



**WORLD BANK GROUP**

**Hybridization of Banfora Gold  
Mine Burkina Faso  
Pre-Feasibility Study**

**RAPPORT D'ETUDE DE  
PREFAISABILITE**

19/06/2020

**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

Rev.	Date	Version, modifications	Préparé	Vérifié	Approuvé
1	19/06/20	Commentaires du client intégrés	DPu	SFo	TdVi
0	13/03/20	Version initiale	DPu	SFo	TdVi

## TABLE DES MATIERES

RÉSUMÉ EXÉCUTIF	10
DEFINITIONS ET ABREVIATIONS	14
1 INTRODUCTION	16
2 ETENDUE DE L'ÉTUDE	17
3 PRESENTATION DU SITE RETENU	19
3.1 Contexte géographique de la zone du projet	19
3.1.1 Localisation du projet minier	19
3.1.2 Réseau SONABEL	20
3.1.3 Situation géologique, météorologique et hydrologique	21
3.1.4 Végétation et flore	27
3.1.5 Données humaines et socioéconomiques	27
3.2 Méthodologie	28
3.2.1 Surface nécessaire du site	28
3.2.2 Critères techniques, sociaux et environnementaux de pré-sélection	29
3.2.3 Analyse géospatiale préliminaire (Desktop study)	30
3.2.4 Présélection des sites	32
3.2.5 Visite des sites	32
3.2.6 Analyse comparative, classement et sélection	33
3.2.7 Spécificité des sites à l'intérieur du périmètre de la Mine	33
3.3 Analyse des sites visités	34
3.3.1 Sites présélectionnés	34
3.3.2 Site S01	36
3.3.3 Site S02	39
3.3.4 Site S03	42
3.3.5 Site S04	45
3.3.6 Site S05	47
3.4 Classement et sélection du site	48

4	CONCEPTION TECHNIQUE DE LA CENTRALE HYBRIDE	50
4.1	Profil de la Mine de Banfora	50
4.1.1	Profil de la demande électrique	50
4.1.2	Production HFO actuelle	51
4.2	Gisement solaire	53
4.2.1	Informations générales sur l'irradiation solaire	53
4.2.2	Sources des données utilisées	55
4.2.3	Données pour la Centrale PV/BESS de Teranga Gold Mine	56
4.3	Simulations et optimisation de la centrale hybride	61
4.3.1	Observation sur l'étude de cadrage de E&Y	61
4.3.2	Objectif de l'optimisation	63
4.3.3	Hypothèses et paramètres de l'étude	63
4.3.4	Résultats technico-économique des simulations	68
4.3.5	Centrale hybride PV/BESS proposée	75
4.4	Conception technique et configuration de la centrale hybride	78
4.4.1	Configuration générale de la centrale hybride	78
4.4.2	Caractéristiques techniques de la centrale hybride	79
4.4.3	Mode opératoire	80
4.4.4	Principes de contrôle de la centrale hybride	82
4.4.5	Système SCADA	84
4.4.6	Bilan énergétique de la centrale hybride	85
4.4.7	Technologies recommandés (modules, onduleurs, batteries, structures)	86
5	SOLUTION DE RACCORDEMENT DE LA CENTRALE PV/BESS	87
5.1	Poste de livraison de la Centrale PV/BESS	87
5.2	Raccordement au réseau de la Mine	87
5.3	Raccordement au réseau public d'électricité	88
5.3.1	Aperçu du réseau interconnecté dans le Sud-Ouest de Burkina Faso	88
5.3.2	Raccordement au réseau public d'électricité à Banfora à 132kV	90
5.3.3	Raccordement intérimaire au réseau HTA locale (33kV)	93
6	ANALYSE FINANCIÈRE	96

6.1	Objectifs et méthodologie	96
6.2	Investissement - CAPEX	96
6.3	Coûts d'exploitation - OPEX	99
6.4	Hypothèses financières et données d'entrées d'étude	99
6.4.1	Calcul du LCOE	100
6.4.2	Taux d'inflation	100
6.4.3	Taux de change	100
6.4.4	Ratio dette/fonds propres et intérêt sur la dette	100
6.4.5	Taux d'actualisation	101
6.4.6	Dépréciation	101
6.4.7	Année de démarrage de l'étude financière	101
6.4.8	Années de début de construction et d'opération	101
6.4.9	Vie économique de la centrale	101
6.4.10	Résumé des hypothèses financières et données d'entrée du modèle financier	101
6.5	Résultats de l'analyse financière	102
6.5.1	LCOE et tarif de vente de l'électricité	102
6.5.2	Rentabilité financière du projet	103
6.5.3	Analyse de sensibilité	104
6.5.4	Analyse de sensibilité à la variation du prix du carburant HFO	108
6.5.5	Analyse de sensibilité au retard de l'interconnexion du réseau HT	108
7	ANALYSE DES RISQUES	110
7.1	Catégories de risques et phasage du projet	110
7.2	Matrice des risques	111
8	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	118
9	ANNEXES	122

## FIGURES

- Figure 1 : Carte de localisation et route d'accès pour la Mine (Source : IGB 1:200.000)
- Figure 2 : Carte du périmètre de la Mine et emplacement de la centrale HFO (source : Teranga Gold Mine)
- Figure 3 : Carte schématique du réseau SONABEL de la zone (Source : SONABEL 2016)
- Figure 4 : Evolution du cumul pluviométrique 1981-2018 (Source: Consultant, Sept. 2019)
- Figure 5 : Evolution annuelle du nombre de jours pluvieux 1981-2018 (Source : Consultant, Sept. 2019)
- Figure 6 : Carte de l'irradiation solaire globale annuelle dans un plan incliné optimal (GTI – 14°) (Source : Global Solar Atlas -SolarGIS / <https://globalsolaratlas.info>).
- Figure 7 : Carte des températures moyennes annuelles de la zone du projet (source : Global Solar Atlas -SolarGIS / <https://globalsolaratlas.info>)
- Figure 8 : Rose des vents annuelles, période 2001-2010 (source : ANAM)
- Figure 9 : Carte des vitesses de vent @ 50m dans la zone de la Mine (source : Global Wind Atlas / <https://globalwindatlas.info>)
- Figure 10 : Carte de localisation des 5 sites étudiés sur fond périmètre Mine (ILF 2019)
- Figure 11 : Carte de localisation des 5 sites étudiés sur fond Google (ILF 2019)
- Figure 12 : Image Google du site S01 avec ajout de l'image drone (ILF 2019)
- Figure 13 : Carte topographique de la Mine avec périmètre du terrain potentiel S01 (ILF 2019)
- Figure 14 : Quelques prises de vue du site S01
- Figure 15 : Image Google du site S02 avec ajout de l'image drone (ILF 2019)
- Figure 16 : Carte topographique de la Mine avec périmètre du terrain potentiel S02 et proposition d'adaptation (ILF 2019)
- Figure 17 : Quelques prises de vue du site S02
- Figure 18 : Image Google du site S03 avec ajout de l'image drone (ILF 2019)
- Figure 19 : Quelques prises de vue du site S03
- Figure 20 : Image Google du site S04 avec périmètre du terrain potentiel (ILF 2019)
- Figure 21 : Carte topographique de la Mine avec périmètre du terrain potentiel S04 et extension possible (ILF 2019)
- Figure 22 : Image Google du site S05 avec périmètre du terrain potentiel (ILF 2019)

Figure 23: Profil de la demande électrique de la Mine

Figure 24 : Carte du périmètre de la Mine et emplacement de la centrale HFO (source : Teranga Gold Mine)

Figure 25 : Vues de la centrale thermique existante et du stockage HFO

Figure 26: Irradiation globale horizontale (GHI)

Figure 27: Composantes de l'Irradiation Globale Horizontale

Figure 28 : Carte du potentiel solaire au Burkina Faso (Source: SolarGIS)

Figure 29: Irradiation globale horizontale moyenne mensuelle

Figure 30: Irradiation diffuse horizontale moyenne mensuelle

Figure 31: Température moyennes mensuelles

Figure 32: Vitesse de vent moyenne à 10m

Figure 33: Part d'énergie renouvelable de la consommation de la Mine, années 1 et 4

Figure 34: Excès d'énergie PV, année 1 (énergie perdue) et année 4 (énergie injectée sur réseau)

Figure 35: LCOE préliminaire (sans le CAPEX de la ligne 132 kV)

Figure 36: LCOE préliminaire (avec le CAPEX de la ligne 132 kV)

Figure 37: Evolution du mix énergétique de la Mine au cours du temps

Figure 38: Evolution sur 25 ans du mix énergétique de la Mine, de l'excès PV et des ventes

Figure 39: Schéma de principe de la centrale hybride PV/Batteries/HFO pour la Mine Teranga

Figure 40: Exemple de répartition de la puissance - semaine type – Phase 2 (simulation pour la centrale proposée 20MWc – 30MWh)

Figure 41: Tableau de génération de la Mine avec disjoncteur de réserve

Figure 42 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)

Figure 43 : Diagramme unifilaire des réseaux existants et projetés dans la zone du projet (phase 3)

Figure 44 : Tracé potentiel de la ligne 132kV entre le poste de Banfora et la centrale PV/BESS (ILF 2019)

Figure 45 : Détail du tracé potentiel entre le poste de Banfora et Soubakaniedougou (ILF 2019)

Figure 46 : Schéma unifilaire des réseaux existants et projetés dans la zone du projet (phase 2)

Figure 47: Distribution du CAPEX initial de la centrale hybride PV 20MWc + BESS 15MW/30MWh

Figure 48: comparaison des coûts de production de la Mine avec le LCOE de la centrale hybride et le tarif de vente IPP proposé

Figure 49: Cashflow du projet

## TABLEAUX

Tableau 1 : Données géoréférencées requises pour l'analyse géospatiale (ILF 2019)

Tableau 2 : Couches de données SIG utilisées (ILF 2019)

Tableau 3 : Critères de sélection pour les sites PV potentiels (ILF 2019)

Tableau 4 : Caractéristiques du site S01

Tableau 5 : Caractéristiques du site S02

Tableau 6 : Caractéristiques du site S03

Tableau 7 : Caractéristiques du site S04

Tableau 8 : Caractéristiques du site S05

Tableau 9 : Proposition de classement des 5 sites étudiés

Tableau 10: Caractéristiques principales des groupes de générateurs HFO

Tableau 11: Irradiation globale horizontale moyenne mensuelle

Tableau 12: Irradiation diffuse horizontale moyenne mensuelle

Tableau 13: Température moyennes mensuelles

Tableau 14: Vitesse de vent moyenne à 10m

Tableau 15: Paramètres clefs et impacts

Tableau 16: Estimation préliminaire CAPEX/OPEX pour PV et Batterie

Tableau 17 : Hypothèses et paramètres de l'étude

Tableau 18: Surface nécessaire pour la centrale PV/BESS (estimation préliminaire)

Tableau 19: Comparaison de LCOE préliminaires pour différente configuration (du point de vue IPP)

Tableau 20: Points clefs de la comparaison entre les 2 configurations

Tableau 21: Economies de carburant HFO attendues pour différentes configurations (du point de vue Mine)

Tableau 22: Heures de fonctionnement HFO attendues pour différentes configurations (du point de vue Mine)

Tableau 23: Coût annuel approximatif de l'excès d'énergie PV pour la Mine en phase 2 (off-grid)

Tableau 24 : Coût annuel approximatif pour la Mine, lié à l'excès d'énergie PV non revendu en phase 3 (on-grid)

Tableau 25: Caractéristiques techniques principales de la centrale hybride

Tableau 26: Caractéristiques techniques des ligne 225kV Ferkessédougou – Kodéni

Tableau 27 : Lignes 33kV dans la zone du projet (source : SONABEL et fiches techniques des conducteurs Almelec)

Tableau 28 – Distribution du CAPEX initial - centrale PV de 20MWc + BESS 15MW/30MWh

Tableau 29 – Distribution du CAPEX initial – raccordement 132kV sur 80km

Tableau 30: résumé des hypothèses financières et données d'entrée du modèle financier

Tableau 31 : Résultats des indicateurs de rentabilité financière du projet

Tableau 32 : Résultats de l'analyse de sensibilité sur les principaux indicateurs de rentabilité financière sur fonds propres

Tableau 33 : Résultats de l'analyse de sensibilité sur les principaux indicateurs de rentabilité financière

Tableau 34 : Résultats de l'analyse de sensibilité à la variation du prix du carburant HFO

Tableau 35 : Evaluation et atténuation des risques du projet

## **ANNEXES**

Annexe 1 Plans et schémas unifilaires

Annexe 2 Simulation pour la centrale solaire de 20MWc et 30MWh

Annexe 3 Simulation PVSYST

Annexe 4 Documents référencés

Annexe 5 Détails de l'étude financière pour la configuration retenue

## RÉSUMÉ EXÉCUTIF

### 1. Objectif de l'étude de préfaisabilité

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.

Elle fait suite à une première étude de cadrage réalisée par E&Y en 2018, qui proposait un pré-design de centrale solaire avec stockage et un montage organisationnel et contractuel possible entre SONABEL, la Mine et le l'opérateur IPP de la centrale solaire.

L'objectif de la présente étude est de proposer un concept technique plus élaboré pour la centrale hybride (chapitre 4) avec l'identification du site potentiel (chapitre 3), son interconnexion avec le réseau HTA/HTB de SONABEL (chapitre 6), d'analyser la faisabilité économique et financière (chapitre 7), et d'analyser les risques (chapitre 8).

### 2. Conception de la centrale hybride (chapitre 4)

#### Profil de la demande de la Mine

La Mine de Banfora est actuellement (phase 1) alimentée par une centrale thermique de 6 groupes HFO (19,2MW) pour répondre à une demande de 8-9MW en continu qui est relativement stable toute l'année, 24h/27, et devrait rester similaire durant les 13 années de vie de la Mine.

#### Simulation et optimisation technico-économique de la centrale hybride

L'hybridation de la centrale HFO existante avec une centrale solaire et un parc de stockage permettra de fournir une électricité fiable et continue à la Mine. Plusieurs configurations de centrales hybrides PV/BESS avec différentes capacités PV (kWc) et de stockage (kWh) ont été analysées et comparées. Une configuration jugée optimale d'un point de vue technico-économique (part renouvelable  $\geq 40\%$  en année 1 ; excès PV  $\leq 15\%$  en année 1 ; LCoE  $\leq 0,15\$/kWh$ ) a été retenue, pour que le projet soit attractif pour l'IPP, la Mine et SONABEL.

#### Configuration et mode opératoire

A l'issue des simulations, la centrale hybride BESS jugée optimale et proposée inclut un générateur PV de **20MWc couplé à un parc de batterie lithium-ion de 15MW/30MWh** et piloté par un système de contrôle SCADA qui optimisera l'utilisation des sources d'énergie (solaire, batterie, HFO, grid). Cette centrale PV/BESS couvrira 39% de l'énergie consommée par la Mine (70GWh/an) en année 1.

- En **mode « hors réseau »** (phase 2), cette centrale PV/BESS devra être couplée au parc de générateurs HFO (existant) dont au moins 2 devront tourner en permanence (à min. 30%) pour garantir la fourniture ; l'excédent solaire non consommé

directement par la Mine sera stocké dans la batterie, qui prendra prioritairement le relai en cas de déficit solaire, avant l'utilisation des groupes.

- En **mode « connecté réseau »** (phase 3, supposée démarrer 3 ans après la phase 2), les générateurs HFO pourront être arrêtés (dans l'hypothèse où le tarif SONABEL est plus attractif que le coût du kWh thermique HFO), améliorant ainsi la part de renouvelable dans la production. La Mine sera prioritairement alimentée par le solaire et la batterie ; le déficit sera alors couvert par le réseau et l'excédent pourra être injecté sur le réseau.

### 3. Solutions de raccordement (chapitre 5)

La centrale hybride PV/BESS disposera sur son site d'un poste HTA/HTB de livraison / de raccordement par lequel transitera toute l'énergie produite (33kV) avant d'être distribuée vers la Mine (11kV) et/ou injectée sur le futur réseau public d'électricité (132kV). En attendant la phase 3 de raccordement en 132kV au poste de Banfora, le poste de la centrale hybride pourra être raccordé temporairement au réseau MT existant (33kV) moyennant des extensions et renforcements de lignes mais la charge des localités voisines est limitée.

### 4. Choix du site et du tracé HTA/HTB (chapitre 3)

Sur base de critères de sélection prédéfinis, une analyse géospatiale et des visites de terrain ont été menées pour identifier un certain nombre de sites potentiels d'environ 50ha pour la centrale hybride BESS.

Le meilleur site identifié se trouve dans le périmètre de la Mine, à proximité de la centrale existante, ce qui permettra de réduire les pertes de transport électrique, de faciliter la co-exploitation des 2 centrales (BESS et HFO), de bénéficier des mesures de sécurité de la Mine, mais nécessitera un accord entre la Mine et l'IPP pour permettre l'accès aisé au site lors des travaux et de l'exploitation de la centrale.

Le tracé de la ligne 33kV vers la Mine et le couloir potentiel de 80km pour la ligne 132kV ont été identifiés sur base d'une analyse géospatiale mais devront être confirmés par un relevé de terrain lors de l'analyse plus détaillée (avec l'emplacement exact de la centrale hybride).

### 5. Faisabilité financière (chapitre 6)

Une analyse financière détaillée pour la configuration retenue de la centrale hybride a été menée sur base du schéma contractuel recommandé par l'étude précédente (E&Y, 2018), en particulier (i) l'investissement initial est réalisé par l'IPP, y compris la nouvelle ligne HTB 132kV de 80km vers le poste SONABEL, et (ii) l'exploitant IPP vend 100% de sa production à SONABEL qui la revend à la Mine.

Sur base d'une série d'hypothèses (CAPEX, OPEX, divers taux & ratio financiers, conditions de prêt, durée de vie économique de 25 ans, renouvellement des onduleurs mais pas des batteries, dégradation des équipements, ...), cette analyse a permis de déterminer que le projet de centrale hybride est **attractif pour un IPP**, tout en assurant une rentabilité potentielle pour SONABEL et la Mine. Les résultats de l'analyse sont :

	Unité	Résultats	
CAPEX initial – centrale PV+BESS	Million \$US	36,79	
CAPEX initial – raccordement 132kV au réseau Sonabel	Million \$US	10,78	
LCOE (centrale + raccordement 132kV)	\$US/kWh	0,143\$US/kWh	
Tarif de vente proposé de l'IPP vers SONABEL	\$US/kWh	0,165\$US/kWh	
Indicateur financier		Rentabilité sur les fonds propres	Rentabilité sur le projet total
VAN	Million \$US	5,31	23,62
TRI	%	15,8	11,1
Ratio Bénéfice sur Coût (B/C).	-	1,37	1,74
Temps de retour sur investissement	années	8,80	9,22

Un tarif de vente de **0,165\$US/kWh** est proposé permettant une marge sur les ventes pour l'IPP et pour SONABEL.

La **rentabilité financière** du projet pour l'IPP, mais aussi pour SONABEL et la Mine, est fournie par les indicateurs suivants : une VAN très positive à ~23,6 Millions \$US pour un TRI de 11,1% et un retour sur investissement est de 9,22 années (d'un point de vue de la rentabilité sur fonds propres : VAN = 5,31 Millions \$US, TRI = 155,84%, temps de retour sur capital propre : 8,8 années).

Une étude de sensibilité sur les principaux paramètres influençant les résultats confirme la robustesse financière du projet. Les 4 paramètres influençant sont dans l'ordre : le tarif de vente de l'électricité, le Rendement attendu sur fonds propres (Hurdle rate), le productible de la centrale PV et le CAPEX (centrale PV/BESS).

## 6. Analyse des risques (chapitre 7)

Les risques liés au projet et à sa mise en œuvre ont été analysés selon 3 niveaux. On soulignera ici les risques majeurs identifiés :

- 1) Géopolitique : le contexte sécuritaire défavorable (actes terroristes, ...)
- 2) Technique : le retard potentiel de l'interconnexion au poste de Banfora (et son implication financière !)
- 3) Financier : la viabilité financière pour l'IPP et pour la Mine, fonction du calendrier de l'interconnexion mais aussi du tarif de vente, du productible PV et du CAPEX (voir sensibilité)
- 4) Légal et contractuel : les dispositions contractuelles complexes à mettre en place entre les parties (Mine, SONABEL, IPP, Ministère) : contrats d'achat et de fourniture d'électricité (CAE/CFE), accord de net-metering, garantie d'accès au site, ...

## 7. Conclusion et recommandations (chapitre 8)

A l'issue de cette étude de préfaisabilité, le projet d'hybridation solaire pour alimenter la Mine de Banfora est jugé **innovant** (grand stockage, raccordement réseau, ...) et **pertinent** (indicateurs financiers, potentiel de réplication, réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, ...), mais aussi **complexe**, voire **risqué**, par les aspects sécuritaires et par la contrainte de prévoir 2 phases (off-grid et on-grid) dont les durées dépendent du calendrier de réalisation par SONABEL du poste HTB de Banfora (225/132kV). De plus, la revente de l'énergie solaire non consommable par la Mine ('Excédant PV') devra être négociée entre SONABEL et l'IPP (accord de net-metering) pour ne pas pénaliser la Mine qui doit contractuellement acheter 100% de l'énergie produite à l'IPP.

A l'issue de la présente étude de préfaisabilité, ILF recommande de mener une **étude de mise en œuvre** plus détaillée, en particulier sur les points suivants : profil de charge de la Mine, conception technique finale, études de terrain (topo, géotechnique, hydro, ...), études électriques des réseaux HTA/HTB, étude ESIA, analyse financière et tarifaire finale, accords contractuels entre parties.

## DEFINITIONS ET ABREVIATIONS

<b>Définition</b>	<b>Description</b>
BM	Le Groupe de la Banque Mondial
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
B/C	Ratio Bénéfice sur Coût
CAE	Contrat d'Achat d'Énergie (équivalent au PPA)
CAPEX	Dépenses d'investissement de capital (« Capital Expenditure »)
Excès RE / PV	Surplus d'énergie de source renouvelable, ici de la centrale photovoltaïque
FAT	« Factory Acceptance Tests » Tests de réception en usine
EIES	Etude d'Impact Environnemental et Social
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	Silicium monocristallin
MWc	Mega Watt crête (puissance sous conditions STC)
O&M	Opération et Maintenance
OE	« Owner's Engineer ». Ingénieur du Maître d'Ouvrage
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
PGES	Plan de Gestion Environnemental et Social
p-Si	Silicium polycristallin

<b>Abréviation</b>	<b>Description</b>
PV	Photovoltaïque
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PPA	Power Purchase Agreement (voir CAE)
PPP	Partenariat Public Privé
PoC	Point de raccordement (Point of connection)
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
TRI	Taux de Retour sur Investissement
UTM	Universal Transverse Mercator (projection)
VAN	Valeur Actualisée Nette
WAPP	« West African Power Pool », Système d'échanges d'énergie électrique Ouest Africain (EEEOA)

## 1 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.

### **Etude de cadrage Ernst & Young (E&Y)**

Une première pré-étude de cadrage en deux parties a été réalisée en 2018 par Ernst & Young (E&Y) qui a fourni un pré-design de la centrale et surtout recommandé le montage organisationnel et contractuel possible entre SONABEL, la Mine et le l'opérateur IPP de la centrale solaire hybride.

L'étude explore différentes solutions à moindre coût de fourniture d'électricité à base d'énergie renouvelable (centrale solaire PV hybride combinée avec un parc de batteries « BESS<sup>1</sup> »), permettant de fournir 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.

L'étude de Ernst & Young abouti à la **conception technique** d'une centrale solaire de 23,6MWc et d'un parc de batterie de 35 MWh, 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. La superficie de terrain nécessaire est estimée à **min. 40ha** pour le champ PV, l'espace de stockage et le poste de raccordement.

La **structure institutionnelle** et le **schéma contractuel** proposés par l'étude E&Y permettent :

- à SONABEL, entreprise d'État, d'acheter l'électricité au producteur indépendant d'énergie (IPP) de la centrale hybride PV/BESS via un Contrat d'Achat d'Énergie (CAE), d'incorporer 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 Faso ;

<sup>1</sup> BESS: Battery Energy Storage System

- de piloter un processus novateur d'appel d'offres pour sélectionner un producteur indépendant (IPP) qui signerait un contrat d'achat d'électricité avec SO-NABEL (CAE), 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 **mise en œuvre** du projet est proposée en 3 phases progressives :

1. **Phase 1 – Centrale 100% HFO** : qui est actuellement en service pour alimenter la Mine (coût de référence)
2. **Phase 2 – Centrale HFO + Centrale solaire/batterie** : hybridation de la centrale existante en mode isolé, éventuellement raccordée au réseau MT existant mais surchargé
3. **Phase 3 – Centrale HFO + Centrale solaire/batterie + Réseau HTB** : raccordement ultime de la centrale hybride HFO/PV/batterie au réseau HTB (p.e. 132kV). A noter que le réseau HTB (225kV) existant se trouve à plus de 80km de la Mine et qu'une extension vers la Mine est conditionnée par la construction incertaine d'un poste HTB près de Banfora (pas encore de financement).

Des observations complémentaires sur cette étude sont données au § 4.3.1.

## 2 ETENDUE DE L'ÉTUDE

La présente étude de préfaisabilité « Hybridation de la Mine d'or de Banfora au Burkina Faso » va plus loin que l'étude de cadrage de E&Y dans le concept technique proposé ; elle 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 centrale doit fournir à un client important tel qu'une mine. L'analyse financière, l'analyse des risques d'un projet d'une centrale hybride mise en œuvre par un privé (IPP) sont aussi étudiées, ainsi que l'analyse des aspects socio-environnementaux.

L'étude comporte ainsi 5 volets spécifiques, en conformité avec les TdR :

### 1. Identification du site

A l'issue d'une identification et comparaison de plusieurs sites sur base de données géoréférencées et de visites de terrain, ce premier volet présente :

- le site potentiel retenu pour accueillir la centrale solaire photovoltaïque (PV) et son parc de batteries qui alimenteront la Mine (hybridation de la centrale HFO existante de 25MW) hors réseau (phase 2),
- un corridor de 80km pour la nouvelle ligne 132kV (ou plus) permettant un raccordement futur de la centrale solaire au poste 225/132kV de Banfora (phase 3).

## 2. Conception technique de la centrale

Le deuxième volet est dédié aux analyses et recommandations suivantes :

- Présentation de la situation actuelle du système de production électrique de la Mine ;
- Evaluation du gisement solaire dans la zone du projet afin de calculer le potentiel de génération d'électricité (productible) ;
- Simulations de conception d'une centrale PV/BESS et son optimisation technico-économique ;
- Configuration de la centrale PV/BESS proposée et sa conception technique avec le choix des composants recommandés.

## 3. Solution de raccordement

La question du raccordement au réseau SONABEL est traitée dans un volet distinct qui présente une proposition de raccordement de la centrale PV/BESS à la Mine et au réseau public d'électricité de SONABEL.

## 4. Analyse financière

Sur base des volets précédents (conception technique et schémas contractuels) et d'un certain nombre d'hypothèses techniques et financières, ce volet présente les résultats de l'analyse financière :

- La performance économique de la centrale à travers le calcul du LCoE (simulation pour différentes configurations)
- La rentabilité financière du projet pour l'IPP, mais aussi pour SONABEL et la Mine, sur base des indicateurs VAN, TRI, temps de retour sur investissement, coûts-bénéfices B/C
- L'analyse de sensibilité sur les principaux indicateurs (Tarif de vente, Productible PV, CAPEX, OPEX, Inflation)

## 5. Analyse des risques

Enfin, le dernier volet présente une évaluation des risques selon les aspects techniques, légaux & contractuels, financiers, socio-environnementaux, géopolitiques, etc.

Le présent rapport de l'étude de faisabilité se termine avec une synthèse des résultats et une conclusion.

### 3 PRESENTATION DU SITE RETENU

#### 3.1 Contexte géographique de la zone du projet

##### 3.1.1 Localisation du projet minier

Le site de la Mine est approximativement situé à 11 km au sud-est de Niankorodougou (Chef-lieu de commune) et à 80 km au sud-ouest de la ville de Banfora, dans la région administrative de Cascades et la Province de la Léraba. La ville de Banfora est approximativement à 145 km au sud-ouest de Bobo-Dioulasso.

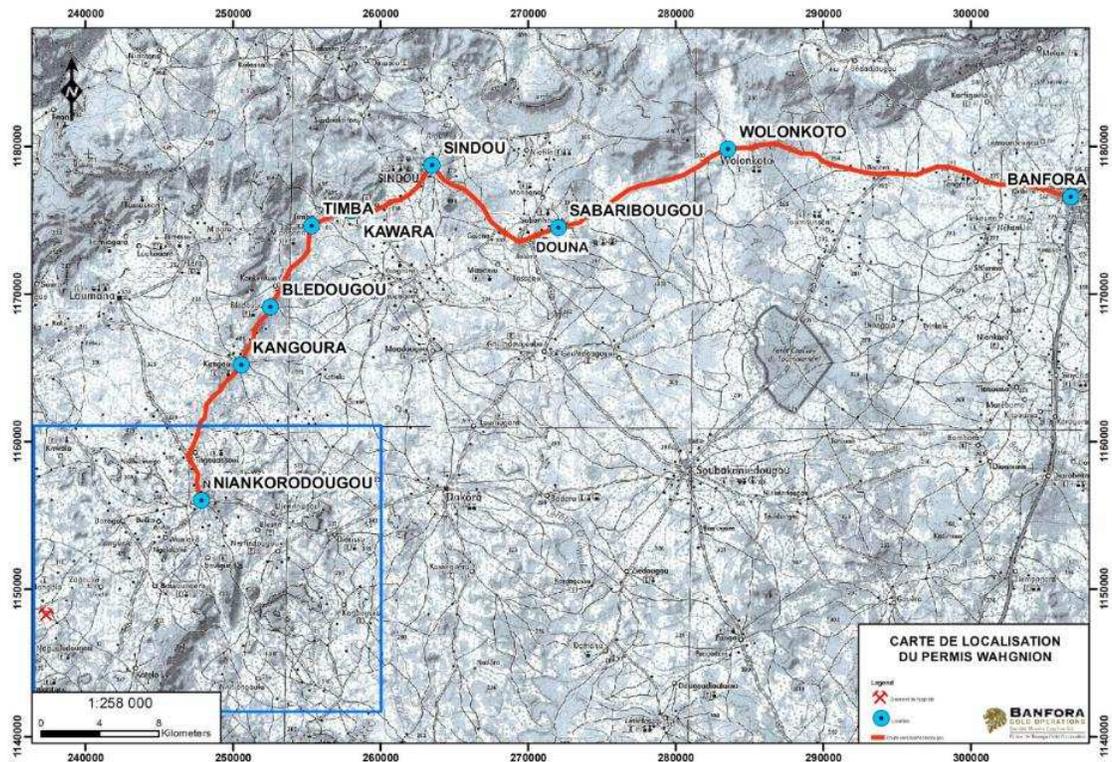


Figure 1 : Carte de localisation et route d'accès pour la Mine (Source : IGB 1:200.000)

La Mine a fourni une carte détaillée des localités et de l'occupation des sols dans le périmètre de concession qui permettra de vérifier les rares zones disponibles dans ce périmètre (zone verte sur la carte de la Figure 2 ci-dessous). L'emplacement de la centrale thermique HFO est repéré par le cercle rouge on Figure 2.

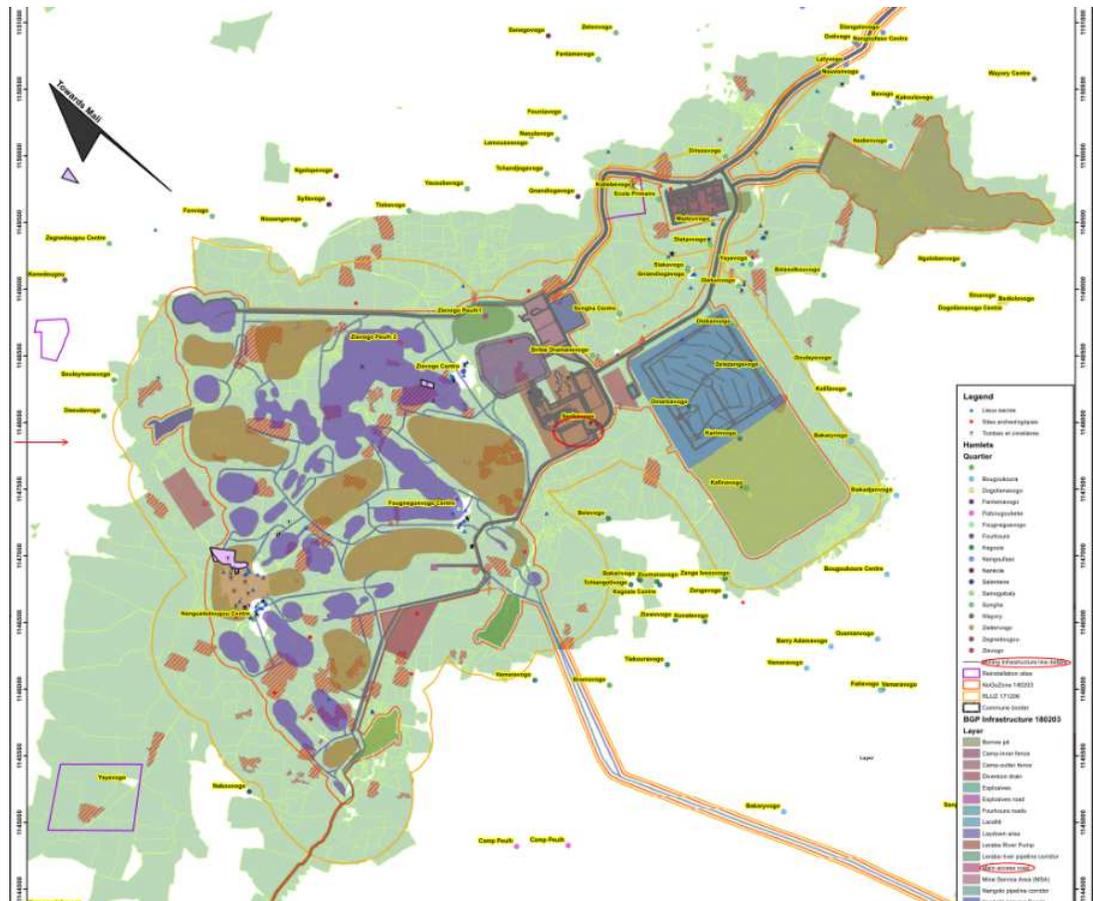


Figure 2 : Carte du périmètre de la Mine et emplacement de la centrale HFO (source : Teranga Gold Mine)

### 3.1.2 Réseau SONABEL

Le réseau existant de SONABEL dans la zone de la Mine (Niankorodougou) se limite à un réseau 33kV surchargé provenant du poste 225/33kV de Kodené à Bobo (~180km). La Mine se trouve à 15km du réseau 33kV existant (Niankorodougou) mais la liaison avec Niangoloko est sous-dimensionnée (certains tronçons en 34mm<sup>2</sup>) et ce réseau ne permet pas l'achat d'énergie pour la Mine, ni la revente d'excédant si celui-ci dépasse ~5MW.



- la classe des sols à sesquioxydes de fer et de manganèse ;
- la classe des sols hydromorphes.

Plus de détails sont donnés dans les annexes du rapport d'évaluation des sites (R564-ILF-AD-00005/REV. 1).

### 3.1.3.2 Pluviométrie

Le mois le plus pluvieux est incontestablement le mois d'août. Cela est valable pour toutes les stations de la zone d'étude. La dernière décennie est pratiquement la période qui enregistre les hauteurs les plus élevées.

L'analyse comparée de la pluviométrie des trois dernières décennies permet d'observer que les deux dernières ont été les plus pluvieuses. En dehors des mois de janvier, février, novembre et décembre, des pluies sont enregistrées chaque, ce qui porte à un total de huit (8) mois de pluie dans l'année. Les hauteurs maximales mensuelles moyennes sont relevées en août avec parfois plus de pluies en juillet qu'en septembre.

La figure ci-dessous présente le comportement du cumul pluviométrique au cours des années.

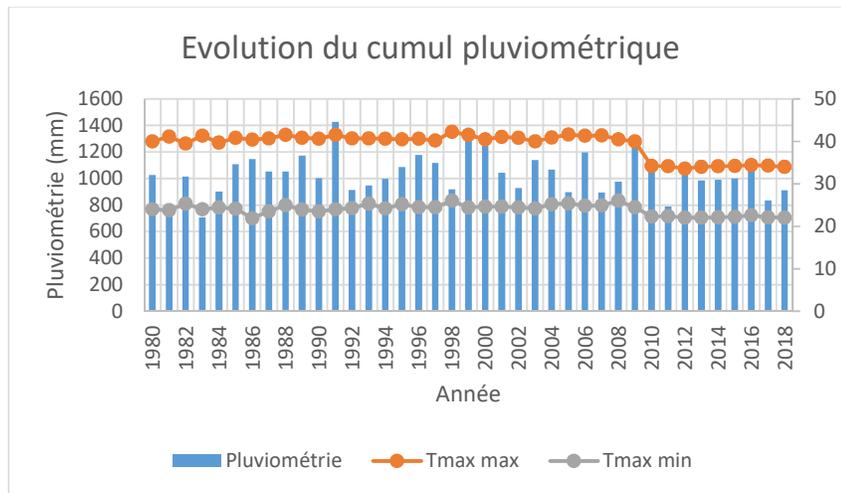


Figure 4 : Evolution du cumul pluviométrique 1981-2018 (Source: Consultant, Sept. 2019)

La figure ci-dessous montre l'évolution annuelle du nombre de jours pluvieux en fonction des années. Ce nombre de jours varie entre 46 et 86. Cela traduit également une caractéristique du climat soudanien.

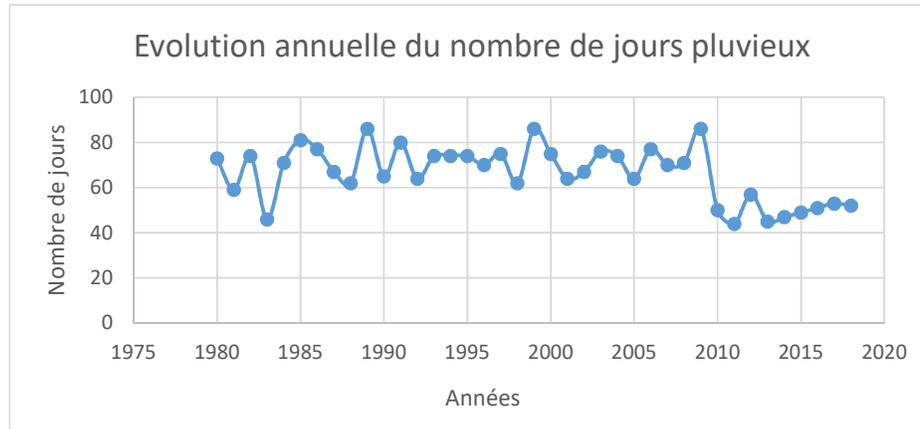


Figure 5 : Evolution annuelle du nombre de jours pluvieux 1981-2018 (Source : Consultant, Sept. 2019)

Plus de détails sont donnés dans les annexes du rapport d'évaluation des sites (R564-ILF-AD-00005/REV. 1).

### 3.1.3.3 Irradiation solaire

L'irradiation solaire est un critère de première importance dans l'analyse du potentiel de chaque site, car il impacte de manière quasi-proportionnelle (aux effets de températures près) la production des centrales, et donc les revenus de vente de l'électricité pour les IPP.

Le Burkina bénéficie d'un excellent ensoleillement, surtout dans la partie Nord du pays (2200kWh/m<sup>2</sup>/an GHI). Dans la zone du projet minier, l'ensoleillement annuel moyen est moindre (2050kWh/m<sup>2</sup>/an) mais reste très appréciable pour un projet d'hybridation (productible de ~1600kWh/kWc).

Dans un rayon de 50km autour de la Mine, le rayonnement solaire sera considéré uniforme (variations négligeables de quelques % entre 2080 et 2100 kWh/m<sup>2</sup>/an) d'un point à l'autre, et n'influencera pas le choix du site, comme l'illustre la Figure 6 ci-dessous. Par ailleurs ces variations entrent dans l'ordre de grandeur de l'incertitude liée aux mesures satellitaires.

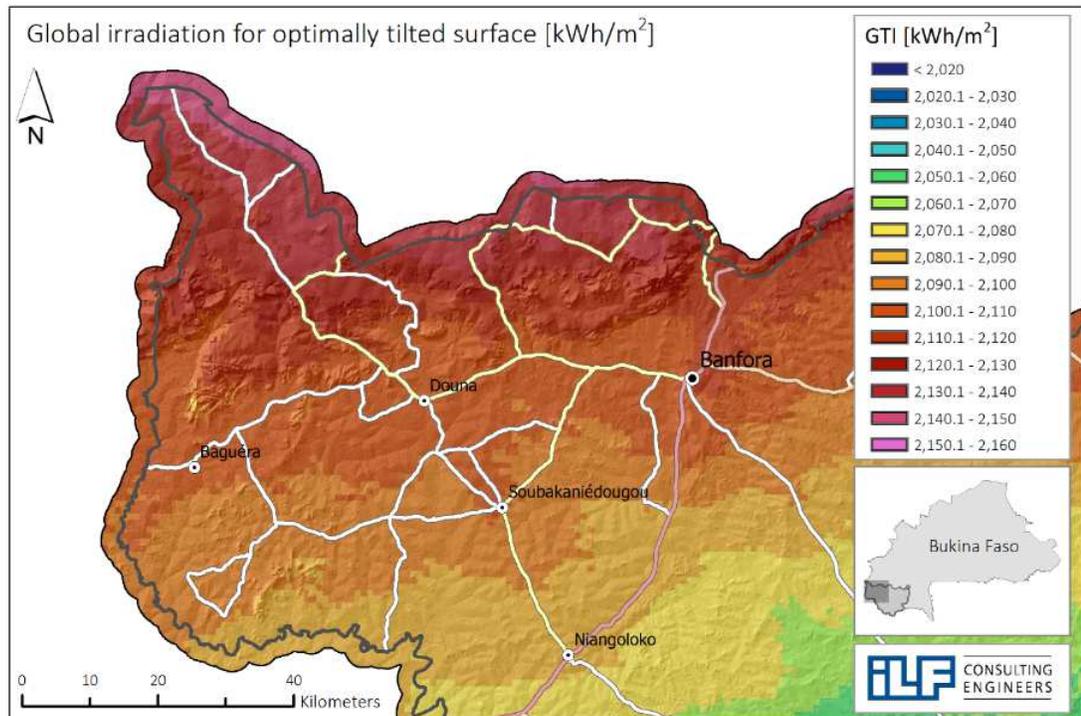


Figure 6 : Carte de l'irradiation solaire globale annuelle dans un plan incliné optimal (GTI – 14°) (Source : Global Solar Atlas -SolarGIS / <https://globalsolaratlas.info>).

Une analyse plus fine de l'irradiation solaire sera présentée dans le chapitre Gisement solaire 4.2.

### 3.1.3.4 Températures

L'irradiation solaire est bien entendu le principal facteur impactant la production solaire des centrales PV. Cependant, la température ambiante est également un critère non négligeable pouvant impacter la production et le stockage. En effet, le rendement énergétique, et donc la puissance en sortie des panneaux solaires diminue linéairement avec la température, d'environ 0,4 %/°C supplémentaire pour des modules cristallins standards (environ 0,25-0,3 %/°C pour les modules couches mince).

Dans notre zone d'étude autour de la Mine, comme déjà souligné, seule la station de Gaoua effectue de telles mesures. C'est la station de référence et les extrêmes de températures sont relevés à ce niveau. En effet, on constate que :

- les minimas sont relevés en décembre-janvier (16.3°C) avec une légère baisse en août-septembre (26.8°C), ce qui donne un comportement bimodal à l'échelle de l'année ;
- les maximas sont relevés en avril (42.2°C) et en novembre (39.5°C) avec le même comportement que le minimum ;
- ce comportement de deux minima et de deux maximas est propre à la sous-région africaine. Ils se rapportent à la période froide et à celle de la saison des pluies.

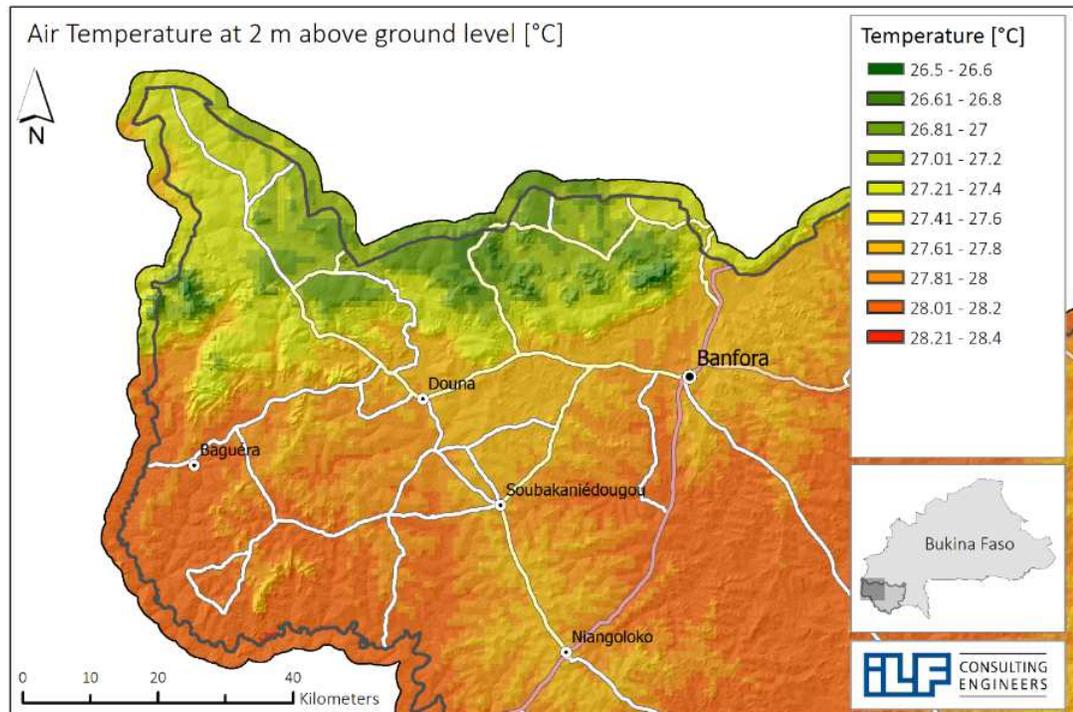


Figure 7 : Carte des températures moyennes annuelles de la zone du projet (source : Global Solar Atlas -SolarGIS / <https://globalsolaratlas.info>)

Au vu de ces données, on peut considérer que la température aura un impact presque similaire sur le productible des centrales PV quel que soit le choix du site dans la zone du projet.

### 3.1.3.5 Régime des vents

La zone d'étude, à l'instar de tout le pays, connaît deux types de vents encore appelés régimes de vents :

- des vents d'Est à Nord-est dominants encore appelés harmattan, qui soufflent pendant la saison sèche (novembre à mars). Ce sont des vents secs parfois frais (novembre-janvier) puis chauds en février et mars. Ils peuvent véhiculer de la poussière ;
- des vents d'Ouest à Sud-ouest dominants ou mousson s'observant en saison pluvieuse d'avril à octobre. Ils sont surtout colporteurs de pluies et de grands vents.

Les vitesses moyennes varient entre 1 à 2m/s mais pouvant atteindre 10 à 15 m/s aux passages des perturbations en saison pluvieuse. La zone d'étude connaît plus de vents humides que de vents secs. Elle enregistre tout naturellement des vents calmes (0m/s) mais qui sont à un taux faible du fait de la prédominance de la saison des pluies sur toute l'année.

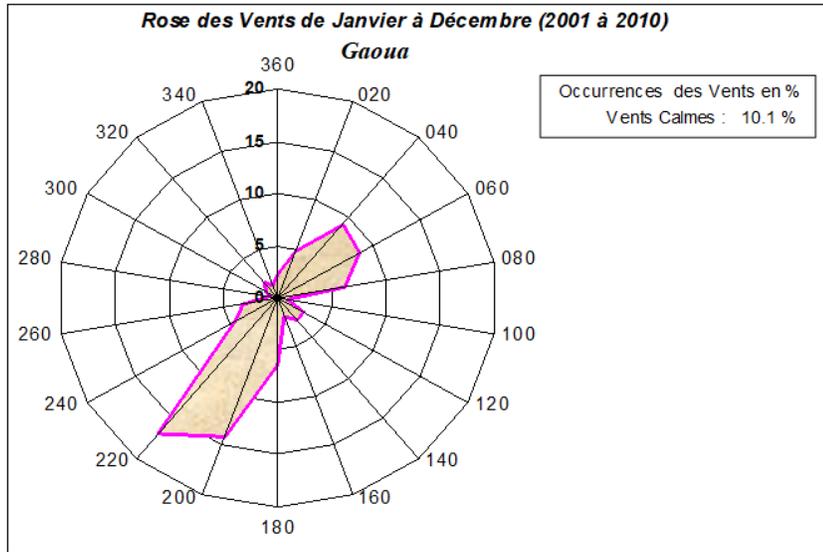


Figure 8 : Rose des vents annuelles, période 2001-2010 (source : ANAM)

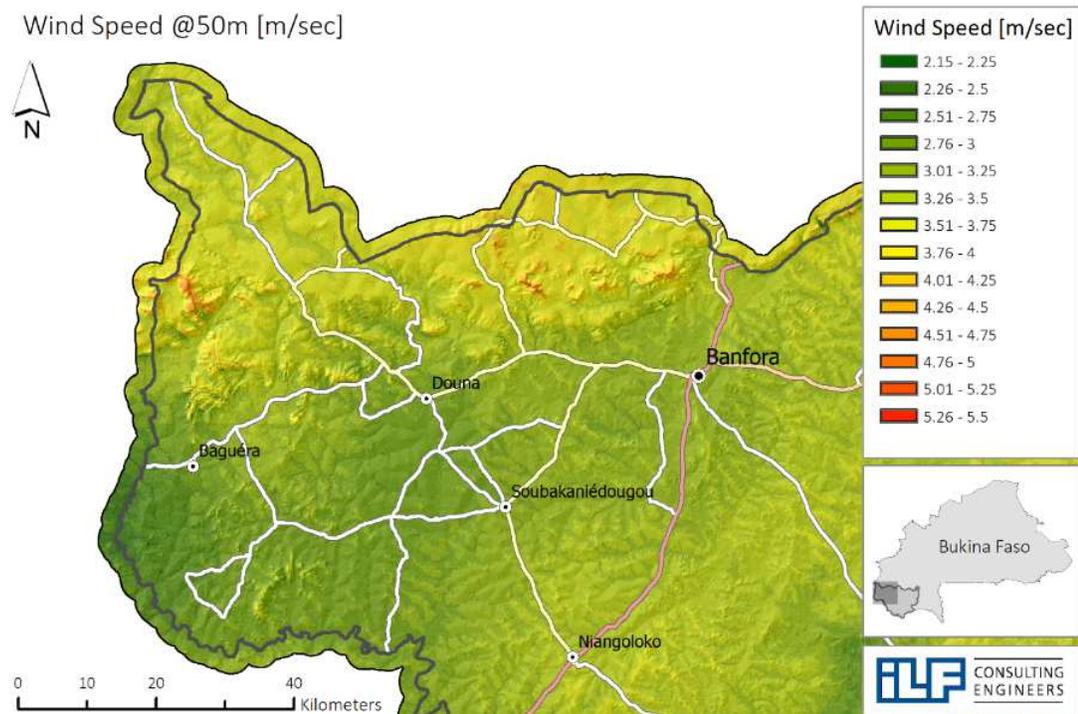


Figure 9 : Carte des vitesses de vent @ 50m dans la zone de la Mine (source : Global Wind Atlas / <https://globalwindatlas.info>)

### 3.1.3.6 Hydrologie

La zone est l'une des plus arrosée du pays et s'inscrit dans un contexte hydro-climatique caractérisé par une pluviométrie moyenne annuelle d'environ 1 000 mm, des températures moyennes annuelles situées autour de 28°C, avec des minima de l'ordre de 25°C en août

et des maximas de l'ordre de 31°C et plus en mars. La zone se situe dans le sous bassin de la Léraba, l'un des deux principaux sous-bassins du bassin national de la Comoé.

*Plus de détails sur l'hydrographie de la zone du projet sont donnés dans les annexes du rapport d'évaluation des sites (R564-ILF-AD-00005/REV. 1).*

### 3.1.3.7 **Activité sismique**

Peu de données sont disponibles concernant l'aléa sismique en Afrique de l'Ouest notamment au Burkina Faso. Toutefois, de récentes études portant sur six (6) des villes les plus peuplées d'Afrique de l'Ouest (Accra, Lomé, Porto-Novo, Lagos, Douala et Bata) indiquent des valeurs d'accélération maximale au sol (AMS) se situant 0,08 g (Douala et Bata) et 0,15g (Accra et Porto-Novo) pour une période de retour de 50 ans et une probabilité de dépassement de 2 %. En transposant ces informations à la ville de Ouagadougou ou de Banfora, il apparaît que le risque d'aléa sismique semble très faible.

*Plus de détails sont donnés dans les annexes du rapport d'évaluation des sites (R564-ILF-AD-00005/REV. 1).*

### 3.1.4 **Végétation et flore**

La végétation de la zone est constituée par les territoires agroforestiers, la forêt galerie, la savane arborée et arbustive et la savane herbeuse. Des bois et bosquets sacrés sont aussi nombreux dans les villages. Par le passé, toute activité humaine destructive était formellement interdite dans ces milieux sacrés.

*Ces types de végétations sont décrits plus en détail dans les annexes du rapport d'évaluation des sites (R564-ILF-AD-00005/REV. 1).*

### 3.1.5 **Données humaines et socioéconomiques**

Au plan démographique, le dernier recensement RGPH de 2006 estimait la population de la commune de Niankorodougou à 34 143 habitants. Mais une projection de cette population au taux de croissance annuel de 4,40% porte cette dernière à environ 59 760 habitants en 2019. A l'instar de l'ensemble des communes du pays, la commune de Niankorodougou se caractérise par la jeunesse de sa population.

La commune abrite plusieurs ethnies dont les Sénoufos, les Dioula, les Samo, les Peulhs, les Mossi, les Lobi et les Dagar, mais les Senoufo constituent l'ethnie majoritaire. L'organisation sociale, à l'instar des autres sociétés de la Région des Cascades, repose sur un système lignager, voire "clanique", qui constitue la base des liens de parenté. L'animisme est la religion la plus pratiquée dans la commune, suivie de l'islam, de l'animisme, du protestantisme et du catholicisme.

Sur le plan foncier on constate une forte pression foncière liée à l'accroissement démographique et aux flux migratoires, de même qu'à la présence du projet minier de WGO.

Les réserves foncières sont quasiment épuisées et cela se traduit dans la réalité par l'insuffisance des terres agricoles, l'inexistence de jachères, l'insuffisance de zones de pâturage, les conflits entre agriculteurs et éleveurs, les conflits liés au système de gestion des terres et ce, bien avant l'avènement du projet minier, etc. On note également une absence de réserves administratives, toutes ayant fait l'objet de changement de destination ou ayant été attribuées, et ce, de manière plus prononcée dans la zone de Niankorodougou-Centre.

Deux modes d'organisation et de gestion foncière coexistent dans la Commune : d'une part le régime foncier moderne régi essentiellement par la loi n°034-2012/AN du 02 juillet 2012 portant réorganisation agraire et foncière (RAF), ainsi que son décret d'application n°2014-481/PRES/PM/MATD/MEF/MHU du 03 juin 2014, et la loi n°034-2009/AN du 16 juin 2009 portant régime foncier rural (RFR) et ses textes d'application ; d'autre part, le régime foncier traditionnel, qui s'impose dans la pratique comme la principale forme de gestion foncière, étant donnée la méconnaissance du régime foncier moderne par les acteurs locaux en général. Ce mode de gestion confère à l'homme un droit d'héritage contrairement à la femme. La femme est ainsi rarement propriétaire de la terre, même s'il lui est reconnu un droit d'usage sur les terres administrées par son époux et celles qu'elle pourrait solliciter auprès de tiers propriétaires pour un usage agricole, mais sans possibilité d'appropriation. En revanche, les textes juridiques régissant le foncier permettent à la femme d'accéder à la propriété foncière. Des conflits fonciers sont relevés, notamment entre agriculteurs et pasteurs. En dehors de la procédure légale d'acquisition de la terre qui confère un titre de propriété, les principaux modes d'accès à la terre dans les villages de la Commune demeurent l'héritage, l'emprunt et le tutorat.

Au plan énergétique, les bois de chauffe et le charbon constituent la principale source d'énergie. Les hydrocarbures sont aussi utilisés (pétrole, essence, gaz...), de même que l'énergie solaire pour l'éclairage, au moyen des plaques photovoltaïques, quoi que de manière limitée. Notons en outre que la Commune de Niankorodougou est reliée au réseau de distribution de la Société Nationale d'Electricité (SONABEL) à partir de Niangoloko. La ligne dessert essentiellement la localité de Niankorodougou-centre et un grand nombre de ménages et de services sont déjà relié à ce réseau. L'électricité joue un rôle important dans le développement de la localité en permettant le renforcement et la diversification des activités.

*Plus de détails sur les activités économiques, les infrastructures éducatives, sanitaires et télécommunications sont donnés en annexe du rapport d'évaluation des sites (R564-ILF-AD-00005/REV. 1).*

## 3.2 Méthodologie

### 3.2.1 Surface nécessaire du site

ILF estime de manière préliminaire et selon les retours d'expérience de projets similaires de centrales PV avec structures fixes orienté sud, un ratio d'occupation du sol minimum

de 1,5 ha / MWc. Ce ratio sera déterminé plus précisément pour le site retenu durant les phases ultérieures d'étude (plans d'implantation, étude de productible...).

L'objectif étant d'identifier un site potentiel pour une centrale solaire hybride de **20 à 30 MWc** doté d'un parc de stockage de plus de **30MWh** (BESS – Battery Energy Storage System), la surface de terrain nécessaire sera d'environ **50ha** pour l'ensemble de la centrale (champs PV + BESS).

L'identification du site ayant eu lieu avant la conception technique de la centrale et le choix final de la taille, la surface finale du terrain sera ajustée au chapitre 4.3.5.

### 3.2.2 Critères techniques, sociaux et environnementaux de pré-sélection

Indépendamment des risques, un site présente des contraintes techniques pouvant impacter la mise en œuvre de la centrale solaire hybride : type de sol, accessibilité, travaux nécessaires pour le raccordement, défrichage et débroussaillage, etc.

A noter que la plupart de ces contraintes peuvent être levées moyennant des surcoûts de mis-en-œuvre (utilisation de fondations adaptées, création de pistes d'accès et de ponts, compensation, etc.).

Les critères principaux suivants ont été pris en compte dans l'analyse comparative :

- **Distance à la centrale HFO de la Mine** : l'optimum est d'implanter la centrale PV/BESS au plus proche de la centrale HFO existante pour des raisons de performances électriques (réduction des pertes) et de phasage (délai inconnu pour la construction de la ligne de transport SONABEL et du raccordement au poste de Banfora).
- **Occupation des sols** : éviter autant que possible l'impact sur les populations établies et actives sur la zone. La quasi-totalité des sols de la zone sont actuellement utilisés par les populations locales (zone d'habitat, agriculture, élevage pastoral, sylviculture). Profiter de l'expérience de la Mine pour l'acquisition des terrains et pour les compensations. Selon les zones et les essences, le débroussaillage et les coupes des arbres peuvent engendrer des surcoûts importants. Estimation des surfaces correspondantes et des compensations.
- **Accessibilité du site** : s'assurer que les sites pourront être accessibles par des pistes compactes existantes ou à créer sur des distances raisonnables, pour rejoindre les pistes carrossables (pistes latéritiques en bon état ou route bitumée) les plus proches.
- **Connexion réseau** : dans un premier temps, la centrale solaire hybride doit pouvoir être raccordée au réseau 33kV existant (capacité limitée d'exportation), et ensuite à une ligne aérienne 132 kV dédiée entre le site et le poste HTB le plus proche, les 2 à construire.

- **Type de sol** : Vérifier la nature des sols pour pouvoir choisir les solutions adaptées de structures porteuses et de fondations. Selon les cartes et données géologiques disponibles et les appréciations visuelles des types de sol faites durant les visites.
- **Profil et orientation du terrain** : certains terrains présélectionnés présentent des formes irrégulières, des profils accidentés, ou des délimitations qui ne sont pas orientées selon un axe nord-sud. Bien que les terrains les plus simples pour y implanter les tables de modules soient les terrains rectangulaires orientés selon un axe nord-sud, l'impact de la forme du terrain est faible à ce stade. De même, le nivellement d'un terrain légèrement accidenté est envisageable à coût raisonnable.
- **Zone inondable** : la région étant relativement accidentée, il est fréquent de trouver des bas-fonds humides, inondables où la culture du riz est généralement pratiquées. Il s'agira d'éviter autant que possible ces zones pour éviter d'avoir des suppléments de coût pour canaliser les écoulements de pluie et sécuriser le terrain.

D'autres caractéristiques des sites ont également été considérées, dont l'impact n'est pas prépondérant à ce stade :

- **Poussière** : l'encrassement probable de l'ensemble des sites durant la saison sèche sera limité par l'auto-nettoyage durant la saison des pluies. Les surcoûts de nettoyage, même pris en compte sur la durée de vie de la centrale, restent peu significatifs. Ils ne sont donc pas pris en compte à ce stade pour la comparaison des sites entre eux.
- **Corrosion** : Certains sols humides et riches en oxygène pourraient présenter une corrosivité supérieure aux autres, mais en l'absence d'analyse chimiques des sols à ce stade, ce critère n'est pas pris en compte dans la comparaison des sites.
- **Accès à l'eau**, notamment pour le nettoyage des modules : La solution la plus simple pour le site est à priori de créer un forage au niveau du site, à l'exception du site situé à côté du réservoir d'eau de la Mine. La profondeur de la nappe d'eau devra cependant être vérifiée sur site pour définir les caractéristiques et la profondeur nécessaire du forage.
- **Régime des vents** : Dans la zone du projet, les vents maximaux estimés à ce stade ne sont pas excessifs et n'entraînent pas de surcout significatif.

### 3.2.3 Analyse géospatiale préliminaire (Desktop study)

Sur base de données géoréférencées (voir Tableau 1 ci-dessous), une analyse géospatiale a pu être menée dans la zone du projet. En analysant les informations disponibles en ligne (voir tableau 2) et en appliquant les critères de présélection (voir tableau 3), ILF a pu mettre en évidence les zones potentiellement acceptables pour une centrale solaire de 50ha (soit max. 33 MWc).

Seule l'information sur le cadastre et la propriété des terres n'a pas pu être récupérée. Il s'avère que dans cette région du Burkina, tous les terrains sont privés et occupés (agriculture, élevage, sylviculture ...) même s'il n'existe pas de cadastre à proprement parler. Un mécanisme de rachat des terres et de compensation sera inévitable.

Nr.	Dataset (GIS)	Commentaires
1	Radiation solaire globale horizontale (GHI)	Available from SolarGIS (Annual value)
2	Temperature	Available from SolarGIS (Annual value)
3	Vitesse de vent	Available
4	Infrastructure pour raccordement réseau	Public data from OSM can be used, if the owner has the location of the stations and the transmission lines then we can use it, otherwise we will use what is available
5	Topographie	Available
6	Couvert végétal et utilisation des terres	Land ownership classification (private, government, etc.) not available, land cover is available
7	Caracteristiques du sol	available
8	Risques naturels	Main wadies to avoid flooding zones is available, other
9	Aires protégées	Public data is available but in case of specific restricted areas should be consider then we require it
10	Infrastructures générales (routes, etc.)	Roads, railways, urban areas, etc. available

Tableau 1 : Données géoréférencées requises pour l'analyse géospatiale (ILF 2019)

1.	Air Temperature
2.	Diffuse horizontal irradiation
3.	Global horizontal irradiation
4.	Global irradiation for optimal tilted surface
5.	Optimum tilt to maximize yearly yield
6.	Photovoltaic power potential
7.	Land cover
8.	Elevation and Hydro
9.	Slope
10.	Aspect
11.	Wind Speed
12.	E-Grid
13.	Hydrography and Protected Areas
14.	Suitable Areas

Tableau 2 : Couches de données SIG utilisées (ILF 2019)

Nr.	Criteria	Definition
1	Number of Sites	5
2	Size of PV plants	25MWp
3	Land coverage	1.5ha/MWp (required area is min. 38ha)
4	Distance to Substation OR Transmission line	Less than 2km
5	Distance to Road	Less than 1km
6	Slope	4-15% to the south, Less than 4% in other directions
7	Distance to rivers	Greater than 500m
8	Cropland	Excluded
9	Trees cover areas	Excluded
10	Vegetation aquatic or regularly flooded	Excluded
11	Open water	Excluded
12	Built up areas	Excluded

Tableau 3 : Critères de sélection pour les sites PV potentiels (ILF 2019)

Une première analyse de sites a d'abord été faite sur l'axe entre la Mine et Banfora (corridor de 80km), suivie d'une deuxième analyse à proximité de la Mine car il est devenu apparent que la proximité de la Mine était une condition pré-requise étant donné l'absence d'un réseau de transport local pour alimenter la Mine (voir §3.1.2).

L'analyse géospatiale inclut aussi une vérification et comparaison des résultats avec les images Google Earth.

#### 3.2.4 Présélection des sites

Suite aux discussions avec les responsables de SONABEL et de la Mine lors de la mission de terrain, il a été décidé de présélectionner les sites potentiels à proximité de la centrale HFO (rayon < 5km) afin de tenir compte du phasage du projet où la centrale solaire doit être raccordée à la Mine en phase 2 (hors réseau) et de l'incertitude en phase 3 sur le calendrier de réalisation du poste HTB de SONABEL et sur l'extension du réseau HTB vers la Mine.

En complément aux sites identifiés par l'analyse géospatiale, le responsable de la centrale de production HFO de la Mine a indiqué 3 sites potentiellement intéressants, dont 2 à proximité immédiate de la centrale HFO, dans le périmètre de la Mine, et un troisième à ~20km de la centrale. Une analyse géospatiale a aussi été menée pour ces 3 sites.

#### 3.2.5 Visite des sites

L'accès aux sites s'est fait en véhicule tout-terrain 4x4 compte tenu de la saison des pluies et de l'incertitude des voies d'accès à ces terrains parfois excentrés des axes principaux.

### Limitations des visites de terrain

Les équipes de terrain ont rencontré plusieurs difficultés pour accéder à certains sites et pour pénétrer à l'intérieur des périmètres. En effet, en cette fin de saison des pluies, les pistes étaient endommagées par les pluies avec des passages de gué délicats et la haute végétation (arbres, arbustes et plants de maïs entre 2,5 et 3,5m de haut) réduisait fortement la visibilité du terrain et de son relief.

Pour pallier le manque de visibilité de certains sites (S01, S02, S03), une deuxième équipe d'enquêteurs a été dépêchée avec un drone pour avoir une meilleure image aérienne du terrain.

#### 3.2.6 Analyse comparative, classement et sélection

L'analyse des différents sites sélectionnés sera réalisée sur base d'une comparaison multicritère des contraintes techniques et des conditions climatiques pour chaque site.

ILF proposera un classement des sites en fonction de leur adéquation et capacité à accueillir rapidement une centrale photovoltaïque tout en limitant les risques.

**La sélection finale du site sera faite conjointement avec les bénéficiaires du projet (BM, SONABEL, Mine).**

#### 3.2.7 Spécificité des sites à l'intérieur du périmètre de la Mine

On notera que les sites situés à l'intérieur du périmètre de la Mine présentent les avantages suivants : réduction des pertes en ligne, réseau routier existant, traitement facilité des enjeux fonciers/cadastraux, mécanisme de compensation établi pour les agriculteurs/éleveurs, zone sécurisée, ...

Les inquiétudes sur les conditions d'accès et d'occupation par un producteur indépendant (IPP) développant un site à l'intérieur du périmètre de la Mine ont pu être levées par le service juridique de la Mine WGO :

- La Mine pourra autoriser une tierce partie (producteur indépendant IPP), moyennant un contrat de location, à utiliser une partie de la surface du permis d'exploitation.
- La durée du contrat ne doit pas excéder la durée du permis d'exploitation (10-13 ans) avec cependant la possibilité de renouvellement dans des conditions comparables à celles accordées au permis d'exploitation.
- Tout en ayant une gestion indépendante, le bénéficiaire doit se conformer aux règles de santé, sécurité et autres politiques de la Mine, en particulier l'accès régulier au site.
- Au-delà de la durée du permis d'exploitation de la Mine, le terrain retourne à l'Etat qui devra proposer un contrat de concession au producteur IPP pour la période restante (au total 25 ans).

### 3.3 Analyse des sites visités

#### 3.3.1 Sites présélectionnés

Une analyse géospatiale préliminaire (voir détails dans le *rapport d'évaluation des sites* - R564-ILF-AD-00005/REV. 1) a permis d'identifier et de sélectionner 5 sites de min. 50 hectares pour les visites des sites. Les sites sont représentés sur les cartes ci-dessous.

Trois de ces sites (S01, S02, S04) se trouvent dans le périmètre de la Mine, un 4<sup>ième</sup> site (S05) se situe hors du périmètre mais non loin de la centrale HFO, et le 5<sup>ième</sup> site (S03) se situe à 20km au nord de la Mine.

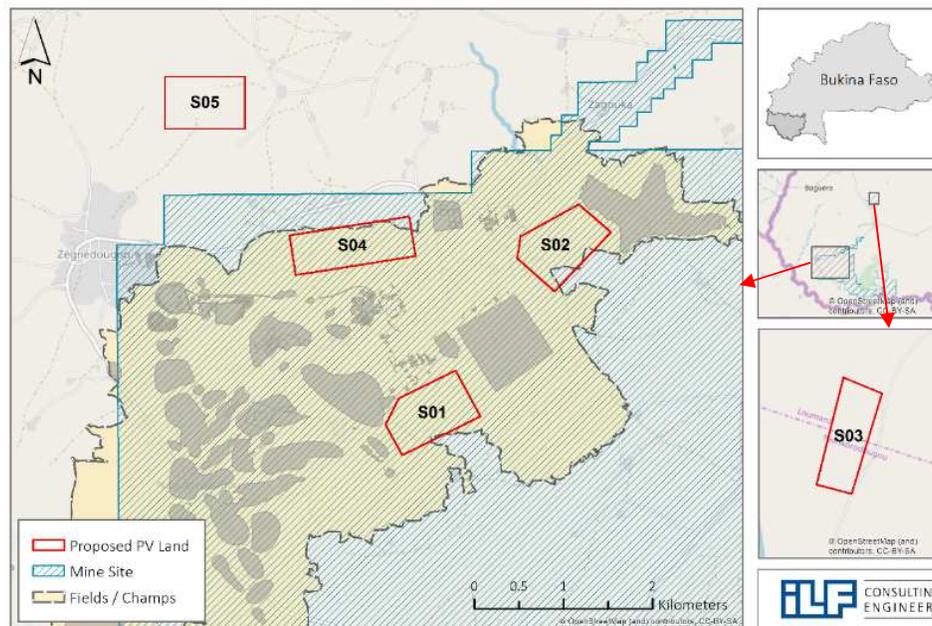


Figure 10 : Carte de localisation des 5 sites étudiés sur fond périmètre Mine (ILF 2019)



Figure 11 : Carte de localisation des 5 sites étudiés sur fond Google (ILF 2019)

Les 2 sites S01 et S02 à proximité de la centrale HFO ont été rapidement visités avec le représentant de la Mine. Le site S03 à 20km de la centrale a été visité sur le chemin du retour de la mission. Tandis que les 2 sites S04 et S05 sélectionnées par l'analyse géospatiale ont été visités en début de mission, en compagnie de l'équipe SONABEL.

Ces 5 sites sont brièvement présentés ci-après.

### 3.3.2 Site S01

#### Photovoltaic Power Plants in Burkina Faso

Site - 01

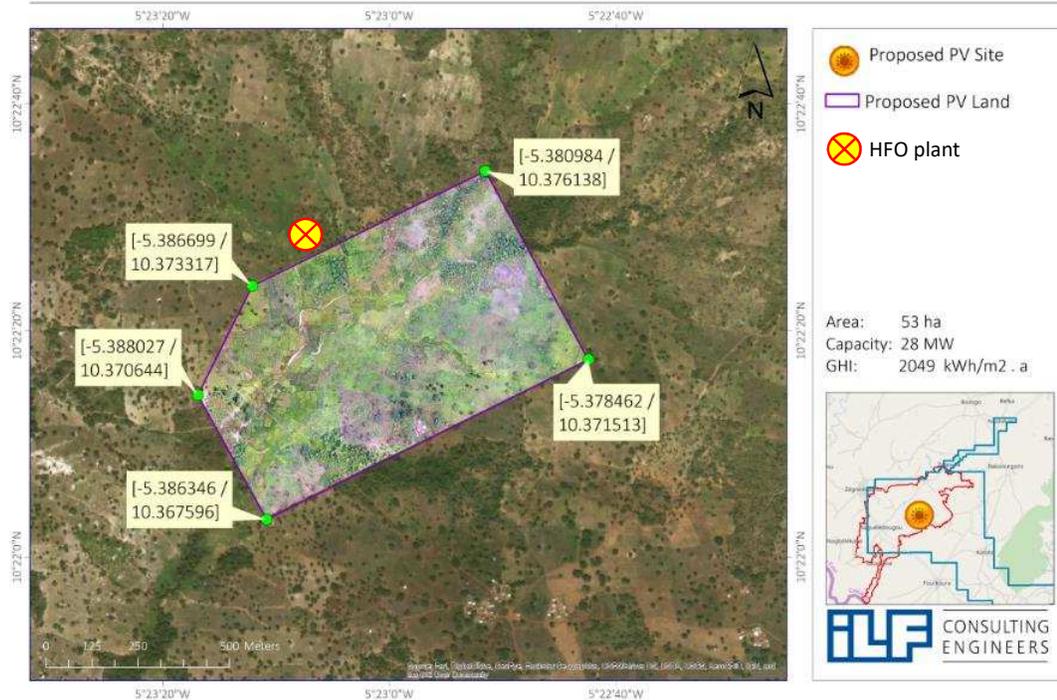


Figure 12 : Image Google du site S01 avec ajout de l'image drone (ILF 2019)

Le site S01 est situé au Sud de la centrale HFO de la Mine, en bordure du périmètre juste à l'extérieur de la « No-Go Zone ». L'accès est aisé depuis le réseau routier de la Mine.

La partie visible à partir de la route montre une zone fortement cultivée (rizières) et relativement boisée avec dans sa partie centrale un drain d'écoulement d'eaux de pluie (qui a été canalisé dans la partie Nord qui traverse la Mine).

L'analyse géospatiale a montré un profil acceptable (<15% de pente) mais avec une zone plus accidentée au centre et inondable (bas-fonds et rizières) qui est bien visible de la route.

Toute la zone est cultivée (riz, maïs, ...) et parsemée d'arbres. La visibilité à hauteur d'homme durant la visite était faible (arbres, arbustes, champs de maïs, etc.).

Aucun village habité ne se trouve dans la zone.

➔ **Le site S01 n'est pas idéal à cause de son relief accidenté et inondable et ses pentes à orientation variable. Il pourrait être retenu pour le projet solaire, moyennant du terrassement et des aménagements de drainage conséquents pour canaliser les eaux de pluies.**

Photovoltaic Power Plants in Burkina Faso

Site - 01

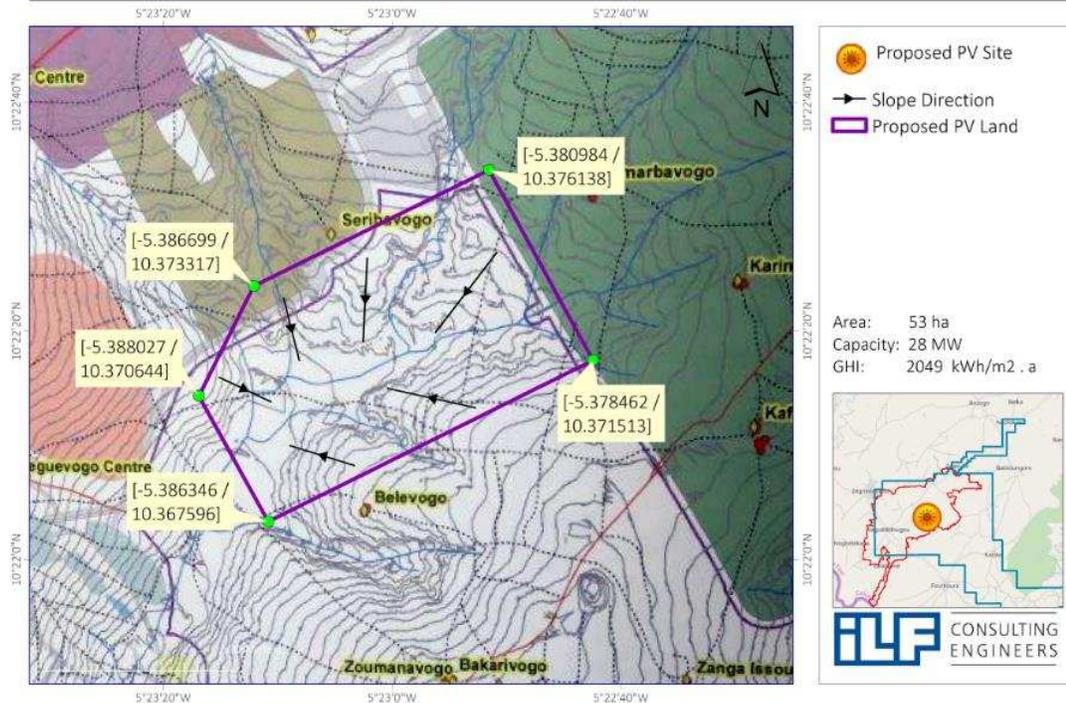


Figure 13 : Carte topographique de la Mine avec périmètre du terrain potentiel S01 (ILF 2019)

Item	Description	
Ville la plus proche	Niankorodougou	
Surface estimée	53 Hectares	
Contraintes identifiées	Néant	
Coordonnées d'un point du site	<b>Projection : UTM 30P</b>	
	X	239005
	Y	1147545
	<b>Altitude</b>	
	320 m	
Utilisation actuelle du site	Agriculture	
Spéculations cultivées	Riz - maïs	
Pente de terrain	Légèrement incliné (<15°) vers le centre du terrain qui est un bas-fond ; multi-orientation	
Industrie proche susceptible de créer de la poussière	La Mine, en face de la centrale	
Type de sol	Sol hydromorphe, argileux-sableux	
Risque d'inondation	Bas fond, rivière	
Type de végétation	Parc à Karité, Espèce dominante : <i>Vitellaria paradoxa</i> Quelques espèces secondaires : <i>Parkia biglobosa</i> (Néré), <i>Anacardium occidentale</i> (Anacarde), <i>Acacia macrostachya</i> , <i>Anogeissus leiocarpus</i> .	

Tableau 4 : Caractéristiques du site S01



Figure 14 : Quelques prises de vue du site S01

### 3.3.3 Site S02

#### Photovoltaic Power Plants in Burkina Faso

#### Site - 02

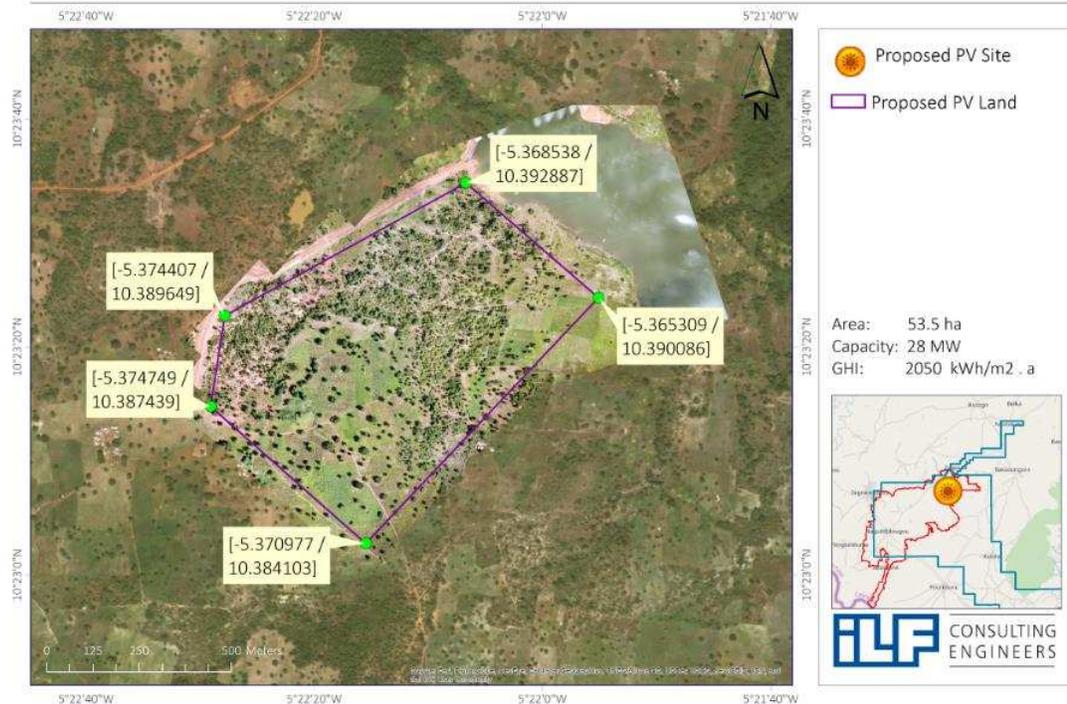


Figure 15 : Image Google du site S02 avec ajout de l'image drone (ILF 2019)

Le site S02 est situé à environ 1,5km au Nord-Est de la centrale HFO de la Mine, et en bordure du réservoir d'eau de la Mine. L'accès est aisé depuis le réseau routier de la Mine.

L'analyse géospatiale a montré un profil acceptable (<15% de pente) sans zone inondable (à l'exception de la berge du réservoir ; prévoir min. +2m de réserve au-dessus du niveau de l'eau).

La partie visible à partir de la route et du réservoir indique une zone peu cultivée et relativement boisée, mais l'image aérienne montre une partie plus cultivée (riz, maïs, ...) au Sud et à l'Est du périmètre.

En analysant le relief plus en détail (grâce à la carte topographique de la Mine avec une équidistance entre les courbes de 1m), on constate sur les images ci-dessous que le périmètre étudié de la zone (polygone mauve) n'est pas optimal et pourrait être modifié et amélioré (polygone rouge) pour éviter les pentes trop fortes et maximiser une orientation de pente vers l'Est, mais au détriment des périmètres cultivés.

A noter que les villages au Sud de la zone (Yayavogo, Balasalkouvogo, Diekonvogo) ne sont plus habités mais les champs sont encore cultivés par les propriétaires délocalisés.

➔ **Le site S02 est retenu et recommandé pour le projet solaire, moyennant une optimisation du tracé du périmètre pour réduire les pentes et les multi-orientations.**

Photovoltaic Power Plants in Burkina Faso

Site - 02

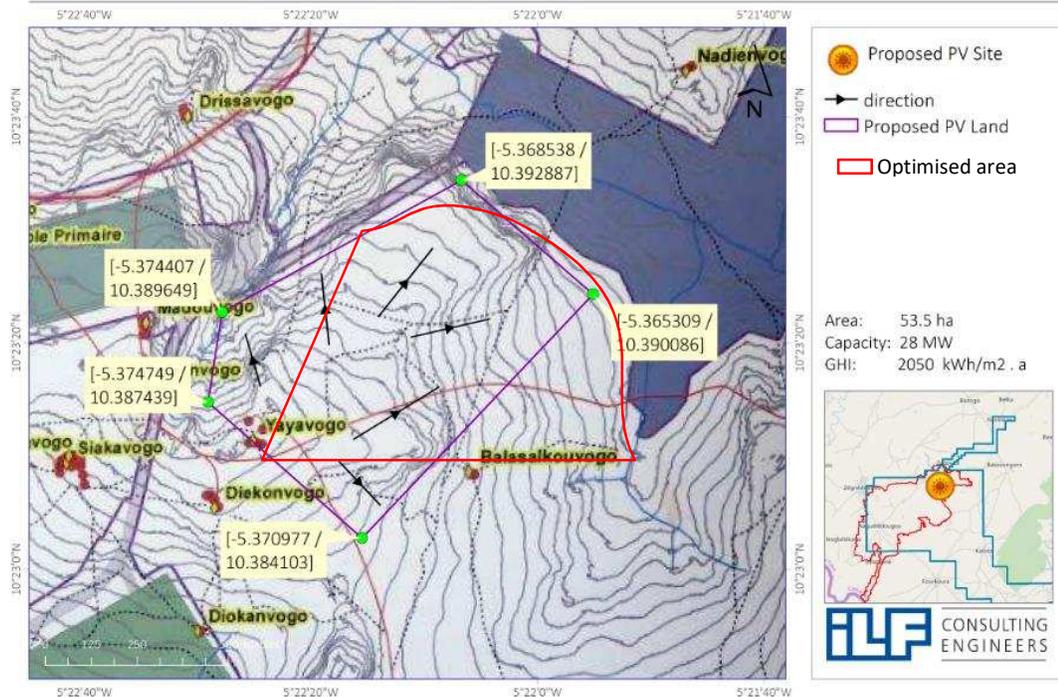


Figure 16 : Carte topographique de la Mine avec périmètre du terrain potentiel S02 et proposition d'adaptation (ILF 2019)

Item	Description	
Contact	OUATTARA Yaya : 72 08 60 35, habitant à proximité du site	
Ville la plus proche	Niankorodougou	
Surface estimée	53 Hectares	
Contraintes identifiées	Champs de céréales et d'anacarde, une tombe	
Coordonnées d'un point du site	<b>Projection : UTM 30P</b>	
	X	0240102
	Y	1149509
	<b>Altitude</b>	
	343 m	
Utilisation actuelle du site	Agriculture, plantation d'anacarde	
Spécifications cultivées	Maïs, Sésame, Manioc, sorgho, anacarde	
Pente de terrain	Légèrement incliné (<15°) vers l'est	
Industrie proche susceptible de créer de la poussière	La Mine	
Type de sol	Sol argilo-sableux, gravillonnaire par endroit	
Risque d'inondation	Néant	
Type de végétation	Parc à Karité Espèce dominante : Vitellaria paradoxa Quelques espèces secondaires : Parkia biglobosa (Néré), Anacardium occidentale (Anacarde), acacia macrostachya, Anogeisus leiocarpus, Diospiros mespilisformis, Ximenia americana, Acacia Sibériana.....	

Tableau 5 : Caractéristiques du site S02



Figure 17 : Quelques prises de vue du site S02

### 3.3.4 Site S03

#### Photovoltaic Power Plants in Burkina Faso

#### Site - 03

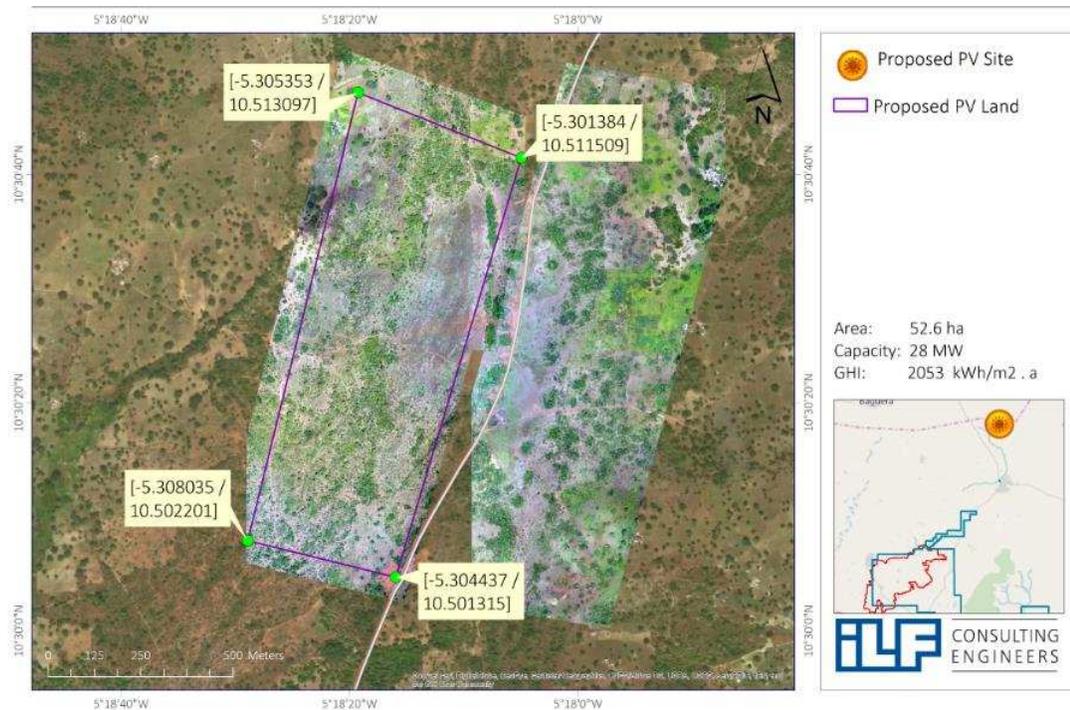


Figure 18 : Image Google du site S03 avec ajout de l'image drone (ILF 2019)

Le site S03 situés à environ 20km au Nord-Est de la centrale HFO et de la Mine est constitué de 2 terrains de plus de 50 hectares de part et d'autre de la route principale entre les villages Tankoura et Tagossoni sur l'axe Niankorodougou - Sindou.

L'analyse géospatiale a montré une zone peu peuplée (pas de villages), peu cultivée et peu boisée, en particulier le terrain à l'Ouest de la route, avec un profil acceptable (<15% de pente) et pas de zone inondable.

La partie visible à partir de la route et l'image aérienne confirment l'absence de cultures et le faible couvert arboré. Toutefois, le terrain semble être une zone de pâturage et à certains endroits en jachère.

L'information sur les pentes et profil du terrain n'est pas précise mais la zone dégagée est vaste et peu très certainement être optimisée en modifiant les contours du périmètre.

➔ **Le site S03 peut être une alternative intéressante si l'accès aux sites dans le périmètre de la Mine (S01, S02, S04) s'avère compliqué pour un IPP et si l'option d'un raccordement au réseau MT existant est retenue.**

Item	Description	
Contact	OUATTARA Lacina, Observateur communautaire du village de Tagassoni, Tél : 51 78 85 89	
Ville la plus proche	Niankorodougou	
Surface estimée	52 Hectares	
Contraintes identifiées	Champs d'anacarde	
Coordonnées d'un point du site	<b>Projection : UTM 30P</b>	
	X	0247919
	Y	1162279
	<b>Altitude</b> 355 m	
Utilisation actuelle du site	Agriculture, une partie en jachère	
Spéculations cultivées	Coton, Sésame, Maïs, petit mil	
Pente de terrain	*Légèrement incliné (<15°) vers le nord dans partie agricole *Plat dans la partie en jachère	
Industrie proche susceptible de créer de la poussière	Néant	
Type de sol	Sol gravillonnaire, latéritique, argileux-sableux	
Risque d'inondation	Néant	
Type de végétation	Savane arbustive :  Espèce dominante : <i>Parkia biglobosa</i> , Quelques espèces secondaires : <i>Vitellaria paradoxa</i> (Karité), <i>Anacardium occidentale</i> (Anacarde), <i>Acacia macrostachya</i> , <i>Anogeissus leiocarpus</i> , <i>Kaya senegalensis</i> , <i>Diospiros mespiliformis</i> ,	

Tableau 6 : Caractéristiques du site S03



Figure 19 : Quelques prises de vue du site S03

3.3.5 Site S04

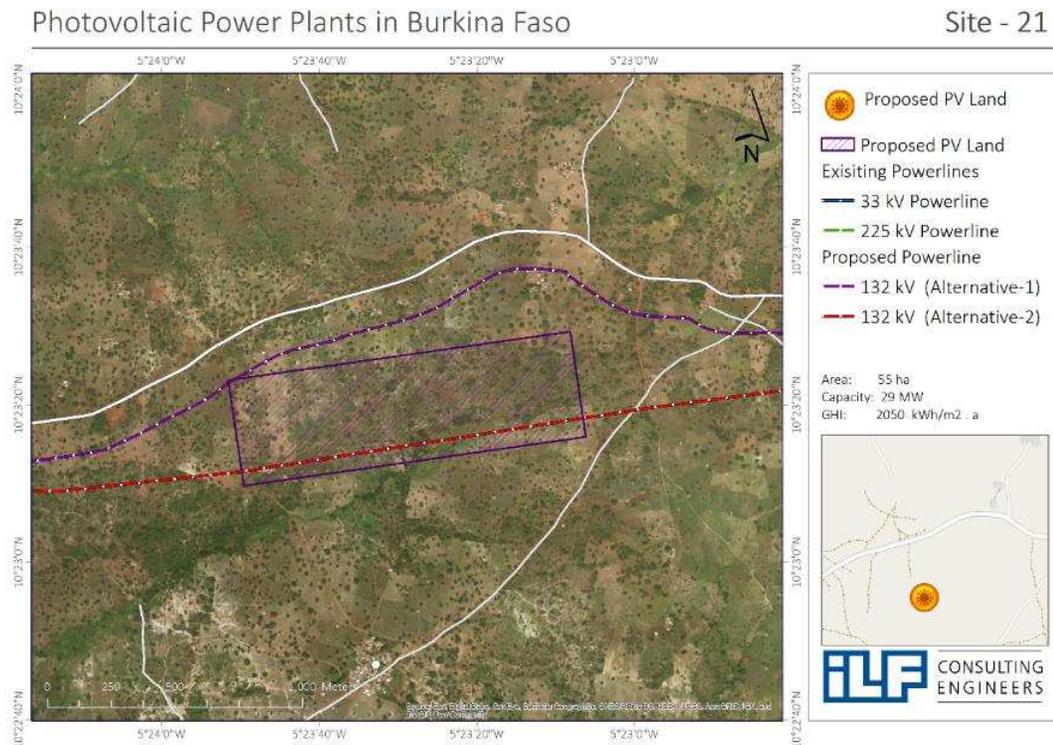


Figure 20 : Image Google du site S04 avec périmètre du terrain potentiel (ILF 2019)

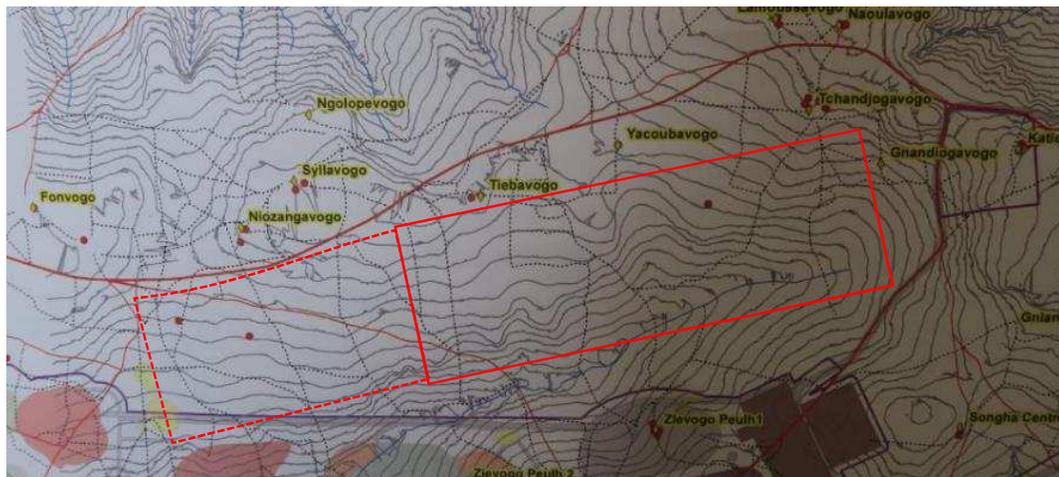


Figure 21 : Carte topographique de la Mine avec périmètre du terrain potentiel S04 et extension possible (ILF 2019)

Le site S04 est situé entre Zagouka et Zégnédougou, le long de la route principale et en bordure du périmètre de la Mine. L'analyse géospatiale a montré un profil acceptable (<15% de pente), mais le terrain est un peu accidenté et inondable (drain et bas-fonds), comme l'a confirmé la visite de terrain. Une extension du terrain vers l'ouest présente

moins de pentes et de relief. Toute la zone est cultivée, en particulier les bas-fonds avec des rizières. Le village propriétaire des champs est habité et accolé au terrain PV présélectionné.

➔ **Le site S04 est potentiellement intéressant pour le projet solaire par sa proximité à la centrale, et son orientation Sud dominante. Mais du terrassement et des aménagements du bas-fond inondable doivent être considérés.**

Item	Description	
Ville la plus proche	Zégnédougou	
Surface estimée	>50 Hectares	
Contraintes identifiées	Zone inondable en saison des pluies ; relief/drains de pluie	
Coordonnées d'un point du site	<b>Projection : UTM 30P</b>	
	X	238154
	Y	1149290
	<b>Altitude</b>	
	331 m	
Utilisation actuelle du site	Agriculture	
Spécifications cultivées	Riz - maïs	
Pente de terrain	Incliné vers le Sud (<15°) qui est un bas-fond	
Industrie proche susceptible de créer de la poussière	La Mine, au Sud du site	
Type de sol	Sol hydromorphe, argileux-sableux	
Risque d'inondation	Néant	
Type de végétation	Espèce dominante : ... Quelques espèces secondaires : ...	

Tableau 7 : Caractéristiques du site S04

3.3.6 Site S05

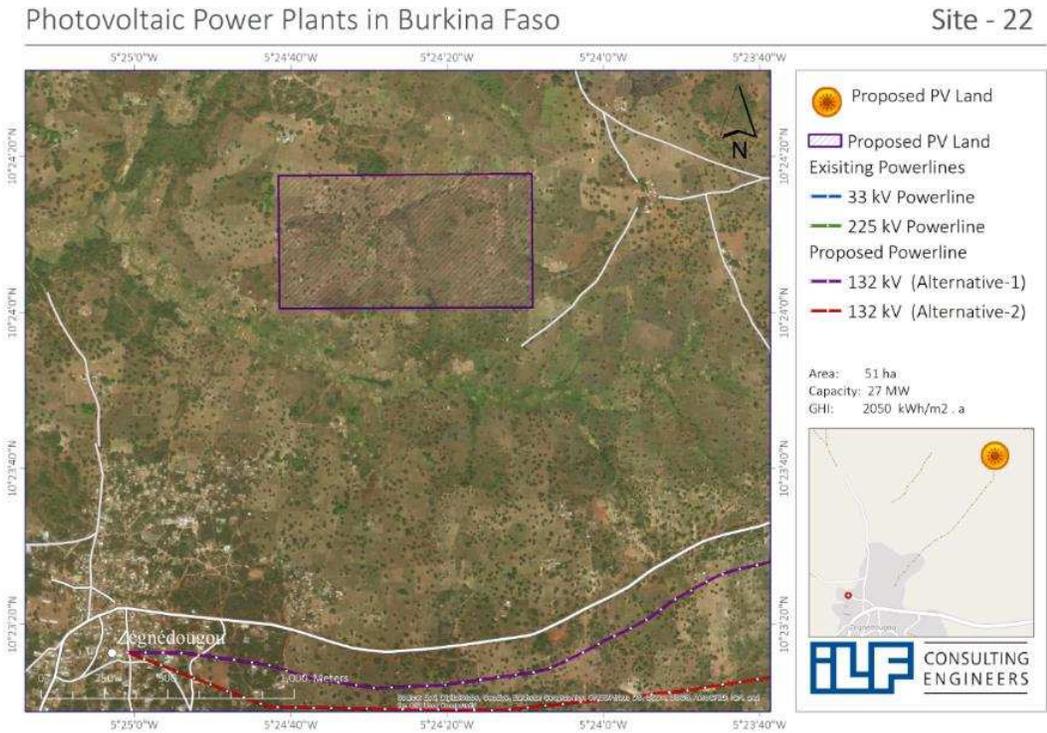


Figure 22 : Image Google du site S05 avec périmètre du terrain potentiel (ILF 2019)

Le site S05 situé à 1,5km au Nord-Est de Zénédougou est difficile d'accès. Plusieurs pistes peu fréquentées mènent au polygone ciblé mais sont souvent interrompues ou impraticables. Une large zone inondable borde la partie Sud du terrain (rizières) et constitue une difficulté majeure pour l'accès au site en saison des pluies.

L'analyse géospatiale a montré un profil acceptable (<15% de pente), avec un terrain surélevé et peu inondable. Une zone plus accidentée et de bas-fonds existe au nord-est du site et pourrait être inondable, comme l'a confirmé la visite de terrain. Toute la zone est cultivée (riz, maïs). La visibilité à hauteur d'homme durant la visite était nulle (champs de maïs de plus de 3m de haut).

Deux villages propriétaires des champs sont habités et se trouvent en bordure du terrain PV présélectionné.

➔ **Le site S05 n'a pas été jugé propice pour le projet solaire.**

Item	Description	
Ville la plus proche	Zénédougou	
Surface estimée	>50 Hectares	
Contraintes identifiées	Accès difficile, surtout en saison des pluies	
Coordonnées d'un point du site	<b>Projection : UTM 30P</b>	<b>Altitude</b>
	X 236484	325m

Item	Description
	Y   1150914
Utilisation actuelle du site	Agriculture
Spéculations cultivées	Riz - maïs
Pente de terrain	Légèrement incliné (<15°) vers l'ouest qui est un bas-fond (rizières)
Industrie proche susceptible de créer de la poussière	néant
Type de sol	Sol hydromorphe, argileux-sableux
Risque d'inondation	Faible
Type de végétation	Espèce dominante : ... Quelques espèces secondaires : ...

Tableau 8 : Caractéristiques du site S05

### 3.4 Classement et sélection du site

Les visites de terrain complétées par l'analyse géospatiale ont permis de vérifier un ensemble de critères de sélection qui sont résumés dans le tableau suivant. Une appréciation qualitative (\*\*\*) = satisfaisant ; \*\* = moyennement satisfaisant ; \* = pas satisfaisant) a été donnée pour chaque critère.

Les 2 dernières lignes du tableau donnent la recommandation globale et le classement des sites pour la centrale solaire hybride.

	Site S01	Site S02	Site S03	Site 04	Site 05
<b>Distance à la centrale HFO (km)</b>	*** 0,2	*** 2,0	* 20	*** 1,5	** 4,0
<b>Distance au réseau 33kV (km)</b>	* 15	* 14	** 6	* 15	* 15
<b>Distance à la route principale (public) – (km)</b>	** 2,5	*** 0,5	*** 0,1	*** 0,1	** 1,5
<b>Accès non réglementé par la Mine (hors périmètre)</b>	* *	* *	*** ***	** **	*** ***
<b>Pentes et orientation du terrain</b>	* *	** **	** **	** **	* *
<b>Profil du terrain (régulier, peu accidenté)</b>	** **	** **	*** ***	*** ***	** **
<b>Absence d'habitations (village, hameau)</b>	*** ***	*** ***	*** ***	*** ***	*** ***
<b>Absence de zones cultivées</b>	* *	* *	** **	* *	* *
<b>Absence d'arbres</b>	** **	** **	** **	** **	** **
<b>Zone non-inondable</b>	* *	*** ***	*** ***	** **	** **
<b>Sol meuble</b>	*** ***	*** ***	*** ***	*** ***	** **
<b>Possibilité d'extension (&gt;50ha)</b>	* *	** **	*** ***	** **	* *
<b>Recommandation globale</b>	* *	*** ***	** **	** **	* *
<b>Classement des sites</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>5</b>

Tableau 9 : Proposition de classement des 5 sites étudiés

Dans l'ensemble, tous les sites étudiés présentent le problème d'utilisation des sols (irrigation, élevage, sylviculture) et de profils peu réguliers. En 1<sup>ère</sup> information (d'après le RAP de la Mine), la **compensation moyenne** pour les terrains occupés par la Mine est autour de **2,8 millions FCFA** (~5.000\$US) par hectare !

En conclusion :

- Le **site S02** est le site préféré car il répond le mieux aux critères de proximité de la centrale HFO, d'accès et de spécification techniques et d'occupation du terrain.
- Le **site S04** est la deuxième préférence car il répond aux mêmes critères que S02 mais une partie du terrain pourrait être inondable. Une extension du périmètre vers l'Ouest pourrait réduire cet inconvénient.
- Le **site S03** présente un terrain attrayant en termes d'accès (bordure de route), de distance au réseau (<2km), de topographie (terrain majoritairement plat, peu inondable) et d'occupation (peu de champs) mais il se situe à 20km de la Mine donc présentant un surcoût élevé pour le raccordement. Il pourrait cependant se révéler une alternative intéressante si l'accès aux sites dans le périmètre de la Mine (S01, S02, S04) s'avère compliqué pour un IPP et si l'option d'un raccordement au réseau MT existant est retenue
- Les 2 **sites S01 et S05** sont les moins intéressants car ils présentent des topographies compliquées (multi-orientation des pentes). De plus, le site S01 est fortement inondables et le site S05 est difficile d'accès.

Il est à noter que les sites ont été sélectionnés pour des centrales PV de **20 à 30 MWC** doté d'un parc de stockage de **35MWh**. Si le résultat des études de dimensionnement révèle un optimum technico-économique au-delà de ces puissances, il sera potentiellement nécessaire de prévoir une extension de la surface des sites. Les sites S02, S03, S04 semblent présenter des possibilités d'extension qui devraient cependant être réétudiés dans plus de détails.

La priorité a finalement été donnée aux sites à l'intérieur du périmètre de la Mine pour les avantages apportés : réduction des pertes en ligne, réseau routier existant, mécanisme de compensation établi pour les agriculteurs/éleveurs, zone sécurisée, ...

Les inquiétudes sur les conditions d'accès et d'occupation par un producteur indépendant (IPP) développant un site à l'intérieur du périmètre de la Mine ont pu être levées par le service juridique de la Mine WGO (voir §3.2.7).

Le **site n°2** est donc le plus prometteur et se trouve à l'intérieur du périmètre de la Mine. Un relevé topographique du terrain (optimisation du périmètre) et un estimatif des compensations sont cependant nécessaires avant une validation finale.

## 4 CONCEPTION TECHNIQUE DE LA CENTRALE HYBRIDE

### 4.1 Profil de la Mine de Banfora

#### 4.1.1 Profil de la demande électrique

- La Mine d'or Teranga (Banfora) a été mise en service en août 2019, juste avant la présente étude.
- Les équipements de la Mine sont composés essentiellement de concasseurs et de broyeurs, avec une capacité journalière de ~8000 tonnes de matières premières à broyer (soit 3,6 tonnes d'or par an avec 1,61gr 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 :

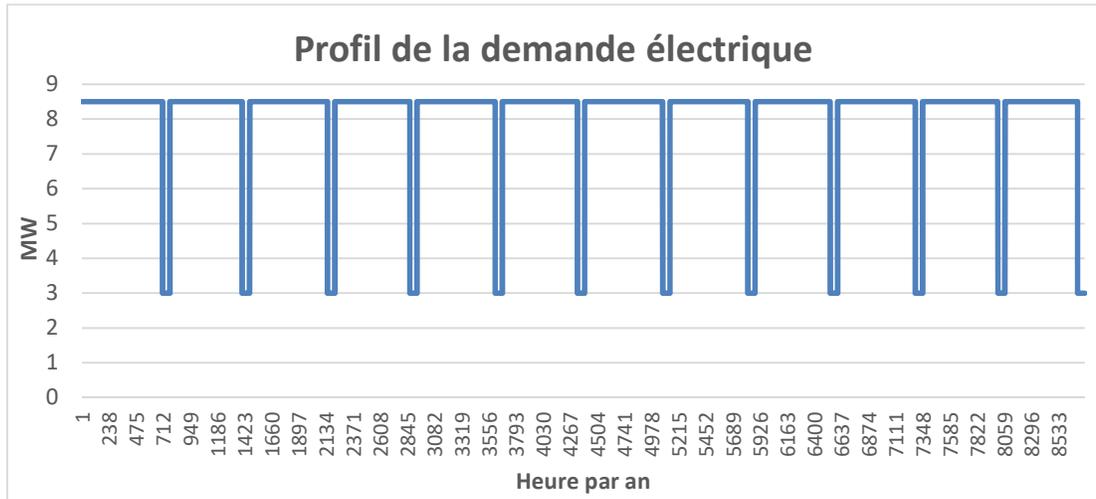


Figure 23: Profil de la demande électrique de la Mine

#### 4.1.2 Production HFO actuelle

La centrale HFO de la Mine (Figure 25) est située dans le périmètre de la Mine, indiqué par le cercle rouge sur la Figure 2.

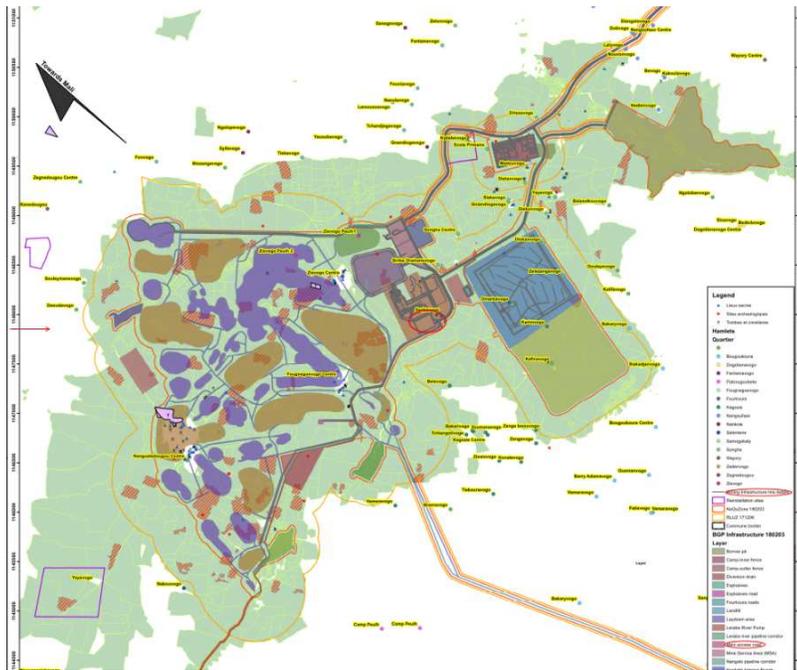


Figure 24 : Carte du périmètre de la Mine et emplacement de la centrale HFO (source : Teranga Gold Mine)



Figure 25 : 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 base 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 Te-ranga 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		

	Unité	Valeur	Source	Commentaires
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%		
Temps min pour la pleine charge	min	15		

Tableau 10: Caractéristiques principales des groupes de générateurs HFO

## 4.2 Gisement solaire

Ce chapitre présente les données de radiations solaire et données météorologiques pour la future centrale PV/BESS 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.

### 4.2.1 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.

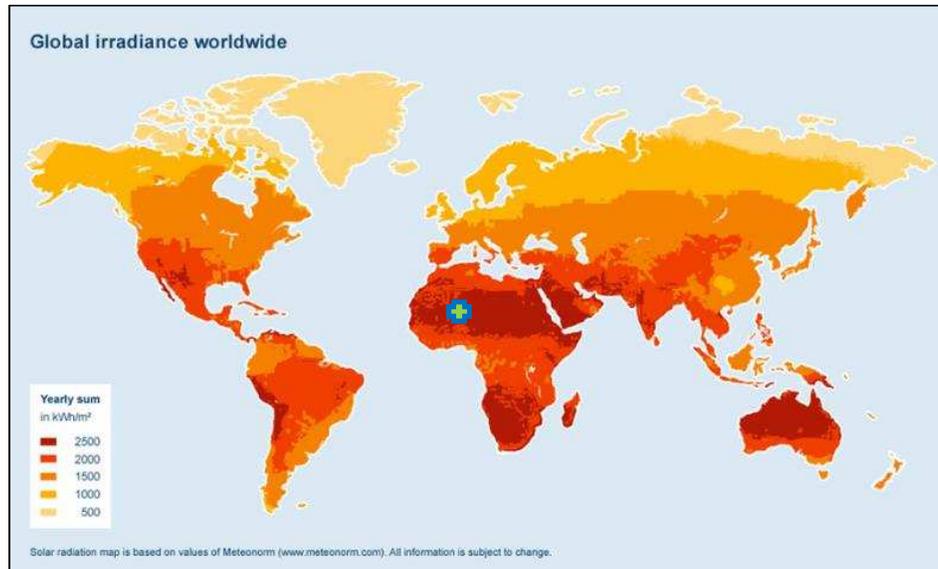


Figure 26: Irradiation globale horizontale (GHI)

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 composantes 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.

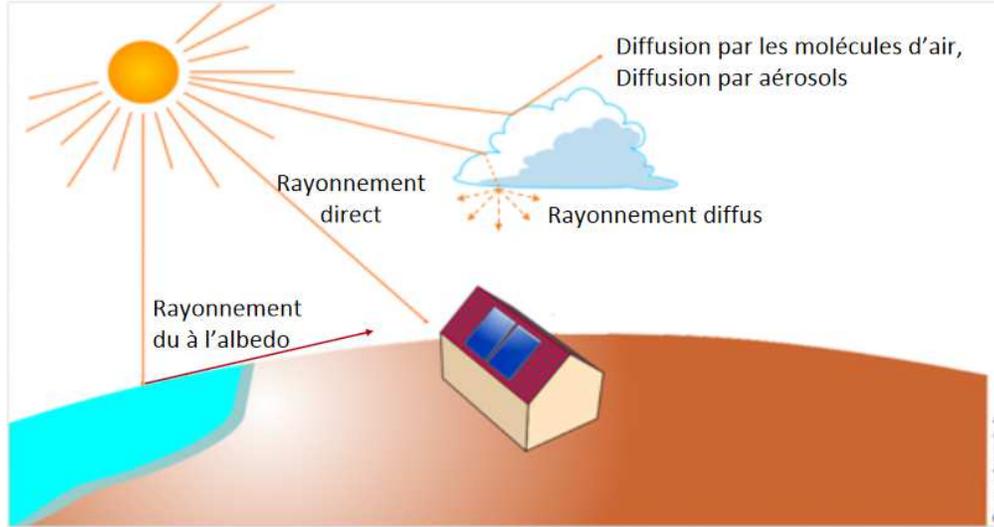


Figure 27: Composantes de l'Irradiation Globale Horizontale

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.

#### 4.2.2 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) corréliées aux données disponibles de stations météorologiques agréées (WMO etc.) proches du site (non disponible à moins de 100km pour le présent projet)
- SolarGIS: données satellitaires long terme (>10 ans de mesures)

La précision de données de radiation solaire de ces 2 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).

#### 4.2.3 Données pour la Centrale PV/BESS de Teranga Gold Mine

##### **4.2.3.1 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.

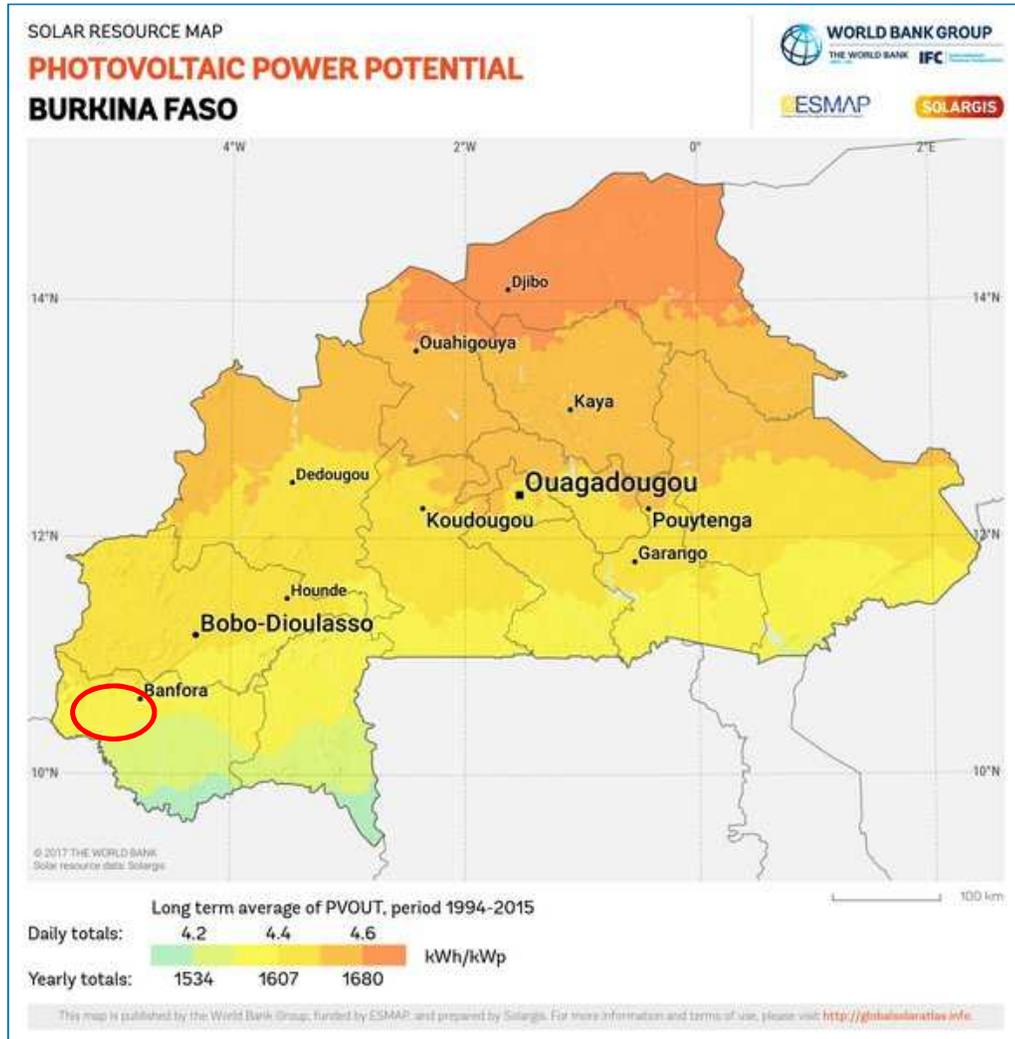


Figure 28 : Carte du potentiel solaire au Burkina Faso (Source: SolarGIS)

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

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

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

**4.2.3.2 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 11: Irradiation globale horizontale moyenne mensuelle

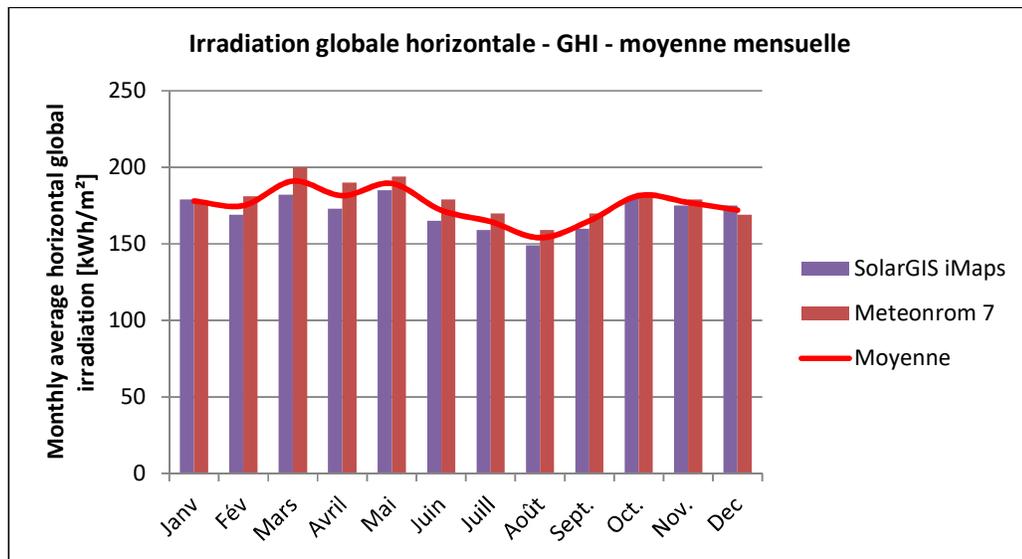


Figure 29: Irradiation globale horizontale moyenne mensuelle

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).

#### 4.2.3.3 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 12: Irradiation diffuse horizontale moyenne mensuelle

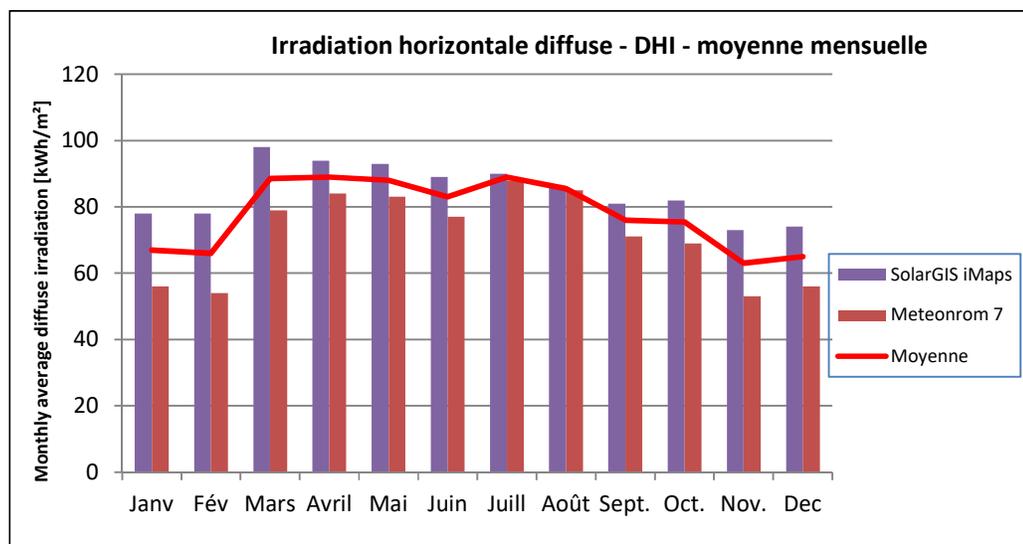


Figure 30: Irradiation diffuse horizontale moyenne mensuelle

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).

#### 4.2.3.4 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 13: Température moyennes mensuelles

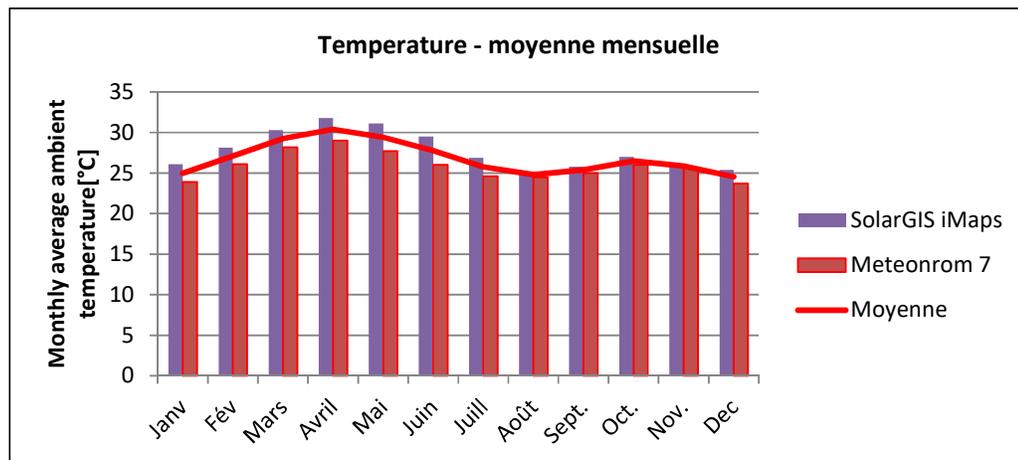


Figure 31: Température moyennes mensuelles

#### 4.2.3.5 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
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>-</b>	<b>1,88</b>	<b>1,88</b>

Tableau 14: Vitesse de vent moyenne à 10m

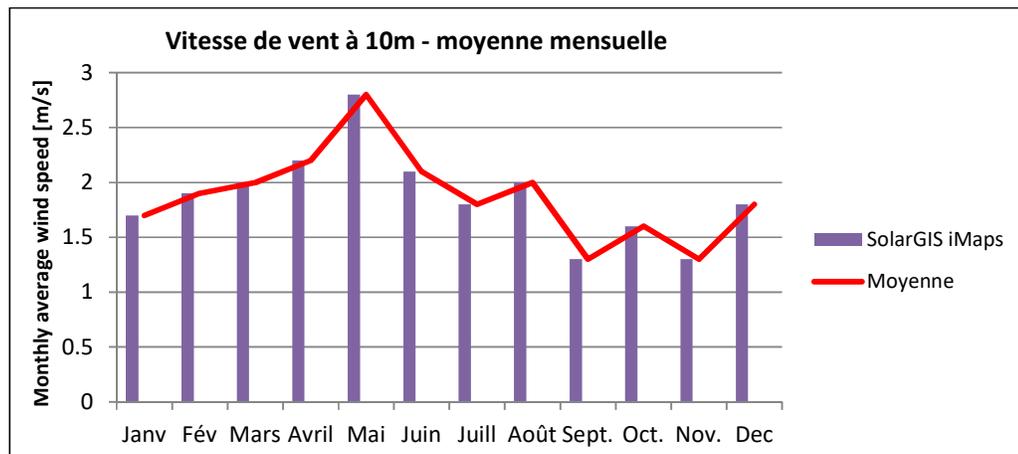


Figure 32: Vitesse de vent moyenne à 10m

### 4.3 Simulations et optimisation de la centrale hybride

#### 4.3.1 Observation sur l'étude de cadrage de E&Y

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/BESS 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. La mine a confirmé cet arrangement de fonctionnement préféré. 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.
- L'étude E&Y ne semble pas souligner qu'une partie de l'énergie solaire produite ne pourra pas être utilisée (vendue ou consommée) avec le type de centrale hybride proposé. Les causes de cet **excédent de PV** sont variées : batterie chargée à 100%, périodes de moindre charge ou de maintenance de la Mine, absence ou indisponibilité du réseau HTA ou HTB, tarif pas intéressant à certaines heures, etc.

Si cet excédent ne peut être consommé (par la Mine) ou vendu (sur le réseau), il sera perdu.

#### 4.3.2 Objectif de l'optimisation

L'optimisation du dimensionnement et du design de la centrale vise à répondre aux 3 objectifs principaux suivants :

1. Détermination du tarif ou du CAE (Contrat d'Achat d'Energie ou 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 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 termes de réduction de la consommation de HFO (et donc des émissions de CO<sub>2</sub>)

#### 4.3.3 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 § 4.3.4.

##### 4.3.3.1 Paramètres clefs et impacts

Les simulations sont articulées autour des hypothèses et paramètres suivants :

Hypothèses	Inputs	Outputs et Valeurs cibles
Minimum 2 générateurs HFO fonctionnent en continu à 30% (baseload) tant que la production PV et des batteries permet d'assurer le reste de la demande.	<b>Capacité PV</b> (kWc)  <b>Capacité Batterie</b> (kWh)	<b>Part ER</b> Part énergie renouvelable $\geq 40\%$ (année 1)
Raccordement au réseau 132kV <u>3 ans</u> après la mise en service de la centrale PV/BESS		<b>Excès PV</b> Part de l'excès d'énergie PV $\leq 15\%$ (année 1)
Tarif minier moyen de SONABEL (~0,185\$US) < coût de production HFO (~0,19\$US/kWh)		<b>LCoE</b> LCoE $\leq 0,15$ \$US/kWh

Hypothèses	Inputs	Outputs et Valeurs cibles
<p>Soit l'excès PV (kWh solaires) est racheté par SONABEL et facturé à la Mine (Net Metering) ;</p> <p>Soit l'excès PV est perdu et la Mine dédommage l'IPP pour cette énergie non consommée.</p>		<i>Attractif pour l'IPP, la Mine et SONABEL</i>
Le coût de la ligne 132kV est supporté par l'IPP		

Tableau 15: 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.

Il faut bien noter que la notion **d'excès PV** est intrinsèque à une centrale solaire hors réseau. Il y a toujours une part de la production solaire qui ne pourra pas être utilisée, comme par exemple (i) lorsque la batterie est pleinement chargée et que l'énergie solaire produite dépasse la demande, ou (ii) lors d'opérations de maintenance ou réparation sur la centrale, sur le réseau de distribution ou au niveau des équipements de consommation.

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/BESS 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 potentielle de l'excès d'énergie PV.
- À partir de l'année 4 (phase 3 on-grid), la part RE augmente considérablement et la part d'Excès PV diminue, grâce à l'arrêt des groupes HFO et au raccordement au réseau.
- En phase 3, la part d'énergie du réseau SONABEL dans le mix énergétique de la Mine dépendra du tarif minier SONABEL comparé au coût du kWh produit avec les

générateurs HFO. Actuellement les tarifs miniers appliqués par SONABEL (70FCFA/kWh ou **0,12 \$US/kWh** en période creuse de 0h à 10h puis 140FCFA/kWh ou **0,25 \$US/kWh** de 10 à 0h) sont considérés comme trop bas car subventionnés et sont amenés à évoluer dans les prochaines années (notamment avec le changement du mix énergétique burkinabais et le renforcement des interconnexions régionales). Cependant, le prix du HFO (actuellement à **0,19\$US/kWh**) est aussi prévu à la hausse à la suite des mesures environnementales internationales pour imposer un taux de soufre inférieur ; ce qui laisse à penser que le tarif minier SONABEL restera plus attractif que le coût du kWh thermique (HFO), et ce durant les 22 années restantes (phase 3) – hypothèse retenue pour l'étude. Voir aussi l'analyse financière au chapitre 6.

#### 4.3.3.2 Paramètres d'optimisation

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

La configuration optimale de la centrale (tailles PV et batterie) sera déterminée en grande partie par les valeurs cibles considérées pour les 3 paramètres clefs. Les 2 choix considérés ci-dessous seront étudiés dans la section §4.3.4 et nous mèneront à 2 configurations différentes de centrales hybride :

	Choix 1	Choix 2
Part RE	≥50%	≥40%
Part d'Excès PV	≤ 27% en année 1	≤ 15% en année 1
LCoE	≤ 0,13 \$US/kWh	≤ 0,15 \$US/kWh
	<b>→ Config 1</b>	<b>→ Config 2</b>
	30MWc – 50MWh	20MWc – 30MWh

#### 4.3.3.3 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	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>20</b>	<b>50</b>	MWc
CAPEX initial	1166	1038	909	739	\$US/kWc
OPEX	22	19	15	11	\$US/kWc/an
Réinvestissement tous les 10 ans (onduleurs PV)	66	66	66	66	\$US/kWc/an

Dégradation annuelle de puissance PV	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	%/an
<b>Système de stockage Batterie - BESS</b>					
Capacité de batterie	5	10	30	100	MWh
CAPEX Batterie	879	779	620	446	\$US/kWh
OPEX Batterie	22	39	96	222	k\$US/year
Réinvestissement tous les 10 ans (onduleurs Batt.)	66	66	66	66	\$US/kW/an
Dégradation annuelle de capacité de batterie PV (calendaire + cyclage)	-1,6%	-1,6%	-1,6%	-1,6%	%/an

Tableau 16: 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 seront données dans l'analyse financière (chapitre 6).

Des coûts de réinvestissement tous les 10 ans ont par ailleurs été considérés pour le remplacement des onduleurs PV, 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 »).

#### 4.3.3.4 **Autres hypothèses et paramètres de l'étude**

Les hypothèses clefs 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	
Coût production HFO (OPEX seul ; hors CAPEX)	\$US/kWh	0.19	(indication d'atteindre 0.22\$US/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 17 : Hypothèses et paramètres de l'étude

#### 4.3.4 Résultats technico-économique des simulations

##### 4.3.4.1 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) dans le mix énergétique de la Mine 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). Les tableaux avec les valeurs détaillées des simulations sont donnés en Annexe 2.

Sur chaque figure sont indiqués les deux configurations de centrale hybrides PV/Batterie retenues et comparées dans cette section :

- ⊕ La 1<sup>ère</sup> avec une capacité de 30MWc et 50MWh, supérieure à celle retenue dans l'étude E&Y (23,6MWc et 35MWh)
- ⊗ La 2<sup>ème</sup> avec une capacité PV de 20MWc et 30MWh, inférieure à l'étude E&Y.

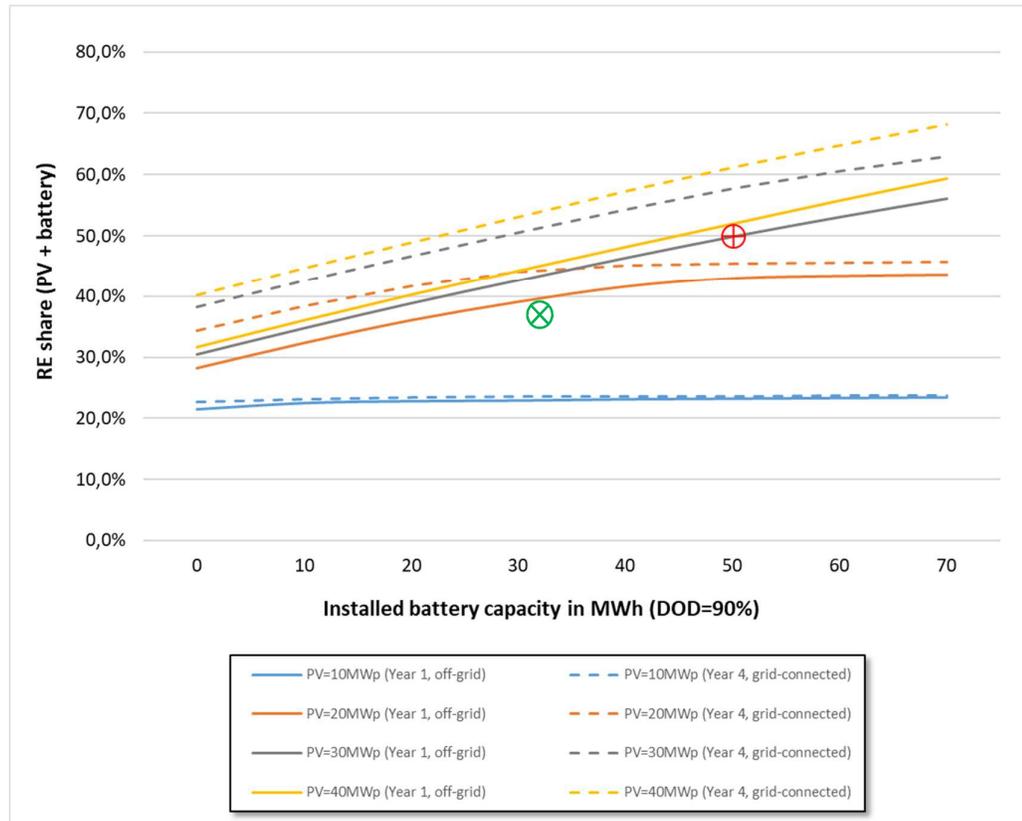


Figure 33: Part d'énergie renouvelable de la consommation de la Mine, années 1 et 4

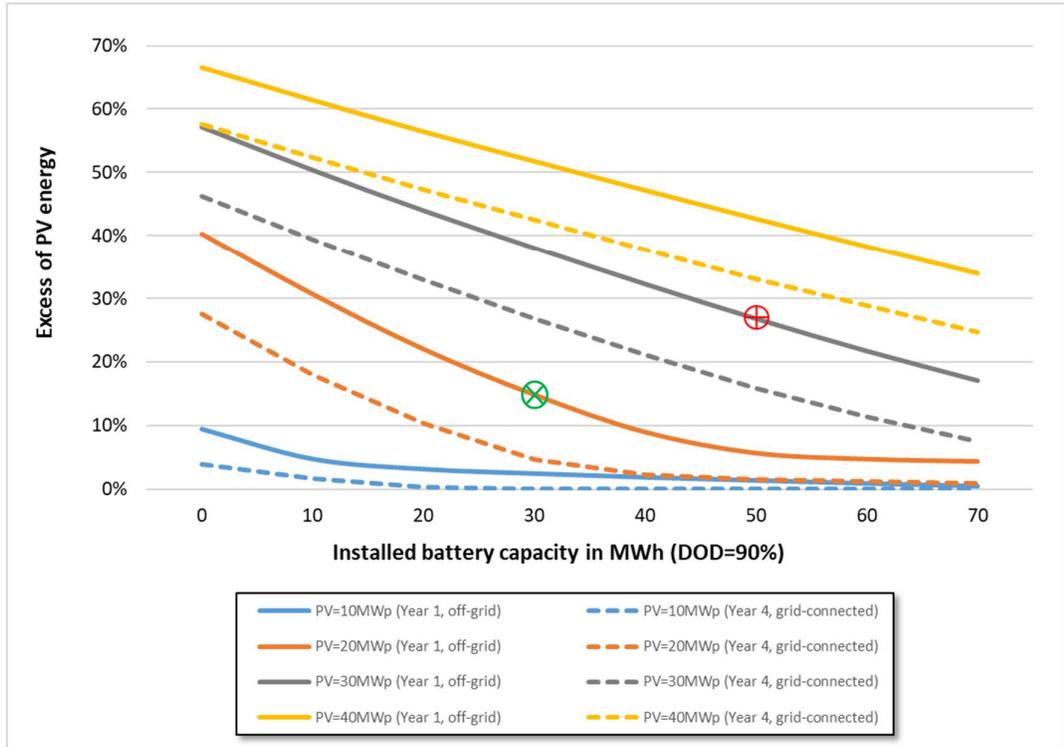


Figure 34: Excès d'énergie PV, année 1 (énergie perdue) et année 4 (énergie injectée sur réseau)

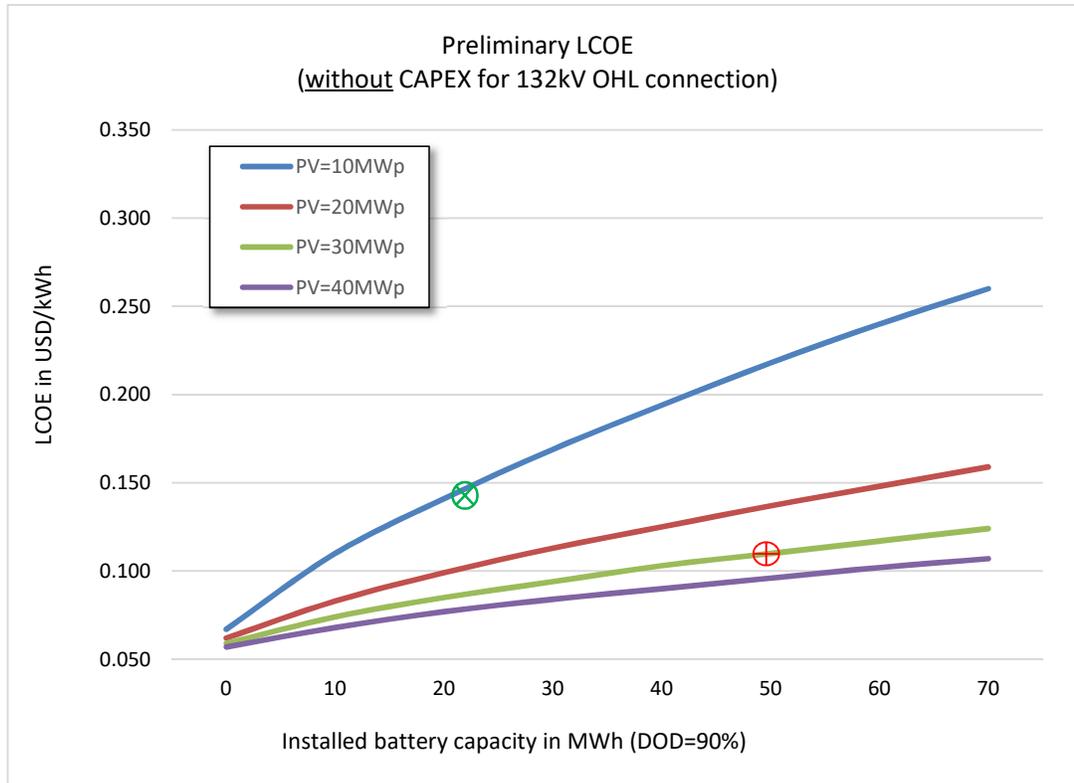


Figure 35: LCOE préliminaire (sans le CAPEX de la ligne 132 kV)

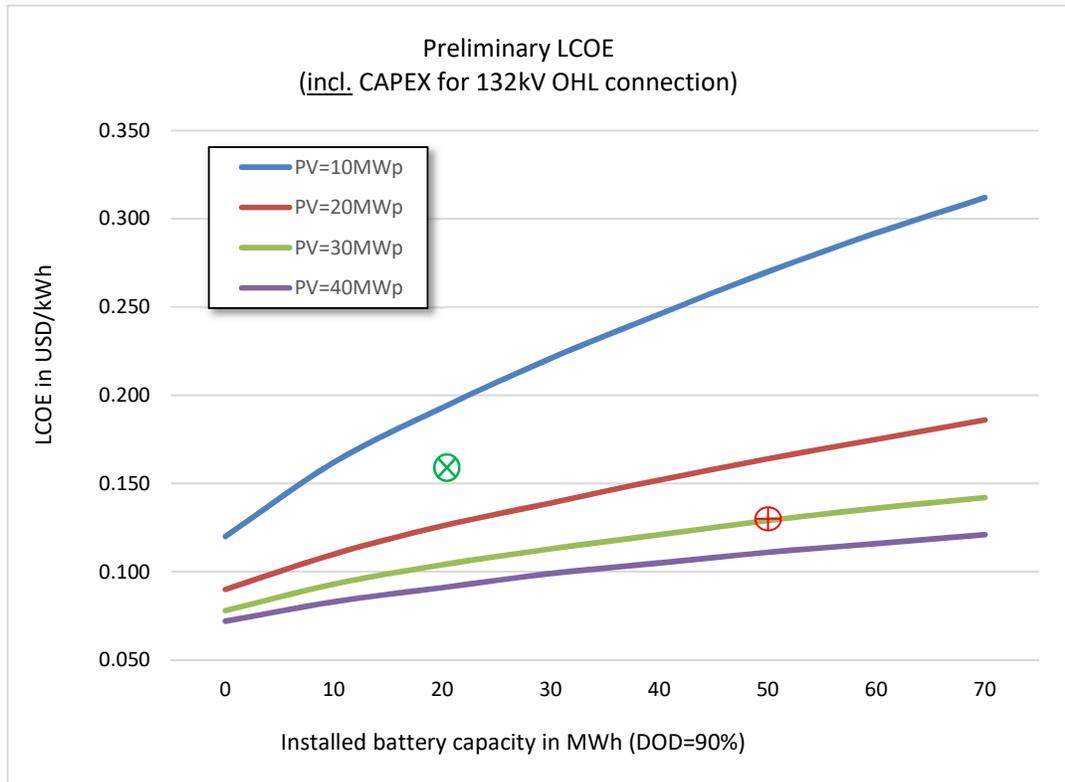


Figure 36: LCOE préliminaire (avec le CAPEX de la ligne 132 kV)

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.

La surface nécessaire estimée pour l'installation de la centrale PV/BESS 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 - BESS</b>					
Capacité installée	10	30	50	70	MWh
Surface max nécessaire (0,02ha/MWh)	0,2	0,6	1	1,4	ha

Tableau 18: Surface nécessaire pour la centrale PV/BESS (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.

#### 4.3.4.2 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\$US/kWh selon les configurations (voir Tableau 19). De manière évidente, plus la centrale PV est grande, plus l'impact de la ligne 132kV sur le LCOE est faible.

Pour les 2 configurations de centrale proposées (30MWc PV + 50MWh batterie et 20MWc PV + 30MWh batterie), l'intégration du coût de la ligne HT augmente le LCoE respectivement de 17%, soit un LCoE de 0,129 USD/kWh, et de 23% (0,139 USD/kWh).

LCOE - USD/kWh (sans CAPEX pour ligne 132 kV)		PV capacity in MWp			
		10	20	30	40
Capacité de Batterie MWh (DOD=90%)	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/kWh (avec CAPEX pour ligne 132 kV)		PV capacity in MWp			
		10	20	30	40
Capacité de Batterie MWh (DOD=90%)	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/kWh		PV capacity in MWp			
		10	20	30	40
Capacité de Batterie MWh (DOD=90%)	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

Tableau 19: Comparaison de LCOE préliminaires pour différente configuration (du point de vue IPP)

#### 4.3.4.3 Conclusion de l'analyse comparative

Le tableau suivant résume les points clefs de la comparaison entre les 2 configurations.

	Config 1 	Config 2 
Centrale solaire	<b>30MWc</b>	<b>20MWc</b>
Système de batterie Li-Ion	<b>20MW/50MWh</b>	<b>10MW/30MWh</b>
Investissement total	55 M\$US	41 M\$US
Part RE		
en année 1	~50%	~40%
en année 4	58%	45%
Excès PV		
- Année 1 (énergie perdue)	27%	15%
- Année 4 (énergie injectée)	16%	5%
LCoE avec l'investissement de la ligne 132kV réalisé par l'IPP	0,129 \$US/kWh	0,139 \$US/kWh
LcoE sans l'investissement de la ligne 132kV réalisé par l'IPP	0,110 \$US/kWh	0,113 \$US/kWh
Réduction de la consommation de HFO (année1)	46%	36%
Superficie nécessaire estimée	45ha	30 ha

Tableau 20: Points clefs de la comparaison entre les 2 configurations

Le consultant recommande la deuxième configuration de **centrale hybride 20MWc/30MWh** avec un « Excès de PV » plus faible car à ce stade, il n'a pas encore été confirmé si un scénario de net-metering entre la Mine / SONABEL / IPP peut être organisé. Si un accord contractuel ne peut être conclu sur une base de net-metering, la Mine devra payer 100% de la production photovoltaïque mais ne pourra pas utiliser l'« Excès de PV ». Cette configuration permet donc de minimiser le risque contractuel et d'atténuer l'impact financier potentiel sur le projet.

La section suivante (§4.3.5) décrira plus en détail cette configuration recommandée qui minimise l'Excès PV (<5% après 3 ans) tout en gardant un LCoE (0,139\$US) et une part RE (40%) acceptables.

#### 4.3.4.4 Economies du point de vue de la Mine

Le tableau suivant présente les économies de carburant HFO pendant la période de fonctionnement hors réseau (Phase 2) pour les différentes configurations qui ont été simulées. Pour les 2 configurations décrites dans le chapitre précédent, une économie annuelle de carburant d'environ 7,38 millions de litres pourrait être attendue pour la centrale de 30MWc et d'environ 5,79 millions de litres pour la centrale de 20MWc. En comparaison, le système de base avec un fonctionnement à 100% de HFO devrait consommer 16 millions de litres de carburant par an. Les économies restent limitées (respectivement 46% et 36%) par le fait que 2 groupes HFO tournent en base 24h/24. En phase « connecté réseau », l'économie peut atteindre 100% grâce à l'arrêt complet des groupes si la Mine priorise l'achat d'électricité de SONABEL.

Fuel savings (en litres/an) (année 1-3, off-grid)	Capacité PV en MWc			
	10	20	30	40
Capacité Batterie en MWh (DOD=90%)				
0	3.188.357	4.185.440	4.515.966	4.698.093
10	3.331.102	4.793.694	5.158.845	5.346.182
20	3.379.439	5.337.679	5.757.349	5.967.140
30	3.401.237	5.789.059	6.322.532	6.560.464
40	3.419.260	6.163.612	6.870.065	7.135.243
50	3.435.531	6.372.407	7.386.349	7.703.205
60	3.449.735	6.431.369	7.864.593	8.262.950
70	3.463.587	6.455.146	8.311.601	8.801.485

Tableau 21: Economies de carburant HFO attendues pour différentes configurations (du point de vue Mine)

De la même manière, le tableau ci-dessous montre la variation des heures de fonctionnement résultant des différentes configurations du mix énergétique. Pour les 2 configurations décrites dans le chapitre précédent, environ 20.242 et 21.432 heures de fonctionnement pourraient être attendues chaque année. En comparaison, le système de base avec un fonctionnement à 100% HFO devrait fonctionner 25.524 heures par an.

Operation hours (en h/an) (année 1-3, off-grid)	Capacité PV en MWc			
	10	20	30	40
Capacité Batterie en MWh (DOD=90%)				
0	23.107	22.534	22.228	22.123
10	23.074	22.081	21.785	21.688
20	23.058	21.729	21.439	21.309
30	23.046	21.432	21.027	20.843
40	23.036	21.131	20.598	20.454
50	23.019	20.984	20.242	20.059
60	23.011	20.947	19.942	19.617
70	23.000	20.928	19.552	19.232

Tableau 22: Heures de fonctionnement HFO attendues pour différentes configurations (du point de vue Mine)

Le tableau suivant pour la phase 2 (off-grid) illustre **la part du coût supporté par la Mine lié à l'excès d'énergie PV** non valorisable étant donné l'absence du réseau (coût inclus dans le tarif LCOE calculé).

Le calcul approximatif du coût additionnel est basé sur l'hypothèse d'un tarif minier moyen de 0,185 \$US/kWh, qui est légèrement inférieur au coût du kWh HFO (~0,19 \$US/kWh). En réalité, le tarif présumé de l'IPP sera inférieur au 0,185 \$US/kWh.

Cet excès est la différence entre l'énergie disponible à la centrale hybride (PV + stockage) et l'énergie réellement fournie à la Mine. La Mine achète (à SONABEL) 100% de l'énergie fournie par l'IPP mais elle ne peut en consommer qu'une partie.

Comme précédemment, cette évaluation est basée sur la nécessité de faire fonctionner 2 groupes HFO 24h/24 alors que la connexion au réseau n'est pas encore disponible.

Avec une centrale hybride de 20MWc de PV et 30MWh de batterie, la Mine devra supporter un coût additionnel de 916.000 \$US/an pour chacune des 3 premières années, soit presque 3 fois moins que pour l'autre configuration 30MWc/50MWh.

Coût annuels liés à l'excès d'énergie PV en Phase 2 (en USD/an) <i>(off-grid)</i>		Capacité PV en MWc			
		10	20	30	40
Capacité de batterie en MWh (DOD=90%)	0	289.832	2.483.413	5.278.137	8.196.077
	10	146.176	1.892.682	4.650.719	7.562.599
	20	97.458	1.358.747	4.059.833	6.951.213
	30	75.887	916.117	3.508.950	6.375.692
	40	58.059	553.371	2.977.759	5.812.956
	50	42.628	349.426	2.472.841	5.257.778
	60	28.587	291.456	2.002.645	4.715.025
	70	15.161	268.420	1.572.293	4.189.485

Tableau 23: Coût annuel approximatif de l'excès d'énergie PV pour la Mine en phase 2 (off-grid)

Pour la phase 3 (on-grid), le tableau suivant illustre en première approximation l'impact de **l'absence d'accord sur le net-metering** en termes de **coûts additionnels** pour la Mine.

Il est présumé que si un accord de comptage net (net metering or wheeling) ne peut pas être contractuellement convenu entre les parties, la Mine devra payer 100% de l'énergie de la centrale hybride sans pouvoir compenser l'énergie PV injectée dans le réseau avec l'énergie que la Mine reçoit du réseau. Par conséquent, tout excès d'énergie PV/BESS devrait être payé par la Mine. On suppose que la Mine recevra de l'énergie du réseau pendant les périodes où la centrales hybride ne pourra pas répondre aux besoins de la Mine. Un tarif minier SONABEL moyen basé sur 0,185 \$US/kWh a été présumé basé sur la moyenne des tarifs de pointe et hors pointe.

Avec une centrale hybride de 20MWc de PV et 30MWh de batterie, en l'absence d'accord pour la revente de l'excédent (net metering), la Mine devra encore supporter un coût ad-ditionnel de 293.000 \$US/an à partir de la 4<sup>ème</sup> année, malgré le raccordement au ré-seau HTB SONABEL.

Ce coût calculé est simplifié et basé sur une valeur moyenne sur la durée de vie du projet prenant en compte la dégradation moyenne PV/BESS.

	Coût additionnel du-rant la Phase 3 sans net-metering (en USD/an) <i>(grid-connected)</i>	Capacité PV en MWc			
		10	20	30	40
Capacité de batterie en MWh (DOD=90%)	0	103.234	1.409.413	3.782.106	6.352.096
	10	49.380	939.699	3.238.319	5.837.762
	20	16.115	575.373	2.773.394	5.353.252
	30	0	293.174	2.326.026	4.876.116
	40	0	158.295	1.899.414	4.350.993
	50	0	109.357	1.503.515	3.949.274
	60	0	85.287	1.149.833	3.516.968
	70	0	64.248	829.802	3.097.798

Tableau 24 : Coût annuel approximatif pour la Mine, lié à l'excès d'énergie PV non re-venu en phase 3 (on-grid)

La Mine peut alors utiliser les résultats de ces simulations dans leur modèle financier pour évaluer l'impact de l'hybridation solaire avec stockage.

#### 4.3.5 Centrale hybride PV/BESS proposée

##### 4.3.5.1 Dimensionnement

Suite aux simulations et analyses présentées au chapitre précédent, le Consultant propose une **centrale hybride PV/BESS de capacités de 20MWc PV et 30MWh batterie**, légèrement inférieure à celles retenues dans l'étude E&Y (23,6MWc et 35MWh).

En effet, pour atteindre une part RE supérieure à 40% en année 1, il faut une capacité PV de minimum **20MWc** 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 (<50MWh).

Le choix de la capacité batterie est influencé par la part d'excès RE acceptable : une batterie de 20MWh donnerait 23% d'énergie solaire perdue en année 1. En augmentant cette capacité à **30MWh**, la fraction solaire non consommée par la Mine est réduite à 15% en année 1 et tombe à 5% en année 4 car une fois connectés au réseau, les 2 générateurs HFO qui ont toujours fonctionné peuvent alors être éteints et un pourcentage plus élevé de la demande minière peut être fourni par le système hybride. L'excès RE peut par ailleurs être injectée sur le réseau HT à partir de l'année 4. Par contre, une capacité de

stockage supérieure ou égale à 40MWh aurait pour impact d'augmenter le LCoE au-dessus de 0,15 US\$/kWh.

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

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

L'autre configuration d'une centrale hybride de 30MWc/50MWh présentée ci-dessus reste une alternative intéressante et plus ambitieuse à condition d'avoir un raccordement au réseau et un accord de net-metering. En l'absence de net-metering ou en cas de retard de la ligne 132kV (augmentation de l'excès PV), cette alternative présente plus de risque financier.

#### **4.3.5.2 Performances et mix énergétiques**

Ainsi une centrale hybride de 20MWc de PV et de 30MWh de stockage batterie permettra de couvrir 39% de la consommation de la Mine en année 1 (70,3 GWh/an) : 28% provenant directement du champs PV et 11% transitant via le parc de batteries.

En année 1 (Phase 2), la production totale de la centrale solaire sera de 33GWh/an, y compris la part perdue (10%) au niveau de la batterie (rendement de charge et décharge) et la part d'énergies PV (15%) non-utilisables / non-stockables en mode off-grid. La consommation annuelle de HFO est estimée à 10,2 millions de litres, soit 36% d'économie sur les 16,0 millions de litres en phase 1 (HFO seul).

En année 4 (Phase 3), les groupes pourront être arrêtés avec l'arrivée du réseau HT, si le tarif SONABEL est plus avantageux. En conséquence directe, la part du PV augmentera à 35% (au lieu de 28%) pour une part des batteries de 10%. La part restante de 56% pourra provenir du réseau HT de SONABEL (et/ou de la centrale HFO selon les coûts).

La figure suivante illustre l'évolution de ce mix énergétique (HFO – PV – Batterie – Grid) pour les 3 phases de mise en œuvre du projet, avec l'hypothèse que le réseau sera disponible en année 4.

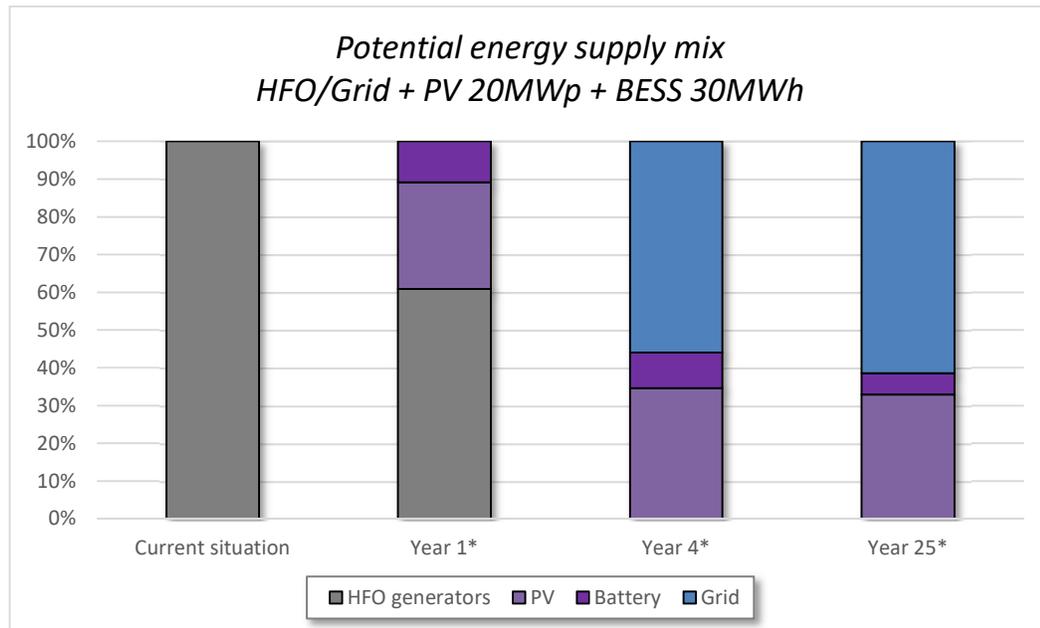


Figure 37: Evolution du mix énergétique de la Mine au cours du temps

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 (-1.63%/an<sup>2</sup>) 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 39%, similaire à l'année 1.

<sup>2</sup> Estimation dégradation de capacité : 70% de capacité initiale à 8000 cycles @80%DOD, 300 cycles/an, avec une dégradation calendaire additionnelle de 0.5%/an.

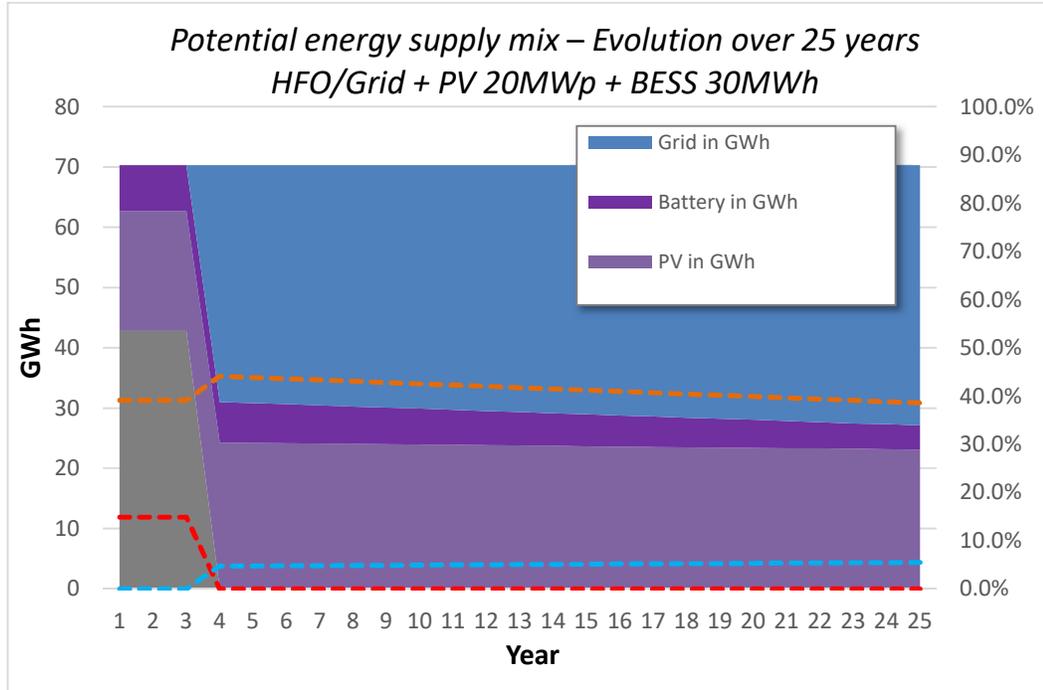


Figure 38: Evolution sur 25 ans du mix énergétique de la Mine, de l'excès PV et des ventes

Les détails de la simulation pour les 3 phases de cette centrale solaire de 20MWc et 30MWh sont donnés en Annexe 2.

#### 4.4 Conception technique et configuration de la centrale hybride

##### 4.4.1 Configuration générale de la centrale hybride

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 deux jeux de barres CA (courant alternatif)

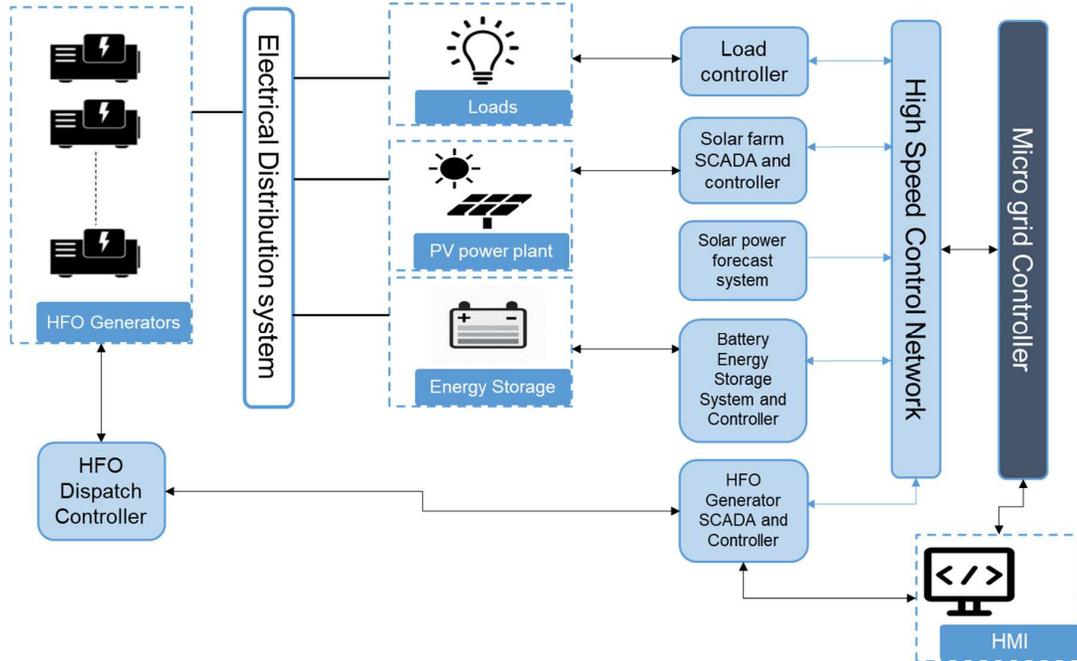


Figure 39: Schéma de principe de la centrale hybride PV/Batteries/HFO pour la Mine Te-ranga

Le champs 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 chaîne » 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 § 5.1.

#### 4.4.2 Caractéristiques techniques de la centrale hybride

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)	20 MWc
Puissance minimum Onduleurs-Batterie	15 MVA
Capacité minimum de stockage totale	Li-ion, 30 MWh (0,5C)

Tableau 25: Caractéristiques techniques principales de la centrale hybride

#### 4.4.3 Mode opératoire

L'objectif du système hybride est la maximisation de la part d'énergie consommée provenant de la centrale hybride PV/BESS et donc une réduction maximale de la consommation annuelle de HFO (estimée à 36% 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>3</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>3</sup> Les lettres (a), (b), (c), (d), (e), (f) sont reprises sur le graphique de la figure ci-dessous.

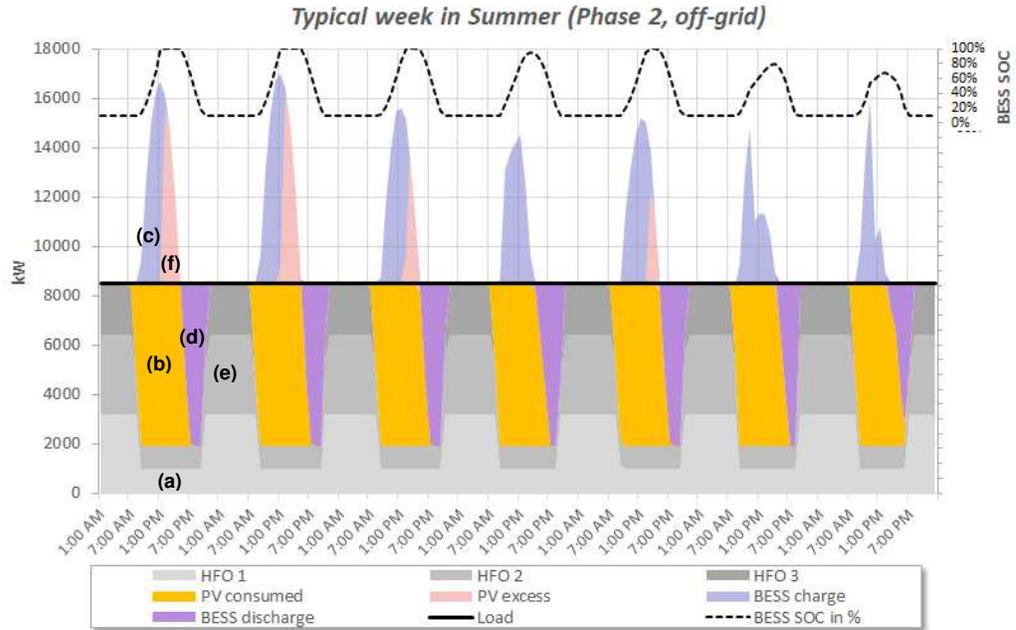


Figure 40: Exemple de répartition de la puissance - semaine type – Phase 2 (simulation pour la centrale proposée 20MWc – 30MWh)

- 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 (SOCmin) sera atteint. Idéalement, il n'y aura durant cette phase 3 plus d'excès d'énergie solaire non consommé ou non vendu.

Le mode opératoire de la centrale hybride peut être résumé comme suit :

	Phase 2 (off-grid)	Phase 3 (on-grid)
	2 groupes HFO en base 24h/24	tous les groupes HFO à l'arrêt
<u>Journée</u>	2 HFO 30% + PV vers la Mine (priorité) et vers batterie (recharge), conso batterie (en complément)	PV vers la Mine (priorité), vers batterie (recharge), vers réseau (excès)
<u>Nuit</u>	2 HFO 30% + conso batterie (priorité) et groupes HFO (en complément).	conso batterie (priorité), conso réseau (complément). Groupes HFO (en backup).

#### 4.4.4 Principes de contrôle de la centrale hybride

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.

#### 4.4.5 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 4.4.3, 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

#### 4.4.6 Bilan énergétique de la centrale hybride

##### 4.4.6.1 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)dimensionnées 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.

#### 4.4.6.2 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 conclut 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 (20MWc et 30MWh) sont donnés au §4.3.5.2.

#### 4.4.7 Technologies recommandées (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.

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 son rapport détaillé (R564-ILF-AD-00004/REV. 1), ILF présente les recommandations en termes de choix des composants principaux constituant la centrale hybride proposée pour un fonctionnement optimal et durable :

- Modules photovoltaïques PV : Silicium cristallin
- Onduleurs PV : centraux ou de chaîne, onduleurs batterie centraux
- Parc de batterie : au Li-Ion
- Contrôleur hybride et système Scada : centralisé
- Structures porteuses et fondations : au sol (pieux battus ou vis ou bande de béton)

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 SOLUTION DE RACCORDEMENT DE LA CENTRALE PV/BESS

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

Les chapitres suivants décrivent la solution de raccordement plus en détail. Les schémas unifilaires prévisionnels de la centrale se trouvent en Annexe 1.

### 5.1 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 public d'électricité. Comme montré sur le schéma unifilaire en Annexe 1, le poste de livraison comportera à minima les équipements suivants :

4. **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 barres 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 11kV vers le poste existant de la Mine. Aussi l'interface potentielle avec le réseau SONABEL HTA 33kV (existant à moins de 15km) se connectera également ici.
5. **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. Ce jeu de barres et les transformateurs associés pourraient être construits après le reste de la centrale, car le système fonctionnera initialement en mode hors réseau.
6. **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).

### 5.2 Raccordement au réseau de la Mine

Le système 11 kV existant de la Mine se compose de deux tableaux de distribution 11 kV distincts. 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 41 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 4.4.5.



Figure 41: 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.

### 5.3 Raccordement au réseau public d'électricité

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

La Figure 42 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 rayon <20km de la Mine, comme décrit dans la section 3.3.

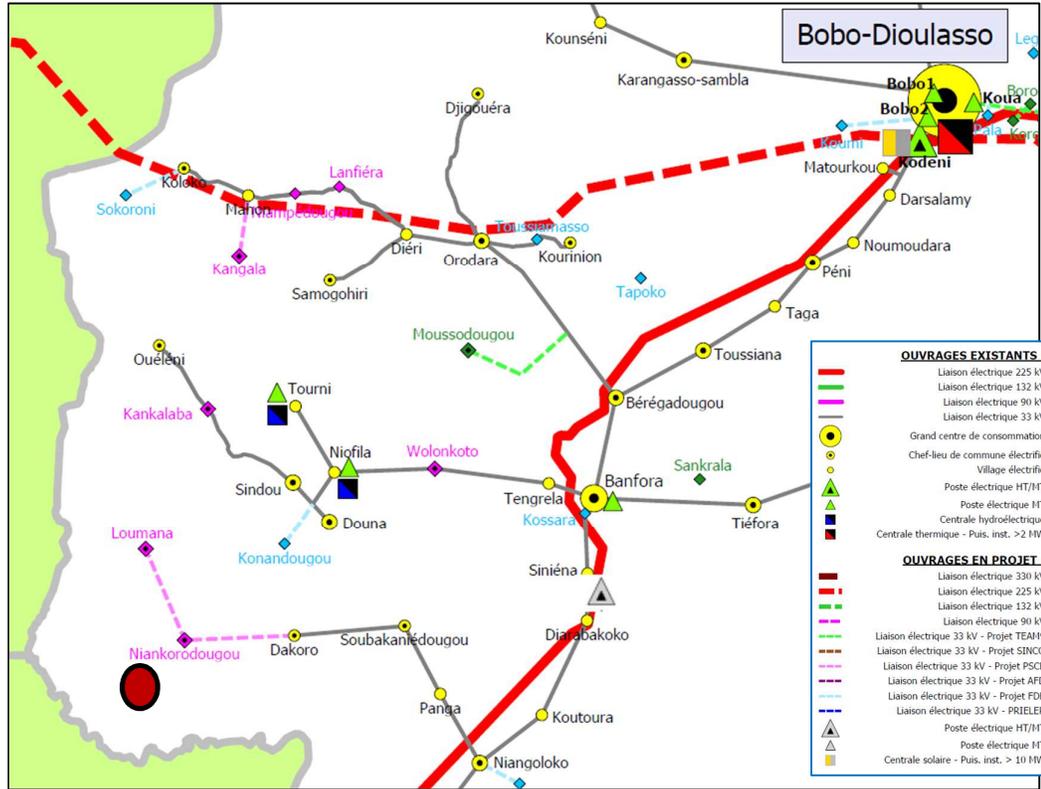


Figure 42 Schéma unifilaire du réseau HTA/HTB dans le Sud-Ouest de Burkina Faso (extrait du plan réseau national de SONABEL, 2016 donné en Annexe 1)

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 terre relie le poste de Ferkessédougou (Côte d'Ivoire) au poste de Koudéni à proximité de Bobo-Dioulasso et a une capacité maximale de transport de 420 MVA. Les détails techniques de cette ligne sont rappelés au Tableau 26. SONABEL confirme que les lignes de transmission ont une disponibilité de 99%.

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 Koudéni, 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 26: Caractéristiques techniques des ligne 225kV Ferkessédougou – Kodéni

La Mine se trouve à 15km du réseau 33kV existant (Niankorodougou) mais la système 33kV actuel est sous-dimensionné pour alimenter la demande de la Mine et par conséquent le raccordement au réseau ne permettra pas l'achat d'énergie par la Mine.

Un poste de 225/132kV est prévu au sud de Banfora, tel qu'indiqué par un triangle gris sur la carte en Figure 42. Mais sa construction n'est pas encore programmée (voir § suivant).

### 5.3.2 Raccordement au réseau public d'électricité à Banfora à 132kV

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 (DAO en cours de rédaction en 2020) mais la construction n'est pas encore programmée (recherche de financement). L'étude du poste avec plans détaillé est disponible ; le schéma unifilaire et le plan d'implantation pour la sous-station se trouvent en Annexe 1.

L'emplacement potentiel de la sous-station est indiqué par un triangle gris sur Figure 42 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, **il est présumé que** la sous-station de Banfora ne sera **effective que dans les 3 ans** suivant le début du projet, afin de planifier la construction de la ligne 132kV. Cette connexion au réseau ne pourra donc être réalisée que dans les 3 ans suivant la mise sous tension des installations photovoltaïques (phase 3).

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 la ligne est ensuite rétrocédée à SONABEL après la mise en service.

La Figure 43 montre le diagramme unifilaire des réseaux existants et projetés dans la zone du projet.

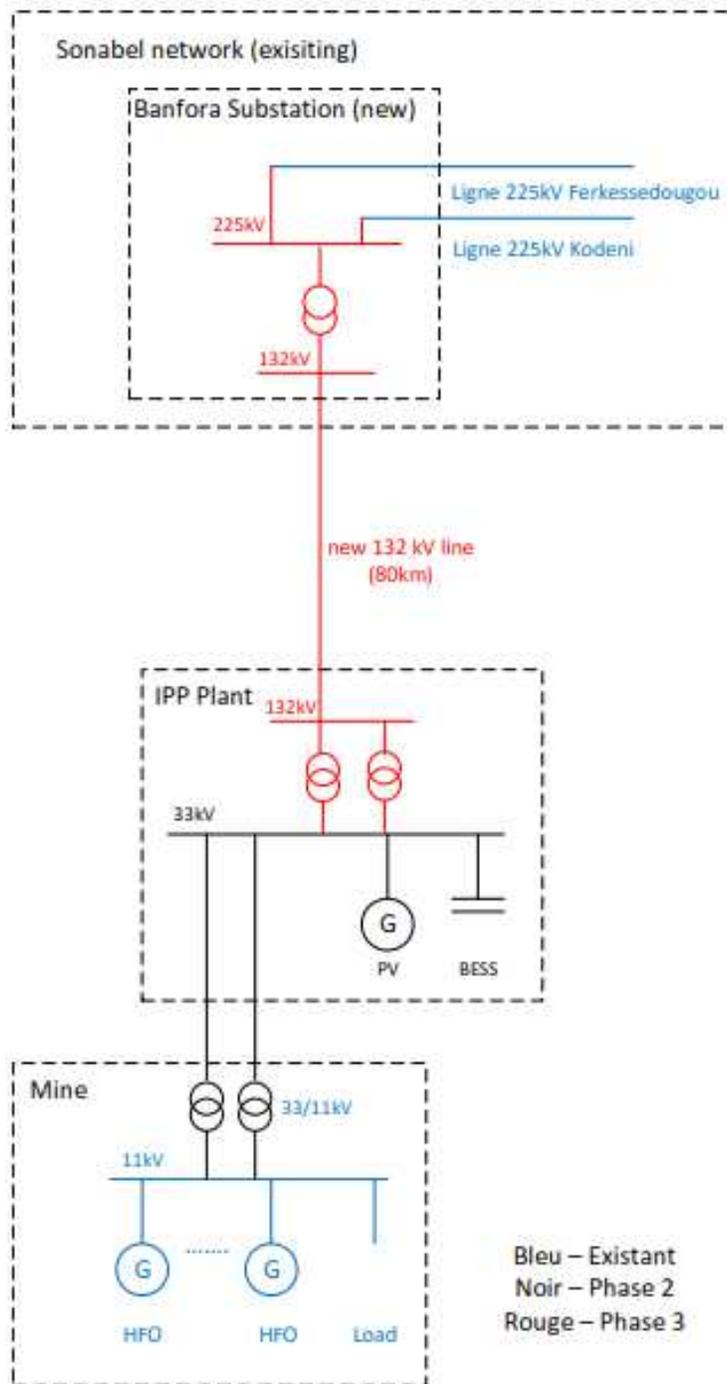


Figure 43 : Diagramme unifilaire des réseaux existants et projetés dans la zone du projet (phase 3)

Le couloir potentiel pour cette nouvelle ligne partirait du poste de Banfora, passerait par Taniangoro – Soubakaniedougou – Dakoro – Niankorodougou (tracé en rouge ci-dessous sur 70km) et arriverait jusqu'au site de la centrale solaire (tracé en bleu sur 15km). Le tracé en violet représente le réseau MT existant entre Banfora et Loumana, via Niangoloko.



Figure 44 : Tracé potentiel de la ligne 132kV entre le poste de Banfora et la centrale PV/BESS (ILF 2019)

Il est proposé que la ligne 132 kV soit exécutée parallèlement au couloir existant de la ligne aérienne 33 kV entre Niankorodougou et Soubakaniedougou comme indiqué ci-dessus afin d'élargir le tracé existant et de minimiser l'impact que le corridor aura sur l'environnement.

Il n'existe malheureusement pas de route directe entre l'emplacement du poste de Banfora et Soubakaniedougou. Le tracé proposé (voir figure suivant) repose sur une analyse de l'image Google Earth en maximisant le suivi d'axes routiers secondaires existants. Ce tronçon doit encore être vérifié sur le terrain et optimisé en fonction du couvert végétal et d'autres obstacles majeurs non visible sur l'imagerie. Le passage à travers champs pourrait s'avérer plus approprié que le suivi de certaines pistes.

L'itinéraire exact devra aussi être évalué et discuté en détail avec SONABEL une fois que l'emplacement du site de la centrale photovoltaïque a été déterminé.



Figure 45 : Détail du tracé potentiel entre le poste de Banfora et Soubakaniédougou (ILF 2019)

### 5.3.3 Raccordement intérimaire au réseau HTA locale (33kV)

Comme indiqué au 5.3.1, la zone du projet est électrifiée par une ligne de 33kV provenant du poste de Kodené (225/33kV) à Bobo à plus de 170km. SONABEL a confirmé qu'un premier tronçon de 85km permet d'alimenter Banfora, suivi d'un 2<sup>ème</sup> tronçon de 49km pour alimenter Niangoloko sur la route principale N1. Un départ quitte Niangoloko jusqu'à Niankorodougou qui est le point du réseau le plus proche de la Mine (15km).

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 système (renforcement des sections des lignes, etc.). Cette solution à faible coût permettrait de réduire les risques de l'IPP et d'améliorer la fourniture d'électricité aux populations de cette zone (tension et fréquence stabilisées, ...). A noter cependant que le système hybride PV/BESS ne peut avoir qu'un seul point de connexion pour pouvoir se synchroniser, donc soit être connecté au réseau 33kV, soit au réseau 132kV afin de ne pas paralléliser les deux systèmes. Il convient toutefois de noter qu'une fois la connexion au réseau 132 kV disponible, le réseau 33 kV pourrait être alimenté en permanence à partir du système 132 kV via la sous-station du système hybride. La topologie du réseau et l'arrangement contractuel avec Sonabel qui seraient nécessaires devraient être examinés plus avant.

Le Tableau 27 répertorie les informations techniques sur les lignes 33kV. Les valeurs de puissance maximales ont été tirées d'une fiche technique des conducteurs Almelec et nécessiteront une confirmation finale de SONABEL.

Ligne	Longueur [km]	Section [mm <sup>2</sup> ]	Puissance Max. [MW]
Kodeni -Bobo	170		
Bobo - Banfora	85	148	18
Banfora - Niangoloko	49	148	18
Niangoloko- Niankorodougou	59	34 / 54,6	8 / 10

Tableau 27 : Lignes 33kV dans la zone du projet (source : SONABEL et fiches techniques des conducteurs Almelec)

Il faut considérer de raccorder la centrale PV/BESS à système 33kV existant directement à la ligne 33kV au niveau de Niankorodougou (l'étude du point de connexion via un poste ou IACM est à prévoir). La ligne Niangoloko - Niankorodougou est présumée avoir une puissance nominale de 8MW, ce qui fournit la limitation de l'évacuation électrique du PV/BESS. Selon SONABEL, ce tronçon de ligne peut être renforcé avec du câble de 75mm<sup>2</sup> max sans changement de la plupart des poteaux sauf cas spécifiques de poteaux d'angles ou poteaux potentiellement endommagés. La puissance nominale d'une ligne de 75mm<sup>2</sup> est en environ de 13MW. Toutefois, SONABEL recommande de prévoir une section min. de 148mm<sup>2</sup> qui est leur standard actuel et remplace le 75mm<sup>2</sup>.

Pour renforcer encore le réseau, une nouvelle ligne entre Niankorodougou et Niofila sur 40km, le long du nouvel axe routier emprunté par les convois miniers pourrait être construite et permettrait de boucler le réseau MT de la zone afin d'évacuer plus de puissance au départ de la centrale hybride.

Cependant, selon SONABEL, la charge du réseau au-delà de Banfora est actuellement très faible : max. 1,5 MW (~22A en soirée) sur le départ vers Niangoloko et max. 0,5 MW (6A hors production hydro) sur le départ vers Niofila. La puissance maximale autorisée à être injectée dans le système électrique existant par le PV/BESS devrait être évaluée en détail et devrait être inférieure aux limites des lignes.

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 pertinence et la faisabilité de cette option.

La Figure 46 montre le diagramme unifilaire des réseaux HTA existants et projetés dans la zone du projet.

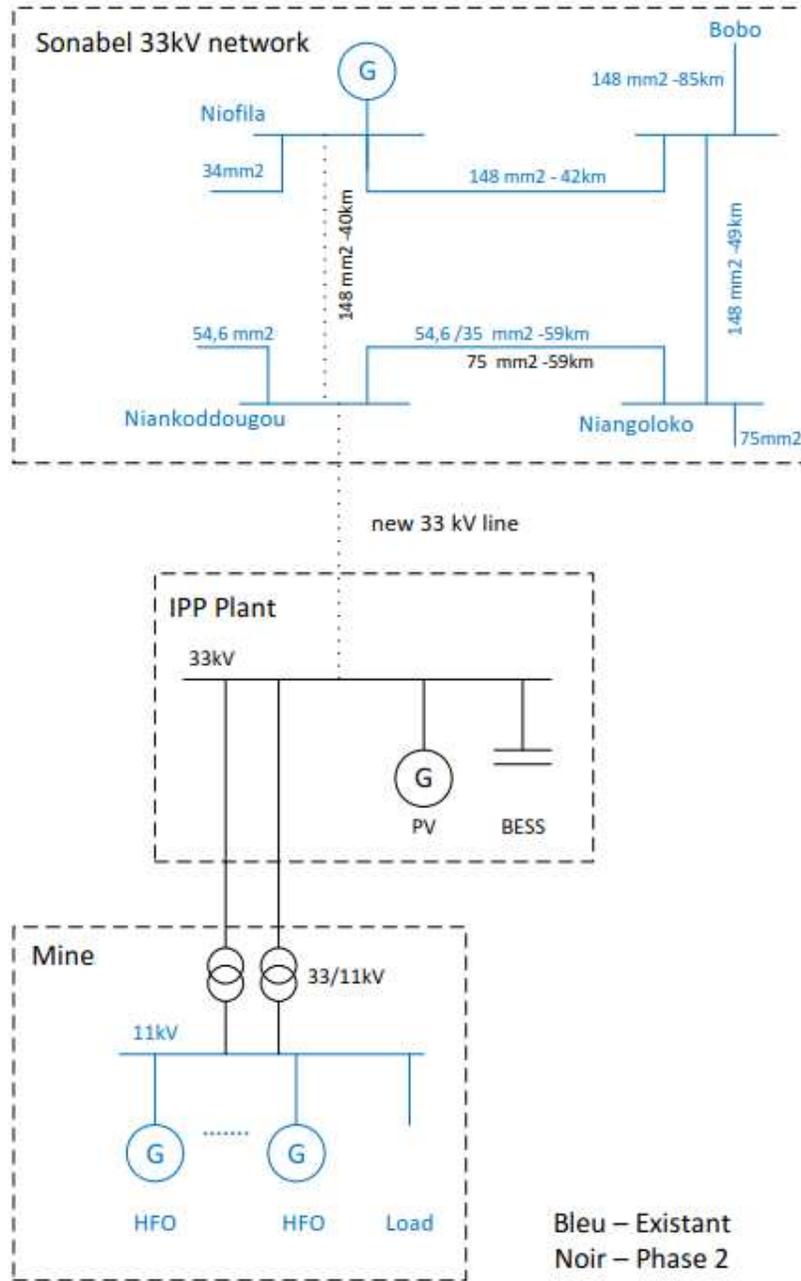


Figure 46 : Schéma unifilaire des réseaux existants et projetés dans la zone du projet (phase 2)

## 6 ANALYSE FINANCIÈRE

### 6.1 Objectifs et méthodologie

L'objectif de cette analyse financière est d'évaluer la pertinence du projet de centrale hybride (PV/BESS) d'un point de vue financier sur base de l'option technique retenue (chapitre 5) et du schéma contractuel recommandé (voir étude E&Y ou Chapitre 1).

Pour ce faire le **coût actualisé de génération de l'électricité** de la centrale hybride projetée (en anglais **LCOE**, Levelized Cost Of Electricity) a été calculé pour différentes configurations de centrales en se basant sur les coûts d'investissement (CAPEX) et de fonctionnement (OPEX) sur la durée de vie économique de la centrale. L'étude compare ces résultats au LCOE de la centrale HFO existante de la Mine pour estimer l'attractivité générale du projet dans le montage contractuel envisagé (voir résultats au Chapitre 4.3.4). Cette analyse comparative a permis de formuler des recommandations sur 2 configurations de centrales hybrides PV/BESS et de permettre au client de retenir une configuration jugée optimale d'un point de vue technico-économique tout en considérant les risques sur le projet.

Une analyse financière plus détaillée a alors été réalisée pour la configuration de centrale hybride retenue (centrale PV de 20MWc / BESS de 15MW/30MWh) qui a permis de préciser le LCOE mais surtout de déterminer les indicateurs de rentabilité financière du projet pour l'IPP (VAN, TRI, ratio B/C) en prenant en compte le fait que l'investissement initial est réalisé par l'IPP, y compris le raccordement au réseau 132kV de SONABEL via une nouvelle ligne HTB de 132kV de 80km.

Enfin, une étude de sensibilité sur les principaux paramètres influençant les résultats est présentée pour juger de la robustesse de la rentabilité du projet.

Les résultats détaillés de l'analyse financière sur 25 ans sont par ailleurs consultables en Annexe 5 de ce rapport.

Il est à rappeler que l'analyse se base du point de vue de l'IPP qui investirait dans cette centrale PV et hybride pour vérifier l'attractivité d'un tel projet pour cet IPP tout en assurant une rentabilité pour SONABEL et la Mine (situation « win-win-win » pour les 3 parties impliquées). Une analyse financière complémentaire du point de vue de la Mine semble cependant nécessaire pour que la Mine puisse également juger de l'attractivité du projet (hors de l'étendue des services de la présente étude, mais peut être réalisé par ILF si souhaité par la Mine).

### 6.2 Investissement - CAPEX

Le coût de l'investissement initial a été estimé pour la configuration de centrale hybride retenue (centrale PV de 20MWc / BESS de 15MW/30MWh). Pour ce faire les principaux postes de dépenses applicables pour ce projet ont été estimés sur la base de :

- Dimensionnement de la centrale hybride : nombre de modules, d'onduleurs, de batteries, de transformateur.
- Evolution internationale des coûts des principaux composants (Modules PV, onduleurs, batteries, structures porteuses, câbles, transformateurs, cellules HTA)
- Devis récemment réalisés par ILF pour des projets similaires notamment en Afrique de l'Ouest pour les principaux composants (Modules PV, onduleurs PV et de batterie, batteries Li-ion, structures porteuses, équipements HTA)
- Retour d'expérience d'ILF sur les coûts de construction EPC de centrales hybrides de grande puissance et de lignes aérienne HTB
- Prise en compte des particularités du projet et notamment du transport des principaux composants non fabriqués au Burkina (la majorité des composants)

Les coûts présentés incluent la TVA applicable (18%) et les droits de douanes. A noter que de nombreux équipements importés relatifs à l'énergie solaire et le stockage d'énergie sont exonérés de ces taxes et droits de douanes au Burkina Faso (modules PV, onduleurs et batteries Li-ion notamment, ce qui représente une part importante de l'investissement).

L'estimation de CAPEX est à considérer avec une marge d'erreur de +/-20% standard pour une étude de préfaisabilité.

Distribution des coûts - centrale hybride	Coût	Coût spécifique	Part de l'investissement
	[\$US]	[\$US/kWc]	[%]
<b>Centrale PV</b>	<b>16 400 000</b>	<b>820</b>	<b>45%</b>
<i>Module PV</i>	<i>6 400 000</i>	<i>320</i>	<i>17%</i>
<i>Bloc de puissance (Onduleur PV + transfo + protections HTA)</i>	<i>1 600 000</i>	<i>80</i>	<i>4%</i>
<i>Structure de module PV</i>	<i>2 400 000</i>	<i>120</i>	<i>7%</i>
<i>Balance of System - PV</i>	<i>6 000 000</i>	<i>300</i>	<i>16%</i>
	[\$US]	[\$US/kWh]	[%]
<b>Système de stockage - BESS</b>	<b>16 710 000</b>	<b>557</b>	<b>45%</b>
<i>Batterie Li-ion (0.5C, containerisé)</i>	<i>9 600 000</i>	<i>320</i>	<i>26%</i>
<i>Bloc de puissance (Onduleur Batt. + transfo + protections HTA)</i>	<i>2 850 000</i>	<i>95</i>	<i>8%</i>
<i>Balance of System - BESS</i>	<i>4 260 000</i>	<i>142</i>	<i>12%</i>
	[\$US]		[%]
<b>Aléas</b>	<b>3 680 000</b>		<b>10.00%</b>
<b>Total</b>	<b>36 790 000</b>		<b>100%</b>

Tableau 28 – Distribution du CAPEX initial - centrale PV de 20MWc + BESS 15MW/30MWh

Le diagramme ci-dessous représente la distribution de l'investissement initial dans les principaux composants et postes de dépense pour la réalisation du projet de centrale

hybride. On peut notamment se rendre compte de l'importance du prix des batteries Lithium-ion (27%), et des modules PV (17%). Ces deux postes de dépenses représentent donc à eux deux près de 43% de l'investissement initial.

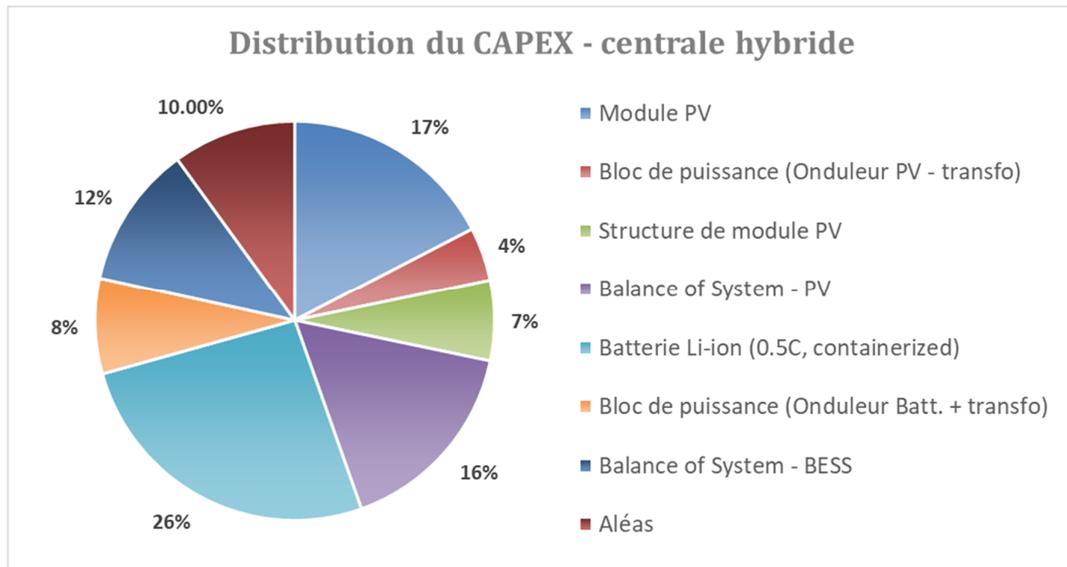


Figure 47: Distribution du CAPEX initial de la centrale hybride PV 20MWc + BESS 15MW/30MWh

Par ailleurs les réinvestissements suivants ont été considérés pour la centrale hybride :

- Centrale PV : remplacement/maintenance générale des onduleurs PV tous les 10 ans, à 66\$US/kWc (60€/kWc)
- BESS : remplacement/maintenance générale des onduleurs de batteries tous les 10 ans, à 66\$US/kW. Pour ce calcul économique, il est à noter qu'il n'a pas été considéré de remplacement des batteries Li-ion, dont il est estimé que la capacité se dégradera de 1,63%/an (soit une capacité de 85% après 10 ans d'exploitation et 61% après 25 ans). 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 »). Un réinvestissement pourrait cependant être décidé entre l'IPP et SONABEL si SONABEL exprime un tel besoin d'utiliser une plus grande capacité de batterie pour fournir des services systèmes ou pour permettre de fournir une partie de la pointe du soir (déplacement de l'offre).

En ce qui concerne l'investissement pour le raccordement en 132kV au réseau national, les investissements suivants ont été considérés :

Distribution des coûts - sous-station + ligne HV	Coût	Coût spécifique	Part de l'investissement
	[\$US]	[\$US/km]	[%]
Sous station HTA/132kV	1 100 500	-	10%
Ligne 132kV (80km)	8 605 900	107 574	80%
Aléas	1 078 500	-	10%
<b>Total</b>	<b>10 784 900</b>		<b>100%</b>

Tableau 29 – Distribution du CAPEX initial – raccordement 132kV sur 80km

### 6.3 Coûts d'exploitation - OPEX

Les coûts d'exploitation de la centrale hybride (OPEX) sont calculés pour la durée totale d'exploitation de la centrale, soit 25 ans (durée de vie économique du projet).

Il est tout d'abord important de noter que les centrales hybrides se caractérisent par des coûts de fonctionnement très faibles comparés aux centrales thermiques classiques qui s'expliquent aisément par les avantages suivants :

- Pas de carburant à acheter
- La radiation solaire étant une source d'énergie « gratuite »
- Pas d'équipements rotatifs à la maintenance régulière et coûteuse.

L'industrie PV est à présent une industrie établie et mature pour laquelle il existe un retour d'expérience important sur les coûts d'O&M de centrales multi-MW. Les principaux coûts sont liés :

- Au coût de maintenance préventive / corrective (principalement sur les onduleurs PV)
- Au nettoyage des modules PV (surtout en zone aride / poussiéreuse où il pleut peu)
- Aux frais d'assurance
- Aux frais de sécurité, de monitoring, de gestion du site

**La valeur de l'OPEX retenue pour la partie centrale PV de 20 MWc est de 15,5\$US/kWp, soit 310k\$US/an.**

**Tandis que pour la partie BESS de 15MW/30MWh, il a été considéré un OPEX annuel de 0,5% du CAPEX, soit 93k\$US/an,** principalement pour couvrir les coûts de maintenance préventive / corrective (principalement sur les onduleurs de batteries)

### 6.4 Hypothèses financières et données d'entrées d'étude

Dans le présent chapitre, les hypothèses financières principales qui ont été discutées et approuvées par la Banque Mondiale et SONABEL sont présentées. Le détail est également consultable en Annexe 5.

#### 6.4.1 Calcul du LCOE

Le calcul de la performance économique de la centrale est mesuré par la détermination du **coût actualisé de génération de l'électricité (LCOE)**, qui se calcule en divisant les coûts totaux actualisés sur la période d'analyse économique par la production nette d'électricité de la centrale PV.

La formule de calcul est rappelée ci-dessous :

$$LCOE = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{I_n + F_n + O\&M_n}{(1+d)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}}$$

Avec:

- $I_n$  = Investissement réalisé en année n
- $F_n$  = Coût de financement en année n
- $O\&M_n$  = Coût d'Opération et maintenance en année n
- $Q_n$  = Production nette d'électricité de la centrale hybride en année n
- $d$  = Taux d'actualisation nominal
- $N$  = Période d'analyse économique

#### 6.4.2 Taux d'inflation

Taux d'inflation validé avec le Client : 2%.

Il est à noter que le taux d'inflation a été très oscillant sur les 10 dernières années (de -4 à +6% selon les années).

#### 6.4.3 Taux de change

Tous les coûts et résultats sont présentés en \$US dans le présent rapport. Le modèle financier est présenté en EUR et \$US en utilisant le taux de change applicable en décembre 2019 de 1,1005 \$US/EUR.

#### 6.4.4 Ratio dette/fonds propres et intérêt sur la dette

Les conditions de financement validées avec le Client sont les suivantes :

- Part de la dette / part de fonds propres : 75% / 25%
- Taux d'intérêt sur la dette : 5,5%
- Rendement attendu sur fonds propres : 12%

#### 6.4.5 Taux d'actualisation

La formule de calcul appliquée est la suivante :

$$d = (R_{FP} \times P_{FP} + I_{Dette} \times (1 - P_{FP}) \times (1 - T_{soc}))$$

Avec :

- $R_{FP}$  = Rendement attendu sur fonds propres
- $P_{FP}$  = Part de fonds propres
- $I_{Dette}$  = Intérêt sur la dette
- $T_{soc}$  = taux d'imposition des sociétés (27.5%)

Les hypothèses retenues sur les différents paramètres concluent en l'utilisation d'un taux d'actualisation de 5.99%.

#### 6.4.6 Dépréciation

Pas de dépréciation appliquée

#### 6.4.7 Année de démarrage de l'étude financière

L'année de démarrage de l'étude financière est 2020.

#### 6.4.8 Années de début de construction et d'opération

L'année de construction de la centrale est 2020 et l'exploitation débutera en 2021.

#### 6.4.9 Vie économique de la centrale

L'analyse financière est présentée sur une période de 25 ans s'étalant de 2021 jusqu'en 2045.

Il est à noter que la centrale hybride pourra continuer à produire après cette période (à puissance dégradée).

#### 6.4.10 Résumé des hypothèses financières et données d'entrée du modèle financier

Paramètre	Valeur retenue	Source / commentaire
1ère année de construction	2020	
1ère année d'exploitation	2021	
Durée de la construction	1 an	
Durée de vie économique	25 ans	
Taux de change USD/EUR	1,1105	InforEuro 12/2019

Paramètre	Valeur retenue	Source / commentaire
Part de fonds propres / part de dette	25% / 75%	Source : Banque Mondiale
Durée du prêt	15 ans	Hypothèse ILF
Taux d'intérêt sur la dette	5,5%	Source : Banque Mondiale
Rendement attendu sur fonds propres (« hurdle rate »)	12%	Source : Banque Mondiale
Taux d'actualisation	5,99%	Résultat des hypothèses validées avec Banque Mondiale
Taux d'inflation	2%	Source : Banque Mondiale
Dégradation de la puissance de la centrale PV	0,5%/an	Hypothèse ILF
Dégradation de la capacité de batterie	1,63%/an	Hypothèse ILF

Tableau 30: résumé des hypothèses financières et données d'entrée du modèle financier

## 6.5 Résultats de l'analyse financière

### 6.5.1 LCOE et tarif de vente de l'électricité

Avec les hypothèses financières retenues et les résultats de l'analyse financière détaillée il a été estimé un LCOE de la centrale hybride PV de 20MWc + BESS de 15MW/30MWh de :

$$\text{LCOE} = 0,143 \text{ \$US/kWh (0,130EUR/kWh)}$$

Du point de vue de l'IPP, cela signifie qu'un prix de vente de l'énergie à SONABEL égal au LCOE représente l'équilibre (TRI su fonds propre = 12% = rentabilité sur revenu attendu, et VAN = 0). Un tarif de vente supérieur au LCOE présenterait des bénéfices par rapport à la rentabilité attendue, la VAN devenant positive. Cette analyse est confirmée par les résultats des indicateurs financiers présentés au Chapitre 6.5.2.

Au vu du résultat du LCOE et **ILF propose un tarif de vente de 0,165 \$US/kWh (0,15 EUR/kWh)** qui permet de remplir les objectifs de rentabilité pour l'IPP (voir Chapitre 6.5.2), pour SONABEL et pour la Mine dans le cadre du montage contractuel tripartite envisagé.

Le graphique comparatif du tarif par rapport au coût d'exploitation de la centrale HFO de la Mine et du LCOE de la centrale hybride est présenté ci-dessous.

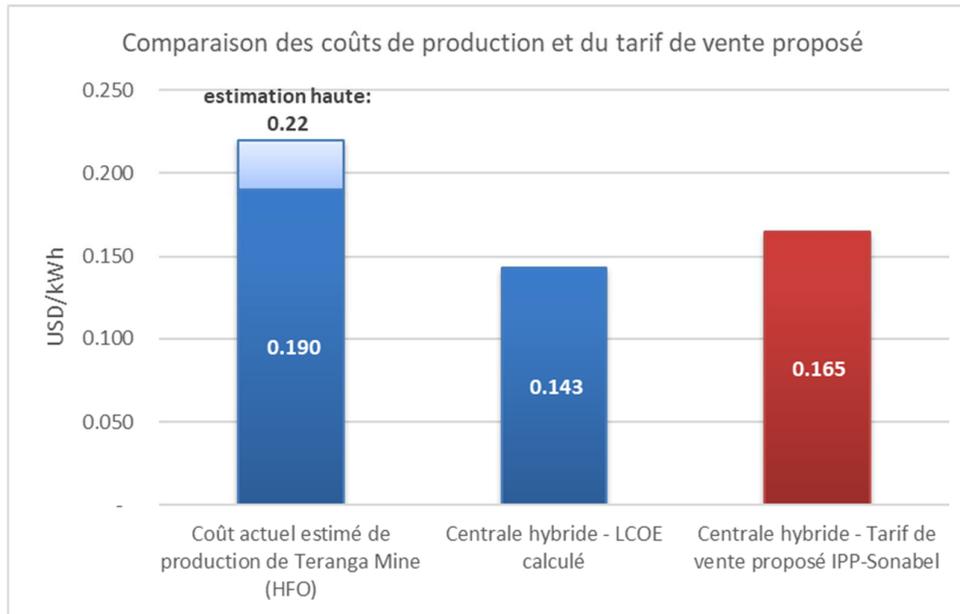


Figure 48: comparaison des coûts de production de la Mine avec le LCOE de la centrale hybride et le tarif de vente IPP proposé

Il est à noter que :

- Le tarif de vente réel de vente offert par l'IPP sera déterminé après un processus de sélection compétitif par appel d'offres, qui pourrait amener ce tarif à différer du tarif calculé dans cette étude
- Le tarif de vente de l'électricité de SONABEL à la Mine restera à négocier entre ces 2 parties en fonction du tarif de vente réel de l'IPP
- Comme déjà évoqué, une analyse financière complémentaire du point de vue de la Mine semble cependant nécessaire pour que la Mine puisse également juger de l'attractivité du projet.

#### 6.5.2 Rentabilité financière du projet

- **Calcul des revenus du projet :**

Les revenus du projet pour l'IPP sont calculés par la vente de l'électricité produite au tarif de vente de l'électricité injectée sur le réseau au prix qui sera convenu entre l'IPP et SONABEL. Au vu des résultats de l'analyse de LCOE, le tarif de vente proposé par ILF pour cette étude est de 0,165 \$US/kWh.

- **Résultats des indicateurs de rentabilité financière du projet :**

Le tableau ci-dessous présente les résultats des calculs pour les principaux indicateurs financiers du projet :

- Valeur Actualisée Nette (VAN)

- Taux de Retour sur Investissement (TRI)
- Ratio Bénéfice sur Coût (B/C).
- Temps de retour sur investissement

Indicateur financier	Unité	Rentabilité sur les fonds propres	Rentabilité sur le projet total
VAN	Million \$US	5,31	23,62
TRI	%	15,8	11,1
Ratio Bénéfice sur Coût (B/C).	-	1,37	1,74
Temps de retour sur investissement	années	8,80	9,22

Tableau 31 : Résultats des indicateurs de rentabilité financière du projet

Les résultats permettent de conclure à la rentabilité du projet du point de vue de l'IPP avec le tarif de vente proposé de 0,165\$US/kWh : la rentabilité sur fonds propre étant de 15,8% au-delà des 12% de rendement attendu sur fonds propres ce qui se traduit par une VAN positive à 5,31 Million \$US et un temps de retour sur investissement de 8,8 années (rappel : part de fonds propres : 25%). D'un point de vue du projet total la VAN est très positive à ~23,6 Million \$US pour un TRI de 11,1% et un retour sur investissement de 9,22 années.

Les cashflows annuels sont positifs tout au long de la durée de vie du projet comme présenté sur le graphique ci-dessous.

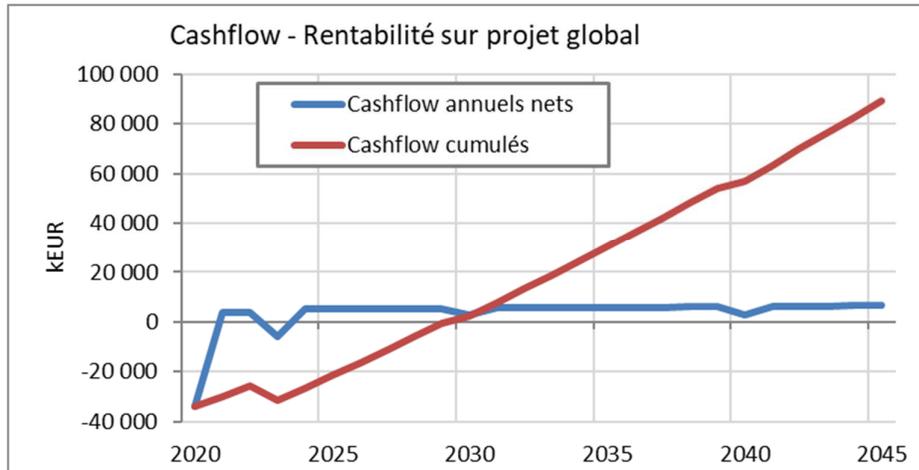


Figure 49: Cashflow du projet

### 6.5.3 Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité a été réalisée sur les résultats afin de mesurer l'impact sur le LCOE d'une variation des principaux paramètres suivants :

- Investissement initial de la centrale PV (CAPEX initial) – sensibilité : +/-20%
- Investissement initial du BESS (CAPEX initial) – sensibilité : +/-20%
- Coût d'exploitation de la centrale PV (OPEX) – sensibilité : +/-20%
- Coût d'exploitation du BESS (OPEX) – sensibilité : +/-20%
- Rendement attendu sur fonds propres – sensibilité : +/-20%
- Taux d'actualisation – sensibilité : +/-20%
- Taux d'inflation – sensibilité : +/-20%
- Productible de la centrale PV – sensibilité : +/-5% (basé sur la variabilité de la radiation solaire sur le site choisi selon Meteonorm)
- Année de raccordement au réseau 132kV à Banfora : cas de référence 3 ans / cas haut 5 ans (supposant un retard de 2 ans dans la construction de la sous-station de Banfora)

Les résultats sont présentés dans le tableau récapitulatif et les graphiques ci-dessous.

L'analyse des résultats fait ressortir plusieurs informations importantes :

1. Les paramètres influençant le plus la rentabilité économique du projet sont (dans l'ordre d'importance) :
  - i. Le tarif de vente de l'électricité impactant fortement tous les indicateurs économiques
  - ii. Le Rendement attendu sur fonds propres (Hurdle rate) impactant fortement la VAN
  - iii. Le productible de la centrale PV
  - iv. Le CAPEX de la centrale PV et le CAPEX du BESS
  - v. Les autres paramètres (OPEX PV, OPEX BESS, inflation) ont un impact relativement faible sur les résultats de rentabilité
2. L'analyse de sensibilité montre cependant une certaine robustesse économique car les paramètres financiers restent positifs (VAN > 0, TRI > 12%) quelle que soit la variabilité des paramètres prise en compte.

Paramètres analysés		Valeur du paramètre analysé	Variabilité	LCOE (USD/kWh)	VAN (million USD)	Temps de retour sur capital propre (ans)	TRI (%)	B/C
<b>CAPEX PV (+/-20%)</b>	cas bas	14.545.476 USD	80%	0,134	6,13	8,46	16,67%	1,45
	Ref.	18.181.845 USD	100%	0,143	5,31	8,80	15,84%	1,37
	cas haut	21.818.214 USD	120%	0,152	4,50	9,18	15,09%	1,29
<b>CAPEX Batterie (+/-20%)</b>	cas bas	14.877.422 USD	80%	0,133	6,16	8,44	16,70%	1,46
	Ref.	18.596.777 USD	100%	0,143	5,31	8,80	15,84%	1,37
	cas haut	22.316.133 USD	120%	0,153	4,47	9,20	15,06%	1,28
<b>OPEX PV (+/-20%)</b>	cas bas	247.645 USD	80%	0,140	5,83	8,58	16,22%	1,39
	Ref.	309.556 USD	100%	0,143	5,31	8,80	15,84%	1,37
	cas haut	371.467 USD	120%	0,145	4,79	9,05	15,45%	1,34
<b>OPEX Batterie (+/-20%)</b>	cas bas	74.387 USD	80%	0,142	5,47	8,73	15,95%	1,37
	Ref.	92.984 USD	100%	0,143	5,31	8,80	15,84%	1,37
	cas haut	111.581 USD	120%	0,144	5,16	8,87	15,72%	1,36
<b>Tarif de vente de l'électricité (+/-10%)</b>	cas bas	0,149 USD/kWh	90%	0,143	1,12	11,27	12,80%	1,23
	Ref.	0,165 USD/kWh	100%	0,143	5,31	8,80	15,84%	1,37
	cas haut	0,182 USD/kWh	110%	0,143	9,50	7,22	18,99%	1,50
<b>TRI sur fonds propres (+/-20%)</b>	cas bas	9,60%	80%	0,137	10,86	8,80	15,84%	1,43
	Ref.	12,00%	100%	0,143	5,31	8,80	15,84%	1,37
	cas haut	14,40%	120%	0,149	1,61	8,80	15,84%	1,30
<b>Inflation (+/-20%)</b>	cas bas	1,60%	80%	0,142	3,93	9,32	14,92%	1,31
	Ref.	2,00%	100%	0,143	5,31	8,80	15,84%	1,37
	cas haut	2,40%	120%	0,144	6,77	8,42	16,75%	1,42
<b>Productible P50 (+/-5%)</b>	cas bas	31.630.282 kWh	95%	0,151	3,17	10,11	14,27%	1,36
	Ref.	33.295.034 kWh	100%	0,143	5,31	8,80	15,84%	1,37
	cas haut	34.959.786 kWh	105%	0,136	7,46	7,93	17,44%	1,37
<b>Année de raccordement 132kV à Banfora</b>	Ref	Racc. après 3 ans	-	0,143	5,31	8,80	15,84%	1,37
	cas haut	Racc. après 5 ans	-	0,145	4,63	9,46	15,23%	1,35

Tableau 32 : Résultats de l'analyse de sensibilité sur les principaux indicateurs de rentabilité financière sur fonds propres

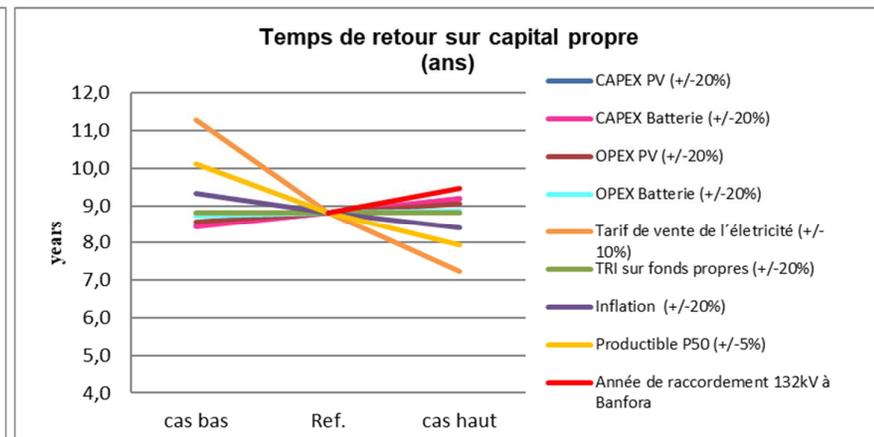
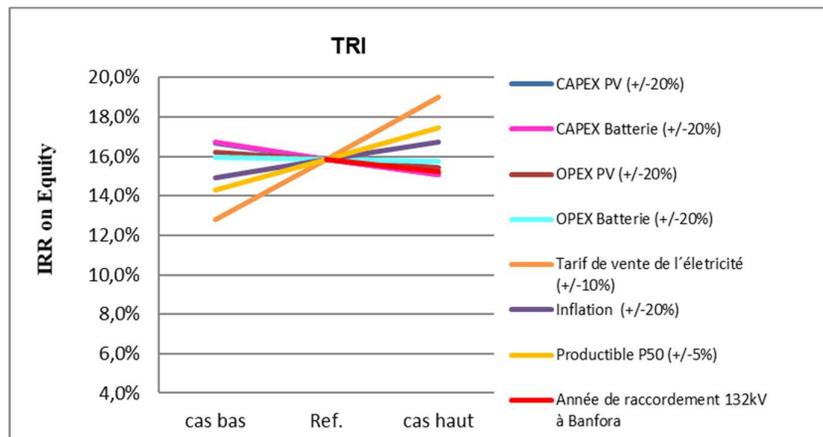
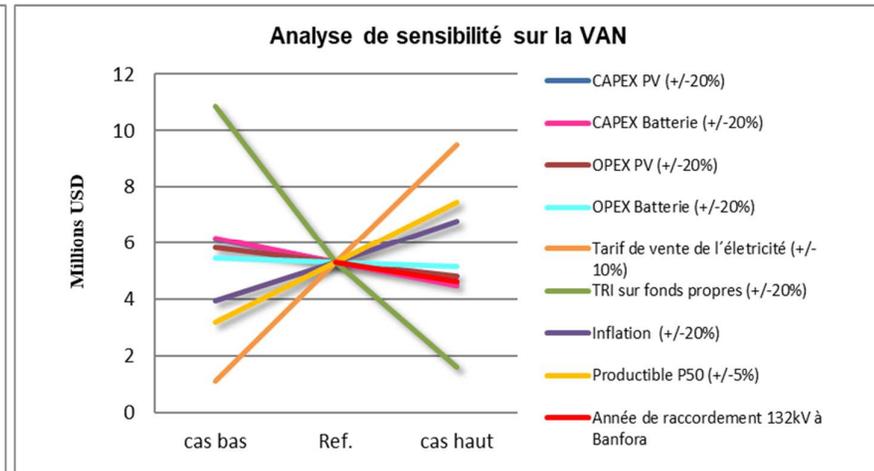
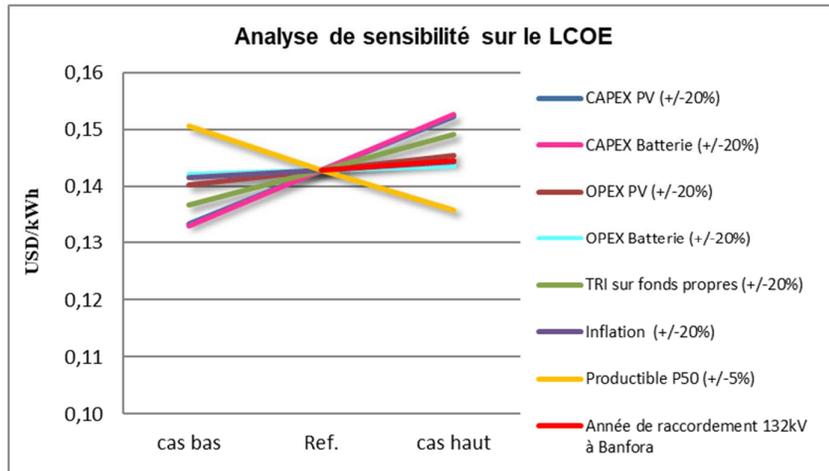


Tableau 33 : Résultats de l'analyse de sensibilité sur les principaux indicateurs de rentabilité financière

#### 6.5.4 Analyse de sensibilité à la variation du prix du carburant HFO

Une analyse de sensibilité préliminaire a été réalisée pour montrer l'impact du prix du carburant HFO sur le LCOE. L'analyse est basée sur les hypothèses suivantes :

- Taux de change : 596,3 FCFA/\$US
- Inflation : 2%
- Durée de vie économique : 25 ans
- Taux d'actualisation : 5,99%
- Evolution du prix du HFO au-delà de l'inflation : 0%/an

Scénario étudié		Scénario de référence base	Scénario alternatif
Prix du HFO	FCFA/l	465	356
OPEX fuel	\$US/an	12.480.000	9.558.000
OPEX fixe	\$US/an	1.650.000	1.650.000
<b>OPEX total</b>	<b>\$US/an</b>	<b>14.130.000</b>	<b>11.208.000</b>
Part du coût du fuel dans l'OPEX	%	88%	85%
<b>LCOE centrale HFO (OPEX seul, CAPEX exclu)</b>	<b>\$US/kWh</b>	<b>0,206</b>	<b>0,165</b>

Tableau 34 : Résultats de l'analyse de sensibilité à la variation du prix du carburant HFO

L'estimation OPEX fixe de ILF est basé sur des centrales HFO off-grid similaires.

Un prix de HFO d'environ 356 FCFA / litre ramènerait le LCOE de la centrale HFO (OPEX uniquement) à 0,165 \$US/kWh, ce qui est le coût comparable de l'énergie renouvelable pour la mine. En dessous de ce prix HFO, la production renouvelable deviendra plus chère.

#### 6.5.5 Analyse de sensibilité au retard de l'interconnexion du réseau HT

Une analyse de sensibilité préliminaire a été réalisée pour montrer l'impact du retard de l'interconnexion du réseau HT (132kV) sur le LCOE, en supposant un raccordement après 5 ans au lieu de 3 ans pour la réalisation de la sous-station 132/225kV de Banfora par Sonabel.

Ce potentiel retard a un impact négatif relativement limité du point de vue du LCOE (+1,2%) et des indicateurs financiers, qui restent cependant positifs.

Il est cependant à noter que du point de vue de la Mine, un tel retard se traduirait par des coûts supplémentaires de consommation de HFO durant ces 2 années supplémentaires.

Comme indiqué au Chapitre 4.3, l'excès PV (énergie solaire excédentaire non utilisable par la mine) peut être considérablement réduit lors de l'interconnexion au réseau national car le surplus peut être valorisé sur la ligne (net-metering) et les groupes HFO en base peuvent être arrêtés. Si l'interconnexion est retardée, deux possibilités de réduire cet excès PV en mode off-grid sont envisageable :

- réduction de l'utilisation des groupes HFO (fonctionnement d'un seul groupe HFO au lieu de 2) au risque d'affecter la garantie et la qualité d'approvisionnement de la mine (possible blackout si le seul groupe en fonctionnement a un défaut).
- Augmentation de la charge dans la zone du projet (via le réseau HTA existant).

## 7 ANALYSE DES RISQUES

Le but de ce dernier chapitre est de mettre en évidence les risques qualitatifs associés à la mise en œuvre et au fonctionnement de la centrale hybride PV/BESS et d'évaluer les principaux éléments de risque de ce projet.

Les résultats et les risques identifiés dans le rapport d'étude de E&Y(Phase 2 – chapitre 6) ont été considérés et intégrés, si applicables, dans la présente analyse des risques.

### 7.1 Catégories de risques et phasage du projet

Au cours de l'analyse des risques (techniques, légaux et contractuels, financiers, socio-environnementaux et géopolitiques), dix groupes de risques ont été identifiés et seront détaillés dans la matrice des risques de la section suivante :

1. Risques contractuels, permis et accords
2. Études et enquêtes
3. Conception
4. Risques géopolitiques
5. Risques liés au site
6. Connexion au réseau
7. Équipement de la centrale
8. Augmentation des CAPEX
9. Augmentation de l'OPEX
10. Autres risques spécifiques au projet

Les risques peuvent affecter une ou plusieurs phases d'un projet. Ils ont été divisés selon les quatre phases de projet : développement, approvisionnement, construction et exploitation.

Les actions de contrôle peuvent également être appliquées à différentes étapes. La stratégie doit tenir compte du niveau de risque, c'est-à-dire s'il s'agit d'un risque faible, moyen ou élevé, tel qu'indiqué dans la matrice.

Il est à noter que la matrice des risques ci-dessous présente une première évaluation. Une analyse détaillée des risques doit être effectuée lors d'une étude de faisabilité complète.

## 7.2 Matrice des risques

La matrice ci-dessous décrit chacun des risques identifiés selon chaque catégorie prédéfinie, elle précise à quelle(s) phase(s) du projet le risque est associé, ainsi que le niveau du risque (Haut, Moyen, Bas). Des mesures d'atténuation des risques sont proposées pour réduire le niveau des risques.

	Description des risques	Commentaires	Phase du projet				Niveau de risque	Mesures d'atténuation
			Developpe- ment	Approvisi- onement	Construction	Exploitation		
<b>1</b>	<b>Contrats, permis &amp; accords</b>							
	Contrat d'achat d'électricité (CAE) entre IPP / SONABEL / Teranga Mine	Les dispositions contractuelles sont complexes et n'ont été détaillées qu'à un niveau préliminaire à ce stade et peuvent avoir un impact sur la viabilité commerciale du projet.	X				Haut	Base contractuelle entre Teranga Mine, SONABEL, Ministère de l'Energie et le futur IPP à rédiger et valider par les parties avant le lancement de la procédure de sélection de l'IPP.
	Permis de raccordement au réseau	Aucun détail disponible pour le moment mais d'autres projets d'ER ont été ou sont en cours de développement et seront raccordés au réseau du Burkina Faso	X				Moyen	Procédure à clarifier de faire avancer les discussions avec SONABEL pour convenir d'un projet d'accord pour le raccordement au réseau
	Permis de construction	Le site proposé est situé dans l'enceinte de la Mine. Les détails des exigences en matière de permis ne sont actuellement pas connus.	X				Moyen	Les discussions avec la Mine devraient se poursuivre pour déterminer les exigences en matière de permis d'accès, de construction et d'exploitation.
	Paiement tardif de SONABEL	Un arrangement contractuel verrait des contrats « back-to-back » entre l'IPP et SONABEL, ainsi qu'entre SONABEL et la Mine	X	X	X	X	Moyen	Garantir des conditions juridiques adéquates dans l'accord CAE / Net-metering pour protéger l'IPP, par exemple via un compte séquestre et/ou des garanties gouvernementales
	Défaut de l'IPP	Un arrangement contractuel verrait des contrats « back-to-back » entre l'IPP et SONABEL, ainsi qu'entre SONABEL et la Mine	X	X	X	X	Faible	Garantir des conditions juridiques adéquates dans l'accord CAE / Net-metering pour protéger SONABEL / la Mine, par exemple via des indemnités. Processus de sélection de l'IPP prenant en compte de la stabilité et robustesse financière de l'IPP.
	Défaut de la Mine / arrêt de l'exploitation de la Mine / réduction de la consommation énergétique de la Mine	Un arrangement contractuel verrait des contrats « back-to-back » entre l'IPP et SONABEL, ainsi qu'entre SONABEL et la Mine	X	X	X	X	Faible	Garantir des conditions juridiques adéquates dans l'accord CAE / Net-metering pour protéger l'IPP et SONABEL. Des garanties de la maison mère de Teranga Gold pourraient être également exigées.
	Viabilité financière du projet pour la Mine	La viabilité financière a été évaluée du point de vue de l'IPP avec des chiffres clés (économies de carburant et d'heures d'exploitation) fournis pour la Mine.	X				Haut	La Mine devrait effectuer une analyse financière (en utilisant les résultats de cette étude) pour établir si le projet est viable de leur point de vue et si oui à quel tarif de l'électricité.
	Durée d'exploitation de la Mine	Le CAE de l'IPP est prévu pour une période de 25 ans alors que la durée de vie et d'exploitation de la Mine est de seulement 13 ans.	X				Haut	Recommandé pour garantir le foncier sur 25 ans, c'est-à-dire l'occupation et l'exploitation du site par un IPP, au-delà de la durée du contrat de la Mine.

Description des risques	Commentaires	Phase du projet				Niveau de risque	Mesures d'atténuation
		Developpe- ment	Approvisi- onement	Construction	Exploitation		
Accord de comptage de l'énergie produite	Il n'est pas confirmé si un accord de comptage net (« Net-metering ») peut être convenu pour la configuration contractuelle consécutive entre le propriétaire du projet et le service public / le service public et la Mine. Par conséquent, il est possible que la Mine paie 100% de l'énergie solaire produite tout en ne recevant pas «l'excès» d'énergie produite, ce qui pourrait rendre le projet non viable.	X				Haut	Inclure une limite sur «l'excès» d'énergie dans les paramètres du projet pour réduire le risque pour la Mine. Clarifier les responsabilités des parties (Mine, IPP, SONABEL, gouvernement) et les sanctions et / ou compensations
Bail foncier	Le site proposé se trouve dans les limites de la concession de la Mine.	X				Moyen	Une sous-location ou une cession du terrain devra être convenue avec la Mine Il est recommandé d'engager la Mine tôt dans la phase du projet pour convenir des conditions
<b>2 Etudes et enquêtes</b>							
Incertitudes liées à l'évaluation financière (tarifs, inflation, etc.)	L'évaluation financière est basée sur un certain nombre d'hypothèses	X				Moyen	Mener des évaluations financières plus détaillées à l'étape suivante du projet (étude de faisabilité détaillée) une fois la stratégie de mise en œuvre confirmée
Etudes EIES	L'étude EIES a été achevée par la Mine couvrant la zone du site et n'a pas relevé d'éléments bloquant. Cependant elle ne couvre pas la production d'énergie par centrale PV et batteries Li-ion	X	X	X		Faible	Une étude EIES + PGES devra être commandée en accord avec les procédures et la législation burkinabaise pour permettre d'obtenir le Quitus environnemental (nécessaire pour le permis de construire) Le périmètre du site doit être optimisé avec la concertation de la Mine, pour éviter ou réduire la délocalisation de la population et l'impact sur l'agriculture et la forêt.
Informations géotechniques disponibles	Considéré adéquat pour l'étape de conception préliminaire et de présélection du site. Les informations sont cependant insuffisantes pour une conception détaillée et la réalisation du projet au moindre coût.	X	X	X		Moyen	Recommandé que le Promoteur / la Banque Mondiale commande des études géotechniques détaillées avant le lancement de l'Appel d'Offres IPP pour confirmer l'adéquation du site présélectionné et réduire l'incertitude et les risques liés au site. Le périmètre doit être optimisé en concertation avec la Mine, pour éviter les terrains rocheux ou instables
Informations topographiques disponibles	Considéré adéquat pour l'étape de conception préliminaire et de présélection du site. Les informations sont cependant insuffisantes pour la conception détaillée et la réalisation du projet.	X	X	X		Bas	Recommandé que le Promoteur / la Banque Mondiale commande une étude topographique pour confirmer l'adéquation du site présélectionné et réduire l'incertitude et les risques liés au site. Le périmètre doit être optimisé avec la concertation de la Mine, pour éviter les terrains accidentés ou pentus.

Description des risques	Commentaires	Phase du projet				Niveau de risque	Mesures d'atténuation
		Developpe-ment	Approvis-ionnement	Construction	Exploitation		
Informations disponibles sur les risques hydrologiques et d'inondation	Considéré adéquat pour l'étape de conception préliminaire et de présélection du site. Les informations sont cependant insuffisantes pour une conception détaillée et la réalisation de projets.	X	X	X		Moyen	Recommandé que le Promoteur / la Banque Mondiale commande une étude hydrologique pour confirmer la pertinence du site présélectionné et réduire l'incertitude et les risques liés au site. Le périmètre doit être optimisé avec concertation de la Mine, pour éviter les zones inondables.
<b>3 Conception</b>							
Données météorologiques	L'analyse est basée sur données satellite Meteororm corrélées avec deux stations à proximité relative de la Mine	X				Moyen	L'évaluation doit être affinée durant l'étude de faisabilité détaillé (par exemple par l'achat de données SolarGIS TMY P50, P90) pour le site retenu afin d'augmenter la précision de l'évaluation de productible et de rentabilité.
Productible de la centrale PV	Données météorologiques plus précises pour le site pour permettre un projet bancable	X				Moyen	L'évaluation du rendement énergétique bancable, y compris le calcul de P90 pour un site de projet spécifique, devrait être effectuée durant l'étude de faisabilité détaillée du projet pour accroître la précision de l'évaluation de productible et de rentabilité.
Mauvaise qualité de conception et d'ingénierie		X	X	X	X	Moyen	Sélection d'un EPC approprié avec un mandat clair et des normes définies
<b>4 Risques géopolitiques</b>							
Probabilité d'agitation politique pendant la phase de construction et d'exploitation				X	X	Moyen	Dans une certaine mesure, les résidents des villes / communautés voisines devraient être impliqués afin d'augmenter l'acceptation de la centrale électrique. Une autre option pour augmenter l'acceptation au sein de la population serait de former des personnes à des tâches de maintenance spécifiques afin qu'elles puissent bénéficier de la centrale photovoltaïque au-delà de la phase de construction (nettoyage des modules PV, etc.). Point qui devra être couvert par l'EIES+PGES.
Risque national d'actes terroristes contre les personnes et les infrastructures.	Le site se situe dans une zone identifiée comme une région à haut risque <sup>4</sup> . Des attaques impliquant également du personnel de Mine ont eu lieu récemment dans une autre région du Burkina.	X		X	X	Haut	Les risques géopolitiques peuvent être minimisés en faisant intervenir un agent de sécurité qui suivra la situation politique au Burkina Faso et dans la région. Si nécessaire, ils peuvent mettre en œuvre des mesures d'atténuation et peuvent se consulter sur les décisions de sécurité sur place pour les personnes impliquées dans le projet. L'IPP opérant à l'intérieur du périmètre de la Mine bénéficiera des mesures de sécurité de la Mine. Le risque est essentiellement durant la phase de construction où plusieurs centaines de personnes seront sur site en période de pointe.

<sup>4</sup> <https://www.diplomatie.gouv.fr/fr/conseils-aux-voyageurs/conseils-par-pays-destination/burkina-faso/>

Description des risques	Commentaires	Phase du projet				Niveau de risque	Mesures d'atténuation
		Developpe- ment	Approvis- ion- nement	Construction	Exploitation		
Processus de visa pour les travailleurs				X		Bas	Afin d'éviter les goulets d'étranglement en matière de travail, les processus de visa doivent être compris.
Douanes et processus de dédouanement.	Risque de retard important sur la réalisation du projet ou pour l'approvisionnement de pièces de rechanges durant l'exploitation		X	X	X	Moyen	Afin d'éviter les goulets d'étranglement en ce qui concerne la livraison des composants, la procédure de dédouanement doit être comprise et clarifiée à l'avance. Risque porté par l'IPP.
<b>5 Risques du site</b>							
Accès au site	Le site proposé se trouve dans les limites de la Mine. Les routes d'accès sont bonnes mais réglementées. Les conditions d'accès et les accords entre Mine et IPP doivent encore être confirmés.			X	X	Moyen	Engager la Mine dès le début de la phase du projet pour convenir des conditions, procédure et permis d'accès à la Mine
<b>6 Raccordement au réseau électrique</b>							
Connexion 132 kV à la sous-station de Banfora	Un concept de connexion au réseau est disponible mais nécessite que la nouvelle sous-station HTB de Banfora soit construite par SONABEL. La sous-station est prévue mais le financement n'est pas déterminé et n'a donc actuellement pas de date de mise en service confirmée.	X	X			Haut	Un raccordement temporaire au réseau MT à proximité de l'emplacement du site peut être considéré pour atténuer l'incertitude du calendrier de réalisation de la sous-station SONABEL. Le niveau de disponibilité de la ligne MT n'est pas connu mais supposé relativement faible. Une connexion MT devrait avoir des contraintes d'exportation de capacité et des mises à niveau du réseau MT (renforcement de la ligne) seront nécessaires. La SONABEL a confirmé qu'il ne serait pas possible d'alimenter la Mine via cette connexion MT. Une étude du système devrait être menée pour confirmer ces informations. La disponibilité de la connexion au réseau est cependant liée à la viabilité financière du projet. Par conséquent, les modalités d'indemnisation pour un retard dans la disponibilité des POC devraient être incluses dans le CAE
Stabilité du réseau / disponibilité du réseau	Une étude conceptuelle de raccordement au réseau SONABEL existe sur la base des informations fournies par SONABEL. Cependant, l'impact sur la stabilité du réseau à la fois MT et HT devrait être étudié plus en détail.	X			X	Moyen	Une évaluation détaillée de la capacité de connexion disponible et de la stabilité du réseau doit être effectuée durant l'étude de faisabilité détaillée pour confirmer la faisabilité des options de connexion proposées, en particulier l'option de raccordement MT temporaire.
<b>7 Composants et équipements</b>							
Retard de livraison			X	X	X	Moyen	Processus d'approvisionnement adéquats à appliquer.

Description des risques	Commentaires	Phase du projet				Niveau de risque	Mesures d'atténuation
		Developpe-ment	Approvis-ion-nement	Construction	Exploitation		
							L'entrepreneur EPC doit avoir une bonne expérience de projets similaires en Afrique de l'Ouest / au Burkina Faso et doit impliquer une équipe d'assurance qualité et de logistique expérimentée.
Dommages pendant le transport			X	X	X	Faible	D'excellents transitaires avec une assurance appropriée et un contrôle de qualité professionnel à l'arrivée des articles sur le site peuvent atténuer la plupart des risques.
Dommages lors des travaux d'installation				X	X	Faible	Sur site, le personnel d'installation doit recevoir une formation et une supervision appropriée. L'ingénieur du Maître d'Ouvrage (OE – Owner's Engineer) doit contrôler cela en détail, faire rapport à temps et les demandes de l'OE doivent être adressées à l'équipe de construction immédiatement. Sous instruction de l'OE, la qualité de la matière première et l'installation doivent être contrôlées en continu
Défaillance lors de la mise en service				X		Faible	Pour certains produits, le consultant recommande d'effectuer un test de réception en usine (FAT) avant expédition ou même une enquête pendant la production, par ex. Modules PV - selon le fabricant. Pour atténuer les principaux risques susceptibles d'avoir une incidence sur les performances, la sélection d'un entrepreneur EPC fiable et d'OE jouent un rôle majeur
Défaillance pendant l'exploitation					X	Faible	Pour atténuer les risques majeurs qui peuvent affecter la performance, la sélection d'un entrepreneur EPC fiable et d'OE joue un rôle majeur. La mise en place d'un plan de maintenance préventive adaptée aux équipements et conditions du site est indispensable.
<b>8 Augmentation du CAPEX</b>							
Pénurie de travailleurs dans la région				X		Moyen	Le risque d'augmentation des CAPEX est classé comme faible à moyen. Les prix CAPEX des composants photovoltaïques individuels ne différeront pas de manière significative des prix du marché mondial, mais la pénurie de main-d'œuvre expérimentée et qualifiée et une éventuelle pénurie d'équipements de construction au Burkina Faso peuvent augmenter le prix CAPEX. Une estimation détaillée du CAPEX doit être réalisée durant l'étude de faisabilité détaillée.
Pénurie de logements pour les ouvriers et le personnel de chantier				X		Faible	
Pénurie de composants et d'équipements			X	X		Moyen	
Retard dans la procédure de dédouanement			X			Faible	
Fluctuation des prix des batteries Lithium-ion	Le marché des batteries Lithium-ion est un marché en pleine expansion sous l'impulsion de l'industrie automobile. Les prix ne sont pas encore stabilisés et bien qu'une tendance à la baisse soit estimée par la plupart		X	X		Moyen	

Description des risques	Commentaires	Phase du projet				Niveau de risque	Mesures d'atténuation
		Developpe-ment	Approvision-nement	Construction	Exploitation		
	des analystes, des évolutions haus-sières ne peuvent être exclues						
<b>9</b>	<b>Augmentation de l'OPEX</b>						
	En raison des taux de défaillance des équipements plus élevés				X	Faible	À ce stade très précoce du projet, le risque d'augmentation des coûts OPEX peut être considéré comme faible (voire analyse de sensibilité sur les indicateurs financiers, Chapitre 6.5.3). Une estimation OPEX détaillée doit être réalisée durant l'étude de faisabilité détaillée.
	En raison d'un changement de procédure de maintenance				X	Faible	
	Fréquence de cycles de nettoyage du module pour répondre aux exigences de rendement et de productible.				X	Faible	
<b>10</b>	<b>Autres risques spécifiques au projet</b>						
	Problèmes logistiques (taxes, douanes, etc.)		X			Moyen	Logistique et transitaire avec une expertise suffisante
	Problèmes logistiques à l'intérieur du pays (disponibilité de camions, grues, etc.)		X	X		Moyen	Avant la construction, tous les équipements et engins nécessaires à la construction, en particulier les équipements spécifiques au photovoltaïque tels que les machines de battage des pieux, doivent être confirmés.
	Mauvaise qualité de construction	X	X	X	X	Moyen	Sélection d'une société EPC appropriée avec une procédure QA / QC claire
	Conditions et événements environnementaux extrêmes (température ambiante, tempête, humidité, inondations)			X	X	Faible	Un équipement adapté aux conditions météorologiques locales (température, vent, pluie, ...) doit être sélectionné. Toutes les structures de construction et de montage doivent être conçues pour résister à la pression du vent et aux tremblements de terre conformément aux normes locales et internationales. La construction et l'installation doivent être effectuées avec un suivi étroit et une procédure stricte de QA/QC validée et vérifiée par l'OE.

Tableau 35 : Evaluation et atténuation des risques du projet

## 8 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

A l'issue de cette étude de préféabilité, le **projet d'hybridation solaire pour alimenter la Mine de Banfora** est jugé **innovant** (grand stockage, raccordement réseau, ...) et **pertinent** (indicateurs financiers, potentiel de réplication, réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, ...), mais aussi **complexe**, voire **risqué**, par les aspects sécuritaires et par la contrainte de prévoir 2 phases (off-grid et on-grid) dont les durées dépendent du calendrier de réalisation par SONABEL du poste HTB de Banfora (225/132kV). De plus, la revente de l'énergie solaire non consommable par la Mine ('Excédant PV') devra être négociée entre SONABEL, la Mine et l'IPP (accord de net-metering) pour ne pas pénaliser la Mine qui doit contractuellement acheter 100% de l'énergie produite à l'IPP.

### Faisabilité technique

La Mine de Banfora est actuellement (phase 1) alimentée par une centrale thermique de 6 groupes HFO (19,2MW) pour répondre à une demande de 8-9MW en continu qui est relativement stable toute l'année, 24h/27, et devrait rester similaire durant les 13 années de vie de la Mine.

Pour assurer une fourniture d'électricité fiable et continue à la Mine, la centrale hybride PV/BESS proposée inclut un générateur **PV de 20MWc** couplé à un parc de **batterie de 30MWh** et piloté par un système SCADA qui optimisera l'utilisation des sources d'énergie (solaire, batterie, HFO, grid).

- En mode « hors réseau » (phase 2), cette centrale PV/BESS devra être couplée au parc de générateurs HFO (existant) dont au moins 2 devront tourner en permanence pour garantir la fourniture.
- En mode « connecté réseau » (phase 3, supposée démarrer 3 ans après la phase 2), les générateurs HFO pourront être arrêtés (dans l'hypothèse où le tarif SONABEL est plus attractif que le coût du kWh thermique HFO), améliorant ainsi la part de renouvelable dans la production (réduction de « l'excès PV »).

Plusieurs configurations de centrales hybrides PV/BESS ont été comparées et une **configuration jugée optimale** d'un point de vue technico-économique a été retenue, tout en considérant les risques sur le projet. La capacité PV (kWc) et de stockage (kWh) a été sélectionnée pour permettre d'assurer (i) une *part d'énergie renouvelable* d'au moins 40% en année 1 (45% en année 4) et (ii) de réduire *l'excès d'énergie PV* à maximum 15% en année 1 (5% en année 4), (iii) tout en maintenant un coût de l'électricité attractif pour l'IPP, la Mine et SONABEL (LCoE ≤ 0,15\$/kWh, incluant l'investissement de la ligne 132kV sur 80km). La centrale PV/BESS couvrira 39% de l'énergie consommée par la Mine (70GWh/an) en année 1.

Pour la centrale hybride PV/BESS, le meilleur site identifié est d'environ 50ha et se trouve dans le périmètre de la Mine, à proximité de la centrale existante, ce qui permettra de

réduire les pertes de transport électrique, de faciliter la co-exploitation des 2 centrales (BESS et HFO), de bénéficier des mesures de sécurité de la Mine, mais nécessitera un accord entre la Mine et l'IPP pour permettre l'accès aisé au site lors des travaux et de l'exploitation de la centrale.

La centrale hybride PV/BESS disposera sur son site d'un poste HTA/HTB de raccordement par lequel transitera toute l'énergie produite (33kV) avant d'être distribuée vers la Mine (11kV) et/ou injectée sur le futur réseau public d'électricité (132kV). En attendant la phase 3 de raccordement en 132kV au poste de Banfora, le poste de la centrale hybride pourra être raccordé temporairement au réseau MT existant (33kV) moyennant des extensions et renforcements de lignes mais la charge des localités voisines est limitée. Le tracé vers la Mine et le couloir potentiel de 80km pour la ligne 132kV ont été identifiés sur base d'une analyse géospatiale mais devront être confirmés par un relevé de terrain lors de l'analyse plus détaillée (avec l'emplacement exact de la centrale hybride).

### Faisabilité financière

Une analyse financière détaillée pour la configuration optimale de la centrale hybride a été menée sur base :

- du schéma contractuel recommandé par l'étude précédente (E&Y, 2018), en particulier (i) l'investissement initial est réalisé par l'IPP, y compris la nouvelle ligne HTB 132kV de 80km vers le poste SONABEL, et (ii) l'exploitant IPP vend 100% de sa production à SONABEL qui la revend à la Mine ;
- d'une série d'hypothèses (CAPEX, OPEX, divers taux & ratio financiers, conditions de prêt, durée de vie économique de 25 ans, renouvellement des onduleurs mais pas des batteries, dégradation des équipements, ...). Le CAPEX est notamment estimé à **36,79 Millions \$US pour la centrale PV+BESS** et à **10,78 Million \$US pour le raccordement en 132kV** au réseau de SONABEL

Cette analyse a permis de déterminer que le projet de centrale hybride est **attractif pour un IPP**, tout en assurant une rentabilité potentielle pour SONABEL et la Mine :

- la performance économique de la centrale : le **LCOE calculé pour la configuration optimale est de 0,143\$US/kWh** contre un coût actuel estimé de production HFO de la Mine de 0,190\$US/kWh. Un tarif de vente de **0,165\$US/kWh** est proposé permettant une marge sur les ventes pour l'IPP et pour SONABEL ;
- la rentabilité financière du projet pour l'IPP est fournie par les indicateurs suivants : au tarif de vente proposé : une VAN très positive à ~23,6 Millions \$US pour un TRI de 11,1% et un retour sur investissement est de 9,22 années (d'un point de vue de la rentabilité sur fonds propres : VAN = 5,31 Millions \$US, TRI = 155,84%, temps de retour sur capital propre : 8,8 années).

Une **étude de sensibilité** sur les principaux paramètres influençant les résultats confirme la robustesse financière du projet. Les 4 paramètres influençant sont dans l'ordre : le tarif de vente de l'électricité, le Rendement attendu sur fonds propres (Hurdle rate), le productible de la centrale PV et le CAPEX (centrale PV/BESS). Deux autres paramètres ont également été étudiés :

- l'impact d'un coût de HFO inférieur (en dessous d'un seuil d'environ 356 FCFA/litre, le coût de vente à la mine de l'énergie de la centrale solaire serait supérieur au coût de production via leur centrale HFO)
- l'impact d'un retard du raccordement de la centrale PV/BESS à la ligne HT, qui se traduit par des résultats financiers inférieurs mais encore considérés viables

#### Risques majeurs identifiés

Les risques liés au projet et à sa mise en œuvre ont été analysés selon 3 niveaux. On soulignera ici les risques majeurs identifiés :

1. Géopolitique : le contexte sécuritaire défavorable (actes terroristes, ...)
2. Technique : le retard potentiel de l'interconnexion au poste de Banfora (et son implication financière pour Sonabel qui devra contractuellement garantir la date de finalisation de la sous-station de Banfora)
3. Financier : la viabilité financière pour l'IPP et pour la Mine, fonction du calendrier de l'interconnexion mais aussi du tarif de vente, du productible PV et du CAPEX (voir sensibilité)
4. Légal et contractuel : les dispositions contractuelles complexes à mettre en place entre les parties (Mine, SONABEL, IPP, Ministère) :
  - Contrats d'achat et de fourniture d'électricité (CAE/CFE)
  - Accord de net-metering pour valoriser l'excès d'énergie solaire non consommé par la Mine
  - Garantie d'accès au site minier et d'exploitation de la centrale hybride par l'IPP sur 25 ans (engagement foncier)

#### Recommandations :

A l'issue de la présente étude de préfaisabilité, ILF recommande de mener une **étude de mise en œuvre** plus détaillée pour la configuration de centrale hybride BESS/PV retenue, en particulier sur les points suivants :

- **Accords contractuels** détaillés et conditions entre les parties (IPP - SONABEL - Mine) : bail foncier sur 25 ans, accès, O&M, CAE, garanties, indemnités, responsabilités, comptage et tarif, net-metering arrangement
- Affiner le **profil de charge** de la Mine avec les mesures SCADA et la consommation réelle de HFO

- Ajuster la **conception technique** de la centrale et évaluer le rendement énergétique pour le site spécifique
- **Études topographiques**, géotechniques, hydrologiques / inondations à travers des enquêtes détaillées du terrain retenu pour la centrale.
- **Etude électrique des réseaux** HTA existants et du nouveau réseau HTB et **étude d'impacts** de la centrale hybride (stabilité, PoC, ...). En particulier :
  - Une étude détaillée du système électrique HTA existant (et projection) et du point de connexion devra être menée pour établir la pertinence et la faisabilité d'un raccordement de la centrale hybride (et la Mine) à ce réseau.
  - Etude sur le placement de l'énergie produite sur le réseau 33 existant : charge existante et future de la zone ; puissance max autorisée à l'injection
  - Une étude détaillée du système électrique HTB projeté et du point de connexion
  - Etude du tracé des lignes 11, 33, 132 kV
- **Etude EIES** : l'étude d'impact pourra se faire en synergie avec le département social en place (RAP) de la Mine. Elle tient en compte la possibilité d'avoir certaines populations qui pourraient venir s'installer ou se réinstaller dans le périmètre de la Mine mais hors de la zone interdite.
- **Analyse économique et financière détaillée**
  - Estimation détaillée des CAPEX / OPEX
  - Faisabilité financière détaillée du point de vue de l'IPP et de la Mine

## **9 ANNEXES**

Annexe 1 Plans et schémas unifilaires

Annexe 2 Simulation pour la centrale solaire de 20MWc et 30MWh

Annexe 3 Simulation PVSYST

Annexe 4 Documents référencés

Annexe 5 Détails de l'étude financière pour la configuration retenue