



**WORLD BANK GROUP**

**Hybridation de la Mine d'or de Banfora au  
Burkina Faso**

**Étude de pré faisabilité**

**RAPPORT DE CONCEPTION TECHNIQUE**

10/12/2019



**ILF CONSULTING ENGINEERS**



**CONSULTING  
ENGINEERS**

Werner-Eckert-Str. 7, 81829 Munich,  
GERMANY

Phone: +49-89-25 55 94 - 0

Fax: +49-89-25 55 94 - 144

E-mail: [info.muc@ilf.com](mailto:info.muc@ilf.com)

### REVISION

0	10/12/2019	Version initiale	TdV	SFo	DPu
Rev.	Date	Version, modifications	Préparé	Vérifié	Approuvé

## TABLE DES MATIERES

1	INTRODUCTION	7
	1.1 Définitions et Abréviations	7
	1.2 Introduction	9
2	PROFIL DE LA MINE DE BANFORA	10
	2.1 Profil de la demande électrique	10
	2.2 Production HFO actuelle	11
3	GISEMENT SOLAIRE	14
	3.1 Informations générales sur l'irradiation solaire	14
	3.2 Sources des données utilisées	16
	3.3 Données pour la centrale PV de Teranga Gold Mine	17
	3.3.1 Localisation du site potentiel étudié	17
	3.3.2 Irradiation globale horizontale (GHI)	19
	3.3.3 Irradiation diffuse horizontale (DHI)	20
	3.3.4 Température	21
	3.3.5 Vitesse de Vent	21
4	OPTIMISATION DE LA CENTRALE	22
	4.1 Etude préliminaire de E&Y	22
	4.1.1 Contexte	22
	4.1.2 Résultats de l'étude	23
	4.1.3 Observations principales	23
	4.2 Objectif du design	24
	4.3 Hypothèses et paramètres de l'étude	24
	4.3.1 Paramètres clefs et impacts	24
	4.3.2 Hypothèses technico-économiques spécifiques aux simulations	26
	4.3.3 Autres hypothèses et paramètres de l'étude	27
	4.4 Résultats technico-économique des simulations	29
	4.4.1 Résultats énergétiques et calculs du LCoE préliminaires	29
	4.4.2 Comparaison du LCoE du point de vue de l'IPP	32
	4.5 Centrale solaire proposée	34

4.5.1	Dimensionnement	34
4.5.2	Performances et mix énergétiques	34
5	CONCEPTION TECHNIQUE ET CONFIGURATION DE LA CENTRALE	36
5.1	Configuration générale de la centrale	36
5.2	Caractéristiques techniques de la centrale	37
5.3	Mode opératoire	38
5.4	Système SCADA	41
5.5	Bilan énergétique de la centrale	43
5.5.1	Hypothèses	43
5.5.2	Simulation numérique du productible	43
5.6	Technologies recommandés (modules, onduleurs, batteries, structures)	44
5.6.1	Modules PV	44
5.6.2	Onduleurs PV	45
5.6.3	Batterie de stockage	47
5.6.4	Onduleurs de Batterie	51
5.6.5	Fondations et structures porteuses	52
6	SOLUTION DE RACCORDEMENT DE LA CENTRALE PV/BESS	53
6.1	Poste de livraison de la Centrale PV/BESS	54
6.2	Raccordement au réseau de la Mine	54
6.3	Raccordement au réseau public d'électricité	55
6.3.1	Aperçu du réseau interconnecté dans le Sud-Ouest de Burkina Faso	55
6.3.2	Raccordement au réseau public d'électricité à Banfora	57
7	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	58

## FIGURES

Figure 1: Profil de la demande électrique de la Mine

Figure 2 : Carte du périmètre de la Mine et emplacement de la centrale HFO (source : Teranga Gold Mine)

Figure 3 : Vues de la centrale thermique existante et du stockage HFO

Figure 4: Irradiation globale horizontale (GHI)

Figure 5: Composantes de l'Irradiation Globale Horizontale

Figure 6 : Carte du potentiel solaire au Burkina Faso (Source: SolarGIS)

Figure 7: Irradiation globale horizontale moyenne mensuelle

Figure 8: Irradiation diffuse horizontale moyenne mensuelle

Figure 9: Température moyennes mensuelles

Figure 10: Vitesse de vent moyenne à 10m

Figure 11: Part d'énergie renouvelable de la consommation de la Mine, années 1 et 4

Figure 12: Excès d'énergie PV, année 1 (énergie perdue) et année 4 (énergie injectée sur réseau)

Figure 13: LCOE préliminaire (sans le CAPEX de la ligne 132 kV)

Figure 14: LCOE préliminaire (avec le CAPEX de la ligne 132 kV)

Figure 15: Evolution du mix énergétique de la Mine au cours du temps

Figure 16: Schéma de principe de la centrale hybride PV/Batteries/HFO pour la Mine Teranga

Figure 17: Exemple de répartition de la puissance - semaine type – Phase 2 (simulation pour la centrale proposée 30MWc – 50MWh)

Figure 18: Concepts d'onduleurs central et de chaîne

Figure 19 : Comparaison des ESS par niveau de puissance et d'énergie (source: Fraunhofer ISE)

Figure 20: Impacte du SOC et de la temperature sur la durée de vie calendaire et en cycles de charge/décharge (Source: Aachen University)

Figure 21: Fondations par pieux battus, vis et bandes de béton

Figure 22: Tableau de génération de la Mine avec disjoncteur de réserve

Figure 23 Schéma unifilaire du réseau HTA/HTB dans le Sud-Ouest de Burkina Faso (extrait du plan réseau national de SONABEL, 2016 donné en Annexe 1)

## TABLEAUX

Tableau 1: Caractéristiques principales des groupes de générateurs HFO

Tableau 2: Irradiation globale horizontale moyenne mensuelle

Tableau 3: Irradiation diffuse horizontale moyenne mensuelle

Tableau 4: Température moyennes mensuelles

Tableau 5: Vitesse de vent moyenne à 10m

Tableau 6: Paramètres clefs et impacts

Tableau 7: Estimation préliminaire CAPEX/OPEX pour PV et Batterie

Tableau 8 : Hypothèses et paramètres de l'étude

Tableau 9: Surface nécessaire pour la centrale PV + batterie (estimation préliminaire)

Tableau 10: Caractéristiques techniques principales de la centrale hybride

Tableau 11 : Comparaison des deux concepts d'onduleurs

Tableau 12 : Inconvénients des 3 types de fondations

Tableau 13: Caractéristiques techniques des ligne 225kV Ferkessédougou - Kodéni

Tableau 14: Principaux résultats de la configuration hybride recommandée

## **ANNEXES**

Annexe 1 Plans et schémas unifilaires

Annexe 2 Simulation pour la centrale solaire de 30MWc et 50MWh

Annexe 3 Simulation PVSYST

Annexe 4 Documents référencés

## 1 INTRODUCTION

### 1.1 Définitions et Abréviations

<b>Définition</b>	<b>Description</b>
Client	Le Groupe Banque Mondiale
Consultant	ILF Consulting Engineers GmbH
E&Y	Ernst & Young
Mine	Teranga / Wahgnion / Banfora Gold Mine
SONABEL	Société Nationale d'Electricité du Burkina Faso

<b>Abréviation</b>	<b>Description</b>
BESS	Battery Energy Storage System
CAPEX	Dépenses d'investissement de capital (« Capital Expenditure »)
Excès RE	Surplus d'énergie de source renouvelable, ici de la centrale photovoltaïque
HTA	Haute Tension A (correspondant à la moyenne tension de 1kV à 50kV en AC)
HTB	Haute Tension B (correspondant à la haute tension >50kV en AC)
IPP	« Independent Power Producer », producteur indépendant d'énergie
LCOE	Coût actualisé de génération de l'électricité (« Levelized Cost Of Electricity »)
m-Si	monocristallin
MWc	Mega Watt crête (puissance sous conditions STC)
O&M	Opération et Maintenance
OPEX	Dépenses d'exploitation (Operating Expenditure)
P50	Probabilité 50%: 50% de probabilité que la valeur « réelle » de radiation solaire soit supérieure à la valeur présentée
P90	Probabilité 90%: 90% de probabilité que la valeur « réelle » de radiation solaire soit supérieure à la valeur présentée
p-Si	polycristallin
PV	Photovoltaïque
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System

<b>Abréviation</b>	<b>Description</b>
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Partenariat Public Privé
SCADA	Système de Contrôle et d'Acquisition de Données
SOC	« State of Charge », Etat de charge d'une batterie
TDR	Termes de Références
TMY	Typical Meteorological Year
UTM	Universal Transverse Mercator
WAPP	« West African Power Pool », Système d'échanges d'énergie électrique Ouest Africain (EEEOA)



## 1.2 Introduction

Le gouvernement du Burkina Faso, avec le soutien de la Banque mondiale, élabore une stratégie visant à utiliser les mines comme clients d'ancrage pour développer la production d'énergies renouvelables à moindre coût tout en soutenant ses objectifs d'électrification.

En 2018, la Banque mondiale a commencé à travailler avec la SONABEL et le ministère de l'Énergie sur une structure technique, financière et institutionnelle pouvant être mise en place pour utiliser les mines comme clients d'ancrage.

La présente étude de préfaisabilité, commandée par la Banque Mondiale et pour laquelle ILF agit en qualité d'ingénieur-conseil, fait partie d'un programme visant à évaluer la structuration technique et institutionnelle optimale pour l'électrification des mines au Burkina Faso à travers l'étude de cas de la mine d'or de Banfora.

Une première pré-étude de cadrage en deux phases a été réalisée en 2018 par Ernst & Young (E&Y) qui a fourni un pré-design de la centrale et surtout recommandé le montage contractuel possible entre SONABEL, la Mine et le l'opérateur IPP de la centrale solaire. L'étude recommande une solution technique hybride (centrale solaire PV combinée avec un parc de batteries « BESS »), fournissant jusqu'à 55% des besoins de la Mine, les 45% restants étant issus d'une centrale au fioul lourd (HFO) appartenant à la société minière et / ou du réseau national, réduisant les émissions de GES et soutenant les objectifs de réduction des émissions du Burkina Faso. La structure institutionnelle proposée par l'étude E&Y permet :

- à SONABEL, entreprise d'État, d'acheter l'électricité au producteur indépendant d'énergie (IPP) de la centrale PV via un Contrat d'Achat d'Énergie (CAE), de gagner la Mine en tant que grand consommateur solvable soutenant les états financiers de SONABEL, tout en augmentant la part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique du Burkina. La SONABEL
- de piloter un processus novateur d'appel d'offres pour sélectionner un producteur indépendant (IPP) qui signerait un contrat d'achat d'électricité avec SONABEL, mais en vertu duquel la solvabilité de la Mine est utilisée à des fins de garantie de liquidité et de résiliation;
- et d'utiliser la Mine comme client d'ancrage pour soutenir l'électrification rurale et l'extension du réseau.

La présente étude de préfaisabilité « Hybridation de la Mine d'or de Banfora au Burkina Faso » va plus loin dans le concept technique proposé, identifie les sites appropriés pour la mise en œuvre du projet ainsi que présente l'optimisation technico-économique du système hybride prenant en compte les contraintes d'exploitation et de fiabilité qu'une telle centrale doit fournir à un client important tel qu'une mine.

Le présent rapport s'inscrit dans le cadre de cette étude de pré faisabilité. L'objectif de ce rapport est de présenter les résultats préliminaires de l'étude de conception technique de la centrale solaire PV/BESS et de son interconnexion avec la Mine et le réseau SONABEL.

Le rapport présente en particulier :

- La situation actuelle du système de production électrique de la Mine (Chapitre 2);
- L'évaluation du gisement solaire dans la zone du projet afin de calculer le potentiel de génération d'électricité (productible) P50 et P90 (Chapitre 3) ;
- Les simulations de conception d'une centrale BESS et son optimisation technico-économique (Chapitre 4) ;
- La configuration de la centrale PV/BESS proposée et sa conception technique avec le choix des composants recommandés (Chapitre 5) ;
- Une proposition de raccordement de la centrale PV/BESS au réseau public d'électricité de SONABEL (Chapitre 6).

## 2 PROFIL DE LA MINE DE BANFORA

### 2.1 Profil de la demande électrique

- La Mine a été mise en service en août 2019.
- Les équipements de la Mine sont composés essentiellement de moulins et de broyeurs, avec une capacité journalière de ~10 tonnes de matières premières à broyer (soit 3,6 tonnes d'or par an avec 1,04gr d'or par tonne).
- L'usine fonctionne 24h/7 avec un niveau de consommation relativement stable.
- Malheureusement, aucune donnée sur le profil de la consommation n'est disponible : le système Scada n'est pas encore installé, les compteurs de fuel sont défectueux et doivent être remplacés, etc.
- La demande continue est estimée à 8,5 MW et la pointe à 13 MW. La puissance minimum retenue pour le design est de 3 MW (mode dégradé de la Mine). Voir ci-dessous.
- La Mine estime que le nombre d'heures de fonctionnement annuel de la Mine est de 8000h, soit une indisponibilité de 760h (10%) pour les maintenance et réparations.
- La seule variation de charge prévisible est de 200 à 300 kW pour le camp résidentiel (demande de pointe = 650 kW, essentiellement due aux horaires de lessive et de cuisson en milieu de matinée).

- Toutes les autres variations dépendent du process de la Mine et cela dépend du type de minerai extrait et traité. Des pointes de démarrage surviennent lors du redémarrage des moulins (1MW) et broyeurs (350kW) suite à un incident ou un entretien. Ces variations imprévisibles de la charge du process peuvent atteindre 1 MW.
- Par ailleurs, il n'y a aucune possibilité de transfert de charge, même pour le pompage d'eau.
- La consommation annuelle moyenne de 73 GWh/an telle qu'annoncée dans l'étude E&Y a été confirmée par la Mine.
- Faute de plus de détails sur la consommation de la Mine (le système SCADA de la Mine n'étant pas encore opérationnel), le profil considéré pour le design technique est le suivant :

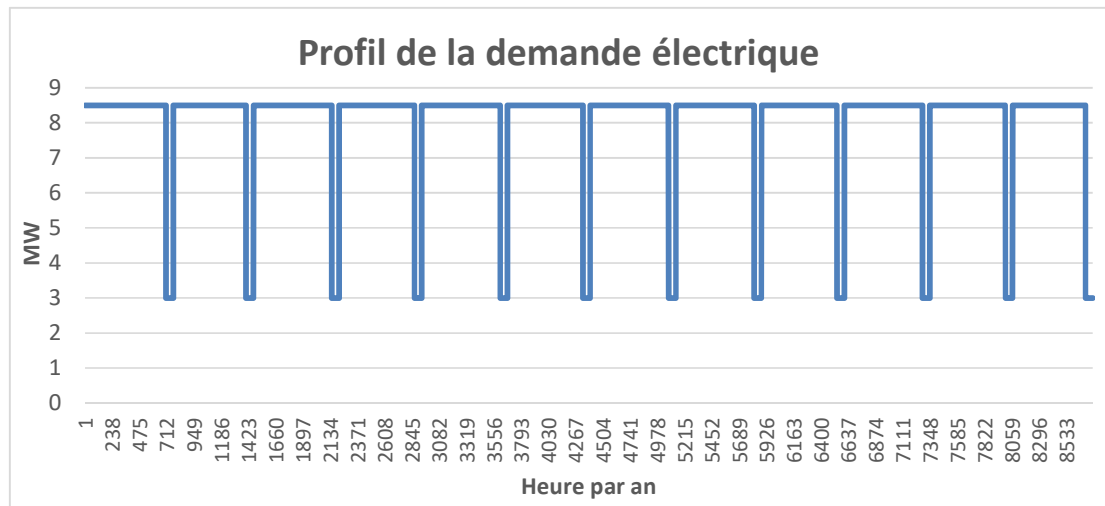


Figure 1: Profil de la demande électrique de la Mine

## 2.2 Production HFO actuelle

La centrale HFO de la Mine (Figure 3) est située dans la périmètre de la Mine, indiquée par le cercle rouge sur la Figure 2.

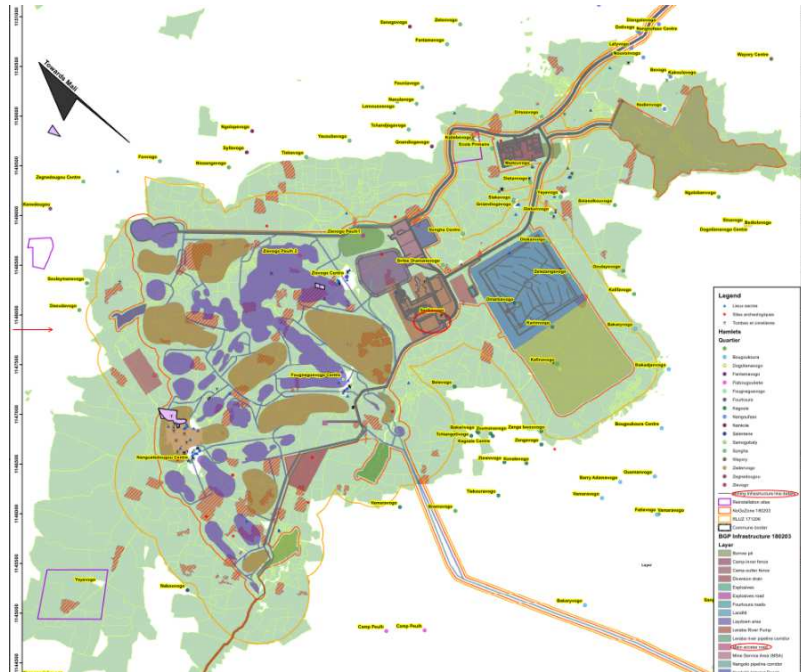


Figure 2 : Carte du périmètre de la Mine et emplacement de la centrale HFO (source : Teranga Gold Mine)



Figure 3 : Vues de la centrale thermique existante et du stockage HFO

Le parc thermique de la Mine est constitué de 9 générateurs HFO/diesel :

- 6 unités CAT MAK 8CM32 de 3,2MW (à 45°C) – Medium speed, pour la charge continue (base load);
- 3 unités CAT 3516 de 1,4MW – High speed, en réserve pour le démarrage des charges ou les situations d'urgence.

Les caractéristiques principales des groupes de 3,2MW sont résumées dans le tableau suivant :

	Unité	Valeur	Source	Commentaires
Capacité max du générateur à 45°C (design)	MW	3,2	Fiche technique constructeur CAT et confirmation Teranga Mine	
Taux de charge minimum de fonctionnement	% de Pnom	30%	Fiche technique constructeur CAT	
Consommation spécifique de HFO selon fabricant @45°C :				
@ 100% load	g/kWh	188.9	Fiche technique constructeur CAT	(consommation, sortie alternateur)
@ 75% load	g/kWh	192.5		
@ 50% load	g/kWh	210.7		
@ 25% load	g/kWh	N/A		
Consommation spécifique de HFO réelle @45°C (toutes pertes incluses et tolérance 5% selon ISO 3046) :				
@ 100% load	g/kWh	212.8	Estimation ILF	incluant toutes les pertes sur groupes HFO (pompes, dégradation moteurs, aeroréfrigérant, qualité HFO, etc.) et tolérance 5%
@ 75% load	g/kWh	218.13		
@ 50% load	g/kWh	241.57		
@ 25% load	g/kWh	279.63		
Performance des groupes : montée en charge				
Temps de démarrage/ préchauffage standard	minutes	5	Teranga, Email de Craig Arnold du 09.10.2019	Pas de préchauffage de l'eau, mais les moteurs restent en veille et sont prêts pour un démarrage rapide. • Du début à la pleine vitesse à vide: 1.5min • environ 3 minutes d'attente supplémentaires avant de charger le générateur pour éviter les contraintes thermiques
Charge max par minute (load steps)	%/min	10%		

	Unité	Valeur	Source	Commentaires
				- 150 kW / sec / générateur est normalement possible (à vérifier avec les spécifications du CAT et des produits similaires)
Temps min pour la pleine charge	min	15		

Tableau 1: Caractéristiques principales des groupes de générateurs HFO

### 3 GISEMENT SOLAIRE

Ce chapitre présente les données de radiations solaire et données météorologiques pour la future centrale PV de la Mine Teranga Gold au Burkina. Ces données seront utilisées dans la suite de l'étude pour le dimensionnement de la centrale et les calculs de productibles.

#### 3.1 Informations générales sur l'irradiation solaire

La carte d'irradiation solaire ci-dessous fourni une vision générale de l'irradiation globale horizontale (GHI en anglais) dans le monde, où on peut voir que le Burkina se situe dans l'une des parties les plus ensoleillées du monde avec des valeurs exceptionnelles de plus de 2.000 kWh/m<sup>2</sup>/an.

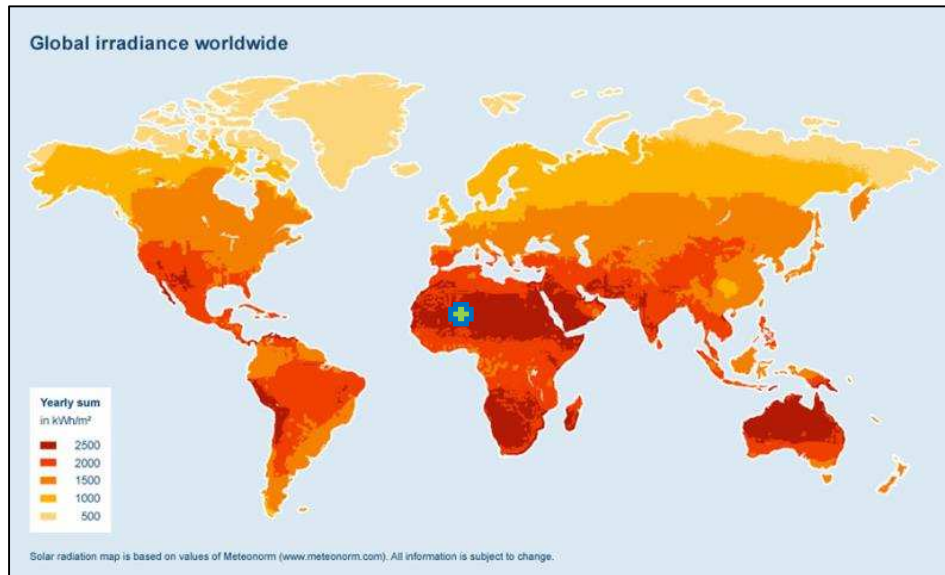


Figure 4: Irradiation globale horizontale (GHI)

Les données de radiation solaire sont l'un des paramètres les plus importants pour évaluer la faisabilité et la rentabilité d'un projet de centrale PV et d'en dimensionner au mieux les

principaux composants (modules, onduleurs etc.). Les paragraphes ci-dessous présentent les principales informations pour comprendre les données présentées dans ce rapport.

La radiation solaire globale est une énergie se propageant par ondes courtes. Elle atteint la surface de la terre après absorption et diffusion lors de sa traversée de l'atmosphère. L'Irradiation Globale Horizontale (GHI) comprend 3 composants qui sont représentées sur la figure ci-dessous :

- *Irradiation Directe* – la partie du rayonnement qui atteint la surface de la terre sans altération par diffusion ou réflexion. Cette composante est nulle lorsque le soleil est caché par un bâtiment ou par un nuage épais.
- *Irradiation Diffuse* – la partie du rayonnement reçu par la voûte céleste dans son ensemble c'est à dire qui est réfléchi ou diffusés par les obstacles de l'atmosphère (particules, nuages, aérosols etc.).
- *Irradiation Réfléchie* – la partie du rayonnement réfléchi par le sol et l'environnement (lié à l'albédo du sol / de l'environnement). Cette composante est nulle sur un plan horizontal.

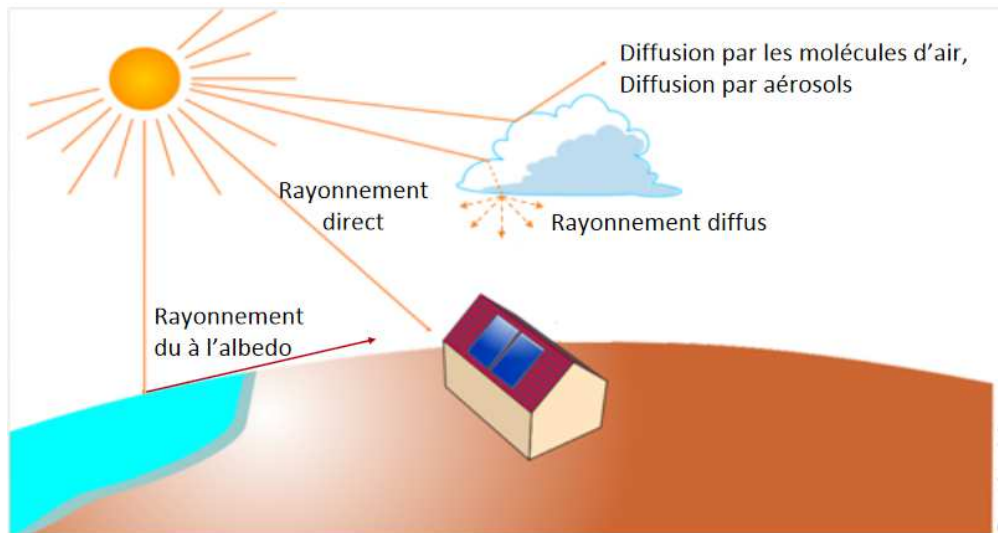


Figure 5: Composantes de l'Irradiation Globale Horizontale

De hauts niveaux de radiation directe prévalent dans les régions des tropiques et dans les déserts où l'air contient des faibles teneurs en vapeur d'eau et en gaz. La pollution atmosphérique liée à l'activité humaine (industrie, trafic automobile etc.) ainsi que la présence importante de vapeur d'eau dans l'air (région équatoriales, zones côtières, etc.) sont des facteurs importants réduisant la radiation solaire directe et par conséquent d'augmentation de la partie diffuse du rayonnement.

Il est important de noter que la part d'irradiation directe est déterminante pour la rentabilité d'un projet de centrale solaire à concentration (PV ou thermodynamique) pour lesquelles seule l'irradiation directe pourra effectivement être convertie en électricité. Cependant,



pour les projets de centrales PV, la part d'irradiation directe joue un rôle mineur dans l'énergie produite par la centrale PV.

### 3.2 Sources des données utilisées

Les sous-chapitres qui suivent présentent les valeurs de données météorologiques pour le site de la centrale PV à proximité de la Mine qui seront utilisées pour les dimensionnement et calculs de productibles pour la centrale PV de la Mine, à savoir :

- Irradiation solaire globale horizontale (GHI), en kWh/m<sup>2</sup>
- Irradiation solaire diffuse (DHI), en kWh/m<sup>2</sup>
- Température, en °C
- Vitesse de vent à 10m, en m/s

Les données de températures et de vitesse de vent ont une influence importante sur la température des modules PV en fonctionnement, dont les performances se dégradent linéairement en fonction de cette température (à des coefficients différents selon la technologie de modules PV et le type de module).

Dans ce rapport sont présentées plusieurs sources satellitaires de données pour obtenir les données les plus précises. Les sources de données suivantes sont utilisées :

- Meteonorm 7: données satellites long terme (>10 ans de mesures de données) corrélées aux données disponibles de stations météorologiques agréées (WMO etc.) proches du site (non disponible à moins de 100mkm pour le présent projet)
- SolarGIS: données satellitaires long terme (>10 ans de mesures)

La précision de données de radiation solaire de ces 3 sources dépend de la complexité du terrain et de l'activité nuageuse et se situe généralement dans une plage de +/-10%, ce qui est largement suffisant pour la présente étude de pré faisabilité (en particulier pour les centrales hybrides PV/Diesel ou de nombreux autres facteurs d'incertitudes entre en ligne de compte dans les dimensionnements). Il est à noter que les données de vitesse de vent sont les moins précises, car très liées à la situation locale (relief, thermiques locaux, micro-climat, etc.) mais que ce paramètre a une influence moindre sur les calculs de productible.

Pour le dimensionnement et les calculs de productible de l'étude de pré faisabilité, les résultats au pas de temps horaire SolarGIS pour une année typique sur 8760h (appelée TMY – Typical Meteorological Year) seront celles utilisées.

Pour la phase ultérieure d'étude d'exécution, des données additionnelles d'une grande précision peuvent être achetées auprès de la société GeoModel (données SolarGIS), dont la résolution spatiale est la plus précise (250m) et qui présente une haute précision des



données de radiation solaire par rapport à des données réelles mesurées (typiquement de 2 à 7%). La période de temps des données est de 20 ans (1994-2014).

### 3.3 Données pour la centrale PV de Teranga Gold Mine

#### 3.3.1 Localisation du site potentiel étudié

Le site de la Mine se trouve au sud-ouest du pays dans une zone où l'ensoleillement est uniforme.

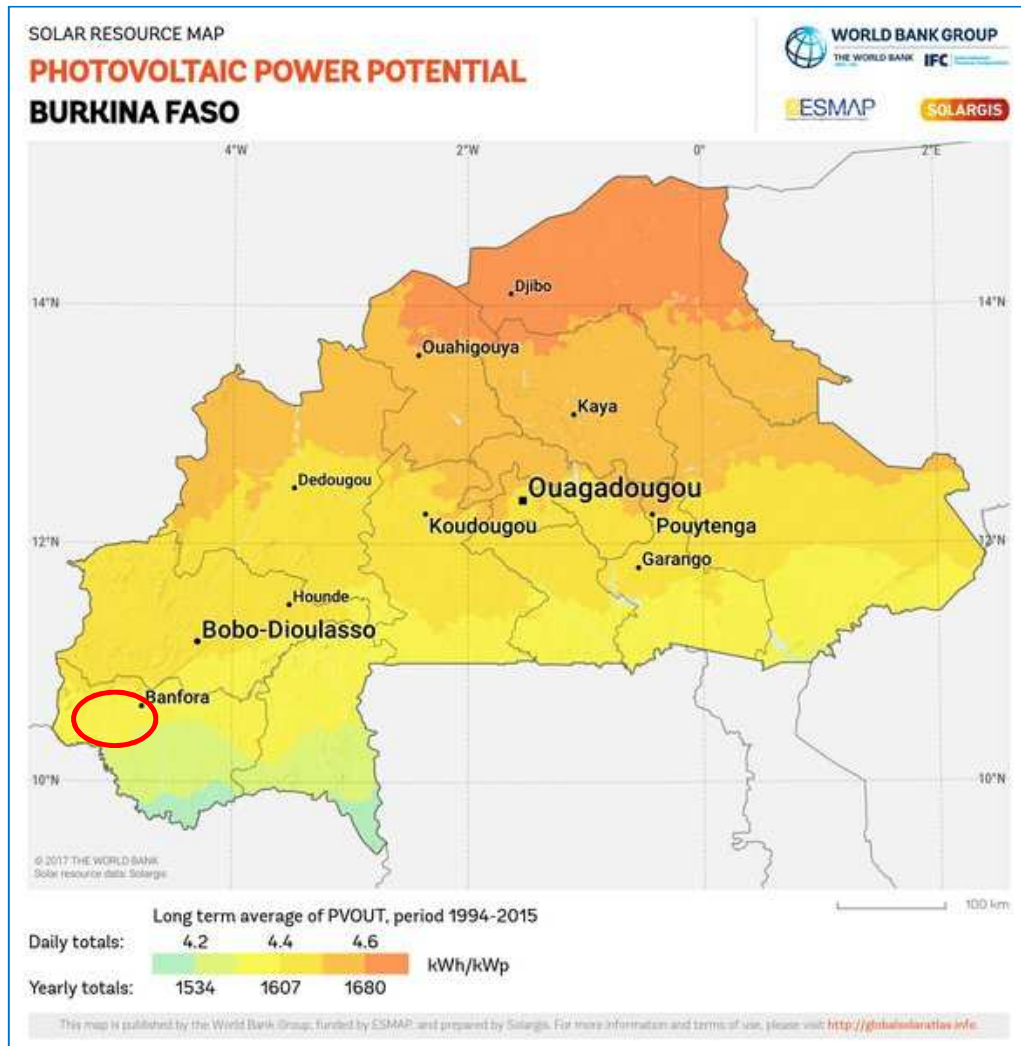


Figure 6 : Carte du potentiel solaire au Burkina Faso (Source: SolarGIS)

Plusieurs sites potentiels sont possibles pour la centrale solaire PV à proximité de Teranga Gold Mine (voir rapport sur l'évaluation des sites potentiels) mais l'irradiation est jugée

10.374	-5.386
Latitude [°N]	Longitude [°E]
389	V, 3
Altitude [m a.s.l.]	Climate region

suffisamment uniforme d'un site à l'autre pour prendre en compte les valeurs du site suivant :

Les données météorologiques proviennent de 2 sources : SolarGIS et Meteonorm.

3.3.2 Irradiation globale horizontale (GHI)

Irradiation globale horizontale - GHI [kWh/m <sup>2</sup> ]			
	SolarGIS iMaps	Meteonorm 7	Moyenne
Janv	179,0	177,0	178,0
Fév	169,0	181,0	175,0
Mars	182,0	200,0	191,0
Avril	173,0	190,0	181,5
Mai	185,0	194,0	189,5
Juin	165,0	179,0	172,0
Juill	159,0	170,0	164,5
Août	149,0	159,0	154,0
Sept.	160,0	170,0	165,0
Oct.	180,0	183,0	181,5
Nov.	175,0	179,0	177,0
Déc.	175,0	169,0	172,0
<b>Moyenne</b>	<b>170,9</b>	<b>179,3</b>	<b>175,1</b>
<b>Année</b>	<b>2051,0</b>	<b>2151,0</b>	<b>2101,0</b>
Divergence	-2,38%	2,38%	

Tableau 2: Irradiation globale horizontale moyenne mensuelle

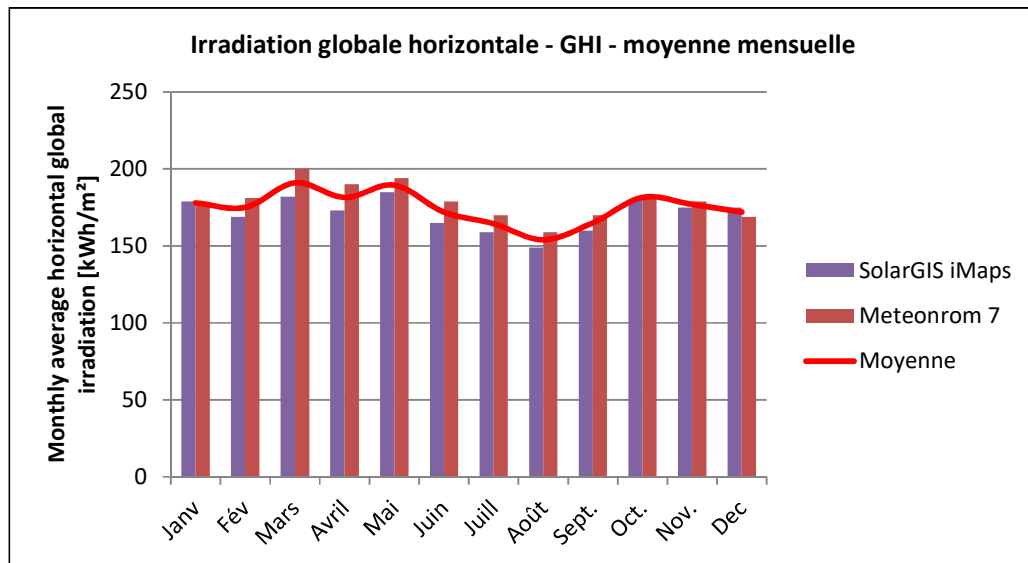


Figure 7: Irradiation globale horizontale moyenne mensuelle

Les valeurs de radiation solaire présentent une variabilité annuelle assez faible, liée notamment à la latitude du site, assez proche de l'équateur (10.374° N).

On remarque par ailleurs que les mois présentant les plus hautes valeurs de GHI sont les mois de mars à mai, alors que durant les mois de juillet à septembre, les valeurs sont plus faibles (liée à la période d'hivernage).

Il est également important de noter la bonne corrélation des données satellites moyennes (Meteonorm) avec les données plus précises SolarGIS P50 (divergence de seulement 2,38% par rapport à la moyenne).

### 3.3.3 Irradiation diffuse horizontale (DHI)

Irradiation horizontale diffuse - DHI [kWh/m <sup>2</sup> ]			
	SolarGIS iMaps	Meteonorm 7	Moyenne
Janv	78,0	56,0	67,0
Fév	78,0	54,0	66,0
Mars	98,0	79,0	88,5
Avril	94,0	84,0	89,0
Mai	93,0	83,0	88,0
Juin	89,0	77,0	83,0
Juill	90,0	88,0	89,0
Août	86,0	85,0	85,5
Sept.	81,0	71,0	76,0
Oct.	82,0	69,0	75,5
Nov.	73,0	53,0	63,0
Déc.	74,0	56,0	65,0
<b>Moyenne</b>	<b>84,7</b>	<b>71,3</b>	<b>78,0</b>
<b>Année</b>	<b>1016,0</b>	<b>855,0</b>	<b>935,5</b>
Divergence	8,61%	-8,61%	

Tableau 3: Irradiation diffuse horizontale moyenne mensuelle

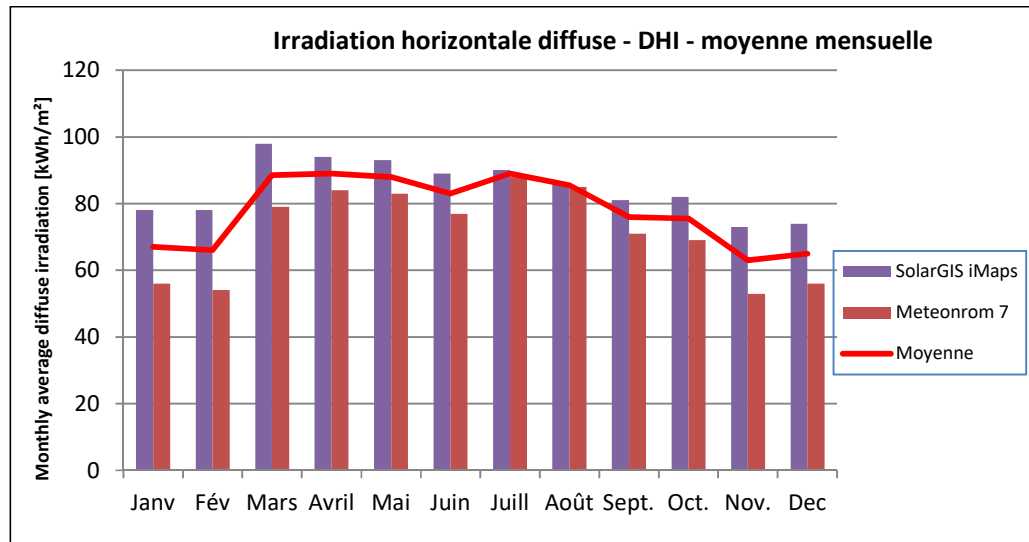


Figure 8: Irradiation diffuse horizontale moyenne mensuelle

On notera sur ce graphique que pour les données d'irradiation solaire diffuse, Meteonorm (855 kWh/m<sup>2</sup>/an) présente une divergence de -8,6% par rapport à la source de donnée SolarGIS (1016 kWh/m<sup>2</sup>/an).

### 3.3.4 Température

Temperature [°C]			
	SolarGIS iMaps	Meteonorm 7	Moyenne
Janv	26,1	23,9	25,0
Fév	28,1	26,1	27,1
Mars	30,3	28,2	29,3
Avril	31,8	29,0	30,4
Mai	31,1	27,7	29,4
Juin	29,5	26,0	27,8
Juill	26,9	24,6	25,8
Août	25,1	24,5	24,8
Sept.	25,8	25,0	25,4
Oct.	27,0	26,0	26,5
Nov.	26,1	25,6	25,9
Déc.	25,4	23,7	24,6
<b>Moyenne</b>	<b>27,8</b>	<b>25,9</b>	<b>26,8</b>

Tableau 4: Température moyennes mensuelles

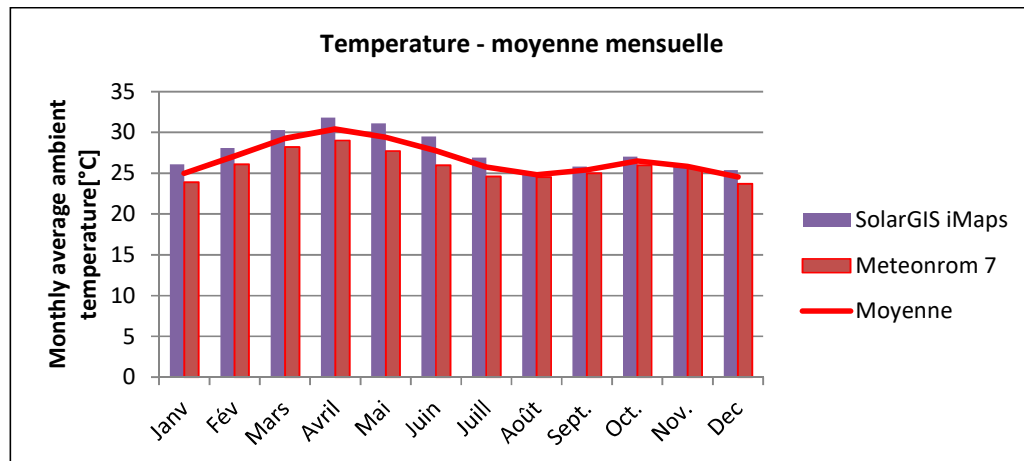


Figure 9: Température moyennes mensuelles

### 3.3.5 Vitesse de Vent

Vitesse de vent à 10m [m/s]			
	SolarGIS iMaps	Meteonorm 7	Moyenne
Janv		1,7	1,7
Fév		1,9	1,9
Mars		2	2
Avril		2,2	2,2
Mai		2,8	2,8
Juin		2,1	2,1
Juill		1,8	1,8

Vitesse de vent à 10m [m/s]			
	SolarGIS iMaps	Meteonorm 7	Moyenne
Août		2	2
Sept.		1,3	1,3
Oct.		1,6	1,6
Nov.		1,3	1,3
Déc		1,8	1,8
<b>Moyenne</b>	-	<b>1,88</b>	<b>1,88</b>

Tableau 5: Vitesse de vent moyenne à 10m

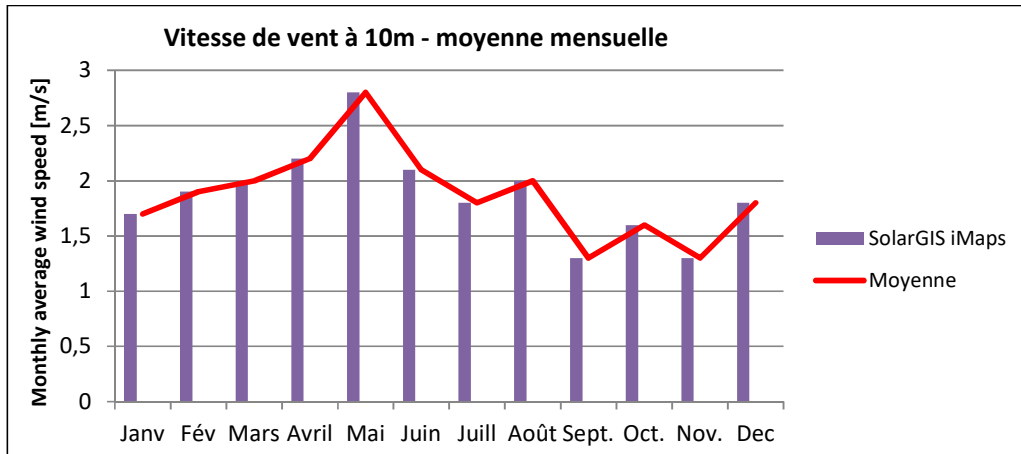


Figure 10: Vitesse de vent moyenne à 10m

## 4 OPTIMISATION DE LA CENTRALE

### 4.1 Etude préliminaire de E&Y

#### 4.1.1 Contexte

Comme indiqué en introduction au §1, le consultant E&Y a été mandaté en 2018 pour proposer une solution à moindre coût de fourniture d'électricité à base d'énergie renouvelable pour alimenter la Mine de Banfora et la garder comme client solvable dans le portefeuille de la SONABEL. Les objectifs de l'étude à atteindre étaient les suivants :

- Explorer et identifier différentes solutions de montage organisationnel (y compris juridico-financier) pour la production électrique en partenariat PPP, et qui soient économiquement et techniquement viables ;
- Analyser les risques relatifs aux différentes solutions explorées ;
- Rédiger les termes et conditions de contrat ;
- De proposer une feuille de route pour la mise en œuvre de la transaction.

#### 4.1.2 Résultats de l'étude

- L'étude E&Y a prévu une mise en œuvre du projet en 3 phases qui a été maintenue pour la présente étude d'ILF:
  - **Phase 1: 100% HFO** (cas de fonctionnement actuel))
  - **Phase 2: PV + Batterie + HFO (off-grid)**, pendant un temps à déterminer
  - **Phase 3: PV + Batterie + HFO + Grid**, dès que le réseau HT sera mis en service.
- L'étude prévoit une centrale solaire PV de 23,6MWc avec un stockage de 35MWh suffisant pour fonctionner en mode autonome sans les groupes HFO (à l'arrêt durant un certain nombre d'heures par jour) et pour fournir au moins 55% de l'énergie consommée par la Mine.

#### 4.1.3 Observations principales

Les observations principales suivantes sur l'étude de E&Y sont formulées quant aux différences d'hypothèses majeures pour le dimensionnement des ouvrages :

Le profil de charge utilisé pour l'étude E&Y était de ~13,5MW. Sur base des enquêtes au niveau de la Mine, le nouveau profil de charge à considérer est nettement inférieur, avec une charge moyenne de 8.5MW ~8000h par an et ~760h à 3MW durant les périodes de non production.

Concernant la philosophie de fonctionnement durant la Phase 2 (PV+Batterie+HFO en off-grid), l'étude de E&Y recommande d'arrêter les générateurs HFO durant une grande partie de la journée et de la soirée, la centrale PV+Batterie fournissant alors la charge. Ce mode de fonctionnement n'est pas recommandé par ILF pour des raisons de risque technique élevé : bien que techniquement faisable et déjà réalisé à plus petite échelle, cela fait reposer sur le système de batterie la responsabilité de l'ensemble des services systèmes nécessaires à un fonctionnement fiable et robuste, notamment :

- i. la régulation en fréquence et tension
- ii. la fourniture de puissance de court-circuit, beaucoup plus limitée pour des onduleurs batterie que pour des groupes HFO (typiquement 2xIn contre 7xIn pour les générateurs thermiques)
- iii. la fourniture des courants de démarrage élevés des moteurs de grande puissance de la Mine

Aussi, ILF recommande durant la phase 2 (off-grid) de garder au minimum 2 groupes HFO de 3,2MW en fonctionnement continu (base load) à 30% de leur charge nominale, soit 1,92MW (~25% de la charge de la Mine) tant que le PV et le SOC des batteries le permettent. Le reste de l'énergie sera alors fournie par le PV et les batteries jusqu'à décharge complète de la batterie au SOCmin défini. Il est à noter que les constructeurs de groupes

HFO comme CAT confirment qu'il est possible de faire fonctionner ces groupes à faible charge durant une période prolongée (~12h, dépendant des contraintes constructeurs) tant que cette période est suivie d'une remontée en charge au-delà de 70% notamment pour brûler les résidus de fuel et éviter un vieillissement prématuré des groupes.

L'incertitude sur le calendrier de la construction de la ligne HT (et du poste en amont) est un facteur contraignant car la date de sa mise en service impacte directement les résultats des simulations. L'hypothèse raisonnable de 3 ans après la mise en service de la centrale solaire a été retenue par ILF.

## 4.2 Objectif du design

L'objectif de l'optimisation du dimensionnement et du design de la centrale est de répondre aux 3 objectifs principaux suivants :

1. Détermination du tarif ou du PPA (Power Purchase Agreement) permettant d'assurer l'attractivité et viabilité financière du point de vue de l'IPP (rentabilité attendue par un investisseur privé), de la Mine (réduction des coûts de l'électricité consommée par rapport aux coûts 100% HFO) et de la SONABEL (marge sur la revente de l'électricité achetée à l'IPP)
2. Design robuste pour garantir l'approvisionnement fiable et continu de la Mine prenant en compte les spécificités de la Mine
3. Maximisation de l'impact environnemental du projet en terme de réduction de la consommation de HFO (et donc des émissions de CO<sub>2</sub>)

## 4.3 Hypothèses et paramètres de l'étude

Le présent chapitre présente les hypothèses et paramètres d'études retenus après discussion avec le Client et les parties prenantes du projet, et qui sont la base des simulations et résultats présentés § 4.4.

### 4.3.1 Paramètres clefs et impacts

Les simulations sont articulées autour des hypothèses et paramètres suivants :

Hypothèses	Inputs	Outputs et Valeurs cibles
<u>Minimum 2 générateurs HFO</u> fonctionnent en continu à 30% (baseload) tant que la production PV et des batteries permet d'assurer le reste de la demande.	Capacité PV (kWc) Capacité Batterie (kWh)	Part énergie renouvelable ≥ 50%



Hypothèses	Inputs	Outputs et Valeurs cibles
Raccordement au réseau 132kV <u>3 ans</u> après la mise en service de la centrale PV		Part de l'excès d'énergie PV
SONABEL rachète tous les kWh solaires en excès (FIT)		LCoE attractif pour l'IPP, la Mine (coût actuel 0,19US\$/kWh) et SONABEL
Le coût de la ligne 132kV est supporté par l'IPP		

Tableau 6: Paramètres clefs et impacts

Il est important de comprendre l'impact de chaque paramètre sur les résultats énergétiques et économiques:

- Augmenter la capacité PV a pour effet d'augmenter la part d'énergie renouvelable et de réduire le LCoE, mais avec le risque d'augmenter la part d'excès d'énergie PV (non consommée) ;
- Augmenter la capacité Batterie a pour effet d'augmenter la part d'énergie renouvelable jusqu'à un certain seuil, de réduire la part d'excès d'énergie PV mais en augmentant le LCoE.

Par ailleurs :

- L'intégration du coût de la ligne 132kV dans l'investissement de l'IPP a un impact d'autant plus important (CAPEX et LCoE) que la taille de la centrale PV est petite (le coût de la ligne 132kV n'augmentant pas de manière linéaire avec la puissance à évacuer).
- Le coût de l'électricité actualisé sur 25 ans (LCoE) est directement affecté par la date de mise en service du réseau puisqu'elle conditionne l'arrêt des groupes HFO et la vente de l'excès d'énergie PV.
- À partir de l'année 4 (phase on-grid), la part RE augmente considérablement et la part d'Excès RE diminue, grâce à l'arrêt des groupes HFO et à la revente de l'excédent PV sur le réseau HT de SONABEL.
- En phase 3, la part d'énergie non-renouvelable dans le mix énergétique de la Mine dépendra du tarif réseau SONABEL comparé au coût du kWh produit avec les générateurs HFO. Actuellement les tarifs miniers appliqués par SONABEL (70FCFA/kWh en période creuse de 0h à 10h puis 140FCFA/kWh de 10 à 0h) bien que considérés comme trop bas car subventionnés et amenés à évoluer dans les prochaines années (notamment avec le changement du mix énergétique burkinabais et le renforcement des interconnexions régionales), laissent à penser que le tarif minier SONABEL sera plus attractif que le coût du kWh thermique

(HFO), et ce durant les 22 années restantes (phase 3) – hypothèse retenue pour l'étude.

**L'optimisation de la centrale solaire** consiste donc à faire le meilleur choix de capacités PV et batterie pour maximiser le taux de pénétration du PV+batterie ( $\geq 50\%$ ), réduire les excédents d'énergie solaire non utilisables et minimiser le coût actualisé de l'électricité produite pour l'IPP (LCoE).

#### 4.3.2 Hypothèses technico-économiques spécifiques aux simulations

Les hypothèses technico-économiques suivantes ont été utilisées en fonction de la taille des systèmes PV et Batteries installées.

Taille	1	2	3	4	
<b>Centrale PV</b>					
Puissance installée	5	10	20	50	MWc
CAPEX initial	1166	1038	909	739	\$/kWc
OPEX	22	19	15	11	\$/kWc/an
Réinvestissement tous les 10 ans (onduleurs PV)	66	66	66	66	\$/kWc/an
Dégradation annuelle de puissance PV	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	%/an
<b>Système de stockage Batterie</b>					
Capacité de batterie	5	10	30	100	MWh
CAPEX Batterie	879	779	620	446	\$/kWh
OPEX Batterie	22	39	96	222	k\$/year
Réinvestissement tous les 10 ans (onduleurs Batt.)	66	66	66	66	\$/kW/an
Dégradation annuelle de capacité de batterie PV (calendaire + cyclage)	-1,6%	-1,6%	-1,6%	-1,6%	%/an

Tableau 7: Estimation préliminaire CAPEX/OPEX pour PV et Batterie

A noter qu'il s'agit d'estimations CAPEX/OPEX préliminaires qui ne sont pas basées sur des devis fournisseurs ou EPC spécifiques projet, mais sur le retour d'expérience d'ILF de projets de tailles similaires dans des contextes proches de celui du Burkina Faso (pays en voie de développement, contexte géopolitique changeant, site isolé). Ces estimations ne sont pas linéaires en fonction de la taille des centrales et permette une comparaison des différents scénarios. Des estimations plus détaillées sont prévues dans la suite de l'étude de faisabilité.

Des coûts de réinvestissement tous les 10 ans ont par ailleurs été considérés pour le remplacement des onduleurs PV et de batteries, correspondant au retour d'expérience de grande centrales PV en exploitation.

Il n'a en revanche pas été considéré de réinvestissement dans les modules de batteries Lithium-ion, dont la capacité se dégradera avec l'utilisation sur 25 ans mais qui pourront continuer à fournir leur puissance initiale. Un remplacement serait normalement à prévoir après ~10 ans quand la batterie atteindra une capacité résiduelle de ~80% de sa capacité initiale, mais n'a pas été considéré pour être en phase avec la durée de vie de la Mine de 10 ans (un réinvestissement après 10 ans « pénaliserait » les résultats économiques de manière non nécessaire pour ce projet dont l'objet est la rentabilité d'un projet « Power to Mine »).

#### 4.3.3 Autres hypothèses et paramètres de l'étude

Les hypothèses clés de l'étude ont été discutées et validées avec les responsables de la Mine, de SONABEL et de la Banque Mondiale, et se résument comme suit :

	Unité	Valeur	Commentaires
<b>Hypothèses Mine Teranga</b>			
Durée de vie de la Mine à considérer dans l'étude	ans	13	À partir de 2019 ; possibilité de vie jusqu'à 25 ans
Puissance de pointe	MW	13	
Puissance continue	MW	8,5	Charge continue actuelle
Puissance minimum	MW	3	Cas dégradé de la Mine
Conso annuelle moyenne	GWh/an	73	8,5MW x 8000hrs et 3MW x 760hrs
Durée de fonctionnement annuel (sur 8760h possible)	h	8000h	760h/an de shutdown
Facteur de charge (cosφ) de la Mine	Sans unité	0,92-0,93	
Capacité max du générateur HFO à 45°C (design)	MW	3,2	Voir aussi §2.2
Coût production HFO (OPEX seul ; hors CAPEX)	\$/kWh	0.19	(indication d'atteindre 0.22\$/kWh)
Evolution du coût du HFO sur la durée de vie de la Mine : scénario bas / de référence / haut	%/an	1 / 3 / 6	
<b>Hypothèses réseau SONABEL</b>			
Tarif minier (pointe / base)	FCFA/kWh	140 / 70	Voir grille tarifaire SONABEL
Plage horaire - tarif de pointe		10h à 24h	140 FCFA
Plage horaire - tarif de base (heures pleines)		0h à 10h	70 FCFA
Disponibilité du réseau 132/225kV (Banfora)	%	100%	Voir étude Ernst&Young
<b>Hypothèses financières</b>			
Durée d'exploitation pour analyse économique de la centrale PV+BESS	ans	25	Hypothèse ILF
Taux d'inflation	%/an	+2%	
Taux d'actualisation	%/an	4%	
Coût moyen pondéré du capital nominal (CMPC / WACC)	%	5,99%	
Taux d'intérêt sur la dette	%	5,5%	
Part de la dette sur l'investissement initial	%	75%	
Durée de remboursement du prêt	ans	15	
Taux de Retour sur Investissement attendu	%	12%	
Impôt sur le bénéfice	%	27,5%	

Tableau 8 : Hypothèses et paramètres de l'étude

## 4.4 Résultats technico-économique des simulations

### 4.4.1 Résultats énergétiques et calculs du LCoE préliminaires

Pour réaliser les simulations de centrale solaire et optimiser son dimensionnement, les capacités du champs PV et du parc de batteries ont été variées respectivement entre 10 et 40MWc et entre 0 et 70 MWh afin de mesurer l'impact sur la part de renouvelable (RE share = PV + Batterie), sur la part d'excès de renouvelable (Excess of PV) et sur le coût de l'électricité actualisé sur 25 ans (calcul préliminaire du LCoE).

Les résultats de simulations sont donnés dans les 4 figures suivantes pour l'année 1 (off-grid) et pour l'année 4 (début prévisionnel de la phase on-grid).

Le symbole ⊕ correspond à la **centrale solaire de 30MWc avec un système de batterie de 20MW/50MWh** qui sera décrite dans la section suivante (§4.5). Pour ce dimensionnement de centrale :

- la part RE est de 50% en année 1 et 58% en année 4 ;
- la part d'excès RE dans le mix énergétique de la mine est de 27% en année 1 (énergie perdue). Cette part est réduite à 16% en année 4 lorsque le raccordement en 132kV est disponible et n'est plus perdue car ce surplus est injecté dans le réseau HT de SONABEL ;
- le LCoE (calcul préliminaire) est présenté dans le cas où l'investissement de la ligne 132kV est réalisé par l'IPP (129 US\$/kWh) et dans le cas où l'investissement n'est pas porté par l'IPP mais par SONABEL directement (110 US\$/kWh). Il est important de rappeler que le LCoE ne représente pas le tarif auquel l'IPP vendrait l'électricité à SONABEL, mais le prix du kWh permettant d'atteindre une VAN nulle. Le tarif de vente sera déterminé en fonction de la rentabilité attendue par l'IPP.

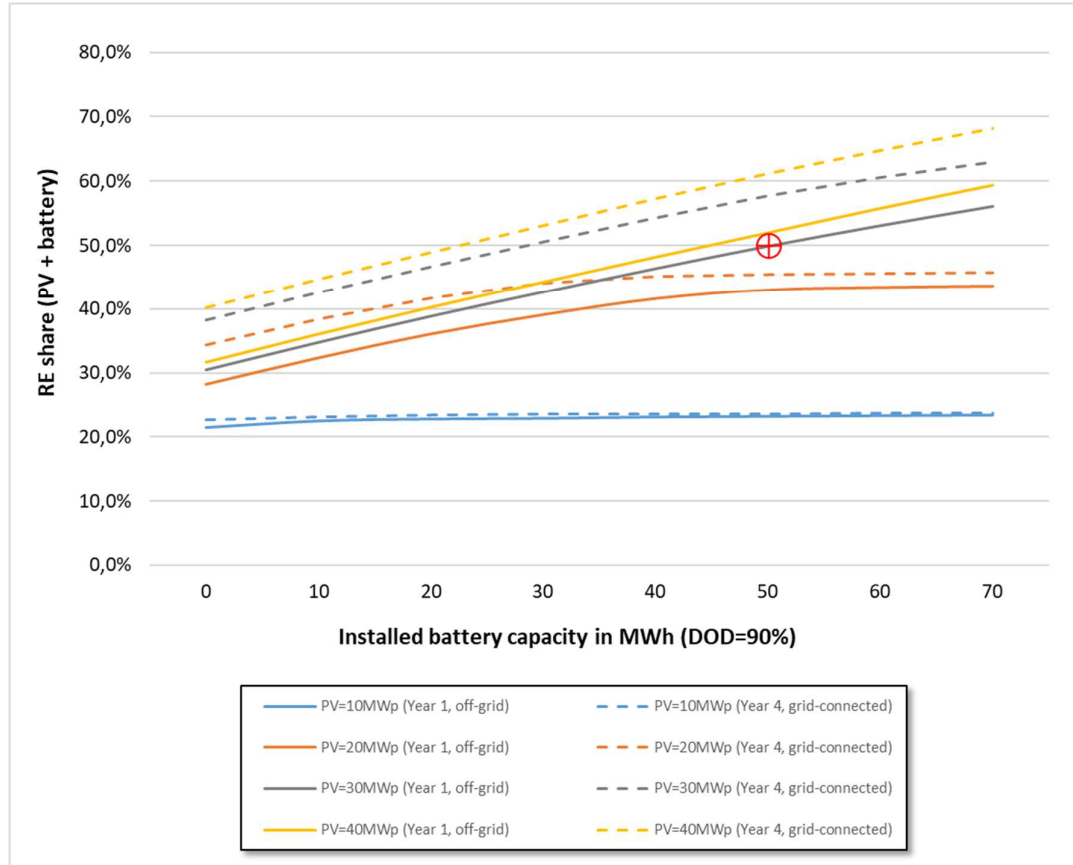


Figure 11: Part d'énergie renouvelable de la consommation de la Mine, années 1 et 4

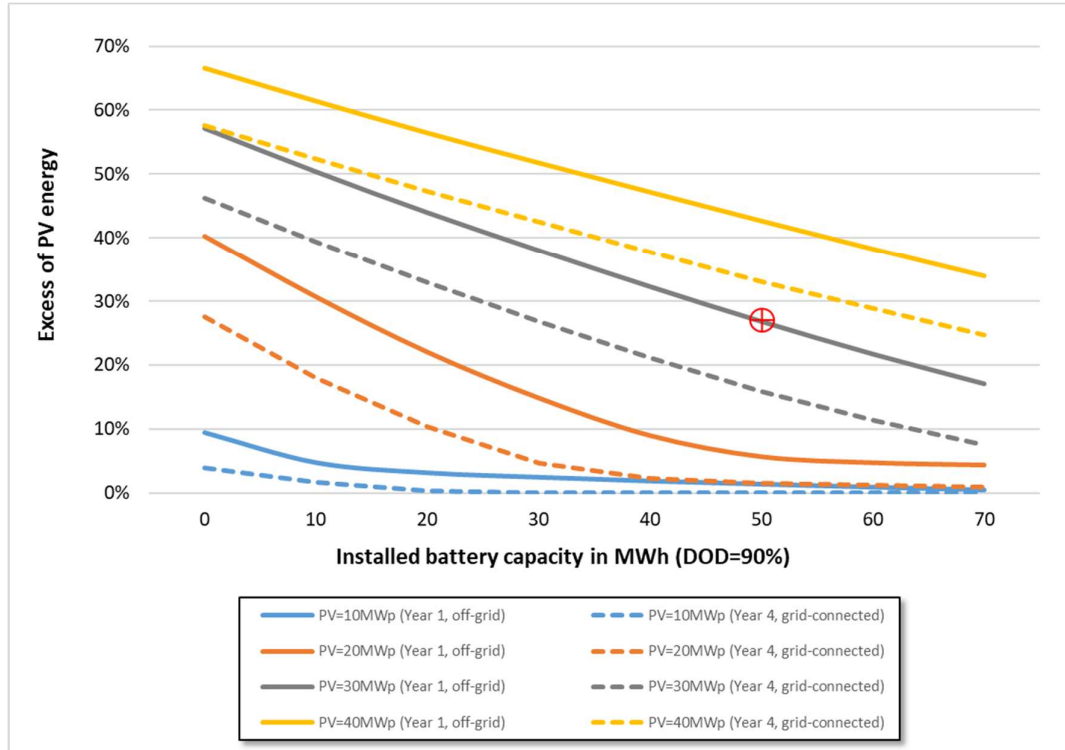


Figure 12: Excès d'énergie PV, année 1 (énergie perdue) et année 4 (énergie injectée sur réseau)

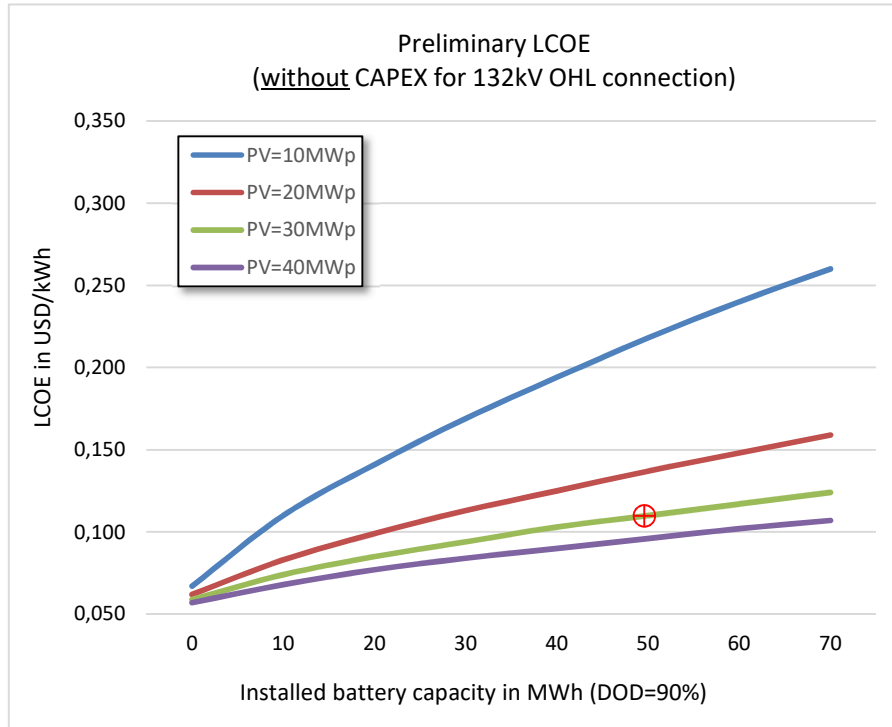


Figure 13: LCOE préliminaire (sans le CAPEX de la ligne 132 kV)

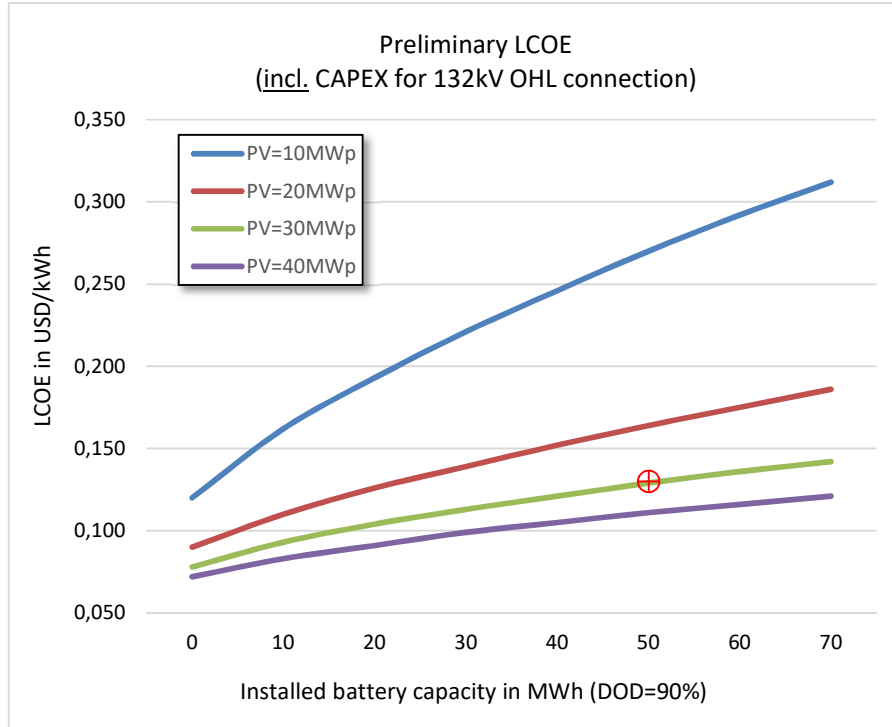


Figure 14: LCOE préliminaire (avec le CAPEX de la ligne 132 kV)

La surface nécessaire estimée pour l'installation de la centrale PV+Batterie en fonction de la puissance PV installée est présentée dans le tableau ci-dessous. A noter que l'empreinte au sol pour le système de batterie est largement inférieur à celui de la centrale PV.

	1	2	3	4	
<b>Centrale PV</b>					
Puissance installée	10	20	30	40	MWc
Surface nécessaire (1,5ha/MW)	15	30	45	60	ha
<b>Système de stockage Batterie</b>					
Capacité installée	10	30	50	70	MWh
Surface max nécessaire (0,02ha/MWh)	0,2	0,6	1	1,4	ha

Tableau 9: Surface nécessaire pour la centrale PV + batterie (estimation préliminaire)

On constate qu'au-delà d'une centrale PV de 30MWc, la surface nécessaire dépasse les 50ha, qui était la surface initialement estimée comme nécessaire pour la centrale et qui a été utilisée comme surface de référence lors des visites de sites.

#### 4.4.2 Comparaison du LCoE du point de vue de l'IPP

Le tableau ci-dessous permet de visualiser l'impact des 2 paramètres d'entrée (capacité PV et capacité Batterie) sur le coût actualisé de l'électricité produite (LCoE), dans 2 cas de figure : avec et sans l'intégration du coût de la ligne HT dans l'investissement de l'IPP.



On remarque l'impact non négligeable du coût du raccordement 132kV, de 1,5 à 5c\$/kWh selon les configurations. De manière évidente, plus la centrale PV est grande, plus l'impact de la ligne 132kV sur le LCOE est faible.

Pour la centrale proposée de 30MWc PV et 50MWh de batterie, l'intégration du coût de la ligne HT augmente le LCoE de 17%, soit un LCoE de 0,129 USD/kWh.

LCOE - USD/MWh (sans CAPEX pour ligne 132 kV)		PV capacity in MWp			
		10	20	30	40
Capacité de Batterie MWh (DOD=10%)	0	0.067	0.062	0.059	0.057
	10	0.110	0.083	0.074	0.068
	20	0.141	0.099	0.085	0.077
	30	0.169	0.113	0.094	0.084
	40	0.194	0.125	0.103	0.090
	50	0.218	0.137	0.110	0.096
	60	0.240	0.148	0.117	0.102
	70	0.260	0.159	0.124	0.107
LCOE - USD/MWh (avec CAPEX pour ligne 132 kV)		PV capacity in MWp			
		10	20	30	40
Capacité de Batterie MWh (DOD=10%)	0	0.120	0.090	0.078	0.072
	10	0.162	0.110	0.093	0.083
	20	0.193	0.126	0.104	0.091
	30	0.221	0.139	0.113	0.099
	40	0.246	0.152	0.121	0.105
	50	0.270	0.164	0.129	0.111
	60	0.292	0.175	0.136	0.116
	70	0.312	0.186	0.142	0.121
Difference - USD/MWh		PV capacity in MWp			
		10	20	30	40
Capacité de Batterie MWh (DOD=10%)	0	0.053	0.028	0.019	0.015
	10	0.052	0.027	0.019	0.015
	20	0.052	0.027	0.019	0.014
	30	0.052	0.026	0.019	0.015
	40	0.052	0.027	0.018	0.015
	50	0.052	0.027	0.019	0.015
	60	0.052	0.027	0.019	0.014
	70	0.052	0.027	0.018	0.014

Table 1: Comparaison de LCOE préliminaires pour différente configuration (du point de vue IPP)

## 4.5 Centrale solaire proposée

### 4.5.1 Dimensionnement

Suite aux simulations présentées au chapitre précédent, le Consultant propose une centrale solaire PV/Batterie d'une capacité supérieure à celle retenue dans l'étude E&Y (23,6MWc et 35MWh).

En effet, pour atteindre une part RE supérieure à 50% en année 1, il faut une capacité PV de minimum 30MWc compte tenu du profil de charge de la Mine et du fonctionnement en continu de 2 groupes HFO, et ce pour une taille de batterie raisonnable (<70MWh).

Le choix de la capacité batterie est influencé par la part d'excès RE acceptable : une batterie de 35MWh donnerait 35% d'énergie solaire perdue en année 1. En augmentant cette capacité à 50MWh, la fraction solaire non consommée par la Mine est réduite à 27% en année 1 et tombe à 16% en année 4 (cette part d'excès est par ailleurs injecté sur le réseau HT à partir de l'année 4). Par contre, une capacité de stockage supérieure à 50MWh aurait pour impact d'augmenter le LCoE au-dessus de 0,13 US\$/kWh.

Enfin, d'un point de vue de la surface disponible tel qu'évaluée lors de l'étude sur site, les sites étudiés de 50ha permettent l'installation de max 30MWc.

Prenant en compte ces considérations multiples, ILF a considéré le dimensionnement centrale suivant comme répondant aux différents objectifs et limitations : **centrale PV de 30MWc couplée à un système de batterie de 20MW/50MWh.**

Une centrale de taille supérieure serait possible mais présente plus de risque financier, notamment en cas de retard de la ligne 132kV car l'excès RE augmenterait.

### 4.5.2 Performances et mix énergétiques

Ainsi une centrale de 30MWc de PV et de 50MWh de stockage batterie permettra de couvrir 50% de la consommation de la Mine en année 1 (70,3 GWh/an) : 31% provenant directement du champs PV et 19% transitant via le parc de batteries.

En année 1 (Phase 2), la production totale de la centrale solaire sera de 50GWh/an, y compris 10% perdus au niveau de la batterie (rendement de charge et décharge) et 27% d'énergies PV non-utilisables / non-stockables (mode off-grid). La consommation annuelle de HFO est estimée à 8,6 millions de litres.

En année 4 (Phase 3), les groupes pourront être arrêtés avec l'arrivée du réseau HT. En conséquence directe, la part du PV augmentera à 38% (au lieu de 31%) pour une même part des batteries (19%). La part restante de 42% proviendra du réseau HT de SONABEL.

La figure suivante illustre l'évolution de ce mix énergétique (HFO – PV – Batterie – Grid) pour les 3 phases de mise en œuvre du projet.

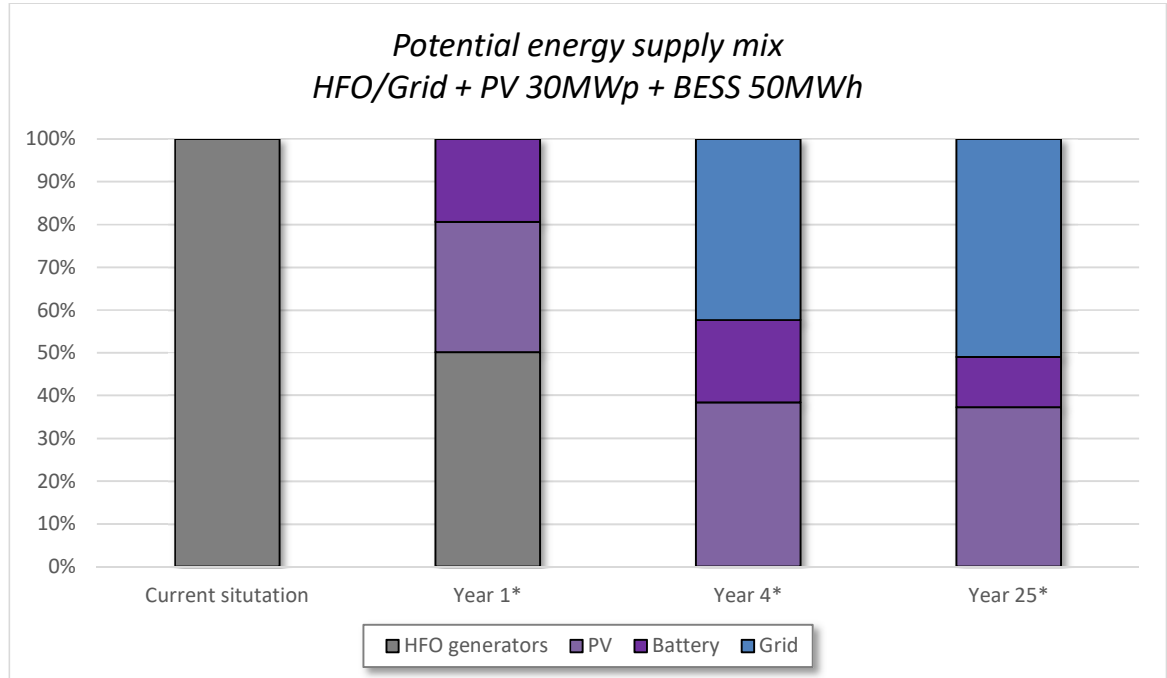
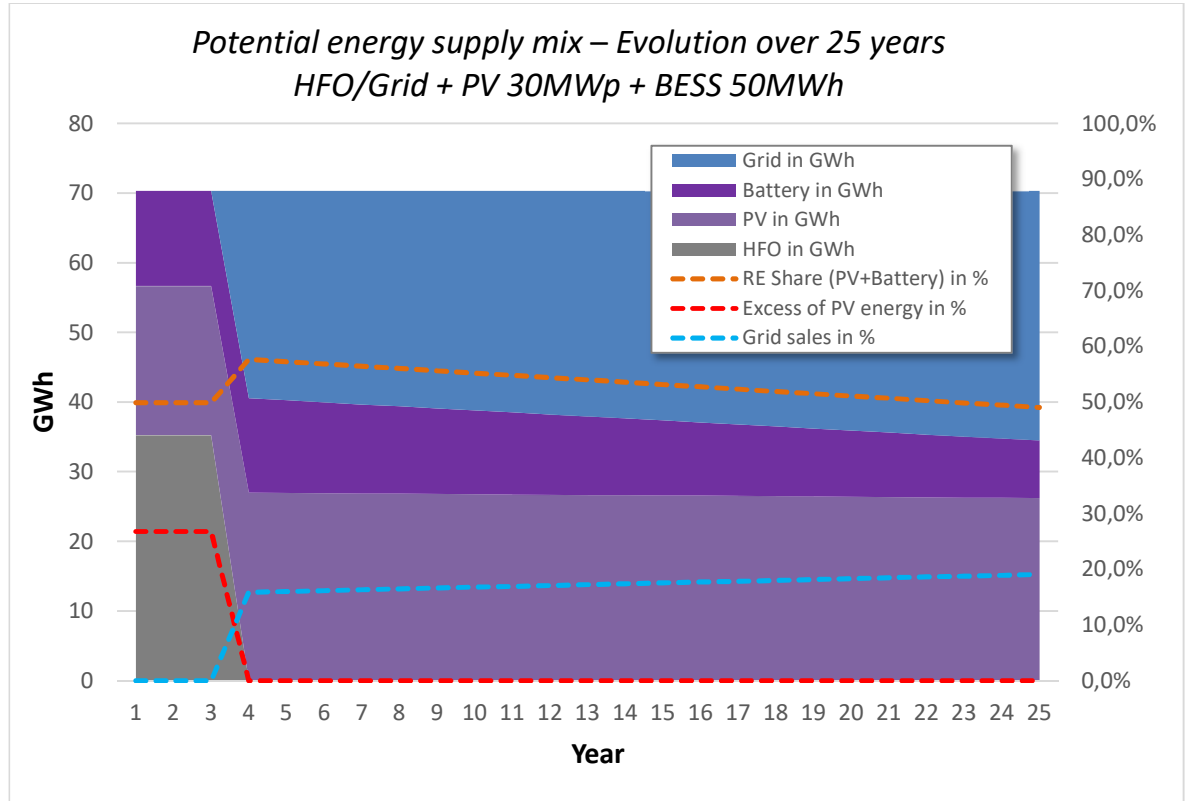


Figure 15: Evolution du mix énergétique de la Mine au cours du temps

Les courbes suivantes font apparaître l'évolution de ce mix énergétique sur 25 ans et montre l'impact de la dégradation de performance des modules PV (-0,5%/an) et des batteries (-1.6%/an) au cours de 25 ans, le déficit progressif étant repris par l'apport du réseau SONABEL en phase 3, avec l'hypothèse prise que le tarif SONABEL restera plus intéressant que le coût du HFO. Après 25 ans la part de renouvelable (PV+Batterie) sera de 49%, similaire à l'année 1.



Les détails de la simulation pour les 3 phases de cette centrale solaire de 30MWc et 50MWh sont donnés en Annexe 2.

## 5 CONCEPTION TECHNIQUE ET CONFIGURATION DE LA CENTRALE

### 5.1 Configuration générale de la centrale

La centrale de production considérée pour le projet de la Mine est une **centrale hybride** associant plusieurs sources d'énergie : un champ photovoltaïque et une batterie de stockage (Lithium-ion) qui seront couplés à la centrale thermique HFO existante.

L'architecture générale recommandée pour la centrale hybride de la Mine repose sur cette production d'énergie multi-sources (PV – Batterie – HFO – Grid) qui seront interconnectées entre-elles en parallèle via un **jeu de barre CA** (courant alternatif) au niveau de la Mine.

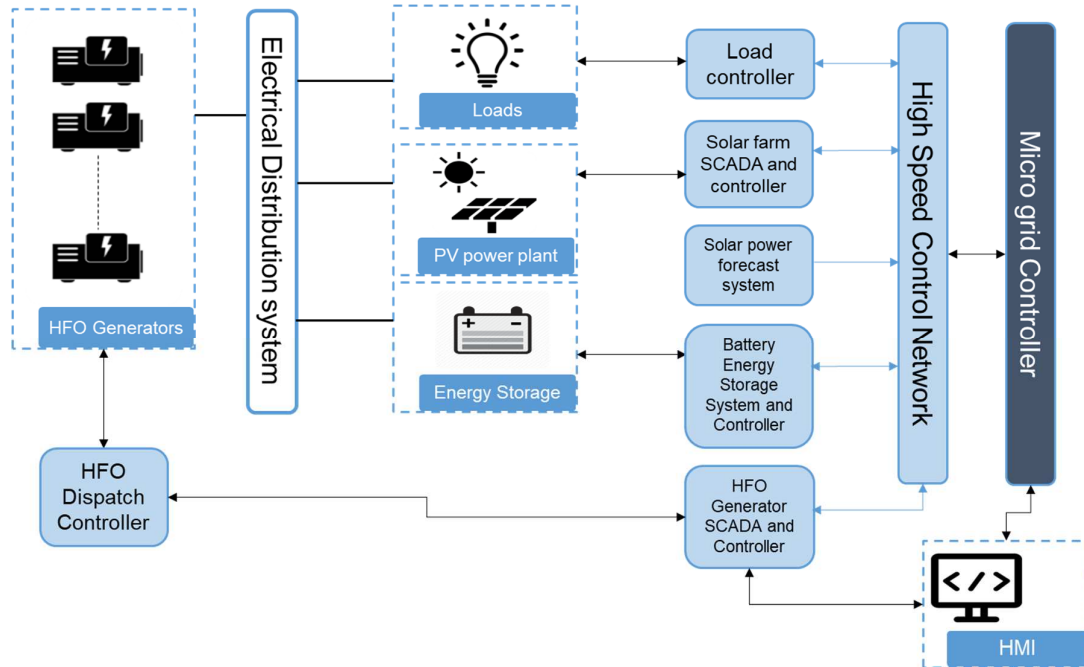


Figure 16: Schéma de principe de la centrale hybride PV/Batteries/HFO pour la Mine Te-ranga

Le champ PV sera composé de **modules PV** assemblés en série pour atteindre des tensions DC jusqu'à 1000 ou 1500Vdc.

La conversion du courant continu CC des modules sera faite à travers des **onduleurs PV**, soit de type « onduleur de chaine » habituellement installés en extérieur sous les modules PV, soit de type « onduleurs centraux ».

Le stockage de l'énergie CC se fera via un parc de batterie au Lithium via des **onduleurs Batterie** (bidirectionnels) raccordés au jeu de barre CA, qui chargera les batteries avec le surplus d'énergie solaire non consommée directement par la Mine.

Les **structures** seront posées au sol, fixes, orientées vers le Sud géographique et avec une inclinaison de 10° (angle optimal pour le site étudié).

La **salle de contrôle** et de suivi sera dotée d'un système SCADA performant pour assurer la bonne gestion des différentes sources en fonction de la demande de la Mine.

Un **poste de livraison** 132/33/11kV au niveau de la centrale hybride permettra l'alimentation de la Mine (réseau 11kV) et le raccordement au réseau HTB SONABEL (132kV), tel que décrit au § 6.1.

## 5.2 Caractéristiques techniques de la centrale

Les caractéristiques principales de cette centrale sont données dans le tableau ci-dessous.

Site de production	Teranga Gold Mine
Puissance groupe HFO PRP aux conditions de site extrêmes	6x3,2 MW
Puissance crête totale PV (STC)	30 MWc
Puissance minimum Onduleurs-Batterie	20 MVA
Capacité minimum de stockage totale	Li-ion, 50 MWh (0,5C)

Tableau 10: Caractéristiques techniques principales de la centrale hybride

### 5.3 Mode opératoire

L'objectif du système hybride est la maximisation de la part d'énergie consommée provenant de la centrale PV et donc une réduction maximale de la consommation annuelle de HFO (estimée à 46% la première année), tout en assurant la stabilité du réseau et sa robustesse pour assurer à la Mine un fonctionnement fiable et sans coupure de réseau.

Le fonctionnement général de la centrale hybride proposé est décrit ci-dessous pour les phases 2 et 3 du projet :

- Phase 2 (Mode off-grid) : la Mine est alimentée en base par 2 groupes HFO synchronisés, de 3,2MW chacun, fonctionnant à min. 30% de leur puissance nominale, pour assurer la stabilité du réseau interne (a)<sup>1</sup>. En journée, une partie de la puissance solaire PV est injectée sur le réseau de la Mine (b) ; l'excédent d'énergie solaire est stocké dans la batterie Li-ion (c). En cas de déficit solaire en journée (passage nuageux, etc.), la batterie prend le relais. Pendant une bonne partie de la nuit, les 2 groupes HFO de base continuent de fonctionner à 30% et sont complétés par l'apport du parc de batterie (d). Ensemble, ils couvrent 100% de la charge et les onduleurs PV basculent en mode veille. Les 2 groupes pourront au besoin fournir automatiquement jusqu'à 80-90% de leur puissance nominale, en particulier si l'état de décharge de la batterie l'exige, c'est-à-dire si le seuil d'alerte prédéfini de décharge élevée est atteint (DOD = ~90% pour Lithium-ion). Un troisième groupe HFO sera couplé automatiquement pour couvrir la demande de la Mine lorsque le seuil de coupure de la batterie est atteint (e). Les 3 autres groupes HFO sont en réserve et seront mis en service alternativement et éventuellement couplé si nécessaire. Si les batteries sont rechargées à 100% (par le PV en journée) et que la centrale PV fournit plus de puissance que la puissance appelée sur le réseau, la puissance de sortie des onduleurs PV sera bridée par le contrôleur hybride (par déplacement du point MPP) et cet excès d'énergie solaire sera perdu (f).

Le schéma ci-dessous résume le fonctionnement du système hybride pour la Mine pour une semaine type (en phase 2) :

<sup>1</sup> Les lettres (a), (b), (c), (d), (e), (f) sont reprises sur le graphique de la figure ci-dessous.

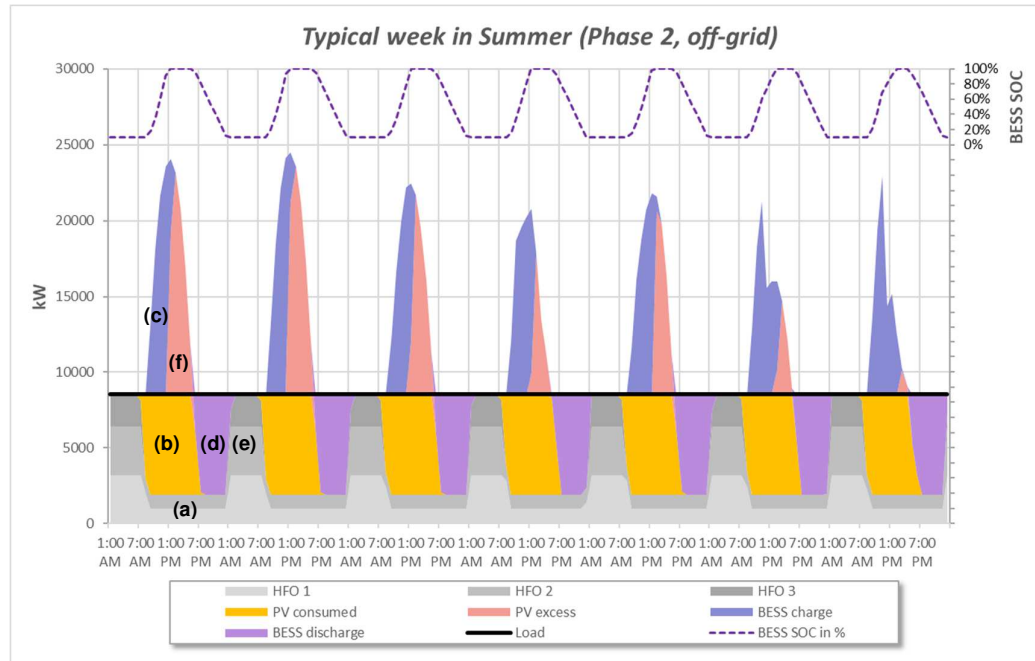


Figure 17: Exemple de répartition de la puissance - semaine type – Phase 2 (simulation pour la centrale proposée 30Mw<sub>c</sub> – 50MWh)

- Phase 3 (Mode on-grid)** : dans l’hypothèse où le tarif de SONABEL est intéressant, l’ensemble des groupes HFO peuvent être arrêtés. La Mine est alors alimentée en base par le réseau SONABEL qui sera source de tension-fréquence. Durant la journée, la quasi-totalité de la consommation de la Mine en journée sera couverte par la puissance solaire PV, ou par la batterie en cas de déficit solaire et l’excédent sera injecté dans le réseau interconnecté SONABEL. Le fonctionnement nocturne est similaire, à la différence que les besoins de la Mine seront couverts par la batterie puis par le réseau SONABEL lorsque le seuil de décharge profonde (SOC<sub>min</sub>) sera atteint. Il n’y aura durant cette phase 3 plus d’excès d’énergie solaire non consommé.

Le **fonctionnement** de la centrale hybride avec batterie est piloté par le **Contrôleur du système hybride**, cerveau de la centrale. Ce contrôleur doit assurer au minimum les fonctionnalités suivantes :

**Gestion générale de la centrale hybride**

- Le Contrôleur du système hybride assurera un basculement de sources automatisée (mode de fonctionnement préférentiel), mais devra pouvoir fonctionner en mode manuel au besoin. Le basculement entre sources et entre groupes n’engendrera pas de coupures ni de microcoupures.
- Il permettra son fonctionnement automatique sans intervention continue du personnel d’exploitation, notamment la nuit. Une astreinte pour dépannage devra

néanmoins être prévue. Le contrôle complet en mode manuel de la centrale HFO devra être possible en cas d'indisponibilité du système automatisé.

- Il devra contrôler d'un côté les générateurs HFO et de l'autre la puissance de sortie de la centrale PV et l'état de charge de la batterie. Le système de contrôle devra connaître à chaque instant l'état et les caractéristiques électriques de chaque générateur : groupes HFO, batteries, onduleurs PV et charge du réseau.
- Le Contrôleur et l'ensemble du système de gestion devront être visualisables et contrôlables à partir du poste de contrôle de l'exploitant sur site. L'Interface Homme-Machine devra être simple, facile d'utilisation et adaptée aux besoins d'exploitation.
- Il devra être évolutif pour permettre l'ajout / le remplacement de groupes HFO de type et caractéristiques potentiellement différent par simple reparamétrage du contrôleur général du système hybride par l'exploitant directement mais également par intervention du fabricant à distance (cas où l'exploitant nécessite un appui pour le reparamétrage). Cet aspect est particulièrement important pour la pérennisation des ouvrages et devra être décrit dans l'offre du Soumissionnaire.

### Gestion des groupes HFO

- Le Contrôleur du système hybride décide de mettre en marche le groupe HFO le plus pertinent en fonction de la charge de la Mine, de la décharge de la batterie et de la puissance PV. Dès que la séquence de démarrage du groupe est achevée, le groupe est raccordé et couplé au système et alimente le réseau de la Mine (par une alimentation conjointe Groupe + PV). Il pourra être paramétré si le groupe recharge la batterie ou pas.
- Il envoie en permanence aux contrôleurs des groupes HFO (automate de conduite) les consignes P,Q en fonction du besoin en réserve d'énergie primaire du système en particulier en fonction des paramètres définis de variation de l'état de charge de la batterie et de variation de la charge du réseau (typiquement 10-20% de la charge sur 10 secondes). Ces paramètres de variation de charge et de Puissance PV devront être facilement modifiables par l'opérateur à partir du Système SCADA pour permettre un ajustement / optimisation au fil du temps. Par ailleurs, chaque **automate de conduite des groupes** est préalablement programmé pour commander les démarrages/arrêts tout en tenant compte des facteurs de charge minimum et maximum (« setpoints ») prédéfinis pour chaque groupe et de répartir les heures de fonctionnement de manière homogène entre les différents générateurs HFO. Les groupes en fonctionnement se partagent la charge de manière équilibrée.
- Il minimisera la mise en service et la puissance du ou des groupes (synchronisés) pour maximiser l'utilisation solaire (variation de la puissance instantanée du



champ PV au cours de la journée), tout en veillant à ce que chacun d'eux fonctionne dans sa plage recommandée par le fabricant CAT pour un fonctionnement continu sans interruption (généralement 30% à 80% de la puissance nominale, paramétrable sur le contrôleur HFO et automatiquement transmis à l'automate de contrôle du système hybride) pour éviter tout vieillissement prématuré.

- En cas d'indisponibilité ou de panne d'un groupe, il gèrera automatiquement le basculement sur un autre groupe. En cas d'arrêt inopiné des groupes, les onduleurs seront déconnectés immédiatement (protection) et la centrale sera mise à l'arrêt.

#### **Gestion du parc de batterie**

- Le Contrôleur du système hybride donnera la priorité à la recharge des batteries par la centrale PV. L'exploitant pourra cependant décider à partir du poste de contrôle si les batteries devront être rechargées par les générateurs HFO lorsque ceux-ci sont en fonctionnement.
- Si les batteries sont rechargées à 100% (par le PV en journée) et que la centrale PV fournit plus de puissance que la puissance appelée sur le réseau, le Contrôleur du système hybride devra aussi communiquer aux onduleurs PV la nécessité de réduire leur puissance de sortie par modification du point de fonctionnement MPPT. La communication sera réalisée par câble de communication fibre optique. L'excès d'énergie PV sera inutilisé en Phase 2 (part d'énergie solaire perdue).

#### **Gestion du champs PV**

- Le champ PV sera en permanence exploité à son point de puissance maximum (MPP) sauf pour des raisons de stabilité du réseau (bridage)

Toutes ces fonctionnalités attendues soulignent l'interaction étroite entre la centrale thermique HFO existante et la nouvelle centrale hybride PV/batterie. Cela signifie que la Mine devra **accepter que l'IPP puisse avoir le contrôle global du système hybride** (et donc dans une certaine mesure de sa centrale HFO) et qu'une collaboration très proche devra exister entre les exploitants de la centrale HFO de la Mine et de l'opérateur IPP de la centrale solaire. Il semble primordial que la Mine soit impliquée en amont pour définir sous quelles conditions cela pourrait être acceptable.

### **5.4 Système SCADA**

Le système de SCADA de la centrale (Système de Contrôle et d'Acquisition de Données) est un composant primordial de la centrale hybride PV-Batterie-HFO permettant d'assurer une haute performance et disponibilité de la centrale PV.

On notera que le système Scada devra pouvoir gérer et piloter la centrale thermique HFO existante et une centrale solaire/batterie qui pourra se trouver à plusieurs km de la centrale

thermique existante. Le système sera situé au niveau de la salle de contrôle de la centrale solaire. Comme mentionné au Chapitre 5.3 , cela signifie que la Mine devra accepter que l'IPP puisse avoir le contrôle global du système hybride et donc dans une certaine mesure de sa centrale HFO.

Les serveurs de stockage des données et le poste de contrôle du monitoring devront être localisés sur le site de la centrale PV (gérés par l'IPP).

Les **fonctions** suivantes seront assurées par le système de monitoring et de contrôle :

- Mesure et reporting des données de production énergétique et de performance de la centrale PV par rapport aux performances attendues
- Mesure et comparaison de la production des boîtes de jonction au niveau de l'onduleur central PV pour la détection de chaînes de modules présentant un défaut /endommagement affectant la production (le nombre en fonction des types et puissances d'onduleur)
- Centralisation des données du système de surveillance et de sécurité
- Emission d'alarmes et de diagnostics automatique pour tout problème technique sur la centrale (envoi d'email / sms / appels automatiques vers une liste de contacts prédéfinie)
- Stockage des données d'exploitation sur un serveur dédié (minimum 1 an de stockage)
- Visualisation des données en temps réel sur le poste local de contrôle
- Transmission des données de productions d'énergie et de statut de la centrale (changement d'état des disjoncteurs etc.) vers le Dispatching National via l'interface du serveur situé dans la salle de relayage du poste source.

Le système d'acquisition et traitement de données permettra de recueillir (à minima) les données suivantes :

- Les mesures de la station météorologique : irradiation solaire (2 pyranomètres : horizontal et dans le plan des modules), température ambiante extérieure et à l'intérieur des locaux techniques onduleurs, température d'un module de référence, vitesse de vent
- Puissance injectée sur le réseau par la centrale PV et de batterie
- Puissance injectée sur le réseau par chaque onduleur PV et de batterie
- Caractéristique électrique des chaînes de modules PV : mesures de puissance au niveau des boîtes de jonction du champ PV ou de l'onduleur PV)
- Caractéristiques électriques DC et AC de chaque onduleur (U, I, cos phi)
- Etat des protections HTA/HTB

- Alarmes sur le réseau
- Données du système de surveillance vidéo du site
- Alarmes incendies et surveillance de l'état des climatiseurs des blocs onduleurs,
- Température des cellules de batteries Li-ion et de chaque container batterie

## 5.5 Bilan énergétique de la centrale

### 5.5.1 Hypothèses

Les simulations horaires utilisées pour le dimensionnement et le bilan énergétique de la centrale solaire PV de la Mine se basent sur la modélisation heure par heure sur les 8760h d'une année des données d'entrée suivantes :

- la **courbe de production** de la centrale photovoltaïque à partir des données d'ensoleillement présentées et en incluant également des paramètres de variabilité aléatoire intra-journalière et intra-horaire (algorithme de modélisation PVSyst).
- la **courbe de charge** de la Mine en 2019 (1<sup>ère</sup> année d'exploitation) a été considérée comme référence pour les 25 années à suivre. Aucune évolution de cette courbe de charge n'est prévue à ce stade de l'étude. La consommation de la Mine est supposée être stable et constante 24h/24 et 365jrs/an durant la durée de vie de la Mine.
- le **surplus d'énergie PV** qui n'est pas directement consommée par la Mine est utilisé pour charger les batteries. Les batteries et le champs PV sont (sur)dimensionnés pour pouvoir couvrir une grande partie de la consommation nocturne de la Mine.
- En phase 2 (off-grid), il est vivement recommandé que **minimum 2 générateurs HFO** soient en permanence en marche pour assurer la stabilité de l'approvisionnement électrique de la Mine. Un troisième générateur HFO est mis en service et synchronisé lorsque la batterie a atteint son seuil de décharge maximum. La modélisation inclut un algorithme d'optimisation de la répartition de la charge sur les différents groupes thermiques à chaque heure de l'année qui permet de déterminer le nombre de groupes en fonctionnement, leur taux de charge, leur réserve tournante disponible et leur consommation en HFO.

### 5.5.2 Simulation numérique du productible

Plusieurs sites potentiels ont été présélectionnés à proximité de la Mine pour aménager la centrale solaire. Du fait de leur proximité géographique (même irradiation solaire et température ambiante utilisées) et du caractère modulaire des centrales (même architecture avec onduleurs de chaînes identiques), le potentiel photovoltaïque (en kWh/kWc) est considéré identique pour chaque site.

Une simulation numérique a été réalisée en utilisant le logiciel PVSyst 6 pour déterminer ce potentiel pour une centrale PV de référence de **2,88MWc** (voir rapport PVSyst Annexe 3). Celui-ci a été utilisé comme référence pour le dimensionnement du système hybride de la Mine.

Le résultat de la simulation conclu à un potentiel de production d'électricité PV de **1.665 kWh/kWc/an** la première année.

Pour l'évolution du productible sur 25 ans, un taux de dégradation de la puissance des modules PV de -0,5%/an a été retenu (soit -12,5% sur les 25 ans d'exploitation considérée pour l'analyse économique).

Par extrapolation, les performances énergétiques de la centrale solaire proposée pour la Mine (30MWc et 50MWh) sont donnés au §4.5.2.

## 5.6 Technologies recommandés (modules, onduleurs, batteries, structures)

ILF suit de près les évolutions technologiques dans le domaine du solaire photovoltaïque et du stockage pour les centrales hybrides de grande envergure.

Cette section présente les recommandations en termes de choix des composants principaux constituant une centrale hybride pour un fonctionnement optimal et durable :

- Modules PV
- Onduleurs PV
- Parc de batterie
- Structures porteuses et fondations

ILF mène régulièrement des simulations de performances et de productibles pour les différentes technologies et recommande les choix ci-dessous adaptés au contexte du projet de centrale solaire pour la Mine de Banfora au Burkina Faso.

Dans le présent projet, les groupes HFO sont déjà sélectionnés par la Mine et sont opérationnels. Il n'est pas prévu dans le cadre du projet de les remplacer.

### 5.6.1 Modules PV

Sur le marché du photovoltaïque deux « familles » technologiques de modules prédominent selon le type de matériaux semi-conducteurs utilisé pour les cellules photovoltaïques : les modules à silicium cristallin et les modules à couches minces. Chaque famille a plusieurs filières technologiques qui seront plus ou moins performantes selon les conditions météorologiques et d'utilisation. Les 3 filières principales de modules PV sont :

- Silicium mono ou poly cristallin (m-Si et p-Si)
- Cadmium Telluride (CdTe)

- **Copper Indium Selenium (CIS)**

D'un point de vue technologique, les 3 technologies de modules PV sélectionnées et présentées sont adaptées et pourraient être mises en place pour le projet de centrale PV au Burkina Faso. Les modules cristallins dominent cependant largement le marché international avec plus de 90% de la production mondiale (en particulier poly-cristallins).

présentent un productible inférieur de 4% à leurs concurrents à couches minces la première année de production mais présentent des garanties de robustesse liées à l'expérience de long terme de cette industrie qui peuvent être considérées supérieures, ce qui peut se traduire notamment par un facteur de dégradation à terme potentiellement supérieur. De plus, le nombre faible de fabricants de couche mince de qualité est à considérer : 1 seul pour le CdTe (First Solar – USA) et 1 seul pour le CIS (Solar Frontier, Japon).

Dans la suite de l'étude et pour les calculs de productibles fournis en Annexe 3 (Simulation PVSyst), la technologie utilisant des **modules Si polycristallins** a été sélectionnée comme étant le cas le plus conservateur mais aussi le plus représentatif du marché actuel.

**Module PV choisi : Jinko Solar JKM320PP-72-V– Polycristallin – 320Wc**

Note : d'autres modèles et fabricants sont bien sûr possible. Le choix des composants pour ces simulations ne doit en rien influencer les décisions futures.

Il est à noter que l'industrie des modules photovoltaïques commercialise à présent en production de masse des modules cristallins présentant de nombreuses innovations et évolutions notables telles que le passage à des systèmes certifiés pour 1500Vdc, des modules bi-verre, des modules bi-faciaux (avec surface arrière active) et l'arrivée de modules demi-cellules. Ces innovations présentent certains avantages par rapports aux modules conventionnels cadrés et avec backsheet tri-couche, mais présentent pour certaines encore peu de retour d'expérience de performances et de dégradation sur le long terme et pourraient être implémentés pour le présent projet sous réserve de certaines considérations techniques pour minimiser les risques de qualité (à détailler dans l'étude de faisabilité détaillé et dans les spécifications techniques de l'appel d'offres).

## 5.6.2 Onduleurs PV

Les onduleurs transforment le courant continu (DC) produit par les modules PV en courant alternatif (AC) à 50 ou 60Hz afin de permettre l'injection sur le réseau publique de l'énergie électrique produite. Le développement de l'électronique de puissance au cours de la dernière décennie a conduit à une amélioration considérable des rendements de conversion DC/AC, qui peut atteindre plus de 98% pour les modèles à haut rendement.

Deux concepts d'onduleurs différents existent sur le marché : les onduleurs de chaînes et les onduleurs centraux. La Figure 18 montre un exemple pour chaque concept d'onduleurs.

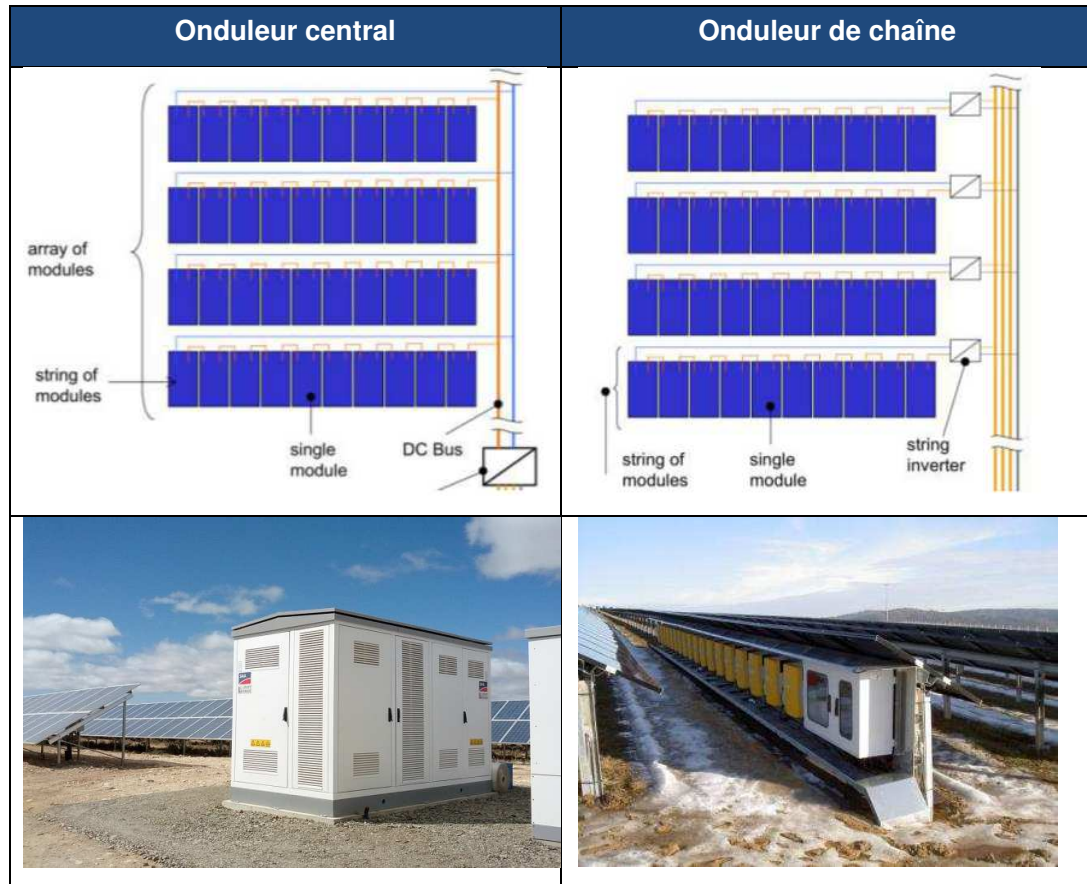


Figure 18: Concepts d'onduleurs central et de chaîne

Le tableau ci-dessous présente une comparaison qualitative des deux concepts d'onduleurs pour les principaux paramètres importants.

Paramètres	Onduleur central	Onduleur de chaîne
Puissance unitaire	100kVA à 2MVA	1kVA à 120kVA
CAPEX des centrales PV à grande échelle (multi MW)	Moins élevé	Plus élevé
Effort de conception / effort de l'installation	Onduleur: faible Partie DC: haut Partie AC: faible	Onduleur: haut Partie DC: faible Partie AC: haut
Rendement européen	~98%	~98%
Taux de défaillance attendue	Moins élevé	Plus élevé
Impact d'une panne onduleur sur le productible de la centrale	Haut*	Faible

Paramètres	Onduleur central	Onduleur de chaîne
Adéquation pour des zones isolées (iles, etc.) et zones difficiles d'accès	Moyennement adapté	Adapté

\* Le risque peut être réduit par un contrat d'O&M approprié intégrant des clauses sur les délais de réparation/remplacement d'onduleurs défectueux

Tableau 11 : Comparaison des deux concepts d'onduleurs

Les deux concepts d'onduleurs sont techniquement faisables et permettraient une performance élevée de la centrale PV pour la Mine Banfora.

Dans le cas de ce projet de centrale multi-MW pour une mine, il est recommandé de laisser ouvert la possibilité d'une architecture avec onduleurs de chaîne ou centraux en imposant cependant certaines contraintes :

- **Onduleurs centraux** : du fait de l'absence actuelle d'industrie PV de grande taille établie au Burkina et donc des potentiels délais de service après-vente pour l'intervention sur panne, il sera nécessaire que l'entreprise EPC assortisse son offre d'une garantie adaptée de la part du fabricant d'onduleur (mise à disposition sur site d'un stock de pièce de rechange adapté, délai d'intervention, délai de remplacement de carte / API défectueux, délai de remplacement d'onduleur hors service, etc.).
- **Onduleurs de chaîne** : afin d'éviter que trop d'onduleurs de string soient installés sur site rendant la maintenance et le suivi plus fastidieux, il est recommandé d'imposer une puissance minimum AC de 60kW assortie d'un poids maximum permettant un remplacement d'une unité défectueuse par 2 personnes (max. 80kg). Ces onduleurs étant installables en extérieur (sur les structures de modules à l'ombre des modules PV), ils devront être IP65. Il est par ailleurs recommandé que les onduleurs de chaîne puissent communiquer avec le SCADA via courant porteur ou autre solution sans fil robuste.

Dans tous les cas, il est recommandé d'installer des modèles à haut rendement (rendement européen min. 98%) et de privilégier les fabricants ayant une expérience de long terme dans ce domaine (minimum 5 ans, capacité de production >500MW/an) et disposant d'un concept après-vente adapté au contexte Burkinabais.

### 5.6.3 Batterie de stockage

Plusieurs technologies de systèmes de stockages d'énergie (ESS) sont disponibles sur le marché et sont généralement classifiés par leur moyen physique de stockage, à savoir mécanique, électrochimique, chimique, électrique ou thermique. Nous ne retiendrons ici que les batteries électrochimiques pour lesquelles il existe plusieurs technologies :

- Plomb/Acide

- Nickel Cadmium;
- Lithium Ion;
- Sodium Souffre (NaS);
- Batteries à circulation (« RedOx-Flow »)

Le graphique suivant montre les plages de fonctionnement en puissance et énergie adaptées aux différents ESS.

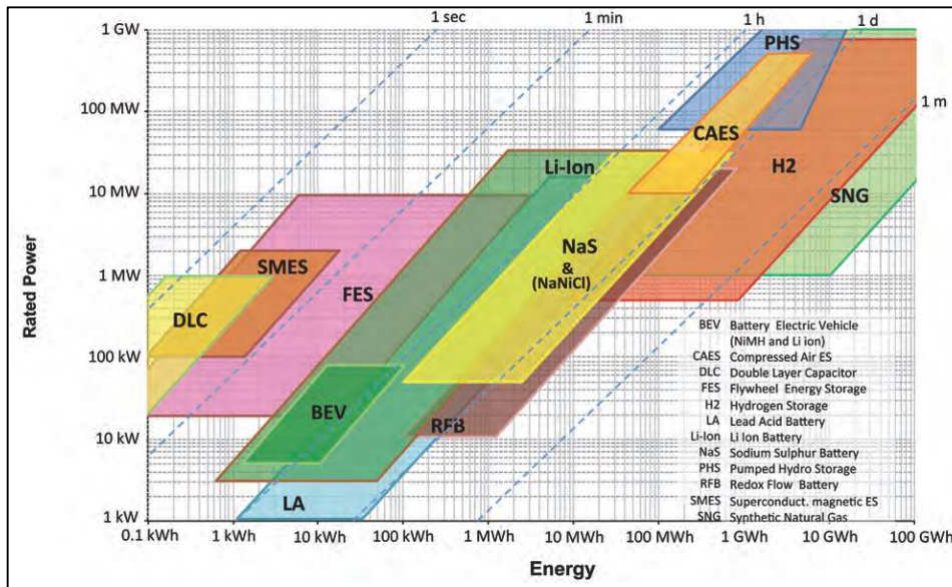


Figure 19 : Comparaison des ESS par niveau de puissance et d'énergie (source: Fraunhofer ISE)

Etant donné l'isolement du site de la Mine et la taille très importante de la batterie proposée (50MWh), le choix se porte sur une batterie fiable, performante, facile d'entretien, adaptée aux cyclages profonds, et à haute densité énergétique (pour réduire l'encombrement). Pour cette taille de projet, la technologie **Lithium-ion** aujourd'hui mature est logiquement la plus adaptée et est recommandée. Les principales technologies présente sur le marché se distinguent par les alliages utilisés pour la cathode : principalement NMC (oxide de Nickel-Manganèse-Cobalt) ou LFP (Fer-Phosphate).

Au niveau structurel, un parc de batteries au Lithium-Ion est généralement constitué d'armoires (**racks**) contenant des **modules** (amovibles), eux-mêmes composés de **cellules** (anode+cathode+electrolyte) montées en série et en parallèle pour augmenter courant et tension.

Chaque module est géré et protégé par une **unité de gestion de la batterie** (BMS - Battery Management System) qui contrôle tous les éléments vitaux de la batterie (température et tension des cellules, contrôle de la charge, puissance en sortie, etc.) et équilibre les tensions de toutes les cellules du système.



Le tableau suivant donne un aperçu des principales caractéristiques de la technologie Li-ion :

Paramètre	Valeur
<b>Rendement de charge &amp; décharge</b>	93-95%
<b>Durée de vie calendaire (fin de vie 80%)</b>	15-20 ans (-1%/an)
<b>Durée de vie en nombre de cycles de charge/décharge</b>	4,000-8,000 cycles @80%DOD et 25°C, fin de vie 80%
<b>Densité énergétique</b>	200-300Wh/kg
<b>Auto-décharge</b>	1-2%/mois
<b>Avantages</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Durée de vie élevée</li> <li>• Haute densité d'énergie</li> <li>• Rendement élevé</li> <li>• Flexibilité d'utilisation en termes de charge/décharge.</li> </ul>
<b>Inconvénients</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûts réduit bien qu'encore élevés</li> <li>• Possibles emballement thermiques</li> <li>• Besoin énergétiques auxiliaires importants pour maintenir la température des cellules &lt;30°C</li> </ul>
<b>Possibilités</b>	Potentiel de réduction des coûts encore important
<b>Obstacles</b>	<p>Ressources limitées pour la fabrication de la cathode et disponible dans un nombre limité de pays (notamment le Cobalt pour batteries NMC).</p> <p>Demande international importante (lié à l'industrie automobile en particulier).</p> <p>Le recyclage en fin de vie n'est encore que partiellement adressé par l'industrie (coûts actuels de recyclage prohibitifs)</p>

Table 2: Aperçu de la technologie Li-ion

Les capacités de charge et de décharge des batteries au lithium sont déterminées en fonction du **C-rate** de la batterie. Les processus de production font varier l'épaisseur des matériaux d'anode et de cathode afin d'obtenir des C-rates élevés ou faibles de la cellule.

En général, la gamme de cellules Lithium Ion est très large et va de 0,25C à 4C pour les batteries commerciales à grande échelle. Il est possible de trouver des C-rates allant jusqu'à 100C, mais il s'agit de batteries très spéciales qui ne sont pas produites à grande échelle et peuvent coûter très cher.

Le C-rate définit la puissance maximale qu'une batterie peut fournir par rapport à la capacité de la batterie. Cela signifie qu'une batterie 1C avec 1 MWh peut fournir 1 MW d'énergie, une batterie 0,5C avec 1 MWh peut fournir 500 kW et une batterie 2C avec 1 MWh peut fournir 2 MW.

En général, une batterie Lithium-Ion peut être utilisée de 0% à 100% SOC (« State of Charge »). Toutefois, ce type de fonctionnement doit généralement être évité, car le SOC et la profondeur des cycles (DOD) influent directement sur le **nombre de cycles** de la batterie, et donc sur sa **durée de vie**. En pratique on considère que 85 à 90% du SOC peut être utilisé.

La batterie devrait idéalement être utilisée dans une plage de 20 à 80% (SOC moyen) et à une **température <30°C** pour maintenir un nombre élevé de cycles effectifs.

La batterie doit être maintenue dans la plage de température optimale comprise entre 20 et 28 ° C pour éviter un vieillissement prématuré (la plage peut être légèrement différente de quelques degrés en fonction du fabricant).

Il existe une température limite à laquelle un processus d'autodestruction irréversible et imparable de la cellule va commencer (emballement thermique), ce qui conduit à une inflammation dangereuse qui ne peut pas être éteinte. Certaines technologies de cathode tels que LiFePo4 ne présentent pas un tel emballement thermique.

Le **temps** lui-même est un autre facteur de vieillissement indépendant, ce qui signifie que les matériaux de la batterie subissent un processus de vieillissement dans le temps, indépendant des cycles de charge et de décharge de la batterie. Ce processus de vieillissement dépend principalement de la température et du SOC moyen de la batterie. Plus la température est basse et le SOC moyen bas, plus la batterie durera longtemps. Selon le traitement de la batterie, on peut s'attendre à ce que la plage de durée de vie calendaire seul se situe dans la plage de 20 ans jusqu'à ce que la batterie atteigne la limite de 80% de sa capacité initiale, si elle n'a pas été atteinte plus tôt par la durée de vie cyclique. Certains fabricants prétendent avoir une durée de vie calendaire encore plus élevée, allant jusqu'à 30 ans.

Les figures suivantes donnent un aperçu des différents paramètres ayant une incidence sur la durée de vie de la batterie, en particulier l'état de charge moyen (SOC) et la température.

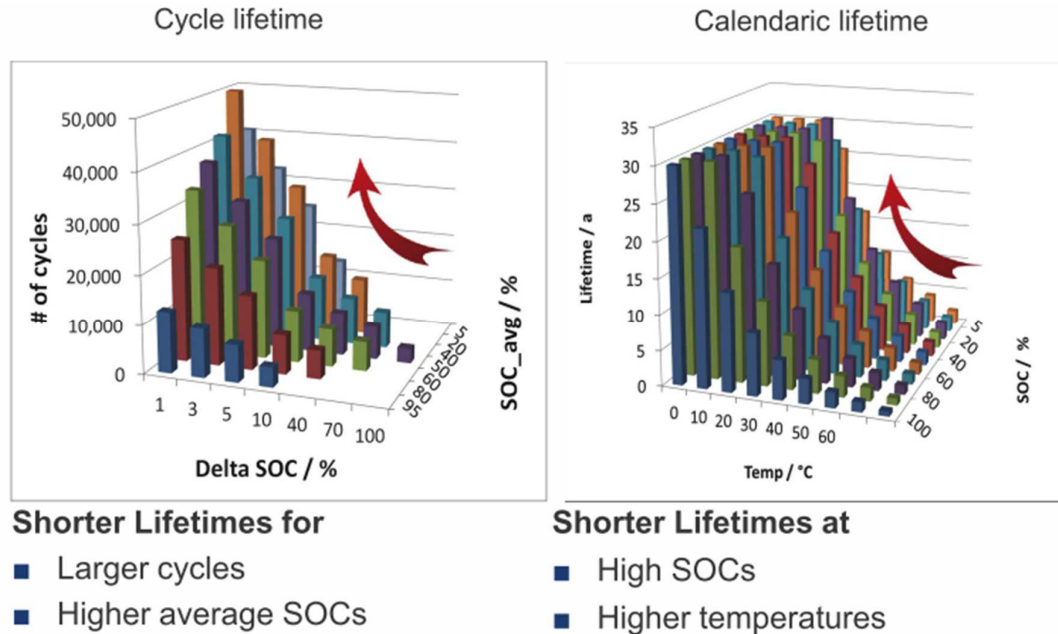


Figure 20: Impacte du SOC et de la temperature sur la durée de vie calendaire et en cycles de charge/décharge (Source: Aachen University)

#### 5.6.4 Onduleurs de Batterie

Le contrôle, la charge et la décharge des batteries Li-ion est assuré par un onduleur bidirectionnel. Ces onduleurs sont d'un point de vue hardware proche des technologies d'onduleurs PV, bien que présentant des différences notables quand ils fonctionnent en source de tension, qui est le type d'onduleurs recommandés pour ce projet.

Dans la configuration de la centrale hybride pour la Mine, ce sont les 2 générateurs HFO fonctionnant en base (24h/7) qui forment les caractéristiques du réseau (fixent la tension et la fréquence du réseau et assurent les services systèmes).

Si le niveau de charge (SOC) des batteries est bas ou si la charge de consommateurs est trop élevée, un groupe électrogène (ou un groupe électrogène supplémentaire) sera immédiatement démarré par le contrôleur du système hybride.

Les onduleurs de batteries devront permettre les fonctionnalités minimales suivantes:

- Onduleur source de tension (« grid forming ») en parallèle des générateurs HFO pour assurer la stabilité du réseau.
- Gestion optimisée du profil de charge/décharge de la batterie (en fonction du type de batterie). Paramétrage aisé des seuils de SOCmin/SOCmax maximum autorisé.
- Envoi de signal commande au contrôleur principale des groupes HFO pour le démarrage/arrêt de générateurs en fonction principalement de l'état de charge (SOC) de la batterie, dans l'éventualité d'une chute prolongée de la puissance

PV (lié au passage d'un nuage) et d'un SOC trop bas pour assurer longtemps le déficit d'énergie PV.

- Capacité de fournir les services systèmes nécessaires à la stabilité du réseau dont le contrôle de la puissance active et réactive (P, Q), la compensation des fluctuations de l'énergie PV durant la journée, la fourniture de la puissance de court-circuit en cas de défaut sur le réseau etc.

Deux **types d'architectures** sont possibles en utilisant soit des clusters d'onduleurs de batteries, soit des onduleurs de batterie centralisés. Les premiers sont destinés à des installations de petite et moyenne puissance fonctionnant à des tensions réduites. La centrale hybride de la Mine nécessitant une grande puissance d'onduleur de batterie, il est recommandé d'avoir recours à des onduleurs centralisés de grande puissance unitaire.

Ces onduleurs, produisant en triphasé, fonctionnent à des tensions de batteries élevées (entre 400 et 1200V<sub>DC</sub> selon les modèles) ce qui permet notamment de réduire les pertes ohmiques. Les autres avantages importants sont la simplicité de gestion du parc de batteries (1 bloc de batterie par onduleur) sans mise en parallèle de blocs de batterie (pas de flux d'énergie entre blocs de batteries).

A l'heure actuelle, le nombre de fabricants proposant de tels onduleurs clé en main est en train de croître pour répondre au nouveau marché des batteries de grande puissance pour fournir des services système sur les réseaux interconnectés (régulation de fréquence, lissage de productible PV / éolien, réserve primaire mobilisable instantanément, etc.) ainsi dans une moindre mesure pour le marché des centrales hybrides de grande envergure tels que le présent projet.

#### 5.6.5 Fondations et structures porteuses

Il y a 3 principaux **types de fondations** qui peuvent être utilisés pour les structures porteuses des modules PV selon la nature et le profil des sols et les contraintes extérieures (vent, sable, ...) :

- Fondations par pieux battus
- Vis de fondations
- Fondations en bandes de béton superficiel



Figure 21: Fondations par pieux battus, vis et bandes de béton

Fondations	Inconvénients
Pieux battus	Pré-forage nécessaire en cas de sol rocheux
Vis de fondations	Prix plus élevé que les autres solutions de fondations.
Bandes de béton superficiel	Impact potentiel important sur le planning du projet lié à la durée de pose ou coulage/séchage du béton
	Impact économique plus important lors du démantèlement des centrales si le site doit retrouver son état initial après la fin de vie des centrales

Tableau 12 : Inconvénients des 3 types de fondations

A ce stade de l'étude préliminaire où aucune étude géotechnique n'est disponible, aucune recommandation ferme sur le type de fondations à privilégier ne peut être formulée. Cependant les observations réalisées lors des visites de site semble indiquer que le sol des sites potentiels est assez meuble pour permettre le battage de pieux, qui est la solution la plus économique quand cela est possible.

Il conviendra durant les études détaillées de réaliser une étude géotechnique qui devra confirmer ou préciser cette recommandation sur le type de fondation le plus adapté.

Dans le cadre de ce projet, ILF recommande les **structures porteuses fixes** (sans suivi du soleil).

Diverses structures (à pied centrale, à 2 pieds, etc.) peuvent être utilisées en fonction de la qualité du sol, de la taille de la table sélectionnée, du type de fondation recommandé par l'étude géotechnique et des contraintes structurelles liées à la vitesse de vent maximum de design. Le choix de la structure dépendra aussi du type de modules et des facilités d'assemblage et de montage.

Il est à noter que de nombreux fabricants de structures porteuses ont développé des solutions adaptées à des terrains présentant des reliefs assez importants sans surcoût de matériel (jusqu'à des pentes de 5°).

## 6 SOLUTION DE RACCORDEMENT DE LA CENTRALE PV/BESS

La centrale hybride PV/BESS disposera sur son site d'un poste HTA/HTB de raccordement au réseau existant de Mine (11kV) et au futur réseau public d'électricité (poste de livraison).

La schéma unifilaires provisionnelle de la centrale se trouvent en Appendix 1.

Les chapitres suivantes décrivent la solution de raccordement plus en détail.

## 6.1 Poste de livraison de la Centrale PV/BESS

La centrale PV/BESS disposera d'un poste de livraison par lequel transitera toute l'énergie produite avant d'être distribuée vers la Mine et/ou injectée sur le réseau publique d'électricité. Comme montré sur le schéma unifilaire en Annexe 1, le poste de livraison comporte les équipements suivants :

1. **Jeu de barres 33kV** auquel sont raccordés les postes de transformation de la centrale hybride PV/BESS ; la quantité de postes de transformation dépendra de la capacité finale de la centrale. Ce jeu de barre permet aussi l'alimentation la centrale en énergie auxiliaire par un transformateur auxiliaire 33/0,4kV. La connexion au système 11 kV existant de la Mine sera également réalisée à partir de ce jeu de barres par un transformateur 33/11kV et une ligne aérienne vers le poste existant de la Mine. Aussi l'interface potentielle avec le réseau SONABEL HTA 33kV (existant à moins de 15km) se connecterait également ici.
2. **Jeu de barres 132kV** qui réalise l'interface avec le futur réseau publique d'électricité HTB. La future ligne HTB de raccordement au réseau HTB partira de ce jeu de barres. Cet jeu de barres et les transformateurs associé cela pourrait être construit après le reste du centrale, car le système fonctionnera initialement en mode hors réseau.
3. **Transformateurs 132/33kV** pour transformer la tension entre les deux jeux de barres. Deux transformateurs 132/33kV sont proposés dont la taille dépendra de la puissance nominale AC finale de la centrale. Afin de garantir une bonne disponibilité de la centrale en cas de travaux de maintenance ou de défaut sur un des deux transformateurs, une puissance de 75% de la puissance nominale AC de la centrale est proposée pour les transformateurs (système partiellement redondant).

## 6.2 Raccordement au réseau de la Mine

Le système 11 kV existant de la Mine se compose de deux tableaux de distribution 11 kV séparés. Le premier tableau « Génération » est le tableau de la centrale thermique existante où tous les générateurs sont connectés. Ce tableau alimente un second tableau 11kV « Consommation » qui alimente ensuite les charges de la Mine. Les schémas unifilaires de ces tableaux se trouvent en Annexe1.

Le tableau « génération » dispose d'un disjoncteur de réserve calibré à 1000A (en vue d'un raccordement réseau). Ce disjoncteur de réserve peut aussi être utilisé pour connecter la centrale hybride PV/BESS à la centrale de Mine. Il sera peut-être nécessaire de

modifier le schéma de protection de l'alimentation pour faciliter la connexion. La Figure 22 montre le tableau « génération » de la Mine avec son disjoncteur de réserve.

Des modifications au système SCADA existant seront nécessaires pour permettre le fonctionnement du système hybride. Le concept du système SCADA est détaillé dans la section 5.4.



Figure 22: Tableau de génération de la Mine avec disjoncteur de réserve

Il est suggéré d'installer une ligne aérienne avec communication par fibre optique entre la centrale PV/BESS et la Mine. Une section de câble souterrain sera nécessaire pour établir la connexion entre le tableau « génération » et le pylône final de la ligne aérienne. Le tracé de la ligne aérienne entre la centrale PV/BESS et la Mine doit être établi dès que l'emplacement de la centrale hybride PV/BESS est connu.

### 6.3 Raccordement au réseau public d'électricité

#### 6.3.1 Aperçu du réseau interconnecté dans le Sud-Ouest de Burkina Faso

La Figure 23 ci-dessous représente schématiquement le réseau interconnecté du Sud-Ouest de Burkina Faso. L'emplacement indicatif de la Mine est indiqué par un cercle rouge. Les sites présélectionnés pour la centrale hybride PV/BESS se trouvent dans un voisinage proche de la Mine (rayon <20km) (voir rapport ILF sur l'évaluation des sites potentiels pour la centrale hybride : R564-ILF-AD-00005).



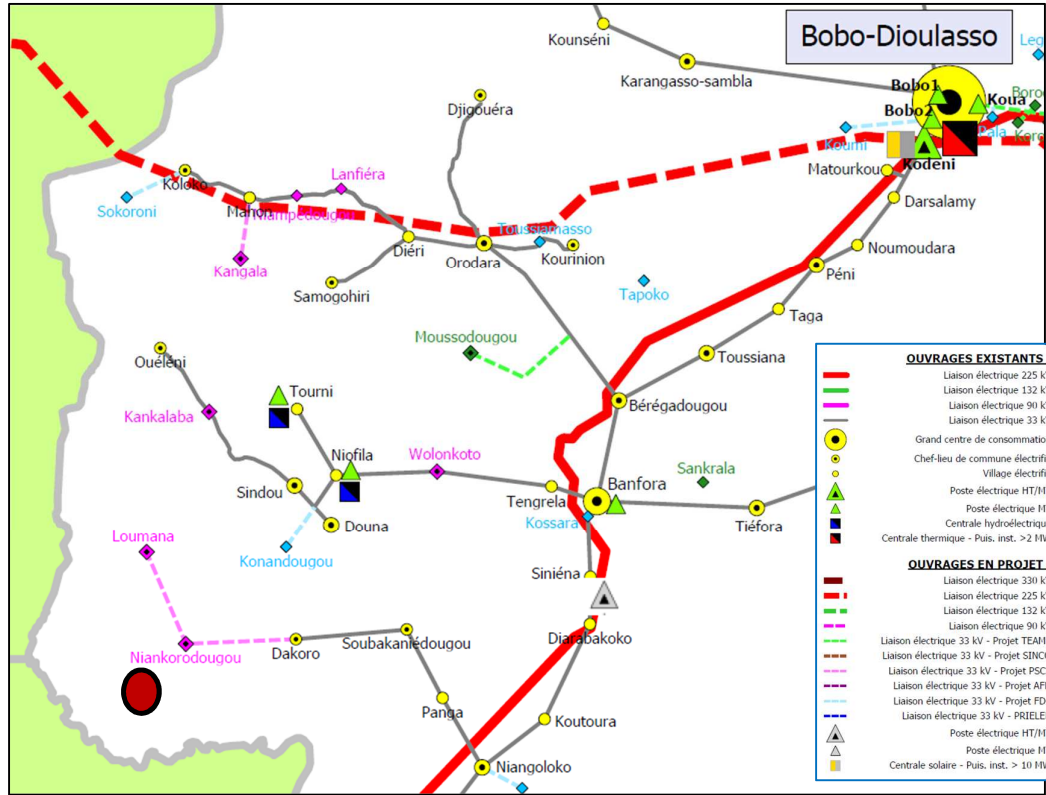


Figure 23 Schéma unifilaire du réseau HTA/HTB dans le Sud-Ouest de Burkina Faso (extrait du plan réseau national de SONABEL, 2016 donné en Annexe 1)

Dans la zone du Sud-Ouest, le parc de production est quasi inexistant, hormis la centrale thermique de Banfora et 2 mini-centrales hydro à Tourni et Niofila. La zone est caractérisée par une faible charge et est essentiellement alimentée par la ligne de 225kV d'interconnexion WAPP provenant de Côte d'Ivoire. Cette ligne HTB aérienne simple terne relie le poste de Ferkessedougou (Côte d'Ivoire) au poste de Kodeni à proximité de Bobo-Dioulasso et a une capacité maximale de transport de 420 MVA. Les détails techniques de cette ligne est rappelés au .

Les localités et consommateurs situés à proximité de la Mine (Niankorodougou) sont alimentés par un réseau HTA 33kV très étendu et surchargé provenant du poste 225/33kV de Kodéni, situé à ~180km.

Caractéristique technique	Valeur
Type	Almélec / 570
Tension nominale	225 kV
Section du câble	570 mm <sup>2</sup>
Courant maximal	1080A
Capacité maximale	420MVA
Puissance transitée	132,6 MVA



Caractéristique technique	Valeur
Longueur	225km

Tableau 13: Caractéristiques techniques des ligne 225kV Ferkessédougou - Kodéni

### 6.3.2 Raccordement au réseau public d'électricité à Banfora

Comme indiqué ci-dessus, il n'existe actuellement aucun système HTB à proximité de l'emplacement de la centrale PV/BESS. Par conséquent, il est recommandé, comme l'a souligné l'étude E&Y, d'étendre le système HTB existant pour fournir un point de connexion approprié pour connecter le système hybride PV/BESS et la Mine.

Un projet de sous-station 225/132/33kV à proximité de Banfora est à l'étude par SONABEL et en recherche de financement. L'emplacement potentiel de la sous-station est indiqué par un triangle gris sur Figure 23 et se situe à environ 80km de la centrale PV/BESS. Il est donc suggéré de réaliser une nouvelle ligne en 132 kV entre la centrale et la sous-station. Le système 225kV existant a une capacité suffisante pour accepter la connexion du système PV/BESS et les besoins de la Mine. Une étude détaillée devra encore être effectuée pour déterminer l'impact de la connexion.

Pour mener la présente étude, l'hypothèse que la sous-station de Banfora sera effective dans les 3 ans suivant le début du projet a été retenue, afin de planifier la construction de la ligne 132kV. La schéma unifilaire et la plan d'implantation pour la sous-station se trouvent en Annexe 1. Il est aussi supposé qu'un poste de transformation 225/132 kV et un jeu de barres 132 kV soient mis en place au niveau de la sous-station pour permettre la connexion. Sinon ces équipements devront être ajouté à la charge du producteur indépendant IPP.

La nouvelle ligne en 132 kV pourra alors être construite et raccordée directement (i) au jeu de barres 132kV du poste 225/132/33kV à Banfora et (ii) au jeu de barres 132kV du poste de livraison du centrale PV/BESS. Le type et la section du conducteur seront choisis en concertation avec SONABEL et en lien avec la capacité du système PV/BESS. Une ligne simple de conducteurs sera suffisante pour le raccordement.

L'investissement et la construction seront à charge de l'IPP et ensuite rétrocédé à SONABEL après la mise en service.

Etant donné l'incertitude sur le calendrier de réalisation du poste HTB à Banfora, et donc de la ligne 132kV, une **solution intérimaire** serait de raccorder la centrale PV/BESS au réseau 33 kV existant moyennant des adaptations de la ligne (renforcement des sections, etc.). Cette solution a été décrite dans le « R564-ILF-AD-00005 Rapport d'évaluation des sites ». Des discussions plus approfondies avec SONABEL sont nécessaires pour évaluer la charge potentielle sur le réseau et une étude détaillée du système électrique devra être menée pour établir la faisabilité de cette option.

## 7 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Le projet d'hybridation de la centrale HFO existante de Teranga est planifié en 3 phases qui ont été retenues pour la présente étude de conception technique :

- **Phase 1: 100% HFO (off-grid)** situation actuelle
- **Phase 2: PV + Batterie + HFO (off-grid)**
- **Phase 3: PV + Batterie + HFO + Grid**, dès que le réseau HT sera mis en service, après 3 ans

L'objectif de l'optimisation du dimensionnement et du design de la centrale est de répondre aux 3 objectifs principaux suivants :

1. Détermination du tarif/PPA permettant d'assurer l'attractivité et viabilité financière du point de vue de l'IPP (rentabilité attendue par un investisseur privé), de la Mine (réduction du coût de l'électricité consommée par rapport au coût actuel d'exploitation sur HFO, estimé à 0,19\$/kWh) et de la SONABEL (marge sur la revente de l'électricité achetée à l'IPP).
2. Design robuste pour garantir l'approvisionnement fiable et continu de la Mine prenant en compte les spécificités de la Mine
3. Maximisation de l'impact environnemental du projet en terme de réduction de la consommation de HFO (et donc des émissions de CO<sub>2</sub>) – objectif minimum de 50%

Les conclusions et recommandations d'ILF suite à cette étude de conception et d'optimisation technico-économique sont :

- La radiation solaire du site et le productible de la centrale PV sont très élevés : GHI = 2051kWh/m<sup>2</sup>/an ; productible : 1665 kWh/kWc
- Le principe de fonctionnement général de la centrale hybride retenu est le suivant :
  - Durant les 3 premières années d'exploitation (Phase 2), ILF recommande que la centrale PV+Batterie fonctionne en parallèle de la centrale HFO en maintenant minimum 2 générateurs HFO à un minimum de 30% de charge, le reste étant produit par la centrale PV et les batteries. Les batteries sont chargées uniquement par la centrale PV, dont la puissance de sortie sera bridée si les batteries sont pleinement chargées (SOC=100%). Une petite partie de l'énergie solaire (Excès RE) sera perdue mais le fonctionnement de la centrale hybride sera sécurisé.
  - Durant la phase 3 (centrale raccordée au réseau national), les groupes HFO pourront être arrêtés et la centrale PV pourra continuer de charger les batte-

ries. L'excès d'énergie solaire non consommé par la mine pourra être intégralement injectée sur le réseau SONABEL (qui pourra notamment utiliser les batteries pour aider à couvrir la pointe de demande du soir).

- Les résultats technico-économiques montrent que :
  - L'augmentation de la taille de la centrale PV permet de manière logique de réduire le coût de production économique en supposant qu'à partir de l'année 4, l'ensemble de la production (et donc en particulier l'excès RE) sera injectée sur le réseau interconnecté.
  - Le coût de construction de la ligne 132kV a un impact de 1,5 à 5c\$/kWh selon la taille de la centrale PV (1,9c\$/kWh pour le dimensionnement proposé PV 30MWc + Batt. 50MWh). Il est à noter qu'un retard dans la construction de cette ligne (au-delà des 3 ans après réception de la centrale PV) est un risque important sur le projet, car il en résulterait une augmentation du LCoE calculé et/ou une réduction de la rentabilité financière pour l'IPP.
  - Au-delà d'une centrale PV de 30MWc, la surface nécessaire dépasse les 50ha, qui était la surface initialement estimée comme nécessaire pour la centrale et qui a été utilisée comme surface de référence lors des visites de sites.

ILF propose le dimensionnement de centrale suivant répondant aux 3 objectifs de design formulés ci-dessus et dont les principaux résultats technico-économique sont présentés ci-dessous.

<b>Principaux résultats du dimensionnement technico économique</b>	
PV – puissance installée	30 MWc
Batterie	20MW/50MWh
Part de l'énergie solaire dans la consommation de la Mine (année 1)	49,9%
Excès d'énergie solaire - année 1 (énergie « perdue »)	27%
Excès d'énergie solaire - année 4 (injectée dans le réseau HT)	16%
Réduction de la consommation de HFO et de CO2 (année1)	46%
Investissement total	55,55 MUS\$
Coût de production LCOE avec ligne 132kV	0,129 \$/kWh
Part du coût de la ligne 132kV	0,019 \$/kWh
Estimation de la surface nécessaire pour la construction de la centrale	46 Ha

Tableau 14: Principaux résultats de la configuration hybride recommandée

En termes de design technologique, le résumé des principales recommandations suivantes est rappelé ci-dessous :

- Centrale PV :
  - Modules PV : cristallins mono ou poly
  - Structures de support: structure fixe à 10° et orientation sud
  - Onduleurs PV : centraux ou de chaine (assortis de contraintes techniques pour assurer un taux de disponibilité élevé)
- Système de batterie :
  - Technologie : Li-ion
  - C-Rate : 0,5
  - Onduleurs de batterie : centraux, source de tension pour assurer la stabilité du réseau
- Raccordement de la centrale PV et batterie
  - à la mine : un raccordement en 11kV sous terrain ou ligne aérienne (en fonction de la distance du site retenu to the mine) au niveau du tableau « génération » 11kV de la Mine est recommandé. Une cellule de réserve est disponible à cet effet si la Mine consent à ce qu'elle soit utilisée.
  - au réseau public via une ligne aérienne en 132kV pour raccorder la centrale hybride et la mine au projet de sous-station 225/132/33kV à Banfora (distance ~80km). Il est supposé que ce raccordement sera effectif 3 ans après la réception de la centrale hybride
- Le contrôleur du système hybride est le cœur du système et devra monitorer la charge et contrôler l'ensemble des sources d'énergie (HFO, PV, Batterie). Il devra notamment avoir un contrôle direct ou a minima indirect pour le démarrage-arrêt des groupes HFO en fonction du niveau de puissance. Cela signifie également que la Mine devra accepter que l'IPP puisse avoir le contrôle global du système hybride (et donc dans une certaine mesure de sa centrale HFO) et qu'une collaboration très proche devra exister entre les exploitants de la centrale HFO de la Mine et de l'opérateur IPP de la centrale solaire. Il semble primordial que la Mine soit impliquée en amont pour définir sous quelles conditions cela pourrait être acceptable.

## **ANNEXES**

Annexe 1 Plans et schémas unifilaires

Annexe 2 Simulation pour la centrale solaire de 30MWc et 50MWh

Annexe 3 Simulation PVSYST

Annexe 4 Documents référencés

## **Annexe 1**

### Plans et schémas unifilaires

- SONABEL - Carte Electrique\_2016 Burkina Faso
- ILF – Schéma Unifilaire Centrale PV/BESS - R564-ILF-OD-0004\_0
- Mine - Power plant 11kV switchboard - proposed SLD
- SONABEL - POSTE DE BANFORA - PLAN IMPLANTATION-Objet
- SONABEL - POSTE DE BANFORA - SCHEMA UNIFILAIRE-Model.



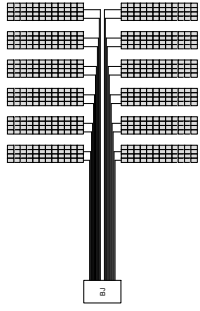
**LÉGENDE**

- Bâtiment/Conteneur
- Unité de transformation
- Câble sous-terrain
- Câble aérien

**NOTE**

Le nombre exact de postes de transformation sera choisi à un stade ultérieur.  
Les câbles de communication ne sont pas représentés.

**CABLAGE DES MODULES DC**



**DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE:**

DOC. TITRE: \_\_\_\_\_ DOC. NO: \_\_\_\_\_

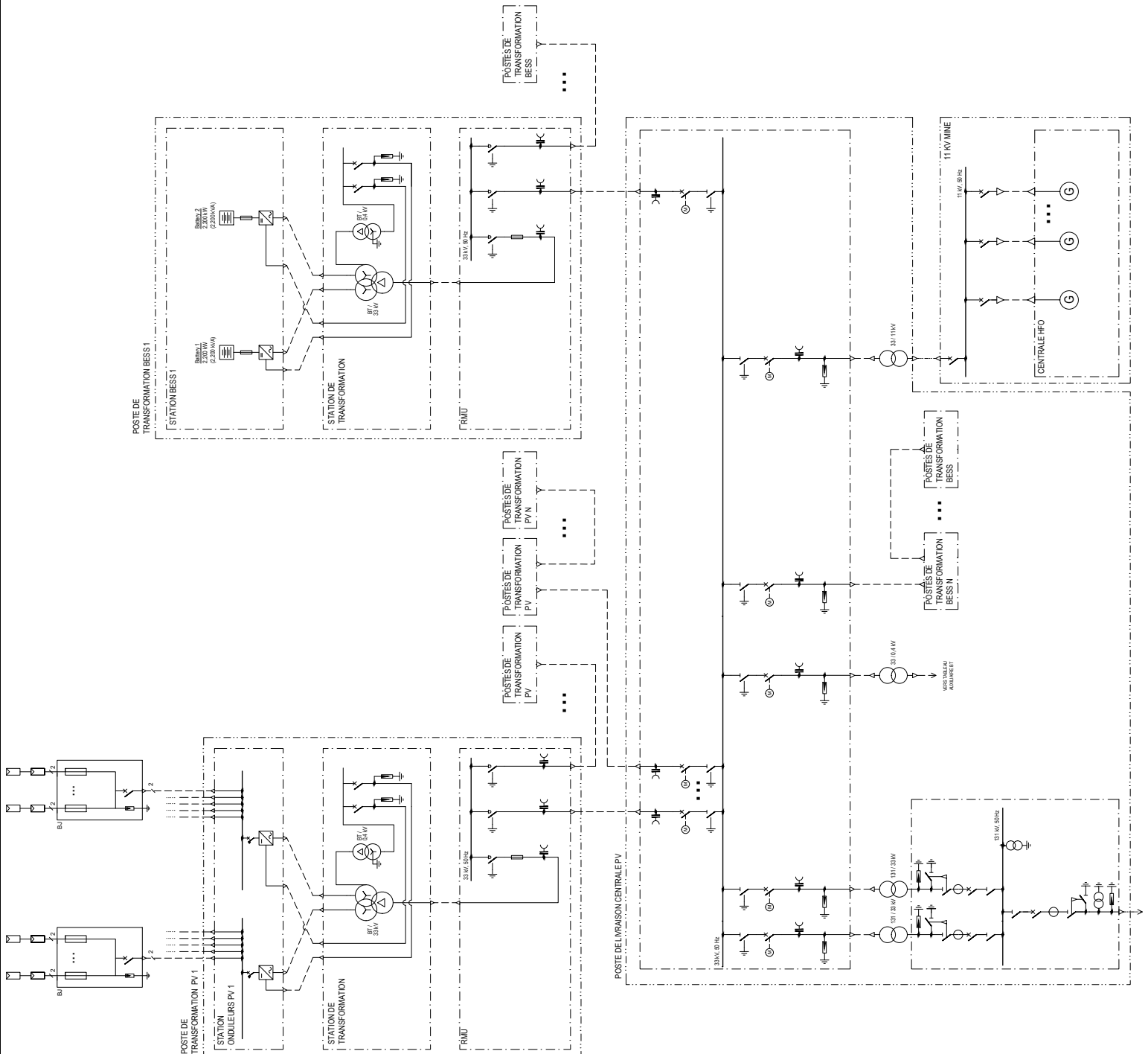
REV	DATE	VERSION	INDICATIONS APPORTÉES	PREPARE	VERIFIE	APPROUVE	DATE
0	02-12-2019	Première Version					

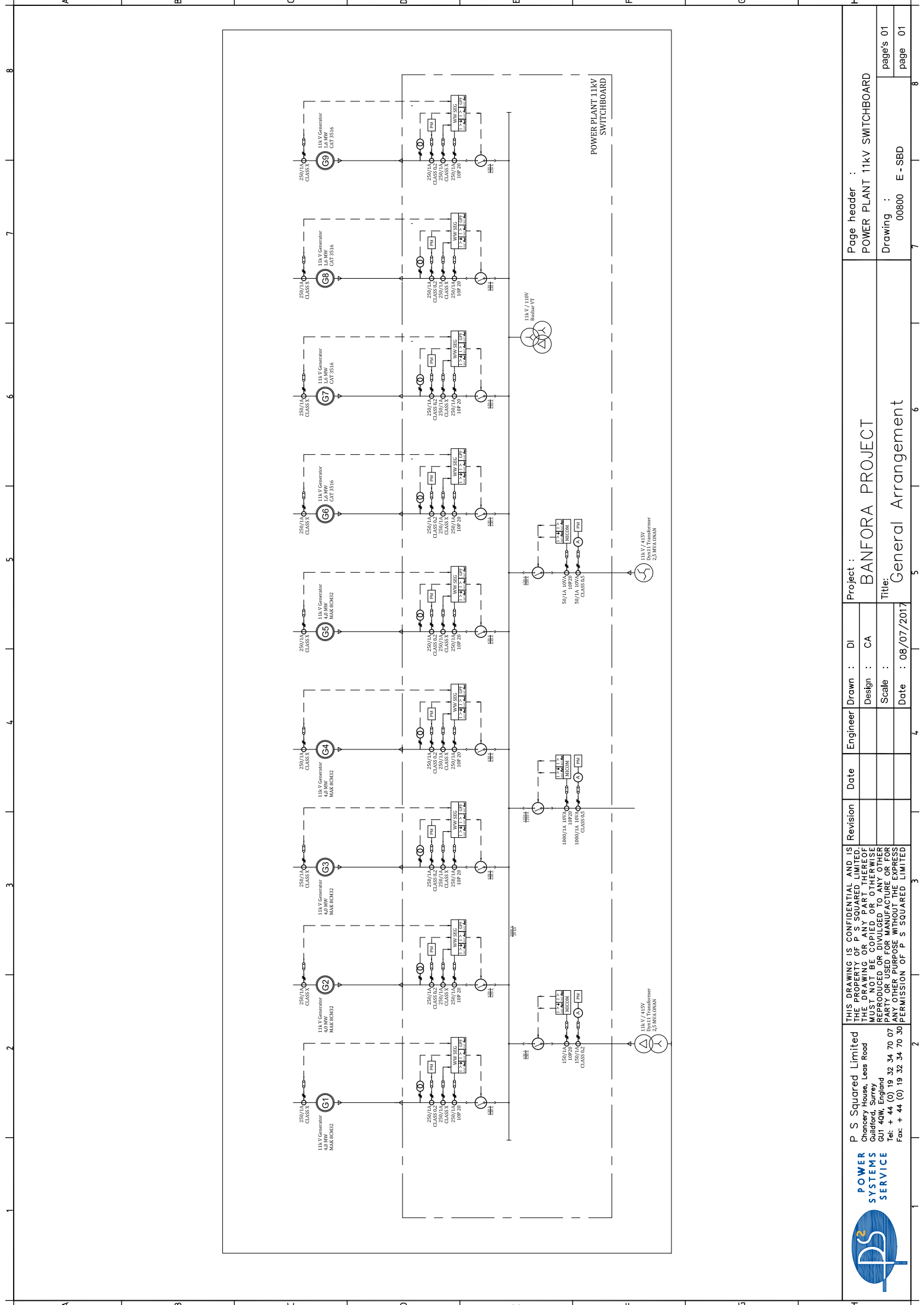
CLIENT	Banque Mondiale
ENGINEERING	ILF INGENIEURS CONSEILS WORLD BANK GROUP ALLENMAGNE
PROJET	ETUDE DE PRE-FEASIBILITE - HYBRIDATION DE MINE AU BURKINAFASO
TITRE DE SEIN	SCHEMA UNIFILAIRE DE LA CENTRALE HYBRID


  

SCALE	%	PROJET	R564	DESSIN NO	ILF-OD-0004 - Annexe 1	FEUILLE	DE
						1	1

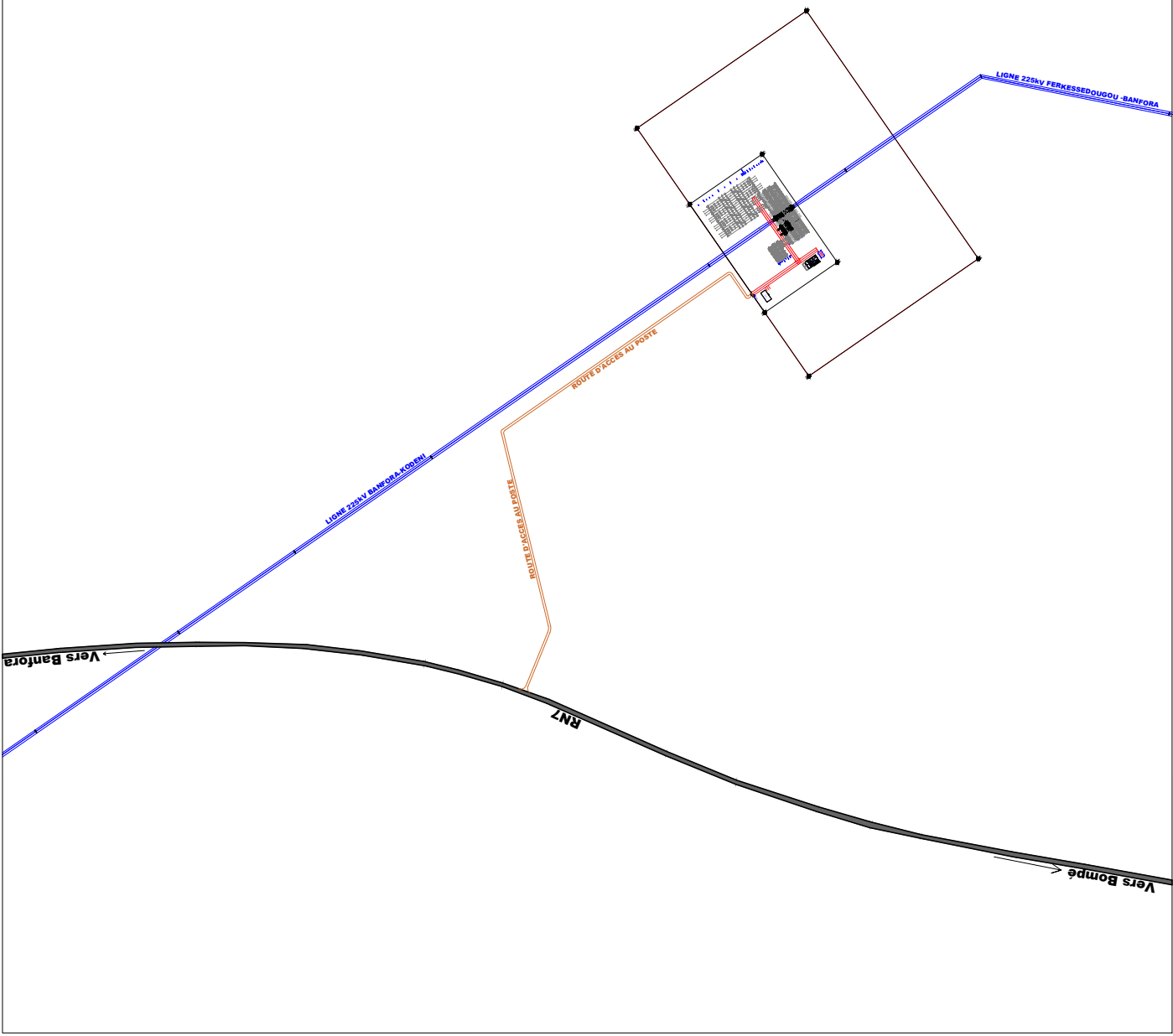






 <p><b>POWER SYSTEMS SERVICE</b></p>	<p>P S Squared Limited Chancery House, Leas Road Guildford, Surrey GU1 4QW, England Tel: + 44 (0) 19 32 34 70 07 Fax: + 44 (0) 19 32 34 70 30</p>	<p>THIS DRAWING IS CONFIDENTIAL AND IS THE PROPERTY OF P S SQUARED LIMITED. THE DRAWING OR ANY PART THEREOF MUST NOT BE COPIED OR OTHERWISE REPRODUCED OR DIVULGED TO ANY OTHER PARTY WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF P S SQUARED LIMITED.</p>	<p>Revision</p>	<p>Date</p>	<p>Engineer</p>	<p>Drawn : DI Design : CA Scale : Date : 08/07/2017</p>	<p>Project : <b>BANFORA PROJECT</b> Title: General Arrangement</p>	<p>Page header : POWER PLANT 11kV SWITCHBOARD Drawing : 00800 E - SBD</p>	<p>page's 01 page 01</p>
	<p>Page 2 of 8</p>								

POINTS	COORDONNEES UTM ZONE 30P			AIRES
	X	Y		
B1	308 286	1 170 193		47,48 Ha
B2	308 610	1 169 724		
B3	307 925	1 169 250		
B4	307 601	1 169 718		
P1	308 076	1 170 047		8,87 Ha
P2	308 214	1 169 847		
P3	307 915	1 169 639		
P4	307 776	1 169 840		



**CONSTRUCTION DES POSTES HT**  
**DOSSIER POUR APPEL D'OFFRES**  
**LOT 1 - POSTES DE BANFORA**

**POSTE 225/132/33 KV DE BANFORA**

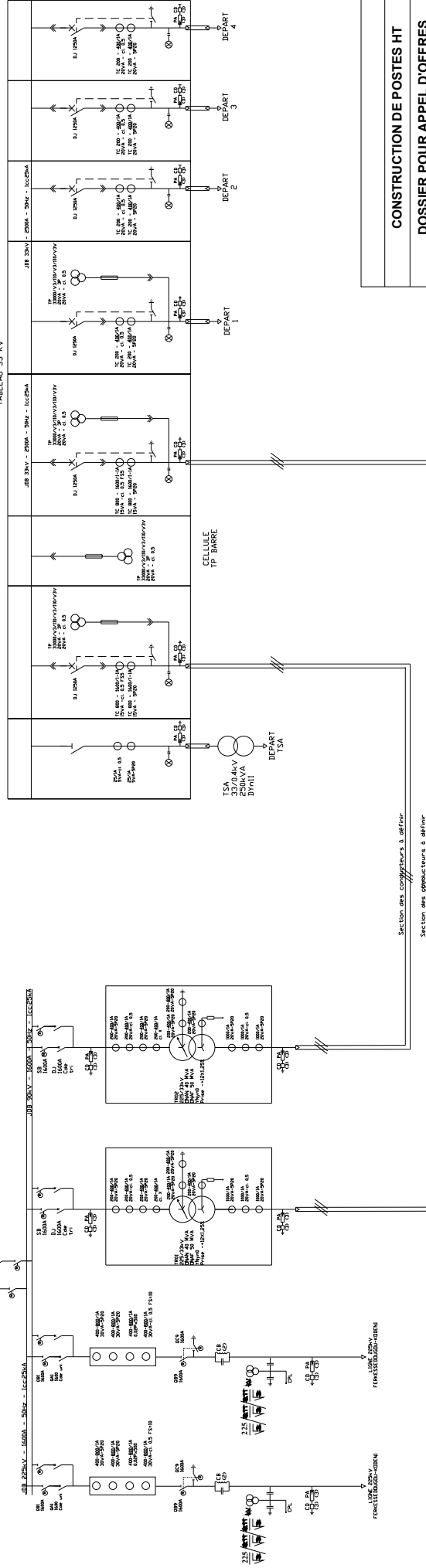
**PLAN D'IMPLANTATION**

SONABEL  
 ---  
 DEPI

AOÛT 2018  
 PLAN N° AO1-03 | FORMAT A3

# POSTE 225/33KV DE BANFORA

TABIEAU 33 KV



Section des ~~compteurs~~ à définir  
 Section des ~~compteurs~~ à définir

CONSTRUCTION DE POSTES HT  
 DOSSIER POUR APPEL D'OFFRES  
 LOT 2 - POSTE DE BANFORA

POSTE 225/132/33 KV DE BANFORA

SCHEMA UNIFILAIRE



SONABEL

A OUT 2018

DEPI

PLAN N° ADP-11

FORMAT A3

## Annexe 2

Simulation pour la centrale solaire de 30MWc et 50MWh

			Phase1	Phase 2	Phase 3	
			100% HFO	HFO + PV + Battery	HFO + PV + Battery + Grid	HFO + PV + Battery + Grid
			Off-grid	Off-grid	Grid connected	Grid connected
			Current situation	Year 1*	Year 4*	Year 25*
System configuration	Diesel generators – installed power (@45°C)	[kW]	4.200	4.200	4.200	4.200
	HFO generators – installed power (@45°C)	[kW]	19.194	19.194	19.194	19.194
	PV installed capacity (STC)	[kWp]	0	30.000	30.000	30.000
	Battery installed capacity (0.5C), DOD = 90%	[kWh]	0	50.000	50.000	50.000
	Grid capacity (132 kV connection)	[kW]	0	0	Unlimited	Unlimited
Energy supply mix of the mine	Total annual power consumption of the mine	[kWh/a]	70.301.996	70.301.996	70.301.996	70.301.996
	Diesel generators	[kWh/a]	0	0	0	0
	HFO generators	[kWh/a]	70.301.996	35.236.045	0	0
	PV	[kWh/a]	0	21.412.082	27.001.687	26.206.771
	Battery	[kWh/a]	0	13.653.869	13.535.226	8.261.171
	Grid	[kWh/a]	0	0	29.765.083	35.834.054
	Yearly share of Diesel (as % of the total power consumption)	[%]	0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Yearly share of HFO (as % of the total power consumption)	[%]	100%	50,1%	0,0%	0,0%
	Yearly share of PV (as % of the total power consumption)	[%]	0%	30,5%	38,4%	37,3%
	Yearly share of Battery (as % of the total power consumption)	[%]	0%	19,4%	19,3%	11,8%
	Yearly share of PV and Battery (as % of the total power consumption)	[%]	0%	49,9%	57,7%	49,0%
	Yearly share of Grid (as % of the total power consumption)	[%]	0%	0,0%	42,3%	51,0%
	PV total production	[kWh/a]	0	49.942.552	49.942.552	43.699.733
	Battery charging	[kWh/a]	0	15.163.761	15.018.332	9.157.955
	Battery discharging	[kWh/a]	0	13.653.869	13.535.226	8.261.171
	Battery losses	[kWh/a]	0	1.509.892	1.483.106	896.784
		%	0%	10%	10%	10%
Grid purchase	[kWh/a]	0	0	29.765.083	35.834.054	
	%	0%	0%	42%	51%	
Grid sales (of total PV production)	[kWh/a]	0	0	7.922.533	8.335.007	
	%	0%	0%	16%	19%	
Excess of PV energy (of total PV production)	[kWh/a]	0	13.366.709	0	0	
	%	0%	27%	0%	0%	
Fuel consumption	Diesel consumption	[l/a]	0	0	0	0
	HFO consumption	[l/a]	16.010.543	8.624.194	0	0
	Average specific consumption of Diesel generators	[l/kWh]	-	-	-	-
	Average specific consumption of HFO generators	[l/kWh]	0,228	0,245	-	-
<i>*after hybridization of the mine</i>						

**Annex 3**

Simulation PVSYST

## Grid-Connected System: Simulation parameters

**Project :** **R564 Burkina Faso Hybrid Plant**

**Geographical Site** **Teranga Mine** Country **Burkina Faso**

**Situation** Latitude 10.37° N Longitude -5.39° W  
 Time defined as Legal Time Time zone UT Altitude 321 m  
 Albedo 0.20

**Meteo data:** **Teranga Mine** SolarGIS iMaps - Synthetic

**Simulation variant :** **first draft, fixed tilt, poly, central**

Simulation date 21/11/19 16h26

**Simulation parameters** System type **Unlimited sheds**

**Collector Plane Orientation** Tilt 10° Azimuth 0°

**Sheds configuration** Nb. of sheds 20 Unlimited sheds  
 Sheds spacing 9.00 m Collector width 4.00 m  
 Inactive band Top 0.02 m Bottom 0.02 m  
 Shading limit angle Limit profile angle 7.9° Ground cov. Ratio (GCR) 44.4 %  
 Shadings electrical effect Cell size 15.6 cm Strings in width 12

**Models used** Transposition Perez Diffuse Perez, Meteororm

**Horizon** Free Horizon

**Near Shadings** Mutual shadings of sheds Electrical effect

**User's needs :** Unlimited load (grid)

### PV Array Characteristics

**PV module** Si-poly Model **JKM 320PP-72-V**  
 Original PVsyst database Manufacturer Jinkosolar  
 Number of PV modules In series 30 modules In parallel 300 strings  
 Total number of PV modules Nb. modules 9000 Unit Nom. Power 320 Wp  
 Array global power Nominal (STC) **2880 kWp** At operating cond. 2593 kWp (50°C)  
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 1010 V I mpp 2567 A  
 Total area Module area **17463 m<sup>2</sup>** Cell area 15770 m<sup>2</sup>

**Inverter** Model **Sunny Central 2500-EV**  
 Original PVsyst database Manufacturer SMA  
 Characteristics Operating Voltage 850-1425 V Unit Nom. Power 2500 kWac  
 Inverter pack Nb. of inverters 1 units Total Power 2500 kWac  
 Pnom ratio 1.15

### PV Array loss factors

Array Soiling Losses Loss Fraction 2.0 %  
 Thermal Loss factor U<sub>c</sub> (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K U<sub>v</sub> (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K / m/s  
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 6.6 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC  
 LID - Light Induced Degradation Loss Fraction 1.5 %  
 Module Quality Loss Loss Fraction -0.8 %  
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP  
 Strings Mismatch loss Loss Fraction 0.10 %  
 Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Param. 0.05

## Grid-Connected System: Simulation parameters

### System loss factors

AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	550 Vac tri		
	Wires: 3x4000.0 mm <sup>2</sup>	228 m	Loss Fraction	1.0 % at STC
External transformer	Iron loss (Night disconnect)	2820 W	Loss Fraction	0.1 % at STC
	Resistive/Inductive losses	1.07 mOhm	Loss Fraction	1.0 % at STC
Unavailability of the system	3.6 days, 5 periods		Time fraction	1.0 %

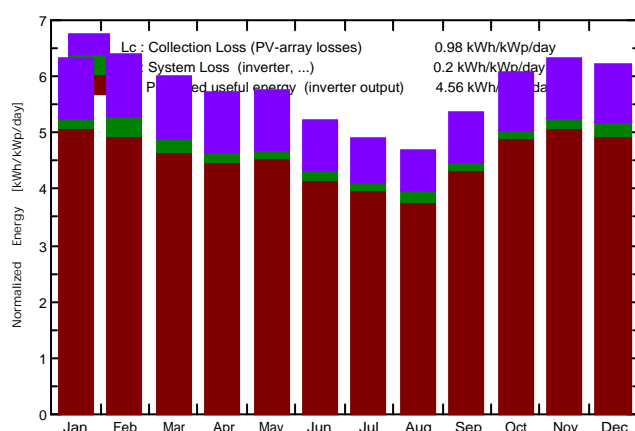
## Grid-Connected System: Main results

**Project :** R564 Burkina Faso Hybrid Plant  
**Simulation variant :** first draft, fixed tilt, poly, central

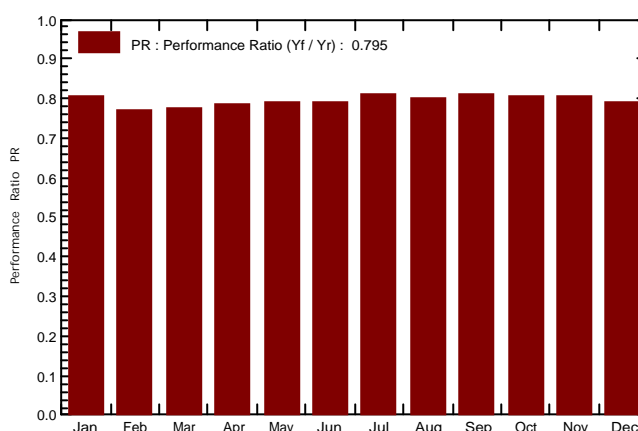
<b>Main system parameters</b>		<b>System type</b>	<b>Unlimited sheds</b>	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	10°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 320PP-72-V	Pnom	320 Wp
PV Array	Nb. of modules	9000	Pnom total	<b>2880 kWp</b>
Inverter	Model	Sunny Central 2500-EV	Pnom	2500 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

**Main simulation results**  
 System Production **Produced Energy 4794 MWh/year** Specific prod. 1665 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR **79.53 %**

**Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 2880 kWp**



**Performance Ratio PR**



first draft, fixed tilt, poly, central

### Balances and main results

	<b>GlobHor</b>	<b>DiffHor</b>	<b>T_Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>PR</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	
<b>January</b>	179.0	78.00	26.10	195.2	184.9	468.8	453.6	0.807
<b>February</b>	169.0	78.00	28.10	178.9	169.6	425.1	397.9	0.772
<b>March</b>	182.0	98.00	30.30	185.6	175.4	437.1	413.7	0.774
<b>April</b>	173.0	94.00	31.80	170.9	161.3	400.4	387.9	0.788
<b>May</b>	185.0	93.00	31.10	178.0	167.8	419.0	405.7	0.792
<b>June</b>	165.0	89.00	29.50	157.0	147.7	374.7	357.7	0.791
<b>July</b>	159.0	90.00	26.90	152.0	143.0	366.8	355.4	0.812
<b>August</b>	149.0	86.00	25.10	145.6	137.0	354.2	335.1	0.799
<b>September</b>	160.0	81.00	25.80	160.6	151.8	387.0	374.4	0.810
<b>October</b>	180.0	82.00	27.00	188.0	178.1	450.2	435.6	0.805
<b>November</b>	175.0	73.00	26.10	189.0	179.4	453.2	438.3	0.805
<b>December</b>	175.0	74.00	25.39	192.4	182.5	463.3	439.1	0.792
<b>Year</b>	2051.0	1015.99	27.76	2093.3	1978.3	4999.9	4794.5	0.795

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation      GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation      EArray Effective energy at the output of the array  
 T\_Amb Ambient Temperature      E\_Grid Energy injected into grid  
 GlobInc Global incident in coll. plane      PR Performance Ratio

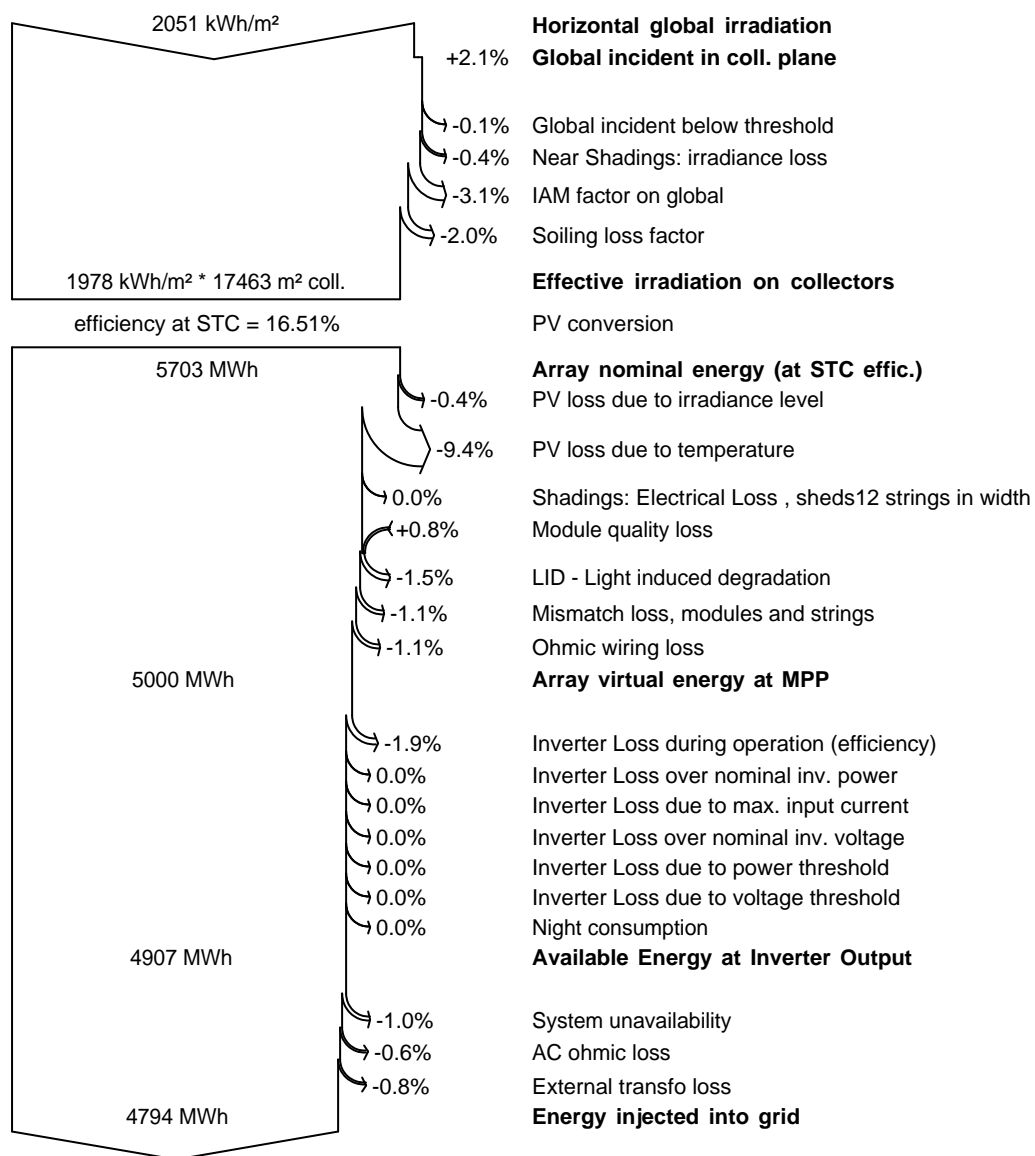


## Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** R564 Burkina Faso Hybrid Plant  
**Simulation variant :** first draft, fixed tilt, poly, central

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Unlimited sheds</b>		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	10°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 320PP-72-V	Pnom	320 Wp
PV Array	Nb. of modules	9000	Pnom total	<b>2880 kWp</b>
Inverter	Model	Sunny Central 2500-EV	Pnom	2500 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

### Loss diagram over the whole year



## **Annexe 4**

### Documents référencés

<b>Numéro de document</b>	<b>Nom du document</b>
Ernst & Young (Aout. 2018)	2018 08 30 – Electrification Banfora- Rapport final phase 1
Ernst & Young (Déc. 2018)	2018 12 13 – Electrification Banfora- Rapport phase 2
R564-ILF-AD-00005	Rapport d'évaluation des sites