



MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (DCP-MDL)
(Versão 02 – válida a partir de: 01 de julho de 2004)

SUMÁRIO

- A. Descrição geral da atividade de projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade do projeto/ Período de obtenção de créditos
- D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento
- E. Estimativa de emissões de gases de efeito estufa por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários dos atores

Anexos

- Anexo 1: Dados para contato dos participantes da atividade de projeto
- Anexo 2: Informações sobre financiamento público
- Anexo 3: Informações de linha de base
- Anexo 4: Plano de monitoramento



$$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

It is assumed here that all the low-cost/must-run plants produce zero net emissions.

$$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} = 0 \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

Please refer to the methodology text or the explanations on the variables mentioned above.

The ONS data as well as the spreadsheet data with the calculation of emission factors have been provided to the validator (DOE). In the spreadsheet, the dispatch data is treated as to allow calculation of the emission factor for the most three recent years with available information, which are 2002, 2003 and 2004.

The Lambda factors were calculated in accordance with methodology requests. More detailed information is provided in Annex 3. The table below presents such factors.

Year	Lambda
2002	0,5053
2003	0,5312
2004	0,5041

Electricity generation for each year needs also to be taken into account. This information is provided in the table below.

Year	Electricity Load (MWh)
2002	275.402.896
2003	288.493.929
2004	297.879.874

Using therefore appropriate information for $F_{i,j,y}$ and $COEF_{i,j}$, OM emission factors for each year can be determined, as follows.

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = (1 - \lambda_{2002}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2002} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2002}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = 0,4207 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = (1 - \lambda_{2003}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2003} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2003}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = 0,4397 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

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



$$EF_{OM, simple_adjusted, 2004} = (1 - \lambda_{2004}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2004} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2004}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2004} = 0,4327 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finally, to determine the baseline *ex-ante*, the mean average among the three years is calculated, finally determining the $EF_{OM, simple_adjusted}$.

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2002-2004} = 0,4310 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

According to the methodology used, a Build Margin emission factor also needs to be determined.

$$EF_{BM, y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}}$$

Electricity generation in this case means 20% of total generation in the most recent year (2004), as the 5 most recent plants built generate less than such 20%. Calculating such factor one reaches:

$$EF_{BM, 2004} = 0,1045 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finally, the electricity baseline emission factor is calculated through a weighted-average formula, considering both the OM and the BM, being the weights 50% and 50% by default. That gives:

$$EF_{electricity, 2002-2004} = 0,5 * 0,4310 + 0,5 * 0,1045 = 0,2677 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

It is important to note that adequate considerations on the above weights are currently under study by the Meth Panel, and there is a possibility that such weighing changes in the methodology applied here.

The baseline emissions would be then proportional to the electricity delivered to the grid throughout the project's lifetime. Baseline emissions due to displacement of electricity are calculated by multiplying the electricity baseline emissions factor ($EF_{electricity, 2002-2004}$) with the electricity generation of the project activity.

$$BE_{electricity, y} = EF_{electricity, 2002-2004} \cdot EG_y$$

Therefore, for the first crediting period, the baseline emissions will be calculated as follows:

$$BE_{electricity, y} = 0,2677 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y \text{ (in tCO}_2\text{e)}$$

EG is the same amount of energy SJ will generate. Moreover, considering the operating conditions (8.560 hours/yr, 90% capacity factor and 20MW installed capacity) of the power station, baseline emissions could be forecasted as shows Table 6.

Table 6. Electricity displacement baseline emissions



Year	Baseline Emissions (tCO ₂ e)
2006	41.247
2007	41.247
2008	41.247
2009	41.247
2010	41.247
2011	41.247
2012	41.247

By that, in the first crediting period, baseline emissions for the electricity displacement part would total 288,7 thousand tCO₂e.

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

Methane Destruction:

The conservative approach to determine the emission reductions must also take into account the future efficiency of the gas extraction facility, as not all the estimated gas will flow into the gas treatment unit. It's estimated that roughly 80% of the total generated gas will be extracted using active collection systems such as the one to be installed in São João. Therefore, the emission reductions estimates from methane destruction are the avoided baseline emissions, considering the extraction efficiency:

$$ER_{\text{methane_destruction}} = EAF * col_efficiency * \sum Q_{T,x} = 0,64 * \sum Q_{T,x}$$

Naturally, considering the emission reductions will be measured, all the methane flared, discounted by the EAF, will be counted as emission reductions.

Considering all such hypothesis, emission reductions from methane destruction shall amount to around 5,8 million tCO₂e in the first crediting period.

Electricity Displacement:

Considering SJ generates no GHG emissions when generating electricity, as biogas is a renewable source, emission reductions are:

$ER_{\text{electricity}} = EG * CEF = EG * 0,2677$, where the emission intensity of the electricity being displaced, calculated in accordance with ACM0002, is 0,2677 tCO₂e/MWh for the first crediting period.

Considering the generation perspective as put in section E.4., emission reductions from electricity displacement should amount to 288.731 tCO₂e during the first crediting period.

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

Year	Estimation of project activity emission reductions (tonnes of CO ₂ e)	Estimation of the baseline emission reductions (tonnes of CO ₂ e)	Estimation of leakage (tonnes of CO ₂ e)	Estimation of emission reductions (tonnes of CO ₂ e)
2006	1.175.528	0	0	1.175.528
2007	1.062.468	0	0	1.062.468
2008	960.678	0	0	960.678
2009	869.033	0	0	869.033
2010	786.523	0	0	786.523
2011	712.237	0	0	712.237
2012	645.356	0	0	645.356
Total (tonnes of CO ₂ e)	6.211.825	0	0	6.211.825

Summing up the above estimates, SJ is predicted to reduce the emissions of 6,21 million tCO₂e in the first crediting period.

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

Environmental impacts from project initiatives are to be analyzed by the State Secretary of Environment (SMA – *Secretaria de Estado do Meio Ambiente*) through its department for environmental impact assessment (DAIA) and state of São Paulo environmental agency (CETESB).

For SJ, a preliminary environmental report (RAP) was prepared, in accordance with state of São Paulo environmental legislation. This has been submitted to SMA for appraisal and questionings. After being analyzed by DAIA, a statement was forwarded to the developer, allowing it to proceed with the project and apply for the installation license. This will be issued by CETESB, after it makes further considerations on the project through the RAP.

SJ has been granted a preliminary environmental license. It attests the project has been assessed by the environmental authorities, with no major impacts predicted. Nevertheless, as seen in figure 2, the license requests the project developers to design more detailed documentation, especially regarding monitoring of gaseous emissions, in order to have the installation license issued. The license is shown in figures 2 and 3.

There will be no transboundary impacts resulting from SJ. All the relevant impacts occur within Brazilian borders and will be mitigated to comply with the environmental requirements for project's implementation.

GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO
SECRETARIA DE ESTADO DO MEIO AMBIENTE

LICENÇA AMBIENTAL PRÉVIA

Nº 00546

PROCESSO SMA
Nº 13.527/02

A Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo - SMA, no uso das atribuições que lhe confere a Lei Federal 6938, de 31 de agosto de 1981, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, regulamentada pelo Decreto Federal 99.274, de 06 de junho de 1990, e demais normas pertinentes, emite a presente Licença Ambiental Prévia, com base no Parecer Técnico CPRN/DAIA/418/2002 e na Deliberação CONSEMA XXXX, para:

IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDEDOR

RUA SOCIAL ENTERPA AMBIENTAL SA

CNPJ: 02.502.698/0001-85

LOGRADOURO: RUA ANTONIO RIBEIRO PINA, 255

BARRIO: JARDIM LIDIA

MUNICÍPIO: SÃO PAULO

CEP: 05502-150

IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

NOME CENTRAL TERMELÉTRICA SÃO JOÃO BORGAS

LOGRADOURO: ESTRADA SAPOEMBA KM 33

MUNICÍPIO: SÃO PAULO

CARACTERIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

DESCRIÇÃO: Central Termelétrica

Potência: 50 MW (25 unidades)

Combustível: Biorde

OBSERVAÇÕES

- a) A presente Licença Ambiental Prévia aprova a localização e concepção do empreendimento, atestando a sua viabilidade ambiental, mas não autoriza a sua implantação;
- b) Previamente à implantação do empreendimento deverá ser obtida a Licença Ambiental de Instalação, sob pena de aplicação das penalidades previstas na legislação em vigor;
- c) A Licença Ambiental de Instalação somente será concedida após o cumprimento das exigências relacionadas neste documento;
- d) A presente Licença Ambiental Prévia não dispensa nem substitui qualquer alvará, licença, autorização ou certidão de qualquer natureza, exigidos pela legislação federal, estadual ou municipal, bem como não significa reconhecimento de qualquer direito de propriedade;
- e) Integra(m) a presente Licença 01 anexo(s);
- f) O prazo de validade desta Licença Ambiental Prévia é de 01 (HUM) ano(s), a contar da data de sua emissão.

O presente documento foi emitido sem rasura e/ou colagem

USO DA COORDENADORIA DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL E DE PROTEÇÃO DE RECURSOS NATURAIS

Data: 19/10/02

JOSE GOLDBERG - Secretário de Estado

Figure 2. Preliminary environmental license for SJ (page 1 of 2)



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO
SECRETARIA DE ESTADO DO MEIO AMBIENTE

ANEXO		Fis. 01/01 PROCESSO SMA Nº 13.527/02
O presente anexo é parte integrante da LICENÇA AMBIENTAL PRÉVIA N° 00546		
Por ocasião da continuidade do licenciamento ambiental junto à Secretaria do Meio Ambiente o interessado deverá atender as seguintes exigências: - Detalhamento do projeto básico da unidade de captação e aproveitamento energético do biogás; - Detalhamento do plano de monitorização para todo o empreendimento, com ênfase para as emissões atmosféricas, com a definição dos parâmetros e periodicidade das amostragens; - Apresentar plano de acompanhamento da implementação das medidas compensatórias; - Assinatura do Termo de Compromisso de Recuperação Ambiental para a emissão da autorização de supressão de vegetação, junto ao DERPM. Nessa ocasião deverão ser considerados ainda os termos do Relatório da Comissão Especial de Recursos Hídricos do Consórcio ; mais especificamente o item 3.4.; e - Apresentar autorização do DAEE para a captação de 20m³/h de água por meio de poços profundos.		
O presente documento foi emitido sem rasura ou colagem		

Figure 3. Preliminary environmental license for SJ (page 2 of 2)

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

As already mentioned, Aterro Sanitário Sítio São João, the landfill where SJ will take place, has been designed with modern engineering practices that put it as a well-managed landfill under state of São Paulo environmental agency (CETESB) assessment.

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



Nevertheless, operation of a degasifying unit, with intention to flare the gas, either in flare equipment or in engines for energy generation, may cause gaseous emissions such as volatile organic compounds and dioxins that have to be analyzed. This is not expected to happen considering the landfill gas goes through a treatment prior to be flared, and similar conditions have already been successfully applied by the project developer at its other landfill gas to energy project in Brazil.

It's important to consider, after all, that the project will only be operating with its working license in place, after the necessary studies, as required by the environmental agency, have taken place. In any case, measures will be taken also after the project implementation and operation if that's required by the agency.

SECTION G. Stakeholders' comments

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

Invitation for comments by local stakeholders is required by the Brazilian Designated National Authority as part of the procedures for analyzing CDM projects and issuing letters of approval. This procedure is the one that will be followed by Biogás to take its GHG mitigation initiative to the public.

In its first resolution, the DNA required project participants to communicate with the public through letters, to be sent inviting for comments to:

- The Brazilian national NGO's forum;
 - The local attorneys' and prosecutors' agency;
 - The municipality's chamber (mayor and assemblymen);
 - State's and municipal's environmental authorities;
 - Local communities' associations.
- The project developers have submitted such letters.

G.2. Summary of the comments received:

From the above stakeholders, only one provided comments on SJ. This was the state of São Paulo environmental agency, CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental. The letter was signed by Mr. João Wagner Alves, manager of CETESB's global issues division.

In the letter, Mr. João Wagner makes a brief introduction to climate change and to the potential methane has in enhancing the warming effect in the atmosphere, while also referring to the Brazilian national GHG inventory. Mr. Wagner also provides a definition for biogas, and the methane content in it under different circumstances.

In the letter, Mr. Wagner also points out that the better way to avoid methane emissions is to avoid waste generation, recommending reuse and recycling, pointing also that, if correctly managed, landfill waste



deposition is feasible. In the end, he remembers that CETESB has already assessed São João landfill and has qualified it with a 8,3 grade in 2004, meaning the landfill is adequately managed.

To finalize, Mr. Wagner makes two suggestions:

- To evaluate plausible alternatives to the energetic use of the biogas that make use of national available technology;
- To evaluate fomenting initiatives such as reuse, recycling and other waste management practices, such as composting, to mitigate global warming.

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

Project participants provided a feedback on the letter through an e-mail message. In such message, the participants clarified that equipment selection would be made taking into account the socio-environmental and economic performance of the project, remembering that so far not all the necessary technology for degassing landfills is available through national suppliers. And if this is bad on one hand, on the other hand the so-called technology transfer will necessarily be in place for project implementation and operation, achieving one of the CDM goals.

Regarding waste reuse, recycling and other measures to avoid GHG emissions, project participants stated that such measures must definitely be in place. Participants highlighted that emission-reductions revenues from SI will be shared equally by the project developers and São Paulo municipality, meaning the environmental authorities will have available resources from the CDM initiative to invest in such "GHG-free" ideas. Finally, project participants also mentioned that, due to the fact that the waste is already disposed in São João landfill, the gas is already being produced, and therefore any measures by the municipality towards reuse, recycling and composting will have no effect on the GHG generation at the site.

Later, Mr. Wagner called Econergy to thank for the feedback.

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

Organization:	Biogás Energia Ambiental S/A
Street/P.O.Box:	Rua Guararapes, 1909 – 4o. andar – cj 41 Brooklin
Building:	
City:	São Paulo
State/Region:	SP
Postfix/ZIP:	04561-004
Country:	Brazil
Telephone:	+55 (11) 5505 5533
FAX:	+55 (11) 5505 4090
E-Mail:	energia@biogas-ambiental.com.br
URL:	www.logoseng.com.br/biogas
Represented by:	
Title:	Director
Salutation:	Mr
Last Name:	Avelino da Silva
Middle Name:	Antônio
First Name:	Manuel
Department:	Administration
Mobile:	+55 (11) 9913 7759
Direct FAX:	+55 (11) 3117 3179
Direct tel:	+55 (11) 3117 3171 ext. 121
Personal E-Mail:	maaas@logoseng.com.br

Organization:	Municipality of São Paulo
Street/P.O.Box:	Rua do Paraíso, 387 3rd floor - Paraíso
Building:	
City:	São Paulo
State/Region:	SP
Postfix/ZIP:	04103-000
Country:	Brazil
Telephone:	+55 (11) 3372 2205
FAX:	+55 (11) 3372 2200
E-Mail:	
URL:	www.prefeitura.sp.gov.br
Represented by:	
Title:	Secretary of Green and Environment
Salutation:	Mr
Last Name:	Alves Sobrinho
Middle Name:	Martins
First Name:	Eduardo Jorge
Department:	Green and Environment Secretary
Mobile:	

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



Direct FAX:	
Direct tel:	
Personal E-Mail:	eduardojorge@prefeitura.sp.gov.br



comparing with the benchmark. Therefore, even in a situation where cash generation is increased, the energy sub-unit is not expected to provide an attractive IRR if carbon revenues are not considered.

Step 4. Common practice analysis

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

There is no similar project to SJ being carried out in Brazil at the current moment. This will be, in fact, the second largest project of its kind in Brazil, and its counterpart, also developed by Biogás Energia Ambiental, is a CDM project, which does not need to be considered in this analysis. Landfill gas to energy projects are not known in Brazil for there is no local technology available and few experts in the field to apply knowledge in actual projects.

Sub-step 4b. Discuss any similar options that are occurring

Considering there are no similar activities widely observed and commonly carried out, it is not necessary to perform an analysis at this point.

Step 5. Impact of CDM registration

Once SJ is registered as a CDM project, it will be entitled to sell emission reductions from methane destruction to Annex-I countries. Such revenue will contribute to leverage its IRR to the point considered attractive by its investors in a way that the project will be able to operate. Naturally, SJ will have a major impact in bringing new investors to the Brazilian market, as replicability will surely occur in this sort of situation. Moreover, considering most of the equipments are imported, and that the Brazilian economy is highly volatile, it is important to guarantee that foreign-currency investments are well protected against political and economic turmoils. In that sense, revenues from certified emission reductions commercialization, which are widely nominated in euros, will provide a natural hedge to this investment, making the situation more comfortable for the entrepreneurs to move on with the idea.

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

SJ will take place in São João landfill, and the landfill area will be the project's boundary, which includes the gas extraction facilities and the power plant.

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:

This baseline study was concluded on 21/12/2005 (DD/MM/ YYYY), by Econergy, which is not a participant in this project. Contact information:

Marcelo Schunn Diniz Junqueira
junqueira@econergy.com.br
Tel: +55 (11) 3219 0068 ext 25
Fax: +55 (11) 3219 0693
www.econergy.com.br



SECTION C. Duration of the project activity / Crediting period

C.1 Duration of the project activity:

C.1.1. Starting date of the project activity:

01/01/2006 (DD/MM/ YYYY)

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

21y 0m

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:

31/03/2006 (DD/MM/ YYYY)

C.2.1.2. Length of the first crediting period:

7y 0m

C.2.2. Fixed crediting period:

C.2.2.1. Starting date:

Left blank on purpose.

C.2.2.2. Length:

Left blank on purpose.

SECTION D. Application of a monitoring methodology and plan

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

The methodology applied to SJ is ACM0001, called "Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities".

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



The applicability conditions for ACM0001 have already been considered under the baseline section of this PDD. In fact, SJ is a project activity undertaken with the purpose of capturing and flaring methane from landfill operations, and also using this methane as fuel for a power plant, generating electricity that will avoid fossil fuelled plants at the margin of the Brazilian electricity system, therefore causing a reduction in GHG emissions.

ACM0001 is therefore fully applicable to SJ.



PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM PDD) - Version 02

CDM - Executive Board

UNEP

page 16

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

D.2.1.1. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:

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

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

>>

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

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

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

>>

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



PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM PDD) - Version 02

CDM – Executive Board

UNFCCC

page 17

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 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
1 LFG _{Total}	Total landfill gas captured	Flow meter to flares and powerhouse	Nm ³	M	Continuous	100%	Electronic	Measured by a flow meter. Data will be aggregated monthly and yearly. Normal cubic meters represent the gas volume in cubic meters at STP. Data will be kept for two years after the end of the crediting period.
2 LFG _{Flare}	Amount of landfill gas to flares	Flow meter to flares	Nm ³	M	Continuous	100%	Electronic	Measured by a flow meter. Data will be aggregated monthly and yearly. Normal cubic meters represent the gas volume in cubic meters at STP. Data will be kept for two years after the end of the crediting period.
3 LFG _{Electricity}	Amount of landfill gas to powerhouse	Flow meter to powerhouse	Nm ³	C	Continuous	100%	Electronic	Amount of landfill gas to the powerhouse will be determined by the difference between (1) and (2), above. Data will be kept for two years after the end of the crediting period.
4 FE	Flare combustion efficiency. Determined by the operation hours (1) and the methane content in the exhaust gas (2)	Flare efficiency	%	M / C	(1) continuously, (2) quarterly, monthly if unstable	n/a	Electronic	(1) Continuous measurement of operation time of flare (e.g. with temperature). (2) Periodic measurement of methane content of flare exhaust gas. Data will be kept for two years after the end of the crediting period.
5 W _{CH4}	Methane fraction in the landfill gas	Continuous analyzes	m ³ CH ₄ /m ³ LFG	M	Continuous	100%	Electronic	Measured by continuous gas quality analyzer.
6	Regulatory requirements relating to landfill gas	Environmental legislation	Test	n/a		100%	Electronic	

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



PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM PDD) - Version 02

CDM - Executive Board

page 18

projects	Electricity fed into grid	Electricity meter	MWh	M	Continuous	100%	Electronic	Electricity fed into the grid will be measured as to determine emission reductions from renewable electricity generation and commercialization. Data will be kept for two years after the end of the crediting period.
7	CO ₂ emission intensity of the electricity	Brazilian grid	tCO ₂ /MWh	C	Once at project start and then at each baseline renewal	100%	Electronic	CO ₂ emission intensity of the electricity being generated by the grid will be determined through an approved baseline methodology, which is ACM0002. This data will be updated at the baseline renewal, in accordance with the considered methodology. Please refer to annex 3 - baseline determination, for how the emission factor will be determined. Data will be kept for two years after the end of the crediting period.

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

SJ will generate no emissions since it will use project-generated electricity to operate the landfill gas project, including the pumping equipment for the collection system and energy required to transport heat.

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 cross-reference to table D.3)	Data variable	Source of data	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/paper)	Comment
							No leakage under ACM0001.

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 CO₂ equ.)

No leakage under ACM0001.

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

Methane destruction:

$$ER = (MD_{project} - MD_{reg}) * GWP_{CH_4}$$

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

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

$$MD_{flared} = LFG_{pure} * w_{CH_4} * D_{CH_4} * FE$$

$$MD_{electricity} = LFG_{electricity} * w_{CH_4} * D_{CH_4}$$

ER are the emission reductions; MD_{project} is the amount of methane actually destroyed/combusted during the year; MD_{reg} is the methane that would have been destroyed/combusted during a year in the absence of the project activity; GWP_{CH₄} is the approved global warming potential value for methane (considered 21 throughout SJ's lifetime for the purpose of estimating emission reductions); EG is net quantity of electricity displaced; and CEF_{electricity} is the CO₂ emissions intensity of the electricity displaced.

Considering there is no regulatory or contractual requirement determining MD_{reg}, an Effectiveness Adjustment Factor - EAF of 20% is used in SJ's case.

MD_{flared} is the quantity of methane destroyed by flaring (tCH₄); LFG_{flared} is the quantity of landfill gas flared during a year measured in normal cubic meters (Nm³); w_{CH₄} is the average methane fraction of the landfill gas as measured during a year and expressed as a fraction CH₄ volume per LFG volume; FE is the flare efficiency (the fraction of the methane destroyed) and D_{CH₄} is the methane density expressed in tonnes of methane per cubic meter of methane (tCH₄/m³CH₄), measured at STP. This value is in fact 0.0007168 (tCH₄/Nm³CH₄).

MD_{electricity} is the quantity of methane destroyed by generation of electricity and LFG_{electricity} is the quantity of landfill gas fed into electricity generator.

Electricity displacement:

$$ER_y = BE_{thermal,y} + BE_{electricity,y} - PE_y - L_y$$

$$BE_{thermal,y} = 0$$

$$PE_y = 0$$

$$L_y = 0$$

$$BE_{electricity,y} = EF_{electricity} * EG_y$$

ER_y: are the emissions reductions of the electricity displacement part during the year y in tons of CO₂.

BE_{electricity,y}: Are the baseline emissions due to displacement of electricity during the year y in tons of CO₂.

BE_{thermal,y}: Are the baseline emissions due to displacement of thermal energy during the year y in tons of CO₂.

PE_y: Are the project emissions during the year y in tons of CO₂.

L_y: Are the leakage emissions during the year y in tons of CO₂.

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



PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM PDD) - Version 02

CDM – Executive Board

page 20

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.
1-3 LFG	Low	Flow meters will be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
4 FE	Medium	Regular maintenance will ensure optimal operation of flares. Flare efficiency should be checked quarterly, with monthly checks if the efficiency shows significant deviations from previous values.
5 WCH	Low	The gas analyzer will be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
7	Low	Electricity meter will be calibrated periodically to ensure accuracy.

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

Both the gas plant and the energy plant will have specific operators in charge of checking the gas flared, gas sent to engines, and electricity generated. Such personnel is responsible for getting relevant information from both units monitoring systems. Monthly reports will consider the main factors as well as emission reductions calculated in accordance with this PDD.

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

Econergy is the entity determining the monitoring methodology. Econergy is not a participant in this project. Contact information:

Marcelo Schunn Diniz Junqueira
junqueira@econergy.com.br
Tel: +55 (11) 3219 0068 ext 25
Fax: +55 (11) 3219 0693
www.econergy.com.br

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

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

SJ will generate no emissions since it will use project-generated electricity to operate the landfill gas project, including the pumping equipment for the collection system and energy required to transport heat.

E.2. Estimated leakage:

No leakages under ACM0001.

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

$E1 + E2 = 0$. Therefore, project emissions are zero.

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

GHG emissions by sources in the baseline were estimated using IPCC's guidelines². In the case of SJ, the first order decay approach was used:

$$Q = L_0 R (e^{-kt} - e^{-kt}) \quad (1)$$

Where:

Q = methane generated in current year (t/yr)

L_0 = methane generation potential (t/t of refuse)

R = average annual waste acceptance rate during active life (t/yr)

k = methane generation rate constant (1/yr)

c = time since solid waste disposal site (SWDS) closure (yr)

t = time since SWDS opened (yr)

However, considering waste disposal varies among years, IPCC recommends a slightly changed way to perform such estimations, in order to take into account such variances:

$$Q_{T,x} = k R_x L_0 e^{-k(T-x)} \quad (2)$$

Where:

$Q_{T,x}$ = the amount of methane generated in current year (T) by the waste R_x

X = the year of waste input

R_x = the amount of waste disposed in year x (t)

T = current year

² Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gases Inventory.



With that in mind, one has to perform a sum in order to account for all the methane to be generated by each ton of waste, according to the deposition year. This fact can be expressed, according to the last equation presented, as:

$$Q_T = \sum Q_{T,x} \quad (3)$$

Where Q_T is the total amount of methane to be generated in the landfill during a certain timeframe. To summarize, relevant factors for methane estimation are:

- Year the waste site opened
- Year the waste site closed
- Amount of waste disposed in the site in a given year
- Methane generation rate constant (k)
- Methane generation potential (L_0)

All the above information, but the disposal rate, is given in the table in section B.3. The waste disposed in each year since the site opened is shown in Table 4.

Table 4. Yearly waste disposal in São João landfill

Year	Waste Deposition (tonnes)	Year	Waste Deposition (tonnes)
1992	5.500	2000	2.034.546
1993	768.591	2001	2.157.783
1994	862.211	2002	2.292.821
1995	1.516.727	2003	2.120.943
1996	1.841.783	2004	2.008.528
1997	1.971.480	2005	2.200.000
1998	2.046.081	2006	2.200.000
1999	2.126.986	2007-on	0

Note: Waste disposing finishes in 2006.

Considering nowadays some landfill gas is inefficiently flared at the top of wells' heads after being passively collected as to address safety and odour concerns, an Effectiveness Adjustment Factor (EAF) has to be used to account for this situation in accordance with ACM0001. In this case, it is estimated that around 20% of the methane passively collected can be flared under such poor combustion conditions (the default EAF). Therefore:

$$Baseline_{methane+destruction} = \sum Q_{T,x} - 0,2 * \sum Q_{T,x} = 0,8 * \sum Q_{T,x}$$

Applying the above information, along with proper values for k and L_0 , in equation (2), the following table with estimated emissions in the baseline, for the first crediting period, can be drawn:



Table 5. Methane Baseline emissions estimate for SJ

Year	Methane Emissions (tCO ₂ e)
2006	1.417.852
2007	1.276.527
2008	1.149.288
2009	1.034.732
2010	931.595
2011	838.738
2012	755.136

Therefore, for the first crediting period, baseline emissions should be near 7,4 million tCO₂e.

Electricity Displacement:

The baseline case regarding the electricity displacement part of the project is the GHG emission from electricity generation by the various Brazilian power plants, generating the same amount of electricity SJ is producing at the margin of the electricity system. At the grid's margin, the electricity generated is associated with a carbon emission factor, due to fossil fuelled generators operating.

ACM0002, the baseline methodology chosen for the emission factor calculation, considers the determination of the emissions factor for the grid to which the project activity is connected as the core data to be determined in the baseline scenario. In Brazil, there are two main grids, South-Southeast-Midwest and North-Northeast, therefore the South-Southeast-Midwest Grid is the relevant one for this project.

The method that will be chosen to calculate the Operating Margin (OM) for the electricity baseline emission factor is the option (b) *Simple Adjusted OM*, since the preferable choice (c) *Dispatch Data Analysis OM* would face the barrier of data availability in Brazil.

In order to calculate the Operating Margin, daily dispatch data from the Brazilian electricity system manager (ONS) needed to be gathered. ONS does not regularly provide such information, which implied in getting it through communicating directly with the entity.

The provided information comprised years 2002, 2003 and 2004, and is the most recent information available at this stage (At the end of 2005 ONS supplied raw dispatch data for the whole interconnected grid in the form of daily reports³ from Jan. 1, 2002 to Dec. 31, 2004, the most recent information available at this stage).

Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor Calculation

According to the methodology, the project is to determine the Simple Adjusted OM Emission Factor (EF_{OM, simple adjusted, y}). Therefore, the following equation is to be solved:

³ *Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional*. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Daily reports on the whole interconnected electricity system from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2003.



- There will be considerable temporary job positions' creation during implementation phase, with creation also of direct positions at the operation stage;
- Considering knowledge on this kind of project is still not well developed in Brazil, SJ will have a great impact through technology transfer.
- Emission reductions revenues are to be shared with São Paulo municipality, increasing cash flow towards investments such as rubbish dumps recovery, waste management awareness, plus other environmental benefits.

It can be clearly seen SJ greatly contributes to sustainable development.

A.3. Project participants:

Name of Party involved (*) ((host) indicates a host Party)	Private and/or public entity(ies) project participants (*) (as applicable)	Kindly indicate if the Party involved wishes to be considered as project participant (Yes/No)
Brazil (host)	• Public entity Prefeitura Municipal de São Paulo – the municipality of São Paulo • Private entity Biogás Energia Ambiental S.A.	No

(*) In accordance with the CDM modalities and procedures, at the time of making the CDM-PDD public at the stage of validation, a Party involved may or may not have provided its approval. At the time of requesting registration, the approval by the Party(ies) involved is required.

Biogás is a company founded to exploit landfill gas potentials in Brazil. The company has been active since year 2000, and has now won two bids for exploiting landfill gas in the municipality of São Paulo. One of them is the landfill gas in Sítio São João landfill – where SJ takes place – and the other one is for the gas in Bandeirantes landfill, which, along São João, receives most of the waste generated in the city of São Paulo. Among Biogás shareholders are Arcadis Logos Engenharia S.A, a company part of the Arcadis group – Dutch firm specialized on engineering, project management and consultancy; Heleno & Fonseca Construtécnica S.A, Brazilian construction firm; and Van der Wiel, another Dutch enterprise acting in the fields of transport, infrastructure and environmental technique.

The municipality of São Paulo has under its administration the responsibility of caring for the biggest city in Brazil. São Paulo has nowadays around 10 million inhabitants, with around 10 million more leaving in its surroundings, forming one of the world's biggest urban areas – the metropolitan region of São Paulo. Counting on good infrastructure in telecom and transport, with a downtown airport connecting major cities in Brazil, São Paulo is the heart of the industrial and financial activities in Brazil, though industries have been leaving the city since the early and mid 1990's.

São Paulo is also the richest city – in absolute terms – in Brazil. Nevertheless, the city is heavily indebted, and such liability today is around R\$ 27,6 billion, or US\$ 9,2 billion. Being in such a situation, the administrations have been seeking partnerships and new ways to boost investment and improve life



quality in the area. One of such initiatives is being a participant in SJ. The municipality will receive revenues to be earned through emissions reductions commercialization, an income to be used for new investments in landfill installations and rubbish dumps recovery.

A.4. Technical description of the project activity:**A.4.1. Location of the project activity:**

SJ is located in São Paulo metropolitan region, the biggest urban area in Brazil. São Paulo is the capital of a state with the same name, situated in the southeast part of Brazil.

A.4.1.1. Host Party(ies):

Brazil

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

São Paulo

A.4.1.3. City/Town/Community etc:

São Paulo

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

São João landfill is located in the east part of São Paulo municipality, at km 33 of “Estrada de Sapopemba” – Sapopemba road – close to the border with Mauá municipality.

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

SJ is a waste – solid waste disposal on land CDM project activity.

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

The SJ includes high density polyethylene pipes connected to the landfill wells; blowers to extract the gas from the landfill; facilities for gas treatment, such as heat exchangers, chillers; and the flares, which will destroy the methane not used to generate electricity. For the energy generation purposes, Biogás aims at installing a powerhouse with 20 MW capacity. The technology for electricity energy generation is likely based on Caterpillar engines, model 3516 A. or any similar engine available. Naturally, considering biogas fuelled engines are usually adapted from models using other fuels, mainly natural gas, the above mentioned model may change.

The degassing installations will be responsible for extracting the landfill gas from the landfill and transport it to the gas engines in the power plant. During the transportation, the gas goes through a treatment to allow its use as fuel for energy generation. Other functions of the degassing installations are:



drying landfill gas by gas coolers; and measuring and analyzing the quantity and quality of the landfill gas for safety, process and operating purposes.

The landfill gas will be cooled down when transported from the landfill, resulting in a condensate. This will be drained to condensate shafts, to be placed nearby the gas pipes. Once in the degassing installations, the landfill gas will be cooled again to remove moisture. This is a very important step in the gas treatment process, since the condensate, which contains silicium components, could block the gas pipes and also damage the gas engines, due to the silicium. After this step, the gas will be heated again through a second heat exchanger, or economizer, to a temperature of around 25 °C, far enough from the dew point of 4 °C to avoid further condensation.

Considering demisting is fundamental for the energy generation, as per the reasons mentioned in the previous paragraph, a demister will be installed for extra-safety reasons. The demister is a stainless steel high density filter which separates liquid particles (small amounts of condensate) from the landfill gas. This liquid is to be drained off to a condensate shaft as well.

The blowers will be used for transportation of the landfill gas from the landfill to the gas engines, under correct suction and pre-pressure. Capacity and pressure will be adjusted through frequency controlled electromotors. Moreover, the blowers will be equipped with all the necessary safety equipment, including a noise reducing housing.

On the pressure side of the degassing installation, all kinds of gas analyzing and gas measuring instruments will be present. These instruments are very important for safety, process and operating purposes.

After the described treatment, analyzing and measurement, the landfill gas will be transported as a fuel to the gas engines. These will drive electrical generators in order to generate electrical power. An occasional surplus of the landfill gas can be burned off by the flares.

The whole process will be controlled by an electrical control system. This control system will be provided with a PLC (Programmable Logical Controller). All the measured process signals will be processed by the PLC to output signals for the gas-coolers, blowers, flares and gas-engines. Also the system will count on a SCADA system (visualization of the process on a personal computer). With this system it will be possible to control and monitor the installation at a distance, including through the internet.

SJ is anticipated to be one of the biggest biogas power plants in the world, which therefore may foster the replication of this project activity in several others landfill gas throughout this country. The replication renders the project to assist climate change mitigation even if it is not counted as direct benefit to the project activity itself. Moreover, considering the electricity generation culture in Brazil is, overall, biased towards hydropower, SJ plays an important role in spreading the development of renewable energy sources other than hydro.

Therefore, this project would not happen without technology transfer. As mentioned, among Biogás shareholders are Van der Wiel – worldwide known Dutch firm acting in the transport, infrastructure and environmental technique – and Arcadis, engineering, project management and consultancy Netherlands-based firm with a branch in Brazil (ArcadisLogos Engenharia), responsible for landfill gas capture engineering design. In the case of SJ, the former will be responsible for project implementation and operation, while the latter will take care of gas extraction design. Most of the equipment will be imported



– engines for energy generation, flow meters, gas analyzer and flares. Both project's implementation and operation will happen under strict environmental regulations, and therefore environmentally safe technology transfer will be, in fact, at the core of SJ.

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:

Brazil has never adopted laws or any kind of legislation to enforce landfill gas flaring. It is important to note that a considerable effort will have to take place regarding the waste disposal practices in Brazil before any legislation on gas flaring at well-managed landfills is enforced. According to the latest official statistics on urban solid waste in Brazil – *Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2000* (PNSB 2000) – the country produces 228.413 tons of waste per day, which corresponds to 1,35 kg/inhabitant/day. And though there is a worldwide trend towards reducing, reusing and recycling, therefore reducing the amount of urban solid waste to be disposed in landfills, the situation in Brazil is peculiar. Most of the waste produced in the country is sent towards uncontrolled areas – *lixões* – which are, in most of the cases, open dumps without any sort of proper infrastructure to avoid environmental hazards. Figure 1 shows the the final destination of the waste per municipality, according to PNSB 2000.

São João landfill was designed according to the best practices at the time of its conception, applying modern engineering and environmental sound technology in order to avoid environmental hazards, such as underground water contamination. Regarding landfill gas emissions, the project contemplated only passive venting, intending to solely let the gas escape. Eventually, the gas is flared at the top of wells' heads, in a very inefficient combustion mechanism. It is estimated that only around 20% of the gas is flared through such system.

With the implementation of SJ, the above situation will no longer happen. Sealing properly the wells' heads, the project will avoid that methane previously released to the atmosphere is extracted either to the flares or to the powerhouse, where the gas will be ultimately used to generate energy. SJ's implementation will therefore reduce greenhouse gas emissions.

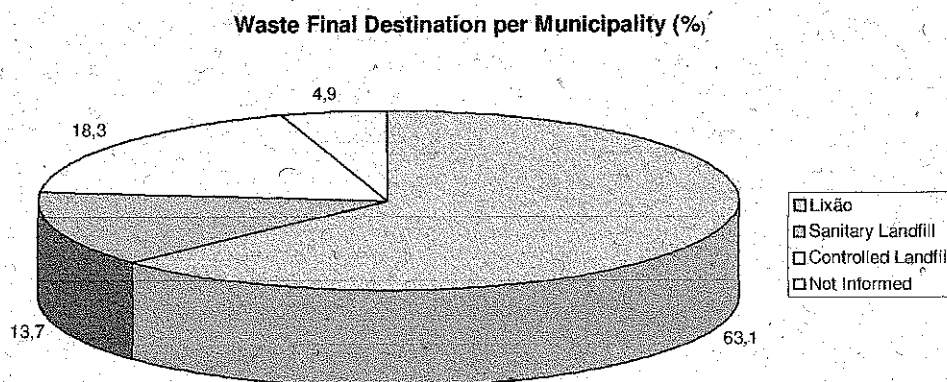


Figure 1. Waste Final Destination per Municipality in Brazil



Source: PNSB, 2000¹.

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

YEARS	ANNUAL ESTIMATION OF EMISSION REDUCTIONS IN TONNES OF CO ₂ E
2006	1.175.529
2007	1.062.469
2008	960.678
2009	869.033
2010	786.523
2011	712.237
2012	645.356
TOTAL ESTIMATED REDUCTIONS (TONNES OF CO₂E)	6.211.825
TOTAL NUMBER OF CREDITING YEARS	7
ANNUAL AVERAGE OVER THE CREDITING PERIOD OF ESTIMATED REDUCTIONS (TONNES OF CO₂E)	887.404

Emission reductions from SJ are therefore expected to reach 6,21 million tCO₂e in the first crediting period (2006 to 2012).

A.4.5. Public funding of the project activity:

There is no public funding involved in SJ project activity.

SECTION B. Application of a baseline methodology

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

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

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

ACM0001 was developed as a way to “unify” approved baseline methodologies applicable to different situations where landfill gas destruction projects are being proposed. One of these situations is where “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”. This is precisely SJ situation, and therefore the reason for the choice of ACM0001.

¹ IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. *Pesquisa Nacional de Saneamento Básico*, 2000.

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

The chosen methodology is drawn upon option (b) of paragraph 48 of the CDM M&P. Significant investments have been made at the site in order to improve landfill gas collection and flare and by that reduce the global warming effect. Therefore an economic analysis on whether such investments would be made in the baseline scenario is necessary.

According to ACM0001, the baseline scenario is the atmospheric release of the methane generated, with some gas being destroyed to comply with regulations or contractual requirements. In fact, at São João landfill at this moment, a little gas is being burned inefficiently at some well's heads. This amount is around 20% of the gas captured by the passive venting system in place.

Therefore, the baseline scenario can be described as the landfill gas produced by the landfill minus 20% that would be destroyed anyway.

Table 1. Baseline data

Year	Waste Deposition (tonnes)	Year	Waste Deposition (tonnes)
1992	5.500	2000	2.034.546
1993	768.591	2001	2.157.783
1994	862.211	2002	2.292.821
1995	1.516.727	2003	2.120.943
1996	1.841.783	2004	2.008.528
1997	1.971.480	2005	2.200.000
1998	2.046.081	2006	2.200.000
1999	2.126.986	2007-on	0
First Order Decay Model Factors			
Lo (tCH ₄ /t refuse)	0,065	k	0,105

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

ACM0001 requires the use of the "Tool for demonstration and assessment of additionality" to show the project is not the baseline scenario. This tool is applied as follows.

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

a) SJ project activity has so far being a study only. A preliminary environmental assessment for project implementation has been carried out, and an environmental license has been granted. Project is expected to be operational on the 1st of January 2006.

b) This PDD is documented evidence that project developers have seriously considered CDM in the decision to proceed with the project activity.

Step 1. Identification of alternatives to the project activity consistent with current laws and regulations**Sub-step 1a. Define alternatives to the project activity:**

Alternatives to SJ include only the current situation at the landfill, which is landfill gas release to the atmosphere. The initiative not carried out as a CDM project is not viable since the investments to extract



methane and generate energy are not worth considering in the current and future economic scenarios for the highly volatile Brazilian context, as will be better explained in Step 2.

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

As shown in A.4.4, Brazil has never enforced any law to mitigate landfill gas emissions. In state of São Paulo, CETESB, the environmental agency, has been acting towards closing rubbish dumps and forcing municipalities to give proper destination to the waste generated. That may be done through concessions to private entities either to build and operate sanitary landfills or to be responsible for the whole municipality's waste management. In all cases, however, active collection and flaring of the landfill gas has never been a demand. Passive venting at São João landfill, as already considered, is the only credible and realistic alternative to SJ.

Therefore, the situation prior to the project's implementation – the alternative to SJ – is in compliance with all regulations.

Step 2. Investment analysis

Sub-step 2a. Determine appropriate analysis method

Option III – benchmark analysis – is chosen.

Sub-step 2b – Option III. Apply benchmark analysis

Brazilian businesses are usually analyzed through the internal rate of return to the equity invested in project initiatives. In the case of SJ, this is the financial indicator picked. This indicator is to be compared with government bond rates, since such bonds are considered risk-free investments, and moreover are considered the opportunity cost of capital in Brazil.

Sub-step 2c. Calculation and comparison of financial indicators

Brazilian entrepreneurs usually evaluate investment opportunities through the Internal Rate of Return projects are able to deliver. This is common sense considering the Brazilian economy is highly volatile, and therefore the opportunity cost of capital – government bonds interest rate – tend to vary quite often. Initially, it is important to clarify that the project is basically structured in two distinct sub-units: the gas collection and treatment plant; and the powerplant. Therefore the investment analysis is calculated independently for each sub-unit.

For the methane capture investment, Biogás calculated the IRR and compared to the interest government bond rates were paying by the time the project was developed, during the year 2003 (average government bonds interest rate = 23,29%). As will be shown ahead, these government bonds pay much higher interest than the 13,73% determined for the project activity without CER's revenues. For the IRR calculation in Biogás the input numbers used are the biogas price, fixed cost, variable cost, VAT (ICMS = 12%, COFINS + PIS = 4,65%), insurance (2%), depreciation, income tax and the cost of capital. All the numbers were presented to the DOE. The cash-flow result is provided following:



Table 2. Cash flow for SJ's landfill gas project

Year	Gross Revenues	Sales Taxes		Net Revenues	Fixed Costs	Variable Costs	Insurance	Total Costs
		VAT (COFINS + PIS)	ICMS					
2003	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0
2004	R\$8.848.476	R\$411.454	R\$1.061.817	R\$7.375.205	R\$1.200.000	R\$1.000.000	R\$176.970	R\$2.376.970
2005	R\$8.848.476	R\$411.454	R\$1.061.817	R\$7.375.205	R\$1.200.000	R\$1.320.000	R\$176.970	R\$2.696.970
2006	R\$8.848.476	R\$411.454	R\$1.061.817	R\$7.375.205	R\$1.200.000	R\$1.440.000	R\$176.970	R\$2.816.970
2007	R\$8.848.476	R\$411.454	R\$1.061.817	R\$7.375.205	R\$1.200.000	R\$1.440.000	R\$176.970	R\$2.816.970
2008	R\$8.848.476	R\$411.454	R\$1.061.817	R\$7.375.205	R\$1.200.000	R\$1.440.000	R\$176.970	R\$2.816.970
2009	R\$8.848.476	R\$411.454	R\$1.061.817	R\$7.375.205	R\$1.200.000	R\$1.440.000	R\$176.970	R\$2.816.970
2010	R\$8.848.476	R\$411.454	R\$1.061.817	R\$7.375.205	R\$1.200.000	R\$1.440.000	R\$176.970	R\$2.816.970
2011	R\$8.848.476	R\$411.454	R\$1.061.817	R\$7.375.205	R\$1.200.000	R\$1.440.000	R\$176.970	R\$2.816.970
2012	R\$8.848.476	R\$411.454	R\$1.061.817	R\$7.375.205	R\$1.200.000	R\$1.440.000	R\$176.970	R\$2.816.970
2013	R\$8.848.476	R\$411.454	R\$1.061.817	R\$7.375.205	R\$1.200.000	R\$1.440.000	R\$176.970	R\$2.816.970
2014	R\$8.848.476	R\$411.454	R\$1.061.817	R\$7.375.205	R\$1.200.000	R\$1.440.000	R\$176.970	R\$2.816.970
2015	R\$8.848.476	R\$411.454	R\$1.061.817	R\$7.375.205	R\$1.200.000	R\$1.440.000	R\$176.970	R\$2.816.970

Year	Depreciation	Interest	EBTA	Income Tax	Net Income	Investment	Cash Generation	Equity Required
2003	R\$0	(R\$111.222)	R\$0	R\$0	R\$0	(R\$13.500.000)	(R\$4.611.222)	R\$5.000.000
2004	R\$1.112.500	(R\$1.718.440)	R\$2.167.295	R\$605.151	R\$1.562.144	(R\$5.500.000)	(R\$2.825.356)	R\$2.825.356
2005	R\$1.550.000	(R\$1.269.716)	R\$1.858.519	R\$531.045	R\$1.327.474	(R\$4.000.000)	(R\$3.372.526)	R\$3.372.526
2006	R\$1.800.000	(R\$919.450)	R\$1.838.786	R\$526.309	R\$1.312.477	R\$0	R\$862.477	R\$0
2007	R\$1.800.000	(R\$569.183)	R\$2.189.052	R\$610.373	R\$1.578.680	R\$0	R\$1.128.680	R\$0
2008	R\$1.800.000	(R\$218.917)	R\$2.539.319	R\$694.436	R\$1.844.882	R\$0	R\$1.394.882	R\$0
2009	R\$1.800.000	R\$0	R\$2.758.235	R\$746.976	R\$2.011.259	R\$0	R\$3.811.259	R\$0
2010	R\$1.800.000	R\$0	R\$2.758.235	R\$746.976	R\$2.011.259	R\$0	R\$3.811.259	R\$0
2011	R\$1.800.000	R\$0	R\$2.758.235	R\$746.976	R\$2.011.259	R\$0	R\$3.811.259	(R\$927.277)
2012	R\$1.800.000	R\$0	R\$2.758.235	R\$746.976	R\$2.011.259	R\$0	R\$3.811.259	(R\$1.800.000)
2013	R\$1.800.000	R\$0	R\$2.758.235	R\$746.976	R\$2.011.259	R\$0	R\$3.811.259	(R\$1.800.000)
2014	R\$1.800.000	R\$0	R\$2.758.235	R\$746.976	R\$2.011.259	R\$0	R\$3.811.259	(R\$1.800.000)
2015	R\$1.800.000	R\$0	R\$2.758.235	R\$746.976	R\$2.011.259	R\$0	R\$3.811.259	(R\$1.800.000)

Year	Debt	Amortization	Dividends	Available Cash	Shareholders		Carbon Revenue	Total Expected	
					Cashflow	Return		IRR	
2003	R\$9.000.000	R\$0	R\$0	R\$388.778	(R\$5.000.000)	R\$0	(R\$5.000.000)	-	
2004	R\$0	R\$0	R\$0	R\$388.778	(R\$2.825.356)	R\$0	(R\$2.825.356)	-	
2005	R\$0	(R\$2.250.000)	R\$0	R\$388.778	(R\$3.372.526)	R\$0	(R\$3.372.526)	-	
2006	R\$0	(R\$2.250.000)	R\$0	R\$1.251.255	R\$0	R\$0	R\$0	-	
2007	R\$0	(R\$2.250.000)	R\$0	R\$2.379.935	R\$0	R\$0	R\$0	-	
2008	R\$0	(R\$2.250.000)	R\$2.401.140	R\$1.373.677	R\$2.401.140	R\$0	R\$2.401.140	-	
2009	R\$0	R\$0	R\$4.184.936	R\$1.000.000	R\$4.184.936	R\$0	R\$4.184.936	-10,57%	
2010	R\$0	R\$0	R\$3.683.982	R\$1.127.277	R\$3.683.982	R\$0	R\$3.683.982	-1,63%	
2011	R\$0	R\$0	R\$3.011.259	R\$1.000.000	R\$3.938.536	R\$0	R\$3.938.536	4,20%	
2012	R\$0	R\$0	R\$2.011.259	R\$1.000.000	R\$3.811.259	R\$0	R\$3.811.259	7,91%	
2013	R\$0	R\$0	R\$2.011.259	R\$1.000.000	R\$3.811.259	R\$0	R\$3.811.259	10,49%	
2014	R\$0	R\$0	R\$2.011.259	R\$1.000.000	R\$3.811.259	R\$0	R\$3.811.259	12,35%	
2015	R\$0	R\$0	R\$2.011.259	R\$1.000.000	R\$3.811.259	R\$0	R\$3.811.259	13,73%	

Formulae:

Net revenue = Gross Revenues - Sales Taxes

Total costs = Fixed costs + Variable costs + Insurance

EBTA = Net revenue - Total costs - Depreciation - Interest

Net income = EBTA - Income tax

Shareholders' cash-flow = - Equity required + Dividends

Cash generation = Net income + Depreciation + Investment + Debt

Cash available = accrued Cash generation + Equity required

The net present value calculation can also be used to show the economic unattractiveness of SJ. Considering the Total Expected Return above, and the discount rate of 23,29% per year (the average government bond interest in 2003), the net present value calculated is -R\$ 4.148.667,44.



For the energy generation sub-unit, the same analysis was carried out. For this sub-unit, the IRR calculated was 15,0%, far from Brazilian bonds interest rate paid averagely through the year 2003. The cash flow is shown in the following Table 3.



Table 3. Cash flow for SJ's energy generation sub-unit

	SJ "energia"												
	1 2005	2 2006	3 2007	4 2008	5 2009	6 2010	7 2011	8 2012	9 2013	10 2014	11 2015	12 2016	13 2017
EBIT		5,8	5,9	6,4	6,5	6,2	6,7	6,7	6,3	5,2	4,3	6,7	8,6
Non Operational													
Depreciation and Amortization	0,0	2,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	1,5	0,7
Working Capital variation	0,0	0,3	(0,0)	0,1	(0,0)	(0,0)	(0,2)	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	0,0	0,0
Operational Cash Flow	0,0	8,9	9,8	10,3	10,4	10,0	10,3	10,5	10,2	9,1	8,2	8,2	9,3
Interest	0,0	0,1	0,4	0,6	0,8	1,0	0,6	0,6	0,7	0,5	0,4	0,2	0,1
Equity	(36,8)	(11,1)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dividends	0,0	(2,9)	(2,7)	(2,8)	(3,0)	(3,1)	(3,1)	(3,4)	(3,4)	(2,8)	(2,2)	(4,7)	(5,7)
Cash Flow after investments	(36,8)	(4,9)	7,5	8,1	8,2	8,0	7,8	7,8	7,5	6,9	6,3	3,7	2,7
Disbursement	26,0	11,2	6,6	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Amortizations (Amort FINIMP)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(2,7)	(2,7)	(2,7)	(2,7)	(2,7)
Interest paid (Amort FINIMP)	0,0	(0,0)	(0,5)	(1,2)	(1,6)	(1,6)	(1,6)	(1,6)	(1,6)	(1,2)	(0,8)	(0,7)	(0,4)
Amortizations (BNDES)	0,0	0,0	(1,5)	(1,7)	(1,8)	(1,9)	(2,0)	(2,1)	(0,2)	0,0	0,0	0,0	0,0
Interest paid (BNDES)	0,0	0,0	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,2)	(0,2)	(0,1)	(0,0)	0,0	0,0	0,0	0,0
Amortizations (Importação)	0,0	(3,3)	(6,6)	(6,3)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interest paid (Importação)	0,0	(0,8)	(0,5)	(0,2)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)
Amortizations (IGPM)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)
Interest paid (IGPM)	0,0	(0,6)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,7)	(0,8)	(0,5)	(0,3)	(0,2)
Cash Flow after Debt	(10,8)	1,5	3,8	3,9	3,7	3,5	3,2	3,2	0,9	1,0	0,9	(1,4)	(2,0)
Income Tax (IR)	0,0	(0,7)	(0,8)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,8)	(0,7)	(0,7)	(0,8)
Income Tax (CSLL)	0,0	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)
Capital Increase	14,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capital Decrease									(3,9)	(4,0)	(4,2)	(4,4)	(4,5)
Net Cash Flow	3,2	0,5	2,7	2,7	2,5	2,3	2,0	2,0	(4,1)	(4,1)	(4,3)	(6,7)	(7,8)

	R\$ million												
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EBIT	0	6	6	6	6	6	7	7	6	5	4	7	9
Tax	0,0	(1,0)	(1,1)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,1)	(1,0)	(1,0)	(1,1)
Depreciation and Amortization	0	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	1	1
CAPEX	(37)	(11)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Project	(36,80)	(3,45)	8,65	9,03	9,15	8,88	9,30	9,30	8,97	8,04	7,20	7,20	8,21
IRR	15,0%												

In this case, the net present value can also be calculated to show the project would not move forward should the carbon revenue not be in place. In fact, at a discount rate of 23,29% per year, the NPV for SJ energy sub-unit is -R\$ 11,94 million.

Sub-step 2d. Sensitivity analysis

Consider Biogás could be more efficient reducing fixed costs. In a very optimistic case, for instance reducing the costs by 30%, the internal rate of return would be increased to 16,15%, which barely approximates the government bonds rate at the end of the year 2003. On the other hand, costs could also go higher, and an increase by 30% would cause the IRR to decline at 11,46%.

For the energy sub-unit, sensitivity analysis was carried out considering earnings increase. In this case, if earnings were considerably increased, becoming 25% bigger, project's IRR would not even reach 20%, being 19,87%. This is not enough to surpass the benchmark threshold of 23,29%, as previously considered. Moreover, even though the government bonds interest rate has declined in the beginning of 2004, it ended the year 2004 upward, which reduces the incentive for equity investment even more. On the contrary, if by any means earnings declined by 25%, IRR would then be 11,1%, not attractive



A eficiência de conversão de combustíveis fósseis (%) para plantas de energia térmica foi calculada com base na capacidade instalada de cada planta e da energia produzida de fato. Para a maioria das plantas de energia por combustível fóssil em construção, um valor constante de 30% foi usado como estimativa para a eficiência de conversão de seus combustíveis fósseis. Essa hipótese foi baseada nos dados disponíveis em literatura e baseados nas observações da atual situação destes tipos de plantas atualmente em operação no Brasil. Para as únicas duas plantas de gás natural em ciclo combinado (totalizando 648 MW) assumiu-se taxa de eficiência maior, isto é 45%.

Então apenas dados para plantas em construção em 2002 (com início de operação em 2002, 2003 e 2004) foram estimados. Todas as outras eficiências foram calculadas. Para o melhor do nosso conhecimento, não há reforma/modernização de usinas de geração mais antigas no período analisado (2002 a 2004). Por essa razão, os participantes do projeto consideram a aplicação desse número não apenas razoável mas a melhor opção disponível.

Os dados de despacho horário reunidos mais recentemente recebidos pela ONS foram usados para determinar o fator lambda para cada um dos anos de dados disponíveis (2002, 2003 e 2004). A geração e baixo custo e despacho obrigatório foi determinada como a geração total menos a geração das plantas de geração térmica por combustível fóssil, esta última determinada por dados diários de despacho fornecidos pela ONS. Toda essa informação foi disponibilizada aos validadores e extensivamente discutida com eles, de maneira a tornar todos os pontos claros.

Nas páginas seguintes, um resumo das análises é fornecido. Primeiro, a tabela com as 130 plantas de despacho pela ONS é fornecida. Depois, uma tabela com as conclusões resumidas das análises, com o cálculo do fator de emissão mostrado. Finalmente, as curvas de duração de carga do sistema S/SE/CO são apresentadas.



DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL-DCP) - Versão 02

UNICOP

MDL – Conselho executivo

página 37

Plantas de Despacho da ONS

Subsistema	Posto de energia	Planta	Operação start	Planta capacity (MW)	Planta efficiency (%)	Carbon emission factor (gCO ₂ /kWh)	Planta capacity (MW)	Planta efficiency (%)	Carbon emission factor (gCO ₂ /kWh)
1	SSE-CD	H	Jatui	Sep-2003	127.9	1	0.0	0.0%	0.000
2	SSE-CD	H	Guaporé	Sep-2003	120.9	1	0.0	0.0%	0.000
3	SSE-CD	G	Três Lagoas	Aug-2003	286.0	9.3	15.3	99.5%	0.670
4	SSE-CD	H	Pant. D'Ávila	Jun-2003	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
5	SSE-CD	H	Aguaí	Sep-2002	156.1	1	0.0	0.0%	0.000
6	SSE-CD	B	Atafaria	Sep-2002	484.5	0.2	15.3	99.5%	0.670
7	SSE-CD	G	Canasvieiras	Sep-2002	143.5	0.3	15.3	99.5%	0.670
8	SSE-CD	H	Pirajó	Sep-2002	81.9	1	0.0	0.0%	0.000
9	SSE-CD	G	Nova Friburgo	Jun-2002	384.9	0.3	15.3	99.5%	0.670
10	SSE-CD	G	PETROBRAS	Jun-2002	3.0	0.3	20.7	99.0%	0.837
11	SSE-CD	H	Itaipu	Jun-2002	55.5	1	0.0	0.0%	0.000
12	SSE-CD	G	Enxer	May-2002	228.9	0.3	15.3	99.5%	0.670
13	SSE-CD	H	Coroá	May-2002	425.0	1	0.0	0.0%	0.000
14	SSE-CD	H	São Carlos	Jun-2002	53.0	1	0.0	0.0%	0.000
15	SSE-CD	H	Machadinho	Jun-2002	1140.0	1	0.0	0.0%	0.000
16	SSE-CD	G	João de Deus	Nov-2001	67.9	0.25	15.3	99.5%	0.670
17	SSE-CD	G	Machadinho	Nov-2001	925.5	0.25	15.3	99.5%	0.670
18	SSE-CD	H	Lagoado (AMR, ex-422500)	Nov-2001	502.5	1	0.0	0.0%	0.000
19	SSE-CD	G	Embrapa	Oct-2001	272.9	0.25	15.3	99.5%	0.670
20	SSE-CD	H	Praia Federal	Sep-2001	112.9	1	0.0	0.0%	0.000
21	SSE-CD	G	Curitiba (Mato Grosso)	Aug-2001	529.2	0.3	15.3	99.5%	0.670
22	SSE-CD	G	W. Aragua	Jun-2001	154.0	0.25	15.3	99.5%	0.670
23	SSE-CD	H	União de São Paulo	Jun-2000	889.9	0.25	15.3	99.5%	0.670
24	SSE-CD	H	S. Carlos	Jun-1999	1340.0	1	0.0	0.0%	0.000
25	SSE-CD	H	Canasvieiras	Jun-1999	82.5	1	0.0	0.0%	0.000
26	SSE-CD	H	Canasvieiras II	Jun-1999	72.5	1	0.0	0.0%	0.000
27	SSE-CD	H	Itaipu	Jun-1999	219.9	1	0.0	0.0%	0.000
28	SSE-CD	H	Porto Primavera	Jun-1999	1369.9	1	0.0	0.0%	0.000
29	SSE-CD	H	Curitiba (Mato Grosso)	Oct-1998	529.2	0.27	20.2	99.0%	0.837
30	SSE-CD	H	Sorocaba	Sep-1998	80.5	1	0.0	0.0%	0.000
31	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
32	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
33	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
34	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
35	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
36	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
37	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
38	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
39	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
40	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
41	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
42	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
43	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
44	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
45	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
46	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
47	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
48	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
49	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
50	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
51	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
52	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
53	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
54	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
55	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
56	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
57	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
58	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
59	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
60	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
61	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
62	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
63	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
64	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
65	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
66	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
67	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
68	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
69	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
70	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
71	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
72	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
73	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
74	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
75	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
76	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
77	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
78	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
79	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
80	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
81	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
82	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
83	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
84	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
85	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
86	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
87	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
88	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
89	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
90	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
91	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
92	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
93	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
94	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
95	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
96	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
97	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
98	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
99	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
100	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
101	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
102	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
103	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
104	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
105	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
106	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
107	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
108	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
109	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
110	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
111	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
112	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
113	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
114	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
115	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
116	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
117	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
118	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
119	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
120	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
121	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000
122	SSE-CD	H	PCH ENXER	Sep-1998	26.9	1	0.0	0.0%	0.000

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



Tabela Resumo

Fatores de emissão para o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste				
Linhas de base (incluindo importação)	EF_{CO_2} [tCO ₂ /MWh]	Carga [MWh]	LCMR [tCO ₂ /MWh]	Importações [MWh]
2002	0.6504	275.402.896	258.720	1.607.395
2003	0.9378	288.493.829	274.649	459.588
2004	0.9726	297.879.674	284.748	1.468.275
Total (2001-2003) =		861.776.609	818.118	3.535.256
$EF_{CO_2, hidroelétrica}$ [tCO ₂ /MWh]	0.4310	$EF_{CO_2, gás}$	Lâmpadas	
Passos alternativos		Passos padrão	A_{2002}	
$W_{CO_2} = 0.75$		$W_{CO_2} = 0.5$	0.5053	
$W_{CO_2} = 0.25$		$W_{CO_2} = 0.5$	0.5312	
EF_{CO_2} [tCO ₂ /MWh]	0.3494	Padrão EF_{CO_2} [tCO ₂ /MWh]	A_{2003}	
		0.2677	0.5041	

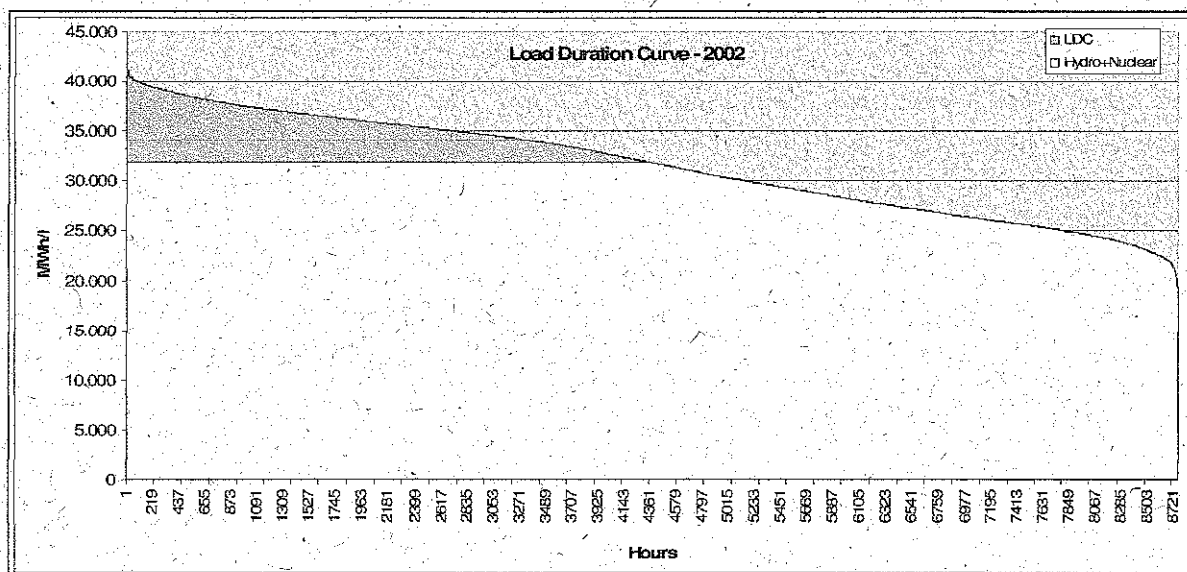


Figura 4. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2002

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.

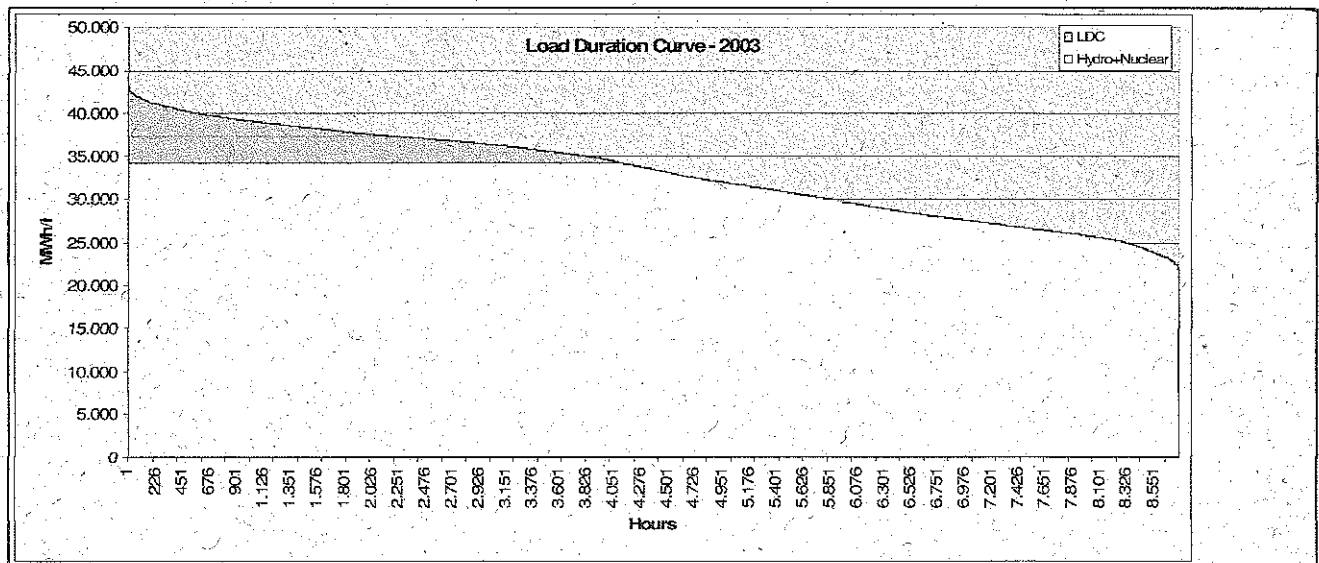


Figura 5. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2003

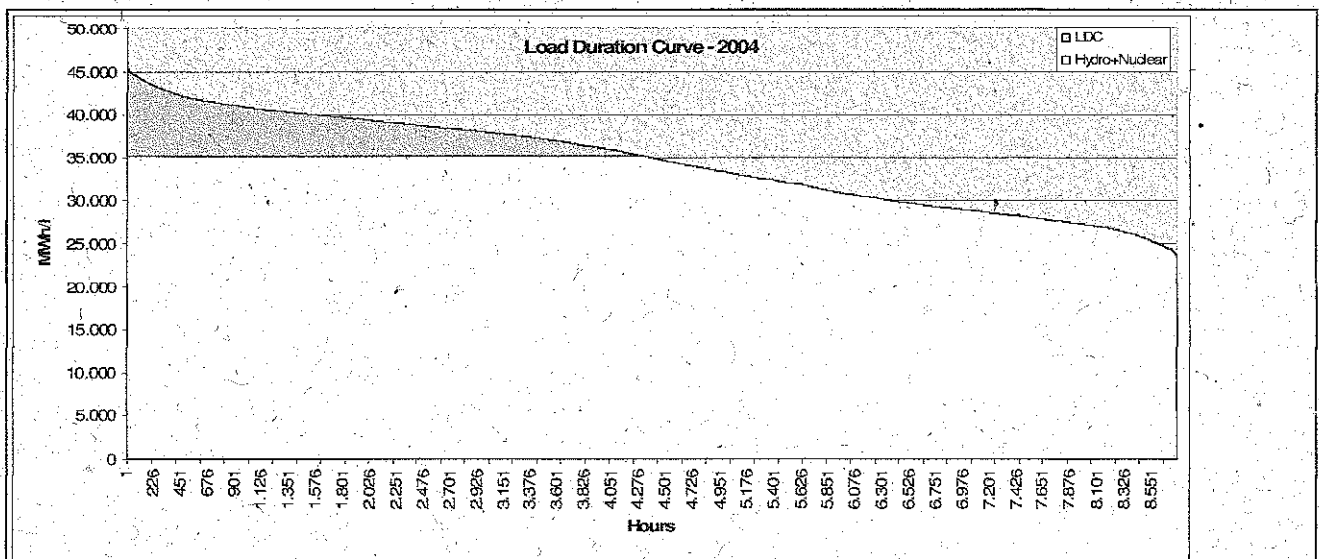


Figura 6. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2004



Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

Pela metodologia de monitoramento, pôde-se perceber que há cinco variáveis principais a serem medidas:

- Vazão de metano do aterro;
- Vazão de metano nos queimadores;
- Vazão de metano na usina de geração;
- Conteúdo de metano no gás de aterro;
- Eficiências dos queimadores;
- Eletricidade enviada à rede.

A unidade de gás do SJ será instalada com os equipamentos mais atuais para obter medidas continuamente e permitir acesso remoto ao equipamento e aos dados. Os equipamentos do sistema serão conectados por uma ferramenta programável de controle lógico (Programable Logic Control – PLC) que permite os operadores checarem rapidamente as principais variáveis da unidade através de interface amigável. Com o PLC, os usuários terão também acesso aos dados continuamente medidos, como o conteúdo de metano no gás de aterro e a vazão de metano:

Vazão de Metano:

Dois medidores de vazão serão instalados para a operação do SJ: um na linha principal logo após os sopradores e outro na linha dos queimadores. A destruição de metano na usina de geração será então medida pela diferença dos dois acima. Ambos serão do mesmo modelo: Instromet B.V SM-RI-X-K, que serão calibrados antes de entrar em operação. Os medidores de vazão serão conectados à ferramenta PLC, e os dados serão registrados continuamente. Além disso, os medidores serão selados, o que previne a manipulação dos dados.

Ligado a cada um dos medidores de corrente haverá um dispositivo eletrônico de conversão de volume, que converte o volume medido pelo medidor de vazão para o volume a 0°C e 1,01325 bar, isto é, o STP. Esses dispositivos também serão calibrados.

Conteúdo de metano no LFG:

O conteúdo do metano no LFG é crítico no SJ, já que é o combustível da usina geradora e então sua concentração determinará mais adiante a quantidade de eletricidade que pode ser gerada. Para medir essas informações, SJ contará com um analisador contínuo (nesse projeto, Biogás usou o BINOS 100, manufaturado pelo NUK, um fornecedor alemão). O analisador também será conectado ao sistema de dados pelo PLC, com informações de fácil acesso por um computador.

Eficiências dos queimadores:

SJ será projetado para assegurar completa destruição de metano nos queimadores instalados. No entanto, seguindo com a metodologia de monitoramento aplicada a esse caso, os proprietários do projeto



contratarão especialistas para fazer análises de gases para determinar se algum metano não está sendo queimado, e se isso ocorrer, quanto do gás está sendo liberado para a atmosfera.

Eletricidade enviada à rede:

A eletricidade gerada na usina de geração será monitorada internamente, pelo medidor instalado na saída do equipamento, e externamente, na subestação do distribuidor de eletricidade. Em ambos os casos, os medidores são calibrados e cumprem com os modelos reguladores de comercialização de energia no Brasil. Considerando que a distância entre a usina de geração e a subestação é muito pequena, SJ usará o medidor da usina de geração para determinar a quantidade de eletricidade gerada para então determinar as reduções de emissões devido ao deslocamento do despacho.

Biogás gerará mensalmente relatórios cobrindo essas informações, mas a eficiência dos queimadores, será determinada com menos frequência. Tais relatórios serão encaminhados para o verificador para compor o relatório de verificação. Algumas das informações incluídas serão:

- Geração total de energia;
- Energia exportada;
- Energia consumida internamente;
- Total de biogás extraído;
- Total de biogás destruído nos queimadores;
- Total de biogás destruído nos motores;
- Conteúdo médio mensal de metano no biogás;
- Média mensal de volume extraído a cada hora do biogás;
- Reduções de emissões do metano destruído.

A maneira que essas variáveis serão mostradas no relatório pode passar por pequenas mudanças, a fim de incorporar sugestões de verificação e/ou necessidades.



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

CONTENTS

- A. General description of project activity
- B. Application of a baseline methodology
- C. Duration of the project activity / Crediting period
- D. Application of a monitoring methodology and plan
- E. 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:**

São João Landfill Gas to Energy Project (SJ).

Version 2 B

Date of the document: December 21st, 2005.

The only changes made to this version of the PDD compared to the PDD of the Validation Report version Rev.1 dated 11/08/2005 (DD/MM/YYYY) referred to in the letter of approval of the DNA of Brazil are related to the recalculation of the build margin emission factor with the plant efficiencies recommended by the CDM Executive Board at its 22nd meeting.

A.2. Description of the project activity:

SJ is a project designed to explore the landfill gas produced in Aterro Sanitário “Sítio São João” – São João landfill, which is in fact one of the biggest landfills in Brazil. This landfill is located in the metropolitan region of São Paulo, Brazil's biggest city and financial center of the country. With an estimated population of around 10 million citizens in 2000, São Paulo generates nearly 15.000 tons of waste daily.

SJ's goal is to explore the gas produced in São João landfill, using it to generate electricity. The landfill has been designed according to modern practices and is currently graded 8,3 (from 0 to 10) in state of São Paulo's environmental agency (CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental) landfill evaluation. This attests that the landfill is operating in adequate conditions, according to CETESB.

However, the designed solution for the landfill gas at the time of the landfill's conception was to collect it through passive venting, occasionally flaring it at the head of the wells, which is not favourable in terms of methane destruction. This is due to the poorly constructive and operational characteristics of the wells, where there is no technique seeking efficiency in the mixture biogas/air and the flaring time.

Aiming to explore the energy potential of the landfill gas and also minimize environmental problems related to global warming, SJ was designed. The project is at this moment at late development stage, with implementation scheduled for April 2005. Not only will methane emissions be reduced, but also 20 MW renewable energy installed capacity will be explored.

SJ provides major contribution towards sustainable development:

- Renewable energy generation;
- Methane emission reductions through flaring and generating electricity, avoiding global warming and reducing explosion risks at the landfill site;
- Considering that there are very few biogas to energy projects under consideration in Brazil, with only one actually generating energy, SJ can greatly contribute to spread knowledge on the exploitation of the biogas potential in Brazil - replicability;



DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02

MDL - Conselho executivo

página 27



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO
SECRETARIA DE ESTADO DO MEIO AMBIENTE

LICENÇA AMBIENTAL PRÉVIA	
Nº 00545	
Nº 11.327/02	
A Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo - SMA, na uso das atribuições que lhe confere a Lei Federal 6938, de 21 de agosto de 1981, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, regulamentada pelo Decreto Federal 99.274, de 06 de junho de 1993, e demais normas pertinentes, emite a presente Licença Ambiental Prévia, com base no Parecer Técnico CPRN/DAIA/418/2002 e na Deliberação CONSEMA XXXX, para:	
IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDEDOR	
RAZÃO SOCIAL: ENTERRAMENTO S/A	
CNPJ: 06.928.899/0001-66	
ENDEREÇO: RUA ANTONIO RIBEIRO PINA, 202	
CABELO: MARISTINA	
MUNICÍPIO: SÃO PAULO	
CEP: 05652-100	
IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO	
TIPO DE ATIVIDADE: TERMOELÉTRICA RAS/SEN/REGAS	
LOCALIZAÇÃO: RODOVIÁRIA CARAPICUA RUA 11	
MUNICÍPIO: SÃO PAULO	
CARACTERIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO	
CAPACIDADE: 600 MW (termoelétrica)	
POTÊNCIA: 12 MW (20 motores)	
Combustível: Diesel	
OBSERVAÇÕES	
a) A presente Licença Ambiental Prévia atende a localização e concepção do empreendimento, atendendo a sua viabilidade ambiental, mas não atende a sua implantação.	
b) Para a implantação do empreendimento deverá ser obtida a Licença Ambiental de Instalação, sob pena de aplicação das sanções previstas na legislação em vigor.	
c) A Licença Ambiental de Instalação deverá conter, além das exigências das exigências relacionadas neste documento.	
d) A presente Licença Ambiental Prévia não dispensa nem substitui quaisquer outros estudos, autorizações ou certidões de qualquer natureza, exigidos pela legislação federal, estadual ou municipal, bem como não significa reconhecimento de qualquer direito de propriedade.	
e) Integra(m) a presente Licença 01 anexo(s).	
f) O prazo de validade desta Licença Ambiental Prévia é de 04 (quatro) anos, a contar da data de sua emissão.	
O presente documento foi emitido sem taxa ou custo.	
USO DA COORDENADORIA DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL E DE PROTEÇÃO DE RECURSOS NATURAIS	
Data: 23/10/02	JOSE GONCALVES - Secretário de Estado

Figura 2 . Licença ambiental prévia do SJ (página 1 de 2)

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO
SECRETARIA DE ESTADO DO MEIO AMBIENTE

ANEXO	Fls. 01/01 PROCESSO GMA Nº 13.527/02
O presente anexo é parte integrante da LICENÇA AMBIENTAL PRÉVIA N° 00646	
Por ocasião da continuidade do licenciamento ambiental junto à Secretaria do Meio Ambiente o interessado deverá atender as seguintes exigências:	
- Detalhamento do projeto básico da unidade de captação e aproveitamento energético do biogás; - Detalhamento do plano de monitorização para todo o empreendimento, com ênfase para as emissões atmosféricas, com a definição dos parâmetros e periodicidade das amostragens; - Apresentar plano de acompanhamento da implementação das medidas compensatórias; - Assinatura do Termo de Compromisso de Recuperação Ambiental para a emissão da autorização de supressão de vegetação, junto ao DEPRM. Nesse ocasião deverão ser considerados ainda os termos do Relatório da Comissão Especial de Recursos Hídricos do Consórcio, mais especificamente o item 3.4.; e - Apresentar autorização do DASE para a captação de 20m³/m de água por poço de poços profundos.	
XXX XXXXXX XXXXXX XXXXXX XXXXXX XXXXXX XXXXXX XXXXXX XXX	
O presente documento foi emitido sem rasura e/ou colagem	

Figura 3 . Licença ambiental prévia do SJ (página 2 de 2)

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



F.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências de apoio à documentação relativa a uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos, conforme exigido pela Parte anfitriã:

Como já mencionado, o Aterro Sanitário São João, o aterro onde SJ ocorre, foi projetado com práticas modernas de engenharia, que o posiciona como um aterro bem gerenciado de acordo com a avaliação da agência ambiental de São Paulo (CETESB).

Apesar disso, a operação da unidade de gás, responsável pela queima do gás, tanto em equipamento de queima ou em motores de geração de energia, pode causar emissões de gases tais como componentes orgânicos voláteis e dioxinas que foram analisados. Isso não é esperado a acontecer já que o gás do aterro passa por um tratamento antes de ser queimado, e condições similares foram aplicadas com sucesso pelo desenvolvedor do projeto em outro projeto de geração de energia através de gás de aterro no Brasil.

É importante considerar, apesar de tudo, que o projeto apenas entrará em operação com sua licença de operação, depois de estudos necessários terem sido feitos, como é requerido pela agência ambiental. De qualquer modo, medidas serão tomadas depois da implementação e operação do projeto se for requerido pela agência.

SEÇÃO G. Comentários dos Atores

G.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários dos atores locais:

Convites para comentários dos atores locais são solicitados pela Autoridade Nacional Designada (AND) Brasileira como parte dos procedimentos para análise dos projetos de MDL e emissão das cartas de aprovação. Esse processo foi seguido pela Biogás, para mostrar essa iniciativa de mitigação de GEE ao público.

Na primeira resolução, a AND requer que os participantes do projeto comuniquem-se com o público através de cartas, para comentários:

- Fórum Brasileiro de ONG's;
- Ministério Público;
- Câmara dos vereadores e prefeitura;
- Órgãos Ambiental Estadual e Municipal;
- Associações comunitárias locais.

Os desenvolvedores do projeto enviaram tais cartas.

G.2. Resumo dos comentários recebidos:

Dos atores acima, apenas um enviou comentários ao SJ. Este foi a agência ambiental do estado de São Paulo, CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental. A carta foi assinada pelo Sr. João Wagner Alves, gerente da divisão dos assuntos globais da CETESB.

Nessa carta, Sr. João Wagner faz uma breve introdução das mudanças climáticas e o potencial do metano em aumentar o aquecimento na atmosfera, enquanto também se refere ao inventário nacional de GEE. Sr. Wagner também fornece uma definição para o biogás e o metano que nele contém, sob diversas circunstâncias.



Nessa carta, Sr. Wagner também enfatiza que a melhor forma de evitar emissões de metano é evitar geração de lixo, recomendando o reuso e a reciclagem, e se corretamente gerenciado, a deposição de lixo em aterro é viável. No final, ele relembra que a CETESB já avaliou o aterro São João e o qualificou com nota 8,3 em 2004, o que significa que o aterro é gerenciado adequadamente.

Finalizando, Sr. Wagner faz duas sugestões:

- ☐ Avaliar alternativas plausíveis para o uso de energia do biogás e fazer uso da tecnologia nacional disponível;
- ☐ Avaliar iniciativas de fomento, como o reuso, reciclagem e outras práticas de gerenciamento de lixo, como compostagem, para mitigar o aquecimento global.

G.3. Relatório sobre como a devida consideração foi dada aos comentários recebidos:

Os participantes do projeto retornaram a carta recebida por uma mensagem de e-mail. Nessa mensagem, os participantes esclareceram que a seleção dos equipamentos seria feita levando em consideração o desempenho sócio-ambiental e econômico do projeto, lembrando que nem toda tecnologia necessária para a unidade de gás do aterro é disponível pelos fornecedores nacionais. E se é ruim de um lado, de outro lado a chamada transferência de tecnologia ocorrerá necessariamente para implementação e operação do projeto, alcançando um dos objetivos do MDL.

Referente ao reuso, reciclagem do lixo e outras medidas para evitar emissões de GEE, os participantes do projeto declararam que tais medidas serão definitivamente aplicadas. Os participantes destacaram que o retorno das reduções de emissões do SJ será dividido igualmente pelos desenvolvedores do projeto e a prefeitura de São Paulo, significando que as autoridades ambientais terão recursos disponíveis da iniciativa de MDL para investir em idéias de “GEE-livre”. Finalmente, os participantes do projeto também mencionaram que, devido ao fato que o lixo já é depositado no aterro São João, o gás já está sendo produzindo, e dessa forma qualquer medida da prefeitura em relação ao reuso, reciclagem e compostagem não terá efeito na geração de GEE no local.

Por último, Sr. Wagner agradeceu à Econergy pelo retorno.



Anexo I

DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO

Organização:	Biogás Energia Ambiental S/A
Rua/Cx. Postal:	Rua Guararapes, 1909 – 4o. andar – cj 41 Brooklin
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	SP
CEP:	04561-004
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 5505 5533
FAX:	+55 (11) 5505 4090
E-Mail:	energia@biogas-ambiental.com.br
URL:	www.logoseng.com.br/biogas
Representada por:	
Título:	Diretor
Forma de tratamento:	Sr
Sobrenome:	Avelino da Silva
Nome:	Manoel Antônio
Departamento:	Administrativo
Celular:	+55 (11) 9913 7759
FAX direto:	+55 (11) 3117 3179
Tel direto:	+55 (11) 3117 3171 ext. 121
E-Mail:	maaas@logoseng.com.br

Organização:	Prefeitura de São Paulo
Rua/Cx. Postal:	Rua do Paraíso, 387 3º. andar - Paraíso
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	SP
CEP:	04103-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3372 2205
FAX:	+55 (11) 3372 2200
E-Mail:	
URL:	www.prefeitura.sp.gov.br
Representada por:	
Título:	Secretário do Verde e Meio-Ambiente
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Alves Sobrinho
Nome do meio:	Martins
Nome:	Eduardo Jorge
Departamento:	Secretaria do Verde e Meio-Ambiente
Celular:	



DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02

ENTRADA

MDL – Conselho executivo

página 32

FAX direto:	
Tel direto:	
E-Mail:	eduardojorge@prefeitura.sp.gov.br

Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público envolvido no SJ.

Anexo 3

INFORMAÇÕES DE LINHA DE BASE

Ano	Deposição de lixo (t)	Ano	Deposição de lixo (t)
1992	5.500	2000	2.034.546
1993	768.591	2001	2.157.783
1994	862.211	2002	2.292.821
1995	1.516.727	2003	2.120.943
1996	1.841.783	2004	2.008.528
1997	1.971.480	2005	2.200.000
1998	2.046.081	2006	2.200.000
1999	2.126.936	2007-on	0
Fatores de modelo de primeira ordem de decaimento			
Lo (CH4 refuse)	0.065	k	0.105

Os fatores acima foram determinados pela análise da Van der Wiel do potencial de gás produzido no aterro São João. A empresa holandesa tem muita experiência nesse ramo e projetou seu próprio modelo para estimativa. Entretanto, como ACM0001 requer a aplicação de um modelo conhecido publicamente, as análises de Van der Wiel foram adaptadas para o modelo de primeira ordem de decaimento do IPCC, usando os fatores acima com uma aproximação conservativa, isto é, que leva a uma estimativa menor de redução de emissão.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



Reduções de Emissões pela Destruição de Metano

Ano	Reduções de Emissões (tCO ₂ e)
2006	1.134.281
2007	1.021.221
2008	919.431
2009	827.786
2010	745.276
2011	670.990
2012	604.109

Reduções de Emissões pelo Deslocamento de Eletricidade

Ano	Reduções de Emissões (tCO ₂ e)
2006	41.247
2007	41.247
2008	41.247
2009	41.247
2010	41.247
2011	41.247
2012	41.247

Total de Reduções de Emissões

Ano	Reduções de Emissões (tCO ₂ e)
2006	1.175.529
2007	1.062.469
2008	960.678
2009	869.033
2010	786.523
2011	712.237
2012	645.356

O sistema elétrico brasileiro tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: Norte/Nordeste (N/NE) e Sul/Sudeste/Centro-Oeste (S/SE/CO). Isto ocorre principalmente devido à evolução histórica e física do sistema, o qual se desenvolveu naturalmente ao redor dos grandes centros consumidores do país.

A evolução natural de ambos os sistemas está crescentemente mostrando que a integração ocorrerá no futuro. Em 1998, o governo Brasileiro anunciou o primeiro movimento com a linha de interconexão entre S/SE/CO e N/NE. Com investimentos em torno de US\$700 milhões, a conexão teve como propósito principal, na visão do governo, ao menos, ajudar a resolver desequilíbrios energéticos no país: a região S/SE/CO poderia suprir a N/NE caso fosse necessário e vice-versa.

Todavia, mesmo após o estabelecimento da interconexão, a papelada técnica ainda divide o sistema Brasileiro em dois (Bosi, 2000)⁴:

“... onde o Sistema Elétrico Brasileiro se divide em três subsistemas separados”:

- (i) O Sistema Interconectado Sul/Sudeste/Centro-Oeste;

⁴ Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. International Energy Agency. Paris, 2000.



- (ii) O Sistema Interconectado Norte/Nordeste, e
- (iii) Os Sistemas Isolados (que representam 300 localizações eletricamente isoladas dos sistemas interconectados)”

Além disso, Bosi (2000) apresenta uma forte argumentação a favor do assim chamado multi-projeto de linha de base:

“Para grandes países com diferentes circunstâncias no interior de suas fronteiras e diferentes redes energéticas baseadas nos três diferentes sistemas, multi-projetos de linha de base no setor de eletricidade terão a necessidade de se desagregar abaixo no nível do país para que possa prover representação com credibilidade do ‘o que poderia ter acontecido de outra forma’”.

Finalmente, deve-se levar em consideração que mesmo que os sistemas estejam interconectados atualmente, a transmissão de energia entre o N/NE e o S/SE/CO é severamente limitada pela capacidade das linhas de transmissão. Então, somente uma fração do total de energia gerada em ambos os subsistemas é enviada de alguma maneira. É natural que essa fração possa mudar de direção e magnitude (acima da capacidade da linha de transmissão) dependendo do padrão hidrológico, clima e outros fatores incontroláveis. Mas não é necessário que isso represente uma quantidade significativa da demanda de cada subsistema. Também deve ser considerado que apenas no final de 2004 a interconexão entre SE e NE foi concluída, isto é, se os proponentes do projeto estiverem coerentes com a base de dados de geração disponível no momento da submissão para validação do DCP, uma situação onde a transmissão de eletricidade entre os subsistemas estava restrita deverá ser considerada.

O sistema elétrico Brasileiro compreende atualmente ao redor de 91,3 GW de capacidade instalada, no total de 1.420 iniciativas de geração de eletricidade. Destas, aproximadamente 70% são plantas hidroelétricas, perto de 10% são plantas de energia a partir da queima de gás natural, 5,3% são plantas de diesel e óleo combustível, 3,1%. São fontes de biomassa (cana-de-açúcar, Madeira, casca de arroz, biogás e licor negro), 2% são plantas nucleares, 1,4% são plantas de carvão, e também há 8,1 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Venezuela, Uruguai e Paraguai) que deverão despachar energia na rede Brasileira (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Essa capacidade assegurada é na realidade compreendida principalmente por 6,3GW da parte do Paraguai na Itaipu Binacional, uma planta de hidroeletricidade que opera tanto no Brasil quanto no Paraguai, mas cuja produção é enviada quase que inteiramente para a rede Brasileira.

A metodologia aprovada ACM0002 pede aos proponentes do projeto a se responsabilizar por “todas fontes geradoras em serviço ao sistema”. Deste modo, ao aplicar uma destas metodologias, os proponentes de projeto no Brasil devem procurar, e pesquisar, todas as plantas energéticas que servem o sistema Brasileiro.

Na realidade, informações do tipo das fontes de geração não são publicamente disponíveis no Brasil. O centro de despacho nacional, ONS – Operador Nacional do Sistema – argumenta que tais informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia e por isso não podem se tornar disponíveis. Por outro lado, a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, fornece informações de capacidade energética e outros interesses legais do setor de eletricidade, mas nenhuma informação de despacho pode ser adquirida por esta entidade.



A respeito disto, os proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível para tornar possível o cálculo do fator de emissão do Brasil com a melhor acurácia possível. Visto que dados de despacho real são necessários, a ONS foi contatada para que os participantes pudessem saber até que grau de detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Depois de muitos meses de diálogo, a informação de despacho diário das plantas foi disponibilizada para os anos de 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes de projeto, ao discutir a praticabilidade da utilização dos dados, concluíram que era a mais apropriada informação a ser considerada para determinar o fator de emissão da rede Brasileira. De acordo com a ANEEL, de fato, a ONS centralizou as plantas de despacho estimadas em 75.547 MW de capacidade instalada em 31/12/2004, dentre o total de 98.848,5 MW instalados no Brasil na mesma data ([http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf)), incluindo a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar ao Brasil e plantas de emergência, que são despachadas somente nos períodos de limitações elétricas do sistema. Tal capacidade é na realidade constituída de plantas com capacidade instalada de 30 MW ou mais, conectadas ao sistema por linhas de energia de 138kV ou linhas de alta voltagem. Então, mesmo que o cálculo do fator de emissão não considere todas as fontes de geração que servem ao sistema, aproximadamente 76,4% da capacidade instalada que serve ao Brasil está sendo levada em consideração, o que é suficiente em vista das dificuldades de obtenção de informações de despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são plantas que não tem despacho coordenado pela ONS, visto que: mesmo que elas operem com base nos acordos de compra os quais não estão sob controle das autoridades de despacho, ou estão localizadas em sistemas não interconectados aos quais a ONS tem acesso. Deste modo, esta parte não é passível de afetar os projetos de MDL, e esta é outra razão para que não seja, levada em consideração na determinação do fator de emissão.

Na tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores do projeto consideraram a opção de pesquisar por dados disponíveis, mas não oficiais para suprimir a lacuna existente. A solução encontrada foi a base de dados da Agência Internacional de Energia (AIE) criada para executar o estudo "Testes de Caminhos de Linhas de Base para Projetos de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Setor de Energia Elétrica", publicado em Outubro de 2002. Ao fundir os dados da ONS com os dados da AIE em uma planilha eletrônica, os proponentes do projeto tiveram a possibilidade de considerar todas as fontes de geração conectadas à redes relevantes para determinara o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi mais conservativo ao considerar apenas os dados da ONS, como é mostrada na tabela abaixo a margem de construção em ambos os casos.

Margem de Construção com fusão de dados AIE/ONS (tCO ₂ /MWh)	Margem de Construção com dados da ONS (tCO ₂ /MWh)
0,205	0,1045

Então, considerando todos os argumentos explanados, os desenvolvedores do projeto decidiram pela base de dados que considera apenas os dados da ONS, e desta forma foi possível dirigir-se oportunamente ao caso da determinação do fator de emissão e fazê-lo da maneira mais conservadora.

As eficiências das usinas de combustível fóssil também foram retiradas da redação da AIE. Isso foi feito considerando a falta de mais informações detalhadas sobre essas informações de fontes públicas, confiáveis e acreditáveis.

Da referência mencionada:



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL-DCP) - Versão 02

UNEP

MDL – Conselho Executivo

página 17

D.2.3.3. Tratamento de fugas no plano de monitoramento

D.2.3.1. Se aplicável, descreva as informações e os dados que serão coletados para monitorar os efeitos das fugas da atividade de projeto:

Número de Identificação (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário
								Nenhuma fuga segundo ACM0001.

D.2.3.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as fugas (para cada gás, fonte, fórmulas/algorithm, unidades de emissões de CO₂equ.):

Nenhuma fuga segundo ACM0001.

D.2.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar reduções de emissões para a atividade de projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/algorithm, unidades de emissões de CO₂equ.):

$$\begin{aligned}ER &= (MD_{project} - MD_{reg}) * GWP_{CH_4} + EG * CEF_{electricity} \\MD_{reg} &= MD_{project} * AF \\MD_{project} &= MD_{flared} + MD_{electricity} \\MD_{flared} &= LFG_{flare} * w_{CH_4} * D_{CH_4} * FE \\MD_{electricity} &= LFG_{electricity} * w_{CH_4} * D_{CH_4}\end{aligned}$$

ER são as reduções de emissões; MD_{project} é a quantidade de metano realmente destruído/queimado durante um ano; MD_{reg} é o metano que teria sido destruído/queimado durante um ano na ausência do projeto; GWP_{CH₄} é o valor aprovado de potencial de aquecimento global para o metano (considerado 21 por todo o tempo de vida do PBGAGE para estimar reduções de emissões); EG é a quantidade de eletricidade deslocada da rede; e CEF_{electricity} é a intensidade deslocada da rede de emissões de CO₂.

Considerando que não há nenhum requeitimento regulador ou contratual que determine MD_{reg}, um Fator de Efetividade de Ajustamento de 20% é usado no caso do PBGAGE.

MD_{flared} é a quantidade de metano destruído pela queima (CH₄). LFG_{flare} é a quantidade de gás de aterro queimado durante um ano medido em metros cúbicos normais (Nm³). w_{CH₄} é a fração média de metano do gás de aterro medido durante um ano e expresso como uma fração de volume de CH₄ por volume de LFG; FE é a eficiência do queimador (a fração de metano destruído) e D_{CH₄} é a densidade de metano expressa em toneladas de metano por metro cúbico de metano (tCH₄/m³CH₄), medido em STP. Esse valor é de fato 0,0007168 tCH₄/Nm³CH₄.

MD_{electricity} é a quantidade de metano destruído pela geração de eletricidade e LFG_{electricity} é a quantidade de gás de aterro alimentado no gerador de eletricidade.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarcas, formato ou fonte.



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL-DCP) - Versão 02

UNIV

MDL – Conselho Executivo

página 18

Deslocamento do Despacho:

$$ER_y = BE_{thermal, y} + BE_{electricity, y} - PE_y - L_y$$

$$BE_{thermal, y} = 0$$

$$PE_y = 0$$

$$L_y = 0$$

$$BE_{electricity, y} = EF_{electricity} * EG_y$$

ERY: São as reduções de emissões da atividade de projeto durante o ano y em toneladas de CO₂.

BE_{electricity, y}: São as emissões de linha de base devido ao deslocamento do despacho durante o ano y em toneladas de CO₂.

BE_{thermal, y}: São as emissões de linha de base devido ao deslocamento de energia térmica durante o ano y em toneladas de CO₂.

PE_y: São as emissões do projeto durante o ano y em toneladas de CO₂.

L_y: São as emissões de fuga durante o ano y em toneladas de CO₂.

D.3. Estão sendo realizados procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) para os dados monitorados

Dados (Indique a tabela e o número de identificação por ex. 3-1.; 3-2.)	Grau de incerteza dos dados (Alto/Médio/Baixo)	Explique os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados, ou por que tais procedimentos não são necessários.
1-3 LFG	Baixo	Medidores de corrente estarão sujeitos a uma manutenção regular e regime de teste para garantir acurácia.
4 FE	Médio	Manutenção periódica assegurará a operação ótima dos queimadores. A eficiência do queimador deve ser checada trimestralmente, com controle mensal se a eficiência mostrar desvios significantes dos valores prévios.
5 WCH	Baixo	O analisador de gás estará sujeito a uma manutenção regular e regime de teste para garantir acurácia.
7	Baixo	Medidor de eletricidade será calibrado periodicamente para garantir acurácia.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL-DCP) - Versão 02

ENEER

MDL – Conselho Executivo

página 19

D.4 Descreva a estrutura operacional e administrativa que o operador do projeto implementará para monitorar as reduções de emissões e quaisquer efeitos relacionados às fugas, gerados pela atividade de projeto:

Tanto a usina de geração quanto a usina de energia tem operadores específicos responsáveis em checar o gás queimado, o gás enviado aos motores e a geração de energia. Tal pessoa é responsável em obter informações relevantes de ambos sistemas de monitoramento. Mensalmente relatórios irão considerar os principais fatores, assim como as reduções de emissões calculadas de acordo com o DCP.

D.5 Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoramento:

Econergy Brasil é a entidade que determina a metodologia de monitoramento. Econergy Brasil não é um participante nesse projeto. Informações do contato:

Marcelo Schunn Diniz Junqueira.

junqueira@econergy.com

Tel: +55 (11) 3219 0068 ext 25

Fax: +55 (11) 3219 0693

www.econergy.com

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



SEÇÃO E. Estimativa de emissões de gases de efeito estufa por fontes

E.1. Estimativa das emissões de gases de efeito estufa por fontes:

SJ não gera emissões já que usa a eletricidade gerada no projeto para operar o projeto de gás de aterro, incluindo o equipamento de extração para o sistema de coleta e a energia requerida para o transporte de calor.

E.2. Fugas estimadas:

Nenhuma fuga segundo ACM0001.

E.3. A soma dos itens E.1 e E.2 representando as emissões da atividade de projeto:

E1 + E2 = 0. Portanto, emissões do projeto são nulas.

E.4. Estimativa das emissões antrópicas por fontes de gases de efeito estufa da linha de base:

Destruição do Metano:

Emissões de GEE por origem na linha de base foram estimadas usando o guia² do IPCC. No caso do SJ, na primeira pesquisa de ordem de decaimento foi usado:

$$Q = L_0 R (e^{-kc} - e^{-kt}) \quad (1)$$

Onde:

Q = metano gerado no ano corrente (t/ano)

L₀ = potencial geração de metano (t/t de resíduo)

R = taxa anual de deposição de resíduos durante a vida útil do aterro (t/ano)

k = constante de geração de metano (1/ano)

c = tempo desde o fechamento do aterro (ano)

t = tempo desde a abertura do aterro (ano)

Entretanto, considerando que a deposição dos resíduos varia entre os anos, IPCC recomenda um caminho um pouco diferente para considerar essas estimativas, levando em conta essas variações:

$$Q_{T,x} = k R_x L_0 e^{-k(T-x)} \quad (2)$$

Onde:

Q_{T,x} = quantidade de metano gerada no ano corrente (T) pelo lixo R_x

X = ano em que o lixo foi depositado

R_x = quantidade de lixo depositada no ano x (t)

T = ano corrente

Com isso em mente, executa-se uma soma considerando todo o metano que será gerado por tonelada de resíduo, de acordo com o ano da deposição. Esse fato pode ser expresso, de acordo com a última equação, apresentada como:

² Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gases Inventory.



$$Q_T = \sum Q_{T,x} \quad (3)$$

Onde Q_T é a quantidade total de metano a ser gerada no aterro durante um certo tempo.

Para resumir, são fatores relevantes para estimativa de metano:

- Ano da abertura do aterro
- Ano do encerramento do aterro
- Quantidade de lixo depositado no local em um ano estipulado
- Constante de geração de metano (k)
- Potencial de geração de metano (L_0)

Todas as informações acima, mais a taxa de deposição, são fornecidas da tabela na seção B.3. O lixo depositado em cada ano desde a abertura do local está mostrado na Tabela 4. -

Tabela 4 . Deposição anual de resíduo real e estimado no aterro São João

Ano	Deposição de resíduo (t)	Ano	Deposição de resíduo (t)
1992	5.500	2000	2.034.546
1993	768.591	2001	2.157.783
1994	862.211	2002	2.292.821
1995	1.516.727	2003	2.120.943
1996	1.841.783	2004	2.008.528
1997	1.971.480	2005	2.200.000
1998	2.046.081	2006	2.200.000
1999	2.126.986	2007-on	0

Nota: A deposição de resíduos termina em 2006.

Considerando que atualmente, parte do gás de aterro é queimada ineficientemente no topo das cabeças dos drenos depois de ser coletado passivamente para garantir segurança e despreocupação com odores, um Fator de Ajuste de Efetividade (EAF) tem que ser usado para essa situação, de acordo com ACM0001. Nesse caso, estima-se que ao redor de 20% do metano passivamente coletado pode ser queimado em condições de combustão pobre (EAF padrão) . Então:

$$Baseline_{methane+destruction} = \sum Q_{T,x} - 0,2 * \sum Q_{T,x} = 0,8 * \sum Q_{T,x}$$

Aplicando as informações acima, com os valores apropriados para k e L_0 , na equação (2), a tabela seguinte com as estimativas de emissões de projeto, para o período de obtenção de créditos, pode ser construída:

Tabela 5. Estimativa de emissão de metano da linha de base para SJ

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



Ano	Emissões (tCO ₂ e)
2006	1.417.852
2007	1.276.527
2008	1.149.288
2009	1.034.732
2010	931.595
2011	838.738
2012	755.136

Então, para o primeiro período de obtenção de créditos, as emissões de metano da linha de base devem estar próximas de 7,4 milhões de tCO₂e.

Deslocamento do despacho:

A linha de base relativa à parte de deslocamento do despacho do projeto é a emissão de gases de efeito estufa da geração elétrica de várias usinas de geração brasileiras, gerando a mesma quantidade de eletricidade que SJ está produzindo, na margem do sistema elétrico. Na margem da rede, a eletricidade gerada está associada com o fator de emissão de carbono, devido aos geradores de combustível fóssil em operação.

ACM0002, a metodologia de linha de base escolhida para o cálculo do fator de emissão, considera a determinação do fator de emissão da rede com que a atividade de projeto faz conexão, sendo esse fator o dado principal a ser determinado no cenário de linha de base. No Brasil, há duas redes principais, Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste, então a Sul-Sudeste-Centro-Oeste é a rede relevante para esse projeto.

O método que será escolhido para calcular a Margem de Operação (MO) para o fator de emissão da linha de base de eletricidade será a opção (b) “*Simple Adjusted OM*”, já que a escolha de preferência (c) “*Dispatch Data Analysis OM*” enfrentaria a barreira de disponibilidade de dados no Brasil.

Para calcular a Margem de Operação, dados de despacho diários do Operador Nacional do Sistema (ONS) precisaram ser coletados. ONS não fornece regularmente tais informações, o que implicou em obtê-las através de comunicação direta com a entidade.

As informações obtidas referem-se aos anos 2002, 2003 e 2004, e são as informações mais recentes disponíveis nesse estágio (no final de 2005 ONS forneceu dados de despacho para toda a rede interconectada na forma de relatórios³ diários de 1º de janeiro de 2002 a 31 de dezembro de 2004, informações mais recentes disponíveis nesse estágio).

Cálculo do “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” (Margem em Operação)

De acordo com a metodologia, o projeto determina o “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” (EF_{OM, simple adjusted, y}). Então, a equação seguinte a ser resolvida é:

³ *Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional*. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Daily reports on the whole interconnected electricity system from Jan. 1, 2002 to Dec. 31, 2004.



$$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \text{ (tCO}_2\text{/GWh)}$$

É assumido aqui que todas as usinas de fontes de baixo custo e despacho obrigatório produzem emissões nulas.

$$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} = 0 \text{ (tCO}_2\text{/GWh)}$$

Por favor, refira-se ao texto da metodologia ou às explicações das variáveis mencionadas acima.

Dados do ONS, assim como, a planilha do cálculo dos fatores de emissão foram disponibilizados para o validador (EOD) como um documento de suporte. Na planilha, os dados de despacho foram tratados para permitir o cálculo do fator de emissão para os três anos mais recentes com as informações disponíveis, que são de 2002, 2003 e 2004.

Os fatores Lambda foram calculados de acordo com os requisitos da metodologia. Mais informações detalhadas são fornecidas no Anexo 3. A tabela abaixo apresenta esses fatores.

Ano	Lambda
2002	0,5053
2003	0,5312
2004	0,5041

Geração de eletricidade para cada ano também precisa ser levada em consideração. Essa informação é fornecida na tabela abaixo:

Ano	Carga elétrica (MWh)
2002	275.402.896
2003	288.493.929
2004	297.879.874

Usando informações apropriadas para $F_{i,j,y}$ e $COEF_{i,j}$, fatores de emissão da MO para cada ano podem ser determinados, como segue:

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = (1 - \lambda_{2002}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2002} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2002}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = 0,4207 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



$$EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = (1 - \lambda_{2003}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2003} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2003}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = 0,4397 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2004} = (1 - \lambda_{2004}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2004} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2004}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2004} = 0,4327 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, para determinar a linha de base *ex-ante*, a média entre os três anos é calculada, determinando o $EF_{OM, simple_adjusted}$:

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2002-2004} = 0,4310 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (MC) também precisa ser determinado:

$$EF_{BM} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}}$$

A geração de eletricidade neste caso, corresponde a 20% do total gerado no ano mais recente (2004), como as 5 plantas mais recentes construídas geram menos que os 20%, o cálculo do fator em questão resulta em:

$$EF_{BM, 2004} = 0,1045 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, o fator de emissão da linha de base é calculado por uma fórmula de média ponderada, considerando tanto o MO quanto o MC sendo os pesos de 50% e 50% por definição. Logo, o resultado será:

$$EF_{electricity, 2002-2004} = 0,5 * 0,4310 + 0,5 * 0,1045 = 0,2677 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

É importante notar que considerações adequadas dos pesos acima estão atualmente sendo estudadas pelo Painel Metodológico, e existe uma possibilidade de que os pesos utilizados na metodologia aplicada aqui sofram alterações.

As emissões da linha de base poderiam ser proporcionais à eletricidade exportada à rede durante o período de duração do projeto. As emissões de linha de base devido ao deslocamento de eletricidade são calculadas pela multiplicação do fator de emissão da linha de base ($EF_{electricity, 2002-2004}$) pela eletricidade gerada pela atividade de projeto.

$$BE_{electricity,y} = EF_{electricity, 2002-2004} \cdot EG_y$$

Então, para o primeiro período de crédito, as emissões de linha de base serão calculadas como a seguir:

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



$$BE_{\text{electricity},y} = 0,2677 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y \text{ (em tCO}_2\text{e)}$$

EG é a quantidade de energia que SJ gerará. Além disso, considerando as condições de operação da usina de geração (8.560 horas/ano, fator de capacidade de 90% e capacidade instalada de 20 MW), as emissões de linha de base podem ser estimadas como mostra a Tabela 6.

Tabela 6. Emissões de linha de base de deslocamento do despacho

Ano	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
2006	41.247
2007	41.247
2008	41.247
2009	41.247
2010	41.247
2011	41.247
2012	41.247

A partir disso, no primeiro período de crédito, as emissões de linha de base para a parte do deslocamento do despacho totalizaria 288,7 mil tCO₂e.

E.5. Diferença entre os itens E.4 e E.3, representando as reduções nas emissões da atividade de projeto:

Destruição do metano:

A abordagem conservadora para determinar as reduções de emissões deve considerar a eficiência atual do aparelho de extração de gás, pois nem todo o gás estimado passará pela unidade de tratamento de gás. Estima-se que aproximadamente 80% do total de gás gerado possa ser extraído usando sistemas de coleta ativa, os quais serão instalados no São João. Então, as reduções de emissões estimadas da destruição do metano são as emissões de linha de base evitadas, considerando a eficiência da extração:

$$ER_{\text{methane_destruction}} = EAF * col_efficiency * \sum Q_{T,x} = 0,64 * \sum Q_{T,x}$$

Naturalmente, considerando que as reduções de emissões serão medidas, todo o metano queimado, descontado pelo EAF, será considerado como reduções de emissões.

Considerando todas essas hipóteses, as reduções de emissões da destruição do metano devem equivaler ao redor de 5,9 milhões de tCO₂e, no primeiro período de crédito.

Deslocamento do despacho:

Considerando que o SJ não gera emissões de GEE na geração de energia, como biogás é uma fonte renovável, as emissões de reduções são:

$$ER_{\text{electricity}} = EG * CEF = EG * 0,2677, \text{ onde a intensidade de emissão de eletricidade sendo deslocada, calculada de acordo com ACM0002, é } 0,2677 \text{ tCO}_2\text{e/MWh para o primeiro período de crédito.}$$



Considerando a perspectiva de geração mencionada na seção E.4, as reduções de emissões pelo deslocamento de despacho devem totalizar 288.731 tCO₂e durante o primeiro período de crédito.

E.6. Tabela fornecendo valores obtidos ao se aplicar as fórmulas acima:

Ano	Estimativa de reduções de emissões da atividade de projeto (toneladas CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões da linha-de-base (toneladas CO ₂ e)	Estimativa de fugas (toneladas CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões (toneladas CO ₂ e)
2006	1.175.528	0	0	1.175.528
2007	1.062.468	0	0	1.062.468
2008	960.678	0	0	960.678
2009	869.033	0	0	869.033
2010	786.523	0	0	786.523
2011	712.237	0	0	712.237
2012	645.356	0	0	645.356
Total (toneladas CO ₂ e)	6.211.825	0	0	6.211.825

SJ deve reduzir emissões de 6,21 milhões de tCO₂e no primeiro período de crédito.

SEÇÃO F. Impactos Ambientais

F.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, incluindo os impactos transfronteiriços:

Os impactos ambientais do projeto são analisados pela SMA – Secretaria de Estado do Meio Ambiente, através do seu departamento de avaliação de impacto ambiental (DAIA) e agência ambiental do estado de São Paulo (CETESB).

Para SJ, um relatório ambiental preliminar (RAP) foi preparado, de acordo com a legislação do estado de Estado de São Paulo. Este foi submetido para SMA para apreciação e questionamento. Depois de ser analisado pelo DAIA, um relato foi enviado ao desenvolvedor, permitindo o procedimento do projeto e solicitação da licença de instalação. Essa será emitida pela CETESB, depois de fazer demais considerações do projeto através do RAP.

SJ recebeu a licença ambiental preliminar. Ela atesta que o projeto foi avaliado pelas autoridades ambientais, sem possibilidade de maiores impactos. Apesar disso, como mostra a figura 2, a licença solicita aos desenvolvedores do projeto obter documentação mais detalhada, especialmente sobre o monitoramento das emissões de gases, visando obter a licença de instalação. A licença é apresentada na Figura 2 e na

Figura 3.

Não há impactos transfronteiriços resultantes do SJ. Todos os impactos relevantes ocorrem nas fronteiras brasileiras e serão mitigados para atender aos requerimentos ambientais para implantação do projeto.



do aterro nunca foram demandas. Ventilação passiva no aterro São João, como ainda considerada, é a única alternativa acreditável e realista para SJ.

Então, a situação anterior à implementação do projeto – a alternativa ao SJ – está de acordo com toda a regulamentação pertinente.

Passo 2. Análise de investimento

Sub-passo 2a. Determinar o método de análise apropriado

Opção III – análise de “benchmark” – escolhida.

Sub-passo 2b – Opção III. Aplicar análise de “benchmark”

Os negócios brasileiros são usualmente analisados através da taxa interna de retorno para a quantia investida em iniciativas de projeto. No caso do SJ, esse é o indicador financeiro utilizado. Esse indicador é comparado com a remuneração dos títulos do governo, já que tais títulos são considerados como investimentos sem risco, e além disso são considerados como custo de oportunidade no Brasil.

Sub-passo 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Os empresários brasileiros usualmente avaliam as oportunidades de investimento através da taxa interna de retorno (TIR) que os projetos são capazes de retornar. Esse é um senso comum, considerando que a economia brasileira é muito volátil, e dessa forma o custo de oportunidade de capital – remuneração dos títulos do governo – tende a variar frequentemente. Inicialmente, é importante esclarecer que o projeto é basicamente estruturado em duas sub-unidades distintas: a coleta do gás e a estação de tratamento; e a usina de geração. Então, a análise de investimento é calculada independentemente para cada sub-unidade.

Para o investimento na captura do metano, Biogás calculou a TIR e comparou com a remuneração dos títulos do governo que estavam pagando no desenvolvimento do projeto, durante o ano de 2003 (a média da remuneração dos títulos do governo = 23,29%). Como será mostrado adiante, tal remuneração está muito acima dos 13,73% esperados para a atividade de projeto sem os rendimentos das RCEs. Para o cálculo da TIR da Biogás, os dados de entrada usados são o preço do biogás; custos fixos, custos variáveis, impostos (ICMS = 12%, COFINS + PIS = 4,65%), seguro (2%), depreciação, imposto de renda e custo do capital. Todos os números foram apresentados à EOD. O fluxo de caixa é apresentado adiante:

Tabela 2. Fluxo de caixa da usina de extração de gás de aterro do SJ

Ano	Receita Bruta	Impostos sobre Vendas		Receita Líquida	Custos Fixos	Custos Variáveis	Seguro	Custo Total
		COFINS + PIS	ICMS					
2003	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
2004	R\$ 8.848.476	R\$ 411.454	R\$ 1.061.817	R\$ 7.375.205	R\$ 1.200.000	R\$ 1.000.000	R\$ 176.970	R\$ 2.376.970
2005	R\$ 8.848.476	R\$ 411.454	R\$ 1.061.817	R\$ 7.375.205	R\$ 1.200.000	R\$ 1.320.000	R\$ 176.970	R\$ 2.696.970
2006	R\$ 8.848.476	R\$ 411.454	R\$ 1.061.817	R\$ 7.375.205	R\$ 1.200.000	R\$ 1.440.000	R\$ 176.970	R\$ 2.816.970
2007	R\$ 8.848.476	R\$ 411.454	R\$ 1.061.817	R\$ 7.375.205	R\$ 1.200.000	R\$ 1.440.000	R\$ 176.970	R\$ 2.816.970
2008	R\$ 8.848.476	R\$ 411.454	R\$ 1.061.817	R\$ 7.375.205	R\$ 1.200.000	R\$ 1.440.000	R\$ 176.970	R\$ 2.816.970
2009	R\$ 8.848.476	R\$ 411.454	R\$ 1.061.817	R\$ 7.375.205	R\$ 1.200.000	R\$ 1.440.000	R\$ 176.970	R\$ 2.816.970
2010	R\$ 8.848.476	R\$ 411.454	R\$ 1.061.817	R\$ 7.375.205	R\$ 1.200.000	R\$ 1.440.000	R\$ 176.970	R\$ 2.816.970
2011	R\$ 8.848.476	R\$ 411.454	R\$ 1.061.817	R\$ 7.375.205	R\$ 1.200.000	R\$ 1.440.000	R\$ 176.970	R\$ 2.816.970
2012	R\$ 8.848.476	R\$ 411.454	R\$ 1.061.817	R\$ 7.375.205	R\$ 1.200.000	R\$ 1.440.000	R\$ 176.970	R\$ 2.816.970
2013	R\$ 8.848.476	R\$ 411.454	R\$ 1.061.817	R\$ 7.375.205	R\$ 1.200.000	R\$ 1.440.000	R\$ 176.970	R\$ 2.816.970
2014	R\$ 8.848.476	R\$ 411.454	R\$ 1.061.817	R\$ 7.375.205	R\$ 1.200.000	R\$ 1.440.000	R\$ 176.970	R\$ 2.816.970
2015	R\$ 8.848.476	R\$ 411.454	R\$ 1.061.817	R\$ 7.375.205	R\$ 1.200.000	R\$ 1.440.000	R\$ 176.970	R\$ 2.816.970



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02**

CNPQ

MDL – Conselho Executivo

página 10

Ano	Depreciação	Juros	EBTA	Imposto de renda	Lucro Líquido	Investimento	Geração de caixa	Investimento requerido
2003	R\$ 0	(R\$ 111.222)	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	(R\$ 13.500.000)	(R\$ 4.611.222)	R\$ 5.000.000
2004	R\$ 1.112.500	(R\$ 1.718.440)	R\$ 0	R\$ 605.151	R\$ 1.562.144	(R\$ 5.500.000)	(R\$ 2.825.356)	R\$ 2.825.356
2005	R\$ 1.550.000	(R\$ 1.289.716)	R\$ 1.858.519	R\$ 531.045	R\$ 1.327.474	(R\$ 4.000.000)	(R\$ 3.372.526)	R\$ 3.372.526
2006	R\$ 1.800.000	(R\$ 919.450)	R\$ 1.838.786	R\$ 526.309	R\$ 1.312.477	R\$ 0	R\$ 862.477	R\$ 0
2007	R\$ 1.800.000	(R\$ 569.129)	R\$ 2.189.052	R\$ 610.373	R\$ 1.578.680	R\$ 0	R\$ 1.128.880	R\$ 0
2008	R\$ 1.800.000	(R\$ 216.317)	R\$ 2.539.319	R\$ 694.436	R\$ 1.844.882	R\$ 0	R\$ 1.394.882	R\$ 0
2009	R\$ 1.800.000	R\$ 0	R\$ 2.758.235	R\$ 746.976	R\$ 2.011.259	R\$ 0	R\$ 3.811.259	R\$ 0
2010	R\$ 1.800.000	R\$ 0	R\$ 2.758.235	R\$ 746.976	R\$ 2.011.259	R\$ 0	R\$ 3.811.259	R\$ 0
2011	R\$ 1.800.000	R\$ 0	R\$ 2.758.235	R\$ 746.976	R\$ 2.011.259	R\$ 0	R\$ 3.811.259	(R\$ 927.277)
2012	R\$ 1.800.000	R\$ 0	R\$ 2.758.235	R\$ 746.976	R\$ 2.011.259	R\$ 0	R\$ 3.811.259	(R\$ 1.800.000)
2013	R\$ 1.800.000	R\$ 0	R\$ 2.758.235	R\$ 746.976	R\$ 2.011.259	R\$ 0	R\$ 3.811.259	(R\$ 1.800.000)
2014	R\$ 1.800.000	R\$ 0	R\$ 2.758.235	R\$ 746.976	R\$ 2.011.259	R\$ 0	R\$ 3.811.259	(R\$ 1.800.000)
2015	R\$ 1.800.000	R\$ 0	R\$ 2.758.235	R\$ 746.976	R\$ 2.011.259	R\$ 0	R\$ 3.811.259	(R\$ 1.800.000)

Ano	Dívida	Amortização	Dividendos	Caixa disponível	Fluxo de caixa dos acionistas	Retorno de carbono	Retorno total esperado	TIR
2003	R\$ 9.000.000	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 388.778	(R\$ 5.000.000)	R\$ 0	(R\$ 5.000.000)	-
2004	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 388.778	(R\$ 2.825.356)	R\$ 0	(R\$ 2.825.356)	-
2005	R\$ 0	(R\$ 2.250.000)	R\$ 0	R\$ 388.778	(R\$ 3.372.526)	R\$ 0	(R\$ 3.372.526)	-
2006	R\$ 0	(R\$ 2.250.000)	R\$ 0	R\$ 1.251.255	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	-
2007	R\$ 0	(R\$ 2.250.000)	R\$ 0	R\$ 2.379.935	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	-
2008	R\$ 0	(R\$ 2.250.000)	R\$ 2.401.140	R\$ 1.373.677	R\$ 2.401.140	R\$ 0	R\$ 2.401.140	-
2009	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 4.184.936	R\$ 1.000.000	R\$ 4.184.936	R\$ 0	R\$ 4.184.936	-10,57%
2010	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 3.683.982	R\$ 1.127.277	R\$ 3.683.982	R\$ 0	R\$ 3.683.982	-1,63%
2011	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 3.011.259	R\$ 1.000.000	R\$ 3.938.536	R\$ 0	R\$ 3.938.536	4,20%
2012	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 2.011.259	R\$ 1.000.000	R\$ 3.811.259	R\$ 0	R\$ 3.811.259	7,91%
2013	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 2.011.259	R\$ 1.000.000	R\$ 3.811.259	R\$ 0	R\$ 3.811.259	10,49%
2014	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 2.011.259	R\$ 1.000.000	R\$ 3.811.259	R\$ 0	R\$ 3.811.259	12,35%
2015	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 2.011.259	R\$ 1.000.000	R\$ 3.811.259	R\$ 0	R\$ 3.811.259	13,73%

Fórmulas:

Receita líquida = Retorno bruto – Impostos sobre vendas

Custos totais = Custos fixos + Custos variáveis + Seguro

EBTA = Lucro líquido – Custos totais – Depreciação – Juros

Renda líquida = EBTA – Imposto de renda

Fluxo de caixa dos acionistas = - Investimento requerido + Dividendos

Geração de caixa = Lucro líquido + Depreciação + Investimento + Dívida

Caixa disponível = Geração de caixa acumulado + Investimento requerido

O cálculo do valor presente líquido pode também ser usado para mostrar a não-atratividade econômica do SJ. Considerando o retorno total esperado acima e a taxa de desconto de 23,2% por ano (a remuneração média dos títulos do governo de 2003), o valor presente líquido calculado é igual a – R\$4.148.667,44.

Para a geração de energia, a mesma análise foi feita. Para essa sub-unidade, a TIR calculada foi de 15,0%, longe da remuneração média dos títulos do governo pagos no ano de 2003. O fluxo de caixa é mostrado na Tabela 3 a seguir:



Tabela 3. Fluxo de caixa da sub-unidade de geração de energia do SJ

	SJ "energia"												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EBIT		5,8	5,9	6,4	6,5	6,2	6,7	6,7	6,3	5,2	4,3	6,7	8,6
Não operacional													
Depreciação e amortização	0,0	2,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	1,5	0,7
Varição capital de giro	0,0	0,3	(0,0)	0,1	(0,0)	(0,0)	(0,0)	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	0,0	0,0
Caixa gerado pela Atividade	0,0	8,9	9,8	10,3	10,4	10,0	10,3	10,5	10,2	9,1	8,2	8,2	9,3
Receita financeira	0,0	0,1	0,4	0,6	0,9	1,0	0,6	0,6	0,7	0,5	0,4	0,2	0,1
Investimentos	(36,8)	(11,1)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dividendos	0,0	(2,9)	(2,7)	(2,8)	(3,0)	(3,1)	(3,1)	(3,4)	(3,4)	(2,8)	(2,2)	(4,7)	(6,7)
Geração de caixa após investimentos	(36,8)	(4,9)	7,5	8,1	8,2	8,0	7,8	7,8	7,5	6,9	6,3	3,7	2,7
Liberações	26,0	11,2	6,6	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Amortizações (Amort FINIMP)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(2,7)	(2,7)	(2,7)	(2,7)	(2,7)
Juros desembolsados (Amort FINIMP)	0,0	(0,0)	(0,5)	(1,2)	(1,6)	(1,6)	(1,6)	(1,6)	(1,5)	(1,2)	(0,9)	(0,7)	(0,4)
Amortizações (BNDES)	0,0	0,0	(1,5)	(1,7)	(1,8)	(1,9)	(2,0)	(2,1)	(0,2)	0,0	0,0	0,0	0,0
Juros desembolsados (BNDES)	0,0	0,0	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	0,0	0,0	0,0	0,0
Amortizações (Importação)	0,0	(3,3)	(2,8)	(5,3)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Juros desembolsados (Importação)	0,0	(5,8)	(0,5)	(0,2)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Amortizações (IGPM)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)
Juros desembolsados (IGPM)	0,0	(0,6)	(0,6)	(0,8)	(0,9)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,7)	(0,6)	(0,5)	(0,3)	(0,2)
Geração de caixa após financiamentos	(10,8)	1,5	3,8	3,9	3,7	3,5	3,2	3,2	0,9	1,0	0,9	(1,4)	(2,0)
Imposto de renda	0,0	(0,7)	(0,8)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,8)	(0,7)	(0,7)	(0,8)
Contribuição Social	0,0	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)
Aumento de capital	14,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Redução de capital									(3,9)	(4,0)	(4,2)	(4,4)	(4,6)
Geração de caixa líquida	3,2	0,5	2,7	2,7	2,5	2,3	2,0	2,0	(4,1)	(4,1)	(4,3)	(6,7)	(7,0)

	R\$ milhões												
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EBIT	0	6	6	6	6	6	7	7	6	5	4	7	9
Impostos	0,0	(1,0)	(1,1)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,1)	(1,0)	(1,0)	(1,1)
Depreciação e amortização	0	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	1	1
CAPEX	(37)	(11)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbono	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Projeto	(36,80)	(3,45)	8,65	9,03	9,15	8,68	9,30	9,30	8,97	8,04	7,20	7,20	8,21
TIR	15,0%												

Nesse caso, o valor presente líquido também pode ser calculado para mostrar que o projeto não ocorreria caso o retorno do carbono não fosse considerado. De fato, a uma taxa de desconto de 23,29% por ano, o VPL para a sub-unidade de geração de energia de SJ é de -R\$ 11,94 milhões.

Sub-passo 2d. Análise sensitiva

Considerando Biogás poderia ser mais eficiente reduzindo custos fixos. De forma otimista, por exemplo reduzindo os custos para 30%, a taxa interna de retorno aumentaria para 16,15%, que dificilmente se aproxima da remuneração dos títulos do governo no final do ano de 2003. De outra forma, custos poderiam ir além e um aumento de 30% provocaria o declínio da TIR para 11,46%.

Para a sub-unidade de energia, foi feita uma análise sensitiva considerando lucros crescentes. Nesse caso, se os lucros crescessem consideravelmente, sendo 25% maiores, a TIR do projeto não alcançaria nem 20%, sendo 19,87%. Esse valor não é suficiente para ultrapassar o "benchmark" de 23,29%, anteriormente considerado. Além disso, apesar do decaimento da remuneração dos títulos do governo no início de 2004, ele terminou o ano de 2004 valorizado, o que reduz ainda mais incentivos em investimentos. E, se por algum motivo os lucros diminuíssem para 25%, a TIR seria de 11,1%, não atrativa comparada com o "benchmark". Dessa forma, mesmo numa situação em que o lucro aumente, a



sub-unidade de energia não proveria uma TIR atrativa se os rendimentos do carbono não fossem considerados.

Passo 4. Análise prática comum

Sub-passo 4a. Analisar outras atividades similares à atividade de projeto proposta

Não há nenhuma outra atividade similar ao SJ sendo implementada no Brasil no momento atual. Isso será, de fato, o segundo maior projeto desse tipo no Brasil, e sua contraparte, também desenvolvida pela Biogás Energia Ambiental, é um projeto MDL, que não precisa ser considerada nessa análise. Gás de aterro para projetos de energia não são conhecidos no Brasil porque não há tecnologia disponível e poucos especialistas na área para aplicar conhecimento nos projetos atuais.

Sub-passo 4b. Discutir opções similares que estão ocorrendo

Considerando que não há nenhuma atividade similar amplamente observada e freqüentemente feita, não é necessário executar uma análise desse tipo.

Passo 5. Impacto do registro MDL

Uma vez que o SJ esteja registrado como um projeto MDL, ele será intitulado a vender reduções de emissões pela destruição do metano para os países d Anexo-I. Esse retorno contribuirá para alavancar a TIR para o ponto considerado atrativo pelos seus investidores de forma que o projeto seja capaz de operar. Naturalmente, SJ provocará um maior impacto, trazendo novos investidores para o mercado brasileiro, já que a replicabilidade irá certamente ocorrer nesse tipo de situação. Além disso, considerando que a maioria dos equipamentos são importados, e que a economia brasileira é altamente volátil, é importante garantir que investimentos de moeda estrangeira estejam bem protegidos contra turbulências política e econômica. Nesse sentido, retornos da comercialização de reduções certificadas de emissões, que são amplamente nomeados em euros, proverão uma barreira natural para esse investimento, tornando a situação mais confortável para os empresários que seguem essa idéia.

B.4. Descrição de como a definição do limite do projeto relacionado à metodologia da linha de base selecionada é aplicada à atividade de projeto:

SJ acontece no aterro São João e a área do aterro é a fronteira do projeto, que inclui os equipamentos de extração de gás e a usina de geração.

B.5. Informações detalhadas sobre a linha de base, incluindo a data de término do estudo de linha de base e o nome da pessoa(s)/entidade(s) que determina(m) a linha de base:

Esse estudo da linha de base foi concluído em 21/12/2005 (DD/MM/AAAA), pela Econergy, que não é uma participante nesse projeto. Contato para informações:

Marcelo Schunn Diniz Junqueira

junqueira@econergy.com.br

Tel: +55 (11) 3219 0068 ext 25

Fax: +55 (11) 3219 0693

www.econergy.com



SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto/ Período de crédito

C.1 Duração da atividade de projeto:

C.1.1. Data de início da atividade de projeto:

01/01/2006 (DD/MM/AAAA)

C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade de projeto:

21 anos e 0 meses

C.2 Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:

C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos:

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:

31/03/2006 (DD/MM/AAAA)

C.2.1.2. Duração do primeiro período de obtenção de créditos:

7 anos e 0 meses

C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:

C.2.2.1. Data de início:

Deixado em branco intencionalmente.

C.2.2.2. Duração:

Deixado em branco intencionalmente.

SEÇÃO D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento

D.1. Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto:

A metodologia aplicada ao SJ é a ACM0001, chamada “Metodologia de linha de base consolidada para atividades de projeto de gás de aterro”.

D.2. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto:

As condições de aplicabilidade para ACM0001 já foram consideradas na seção de linha de base desse DCP. De fato, SJ é uma atividade de projeto responsabilizada em capturar e queimar metano das operações do aterro e também usar o metano como combustível para a usina de geração, gerando eletricidade e evitando usinas de combustível fóssil na margem do sistema de eletricidade brasileiro, reduzindo as emissões de GEE.

Portanto ACM0001 é totalmente aplicável ao SJ.



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02

1/1/00

MDL – Conselho Executivo

página 14

D.2.1. Opção 1: Monitoramento das emissões no cenário do projeto e no cenário de linha de base

D.2.1.1. Dados a serem coletados para monitorar as emissões da atividade do projeto e como esses dados serão arquivados:

Número de Identificação (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

D.2.1.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades de emissão de CO₂equ.)

>>

D.2.1.3. Dados relevantes necessários para a determinação da linha de base de emissões antrópicas por fontes de gases de efeito estufa dentro do limite do projeto e como tais dados serão coletados e arquivados:

Número de Identificação (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

D.2.1.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões de linha de base (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades de emissões de CO₂equ.)

>>

D.2.2. Opção 2: Monitoramento direto de reduções de emissões da atividade de projeto (os valores devem ser compatíveis com os da seção

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.

FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02

MDL – Conselho Executivo

página 15

E).

D.2.2.1. Dados a serem coletados para monitoramento das emissões da atividade de projeto, e como esses dados serão arquivados:								
Número de Identificação (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário
1 LFG _{Total}	Captura total de gás de aterro	Medidor de vazão para queimadores e usina geradora	Nm ³	M	Contínua	100%	Eletronicamente	Medido por um medidor de vazão. Dados serão coletados mensalmente ou anualmente. Metros cúbicos normais representam o volume de gás em metros cúbicos no STP. Dados serão guardados por dois anos depois do final do período de crédito.
2 LFG _{Flare}	Quantidade de gás de aterro aos queimadores	Medidor de vazão para queimadores	Nm ³	M	Contínua	100%	Eletronicamente	Medido por um medidor de vazão. Dados serão reunidos mensalmente ou anualmente. Metros cúbicos normais representam o volume de gás em metros cúbicos no STP. Dados serão guardados por dois anos depois do final do período de crédito.
3 LFG _{Electricity}	Quantidade de gás de aterro à usina geradora	Medidor de vazão para usina geradora	Nm ³	C	Contínua	100%	Eletronicamente	A quantidade de gás de aterro para usina de geração será determinada pela diferença entre (1) e (2), acima. Dados serão guardados por dois anos depois do final do período de crédito.
4 FE	Queima/eficiência de combustão. Determinada pelas horas de operação (1) e o conteúdo de metano contido	Eficiência do queimador	%	M / C	(1) continuamente e, (2) trimestral, mensal se instável	n/a	Eletronicamente	(1) Medição contínua do tempo de operação do queimador (e.g. com a temperatura) (2) Medição periódica do conteúdo de metano do gás de escape. Dados serão guardados por dois anos depois do final do período de crédito.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02

MDL - Conselho Executivo

página 16

	no gás expelido	Análise contínua	m ³ CH ₄ /m ³ LFG	M	Contínua	100%	Electronicamente	Medida contínua por analisador da qualidade do gás. Dados serão guardados por dois anos depois do final do período de crédito.
5 WCE14	Fração de metano no gás de aterro	Análise contínua	m ³ CH ₄ /m ³ LFG	M	Contínua	100%	Electronicamente	Medida contínua por analisador da qualidade do gás. Dados serão guardados por dois anos depois do final do período de crédito.
6	Requerimentos reguladores relacionados com o gás de aterro	Legislação ambiental	Teste	n/a		100%	Electronicamente	
7	Elettricidade alimentada na rede	Medidor de elettricidade	MWh	M	Contínua	100%	Electronicamente	Elettricidade alimentada na rede será medida para determinar reduções de emissões da geração e comercialização de energia renovável. Dados serão guardados por dois anos depois do final do período de crédito.
8	Emissão de CO ₂ intensidade da elettricidade	Rede brasileira	tCO ₂ /MWh	C	Na renovação da linha de base	100%	Electronicamente	Intensidade de emissão de CO ₂ da elettricidade gerada pela rede será determinada através de uma metodologia de linha de base aprovada, a ACM0002. Esses dados serão atualizados na renovação da linha de base, de acordo com a metodologia considerada. Dados serão guardados por dois anos depois do final do período de crédito.

D.2.2.2. Descrição das fórmulas usadas para calcular as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/algoritmo, unidades de emissão de CO₂equ.):

PBGAGE não gera emissões já que utiliza a eletricidade gerada pelo projeto para operar o projeto de gás de aterro, incluindo os equipamentos de extração para o sistema de coleta e energia requerida para o transporte de calor.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.

Annex 2**INFORMATION REGARDING PUBLIC FUNDING**

There is no public funding involved in SJ.

Annex 3**BASELINE INFORMATION**

Year	Waste Deposition (tonnes)	Year	Waste Deposition (tonnes)
1992	5.500	2000	2.034.546
1993	768.591	2001	2.157.783
1994	862.211	2002	2.292.821
1995	1.516.727	2003	2.120.943
1996	1.841.783	2004	2.008.528
1997	1.971.480	2005	2.200.000
1998	2.046.081	2006	2.200.000
1999	2.126.986	2007-on	0
First Order Decay Model Factors			
Lo (tCH ₄ /t refuse)	0,065	k	0,105

The above factors were determined from Van der Wiel analysis of the landfill gas potential in São João landfill. The Dutch firm has great experience in the field and has designed its own model for estimation. However, as ACM0001 requires the application of a publicly known model, Van der Wiel's analyses were adapted to IPCC's first order decay model, using the above factors under a conservative approach, i.e., which leads to a smaller emission reduction estimate.



Methane Destruction Emission Reductions

Year	Emission Reductions (tCO ₂ e)
2006	1.134.281
2007	1.021.221
2008	919.431
2009	827.786
2010	745.276
2011	670.990
2012	604.109

Electricity Displacement Emission Reductions

Year	Emission Reductions (tCO ₂ e)
2006	41.247
2007	41.247
2008	41.247
2009	41.247
2010	41.247
2011	41.247
2012	41.247

Total Emission Reductions

Year	Emission Reductions (tCO ₂ e)
2006	1.175.529
2007	1.062.469
2008	960.678
2009	869.033
2010	786.523
2011	712.237
2012	645.356

The Brazilian electricity system has been historically divided into two subsystems: the North-Northeast (N-NE) and the South-Southeast-Midwest (S-SE-CO). This is due mainly to the historical evolution of the physical system, which was naturally developed nearby the biggest consuming centers of the country.

The natural evolution of both systems is increasingly showing that integration is to happen in the future. In 1998, the Brazilian government was announcing the first leg of the interconnection line between S-SE-CO and N-NE. With investments of around US\$700 million, the connection had the main purpose, in the government's view, at least, to help solve energy imbalances in the country: the S-SE-CO region could supply the N-NE in case it was necessary and vice-versa.

Nevertheless, even after the interconnection had been established, technical papers still divided the Brazilian system in two (Bosi, 2000)⁴:

"... where the Brazilian Electricity System is divided into three separate subsystems:
(i) The South/Southeast/Midwest Interconnected System;

⁴ Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. International Energy Agency. Paris, 2000.



- (ii) The North/Northeast Interconnected System; and
- (iii) The Isolated Systems (which represent 300 locations that are electrically isolated from the interconnected systems)."

Moreover, Bosi (2000) gives a strong argumentation in favor of having so-called *multi-project baselines*:

"For large countries with different circumstances within their borders and different power grids based in these different regions, multi-project baselines in the electricity sector may need to be disaggregated below the country-level in order to provide a credible representation of 'what would have happened otherwise'".

Finally, one has to take into account that even though the systems today are connected, the energy flow between N-NE and S-SE-CO is heavily limited by the transmission lines capacity. Therefore, only a fraction of the total energy generated in both subsystems is sent one way or another. It is natural that this fraction may change its direction and magnitude (up to the transmission line's capacity) depending on the hydrological patterns, climate and other uncontrolled factors. But it is not supposed to represent a significant amount of each subsystem's electricity demand. It has also to be considered that only in 2004 the interconnection between SE and NE was concluded, i.e., if project proponents are to be coherent with the generation database they have available as of the time of the PDD submission for validation, a situation where the electricity flow between the subsystems was even more restricted is to be considered. The Brazilian electricity system nowadays comprises of around 91,3 GW of installed capacity, in a total of 1.420 electricity generation enterprises. From those, nearly 70% are hydropower plants, around 10% are natural gas-fired power plants, 5,3% are diesel and fuel oil plants, 3,1% are biomass sources (sugarcane bagasse, black liquor, wood, rice straw and biogas), 2% are nuclear plants, 1,4% are coal plants, and there are also 8,1 GW of installed capacity in neighboring countries (Argentina, Uruguay, Venezuela and Paraguay) that may dispatch electricity to the Brazilian grid. (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>): This latter capacity is in fact comprised by mainly 6,3 GW of the Paraguayan part of *Itaipu Binacional*, a hydropower plant operated by both Brazil and Paraguay, but whose energy almost entirely is sent to the Brazilian grid.

Approved methodology ACM0002 asks project proponents to account for "all generating sources serving the system". In that way, when applying one of these methodologies, project proponents in Brazil should search for, and research, all power plants serving the Brazilian system.

In fact, information on such generating sources is not publicly available in Brazil. The national dispatch center, ONS – *Operador Nacional do Sistema* – argues that dispatching information is strategic to the power agents and therefore cannot be made available. On the other hand, ANEEL, the electricity agency, provides information on power capacity and other legal matters on the electricity sector, but no dispatch information can be got through this entity.

In that regard, project proponents looked for a plausible solution in order to be able to calculate the emission factor in Brazil in the most accurate way. Since real dispatch data is necessary after all, the ONS was contacted, in order to let participants know until which degree of detail information could be provided. After several months of talks, plants' daily dispatch information was made available for years 2002, 2003 and 2004.

Project proponents, discussing the feasibility of using such data, concluded it was the most proper information to be considered when determining the emission factor for the Brazilian grid. According to



ANEEL, in fact, ONS centralized dispatched plants accounted for 75.547 MW of installed capacity by 31/12/2004, out of the total 98.848,5 MW installed in Brazil by the same date (http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Graficos_mai_2005.pdf), which includes capacity available in neighboring countries to export to Brazil and emergency plants, that are dispatched only during times of electricity constraints in the system. Therefore, even though the emission factor calculation is carried out without considering all generating sources serving the system, about 76,4% of the installed capacity serving Brazil is taken into account, which is a fair amount if one looks at the difficulty in getting dispatch information in Brazil. Moreover, the remaining 23,6% are plants that do not have their dispatch coordinated by ONS, since: either they operate based on power purchase agreements which are not under control of the dispatch authority; or they are located in non-interconnected systems to which ONS has no access. In that way, this portion is not likely to be affected by the CDM projects, and this is another reason for not taking them into account when determining the emission factor.

In an attempt to include all generating sources, project developers considered the option to research for available, but non-official data, to supply the existing gap. The solution found was the International Energy Agency database built when carrying out the study "Road-Testing Baselines For Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector", published in October 2002. Merging ONS data with the IEA data in a spreadsheet, project proponents have been able to consider all generating sources connected to the relevant grids in order to determine the emission factor. The emission factor calculated was found more conservative when considering ONS data only, as the table below shows the build margin in both cases.

IEA/ONS Merged Data Build Margin	ONS Data Build Margin
(tCO ₂ /MWh)	(tCO ₂ /MWh)
0,205	0,1045

Therefore, considering all the rationale explained, project developers decided for the database considering ONS information only, as it was capable of properly addressing the issue of determining the emission factor and doing it in the most conservative way.

The fossil fueled plants efficiencies were also taken from the IEA paper. This was done considering the lack of more detailed information on such efficiencies from public, reliable and credible sources.

From the mentioned reference:

The fossil fuel conversion efficiency (%) for the thermal power plants was calculated based on the installed capacity of each plant and the electricity actually produced. For most of the fossil fuel power plants under construction, a constant value of 30% was used as an estimate for their fossil fuel conversion efficiencies. This assumption was based on data available in the literature and based on the observation of the actual situation of those kinds of plants currently in operation in Brazil. The only 2 natural gas plants in combined cycle (totaling 648 MW) were assumed to have a higher efficiency rate, i.e. 45%.

Therefore only data for plants under construction in 2002 (with operation start in 2002, 2003 and 2004) was estimated. All others efficiencies were calculated. To the best of our knowledge there was no retrofit/modernization of the older fossil-fuelled power plants in the analyzed period (2002 to 2004). For that reason project participants find the application of such numbers to be not only reasonable but the best available option.



The aggregated hourly dispatch data got from ONS was used to determine the lambda factor for each of the years with data available (2002, 2003 and 2004). The Low-cost/Must-run generation was determined as the total generation minus fossil-fuelled thermal plants generation, this one determined through daily dispatch data provided by ONS. All this information has been provided to the validators, and extensively discussed with them, in order to make all points crystal clear.

On the following pages, a summary of the analysis is provided. First, the table with the 130 plants dispatched by the ONS are provided. Then, a table with the summarized conclusions of the analysis, with the emission factor calculation displayed. Finally, the load duration curves for the S-SE-MW system are presented.

ONS Plants

Soluto (ant)	Fuente (orig)	Punto (plac)	Conexión (tip)	Instalación (mV)	Presión (bar)	Capacidad (m³/d)	Flujo (m³/h)	Flujo (m³/d)	Flujo (m³/d)	Flujo (m³/d)
1	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
17	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
24	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
27	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
28	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
29	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
30	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
31	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
32	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
33	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
34	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
35	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
36	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
37	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
38	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
39	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
40	1.55.00	H	1.55.00	121.0	0.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
41										

3.00

Summary Table

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



Emission factors for the Brazilian South-Southeast-Midwest interconnected grid				
Baseline (including imports)	EF_{mix} [tCO ₂ /MWh]	Load [MWh]	LCMB [GWh]	Imports [MWh]
2002	0.8504	275 402 595	288 729	1 607 355
2003	0.8378	263 499 826	274 649	459 566
2003	0.8755	297 879 872	281 746	1 468 275
Total (2001-2003) =		261 776 889	518 118	3 535 256
$EF_{mix, 2001-2003}$ [tCO ₂ /MWh]	0.8510	$EF_{mix, 2003}$	Lambda	
Alternative weights		Default weights	0.5053	
$w_{hydro} = 0.75$		$w_{hydro} = 0.5$	0.3902	
$w_{nuc} = 0.25$		$w_{nuc} = 0.5$	0.5312	
EF_{mix} [tCO ₂ /MWh]	0.3454	Default EF_{mix} [tCO ₂ /MWh]	0.2677	
			0.5941	

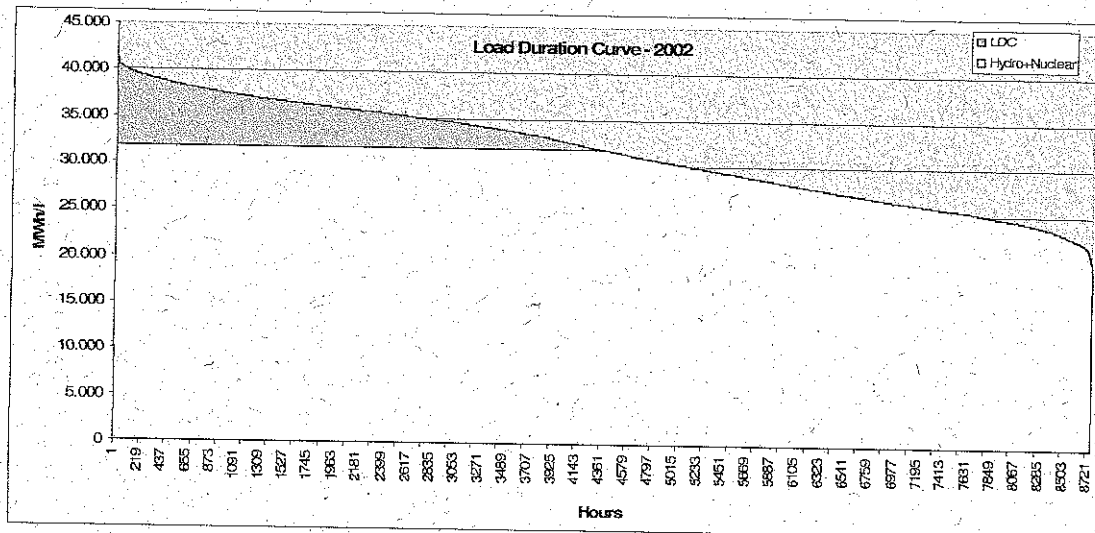


Figure 3. Load duration curve for the S-SE-MW system, 2002

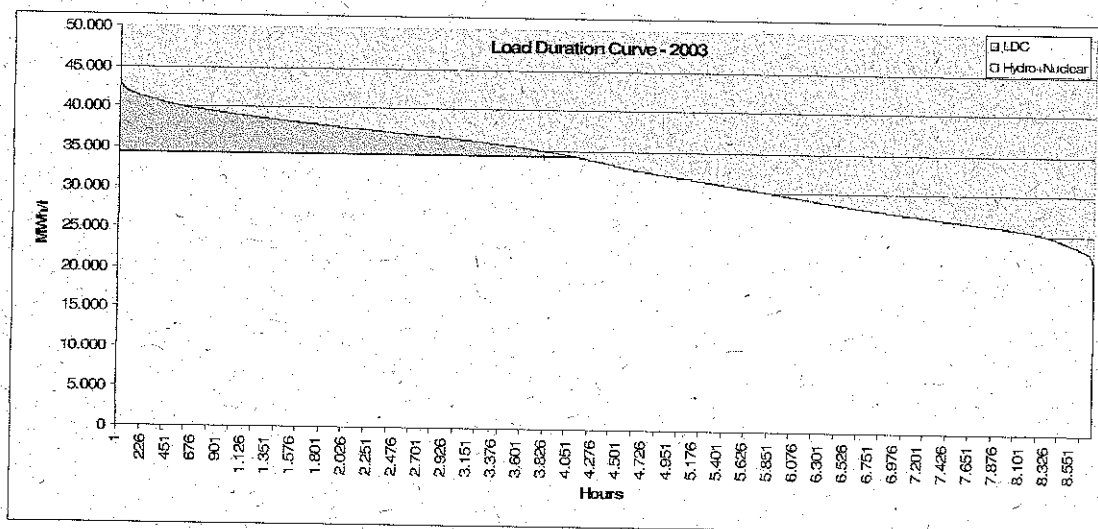


Figure 4. Load duration curve for the S-SE-MW system, 2003

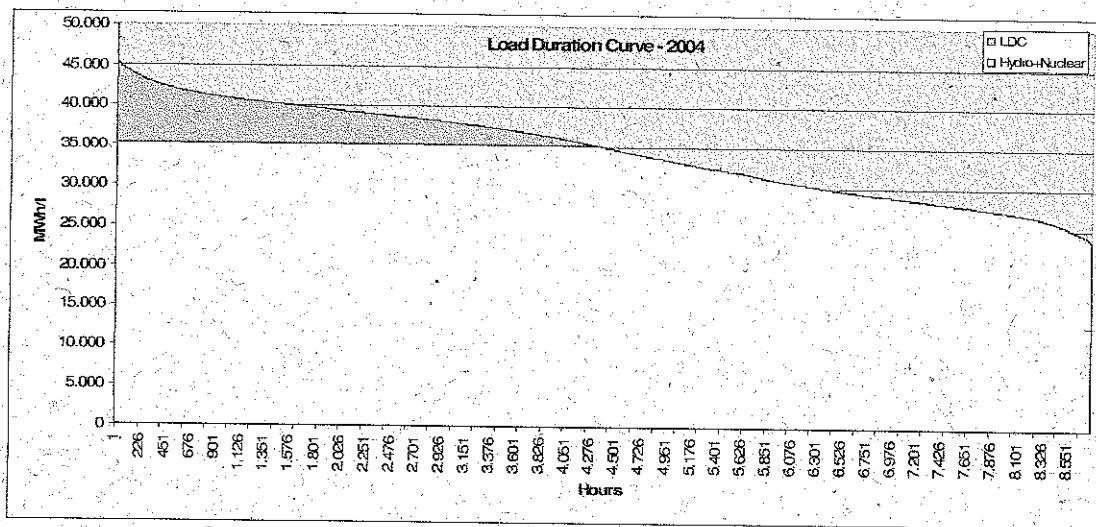


Figure 5. Load duration curve for the S-SE-MW system, 2004

**Annex 4****MONITORING PLAN**

From the monitoring methodology, it could be seen that there are five main variables to be measured:

- Methane flow from the landfill
- Methane flow into flares
- Methane flow into powerhouse
- Methane content in the landfill gas
- Flares' efficiencies
- Electricity sent to the grid

The degasifying unit of SJ will be installed with most up-to-date equipment to perform measures continually and allow for remote access to equipment and data. The system equipments will be connected through a Programmable Logic Control tool that will let operators quickly check the unit's main variables through a user-friendly interface. Through the PLC, users will have also access to continuously measured data, such as methane content in the landfill gas and the methane flows.

Methane flows:

There will be two flow meters installed for SJ operation: one in the main line straight after the blowers; and one in the line to the flares. Methane destroyed in the powerhouse will therefore be measured by the difference between the two above. Both will be the same model, likely the same used at Biogás other landfill gas to energy project: Instromet B.V SM-RI-X-K, which will be calibrated before entering in operation. The flow meters will be connected to the gas facilities PLC, and data will be recorded continuously. Moreover, the meters will be sealed, which prevent data manipulation.

Attached to each of the flow meters will be an electronic volume conversion device, which converts the volume measured by the flow meter to volume at 0°C and 1,01325 bar, i.e., the STP. These devices will also be calibrated.

Methane content in LFG:

Methane content in the LFG is critical in SJ, since it will be the fuel to the powerhouse and therefore its concentration will largely determine the amount of electricity that can be generated. For measuring this information, SJ will count on a continuous analyzer (at its other project, Biogás has used a BINOS 100, manufactured by NUK, a German supplier). The analyzer will also be connected to the data system through the PLC, with information easily accessible through a desktop computer.

Flares' efficiencies:

SJ will be designed to ensure complete methane destruction at the installed flares. Nevertheless, complying with the monitoring methodology applied in this case, project owners will hire specialists to



carry out exhaust gases analyses in order to determine if any methane is not being flared and, if so, how much of the gas is being released to the atmosphere.

Electricity sent to the grid:

Electricity generated at the powerhouse will be monitored both internally, by the meter installed at the output of the facility, and externally, at the electricity distributor sub-station. In both cases, the meters will be calibrated and will comply with regulatory standards for energy commercialization in Brazil.

Biogás will generate monthly reports covering all such information, but the flares efficiencies, which will be determined on a less often basis. Such reports will be delivered to the verifier for means of writing the verification report. Some of the included information will be:

- Total energy generation
- Exported energy
- Internally consumed energy
- Total extracted biogas
- Total biogas destroyed in flares
- Total biogas destroyed in engines
- Monthly average methane content in biogas
- Monthly average hourly extracted volumes of biogas
- Emission reductions from destroyed methane

The way these variables are displayed in the report can undergo minor changes in order to incorporate verification suggestions and/or needs.



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

A.1 Título da atividade de projeto:

Projeto do Aterro São João para Geração de Energia (SJ)

Versão 2 B

Data do documento: 21 de Dezembro 2005.

As únicas mudanças realizadas nesta versão do DCP, comparadas com o Relatório de Validação versão Rev. 1, datada de 11/08/2005 (DD/MM/AAAA) indicado na carta de aprovação da AND brasileira, se referem aos novos cálculos do fator de emissão da margem de construção com a eficiências das usinas recomendadas pela 22ª reunião do Conselho Executivo do MDL.

A.2. Descrição da atividade de projeto:

SJ é um projeto concebido para explorar o gás de aterro produzido no Aterro Sanitário “Sítio São João” – aterro São João, um dos maiores aterros do Brasil. Esse aterro está localizado na região metropolitana de São Paulo, maior cidade brasileira e centro financeiro do país. Com uma população estimada de 10 milhões de habitantes em 2000, São Paulo gera aproximadamente 15.000 toneladas de lixo diariamente.

O objetivo do SJ é explorar o gás produzido no aterro São João, usando-o para gerar eletricidade. O aterro foi projetado de acordo com as práticas modernas e atualmente está classificado como 8,3 (de 0 a 10) de acordo com a avaliação do aterro da agência ambiental de São Paulo (CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental). Isso confirma que o aterro está operando em condições adequadas, de acordo com a CETESB.

Entretanto, a solução encontrada para o gás de aterro no momento da concepção do aterro foi coletá-lo através de ventilação passiva, eventualmente queimando-o na cabeça dos drenos, o que não é favorável em termos de destruição de metano. Isso se deve às características construtivas e operacionais inadequadas dos drenos, onde não há técnica que exija eficiência na mistura biogás/ar e no tempo de queima.

Visando explorar o potencial de energia do gás de aterro e também minimizar os problemas ambientais relacionados com o aquecimento global, SJ foi projetado. O projeto está no momento no último estágio de desenvolvimento, com implementação programada para Abril de 2005. Não serão reduzidas apenas as emissões de metano, mas também 20 MW de capacidade de energia renovável instalada será explorada.

SJ contribui muito ao desenvolvimento sustentável:

- Geração de energia renovável;
- Redução de emissão de metano através de queima e geração de eletricidade, evitando aquecimento global e reduzindo riscos de explosão no aterro;
- Considerando que há poucos projetos de energia de biogás sob consideração no Brasil, com, atualmente, apenas um gerando energia, SJ pode contribuir enormemente em propagar conhecimento na exploração do potencial de biogás no Brasil – replicabilidade;



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02

UNDP

MDL – Conselho Executivo

página 3

- Haverá geração de muitos empregos durante a fase de implementação, e também a geração de empregos diretos no estágio de operação;
- Considerando que o conhecimento nesse tipo de projeto não está bem desenvolvido no Brasil, SJ terá um grande impacto na transferência de tecnologia.
- As receitas das reduções de emissão serão divididas com a prefeitura de São Paulo, aumentando o fluxo de caixa em investimentos como a recuperação de depósitos de lixo, conscientização de gerenciamento de resíduos, mais outros benefícios ambientais.

Pode ser claramente verificado que o SJ contribui enormemente para o desenvolvimento sustentável.

A.3. Participantes do projeto:

Nome das Partes envolvidas (*) ((anfitrião) indica a Parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (*) (se aplicável)	Por favor, indique se a Parte envolvida gostaria de ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	• Entidade Pública: Prefeitura municipal de São Paulo • Entidade Privada: Biogás Energia Ambiental S.A	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o MDL-DCP foi tornado público no estágio da validação, uma Parte pode ou não ter fornecido a aprovação. No momento da solicitação do registro, a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s) é solicitada.

Biogás é uma empresa fundada para explorar o potencial de gás de aterro no Brasil. A empresa foi ativada desde o ano de 2000, e agora venceu duas concorrências para explorar o gás de aterro no município de São Paulo. Um deles é o gás do aterro Sítio São João – centro desse projeto – e o outro é o gás do Aterro Bandeirantes, que junto com o aterro São João, recebe a maior parte dos resíduos gerados na cidade de São Paulo. Dentre os membros da Biogás estão Arcadis Logos Engenharia S.A., uma empresa participante do Grupo Arcadis – firma holandesa especializada em engenharia, gerenciamento de projetos e consultoria; Heleno & Fonseca Construtécnica S.A., construtora brasileira; e Van der Wiel, outra empresa holandesa atuante nos campos de transporte, infra-estrutura e técnica ambiental.

O município de São Paulo tem sob sua administração a responsabilidade de comportar-se como a maior cidade do Brasil. São Paulo tem atualmente ao redor de 10 milhões de habitantes, com mais de 10 milhões nas suas vizinhanças, formando uma das maiores áreas urbanas do mundo – a região metropolitana de São Paulo. Contando com boa infra-estrutura em telecomunicações e transporte, um aeroporto no centro da cidade conectado com as maiores cidades do Brasil, São Paulo é o coração das atividades industrial e financeira do Brasil, apesar das indústrias saírem da cidade desde o começo e metade da década de 90.

São Paulo é também a cidade mais rica – em termos absolutos – do Brasil. Apesar disso, a cidade está fortemente endividada, e esse endividamento hoje está ao redor de R\$ 27.6 bilhões, ou US\$ 9.2 bilhões. Nessa situação, as administrações têm procurado parcerias e novos caminhos para impulsionar investimentos e melhorar a qualidade de vida na área. Uma das iniciativas é ser participante do SJ. O



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02

UNDP

MDL – Conselho Executivo

página 4

município receberá ganhos adquiridos da comercialização das reduções de emissões, um rendimento para ser usado em novos investimentos nas instalações de aterro e na recuperação dos depósitos de resíduos.

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:

A.4.1. Local da atividade de projeto:

SJ está localizado na região metropolitana de São Paulo, a maior área urbana no Brasil. São Paulo é a capital do estado com o mesmo nome, situado no sudeste do Brasil.

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil.

A.4.1.2. Região/Estado etc.:

São Paulo.

A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc.:

São Paulo.

A.4.1.4. Detalhes sobre a localização física, inclusive informações que permitam a identificação única dessa atividade de projeto (máximo de uma página):

O aterro São João está localizado na zona leste do município de São Paulo, no km 33 da "Estrada de Sapopemba" próximo da fronteira do município de Mauá

A.4.2. Categoria(s) da atividade de projeto:

SJ é uma atividade de projeto de MDL de deposição de resíduos sólidos no solo.

A.4.3. Tecnologia a ser empregada pela atividade de projeto:

SJ inclui tubos de polietileno de alta densidade conectados aos poços do aterro; ventiladores para extração do gás do aterro; equipamentos para o tratamento do gás, como convertidores de calor, coadores; e os queimadores, que destruirão o metano que não foi eventualmente usado para gerar eletricidade. Pelos objetivos de geração de eletricidade, Biogás pretende instalar uma usina de geração com 20 MW de capacidade. A tecnologia para geração de energia é baseada em motores Caterpillar, modelo 3516 A ou qualquer motor similar disponível. Naturalmente, considerando que os motores movidos a biogás são usualmente adaptados de modelos movidos por outros combustíveis, principalmente gás natural, o modelo acima mencionado deve mudar.

A usina de gás é responsável por extrair o gás do aterro e transportá-lo para os motores de gás na usina de geração. Durante o transporte, o gás passa por um tratamento para permitir o seu uso como combustível para geração de energia. Outras funções da usina de gás são: secagem do gás de aterro por refrigeradores de gás; e medição e análise de quantidade e qualidade de gás por motivos de segurança, processo e operação.

O gás de aterro será refrigerado quando transportado do aterro, resultando em um condensado. Ele é drenado aos drenos condensados, localizados próximos aos tubos de gás. Uma vez na usina de gás, o gás será refrigerado novamente para remover a umidade. Isso é um passo muito importante no processo de tratamento de gás, já que o condensado, que contém componentes de silício, poderia bloquear os tubos de gás e também danificar os motores de gás, devido ao silício. Depois desse passo, o gás é aquecido



novamente através de um convertor ou economizador de calor secundário, numa temperatura de aproximadamente 25 °C, longe o suficiente do ponto de condensação de 4 °C para evitar mais condensação.

Considerando que a desumidificação é fundamental para a geração de energia, pelas razões mencionadas no parágrafo anterior, um secador será instalado por razões de segurança adicional. O secador é um filtro de aço inoxidável de alta densidade que separa as partículas líquidas (pequenas quantidades de condensado) do gás. Esse líquido é drenado, da mesma forma, por um poço condensado.

Os sopradores serão usados para o transporte de gás do aterro aos motores, sob correta sucção e prépressão. A capacidade e a pressão serão ajustadas por eletromotores de frequência controlada. Além disso, os sopradores serão equipados com todos os equipamentos de segurança necessários, incluindo um abrigo de redução de ruídos.

Na área de pressão da usina de gás, todos os tipos de análise de gás e instrumentos de medição de gás estarão presentes. Esses instrumentos são muito importantes por motivos de segurança, processo e operação.

Depois do tratamento, análise e medição descritos, o gás será transportado como um combustível para os motores. Eles acionam o gerador elétrico que gerará a energia elétrica. Um eventual excedente de gás pode ser queimado pelos queimadores.

Todo o processo será controlado por um sistema de controle elétrico. Esse sistema de controle será provido de um CLP (Controlador Lógico Programável). Todos os sinais medidos serão processados por um CLP para emitir sinais aos refrigeradores de gás, ventiladores, queimadores e motores. O sistema também contará com um sistema SCADA (processo de visualização por um computador). Com esse sistema será possível controlar e monitorar a instalação de longe, incluindo pela Internet.

SJ é considerado uma das maiores usinas de geração de biogás do mundo, que poderá, dessa forma, impulsionar a réplica dessa atividade de projeto em muitos outros aterros ao redor do país. A réplica permitirá que o projeto ajude na mitigação das mudanças climáticas, mesmo que não seja considerado como um benefício direto à própria atividade de projeto. Além disso, considerando que a cultura de geração de eletricidade no Brasil é baseada acima de tudo em energia hídrica, SJ representa um papel importante em propagar o desenvolvimento de fontes de energia renovável além da hídrica.

Então, esse projeto não ocorreria sem a transferência de tecnologia. Como mencionado, entre os atores da Biogás estão Van der Wiel – conhecida ao redor do mundo como uma firma holandesa atuando em transporte, infra-estrutura e técnica ambiental – e Arcadis, engenharia, gerenciamento de projeto e consultoria com base sólida na Holanda e com uma sede no Brasil (Arcadis Logos Engenharia), responsável pelo projeto de engenharia de captação de gás de aterro. No caso do SJ, o primeiro será responsável pela implementação e operação do projeto, enquanto o segundo cuidará do projeto de engenharia de captação de gás do aterro. A maioria dos equipamentos será importada – motores para geração de eletricidade, medidores de corrente, analisador de gás e queimadores. Ambas, implementação e operação do projeto, ocorrerão sob regulamentações ambientais rígidas, e uma transferência segura de tecnologia ambiental será efetuada pelo SJ.

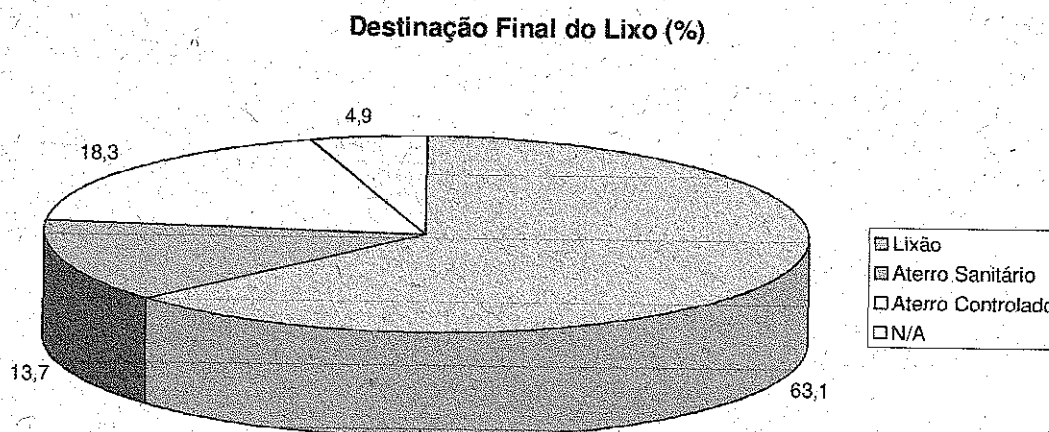


A.4.4. Explicação sucinta de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes serão reduzidas pela atividade de projeto de MDL proposta, incluindo por que as reduções das emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta, levando em consideração políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais:

O Brasil nunca adotou leis ou algum tipo de legislação para forçar a queima de gás de aterro. É importante notar que um esforço considerável terá que ocorrer relativo às práticas de deposição de resíduos no Brasil, antes que qualquer legislação de queima de gás em aterros bem conduzida seja forçada. De acordo com as últimas estatísticas oficiais em resíduos sólidos urbanos no Brasil – *Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2000* (PNSB-2000) – o país produz 228.413 toneladas de resíduos por dia, o que corresponde a 1,35 kg/habitante/dia. E apesar de haver uma tendência mundial em reduzir, reusar e reciclar, ou seja, reduzir a quantidade de resíduos sólidos urbanos a ser disposta nos aterros, a situação no Brasil é peculiar. A maior parte do lixo produzido no país é enviada a áreas sem controle – *lixões* – que são, na maioria dos casos, depósitos de lixo abertos sem qualquer tipo de infra-estrutura adequada a evitar acidentes ambientais. Figura 1 mostra o destino final do lixo no Brasil, de acordo com PNSB 2000.

O aterro São João foi concebido de acordo com as melhores práticas no momento de sua concepção, aplicando tecnologias modernas de engenharia e medidas ambientais seguras para evitar problemas ambientais, como contaminação do lençol freático. Em relação às emissões de gás de aterro, o projeto contemplou apenas ventilação passiva, com a intenção de deixar apenas o gás escapar. Eventualmente, o gás é queimado na cabeça dos drenos em um mecanismo de combustão muito ineficiente. Estima-se que ao redor de 20% do gás é queimado por esse sistema.

Com a implementação do SJ, a situação acima não irá mais ocorrer. Vedando propriamente as cabeças dos drenos, o projeto evitará que o metano seja liberado à atmosfera e permitirá que seja removido para as queimadores ou para a usina de geração, onde o gás será usado para gerar energia. Portanto, a implementação do SJ reduzirá as emissões de gases de efeito estufa.



Fonte: PNSB, 2000¹.

Figura 1. Destinação do lixo por município no Brasil

¹ IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. *Pesquisa Nacional de Saneamento Básico*, 2000.



A.4.4.1. Quantia estimada de reduções de emissões durante o período de obtenção de créditos escolhido:

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões, em toneladas de CO ₂ e
2006	1.175.529
2007	1.062.469
2008	960.678
2009	869.033
2010	786.523
2011	712.237
2012	645.356
Total estimado de reduções de emissões (toneladas de CO₂e)	6.211.825
Anos de crédito	7
Média anual de reduções de emissões estimadas pelo período de crédito (toneladas de CO₂e)	887.404

Portanto, as reduções de emissões do SJ deverão atingir 6,21 milhões de tCO₂e no primeiro período de crédito (2006 a 2012).

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

Não há financiamento público envolvido na atividade de projeto do PBGAGE.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base

B.1. Título e referência da metodologia de linha de base aprovada aplicada à atividade de projeto:

A metodologia da linha de base aplicada a esse projeto é ACM0001, nomeada “Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities”.

B.1.1. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto:

ACM0001 foi desenvolvida para “unificar” metodologias aprovadas de linha de base aplicáveis a diferentes situações onde projetos de destruição de gás de aterro estão sendo propostos. Uma dessas situações é quando “o gás capturado é usado para produzir energia (por exemplo, energia elétrica e térmica) e reduções de emissões são requeridas para o desuso ou evitar geração de energia de outras origens”. Esta é exatamente a situação do SJ, e portanto a razão para a escolha da ACM0001.

B.2. Descrição de como a metodologia é aplicada no contexto da atividade de projeto:

A metodologia escolhida está descrita na opção (b) do parágrafo 48 do MDL M&P. Investimentos significativos foram feitos no local para melhorar a coleta e queima do gás de aterro e com isso reduzir o efeito do aquecimento global.

De acordo com ACM0001, o cenário de linha de base é a liberação de metano gerado para a atmosfera, com parte do gás sendo destruído para obedecer às regulamentações ou requerimentos contratuais. De



fato, nesse momento no aterro São João, algum gás está sendo queimado ineficientemente em algumas cabeças de drenos. Essa quantidade foi estimada ao redor de 20% da captação de gás pelo sistema passivo de ventilação no local.

Então o cenário de linha de base pode ser descrito como o gás de aterro produzido menos 20% do que poderia ser destruído de qualquer forma.

Tabela 1 . Dados da Linha-de-base

Ano	Deposição de lixo (t)	Ano	Deposição de lixo (t)
1992	8.500	2000	2.034.546
1993	768.591	2001	2.157.783
1994	982.211	2002	2.292.821
1995	1.516.727	2003	2.120.943
1996	1.841.783	2004	2.008.528
1997	1.971.480	2005	2.200.000
1998	2.046.081	2006	2.200.000
1999	2.126.986	2007 em diante	0
Fatores de modelo de primeira ordem de decaimento			
Lo (CH ₄ + resíduos)	0,065	k	0,105

B.3. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada de MDL:

ACM0001 requer o uso da “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” para mostrar que o projeto não é o cenário de linha de base. Essa ferramenta é aplicada como segue.

Passo 0. Projeção preliminar baseada na data de início da atividade do projeto

- (a) A atividade de projeto SJ não tem sido apenas um estudo. Uma avaliação ambiental preliminar para implementação do projeto foi executada e uma licença ambiental foi concedida. O projeto entrará em operação no dia 1 de Janeiro de 2006.
- (b) Esse DCP é uma evidência documentada que os desenvolvedores do projeto consideraram seriamente o MDL na decisão para proceder com a atividade de projeto.

Passo 1. Identificação das alternativas para a atividade do projeto, consistente com as leis e regulamentações atuais.

Sub-passo 1a. Definir alternativas para a atividade do projeto:

Alternativas para SJ incluem apenas a situação corrente no aterro, que é a liberação de gás de aterro a atmosfera. A iniciativa que não considera o projeto de MDL não é viável já que os investimentos para extrair metano e gerar energia não são viáveis considerando os cenários econômicos corrente e futuro pelo contexto de alta volatilidade do Brasil, como será explicado no passo 2.

Sub-passo 1b: Aplicação das leis e regulamentações aplicáveis:

Como mostrado em A.4.4, o Brasil não implementou nenhuma lei para mitigar emissões de gás de aterro. No estado de São Paulo, CETESB, a agência ambiental, tem atuado em fechar depósitos de lixo e forçar municípios a dar destinação apropriada para o lixo gerado. Isso pode ser feito através de concessões a empresas privadas tanto para construir quanto para operar aterros sanitários ou para ser responsável pelo gerenciamento de todo o lixo municipal. Em ambos os casos, entretanto, a coleta ativa e queima do gás