

## Etude de faisabilité de l'insertion d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau de distribution de Ghardaïa

K. Kadda Touati-Bergheul<sup>1\*</sup>, M. Boudour<sup>2</sup>, A. Hadj Arab<sup>1</sup> et A. Malek<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Division de l'Energie Solaire Photovoltaïque  
Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER  
B.P. 62, Route de l'Observatoire, 16340, Bouzaréah, Algiers, Algeria

<sup>2</sup> Laboratoire des Systèmes Electriques et Industriels, LSEI  
Université de la Science et de la Technologie Houari Boumediene,  
B.P. 32, El Alia, 16111, Bab Ezzouar, Algiers, Algeria

(reçu le 23 Novembre 2013 – accepté le 30 Juin 2014)

**Abstract** - The fault current contribution of photovoltaic 'PV' systems in the distribution network has a direct impact on their protection, which can change the thresholds adjusting protection. Therefore, selectivity and sensitivity of the protections can be highly disturbed, and may cause unwanted tripping of an appropriate circuit or circuit breaker failure protection, and create problems of create several problems such as, overloads on transport lines or transformers, and voltage drops on the substations. The objective of this work is to study the static and dynamic behavior of the electrical distribution network of Ghardaia site which consists of 29 substations while taking into consideration the introduction of 20 MW PV of power plant planned to inter into service in horizon 2015. This work will focus particularly on the impact on total loss, voltage profile and the effect of the PV power injection at the level of the medium voltage busbars on short circuit currents. In order to find the best location of the future PV power plant of Ghardaia as well their impact of on the voltage distribution, the results of total loss assessment and voltage obtained by solving load flow problem are used.

**Résumé** – La contribution des générateurs photovoltaïques 'GPV' au courant de défaut dans un réseau de distribution a des conséquences directes sur leur protection et modifiera, par conséquent, le réglage des seuils de protection. La sélectivité et la sensibilité des protections peuvent être fortement perturbées et provoquées le déclenchement intempestif d'un circuit sain ou l'aveuglement de la protection d'un circuit en défaut, et engendrera des problèmes de surcharges sur les lignes de transport, les transformateurs de puissance et des chutes de tension. L'objectif de ce travail est d'étudier le comportement du réseau de distribution électrique de 29 départs sur le réseau électrique du site de Ghardaïa, suite à l'insertion d'une centrale solaire photovoltaïque de 20 MW, dont la mise en service est programmée pour l'année 2015. Ce travail se focalisera particulièrement sur les conséquences engendrées au niveau des pertes de puissance, de la tension et de l'effet de l'injection au niveau des postes, et sur les courants de court-circuit. Les résultats de simulations d'évaluation des pertes de puissance globales du réseau de distribution, ainsi que le calcul de la tension dans chaque nœud par la résolution du problème d'écoulement des charges permettront d'évaluer l'impact de l'insertion du photovoltaïque sur la tension du réseau moyenne tension et la puissance de court-circuit du réseau, et de déterminer le meilleur emplacement de la future centrale PV de Ghardaïa.

**Mots clés:** Centrale PV de Ghardaïa - Injection sur le réseau MT - Ecoulement de puissance.

---

\* k.kadda-touati@gmail.com

## 1. INTRODUCTION

Depuis plus d'une vingtaine d'années, une attention toute particulière est portée sur l'étude des réseaux électriques afin d'améliorer leur qualité de service, leur sécurité et leurs performances. En effet, les réseaux deviennent de plus en plus complexes avec l'apparition de nouvelles sources d'énergie de nature diverse (photovoltaïque, éolienne, CSP...).

De plus, le nouveau contexte politique, économique et énergétique en Algérie favorise l'insertion des énergies renouvelables (ENR) dans les réseaux électriques, qui prévoit une part des ENR de 40% à l'horizon 2030, soit 4219 MW à l'horizon 2022, avec une énergie produite de 71 TWh.

Toutefois l'insertion de ces nouvelles sources d'énergies dans les systèmes électriques et l'accroissement de la production d'énergie renouvelable fera naître, dans le domaine de la gestion et de l'exploitation des systèmes, des problèmes techniques ignorés jusque-là, tout en sachant que l'intégration de la production décentralisée conduit à un fonctionnement bidirectionnel des réseaux traditionnellement conçus pour n'acheminer l'énergie que dans un sens, faisant émerger des besoins de renforcement.

Entre autres, le sectionnement, la commande et la protection des réseaux électriques se fait par l'intermédiaire de l'appareillage défini par les paramètres assignés de tension, courant et de la fréquence. Cependant le calcul de la puissance de court-circuit en un point donné d'une installation est plus important du fait que la puissance de court-circuit dépend directement de la configuration du réseau et de l'impédance de ses composants: lignes, câbles, transformateurs, moteurs....

Tous ces ouvrages auront pour effet de modifier les courants de court-circuit, à cause de l'augmentation de la puissance injectée dans le réseau d'une part, et la diminution de l'impédance du réseau d'autre part.

Les simulations d'évaluation des pertes de puissance permettent de déterminer le meilleur emplacement du système photovoltaïque à installer avec un minimum de pertes.

## 2. DONNEES DE LA CENTRALE PV DE GHARDAIA

La mise en service de centrales photovoltaïques dans un réseau de distribution électrique élargit le rôle du distributeur. En plus de sa fonction traditionnelle de répartiteur de l'énergie produite par les gros producteurs, le distributeur assure maintenant le rôle de compensateur entre les excédents et les insuffisances de la production d'électricité d'origine solaire.

Le but de ce dimensionnement est de connaître les critères de conception d'une centrale en modules photovoltaïques connectée au réseau électrique, dans le but de déduire et d'estimer l'énergie électrique injectée dans le réseau de distribution de la région de Ghardaïa, située à 600 km au sud d'Alger.

Le modèle de simulation adopté, de l'ensemble des éléments électriques constituant une centrale photovoltaïque de 20 MW raccordée au réseau électrique moyen tension 30 kV de Ghardaïa, contient une représentation détaillée des composants principaux du système (le générateur photovoltaïque, l'onduleur de tension, et le réseau électrique moyenne tension de distribution de Ghardaïa). Les coordonnées géographiques sont définies au **Tableau 1**.

**Tableau 1:** Coordonnées géographiques de Ghardaïa

<b>Latitude</b>	32°38'00''N
<b>Longitude</b>	03°81'00''O
<b>Altitude</b>	450 m

Le choix du générateur photovoltaïque sera déterminé en fonction des caractéristiques suivantes: - Orientation- Sud et – Inclinaison- 32° à la latitude du lieu.

Les modules seront disposés plein sud. L'angle d'inclinaison sera de 32° qui correspond à la latitude du lieu de Ghardaïa, ce qui permettra de capter le maximum de rayonnement solaire pour la latitude de l'exploitation.

## 2.1 Hypothèses de calcul

Les calculs sont effectués sur la base des hypothèses de calcul suivantes:

Ombrage- Il n'y a pas d'ombrage sur le champ de modules photovoltaïques;

Pertes thermiques- Le coefficient de convection autour des modules a été fixé à 29 W/m<sup>2</sup>.K. Il correspond à la valeur communément admise pour des capteurs 'nus' avec circulation tout autour.

Pertes dues aux transformateurs élévateurs externes- Le raccordement au réseau s'effectuera en 30 kV. De ce fait, la présence de transformateurs élévateurs est indispensable. Les pertes dues aux transformateurs sont estimées à 0.1 % pour les pertes fer et 1 % pour les pertes résistives.

Pertes d'efficacité des modules- Par défaut, ces pertes sont estimées à 1 %.

Facteur d'encrassement- Ces pertes ont été estimées à 3 %, justifiées par la présence de sable. L'encrassement peut diminuer sensiblement la production, notamment en période de pollinisation.

## 2.2 Données météorologiques

Station de référence- Les valeurs à retenir pour les calculs sont des données réelles journalières et mensuelles sur une période de 6 années, mesurées sur le site de Ghardaïa.

Irradiation solaire- Permet de connaître l'énergie moyenne produite annuelle sur une surface orientée plein sud et inclinée d'un angle égal à la latitude du lieu en fonction de la zone, et s'exprime en (kWh/m<sup>2</sup>) par jour. Les données d'irradiation solaire, calculées à partir de valeurs recueillies, sont en kWh/m<sup>2</sup>.

Température- Les données de température sont des données réelles mesurées sur le lieu même de Ghardaïa sur la période 2005-2006. Ces valeurs sont en °C.

## 2.3 Caractéristiques du module photovoltaïque polycristallin

Le choix des modules s'est porté sur la technologie polycristalline de la marque Yingli dont les caractéristiques électriques à 1000 W/m<sup>2</sup> et 25 °C sont, [4]:

**Tableau 2:** Caractéristiques électriques des modules

<b>Modules silicium polycristallin Yingli ( 250 Wc )</b>	
Puissance nominale, P <sub>MPP</sub>	250 W
Tension nominale, V <sub>MPP</sub>	32.3 V
Courant nominal, I <sub>MPP</sub>	7.71 A

Tension de circuit ouvert, $V_{co}$	40.9 V
Courant de court-circuit, $I_{cc}$	8.33 A
Tolérance de puissance	-/+ 3 %
Tension maximale du système	1000 V DC
Coefficient de température de $I_{cc}$	+0.06 %/K
Coefficient de température de $V_{co}$	-0.45 %/K
Rendement	15.57

## 2.4 Données technique de l'onduleur

Le choix des onduleurs s'est porté sur le type suivant, [4]:  
SMA Sunny Central, de puissance 250 kW.

**Tableau 3:** Caractéristiques électriques des onduleurs choisis

Caractéristiques techniques	
<b>Entrée DC</b>	
Puissance PV nominale, DC	262 kW
Puissance PV maximale	290 kW <sub>C</sub>
Tension d'entrée MPP max. admissible	820 V
Tension d'entrée MPP nom. admissible	500 V
Tension d'entrée MPP min. à $P_{Nom}$	450 V
Courant d'entrée PV max. admissible	591 A
Courant nominal, $I_{MPP}$	7.71 A
Tension de circuit ouvert, $V_{co}$	40.9 V
<b>Sortie AC</b>	
Puissance nominale, AC	250 kW
Tension nominale, AC	400 V, 3 pha.
Puissance maximale, AC	250 kW
Fréquence du réseau, AC (plage)	50 Hz
Courant de sortie nominal	361 A
Courant de sortie max.	361 A
Cos $\varphi$ à 20% de charge	0.99
Rendement max.	96.1%+Trans
Rendement selon normes européennes	95.3%
Température	-10°C-+45°C

## 3. DESCRIPTION DU SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE RACCORDE AU RESEAU MT DE GHARDAÏA

Le générateur photovoltaïque de la centrale connectée au réseau de distribution de Ghardaïa, est composé de 85000 modules en poly-cristallins de 250 W<sub>c</sub>, répartis en 20 sous-ensembles de 1 MW, chacun est constitué de:

- 59 branches de modules en parallèle de 17 Modules en série (soit 1003 modules)

➤ Un onduleur central SMA (Sunny central 250 kW) avec MPPT

Les modules photovoltaïques seront câblés par 'chaînes', puis chacune de ces chaînes sera reliée aux onduleurs au moyen de boîtes de jonction. Les onduleurs sont centralisés et raccordés sur le tableau AC.

Ils seront placés dans un local technique protégé et contrôlé (notamment pour le contrôle de poussière), et seront munis d'un système de découplage qui permettra de couper le fonctionnement des onduleurs en cas d'anomalie détectée sur le réseau public.

L'énergie générée, est mesurée par un compteur électrique triphasé, qui permet de fournir l'énergie pour déduire les consommations possibles de l'installation, pendant le Stand-by nocturne de l'onduleur, principalement.

Les résultats de la simulation obtenus sont énumérés dans le **Tableau 4**:

**Tableau 4:** Caractéristiques de l'installation

Puissance Totale	18798 kW <sub>C</sub>
Puissance Totale par champ	250.750 kW <sub>C</sub>
Nombre de modules	1003
Nombre total de modules	85000
PR	77.9 %
Production	14272 MWh/an
Productible	672 kWh/kW <sub>C</sub> /an
Puissance onduleur	20 unités de 250 kW
Pertes du système	0.11 kWh/kW <sub>C</sub> /j
Surface totale des modules	152312 m <sup>2</sup>

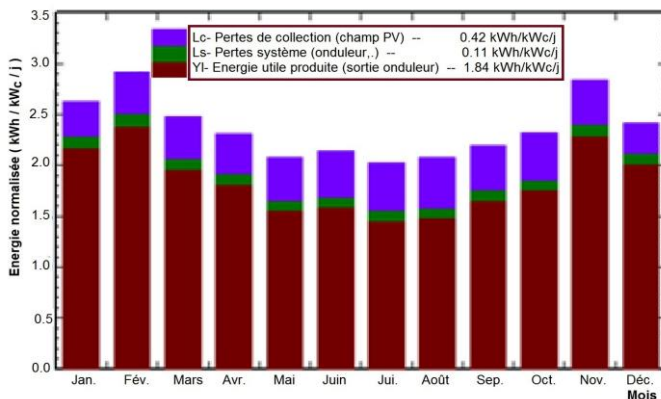


Fig. 1: Production photovoltaïque (par kW<sub>C</sub> installé)

#### 4. MODE DE RACCORDEMENT AU RESEAU DE DISTRIBUTION 30 kV

Au regard de la puissance installée de 20 MW, le raccordement devra s'effectuer en HTA (30 kV) d'après la norme C13-100, et C 13-200 et nécessitera l'installation d'un

transformateur élévateur BT/HTA. Ce dernier sera implanté dans le poste à proximité immédiate des onduleurs.

La centrale de Ghardaïa débitera sur le réseau de distribution moyenne tension 30 kV de la région Ghardaïa/Laghouat. Ce réseau comprend un ensemble de lignes aériennes et souterraines, de postes et d'appareillages électriques haute et basse tensions.

Le réseau de distribution de la région Ghardaïa est constitué de:

- Un poste THT (220/60/30 kV) situé à Ghardaïa Ville et équipé de deux transformateurs de puissance  $2 \times 120$  MVA (Etage 220/60 kV) et deux autres transformateurs de puissance  $2 \times 40$  MVA (Etage 60/30 kV).
- Un poste simplifié (60/30 kV) situé dans la zone industrielle de Ghardaïa Ville et équipé de deux transformateurs de puissance respective 30 MVA et 40 MVA. (alimenté à partir de Ghardaïa à travers la ligne qui alimente actuellement la cabine mobile).
- Une cabine mobile (60/30 kV) situé à Berriane à environ 40 km de Ghardaïa Ville, alimenté à partir du poste source 220/60/30 kV, et équipé d'un transformateur de 20 MVA.

La charge totale de Ghardaïa pour l'année 2013 est de 105 MW avec un facteur de puissance de 0.9.

## **5. CALCUL DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE DU RESEAU DE DISTRIBUTION DE GHARDAÏA**

L'étude de l'écoulement des charges (load flow) permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal équilibré en régime permanent. Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles transitant dans les lignes, en déduisant les pertes et les courants. Les études de l'écoulement de puissance permettent donc de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques, ainsi que les opérateurs de ces réseaux.

### **5.1 Description de la méthode des flux de charge basé sur le balayage avant/arrière**

La méthode de l'écoulement de puissance est une méthode efficace et rapide, car elle utilise une technique nouvelle de la matrice de transformation, qui permet la détermination des flux dans les branches du réseau de distribution radiale.

Par conséquent, elle fait référence à la méthode de balayage des flux de l'avant vers l'arrière, qui utilise le balayage vers l'avant pour le calcul de la tension et de balayage vers l'arrière pour le calcul du flux de branche.

Le réseau de distribution est un graphe orienté antisymétrique  $G = (N, B)$ , sans boucle et dans lequel il existe:

- Un nœud ou sommet  $k_1$  sans prédécesseur nommé entrée ou source du réseau.
- Un sommet  $k_k$  sans successeur nommé sortie ou puits du réseau.

Graphiquement, les sommets  $b = (i, j)$  par un trait reliant  $i$  à  $j$ .

On appelle graphe orienté ou digraphe  $G = (N, B)$  la donnée d'un ensemble  $N$  dont les éléments sont appelés sommets (nœuds) et d'une partie  $B$  de  $n \times n$  dont les éléments sont appelés arcs ou arêtes (branches).

Cette méthode nécessite un schéma d'identification de réseau pour identifier les nœuds et les branches au-delà d'un nœud, ce qui est essentiel pour déterminer le courant ou la puissance à travers les branches. Cette méthode est très efficace, car elle n'implique que l'expression algébrique simple de la tension et des courants.

### 5.2 Flux de courant basé sur la méthode de balayage avant/arrière

Le courant de branche  $I_k$  dans n'importe quelle branche  $k$  et la tension dans le nœud ( $V_{k+1}$ ) au nœud ( $k + 1$ ) peut être exprimé par l'équation suivante:

$$I_k = \sum_{i \in NB_k} I_{Li} \quad (1)$$

$$V_{k+1} = V_{k+1} - I_k \times Z_k \quad (2)$$

Où  $NB_k$  est l'ensemble de tous les nœuds en aval au-delà du nœud  $k$  et  $I_{Li}$  est le courant de charge dans n'importe quel nœud en aval  $i$ .

$I_{Li}$  peut être calculé par la relation suivante:

$$I_{Li} = (S_i / V_i) \quad (3)$$

La tension d'un nœud peut être calculée par l'équation (2) en effectuant le balayage vers l'avant.

En négligeant les courants de charge de toutes les branches, alors le courant de branche à travers n'importe quelle branche  $k$  est égal à la somme des courants de charges de tous les nœuds au-delà de la branche  $k$ .

### 5.3 Flux de puissance basé sur la méthode de balayage avant/arrière

Dans cette méthode, les tensions des nœuds sont calculées par le balayage avant basé sur les flux de puissances à travers les branches au lieu des flux de courants.

L'énergie fournie à travers le nœud  $k$  doit satisfaire à l'exigence de puissance de toutes les charges connectées au-delà de  $k^{\text{ème}}$  nœud, y compris sa propre charge avec la perte de puissance de la branche avant de  $k^{\text{ème}}$  nœud.

Si  $P_{Ln}$  et  $Q_{Ln}$  représentent respectivement les demandes de puissance active et réactive au nœud  $n$ , alors la puissance réelle totale ( $P_k$ ) et la puissance réactive ( $Q_k$ ) au nœud  $k$  peuvent s'écrire tel que

$$Q_k = \sum_{n \in NL_k} Q_{Ln} + \sum_{m \in NB_k} Q_{b_m} \quad (4)$$

$$P_k = \sum_{n \in NL_k} P_{Ln} + \sum_{m \in NB_k} P_{b_m} \quad (5)$$

Où  $NL_k$  est l'ensemble de tous les nœuds en aval au-delà du  $i^{\text{ème}}$  nœud et  $NB_k$  est l'ensemble de toutes les branches aval au-delà du  $i^{\text{ème}}$  nœud.

Dans (4) et (5), la première sommation représente la charge totale au-delà du  $i^{\text{ème}}$  nœud et la seconde somme représente le total des pertes dans toutes les branches au-delà du  $n^{\text{ème}}$  nœud.

Les pertes de puissance actives ( $P_{bk}$ ) et réactive ( $Q_{bk}$ ) dans n'importe quelle branche  $k$  est donnée par:

$$P_{bk} = r_k (P_{k+1}^2 + Q_{k+1}^2) / V_{k+1}^2 \quad (6)$$

$$Q_{bk} = x_k (P_{k+1}^2 + Q_{k+1}^2) / V_{k+1}^2 \quad (7)$$

La tension en tout  $(k+1)^{\text{ème}}$  nœud peut être déterminée en utilisant la relation suivante:

$$\left| V_{k+1}^2 \right| = \left\{ \begin{array}{l} \left( r_k P_k + x_k Q_k - \frac{|V_k^2|}{2} \right)^2 - (r_k^2 + x_k^2) (P_k^2 + Q_k^2)^{0.5} \\ - \left( r_k P_k + x_k Q_k - \frac{|V_k^2|}{2} \right) \end{array} \right\} \quad (8)$$

La puissance fournie par le  $k^{\text{ème}}$  nœud,  $P_k$  peut être déterminée en flèche arrière.

En première itération,  $P_{bk}$  et  $Q_{pk}$  sont initialisées à zéro dans le calcul de  $P_k$  et  $Q_k$  pour éviter toute estimation initiale de tension.  $P_k$  Après le calcul de puissance alimentée à travers des nœuds de balayage vers l'arrière, les grandeurs des tensions sont calculées en balayant vers l'avant de manière récursive à l'aide de l'équation (8).

Dans cette technique, le calcul de l'énergie fournie ( $P_k, Q_k$ ) à travers n'importe quel nœud  $k$  nécessite l'identification de toutes les branches et les nœuds au-delà de ce nœud  $k_e$ .

La méthode de calcul de l'écoulement de charge proposée a été mise en application sous environnement Matlab, et a été validée par le logiciel Eurostag.

La ligne radiale avec ramifications qui a été considérée est une ligne moyenne tension. Elle est composée de 29 nœuds, et sa tension de service est de 30 kV.

**Tableau 5:** Matrice de connectivité de la ligne

Branches	SE(i)	RE(i)	Branches	SE(i)	RE(i)
JdB 220-JdB60	0	1	Départ O.Nechou	3	15
JdB 60-JdB301	1	2	Départ Daya	3	16
JdB 60-JdB302	1	3	Départ Berriane	4	17
JdB 60-JdB303	1	4	Départ Guerrara	4	18
JdB 60-JdB304	1	5	Départ Laoui	4	19
Départ SidiAbaz	2	6	Départ Zone Sud	5	20
Départ Mlika	2	7	Départ Ville	5	21
Départ CT2	2	8	Départ Metlili2	5	22
Départ El Atteuf	2	9	Départ Université	5	23
Départ SNTV	3	10	Départ Z. Activité	5	24



Départ SP3-1	3	11	Départ Zone Nord	5	25
Départ SP3-2	3	12	Départ Metlili 1	5	26
Départ Bensmara	3	13	Départ SNS	5	27
Départ Bouhraoua	3	14	Départ O.Noumer	5	28

Pour une branche 'i' donnée, SE(i) est son nœud source et RE(i) RE (i), son nœud récepteur. Les calculs sont faits en unités relatives (pu), les tensions et les puissances apparentes de base sont :

$$V_{base} : 30 \text{ kV}$$

$$S_{base} : 105 \text{ kVA}$$

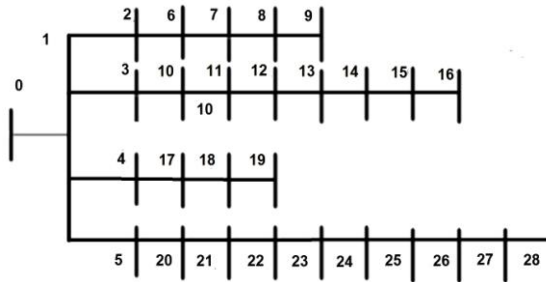


Fig. 2: Schéma de l'écoulement des charges du réseau 29 nœuds de Ghardaïa

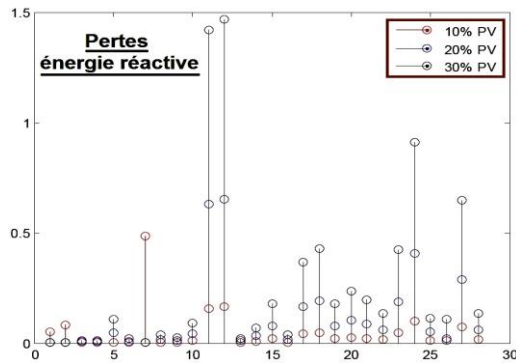


Fig. 3: Pertes énergie active

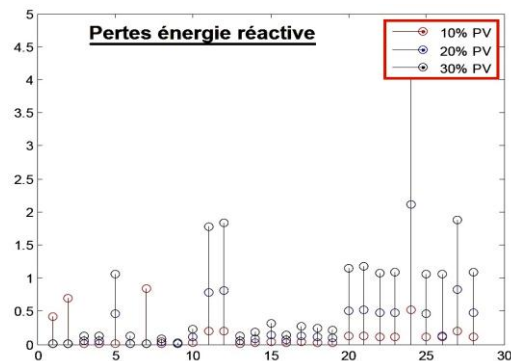


Fig. 4: Pertes énergie réactive

## 6. CALCUL DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT

Pour choisir convenablement les appareils de coupure (disjoncteur ou fusibles) et régler les fonctions de protection, trois valeurs du courant de court-circuit doivent être connues:

**1. Courant de court-circuit minimal-** Sa valeur permet de choisir le réglage des seuils des protections à maximum de courant et les fusibles

**2. Valeur efficace du courant de court-circuit maximal-** Cette valeur correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes aval de l'appareil de coupure (kA) pour 1 ou 3 sec. et sert à définir la tenue thermique que doivent supporter les matériels.

**3. Valeur crête du courant de court-circuit maximal-** C'est la valeur de la première crête de la valeur transitoire-  $I_{dyn} = (kA_{crête})$ .

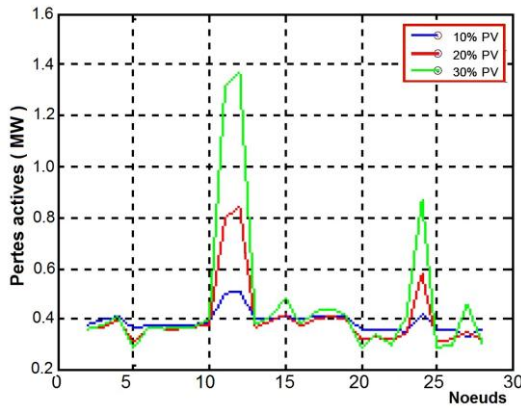


Fig. 5: Pertes énergie active (Validation par Eurostag)

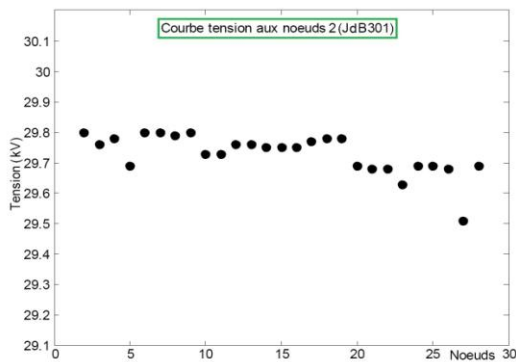


Fig. 6: Tension au nœud 2 (JdB301)

Selon la norme CEI: En moyenne tension et en haute tension, les valeurs de courant de court-circuit  $I_{cc}$  maximales sont calculées en appliquant le coefficient de 1.1

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \times U} \tag{9}$$

$$I_{cc} = 1.1 \times \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} = \frac{E}{Z_{cc}} \tag{10}$$

Avec  $Z_{cc} = \sqrt{(R^2 + X^2)}$  (11)

R : Résistance de la ligne et X : Réactance de la ligne.

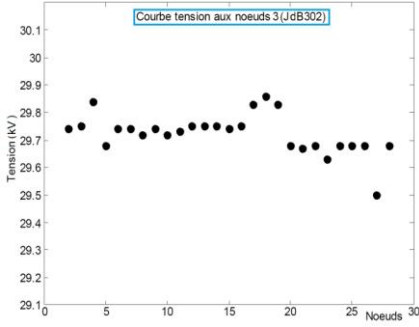


Fig. 7: Tension au nœud 3 (JdB302)

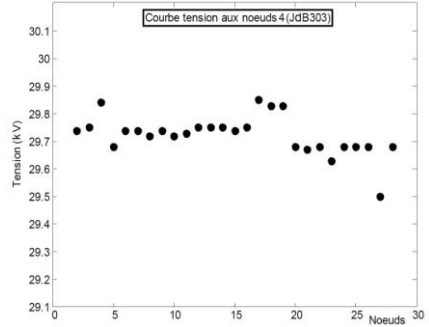


Fig. 8: Tension au nœud 4 (JdB303)

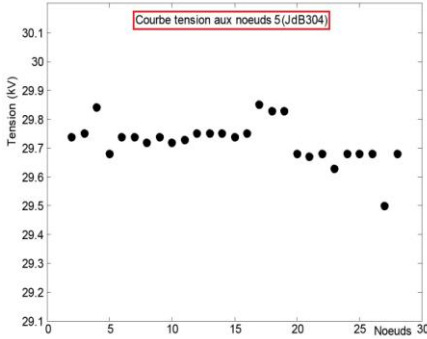


Fig. 9: Tension au nœud 5 (JdB304)

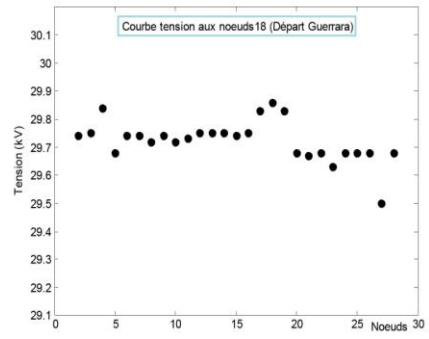


Fig. 10: Tension au nœud 18 (Dép. Guerrara)

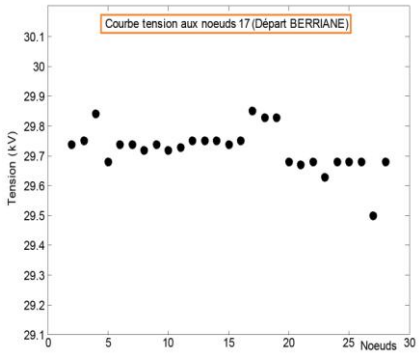


Fig. 11: Tension au nœud 17 (Dép. Berriane)

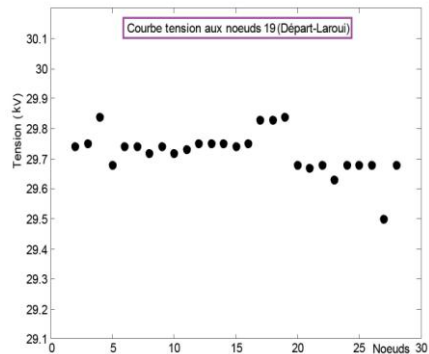


Fig. 12: Tension au nœud 19 (Dép. Laroui)

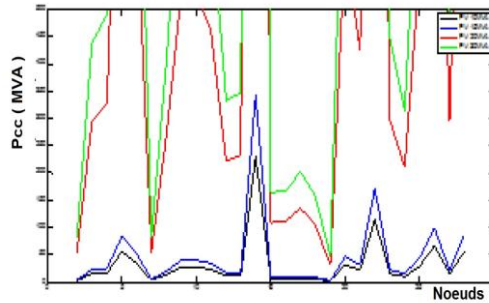


Fig. 11: Puissances de court-circuit aux nœuds

## 6. RESULTATS ET DISCUSSION

Les résultats de la simulation de l'intégration d'une puissance d'origine PV pour les différentes puissances (10, 20 et 30 MVA) aux nœuds 7, 11, 12, 24 et 27 dont les charges consommées sont respectivement de 4.3 kW/2.1 kVAR et 0.5 kW/0.2 kVAR, 0 kW/0 kVAR, 0 kW/0 kVAR, 8.1 kW/3.9 kVAR nous indiquent que ces emplacements présentent des pertes totales en puissance active et réactive les plus élevées comparativement aux autres emplacements, et cela quel que soit le taux de pénétration du PV 10 %, 20 % et 30 %.

Par conséquent, l'emplacement d'une ferme PV dans ces nœuds (7-11-12-24-27), n'est pas recommandé.

Par ailleurs, les départ 1 (JdB301), 2 (JdB302), 3(JdB303), et 4 (JdB304), qui se trouvent sur le jeu de barre 30 kV du poste source, et juste en amont du transformateur 220/60/30 kV de Ghardaïa présentent de meilleurs résultats avec des pertes minimales, dont les résultats sont indiquées sur les fig. 5.2 et fig. 5.3.

Par conséquent, les jeux de barre 30 kV, qui représentent les nœuds 2, 3, 4 et 5, présentent les meilleurs emplacements pour l'installation d'une centrale solaire PV.

Toutefois, la diminution des pertes est négligeable, quel que soit le taux de pénétration du PV, comme exemple la différence des pertes actives pour les taux de pénétration 10 % et 30 % est de 0.001 kW. Cette valeur est très négligeable devant la puissance PV à ajouter.

Ces résultats nous ont permis de choisir certains nœuds pour installer notre centrale PV et simuler la tension dans chacun de ces nœuds pour une puissance de 20 MW.

Après avoir injecté la puissance totale de la centrale PV de 20 MW, sur chacun des nœuds choisi en fonction de la disponibilité de la surface requise pour cette centrale, nous avons calculé la tension au niveau de chaque nœud considéré, et comparé cette tension par rapport aux tensions des autres nœuds du réseau de distribution de Ghardaïa.

Nous avons constaté deux cas de figures:

- Lorsque le nœud considéré (point d'injection de la puissance PV) est un jeu de barre (30 kV), cas des nœuds (2, 3, 4, 5) qui correspondent respectivement aux JdB301-JdB302-JdB303 et JdB304, nous constatons que la tension au niveau de ces nœuds augmente par rapport à l'état initial (avant injection de la puissance PV).

Cette augmentation influe aussi sur les départs en aval de ce même jeu de barre et contribue à l'augmentation de la tension au niveau de ces nœuds.

- Lorsque le nœud considéré (point d'injection de la puissance PV) est un départ (30 kV), nous constatons que la tension du nœud (départ) augmente par rapport à son état initial, de plus ce qui engendre l'augmentation de la tension au niveau du Jeu de Barre amont qui alimente le départ considéré.

Par ailleurs, le calcul du courant de court-circuit pour chaque départ, induit à des résultats dans certains nœuds insatisfaisants, dont les valeurs atteignent les 2000 MVA dans certains nœuds et dépasse ainsi les valeurs admises, et donc l'installation de la centrale PV pour certaines puissances (20 et 30 MVA) n'est pas recommandé, par contre les puissances 10 MVA et 15 MVA présentent de meilleurs résultats, où les valeurs peuvent atteindre les 50 MVA dans certains nœuds.

## 7. CONCLUSION

Les résultats obtenus par cette simulation nous permettent de déduire que l'injection d'une puissance d'origine PV contribue à l'amélioration du plan de tension du nœud et influe directement sur tous les nœuds du même jeu de barre, ainsi que la tension du jeu de barre lui-même.

De plus, plus le taux de pénétration du PV est important, plus la qualité de la tension est meilleure.

Par contre il faut prendre en considération les puissances de court-circuit au niveau de chaque départ, et qui ne doivent pas dépasser les 15 % de la puissance PV totale installée.

Nous pouvons ainsi déduire que l'emplacement recommandé pour une centrale PV est au niveau des nœuds les plus proches des sources dont la tension est plus élevée, et qui diminue au fur et à mesure que l'on s'en éloigne (chute de tension sur les lignes), et la connexion de celle-ci à proximité des charges va avoir inévitablement sur le plan de tension et sur la commande des dispositifs de réglage, une influence plus ou moins importante.

Par ailleurs, il est important de prendre en considération la contrainte espace sachant que les centrales PV nécessitent une surface de 2 hectares par 1 MW. Dans notre cas, les deux postes (Ghardaïa 220/60/30kV Ghardaïa ville, et 60/30 kV Zone Industrielle de Ghardaïa ville) se trouvent à la limite d'espace, vue leur situation (en ville) et donc seul le poste de la cabine mobile (60/30kV) situé à Berriane à environ 40 km de Ghardaïa Ville satisfait aux conditions de disponibilité d'espace vu qu'il est situé à l'extérieur de la ville et dispose d'une surface suffisante pour accueillir cette centrale.

De plus que cette cabine mobile sera remplacée par un poste 60/30kV (2×30 MVA) qui devrait reprendre toute la charge de la CM de Berriane.

Ainsi les nœuds qui présentent les meilleurs emplacements pour la future centrale PV de 20 MW (prévue dans le programme des ENR pour 2016) et qui nécessite une surface totale de 152312 m<sup>2</sup> sont au niveau de la cabine mobile de Berriane dont la charge totale est de 40 MVA.

La puissance à considérer devra être réduite à 15 MW au lieu de 20 MW afin de satisfaire à toutes les conditions de faisabilité (puissance et surface).

## REFERENCES

- [1] L. Abbassen, '*Etude de la Connexion au Réseau d'une Centrale Photovoltaïque*', Université de Tizi Ouzou, 2011.
- [2] M.C. Alvares, '*Architectures des Réseaux de Distribution en Présence de Productions Décentralisées*', Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique, Grenoble, France, 2010.
- [3] S. Nowak, Rapport de '*Synthèses du Programme Photovoltaïque*', Net Nowak Energie § Technologie SA, 2004.
- [4] M. Arkoub et R. Alkama, '*L'énergie Solaire Electrique: Grands Projets et Perspectives*', Revue des Energies Renouvelables, Vol. 12, N°4 , pp. 641 – 648, 2009.
- [5] R. Einhaus et al., '*PHOTOSIL– Simplified Production of Solar Silicon from Metallurgical Silicon*', 21<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany, 4-8 Sept. 2006.
- [6] Newsletter N°18 Juin 2012, '*Synthèse des Plans de Développement des Sociétés du Groupe Sonelgaz*', 2012-2022, Juin 2012.
- [7] Document Technique, '*Règles Techniques de Conception et d'Exploitation et d'Entretien du Réseau de Transport de l'Electricité, Version Sonelgaz*', Avril 2006.
- [8] Document Technique de la CREG, '*Programme de Développement des Energies Nouvelles et Renouvelables et de l'Efficacité Energétique 2011-2030*'.
- [9] F. Boukhtouche-Cherfa, '*Etude et Réalisation d'une Centrale Photovoltaïque Connectée Au Réseau Electrique Basse Tension*', Mémoire de Magistère, Ecole Nationale Polytechnique, Algérie, 2004.
- [10] D. Penkov, '*Localisation des Défauts dans les Réseaux HTA en Présence de Génération d'Energie Dispersée*', Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique, Grenoble, France, Mars 2012.
- [11] A. Hamouda and K. Zehar, '*Improved Algorithm for Radial Distribution Networks Load Flow Solution*', Electrical Power & Energy Systems, Vol. 33, N°3, pp. 508 – 514, 2011.
- [12] S. Singh and T. Ghose, '*Improved Radial Load Flow Method*', Electrical Power & Energy Systems, Vol. 44, N°1, pp. 721 – 727, 2013.
- [13] Document Technique, '*Enjeux Relatifs au Raccordement des Installations Photovoltaïques aux Réseaux Publiques de Distribution*', Groupement Français SOLER, Septembre 2010.