

## Impact de l'injection de la production de la centrale solaire photovoltaïque de 33 MWc sur le réseau interconnecté du Mali en fonctionnement statique

Ambadjigna Hervé SOMBORO<sup>1\*</sup>, Daouda COULIBALY<sup>2</sup> et Maliki GUINDO<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Ecole Nationale d'Ingénieurs Abderhamane Baba Touré (ENI-ABT), Département de Génie Mécanique et Energie, Laboratoire d'Energie Solaire, BP 242 Bamako, Mali

<sup>2</sup> Ecole Nationale d'Ingénieurs Abderhamane Baba Touré (ENI-ABT), Département de Génie Mécanique et Energie, Laboratoire de Thermique Appliquée, BP 242 Bamako, Mali

<sup>3</sup> Ecole Nationale d'Ingénieurs Abderhamane Baba Touré (ENI-ABT), Département de Génie Electrique, Laboratoire d'Electrotechnique, Electronique et Automatique, BP 242 Bamako, Mali

(Reçu le 18 Janvier 2023 ; Accepté le 24 Février 2023)

\* Correspondance, courriel : [somboro1@gmail.com](mailto:somboro1@gmail.com)

### Résumé

Ce travail a pour objectif d'évaluer les impacts sur les tensions et les pertes en ligne dues à l'injection de la centrale photovoltaïque (CPV) de 33 MWc de Ségou sur le réseau interconnecté (RI) du Mali dans son volet Haute Tension B (HT B). Le fonctionnement du RI est simulé dans MATLAB avec 8 et 12 jeux de barres (JB), sans injection puis avec injection de la CPV en fonctionnement stable en appliquant la méthode de Newton-Raphson à l'aide d'un programme. Les résultats de simulation montrent que, lorsque la CPV est en pleine production (100 % de sa capacité), le module de la tension à Ségou225 (nœud d'injection) passe de 0.987 à 1.01 pu dans le scénario A (12 JB) et 0.964 à 0.970 pu dans le scénario B (8 JB). Dans le scénario A, les pertes actives croissent de 4.638 MW sans la CPV à 5.485 MW avec la CPV. Quant aux pertes réactives elles augmentent de 17.907 MVar sans la CPV à 23.428 MVar. Dans le scénario B, les pertes actives diminuent de 0.662 MW sans la CPV à 0.387 MW. Moins de pertes réactives sont obtenues avec la CPV, 8.08 MVar contre 9.861 MVar. L'injection de la CPV améliore le profil de tension de façon générale et particulièrement au point d'injection. Les pertes en ligne augmentent avec le scénario A et diminuent dans le scénario B. Ce travail, à travers le programme sous MATLAB, est une contribution dans l'évaluation des écoulements de puissance avec l'apport d'une CPV.

**Mots-clés :** réseau HTB, simulation, module PV, réseau interconnecté, écoulement de puissance, stabilité du voltage.

### Abstract

**Impact of a 33 MWp photovoltaic solar power plant injection on Mali interconnected electrical grid, steady state case**

This work aims at assessing the impacts on the voltages and line losses caused by the injection of 33 MWp Photovoltaic Power Plant (PVPP) of Ségou on the Interconnected Electrical Grid (IG) of Mali in its High Voltage B component (HV B). The operation of the IG is simulated in MATLAB with 8 and 12 busbars (B), without injection, then, with an injection of the PVPP in steady state operation by applying the Newton-Raphson method through

a program. The simulation results show that, when the PVPP is in full production (100 % of its capacity), the voltage magnitude at Ségou-225 (injection point) goes from 0.987 to 1.01 pu in scénario A (12 busbars) and 0.964 to 0.970 pu in scénario B (8 busbars). In scénario A, the active losses go from 4,638 MW without the PVPP to 5,485 MW with the PVPP. Reactive losses go from 17.907 MVar without the PVPP to 23.428 MVar. In scénario B, the active losses decrease from 0.662 MW without the PVPP to 0.387 MW. The reactive losses, in their turns, go down from 9.861 MVar to 8.08 MVar. The injection of PVPP improves the voltage profile, generally and particularly, at the point of injection. Line losses increase with scénario A whereas a decrease in scénario B. This work, through the program under MATLAB, is a contribution to the assessment of power flows with Grid-connected photovoltaic.

**Keywords :** *HTB network, simulation, PV module, Grid-connected, power flow, voltage stability.*

## 1. Introduction

Le développement de l'industrie au 20<sup>ème</sup> siècle s'est accompagné de fortes émissions de gaz à effet de serre (GES) dues à l'augmentation de la consommation des énergies d'origines fossiles. Les sources d'énergies renouvelables sont des alternatives pouvant conduire à la réduction de ces émissions en les substituant en partie aux énergies fossiles. Les productions d'électricité avec ces sources peuvent être isolées ou injectées dans le réseau de distribution nationale (aérogénérateurs, système photovoltaïque, concentrateur, etc.). Cependant l'intégration du solaire photovoltaïque, à une petite échelle, ne permet pas une réduction significative du facteur d'émission des sources de production du réseau interconnecté [1]. Les cellules composant les modules photovoltaïques (PV) ont connu des améliorations du rendement. L'énergie solaire est peu concentrée (moins de 8 kWh/m<sup>2</sup>/jour sur une surface horizontale), aussi la part captée peut être augmentée par l'inclinaison optimale du module PV [2], le suivi du soleil par les modules où l'ensoleillement journalier peut-être significativement augmenté. Un suivi du soleil sur deux axes donne une meilleure captation d'énergie et réduit plus les GES où par exemple, un système PV de 1 MW permet d'éviter la combustion de 4308,7 barils de pétrole brut, d'où l'atténuation de 1852,7 tCO<sub>2</sub> équivalents GES [3]. Le Mali fait partie des pays ayant un ensoleillement assez important qui doit conduire à augmenter la part de la production PV dans le RI, l'un des avantages étant la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> qui influence le changement climatique et la réduction de la facture des hydrocarbures [4, 5]. Cependant même en présence d'un bon ensoleillement, le mismatch d'un champ PV conduit à des variations de l'énergie électrique pouvant être fournie au réseau [6, 7]. Tout projet d'énergie au Mali s'inscrit dans la politique énergétique nationale en vigueur depuis février 2006. Dans le sous-secteur des énergies renouvelables, le solaire photovoltaïque prend une part importante dans la promotion des énergies renouvelables dans un pays où l'ensoleillement moyen est de 6 kWh/m<sup>2</sup> par jour. Dans le document de Politique énergétique nationale de 2006 à 2030, le gouvernement du Mali a élaboré des plans d'actions nationaux de l'énergie renouvelable (PANER) [8], de l'efficacité énergétique (PANEE) et le programme d'action national SEforALL [9]. Ce programme finalisé en 2015 a, du point de vue électrification nationale, les objectifs de porter le taux d'électrification nationale de 42 % en 2017 à 87 % en 2030, la capacité raccordée au réseau en énergies renouvelables à 977.4 MW soit 52.5 % dont 538 MW de solaire photovoltaïque. En effet, une pénétration de 30 % du PV dans le RI permet de réduire les pertes en lignes [10], donc de renforcer le réseau. La centrale solaire PV de Ségou prévu pour une puissance de 33 MWc, fait partie des systèmes PV qui seront injectés sur le RI. Le bon fonctionnement d'un réseau électrique est sujet au respect d'un certain nombre de contraintes. Elles peuvent être d'ordre physique ou réglementaire. Pour ce faire, une bonne maîtrise du réseau s'impose à son gestionnaire. Cette maîtrise passe par des mesures régulières et des études à travers les données récoltées. En effet, en tenant compte de la revue de la littérature, l'une des évaluations majeures dans les réseaux électriques est l'écoulement de

puissances [11, 12]. Le calcul de l'écoulement de puissance (power flow) est très ancien dans la recherche [13]. Il existe plusieurs techniques de résolutions telles que les méthodes de Newton-Raphson [14, 15], de Gauss-Seidel [16], de découplage rapide et des méthodes stochastiques qui émergent ces dernières années [17, 18, 19]. Ces résolutions sont exécutées sous MATLAB [20, 21]. L'intégration du PV à grande échelle dans le RI impacte le réseau. Des études d'impact sur le RI, prenant en compte plusieurs aspects [22 - 25] et portant essentiellement sur la stabilité de la tension [26 - 29] font l'objet de plusieurs recherches. Le RI sera présenté et les deux scénarios à 8 et 12 jeux de barres de fonctionnement seront simulés avec ou sans l'injection de la production photovoltaïque en appliquant la méthode de Newton-Raphson. Le but de ce travail est de déterminer le transit des puissances, des pertes et des profils de tension sur les différents nœuds.

## 2. Matériel et méthodes

### 2-1. Réseau interconnecté du Malien

#### 2-1-1. Présentation du réseau

Le réseau interconnecté (RI) du Mali, sur son volet transport (HT B) comprend des lignes de 225 kV, 150 kV et 63 kV. Les lignes appartiennent à l'Energie du Mali (EDM-sa) et la Société de Gestion de l'Energie de Manantali (SOGEM). L'EDM est la société nationale d'énergie au Mali par contre la SOGEM est la société exploitante du barrage hydroélectrique de Manantali (Mali) pour le compte de l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS). Avec une ligne de 225 kV, la SOGEM relie le Mali, la Mauritanie et le Sénégal. Dans le cadre de l'interconnexion des pays de la Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO), le réseau du Mali a été interconnecté avec la Côte d'Ivoire en 2012 avec une ligne 225 kV. D'autres projets dans le cadre de l'interconnexion entre pays de la CEDEAO sont prévus. Il s'agit entre autres de l'interconnexion entre le Mali et le Ghana via le Burkina Faso puis entre le Mali et la Guinée Conakry. Le HT B du Mali est constitué de 20 jeux de barres (nœuds) comme le montre la **Figure 1**.

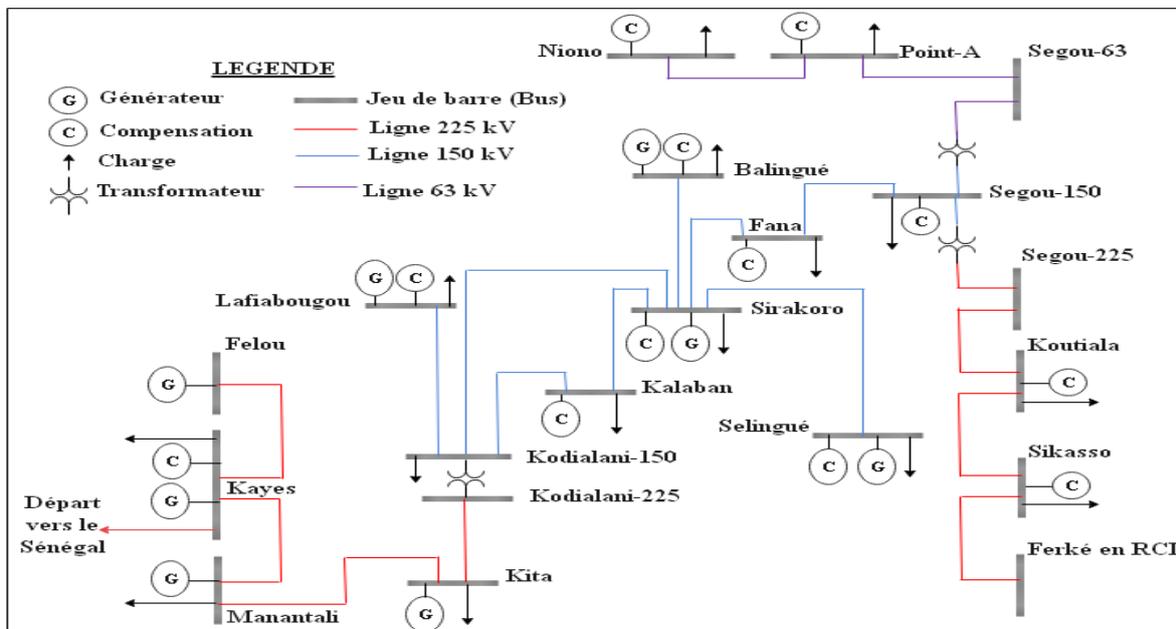


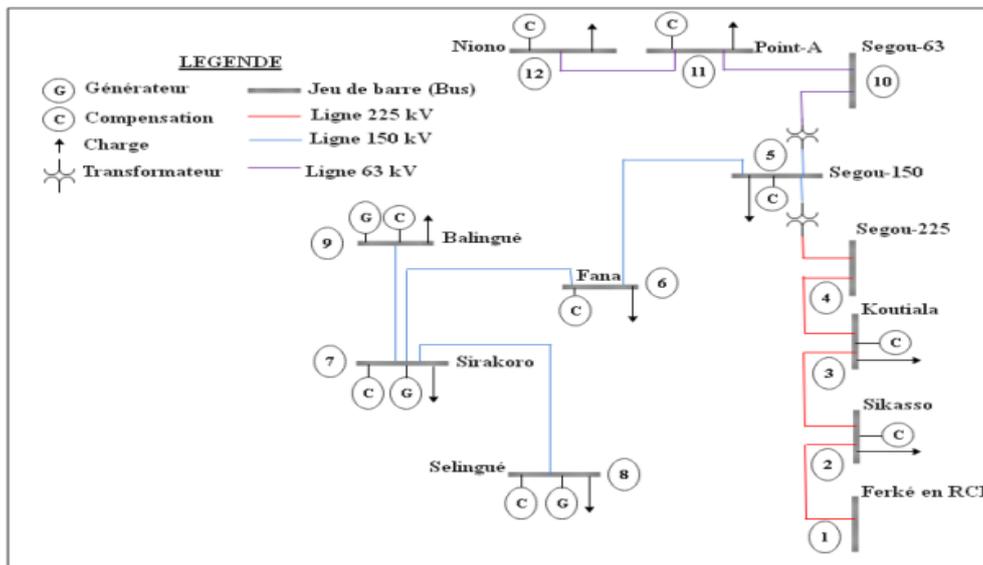
Figure 1 : Schéma unifilaire du réseau interconnecté du Mali en HTB

**2-1-2. Fonctionnement du réseau**

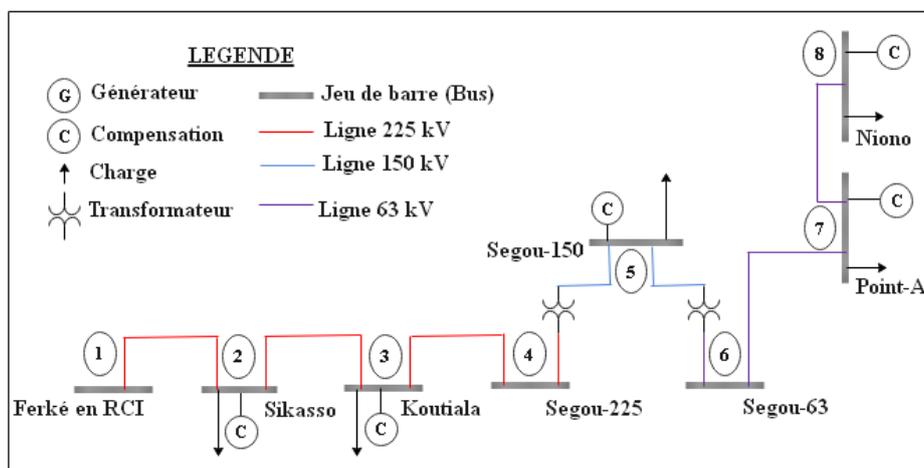
Le réseau interconnecté (RI) du Mali repose sur deux grandes sources de production qui sont la centrale hydroélectrique de Manantali avec 200 MW dont 104 MW (52 %) fournit au Mali et l'interconnexion avec la Côte d'Ivoire avec une fourniture maximale de 100 MW en 2020. Malheureusement ces deux plus grandes sources de productions ne sont pas synchronisées. Pour mieux mettre à profit les différentes productions ou pour des contraintes d'exploitations sur le réseau interconnecté, EDM-sa procède à la séparation du réseau en fonction des besoins.

**2-2. Scénarios de l'étude du RI**

La synchronisation des lignes de la SOGEM avec l'interconnexion Côte d'Ivoire-Mali pose problème, alors EDM-SA procède à leur séparation en plusieurs scénarios. Après ouverture des disjoncteurs 150 kV à partir de Sirakoro ou de Fana, nous obtenons les deux principaux scénarios de séparation du réseau respectivement représentés sur les **Figure 2**(Scénario A) et **Figure 3**(Scénario B). Le point d'injection de la CPV est au nœud Ségou-225 à Ségou. Le scénario A est constitué de douze (12) nœuds et le scénario B de huit (8).



**Figure 2 : Scénario A à douze (12) jeux de barres**



**Figure 3 : Scénario B à huit (8) jeux de barres**

**2-3. Simulation statique du réseau interconnecté**

**2-3-1. Données et hypothèses**

La configuration du RI retenue pour l'étude est celle de l'année 2020. Les données sont extraites du rapport annuel 2020 de EDM-SA [30]. Les simulations sont effectuées avec une pointe synchronisée le 1<sup>er</sup> Mai 2020 à 13 heures. Ce mois correspond à une période de forte demande électrique au Mali. Les pointes sont réelles mais la synchronisation et la date sont fictives. Pendant les mois d'Avril et Mai, nous assistons à plus de délestage que les autres mois de l'année dans le RI du Mali (forte demande). Les sources de productions et de compensations ainsi que les charges sont ramenées toutes aux différents jeux de barres HTB pour les simulations. La production de la CPV est injectée au jeu de barre Ségou-225 avec une puissance maximale de 31 MW qui correspond à la taille des onduleurs installés. Les taux de pénétration (rapport de la puissance injectée sur la puissance totale installée) maximum de la CPV sont de 8 % et 24 % dans le RI, respectivement dans les scénarios A et B. Les paramètres et la prédiction de la production sont celles étudiées dans un précédent article [31] où le module PV BYD255P6C-30 du champ PV a été modélisé. Les puissances des sources de productions électriques entrant en ligne de compte, exprimées en MW sont données dans le **Tableau 1**.

**Tableau 1 : Puissances des sources de productions électriques en 2020**

	JEU DE BARRE	LIEU D'INSTALLATION	PUISSANCE INSTALLEE EN MW	
1	BALINGUE-150	SOTUBA 30 kV	5.2	174.2
		BALINGUE 30 kV	4 x 11.25	
			2 x 11.5	
		BALINGUE 15 kV	1 x 4.8	
			2 x 20	
			3 x 5.4	
		BADALA 15 kV	1 x 20	
BALKOU 15 kV	1 x 20			
2	SIRAKORO-150	SIRAKORO 15 kV	4 x 10	40
3	SELINGUE	SELINGUE	4 x 11.5	46
4	FANA	FANA	0	0
5	FERKE	FERKE	100	100
6	SIKASSO	SIKASSO	0	0
7	KOUTIALA	KOUTIALA	0	0
8	SEGOU-225	SEGOU-225	31	31
9	SEGOU-150	SEGOU-150	0	0
10	SEGOU-63	SEGOU-63	0	0
11	POINT A	POINT A	0	0
12	NIONO	NIONO	0	0
TOTAL				391.2

Les pointes de puissances observées en 2020 sont mentionnées dans le **Tableau 2**.

**Tableau 2 : Pointes de puissances des charges en 2020**

	JEU DE BARRE	PUISSANCE ACTIVE	PUISSANCE REACTIVE
		MW	MVAR
1	BALINGUE	137.24	39.48
2	SIRAKORO 150kV	31.1	23.2
3	SELINGUE	41.83	5.55
4	FANA	4.83	2.4
5	FERKE	0	0
6	SIKASSO	13.47	6.66
7	KOUTIALA	11.63	3.01
8	SEGOU-225	0	0
9	SEGOU-150	13.92	5.35
10	SEGOU-63	0	0
11	POINT A	6.15	2.64
12	NIONO	2.23	1.94
	TOTAL		90.23

### 2-3-2. Méthodes de simulations

Pour l'analyse statique du réseau HTB, nous avons implémenté dans MATLAB un programme de calcul d'écoulement de puissances utilisant la méthode de Newton Raphson. Cette méthode donne en quelques itérations seulement des résultats avec une grande précision [14]. Par contre, elle exige une grande mémoire de stockage surtout pour les réseaux de grande taille. Avec les données énumérées précédemment et grâce à des scripts (programme informatique) avec le logiciel MATLAB, les réseaux de douze (12) nœuds et huit (8) nœuds ont été simulés sans la production de la centrale photovoltaïque (CPV), puis avec la CPV à 25 % (7,75 MW), 50 % (15,5 MW) et 100 % (31 MW) de sa capacité. Dans les deux scénarios, le jeu de barre de Ferké est pris comme nœud de référence (Slack bus). Les expressions des puissances  $P_i$  actives et réactives  $Q_i$  de chaque nœud  $i$  du réseau peuvent se mettre sous la **Forme** suivante :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{m=1}^n |V_i| \cdot |V_m| \cdot |Y_{im}| \cos(\vartheta_{im} - \delta_i + \delta_m) \\ Q_i = \sum_{m=1}^n |V_i| \cdot |V_m| \cdot |Y_{im}| \sin(\vartheta_{im} - \delta_i + \delta_m) \end{cases} \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (1)$$

$V$  étant la tension au nœud,  $Y$  l'admittance,  $i$  numéro du nœud,  $i=1$  nœud de référence,  $n$  nombre de nœud,  $\vartheta_{im}$  argument de l'impédance de ligne et  $\delta$  déphasage de la tension aux jeux de barres.

Après développement de  $P_i$  et  $Q_i$  en série de TAYLOR on a :

$$\begin{cases} P_i = P_i^{(0)} + \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \cdot \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \cdot \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial P_i}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \cdot \Delta |V_2|^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial P_i}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \cdot \Delta |V_n|^{(0)} \\ Q_i = Q_i^{(0)} + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \cdot \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \cdot \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \cdot \Delta |V_2|^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \cdot \Delta |V_n|^{(0)} \end{cases} \quad (2)$$

A partir de la relation  $\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$  découle le système **d'Équation 3** ci-dessous :

$$\begin{cases} \Delta P_i^{(0)} = P_i - P_i^{(0)} \\ \Delta Q_i^{(0)} = Q_i - Q_i^{(0)} \end{cases} \quad (3)$$

Les deux systèmes d'Équations (1) et (2) donnent :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(0)} \\ \dots \\ \Delta Q_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial P_2}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial P_2}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial P_2}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial P_2}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \left(\frac{\partial P_n}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial P_n}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial P_n}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial P_n}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \left(\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \left(\frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(0)} \\ \dots \\ \Delta |V_2|^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta |V_n|^{(0)} \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [j^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta |V|^{(0)} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta |V|^{(0)} \end{bmatrix} = [j^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (6)$$

Nous rappelons que

$$\Delta \delta_i^{(k)} = \delta_i^{(k+1)} - \delta_i^{(k)} \quad (7)$$

$$|\Delta V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k+1)} - |V_i|^{(k)} \quad (8)$$

L'adaptation des Équations (6) et (8) donne :

$$\begin{bmatrix} \delta_i^{(k+1)} \\ |V_i|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_i^{(k)} \\ |V_i|^{(k)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (9)$$

$$\begin{bmatrix} \delta_i^{(k+1)} \\ |V_i|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_i^{(k)} \\ |V_i|^{(k)} \end{bmatrix} + [J^{(k)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} \quad (10)$$

En remplaçant l'expression de l'Équation (6) dans (10) nous aurons :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$\text{Avec : } J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (12)$$

$J_1, J_2, J_3$  et  $J_4$  sont les sous matrice de la Jacobienne.

La résolution de l'Équation (11) permet de trouver les tensions et les puissances aux différents nœuds.

### 3. Résultats

Les résultats de simulation de l'écoulement de puissance du RI, scénario A à douze (12) nœuds sans la participation de la production de la centrale photovoltaïque (CPV) de 33 Mwc de Ségou sont présentés dans le **Tableau 3**. Les modules des tensions dans la colonne « Tension » sont exprimés en per unit (pu). Les puissances réactives non nulles dans la colonne « Générateur » sont dues à la compensation de puissance réactive. Par contre, comme il n'y a ni générateur, ni compensateur aux nœuds 4 et 10, alors les puissances actives et réactives sont nulles dans la même colonne. Les puissances nulles aux jeux de barres (JB) 1, 4 et 10 dans la colonne « Charge » expriment l'absence de consommation en ces points conformément à la **Figure 2**.

**Tableau 3 : Résultats de l'écoulement de puissance sur le réseau à 12 nœuds sans CPV**

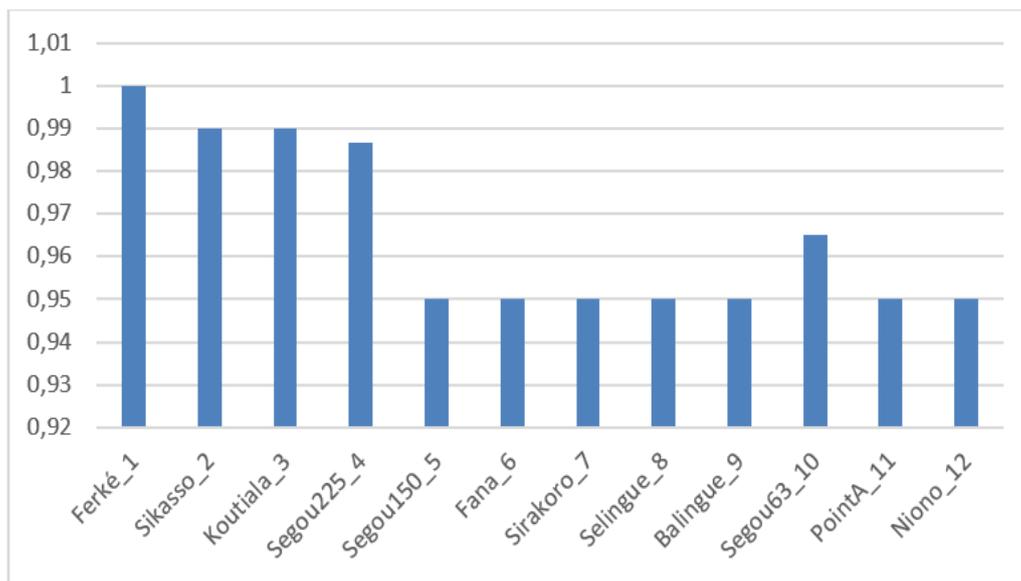
JB (nœud)	Tension	Angle	Injection		Générateur		Charge	
	pu	Degré	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1-Ferké	1	0	5,838	4,406	5,838	4,406	0	0
2-Sikasso	0,99	-0,5634	-13,47	-3,078	0	3,582	13,47	6,66
3-Koutiala	0,99	-0,0638	-11,63	4,973	0	7,983	11,63	3,01
4-Segou225	0,9866	1,3625	0	0	0	0	0	0
5-Segou150	0,95	13,2885	-13,92	16,241	0	21,591	13,92	5,35
6-Fana	0,95	19,5413	-4,83	8,089	0	10,489	4,83	2,4
7-Sirakoro	0,95	27,0195	8,9	0,407	40	23,607	31,1	23,2
8-Selingue	0,95	27,8345	5,17	-1,87	47	3,68	41,83	5,55
9-Balingue	0,95	27,6029	36,96	-13,227	174,2	26,253	137,24	39,48
10-Segou63	0,9649	6,1114	0	0	0	0	0	0
11-PointA	0,95	3,8779	-6,15	0,459	0	3,099	6,15	2,64
12-Niono	0,95	2,7446	-2,23	1,508	0	3,448	2,23	1,94
Total			4,638	17,907	267,038	108,137	262,4	90,23

Les différentes pertes entre deux jeux de barres qui se suivent sont mentionnées dans le **Tableau 4**. Les pertes de puissances sont évaluées dans les deux sens d'écoulement de puissance entre ces différents jeux de barres, d'où les signes opposés des puissances. Il présente aussi le cumule des pertes actives et réactives de l'ensemble du réseau.

**Tableau 4 : Écoulements et pertes de puissances sur le réseau EDM à 12 JB sans CPV**

De JB à JB		P	Q	De JB à JB		P	Q	Perte en ligne	
		MW	Mvar			MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	5,838	4,406	2	1	-5,822	-4,305	0,016	0,101
2	3	-7,648	1,227	3	2	7,659	-1,16	0,01	0,067
3	4	-19,289	6,133	4	3	19,368	-5,631	0,079	0,502
7	8	-5,143	1,944	8	7	5,17	-1,87	0,027	0,073
7	9	-36,823	13,603	9	7	36,96	-13,227	0,137	0,376
6	5	43,633	-13,543	5	6	-41,899	18,214	1,735	4,672
6	7	-48,463	21,631	7	6	50,866	-15,14	2,403	6,491
4	5	-19,368	5,631	5	4	19,368	-1,451	0	4,18
5	10	8,611	-0,522	10	5	-8,611	1,618	0	1,097
10	11	8,611	-1,618	11	10	-8,409	1,923	0,201	0,304
11	12	2,259	-1,463	12	11	-2,23	1,508	0,029	0,044
Total								4,638	17,907

La **Figure 4** présente à travers un histogramme le module de la tension au niveau des différents nœuds pour une meilleure interprétation des résultats de l'écoulement de puissance (scénario A). Les valeurs de cette figure sont issues du **Tableau 3**.



**Figure 4 : Module de tension en p.u au niveau de chaque nœud (scénario A) sans CPV**

Les résultats de simulation de l'écoulement de puissance du RI sont présentés dans le **Tableau 5** pour le scénario A à douze (12) nœuds avec l'injection de la CPV à 100 % de sa capacité. Ceux des pertes en ligne correspondantes entre les différents jeux de barres sont mentionnées dans le **Tableau 6**.

**Tableau 5 : Résultats de l'écoulement de puissance sur le réseau à 12 nœuds avec CPV placé au JB Ségo-225**

JB	Tension	Angle	Injection		Générateur		Charge	
	pu	Degré	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1-Ferké	1	0	-24,315	9,72	-24,315	9,72	0	0
2-Sikasso	0,99	2,8266	-13,47	-1,651	0	5,009	13,47	6,66
3-Koutiala	0,99	5,3153	-11,63	-12,293	0	-9,283	11,63	3,01
4-Ségo-225	1,01	8,6686	31	18,32	31	18,32	0	0
5-Ségo150	0,95	20,3141	-13,92	13,968	0	19,318	13,92	5,35
6-Fana	0,95	26,5669	-4,83	8,089	0	10,489	4,83	2,4
7-Sirakoro	0,95	34,0451	8,9	0,407	40	23,607	31,1	23,2
8-Selingue	0,95	34,8601	5,17	-1,87	47	3,68	41,83	5,55
9-Balingue	0,95	34,6285	36,96	-13,227	174,2	26,253	137,24	39,48
10-Ségo63	0,9649	13,137	0	0	0	0	0	0
11-PointA	0,95	10,90,35	-6,15	0,459	0	3,099	6,15	2,64
12-Niono	0,95	9,7702	-2,23	1,508	0	3,448	2,23	1,94
Total			5,485	23,428	267,885	113,658	262,4	90,23

**Tableau 6 : Écoulements et pertes de puissances sur le réseau EDM à 12 JB avec CPV placé au JB Ségo-225**

De JB	A JB	P	Q	De JB	A JB	P	Q	Perte en ligne	
		MW	Mvar			MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-24,315	9,72	2	1	24,518	-8,424	0,202	1,296
2	3	-37,988	6,773	3	2	38,246	-5,117	0,258	1,656
3	4	-49,876	-7,176	4	3	50,368	10,285	0,492	3,109
7	8	-5,143	1,944	8	7	5,17	-1,87	0,027	0,073
7	9	-36,823	13,603	9	7	36,96	-13,227	0,137	0,376
6	5	43,633	-13,543	5	6	-41,899	18,214	1,735	4,672
6	7	-48,463	21,631	7	6	50,866	-15,14	2,403	6,491
4	5	-19,368	8,035	5	4	19,368	-3,725	0	4,31
5	10	8,611	-0,522	10	5	-8,611	1,618	0	1,097
10	11	8,611	-1,618	11	10	-8,409	1,923	0,201	0,304
11	12	2,259	-1,463	12	11	-2,23	1,508	0,029	0,044
Total								5,485	23,428

Les résultats de l'écoulement de puissance du scénario à huit (8) nœuds sans la centrale photovoltaïque (CPV) sont portés dans le **Tableau 7**. Les pertes en lignes de ce scénario à huit (8) nœuds sont mentionnées dans le **Tableau 8**.

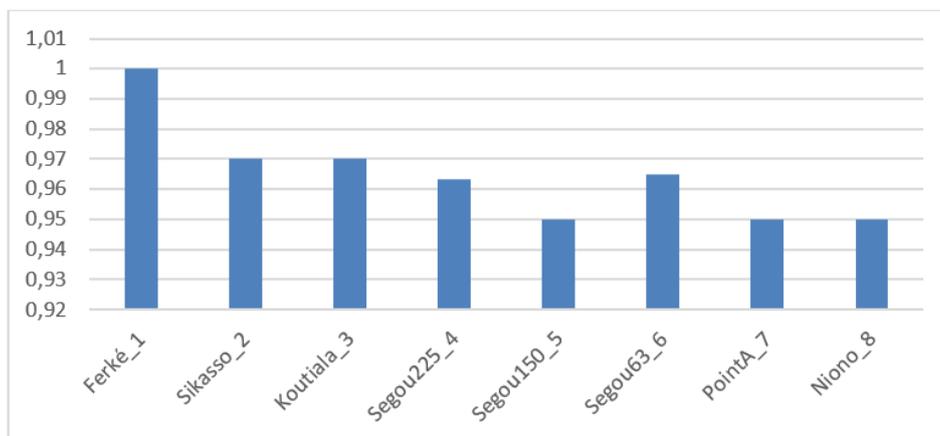
**Tableau 7 : Résultats de l'écoulement de puissance sur le réseau à 8 nœuds sans CPV**

JB	Tension	Angle	Injection		Générateur		Charge	
	pu	Degré	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1-Ferké	1	0	32,562	11,717	32,562	11,717	0	0
2-Sikasso	0,97	-3,4332	-13,47	-12,163	0	-5,503	13,47	6,66
3-Koutiala	0,97	-4,7052	-11,63	7,324	0	10,334	11,63	3,01
4-Ségou-225	0,9635	-5,1745	15,5	0	15,5	0	0	0
5-Segou150	0,95	-19,4249	-13,92	1,016	0	6,366	13,92	5,35
6-Segou63	0,9649	-26,602	0	0	0	0	0	0
7-PointA	0,95	-28,8355	-6,15	0,459	0	3,099	6,15	2,64
8-Niono	0,95	-29,9688	-2,23	1,508	0	3,448	2,23	1,94
Total			0,662	9,861	48,062	29,461	47,4	19,6

**Tableau 8 : Écoulements et pertes de puissances sur le réseau EDM à 8 JB sans CPV**

De JB	A JB	P		Q		De JB	A JB	P		Q		Perte en ligne	
		MW	Mvar	MW	Mvar			MW	Mvar	MW	Mvar		
1	2	32,562	11,717	2	1	-32,209	-9,454	0,353	2,263				
2	3	18,739	-2,71	3	2	-18,674	3,125	0,065	0,415				
3	4	7,044	4,199	4	3	-7,031	-5,113	0,014	0,086				
4	5	22,531	4,113	5	4	-22,531	1,538	0	5,61				
5	6	8,611	-0,522	6	5	-8,611	1,618	0	1,097				
6	7	8,611	-1,618	7	6	-8,409	1,923	0,201	0,304				
7	8	2,259	-1,463	8	7	-2,23	1,508	0,029	0,044				
Total										0,662	9,861		

L'histogramme du module de la tension au niveau des différents nœuds est présenté sur la **Figure 5**. Les valeurs utilisées sont issues du **Tableau 7**.



**Figure 5 : Tension en p.u. au niveau de chaque nœud (scénario B) sans CPV**

Les résultats de l'écoulement de puissance du scénario à huit (8) nœuds avec la centrale photovoltaïque (CPV) de 33 MWc de Ségou à 100 % de sa capacité sont présentés dans le **Tableau 9**. Le **Tableau 10** montre les pertes en lignes.

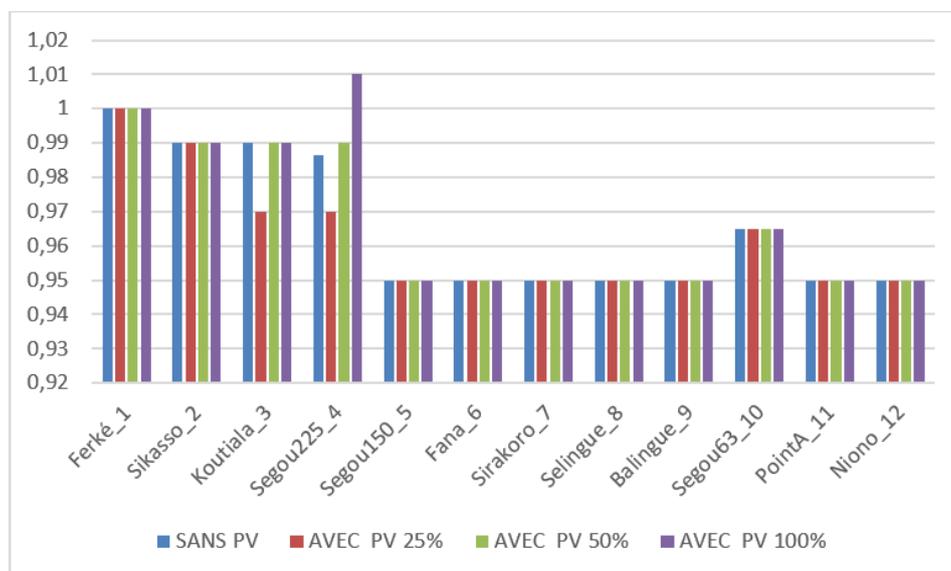
**Tableau 9 :** Résultats de l'écoulement de puissance sur le réseau à 8 nœuds avec CPV placé au JB Ségou-225

JB	Tension	Angle	Injection		Générateur		Charge	
	pu	Degré	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1-Ferké	1	0	16,787	2,928	16,787	2,928	0	0
2-Sikasso	0,99	-1,7865	-13,47	15,282	0	21,942	13,47	6,66
3-Koutiala	0,97	-1,8176	-11,63	-15,916	0	-12,906	11,63	3,01
4-Ségou-225	0,97	-1,1837	31	3,444	31	3,444	0	0
5-Ségou150	0,95	-15,3359	-13,92	0,375	0	5,725	13,92	5,35
6-Ségou63	0,9649	-22,5131	0	0	0	0	0	0
7-PointA	0,95	-24,7465	-6,15	0,459	0	3,099	6,15	2,64
8-Niono	0,95	-25,8799	-2,23	1,508	0	3,448	2,23	1,94
Total			0,387	8,08	47,787	27,68	47,4	19,6

**Tableau 10 :** Écoulements et pertes de puissances sur le réseau EDM à 8 JB avec CPV placé au JB Ségou-225

De JB	A JB	P	Q	De JB	A JB	P	Q	Perte en ligne	
		MW	Mvar			MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	16,787	2,928	2	1	-16,701	-2,379	0,086	0,549
2	3	3,231	17,661	3	2	-3,175	-17,303	0,056	0,359
3	4	-8,455	1,387	4	3	8,469	-1,293	0,015	0,094
4	5	22,531	4,737	5	4	-22,531	0,897	0	5,634
5	6	8,611	-0,522	6	5	-8,611	1,618	0	1,097
6	7	8,611	-1,618	7	6	-8,409	1,923	0,201	0,304
7	8	2,259	-1,463	8	7	-2,23	1,508	0,029	0,044
Total								0,387	8,08

Les **Figures 6** et **7** montrent les résultats de simulations du réseau sans la production de la centrale photovoltaïque (CPV), puis avec la CPV suivant sa contribution au RI à 25 % (7.75 MW), 50 % (15.5 MW) et 100 % (31 MW) de sa capacité pour les scénarios à 12 et 8 nœuds.

**Figure 6 :** Tension en p.u aux différents jeux de barres (JB) en fonction de la production de la CPV (scénario A)

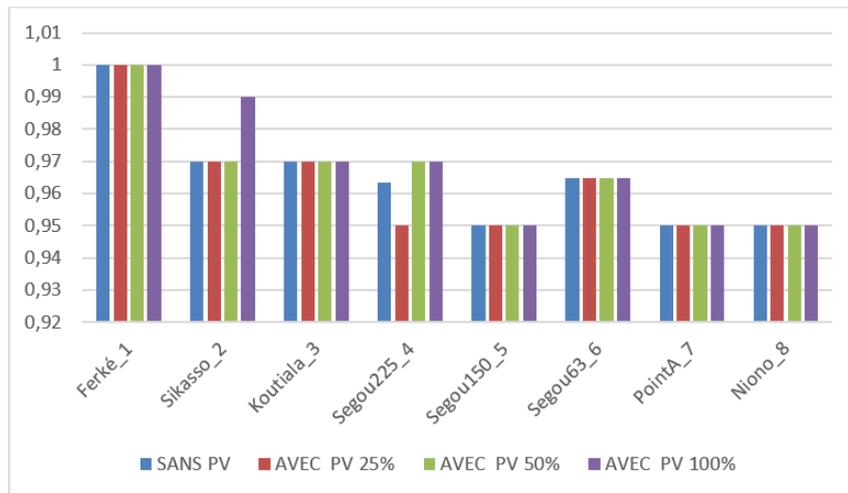


Figure 7 : Tension en p.u aux differents jeux de barres (JB) en fonction de la production de la CPV (scenario b)

## 4. Discussion

L'analyse des résultats des scénarios A et B porte sur l'avant et l'après injection de la production de la centrale photovoltaïque (CPV).

### 4-1. Avant injection de la production de la CPV dans le RI

Du point de vue observation générale des résultats du flux de charge (Load flow analysis) obtenus, il ressort que le scénario A est meilleur à B. En effet, la valeur du module de la tension chute, respectivement sur les **Figures 4 et 5**, à Sikasso (0.990 contre 0.970 pu), à Koutiala (0.990 contre 0.970 pu), à Ségou-225 (0.987 contre 0.964 pu), soit une chute d'environ 2 %. Les autres nœuds restent inchangés. Avec le scénario B, la chute de tension s'observe dès le premier nœud qui suit celui pris comme nœud de référence (3 %). Par contre avec le scénario A, la chute est d'environ 1 % jusqu'au troisième nœud après celui pris comme nœud de référence. Les pertes enregistrées entre les lignes dans le scénario A sont au total de l'ordre de 4.638 MW en puissance active et 17.907 Mvar en puissance réactive. Avec le scénario B, elles sont de 0.662 MW et 9.861 Mvar. En termes de pertes, le scénario B est meilleur. Cela peut s'expliquer en partie avec la diminution du nombre de paramètres entrant en jeu car le RI passe de 12 nœuds à 8.

### 4-2. Avec injection de la production de la CPV dans le RI

A partir des **Figures 6 et 7**, nous observons que l'injection de la production de la CPV dans les scénarios A et B fait augmenter le module de la tension au lieu d'injection à partir de 50 % de la capacité de production de la CPV, soit un taux de pénétration respectif de 4 et 12 %. Dans le cas du scénario B, en plus du nœud d'injection, le même impact est remarqué à Sikasso à 100 % de la capacité de la CPV. Sur les autres nœuds, la situation reste inchangée. Lorsque la CPV est en pleine production (100 % de sa capacité), le module de la tension à Ségou-225 (nœud d'injection) passe de 0.987 à 1.01 pu dans le scénario A et 0.964 à 0.970 pu dans le scénario B. Soit une augmentation d'environ 2 % dans le scénario A et 1 % dans [22, 26] avec des taux de pénétration minimum de 10 % observent le même phénomène. Dans le cas du scénario B, à Sikasso, le module de la tension augmente de 0.970 à 0.990 pu, soit une augmentation d'environ 2%. Les **Figures 6 et 7** montrent que, plus le taux de pénétration de la CPV augmente, il y a accroissement du module de la tension dans les deux scénarios au nœud d'injection Ségou-225. L'analyse des pertes en ligne du scénario A avec la

CPV connectée au nœud Ségou-225, fait ressortir une augmentation des pertes, qu'elles soient actives ou réactives mais plus remarquables avec le réactif. Les pertes actives passent de 4.638 MW sans la CPV à 5.485 MW avec la CPV à 100 % de sa capacité (*Tableaux 4 et 6*). Les pertes réactives passent de 17.907 Mvar sans la CPV à 23.428 Mvar avec la CPV à 100% de sa capacité (*Tableaux 4 et 6*). Cette augmentation des pertes, effet joule aidant, pourrait être due à la localisation de la CPV, d'où la nécessité de l'optimisation du point d'injection des CPVs avant le choix du site. Par contre, après analyse des pertes en ligne du scénario B, une diminution des pertes en lignes est observée. Les pertes actives passent de 0.662 MW sans la CPV à 0.387 MW avec la CPV à 100 % de sa capacité (*Tableaux 8 et 10*). Les pertes réactives à leurs tours passent de 9.861 MVar à 8.08 MVar dans les mêmes conditions (*Tableaux 8 et 10*). En effet, avec le scénario B, le taux de pénétration s'améliore à 24 % car la puissance totale passe de 391.2 MW à 131 MW avec le retrait du RI de certaines centrales de production d'électricité (*Figure 3*). La diminution des pertes en ligne est due à l'évolution du taux de pénétration de la CPV dans le RI. Cela est confirmée par les études de [26, 32]. Pour Sara et al, la meilleure performance de l'injection d'une CPV est obtenue à 30 % du taux de pénétration mais elle devient néfaste au-delà de 40 %. Pour Sk Abdul Aleem et al., les effets de la pénétration du PV deviennent évidents lorsqu'elle dépasse 15 %. C'est pourquoi les pertes actives et réactives diminuent dans le scénario B avec un taux de pénétration plus grand à 24 %. Dans les deux scénarios A et B, lorsque la CPV produit à 25 % de sa capacité (7.75 MW), soient un taux de pénétration réduit respectivement à 2 % et 6 %, le module de la tension est inférieur à celui d'avant injection à Ségou-225 (*Figures 6 et 7*). Ces scénarios représentent le passage des nuages sombres et brusques. La tension de l'ensemble des nœuds dans les deux scénarios est comprise dans une plage admissible de  $\pm 5$  % de la tension nominale en HTB. Dans le scénario A, cette valeur est très limite. Elle est à -5 % à Niono, Point A, Balingué, Sirakoro, Fana, Selingué et Segou-150 avec et sans la CPV, de même, dans le scénario B, pour ces mêmes nœuds. En ces points, il serait judicieux de renforcer les compensateurs présents afin d'améliorer la qualité du service lorsque la demande serait plus forte.

## 5. Conclusion

Les impacts de l'injection d'une centrale photovoltaïque (CPV) de 33 MWc dans le réseau interconnecté (RI) du Mali ont été simulés en régime statique dans MATLAB. Les résultats de simulation pour la CPV en pleine production, montrent que le module de la tension augmente d'environ 2 % dans le scénario A, (12 nœuds) et 1 % dans le B (8 nœuds). Avec ou sans la CPV, la tension à tous les nœuds reste dans la limite de  $\pm 5$  % admissible en HTB. Dans le scénario A, les pertes actives et réactives croissent respectivement de 4.638 MW sans la CPV à 5.485 MW et de 17.907 Mvar sans la CPV à 23.428 Mvar. Par contre, après analyse des pertes en ligne du scénario B, une diminution a été observée avec un taux de pénétration de la CPV passant de 8 à 24 %. Les pertes actives et réactives passent respectivement de 0.662 MW sans la CPV à 0.387 MW avec la CPV et de 9.861 Mvar à 8.08 Mvar. L'amélioration des profils de tension observés prouvent la nécessité de la CPV dans le RI du Mali. La démarche à travers le power flow peut aider tous les acteurs du domaine à faire des mesures régulières et des études à travers les données récoltées.

## Références

- [1] - ASTERIOS PAPAGEORGIOU, ARCHANA ASHOK, TABASSOM HASHEMI FARZAD, CECILIA SUNDBERG, *Rev. Applied Energy*, Vol. 268, (2020) 114981
- [2] - AMIT KUMAR YADAV, HASMAT MALIK, S. M. SUHAIL HUSSAIN and TAHA SELIM USTUN, *IEEE Access*, Vol. 9 (2021) 60077 - 60088
- [3] - WAQAS AHMED, JAMIL AHMED SHEIKH, M. A. PARVEZ MAHMUD, *Rev. Energies*, 14 (17) (2021) 5348
- [4] - MINISTERE DES MINES DE L'ENERGIE et DE L'EAU (du Mali), "Prospectus d'investissement de l'énergie durable pour tous SEforALL du mali", BAMAKO (2019) 5 p.
- [5] - AGENCE INTERNATIONALE POUR LES ENERGIES RENOUVELABLES, "Évaluation de l'état de préparation aux énergies renouvelables", (septembre 2019) 24 - 28
- [6] - KARI LAPPALAINEN, SEPPO VALKEALAHTI, *Solar Energy*, Vol. 158, (2017) 455 - 461
- [7] - DAMIEN PICAULT, "Reduction of mismatch losses in grid-connected photovoltaic Systems using alternative topologies", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique, Grenoble, (2010)
- [8] - BAGUI DIARRA, EDGAR BLAUSTEIN, "Plan d'Action National d'Energies Renouvelables (PANER) Mali, CERECC/CEDEAO, Version finale", (Novembre 2015) 140 p.
- [9] - BAGUI DIARRA, EDGAR BLAUSTEIN, "Programme d'Action National d'Energie, Durable pour Tous (SE4ALL) du Mali, CERECC/CEDEAO, Version finale", (Novembre 2015) 63 p.
- [10] - ZETTY ADIBAH KAMARUZZAMAN, AZAH MOHAMED, HUSSAIN SHAREEF, *University Kebangsaan Malaysia*, Vol. 2015, N°1 (2015) 1 - 8
- [11] - A. OLOULADE, A. MOUKENGUE IMANO, A. VIANOU, R. BADAROU, *Rév. Sci, Technol et Dévelop, Edition spéciale*, (2016) 87 - 90
- [12] - MERYEME AZAROUAL, M. OUASSAID and MOHAMED MAAROUFI, *International Journal of Photoenergy*, Vol. 2021, (2021) 20 p., <https://doi.org/10.1155/2021/5591456>
- [13] - HAMADI ABDI, SOHEIL DERAFSHI BEIGVAND, MASSIMO LA SCALA, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 71, (2017) 742 - 766
- [14] - XUAN-LINH DANG, "Contribution à l'étude des systèmes Photovoltaïque (PV)/Stockage distribués. Impact de leur intégration à un réseau fragile", Thèse de doctorat, Université de Cachan (France), (2014) 21 p.
- [15] - REFDINAL NAZIRA, K KANADA, SYAFIIA, P. COVERIA, *Energy Procedia*, 68 (2015) 77 - 86
- [16] - OSCAR DANILO MONTOYA, L. F. GRISALES-NOREÑA, D. GONZÁLEZ-MONTOYA, C. A. RAMOS-PAJA, ALEJANDRO GARCES, *Electric Power Systems Research*, Vol. 163, (2018) 375 - 381
- [17] - YING-YI HONG, FAA-JENG LIN, TI-HSUAN YU, *IET Renew. Power Gener.*, Vol. 10, (2016) 221 - 227
- [18] - J. M. SALLEH, N. A. RAHMAT, N. H. MARZUKI, O. F. OTOH, *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)*, Vol. 9, (2019) ISSN : 2249 - 8958
- [19] - ABHIMANYU KUMAR, ABHISHEK KUMAR, RAMMOHAN MALLIPEDDI and DONG-GYU LEE, *Energie*, 15 (24) (2022) 9348 p., <https://www.mdpi.com/journal/energies>
- [20] - ADNAN HUSSEIN ALI, HASSAN SALMAN HAMAD, ALI ABDULWAHHAB ABDULRAZZAQ, *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, Vol. 8, N° 6 (2018) 4847 - 4854
- [21] - OMAR MOHAMMED BENAÏSSA, SAMIR HADJERI, SID AHMED ZIDI, *International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)*, 8 (1) (2017) 392 - 401
- [22] - ELYAS RAKHSHANI, KUMARS ROUZBEHI, ADOLFO J. SANCHEZ, ANA CABRERA TOBAR and EDRIS POURESMAEIL, *Energies*, 12 (8) (2019) 1425 p.
- [23] - AMER BRAIK, ASAAD MAKHALFIH, AG SUFIYAN ABD HAMID, KAMARUZZAMAN SOPIAN and ADNAN IBRAHIM, *AIMS Energy*, 10 (2) (2022) 236 - 253

- [24] - MAHAMAT ADOUM ABDOULAYE, GABRIEL JEAN PHILIPPE TEVI, DJICKNOUM DIOUF, AMADOU SEIDOU MAIGA, *Journal of Power and Energy Engineering*, Vol. 8, (2020) 55 - 70
- [25] - LENNART HARNEFORS, ALEJANDRO G. YEPES and FREDE BLAABJERG, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 4 (1) (2015) 116 - 125
- [26] - SARA EFTEKHARNEJAD, VIJAY VITTAL, GERALD THOMAS HEYDT, BRIAN KEEL and JEFFREY LOEHR, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 28 (2) (2013) 893 - 901
- [27] - ABDELAZIZ SALAH SAIDI, KHADIJA BEN-KILANI, MOHAMED ELLEUCH, *European Journal of Electrical Engineering*, Vol. 18, (2016) 117 - 138
- [28] - MAJID GHAFARIANFAR and AMIN HAJIZADEH, *Energies*, 11 (8) (2018) 1960 p.
- [29] - ABDELAZIZ SALAH and SAIDI, *Ain Shams Engineering Journal*, 13 (2) (2022) 101537 p.
- [30] - EDM-sa, "Rapport annuel d'activités 2020 (Compte rendu technique)", Energie du Mali, Bamako, (2020) 7 p.
- [31] - AMBADJIGNA HERVE SOMBORO, OUSMANE SOUMAORO et MALIKI GUINDO, *Afrique SCIENCE*, 19 (6) (2021) 89 - 101, <http://www.afriquescience.net>
- [32] - ALEEM, SK ABDUL, SM SUHAIL HUSSAIN and TAHA SELIM USTUN, *Energies*, 13 (3) (2020) 636 p.