Office de la Propriété Intellectuelle du Canada
Un organisme d'Industrie Canada

Canadian Intellectual Property Office
An agency of Industry Canada

CA 2915674 A1 2017/06/17

(21) 2 915 674

(12) DEMANDE DE BREVET CANADIEN
CANADIAN PATENT APPLICATION

(13) A1

(22) Date de dépôt/Filing Date: 2015/12/17

(41) Mise à la disp. pub./Open to Public Insp.: 2017/06/17

(51) Cl.Int./Int.Cl. *H02J 13/00* (2006.01)

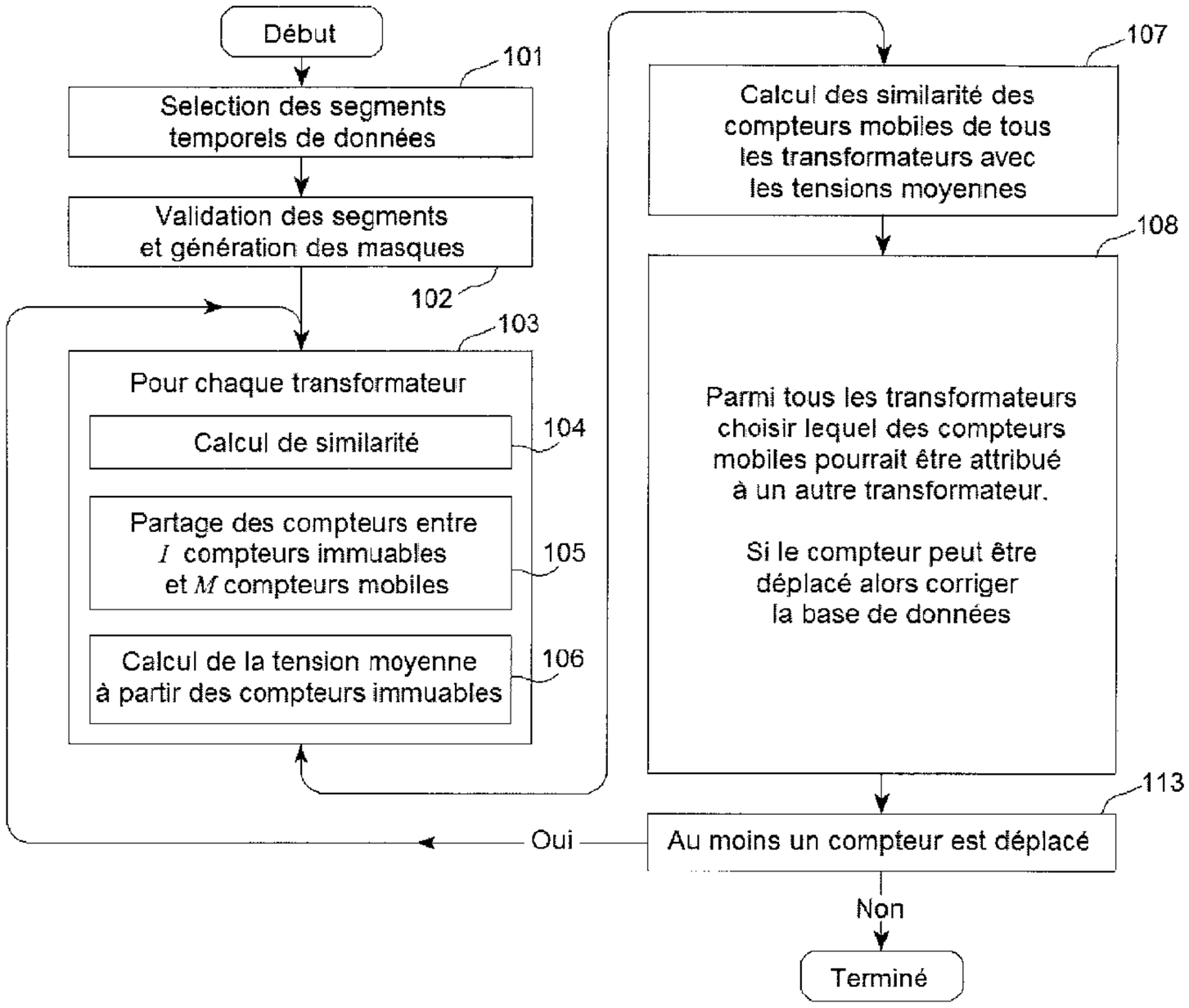
(71) Demandeur/Applicant:
HYDRO-QUEBEC, CA

(72) Inventeurs/Inventors:
LEONARD, FRANCOIS, CA;
ZINFLOU, ARNAUD, CA

(74) Agent: MORIN, LUC

(54) Titre : MISE A JOUR D'UNE TOPOLOGIE D'UN RESEAU DE DISTRIBUTION PAR REATTRIBUTION SUCCESSIVE DES COMPTEURS

(54) Title: UPDATE OF THE TOPOLOGY OF A DISTRIBUTION NETWORK BY SUCCESSIVE REATTRIBUTION OF COUNTERS



(57) Abrégé/Abstract:
Il est proposé une méthode de correction d'une topologie d'un réseau intelligent qui exploite l'information contenu dans des mesures de tension collectées par des compteurs intelligents afin de déterminer quel compteur est rattaché à quel transformateur.

CA 2915674 A1 2017/06/17

(21) 2 915 674

(13) A1

(57) Abrégé(suite)/Abstract(continued):
La méthode préférée démarre d'une topologie initiale qui comporte potentiellement des erreurs d'attribution de compteur à transformateur et réalise des réattributions successives jusqu'à ce que chaque compteur soit attribué au réseau d'un transformateur pour lequel la tension du compteur a le plus de similarité avec la tension moyenne de ce réseau. Le calcul de similarité préféré est une optimisation de la distance entre deux signaux de tension dans un espace multidimensionnelle. La méthode comprend les étapes successives de séparer en deux lots les compteurs attribués à un transformateur selon le degré de similarité de chaque compteur avec les autres compteurs de sorte qu'un lot comprends les compteurs dit immuables car ils sont similaires à l'ensemble alors que le second lot comprend les compteurs dit mobiles car ils sont moins similaires, de calculer une tension moyenne corrigée par transformateur à partir du lot de compteurs immuables, de calculer la similarité des compteurs mobiles de tous les transformateurs avec la tension moyenne corrigée de chaque transformateur, de trouver pour chaque transformateur quels sont les compteurs mobiles susceptibles d'être réattribués, de sélectionner pour chaque transformateur où il y a au moins un compteur à réattribuer lequel sera priorisé, de réattribuer au moins un compteur et, s'il reste des compteurs mobiles susceptibles d'être réattribués, de retourner à l'étape de séparation en lots de compteurs immuables et mobiles, de réaliser cette étape pour les transformateurs qui ont eu une réattribution de compteurs et de poursuivre les étapes suivantes, sinon, les réattributions sont terminées. Le résultat de la mise à jour donne l'historique des déplacements de compteurs et de cet historique on peut extraire une topologie correspondant à un moment donné.

Abrégé

Il est proposé une méthode de correction d'une topologie d'un réseau intelligent qui exploite l'information contenu dans des mesures de tension collectées par des compteurs intelligents afin de déterminer quel compteur est rattaché à quel transformateur. La méthode préférée démarre d'une topologie initiale qui comporte potentiellement des erreurs d'attribution de compteur à transformateur et réalise des réattributions successives jusqu'à ce que chaque compteur soit attribué au réseau d'un transformateur pour lequel la tension du compteur a le plus de similarité avec la tension moyenne de ce réseau. Le calcul de similarité préféré est une optimisation de la distance entre deux signaux de tension dans un espace multidimensionnelle. La méthode comprend les étapes successives de séparer en deux lots les compteurs attribués à un transformateur selon le degré de similarité de chaque compteur avec les autres compteurs de sorte qu'un lot comprends les compteurs dit « immuables » car ils sont similaires à l'ensemble alors que le second lot comprend les compteurs dit « mobiles » car ils sont moins similaires, de calculer une tension moyenne corrigée par transformateur à partir du lot de compteurs immuables, de calculer la similarité des compteurs mobiles de tous les transformateurs avec la tension moyenne corrigée de chaque transformateur, de trouver pour chaque transformateur quels sont les compteurs mobiles susceptibles d'être réattribués, de sélectionner pour chaque transformateur où il y a au moins un compteur à réattribuer lequel sera priorisé, de réattribuer au moins un compteur et, s'il reste des compteurs mobiles susceptibles d'être réattribués, de retourner à l'étape de séparation en lots de compteurs immuables et mobiles, de réaliser cette étape pour les transformateurs qui ont eu une réattribution de compteurs et de poursuivre les étapes suivantes, sinon, les réattributions sont terminées. Le résultat de la mise à jour donne l'historique des déplacements de compteurs et de cet historique on peut extraire une topologie correspondant à un moment donné.

MISE À JOUR D'UNE TOPOLOGIE D'UN RÉSEAU DE DISTRIBUTION PAR RÉATTRIBUTION SUCCESSIVE DES COMPTEURS

Domaine de l'invention

L'invention porte sur une méthode de mise à jour d'une topologie d'un réseau de distribution par réattribution successive des compteurs.

État de la technique

Lors de la mise en service d'un réseau de distribution tout comme lors d'installation de compteurs intelligents, il survient occasionnellement des erreurs d'attribution compteur à transformateur dans les inscriptions de la base de données descriptive du réseau de même que des erreurs d'inscription de géolocalisation. Le réseau évolue lorsque l'exploitant déplace le rattachement de certains compteurs afin d'équilibrer les charges entre les transformateurs disponibles avoisinants sans pour autant réaliser une inscription ou réaliser la bonne inscription dans la base de données. Le résultat est une base de données contenant une description écartée de la réalité et dont l'écart s'accroit avec le temps. Les conséquences sont multiples : erreur d'équilibrage des charges entre transformateurs, erreur dans la planification de remplacement ou d'ajout de transformateurs, erreur ou perte de sensibilité dans la détection de non-conformités électriques. L'exploitant est à la recherche d'une méthode qui permettrait de continuellement mettre à jour la base de données décrivant le réseau.

Dans un réseau de distribution, en plus des compteurs intelligents on peut retrouver une faible proportion de compteurs électromécaniques qui n'ont pas la capacité de transmettre leur lecture et des raccordements à tarifs forfaitaires sans compteur (ex. : éclairage urbain). À ces consommateurs légaux de puissance s'ajoute les subtilisations d'énergie. La méconnaissance de ces transits de puissance fait en sorte qu'il est difficile de balancer les calculs de flux d'énergie (ou les pertes) dans l'arborescence du réseau, soit du consommateur jusqu'au départ de ligne dans un poste (feeder). Toute méthode utilisant les fluctuations de puissance pour déterminer la topologie fonctionne en autant que la puissance transitée par un compteur intelligent offre un patron temporel qui se démarque des patrons des transits de puissances méconnus.

Statistiquement, en ordre décroissant d'amplitude, la tension mesurée par un compteur fluctue en fonction de la tension au départ de ligne, de la charge transité par ce compteur, de la charge transitée par les autres compteurs rattachée au même transformateur et en fonction des charges transitées par les autres transformateurs raccordés sur la même ligne. Toute méthode utilisant les fluctuations de tension pour déterminer la topologie fonctionne en autant que les charges transitées par un transformateur voisin raccordé sur la même ligne aura moins d'impact sur la tension mesurée que la charge transitée par les autres compteurs rattachée au même transformateur.

L'utilisation de l'information transmise lors d'une panne de courant sur une portion du réseau permet d'attribuer les compteurs affectés par cette panne à cette portion. Cette méthode a deux importantes lacunes. La première est que pour attribuer un compteur à un transformateur il faut attendre une panne qui n'affecte que le réseau de ce transformateur. La seconde est que dans ce dernier cas, il y a une possibilité que ce soit le transformateur qui est surchargé et qu'il y aura déplacement d'un ou de plusieurs compteurs ayant pour résultat que la topologie déduite grâce à la panne est dite « temps moins un » (t-1) car elle correspond à la topologie précédente.

US 2015/0241482 intitulé « Smart Grid Topology Estimator » décrit une méthode qui corrèle les variations de tensions entre deux compteurs et détermine s'ils sont tous deux reliés à un même transformateur. Cette méthode démarre le processus d'attribution sans connaissance préalable du réseau. Elle comporte comme principales limitations que la similarité s'exerce entre les fluctuations de tensions de deux compteurs à la fois et que la fonction de similarité proposée est la corrélation. Cette méthode ne localise pas temporellement le déplacement d'un rattachement de compteur. Cette méthode exige un effort de calcul considérable si l'on ne dispose pas des coordonnées de géolocalisation afin de restreindre à un voisinage donné le nombre de compteurs à corréler. Cette méthode préconise aussi la synchronisation temporelle des séries temporelles de mesures de tensions par corrélation. Notons que cette synchronisation temporelle est non requise avec des équipements modernes bien configurés et que cette synchronisation peut même poser un problème en augmentant indument la

corrélation entre deux séries temporelles comparées en les désynchronisant au vu des estampilles temporelles.

US 2014/0039818 intitulé « Determining a connectivity model in smart grids » décrit une méthode qui suit le flot d'énergie dans l'arborescence du réseau. Un inconvénient de cette méthode est qu'elle requiert des mesures relatives à la puissance aux différents nœuds de l'arborescence, soit aux transformateurs et aux lignes. Un autre inconvénient de cette méthode est que les subtilisations d'énergie et les compteurs électromécaniques non rattachés au réseau de communication perturbent les mesures relatives à la puissance et compromettent le suivi d'écoulement de puissance. Un grave inconvénient est que cette méthode ne peut pas traiter le cas d'un compteur qui a une consommation de puissance en deçà de la somme des erreurs de mesure des autres compteurs qui consomment beaucoup de puissance et des fluctuations des pertes du réseau. Enfin, la méthode ne tient pas compte de la fluctuation des pertes dans les équipements qui elles sont fonction de la charge et la température ambiante.

US 2014/0012524 intitulé « Power grid topology discovery via time correlation of passive measurement events » décrit une méthode qui détecte et classe les événements de fluctuations de tensions et les corrèlent de façon à déterminer si deux compteurs sont rattachés à un même transformateur. D'un point de vue traitement du signal, la méthode proposée n'exploite qu'une petite partie du signal, soit seulement les fluctuations ponctuelles importantes de tension qualifiées « d'événements » dans la description de la méthode. La classification des événements proposée par la méthode réduit l'information supportée par plusieurs échantillons temporels de mesure de tension à un ensemble de caractéristiques correspondant au classement attribué : cette réduction ne crée pas de l'information, elle en efface et peut de la sorte introduire une imprécision dans l'analyse subséquente. La méthode ne regroupe pas l'information commune à plusieurs compteurs attribués à un même transformateur de façon à la comparer à un compteur pour déterminer si celui-ci est aussi rattaché au même transformateur : un tel regroupement d'information (par la réalisation d'une moyenne par exemple) aurait réduit la dispersion inhérente de l'information prise individuellement de chaque compteur.

Sommaire

Selon un aspect de l'invention, il est proposé une méthode de correction d'une topologie d'un réseau intelligent qui exploite l'information contenu dans des mesures de tension collectées par des compteurs intelligents afin de déterminer quel compteur est rattaché à quel transformateur. La méthode préférée démarre d'une topologie initiale qui comporte potentiellement des erreurs d'attribution de compteur à transformateur et réalise des réattributions successives jusqu'à ce que chaque compteur soit attribué au réseau d'un transformateur pour lequel la tension du compteur a le plus de similarité avec la tension moyenne de ce réseau. Le calcul de similarité préféré est une optimisation de la distance entre deux signaux de tension dans un espace multidimensionnelle. La méthode comprend les étapes successives de séparer en deux lots les compteurs attribués à un transformateur selon le degré de similarité de chaque compteur avec les autres compteurs de sorte qu'un lot comprends les compteurs dit « immuables » car ils sont similaires à l'ensemble alors que le second lot comprend les compteurs dit « mobiles » car ils sont moins similaires, de calculer une tension moyenne corrigée par transformateur à partir du lot de compteurs immuables, de calculer la similarité des compteurs mobiles de tous les transformateurs avec la tension moyenne corrigée de chaque transformateur, de trouver pour chaque transformateur quels sont les compteurs mobiles susceptibles d'être réattribués, de sélectionner pour chaque transformateur où il y a au moins un compteur à réattribuer lequel sera priorisé, de réattribuer au moins un compteur et, s'il reste des compteurs mobiles susceptibles d'être réattribués, de retourner à la première étape de séparation en lots de compteurs immuables et mobiles, de réaliser cette étape pour les transformateurs qui ont eu une réattribution de compteurs et de poursuivre les étapes suivantes, sinon, les réattributions sont terminées. Le résultat de la mise à jour donne l'historique des déplacements de compteurs et de cet historique on peut extraire une topologie correspondant à un moment donné.

Description brève des dessins

Figure 1 : Exemple de schéma unifilaire d'une portion d'arborescence partant d'une phase de la haute-tension (HT) et alimentant une ligne moyenne tension reliée à deux transformateurs moyenne à basse-tension auxquels sont rattachés plusieurs compteurs de consommateur.

Figure 2 : Réseau d'impédances équivalent à la portion d'arborescence monophasée reliant deux compteurs rattachés à des transformateurs de moyenne à basse-tension différents et où l'un des compteurs transite une variation de charge se reflétant par une modulation de courant c_i qui est observée comme une variation de tension v_i par un autre compteur.

Figure 3 : Représentation multidimensionnelle des tensions des compteurs rattachés à une ligne, avec les tensions moyennes pour chaque transformateur et pour la ligne.

Figure 4 : Représentation multidimensionnelle d'une comparaison entre la corrélation et la distance pour une série temporelle de tensions mesurées par un compteur et comparée aux tensions moyennes calculées pour deux transformateurs où t_1 est celui avec lequel le compteur est raccordé.

Figure 5 : Diagramme illustrant les principales étapes de la méthode dite optimale de réattribution successive des compteurs aux transformateurs auxquels ils sont rattachés.

Figure 6 : Diagramme illustrant les principales étapes de la méthode de réattribution successive des compteurs aux transformateurs auxquels ils sont rattachés et qui minimise le temps de calcul.

Figure 7 : Illustration d'une sélection de segments réalisée par une méthode différentielle pour déterminer et localiser un déplacement de compteur du transformateur k vers le transformateur l où il y est présentée la superposition des trois plages temporelles possibles d'occurrence d'un tel déplacement.

Figure 8 : Étapes d'une méthode d'estimation de la position temporelle qui correspond au moment du déplacement d'un compteur entre deux transformateurs.

Figure 9 : Diagramme illustrant un exemple de connectivité des appareils exploités par la méthode.

Description détaillée des réalisations préférées

Il est proposé une méthode qui permet de mettre à jour la base de données décrivant le réseau.

Les données requises pour établir une mise à jour sont :

- une base de données contenant les liens d'attribution compteur-transformateur ayant des erreurs d'attribution ne dépassant pas une certaine proportion,
- des mesures de tensions compteurs indexées en fonction de l'identité du compteur et possiblement horodaté avec une estampille temporelle.

Les liens d'attribution compteur-transformateur déterminent la topologie du réseau de distribution électrique et peuvent être disponibles sous différentes formes d'indexation, avec ou sans horodatage des déplacements de compteurs et des ajouts de nouveau compteurs et transformateurs.

Les mesures de tension peuvent être de différentes natures, par exemple : efficace (RMS) instantanée, tension efficace moyenne entre deux estampilles temporelles, tension efficace moyenne pour une durée donnée. Il est souhaitable que ces mesures soient horodatées, ou, à tout le moins, disponibles par ordre temporelle de lecteur.

Un avantage de la méthode est qu'elle ne requière pas de données de géolocalisation et pas de système de mesure sur les transformateurs ou sur le départ de ligne dans le poste.

La méthode exploite l'information véhiculée par les mesures de tension collectées par des compteurs intelligents. Les fluctuations de tension attribuables au réseau haute-tension (1) et aux changements de prises du transformateur (2) alimentant la ligne (3) constituent une source de bruit commune à tous les transformateurs (4,5) reliés à la même ligne ainsi que les compteurs qui y sont rattachés (6,7) (fig. 1 en exemple). Non seulement cette fluctuation est commune mais elle est d'une amplitude presqu'uniforme puisque la diminution relative de son amplitude suit la chute relative de tension du réseau. En effet, une conception typique basse-

tension de 240V permet 10 V de chute de tension maximum au point du raccordement du consommateur, ce qui donne une variation de l'ordre de ± 3% autour de la moyenne des fluctuations observées sur l'ensemble d'un réseau considérant que les pertes entre un raccordement et le consommateur ajoute un maximum de 2 V à ces pertes. D'autre part, une commutation de charge d'un consommateur entraîne une fluctuation de courant qui, du fait de l'impédance du réseau, sera perçue comme une fluctuation de tension par tout compteur rattaché de près ou de loin sur ce réseau. Cette fluctuation de tension générée par la commutation d'une charge sur le réseau est atténuée entre le lieu de commutation et la localisation compteur (7) qui mesure la fluctuation de tension correspondante : ce sont ces fluctuations de tension qui détermineront le degré de similarité entre deux compteurs. Par exemple, si un compteur est situé dans le même bâtiment à quelques centimètres du compteur qui transite la charge commutée, ces deux compteurs verront presque la même fluctuation de tension. À l'opposé, si le compteur (7) qui est situé sur le réseau (8) du transformateur voisin (5) du compteur qui transite la commutation de charge (6) mesure la tension (17), la fluctuation de courant (11) sera atténuée par le diviseur constitué par le réseau (fig. 2) formé par les impédances des transformateurs (13,14), les impédances des réseaux alimentés par ces transformateurs (12,16) et de la ligne (14). Le réseau agit alors comme un filtre d'atténuation qui typiquement réduit d'un ordre de grandeur à deux ordres de grandeur l'amplitude d'une fluctuation transitant d'un réseau de basse tension (7) à l'autre (8). On déduit de ces constatations que le moyen de calcul de similarité entre deux tensions doit donc donner un résultat indépendant du signal qui est commun à deux tensions comparées et réagir à ce qui n'est pas commun à ces tensions.

Que ce soit dans la recherche d'un maximum de similarité ou la recherche d'un minimum de dissimilitude, la finalité est la même. Dans ce qui suit, aux termes similaire et similitude pourront correspondent respectivement les termes dissimilaire et dissimilitude, avec inversion des termes d'optimisation telle la maximisation ou la minimisation.

Notons que le cas d'un réseau où des clients monophasés sont rattachés à des clients alimentés en triphasés est plus complexe que le circuit monophasé décrit plus haut et illustrée aux figures 1 et 2. En effet, d'une part, les impédances phase-phase des équipements triphasés

permettent un transfert des fluctuations de tension d'une phase à l'autre et d'autre part, ces équipements génèreront des variations de charge commune aux trois phases augmentant la difficulté d'attribution d'un compteur monophasé à une phase donnée. Cependant, le résonnement précédent tout comme les développements qui suivent restent valides.

Soit

$$v_{L,n} = \frac{1}{\sum_{i \in \mathbf{L}} 1} \cdot \sum_{i \in \mathbf{L}} v_{i,n} \qquad (1)$$

la moyenne des tensions de tous les compteurs i rattachés à une ligne L, où $\mathbf{L}$ est l'ensemble des indices des compteurs rattachés à la ligne L, et pour lesquels nous disposons des mesures de tensions $v_{i,n}$ et ce pour l'estampille temporelle d'indice n. Représentons dans un espace multidimensionnel R^N cette tension moyenne pour N estampilles temporelles (fig. 3) où les u_n sont les axes de tension. Cette tension moyenne apparait alors tel un point (20) dans cet espace. Soit

$$v_{k,n} = \frac{1}{\sum_{i \in \mathbf{T}_k} 1} \cdot \sum_{i \in \mathbf{T}_k} v_{i,n} \qquad (2)$$

la tension moyenne de l'un des transformateurs reliés à la ligne moyenne tension où $\mathbf{T}_k$ est l'ensemble des indices des compteurs rattachés au transformateur k. Représentés en multidimensionnel, les tensions moyennes associées aux différents transformateurs apparaitrons comme des points (21, 22, 23). Chaque tension moyenne de transformateur sera située au centre de masse du nuage constitué des tensions des compteurs (24) rattaché à ce transformateur (22).

Soit une corrélation définie comme le produit de corrélation centrée (Pearson)

$$\gamma_{i,j} = \frac{\sum_{n=1}^{N}\left(v_{i,n} - \overline{v}_i\right)\cdot\left(v_{j,n} - \overline{v}_j\right)}{\sqrt{\sum_{n=1}^{N}\left(v_{i,n} - \overline{v}_i\right)^2 \cdot \sum_{n=1}^{N}\left(v_{j,n} - \overline{v}_j\right)^2}} \quad (3)$$

avec les séries d'échantillons de tensions moyennes

$$\overline{v}_i = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N} v_{i,n} \text{ et } \overline{v}_j = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N} v_{j,n} \quad (4)$$

où $v_{i,n}$ et $v_{j,n}$ sont deux séries d'échantillons de tensions comparées avec n pour indice temporel. Soit la distance

$$d_{i,j} = \sqrt{\sum_{n=1}^{N}\left(v_{i,n} - v_{j,n}\right)^2} \quad (5)$$

entre deux séries d'échantillons de tensions comparées avec n pour indice temporel. Pour les relations 3 et 5 la comparaison peut s'exercer entre deux compteurs ou entre un compteur et la tension moyenne calculée pour un transformateur.

Pour la suite de la divulgation, l'expression « tension » replacera l'expression « série temporelle de mesures de tension » et pourra aussi correspondre à une « série temporelle de la dérivée des mesures de tension ».

Soit la représentation multidimensionnelle de la comparaison entre la tension du compteur *i* et les tensions moyennes calculées aux transformateurs *t1* et *t2* (fig. 4). Le coefficient de corrélation entre la tension mesurée par le compteur (25) et le transformateur t_1 (22) auquel il est raccordé correspond au cosinus de l'angle (34) entre deux vecteurs, un vecteur (31) reliant l'origine (30) et la tension mesurée par le compteur (25) et l'autre vecteur (33) reliant l'origine (30) et la tension moyenne calculée pour t_1 (22). Le coefficient de corrélation entre la tension mesurée par le compteur (25) et le transformateur t_2 (21) correspond au cosinus de l'angle (35) entre deux vecteurs, un vecteur (31) reliant l'origine (30) et la tension mesurée par le compteur (25) et l'autre vecteur (32) reliant l'origine (30) et la tension moyenne calculée pour t_2 (21). On constate dans cet exemple que le compteur corrèle davantage avec le transformateur t_2 (21)

qu'avec le transformateur t_1 (22) auquel il est raccordé. Par contre, la distance $d_{i,t1}$ (36) entre la tension mesurée par le compteur (25) et le transformateur t_1 (22) auquel il est raccordé est moindre que la distance $d_{i,t2}$ (37) entre la tension mesurée par le compteur (25) et le transformateur t_2 (21).

Pour améliorer la corrélation, ou peut imaginer de soustraire la tension moyenne calculée pour la ligne. Soit $v_{l,n}$ la série d'échantillons correspondant à la tension commune à tous les compteurs. Soustrait des valeurs de tensions mesurées par les deux compteurs dans l'équation 2 tel que $v_{i,n}-v_{L,n}$ et $v_{j,n}-v_{L,n}$ remplace respectivement $v_{i,n}$ et $v_{j,n}$ cela donne

$$\gamma'_{i,j}=\frac{\sum_{n=1}^{N}\left(v_{i,n}-v_{L,n}-\overline{v}_i+\overline{v}_L\right)\cdot\left(v_{j,n}-v_{L,n}-\overline{v}_j+\overline{v}_L\right)}{\sqrt{\sum_{n=1}^{N}\left(v_{i,n}-v_{L,n}-\overline{v}_i+\overline{v}_L\right)^2\cdot\sum_{n=1}^{N}\left(v_{j,n}-v_{L,n}-\overline{v}_j+\overline{v}_L\right)^2}} \quad (6)$$

Soit, après manipulation algébrique, en supposant que les variations de tension de ligne ne sont pas corrélées avec les variations induites par les charges,

$$\gamma'_{i,j}\cong\frac{\sum_{n=1}^{N}\left(v_{i,n}-\overline{v}_i\right)\cdot\left(v_{j,n}-\overline{v}_j\right)-\sigma_L^2}{\sqrt{\left(\sum_{n=1}^{N}\left(v_{i,n}-\overline{v}_i\right)^2-\sigma_L^2\right)\cdot\left(\sum_{n=1}^{N}\left(v_{j,n}-\overline{v}_j\right)^2-\sigma_L^2\right)}} \quad (7)$$

avec la dispersion de la tension de ligne

$$\sigma_L^2=\sum_{n=1}^{N}\left(v_{L,n}-\overline{v}_L\right)^2. \quad (8)$$

D'un point de vue géométrique dans l'espace multidimensionnel R^N, le retrait du vecteur $\mathbf{V}_L\equiv\left[v_{L,1},v_{L,2},\ldots,v_{L,N}\right]$ des vecteurs $\mathbf{V}_i\equiv\left[v_{i,1},v_{i,2},\ldots,v_{i,N}\right]$ et $\mathbf{V}_j\equiv\left[v_{j,1},v_{j,2},\ldots,v_{j,N}\right]$ correspond à une translation des points pointés par ces deux vecteurs. Cette translation modifie les valeurs de corrélation sans rapprocher ou distancer ces points. Une décision basée

sur la corrélation pourra être modifiée par une translation alors qu'une décision basée la distance est indépendante de la translation.

Vue autrement par le biais d'un exemple pratique en se référant à la figure 2, soit une fluctuation (11) de courant éloignée d'un point de mesure (17), s'il n'y a pas d'autre fluctuation de courant sur le réseau alors le point de mesure (17) pourra observer cette fluctuation avec une corrélation parfaite entre la tension mesurée par compteur qui transite cette fluctuation (11) et le compteur qui mesure à distance (17). Par contre, s'il y de nombreuses modulations de charge distribuées sur le réseau, celles-ci génèreront des fluctuations de tension qui s'additionneront à la mesure de tension prise par les compteurs. Ces fluctuations feront en sorte que la tension mesurée à distance (17) corrèlera moins avec la tension mesurée là où se produit la fluctuation de courant (11) : la grandeur de corrélation n'est pas une caractéristique fiable comme indice de similarité entre deux compteurs ou entre un compteur et la tension moyenne calculée pour un transformateur. Il suffit qu'il y ait un silence sur la ligne au moment d'une modulation de charge transitée par un compteur pour que ce dernier soit perçu comme similaire pour beaucoup d'autres points de mesure. Comme moyen de calcul de la similarité, maximiser la corrélation n'équivaut pas à minimiser la distance et peut mener à une décision erronée. C'est une des faiblesses de US 2015/0241482. Pour le développement qui suit, nous utiliserons l'optimisation de la distance comme métrique de similarité. Cependant, quelqu'un versé dans l'art pourra modifier les équations qui suivent pour remplacer ce choix de métrique par la corrélation pour obtenir un résultat plus précis que l'art antérieur.

Pour quelqu'un versé dans l'art, il apparait évident selon la représentation donnée à la figure 3 que la comparaison effectuée entre la tension d'un compteur et la tension moyenne d'un transformateur donné a statistiquement moins de dispersion qu'une comparaison entre le même compteur et un compteur rattaché à ce même transformateur. C'est aussi une faiblesse de US 2015/0241482.

La méthode proposée a pour première étape (fig. 5) la sélection des segments temporels de données (101) disponible dans une base de données (300) ou dans le réseau de compteurs

(301). Cette sélection détermine la plage temporelle considérée pour le calcul de similarité. Selon la méthode préférée, la sélection comprends au moins deux segments temporels successifs. Une étape de validation des segments (102) génère un masque qui sera un attribut de chaque compteur ou regroupement de compteurs. Dans cette étape les pannes et les anomalies sont détectées afin de rejeter les échantillons temporels correspondants. Les pannes sont communes à un transformateur ou plusieurs transformateurs alors que les anomalies peuvent concerner un seul client. Dans le cas d'une anomalie détectée pour un seul client, typiquement cela sera un patron anormal correspondant à des chutes de tensions significatives non observées sur les autres compteurs et possiblement généré par une défectuosité de raccordement. Par la suite, pour chaque opération de calcul, les masques seront combinés en intersection de façon à ne traiter que les données simultanément valides pour tous les intrants de l'opération.

Il s'agit pour chaque transformateur (103) de calculer la similarité (104) entre les compteurs qui sont rattachés à un même transformateur. Soit la fonction de similarité S estimant une similarité

$$s_{i,k} = \mathrm{S}\left(\mathbf{v}_i : \left\{ \mathbf{v}_{j_1}, \mathbf{v}_{j_2}, \ldots, \mathbf{v}_{j_y}, \ldots \right\} \Big|_{j_y \in \mathrm{T}_k} \right) \tag{9}$$

entre le vecteur de tension $\mathbf{v}_i$ correspondant au compteur i et les vecteurs de tension $\mathbf{v}_{j_y}$ des compteurs rattachés au transformateur k où une série temporelle de tension pour un compteur est donnée par le vecteur

$$\mathbf{v}_z \equiv \left[v_{z,1}, v_{z,2}, \ldots v_{z,n}, \ldots v_{z,N} \right] \text{ avec } z \in \{i, j_1, j_2, \ldots\}, \tag{10}$$

n étant un indice temporel. Les compteurs reliés au transformateur k ou un sous-ensemble de ces compteurs participent à l'estimé formulée à l'équation 9.

La fonction de similarité peut prendre différentes formulations. Par exemple, pour chaque compteur i on réalise la somme quadratique des distances qu'il a avec tous les autres compteurs rattachés au même transformateur k que lui telle que

$$s_{i,k} = \sqrt{\sum_{j \in \mathbf{T}_k} d_{i,j}^2} \tag{11a}$$

ou encore la somme des distances (possiblement moins précis) telle que

$$s_{i,k} = \sum_{j \in \mathbf{T}_k} d_{i,j} \,. \tag{11b}$$

ou encore, selon la méthode préférée,

$$s_{i,k} = \sqrt{\sum_{n=1}^{N} \left(v_{i,n} - v_{k,n} \right)^2} \tag{11c}$$

où la tension $v_{k,n}$ est la moyenne des compteurs rattachée au transformateur k telle que calculée à l'équation 2.

On regroupe la similarité calculée pour chaque compteur rattaché à un transformateur dans le vecteur de similarité

$$\mathbf{S}_k = \begin{bmatrix} \cdots & s_{i,k} & \cdots \end{bmatrix}. \tag{12}$$

Ce vecteur sera utilisée dans l'étape du partage des compteurs (105) entre U_k compteurs immuables (unchangeable) qui s'apparentent le plus, et C_k compteurs mobiles (changeable) de sorte que

$$U_k = \sum_{i_k \in \mathbf{U}_k} 1 \text{ et } C_k = \sum_{i_k \in \mathbf{C}_k} 1 \tag{13}$$

avec $\mathbf{U}_k \cup \mathbf{C}_k = \mathbf{T}_k$ et $U_k + C_k = T_k$, soit que l'union des ensembles des compteurs immuables et des compteurs mobiles correspond à l'ensemble des compteurs rattachés au transformateur k. Le paramètre de traitement

$$\alpha = \frac{U_k}{T_k} \tag{14}$$

fixe le rapport du nombre de compteurs immuables U_k sur le nombre total de compteurs T_k. Soulignons que $U_k = 1$ et $C_k = 1$ dans le cas d'un transformateur qui n'a qu'un seul compteur rattaché. La méthode préférée réalisera un tri des éléments de $\mathbf{D}_k$ par ordre de grandeur croissant et classera comme immuables les U_k premiers éléments. Le calcul de la tension moyenne corrigée attribuée à un transformateur (106)

$$v'_{k,n} = \frac{1}{U_k} \cdot \sum_{i \in \mathbf{U}_k} v_{i,n} \qquad (15)$$

est effectué à partir des tensions des U_k compteurs immuables. De la sorte, on s'assure que les compteurs éloignés du nuage constitué des tensions de compteurs raccordés au transformateur et qui peuvent ne pas être reliés au transformateur ne participe pas à ce calcul de tension moyenne corrigée.

La tension moyenne corrigée de chaque transformateur est utilisée pour réaliser le calcul des similarités telles que, selon la méthode préférée,

$$\mathbf{S}'_k = \left[\cdots \quad s'_{i,k} \quad \cdots \right], s'_{i,k} = \sqrt{\sum_{n=1}^{N} \left(v_{i,n} - v'_{k,n} \right)^2} . \qquad (16)$$

des compteurs mobiles de tous les transformateurs (107). Non seulement l'usage d'une tension moyenne corrigée par transformateur réduit la dispersion mais cet usage réduit aussi dramatiquement le temps de calcul.

Soulignons que les perturbations de tension occasionnées par la subtilisation d'énergie ne nuisent pas à la méthode mais au contraire, dans R^N (figure 3) elles augmentent la distance qu'a le transformateur sur lequel s'effectue la subtilisation avec les autres transformateurs.

De façon optimale (figure 5), on choisit un seul compteur parmi tous les transformateurs qui pourrait être attribué à un autre transformateur (108) et si un compteur est déplacé on corrige la base de données et on retourne à l'étape du calcul de similarité (104) où l'on recalcule les termes du vecteur de similarité $\mathbf{S}_k$ (équation 12) pour les deux transformateurs touchés par le

déplacement du compteur. Une autre façon (figure 6) moins onéreuse en temps de calcul est de, pour chaque transformateur, choisir lequel des compteurs mobiles pourrait être attribué à un autre transformateur, corriger la base de donnée (112) si le compteur est déplacé et passer au transformateur suivant jusqu'à ce que tous les transformateurs soit traités. Si au moins un compteur est déplacé on retourne à l'étape du calcul de similarité où l'on recalcule, au minimum, les termes pour les transformateurs touchés par les réattributions. Pour ces deux façons, le traitement se termine quand aucun compteur n'est déplacé.

Aux étapes 108 et 109, un compteur peut être déplacé si sa similarité augmente avec le déplacement. Lorsque plus d'un compteur peut être déplacé, un choix doit être réalisé sur le compteur le plus pertinent à déplacer, ce qui est réalisé à l'étape de « choisir lequel des compteurs mobiles pourrait être attribué à un autre transformateur » (110, aussi présente dans 108). Pour chaque compteur qui peut être déplacé nous disposons de la grandeur de similarité qu'il a avec le transformateur k auquel il est raccordé et la grandeur de similarité qu'il a avec le transformateur l ciblé par ce déplacement. Soit alors

$$\mathrm{f}\left(s_{i,k}, s_{i,l}\right) \tag{17}$$

la fonction combinée des similarités qu'il faut optimiser (minimiser ou maximiser selon le cas) dans le choix du compteur à déplacer où k et l sont respectivement l'indice du transformateur de départ et l'indice du transformateur ciblé par le déplacement. Ici, quelqu'un versé dans l'art pourra imaginer plusieurs fonctions possibles. La méthode préférée utilise les distances comme variables de similarité et s'écrit

$$\mathrm{f}\left(d'_{i,k}, d'_{i,l}\right) \text{ avec } d'_{i,k} = \sqrt{\sum_{n=1}^{N}\left(v_{i,n} - \overline{v}'_{k,n}\right)^2} \text{ et } d'_{i,l} = \sqrt{\sum_{n=1}^{N}\left(v_{i,n} - \overline{v}'_{l,n}\right)^2} \ . \tag{18}$$

Plus particulièrement, la méthode préférée sera celle où la fonction

$$\mathrm{f}\left(d'_{i,k}, d'_{i,l}\right) = d'_{i,k} - d'_{i,l} \tag{19}$$

est maximisée de façon à prioriser la correction de la plus grande erreur d'attribution, ce qui correspond aussi à un déplacement maximal de la masse entre les deux nuages constitués des tensions des compteurs et qui sont touchés par la réattribution.

Le cas d'une sélection temporelle de données (154) où se produit un déplacement de compteur est à traiter spécifiquement pour déterminer le moment de déplacement du compteur. L'impact d'un tel déplacement est une valeur de similitude située entre les valeurs obtenues pour chaque transformateur si le compteur avait été rattaché à l'un ou à l'autre de ces transformateurs. Dans R^N, c'est comme si l'on traçait une ligne entre la position de départ de la tension avant déplacement du compteur et la position d'arrivée après déplacement. Le point correspondant à la sélection temporelle se déplace alors proche de cette ligne du départ à l'arrivée selon la proportion des échantillons tension contribuant au calcul et provenant d'avant et après le déplacement du compteur. Selon une méthode dite différentielle illustrée à la figure 7, dans une première étape la sélection (154) comprends au moins deux segments temporels successifs (151 et 152) suivit d'un calcul d'attribution compteur à transformateur (110) (équations 18) effectué pour chaque segment. Les sélections peuvent être successives et juxtaposées d'une mise à jour à l'autre, par exemple la sélection *m* comprends les segments *m* (151) et *m*+1 (152) et la sélection *m*+1 comprend les segments *m*+1 (152) et *m*+2 (153). Pour une mise à jour *m*, il existe trois possibilités pour deux segments calculés soit :

- dans le premier cas, le déplacement du compteur survient entre le début du second segment de la mise à jour précédente (segment *m*-1) (150) et la fin du premier segment de la mise à jour courante (segment *m*) (151), alors le segment *m* (151) et le segment *m*+1 (152) indique un déplacement du compteur,
- dans le second cas, le déplacement du compteur survient entre le début du premier segment de la mise à jour courante (segment *m*) (151) et la fin du second segment de la mise à jour courante (segment *m*+1) (152), alors seul le segment *m*+1 (152) indique un déplacement du compteur,
- dans le troisième cas, le déplacement du compteur survient entre le début du second segment de la mise à jour courante (segment *m*+1) (152) et la fin du premier segment

de la mise à jour suivante (segment m+2) (153), alors aucun des segments m et m+1 détecteront un déplacement du compteur.

On notera la superposition de ces possibilités. En réalité les superpositions sont minimes et situées aux milieux des segments telles qu'illustrées par les parallélépipèdes à la figure 7. Les deux premiers cas peuvent être traités lors de la mise à jour courante alors que le troisième cas sera traité par la mise à jour suivante : on comprend que la méthode « échappera » un déplacement de compteur qui surviendra vers la fin du dernier segment et que la plus récente topologie trouvée sera celle avoisinant le milieu du second segment. Une méthode alternative est de considérer l'écart de similarité (équations 9-11) entre deux segments successifs (…,m-1 et m, m et m+1,…) effectué par rapport au transformateur auquel il est rattaché en regard d'un seuil déclencheur afin de détecter une baisse de similarité que l'on attribuera à un déplacement probable du compteur. Quelqu'un versé dans l'art peut reprendre cet exemple en y ajoutant des segments additionnels.

Lorsqu'un déplacement du compteur d'indice i est détecté entre le transformateurs k vers le transformateur l, il s'agit de refaire le calcul de similarité donné en 9 pour les parties distinctes, soit avant et après le déplacement du compteur, tel que

$$s_{i,k,l,x} = \mathrm{S}\left(\left(\mathbf{v}_i\big|_0^{x-1} : \mathbf{v}_{j_1}\big|_0^{x-1}, \mathbf{v}_{j_2}\big|_0^{x-1}, \ldots, \mathbf{v}_{j_y}\big|_0^{x-1}, \ldots\right)\Big|_{j_y \in \mathbf{T}_k}, \left(\mathbf{v}_i\big|_x^{N} : \mathbf{v}_{j_1}\big|_x^{N}, \mathbf{v}_{j_2}\big|_x^{N}, \ldots, \mathbf{v}_{j_y}\big|_x^{N}, \ldots\right)\Big|_{j_y \in \mathbf{T}_l}\right) \quad (20)$$

où x est un nombre entier positif tel que $x \in \{0,1,2,3...,N\}$ avec

$$\mathbf{v}_z\big|_0^{x-1} \equiv \left[v_{z,1}, v_{z,2}, \ldots, v_{z,x-1}\right] \text{ où } z \in \{i, j_1, j_2, ...\} \text{ et} \quad (21a)$$

$$\mathbf{v}_z\big|_x^{N} \equiv \left[v_{z,x}, v_{z,2}, \ldots, v_{z,N}\right] \text{ où } z \in \{i, j_1, j_2, ...\} \quad (21b)$$

et ce, pour plusieurs positions x de déplacement testées et de retenir la position qui donne la meilleure similarité. Les vecteurs donnés en 21a et 21b correspondent respectivement aux vecteurs de tension forgés des mesures avant le déplacement et aux vecteurs de tension forgés des mesures après le déplacement. Typiquement, on choisira un intervalle d'échantillons

temporels d'exploration de la plage 0-*N* correspondant à une journée pour la grandeur des pas de positions. Selon la méthode préférée, la similarité donnée en 20 correspondra au calcul de distance

$$d_{i,k,l,x} = \sqrt{\sum_{n=1}^{x-1}\left(v_{i,n} - v'_{k,n}\right)^2 + \sum_{n=x}^{N}\left(v_{i,n} - v'_{l,n}\right)^2} \quad \text{, avec } x \text{ entier,} \tag{22}$$

réalisé pour plusieurs positions x de déplacement testées et la position x qui donne un minimum de distance est retenue comme correspondant au moment du déplacement du compteur. Une fois que le schéma de déplacement d'un compteur entre deux transformateurs est trouvé, soit les informations $\{i,k,l,x\}$ obtenus de la minimisation de 20, font partie de la correction réalisée aux étapes 108 ou 109 et seront rangée dans la base de données (301).

La figure 8 illustre les étapes d'une méthode d'estimation de la position temporelle correspondant au moment du déplacement d'un compteur. Au départ, l'indice i du compteur déplacé ainsi que les indices $\{k,l\}$ des transformateurs de départ et d'arrivée sont connus et proviennent possiblement de la méthode qui se réfère à la figure 7. Soit alors la série d'étapes :

1. sélectionner au moins un segment, (200),
2. concaténer les segments sélectionnés pour former un seul segment continu, (201),
3. déterminer la plage de recherche où seront testées les positions x et le pas de recherche, (202),
4. calculer la position x à tester, (203),
5. calculer la similarité selon 20 pour cette position, (204),
6. si la dernière position est calculée passez à l'étape 7 sinon retourner à l'étape 4, (205),
7. extraire la position x qui correspond au maximum de similarité, (206),
8. ranger dans la base de données (301) la correction trouvée pour ce déplacement, (207).

Cette méthode peut être avantageusement modifiée pour réduire l'effort de calcul en modifiant les étapes 3 à 7 pour qu'elles correspondent à une recherche dichotomique où à chaque étape la plage de recherche est réduite de moitié. Quelqu'un versé dans l'art peut trouver différents

méthodes d'application de l'équation 20 afin d'estimer la position x correspondant au moment du déplacement du compteur.

La réalisation préférée en ce qui regarde les différentes étapes, et plus particulièrement les équations 2 et 15 pour le calcul de la tension moyenne d'un transformateur et le calcul de la tension moyenne corrigée d'un transformateur, tiendra compte de la position x dans l'attribution du membre i à l'ensemble $\mathbf{T}_k$ dans la formulation $i \in \mathbf{T}_k$ afin de tenir compte du déplacement de chaque compteur dans le temps pour attribuer la portion de la série temporelle de tension (ou dérivée de tension) mesurée par un compteur au transformateur raccordé pour cette portion temporelle.

Au départ de l'application de la méthode, la description topologique peut correspondre à un portrait de celle-ci à un instant donné ou encore une description topologique où les informations $\{k,l,x\}$ sont connues historiquement pour chaque compteur. Cependant, le résultat donné par l'application de la méthode est dynamique dans le temps : il comprend l'historique des déplacements de compteurs et de cet historique on peut extraire une topologie correspondant à un moment donné.

La méthode proposée permet de mettre à jour une topologie présentant une proportion moyenne minimale α de bonnes attributions. Dans le cas où cette proportion minimale n'est pas atteinte et qu'il n'y a pas de convergence vers une solution plausible ou dans le cas où il n'y a pas d'information sur la topologie du réseau dans la base de données, il est proposé une méthode qui construit imparfaitement une première topologie qui pourra par la suite être corrigée par la première méthode proposée. Soit des nuages constitués des tensions des compteurs (24) tels qu'illustrés à la figure 3 et où les compteurs ne sont pas attribués à un transformateur. Il s'agit de « clusteriser » ces points dans R^N afin de regrouper pour chaque nuage les points correspondant à un transformateur. Un exemple de moyen de clustering non optimal mais plus efficace en temps de calcul qu'un algorithme *k-means* usuel est proposé dans US20140100821 et intitulé « Dynamic clustering of transient signals ». S'il est connu, le nombre de transformateurs sur le réseau fixe le nombre maximal de clusters à traiter par cette méthode. Quelqu'un versé dans l'art n'aura pas de difficulté à appliquer cette méthode de

clustering ou toute autre méthode similaire afin d'obtenir des clusters distincts correspondants chacun à un transformateur. Par contre, le lien cluster à transformateur reste à faire. En l'absence d'information dans la base de données qui permettrait de rattacher au moins un compteur à un transformateur pour chaque cluster construit par la méthode, il faut alors se déplacer sur le terrain dans le réseau pour lier chaque cluster à un identifiant (ID) transformateur. Une fois les liens cluster à transformateur réalisés, il faut soumettre cette estimation de topologie à la méthode décrite plus haut afin de mettre à jour précisément la topologie.

Quelqu'un versé dans l'art peut imaginer plusieurs arrangements physiques représentant la connectivité des appareils exploités par la méthode. La figure 8 illustre un exemple d'un tel arrangement physique de connectivité. L'unité de traitement 302, comprenant un processeur (303), une mémoire (304) et une interface entrée/sortie (305), reçoit les données de tension compteur du réseau (300) ou d'une base de données pouvant contenir les historiques de tension et des tables relationnelles qui décrivent la topologie du réseau. L'unité de traitement a en sa mémoire (304) les instructions relatives à la méthode et son processeur (303) exécute celle-ci. Le réseau (300) comprend le réseau électrique de distribution et de consommation, les compteurs intelligents et tout équipement de communication, serveurs et base de données rattachés à ce réseau. L'historique des tensions contenu dans la base de données (301) peut avoir été généré et déposé dans celle-ci par le réseau (300) et/ou par l'unité de traitement (302). L'unité de traitement peut être configurée par un terminal (306) rattaché à celle-ci ou par un autre équipement rattaché à celle-ci par le réseau de communication (307). La configuration comprend entre autres l'intervalle entre deux exécutions automatiques de la mise à jour de la topologie et le choix du paramètre α. Lorsque disponible dans la base de données (301), la table relationnelle décrivant la topologie du réseau de distribution est transmise à l'unité de traitement, sinon l'unité de traitement applique une méthode de clustering pour trouver une première estimation de topologie. L'unité de traitement débute l'application de la méthode par la sélection des segments (101) en interrogeant la base de données (301) pour obtenir l'historique des tensions et termine le traitement en transmettant à la base de données (301) la table relationnelle de la topologie mise à jour. La base de données

(301), et plus particulièrement les tables relationnelles contenues dans celle-ci, peuvent être consultées par d'autres applications à partir du réseau de communication (307).

Bien que des réalisations de l'invention aient été illustrées dans les dessins ci-joints et décrites ci-dessus, il apparaîtra évident pour les personnes versées dans l'art que des modifications peuvent être apportées à ces réalisations sans s'écarter de l'invention.

Revendications

1. Méthode de correction d'une topologie d'un réseau intelligent qui exploite l'information contenue dans des mesures de tension collectées par des compteurs intelligents afin de déterminer quel compteur est rattaché à quel transformateur, la méthode comprenant les étapes de:

(i) séparer en deux lots les compteurs attribués à un transformateur selon un degré de similarité de chaque compteur avec les autres compteurs de sorte qu'un lot comprends les compteurs dit « immuables » car similaires à l'ensemble alors que le second lot comprend les compteurs dit « mobiles » car moins similaires;

(ii) calculer une tension moyenne corrigée par transformateur à partir du lot de compteurs immuables;

(iii) calculer la similarité des compteurs mobiles de tous les transformateurs avec la tension moyenne corrigée de chaque transformateur;

(iv) trouver pour chaque transformateur quels sont les compteurs mobiles susceptibles d'être réattribuer;

(v) sélectionner pour chaque transformateur où il y a au moins un compteur à réattribuer lequel sera priorisé;

(vi) réattribuer au moins un compteur; et

(vii) s'il reste des compteurs mobiles susceptibles d'être réattribués, répéter les étapes (i) à (vi) pour les transformateurs qui ont eu une réattribution de compteurs,

la topologie étant corrigée lorsqu'il ne reste plus de compteurs mobiles susceptibles d'être réattribués.

2. Méthode selon la revendication 1, dans laquelle la similarité est déterminée par une optimisation d'une distance entre deux signaux de tension dans un espace multidimensionnel.

3. Méthode selon la revendication 1, dans laquelle l'au moins un compteur est réattribué

au réseau d'un transformateur pour lequel la tension de l'au moins un compteur a le plus de similarité avec la tension moyenne de ce réseau.

4. Méthode ou système comprenant toute caractéristique décrite ou illustrée, individuellement ou en combinaison avec toute autre caractéristique, dans toute configuration.

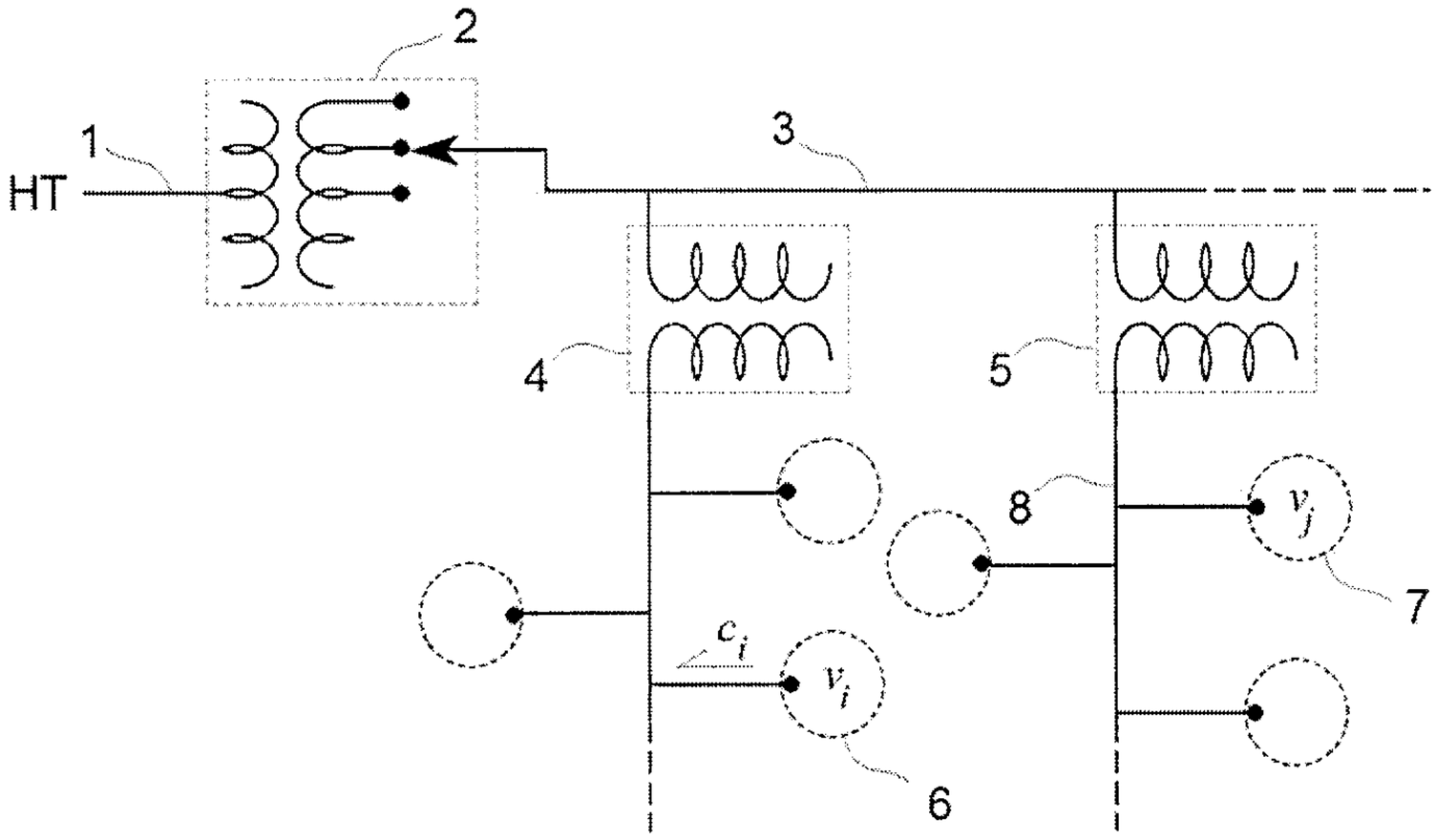


FIG. 1

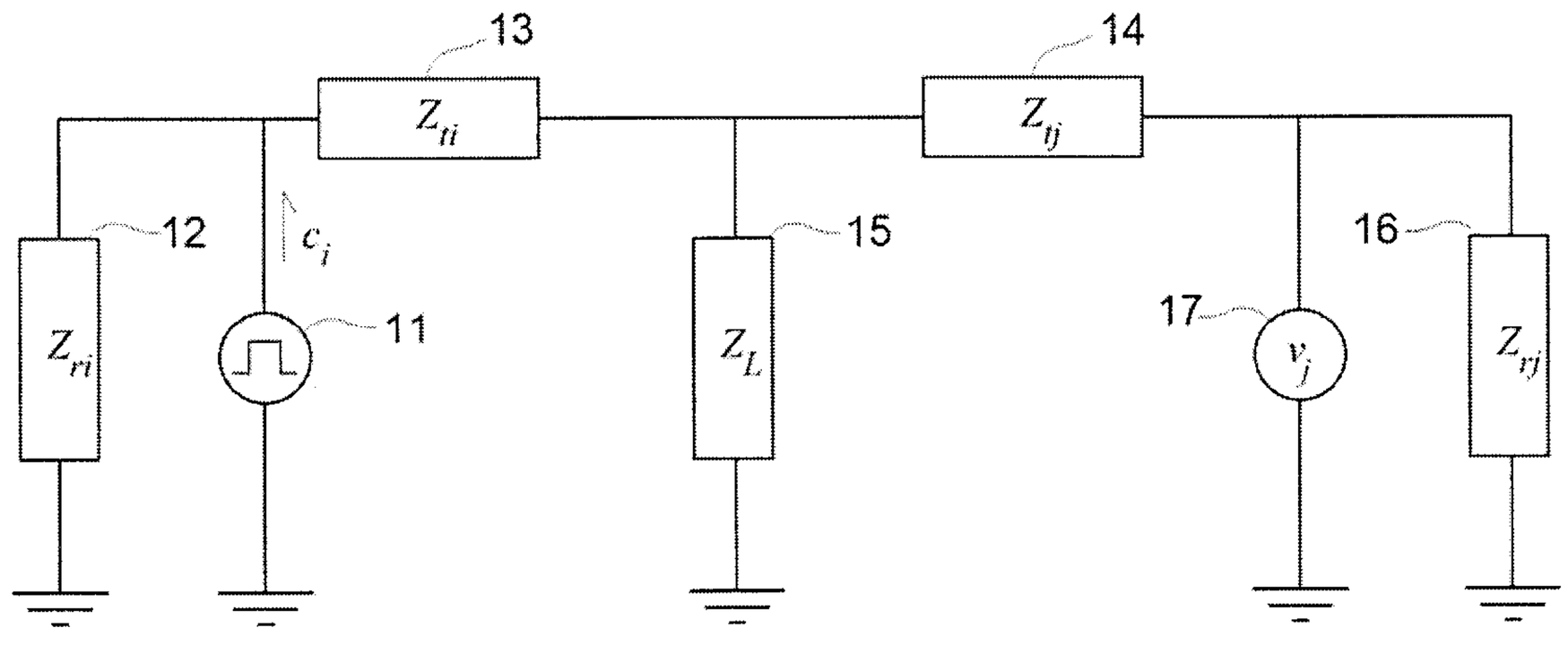


FIG. 2

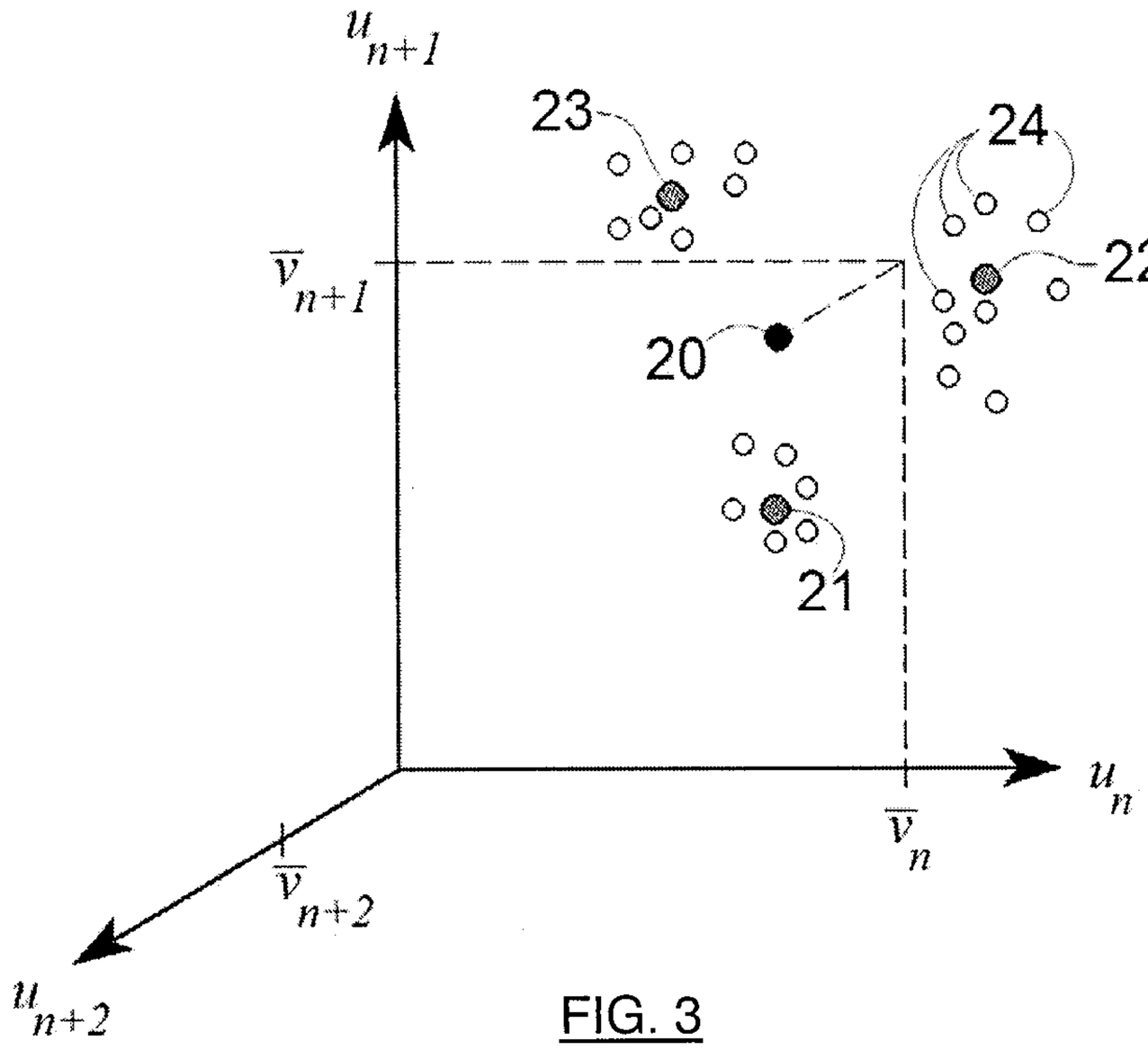

u_{n+1}
23
24
22
$\overline{v}_{n+1}$
20
21
u_n
$\overline{v}_n$
$\overline{v}_{n+2}$
u_{n+2}

FIG. 3

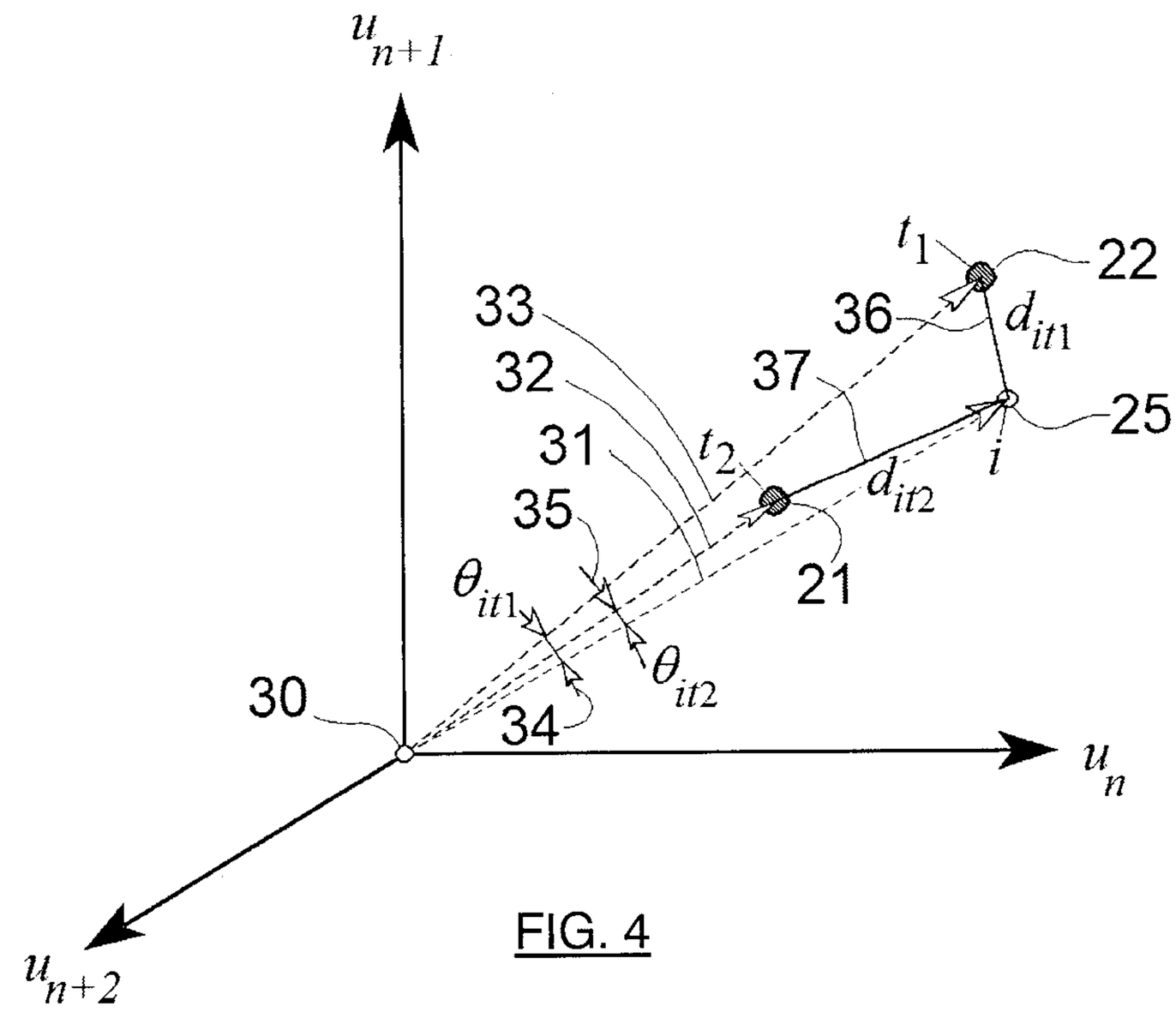

u_{n+1}
t_1
22
33
36
d_{it1}
32
37
25
31
t_2
i
d_{it2}
35
21
θ_{it1}
θ_{it2}
30
34
u_n
u_{n+2}

FIG. 4

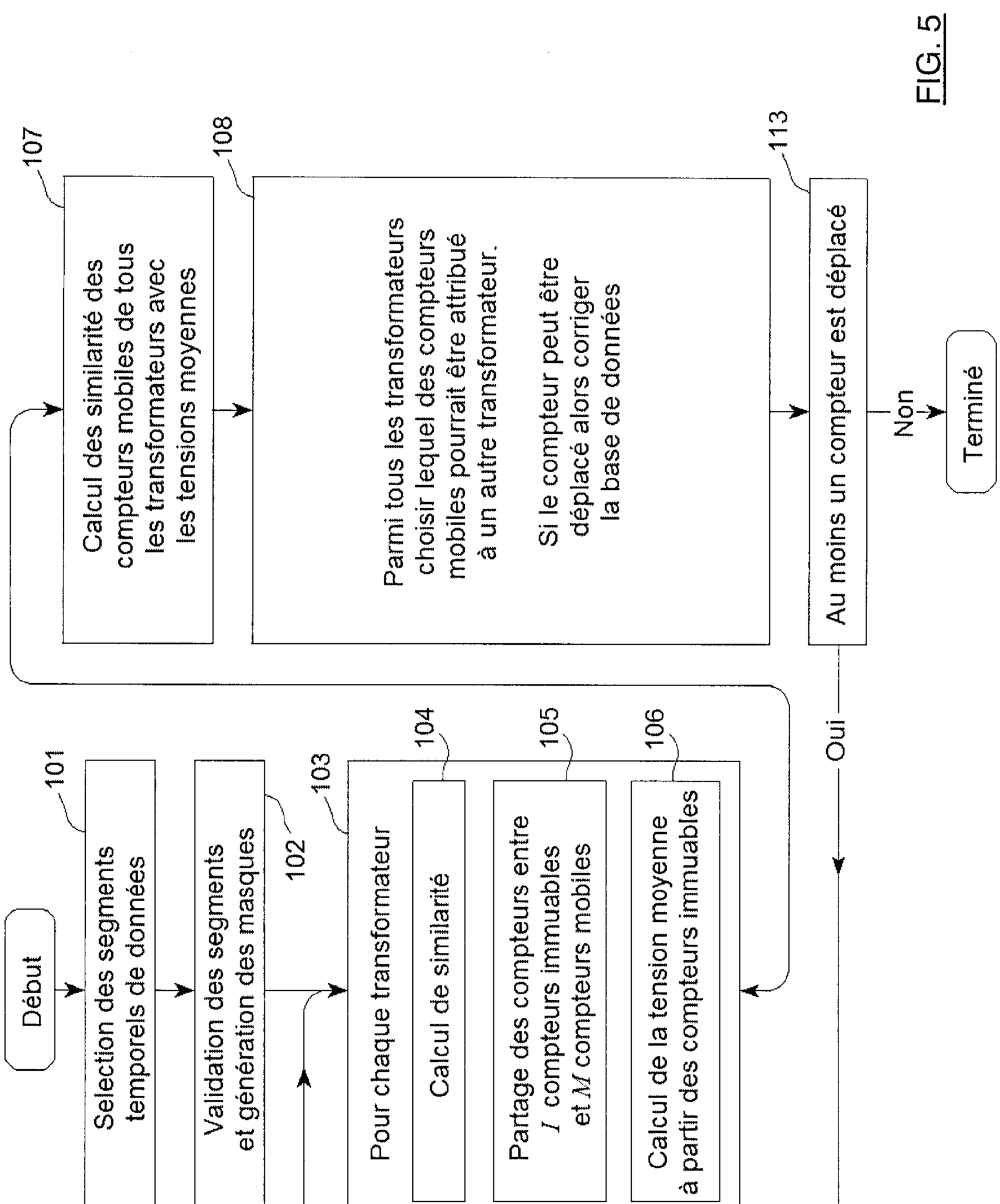

Début
101
Selection des segments temporels de données
102
Validation des segments et génération des masques
103
Pour chaque transformateur
104
Calcul de similarité
105
Partage des compteurs entre I compteurs immuables et M compteurs mobiles
106
Calcul de la tension moyenne à partir des compteurs immuables
107
Calcul des similarité des compteurs mobiles de tous les transformateurs avec les tensions moyennes
108
Parmi tous les transformateurs choisir lequel des compteurs mobiles pourrait être attribué à un autre transformateur.
Si le compteur peut être déplacé alors corriger la base de données
113
Au moins un compteur est déplacé
Non
Terminé
Oui

FIG. 5

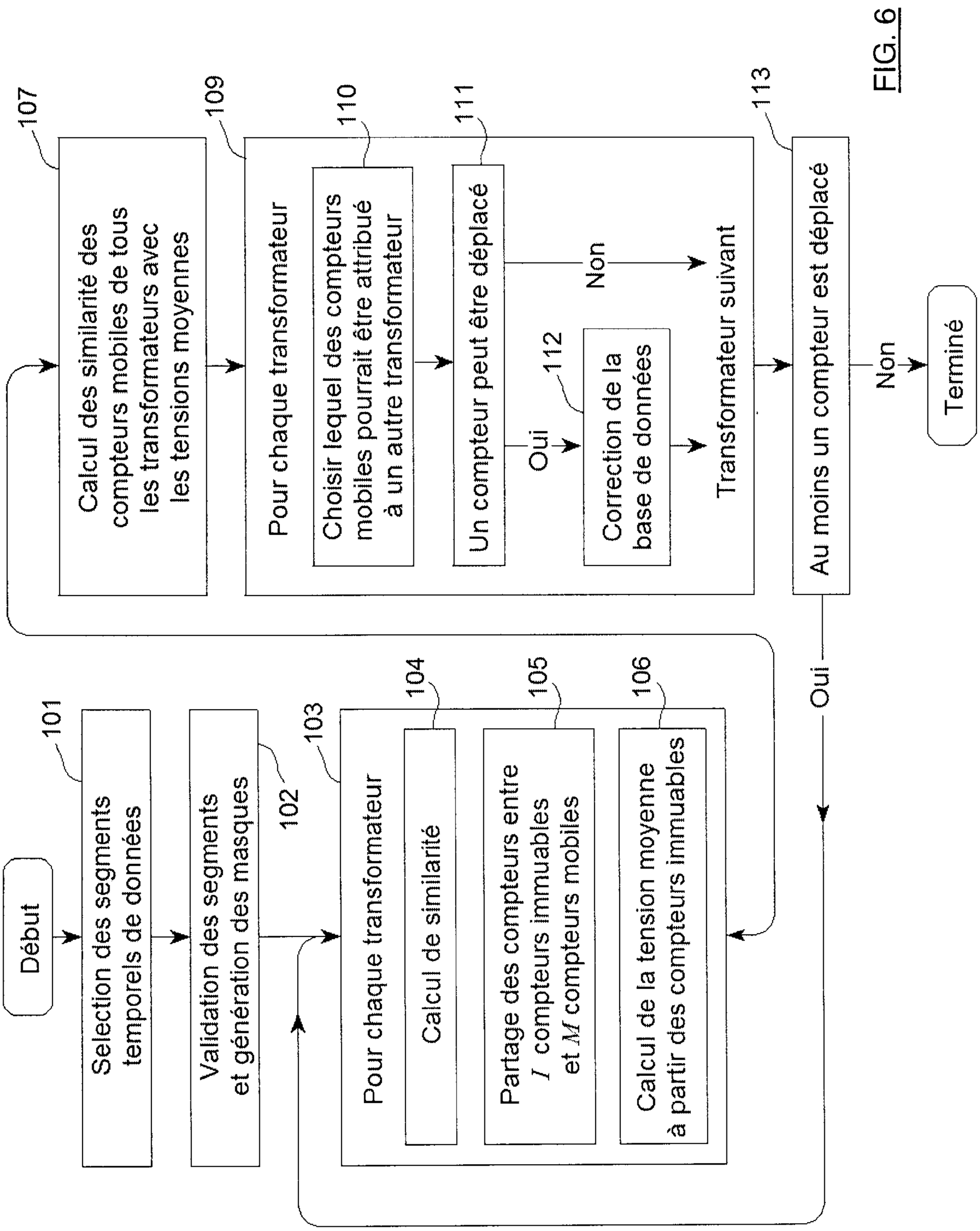

Début
101
Selection des segments temporels de données
102
Validation des segments et génération des masques
103
Pour chaque transformateur
104
Calcul de similarité
105
Partage des compteurs entre I compteurs immuables et M compteurs mobiles
106
Calcul de la tension moyenne à partir des compteurs immuables
107
Calcul des similarité des compteurs mobiles de tous les transformateurs avec les tensions moyennes
109
Pour chaque transformateur
110
Choisir lequel des compteurs mobiles pourrait être attribué à un autre transformateur
111
Un compteur peut être déplacé
Oui
112
Correction de la base de données
Non
Transformateur suivant
113
Au moins un compteur est déplacé
Oui
Non
Terminé

FIG. 6

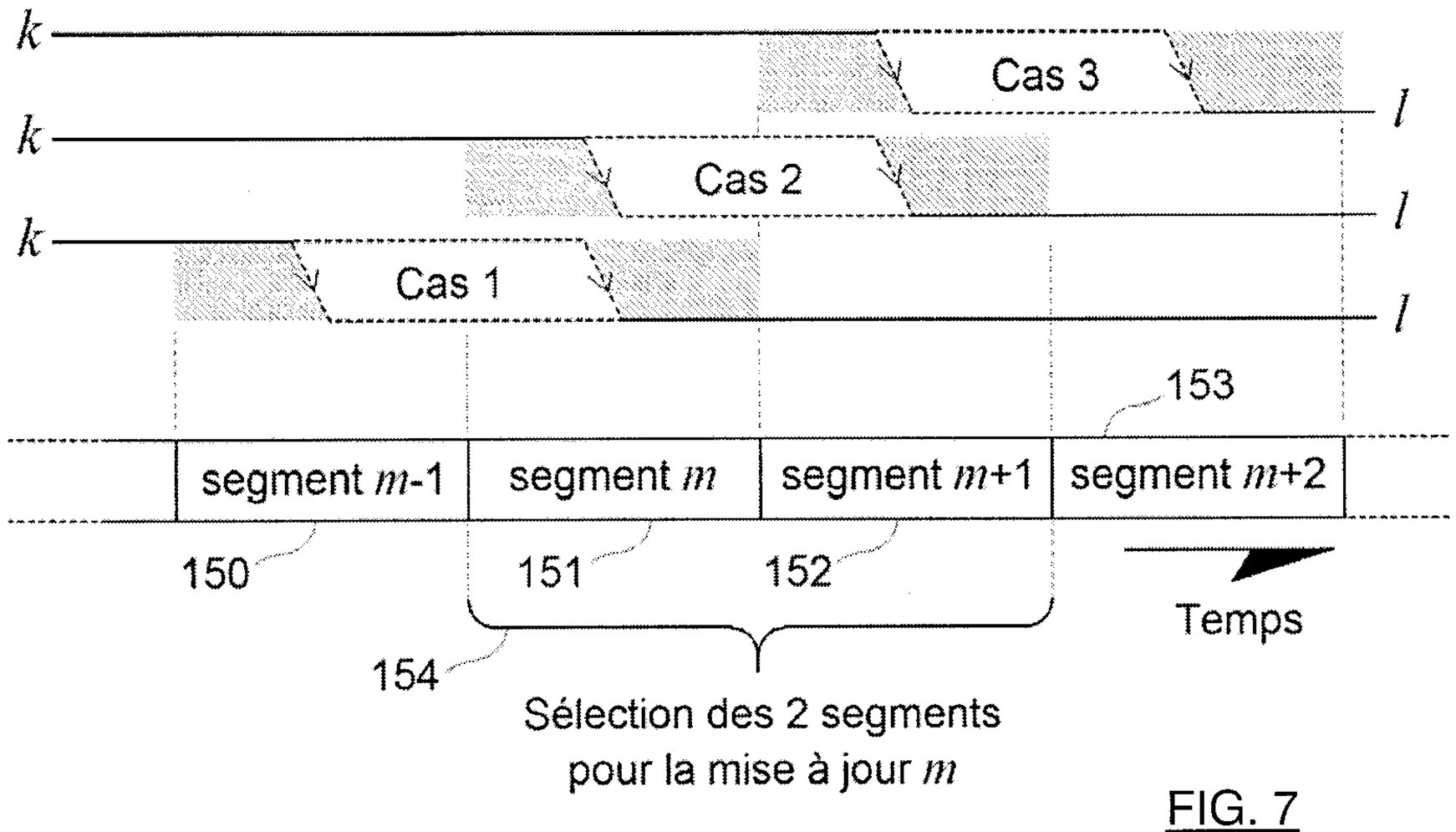

k
k
k
k
Cas 3
Cas 2
Cas 1
l
l
l
153
segment m-1
segment m
segment m+1
segment m+2
150
151
152
154
Temps
Sélection des 2 segments
pour la mise à jour m

FIG. 7

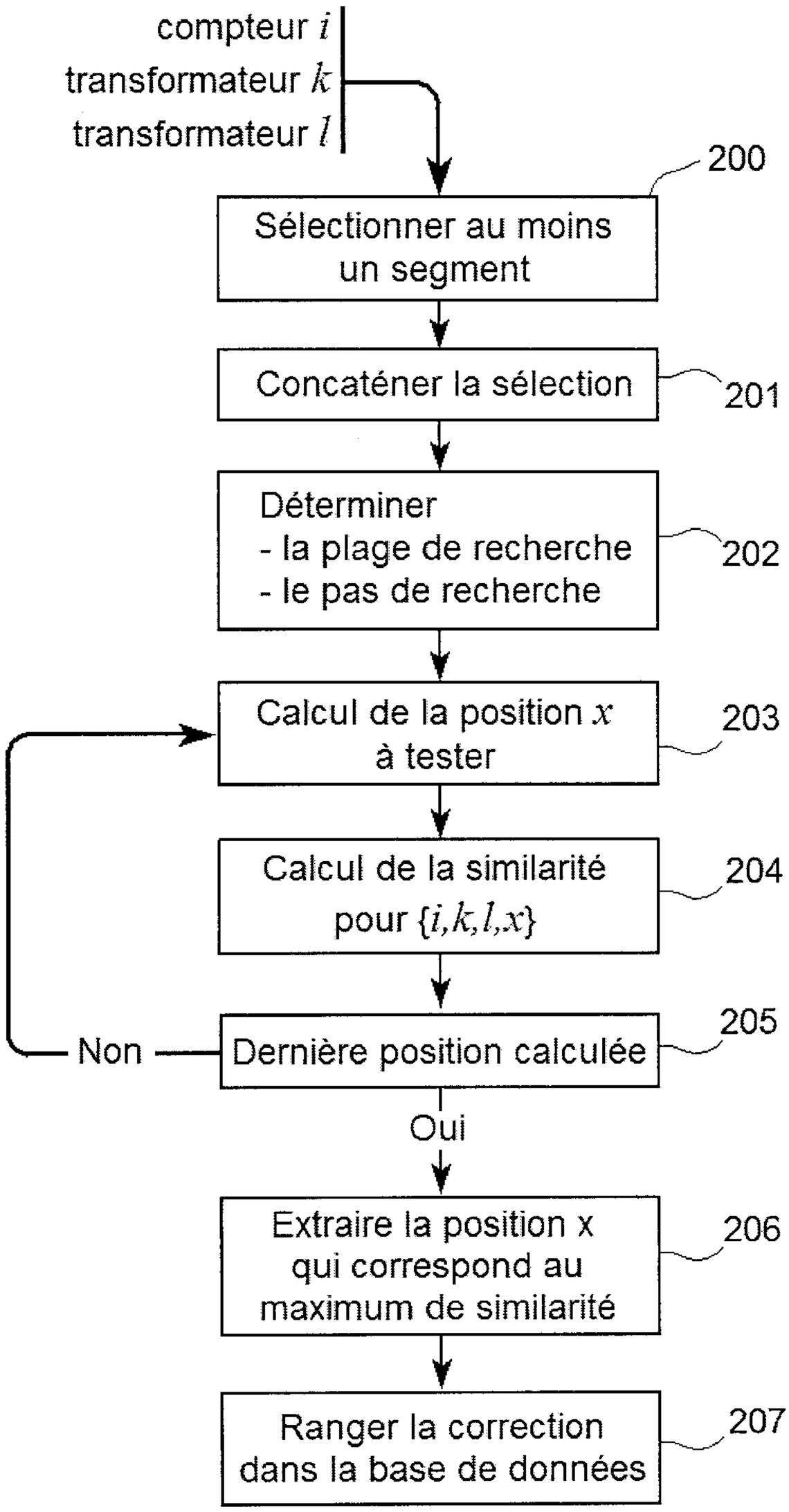
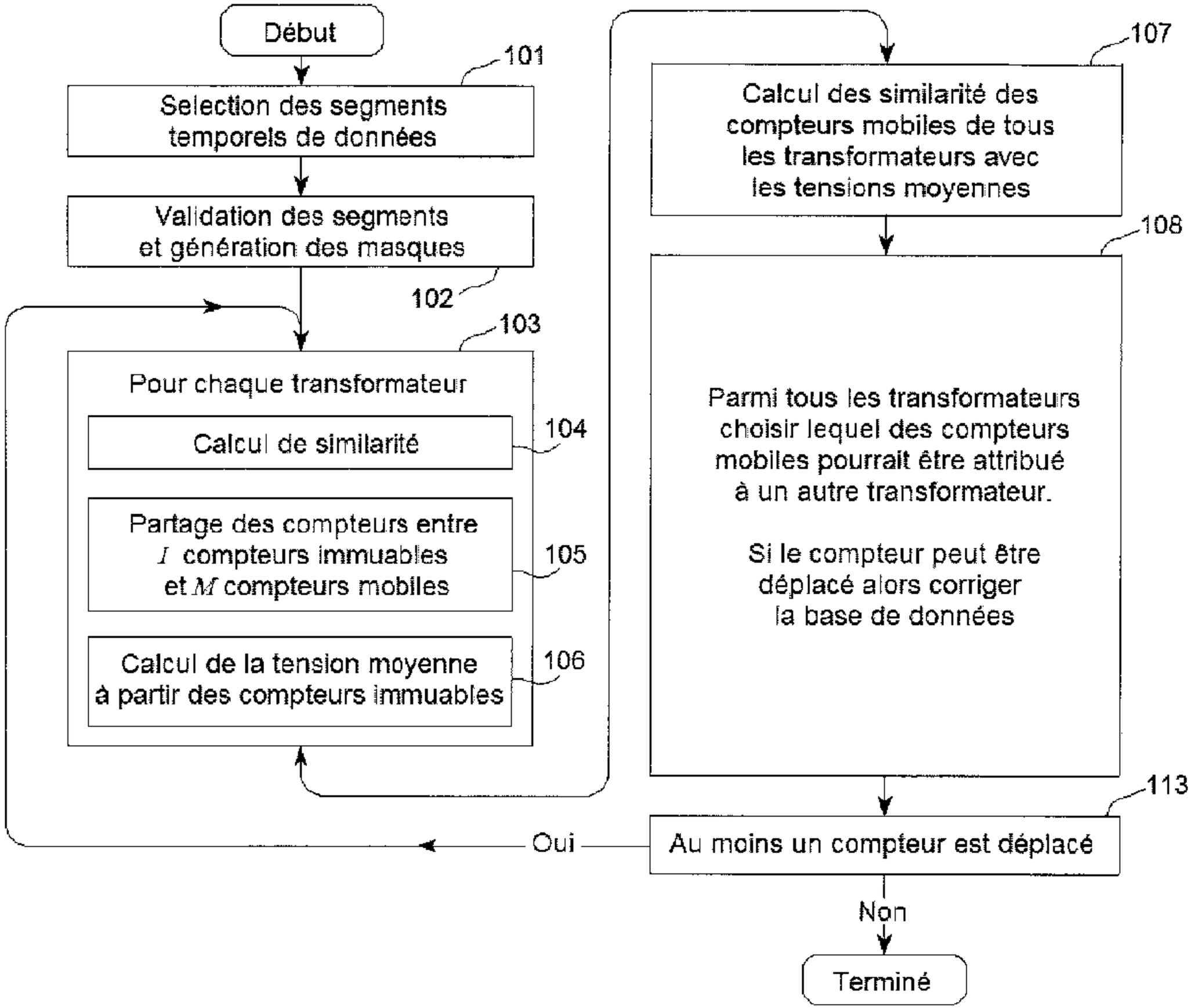

compteur i
transformateur k
transformateur l
200
Sélectionner au moins un segment
Concaténer la sélection
201
Déterminer
- la plage de recherche
- le pas de recherche
202
Calcul de la position x à tester
203
Calcul de la similarité pour $\{i,k,l,x\}$
204
Dernière position calculée
205
Non
Oui
Extraire la position x qui correspond au maximum de similarité
206
Ranger la correction dans la base de données
207

FIG. 8

Base de données
Historique des tensions
Table relationnelle initiale
Table relationnelle finale
301
307
Réseau de communication
304
Unité de traitement
Processeur
Mémoire
Interface entrée/sortie
300
302
303
305
Réseau
306
Terminal

FIG. 9


Début
101
Selection des segments temporels de données
Validation des segments et génération des masques
102
103
Pour chaque transformateur
Calcul de similarité
104
Partage des compteurs entre I compteurs immuables et M compteurs mobiles
105
Calcul de la tension moyenne à partir des compteurs immuables
106
107
Calcul des similarité des compteurs mobiles de tous les transformateurs avec les tensions moyennes
108
Parmi tous les transformateurs choisir lequel des compteurs mobiles pourrait être attribué à un autre transformateur.
Si le compteur peut être déplacé alors corriger la base de données
113
Au moins un compteur est déplacé
Oui
Non
Terminé