



Support à l'ingénierie d'une minicentrale électrique à biogaz avec injection au réseau interne d'un abattoir : cas de l'abattoir de la charcuterie moderne de Koumbri

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME
D'INGENIEUR 2iE AVEC GRADE DE MASTER
SPECIALITE : GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 20/01/2020 par

Abdoul Kaled Rachid MINOUGOU (20130471)

Mémoire dirigé par : Dr. Igor W. OUEDRAOGO, Maitre de conférences CAMES
Laboratoire Energies Renouvelables et Efficacité Energétique (LaBEREE, 2iE)

Encadrant 2iE : Dr Sayon dit Sadio SIDIBE Maître assistant CAMES
Laboratoire Energies Renouvelables et Efficacité Energétique (LaBEREE, 2iE)

Maître de stage : Mr Achille LEBONGO, Ingénieur EnR - Directeur Technique « Oui Energy »

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr. Kokouvi Edem N'TSOUKPOE

Membres et correcteurs : Dr. Marie SAWADOGO
Dr. Igor W Ouedraogo
Dr. Sayon dit Sadio SIDIBE,

Promotion 2019/2020

Dédicaces

Je dédie ce travail à Mon père, ma mère et à tous les membres de ma famille. Que ce travail soit le symbole de ma reconnaissance envers elle.

REMERCIEMENTS

Au terme de ce travail, j'aimerais pouvoir rendre hommage à tous ceux qui de loin ou de près m'ont apporté leurs concours et leurs encouragements.

Je me fais un agréable devoir de remercier vivement mes encadreurs, Docteur Sayon dit Sadio Sidibé et Monsieur Achille Lebongo qui ont dirigé ce travail et m'ont fait bénéficier de leurs connaissances et de leurs conseils ; je les suis reconnaissants pour leurs disponibilités et les facilités qu'ils ont mis à ma disposition.

Mes remerciements vont également au Directeur Général de la société OUI-ENERGY, Monsieur Romaric Nana qui m'a donné l'opportunité d'effectuer mon stage de fin d'étude dans sa société.

Je tiens aussi à exprimer toute ma reconnaissance à tous les enseignants de la fondation 2IE pour leur apport sur le plan cognitif et surtout pour la qualité de la formation

Mes vifs remerciements au responsable du Laboratoire physico-Chimique de la Fondation 2IE, Professeur Yacouba Konaté qui m'a accordé la permission d'effectuer mes caractérisations au laboratoire.

En fin, j'adresse mes sentiments de gratitude à tous mes amis et mes camarades de promotion qui m'ont aidé d'un énorme soutien.

RESUME

La charcuterie moderne basée à Ouagadougou, au Burkina Faso a décidé de valoriser les déchets de son abattoir en construction à travers un processus de méthanisation pour la production de biogaz. Ce biogaz sera ensuite utilisé pour la production d'électricité à partir d'un groupe à biogaz. Le présent document traite du support à l'ingénierie de la construction de l'unité de production d'électricité à partir de biogaz issu de la méthanisation des déchets de l'abattoir. L'énergie électrique sera produite grâce à un groupe électrogène à biogaz de 50 kW. Les déchets à valoriser sont les contenus de panse d'animaux, les eaux usées et le sang animal. La masse totale journalière de ces déchets est de 32 tonnes avec une projection de croissance à plus de 51 tonnes dans les mois à venir. A l'issue de nos travaux, nous avons déterminé que le substrat injectable dans le digesteur doit avoir un volume maximum de 10,38 m³ et que la quantité de biogaz productible annuellement est de l'ordre de 62130 m³. La production d'énergie électrique est quant à elle estimée à 109,3 MWh par an avec une durée de fonctionnement de la centrale de 6 heures par jour. L'énergie produite sera injectée dans le réseau interne de l'abattoir et permettra une substitution énergétique de 175 kWh par jour de la consommation du réseau national.

Mots clés :

Abattoir,

Biogaz,

Biométhanisation,

Déchets,

Digesteur.

ABSTRACT

The “Charcuterie moderne” based in Ouagadougou, Burkina Faso decided to recover the waste from its slaughterhouse under construction through an anaerobic digestion process for the production of biogas. This biogas will then be used for the production of electricity from a biogas group. This document deals with engineering support for the construction of the power generation unit from biogas from methanisation of slaughterhouse waste. The electrical energy will be produced by a 50 kW biogas generator. The waste to be valorized is the contents of the animal's body, the sewage and the animal blood. The total daily mass of this waste is 32 tons with a projected growth of more than 51 tons in the coming months. As a result of our work, we have determined that the injectable substrate in the digester must have a maximum volume of 10.38 m³ and that the amount of biogas produced annually is of the order of 62130 m³. The production of electrical energy is estimated at 109.3 MWh with a plant operating time of 6 hours per day. The energy produced will be injected into the internal network of the slaughterhouse and obtains an energy substitution of 175 kWh per day of the consumption of the national grid.

Keywords:

Slaughterhouse,
Biogas,
Biomethanisation,
Waste,
Digester.

Table des matières

Dédicaces	ii
REMERCIEMENTS	iii
RESUME.....	iv
ABSTRACT	v
Liste des figures	x
Liste des tableaux	xi
Liste des abréviations	xii
I. Introduction.....	1
II. Revues bibliographiques	3
II.1 Centrales électriques à Biogaz.....	3
1 Les différentes étapes d'une unité de production d'électricité par le biais du biogaz	3
1.1 Collecte, tri et prétraitement de la matière	3
1.2 Biométhanisation	3
1.2.1 Les différentes étapes de la biométhanisation	4
1.2.2 Les différents types de matières adéquats pour la biométhanisation	5
1.2.3 Rendement de biogaz des matières fermentescibles	6
1.2.4 Les paramètres importants pour la biométhanisation.....	7
1.3 Stockage du biogaz.....	9
1.3.1 Systèmes de stockage combinés.....	10
1.3.2 Systèmes de stockage externe	10
1.4 Traitement du biogaz	11
1.4.1 Elimination de l'eau	11
1.4.2 Elimination du sulfure d'hydrogène.....	13
1.5 La production de l'électricité.....	14
II.2 Technologies de Production de biogaz	14
1 Les procédés de production de biogaz	14

2	Les différents types de Bio digesteurs	15
III.	Présentation de la zone d'étude	15
IV.	Présentation du Projet.....	16
IV.1	Contexte.....	16
IV.2	Objectifs.....	17
IV.3	Présentation de la minicentrale.....	17
V.	Présentation du Site.....	19
V.1.	Unités d'abattage modulaires	19
1	Unité d'abattage de bovins.....	20
2	Unité d'abattage d'ovins	20
3	Unité d'abattage de porcs.....	21
4	Unité d'abattage de la volaille	22
V.2.	Local d'abattage	22
V.3.	Aire d'abattage	22
V.4.	Triperie	23
V.5.	Chambres froides	24
V.6.	Les différentes charges électriques de l'abattoir	24
VI.	Méthodologie	25
VI.1.	Construction du digesteur	25
VI.2.	Etude et bilan de masse des déchets méthanisables.....	25
VI.3.	Caractérisation de déchets et estimation du potentiel de matières organiques sèches	26
VI.4.	Etude de la centrale	26
1	Détermination du volume de traitement	26
2	Estimation de la quantité de biogaz productible.....	27
3	Potentiel de production énergétique annuel.....	29
4	Détermination des pertes de charges dû à l'écoulement du gaz	30

VI.5.	Choix des câbles et des équipements de protections.	31
VI.6.	Conception et fabrication du système de séchage du biogaz.....	32
VI.7.	Conception et Fabrication du filtre à charbon actif	32
VI.8.	Etude de la configuration d'injection au réseau électrique.....	33
VII.	Résultats	33
VII.1.	Etude et bilan des déchets méthanisables	33
1	Identification des déchets méthanisables	33
2	Bilan des déchets méthanisables	34
VII.2.	Caractérisation des déchets méthanisables et estimation du potentiel en matière organique sèche	36
1	Caractéristiques physico-chimiques des déchets méthanisables.....	36
2	Estimation du Potentiel de matière organique du site.....	37
VII.3.	Etude de la centrale	37
1	Détermination du volume de traitement du digesteur.....	37
2	Estimation de la quantité de biogaz productible	37
3	Potentiel de production énergétique annuel.....	41
4	Pertes de charges dans les tuyauteries du gaz.....	41
VII.4.	Choix des câbles et des équipements de protections	41
VII.5.	Conception et fabrication du système de séchage du biogaz.....	43
VII.6.	Conception et Fabrication du filtre à charbon actif	43
VII.7.	Etude de la configuration d'injection.....	44
VIII.	Etude économique	46
VIII.1.	Coût estimatif de la mise en place de la centrale électrique à biogaz.....	46
VIII.2.	Estimation des économies engendré annuellement sur les factures d'électricité...	46
VIII.3.	Estimation de la rentabilité de la minicentrale électrique à biogaz.....	48
IX.	Etude d'impact environnementale.....	50
IX.1.	La réduction des émissions de gaz à effet de serre	50

IX.2.	La production d'une énergie propre et la participation à l'économie des énergie non renouvelables	51
IX.3.	Reduction de la pollution Olfactive et de risques de maladies	51
IX.4.	La qualité agronomique du digestat	51
X.	Conclusion	53
XI.	Recommandations et Perspectives	54
	Bibliographie.....	56
XII.	Liste des Annexes.....	58

Liste des figures

Figure 1 : étapes du procédé de la méthanisation (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2010)	4
Figure 2 : Rendement de biogaz de matières méthanisables (Blin, 2014)	6
Figure 3 : Production de biogaz en fonction de la température (ADEME, 2010).....	9
Figure 4 : Systèmes de stockage de biogaz combiné	10
Figure 5 : Stockage de biogaz séparé à double membrane	11
Figure 6 : Piège à eau (Koei, 2015).....	12
Figure 7 : Refroidisseur de biogaz (Parker Hanin France SAS, 2018)	12
Figure 8 : Localisation de la commune de Koubri (PCD de Koubri)	15
Figure 9 : Schéma de présentation de la minicentrale.....	17
Figure 10 : Unité modulaires d'abattage en conteneur	19
Figure 11 : Locale d'abattage de volaille.....	22
Figure 12 : Aire d'abattage de bovins et d'ovins	23
Figure 13 : Triperie	23
Figure 14 : Pourcentages volumique de la Composition du substrat 1	38
Figure 15 : Pourcentage de production de biogaz des différents intrants 1	39
Figure 16 : Pourcentages volumique de la Compositions du substrat 2.....	40
Figure 17 : Pourcentage de production de biogaz des différents intrants 2	41
Figure 18 : Départ moteur des équipements de la centrale	42
Figure 19 Prototype du système de traitement des vapeurs d'eau du biogaz	43
Figure 20 : Représentation du filtre à charbon actif.....	43
Figure 22 : FOUR.....	70
Figure 23 : PH-mètre.....	70
Figure 23 : Fumier de panses	74
Figure 24 : Os brûlés et Cornes.....	74

Liste des tableaux

Tableau 1 : Charges électriques de la minicentrales	18
Tableau 2 : Charges électriques de l'abattoir moderne de Koubri.....	24
Tableau 3 : Tableau de détermination des charges organiques (Mang, 2010).....	27
Tableau 4 : Matériel de fabrication du piège à Biogaz	32
Tableau 5 : Matériel de fabrication du filtre à charbon actif.....	32
Tableau 6 : Déterminations des déchets méthanisables	34
Tableau 7 : Bilan de masses des matières méthanisables du site	36
Tableau 8 : Caractéristiques physico-chimiques des matières méthanisables	36
Tableau 9 : Bilan de masse de matières organiques.....	37
Tableau 10 : Choix des protections et des sections de câbles	42
Tableau 11 : Charges à alimenter par la minicentrale	45
Tableau 12 : Estimation du cout de construction de la minicentrale	46
Tableau 13 : Tableau des temps de fonctionnement des équipements alimentés par la minicentrale.....	47
Tableau 14 : Tableau des couts des éléments de calcul de la VAN	50
Tableau 15 : Tableau de détermination de %MS et de %MOS	70
Tableau 16 : Tableau de détermination des masses volumiques.....	70

Liste des abréviations

Ø	Diamètre nominal
%	Pourcentage
CH ₄	Méthane
Co	Charge Organique
D	Diamètre
E	Energie
g	Pesanteur
h	Hauteur
HMT	Hauteur manométrique totale
Hgéο	Hauteur géographique
H ₂ S	Sulfure d'hydrogène
K	Coefficient de perte de charge singulière
MB	Masse brute
MOS	Masse Organique sèche
MOT	Masse Organique Totale
Mmo	Masse de la matière organique sèche totale
Mmo _D	Masse matière Organique Dégradable par le digesteur
MS	Masse sèche
P	Puissance
Pdc	Pertes de charges
PCI	Puissance Calorifique inférieur
PH	Potentiel hydrogène
PVC	Polychlorure de vinyle
Q	Débit
Rdmt	Rendement de biogaz
Sb	Surface de base
SS	Surface du sommet
Tf	Temps de fonctionnement
TRH	Temps de rétention hydraulique
V	Volume
v	Vitesse

I. Introduction

L'intérêt de la biométhanisation a considérablement augmenté de nos jours avec la mise en place de plusieurs unités à travers le monde. Elle présente d'énormes avantages et contribue pleinement aux objectifs de la transition énergétique pour la croissance verte. En effet elle intervient dans le développement des énergies renouvelables, à la réduction de consommation énergétique primaire d'énergies fossiles et contribue à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. En plus elle représente une solution environnementale durable pour le traitement et le recyclage des déchets organiques et contribue au développement d'une économie circulaire avec la valorisation des digestats dans l'agriculture.

On distingue trois types d'unités de méthanisation à savoir les unités de méthanisation domestiques, les unités de méthanisation à la ferme et les unités de méthanisation industrielles. Les unités de méthanisation de fermes sont plus répandues et sont installées pour le traitement des déjections animales et des purins.

Dans notre travail de fin d'étude nous allons nous intéresser aux unités de méthanisation industrielles valorisant leur biogaz dans la production d'énergie électrique.

Bien que très peu développée en Afrique, la méthanisation se pratique dans certains de ses pays et compte quelques centrales électriques à biogaz.

En effet on y rencontre des unités de production de biogaz de types industriels parmi lesquels on peut citer celle de l'Afrique du sud produisant de l'électricité grâce à une puissance installée de 4,4 MW ou le biogaz est produit à partir de la digestion anaérobie des ressources naturelles issues des élevages des bovins locaux (Agence Française de Développement, s.d.).

A l'exemple précédent nous pouvons également évoquer les deux centrales électriques à biogaz du Burkina Faso d'où la centrale de l'Office Nationale de l'Eau et de l'Assainissement utilisant principalement les boues de vidange dans son processus de méthanisation et celle de Faso Biogaz utilisant comme matières premières les déchets issus d'un abattoir ainsi que ceux d'usines agro-alimentaires installées dans ses environnants. Elles ont respectivement une capacité électrique de 1,1MW et de 275kW.

En plus de ces deux unités industrielles de production d'électricité à partir de biogaz répertoriées au Burkina Faso, il y'aura bientôt la mini centrale électrique à biogaz de Koubri dont nous avons la charge d'effectuer le support à l'ingénierie, d'assembler les différents équipements, et de superviser les travaux de construction. Cette centrale en construction par la

société burkinabé OUI-ENERGY pour le compte de la société charcuterie Moderne du Burkina aura une puissance installée de 2*50 kW avec une première phase à 50kW.

La production du biogaz sera faite grâce à la méthanisation de déchets organiques engendrés par les activités d'abattoir. Ainsi en plus de la réduction du cout des factures d'électricité la minicentrale offrira l'avantage de l'assainissement du site.

II. Revues bibliographiques

II.1 Centrales électriques à Biogaz

Les centrales à biogaz sont des unités de productions de gaz par un processus de fermentation anaérobie de matières organiques fermentescibles.

On parle de centrale électrique à biogaz lorsque dans une unité méthanisation le gaz produit est valorisé dans la production d'électricité.

1 Les différentes étapes d'une unité de production d'électricité par le biais du biogaz
De façon générale, les grandes étapes de fonctionnement d'une centrale électrique à biogaz peuvent être regroupés comme suit :

- La collecte le tri et le prétraitement de la matière
- La biométhanisation
- Le stockage du biogaz
- Le traitement du biogaz
- La Production d'électricité

1.1 Collecte, tri et prétraitement de la matière

Cette étape est importante pour le processus de la méthanisation car elle lui assure une meilleure qualité.

La collecte consiste à récupérer les matières pour les acheminer vers le site de méthanisation. Elle assure l'approvisionnement en matières premières.

Le tri consiste à séparer les déchets fermentescibles d'éléments impactant négativement le système de méthanisation (plastique, verre, pierres etc.). Il assure une meilleure qualité de la matière première (Blin, 2014).

Le prétraitement consiste à effectuer souvent une pré-fermentation (maturation biologique parfois nécessaire), à broyer certaines matières pour assurer une granulométrie permettant un bon mélange et une fermentation de toute la biomasse. Il consiste également à faire un mélange pour obtenir un bon substrat fermentescible. (Blin, 2014).

1.2 Biométhanisation

Après la collecte le tri et le prétraitement de la matière vient la biométhanisation. C'est la partie la plus importante et se déroule dans un digesteur.

Aussi connu sous l'appellation de fermentation anaérobie, elle est la transformation de la matière organique dégradable sous l'influence d'enzymes produites par des micro-organismes en absence d'oxygène. Elle conduit à l'obtention de deux produits à savoir le biogaz et le digestat (matière non dégradée après le traitement) (Blin, 2014).

1.2.1 Les différentes étapes de la biométhanisation

Le processus de la digestion anaérobie se déroule dans un digesteur et comporte plusieurs étapes. Chaque étape est assurée par l'action concertée d'un groupe de bactéries particulières. Les molécules qui ne seront pas dégradées ainsi que les déchets émis au cours de ces étapes composeront le digestat (Goulbaut & Pesenti, s.d.).

Les principales étapes de ces procédés sont : l'hydrolyse, l'acidogénèse, l'acétogénèse et la méthanogénèse (voir figure 1).

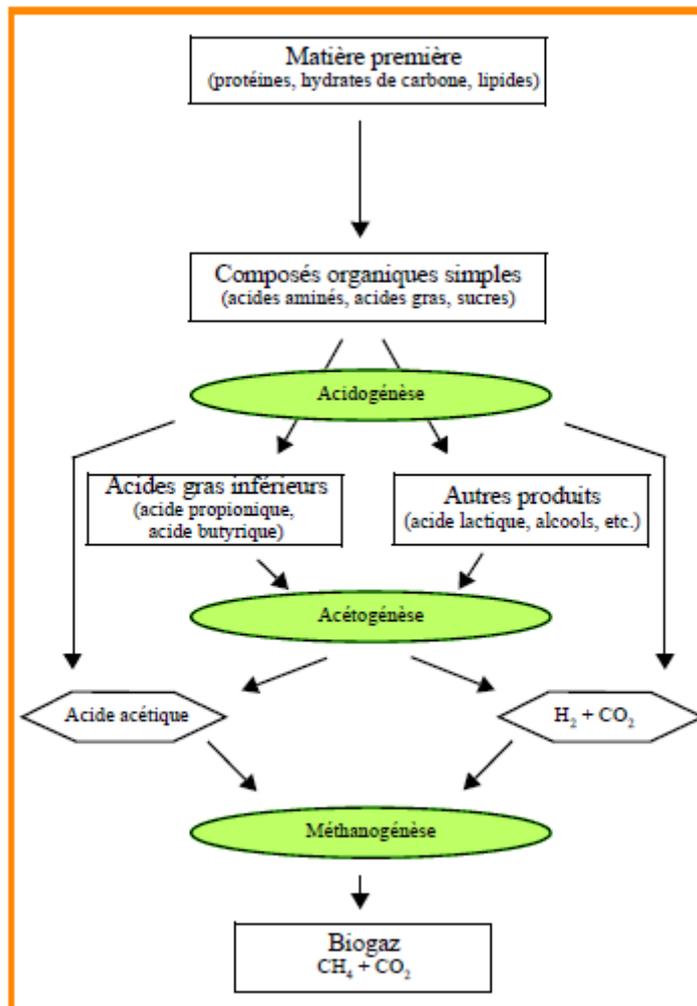


Figure 1 : étapes du procédé de la méthanisation (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2010)

1.2.1.1 Hydrolyse

C'est la phase dans laquelle les macromolécules organiques se trouvent décomposées pour donner des molécules simples.

Cette décomposition est réalisée par des bactéries hydrolytiques. Elles produisent des exoenzymes qui dégradent la matière organique fraîche en fragments solubles. C'est une étape importante pour la suite du processus car elle permet de fractionner la matière organique, donc de faciliter l'action des bactéries intervenant par la suite (Goulbaut & Pesenti, s.d.).

1.2.1.2 Acidogénèse

Elle conduit à la formation d'acide gras volatils et d'alcools en majeure partie. Il y est également produit de l'acide acétique, de l'hydrogène et du dioxyde de carbone.

Cette transformation de la matière en produits de faible poids moléculaire se fait sous l'action des bactéries acidogènes (Goulbaut & Pesenti, s.d.).

1.2.1.3 Acétogénèse

Cette phase consiste à la production d'acétate qui est un des précurseurs directs du méthane à partir d'alcools, d'acides organiques et d'acides gras. Lors de cette réaction il est également produit du dihydrogène et du dioxyde de carbone.

Cette étape de la biométhanisation est assurée par des bactéries acétogène. Leur activité ne peut avoir lieu s'il y'a un excès de dihydrogène dans le milieu. C'est pour cela que ces bactéries nécessitent d'être liées à des bactéries consommatrices de dihydrogène (méthanogènes notamment) afin d'assurer une excellente activité bactérienne dans le digesteur (Goulbaut & Pesenti, s.d.).

1.2.1.4 Méthanogénèse

C'est l'étape ultime pendant laquelle le méthane est produit à partir de l'acétate, du dioxyde de carbone et de l'hydrogène issus des étapes précédentes.

Deux groupes de bactéries méthanogènes agissent dans cette étape d'où les hydrogénotrophes (H_2 et CO_2) et les acétotrophes (acétate) (Goulbaut & Pesenti, s.d.).

1.2.2 Les différents types de matières adéquats pour la biométhanisation

Il est important de noter que tous les types de biomasse, ne sont pas utilisable dans ce processus de dégradation anaérobie. En effet les matières organiques ligneuses issues de la filière du bois (branchages, copaux etc.) ne peuvent pas être digérées par les bactéries (Blin, 2014).

Les différents types de biomasse utilisables sont :

- Les productions agricoles : ensilage de maïs, d'herbes, pailles, fanes, menues pailles, etc.

- Les déjections animales : lisier, fumier, fiente
- Les déchets agroalimentaires : huiles, graisses, déchets de légume ou de fruits, etc.
- Les déchets de collectivités : Tontes de pelouse, feuilles, déchets organiques de restaurations et d'abattoirs, invendus, ordures ménagères, boues de stations d'épuration, etc.

1.2.3 Rendement de biogaz des matières fermentescibles

Le rendement de biogaz d'une matière fermentescible correspond à la quantité de biogaz productible lors de sa biodégradation en condition anaérobie durant processus de méthanisation. La quantité de gaz produite dans une unité de méthanisation dépend essentiellement de la composition du substrat. Elle est estimée à l'aide du rendement en biogaz de chaque matière en intrants, éventuellement donné dans les tableaux de référence (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2010).

La qualité du biogaz dépend principalement de sa teneur méthane car cette dernière est sa composante combustible.

Rendements selon la biomasse

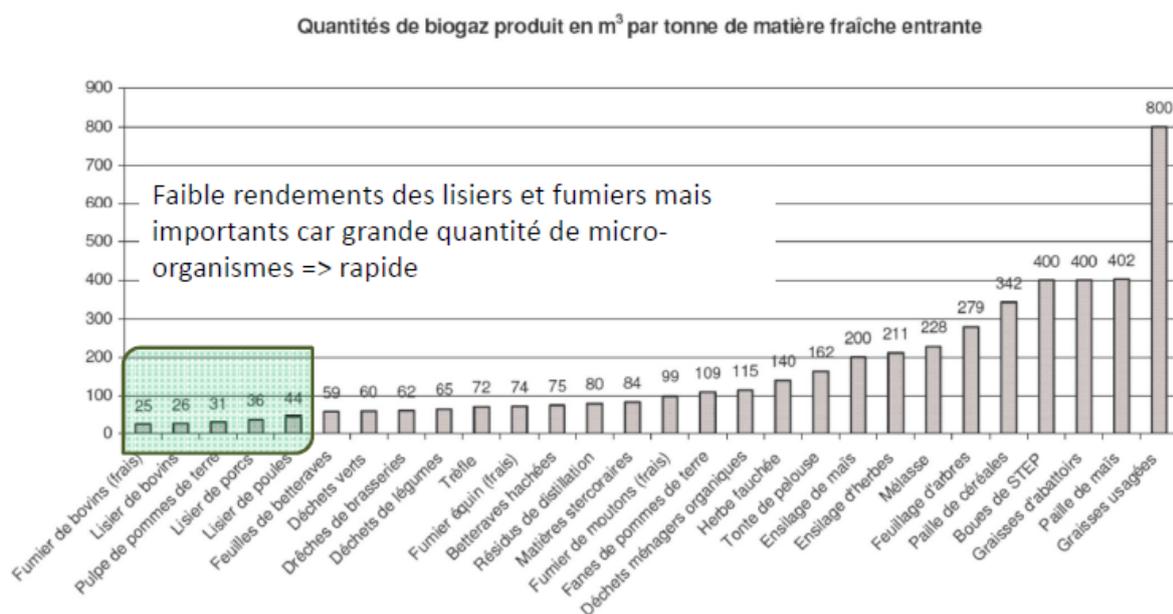


Figure 2 : Rendement de biogaz de matières méthanisables (Blin, 2014)

1.2.4 Les paramètres importants pour la biométhanisation

La réalisation et l'efficacité de la biométhanisation est influencée par quelques paramètres critiques ; en effet la population bactérienne de la méthanisation est très sensible aux conditions du milieu (Blin, 2014).

Ces paramètres importants que nous devons noter sont : l'absence d'oxygène, la température, l'acidité, les nutriments, l'agitation, le rapport carbone azote, le temps de séjour et la charge organique.

1.2.4.1 Absence d'oxygène

La biométhanisation étant un processus anaérobie la teneur en oxygène doit être nulle pour permettre l'action des microorganismes y intervenants (Blin, 2014).

1.2.4.2 La température

Les bactéries se développent que lorsqu'elles sont dans des conditions adéquates de température ; il faut savoir que la digestion anaérobie peut avoir lieu dans trois gammes de températures qui conviennent à trois groupes de bactéries (Blin, 2014). En effet on rencontre les bactéries psychrophiles agissant dans une plage de température comprise entre 10°C et 20°C, les bactéries mésophiles actives dans un intervalle de température allant de 20°C à 40°C et celles dites thermophiles opérant dans une plage de température plus élevée (entre de 50°C et 74°C) (Blin, 2014).

Il est important de noter que les variations de températures brusques ont des effets néfastes sur les microorganismes. Dans les procédés de biométhanisation il est primordial de maintenir celle-ci la plus stable possible.

1.2.4.3 L'acidité

Pour qu'il y ait formation de méthane, le PH à l'intérieur du bio digesteur doit se situer entre 6 et 8 avec des valeurs optimums comprises entre 7 et 7,2 (ADEME, 2010).

Lorsque le PH est acide on assiste à l'arrêt de la fermentation et si elle est basique elle entraîne la production de sulfure d'hydrogène et dioxygène.

1.2.4.4 Les nutriments

Les microorganismes participants à la dégradation anaérobie ont des besoins propres à chaque espèce en termes de nutriments et de vitamines. La concentration et la disponibilité de ces nutriments ont un impact sur le taux de croissance et sur l'activité des diverses populations bactériennes. Parmi ces différents nutriments nous pouvons citer : le Fer, le Nickel, le Magnésium, le Calcium, le Sodium, le Manganèse, le Sélénium, le Cobalt etc. (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2010).

1.2.4.5 L'agitation

Pour une meilleure efficacité de la production de biogaz il faut un contact étroit entre les bactéries et le substrat, qui est généralement favorisé à l'aide d'un système de mélange. Le mélange permet également d'éviter la décantation des particules plus denses, la flottation des particules légères et la formation de couches empêchant le dégagement du biogaz (Blin, 2014). L'homogénéité de la solution à l'intérieur du digesteur peut se faire :

- Mécaniquement : il consiste à faire tourner une tige à hélices grâce à un moteur électrique de petites capacités de charge dans le digesteur (German Solar Energy Society (DGS) and Ecofys, 2005).
- Hydrauliquement : ce système consiste à aspirer le substrat dans un niveau supérieur du bio digesteur et de le réinjecter dans un niveau inférieur à l'aide d'une pompe (German Solar Energy Society (DGS) and Ecofys, 2005).
- Par injection du biogaz : Comme son nom l'indique il consiste à aspirer le biogaz déjà produit et de l'injecter dans le substrat à l'intérieur du bio digesteur.

1.2.4.6 Le Rapport Carbone Azote

Le rapport carbone sur azote est un paramètre important pour la stabilité du processus de méthanisation (ADEME, 2010). Ces deux éléments du rapport sont nécessaires pour le développement des bactéries (Blin, 2014).

Pour une bonne stabilité du processus, la solution fermentescible dans le bio digesteur doit avoir une valeur de ratio carbone azote comprise entre 10 et 30 environ (ADEME, 2010). Avec un rapport trop important, le carbone a du mal à être complètement dégradé et lorsqu'il est trop faible il peut entraîner une importante production d'ammoniac qui inhibe les bactéries (ADEME, 2010) .

1.2.4.7 Le temps de séjour et la charge organique

Le temps de séjour est un important paramètre pour le processus de biodigestion dans la mesure où le but recherché est la décomposition complète des constituants organique.

La vitesse de dégradation des particules est fonction des différentes plages de température existant dans le système de bio digestion. En effet pour un meilleur taux de dégradation dans une digestion psychrophile le temps de rétention hydraulique est compris entre 40 et 100 jours tandis que dans la digestion mésophile cette valeur doit se situer entre 25 et 40 jours et entre 15 et 25 jours dans le cas d'une digestion thermophile (German Solar Energy Society (DGS) and Ecofys, 2005).

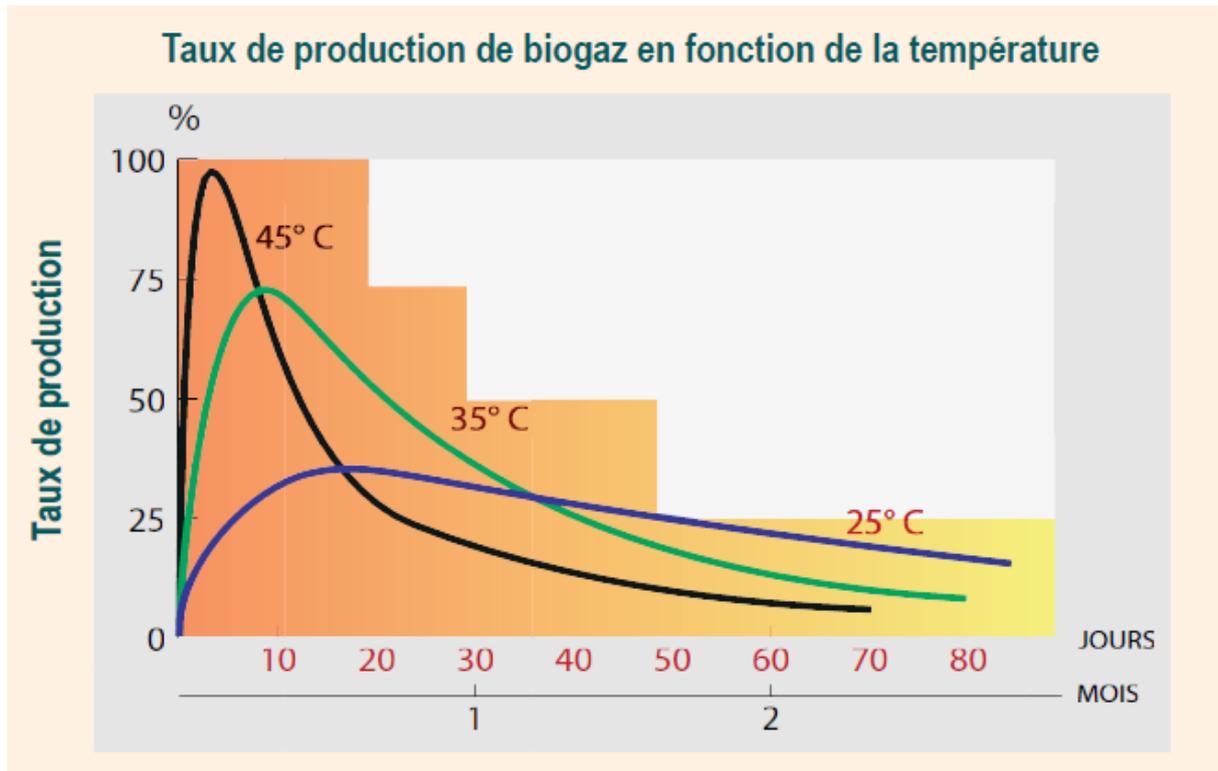


Figure 3 : Production de biogaz en fonction de la température (ADEME, 2010)

La charge organique est la quantité de matière organique que l'on peut introduire par unité de volume de traitement par unité de temps. Elle représente est un paramètre primordial d'exploitation. Une charge organique trop importante peut provoquer une accumulation d'acides dans le digesteur et un arrêt de la réaction, et à l'inverse une charge trop faible entrainera un impact négatif sur le développement des bactéries (ADEME, 2010).

1.3 Stockage du biogaz

La quantité de biogaz produite fluctue et atteint parfois des pics. Sachant que le volume utilisable doit être constant dans une unité de production d'électricité, le biogaz produit doit être stocké à l'aide de système de stockage. Pour des raisons de sécurité, les systèmes de stockage sont équipés de soupapes de dépression afin d'éviter toute modification importante de la pression (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2010).

On distingue deux types de système de stockage à savoir ceux combinés ou intégrés et ceux externes ou séparés.

1.3.1 Systèmes de stockage combinés

Des géomembranes sont utilisées pour stocker le gaz à l'intérieur du digesteur. La géomembrane forme un joint étanche au gaz autour de la partie supérieure du digesteur. Une structure de soutien est installée dans le digesteur, ainsi lorsqu'il n'y a pas de gaz la membrane est soutenue par celle-ci.

Les systèmes de stockage combinés sont assez courants et peuvent être équipé d'une deuxième membrane qui recouvre la première afin de la protéger contre les intempéries. Un ventilateur insuffle de l'air dans l'espace situé entre les deux membranes ; la géomembrane extérieure reste alors tendue en permanence tandis que la membrane inférieure s'adapte au volume de biogaz stocké.

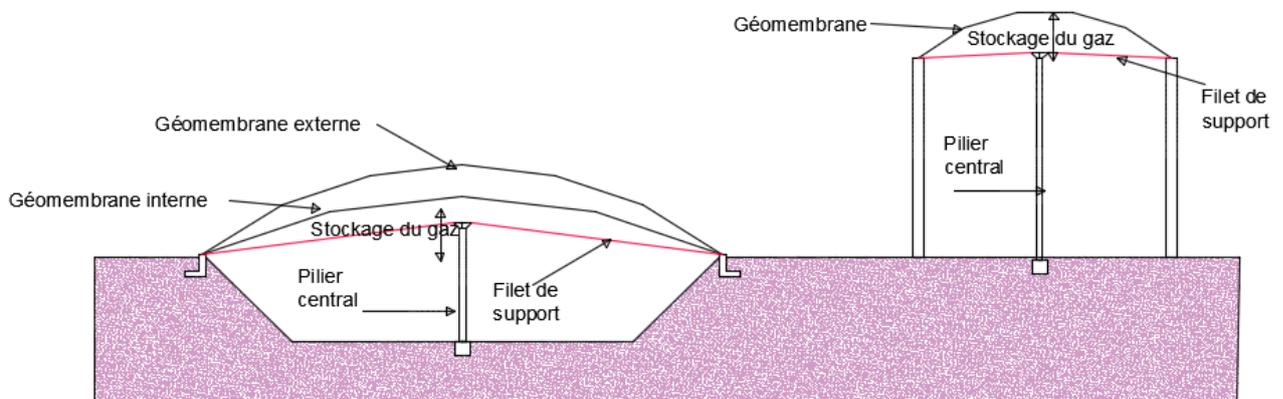


Figure 4 : Systèmes de stockage de biogaz combiné

1.3.2 Systèmes de stockage externe

On parle de système de stockage externe lorsque le réservoir de stockage est séparé du digesteur. On rencontre des systèmes de stockage sous forme de bouteilles, de conteneurs en aciers et de poches de stockages en géomembranes (système à double membrane ou simple membrane).

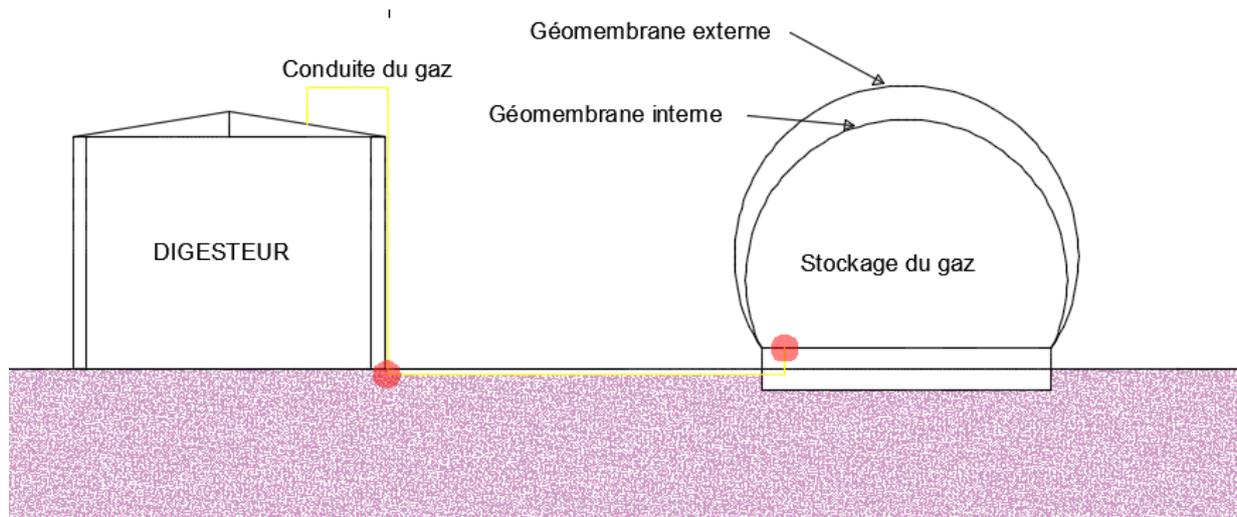


Figure 5 : Stockage de biogaz séparé à double membrane

1.4 Traitement du biogaz

Le gaz produit par la biométhanisation est essentiellement constitué de méthane (50 à 75%) et du dioxyde de carbone (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2010). On y trouve également d'autres éléments dont de la vapeur d'eau et du sulfure d'hydrogène qui doivent être éliminés pour valoriser correctement le biogaz dans la production de l'électricité. En effet la vapeur d'eau, élément perturbateur de la combustion en association avec le sulfure d'hydrogène qui est un gaz toxique créent de l'acide sulfurique qui est un élément très corrosif.

1.4.1 Élimination de l'eau

Il existe plusieurs méthodes d'élimination de vapeur d'eau contenu dans le biogaz. Parmi ces méthodes, on distingue : l'élimination de vapeur d'eau par condensation ; l'élimination de vapeur d'eau par absorption et l'élimination de vapeur d'eau par adsorption.

1.4.1.1 Séchage par condensation naturelle

Elle est basée sur la séparation du condensat de la vapeur d'eau par le refroidissement du biogaz en dessous du point de rosée immédiatement dans la canalisation de transport du biogaz.

La canalisation est installée avec une pente suffisante (5%) ; ainsi le condensat est recueilli dans un séparateur de condensat encore appelé piège à eau installé au point le plus bas de la canalisation. Ce processus d'élimination de la vapeur d'eau est plus efficace avec des canalisations enterrées permettant un effet de refroidissement plus prononcé et une longueur de canalisation assez longue.

Outre la vapeur d'eau d'autres constituants indésirables tel que les aérosols et certains gaz solubles dans l'eau sont éliminés à travers la même technique (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2010).

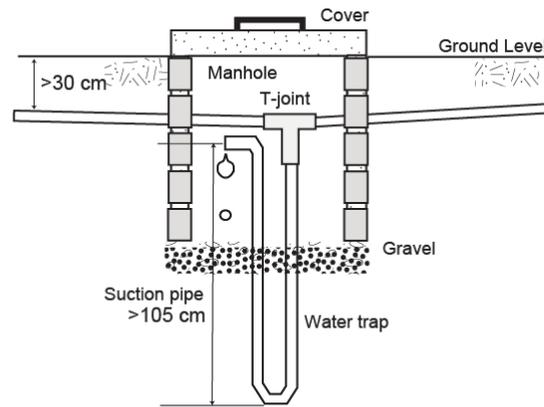


Figure 6 : Piège à eau (Koei, 2015)

1.4.1.2 Séchage par condensation forcée

Elle est basée sur la séparation du condensat de la vapeur d'eau par le refroidissement du biogaz grâce à un refroidisseur.

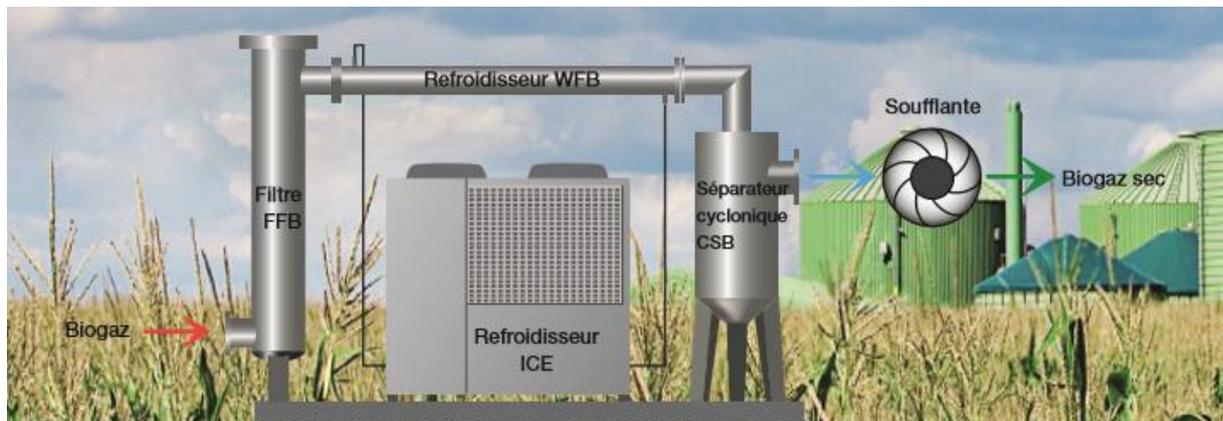


Figure 7 : Refroidisseur de biogaz (Parker Hanin France SAS, 2018)

1.4.1.3 Séchage par absorption

Il s'agit d'un procédé physique d'injection à contre-courant de glycol ou de triéthylèneglycol dans le biogaz dans une colonne d'absorption. Cette opération permet d'extraire la vapeur d'eau et les hydrocarbures supérieurs du biogaz brut (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2010).

1.4.1.4 Séchage par adsorption

Ce type de procédé fonctionnant avec des zéolithes, des gels de silice ou de l'oxyde d'aluminium donne de meilleurs résultats de séchage. Installés sur un lit fixe ou on y fait passer le gaz, les adsorbants extraient les vapeurs d'eau (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2010).

1.4.2 Elimination du sulfure d'hydrogène

Il existe plusieurs méthodes de désulfuration à savoir la désulfuration biologique dans le digesteur, la désulfuration biologique externe, la désulfuration biochimique, la désulfuration par précipitation et celle par adsorption

1.4.2.1 Désulfuration biologique dans le digesteur

Ce procédé consiste à injecter de l'air dans le bio digesteur, au-dessus du substrat. L'oxygène contenu dans l'air fait que l'hydrogène sulfuré est oxydé en soufre par des micro-organismes. Ce soufre s'accumule sur les surfaces et revient dans le substrat et une partie est transformée en hydrogène sulfuré tandis que l'autre est évacuée du digesteur avec le digestat (KRONOS ecochem, 2012).

1.4.2.2 Désulfuration biologique externes

Une autre possibilité de désulfuration biologique consiste à utiliser des colonnes dites de désulfuration montée à l'extérieur dans lesquelles l'air est injecté (KRONOS ecochem, 2012).

1.4.2.3 Désulfuration biochimique

La désulfuration biochimique ou la bioépuration est le seul procédé biologique qui permet d'obtenir un gaz de qualité équivalente à celle du gaz naturel. Ce procédé en deux étapes comprend une colonne remplie (absorption du sulfure d'hydrogène par une solution de soude caustique diluée), un bioréacteur (régénération de la solution d'épuration grâce à l'oxygène de l'atmosphère) et un séparateur de soufre (rejet de soufre élémentaire). L'utilisation d'une étape de régénération séparée permet de ne pas introduire de l'air dans le biogaz (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2010).

1.4.2.4 Désulfuration par précipitation du sulfure

Cette forme de désulfuration chimique a lieu dans le digesteur ; elle consiste à l'ajout de composés de fer dans le digesteur permettant la liaison chimique du soufre au substrat. Ainsi la libération est inhibée. Cette méthode convient surtout aux centrales présentant de faibles teneurs en sulfure d'hydrogène et aux petites centrales à biogaz (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2010) .

1.4.2.5 Désulfuration par adsorption

Cette technique de désulfuration est basée sur l'oxydation catalytique du sulfure d'hydrogène à la surface du charbon actif. Il est possible d'augmenter le taux de réaction et d'augmenter la capacité de chargement en imprégnant ou en dopant le charbon actif avec de l'iodure de potassium ou du carbonate de potassium ou du permanganate de potassium (KRONOS ecochem, 2012).

1.5 La production de l'électricité

La valorisation du biogaz dans la production de l'électricité est réalisable avec différentes technologies. En effet l'électricité peut être produit avec du biogaz grâce à des moteurs à combustion externe (turbine à vapeur) et des moteurs à combustion interne (turbines à gaz et moteurs thermiques) couplés à un alternateur (ADEME, 2010)

II.2 Technologies de Production de biogaz

1 Les procédés de production de biogaz

On rencontre plusieurs types de procédés de production de biogaz d'où les principaux sont fonctions :

- De la teneur en matière sèche du substrat

La consistance du substrat dépend de sa teneur en humidité en matière sèche ; ainsi on peut citer deux types de procédé de méthanisation à savoir

- La fermentation humide

Elle utilise des substrats liquides ou pâteuses, d'où de la matière pompable et brassable.

Lors de ce procédé la biomasse considérée liquide ou pâteuse (matière sèche inférieur à 20%) peut être mise en contact avec des bactéries méthanogènes par mélange en cuve (Blin, 2014).

- La fermentation sèche

Elle utilise des substrats solides ; des matières non pompables ou non brassables

Dans ce type de procédé les biomasses solides (biomasses avec une matière sèche comprise en 20% et 50%) font l'objet d'une percolation de digestat riche en bactéries méthanogènes (Blin, 2014).

- Du type d'introduction

Le régime de chargement ou d'alimentation du bio digesteur dans les centrales à valorisation du biogaz est le principal facteur permettant de réguler l'apport de substrat frais ; on fait généralement la distinction entre trois types de procédés :

- Le procédé Continu

Les bio digesteur à alimentation continu comme leur nom l'indique ; sont chargées et déchargées continuellement. Ce procédé nécessite un flux d'entré fluide et homogène

- Le procédé Semi-continu

Dans ce type de procédé les bio digesteurs sont alimentés un certain nombre de fois journalièrement.

- Le procédé discontinu

Concernant cette technique la matière est traitée par lots. Le bio digesteur est alimenté une seule fois jusqu'à digestion complète et vidange de son contenu (Lesenfants, 2011).

2 Les différents types de Bio digesteurs

On rencontre plusieurs types de digesteurs ; en effet il est possible d'adapter son bio digesteur en fonction des contraintes du milieu d'où il est possible de mettre en place des digesteurs de différentes formes (cylindrique, cubique, sphérique ou ovoïde), des digesteurs Verticaux ou horizontaux et d'autres enterrés ou hors sol (Blin, 2014).

III. Présentation de la zone d'étude

La commune de Koubri fait partie des 302 communes rurales que compte le Burkina Faso. Elle est située dans la région du centre, à 25km du côté sud de Ouagadougou. La commune couvre une superficie de 555km² et compte 26 villages dont le plus grand est celui ayant donné son nom à la commune de Koubri. Sa population totale est estimée à 49906 habitants (Commune rurale de Koubri, 2015).

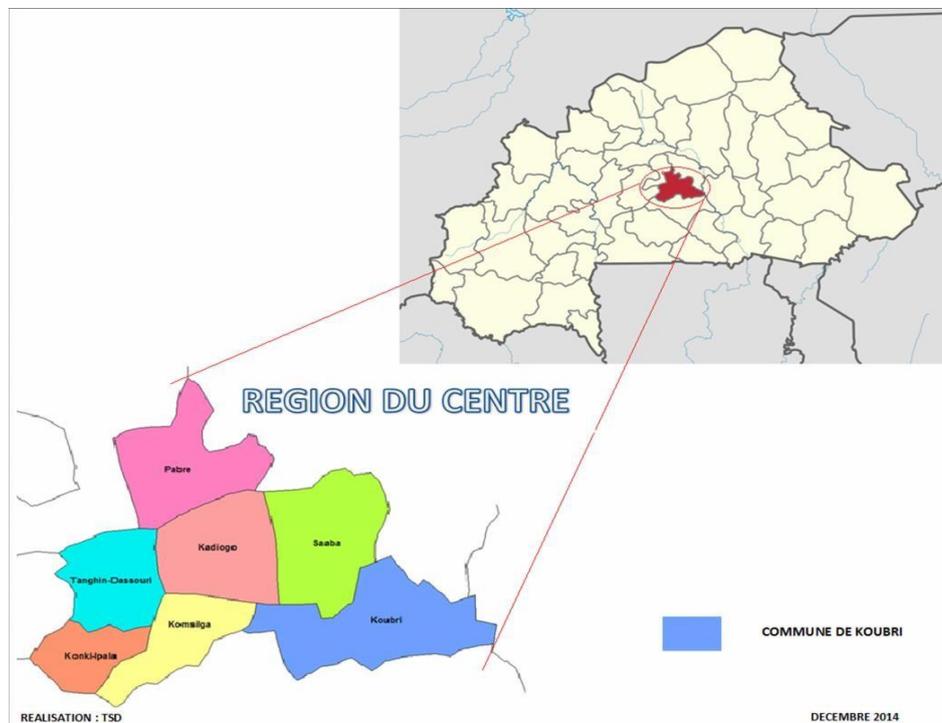


Figure 8 : Localisation de la commune de Koubri (PCD de Koubri)

Avec un climat de type tropical soudanien, il est marqué par deux principales saisons à savoir une sèche et une pluvieuse (Commune rurale de Koubri, 2015)

On y enregistre une température annuelle moyenne de 28,2°C et les précipitations sont en moyenne de 933,5 mm (Le planificateur ACONTRESENS, 2011).

IV. Présentation du Projet

IV.1 Contexte

Une grande partie de l'énergie électrique consommée en Afrique subsaharienne est d'origine fossile. De ce fait, les coûts liés à l'accès à cette forme d'énergie sont tributaires des fluctuations du coût du baril de pétrole. Dans la plupart des cas en milieu rural ou péri-urbain, les petites unités industrielles n'ont pas souvent accès à une énergie électrique stable, fiable et en quantité suffisante pour répondre à leur besoin de production.

Face à cette réalité et aux contraintes de production associées, la plupart des industrielles se sont lancés dans la recherche d'autres techniques et technologies de production d'énergie à partir des sous-produits issus de l'exploitation de leur unité de production. L'approche technologique est tributaire de la nature et du type de sous-produits généré par l'activité industrielle. Dans ce sens, les sous-produits de types « secs » ou « biomasse sèche » seront associés à un traitement thermo-chimique et les sous-produits de type « humide » ou « biomasse humide » seront associés à un traitement de digestion anaérobie pour la production du biogaz à des fins énergétiques.

C'est cette dernière approche qui a été adoptée par l'unité industrielle « Charcuterie Moderne » dont le domaine d'activité principale est la transformation et la commercialisation de la viande. Dans le souci de couvrir toute la chaîne de valeur de son activité, la société « Charcuterie Moderne » a décidé de se doter d'un abattoir moderne, répondant aux normes internationales en la matière. Les déchets générés par cette activité seront valorisés pour la production de biogaz qui sera utilisé pour la production électrique.

Consciente des enjeux énergétiques et environnementaux d'une part et des problèmes associés rencontrés par les industrielles d'autre part, la société « Oui Energy » basée à Ouagadougou a entrepris d'accompagner l'entreprise Charcuterie Moderne dans la conception/ingénierie, construction et mise en service cette centrale électrique.

IV.2 Objectifs

L'objectif principal du travail est de réaliser un support à l'ingénierie de l'installation et la mise en service d'une minicentrale électrique à biogaz avec injection au réseau interne d'un abattoir moderne.

Afin d'y parvenir, les objectifs spécifiques se déclinent comme suit :

- Choisir les sections de câbles associés à l'ensemble des accessoires de production y compris les équipements de protections ;
- Evaluer la quantité de gaz à effet de serre évité grâce à la valorisation des déchets organiques dans la méthanisation ;
- Evaluer la quantité de gaz productible ainsi que la capacité de production énergétique de la centrale en fonction des déchets disponibles ;
- Faire une étude du mode d'injection de la production électrique de la mini centrale au sein de l'abattoir ;
- Identifier les déchets engendrés par les activités d'abattages, faire un bilan quantitatif et proposer un mélange entrant optimal des différents types de biomasse fermentescible disponible ;
- Proposer et concevoir les systèmes d'épuration du biogaz ;

IV.3 Présentation de la minicentrale

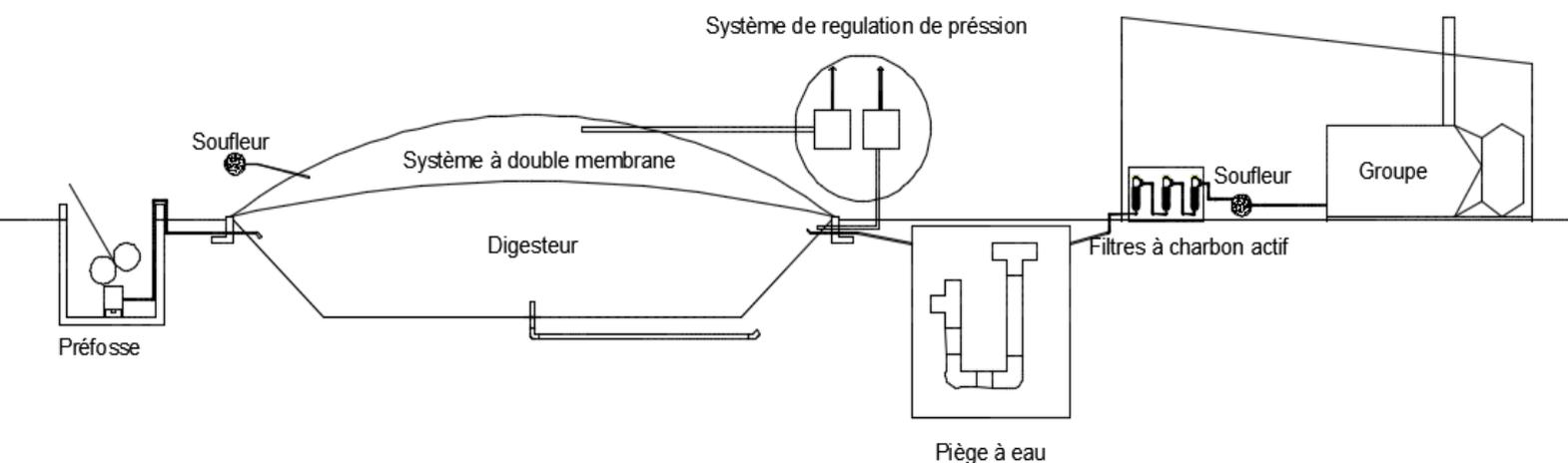


Figure 9 : Schéma de présentation de la minicentrale

La minicentrale à biogaz sera principalement constituée d'une fosse de mélange (Préfosse), d'un digesteur, d'un système de stockage de biogaz combiné, d'un système de déshydratation par condensat naturel, d'un système de désulfuration par adsorption, et d'un Groupe à biogaz de 50kW fonctionnant au biogaz.

La fosse de mélange représente la partie de l'installation dans laquelle les différentes matières constituant le substrat seront acheminées manuellement à l'aide de pelles et de brouettes. Elle est munie d'un système de mélange mécanique (deux moteurs-réducteurs différents couplés chacune à une tige à hélices (voir annexe 1)) pour le mélange des différentes matières premières ainsi que de deux pompes submersibles identiques dont l'une servira à évacuer la fosse de mélange, et l'autre à l'alimentation du digesteur. De forme cubique, cette fosse a un volume de 27 m³ (longueur, largeur et profondeur de 3 m chacun) et est construite en béton.

Après la préparation du substrat dans la fosse de mélange, il sera injecté dans un digesteur enterré avec un volume brut de 427 m³ (voir annexe 2).

Le biogaz produit sera stocké dans la partie supérieure du digesteur et y sera retenu grâce à un système de stockage à double membrane. Avec une capacité de stockage de 365m³, le système sera muni de soupapes de surpression et de sous pression. Deux ventilateurs identiques, ne fonctionnant pas simultanément ont pour rôle d'insuffler de l'air entre les deux membranes.

Lors de son trajet jusqu'au Groupe à biogaz, le biogaz sera épuré grâce à un système de condensat naturel pour l'élimination des vapeurs d'eau y contenu et à un système de filtre à charbons actifs pour l'élimination du sulfure d'hydrogène (H₂S). Pour assurer l'admission du biogaz avec une pression suffisante dans le Groupe il sera installé en amont un surpresseur de biogaz.

Le Tableau 1 ci-dessous représente les différentes charges électriques associées au fonctionnement de la minicentrale à biogaz :

Tableau 1 : Charges électriques de la minicentrale

Désignation	Quantité	Puissance unitaire (W)	Puissance totale (W)
Moteur réducteur 1	1	1100	1100
Moteur réducteur 2	1	750	750
Pompe	2	600	1200
Surpresseur de biogaz	1	750	750
Souffleur	2	1600	3200

V. Présentation du Site

Implanté à Koubri, l'abattoir moderne de Koubri est principalement constitué d'unités d'abattages modulaires containerisées. L'abattoir comprend en outre une aire d'abattage traditionnelle, un local d'abattage de volailles, une boucherie, d'une triperie ainsi que de quatre chambres froides.

Les charges de l'abattoir sont alimentées par l'énergie électrique du réseau national d'électricité (SONABEL). L'abattoir dispose comme source d'énergie d'appoint, un Groupe électrogène, secours, utilisé en cas d'absence du réseau.

V.1. Unités d'abattage modulaires

Les unités d'abattage modulaires de l'abattoir moderne de Koubri sont constituées des chaînes d'abattages complètes installées dans des conteneurs. Chaque unité modulaire est destinée à l'abattage d'un type d'animal.

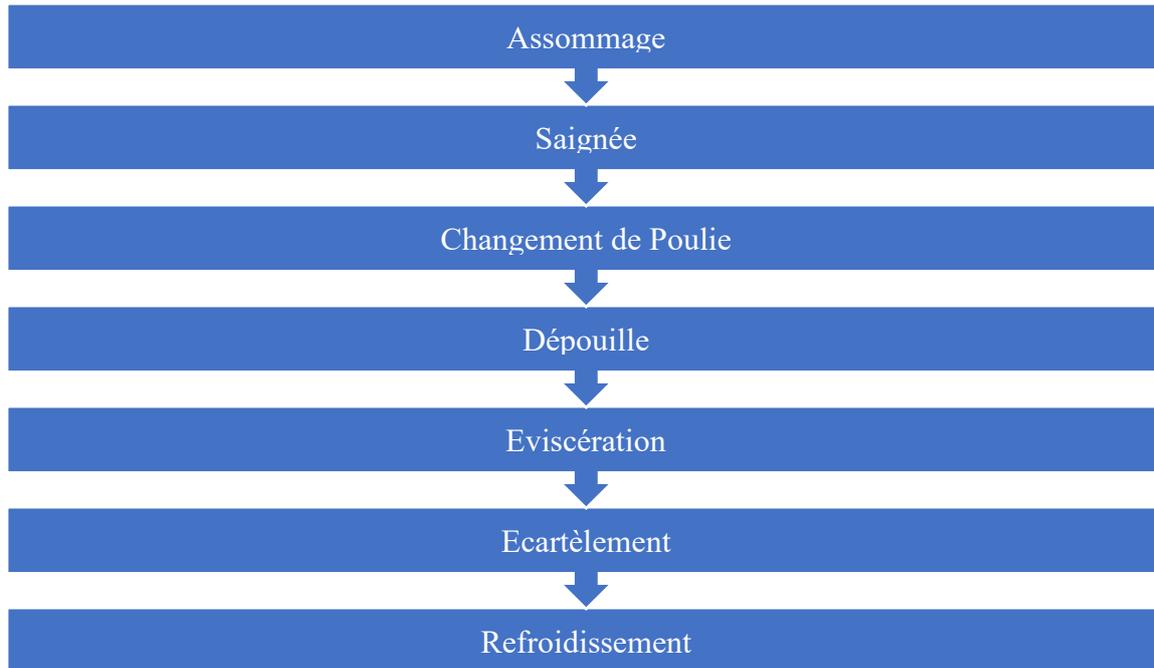


Figure 10 : Unité modulaires d'abattage en conteneur

1 Unité d'abattage de bovins

Cette unité a une largeur interne de 2,428 m, une longueur interne de 12,180 m et une hauteur interne de 5,255 m. Elle possède un poids de 1200 kg et dispose d'une puissance totale installée de 16 kW. Son courant maximum est de 32 A.

La chaîne d'abattage est principalement constituée d'aspirateur, de compresseur d'air, d'une chambre froide, de décarcasseur, de palans, de pompe à eau, de scie et de stérilisateurs. Elle se traduit par une succession des activités suivantes :



2 Unité d'abattage d'ovins

Avec une longueur interne, une largeur interne, une hauteur et une masse respectives de 12,192 m, 2,438 m, 2,896 m et 6500 kg, l'unité modulaire d'abattage des ovins a un courant maximum de 16A et une puissance maximale de 9 kW. L'unité d'abattage d'Ovins est principalement constituée des équipements électriques suivants : aspirateurs, chambre froide, élévateur, Etourdisseur, Luminaires, et de stérilisateurs.

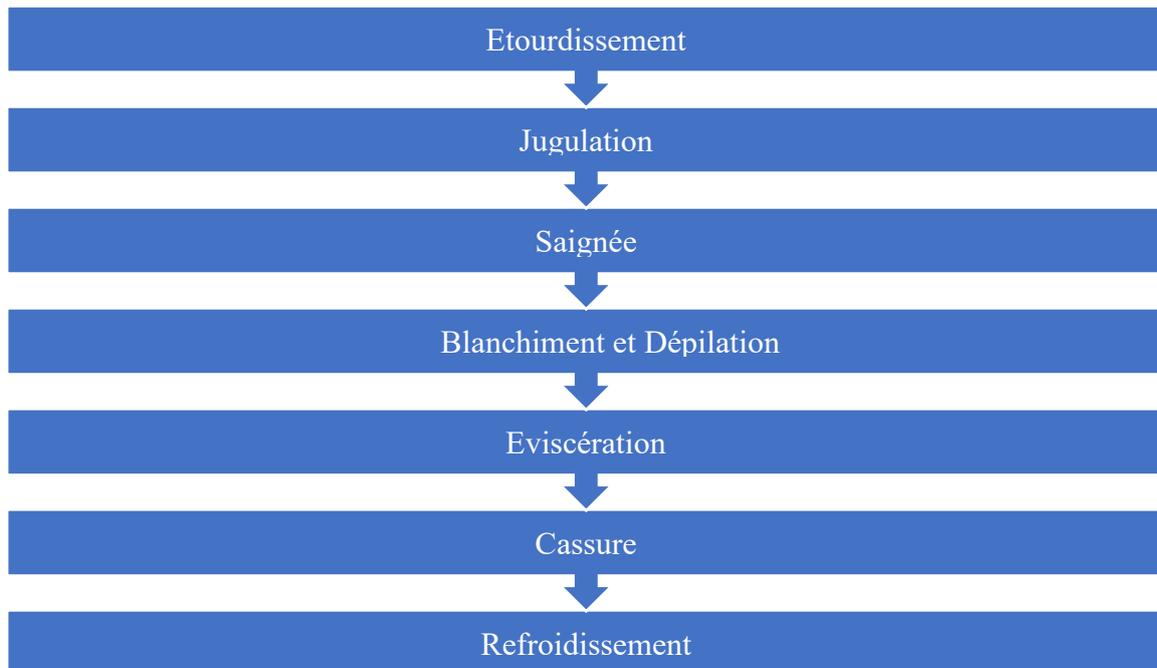
L'abattage des ovins est exécuté dans le conteneur par le processus (chaîne d'abattage) suivant :



3 Unité d'abattage de porcs

Avec un poids de 7000 kg, l'abattoir modulaire des porcs a une longueur de 12,19 m une largeur de 2,44 m et une hauteur de 2,89 m. Sa puissance installée est égale à 22 kW et son courant maximum est de 36 A.

La chaîne d'abattage est constituée d'aspirateur, de compresseur à air, de chambre froide, de décapiteuse, et de stérilisateurs. Celle régit par l'abattage des porcs est la suivante



4 Unité d'abattage de la volaille

L'abattoir modulaire de la volaille a un poids de 5500 kg, une longueur de 9 m, une largeur de 2,4m et une hauteur de 2,9 m. Elle dispose d'une puissance installée 10 kW et un courant maximum de 22 A.

La chaîne d'abattage est principalement constitué d'aspirateur, de compresseur à air, de chambre froide, de pompe, de plumeuse, et de stérilisateur.

V.2. Local d'abattage

Le local d'abattage des volailles est essentiellement destiné à l'abattage des volailles. Il dispose d'une chaîne d'abattage d'une capacité de 500 têtes de volailles par heure. Elle est composée d'une convoyeuse, d'un thermoplongeur, de quatre plumeuses et d'une turbine. La puissance totale de la chaîne est de 25,3 kW.



Figure 11 : Locale d'abattage de volaille

V.3. Aire d'abattage

Le site dispose également d'une aire d'abattage traditionnelle. Elle destinée uniquement à l'abattage des bovins et des ovins.



Figure 12 : Aire d'abattage de bovins et d'ovins

V.4. Triperie

La triperie est un espace aménagé pour le lavage des intestins et des estomacs des animaux.



Figure 13 : Triperie

V.5. Chambres froides

Pour la conservation de la viande dans le site il est prévu l'installation de quatre chambres froides de 10 Chevaux chacune dont deux seront utilisées comme des chambres froides de secours.

V.6. Les différentes charges électriques de l'abattoir

Le Tableau 2 suivant représente l'ensemble des charges électriques installés sur l'abattoir moderne de Koubri.

Tableau 2 : Charges électriques de l'abattoir moderne de Koubri

Poste de consommation	Nombre	Equipements électriques	Nombre	Puissance unitaire (W)	Puissance Totale (W)
Aire d'abattage	1	Lampe Fluorescente	15	36	540
		Projecteur luminaire	2	30	60
Chambre froide	4	Total	1	7460	29840
Direction	1	Climatiseur	2	1120	2240
		Lampe fluorescente	15	36	540
		Projecteur	3	30	90
		Ventilateur	6	70	420
Locale d'abattage volaille	1	Convoyeuse	1	550	550
		Plumeuse	4	1500	6000
		Turbine	1	750	750
		Thermoplongeur	1	18000	18000
		Lampe fluorescente	12	36	432
		Projecteur luminaire	3	30	90
		Pompe à eau	1	1800	1800
Ventilateur	2	50	100		
Unité modulaire Bovine	1	Total	1	16000	16
Unité modulaire ovine	1	Total	1	9000	9000
Unité modulaire porcine	1	Total	1	22000	22000
Unité modulaire volaille	1	Total	1	10000	10000

La puissance nominale installée totale sur le site est égale à 118,552 kW.

La puissance d'utilisation Simultanée maximale est estimée à 77,344 kW (voir annexe 3) d'où la minicentrale à biogaz a la capacité d'en couvrir que 64,65 %.

VI. Méthodologie

VI.1. Construction du digesteur

La construction du digesteur a pour activité préliminaire les travaux de génie civil à travers la réalisation de la fosse du digesteur. La fouille est tout d'abord réalisée à l'aide d'une pelle hydraulique avant d'être ajustée manuellement pour obtenir la forme exacte requise.

Par la suite il est question de mettre en place la structure sur laquelle le système de couverture sera fixé ; il s'agit d'un petit mur à surface plane et lisse appelé « muret ». Elle est construite tout autour de la fosse du digesteur.

Le fond du digesteur est recouvert avec une bâche pour empêcher le contact du substrat avec le sol. Ces types de bâche sont disponibles en rouleaux (45*6m). Elles sont découpées puis collées de sorte à obtenir la forme du digesteur avec les dimensions requises.

Enfin pour terminer la construction du digesteur, le système de stockage du biogaz sera monté sur la partie supérieure du digesteur et fixé sur le muret autour du digesteur.

Pour limiter les fuites de biogaz un joint sera utilisé pendant la fixation de la géomembrane.

Le réservoir de stockage du biogaz sera équipé d'une deuxième membrane qui recouvre la première afin de la protéger contre les intempéries. Un ventilateur insuffle de l'air dans l'espace situé entre les deux membranes.

VI.2. Etude et bilan de masse des déchets méthanisables

Afin d'évaluer la masse de déchets méthanisables disponibles sur le site nous avons tout d'abord répertorié les différentes espèces abattues sur le site. Ensuite nous avons déterminé les différents déchets engendrés par les activités d'abattages et identifié ceux qui sont fermentescibles.

Par la suite nous avons effectué des enquêtes dans le but de déterminer le nombre moyen de chaque espèce d'animal abattu par jour et d'estimer la quantité de sang mélangé ainsi que celle des eaux résiduaires issues de la triperie engendrés par jour.

Nous avons également effectué des mesures dans le but d'estimer les masses des contenus de panses de chaque type d'animal abattu dans l'abattoir.

Pour les eaux usées issues du local d'abattage de volailles et des déjections, nous nous sommes référés à la littérature pour estimer leurs quantités qui seront engendrés journalièrement à l'abattoir de Koubri.

Enfin pour obtenir le bilan de masse journalier des déchets fermentescibles engendrés sur le site nous avons fait la somme des masses de ces différents déchets répertoriés. Pour obtenir la

valeur annuelle nous avons multiplié la valeur journalière par le nombre de jours de fonctionnement annuel de l'abattoir. L'abattoir fonctionne tous les jours de l'année.

$$\text{Bilan de masse} = \sum \text{Masse des différents déchets}$$

VI.3. Caractérisation de déchets et estimation du potentiel de matières organiques sèches

La caractérisation des déchets a consisté à mesurer le PH sur le site, et à déterminer au laboratoire les différents paramètres que sont : le taux de matière sèche, le taux de matière minérale, le taux de matière organique sèche et la masse volumique.

Les caractéristiques physico-chimiques (MS et MOS) du sang, de la bouse de vache et des eaux usées utilisés dans nos calculs sont issus de la littérature (annexe 4).

Nous avons émis des hypothèses de masse volumiques de bouses de vaches, d'eaux usées et de sang animal respectifs de 1kg/litre, 1kg/litre et 1,06kg/litre, de PH de sang animal égal à 7,3 et de PH de bouses de vaches égale à 6,5.

La masse de matières organiques sèche totale qui est la masse de matières organique dégradable est déterminé par la somme des masses des matières organiques sèches des différents déchets répertoriés sur le site.

$$M_{mo} = \sum (MB * \%MS * \%MOS) \quad (1)$$

<i>MS</i>	Masse sèche
<i>MB</i>	Masse brute
<i>M_{mo}</i>	Masse matière organique
<i>MOS</i>	Masse organique sèche

VI.4. Etude de la centrale

1 Détermination du volume de traitement

Le volume de traitement représente l'espace dans lequel la digestion de la matière organique sera faite à l'intérieur du digesteur. C'est le volume dit « utile » du digesteur. Nous devons tenir également compte du volume des « boues » qui représente le volume destiné aux matières déposées par gravité au fond du digesteur au cours de la digestion anaérobique.

Le digesteur a la forme d'une pyramide tronquée de bases rectangulaires parallèles donc pour la détermination de la valeur du volume de traitement du digesteur nous avons utilisé la formule 2 suivante :

$$V_t = (SS + Sb + \sqrt{SS + Sb}) * \frac{h}{3} \quad (2)$$

h	Hauteur
V_t	Volume de traitement
S_b	Surface de base
SS	Surface du sommet

Les différentes valeurs nécessaires pour déterminer le volume utile du digesteur ont été déterminé grâce à une schématisation du digesteur sur Auto CAD (voir annexe 5).

2 Estimation de la quantité de biogaz productible.

Pour la détermination de la quantité théorique de biogaz productibles nous avons procédé par les étapes suivantes :

- Détermination de la charge organique maximale

La charge organique est la quantité de matière organique sèche qu'un mètre cube de digesteur peut traiter par jour. La détermination de charge organique se fait à l'aide d'abaques. Pour les bio digesteurs enterrés et non soumis à un systèmes de chauffage ni à un système de mélange nous pouvons déterminer la charge organique maximale grâce au tableau suivant obtenu grâce à des interpolations basées sur des publications d'expériences et des études de cas (Mang, 2010). Il représente les charges organiques journalières recommandées en fonction de différentes températures de digestion.

Tableau 3 : Tableau de détermination des charges organiques (Mang, 2010)

Charge organique (kg/m ³ /jour)	Température (°C)
0,05	10
0,65	15
0,8	20
1	25
2	35
2,5	40
3	45

- Détermination de la masse de matière organique dégradable annuellement par le digesteur

Cette valeur est déterminée à l'aide de la charge organique et du volume de traitement avec la relation suivante :

$$M_{moD} = 365 * CO * V_t(m^3) \quad (3)$$

M_{moD}	Masse de matière organique digérable
CO	Charge Organique
V_t	Volume de traitement

- Détermination du substrat

Le substrat représente le mélange des différents matières brutes à injecter dans le digesteur. Pour la détermination du substrat nous avons effectué des simulations de mélange avec les différents matières méthanisables disponibles sur le site tout en respectant les différentes conditions énumérées ci-dessous :

- ☞ La masse de matière organique sèche de notre substrat à injecter journalièrement ne doit pas excéder la masse de matière organique sèche dégradable par jour par le digesteur.
- ☞ Le digesteur n'étant pas muni d'un système de mélange, nous devront avoir un substrat avec un taux de matières sèche d'environ 5% pour permettre une remonté automatique facile du biogaz produit (German Solar Energy Society (DGS) and Ecofys, 2005). Pour nos simulations nous avons placé un intervalle de taux de matière sèche compris entre 4,5% et 5,5%.

$$\%MS_{substrat} = \frac{\sum(\%MS*MB)_{intrants}}{MB_{substrat}} \quad (4)$$

MS	Masse sèche
MB	Masse brute

- ☞ Pour permettre une production continue sans interruption, notre substrat à injecter devra avoir un ph compris entre 6 et 8 (ADEME, 2010). La valeur du PH d'un mélange est déterminable par la formule suivante :

$$Ph_{mélange} = \frac{\sum(Ph*V)_{intrants}}{V_{mélange}} \quad (5)$$

Ph	Potentiel hydrogène
V	Volume

- ☞ Le volume du substrat injectable journalièrement dans le bio digesteur doit être déterminé à l'aide de la formule n°9.

$$V_t(m3) = (V_{substrat}(m3)) * TRH \quad (6)$$

V_t	Volume de traitement
$V_{substrat}$	Volume du substrat
TRH	Temps de rétention hydraulique

Pour nos calculs nous avons utilisé un temps de rétention hydraulique (TRH) de 30jours.

- Détermination de la quantité de biogaz productible et valorisable

Pour la détermination de la quantité de biogaz valorisable, nous déterminerons tout d'abord la quantité de biogaz productible. Elle est obtenue grâce à la somme des quantités de biogaz productibles par chaque matière entrante dans le digesteur.

Les quantités de biogaz productibles par matière première sont obtenues par le produit entre leurs masses de matière organique sèche et leurs rendements en biogaz exprimés en m³ de biogaz par kg de matière organique sèche. Nous utiliserons les rendements des biogaz donnés dans les tableaux de références (voir annexe 4).

$$Biogaz\ productible(m3) = \sum(MB(kg) * \%MS * \%MOS * Rdmt(m3/kgMOS))_{intrants} \quad (7)$$

<i>MS</i>	Masse sèche
<i>MB</i>	Masse brute
<i>MOS</i>	Masse organique sèche
<i>Rdmt</i>	Rendement en biogaz

Par la suite nous avons estimé la quantité de biogaz valorisable en émettant une hypothèse de perte gaz de 10% du volume productible. Cette hypothèse est liée aux risques de fuites de gaz dues à des problèmes d'étanchéité, aux échappements de gaz à travers la soupape de sécurité du système de stockage. Ainsi

$$Biogaz\ valorisable(m3) = Biogaz\ productible * 0,9 \quad (8)$$

3 Potentiel de production énergétique annuel

Le potentiel énergétique représente la quantité d'énergie électrique productible par la minicentrale. Elle est déterminée avec la puissance de Groupe à biogaz (P) et son temps de fonctionnement (Tf) par l'expression :

$$E (kWh) = P(kW) * Tf(h) \quad (9)$$

E	Energie
P	Puissance du Groupe à biogaz
Tf	Temps de fonctionnement du groupe à biogaz

Pour la détermination du temps de fonctionnement nous avons déterminé :

- Le pouvoir calorifique inférieur du biogaz produit

La valeur du PCI du biogaz produit par notre substrat est déterminée par la formule suivante

$$PCI_{biogaz}(kWh/m3) = \%CH_4 * PCI_{CH_4}(kWh/m3) \quad (10)$$

$$avec \quad \%CH_4 = \frac{\sum(MB(kg)*\%MS*\%MOS*Rdmt(m3/kgMOS)*\%CH_4)_{intrants}}{\sum(MB(kg)*\%MS*\%MOS*Rdmt(m3/kgMOS))_{intrants}} \quad (11)$$

Les pourcentages en méthanes des différentes matières méthanisables sont disponibles dans le tableau de référence (voir annexe 4).

<i>MS</i>	Masse sèche
<i>MB</i>	Masse brute
<i>MOS</i>	Masse organique sèche
<i>PCI</i>	Pouvoir Calorifique Inférieur
<i>Rdmt</i>	Rendement en biogaz

Le pourcentage de méthane est déterminé par une moyenne pondérée des pourcentages de méthane du biogaz de nos différentes matières premières.

- Le rendement de notre groupe à biogaz

$$\eta = \frac{1}{\%CH_4 \text{ admissible} * PCI_{CH_4} * \text{Consommation du groupe}} \quad (12)$$

$$\eta = \frac{1}{0,55 * 9,94 * 0,6}$$

$$\eta = 0,3049$$

η	Rendement électrique du Groupe à biogaz
--------	---

- Détermination du temps de fonctionnement du Groupe

Le temps de fonctionnement du groupe représente, le temps de fonctionnement possible du groupe avec le biogaz produit. Il est déterminé par la formule suivante

$$Tf = \frac{PCI \text{ biogaz} * \text{biogaz valorisé} * \text{rendement électrique groupe}}{\text{puissance groupe}} \quad (13)$$

Tf	Temps de fonctionnement du Groupe à biogaz
------	--

4 Détermination des pertes de charges dû à l'écoulement du gaz

Le débit du gaz dans les tuyauteries est un paramètre de calcul de la perte de charge totale. Elle sera estimée par la formule suivante :

$$Q_{\text{biogaz}} (m^3/h) = \frac{\text{productivité annuelle}(m^3)}{365 * 24} \quad (14)$$

La perte de charge totale est la somme entre les pertes de charge linéaires et les pertes de charge singulières. Nous utiliserons la formule de Manning pour la détermination des pertes de charge linéaires.

$$P_{dc} = \frac{\lambda \cdot v^2 \cdot \delta \cdot L}{2 \cdot D \cdot g} + \sum K \frac{v^2}{2g} \quad (15)$$

$$\lambda = \frac{64}{Re} \text{ si } Re < 2000 \quad (16)$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log_{10} \left(\frac{\varepsilon/D}{3,7} + \frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} \right) \text{ si } Re > 2000 \quad (17)$$

$$\text{avec } Re = \frac{\delta \cdot D \cdot v}{\mu} \quad (18)$$

λ	Coefficient de friction
v	Vitesse d'écoulement
δ	Masse volumique du biogaz
D	Diamètre de la conduite
g	Accélération de la pesanteur
L	Longueur
K	Coefficient de pertes de charges singulière
Re	Nombre de Reynolds
ε	Rugosité relative
μ	Viscosité Dynamique

VI.5. Choix des câbles et des équipements de protections.

Cette partie a pour objectif, le choix d'appareils de protection électrique dans le but de protéger les différents équipements électriques ainsi que les câbles électriques au sein de la minicentrale. Dans cette partie nous déterminerons également les différentes sections de câbles recommandées pour l'alimentation des équipements électriques de la minicentrale en fonction de leurs intensités et de leur distance à l'aide d'un guide de choix de câbles électriques basse tension (annexe 6).

Les différents équipements de la centrale étant des moteurs nous allons donc faire le choix de départs moteurs. Les départs moteurs sont constitués par un ensemble d'appareillages assurant la commande et la protection des moteurs, la protection des câbles et la protection mutuelle des constituants du départ (BAYALA, 2013). Leurs choix sont faits en fonction des intensités des moteurs, à l'aide d'un guide de choix de départs moteurs (annexe 7). Il faut au préalable choisir le type de départ moteur souhaité.

A la tête du tableau électrique de la minicentrale nous installerons un interrupteur sectionneur. Il est choisi en fonction d'un calibre. En effet son calibre doit être supérieur ou égale à l'intensité maximale distribuée à son amont.

VI.6. Conception et fabrication du système de séchage du biogaz

Afin d'éliminer de la vapeur d'eau contenu dans le biogaz nous avons proposé un système avec deux colonnes de séchage pour un meilleur rendement. En effet la mise en place de deux pièges à eau en parallèle permettra une condensation plus efficace de la vapeur d'eau dans les conduites.

Pour la fabrication de notre système nous aurons besoin de Six Té PVC-pression Ø40, et de Six Coude 90° PVC-pression Ø40.

Tableau 4 : Matériel de fabrication du piège à Biogaz

Désignation	Diamètre	Unité	Quantité
Coude 90°	40	n	6
Té 90°	40	n	6
Vannes	40	n	2

VI.7. Conception et Fabrication du filtre à charbon actif

Pour l'élimination du H₂S dans le biogaz nous proposons un filtre à biogaz à charbon actif en PVC pression avec un volume de 18,85 litres. Un système de filtration avec plusieurs filtres montés en série permettra une meilleure purification du gaz et un plus long temps d'efficacité. Dans notre application nous proposons la mise en place d'une série de trois filtres.

Pour la fabrication d'un filtre nous aurons besoin de deux réducteurs PVC-pression Ø200/40, de 60cm de pvc-pression Ø200, un tamis de diamètre légèrement inférieur à 200mm, d'un Té Ø200 et de deux coudes 90° PVC-pression Ø40.

Tableau 5 : Matériel de fabrication du filtre à charbon actif

Désignation	Diamètre	Unité	Quantité
Coude PVC 90°	40	N	2
Réducteur PVC	200/40	N	2
Tamis	200	N	1
Té PVC	200	N	1
Tuyau PVC	200	Cm	60

VI.8. Etude de la configuration d'injection au réseau électrique

Cette partie consiste à proposer une période de fonctionnement du Groupe à biogaz ainsi que les différents équipements qu'elle devra alimenter (injection au réseau interne de l'abattoir). Pour ce fait nous avons dû répertorier les différentes charges importantes du site ainsi que leurs périodes de fonctionnement.

VII. Résultats

VII.1. Etude et bilan des déchets méthanisables

Les matières premières alimentant notre unité de méthanisation sont des déchets issus des activités d'abattages de l'abattoir moderne de Koubri. Ces activités d'abattages, conduisent à la production de plusieurs types déchets pouvant être classés selon leurs natures.

➤ Déchets solides

Il s'agit principalement des matières stercoraires qui représentent les déchets provenant des panses des animaux éviscérés. Parmi les déchets solides il y'a également les viandes saisies par les services vétérinaires, des cornes, des onglons, des déjections animales (bouses et fiente) et des plumes.

➤ Déchets liquides

Les déchets liquides répertoriés sont le sang et des eaux résiduaires.

1 Identification des déchets méthanisables

Il est important de noter que tous ces déchets issus des activités d'abattages énumérés ci-dessus ne sont pas tous favorables à la méthanisation.

Ainsi nous avons établi le tableau suivant représentant les déchets méthanisables et non méthanisables.

Tableau 6 : Déterminations des déchets méthanisables

Déchets	Méthanisable
Déjections animales	OUI
Eaux usées	OUI
Matières stercoraires	OUI
Sang	OUI
Viandes saisies	OUI
Cornes, Onglons,	NON
Plumes	NON

2 Bilan des déchets méthanisables

- Nombre d'animaux abattus

Actuellement L'abattoir moderne de Koubri enregistre un nombre moyen de volailles, de bovins et d'ovins abattus respectif de 2000 ,120 et 50 journalièrement. Ces chiffres concernent uniquement l'aire d'abattage et le local d'abattage de la volaille qui sont opérationnels pour le moment.

La Direction de l'abattoir prévoit pour très bientôt une croissance des chiffres, à savoir à un nombre moyen de 200 bovins et de 200 ovins grâce aux campagnes de sensibilisations sur les abattages clandestins et aux saisies des viandes non inspectés qui débiteront bientôt dans la localité.

- Flux de matières

☞ Matière stercoraires

Après des mesures effectuées sur le site de l'abattoir et dans un espace d'abattage de porcs nous avons estimés les matières stercoraires récupérables par tête à 11 kg chez les bovins locaux, à 4,2 kg chez les ovins et à 5,4 kg chez les porcins.

☞ Viandes saisies

IL s'agit des viandes déclarées impropres à la consommation humaine. Elles sont très rares, en effet sur une période de quatre mois il a été saisi à une seule reprise de la viande. Elles ne seront pas prises en compte dans la suite de notre étude.

☞ Déjections animales

Les déjections animales sont principalement celles des bovins en stabulation. L'abattoir enregistre un nombre moyen de 20 bovins en permanence sur le site. Il ressort de la littérature qu'un bovin produit en moyenne 14,34 kg de bouse par jour au Burkina (FAO, 2014).

Il y'a également les déjections au niveau de l'aire d'abattage ainsi que les fientes des poules que nous allons négligés dans nos calculs.

☞ Sang

Sur le site nous avons eu à répertorier le sang mélangé à de l'eau issu de l'aire d'abattage traditionnel et estimée à environ 18 m³ par jour et le sang pur immédiatement recueilli lors de l'abattage des animaux qui représente le sang issu du local d'abattage de la volaille.

Il ressort dans la littérature que le sang récupérable correspond à 1/20 du poids vif de l'animal (Diallo, 1999). Ainsi nous avons estimé une quantité de sang récupérable de 13 litres chez les bovins, 3 litres chez les porcins, 1,2 litres chez les ovins et 0,08 litre chez la volaille par tête d'animal abattu.

☞ Eaux usées

Ce sont les eaux usées collectées dans le site d'abattage et proviennent du local d'abattage de la volaille et de la triperie.

Les eaux usées produits journalièrement actuellement à la triperie est quantifiable à environ 2 m³.

Pour les eaux résiduaires dans le local d'abattage de volailles nous avons estimées une production moyenne de 8,1 litres par kg de carcasse.

- Bilan de masse des matières premières

Le bilan quantitatif des déchets fermentescibles sur le site est représenté dans le Tableau 7 ci-dessous :

Tableau 7 : Bilan de masses des matières méthanisables du site

		Masse brute journalière des déchets(kg)	
		Actuel	Prévisions
Fumier de panse	Bovins	1320	2200
	Ovins	210	840
	Porcins	0	0
Sang	Sang pur	170,4	170,4
	Sang mélangé	15930	31160,86
Eaux usées	Triperie	1760	3440,8
	Unité modulaire	0	0
	Local volaille	12960	12960
Déjections	Bouse de vache	286,8	286,8

VII.2. Caractérisation des déchets méthanisables et estimation du potentiel en matière organique sèche

1 Caractéristiques physico-chimiques des déchets méthanisables

A l'issu de la caractérisation nous avons établi le Tableau 8 suivant :

Tableau 8 : Caractéristiques physico-chimiques des matières méthanisables

	%MS	%MOS	δ (kg/m3)	PH
Contenu de panse Bovin	12	82	875,56	5,95
Contenu de panse Ovin	10	82	844,29	6,65
Contenu de panse Porcins	20	79	1147,5	4,68
Eaux résiduaires triperies	7	75	880	6,45
Eaux usées local volaille	8.10^{-3} *	23*	1000	-
Fumier de vache	19*	80*	1000	6,5
Sang	18*	96*	1060	7,3
Sang mélangé	1	71	885	6,72

En observant le tableau des caractéristiques physico-chimiques de ces matières méthanisables on constate qu'elles sont principalement constituées d'eau. En effet toutes ces matières ont un taux de matières sèche inférieur à 20%, d'où un taux de matière humide supérieur à 80%. Cela s'explique par le fait que ces déchets méthanisables issues des activités d'abattages sont soit liquides ou pâteuses.

2 Estimation du Potentiel de matière organique du site

Dans le processus de méthanisation c'est la matière organique contenu dans les déchets qui est transformée en biogaz par les bactéries anaérobique ; ainsi en faisant une estimation du potentiel en matière organique de nos différentes matières on obtient le Tableau 9 suivant :

Tableau 9 : Bilan de masse de matières organiques

		Masse Matière organique (kg)	
		Actuel	Prévisions
Fumier de panse	Bovins	131,18	218,53
	Ovins	16,45	65,79
	Porcins	0,00	0,00
Sang	Sang pur	29,45	29,45
	Sang mélangé	91,39	178,78
Eaux usées	Triperie	9,14	186,84
	Unité modulaire	0,00	0,00
	Local volaille	23,85	23,85
Déjections	Bouse de vache	43,59	43,59
TOTAL		344,91	746,78

Avec les chiffres prévisionnels de l'abattoir on peut estimer à 746,78 kg la masse de matière organique sèche qui sera disponible par jour sur le site pour la production de biogaz et à 272.575 kg celle annuelle.

VII.3. Etude de la centrale

1 Détermination du volume de traitement du digesteur

Les calculs pour la détermination du volume de traitement du digesteur grâce à la méthodologie présenté au 1 du VI.4. nous ont donné la valeur de 307,82 m³.

2 Estimation de la quantité de biogaz productible

Dans notre cas, notre digesteur n'étant pas soumis à un système de chauffage interne nous allons assister à une digestion anaérobique fonctionnant à la température ambiante. La zone affiche une température moyenne ambiante de 28,2 °C.

Grace au tableau et par interpolation nous avons obtenu une valeur de charge organique maximale de 1,32kg/ m³/jour.

Avec le volume de traitement déterminé en amont et un chargement de substrat tous les jours de l'année on obtient une charge en matière organique journalière et annuelle maximale respective d'environ 406 kg et 148.307 kg.

Nous avons émis une hypothèse de temps de rétention hydraulique de 30 jours pour nos calculs. Le substrat injectable journalièrement devra alors avoir un volume de 10,38m³.

➤ Matière disponible actuellement

La charge maximale en matière organique journalière du digesteur est supérieur à la masse totale de matières organiques de nos déchets méthanisables estimable à 344,91 kg donc le digesteur est capable de digérer toutes les matières organiques disponibles actuellement.

Le volume totale des matières méthanisables disponibles est de 32,24 m³. Cette valeur est supérieure au volume injectable donc toutes les matières répertoriées sur le site ne pourront constituer le substrat.

Après des simulations de mélange nous proposons un substrat constitué de toutes les quantités disponibles de fumier de panse, des eaux usées des triperies, des bouses de vaches, du « sang pur » et d'environ 6,13 m³ de « sang mélangé ». Le substrat aura un taux matières sèche de 4,87% et un PH de 6,54.

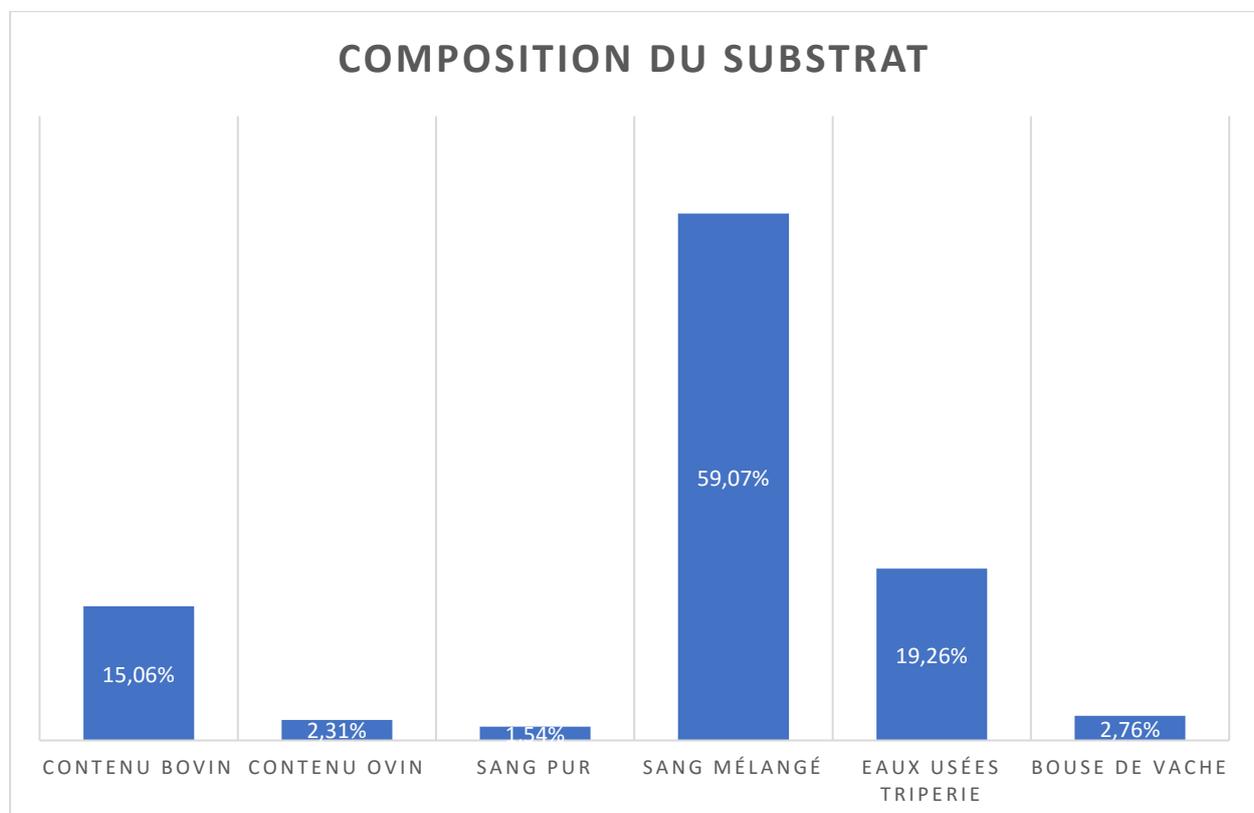


Figure 14 : Pourcentages volumique de la Composition du substrat 1

La quantité de biogaz productible sera d'environ 46.395,24 m³ avec une quantité valorisable de 41.755,72 m³ (la figure 18 représente le taux de biogaz produit par chaque matière). Ce biogaz produit aura un taux de CH₄ d'environ 59,42% d'où un PCI de 5,91kWh/m³

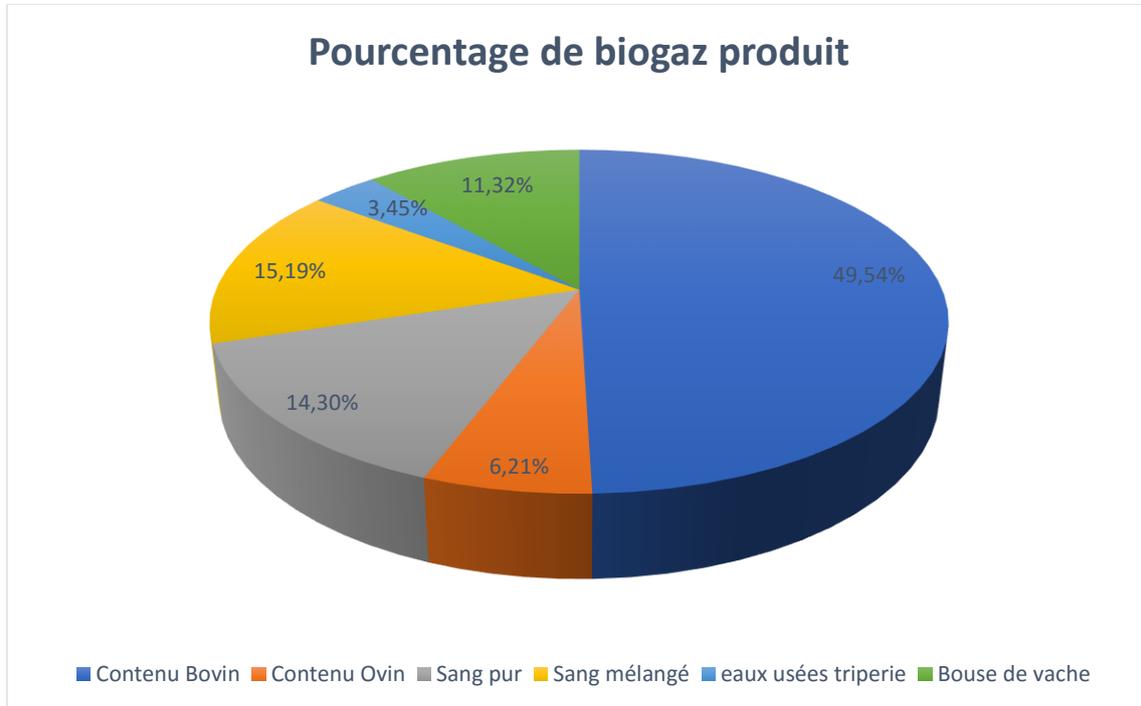


Figure 15 : Pourcentage de production de biogaz des différents intrants 1

➤ Matière prévisionnelle

La charge maximale en matière organique du digesteur est inférieure à la masse de matière organique disponible d'où le digesteur ne peut pas digérer toute la matière organique.

Grace à une simulation de mélanges nous proposons pour la constitution du substrat tous les contenus d'estomac des animaux, tout le « sang pur » issu du local d'abattage de la volaille ainsi que toute la bouse de vache et environ 6,37 m³ de « sang mélangé » pour la constitution de notre substrat. Ce substrat aura un pourcentage de matière sèche d'environ 5,35% et un PH de 6,52.

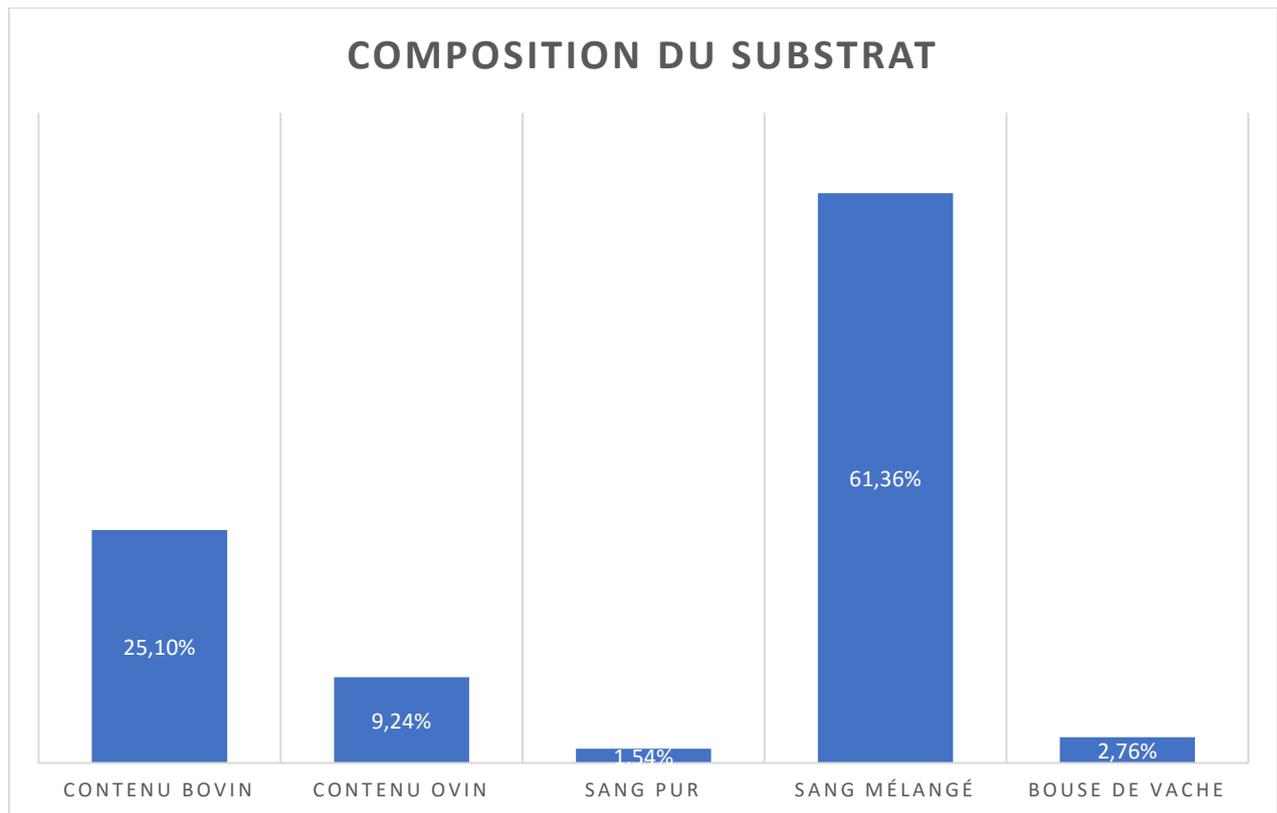


Figure 16 : Pourcentages volumique de la Compositions du substrat 2

Ce substrat correspond un chargement d'une masse de matière organique annuelle de 142.228 kg et journalière 389,67 kg.

Ainsi on aura une capacité de production de biogaz d'environ 69.033 m³ avec un pourcentage de CH₄ égale à 58,03% (la figure 21 représente le pourcentage de biogaz produit par chaque matière en intrant). En appliquant le coefficient de perte de 10% on obtient une quantité de biogaz valorisable de 62.130 m³ avec un PCI de 5,77 kWh/m³.

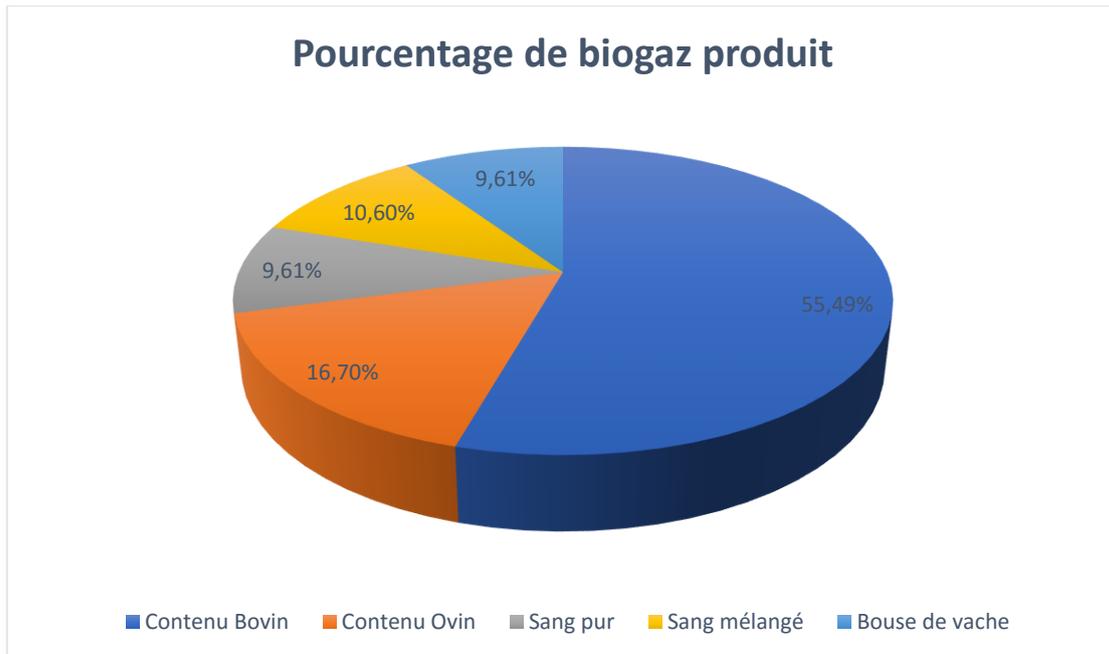


Figure 17 : Pourcentage de production de biogaz des différents intrants 2

3 Potentiel de production énergétique annuel

Avec une possibilité de fonctionnement journalier d'environ 6h la minicentrale à biogaz aura un potentiel de production d'énergie électrique annuel de 109,272 MWh.

4 Pertes de charges dans les tuyauteries du gaz

Le biogaz traversera la conduite principale avec un débit de 7,88 m³/h sur une longueur totale de 10 m ; lors de sa traversé dans le système de séchage le débit dans chaque colonne sera de 3,94 m³/h. La longueur de chaque colonne du système de séchage est de 5m.

Le gaz sera conduit tout au long de trajet avec du pvc pression DN40.

$g(m/s^2)$	$\mu(kg/m/s)$	$\delta(kg/m^3)$	K coude 90°	K coude 45°
9,81	$1,297 \cdot 10^{-5}$	1,009	0,294	0,147

La somme des pertes de charges du gaz pendant son écoulement jusqu'au local du groupe est d'environ 7,30 m.

VII.4. Choix des câbles et des équipements de protections

La section de câbles 1,5 mm² triphasé est recommandée pour l'alimentation d'appareils triphasé d'intensité 5 A situé à moins de 190 m (annexe 6).

Tous les équipements électriques de la minicentrale ont une intensité inférieure à 5A et seront à une distance inférieure à 40m du coffret. Ainsi nous allons les alimentés par le câble de section 1,5 mm².

La configuration du départ moteur de tous nos équipements électriques est représenté sur la figure 14 suivante.

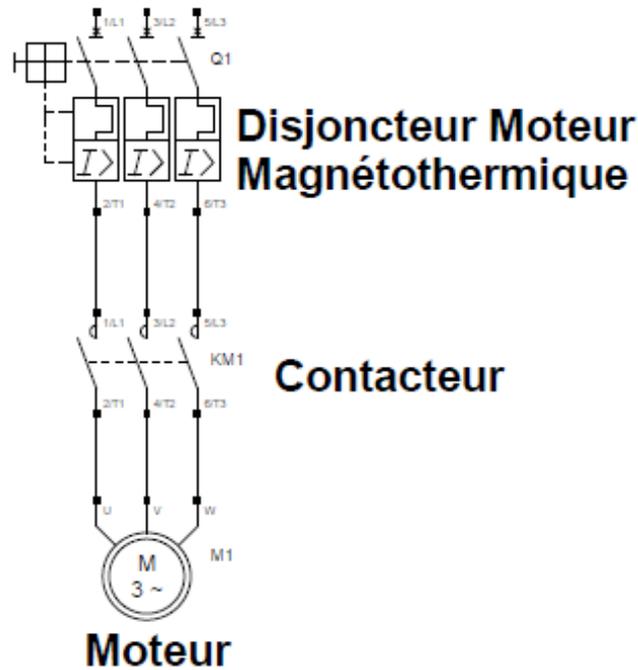


Figure 18 : Départ moteur des équipements de la centrale

Après le choix des différentes sections de câbles associés aux équipements de la production et des appareils de protections le tableau suivant a été dressé :

Tableau 10 : Choix des protections et des sections de câbles

Appareils	Intensité(A)	Disjoncteur Moteur Magnétothermique		Contacteur	Section de câble (mm ²)
		Référence	Domaine de réglage des déclencheurs thermiques(A)	Référence	
Moteur réducteur 1	2,1	GV2-P07	1,6-2,5	LC1-D09	3*1,5
Moteur réducteur 2	2,5	GV2-P07	1,6-2,5	LC1-D09	3*1,5
Pompe	1,75	GV2-P07	1,6-2,5	LC1-D09	3*1,5
Suppresseur de biogaz	1,7	GV2-P07	1,6-2,5	LC1-D09	3*1,5
Souffleur	4	GV2-P10	4-6,3	LC1-D18	3*1,5

L'intensité maximale distribuée à l'amont de l'interrupteur sectionneur sera de 13,8A. Son calibre devra alors être de 16A. La section de son câble d'alimentation sera de 3*2,5mm².

VII.5. Conception et fabrication du système de séchage du biogaz

La figure ci-dessous est un montage de notre système de filtration d'eau à petite échelle



Figure 19 Prototype du système de traitement des vapeurs d'eau du biogaz

VII.6. Conception et Fabrication du filtre à charbon actif

Le schéma ci-dessous représente notre filtre du sulfure d'hydrogène par adsorption du charbon actif

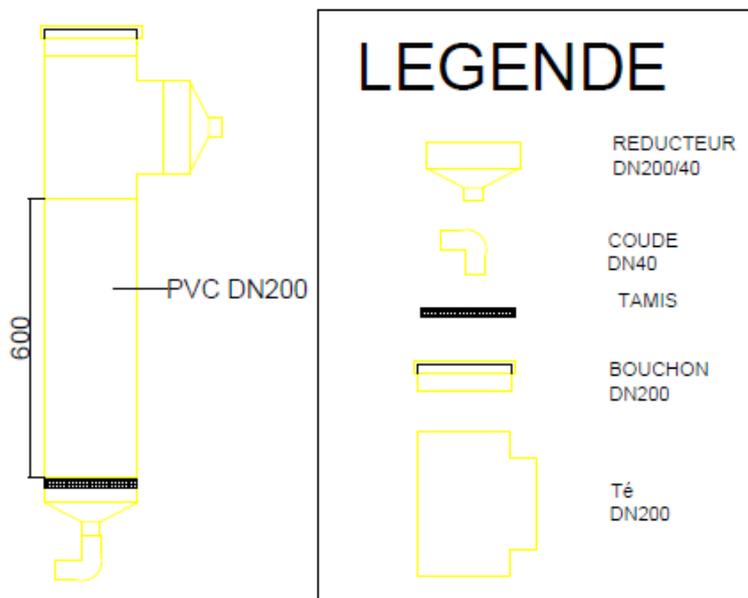


Figure 20 : Représentation du filtre à charbon actif

VII.7. Etude de la configuration d'injection

La mini centrale à biogaz alimentera ses charges pendant ses heures de productions.

La production énergétique du Groupe à biogaz sera injectée sur le réseau interne de l'Abattoir et servira à l'alimentation des chambres froides, des équipements électriques de la Direction et de celles du Locale d'abattage de la volaille à l'exception du thermoplongeur. Avec une possibilité de fonctionnement journalière de 6h, elle devrait être mise en marche à partir de 10h.

Dans la configuration proposée, le réseau national est la source d'alimentation électrique principale. La mini centrale prendra le relais des charges électriques qu'elle alimentera grâce à une action sur un commutateur manuel après le démarrage du Groupe à biogaz.

Le tableau ci-dessous représente les différents équipements alimentés et les périodes durant lesquelles elles fonctionneront.

Tableau 11 : Charges à alimenter par la minicentrale

Poste de consommation	Nombre	Equipements électriques	Nombre	Puissance d'utilisation	Puissance de démarrage d'utilisation
Chambre froide	4	Total	1	14920,00	14920,00
Direction	1	Climatiseur	2	1747,20	6988,80
		Lampe fluorescente interne	12	336,96	336,96
		Lampe fluorescente externe	3	84,24	84,24
		Projecteur luminaire	3	70,20	70,20
		Ventilateur	6	468,00	936,00
Locale d'abattage volaille	1	Convoyeuse	1	628,57	1257,14
		Plumeuse	4	6857,14	13714,29
		Turbine	1	857,14	1714,29
		Lampe fluorescente interne	8	181,44	181,44
		Lampe fluorescente externe	4	90,72	90,72
		Projecteur luminaire	3	56,70	56,70
		Pompe à eau	1	1296,00	2592,00
		Ventilateur	2	90,00	180,00
Charges minicentrale	1	Moteur réducteur 1	1	980,57	1961,14
		Moteur réducteur 2	1	668,57	1337,14
		Pompe	2	1069,71	2139,43
		Surpresseur	1	668,57	1337,14
		Souffleur	2	1426,29	2852,57

La puissance totale d'utilisation maximale que devra alimenter le groupe est de 32,5 KW (Voir annexe 8).

Nb : Les chambres froides ne doivent pas être mises en marche sous l'alimentation du Groupe à biogaz à cause des forts courants d'appels dus aux démarrages de leurs moteurs.

VIII. Etude économique

VIII.1. Cout estimatif de la mise en place de la centrale électrique à biogaz

Cette partie a pour but d'évaluer le cout de la mise en place de la minicentrale à biogaz. Ce cout représente la somme du cout d'installation des différentes composantes de la minicentrale, d'où le capital total que nécessitera la construction de la minicentrale (investissement initial).

Tableau 12 : Estimation du cout de construction de la minicentrale

Désignation	Unité	Quantité	Prix unitaire (Fcfa)	Prix total (Fcfa)
Génie civil	ens	1	9.500.000	9.500.000
Couverture du fond du digesteur	ens	1	1.710.400	1.710.400
Système de stockage du gaz	ens	1	13.901.024	13.901.024
Tuyauteries	ens	1	750.000	750.000
Groupe à biogaz	ens	1	7.670.000	7.670.000
Installations électriques	ens	1	1.500.000	1.500.000
Equipements électriques	ens	1	1.250.000	1.250.000
Cout de l'expertise	ens	1	15.000.000	15.000.000
				51.281.424

VIII.2. Estimation des économies engendré annuellement sur les factures d'électricité

La mise en place de la minicentrale à biogaz entrainera une économie sur le cout des factures d'électricités de l'abattoir à travers la substitution d'une partie de son énergie consommée du réseau national d'électricité.

L'économie sur le cout des factures d'électricités qu'engendrera l'injection de l'énergie produite par la minicentrale dans le réseau interne de l'abattoir est estimable par la différence

entre le cout de l'énergie du réseau national consommé par les équipements de la minicentrale à biogaz et le cout de l'énergie fournie par le groupe à biogaz aux équipements de l'abattoir.

Tableau 13 : Tableau des temps de fonctionnement des équipements alimentés par la minicentrale

Poste de consommation	Nombre	Equipements électriques	Nombre	Période moyen de Fonctionnement	Temps moyen journalier de fonctionnement des charges de l'abattoir en alimentation avec la minicentrale	Temps moyen journalier de fonctionnement des charges de la minicentrale en alimentation avec le réseau national
Chambre froide	4	Total	1	00h-00h	6	*
Direction	1	Climatiseur	2	7h-13h	2,25	*
		Lampe fluorescente interne	12	7h-13h	6	*
		Lampe fluorescente externe	3	18h-6h	0	*
		Projecteur luminaire	3	18h-6h	0	*
		Ventilateur	6	7h-13h	2,25	*
Locale d'abattage volaille	1	Convoyeuse	1	10h-16h	4	*
		Plumeuse	4	10h-16h	4	*
		Turbine	1	10h-16h	4	*
		Lampe fluorescente interne	8	10h-16h	4	*
		Lampe fluorescente externe	4	18h-6h	0	*
		Projecteur luminaire	3	10h-16h	0	*
		Pompe à eau	1	10h-16h	4	*
		Ventilateur	2	10h-16h	4	*
Charges minicentrale	1	Moteur réducteur 1	1	10h-16h	*	0
		Moteur réducteur 2	1	10h-16h	*	0
		Pompe	2	10h-16h	*	0
		Surpresseur	1	10h-16h	*	0,083
		Souffleur	2	10h-16h	*	18

Avec une consommation journalière d'énergie des équipements de l'abattoir produite par la minicentrale de 135,99 kWh correspondant à 13.459 Fcfa et une consommation de l'énergie du réseau par les équipements de la minicentrale de 25,73 kWh correspondant à 1.572 Fcfa nous pouvons estimer à 5.486.404 Fcfa les économies qui pourraient être engendrées annuellement sur les factures d'électricités du site. Les calculs des couts des consommations énergétiques ont été faite avec les tarifs d'un abonnement « moyenne tension type industriel » issu de la grille tarifaire de la SONABEL (annexe 9).

VIII.3. Estimation de la rentabilité de la minicentrale électrique à biogaz

☞ Cout d'investissement

La construction de la minicentrale est subventionnée par le Programme de Croissance Economique du Secteur Agricole (PCESA) à hauteur de 70%. Donc le cout d'investissement représente 30% du cout de la mise en place de la minicentrale correspondant à 15.384.428 Fcfa.

☞ Cout de remplacement actualisé

Le cout de remplacement actualisé correspond au coup qu'engendrera le remplacement des différents équipements pendant la durée de vie du projet.

Dans notre application le Groupe à biogaz ayant un temps de fonctionnement de 20.000h, aura une durée de vie estimée à 9,15 ans.

Pour les équipements électriques de la minicentrales, nous avons supposé une durée de vie de 3 ans pour ces équipements électriques.

$$CR_a = \frac{1+i}{1+a'} * \frac{\left(\frac{1+i}{1+a'}\right)^n - 1}{\frac{1+i}{1+a'}} * -Cc$$
$$a' = \frac{(1+a)^{nj}}{(1+i)^{nj-1}}$$

- i : taux d'intérêt
- a : taux d'inflation
- a' : taux d'inflation ajusté pour les couts de remplacements
- n : durée du projet (an)

- n_j : durée de vie du composant (an)
- C_c : Cout du composant

A l'aide de la formule on obtient un cout de remplacement actualisé total de 12.622.909 Fcfa

☞ Cout d'opération annuel

Pour le cout d'opération de la minicentrale nous avons pris en compte le cout d'exploitation et un cout pour l'assurance.

Le cout d'exploitation correspond au cout de la maintenance des différents équipements et au salaire des employés. Nous avons évalué cette somme à 8.092.722 Fcfa avec un cout de maintenance des équipements électriques de 1.000.000 Fcfa, un cout de maintenance du Groupe de 1.092.722 Fcfa et une somme de 6.000.000 Fcfa pour les travailleurs.

Le cout de l'assurance a été supposé à 2% du cout de la construction.

☞ Cout d'économie annuelle sur l'assainissement du site

Le cout d'économie sur l'assainissement du site correspond à la somme économisée sur le transport des déchets dans les décharges. Nous avons évalué cette somme à 11.981.387 Fcfa à raison de 6.506.387 Fcfa pour l'évacuation des fumiers de panses et 5.475.000 Fcfa pour l'évacuation du sang mélangé utilisé.

☞ Taux d'actualisation (ir)

Pour le taux d'actualisation nous allons utiliser la valeur de 11,1% correspondant à l'addition d'un taux d'intérêt de 10% et d'un taux d'inflation de 1,1%.

☞ Durée de vie du projet

La durée de vie de la mini centrale à biogaz est estimée à 25ans.

☞ La valeur actuelle nette

La rentabilité d'un projet est déterminée à l'aide de la Valeur actuelle nette qui se détermine par la formule suivante :

$$VAN = -CF_0 - CR_a + \frac{CF_1}{(1+ir)} + \frac{CF_2}{(1+ir)^2} + \frac{CF_3}{(1+ir)^3} + \dots + \frac{CF_n}{(1+ir)^n} + \frac{R}{(1+ir)^n} \quad (19)$$

- CF_0 : investissement initial
- CF_n : économie annuelle (économies annuelles engendrées-cout d'exploitation)
- n : l'année
- R : Cout résiduel des équipements (208. 326 Fcfa)

Le tableau suivant représente un récapitulatif des couts des différents éléments entrant dans le calcul de la Valeur actuelle nette

Tableau 14 : Tableau des couts des éléments de calcul de la VAN

Désignations	Cout (Fcfa)
Assurance	1.025.628
Economie sur l'assainissement du site	11.981.387
Economie sur les factures d'électricités	5.486.404
Investissement initial	15.384.428
Maintenance équipements électriques	1.000.000
Maintenance Groupe à Biogaz	1.092.722
Remplacement actualisé	12.622.909
Salaire des employés	6.000.000

Ainsi après calcul on obtient une valeur nette actuelle de 42.007.633 Fcfa.

Le projet est rentable avec un retour sur investissement à partir de la troisième année.

IX. Etude d'impact environnementale

La mise en place de la minicentrale électrique à biogaz aura un impact positif sur l'environnement à travers :

IX.1. La réduction des émissions de gaz à effet de serre

Les matières organiques méthanisables produisent du méthane lorsqu'elles sont dans des conditions anaérobies dans la nature (Club biogaz, 2011). Ces conditions sont créées lorsqu'elles sont rejetées dans les étangs, les marais, dans les rizières ou lorsqu'elles sont stockées en tas (Club biogaz, 2011).

Nous évaluerons la réduction des émissions de gaz à effet de serre par la quantité de méthane productible par les matières méthanisables qui seront empêchées d'être stockées en tas (contenu de panse et déjections).

Le potentiel de réchauffement global du méthane est de 25 d'où son effet de serre 25 fois plus important que celui du dioxyde de carbone (CO₂).

$$EqCO_2 = mCH_4 * 25 - 10\% (mCH_4 * 25) \quad (20)$$

Ainsi avec les contenus de panses et les bouses de vaches qui ne seront pas stockées en tas on empêchera l'émission d'environ 447.147,99 kg d'équivalent CO₂ annuellement.

IX.2. La production d'une énergie propre et la participation à l'économie des énergie non renouvelables

La valorisation du biogaz dans la production de l'électricité entre dans l'optique développement durable à travers la production d'une énergie propre et la contribuons à l'économie des énergies fossiles.

La propreté de l'énergie électrique produite par le biogaz se justifie par le fait que son bilan carbone est supposé nul.

La quantité d'énergie fossile économisée annuellement est évaluable en tonne d'Equivalent pétrole de l'énergie électrique consommée en substitution.

$$tep = \frac{\text{Energie verte (kWh)}}{11630} \quad (21)$$
$$tep = \frac{(135,99 - 25,73) * 365}{11630}$$
$$tep = 3.47$$

Ainsi grâce à la centrale électrique à biogaz il sera économisé environ 3,47 tonnes d'équivalent pétrole annuellement correspond à la consommation énergétique annuelle de 19 personnes au Burkina Faso.

IX.3. Reduction de la pollution Olfactive et de risques de maladies

Les déchets engendrés par les activités d'abattages sont stockés sur le site. Ces différents déchets stockés dégagent des odeurs nauséabondes et entraine l'installation d'agents pathogènes.

La mise en place de l'unité de biométhanisation contribuera à l'atténuation de ces odeurs et une diminution de risques de maladies des employés du site et des riverains.

IX.4. La qualité agronomique du digestat

Le digestat issu à la fin du processus de la biométhanisation a une excellente qualité agronomique et il est également beaucoup moins odorant comparé aux matières non méthanisées. Elle améliore le rendement agricole car ses éléments fertilisants sont facilement

assimilables du fait qu'ils sont sous forme minérale. Ce produit s'avère donc intéressant pour les agriculteurs car il peut substituer les engrais azotés chimiques à valeur amendante (Club biogaz, 2011).

X. Conclusion

La minicentrale à biogaz de Koubri sera muni d'un digesteur de 427 m³ avec un système de stockage d'une capacité de 365 m³. Elle sera capable de produire 62.130 m³ de biogaz à partir des déchets engendrés par les activités d'abattages de l'abattoir de la charcuterie moderne. Nous avons estimé son potentiel énergétique annuelle à 109,27 kWh.

Une analyse sur le plan économique démontre la rentabilité de la mise en place de la minicentrale à biogaz de Koubri avec l'injection de son énergie produite sur le réseau interne de l'abattoir. Son fonctionnement engendrera des économies sur le coût des factures d'électricité et sur le coût de l'assainissement de l'abattoir.

Notre étude montre sur le plan environnemental, que la mise en place de la minicentrale à biogaz contribuera à une réduction d'émissions de gaz à effet de serre estimé à plus de 447.147 kg d'équivalent CO₂. A cet impact environnemental positif du projet s'ajoute une économie des énergies fossiles et une réduction de pollution olfactive et de risques de maladies sur le site.

XI. Recommandations et Perspectives

Bien que La construction de la minicentrale à biogaz engendrera une économie considérable sur les factures d'électricité de l'abattoir moderne de Koubri, il ne répondra pas à l'objectif principale de sa construction qui est le traitement total des déchets méthanisables en vue d'assainir et de créer un environnement plus sain sur le site. En effet la taille du digesteur mis en place ne sera pas capable de digérer la totalité de la matière organique qu'engendrera les activités d'abattage. Pour leur méthanisation la construction d'un deuxième digesteur s'imposera.

Pour sa construction, il devrait être également pris en compte un coefficient. Il permettra d'anticiper une augmentation des chiffres d'abattage, d'où la quantité des déchets à méthaniser. Ces chiffres évolueront très rapidement à cause de la construction de la « cité de Yennega » à proximité de l'abattoir et de l'extension de la ville de Ouagadougou vers la zone.

Ainsi en appliquant un taux de croissance de 25% à la prévision des chiffres du directeur d'abattoir le digesteur à construire devrait avoir un volume de traitement minimum de 2103,42 m³ d'où le deuxième digesteur recommandé devrait avoir un volume de traitement de 1795,6 m³.

Avec le traitement de la totalité des déchets estimés que devra engendrer les activités d'abattage sur le site avec les chiffres prévisionnels de la direction de l'abattoir, la minicentrale à biogaz pourra produire au minimum 412,97 m³ de biogaz par jour d'où 150735,4 m³ annuellement. Ces chiffres correspondent à un temps de fonctionnement journalier de 12h23minutes de la minicentrale.

La mise en place d'une unité de cogénération à la place du groupe électrogène à biogaz aurait été plus avantageux du point vu économique et environnementale. En effet sa mise en place aurait permis de produire de l'eau chaude pour le local d'abattage de volaille en substitution de celle produite par le thermoplongeur de puissance 18kW. Le cout de son installation équivaut à trois fois plus que celle du groupe électrogène choisi mais dispose d'une durée de vie bien plus importante (80.000-100.000h (Feidt & Dupont, 2017)) que celle de cette dernière (20.000h). En appuis avec des chiffres, si on estime un cout d'investissement égale à la différence entre le cout du groupe et celui de l'unité de cogénération (25.000.000 Fcfa), on trouve une valeur actuelle net de 90.106.309 Fcfa sans tenir compte de la valeur de l'unité de cogénération à la fin du projet. Une quantité d'équivalent pétrole de 2,27 de plus aurai été économisé annuellement.

Pour l'extension de la minicentrale à biogaz nous recommandons la mise en place d'un cogénérateur.

Le système de protection de la géomembrane, qui est une soupape de surpression a pour rôle de permettre l'échappement de biogaz en cas de pression élevée à l'intérieur du digesteur. Ce biogaz qui sera évacué immédiatement dans l'atmosphère présentera un problème de sécurité sur le site et une pollution atmosphérique avec du méthane rejeté dans la nature. Ainsi il sera judicieux de mettre en place un système de combustion automatique du biogaz qui s'échappera du système de protection.

Bibliographie

- ADEME. (2010). *Comment se transforme la matière organique en énergie.*
- Agence Française de Développement. (n.d.). Retrieved from <https://www.afd.fr/fr/en-afrique-du-sud-du-fumier-lenergie-verte>
- Australian Meat Processor Corporation. (2017). *Biogas Capture, Storage and Combustion Guidelines for Meat Processing Plants version 2.*
- Australian Pork Limited. (2015). *Code of practice for On-farm Biogas Production and use at piggeries.*
- BAYALA, B. (2013). Technologie électrique, cours d'appareillage et schématisation
Fondation 2IE.
- Blin, J. (2014). *Cours de Biomasse Énergie, Master en GEE/ER, fondation 2IE.* Ouafadougou.
- Club biogaz. (2011). Guide de bonnes pratiques pour les projets de méthanisation.
- Commune rurale de Koubri. (2015). *Programme national de développement (PCD) 2015-2019 de Koubri.*
- Diallo, A. (1999). Thèse sur la problématique de la gestion des déchets animaux (cas des abattoirs de Dakar).
- Fachagentur Nachhaltige Rohstoffe e. V. (FNR). (2010). *Guide sur le biogaz : De la production à l'utilisation.*
- FAO. (2014). Module ressource naturelle.
- Feidt, M., & Dupont, J.-L. (2017). 33e Note d'informations sur les technologies du froid.
- German Solar Energy Society (DGS) and Ecofys. (2005). Planning and installing bioenergy systems: a guide for installers, architects and engineers.
- Goulbaut, A., & Pesenti, A. (n.d.). *En quoi le biogaz issu de la méthanisation est-il une alternative durable aux énergies fossiles.* Retrieved from <https://methanisation386492061.wordpress.com/>
- James & James (Science Publishers) Ltd. (2005). *Planning and Installing Bioenergy systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers.* (n.d.).

Koei, N. (2015). *Guideline for Biogas Generation*.

KRONOS ecochem. (2012). Elimination de l'hydrogène sulfuré dans le biogaz.

Le méthane: Polluant ou Ecologique. (n.d.). Retrieved from utilisation-methane.fr/gd/M-e2-thanisation.htm

Le planificateur ACONTRESENS. (2011, Aout). Retrieved from https://planificateur.acontresens.net/afrique/burkina_faso/centre/koubri/2358956.html

Lesenfants, M. (2011). *Optimisation et étude de faisabilité de l'implantation de Biodigesteurs domestiques et agricoles dans deux sous régions de la province DEssaouira (Maroc)*.

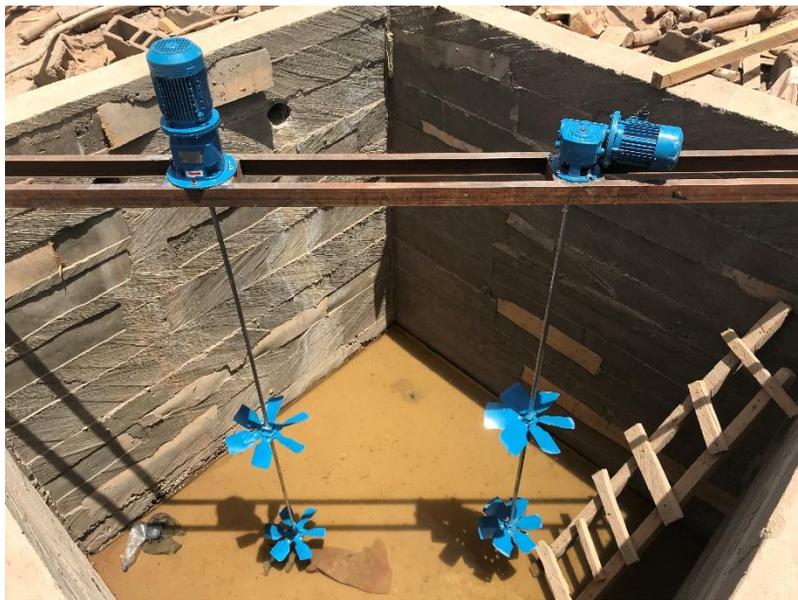
Mang, H. -P. (2010). (Biogas) lagoons.

Parker Hanin France SAS. (2018). *Système de déshumidification du biogaz*.

XII. Liste des Annexes

Annexe 1 : Fosse de Mélange	59
Annexe 2 : Digesteur de la minicentrale électrique à biogaz de Koubri.....	60
Annexe 3 : Bilan de Puissance de l'abattoir de la charcuterie moderne de Koubri	61
Annexe 4 : Références de matières méthanisables Caractéristique des eaux usées d'abattoir .	62
Annexe 5 : Représentations du digesteur	64
Annexe 6 : Guide de Choix des câbles électriques	65
Annexe 7 : Guide de choix des composantes du départ moteur.....	66
Annexe 8 : Bilan de puissance des équipements alimentés par la minicentrale électrique à biogaz	67
Annexe 9 : Grille tarifaire de la SONABEL	68
Annexe 10 : Processus de méthanisation	69
Annexe 11 : Caractérisations des matières méthanisables	70
Annexe 12 : Caractéristiques de matières méthanisables selon plusieurs auteurs	71
Annexe 13 : Caractéristiques du Groupe à biogaz	72
Annexe 14 : Plan de masse de la minicentrale	73
Annexe 15 : Déchets sur le site	74

Annexe 1 : Fosse de Mélange



Annexe 2 : Digesteur de la minicentrale électrique à biogaz de Kouabri



Annexe 3 : Bilan de Puissance de l'abattoir de la charcuterie moderne de Kouabri

Poste de consommation	Nombre	Equipements électriques	Nombre	Puissance unitaire (W)	Rendement	Facteur d'utilisation	Facteur S1	Facteur S2	Facteur S3		Puissance foisonnée(W)
Aire d'abattage	1	Lampe Fluorescente	15	36	1	1	1	1	0,78	1	421,2
		Projecteur	2	30	1	1	1	1	0,78	1	46,8
Chambre froide	4	Total	1	7460	1	1	1	1	0,78	0,5	11637,6
Direction	1	Climatiseur	2	1120	1	1	1	0,78	0,78	1	1362,816
		Lampe fluorescente	15	36	1	1	1	0,78	0,78	1	328,536
		Projecteur	3	30	1	1	1	0,78	0,78	1	54,756
		Ventilateur	6	70	0,7	1	1	0,78	0,78	1	365,04
Locale d'abattage volaille	1	Convoyeuse	1	550	0,7	0,8	1	1	0,78	1	490,2857143
		Plumeuse	4	1500	0,7	0,8	1	1	0,78	1	5348,571429
		Turbine	1	750	0,7	0,8	1	1	0,78	1	668,5714286
		Thermoplongeur	1	18000	0,8	0,8	1	1	0,78	1	14040
		Lampe fluorescente	12	36	1	1	0,63	1	0,78	1	212,2848
		Projecteur	3	30	1	1	0,63	1	0,78	1	44,226
		Pompe à eau	1	1800	0,7	0,8	0,63	1	0,78	1	1010,88
		Ventilateur	2	50	0,7	1	0,63	1	0,78	1	70,2
Unité modulaire	1	Total	1	16000	0,8	0,9	1	1	0,78	1	14040
Unité modulaire ovine	1	Total	1	9000	0,8	0,9	1	1	0,78	1	7897,5
Unité modulaire	1	Total	1	22000	0,8	0,9	1	1	0,78	1	19305
Unité modulaire	1	Total	1	10000	0,8	0,9	1	1	0,78	0	0
										Total	77344,26737

Annexe 4 : Références de matières méthanisables Caractéristique des eaux usées d'abattoir

Substrat	MS %	oMS %	Production biogaz litre/kg oMS	Taux méthane %	Production électricité (1) kWh / T MB
Lisiers					
vaches	10	80	300	55	53
génisses	8	81	450	55	64
veau	6	80	600	55	63
fruits + porcelet - 9 kg	4	85	500	60	41
porcelets (9-28 kg)	5	85	500	60	51
porcs engraissement	6	85	350	60	43
poules ponduses	18	75	500	56	151
Fumiers					
vaches	19	80	330	55	110
génisses 0,5 - 2 ans	19	80	450	55	150
veau	19	80	450	55	150
fruits + porcelet - 9 kg	22	78	450	60	185
fruits sans porcelet	22	78	500	60	206
porcelets (9-28 kg)	22	78	550	60	227
porcs engraissement	22	78	600	60	247
poulets industriels	55	70	500	62	477
poulet - tartes seches	55	75	400	62	409
dindes	55	75	350	62	358
moutons	30	80	450	55	238
chevaux	25	75	300	55	124
Produits végétaux					
ensilage maïs	33	95	650	52	424
ensilage herbe	34	85	570	54	356
ensilage herbe 1er coupe	35	85	600	55	393
ensilage herbe 2 ou 3ème coupe	37	85	500	53	333
betteraves sucrières	23	90	800	50	331
feuilles betteraves sucrières	18	75	750	54	219
potatoes de terre	20	80	700	51,5	231
céréales	86	90	760	52	1 224
maïs broyé	63	95	700	52	871
paille	85	70	200	53	252
fourmesol	27	90	650	57	360
céréales immatures	27	90	680	52	344
seigle vert / intercultures	27	90	600	54	315
déchets de pommes de terre (pdt)	22	90	760	51	307
pulpe pdt sèche	90	96	620	50	1 071
pulpe pdt humide 6% MS	6	86	670	56	77
pulpe pdt ensilé 18%MS	18	96	640	50	221
potatoes de terre broyées	88	94	730	50	1 208
amidon pdt	63	99	800	50	1 315
Épluchure pdt	10	91	650	51	121
fiente / déchets céréales	87	65	680	53	815
son de blé	87	97	750	52	1 316
enveloppes céréales	88	93	531	54	939
céréales	87	97	750	52	1 316
drèche de blé	6	94	640	59	85
colza	88	95	840	65	1 826
tourteux colza 8% huile	90	92	630	60	1 252
tourteux colza 15% huile	91	93	680	63	1 450
tourmesol (graines)	88	96	765	63	1 629
tourteux de tourmesol	91	92	600	63	1 266
lin	91	95	860	63	1 874
tourteux lin	90	93	605	60	1 215
soja (graines)	93	94	800	60	1 678
tourteux de soja	87	93	670	63	1 366
maïs broyé	88	97	690	53	1 249
gluten de maïs	90	94	640	66	1 429
blés	87	96	760	56	1 422

Substrat	MS %	oMS %	Production biogaz litre/kg oMS	Taux méthane %	Production électricité [I] kWh / T MB
Déchets végétaux					
marc de pomme	22	97	520	51	226
oignons	15	95	680	53	205
manioc broyé	88	95	740	50	1 237
carottes	12	88	760	52	167
cacaos	90	92	410	55	747
feuilles de chou	11	80	670	56	132
déchets fleurs	25	75	550	52	215
lupin sucré	87	98	780	59	1 569
citrouille	13	92	680	53	172
marc de raisin	28	75	260	56	122
déchets fruits et légumes	15	80	500	52	125
déchets légumes	15	75	500	55	124
déchets verts (pelouse)	25	90	550	54	267
Déchets animaux					
farine animale	94	80	700	70	1 474
sang séché	89	95	570	70	1 349
sang	18	96	620	70	300
contenu de rumen	15	84	480	55	133
farine de poissons	90	82	710	70	1 467
déchets de poissons séchés	92	79	630	70	1 282
poissons (autres que mammifères)	92	88	680	70	1 541
matières grasses animales 14% MS	14	91	1000	65	331
matière grasse animale 99% MS	99	99	1100	68	2 932
contenu digestif (non ruminant)	15	84	520	55	144
oeufs	25	95	800	62	471
lait	13	95	900	62	276
eaux blanches laiteries	5	92	750	53	73
poudre de lait allégé sec	91	97	720	57	1 449
petit lait	9	92	730	57	138
lait écrémé	8	92	730	59	127
eaux blanches 5% MS	5	89	740	53	70
eaux blanches 12% MS	12	89	740	53	168
fromage blanc	22	95	670	69	386
déchets fromageries	79	94	900	67	1 791
Déchets industriels					
déchets pains	65	97	760	53	1 016
glycérine	100	99	850	50	1 683
levure de bière sèche	90	90	610	61	1 206
drêche de bière sèche	90	95	520	59	1 049
levure de bière humide	10	91	660	62	149
levure de bière pressée	25	95	660	62	389
drêche de bière ensilé	26	95	550	59	321
maïse	92	93	610	57	1 190
déchets industries betteraves 20% MS	20	75	700	51	214
déchets industries betteraves sec	91	94	750	50	1 283
sucres déclassés	96	99	820	50	1 559
déchets sucreries	25	93	700	51	332
mélasse	77	90	700	52	1 009
mélasse et déchets secs	90	92	680	51	1 149
boue biologique algues	10	66	600	55	87
déchets mayonnaise	58	90	900	68	1 278
huile de cuisson	95	90	1000	68	2 326
huile végétale pure	99	99	1300	68	3 466
résidus de filtration	30	6	900	60	39
Autres déchets					
levure	90	90	600	63	1 225
jus de tas	2	75	760	58	26
graisses d'épuration eau 5% MS	5	90	1000	68	122
graisse d'épuration eau 70% MS	70	90	1001	70	1 766
nouritures - alimentation 18% MS	18	92	750	61	303

Biogaz PlanET France www.biogaz-planet.fr
 [I] 40% rendement électrique et 10 kWh/m³ méthane
 MB = matière brute, oMS = matière sèche organique

Intrants principaux		Saisir nouvelle matière première		Planificateur de matières premières 2		Potentiel de production du biogaz			
						<input type="radio"/> Default values		<input type="radio"/> User defined	
Catégorie principale	Intrants	Intrants disponibles (t/an)		COD (g/l)	COD Deg. (%)	BMP (m ³ /t COD)	CH ₄ (%)		
Eaux usées	Eaux usées des abattoirs			8,00	23%	340,00	69%		

Annexe 6 : Guide de Choix des câbles électriques

GUIDE POUR LE CHOIX D'UN CÂBLE ÉLECTRIQUE BASSE TENSION

380 volts - triphasé - Cos φ = 0,8. - CUIVRE

Longueurs maximales des liaisons, en mètres, compatibles avec une chute de tension de 5%

Puissance en Kw	Intensité en A	SECTION en mm ²																				
		1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240						
2,5	5	190	325	510	745																	
3	6	160	270	420	620																	
3,5	7	135	230	365	540	895																
4	8	120	200	320	470	785																
4,5	9	105	180	285	420	700																
5	10	96	165	255	375	630	970															
6	12	79	135	210	315	525	810															
7	14	68	115	180	270	455	700															
8	16	60	105	160	240	400	610	940														
9	18	51	92	145	215	355	550	850														
10	19		84	130	190	320	500	780														
12	23		69	110	160	265	415	640	880													
14	27			94	140	230	355	550	750													
16	31				81	120	200	315	485	655	860											
18	35					110	180	280	430	580	770											
20	38						98	160	255	390	520	690										
25	48							130	205	315	420	555	760									
30	57								170	260	355	465	640	840								
35	67									145	225	300	400	550	730							
40	76										195	260	350	480	640	745						
45	86											175	235	310	430	565	670	770				
50	95												160	215	285	385	510	600	695			
60	114													180	235	320	420	500	580	680		
70	133														200	275	365	430	495	580		
80	152															240	315	375	430	510	600	
90	171																215	280	335	385	445	535
100	150																	250	300	350	405	480
120	228																		250	290	340	400
140	266																			250	290	345
160	304																				255	300
180	342																					265

GUIDE POUR LE CHOIX D'UN CÂBLE ÉLECTRIQUE BASSE TENSION

Annexe 7 : Guide de choix des composantes du départ moteur

De 0,06 à 110 kW sous 400/415 V

Disjoncteurs-moteurs magnéto-thermiques
 ■ GV2-P : voir page A331.
 ■ GV7 : voir page A346.

Contacteurs
 ■ LC1-D : voir page A244.
 ■ LC1-F : voir page A276.
 Pour 2 sens de marche, dans le tableau ci-dessous, remplacer LC1 par LC2.

GV7-RS + LC1-D

puissances normalisées des moteurs triphasés
 50/60 Hz en catégorie AC-3

400/415 V						440 V						500 V						disjoncteur référence	domaine de réglage des déclencheurs thermiques A	contacteur référence
P kW	I _e A	I _q (1) kA	P kW	I _e A	I _q (1) kA	P kW	I _e A	I _q (1) kA	P kW	I _e A	I _q (1) kA	P kW	I _e A	I _q (1) kA						
0,06	0,22	130	0,06	0,19	130							GV2-P02	0,16...0,25	LC1-D09						
0,12	0,42	130	0,09	0,28	130							GV2-P03	0,25...0,4	LC1-D09						
0,18	0,6	130	0,12	0,37	130							GV2-P04	0,4...0,63	LC1-D09						
0,25	0,88	130	0,18	0,55	130							GV2-P05	0,63...1	LC1-D09						
0,37	0,98	130	0,25	0,76	130							GV2-P06	1...1,8	LC1-D09						
0,55	1,5	130	0,37	0,99	130	0,37	1	130	0,55	1,21	130	GV2-P06	1...1,6	LC1-D09						
0,75	2	130	0,55	1,36	130	0,75	1,5	130	1,1	2	130	GV2-P07	1,6...2,5	LC1-D09						
1,1	2,5	130	0,75	1,68	130	1,1	2	130	1,5	2,6	130	GV2-P08	2,5...4	LC1-D18						
1,5	3,5	130	1,1	2,37	130	1,5	3,08	130	2,2	3,8	130	GV2-P10	4...6,3	LC1-D18						
2,2	5	130	1,5	3,08	130	2,2	4,42	130	3	5	130	GV2-P10	4...6,3	LC1-D25						
3	6,5	130	2,2	4,42	130	3	5,77	130	4	6,5	50	GV2-P14	6...10	LC1-D18						
4	8,4	130	3	5,77	130	4	7,9	130	5,5	9	50	GV2-P14	6...10	LC1-D25						
5,5	11	130	4	7,9	130	5,5	10,4	50	7,5	12	10	GV2-P16	9...14	LC1-D25						
7,5	14,8	50	5,5	10,4	50	7,5	13,7	50	9	13,9	10	GV2-P16	9...14	LC1-D32						
9	18,1	50	7,5	13,7	50	9	16,9	20	11	18,4	6	GV2-P20	13...18	LC1-D25						
11	21	50	9	16,9	20	11	20,1	20	15	23	6	GV2-P21	17...23	LC1-D25						
15	28,5	70	11	20,1	20	15	26,5	65	18,5	28,5	50	GV2-P21	17...23	LC1-D32						
18,5	35	70	15	26,5	65	18,5	32,8	65	22	33	50	GV2-P22	20...25	LC1-D25						
			22	32,8	65	22	39	65	30	45	50	GV2-P22	20...25	LC1-D32						
			30	45	65	30	49	65	37	55	50	GV7-RS40	25...40	LC1-D90						
			37	55	65	37	64	65	45	65	50	GV7-RS40	25...40	LC1-D90						
			45	65	65	45	76	65	55	80	50	GV7-RS50	30...50	LC1-D90						
			55	80	65	55	89	65	75	100	50	GV7-RS90	48...80	LC1-D90						
			75	100	65	75	125	65	90	129	50	GV7-RS50	30...50	LC1-D90						
			90	129	65	90	148	65	110	156	50	GV7-RS90	48...80	LC1-D90						
			110	156	65	110	178	65	132	187	50	GV7-RS90	48...80	LC1-D90						
			132	187	65	132	215	65	160	230	50	GV7-RS90	48...80	LC1-D90						
			160	230	65	160	265	65				GV7-RS100	60...100	LC1-D115						
												GV7-RS100	60...100	LC1-D115						
												GV7-RS150	90...150	LC1-D156						
												GV7-RS220	132...220	LC1-F165						
												GV7-RS220	132...220	LC1-F225						
												GV7-RS220	132...220	LC1-F265						

Annexe 8 : Bilan de puissance des équipements alimentés par la minicentrale électrique à biogaz

Poste de consommation	Nombre	Equipements électriques	Nombre	Puissance unitaire (W)	Facteur de démarrage	Rendement	Facteur d'utilisation	Facteur S1	Facteur S2	Facteur S3		Puissance foisonnée(W)	Puissance de démarrage foisonnée(W)	
Chambre froide	4	Total	1	7460	1	1	1	1	1	1	0,5	14920	14920	
Direction	1	Climatiseur	2	1120	4	1	1	1	0,78	1	1	1747,2	6988,8	
		Lampe fluorescente	15	36	1	1	1	1	0,78	1	1	421,2	421,2	
		Projecteur	3	30	1	1	1	1	0,78	1	1	70,2	70,2	
		Ventilateur	6	70	2	0,7	1	1	0,78	1	1	468	936	
Locale d'abattage volaille	1	Convoyeuse	1	550	2	0,7	0,8	1	1	1	1	628,5714286	1257,142857	
		Plumeuse	4	1500	2	0,7	0,8	1	1	1	1	6857,142857	13714,28571	
		Turbine	1	750	2	0,7	0,8	1	1	1	1	857,1428571	1714,285714	
		Thermoplongeur	1	18000	3	0,8	0,8	1	1	1	0	0	0	
		Lampe fluorescente	12	36	1	1	1	0,63	1	1	1	272,16	272,16	
		Projecteur	3	30	1	1	1	0,63	1	1	1	56,7	56,7	
		Pompe à eau	1	1800	2	0,7	0,8	0,63	1	1	1	1296	2592	
Ventilateur	2	50	2	0,7	1	0,63	1	1	1	90	180			
Charges mini-centrale	1	Moteur reducteur 1	1	1100	2	0,7	0,8	1	0,78	1	1	980,5714286	1961,142857	
		Moteur reducteur 2	1	750	2	0,7	0,8	1	0,78	1	1	668,5714286	1337,142857	
		Pompe	2	600	2	0,7	0,8	1	0,78	1	1	1069,714286	2139,428571	
		Surpresseur	1	750	2	0,7	0,8	1	0,78	1	1	668,5714286	1337,142857	
		Souffleur	2	1600	2	0,7	0,8	1	0,78	1	0,5	1426,285714	2852,571429	
												Total	32498,03143	52750,20286

Annexe 9 : Grille tarifaire de la SONABEL

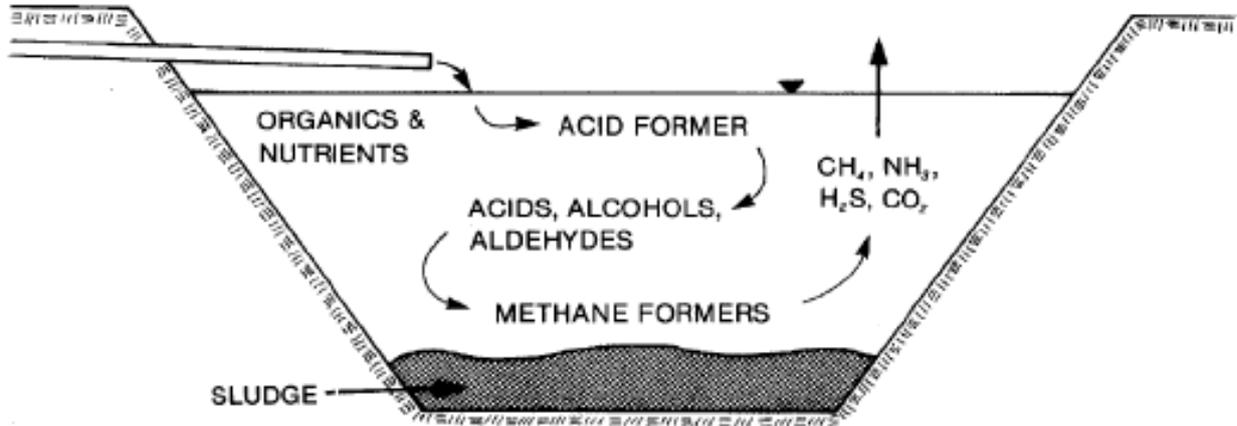
SOCIÉTÉ NATIONALE D'ÉLECTRICITÉ DU BURKINADEPANNAGE OUAGA / BOBO
80 00 11 30 (N° GRATUIT)Société d'Etat au capital de 63. 308.270.000 Francs CFA
Siège social : 66, Avenue de la Nation
01 B.P. 54 Ouagadougou 01
Tél. : (226) 25 30 61 00 / 02 / 03 / 04 / Fax : (226) 25 31 03 40
Site web : www.sonabel.bfDEPANNAGE OUAGA
25 31 37 20**GRILLE TARIFAIRE**

Arrêté n°2015-00-014/MME/MEF/MICA du 06 octobre 2015 et Arrêté n°06-089/MCPEA/MMCE/MFB du 23 août 2006 et son modificatif n°08-013/MMCE/MEF/MCPEA du 16 octobre 2008

TENSION	Catégories et tranches tarifaires	FACTURATION DES CONSOMMATIONS (en FCFA)			FRAIS D'ABONNEMENT (en FCFA)							
		Tarifs du kWh			Redevance	PRIME FIXE	Avance sur Consommation	Frais ET&S polioie et de pose	Timbres	Liasces	TOTAL Abonnement	
B A S E T E N S I O N	I) USAGE DOMESTIQUE PARTICULIERS ET ADMINISTRATION	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3								
	Tarif type A (monophasé)	0 à 75 kWh	76 à 100 kWh	plus de 100 kWh	138	1 132	0	3 375	691	400	108	4 574
	1 à 9A	75	128									
	Tarif type B (monophasé)	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3								
	0 à 60 kWh	61 à 200 kWh	plus de 200 kWh									
	6A	96	102		109	457	1 774	8 175	691	400	108	9 374
	10A	96	102		109	457	3 548	16 350	691	400	108	17 549
	16A	96	102		109	457	5 322	24 525	691	400	108	25 724
	20A	96	102		109	764	7 096	32 700	691	400	108	33 899
	26A	96	102		109	764	8 870	40 875	691	400	108	42 074
30A	96	102		109	764	10 644	49 050	691	400	108	50 249	
B T	II) USAGE DOMESTIQUE ET FORCE MOTRICE PARTICULIERS ET ADMINISTRATION	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3								
	Tarif type C (triphase)	0 à 60 kWh	61 à 200 kWh	plus de 200 kWh								
	10A	96	108		114	1 226	10 613	51 300	1 380	400	108	53 168
	16A	96	108		114	1 226	15 918	76 950	1 380	400	108	78 838
	20A	96	108		114	1 373	21 224	102 600	1 380	400	108	104 488
	26A	96	108		114	1 373	26 531	128 250	1 380	400	108	130 138
DOUBLE TARIF	III) B.T. / TARIFS HORAIRE PARTICULIERS ET ADMINISTRATION	Heures de pointe (10h à 14 h et 18h à 19h)	Heures pleines (0h à 10h, 14h à 18h et 19h à 0h)									
	Tarif type D1 Non industriel	165	88	8 538	34 582 FCFA par kW par an	PS X 100 X 165		1 380	4 000	108		
	Tarif type D2 Industriel	140	75	7 115	28 818 FCFA par kW par an	PS X 100 X 140		1 380	4 000	108		
MOYENNE TENSION (MT)	IV) M.T. / TARIFS HORAIRE PARTICULIERS ET ADMINISTRATION	Heures de pointe (10h à 14 h et 18h à 19h)	Heures pleines (0h à 10h, 14h à 18h et 19h à 0h)									
	Tarif type E1 Non industriel	139	64	8 538	70 826 FCFA par kW par an	PS X 100 X 139		1 380	4 000	108		
	Tarif type E2 Industriel	118	54	7 115	64 387 FCFA par kW par an	PS X 100 X 118		1 380	4 000	108		
INDUSTRIES EXTRACTIVES ET HAUTE TENSION (HT)	V) H.T. / TARIFS HORAIRE PARTICULIERS	Heures de pointe (10h à 24 h)	Heures pleines (0h à 10h)									
	Tarif type G	140	70	7 115	64 387 FCFA par kW par an	PS X 100 X 118		1 380	4 000	108		
ECLAIRAGE PUBLIC Tarif type F	6A - 16A mono	122		381								
	20A et plus mono	122		637								
	10A - 16A triphasé	122		1 022								
	20A et plus triphasé	122		1 144								

ENSEMBLE, AU SERVICE D'UNE GRANDE AMBITION!

Degradation of organic compounds



Annexe 11 : Caractérisations des matières méthanisables

Tableau 15 : Tableau de détermination de %MS et de %MOS

	Masse creuset	Masse brute	Masse sèche	Masse Minérale	Masse Organique
Eaux usées triperies	64,43	20,81	1,5	0,37	1,13
Sang mélangé	71,46	17,43	0,14	0,04	0,1
Contenu Bovin	62,22	16,1	1,96	0,36	1,6
Contenu Ovin	65,02	22,09	2,1	0,37	1,73
Contenu Porcin	68,99	19,36	3,86	0,8	3,06
Contenu ancien	63,89	14,07	1,86	0,46	1,4

Tableau 16 : Tableau de détermination des masses volumiques

	Masse (g)	Volume(ml)	Masse volumique (kg/m ³)
Eaux usées triperies	7,04	8	880
Sang mélangé	8,85	10	885
Contenu ovin	7,88	9	875,56
Contenu Bovin	5,91	7	844,29
Contenu Porcin	9,18	8	1147,5



Figure 21 : FOUR



Figure 22 : PH-mètre

Annexe 12 : Caractéristiques de matières méthanisables selon plusieurs auteurs

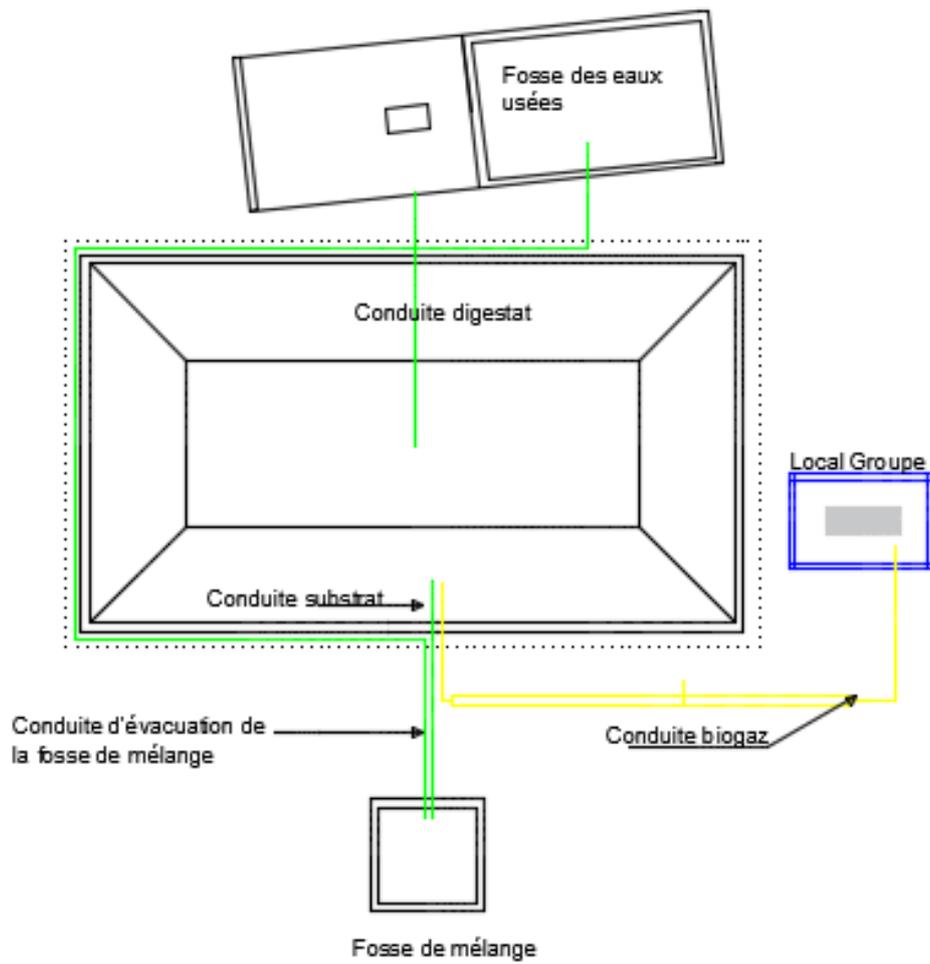
Auteurs	substrats	pH	Matière sèche	Matière volatile	DCO	Production de méthane	Production de biogaz
CAFIPOC, 1996	Lisier de porc	-	1% à 15%	-	22 000 mg/l à 169 000 mg/l	0,3 à 0,6 m ³ CH ₄ /kg de MS avec 55% à 75% de CH ₄ dans le biogaz	0,55 à 0,8 m ³ /kg de MS
Coudure et Castaing (1997)	Lisier de porc	6,78 à 7,36 à l'entrée et 7,42 à 7,89 à la sortie	1,93% à 6% à l'entrée et 1,62% à la sortie	-	14000 mg/l à 60600 mg/l à l'entrée et 11000mg/l à 26900 mg/l Elimination de 30% à 70%de DCO	0,35m ³ CH ₄ /kg DCO dégradé	-
Seydoux et al, (2005)	Lisier de porc	-	7,1%	-	-	-	-
Moller et al (2004) et Frazier et al.(2006)	Lisier de porc	-	10%	80,5%	-	60% à 70% soit 1,44 m ³ /kg à 1,96 m ³ /kg de substrat	2,4 m ³ /kg à 2,8 m ³ /kg de substrat
M'sadak et al, 2010	bouse de vache	6,5 et 7,2	9,4 - 31%	-	-	-	-
I Tou et al, 2001	-	-	-	-	-	0,2 m ³ /kg MS	-
Al seadi (2001)	Lisier de porc	-	-	70-80%	-	0,25-0,50 m ³ /Kg MVS	-
Al seadi (2001)	Bouse de vache	-	-	80%	-	0,20-0,30 m ³ /Kg MVS	-

Annexe 13 : Caractéristiques du Groupe à biogaz

2. Main Specifications			
Model	HTG-50GF	Rated current	90A
Rated power	50kW/63kVA	Power factor	0.8
Standby power	55kW/69kVA	Controller	Auto PLC controller
Rated voltage	400V/230V	Speed Governor	Electric control
Rated frequency	50Hz	Fuel	Bio gas
Rated speed	1500 rpm	Gas Consumption	0.6m ³ /kW·h

10. Gas Required
1) Gas Pressure range 0.8-30kpa; Ambient temperature: <40°C; Sea level: < 1000m; Humidity ratio: <60%.
2) More than 55% CH ₄ Content, No H ₂ O, H ₂ S<20ppm, Dust<5µm, Tar<10ppm
3) Lubricating oil: 15w/40CD/F suggested.

Annexe 14 : Plan de masse de la minicentrale



Annexe 15 : Déchets sur le site



Figure 23 : Fumier de panses



Figure 24 : Os brulés et Cornes