

(19) RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
INSTITUT NATIONAL
DE LA PROPRIÉTÉ INDUSTRIELLE
COURBEVOIE

(11) Nº de publication :
(à n'utiliser que pour les
commandes de reproduction)

3 146 552

(21) Nº d'enregistrement national :

23 02093

(51) Int Cl⁸ : H 02 J 3/38 (2023.01), G 06 Q 50/06, H 02 J 3/28

(12)

BREVET D'INVENTION

B1

(54) Fonction avancée d'une couche de contrôle-commande intermédiaire d'une centrale virtuelle.

(22) Date de dépôt : 07.03.23.

(30) Priorité :

(43) Date de mise à la disposition du public
de la demande : 13.09.24 Bulletin 24/37.

(45) Date de la mise à disposition du public du
brevet d'invention : 07.03.25 Bulletin 25/10.

(56) Liste des documents cités dans le rapport de
recherche :

Se reporter à la fin du présent fascicule

(60) Références à d'autres documents nationaux
apparentés :

Demande(s) d'extension :

(71) Demandeur(s) : ELECTRICITE DE FRANCE Société
anonyme — FR.

(72) Inventeur(s) : WANG Ye et BRETON Antoine.

(73) Titulaire(s) : ELECTRICITE DE FRANCE Société
anonyme.

(74) Mandataire(s) : Plasseraud IP.

FR 3 146 552 - B1



Description

Titre de l'invention : Fonction avancée d'une couche de contrôle-commande intermédiaire d'une centrale virtuelle

Domaine technique

- [0001] La présente divulgation relève du domaine du pilotage d'une centrale virtuelle, ou VPP pour « Virtual Power Plant » en anglais, agrégeant des énergies renouvelables variables, telles que l'éolien ou le photovoltaïque, et un système pilotable avec stockage d'énergie.
- [0002] Plus particulièrement, la présente divulgation porte sur un procédé de commande d'une centrale électrique virtuelle, sur un programme informatique et sur un dispositif de commande correspondants.

Technique antérieure

- [0003] Le développement massif et l'intégration des énergies renouvelables, ou EnR, variables comme l'éolien et le photovoltaïque dans le système électrique rend plus complexe l'adaptation de la production d'électricité à la consommation. Aujourd'hui, les énergies renouvelables injectent toujours leurs puissances maximales au réseau et ne participent que très peu aux « services système », tels que le réglage de la fréquence et le réglage de la tension, qui sont essentiels pour assurer la sécurité et la sûreté du système électrique. Ce type de fonctionnement ne pourra pas persister lorsque le taux de pénétration des EnR variables ne sera plus marginal dans le système électrique.
- [0004] Une des solutions possibles et prometteuses consiste à mutualiser l'opération de plusieurs ressources variables avec un système pilotable avec stockage d'énergie intégré, sous forme d'une centrale de production agrégée, afin de rendre sa production plus « contrôlable » et plus flexible. Il s'agit d'une gestion continue de plusieurs ressources distribuées de manière intelligente et coordonnée, comme si ces ressources étaient sur un seul point d'injection vu par le système électrique, d'où le concept d'une centrale dite « virtuelle ».
- [0005] Actuellement, les services de réglage de fréquence sont alloués sur des sources d'énergie renouvelable sur la base d'estimations de leur puissance active maximale disponible.
- [0006] La puissance active maximale disponible, ou AAP pour « Available Active Power » en anglais, d'une centrale, ou ferme composée d'EnR variables est la puissance maximale qu'elle aurait pu produire sans contribuer à une réserve de réglage de fréquence, c'est-à-dire sans écrêtement de sa puissance. Celle-ci n'est pas « mesurable » une fois que de la réserve est placée sur la ferme EnR, et ne peut qu'être « estimée » par un procédé de calcul mathématique en fonction des mesures et des pa-

ramètres physiques de la ferme. Cette estimation est par exemple mise en œuvre par un estimateur de puissance AAP prévu localement au niveau de la ferme EnR. Il existe nécessairement des écarts entre les valeurs réelles instantanées de la puissance active maximale disponible et les estimations correspondantes.

- [0007] Dans l'état de l'art, plusieurs solutions existent pour permettre à une centrale EnR variable de contribuer à un service de réglage de fréquence en dépit de ces écarts entre valeur estimée et valeur réelle de la puissance active maximale disponible. Deux de ces solutions sont présentées ici.
- [0008] Selon une première solution, la centrale EnR est pilotée de sorte à celle qu'elle produise en permanence en-dessous de sa puissance maximale (AAP) avec une marge constante en plus de la puissance de réserve à la hausse si la centrale doit en fournir, afin de couvrir en partie les erreurs induites par l'estimateur de puissance AAP. Cette première solution est présentée dans [3]. L'inconvénient principal de cette première solution est une perte importante de productible EnR, donc une perte économique sur le producteur EnR (énergie non-vendue).
- [0009] Selon une seconde solution dans le contexte d'une VPP composée des EnR et du stockage, une partie ou la totalité de la réserve placée sur les producteurs EnR est déplacée sur le stockage, si un écart de réglage de fréquence entre le réalisé et l'attendu est détecté, car le service de réglage de fréquence rendu par un stockage est en général plus performant que celui rendu par les EnR variable grâce à sa meilleure « contrôlabilité ». Ce « transfert » volontaire de capacité de réserve permet de rendre plus précis le réglage de fréquence global de la VPP. Le plus grand défaut de cette seconde solution est qu'elle ne permet pas de respecter un programme de marche et de l'allocation de réserve préalablement calculés par un optimiseur en amont. Cette seconde solution présente donc un grand risque de désoptimisation d'un point de vue global, c'est-à-dire sur une échelle de temps plus longue qu'un seul pas d'optimisation.
- [0010] Il existe donc un besoin pour un pilotage plus performant d'une centrale électrique virtuelle agrégeant des énergies renouvelables variables et un système pilotable avec stockage d'énergie et contribuant à un service de réglage de fréquence.

Résumé

- [0011] La présente divulgation vient améliorer la situation.
- [0012] Il est proposé un procédé de commande d'une centrale électrique virtuelle, raccordée au réseau électrique, agrégeant une pluralité d'installations aptes à contribuer à un service de régulation de fréquence, la pluralité d'installations comprenant au moins un système pilotable avec stockage d'énergie et un ensemble de sources renouvelables ayant une puissance active maximale disponible variable dans le temps, le procédé étant mis en œuvre par un dispositif de commande raccordé à un optimiseur et à des contrôleurs locaux des sources et du système pilotable avec stockage d'énergie, le

procédé comprenant :

- a) obtenir de l'optimiseur des ensembles de paramètres respectivement associés à des intervalles temporels respectifs, un ensemble de paramètres comprenant une première puissance de consigne prévue pour l'ensemble des sources et une deuxième puissance de consigne prévue pour le système pilotable avec stockage d'énergie, au cours de l'intervalle temporel associé et hors contribution au service de régulation de fréquence, l'optimiseur étant en outre configuré pour fournir des consignes de capacité de réserve à la hausse et/ou à la baisse sur l'ensemble des installations pour l'intervalle temporel associé,
- b) déterminer, pour un sous-intervalle d'un intervalle temporel courant, une erreur de puissance de réglage de la centrale électrique virtuelle sur la base d'une différence entre des mesures de puissance produites par chaque installation de la centrale électrique virtuelle et une valeur théorique effective attendue basée sur une estimation en temps réel d'une puissance active maximale disponible de l'ensemble des sources renouvelables et sur une mesure de fréquence courante du réseau électrique,
- c) déterminer, pour le sous-intervalle, une valeur corrective sur la base de l'erreur de puissance de réglage,
- d1) fournir aux contrôleurs locaux des sources renouvelables, pour le sous-intervalle, une première puissance de consigne de régulation de fréquence corrigée par un abaissement d'une ampleur correspondant à la valeur corrective, et
- d2) fournir aux contrôleurs locaux du système pilotable avec stockage d'énergie, pour le sous-intervalle, une deuxième puissance de consigne de régulation de fréquence corrigée par une augmentation d'une ampleur correspondant à la valeur corrective, la somme des puissances de consigne de régulation de fréquence corrigées étant sensiblement égale à la somme des puissances de consigne prévues hors contribution au service de régulation de fréquence.

- [0013] Le procédé proposé permet une fourniture de régulation de fréquence performante au moyen des puissances de consigne de régulation de fréquence corrigées. Il est basé sur une estimation, éventuellement en temps réel, de la puissance active maximale disponible des sources renouvelables combinée à une mesure de fréquence du réseau et à des mesures de puissance produites par les installations de la centrale virtuelle et permet de ce fait une correction efficace d'une éventuelle erreur de puissance de réglage.
- [0014] Il permet de respecter une valeur de somme des puissances de consigne ayant préalablement été planifiée par exemple par l'optimiseur, étant donné que la somme des puissances de consigne corrigées est sensiblement égale à la somme des puissances de consigne prévues. Ainsi, l'optimisation générale de la production sur une durée de temps de l'ordre par exemple d'une journée n'est que très peu affectée.

- [0015] Il est également proposé un programme informatique comportant des instructions pour la mise en œuvre du procédé ci-avant lorsque ce programme est exécuté par un processeur.
- [0016] Il est également proposé un support d'enregistrement non transitoire lisible par un ordinateur sur lequel est enregistré un programme pour la mise en œuvre du procédé ci-avant lorsque ce programme est exécuté par un processeur.
- [0017] Il est également proposé un dispositif de commande d'une centrale électrique virtuelle, raccordée au réseau électrique, agrégeant une pluralité d'installations aptes à contribuer à un service de régulation de fréquence, la pluralité d'installations comprenant au moins un système pilotable avec stockage d'énergie et un ensemble de sources renouvelables ayant une puissance active maximale disponible variable dans le temps, le dispositif de commande étant raccordé à un optimiseur et à des contrôleurs locaux des sources et du système pilotable avec stockage d'énergie, le dispositif de commande étant configuré pour :
- a) obtenir de l'optimiseur des ensembles de paramètres respectivement associés à des intervalles temporels respectifs, un ensemble de paramètres comprenant une première puissance de consigne prévue pour l'ensemble des sources et une deuxième puissance de consigne prévue pour le système pilotable avec stockage d'énergie, au cours de l'intervalle temporel associé et hors contribution au service de régulation de fréquence, l'optimiseur étant en outre configuré pour fournir des consignes de capacité de réserve à la hausse et/ou à la baisse sur l'ensemble des installations pour l'intervalle temporel associé,
 - b) déterminer, pour un sous-intervalle d'un intervalle temporel courant, une erreur de puissance de réglage de la centrale électrique virtuelle sur la base d'une différence entre des mesures de puissance produites par chaque installation de la centrale électrique virtuelle et une valeur théorique effective attendue basée sur une estimation en temps réel d'une puissance active maximale disponible de l'ensemble des sources renouvelables et sur une mesure de fréquence courante du réseau électrique,
 - c) déterminer, pour le sous-intervalle, une valeur corrective sur la base de l'erreur de puissance de réglage,
 - d1) fournir aux contrôleurs locaux des sources renouvelables, pour le sous-intervalle, une première puissance de consigne de régulation de fréquence corrigée par un abaissement d'une ampleur correspondant à la valeur corrective, et
 - d2) fournir aux contrôleurs locaux du système pilotable avec stockage d'énergie, pour le sous-intervalle, une deuxième puissance de consigne de régulation de fréquence corrigée par une augmentation d'une ampleur correspondant à la valeur corrective,
- la somme des puissances de consigne de régulation de fréquence corrigées étant sen-

siblement égale à la somme des puissances de consigne prévues hors contribution au service de régulation de fréquence.

- [0018] Dans un exemple, lorsque la valeur de l'erreur d'estimation est supérieure à un seuil bas et inférieur à un seuil haut, la valeur corrective est nulle.
- [0019] Ceci permet, en particulier lorsque le seuil bas a une valeur négative et le seuil haut a une valeur positive, de limiter la fréquence des actions de correction qui ne sont alors menées que lorsque l'estimation de la puissance active maximale disponible est considérée comme s'écartant trop de sa valeur réelle.
- [0020] Dans un exemple, lorsque la valeur de l'erreur d'estimation est inférieure à un seuil bas, la valeur corrective est proportionnelle à l'erreur d'estimation.
- [0021] Dans un exemple, lorsque la valeur de l'erreur d'estimation est supérieure à un seuil haut, la valeur corrective est proportionnelle à l'erreur d'estimation.
- [0022] Cette proportionnalité ne revêt pas de caractère essentiel, et il n'est pas non plus nécessaire que l'expression mathématique reliant la valeur corrective à l'erreur d'estimation soit identique que l'erreur d'estimation soit positive ou négative.
- [0023] Dans un exemple, la valeur corrective est saturée entre des valeurs limites indicatives d'une valeur minimale entre :
 - une puissance maximale du système pilotable avec stockage d'énergie en charge,
 - une puissance maximale du système pilotable avec stockage d'énergie en décharge,
 - la puissance active maximale disponible estimée des sources renouvelables,
 - les capacités de réserve placées sur l'ensemble des installations ,
 - des puissances minimales techniques des sources renouvelables.
- [0024] Dans un exemple, les intervalles temporels ont une durée supérieure à 10 minutes et inférieure à 1 heure.
- [0025] Dans un exemple, le sous-intervalle courant a une durée inférieure à 30 secondes.
- [0026] Dans un exemple, b), c), d1) et d2) sont répétés périodiquement.

Brève description des dessins

- [0027] D'autres caractéristiques, détails et avantages apparaîtront à la lecture de la description détaillée ci-après, et à l'analyse des dessins annexés, sur lesquels :

Fig. 1

- [0028] [Fig.1] représente un exemple d'agrégation de sources d'énergies renouvelables variables avec un système pilotable avec stockage, formant ainsi une centrale virtuelle.

Fig. 2

- [0029] [Fig.2] illustre un exemple d'architecture d'un système de contrôle commandé à trois couches pour le pilotage d'une centrale virtuelle.

Fig. 3

- [0030] [Fig.3] illustre l'impact, dans un réseau électrique, de l'équilibre production-

consommation sur la fréquence

Fig. 4

- [0031] [Fig.4] représente les dynamiques de libération des différentes réserves constituant le réglage de fréquence.

Fig. 5

- [0032] [Fig.5] illustre la constitution et la libération d'une réserve fournie par une centrale virtuelle comprenant une source d'énergie renouvelable variable et contribuant à un service de réglage de fréquence.

Fig. 6

- [0033] [Fig.6] illustre l'impact d'erreurs d'estimation de la puissance disponible sur la performance du réglage de fréquence, à travers le résultat d'un essai de réglage primaire de fréquence dans une ferme éolienne de 12 MW.

Fig. 7

- [0034] [Fig.7] représente une comparaison des réponses mesurée et attendue du réglage primaire de fréquence rendu par une ferme éolienne de 12 MW dans le cadre d'un essai.

Fig. 8

Fig. 9

Fig. 10

- [0035] [Fig.8], [Fig.9] et [Fig.10] représentent des schémas SIMULINK se rapportant à un algorithme général de pilotage d'une centrale virtuelle agrégeant des sources d'énergies renouvelables variables avec un système pilotable avec stockage et contribuant à un service de réglage de fréquence, dans des exemples de réalisation.

Description des modes de réalisation

- [0036] Il est à présent décrit un exemple particulier de centrale électrique virtuelle (VPP) en référence à la [Fig.1]. Différentes installations (102, 104, 106) y sont agrégées, à savoir dans cet exemple des sources d'énergie photovoltaïque (102) et éolienne (104) ainsi qu'un système pilotable avec stockage d'énergie (106), par exemple à l'aide de batteries. Ces installations permettent d'alimenter un réseau électrique (108) en énergie. Le pilotage commun des installations de la VPP permet de fournir des services supplémentaires.
- [0037] Il est à présent décrit un exemple de mécanisme de contrôle-commande (200) d'une VPP en référence à la [Fig.2].
- [0038] En général, trois couches fonctionnelles (210, 220, 230) agissant à différentes échelles de temps permettent de faire fonctionner une VPP constituée de plusieurs actifs physiques (ressources pilotées) :
- [0039] Une première couche d'optimisation (230), appelée parfois « operational planning

scheduler » en anglais, ou encore dans le contexte de ce document « optimiseur », permet de déterminer les programmes de marche de l'ensemble des ressources pilotées et alloue les capacités de services en prenant en compte les prévisions de production des énergies renouvelables, les contraintes opérationnelles et les informations disponibles des marchés (ex : prévision des prix SPOT et des prix des services système). En général, cette couche optimise le fonctionnement de la VPP depuis J-1 jusqu'à l'horizon 15 - 30 minutes avant temps réel, sur chaque pas de 30 minutes (ou 15 minutes au plus précis).

- [0040] Une deuxième couche de contrôle-commande (220), intermédiaire, appelée parfois « short-term control » en anglais ou STC, intervient entre chaque pas d'optimisation (ex : 30min) et le temps réel, et permet de monitorer la performance de la VPP et de prendre des actions nécessaires pour gérer des aléas ou des imprévus à l'intérieur de chaque pas de programmation optimale. Cette gestion peut en particulier être relative à la gestion de l'état de charge du stockage, à la compensation de la variabilité court-terme des EnR, à un dysfonctionnement fortuit d'un composant ou d'un système de communication prévu pour la transmission de données mesurées et/ou de consignes, à la correction de la performance d'un service, etc.
- [0041] Une troisième couche de contrôle-commande (210) agit au plus proche du temps réel et comporte les fonctions ou algorithmes correspondants aux services à rendre et adaptés aux technologies pilotées. Cette couche est implantée physiquement au niveau local par des contrôleurs locaux (202, 204, 206) des installations (102, 104, 106). Elle a pour rôle d'exécuter les programmes définis par la couche supérieure en amont du temps réel et de fournir les différents services au système électrique en fonction des mesures locales (tension, fréquence, etc.), tout en respectant les lois physiques spécifiées dans les codes de réseau pour chaque service.
- [0042] En l'absence de la couche de contrôle-commande intermédiaire (STC), les contrôleurs locaux prennent en compte directement les valeurs calculées par l'optimiseur comme consignes d'exécution (ex : puissances de référence de chaque ressource, volume de réserve à placer, etc.). Ces valeurs sont mathématiquement constantes sur chaque pas d'optimisation (i.e. sur une durée de 15 ou 30 minutes). Cela peut plus ou moins correctement fonctionner quand la VPP n'est composée que des ressources peu variables dans le temps (ex : batterie, centrale hydraulique avec barrage, etc.), mais pourrait poser des problèmes sur la performance quand la VPP comporte des producteurs variables.
- [0043] L'invention se distingue de l'art antérieur et a pour objectif de rendre plus performante une VPP contribuant à un service de réglage de fréquence non pas par une optimisation ou ré-optimisation de l'usage des installations au sein d'une VPP, mais par une fonction de contrôle-commande qui minimise la perte de productible sans

imposer un transfert de réserve depuis les sources renouvelables vers le stockage d'énergie. Une telle fonction de contrôle-commande peut être intégrée par exemple au niveau de la couche de contrôle-commande intermédiaire précitée. A titre d'illustration, il est décrit, dans le présent document, un exemple d'implémentation focalisé sur un réglage primaire de fréquence ou « service FCR ». De manière générale, rien n'oblige à limiter le domaine d'application de l'invention au seul réglage primaire de fréquence.

- [0044] Dans un système électrique et comme indiqué sur la [Fig.3], la fréquence est l'image de l'équilibre offre-demande. Lorsque la production électrique est supérieure à la consommation à un instant donné, la fréquence du réseau a tendance à augmenter (302). A l'inverse, lorsque la production électrique est inférieure à la consommation à un instant donné, la fréquence du réseau a tendance à diminuer (306). Afin d'assurer le bon fonctionnement du système électrique ainsi que la sûreté des matériels et des personnes, la fréquence doit être réglée aux alentours de sa valeur nominale (304), par exemple 50 Hz en Europe.
- [0045] Actuellement, les services nécessaires à la régulation, ou au réglage, de la fréquence sont réalisés essentiellement par les producteurs conventionnels, en charge de la production telle qu'issue de l'hydraulique, du nucléaire, etc. Les producteurs d'énergies renouvelables variables en sont actuellement dispensés, mais aucun obstacle technique ne s'oppose à ce que des sources d'énergies renouvelables variables soient pilotées de manière à contribuer au service de réglage de fréquence.
- [0046] En Europe continentale, les Gestionnaires de Réseaux de Transport (GRT) ont à leur disposition trois niveaux de réserves, c'est-à-dire de moyens complémentaires soit de production, soit dans une moindre mesure, d'effacement de consommation, qui sont mis à contribution avec différents délais d'activation [2]. Par exemple, en France, ces trois niveaux de réserve respectivement nommés réserve primaire, secondaire et tertiaire sont illustrés dans la [Fig.4] dans un scénario illustré par une représentation (402) relative à la puissance injectée dans le réseau électrique (108) en fonction du temps et de manière équivalente dans une représentation (404) relative à la fréquence du réseau électrique (108) en fonction du temps.
- [0047] Dans ce scénario, la survenue d'un incident réseau à un instant T occasionne, vers T+15 secondes, une excursion de fréquence au-delà d'une limite acceptable. La réserve primaire se déclenche afin de stabiliser la fréquence. Ensuite, vers T+30 secondes, la réserve secondaire se déclenche afin de rapprocher la fréquence vers sa valeur nominale. Finalement, vers T+15 minutes, la réserve tertiaire se déclenche au cas où la réserve secondaire tend à s'épuiser sans avoir permis de rétablir la fréquence nominale.
- [0048] Les producteurs qui participent au service de réglage de fréquence doivent être capables de moduler leurs puissances produites en fonction de la variation de la

fréquence sur le réseau, c'est à dire augmenter leur production quand la fréquence est en-dessous de la valeur nominale et diminuer leur production quand la fréquence est au-delà de la valeur nominale.

- [0049] Contrairement aux producteurs conventionnels et au stockage qui fonctionnent sous consigne de puissance active constante ou quasi-constante sur chaque pas de dispatching, la constitution de la réserve de réglage de fréquence sur les producteurs éolien et PV est plus complexe. En effet, lorsqu'aucune réserve n'y allouée, ces producteurs sont exploités pour produire à tout instant la puissance maximale disponible dépendant des conditions du vent ou de l'ensoleillement.
- [0050] Diverses notations utilisées dans la suite de ce document sont à présent explicitées. Parmi ces notations, les puissances sont toutes considérées, sauf indication contraire, comme étant des puissances électriques exprimées en MW. L'usage de l'acronyme « ESS » dans une notation indique que cette notation est relative au système pilotable avec stockage d'énergie. L'usage de « RES » dans une notation indique que cette notation est relative aux sources d'énergie renouvelable ayant une puissance variable dans le temps. Enfin, l'usage de l'acronyme « VPP » dans une notation indique que cette notation est relative à l'ensemble des installations de la centrale virtuelle.
- [0051] f désigne la fréquence du réseau électrique (108). Cette fréquence est mesurable en temps réel et est exprimée en Hz.
- [0052] $p_{\text{reserve},\text{up}}^{\text{ESS}}$ et $p_{\text{reserve},\text{down}}^{\text{ESS}}$ désignent des capacités de réserve, respectivement à la hausse et à la baisse, placées sur le système pilotable avec stockage (106). $p_{\text{reserve},\text{up}}^{\text{RES}}$ et $p_{\text{reserve},\text{down}}^{\text{RES}}$ désignent des capacités de réserve, respectivement à la hausse et à la baisse, placées sur les sources d'énergies renouvelables (102, 104). Ces capacités de réserve sont assimilables à des puissances et peuvent être programmées à l'avance, par exemple par l'optimiseur (230).
- [0053] La puissance totale du système pilotable avec stockage d'énergie est notée $P_{\text{reg}}^{\text{ESS}}$ et est la somme de deux grandeurs que sont :
 - la puissance du système pilotable avec stockage d'énergie allouée à un autre service que celui du réglage de fréquence, notée $p_{\text{reg}}^{\text{ESS}}$, qui peut être programmée à l'avance, par exemple par l'optimiseur (230), et
 - la puissance du système pilotable avec stockage d'énergie allouée au réglage de fréquence, notée $p_{\text{reg}}^{\text{ESS}}$ et qui peut être donnée, par exemple, par la formule :

$$P_{\text{reg}}^{\text{ESS}} = \max \left[0; \frac{p_{\text{reserve},\text{up}}^{\text{ESS}}}{0,2} \cdot (50 - f) \right] + \min \left[0; \frac{p_{\text{reserve},\text{down}}^{\text{ESS}}}{0,2} \cdot (50 - f) \right]$$

valable pour une fréquence comprise dans un domaine de fréquence s'étendant de 49,8 Hz à 50,2 Hz. En dehors de ce domaine de fréquence, la valeur de $P_{\text{reg}}^{\text{ESS}}$ est saturée res-

pectivement par $P_{\text{reserve},\text{up}}^{\text{ESS}}$ et $P_{\text{reserve},\text{down}}^{\text{ESS}}$.

- [0054] De manière analogue, la puissance totale de la VPP, notée P^{VPP} , est la somme de deux grandeurs que sont :

- la puissance de la VPP allouée à un autre service que celui du réglage de fréquence, notée $P_{\text{reg}}^{\text{VPP}}$, qui peut être programmée à l'avance, par exemple par l'optimiseur (230), et

- la puissance de la VPP allouée au réglage de fréquence, notée $P_{\text{reg}}^{\text{VPP}}$ et qui peut être donnée, par exemple, par la formule :

$$P_{\text{reg}}^{\text{VPP}} = \max \left[0; \frac{P_{\text{reserve},\text{up}}^{\text{RES}} + P_{\text{reserve},\text{up}}^{\text{ESS}}}{0,2} \cdot (50 - f) \right] + \min \left[0; \frac{P_{\text{reserve},\text{down}}^{\text{RES}} + P_{\text{reserve},\text{down}}^{\text{ESS}}}{0,2} \cdot (50 - f) \right]$$

. Cette formule également est valable pour une fréquence comprise dans un domaine de fréquence s'étendant de 49,8 Hz à 50,2 Hz. En dehors de ce domaine de fréquence, la valeur de $P_{\text{reg}}^{\text{VPP}}$ est saturée respectivement par $P_{\text{reserve},\text{up}}^{\text{RES}}$ et $P_{\text{reserve},\text{down}}^{\text{RES}}$. De même, la puissance totale des sources d'énergies renouvelables, notée P^{RES} , est la somme de la puissance des sources d'énergies renouvelables non allouée au service de réglage de fréquence, notée $P_{\text{reg}}^{\text{RES}}$, et de la puissance des sources d'énergies renouvelables allouée au service de réglage de fréquence, notée $P_{\text{reg}}^{\text{RES}}$.

- [0055] Ces formules se traduisent par une injection ou par une absorption de la totalité de la réserve primaire placée pour une variation absolue de fréquence de 200 mHz soit 0,2 Hz dans le réseau électrique autour d'une fréquence nominale de 50 Hz. Cela correspond à l'exigence actuelle de RTE pour la gestion du réseau électrique français et plus généralement à l'exigence applicable à l'ensemble des gestionnaires de réseau de transport d'électricité en Europe. Il est rappelé à cet effet que le domaine d'application de l'invention ne saurait se limiter strictement ni à un territoire particulier, ni au cas particulier de la libération de la réserve primaire. La personne du métier comprendra que les formules fournies dans ce document sont à considérer uniquement à titre d'exemple illustratif et pourra facilement les adapter en fonction du ou des niveaux de réserve concerné(s), ainsi qu'en fonction des exigences locales définissant notamment la fréquence nominale du réseau électrique (qui est par exemple de 60 Hz aux Etats-Unis) et les règles relatives à la libération du ou des niveaux de réserve concerné(s).

- [0056] $P_{\text{AAP},\text{est}}^{\text{RES}}$ désigne la puissance active maximale disponible des sources d'énergies renouvelables (102, 104). Comme déjà indiqué, cette grandeur n'est pas mesurable mais

seulement estimée.

- [0057] En faisant l'hypothèse que la centrale renouvelable est programmée par l'optimiseur (230) de sorte à fournir une puissance de base, hormis la libération des réserves associées au réglage de fréquence, on suppose alors que

$$P_0^{VPP} = P_{AAP,est}^{RES} - P_{reserve,up}^{RES} + P_0^{ESS}.$$

- [0058] P_{max}^{ESS} désigne la puissance maximale du système pilotable avec stockage d'énergie (106) en décharge, telle que retournée par exemple par un système de surveillance du stockage. Ainsi définie, sa valeur doit toujours être de signe positif. Par exemple, sur une batterie, le BMS, pour « Battery Management System » en anglais, renvoie des limites de puissance en fonction de son état de charge : la puissance maximale en décharge sera réduite aux abords de 0% d'état de charge et la puissance maximale en charge sera réduite aux abords de 100% d'état de charge.

- [0059] P_{min}^{ESS} désigne la puissance maximale du système pilotable avec stockage d'énergie (108) en charge, telle que retournée par le système de surveillance du stockage. Ainsi définie, sa valeur doit toujours être de signe négatif.

- [0060] P_{min}^{RES} désigne la puissance minimale technique des sources d'énergies non renouvelables (102, 104). Par exemple, pour une ferme éolienne, cette puissance correspond à la valeur en-dessous de laquelle toutes ou une partie des turbines de la ferme ne peuvent plus rester en état de démarrage.

- [0061] P_{corr}^{RES} désigne une puissance de correction supplémentaire à appliquer à la centrale renouvelable. La détermination de cette puissance de correction supplémentaire est détaillée dans le présent document. Autrement dit, en utilisant la technique proposée dans le présent document, la puissance de consigne des sources d'énergies renouvelables (102, 104) peut être déterminée selon la formule

$$P^{RES} = P_{AAP,est}^{RES} - P_{reserve,up}^{RES} + P_{reg}^{RES} - P_{corr}^{RES}.$$

- [0062] Dans le but de garantir le terme P_0^{VPP} , en contrepartie cette puissance de correction peut être également appliquée sur la consigne du système pilotable avec stockage d'énergie selon la formule $P^{ESS} = P_0^{ESS} + P_{reg}^{ESS} + P_{corr}^{ESS}$.

- [0063] Certains travaux antérieurs brevetés ont pour objectif de conception des estimateurs de puissance AAP pour les fermes éoliennes et photovoltaïques [3][4][5]. Cela étant dit, le procédé d'estimation de la puissance AAP d'une ferme EnR variable peut toujours induire des erreurs d'estimation, i.e. la différence entre la puissance disponible estimée $P_{AAP,est}^{RES}$ et sa valeur effective $P_{AAP,act}^{RES}$, cette dernière étant non mesurable comme déjà expliqué.

- [0064] Il est à présent décrit deux stratégies possibles de pilotage d'une ferme EnR participant au service de réglage de fréquence, en référence à la figure 5. Une fois que la

puissance disponible de la ferme EnR est estimée, cette ferme peut être exploitée en dessous de sa production maximale disponible $p_{AAP,est}^{RES}$ pour constituer de la réserve symétrique (502), par prélèvement du volume de réserve à la hausse ($p_{reserve,up}^{RES}$) à allouer sur cette ferme. A noter que si seule la réserve à la baisse doit être fournie par la ferme, elle peut être opérée à sa puissance disponible sans nécessairement être écrêtée, il s'agit d'un pilotage mettant en œuvre la constitution d'une réserve asymétrique (504).

- [0065] En général, quand une centrale EnR fournit uniquement la réserve à la baisse, sa production de base correspondant à une fréquence égale à la fréquence nominale du réseau électrique est maintenue à sa production disponible estimée pour éviter toute perte d'énergie liée à un écrêtement volontaire. Dans ce cas, $p_{reserve,up}^{RES} = 0$. Quand elle fournit aussi une réserve à la hausse, sa production doit être volontairement écrêtée pour constituer le volume de réserve correspondant. Dans ce cas,

$$p_0^{RES} = p_{AAP,est}^{RES} - p_{reserve,up}^{RES}.$$

- [0066] L'estimation de la puissance AAP en temps réel est essentielle pour permettre à une ferme EnR variable de fournir de la réserve. Lorsque la ferme est pilotée pour contribuer au service de réglage de fréquence, la puissance totale de la ferme vaut $p^{RES} = p_{AAP,est}^{RES} - p_{reserve,up}^{RES} + p_{reg}^{RES}$, avec

$$p_{reg}^{RES} = \max \left[0; \frac{p_{reserve,up}^{RES}}{0,2} \cdot (50 - f) \right] + \min \left[0; \frac{p_{reserve,down}^{RES}}{0,2} \cdot (50 - f) \right]. \text{ De la même}$$

manière que précisée précédemment, cette formule est valable pour une fréquence comprise entre 49,8 et 50,2 Hz et n'intègre pas les saturations par les capacités de réserve allouées.

- [0067] Deux sources d'erreur principales ont pour effet que le réglage de fréquence rendu par une ferme EnR variable ne peut pas être toujours aussi performant que celui fourni par une centrale conventionnelle.
- [0068] La première source d'erreur principale concerne la variabilité naturelle de la production éolienne ou photovoltaïque dépend des conditions météorologiques, telles que la vitesse et la direction du vent pour la production éolienne, ou l'ensoleillement et le passage des nuages pour la production photovoltaïque, qui peuvent varier à tout instant. La tendance de variation de la production EnR n'est pas toujours dans le sens favorable au réglage de fréquence. Par exemple, une augmentation forte de la production éolienne suite à une rafale de vent peut être concomitante à une situation où la fréquence est au-delà de 50 Hz, dans laquelle le gestionnaire de réseau cherche plutôt à baisser la production.
- [0069] La seconde source d'erreur principale concerne l'estimation de la puissance maximale disponible. Des erreurs relatives à cette estimation peuvent engendrer des réglages non-intentionnels qui ne correspondent pas forcément aux réponses attendues

par le gestionnaire de réseau, notamment en cas de surestimation de la production EnR. Cette problématique a été constatée et analysée dans le cadre du démonstrateur VPP du projet européen EU-SysFlex [6]. La figure 6 illustre l'impact des erreurs d'estimation sur la réponse du réglage de fréquence d'une ferme EnR variable et représente sur une même échelle de temps l'évolution des puissances AAP, réelle, et attendue de la ferme (602) ainsi que l'évolution de la fréquence (604) du réseau. Nous pouvons constater qu'en raison d'une surestimation de la production entre 16:09-16:10, la puissance réelle de la ferme notée P_{act} est limitée par l'AAP effective et diminue non intentionnellement sans aucune correspondance avec l'évolution de la fréquence du réseau au même moment. Cela conduit donc à un écart de la puissance réelle et mesurée de la ferme par rapport à la puissance attendue notée P_{exp} .

- [0070] Pour principalement ces deux raisons citées, il existe un écart entre la réponse attendue et celle mesurée lorsqu'une ferme EnR variable participe au réglage de fréquence. Cet écart est par exemple quantifié lors des essais du démonstrateur EU-SysFlex pour une ferme éolienne de 12 MW fournissant de la réserve primaire. La [Fig.7] représente à cet effet sur une même échelle temporelle :
 - l'évolution de la puissance réelle de la ferme éolienne (702),
 - l'évolution de la fourniture de réserve primaire par la ferme éolienne (704), c'est-à-dire l'évolution de la réserve primaire réellement fournie par la ferme éolienne, notée $P_{reg.act}^{RES}$ et celle de la réserve primaire censée être fournie en théorie par la ferme éolienne, notée $P_{reg.exp}^{RES}$, et
 - l'évolution de la différence entre ces deux grandeurs $P_{reg.act}^{RES}$ et $P_{reg.exp}^{RES}$ (706).
- [0071] Si les erreurs de réglage ne sont pas corrigées, cela conduit à une sous-performance du réglage de fréquence et risque d'engendrer un abattement de la rémunération voire une pénalité pour le producteur participant. D'un point de vue du système électrique, un réglage de fréquence erroné présente aussi un risque pour la sécurité du réseau électrique et des usagers.
- [0072] La technique proposée peut être incorporée en tant que fonction du STC (220) et a pour but de corriger, à l'intérieur d'un pas d'optimisation, la sous-performance du réglage de fréquence rendu due à la variabilité de la production et aux erreurs d'estimation du productible EnR, tout en mobilisant la flexibilité disponible sur le pas de temps concerné. Cette flexibilité peut inclure notamment la puissance de stockage du système avec stockage pilotable (106) et la marge de modulation disponible sur les sources de production (102, 104).
- [0073] La valeur d'une consigne de puissance dite « corrective » est calculée pour un intervalle de temps donné dont la durée correspond au pas de temps de contrôle du STC.
- [0074] Cette valeur peut être transmise aux contrôleurs locaux des sources d'énergies renou-

velables afin de corriger, presqu'en temps réel, la performance du réglage de fréquence de la centrale VPP.

- [0075] En parallèle, une valeur égale ou sensiblement égale à celle de la consigne de puissance corrective, et de signe opposé peut être également transmise au contrôleur local du système pilotable avec stockage d'énergie, afin de compenser la correction appliquée au niveau des sources d'énergies renouvelables et ainsi maintenir constante ou sensiblement constante la puissance de référence de la centrale VPP hors services système, notée p_{δ}^{VPP} .
- [0076] En effet, une modification de p_{δ}^{VPP} sur un pas d'optimisation peut entraîner des conséquences importantes, souvent dans le sens défavorable, sur l'optimalité globale de la gestion de la VPP. Il est donc essentiel de garantir cette puissance de référence au niveau de la centrale VPP lors de la correction de la sous-performance en réglage de fréquence d'une ou plusieurs installations de cette centrale.
- [0077] Un exemple d'algorithme pouvant convenir pour déterminer la valeur de la consigne de puissance corrective dans le cadre d'un procédé de contrôle-commande de la centrale VPP est à présent décrit.
- [0078] On suppose ici que la centrale VPP participe au réglage primaire de fréquence. On se place à un instant donné où une erreur de réglage est présente, c'est-à-dire, pour rappel, un écart entre la réponse attendue des sources d'énergie renouvelable et celle mesurée. L'erreur de réglage notée $p_{reg,error}^{RES}$ correspond à la différence en matière de puissance électrique allouée au réglage de fréquence entre une valeur théorique notée $p_{reg,theo}^{RES}$ et une valeur estimée notée $p_{reg,est}^{RES}$. En d'autres termes, $p_{reg,error}^{RES} = p_{reg,theo}^{RES} - p_{reg,est}^{RES}$.
- [0079] La valeur estimée peut être obtenue par la formule générale suivante :

$$P_{reg,est}^{RES} = P_{mes}^{RES} - (P_{AEP,est}^{RES} + P_{reserve,up}^{RES} + P_{corr}^{RES}).$$
- [0080] Il existe différentes manières d'effectuer une estimation théorique de la puissance de réglage de la centrale renouvelable. Par exemple, il est possible de tenir compte de la dynamique de la centrale renouvelable par une modélisation de son temps de réponse noté τ via un premier ordre, selon la formule mathématique connue suivante :

$$P_{reg,theo}^{RES} = \frac{1}{1+\tau s} \cdot (\max \left[0; \frac{P_{reserve,up}^{RES}}{0,2} \cdot (50 - f) \right] + \min \left[0; \frac{P_{reserve,down}^{RES}}{0,2} \cdot (50 - f) \right])$$

. De la même manière que précisée précédemment, cette formule est valable pour une fréquence comprise entre 49,8 et 50,2 Hz et n'intègre pas les saturations par les capacités de réserve allouées.
- [0081] Une telle modélisation est en général suffisante pour les besoins de la détermination de l'erreur de réglage.
- [0082] Déterminer l'erreur de réglage permet de mettre en œuvre des actions de correction de la performance du réglage de fréquence. Une action de correction est une ap-

plication d'une consigne de correction notée P_{corr}^{RES} au niveau d'un contrôleur local.

- [0083] Un exemple de consigne de correction possible est une consigne proportionnelle via un gain G, selon la formule $P_{corr}^{RES} = G \cdot P_{reg, error}^{RES}$.
- [0084] La consigne de correction n'est pas nécessairement proportionnelle. Entre autres formes possibles, la consigne de correction peut être linéaire ou non, proportionnelle intégrale, proportionnelle intégrale dérivée, etc...
- [0085] Selon un exemple, une bande morte peut être appliquée sur le terme $P_{reg, error}^{RES}$ pour filtrer les erreurs de moindre amplitude et éviter des sur-sollicitations des ressources au sein de la VPP dues aux actions de correction de la performance du réglage de fréquence.
- [0086] Selon un exemple, la consigne de correction peut être saturée. Pour cela, une valeur minimale notée $P_{corr,min}^{RES}$ et/ou une valeur maximale notée $P_{corr,max}^{RES}$ peuvent être définies comme bornes de la consigne de correction. Lorsque ces deux bornes sont définies, la consigne de correction est saturée selon la formule :
$$P_{corr}^{RES} = \max\left[P_{corr,min}^{RES}; \min\left[P_{corr,max}^{RES}; P_{corr}^{RES}\right]\right].$$
- [0087] Par exemple, la valeur maximale de la consigne de correction peut être définie par le minimum entre la puissance maximale du stockage en décharge et le volume maximal de puissance d'écrêttement possible sur la centrale renouvelable. Afin que la consigne de correction n'indue pas une réduction de volume de réserve à la hausse disponible sur le stockage, cette valeur peut être déduite de la puissance maximale du stockage en décharge, selon la formule suivante :
$$P_{corr,max}^{RES} = \min\left[P_{max}^{ESS} - P_{reserve,up}^{ESS}; P_{AAF,est}^{RES} - P_{reserve,up}^{RES} - P_{reserve,down}^{RES} - P_{min}^{RES}\right].$$
- [0088] Par exemple, la valeur minimale de la consigne de correction peut être définie par le minimum entre la puissance maximale du système de stockage en charge et, en cas d'écrêttement supplémentaire sur la centrale renouvelable, le volume maximal de puissance supplémentaire ainsi rendu accessible. Dans la suite de ce document, il est considéré qu'aucun écrêttement supplémentaire n'est prévu sur la centrale renouvelable et que ce volume de puissance supplémentaire est nul. Afin que la consigne de correction n'indue pas une réduction de volume de réserve à la baisse disponible, cette valeur peut être déduite de la puissance maximale du stockage en charge, selon la formule $P_{corr,min}^{RES} = -\min\left[P_{min}^{ESS} - P_{reserve,down}^{ESS}; 0\right]$.
- [0089] La consigne de correction est appliquée, pour le pilotage des sources d'énergies renouvelables, en tant que consigne de modulation de puissance supplémentaire, c'est-à-dire en plus de la consigne associée au réglage de fréquence. Dans les formules mathématiques fournies dans ce document, la consigne de correction P_{corr}^{RES} est construite par convention comme une valeur positive.

- [0090] Afin de garantir la puissance $P_{\text{corr}}^{\text{VPP}}$ pour le contrôle de performance réalisé par le gestionnaire de réseau de transport, la consigne de correction est également appliquée en parallèle sur le système pilotable avec stockage d'énergie. De la même manière que pour les sources d'énergies renouvelables, cette consigne de correction doit être comprise comme une consigne de modulation de puissance supplémentaire.
- [0091] La consigne de correction appliquée aux sources renouvelables et celle appliquée au système pilotable avec stockage d'énergie ont une valeur absolue sensiblement égale, avec une tolérance relative ou absolue choisie en fonction d'un critère lié au contrôle de performance réalisé par le gestionnaire de réseau de transport, et un signe opposé.
- [0092] Par convention, lorsque la consigne de correction appliquée aux sources renouvelables est de signe positif, elle correspond à une valeur de hausse de puissance fournie par les sources renouvelables.
- [0093] De même, par convention, lorsque la consigne de correction appliquée au système pilotable avec stockage d'énergie est de signe positif, elle correspond à une consigne de décharge.
- [0094] La figure 8 est un schéma bloc (800) décrivant un ensemble d'opérations mathématiques pouvant être utilisées dans le contrôle de sources d'énergies renouvelables (par exemple une ferme éolienne) et d'un système pilotable avec stockage d'énergie (par exemple un système de stockage par batteries). La fréquence f et les capacités de réserve $p_{\text{reserve},\text{up}}^{\text{RES}}$ et $p_{\text{reserve},\text{down}}^{\text{RES}}$ placées respectivement à la hausse et à la baisse sur la ferme éolienne sont utilisées pour déterminer une consigne de réglage $p_{\text{reg}}^{\text{ESS}}$ définie pour piloter la ferme éolienne de manière à ce qu'elle participe au service du réglage primaire de fréquence. En parallèle, la fréquence f et les capacités de réserve $p_{\text{reserve},\text{up}}^{\text{ESS}}$ et $p_{\text{reserve},\text{down}}^{\text{ESS}}$ placées respectivement à la hausse et à la baisse sur le système pilotable avec stockage d'énergie sont utilisées pour déterminer une consigne de réglage $p_{\text{reg}}^{\text{ESS}}$ définie pour piloter le stockage d'énergie de manière à ce qu'il participe au service du réglage primaire de fréquence. Une même valeur corrective $p_{\text{corr}}^{\text{RES}}$ est ensuite prise en compte comme valeur absolue de consignes de correction appliquées aux sources d'énergies renouvelables et au système pilotable avec stockage d'énergie. Ainsi, la consigne $p_{\text{setpoint}}^{\text{RES}}$ réellement transmise au contrôleur de la ferme éolienne intègre $p_{\text{reg}}^{\text{RES}}$ et $p_{\text{corr}}^{\text{RES}}$. De même, la consigne $p_{\text{setpoint}}^{\text{ESS}}$ réellement transmise au contrôleur du système pilotable avec stockage d'énergie intègre $p_{\text{reg}}^{\text{ESS}}$ et $p_{\text{corr}}^{\text{ESS}}$. Il est à noter que, sur la [Fig.8], la valeur corrective est appliquée négativement à la ferme éolienne et positivement au système de stockage par batteries. Un algorithme de calcul possible de la valeur corrective est explicité sur la [Fig.9], qui est un autre schéma bloc (900) s'inscrivant dans celui de la [Fig.8]. Selon cet algorithme, la valeur corrective est fonction de l'amplitude de l'erreur de réglage en puissance avec toutefois une bande morte,

c'est-à-dire un intervalle d'erreur de réglage pour laquelle la valeur corrective correspondante est nulle, ainsi qu'une borne maximale et une borne minimale saturant la valeur corrective.

- [0095] La technique proposée a été testée en simulation sur le cas d'une VPP constituée d'un système pilotable avec stockage d'énergie par batteries et d'une ferme éolienne, agrégés pour fournir du réglage primaire de fréquence.
- [0096] La plateforme de simulation utilisée comporte quatre modèles, à savoir :
 - un modèle de ferme éolienne (204) qui représente une ferme éolienne de 12 MW composée de 6 turbines de 2 MW associée à un contrôleur local permettant notamment la fourniture de réglage de fréquence,
 - un modèle de système pilotable avec stockage d'énergie (206) qui représente un système de stockage par batteries disposant de 3 MWh d'énergie et de 2 MW de puissance,
 - un modèle de contrôleur FCR qui représente un système de commande associé à un service de réglage de fréquence et exploitant le système pilotable avec stockage d'énergie et
 - un modèle de contrôleur STC, c'est-à-dire de système de contrôle-commande intermédiaire.
- [0097] La plateforme de simulation est représentée en [Fig.10] sous la forme d'un schéma bloc (1000) où chaque bloc représente un modèle. Chaque modèle est configuré pour recevoir en entrée et renvoyer en sortie des séries temporelles composées d'échantillons associés à un instant donné ou à une période temporelle élémentaire donnée. Par souci de simplicité et de pédagogie, il est fait référence, pour l'explication du fonctionnement des modèles, à des signaux d'entrée et de sortie, chaque signal représentant un échantillon. Hors précision contraire, un signal fourni à un modèle représentant une entité se rapporte à cette entité. Ainsi par exemple lorsqu'un signal représentant une capacité de réserve à la hausse ou à la baisse est fourni au modèle de ferme éolienne, on considère que cette capacité de réserve à la hausse ou à la baisse est placée sur la ferme éolienne, en d'autres termes qu'elle définit, pour la ferme éolienne, la part de la puissance active allouée au réglage de fréquence à la hausse ou à la baisse.
- [0098] Le modèle de ferme éolienne est configuré pour recevoir en entrée cinq signaux représentant respectivement :
 - une puissance maximale réelle, issue d'un historique, indicative d'une valeur historique de puissance AAP,
 - un volume, ou une capacité, de réserve à la hausse,
 - un volume, ou une capacité, de réserve à la baisse,
 - la fréquence du réseau électrique et
 - une valeur corrective calculée algorithmiquement et correspondant à une modulation

en temps réel de la puissance de la ferme éolienne pour contribuer à un service de réglage de fréquence primaire, ou « FCR, Frequency Containment Reserve » en anglais.

- [0099] Sur la base des cinq signaux reçus en entrée, le modèle de ferme éolienne est configuré pour renvoyer en sortie un signal de puissance AAP estimée et un signal représentant une puissance réelle mesurable. Ainsi, le modèle de ferme éolienne intègre un estimateur de puissance AAP ainsi qu'un contrôleur de service de réglage de fréquence.
- [0100] Le modèle de système pilotable avec stockage d'énergie est configuré pour recevoir en entrée un signal représentant une puissance de consigne et un signal représentant la valeur corrective et pour renvoyer en sortie, sur la base de ces signaux reçus en entrée, trois signaux représentant respectivement :
 - un état de charge (SOC),
 - une puissance maximale et une puissance minimale acceptables par le système pilotable avec stockage d'énergie.
- [0101] La puissance maximale est associée à une vitesse maximale de décharge et la puissance minimale est associée à une vitesse maximale de charge acceptables par le système pilotable avec stockage d'énergie.
- [0102] Le modèle de contrôleur FCR est configuré pour recevoir en entrée trois signaux représentant respectivement :
 - un volume, ou une capacité, de réserve à la hausse,
 - un volume, ou une capacité, de réserve à la baisse et
 - la fréquence du réseau électrique, et
 pour renvoyer en sortie, sur la base de ces signaux reçus en entrée, un signal de puissance à suivre pour contribuer au service de régulation de fréquence.
- [0103] Le modèle de contrôleur STC est configuré pour recevoir en entrée neuf signaux représentant :
 - quatre volumes, ou capacités, de réserve, respectivement à la hausse et à la baisse sur les ressources éoliennes et à la hausse et à la baisse sur le système pilotable avec stockage d'énergie,
 - la fréquence du réseau électrique,
 - la puissance AAP estimée,
 - la puissance mesurée de la ferme éolienne et
 - la puissance maximale et minimale acceptables par le système pilotable avec stockage d'énergie.
- [0104] Sur la base des signaux reçus en entrée, le modèle de contrôleur STC est configuré pour renvoyer en sortie un signal de correction de puissance.
- [0105] Typiquement, les signaux représentant les volumes de réserve à la hausse et à la

baisse sur chaque système de production sont définis par un optimiseur sur la base de prix de marché associés qui incluent le prix SPOT de l'électricité fournie au réseau électrique et la rémunération contractuelle associée à la contribution de la VPP au service de réglage primaire de fréquence ou « service FCR ».

- [0106] En pratique, le comportement de l'optimiseur n'a pas été modélisé dans la plateforme de simulation, la simulation étant focalisée sur la fonction de la couche de contrôle-commande intermédiaire STC. Pour simplifier, des niveaux de réserve ont simplement été fixés et répartis de façon constante sur une journée de simulation.
- [0107] Le choix effectué a été de placer arbitrairement sur la ferme éolienne la totalité de la réserve à la baisse (soit 1 MW) et 600 kW de réserve à la hausse, et sur le système pilotable avec stockage d'énergie par batteries un volume de réserve à la hausse fixé à 400 kW.
- [0108] Les raisons qui expliquent ce choix sont multiples.
- [0109] En France, la fourniture de réglage de fréquence se fait de façon symétrique et le choix effectué permet de respecter cette règle en plaçant 1 MW à la hausse et à la baisse sur la centrale virtuelle.
- [0110] Contrairement à la réserve à la hausse, fournir de la réserve à la baisse sur l'éolien ne nécessite pas d'écrêter en permanence la production éolienne et est donc plus intéressante d'un point de vue économique. De plus, placer de la réserve sur un système pilotable avec stockage d'énergie par batteries nécessite de réservier une partie de la capacité disponible en charge/décharge, capacité qui n'est donc plus disponible pour d'autres services ou arbitrage sur le marché. Ce sont les raisons pour lesquelles la réserve à la baisse est entièrement portée par la ferme éolienne.
- [0111] Selon le retour d'expérience du démonstrateur VPP français du projet EU-SysFlex, ce scénario simulé peut correspondre au planning optimal d'un jour-type calculé par un optimiseur industriel [6].
- [0112] Pour évaluer la performance de la fonction développée par rapport à d'autres solutions, deux indicateurs ont été retenus.
- [0113] Le premier indicateur se rapporte au pourcentage de temps pendant lequel le gain de réglage de fréquence estimé est différent de moins de 20% de la valeur contractuelle. Il s'agit d'un critère de contrôle de performance nommé « critère statique », actuellement appliqué en France, qui notifie un écart au producteur lorsque l'écart relatif entre le gain de réglage de fréquence estimé et la valeur contractuelle est supérieur à 20% pendant plus de 10% du temps. En d'autres termes, le gain de réglage de fréquence estimé doit être compris entre 0,8 et 1,2 p.u. (« per unit » en anglais) pendant au moins 90% du temps pour respecter le « critère statique » en termes de performance. La méthode utilisée pour estimer le gain s'appuie sur une méthode connue d'estimation des moindres carrés de l'erreur effectuée toutes les 10 minutes à partir de mesures au

pas de temps 10 secondes, en utilisant cependant le signal de puissance AAP comme donnée d'entrée pour l'élaboration de la puissance de la VPP allouée à un autre service que celui du réglage de fréquence [7].

- [0114] Le deuxième indicateur est l'énergie écrêtée sur la ferme éolienne du fait d'une modulation de puissance selon la technique proposée ou du fait d'une marge permanente selon une autre technique possible.
- [0115] La simulation a été effectuée sur une journée à partir d'un historique de production éolienne et de fréquence en France.
- [0116] Les trois cas évalués en simulation sont les suivants.
- [0117] Le premier cas, ou « cas témoin », correspond à une situation où aucune action préventive n'est faite sur la centrale agrégée pour améliorer la performance du service FCR. Dans ce cas témoin, le premier indicateur, c'est-à-dire le pourcentage de temps pendant lequel le gain de réglage de fréquence estimé est différent de moins de 20% de la valeur contractuelle, s'élève à 76,4%, ce qui est inférieur aux 90% préconisés pour remplir le critère statique. Nous pouvons donc constater que sans aucune action de correction, la performance en réglage de fréquence de la centrale VPP évaluée sur la journée simulée est de 76,4%. Autrement dit, pendant 23,6% du temps le service rendu par la VPP est en sous-performance, ce qui correspond à 13,6 points de plus que l'exigence du gestionnaire de réseau en termes de temps passé dans la performance requise selon les règles actuelles. Le second indicateur, c'est-à-dire l'énergie écrêtée, est nul puisqu'aucune action préventive n'est menée.
- [0118] Le deuxième cas, ou « cas d'une marge permanente de 200 kW » correspond à une situation où la puissance fournie par la ferme éolienne est écrêtée de 200 kW en permanence, en plus du service FCR rendu, de façon à s'écartez de la puissance AAP et des erreurs d'estimation associées. Cela correspond à première solution décrite dans la présentation de l'état de l'art. Dans ce cas d'une marge permanente de 200 kW, le premier indicateur vaut 90,27%, le critère statique est donc rempli. Le service peut donc être considéré comme « effectif » ou « performant » selon le critère d'évaluation du gestionnaire de réseau selon les règles actuelles. Le second indicateur s'élève à 4,8 MWh, ce qui correspond à une perte significative de productible, c'est-à-dire à une perte d'opportunité importante pour le producteur.
- [0119] Le troisième cas correspond à une situation où la puissance de la ferme éolienne est modulée sur la base d'une valeur corrective conformément à la technique proposée. Dans ce troisième cas, le premier indicateur s'élève à 90,27% et le second indicateur vaut seulement 0,8 MWh. Ainsi la performance du service de réglage de fréquence a également été élevée à plus de 90% et le critère de performance est donc rempli, tout en évitant largement l'écrêtement de la production éolienne.
- [0120] Il a été prouvé par simulation que la présente invention fonctionne correctement et

présente un intérêt technico-économique en vue d'améliorer la performance du service de réglage de fréquence rendu par une VPP composée d'EnR variables et d'un système pilote avec stockage d'énergie.

- [0121] Bibliographie
- [0122] [1] Y. Wang et al., "WP8 Demonstration Specification for Field Testing: Aggregation Approaches for Multi-services Provision from a Portfolio of Distributed Resources", D8.1 report of EU-SysFlex project, 2018, disponible en ligne sur <https://eu-sysflex.com/documents/>.
- [0123] [2] RTE, "Document technique de référence," 2020, disponible en ligne sur <https://www.services-rte.com/fr/la-bibliotheque.html>.
- [0124] [3] J. Callec et Y. Wang, "Procédé de régulation de puissance générée par une ferme éolienne", Brevet français FR 3074975 B1.
- [0125] [4] J. Jacobsen, "Method for determining the available power of a wind park". Demande de brevet chinoise CN 110402330 A.
- [0126] [5] J A. Rossé et G. Delille, "Commande en puissance d'onduleurs d'une installation photovoltaïque pour la participation au réglage en fréquence du réseau de distribution électrique", Brevet français FR 3060229 B1.
- [0127] [6] Y. Wang et al., "French demonstration: “multi-resources multi-services” virtual power plant", D8.4 report of EU-SysFlex project, 2022, disponible en ligne sur <https://eu-sysflex.com/documents/>.
- [0128] [7] RTE, "Les Services Système : l'expérience de RTE," J3eA, vol. 5, p. 6, 2006.

Revendications

[Revendication 1]

Procédé de commande d'une centrale électrique virtuelle, raccordée au réseau électrique, agrémentant une pluralité d'installations aptes à contribuer à un service de régulation de fréquence, la pluralité d'installations comprenant au moins un système pilotable avec stockage d'énergie et un ensemble de sources renouvelables ayant une puissance active maximale disponible variable dans le temps, le procédé étant mis en œuvre par un dispositif de commande raccordé à un optimiseur et à des contrôleurs locaux des sources et du système pilotable avec stockage d'énergie, le procédé comprenant :

- a) obtenir de l'optimiseur des ensembles de paramètres respectivement associés à des intervalles temporels respectifs, un ensemble de paramètres comprenant une première puissance de consigne prévue pour l'ensemble des sources et une deuxième puissance de consigne prévue pour le système pilotable avec stockage d'énergie, au cours de l'intervalle temporel associé et hors contribution au service de régulation de fréquence, l'optimiseur étant en outre configuré pour fournir des consignes de capacité de réserve à la hausse et/ou à la baisse sur l'ensemble des installations pour l'intervalle temporel associé,
- b) déterminer, pour un sous-intervalle d'un intervalle temporel courant, une erreur de puissance de réglage de la centrale électrique virtuelle sur la base d'une différence entre des mesures de puissance produites par chaque installation de la centrale électrique virtuelle et une valeur théorique effective attendue basée sur une estimation en temps réel d'une puissance active maximale disponible de l'ensemble des sources renouvelables et sur une mesure de fréquence courante du réseau électrique,
- c) déterminer, pour le sous-intervalle, une valeur corrective sur la base de l'erreur de puissance de réglage,
- d1) fournir aux contrôleurs locaux des sources renouvelables, pour le sous-intervalle, une première puissance de consigne de régulation de fréquence corrigée par un abaissement d'une ampleur correspondant à la valeur corrective, et
- d2) fournir aux contrôleurs locaux du système pilotable avec stockage d'énergie, pour le sous-intervalle, une deuxième puissance de consigne de régulation de fréquence corrigée par une augmentation d'une ampleur correspondant à la valeur corrective,

- la somme des puissances de consigne de régulation de fréquence corrigées étant sensiblement égale à la somme des puissances de consigne prévues hors contribution au service de régulation de fréquence.
- [Revendication 2] Procédé selon la revendication 1, dans lequel, lorsque la valeur de l'erreur d'estimation est supérieure à un seuil bas et inférieure à un seuil haut, la valeur corrective est nulle.
- [Revendication 3] Procédé selon la revendication 1 ou 2, dans lequel, lorsque la valeur de l'erreur d'estimation est inférieure à un seuil bas, la valeur corrective est proportionnelle à l'erreur d'estimation.
- [Revendication 4] Procédé selon l'une des revendications 1 à 3, dans lequel, lorsque la valeur de l'erreur d'estimation est supérieure à un seuil haut, la valeur corrective est proportionnelle à l'erreur d'estimation.
- [Revendication 5] Procédé selon l'une des revendications 1 à 4 , dans lequel la valeur corrective est saturée entre des valeurs limites indicatives d'une valeur minimale entre :
- une puissance maximale du système pilotable avec stockage d'énergie en charge,
 - une puissance maximale du système pilotable avec stockage d'énergie en décharge,
 - la puissance active maximale disponible estimée des sources renouvelables,
 - les capacités de réserve placées sur l'ensemble des installations,
 - des puissances minimales techniques des sources renouvelables.
- [Revendication 6] Procédé selon l'une des revendications 1 à 5, dans lequel les intervalles temporels ont une durée supérieure à 10 minutes et inférieure à 1 heure.
- [Revendication 7] Procédé selon l'une des revendications 1 à 6, dans lequel le sous-intervalle courant a une durée inférieure à 30 secondes.
- [Revendication 8] Procédé selon l'une des revendications 1 à 7, dans lequel b), c), d1) et d2) sont répétés périodiquement.
- [Revendication 9] Programme informatique comportant des instructions pour la mise en œuvre du procédé selon l'une des revendications 1 à 8 lorsque ce programme est exécuté par un processeur.
- [Revendication 10] Dispositif de commande d'une centrale électrique virtuelle, raccordée au réseau électrique, agrégeant une pluralité d'installations aptes à contribuer à un service de régulation de fréquence, la pluralité d'installations comprenant au moins un système pilotable avec stockage d'énergie et un ensemble de sources renouvelables ayant une puissance

active maximale disponible variable dans le temps, le dispositif de commande étant raccordé à un optimiseur et à des contrôleurs locaux des sources et du système pilotable avec stockage d'énergie, le dispositif de commande étant configuré pour :

- a) obtenir de l'optimiseur des ensembles de paramètres respectivement associés à des intervalles temporels respectifs, un ensemble de paramètres comprenant une première puissance de consigne prévue pour l'ensemble des sources et une deuxième puissance de consigne prévue pour le système pilotable avec stockage d'énergie, au cours de l'intervalle temporel associé et hors contribution au service de régulation de fréquence, l'optimiseur étant en outre configuré pour fournir des consignes de capacité de réserve à la hausse et/ou à la baisse sur l'ensemble des installations pour l'intervalle temporel associé,
- b) déterminer, pour un sous-intervalle d'un intervalle temporel courant, une erreur de puissance de réglage de la centrale électrique virtuelle sur la base d'une différence entre des mesures de puissance produites par chaque installation de la centrale électrique virtuelle et une valeur théorique effective attendue basée sur une estimation en temps réel d'une puissance active maximale disponible de l'ensemble des sources renouvelables et sur une mesure de fréquence courante du réseau électrique,
- c) déterminer, pour le sous-intervalle, une valeur corrective sur la base de l'erreur de puissance de réglage,
- d1) fournir aux contrôleurs locaux des sources renouvelables, pour le sous-intervalle, une première puissance de consigne de régulation de fréquence corrigée par un abaissement d'une ampleur correspondant à la valeur corrective, et
- d2) fournir aux contrôleurs locaux du système pilotable avec stockage d'énergie, pour le sous-intervalle, une deuxième puissance de consigne de régulation de fréquence corrigée par une augmentation d'une ampleur correspondant à la valeur corrective, la somme des puissances de consigne de régulation de fréquence corrigées étant sensiblement égale à la somme des puissances de consigne prévues hors contribution au service de régulation de fréquence.

[Fig. 1]

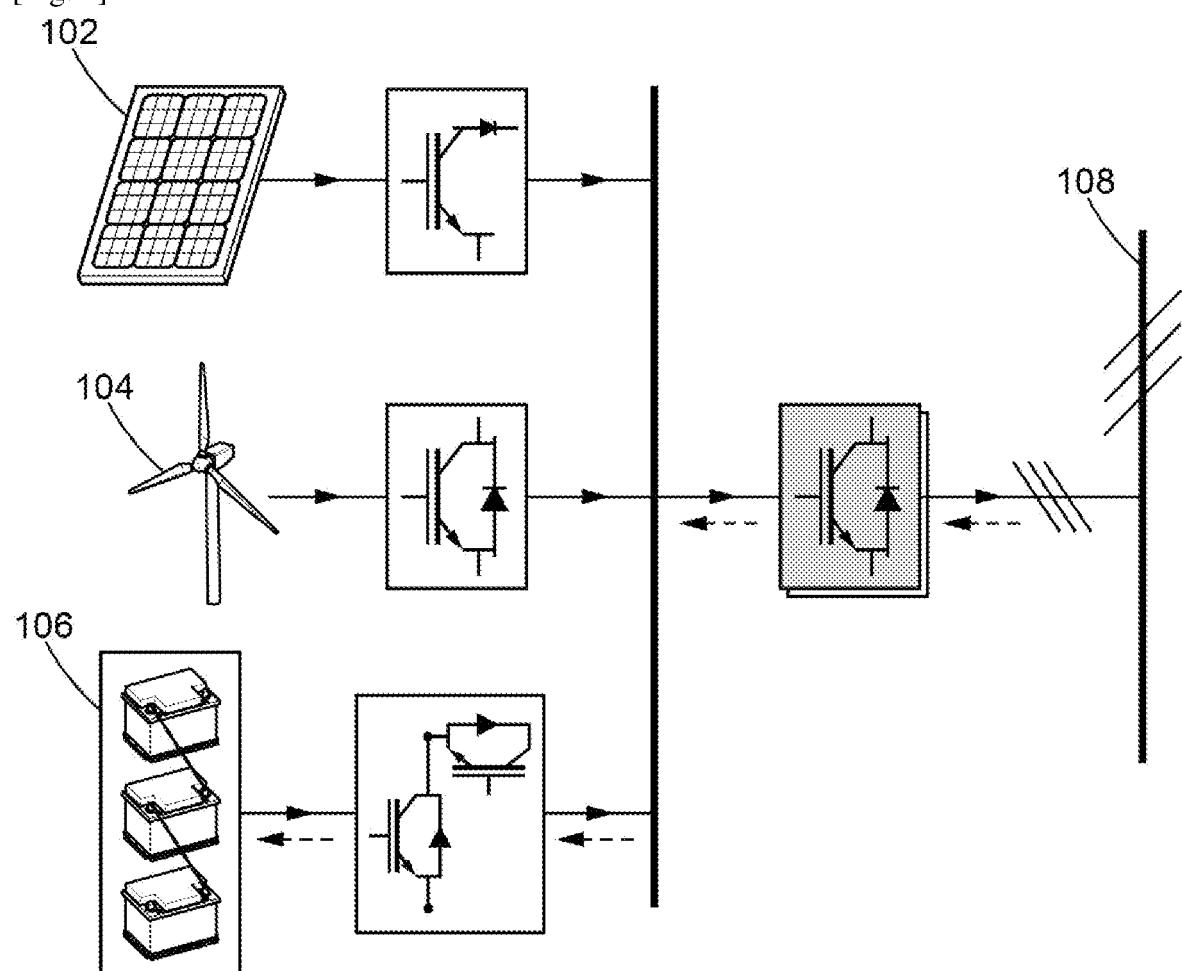
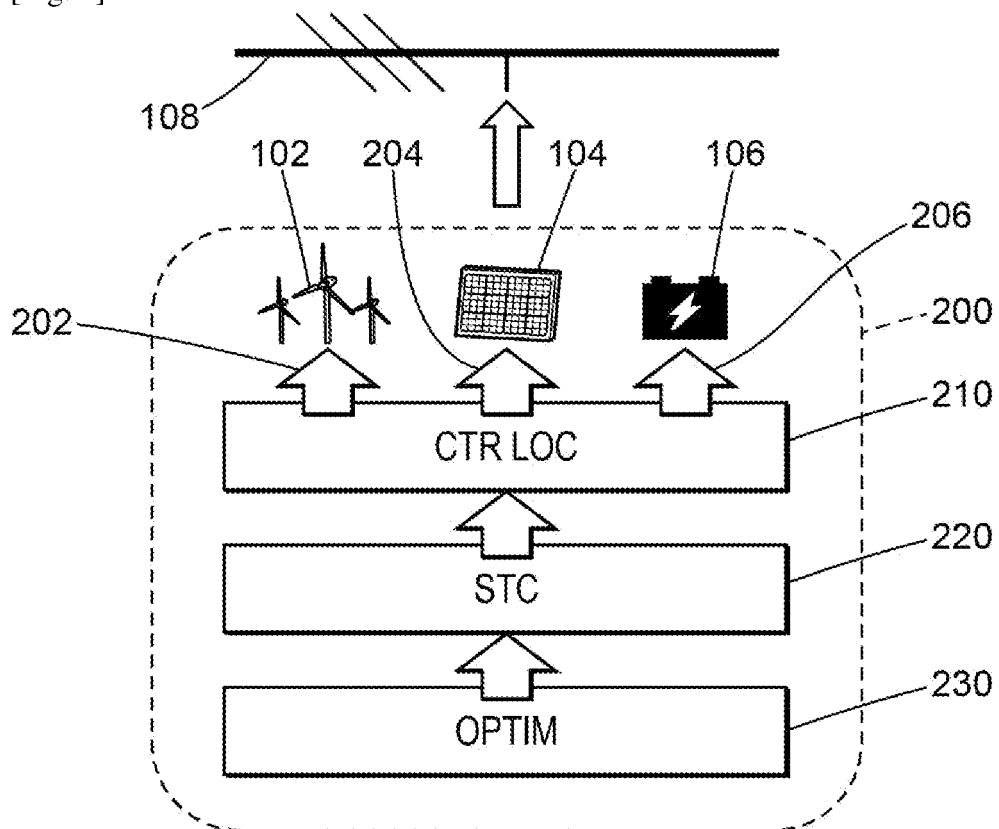


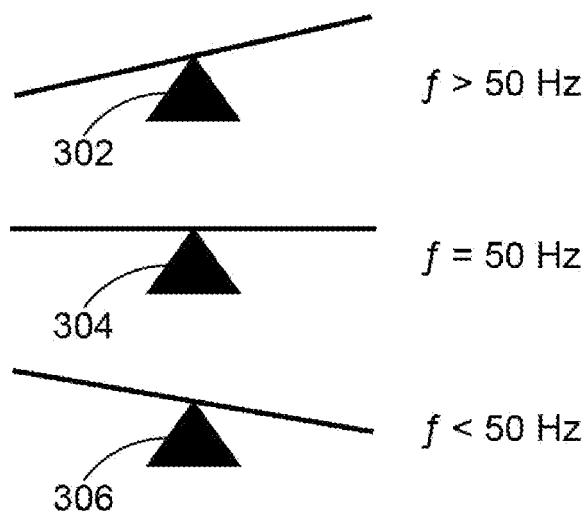
FIG. 1

[Fig. 2]

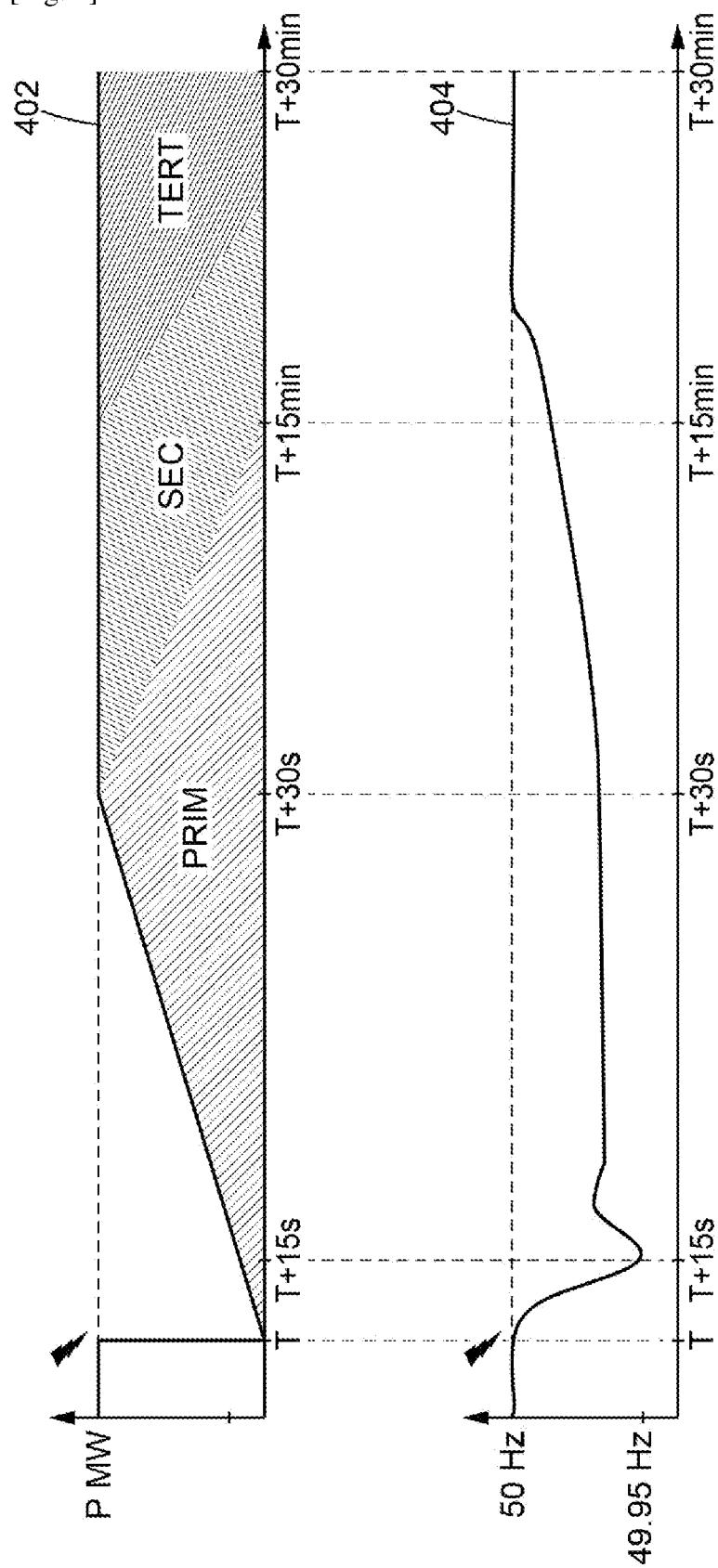
**FIG. 2**

[Fig. 3]

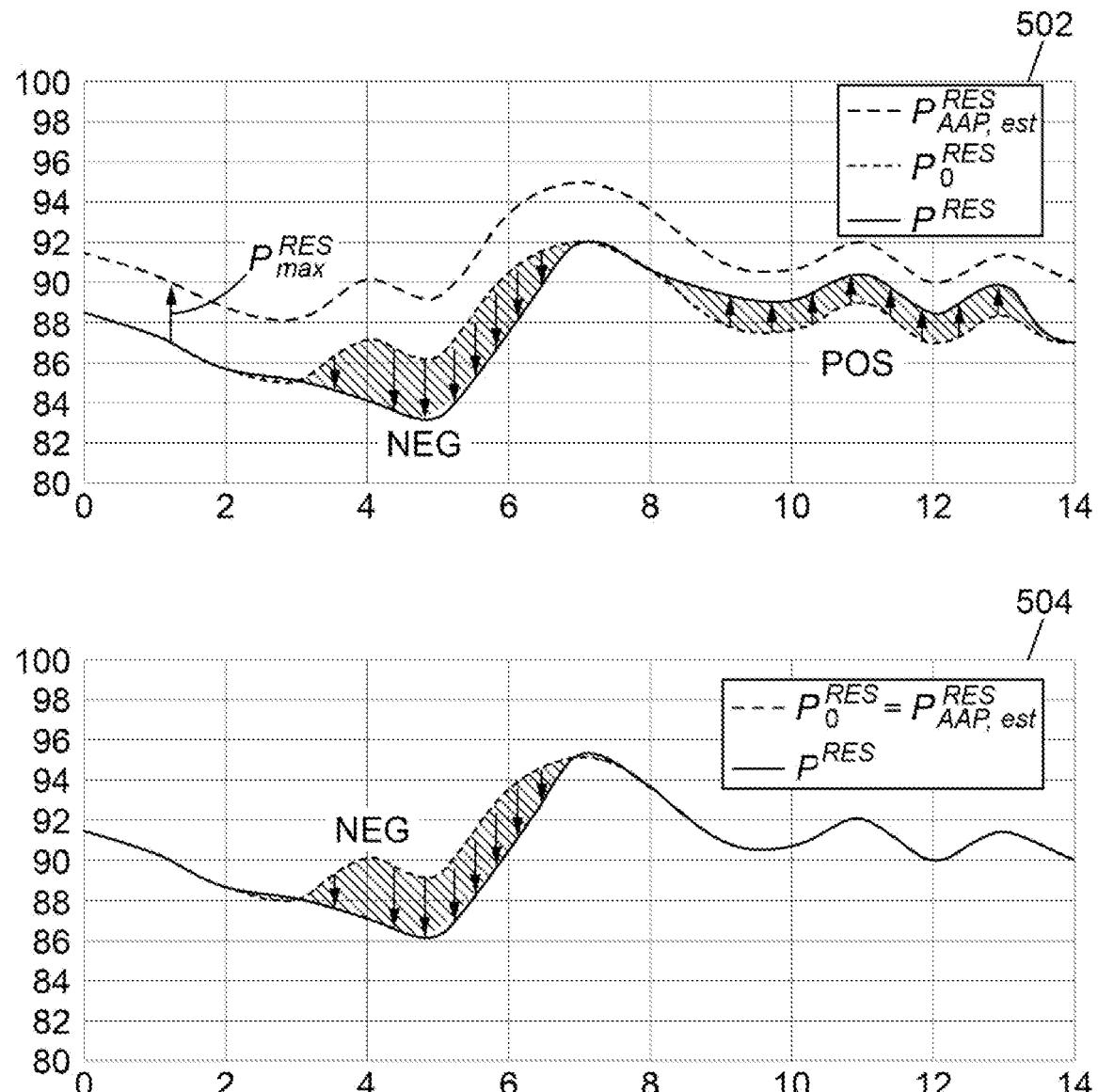
PROD CONSO

**FIG. 3**

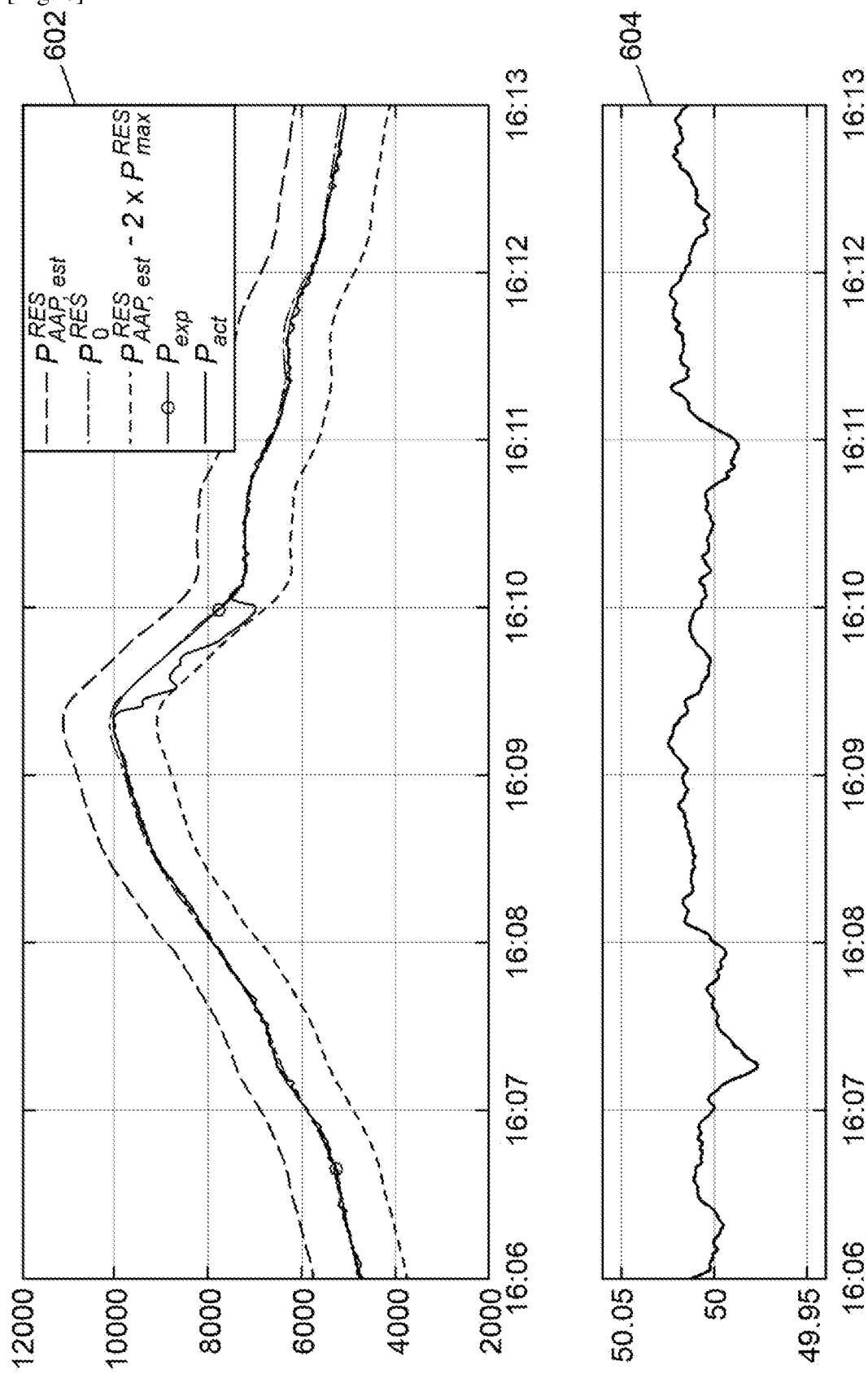
[Fig. 4]

**FIG. 4**

[Fig. 5]

**FIG. 5**

[Fig. 6]

**FIG. 6**

[Fig. 7]

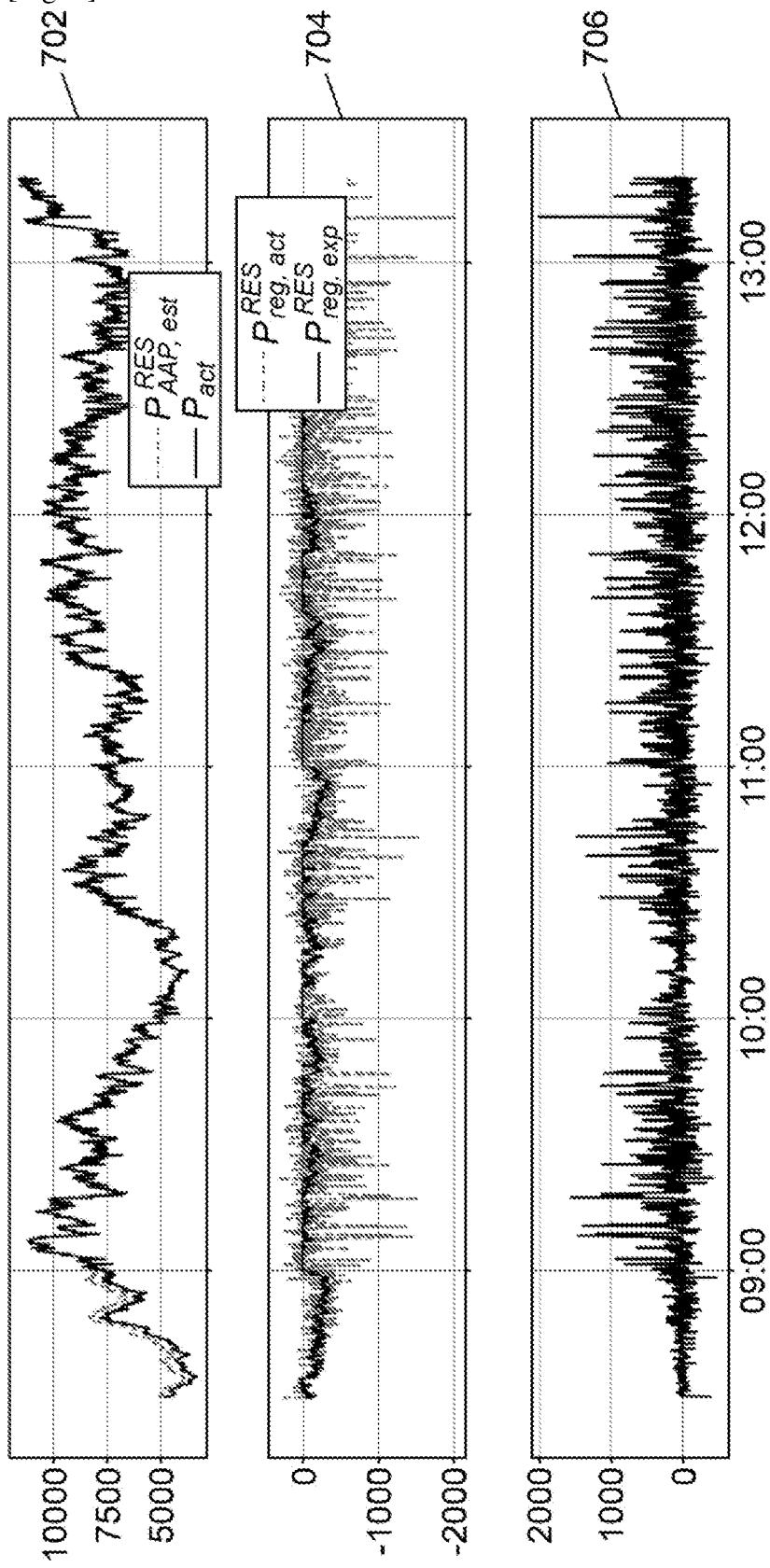


FIG. 7

[Fig. 8]

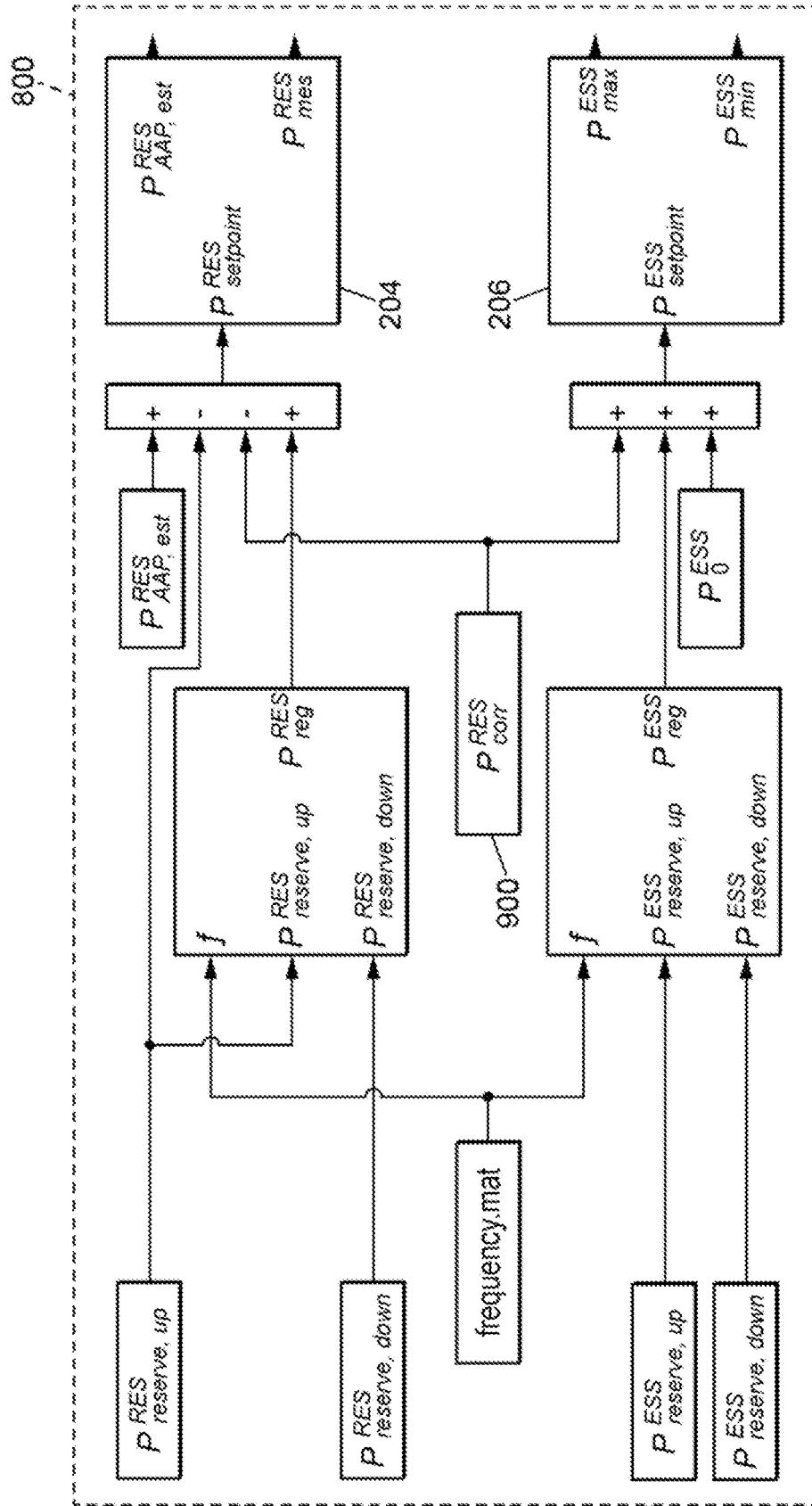


FIG. 8

[Fig. 9]

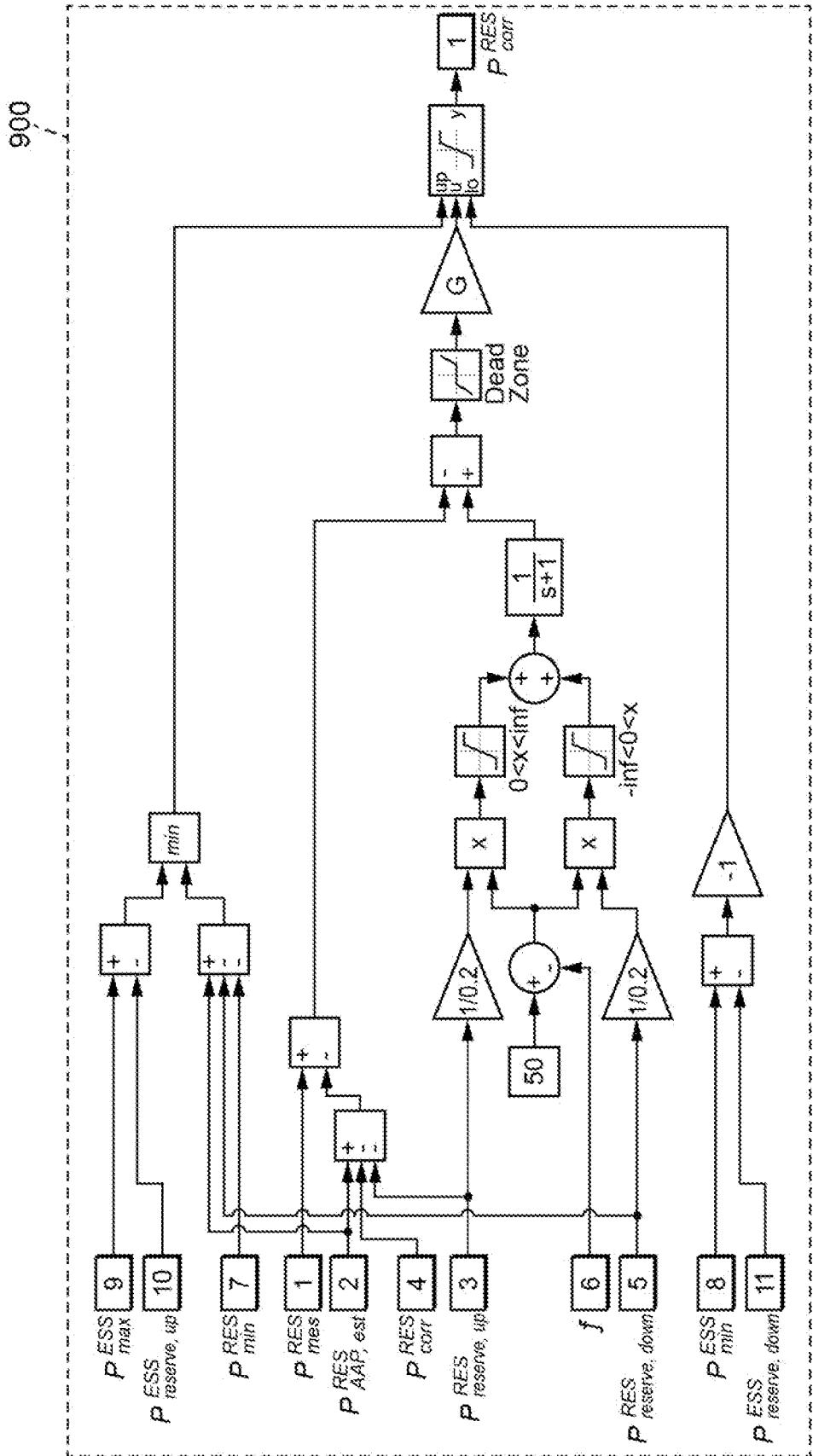
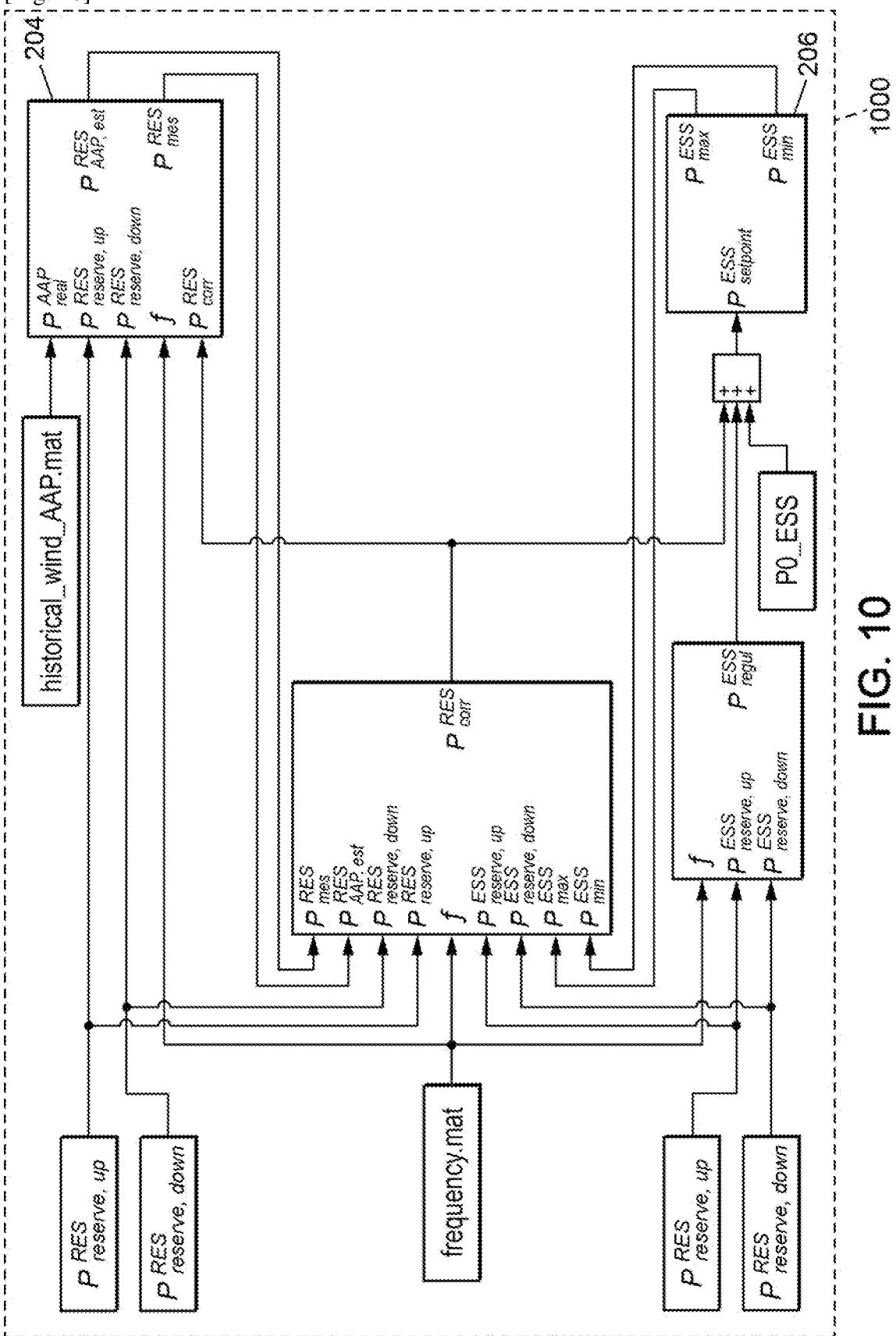


FIG. 9

[Fig. 10]

**FIG. 10**

RAPPORT DE RECHERCHE

articles L.612-14, L.612-53 à 69 du code de la propriété intellectuelle

OBJET DU RAPPORT DE RECHERCHE

L'I.N.P.I. annexe à chaque brevet un "RAPPORT DE RECHERCHE" citant les éléments de l'état de la technique qui peuvent être pris en considération pour apprécier la brevetabilité de l'invention, au sens des articles L. 611-11 (nouveauté) et L. 611-14 (activité inventive) du code de la propriété intellectuelle. Ce rapport porte sur les revendications du brevet qui définissent l'objet de l'invention et délimitent l'étendue de la protection.

Après délivrance, l'I.N.P.I. peut, à la requête de toute personne intéressée, formuler un "AVIS DOCUMENTAIRE" sur la base des documents cités dans ce rapport de recherche et de tout autre document que le requérant souhaite voir prendre en considération.

CONDITIONS D'ETABLISSEMENT DU PRESENT RAPPORT DE RECHERCHE

- Le demandeur a présenté des observations en réponse au rapport de recherche préliminaire.
- [x] Le demandeur a maintenu les revendications.
- Le demandeur a modifié les revendications.
- Le demandeur a modifié la description pour en éliminer les éléments qui n'étaient plus en concordance avec les nouvelles revendications.
- Les tiers ont présenté des observations après publication du rapport de recherche préliminaire.
- Un rapport de recherche préliminaire complémentaire a été établi.

DOCUMENTS CITES DANS LE PRESENT RAPPORT DE RECHERCHE

La répartition des documents entre les rubriques 1, 2 et 3 tient compte, le cas échéant, des revendications déposées en dernier lieu et/ou des observations présentées.

- Les documents énumérés à la rubrique 1 ci-après sont susceptibles d'être pris en considération pour apprécier la brevetabilité de l'invention.
- [x] Les documents énumérés à la rubrique 2 ci-après illustrent l'arrière-plan technologique général.
- Les documents énumérés à la rubrique 3 ci-après ont été cités en cours de procédure, mais leur pertinence dépend de la validité des priorités revendiquées.
- Aucun document n'a été cité en cours de procédure.

**1. ELEMENTS DE L'ETAT DE LA TECHNIQUE SUSCEPTIBLES D'ETRE PRIS EN
CONSIDERATION POUR APPRECIER LA BREVETABILITE DE L'INVENTION**

NEANT

**2. ELEMENTS DE L'ETAT DE LA TECHNIQUE ILLUSTRANT L'ARRIÈRE-PLAN
TECHNOLOGIQUE GENERAL**

WO 2021/249603 A1 (VESTAS WIND SYS AS
[DK]) 16 décembre 2021 (2021-12-16)

US 2014/327304 A1 (MARKOWZ GEORG [DE] ET
AL) 6 novembre 2014 (2014-11-06)

EP 3 823 125 A1 (SIEMENS GAMESA RENEWABLE
ENERGY INNOVATION & TECHNOLOGY SL [ES])
19 mai 2021 (2021-05-19)

**3. ELEMENTS DE L'ETAT DE LA TECHNIQUE DONT LA PERTINENCE DEPEND
DE LA VALIDITE DES PRIORITES**

NEANT