

Analyse Des Flux De Puissance Dans Un Réseau De Transport A Haute Tension (220 Kv) Sous L'environnement Digsilent Powerfactory

[Power Flow Analysis Of A 220 Kv High-Voltage Transmission Network Using Digsilent Powerfactory]

KANYINDA LUMBALA David¹, TSHIBANGU RUKUBAYI Jean Pierre¹, MPOW MAYAMBA Ruphin¹

¹ Institut Supérieur de Techniques Appliquées de Kinshasa

Auteur Correspondant : KANYINDA LUMBALA David



Résumé : L'intégration de pôles industriels et de zones de développement économique au sein du réseau électrique national de la République Démocratique du Congo (RDC) impose des contraintes rigoureuses sur la stabilité et la gestion de la charge. Cet article aborde l'analyse de flux de puissance (Load Flow) d'un système de transport à 220 kV composé de trois Bus. Le modèle, développé sous l'environnement de DIgSILENT PowerFactory, simule l'approvisionnement d'une charge minière de 40 MW et d'une zone économique spéciale (ZES) de 70 MW à partir d'une unité de génération unique. L'objectif est d'évaluer le profil de tension aux différents nœuds, les pertes active et réactive sur les lignes de transport, ainsi que le taux de chargement des équipements. Les résultats de la simulation permettent d'identifier les marges de stabilité du réseau face à la demande croissante et de vérifier la conformité du plan de tension aux standards d'exploitation. Cette recherche fournit une base technique pour l'optimisation des infrastructures électriques régionales et l'extension future du réseau interconnecté en RDC. Les différentes simulations 2D développées vérifient la cohérence des modèles. Les résultats obtenus montrent que les approches d'analyse et les outils informatiques utilisés sont satisfaisants.

Mots-clés : Analyse, Load Flow, Réseau 220 kV, DIgSILENT PowerFactory, Simulations 2D, Tension, puissances, chute de tension, pertes énergétiques, compensation de puissance réactive.

Abstract: The integration of industrial hubs and economic development zones into the national power grid of the Democratic Republic of Congo (DRC) imposes stringent constraints on stability and load management. This study presents a load flow analysis of a 220 kV transmission system composed of three buses. The model, developed using the DIgSILENT PowerFactory simulation environment, simulates the supply of a 40 MW mining load and a 70 MW special economic zone (SEZ) from a single generating unit. The objective is to evaluate the voltage profile at the different nodes, the active and reactive losses on the transmission lines, and the equipment load factor. The simulation results allow for the identification of grid stability margins in the face of increasing demand and verification of the voltage plan's compliance with operating standards. This research provides a technical basis for optimizing regional electrical infrastructure and the future expansion of the interconnected grid in the DRC. The various 2D simulations developed verify the consistency of the models. The results obtained show that the analytical approaches and the computer tools used are satisfactory.

Keywords: Analysis, modeling, load flow, 220 kV network, DIgSILENT PowerFactory, 2D simulations, voltage, power, voltage drop, energy losses, reactive power compensation.

I. Introduction

La gestion de la stabilité et de l'efficacité des réseaux de transport d'énergie électrique constitue un défi majeur pour le développement industriel, particulièrement dans les pays en transition énergétique comme la République Démocratique du Congo (RDC) [1][2][3]. L'analyse de l'écoulement de puissance, ou load flow, est l'outil fondamental de l'ingénierie des systèmes électriques permettant de déterminer l'état statique d'un réseau (tensions, angles de phase, puissances active et réactive) pour une configuration de charge donnée [3]. Cette analyse est cruciale pour garantir que les limites opérationnelles des équipements ne sont pas transgressées et pour minimiser les pertes en ligne.

En RDC, le secteur minier, moteur de l'économie nationale, exige une alimentation électrique fiable. L'intégration de charges massives, telles que les complexes miniers et les Zones Économiques Spéciales (ZES), sur des infrastructures de transport de 220 kV nécessite une modélisation rigoureuse pour anticiper les chutes de tension et les surcharges de lignes. Le logiciel DIgSILENT PowerFactory s'est imposé comme une référence industrielle pour ces simulations grâce à sa précision dans la modélisation des régimes stationnaire et dynamique [4][5][6].

La présente étude se concentre sur la modélisation et la simulation d'un réseau de transport de 220 kV à trois nœuds, représentatif d'une configuration d'antenne ou de boucle régionale en RDC. Le système étudié connecte un générateur unique à deux pôles de consommation majeurs : une charge minière de 40 MW et une zone économique de 70 MW. L'objectif principal est d'évaluer le comportement du réseau sous ces contraintes de charge spécifiques et de vérifier la conformité des profils de tension aux normes des standard international que la Société Nationale d'Electricité (SNEL) applique.

Dans le cadre de cette modélisation du flux de puissance (Load Flow) sous l'environnement DIgSILENT PowerFactory, les hypothèses suivantes sont formulées pour simuler le comportement du réseau 220 kV interconnectant la source de production aux centres de consommation (charge minière et zone économique) en République Démocratique du Congo.

Nous considérons que, pour la stabilité de la tension et régulation, le générateur unique dispose d'une réserve de puissance réactive suffisante pour maintenir le profil de tension à $\pm 5\%$ de la valeur nominale (220 kV) aux nœuds de charge, malgré la nature inductive prédominante des équipements motorisés de la charge minière (40 MW), la configuration du nœud de référence (Slack Bus) le nœud associé au générateur est défini comme le "Swing Bus" (nœud de référence), fixant la tension à 1.0 p.u. et l'angle de phase à 0° . Cette hypothèse suppose que ce générateur absorbe l'intégralité des pertes par effet Joule sur les lignes de transport pour assurer l'équilibre du bilan de puissance.

Les charges (40 MW minière et 70 MW zone économique) sont modélisées comme des puissances constantes (type P-cos ϕ). Il est supposé un facteur de puissance de 0,85 retard pour la zone minière et 0,90 pour la zone économique, reflétant les standards industriels typiques observés dans les réseaux de l'Est ou du Katanga en RDC. L'étude repose sur l'hypothèse que les paramètres des lignes (résistance, réactance, susceptance) sont uniformes et correspondent à des conducteurs de type ACSR couramment utilisés sur le réseau national, en négligeant l'influence des variations de température ambiante sur l'impédance des câbles. Compte tenu de la puissance totale appelée (110 MW) par rapport à un réseau à seulement 3 bus, on émet l'hypothèse que les chutes de tension critiques se situeront principalement au nœud de la zone économique (70 MW), nécessitant potentiellement une compensation capacitive locale pour optimiser le flux de puissance.

À travers cette simulation sous DIgSILENT, nous analyserons la répartition des flux de puissance et l'impact de la demande de la zone économique sur la stabilité de la tension au nœud minier. Cette démarche permettra d'identifier les besoins éventuels en compensation réactive ou en renforcement d'infrastructure pour soutenir la croissance industrielle locale.

II. Méthodologie

Le calcul de répartition de charge (load flow) permet de déterminer, en régime permanent, les variables du réseau comme les tensions nodales avec leurs déphasages, ainsi que les transits de puissance dans les lignes. Dans un réseau de distribution il y a en général très peu de mesures sont toujours entachées d'erreurs, ce qui ne nous permet pas de les utiliser directement telle qu'elles sont transmises dans les centres de conduite [5][6][7]. Ainsi, la détermination des tensions et courants en d'autres points du réseau

doit se faire à l'aide d'un calcul approprié. Il se base sur les données telle que les consommations des clients, les impédances des lignes ainsi que le schéma d'exploitation [3][5][6].

Cette section décrit l'approche numérique utilisée pour modéliser et simuler l'écoulement de puissance au sein d'un réseau de transport haute tension (220 kV), intégrant une charge minière de 40 MW et une zone économique de 70 MW.

1. Architecture et Topologie du Réseau

La modélisation repose sur une configuration à trois nœuds (busbars) interconnectés, représentative des extensions prévues dans les pôles de développement de la République Démocratique du Congo [1][2][8] :

- Nœud 1 (Swing Bus) : Point de raccordement du générateur unique. Ce nœud assure l'équilibre du bilan de puissance et fixe la référence de tension ($V=1,0$ pu, $\theta = 0^\circ$)
- Nœud 2 (Load Bus - Zone Minière) : Point de soutirage d'une charge de 40 MW.
- Nœud 3 (Load Bus - Zone Économique) : Point de soutirage d'une charge de 70 MW.

2. Modélisation des éléments du réseau

Un réseau d'énergie électrique est un système d'éléments interconnectés conçu :

- Pour convertir 'une autre forme d'énergie électrique [1][6][10].
- Pour transporter l'énergie électrique sur de longues distances.
- Pour transformer l'énergie électrique sous des formes spécifiques soumises à des contraintes bien déterminées.

Les éléments principaux d'un réseau peuvent être classés en trois sous-systèmes :

- Production (génératrices).
- Transport, répartition et distribution (lignes).
- Utilisation (consommateurs).

Pour étudier un réseau d'énergie électrique complexe, des modèles ou schémas équivalents de ces principaux composants (générateurs, différents types de transformateurs, lignes et charges) sont établis [1][7][10].

2.1. Modèle de la charge électrique

La charge électrique est souvent modélisée sous forme d'une impédance Z_{charge} qui consomme de la puissance active P_L et réactive Q_L constantes (figure 1). Cette charge représente souvent des postes de répartition (sous stations) qui alimentent des réseaux de distribution [1][9][10].

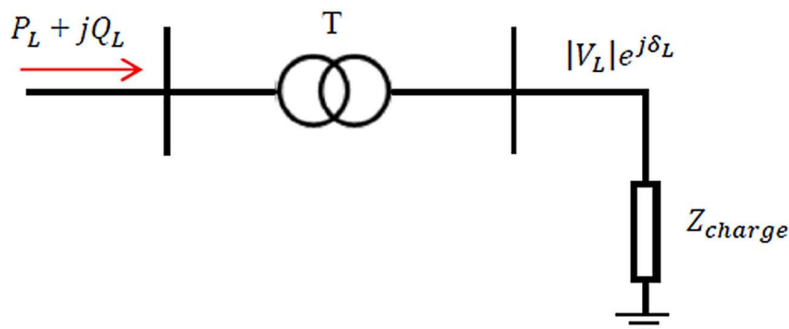


Figure 1. Modèle de la charge électrique [1][9][10].

2.2. Modèle de Transformateurs

Un transformateur d'énergie électrique est représenté par un quadripôle en π non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de fuite. Les rapports $a=R_{ij}/R$ sont inclus dans les éléments de la matrice admittance, c'est-à-dire que les susceptances de la matrice admittance $b=R_{ij}$ sont vues comme des fonctions de rapports de transformation ' a ' (figure 2) [1][10][11].

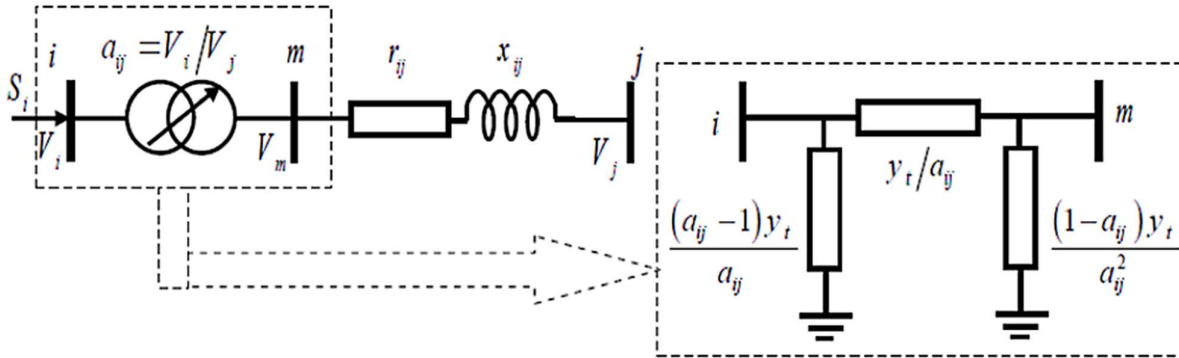


Figure 2. Modèle de transformateurs [1][10][11].

La matrice d'admittance d'un transformateur inséré entre un nœud i et un nœud j s'écrit [1][10][11] :

$$\left\{ \begin{array}{cc} Y = \begin{pmatrix} \frac{1}{a^2} y_{ij} & -\frac{1}{a} y_{ij} \\ -\frac{1}{a} y_{ij} & y_{ij} \end{pmatrix} \end{array} \right. \quad (1)$$

Avec :

a : le rapport de transformation.

y_{ij} : l'admittance de la branche i - j .

Dans certains cas, la branche magnétisante est prise en compte dans le modèle. Elle se présente alors sous la forme d'une susceptance inductive shunt.

2.3. Modèle des Lignes

Les lignes de transport sont modélisées par leur schéma en π classique, dans lequel la conductance transversale est négligée (figure 3) [1][11][12]. .

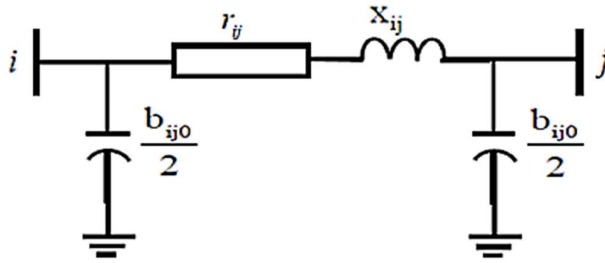


Figure 3 : Modèle de la ligne [1][11][12].

La matrice d'admittance nodale d'une ligne reliant un nœud i à un nœud j est donnée par :

$$\left\{ \begin{array}{l} \underline{Y} = \begin{pmatrix} y_{ij} + \frac{y_{ij0}}{2} & -y_{ij} \\ -y_{ij} & y_{ij} + \frac{y_{ij0}}{2} \end{pmatrix} \\ \underline{y}_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} = g_{ij} - jb_{ij} \\ \underline{y}_{ij0} = jb_{ij0} \end{array} \right. \quad (2)$$

Avec : r_{ij} : la résistance série de la ligne ; x_{ij} : la réactance série de la ligne et b_{ij0} : la susceptance transversale.

2.4. Modèle de l'alternateur

Le générateur est considéré comme étant le cœur du réseau électrique. Il assure la production de l'énergie électrique demandée par le consommateur. Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, le générateur est modélisé comme étant une source de tension constante V_g qui injecte de la puissance active P_g et réactive Q_g (voir la figure 4 suivante) [1][10][13].

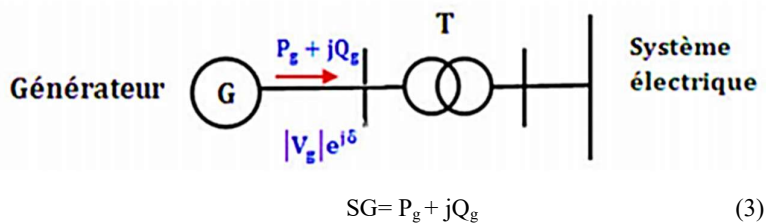


Figure 4. Modélisation d'un générateur [1][10][13].

La puissance réactive du générateur s'adapte de façon à maintenir la tension à la barre constante. Aussi le générateur est caractérisé par deux limites de la puissance réactive Q_{gmax} et Q_{gmin} . Lorsque l'une de ces limites est atteinte, la puissance Q reste inchangée et la tension à la barre n'est plus fixe [1][10][13].

3. Modélisation des Composants sous DigSILENT PowerFactory

L'environnement DigSILENT PowerFactory a été sélectionné pour sa précision dans l'analyse stationnaire des réseaux de transport. Les composants sont paramétrés comme suit [1][10][14].:

- **Source d'Énergie : Un alternateur synchrone modélisé comme une barre de bilan (Slack) pour compenser les pertes Joules du réseau.**
- **Lignes de Transport : Modélisées par des paramètres linéiques (R, X, B) conformes aux standards des conducteurs Almelec utilisés sur le réseau 220 kV de la SNEL (Société Nationale d'Électricité).**
- **Charges : Modélisées comme des puissances constantes (P-cosφ constantes) afin de simuler le comportement de consommateurs industriels et miniers.**

3. Formulation Mathématique du Load Flow

D'une façon générale : Pour un réseau à n jeux de barres les puissances à n'importe quel jeu de barres sont déterminées par les équations de l'écoulement de puissance sous leur forme générale. Les équations de l'écoulement de puissance peuvent être écrites sous deux formes différentes [1][10][15]:

Les équations de l'écoulement de puissance sous leur forme polaire [1][10][15] :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| \cdot |V_i| \cdot |V_j| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \\ Q_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| \cdot |V_i| \cdot |V_j| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \end{cases} \quad (4)$$

Les équations de l'écoulement de puissance sous leur forme cartésienne [1][10][15]:

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \left(G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \right) \\ Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \left(G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) \right) \end{cases} \quad (5)$$

4. Méthodes numériques appliquées pour la résolution de l'écoulement de charges

Pour résoudre les équations d'écoulement de puissances, un grand nombre de solutions numériques sont disponibles. Ce sont en gros [1][16][17]:

- La méthode de GAUSS-SEIDEL ;
- La méthode de NEWTON-RAPHSON ;
- La méthode découplée rapide.

Ce travail se limite sur la présentation de la méthode de GAUSS-SEIDEL et celle de NEWTON-RAPHSON qui sont couramment utilisés [1][16][17].

4.1 Méthode de GAUSS - SEIDEL

Le calcul de l'écoulement de puissance en régime permanent établi se base sur le système d'équation linéaire suivante [1][16][17]:

$$I = Y \cdot V \quad (5)$$

Où : I : vecteur complexe des Courants nodaux injectés dans le réseau ; Y : matrice complexe des admittances nodales complexe ; V : vecteur complexe des tensions nodales[1][16][17].

Si le réseau admet n nœuds I et V auront n composantes complexes et Y sera une matrice complexe de dimension n×n. Les éléments de Y_{ij} seront calculés à partir des caractéristiques des composants du réseau[1][16][17].

Cette méthode dérivant de la méthode itérative de Gauss utilisant la matrice admittance consiste à supposer initialement les tensions pour tous les nœuds excepté le nœud balancier où la tension est spécifiée et maintenue constante[1][16][17].

Outre le nœud balancier pris comme nœud de référence, les courants sont calculés pour tous les nœuds comme suit [1][16][17]:

$$\begin{cases} I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \\ I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = Y_{ii} V_i + \sum_{j=1, j \neq i}^n Y_{ij} V_j \end{cases} \quad (6)$$

L'expression de la tension pour chaque nœud est [1][16][17]:

$$\begin{cases} V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_j \right] \\ KL_i = \frac{P_i - Q_i}{Y_{ii}} \\ YL_{ij} = \frac{Y_{ij}}{Y_{ii}} \end{cases} \quad (7)$$

D'où l'expression finale de la tension pour chaque nœud vaut [1][16][17]:

$$V_i^{k+1} = \frac{KL_i}{[V_i^k]^*} - \sum_{j=1}^{i-1} YL_{ij} V_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n YL_{ij} V_j^k \quad (8)$$

4.2. Méthode De Newton-Raphson

Cette méthode est la plus utilisée pour résoudre les équations non linéaires. Dans les réseaux électriques, elle a été aussi la méthode préférée pour la plupart des logiciels commerciaux. Développons les équations (3) et (4) en série de Taylor avec l'estimation initiale et négligeons tous les termes d'ordre supérieurs [1][16][18] :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial P_2}{\partial \delta_2}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial P_2}{\partial \delta_n}\right)^{(k)} & \left(\frac{\partial P_2}{\partial |V_2|}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial P_2}{\partial |V_n|}\right)^{(k)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\partial P_n}{\partial \delta_2}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial P_n}{\partial \delta_n}\right)^{(k)} & \left(\frac{\partial P_n}{\partial |V_2|}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial P_n}{\partial |V_n|}\right)^{(k)} \\ \left(\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n}\right)^{(k)} & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|}\right)^{(k)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n}\right)^{(k)} & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|}\right)^{(k)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{bmatrix} \quad (9)$$

Dans l'équation précédente[1-8][16][18], le noeud 1 est le noeud de référence. La matrice Jacobéenne donne la relation linéarisée entre les petites variations de l'angle et de l'amplitude de la tension $\Delta \delta(k)$ et $\Delta |V_i(k)|$ et les petits changements de la puissance active et réactive $\Delta P_i(k)$ et $\Delta Q_i(k)$. Les éléments de la matrice Jacobéenne (J_1 , J_2 , J_3 et J_4) sont les dérivées partielles de (3) et (4), évaluées à $\Delta \delta(k)$ et $\Delta |V_i(k)|$ [1-8][16][18].

Donc, l'équation (8) peut être réécrite sous la forme compacte suivante[1-8][16][18] :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (10)$$

Le Jacobien J_1 : Les éléments diagonaux & non diagonaux[1-8][16][18]:

$$\begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \\ \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \end{cases} \quad (11)$$

Le Jacobien J_2 : Les éléments non diagonaux & diagonaux [1-8][16][18] :

$$\begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \\ \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2 |V_i| |Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \end{cases} \quad (12)$$

Le Jacobien J_3 : Les éléments non diagonaux & diagonaux [1-8][16][18] :

$$\begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i||V_j||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) & j \neq i \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i||V_j||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \end{cases} \quad (13)$$

Le Jacobien J₄ : Les éléments non diagonaux & diagonaux [1-8][16][18]:

$$\begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i||Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) & j \neq i \\ \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i||Y_{ii}|\sin\theta_{ii} - \sum_{j \neq i} |V_j||Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \end{cases} \quad (14)$$

Le test de convergence de la méthode s'effectue comme suit :

ΔP_i et ΔQ_i sont les variations respectives des puissances actives et réactives du nœud (i) définies par [1-8][16][18]:

$$\begin{cases} \Delta P_i = P_{iP} - P_{iC} \\ \Delta Q_i = Q_{iP} - Q_{iC} \end{cases} \quad (15)$$

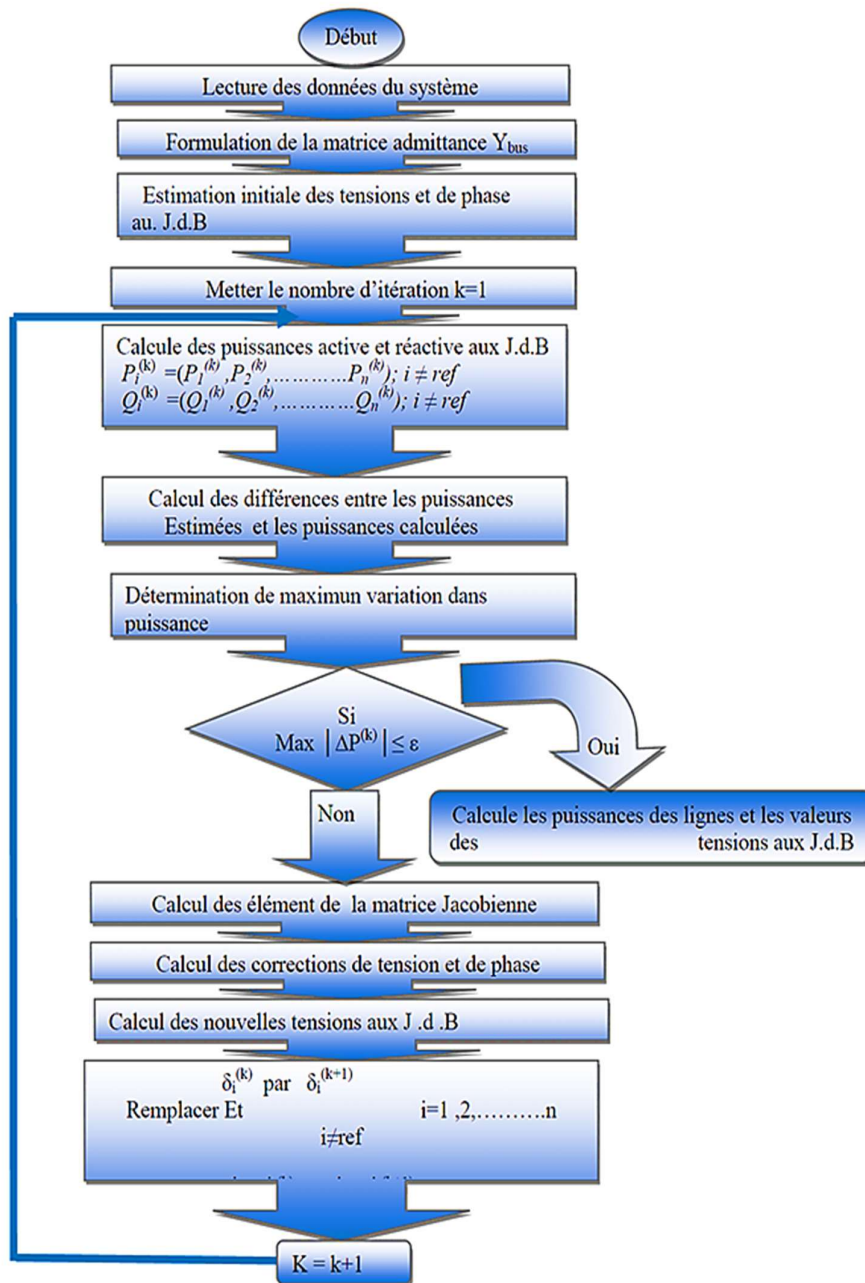
Avec : P_{ip} : Puissance active planifiée ; P_{ic} : Puissance active calculée ; Q_{ip} : Puissance réactive planifiée ; Q_{ic} : Puissance réactive calculée ;

Le passage d'une itération vers l'autre se fait à partir des ajustements suivants[1-8][16][18] :

$$\begin{cases} \delta^{(k+1)} = \delta^{(k)} + \Delta\delta^{(k)} \\ |V^{(k+1)}| = |V^{(k)}| + \Delta|V^{(k)}| \end{cases} \quad (16)$$

Où : k : est le nombre d'itérations.

L'étude utilise l'algorithme itératif de Newton-Raphson, privilégié pour sa convergence rapide dans les réseaux de transport HT. Algorithme de simulation de load flow par le logiciel est [1-8][16][18]:



Algorithme de simulation de load flow par la méthode de NEWTON-RAPHSON [1-8][16][18-20]Figure 5.

III. Scénarios de Simulation et Critères d'Évaluation

Deux cas de figure sont analysés pour valider la robustesse du réseau :

- **Régime Nominal : Fonctionnement avec une charge totale de 110 MW pour observer le profil de tension aux nœuds 1,2 et 3.**
- **Analyse de Contingence : Évaluation de l'impact d'un système de compensation sur la stabilité du réseau.**

Les résultats sont évalués selon les critères de performance suivants :

- Écart de tension : Doit rester dans la plage de $\pm 5\%$ de la tension nominale (220 kV).
- Taux de charge des lignes : Vérification de l'absence de surcharge thermique (80% de la capacité nominale).
- Pertes actives totales : Quantification de l'efficacité énergétique du transit.

1. Résultats du flux des puissances en régime nominal

Résultats du flux des puissances en régime nominal, considérant le fonctionnement avec une charge totale de 110 MW permet observer l'état énergétique (le profil de tension et des puissances aux nœuds 1, 2 et 3 ainsi que les pertes puissances) du réseau via les figures 6-16 suivantes.

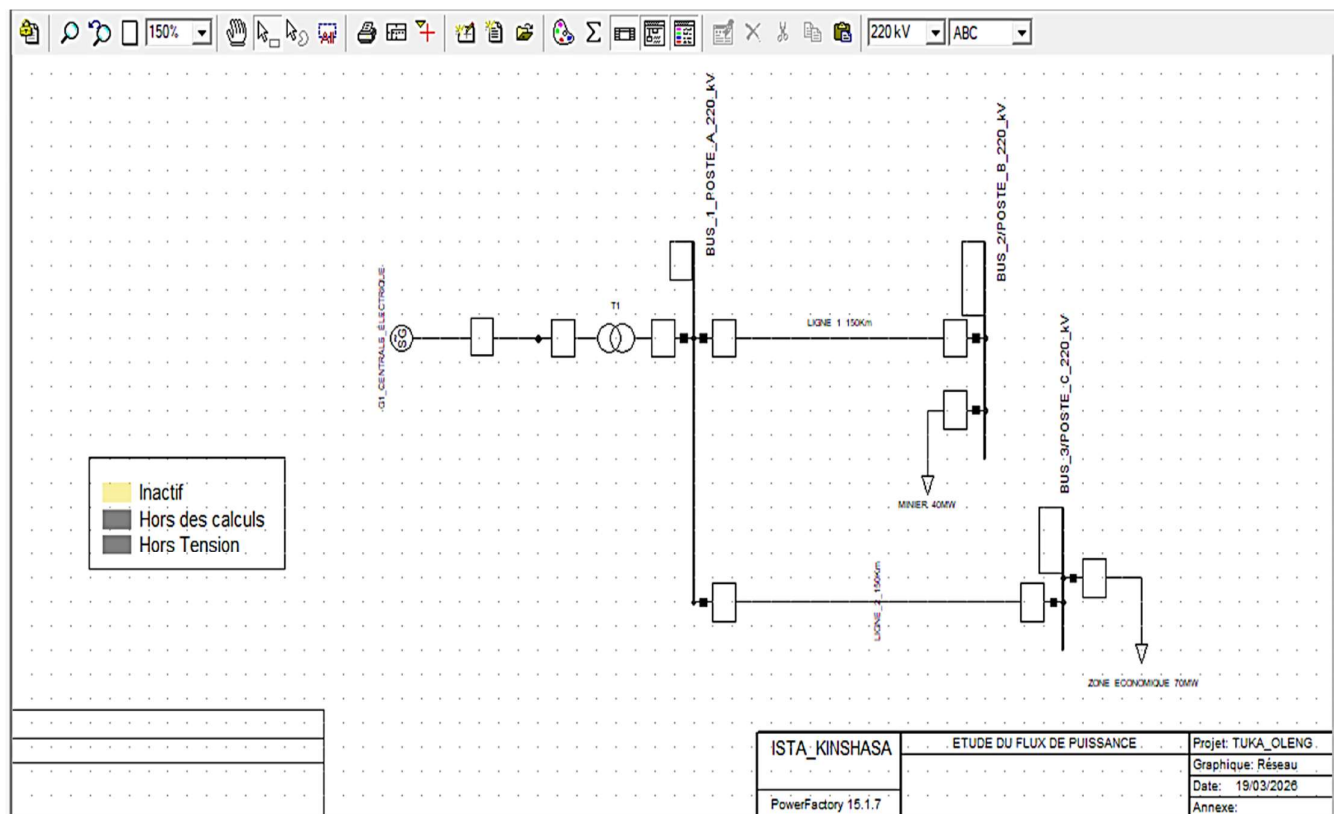


Figure 6. Modèle du réseau en étude sous l'environnement Digsilent PowerFactory

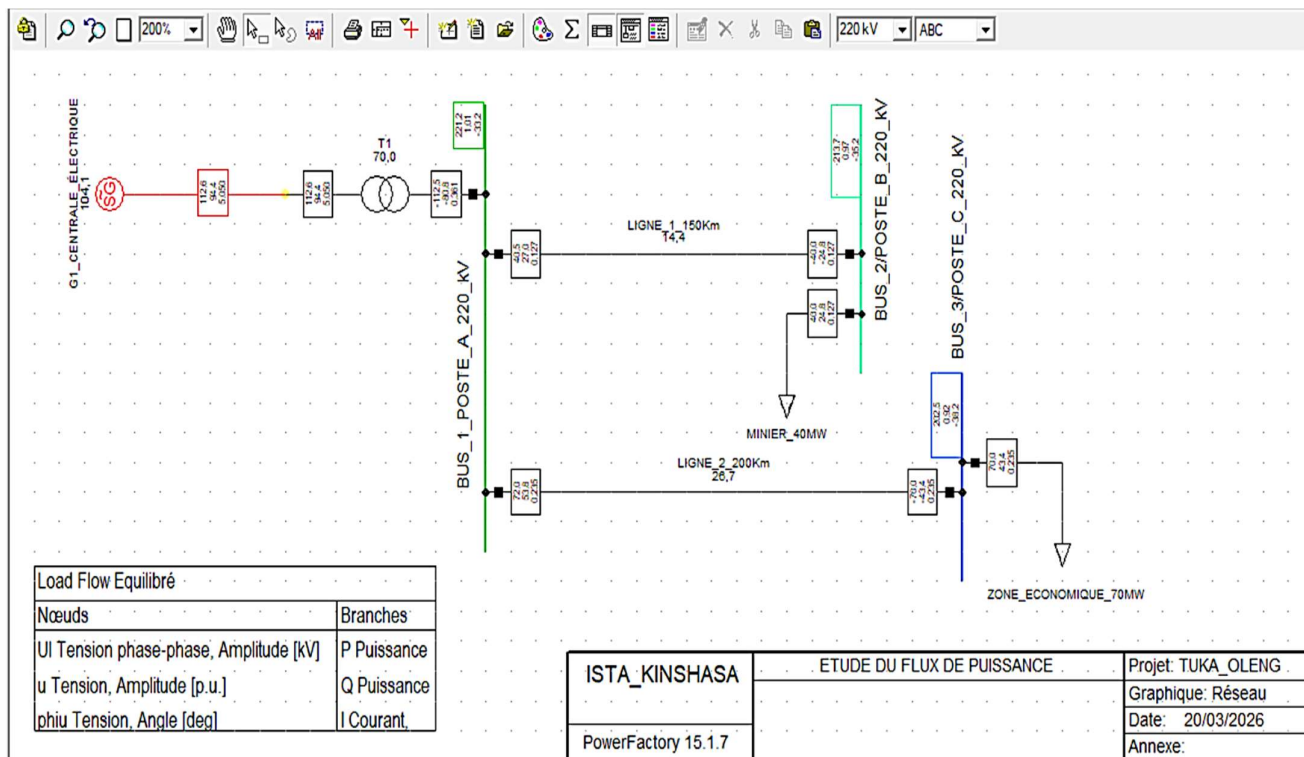


Figure 7. Modèle du réseau simulé sous l'environnement DigSILENT en Régime Nominal : Fonctionnement avec une charge totale de 110 MW

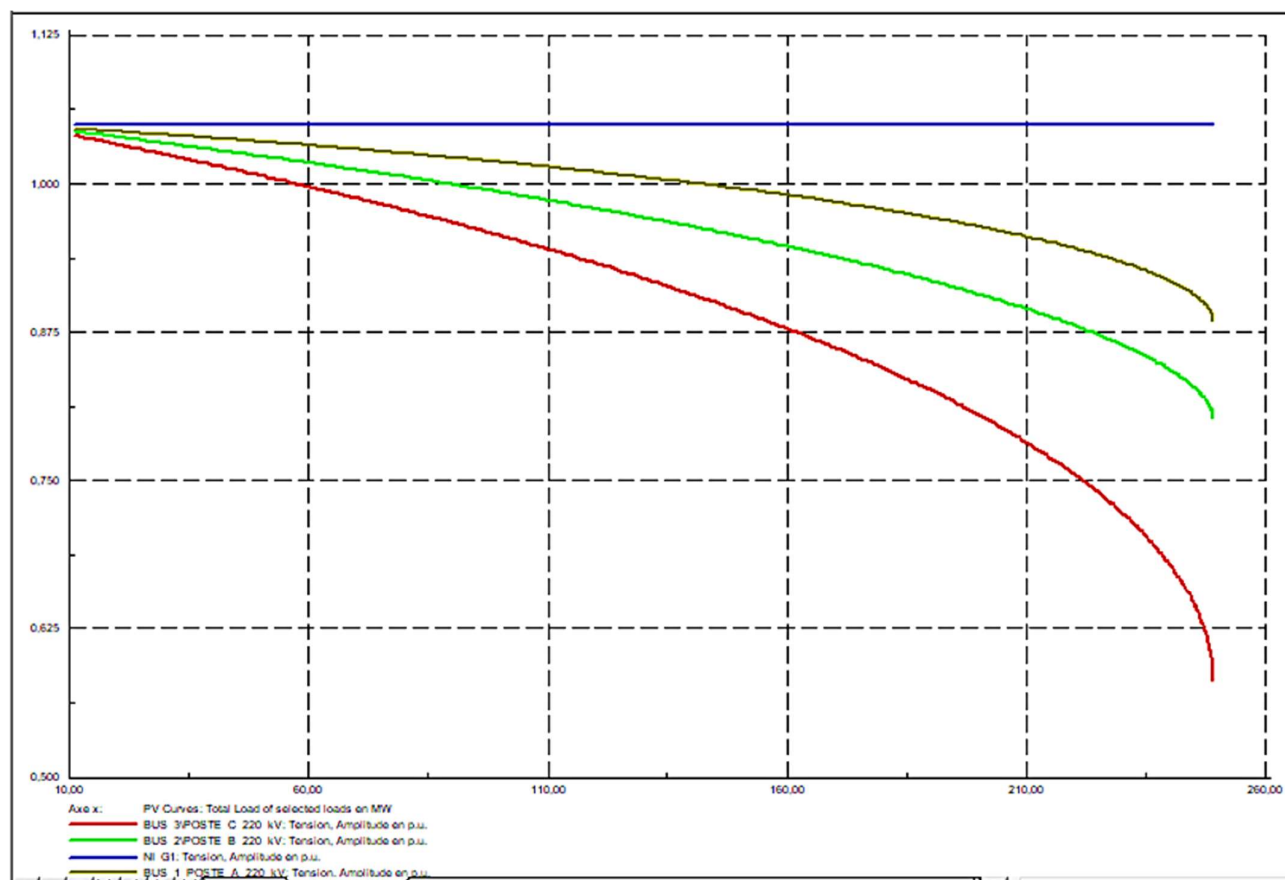


Figure 8. Profil de tension en fonction de puissance de charge sans système de compensation (sous l'environnement DIgSILENT PowerFactory)

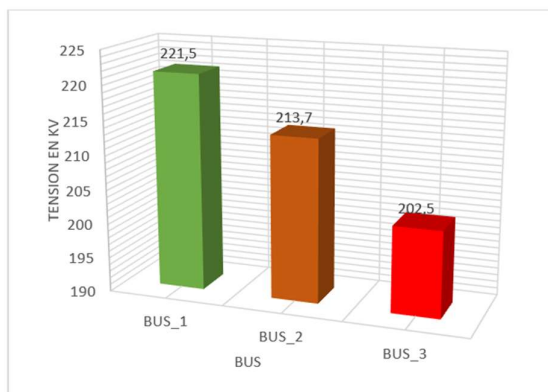


Figure 9: Profil de la tension dans les différents Bus sans système de

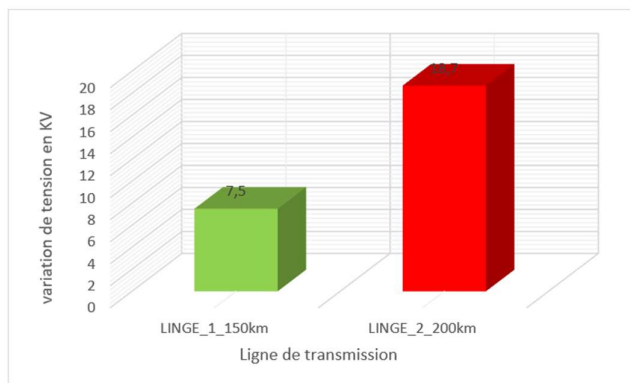


Figure 10 : Variation de tension sur les différentes lignes de transmission sans système de compensation

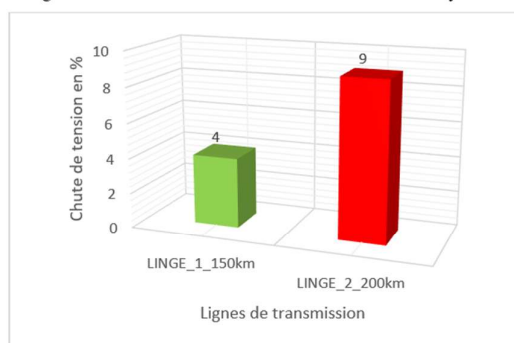


Figure 11: Chute de tension dans les lignes de transmission sans système de compensation

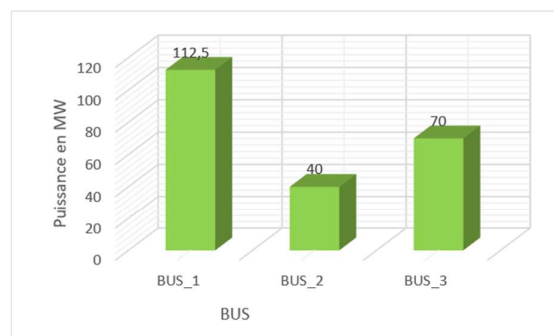


Figure 12 : Profil de puissance active dans les différents Bus_1_2_3 sans système de compensation

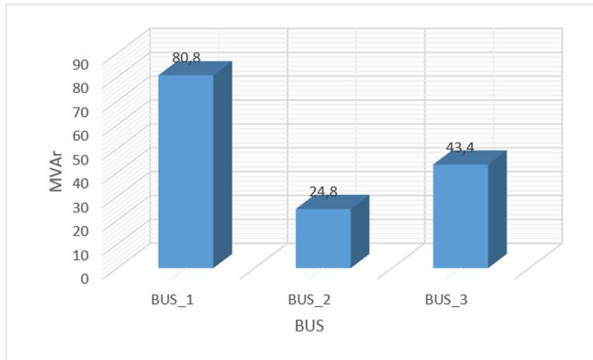


Figure 13 : Profil de puissance réactive dans les différents Bus_1_2_3 sans système de

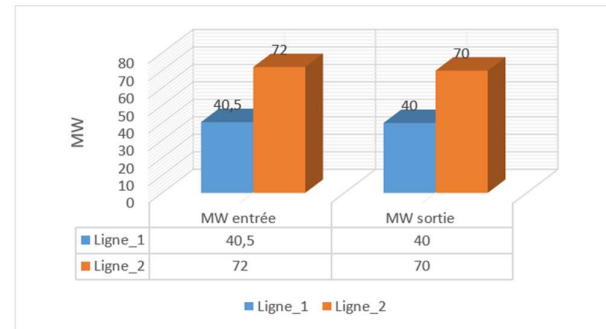


Figure 14: Profil de puissance active à l'entrée et à la sortie des lignes de transmission sans système de compensation

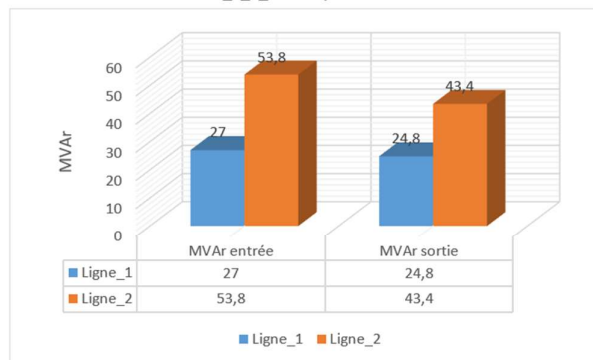


Figure 15: Profil de puissance réactive à l'entrée et à la sortie des lignes de transmission sans système de compensation

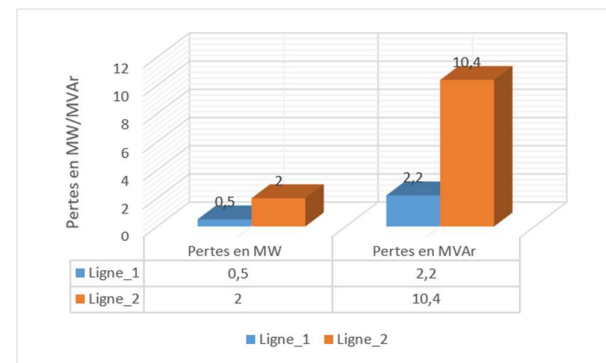


Figure 16: Pertes de puissances dans les lignes de transmission sans système de compensation

2. Résultats d'Analyse des Contingences

Résultats du flux des puissances en régime de contingence, considérant le fonctionnement avec une charge totale de 110 MW et l'intégration des systèmes de compensation de 75 MVar au Bus_1 et de 44 MVar au Bus_3 permettent d'évaluer de l'impact de ces systèmes de compensation sur la stabilité du réseau et observer le nouvel état énergétique (le profil de tension et des puissances aux nœuds 1, 2 et 3 ainsi que les pertes puissances) du réseau via les figures 17-26 suivantes.

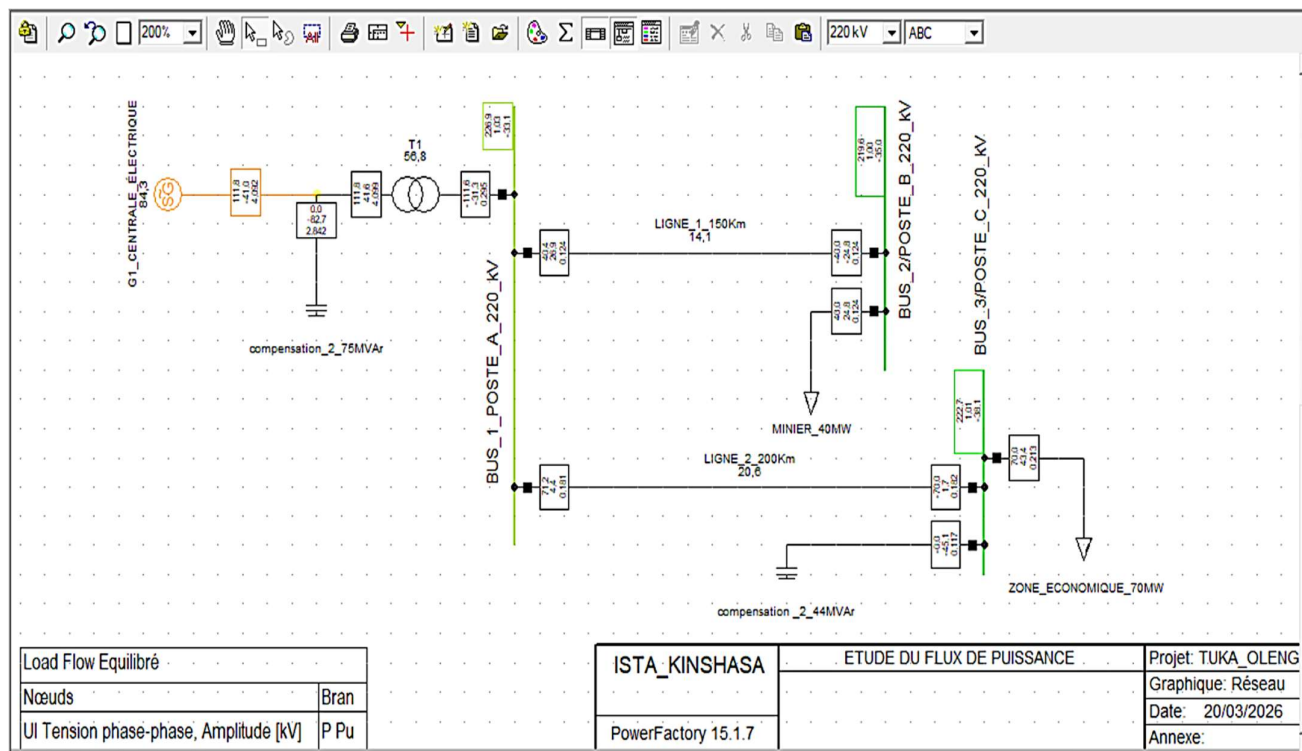


Figure 17. Analyse de Contingence : Évaluation de l'impact des systèmes de compensation 1_2 sur la stabilité du réseau (sous l'environnement DlgSILENT PowerFactory)

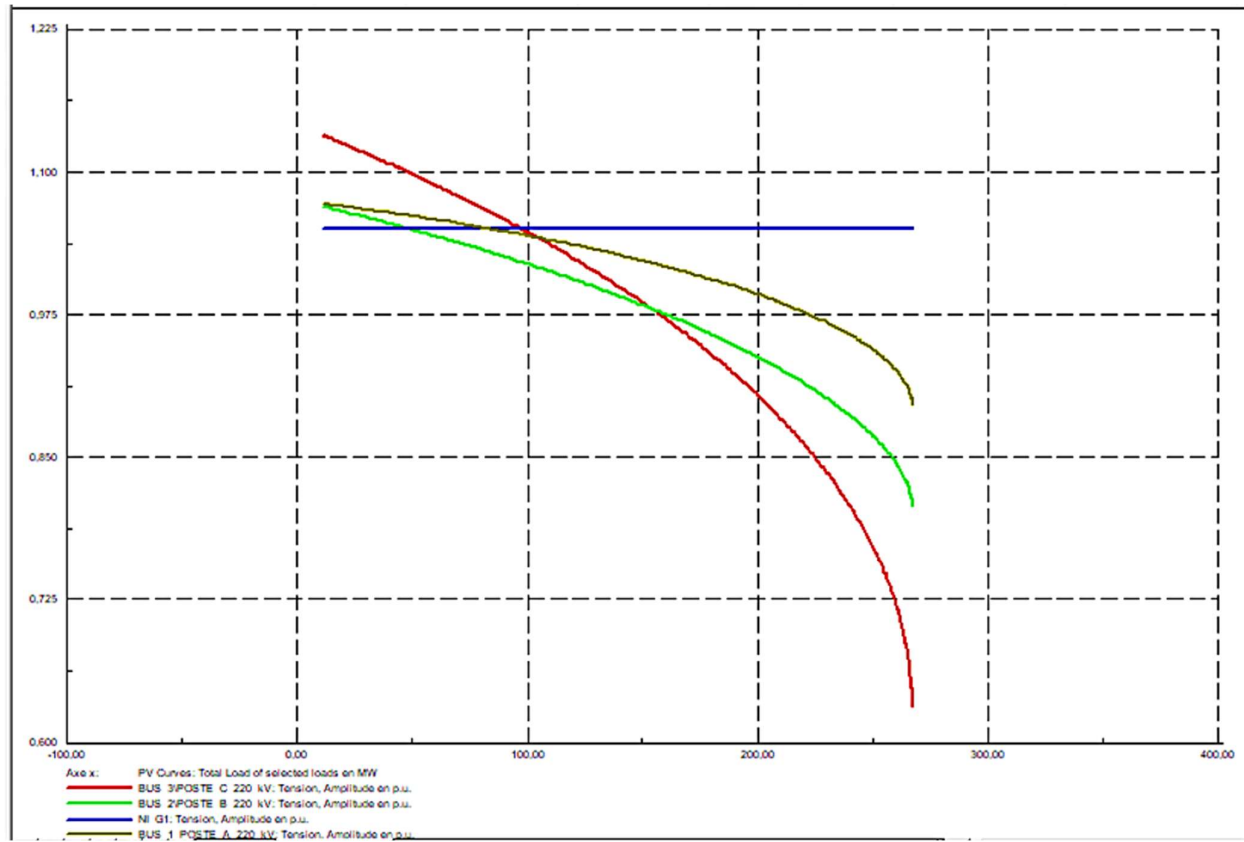


Figure 18. Analyse de Contingence : Profil de tension en fonction de puissance de charge en présence des systèmes de compensation 1_2 (sous l'environnement DIgSILENT PowerFactory)

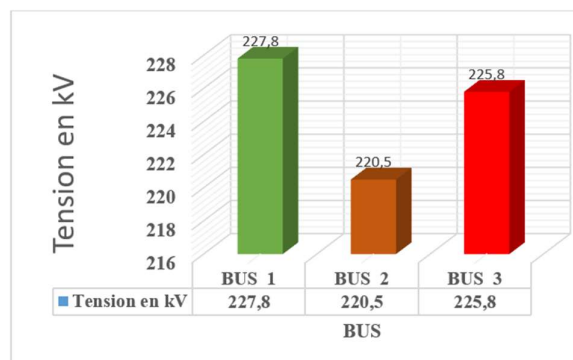


Figure 19: Profil de la tension dans les différents Bus avec système de compensation

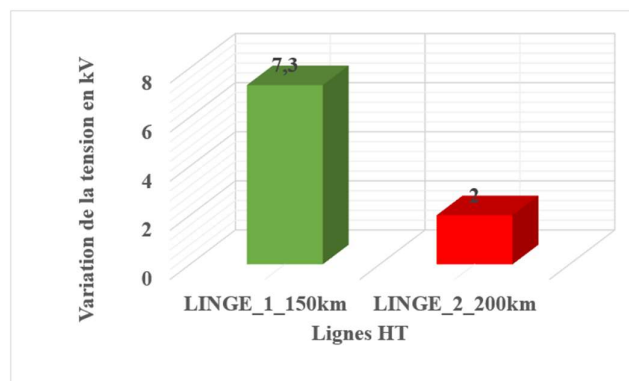


Figure 20 : Variation de tension sur les différentes lignes de transmission avec système de compensation

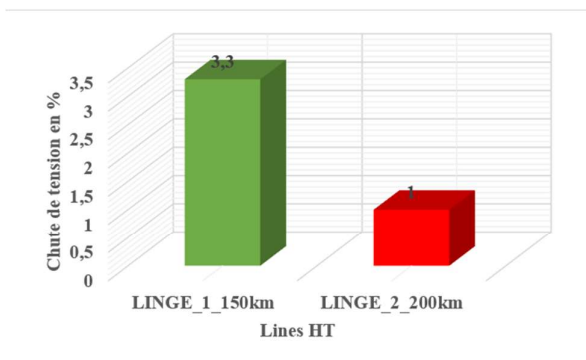


Figure 21 : Chute de tension dans les lignes de transmission avec système de compensation

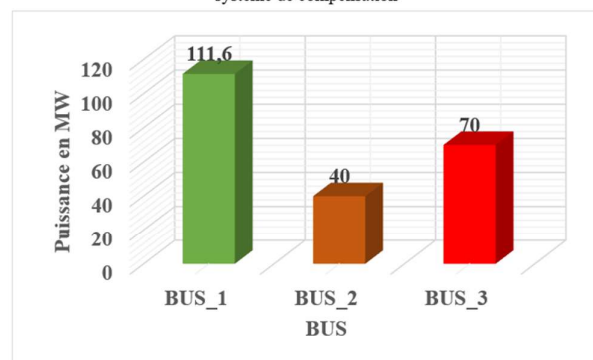


Figure 22 : Profil de puissance active dans les différents Bus_1_2_3 avec système de compensation

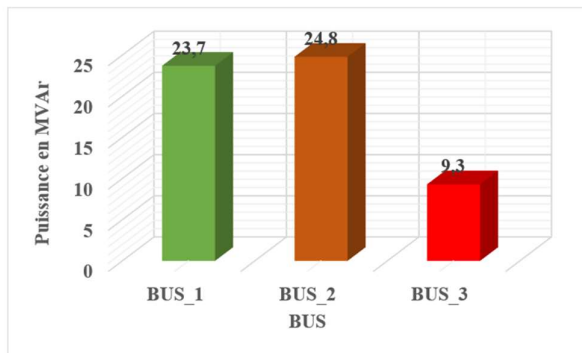


Figure 23 : Profil de puissance réactive dans les différents Bus_1_2_3 avec système de

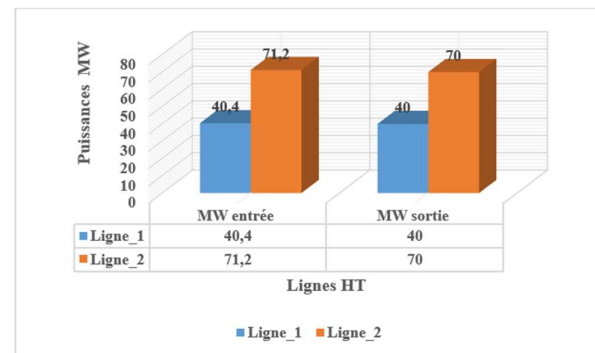


Figure 24 : Profil de puissance active à l'entrée et à la sortie des lignes de transmission avec système de compensation

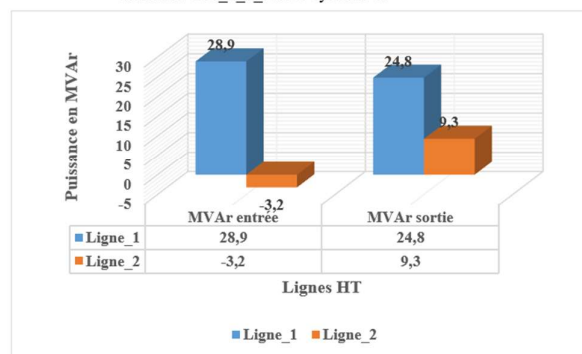


Figure 25: Profil de puissance réactive à l'entrée et à la sortie des lignes de transmission avec système de compensation

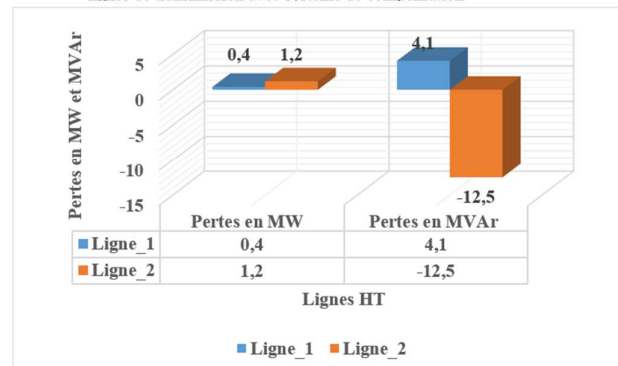


Figure 26: Pertes de puissances dans les lignes de transmission avec système de compensation

IV. Discussions des Résultats

L'étude de l'écoulement de puissance 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 qui transitent dans les lignes. Les pertes et les courants s'en déduisent. Les études de l'écoulement de puissance permettent de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux. Au travers les outils de modélisation et les données caractéristiques du réseau faisant l'objet de notre étude, nous avons les résultats suivants :

a) Régime de fonctionnement normal

La Figure 6 donne le modèle du réseau en étude sous l'environnement DIgSILENT PowerFactory, elle permet de simuler le flux des puissances dans ce réseau en régime permanent. La Figure 7 présente le réseau simulé sous l'environnement DIgSILENT en régime nominal en alimentant une zone minière de 40 MW et une zone économique de 70MW (une charge totale de 110 MW), nous constatons que, le taux de charge du générateur est de 104,1%, un fonctionnement sans marge de réserve en puissance, une faiblesse pour un système de production.

La Figure 8 visualise le Profil de tension de Bus en fonction de puissance de charge sans système de compensation sous l'environnement DIgSILENT PowerFactory, nous remarquons que la puissance de 110 MW constitue un point au-delà duquel, l'utilité marginale est nulle, le réseau peut subir un effondrement.

La Figure 9 donne le profil de la tension dans les différents Bus 1, 2 et 3 sans système de compensation, comme on peut le remarquer, les valeurs respectives des tensions sont 221,7 kV, 213,7 kV et 202,5 kV. Visiblement, les Bus 2 et 3 accusent de chutes de tension liées à un appel important de Q au bus 2 et 3. Cette situation nécessite des améliorations.

La Figure 10 montre la variation de tension sur les différentes lignes de transmission sans système de compensation, nous constatons sur la ligne 1_150km une variation de 7,5 kV et 18,5 kV pour la ligne 2_200km. La Figure 11 donne la chute de tension % dans les lignes de transmission sans système de compensation, nous constatons sur la ligne 1_150km une chute de tension 4% et 9 % pour la ligne 2_200km, une valeur supérieure à 5% prévue par la norme allemande. Cette situation nécessite des améliorations.

La Figure 12 présente le profil de puissance active dans les différents Bus_1_2_3 sans système de compensation, les valeurs respectives des puissances actives sont 112,5 MW, 40MW et 70 MW.

La Figure 13 montre le profil de puissance réactive dans les différents Bus_1_2_3 sans système de compensation, les valeurs respectives des puissances réactives sont 80,8 MVar, 24,8 MVar et 43,4 MVar.

La Figure 14 donne le profil de puissance active à l'entrée et à la sortie des lignes de transmission sans système de compensation, nous constatons sur la ligne 1_150km une puissance active de 40,5 MW à l'entrée et 40MW à la sortie. Ensuite, 72 MW à l'entrée et 70MW à la sortie pour la ligne 2_200km.

La Figure 15 présente le profil de puissance réactive à l'entrée et à la sortie des lignes de transmission sans système de compensation, nous constatons sur la ligne 1_150km une puissance réactive de 27 MVar à l'entrée et 24,3 MVar à la sortie. Ensuite, 53,8 MVar à l'entrée et 43,4 MVar à la sortie pour la ligne 2_200km.

Enfin, la Figure 16 visualise les pertes de puissances active et réactive dans les lignes de transmission sans système de compensation, nous remarquons sur la ligne 1_150km, les pertes de puissances respectives de 0,5 MW et 2,2 MVar. Ensuite, 2 MW et 10,4 MVar pour la ligne 2_200km.

b) Régime des Contingences

La Figure 17 présente le réseau simulé sous l'environnement DIgSILENT en régime de contingence, considérant le fonctionnement avec une charge totale de 110 MW et l'intégration des systèmes de compensation de 75 MVar au Bus_1 et de 44 MVar au Bus_3, nous constatons que, le taux de charge du générateur est ramené 84,3 %, un fonctionnement avec une marge de réserve en puissance de 15,7% , une performance pour un bon système de production.

La Figure 18 visualise le profil de tension de Bus en fonction de puissance de charge avec système de compensation sous l'environnement DIgSILENT PowerFactory, nous remarquons que la limite de transit de puissance est repoussée à 180 MW ce qui est supérieur 110 MW en absence des compensateur, un bénéfice pour le réseau.

La Figure 19 donne le profil de la tension dans les différents Bus 1, 2 et 3 avec système de compensation, comme on peut le remarquer, la présence des compensateurs connectés aux bus 1 et 3 soutien le plan de tension du réseau. Les nouvelles valeurs respectives des tensions sont proches de 220 kV soient (Bus1=227,8 kV, Bus2=220,5, kV et Bus 3=225,8 kV).

La Figure 20 montre la variation de tension sur les différentes lignes de transmission en présence du système de compensation, nous constatons sur la ligne 1_150km une variation de 7,3 kV et 2 kV pour la ligne 2_200km.

La Figure 21 donne la chute de tension % dans les lignes de transmission en présence du système de compensation, nous constatons sur la ligne 1_150km une chute de tension 3,3% et 1 % pour la ligne 2_200km, une valeur inférieure à 5% prévue par la norme allemande.

La Figure 22 présente le profil de puissance active dans les différents Bus_1_2_3 en présence du système de compensation, les valeurs respectives des puissances actives sont 111,6 MW, 40MW et 70 MW.

La Figure 23 montre le profil de puissance réactive dans les différents Bus_1_2_3 en présence du système de compensation, les valeurs respectives des puissances réactives sont 23,7 MVar, 24,8 MVar et 9 MVar. Nous constatons une diminution de puissances réactives aux bus1 et bus2. Cela e

La Figure 24 donne le profil de puissance active à l'entrée et à la sortie des lignes de transmission en présence du système de compensation, nous constatons sur la ligne 1_150km une puissance active de 40,4 MW à l'entrée et 40MW à la sortie. Ensuite, 71,2 MW à l'entrée et 70MW à la sortie pour la ligne 2_200km.

La Figure 25 présente le profil de puissance réactive à l'entrée et à la sortie des lignes de transmission en présence du système de compensation, nous constatons sur la ligne 1_150km une puissance réactive de 28,9 MVar à l'entrée et 24,8 MVar à la sortie. Ensuite, -3,2 MVar à l'entrée et 9 MVar à la sortie pour la ligne 2_200km.

Enfin, la Figure 26 visualise les pertes de puissances active et réactive dans les lignes de transmission sans système de compensation, nous remarquons sur la ligne 1_150km, les pertes de puissances respectives de 0,4 MW et 4,1 MVar. Ensuite, 1,2 MW et -12,5 MVar pour la ligne 2_200km.

Conclusions

Les calculs d'écoulement de puissance sont une étude en régime permanent du réseau électrique qui consiste à déterminer, en premier lieu, à chaque jeu de barres, l'amplitude et la phase de la tension ainsi que les puissances active et réactive injectées. Connaissant les tensions (amplitude et phase) aux jeux de barres ainsi que les puissances injectées (active et réactive), en deuxième lieu, les courants et les puissances dans les lignes et ceux fournis par les sources. Ces calculs permettent d'identifier les faiblesses dans les réseaux électriques et d'en apporter les améliorations.

L'objectif de notre étude était d'évaluer le profil de tension aux différents nœuds, les pertes active et réactive sur les lignes de transport, ainsi que le taux de chargement des équipements.

Les résultats de la simulation nous ont permis d'identifier les marges de stabilité du réseau face à la demande croissante et de vérifier la conformité du plan de tension aux standards d'exploitation.

Cette recherche fournit une base technique pour l'optimisation des infrastructures électriques étudiées par l'insertion convenable d'un système de compensation de 75 MVar au Bus_1 et de 40 MVar au bus_2. Cette astuce a permis de ramener le plan de tension aux trois bus du réseau à des valeurs très proches de 220 kV et compenser la circulation des puissances réactives tout en optimisant la chute de tension.

Les différentes simulations 2D développées vérifient la cohérence des modèles. Les résultats obtenus montrent que les approches d'analyse et les outils informatiques utilisés sont satisfaisants.

L'analyse du flux de puissances 220 kV sous DIGSILENT n'est plus un simple calcul d'équilibre statique. Elle devient le socle pour piloter en temps réel des réseaux à forte pénétration d'EnR intermittentes. La perspective majeure est de transformer le modèle Load Flow en jumeau numérique décisionnel pour optimiser pertes, coûts et stabilité face aux contraintes N-1 et aux variations rapides du PV/éolien.

RÉFÉRENCES

- [1]. Ravi Ucheniya; Amit Saraswat; Shahbaz Ahmed Siddiqui; Sunil Kumar Goyal; Neeraj Kanwar (2020). _Performance analysis of a wind farm on transmission network using DIGSILENT power factory_. Vol. 4, No. 4, pp. 292–309. _International Journal of Forensic Engineering (IJFE)_, Royaume-Uni e6b2
- [2]. L. S. Mgaga; M. E. S. Mnguni; S. D. Lumina (2024). _Power Flow Analysis and Steady State Contingency of IEEE 9-bus System Using DIGSILENT_. Vol. 7, No. 1, pp. 005. _International Journal of Electrical Engineering and Applied Sciences (IJEEAS)_, Malaisie bd20
- [3]. Xinliang Dai et al.(2025). _Distributed AC Optimal Power Flow: A Scalable Solution for Large-Scale Problems_. arXiv:2503.24086, v2. _arXiv preprint_, États-Unis e8f5
- [4]. Xinliang Dai et al. (2026). _Distributed AC Optimal Power Flow: A Scalable Solution for Large-Scale Problems_. arXiv:2503.24086, v3. _arXiv preprint_, États-Unis 0783
- [5]. Minseok Ryu; Kibaek Kim (2021). _A Privacy-Preserving Distributed Control of Optimal Power Flow_. *arXiv:2102.02276, v3*. _arXiv preprint_, États-Unis aa8b
- [6]. Steffen Meinecke; David Sebastian Stock; Martin Braun (2022). _New Distributed Optimization Method for TSO–DSO Coordinated Grid Operation Preserving Power System Operator Sovereignty_. *Vol. 15, No. 5*. _Energies_, Suisse 51ec
- [7]. Sambarta Dasgupta; Umesh Vaidya (2017). _Contingency Analysis of Power Networks: A System Theoretic Approach_. *arXiv:1801.00068, v1*. _arXiv preprint_, États-Unis 7f6b
- [8]. MDPI (2022). _A Novel Methodology for Strengthening Stability in Electrical Power Systems by Considering Fast Voltage Stability Index under N – 1 Scenarios_. Vol. 15, No. 8. _Energies_, Suisse 37d9
- [9]. MDPI (2024). _Assessing the Static Security of the Italian Grid by Means of the N-1 Three-Phase Contingency Analysis_. Vol. 17, No. 18. _Energies_, Suisse a79c
- [10]. MDPI (2021). _Augmented Power Dispatch for Resilient Operation through Controllable Series Compensation and N-1-1 Contingency Assessment_. Vol. 14, No. 15. _Energies_, Suisse 21f3
- [11]. Auteurs MDPI (2022). _Electrical Power Systems Reinforcement through Overall Contingency Index Analysis and Improvement_. Vol. 17, No. 10. _Energies_, Suisse 6ca4
- [12]. MDPI (2023). _Multi-Period Optimal Power Flow with Photovoltaic Generation Considering Optimized Power Factor Control. Vol. 15, No. 18. _Sustainability_, Suisse 1738
- [13]. MDPI (2024). _A Dual-Objective Voltage Optimization Method for Distribution Networks Based on a Holomorphic Embedding Time-Series Power Flow Model_. Vol. 14, No. 3. _Processes_, Suisse 5cef
- [14]. Frontiers (2024). _Optimal power flow method with consideration of uncertainty sources of renewable energy and demand response_. Vol. 12. _Frontiers in Energy Research_, Suisse b8fa
- [15]. MDPI (2022). Solution of the Optimal Reactive Power Flow Problem Using a Discrete-Continuous CBGA Implemented in the DIGSILENT Programming Language_. Vol. 11, No. 6. _Computers_, Suisse 3c41
- [16]. MDPI (2023). Optimizing Real and Reactive Power Dispatch Using a Multi-Objective Approach Combining the ϵ -Constraint Method and Fuzzy Satisfaction_. Vol. 16, Special Issue. _Energies_, Suisse 51ec
- [17]. arXiv(2025). A Decomposition Method for Solving Sensitivity-Based Distributed Optimal Power Flow_. arXiv:2512.22419, v1. _arXiv preprint_, États-Unis c1f7
- [18]. arXiv (2023). Optimizing Parameters of the DC Power Flow_. arXiv:2310.00447, v2. _arXiv preprint_, États-Unis 930e

- [19]. Springer (2024). _Optimization strategy for distributed photovoltaic access to distribution networks based on power data_. Vol. 6, No. 4. _Discover Applied Sciences_, Allemagne 7960