

Impact de la distribution statistique de la résistance de ligne sur un calcul de Load Flow probabiliste

Egnonnumi Lorraine CODJO^{1,2}, François VALLEE², Bruno FRANCOIS¹

¹ Univ. Lille, Arts et Metiers Institute of Technology, Centrale Lille, Yncrea Hauts- de- France, ULR 2697 - L2EP, F- 59000 Lille, France

² Electrical Power Engineering Unit, Faculté Polytechnique de l'UMONS (Polytech Mons), Université de Mons, Mons, Belgique

RESUME – La structure des réseaux de distribution basse tension (BT) n'est pas toujours connue avec précision par les gestionnaires de réseau de distribution (GRD), notamment en raison de nombreux travaux qui affectent leur architecture (raccordement de petite production d'électricité, passage de portion en souterrain, renforcements, ...). De plus, avec les importantes variations météorologiques observées ces dernières années et la croissance des sources de production photovoltaïque (PV) décentralisées, des variations paramétriques sont constatées. Dans cette étude, un algorithme de Load Flow probabiliste a été développé, pour le réseau radial BT, en considérant la distribution statistique de la résistance des lignes en liaisons aériennes en fonction de la température extérieure. Le modèle du réseau prend en compte la variation de température dans la zone de déploiement dudit réseau. La charge des consommateurs et la production PV sont considérées comme variant dans le temps et sont générées à l'aide des données issues de compteurs intelligents avec un temps de résolution d'un quart d'heure. La valeur de la résistance de ligne ainsi que la puissance échangée au point de connexion sont sélectionnées aléatoirement à chaque itération à l'aide de la méthode Monte Carlo, et ce de manière annuelle ou saisonnière. Les résultats de la simulation ont montré que l'intégration de la distribution de la résistance dans un outil probabiliste saisonnier peut avoir un impact sur les indices de fiabilité collectés allant jusqu'à 10,4% selon la saison. Dans un contexte de mise à jour de la connaissance de l'état du réseau électrique de basse tension et de concordance aux exigences de la norme EN50160, cet outil peut être présenté comme un algorithme efficace pour quantifier l'impact de la distribution statistique de la résistance de la ligne sur un calcul de Load Flow probabiliste.

Mots-clés—Réseau de distribution basse tension radial, générateur photovoltaïque, charge client, échange de puissance réseau-client, distribution statistique de résistance de ligne aérienne, simulation Monte Carlo, modèle saisonnier, calcul de Load Flow probabiliste.

1. INTRODUCTION

Avec la libéralisation du marché de l'électricité et la pénétration accrue de productions PV décentralisées et dispersées sur les réseaux de distribution basse tension (BT) existants, on assiste à une croissance de problèmes liés aux variations de tension sur les lignes. Cela peut parfois entraîner des dommages sur les équipements du consommateur ou sur les éléments du réseau. Ces dommages associés à l'évolution continue de l'état des réseaux BT soulèvent certaines questions qui font l'objet de recherches scientifiques.

Les références [1], [2] et [3] ont investiguées les problèmes liés à la gestion des réseaux électriques BT en développant un outil probabiliste pour le calcul de Load Flow (LF), lequel considère les fluctuations des productions PV et les demandes de charge comme des incertitudes. Alors que les travaux de [2] ont utilisé directement les données des compteurs intelligents pour établir le profil de production PV, les travaux de [1] ont fondé leur étude d'incertitude, liée à la plage de variation de la valeur de la résistance de ligne, sur une méthode de prévision en utilisant des données provenant de modèles météorologiques numériques. Comme on le sait, les réseaux LV sont en constante évolution et sont réellement impactés par les changements environnementaux (comme la variation de la température et le réchauffement climatique). Cependant, les études citées ci-dessus et le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) traitent des incertitudes liées à la production et à la demande d'énergie sans tenir compte de la variation (usure, conditions météorologiques...) de certains paramètres du réseau dans l'algorithme de Load Flow (LF).

Dans ce travail, nous essayons de résoudre ce problème en considérant la distribution de la résistance de ligne comme une variable incertaine qui doit être établie et analysée lors de l'étude probabiliste afin d'améliorer la qualité de l'outil et de la prise de décision qui en résulte. Contrairement aux travaux de [4] et [5] qui définissaient un intervalle de variation autour de la valeur nominale de la résistance de ligne, les profils de variation de la résistance annuelle et saisonnière ont été définis sur la base des données de température pour ce travail. Un processus complet a été élaboré et mis en œuvre pour des études de cas spécifiques allant de l'échantillonnage de la résistance de ligne à l'étude de LF en passant par des calculs de fonction de distribution cumulative (FDC) et une simulation Monte Carlo (MC). L'objectif de ce travail est de montrer, dans quelle mesure l'utilisation d'un tel outil amélioré peut démontrer l'impact réel de la distribution statistique des paramètres du réseau sur un calcul de LF probabiliste.

2. DESCRIPTION ET MODELISATION DU SYSTEME

2.1. Réseau électrique basse tension étudié

Le réseau électrique étudié dans le cadre de ce travail est un départ radial BT (figure 1) alimentant 18 nœuds connectés chacun à un client (C_i) possédant une source de production PV. Il s'agit d'un réseau physique implanté dans la ville de Flobecq, en Belgique.

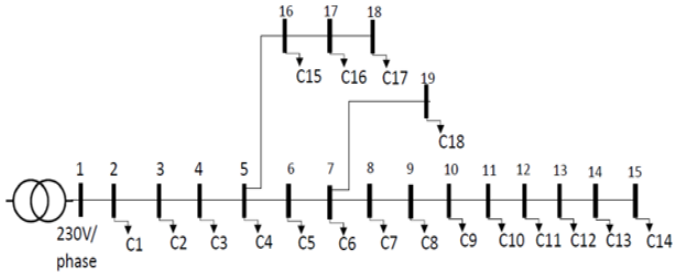


Fig. 1. Structure du réseau BT considéré.

La tension nominale du côté secondaire du transformateur est supposée être à la valeur de référence de 230V. Chaque client est équipé d'un compteur communicant (Smart Meter SM) avec une résolution quart-horaire. Ces SM enregistrent la consommation (*Cons*), l'injection (*Inj*) et la production PV (*Prod*) à chaque nœud. La base de données utilisée consiste donc en une année de données de comptage de tous les consommateurs connectés. Pour chacun d'eux, la consommation d'énergie (en Watt-heure) et la production photovoltaïque disponible (en Watt-heure) sont fournies ; ce qui permet de trouver leur consommation réelle. A partir de l'énergie E (en Watt-heure) mesurée toutes les 15 minutes, la puissance P en Watt est calculée en utilisant :

$$p(t) = \frac{dE}{dt}$$

$$P = \frac{E}{t}$$

Sachant que :

$$t = 15\text{min} = \frac{1}{4}\text{heure}$$

On obtient :

$$P = \frac{E}{1/4}$$

D'où :

$$P = E * 4 \quad (1)$$

2.2. Modélisation de l'échange de puissance entre le client et le réseau

Afin de souligner le caractère aléatoire de la production PV pour chaque consommateur, nous avons défini deux types de puissance, l'une liée à la charge nette au nœud i et l'autre liée à la production PV associée.

2.2.1. Modèle de la charge du client

La valeur de la charge nette du client au nœud i est calculée, à l'aide des données du SM, comme suit :

$$Load_q = Cons_q - Inj_q + Prod_q \quad (2)$$

où q est l'indice du quart d'heure ($q \in 1...96$). $Cons_q$, Inj_q , $Prod_q$ et $Load_q$ sont respectivement la consommation du client mesurée, l'injection de puissance, la production PV et la charge nette calculée au quart-horaire q .

2.2.2. Modèle d'échange de puissance client-réseau

La puissance électrique impliquée dans cette étude est celle de chaque client au nœud i échange avec le réseau ; ce qui signifie que seule l'injection et la consommation de puissance doivent être prises en compte.

La figure 2 montre le flux de puissance au point de connexion client-réseau.

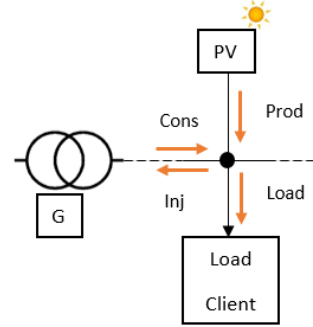


Fig. 2. Connexion client-réseau.

La figure 3 présente l'évolution, en un point de connexion, de la puissance échangée avec le réseau.

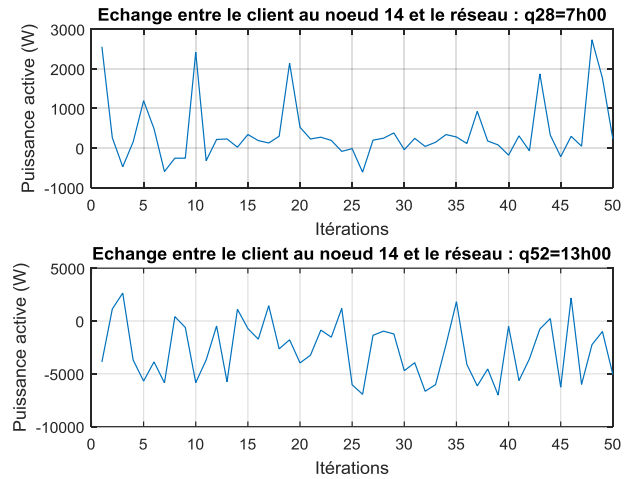


Fig. 3. Exemple d'échange de puissance entre le réseau électrique et le client au nœud 14.

Commentaire :

"Valeur positive (+) = consommation > injection"

"Valeur négative (-) = injection > consommation"

Ainsi, la puissance P , prise en compte lors du calcul de LF est définie comme suit :

$$P_{q,it} = Load_{q,it} - Prod_{q,it} \quad (3)$$

où l'indice du quart-horaire est q ($q \in 1...96$) et l'indice de l'itération calculée est it . $Load_{q,it}$ et $Prod_{q,it}$ sont respectivement la puissance obtenue, aléatoirement, à partir de la fonction de distribution cumulative FDC (établie à partir de l'historique des mesures à disposition) de la charge nette et de la production PV.

La figure 4 montre l'organigramme de l'algorithme de définition de la puissance utilisé pour le calcul de puissance définie par l'équation (3).

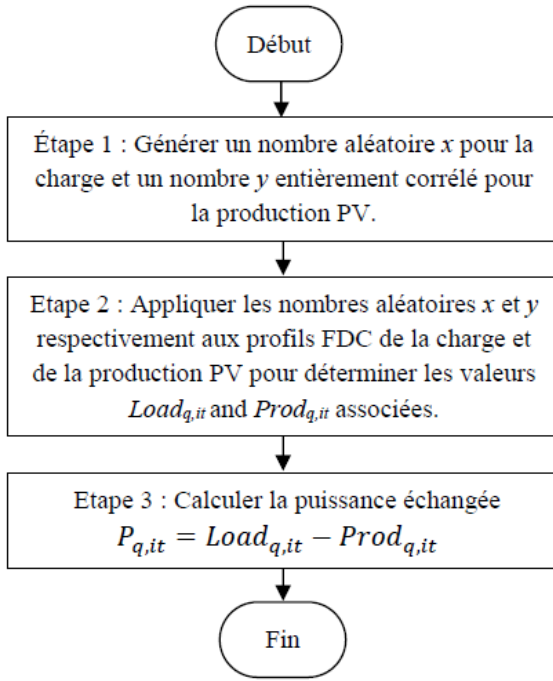


Fig. 4. Organigramme du calcul aléatoire de l'échange de puissance à chaque quart d'heure à l'aide des profils de Fonction de Densité Cumulative FDC($Load_{q,it}$) et FDC($Prod_{q,it}$).

2.3. Modélisation de la dépendance à la température de la résistance de ligne aérienne

2.3.1. Modèle global

La ligne électrique BT monophasée est modélisée par son impédance longitudinale entre deux nœuds. En effet, en raison des courtes distances, les admittances shunt (phénomène capacitif) du modèle PI peuvent être négligées comme étudié dans [5]. L'impédance de ligne (ci-dessous noté $Z_{l,i}$) devient donc une combinaison p.u.l. (puisque la longueur de câble en km est un paramètre critique) de résistance R_i et d'inductance série X_i comme suit :

$$Z_{l,i} = l_i * (R_i + jX_i) \quad (4)$$

où l_i est la longueur de la ligne entre les nœuds i et $i+1$.

2.3.2. Modèle de variation de la résistance

Le modèle de distribution de la résistance est construit en tenant compte de la variation de température sur un an tandis que l'inductance est maintenue fixe (les effets magnétiques des lignes peuvent, en effet, être considérés comme indépendants de la température externe).

A partir de cette variation, l'équation de résistance de ligne R est exprimée comme ci-dessous :

$$R \text{ (Ohms/km)} = [\rho_o * (1 + \alpha_o * \Delta t)] * \frac{1}{S * 10^3} \quad (5)$$

où le paramètre Δt (avec $\Delta t = T_i - T_o$) est la variation de température par rapport à la température de référence. Les autres paramètres de l'équation (5) et leur valeur sont définis dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1. Spécification de la ligne aérienne.

Paramètre	Valeur et unité
T_o : température de référence	20 °C
α_o : coefficient de température à 20°C	$4 \times 10^{-3} \text{ K}^{-1}$
S : section du conducteur	50 mm ²
ρ_o : résistivité à 20°C	$17,2 \times 10^{-9} \text{ Ohms.m}$

L'organigramme de l'algorithme de calcul de la résistance est illustré à la figure 5.

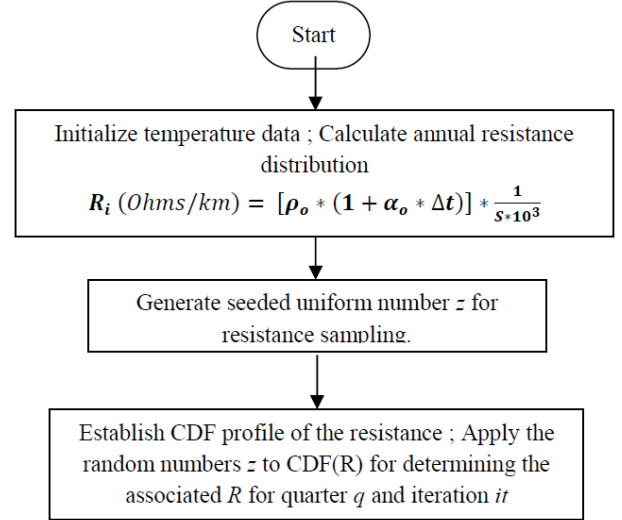


Fig. 5. Organigramme de l'algorithme de calcul de la valeur de résistance.

3. ETUDE DE LOAD FLOW PROBABILISTE

3.1. Formulation du problème et hypothèses

Avec les changements climatiques, nous assistons à un réchauffement climatique accru, surtout pendant l'été. L'objectif principal de ce travail est d'étudier et de mettre en œuvre un modèle probabiliste de Load Flow (LF) avec intégration de la distribution statistique de la résistance de la ligne électrique. Cette distribution de résistance linéique nous permet d'apporter une certaine véracité dans les calculs du flux d'énergie dans les lignes en tenant compte de la dépendance météorologique.

Il est important d'introduire aléatoirement la distribution de résistance de ligne dans l'outil probabiliste afin de montrer comment et quand (au regard de la saison et du moment de la journée) l'effet de la variation de température influence le résultat du LF. En calculant l'amplitude des tensions nodales, au cours de la simulation, il sera possible d'évaluer les nœuds les plus critiques du réseau (en termes d'amplitude de tension) à l'aide d'un critère probabiliste qui considère une plage de variation acceptable de 10 % autour de l'amplitude nominale [6].

Tableau 2. Caractéristiques de tension choisies.

Norme EN50160 pour la qualité de puissance + effet de la fréquence de mesure (1/4 heure) sur la véracité des mesures	
Pourcentage de surtension tolérable	$\leq + 10\% \text{ of } V_{max}$
Pourcentage de chute de tension tolérable	$\geq - 10\% \text{ of } V_{max}$

où la valeur de tension V_{max} est égale à 230V.

Afin de mieux valider les résultats issus de l'étude, deux cas de simulation ont été construits. Le premier cas (cas1) tient compte d'un profil annuel typique pour la charge du client et la production photovoltaïque pour chaque itération sur l'ensemble de l'année, tandis que pour le second cas (cas 2), les profils sont construits par saison (voir tableau 3). L'idée est d'évaluer dans le cas 1 si la variation de résistance peut globalement impacter ou non la variation de tension puis ensuite d'approfondir l'analyse en évaluant cette même variation par saison (allant de la plus froide à la plus chaude).

Pour chaque cas, des simulations sont effectuées pour une valeur fixe (valeur moyenne de la distribution de la résistance à l'année) et des valeurs échantillonnées de la résistance de ligne.

Tableau 3. Différents cas simulés

Cas 1 : étude annuelle	Cas 2 : étude saisonnière
96 profils de charge et de production PV pour chaque client correspondant aux 96 quart-horaires, allant de q1 à q96	96 profils de charge et de production PV pour chaque client correspondant aux 96 quart-horaires et par saison, allant de q1-q14 à q96-q964 (l'indice 1 pour l'hiver, 2 pour le printemps, 3 pour l'été et 4 pour l'automne).

3.2. Algorithmes

La figure 6 montre l'organigramme du modèle développé et mis en œuvre (dans MATLAB®) de l'outil de LF probabiliste avec des valeurs de résistance fixes ou échantillonnées. Cet algorithme est lié à une version mise à niveau du travail effectué dans [7].

Pour chacun des 96 quarts d'heure d'une journée-type, deux fonctions de distribution cumulative (FDC) sont construites, l'une pour la charge client ($Load_{q,i}$) et l'autre pour la production PV ($Prod_{q,i}$). Ensuite, en utilisant la méthode de Monte Carlo (MC), un nombre N_{it} d'échanges de puissance sont aléatoirement générées, à partir des deux profils CDF. Le modèle de simulation Monte Carlo est utile lorsque l'on considère la puissance comme une donnée dépendante du temps [8].

À chaque itération, it ($it \in 1 \dots N_{it}$), selon la simulation effectuée, la valeur de résistance de ligne est fixée ou prend une valeur probabiliste, laquelle est générée à l'aide du profil FDC de la résistance de ligne (obtenu sur base de la distribution statistique de la température extérieure dans le voisinage du réseau étudié). La puissance échangée avec le réseau est calculée à l'aide de l'équation (3).

La puissance active $P_{q,it}$ obtenue est ensuite utilisée pour générer une valeur de puissance réactive typique (en supposant un facteur de puissance réglé à 0,9 [9]). Les deux puissances associées à chaque client, combinées à la valeur de référence V_{nl} de la tension au poste MT/BT, sont utilisées comme pour le calcul de Load Flow [10, 11] réalisé afin de caractériser chaque état Monte Carlo simulé (l'organigramme de l'algorithme de calcul de LF est illustré à la figure 7).

L'organigramme de la figure 8 résume le processus de simulation pour l'étude saisonnière. Le processus est le même que le cas 1 à l'exception que les données SM utilisées, sont regroupées par saison (chaque client étant donc caractérisé par 4 journées-type de consommation et de production).

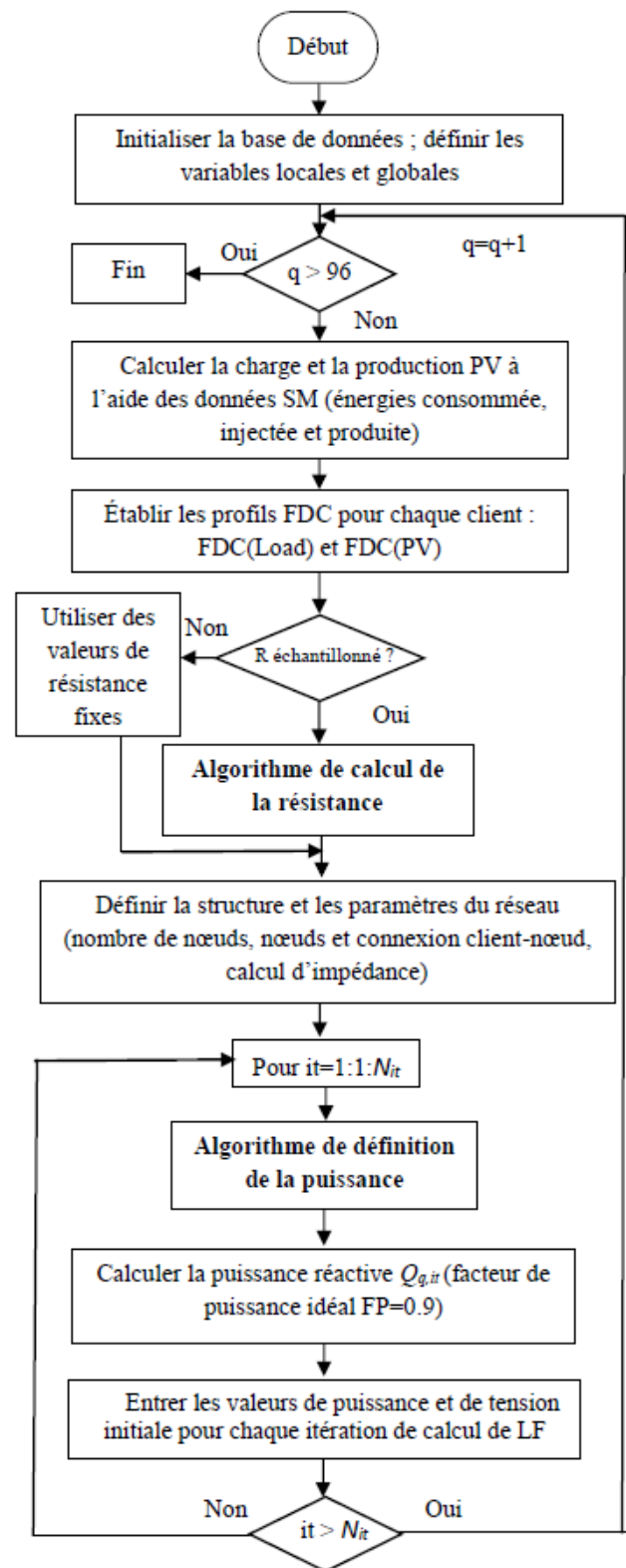


Fig. 6. Algorithme de l'étude annuelle : Organigramme de l'algorithme développé pour la définition de la topologie du réseau et pour le calcul de Load Flow dans le premier cas de simulation.

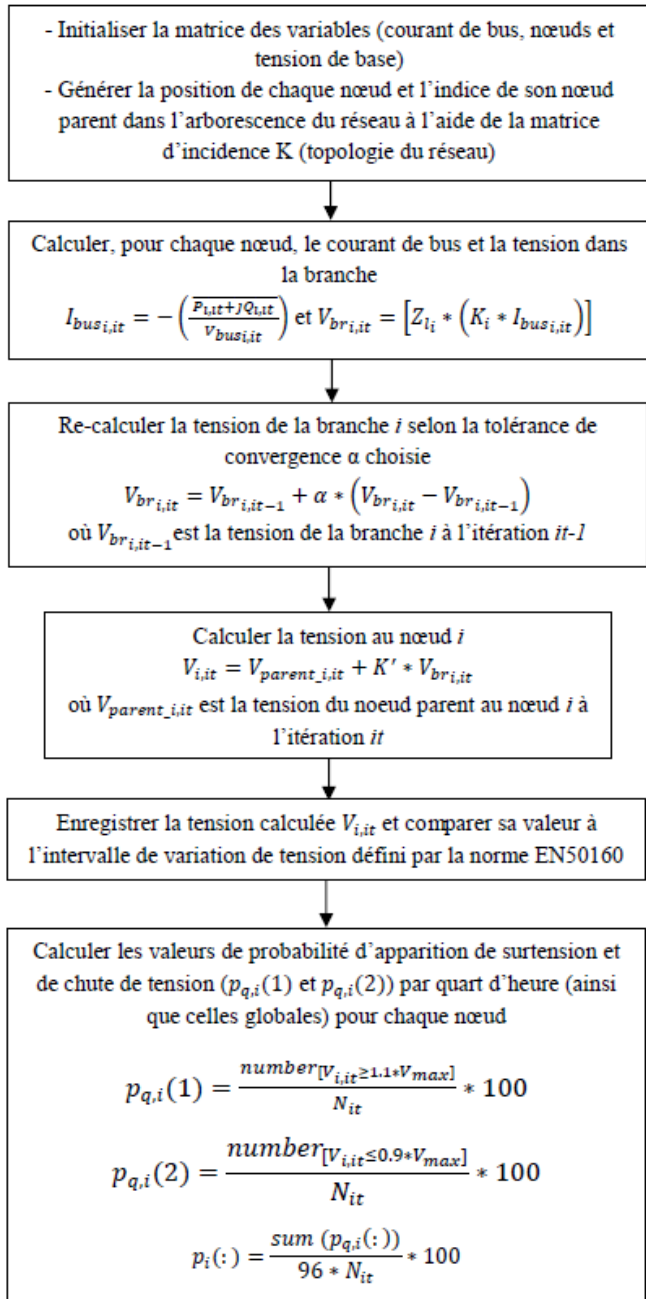


Fig. 7. Organigramme de l'algorithme de calcul de Load Flow utilisé dans le processus principal.

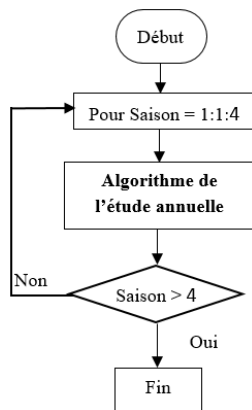


Fig. 8. Organigramme de l'algorithme additionnel implémenté pour le second cas de simulation.

4. APPLICATION

4.1. Distribution de la résistance

La figure 9 montre le profil FDC de la résistance sur une année, tandis que la figure 10 montre le profil FDC de la même résistance pour chaque saison. L'allure de ces profils s'explique logiquement par la distribution de la température qui atteint des valeurs plus élevées pendant les mois les plus chauds.

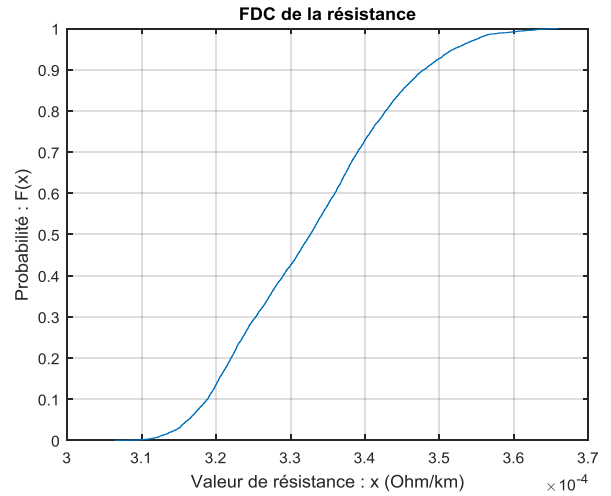


Fig. 9. Profil FDC annuel de la résistance de ligne.

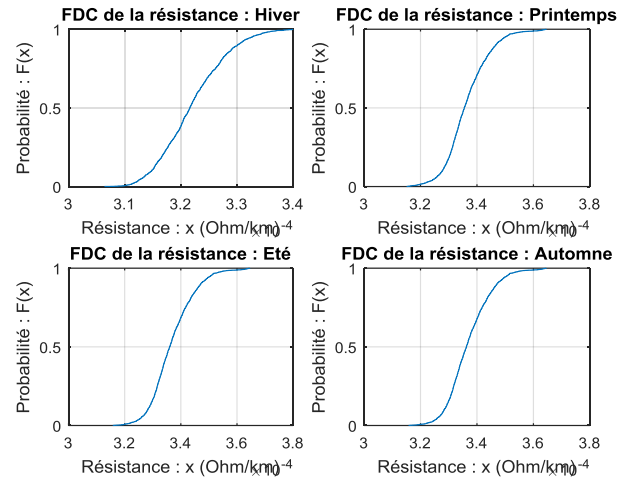


Fig. 10. Profil FDC saisonnier de la résistance de ligne.

Le tableau 4 montre la valeur de résistance fixe utilisée lors des simulations, telle qu'elle est présentée à la section 3.1.

Tableau 4. Spécifications des cas simulés

Valeurs fixes de résistances (Ohms/km)	
Cas 1 : étude annuelle	Cas 2 : étude saisonnière
3.32854*10 ⁻⁴	Hiver : 3.2205*10 ⁻⁴
	Printemps : 3.364*10 ⁻⁴
	Été : 3.370*10 ⁻⁴
	Automne : 3.368*10 ⁻⁴

4.2. Fonction de distribution cumulative des puissances

Les profils FDC de la charge client et de la production PV, pour le client 14 à deux quarts d'heure différents, sont

présentés à la figure 11. On peut logiquement observer que les valeurs de PV les plus importantes sont observées en milieu de journée.

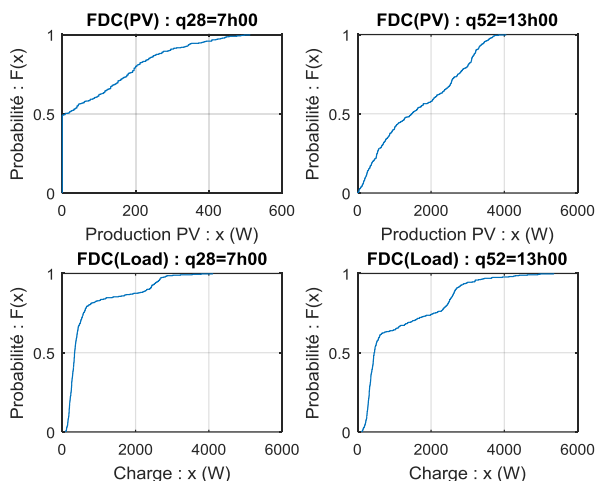


Fig. 11. Profil FDC de la production PV (PV) et de la charge du client (Load) pour quelques quart-horaires.

4.3. Analyse de fiabilité

La figure 12 montre les indices de probabilité de surtension simulés pour chaque nœud du réseau. Le nœud 14 est le nœud le plus critique du réseau, tandis que les trois premiers nœuds situés proche du poste MT/BT sont assez sûrs (nœuds 2, 3 et 4).

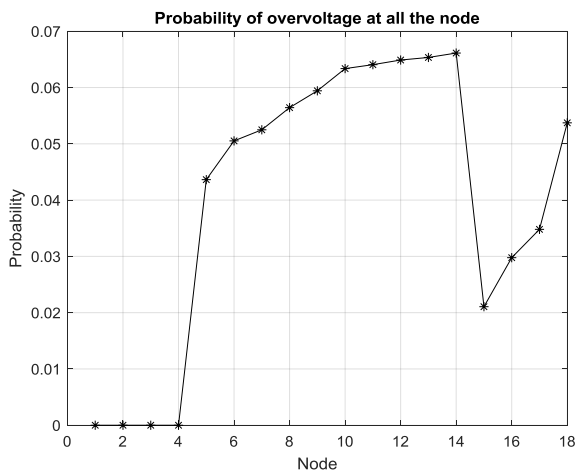


Fig. 12. Probabilité de surtension pour une étude annuelle avec des valeurs échantillonnées de résistance.

Les tableaux ci-dessous montrent les probabilités de chute de tension et de surtension, résultant de la simulation de l'outil probabiliste, au nœud 2 (celui directement lié au poste MT/BT) et au nœud 14 (celui à la fin du départ).

Tableau 5. Probabilité globale de variation de la tension pour deux nœuds sur le même départ : pour les valeurs fixes de R

$N_{IT} = 10000$		Pourcentage de probabilité	
Nœuds		Surtension	Chute de tension
2		0 %	0 %
14		7.101 %	0.684 %

Tableau 6. Probabilité globale de variation de la tension pour deux nœuds sur le même départ : pour les valeurs échantillonnées de R

$N_{IT} = 10000$		Pourcentage de probabilité	
Nœuds		Surtension	Chute de tension
2		0 %	0 %
14		6.613 %	0.666 %

Au regard des valeurs ci-dessus, l'utilisation de la valeur échantillonnée de la résistance a un impact sur les résultats du LF probabiliste. Partant des valeurs du tableau 5 aux valeurs obtenus dans le tableau 6, une diminution de 6,9 % est observée sur les probabilités calculées. Aussi, il n'y a pas de chute de tension ni d'apparition de surtension pendant la simulation annuelle du nœud 2. Cela peut s'expliquer par le lien direct de ce nœud avec le côté secondaire du transformateur, ce qui diminue l'effet de la variation de tension.

Le tableau 7 donne les probabilités de surtension et de creux de tension (calculées sur base de la norme EN50160) obtenues au nœud 14 qui est le plus critique pour les différents cas de simulation analysés.

Tableau 7. Probabilité globale de variation de la tension électrique au nœud le plus critique (nœud 14).

$N_{IT} = 10000$		Pourcentage de probabilité	
		Surtension	Chute de tension
Hiver	R fixe annuel	1.781 %	5.656 %
	R fixe saisonnier	2.184 %	5.944 %
	R variable saisonnier	2.029 %	6.025 %
Printemps	R fixe annuel	9.012 %	0 %
	R fixe saisonnier	11.090 %	0.009 %
	R variable saisonnier	10.192 %	0.012 %
Été	R fixe annuel	10.551 %	0 %
	R fixe saisonnier	13.885 %	0.001 %
	R variable saisonnier	12.443 %	0 %
Automne	R fixe annuel	1.469 %	1.633 %
	R fixe saisonnier	1.594 %	1.657 %
	R variable saisonnier	1.619 %	1.869 %

Globalement, l'utilisation d'une même valeur moyenne annuelle de la résistance de ligne aérienne, pour une étude saisonnière, affecte les indices de fiabilité de chaque saison. En d'autres termes, cela conduit à considérer le réseau plus sûr qu'il ne l'est réellement et s'explique par la non-considération des cas extrêmes statistiquement plus rares. En utilisant une valeur moyenne fixe de la résistance basée sur sa distribution spécifique à chaque saison, les indices trouvés sont déjà plus réalistes. De plus, en intégrant les distributions statistiques des valeurs de résistance, les probabilités calculées sont affinées vers des valeurs beaucoup plus en relation avec les conditions météorologiques.

Pour les simulations hivernales, l'apparition d'une chute de tension est plus probable que l'apparition de surtension, car pendant cette saison, les températures sont très basses, ce qui diminue la valeur de résistance. Pour la simulation estivale,

l'apparition de surtension est la plus probable, et ce avec une augmentation très importante par rapport à la valeur hivernale, pour toutes les simulations. De plus, en utilisant les distributions statistiques de R , l'étude saisonnière montre qu'il y a 5,83% de risque en plus qu'une surtension apparaisse en été par rapport au résultat obtenu après utilisation d'une valeur moyenne annuelle de résistance (laquelle est inférieure à la majeure partie des valeurs de résistance observées en période estivale).

Les valeurs échantillonnées de R en été nous permet d'observer une variation de 10,4% de la probabilité d'apparition de surtension par rapport au résultat avec les valeurs fixes de résistance estivale. Les résultats de la simulation et la précision obtenue, en particulier pendant la saison la plus chaude et celle la plus froide, valident notre hypothèse sur l'impact des conditions météorologiques sur la résistance de la ligne aérienne dans une étude probabiliste de LF. Il est donc très utile d'inclure la distribution de la résistance basée sur la température dans le modèle de réseau pour l'étude de LF probabiliste.

5. CONCLUSIONS

Le contrôle de la tension est un point important dans la gestion du réseau électrique. Les normes européennes ont des règles spécifiques sur la variation de l'amplitude de la tension. Un point important est alors d'identifier, avec le plus de fiabilité possible, les nœuds critiques notamment en cas de forte pénétration de production PV. Tous les cas de simulation étudiés dans cet article convergent vers une validation de l'impact de la résistance de ligne sur le résultat de LF probabiliste, notamment en cas d'étude saisonnière. L'outil modélisé est utile pour le contrôle de la tension d'un réseau BT radial en ce sens qu'il tient compte de la variation de la production PV et de l'impact de la température sur le réseau. En identifiant le nœud critique avec la plus grande précision possible et en tenant compte des limites européennes imposées, des études de gestion active de réseau peuvent être développées afin d'éviter les risques de surtension ou de chute de tension à une échelle saisonnière ou horaire.

L'une des perspectives de ce travail consistera à entraîner les algorithmes en utilisant de plus grands ensembles de données d'autres années et de différentes zones géographiques afin d'améliorer leur généralisation. De plus, un algorithme de

contrôle de la tension pourra être développé pour servir d'étage en aval pour l'outil actuel. L'idée sera de construire un outil probabiliste de contrôle de tension robuste pour la gestion du réseau électrique BT en tenant compte des distributions réalistes de l'impédance de ligne sur toute l'année et par saison.

6. REFERENCES

- [1] H. Liu, C. Huang, Y. Chen and Y. Hou, "Probabilistic Power Flow Calculation Method for Lowvoltage Microgrid," *2013 IEEE Grenoble Conference*, Grenoble, 2013, pp. 1-5.
- [2] V. Klonari, F. Vallée, O. Durieux, Z. De Grève and J. Lobry, "Probabilistic modeling of short term fluctuations of photovoltaic power injection for the evaluation of overvoltage risk in low voltage grids," *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Cavtat, 2014, pp. 897-903.
- [3] G. Gruosso, P. Maffezzoni, Z. Zhang and L. Daniel, "Probabilistic load flow methodology for distribution networks including loads uncertainty," *Electrical Power and Energy Systems* 106, 2019, pp. 392–400.
- [4] K. Christakou, M. Paolone and A. Abur, "Voltage Control in Active Distribution Networks Under Uncertainty in the System Model: A Robust Optimization Approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Nov. 2018, pp. 5631-5642.
- [5] B. Bakhshideh Zad, J. Lobry and F. Vallée, "Impacts of the model uncertainty on the voltage regulation problem of medium-voltage distribution systems," *IET Generation Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 10, pp. 2359-2368, 2018.
- [6] H. Markiewicz and A. Klajn "Voltage Disturbances Standard EN 50160 Voltage Characteristics in Public Distribution System," Wroclaw University of Technology, July 2004.
- [7] F. Vallée, V. Klonari, J. Lobry and O. Durieux, "Study of the combined impact of auto-consumption behaviour and correlation level between prosumers on overvoltage probabilities in low voltage distribution grids," *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*, Chicago, IL, 2014, pp. 1-6.
- [8] D. Wright, "Basics of Monte Carlo Simulation," Geant 4 Tutorial at Lund University, 2018.
- [9] Association négaWatt. "Courant alternatif, puissances active et réactive, facteur de puissance, harmoniques," Fiche technique, Mars 2017.
- [10] M. Hupez, Z. De Grève and F. Vallée, "Simulating Time Dependent Technical Solutions in Distribution Networks Using Sequential Stochastic Analyses," *24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution CIGRE*, Glasgow, Scotland, June 2017.
- [11] T.-H. Chen and N.-C. Yang, "Three-phase power-flow by direct ZBR method for unbalanced radial distribution systems," *IET Generation Transmission & Distribution*, 2009.