



PARAMÈTRES CLÉS POUR LA SÛRETÉ DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES INSULAIRES

SEI REF 05

Identification : Documentation technique de référence – SEI REF 05

Version : V2

Nb de pages : 17

Version	Date d'application	Nature de la modification	Annule et remplace
1	01/12/2008	Version initiale	V1
2	01/11/2018	Refonte du document en cohérence avec celle du SEI REF 01	

RESUME / AVERTISSEMENT

L'objet de ce document est de préciser les paramètres retenus comme essentiels vis à vis de la sûreté des systèmes électriques insulaires.

Il donne des préconisations de réglage de ces paramètres, ainsi que l'organisation et les moyens à mettre en œuvre pour assurer la transparence et le contrôle des réglages affichés. Ce référentiel s'applique à tous les producteurs raccordés en HTB, de manière transparente, objective et non discriminatoire. Il est publié sur le site Internet d'EDF SEI : <http://sei.edf.com>.

SOMMAIRE

1. PREAMBULE	3
2. ORGANISATION ET MISE EN OEUVRE	4
3. PARAMETRES DE LA FONCTION REGULATION DE FRÉQUENCE	5
3.1. RAPPELS SUR LA FONCTION « RÉGULATION PRIMAIRE DE FRÉQUENCE »	5
3.2. SOUS-FONCTION « ASSERVISSEMENT PERMANENT »	6
3.3. SOUS-FONCTION « DYNAMIQUE DE LIBERATION DE LA RESERVE »	8
3.4. SOUS-FONCTION « RAMPE DE PRISE DE CHARGE »	9
3.5. SOUS-FONCTION « LIMITATION »	9
4. PARAMETRES DE LA FONCTION REGULATION DE TENSION	10
4.1. RAPPELS SUR LA FONCTION « RÉGULATION PRIMAIRE DE TENSION »	10
4.2. SOUS-FONCTION « LIMITATION PERMANENTE DE COURANT ROTOR »	11
4.3. SOUS-FONCTION « SUREXCITATION TEMPORAIRE »	11
4.4. SOUS-FONCTION « LIMITATION DE PUISSANCE REACTIVE ABSORBEE »	12
4.5. SOUS-FONCTION « DYNAMIQUE DE LA REGULATION PRIMAIRE DE TENSION »	12
5. PROTECTIONS ELECTRIQUES	13
5.1. PROTECTION A MINIMUM DE TENSION	13
5.2. PROTECTION « HOMOPOLAIRE HTB TRANSFO »	14
5.3. PROTECTION A « MAXI COURANT ROTOR »	15
5.4. PROTECTION A « PERTE DE SYNCHRONISME »	15
6. PROTECTIONS LIEES A LA VITESSE DE ROTATION DE LA MACHINE	15
6.1. PROTECTION A « MINIMUM DE FREQUENCE »	16
6.2. PROTECTION A « MAXIMUM DE FREQUENCE »	16

1. PREAMBULE

La Direction des Systèmes Energétiques Insulaires d'EDF (EDF SEI) assure les missions de Service public de l'électricité en Corse, dans les départements d'outre-mer de Guyane, Guadeloupe, Martinique et Réunion et dans les collectivités d'outre-mer de St-Barthélemy, St-Martin et à St-Pierre-et-Miquelon. Elle est le gestionnaire de l'ensemble des réseaux électriques, quel que soit leur niveau de tension.

Si les systèmes électriques insulaires sont régis par les règles électrotechniques communes à tous les réseaux électriques, l'absence d'interconnexion forte à un grand réseau leur confère des spécificités reconnues tant par les pouvoirs publics européens et français que par la Commission de Régulation de l'Energie, ainsi que par les normalisateurs.

En particulier, les systèmes électriques insulaires présentent les caractéristiques suivantes :

- Une puissance de court-circuit faible, ce qui a pour conséquence une forte variabilité de la tension HTB, notamment en cas de défaut ;
- Une inertie des masses tournantes faible, ce qui a pour conséquence une forte variabilité de la fréquence, notamment en cas de perte de groupe de production ; dans le cas d'une faible interconnexion, cela se traduit par des oscillations inter-zones, voire un risque de désynchronisation.
- Une taille unitaire des groupes de production importante relativement à la puissance de pointe du système considéré, ce qui a pour conséquence l'aggravation des phénomènes de variabilité de la fréquence cités ci-dessus ;

Une étendue géographique limitée, ce qui a pour conséquence :

- d'une part que tout défaut constitue un mode commun pour l'ensemble du système,
- d'autre part une interdépendance forte entre la tension et la fréquence.

Etant entendu que la Sûreté d'un Système Électrique est l'aptitude à :

- Assurer le fonctionnement normal du système
- Limiter le nombre d'incidents et éviter les grands incidents
- Limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent

Le présent document définit le référentiel technique relatif aux paramètres des groupes de production ayant un impact particulièrement important sur la sûreté des systèmes énergétiques insulaires de SEI.

Les paramètres clés retenus concernent les fonctions suivantes :

- la régulation de fréquence ;
- la régulation de tension ;
- les protections électriques ;
- les protections liées à la vitesse de rotation de la machine.

Ces paramètres doivent avoir un réglage tel qu'en cas d'incident, les groupes sains :

- ne déclenchent pas de manière intempestive,
- participent au maintien de l'équilibre production / consommation,
- contribuent au maintien de la tension et permettent le bon fonctionnement des protections réseau concernées par le défaut ou l'incident.

Les services système tels que le black-start, le renvoi de tension, etc., ne font pas partie du présent référentiel ; ils sont précisés dans la convention de raccordement et la convention d'exploitation de chaque centrale.

2. ORGANISATION ET MISE EN OEUVRE

Le présent référentiel est destiné à s'appliquer, de manière transparente, objective et non discriminatoire, à tous les producteurs raccordés en HTB.

On trouvera, dans les chapitres 3 à 6, les paramètres clés retenus, ainsi que les éléments techniques justificatifs et les valeurs typiques de réglage de ces différents paramètres.

Pour chaque centrale de production, l'ensemble des paramètres objets du présent référentiel devront faire l'objet de la part du Producteur d'une démarche de type mise sous Assurance de la Qualité.

Les réglages correspondants seront déterminés par EDF Gestionnaire du Système Électrique, en conformité avec les valeurs typiques du présent référentiel, de manière cohérente avec l'ensemble des réglages mis en œuvre sur le système insulaire considéré. En effet, seul le Gestionnaire du Système Électrique possède la vision d'ensemble lui permettant de déterminer ces réglages visant à respecter la sûreté de l'ensemble du système, tout en préservant l'intégrité des matériels.

Dans chaque centrale, un document spécifique dénommé « Engagement de Performances vis à vis de la Sûreté du Système » sera établi par groupe, ou lorsque la centrale comporte plusieurs groupes aux caractéristiques identiques, par type de groupe.

A l'occasion de la mise en service d'un nouveau groupe de production, cet «Engagement de Performances vis à vis de la Sûreté Système» devra être édité sur la base des résultats des essais avant mise en service réalisés selon le document SEI REF 08.

L'établissement de cet Engagement sera matérialisé dans un document où seront répertoriées les valeurs des divers paramètres clés identifiés dans ce référentiel SEI REF 05. On retrouvera également en annexe de cet «Engagement de Performances vis à vis de la Sûreté Système» les principales caractéristiques de l'installation telles que listées en annexe 1 du SEI REF 01 V4.

Les procédures et les valeurs de réglages réellement appliquées devront être tracées et auditables sans équivoque et à tout moment à la demande du Gestionnaire du Système. Cet audit pourra être réalisé par un organisme tiers. Si aucun écart n'est constaté, le coût de l'audit sera supporté par le Gestionnaire du Système ; dans le cas contraire, ce coût sera supporté par le producteur.

En cas de détection d'un écart avec une performance décrite dans l'Engagement de Performance, le Producteur fournira au Gestionnaire de Système le plan d'action et les délais associés pour le retour en conformité.

Les producteurs devront s'engager à respecter en permanence et à ne pas modifier les réglages tels que mentionnés dans les «Engagements de Performances vis à vis de la Sûreté Système». Seule exception, le paramètre de position du limiteur qui peut être modifié dans les conditions prévues au paragraphe 3.5 ci-après.

Dans le cas de groupes existants, si la technologie des matériels ou toute autre raison techniquement valable l'impose, les réglages seront spécifiquement adaptés conjointement entre le Producteur et le Gestionnaire du Système.

De même, si, sur un groupe certaines protections mentionnées dans le présent référentiel ne sont pas mises en œuvre, il n'y aura pas lieu de prévoir leur installation.

3. PARAMETRES DE LA FONCTION REGULATION DE FRÉQUENCE

3.1. RAPPELS SUR LA FONCTION «RÉGULATION PRIMAIRE DE FRÉQUENCE»

La régulation primaire de fréquence a pour but fondamental, en maintenant la fréquence proche de sa valeur de référence, de maintenir l'équilibre Production / Consommation, en agissant sur la puissance produite par les groupes. Cette action est effectuée automatiquement par le régulateur dit «régulateur primaire de vitesse», à partir d'une consigne affichée en salle de commande, et en fonction des écarts de vitesse constatés par rapport à la vitesse nominale correspondant à 50 Hz. Chaque groupe de production est équipé de son propre régulateur primaire. Celui-ci agit sur les organes de réglage du groupe via des actionneurs de puissance : soupapes d'admission de vapeur d'une turbine, cercle de vannage d'une turbine hydraulique Francis, cran d'injection d'un moteur Diesel, servo-vanne de combustible d'une turbine à combustion...

Bien entendu, la régulation primaire de fréquence (ou de vitesse) assure également les fonctions suivantes :

- contrôle et mise en vitesse du groupe, de son lancement jusqu'à sa vitesse nominale ;
- réglage de la vitesse dans la phase de synchronisation au réseau en vue du couplage ;
- réglage de la vitesse dans les phases transitoires et/ou particulières (îlotage, délestage de charge, passage et marche en réseau séparé) ;
- équilibre entre couple moteur et couple électrique résistant, notamment lors d'incidents réseau de type court-circuit.

La régulation primaire peut fonctionner selon deux modes, qui ne sont pas équivalents vus du Système :

- Asservissement à la puissance électrique, appelé « régulation de puissance » (cas des turbines à vapeur ou à combustion) ;
- Asservissement d'ouverture (cas le plus souvent des groupes Diesel et de certains groupes hydrauliques).

Lors d'une perte de groupe synchrone dans un réseau insulaire, la totalité des alternateurs synchrones reprennent immédiatement la puissance électrique perdue au prorata de leur puissance apparente et inversement à la distance électrique entre leur nœud de raccordement et le nœud où la perte a eu lieu. Alors que la vitesse de rotation n'a pas eu le temps de varier significativement, l'augmentation de la puissance électrique délivrée conduit les régulateurs asservis à cette grandeur à imposer un ordre de fermeture des organes réglants jusqu'à ce que la variation de vitesse des groupes soit suffisamment prononcée pour que les régulations demandent ensuite la réouverture de ces mêmes organes réglants. Sur les régulateurs asservis à l'ouverture seule la variation de vitesse est perçue et, dès le début de la perturbation, les organes réglants agissent dans le sens souhaitable pour le système.

Aussi et lorsque la technologie du moyen de production le permet, l'asservissement à l'ouverture devra être systématiquement privilégié.

Dans les deux cas le fonctionnement du régulateur se traduit par une loi de type proportionnel :

$$\Delta P = - K . \Delta f$$

K, improprement appelé « énergie réglante¹ », est proportionnel au gain statique du régulateur, lui-même étant égal à $1/\theta$, θ étant le statisme permanent du régulateur.

Cette loi permet d'assurer une bonne répartition des contributions des différents groupes au maintien de l'équilibre Production / Consommation, y compris lors de perturbations rapides et / ou de grande amplitude.

NB : la régulation primaire de type « asservissement à la puissance » est souvent appelée « régulation primaire fréquence – puissance » ; cette dénomination ne doit pas la faire confondre avec le « réglage secondaire fréquence – puissance », et dont le but est d'une part de ramener la fréquence à sa valeur nominale, d'autre part de modifier les transits de puissances (entre centrales, ou entre zones interconnectées [cas de la Corse par exemple]).

C'est pourquoi, afin d'assurer une bonne compréhension mutuelle entre tous les acteurs, on ne parlera que de « régulation primaire de fréquence », quel que soit le type de régulateur.

L'opportunité de déploiement de la régulation secondaire centralisée automatique ou « télé-régulation » est en cours d'étude dans les systèmes insulaires SEI. Il est d'ores et déjà demandé aux nouveaux producteurs d'être en capacité de participer à ce réglage.

Dans le cadre du présent référentiel, les sous-fonctions suivantes, impactant directement la sûreté des systèmes, ont été retenues :

- La sous-fonction « asservissement permanent »
- La sous-fonction « dynamique de libération de la réserve »
- La sous-fonction « rampe de prise de charge »
- La sous-fonction « limitation » (limiteur de charge ou d'ouverture).

3.2. SOUS-FONCTION « ASSERVISSEMENT PERMANENT »

L'asservissement de l'ouverture de l'organe d'admission (ou de la puissance d'un groupe) à la valeur de la fréquence est caractérisée par le statisme permanent θ .

Le statisme en fréquence est défini par la relation :

$$\theta = \frac{\Delta f / f_0}{\Delta P / P_{brute\ max}}$$

avec : f_0 : fréquence nominale de référence

$P_{brute\ max}$: puissance active brute aux bornes de l'alternateur assignée au groupe, définie par son constructeur pour des conditions de référence normatives.

Il y a en fait deux manières de calculer ce statisme :

- le « statisme global », correspondant à une variation de puissance de la pleine charge à la marche à vide ;
- le « statisme local »², correspondant à des petites variations de fréquence autour d'un point de fonctionnement donné.

¹ Cette grandeur est en fait homogène à un couple

² Ces notions de « statisme global » et de « statisme local » sont celles de la norme CEI 1064 : 1991 / NF EN 61 064 : 1993

Le statisme local n'est pas rigoureusement constant dans le cas d'un asservissement à l'ouverture³, du fait de la non linéarité de la relation entre la position de l'organe de réglage et la puissance.

Le statisme permanent n'est valable qu'en régime d'équilibre établi, c'est à dire en dehors des régimes transitoires.

Cette sous-fonction « Asservissement Permanent », qui est la base de la régulation de la fréquence, et donc du maintien de l'équilibre production / consommation, est particulièrement sollicitée dans les circonstances suivantes :

- baisse de fréquence, résultant par exemple d'une perte de groupe de production ;
- élévation de fréquence, résultant par exemple de la prise de charge d'un groupe venant d'être couplé, ou d'un déclenchement de charge ; ou d'une surproduction ENR intermittente ;
- îlotage du groupe sur ses auxiliaires ;
- passage en réseau séparé, dû par exemple à des ouvertures de ligne.

Sur les systèmes insulaires, il est nécessaire que d'une part, tous les groupes de production participent à la régulation primaire, et que d'autre part, les contributions au maintien de l'équilibre production / consommation soient également réparties sur tous les groupes, au prorata de leurs puissances nominales.

En d'autres termes, les statismes des différents groupes d'un même système électrique doivent être réglés de la manière la plus semblable possible. Cela permet d'obtenir, pour une puissance appelée et une perturbation données, une même réponse en fréquence du système (en régime stationnaire), et ce quel que soit le plan de production du moment.

Le statisme à prendre en compte ici est le statisme local pour les groupes fonctionnant en asservissement à l'ouverture⁴. On calculera la valeur du statisme à partir de la variation de puissance brute rapportée à la puissance active maximale brute du groupe de production $P_{brute\ max}$ telle qu'elle figure dans le recueil de performances.

Un statisme réglé trop faible peut conduire à des phénomènes d'instabilité.

A l'inverse, un statisme réglé trop élevé conduira à des variations de fréquence significatives, pénalisantes pour la qualité de fourniture aux clients, et également pour la sûreté du système (risques de déclenchement par « mini fréquence » ou « maxi fréquence »).

En particulier, en cas de passage en réseau séparé de faible charge, un statisme trop élevé peut conduire à une fréquence d'équilibre relativement élevée, pouvant entraîner des déclenchements par « maxi fréquence » ou même par survitesse.

On notera également que la valeur du statisme permanent a une influence indirecte sur la dynamique de réaction d'un groupe ; mais la modification du statisme permanent pour obtenir une modification de la dynamique de groupe est proscrite, en raison des risques évoqués ci-dessus.

Le paramètre clé retenu est :
le statisme δ dont la valeur contractualisée doit être comprise entre 3 et 10 % et respectée avec une tolérance de +/- 10 % de la valeur affichée calculée sur une base $P_{brute\ max}$.

³ Par contre, dans le cas d'un asservissement à la puissance, le statisme local est constant quel que soit le point de fonctionnement, du fait de la présence d'une fonction de type « intégrateur » dans la boucle de régulation. Statisme local et statisme global peuvent alors être confondus.

⁴ Pour les groupes fonctionnant en asservissement à la puissance (turbines à vapeur ou à combustion), on considérera le statisme global.

3.3. SOUS-FONCTION « DYNAMIQUE DE LIBERATION DE LA RESERVE »

La dynamique globale de l'évolution de la puissance mécanique de l'installation sur action de la régulation primaire de fréquence doit être la suivante :

- Pour tout point de fonctionnement initial en régime établi $P_{\text{initial}} = P_0$ à la fréquence $f = f_0$ compris entre $P_{\text{stable min}}^5$ et $P_{\text{brute max}}$, et pour tout échelon $\Delta f \leq -Rp^6/K$, le temps d'établissement **TRP1** de la puissance mécanique à $\pm 5\%$ de $P_{\text{final}} - P_{\text{initial}}$ doit être inférieur à 8 s, avec $P_{\text{final}} = P_{\text{initial}} + \min(P_{\text{brute max}} - P_{\text{initial}}; Rp; -K \times \Delta f)$.
- Pour tout point de fonctionnement initial en régime établi $P_{\text{initial}} = P_0$ à la fréquence $f = f_0$ compris entre $P_{\text{stable min}}$ et $P_{\text{brute max}}$, et pour une rampe de fréquence de -1 Hz/s jusqu'à 48 Hz, le temps d'établissement **TRP2** de la puissance mécanique à $\pm 5\%$ de $(P_{\text{final}} - P_{\text{initial}})$ doit être inférieur à 1,25 s, avec $P_{\text{final}} = P_{\text{initial}} + \min(P_{\text{brute max}} - P_{\text{initial}}; Rp; -K \times \Delta f)$.
- Pour tout point de fonctionnement initial en régime établi $P = P_0$ à la fréquence $f = f_0$ compris entre $P_{\text{stable min}}$ et $P_{\text{brute max}}$, et pour une rampe de fréquence de -4 Hz/s jusqu'à 46 Hz, le temps d'établissement **TRP3** de la puissance mécanique à $\pm 5\%$ de $P_{\text{final}} - P_{\text{initial}}$ doit être inférieur à 1 s, avec $P_{\text{final}} = P_{\text{initial}} + \min(P_{\text{brute max}} - P_{\text{initial}}; Rp; -K \times \Delta f)$.
- Pour tout point de fonctionnement initial en régime établi $P = P_0$ à la fréquence $f = f_0$ compris entre $P_{\text{stable min}}$ et $P_{\text{brute max}}$, et pour tout échelon $\Delta f > 0$ Hz, le temps d'établissement **TRP1** de la puissance mécanique à $\pm 5\%$ de $(P_{\text{final}} - P_{\text{initial}})$ doit être inférieur à 8 s, avec $P_{\text{final}} = P_{\text{initial}} - \min(P_{\text{initial}} - P_{\text{stable min}}; K \times \Delta f)$.
- Au cours des phases transitoires, la puissance mécanique doit pouvoir prendre toute valeur comprise entre $P_{\text{brute max}}$ et 0 MW.

Aucune bande-morte sur la mesure de la fréquence n'est tolérée. L'insensibilité maximale de la mesure de la fréquence doit être au plus égale à 15 mHz. L'énergie réglante K doit être disponible pour toute valeur de fréquence sortant de la bande d'insensibilité.

Les paramètres clés retenus sont ⁷:

- **Temps d'établissement sur échelon de fréquence : TRP1 < 8 s**
- **Temps d'établissement sur rampe de fréquence de - 1 Hz/s : TRP2 < 1,25 s**
- **Temps d'établissement sur rampe de fréquence de - 4 Hz/s : TRP3 < 1 s**

⁵ Puissance minimale à laquelle l'installation de production peut fonctionner de manière stable mais non permanente en raison par exemple de contraintes sur les débits maximaux d'émission de certains polluants atmosphériques ; $P_{\text{stable min}}$ doit être inférieur ou égal à $0,10 \times P_{\text{brute max}}$

⁶ La réserve de puissance appelée « réserve primaire, Rp » doit pouvoir être produite pendant au moins 15 minutes. Lorsque son point de fonctionnement est inférieur à 90 % $P_{\text{brute max}}$, tout groupe doit être en capacité de fournir au système un niveau de réserve au moins équivalent à 10 % de $P_{\text{brute max}}$.

⁷ Sur demande dûment justifiée du producteur et après accord du gestionnaire du système, les exigences en termes de temps de réponse peuvent être adaptées aux capacités constructives de l'installation. L'éventuelle demande d'adaptation aura été portée à la connaissance du gestionnaire lors de la demande de Proposition Technique et Financière en vue du raccordement de l'installation.

3.4. SOUS-FONCTION « RAMPE DE PRISE DE CHARGE »

A partir de n'importe quel point de fonctionnement initial en régime établi compris entre P_{\min}^8 et $P_{\text{brute max}}$, l'installation de production doit être capable, de recevoir et traiter automatiquement une consigne de modification de son point de fonctionnement à 50 Hz, P_0 , afin de pouvoir atteindre tout point de fonctionnement compris entre $P_{\text{brute max}}$ et P_{\min} , et avec une vitesse de variation (Vitesse de réglage secondaire **VRS**) au moins égale en valeur absolue à 10 % de $P_{\text{brute max}}/\text{min}$. La période minimale de rafraîchissement de la valeur de consigne est de 1 seconde.

Le paramètre clé retenu est :

- **la vitesse de réglage secondaire $Vrs \geq 10 \%$ de $P_{\text{brute max}}/\text{minute}$**

3.5. SOUS-FONCTION « LIMITATION »

Le maintien de l'équilibre Production / Consommation impose de disposer à tout instant à la fois de groupes en régulation primaire, mais aussi d'une réserve de puissance sur tous les groupes en service. Cette puissance est utilisée par les régulateurs pour faire face à tout aléa.

Pour chaque groupe, cette réserve, dénommée réserve primaire, est donc égale à la différence entre la puissance limite du groupe, et sa puissance actuelle de fonctionnement. Elle dépend donc directement de la position de l'organe de limitation de la puissance⁹ de la machine motrice.

Les paramètres clés retenus sont :

- **En marche normale, en l'absence d'anomalie sur le groupe, la position du limiteur n'a pas à être modifiée. Cette position doit être telle que le groupe puisse atteindre sans retard sa $P_{\text{brute max}}$, par le seul effet de la régulation primaire et/ou du réglage secondaire**
- **En cas d'urgence manifeste comportant un risque majeur pour la machine, et dans ce cas seulement, le Producteur pourra appliquer de sa propre initiative un nouveau réglage du limiteur. Il devra alors en informer sans délai le gestionnaire du Système, en lui précisant les valeurs de la limitation en MW.**

Nota : ce paramètre a un statut particulier, dans la mesure où sa commande est à la disposition de l'opérateur depuis la salle de commande. Il ne s'agit donc pas d'un paramètre réglé de manière définitive, mais plutôt d'un « paramètre opérateur ».

Toutefois, ce paramètre reste fondamental sur un système insulaire, car sa connaissance exacte est indispensable pour le gestionnaire du Système afin de connaître à tout instant la réserve primaire : on rappelle en effet que le maintien de l'équilibre Production / Consommation impose de disposer à la fois de groupes en régulation primaire, et d'une réserve primaire suffisante.

Lors de marches d'essais, de requalification, de rodage, etc., si le limiteur doit être positionné à une valeur inférieure à sa position nominale, celle-ci doit être communiquée au gestionnaire du Système de manière anticipée, lors de la communication du programme de marche.

En complément à l'information immédiate portée à la connaissance du gestionnaire du système suite à une modification de la position du limiteur pour urgence manifeste, le producteur devra également communiquer dans les meilleurs délais une prévision réaliste de l'échéance de retour au réglage initial.

⁸ Puissance minimale à laquelle l'installation de production peut fonctionner de manière permanente sans limitation de durée

⁹ Cette limitation peut être obtenue de différentes manières, en fonction de la technologie des machines : limitation d'ouverture des soupapes pour une TAV ; limitation d'injection du combustible pour un diesel ; limitation de la quantité de combustible injectée fonction d'une régulation de température d'échappement pour une TAC ; etc.

4. PARAMETRES DE LA FONCTION REGULATION DE TENSION

4.1. RAPPELS SUR LA FONCTION « RÉGULATION PRIMAIRE DE TENSION »

La régulation primaire de tension a pour but fondamental de régler et de maintenir la tension aux bornes du stator de l'alternateur pour le faire participer au réglage de la tension du réseau HTB. En fait, sur un système électrique insulaire, son véritable rôle est de maintenir l'équilibre Production / Consommation de puissance réactive, en agissant sur la puissance réactive produite (ou absorbée) par les alternateurs. Cette action est effectuée par le régulateur dit « régulateur primaire de tension », en fonction des écarts de tension constatés par rapport à une consigne affichée en salle de commande.

Chaque alternateur synchrone est équipé de son propre régulateur primaire. Celui-ci agit sur les organes de réglage du courant d'excitation.

De plus, la régulation primaire de tension, associée au dispositif d'excitation, assure également les fonctions complémentaires suivantes :

- contribution au maintien de la stabilité du système électrique, en particulier en cas de défaut sur la HTB ;
- maintien de l'alternateur à l'intérieur de son domaine de fonctionnement. Le régulateur de tension doit permettre à l'alternateur d'explorer la totalité du diagramme PQ de manière continue et stable tout en préservant l'intégrité du matériel. Pour cela, deux limitations sont mises en jeu. Il s'agit de la limitation de courant rotor qui est une limitation pour les puissances réactives positives et de la limitation d'angle interne ou de puissance réactive absorbée pour les puissances réactives négatives.

Généralement, les régulateurs primaires de tension peuvent fonctionner selon deux modes :

- Mode « automatique » ou « régulation automatique de la tension » : la tension stator est asservie à la consigne affichée en salle de commande ; des dispositifs de limitation et/ou de stabilisation permettent d'assurer les fonctions complémentaires indiquées ci-dessus ;
- Mode « manuel » ou « régulation manuelle du courant d'excitation » : c'est le courant rotor qui est asservi à une valeur de consigne.

Ces deux modes sont radicalement différents en termes de sûreté système ; en fait, le mode « manuel » n'est normalement utilisé qu'en phases d'essais, ou comme solution de repli en cas de défaillance de la régulation automatique.

En particulier, attendu qu'en mode « manuel » les fonctions complémentaires indiquées ci-dessus ne sont plus assurées, **il est interdit de fonctionner en régulation manuelle** en dehors de situations dégradées dont le gestionnaire du Système doit être informé sans délai.

Par comparaison avec la régulation primaire de fréquence, on peut noter que des régulateurs de tension peuvent être dotés d'un statisme réglable ; il s'agit d'un statisme en réactif (souvent en $l \cdot \sin \phi$). Toutefois, quand les alternateurs sont couplés au réseau en schéma bloc (un transformateur par alternateur), le comportement électrique de la réactance de ce transformateur est équivalent à un statisme U/Q .

Dans ces conditions, la valeur de statisme affichée sur les régulateurs doit être égale à zéro.

Nota : pour les groupes raccordés en HTB, les modes de fonctionnement « à puissance réactive constante » ou à « $\cos \Phi$ constant » sont totalement proscrits.

Dans le cadre du présent référentiel, les sous-fonctions suivantes, impactant directement la sûreté des systèmes, ont été retenues :

- La sous-fonction « limitation permanente de courant rotor »
- La sous-fonction « surexcitation temporaire ».
- La sous-fonction « limitation de puissance réactive absorbée »
- La sous-fonction « dynamique de la régulation primaire de tension »

4.2. SOUS-FONCTION « LIMITATION PERMANENTE DE COURANT ROTOR »

Cette sous-fonction du régulateur de tension a pour but, lorsque le régulateur est en mode « automatique », d'empêcher l'alternateur de sortir de sa limite physique de fonctionnement. La limite considérée ici est la limite d'échauffement du rotor en régime permanent. Cette limite est susceptible d'être atteinte en cas de fourniture importante de puissance réactive.

Le paramètre clé retenu est :

- **Limitation de courant rotor (LIR) $I_{f \max} = 1,05 \pm 0,01 I_{fn}$ ¹⁰**

I_{fn} étant le courant d'excitation au point nominal de fonctionnement de l'alternateur.

Nota : Dans le cas d'une excitation indirecte, si la mesure du courant rotor n'est pas accessible, c'est le courant d'excitation qui sera limité à $I_{e \max} = 1,05 \pm 0,01 I_{en}$

Il importe de rappeler qu'un fonctionnement en limitation est autorisé sans limitation de durée. Cette limitation est susceptible d'intervenir lorsque la demande en puissance réactive du réseau est importante, et/ou pour remonter la tension HTB à la demande du gestionnaire du système.

4.3. SOUS-FONCTION « SUREXCITATION TEMPORAIRE »

Cette sous-fonction est complémentaire de la précédente. Elle a pour rôle de permettre au courant rotor de dépasser temporairement la limitation permanente lors de court-circuit sur le réseau. La valeur maximale que le courant rotor peut alors atteindre est dénommée « **plafond de surexcitation** ». Sa mise en œuvre est dénommée « débloqué du plafond de surexcitation ».

Le but de cette augmentation du courant d'excitation est d'une part de maintenir le couple électrique pour éviter de perdre le synchronisme suite au court-circuit, et d'autre part de contribuer au maintien de la tension HTB du réseau, pour permettre le bon fonctionnement des protections réseau. Pour éviter toute mise en œuvre non justifiée du plafond de surexcitation, le critère de mise en œuvre est un critère de **variation de la tension stator**, dénommé dV/df .

La fonction étant trop difficile à contrôler car les tests réalisés ne sont pas représentatifs du fonctionnement sur un cas réel de court-circuit et présentent des risques non négligeables de dégradation de l'alternateur et de son système d'excitation. Il sera uniquement procédé à un relevé des valeurs de consigne sur le régulateur de tension.

¹⁰ Certains alternateurs supportent par construction une limitation permanente plus élevée, pouvant aller jusqu'à 1,2 voire 1,25 I_{fn} . Ces valeurs sont bien entendu à retenir dans le cadre de l'application du présent référentiel.

**La valeur typique de réglage du plafond de surexcitation temporaire est de $1,6 I_{fn}$
La valeur typique de réglage du critère dV/dt est de $- 5 U_n/s$**

U_n étant la tension composée nominale aux bornes de l'alternateur.

Il est entendu qu'un courant rotor égal à $1,6 I_{fn}$ ne peut être supporté pendant un temps trop long. C'est pourquoi le plafond de surexcitation est limité dans le temps à 4 s minimum environ. D'autre part, une temporisation doit être respectée entre deux déblocages successifs du plafond de surexcitation.

La protection à « maximum de courant rotor », si elle existe, doit être réglée de manière cohérente avec les paramètres ci-dessus, de façon à ne pas faire déclencher le groupe pendant le fonctionnement attendu de la surexcitation temporaire.

4.4. SOUS-FONCTION « LIMITATION DE PUISSANCE REACTIVE ABSORBEE »

Cette limitation est une limitation qui permet d'éviter les risques de perte de synchronisme de l'alternateur lors des fortes absorptions de réactif

Quelle que soit la puissance active délivrée, la limitation doit permettre à l'installation d'être en capacité d'absorber au point de livraison une puissance réactive au moins égale à $0,5 P_{brute\ max}^{11}$ dans le domaine de tension acceptable.

Le paramètre clé retenu est la Limitation de puissance réactive absorbée (LPQ)

Pour tirer le meilleur parti du comportement du transformateur d'évacuation en fonction de la puissance le transitant, la limitation de puissance réactive absorbée implantée dans le régulateur de tension peut prendre la forme d'une loi fonction de la puissance active délivrée par l'alternateur.

Dans le cas de la présence d'une Limitation d'Angle Interne (LAI), celle-ci ne doit pas brider la limitation de puissance réactive absorbée.

4.5. SOUS-FONCTION « DYNAMIQUE DE LA REGULATION PRIMAIRE DE TENSION »

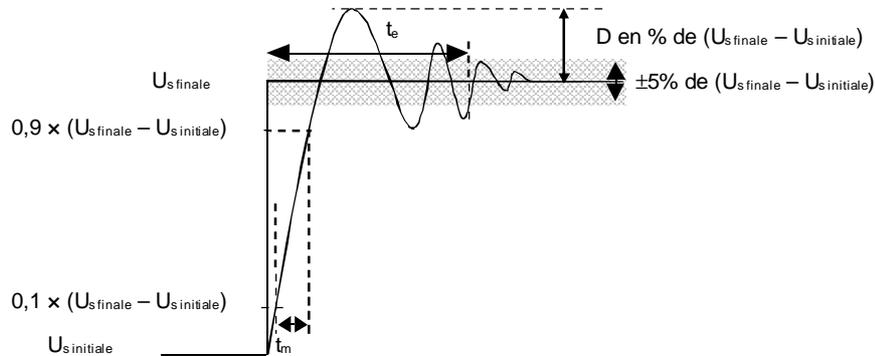
Le groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation) sur un échelon de + 2 % sur la consigne du réglage primaire de tension. Il doit de plus présenter des performances dynamiques suffisantes.

Pour un groupe initialement à $P = P_{brute\ max}$, $Q = 0$ au point de livraison et $U = U_{dim}$, les performances dynamiques attendues de la régulation primaire de tension sont les suivantes, sur échelon de 2% de la tension de consigne :

- Le temps d'établissement, t_e , à $\pm 5\%$ de $(U_{s\ finale} - U_{s\ initiale})$, doit être inférieur à 10 s ;
- Le temps de montée, t_m , entre 10 % et 90 % de $(U_{s\ finale} - U_{s\ initiale})$ doit être inférieur à 2 s ;
- Le dépassement, D , différence entre la valeur maximale de U_s et $U_{s\ finale}$, rapportée à $(U_{s\ finale} - U_{s\ initiale})$, doit être inférieur à 10 % ;

¹¹ **Puissance active nominale d'un groupe de production $P_{brute\ max}$** : Puissance active brute aux bornes de l'alternateur assignée au groupe, définie par son constructeur pour des conditions de référence normatives. Lorsque l'installation est constituée de plusieurs machines électrogènes, la Puissance active nominale de l'installation également notée $P_{brute\ max}$ correspond à la somme $P_{brute\ max}$ des machines la constituant.

- L'écart statique, ε' %, entre la grandeur asservie injectée dans le régulateur de tension et la consigne du régulateur de tension : $\varepsilon' \% = 100 \frac{U_{s\ finale} - U_{s\ consigne}}{U_{s\ consigne}}$, doit être inférieur à 0,2 % ;
- Le temps d'amortissement de la puissance active au point de livraison à ± 1 % de sa valeur finale, doit être inférieur à 10 s.



Les paramètres clés retenus sont :

- Temps d'établissement sur échelon de consigne : $t_e < 10$ s
- Temps de montée sur échelon de consigne : $t_m < 2$ s

5. PROTECTIONS ELECTRIQUES

Les groupes de production possèdent un certain nombre de protections électriques permettant de protéger les matériels contre les différents types de défauts. Certaines de ces protections concernent directement l'alternateur, et sont par conception naturellement sélectives, c'est à dire qu'elles ne sont pas sollicitées par des défauts extérieurs à la zone protégée (en général l'alternateur et ses liaisons HTA) ; telles sont la « masse stator » ou la « différentielle longitudinale alternateur ».

D'autres protections au contraire sont susceptibles d'intervenir en cas de défaut réseau ou d'anomalie sur le groupe ; d'autres enfin ne doivent intervenir que comme secours des protections du réseau HTB.

Il importe que ces protections, électriquement associées à un groupe de production donné, mais fonctionnellement sensibles aux anomalies du réseau, comportent des réglages permettant d'éviter l'effacement prématuré ou inutile d'un groupe de production.

Dans le cadre du présent référentiel, les protections électriques suivantes, impactant directement la sûreté des systèmes, ont été retenues :

- La protection à « minimum de tension »
- La protection « homopolaire HTB transfo de groupe ».
- La protection à « maxi courant rotor »
- La protection à « perte de synchronisme »

5.1. PROTECTION A MINIMUM DE TENSION

Cette protection est destinée dans un premier temps à îloter un groupe sur ses auxiliaires en cas de baisse anormale de la tension à ses bornes, au-dessous d'une valeur ne permettant plus de garantir le fonctionnement normal des moteurs électriques asynchrones des auxiliaires.

Elle permet en complément l'élimination en secours des défauts entre phases situés côté réseau ainsi qu'à la détection des baisses prolongées de la tension du réseau accompagnées, éventuellement, de déséquilibres.

La protection est sensible aux chutes de tension des trois tensions simples aux bornes de l'alternateur afin de détecter les défauts polyphasés (bi- ou triphasés). Les défauts monophasés côté réseau seront détectés par les protections homopolaires sur le réseau. Cette protection triphasée nécessite 3 TT situés obligatoirement en deçà du disjoncteur de groupe (c'est à dire aux bornes HTA du stator).

Afin de laisser aux protections réseau le temps d'agir, la protection « mini U » doit impérativement être temporisée. Toutefois, attendu qu'il est inutile d'arrêter un groupe sur défaut extérieur, cette protection sera du type « à deux stades » : 1er stade : îlotage ; 2ème stade : déclenchement complet de la tranche.

Les paramètres clés retenus¹² sont :

- **Seuil de réglage de la protection "mini U" < 0,7 U_n**
- **Seuil de réglage de la temporisation d'îlotage (1er stade) ≥ 2,5 s.**
- **Seuil de réglage de la temporisation de déclenchement (2ème stade) ≥ 4 s.**

U_n étant la tension composée nominale aux bornes de l'alternateur.

La protection doit fonctionner en cas de baisse de l'une quelconque des trois tensions composées. Au-dessous de cette tension, la tenue des moteurs électriques d'auxiliaires n'est en effet pas garantie.

5.2. PROTECTION « HOMOPOLAIRE HTB TRANSFO »

Il s'agit d'une protection contre les défauts monophasés à la terre sur le réseau HTB. En cas de défaut « barres » monophasé permanent au poste source, elle permet aussi d'éviter le maintien sous tension du jeu de barres par les moyens de production. Sur le réseau proche elle agira en secours de la protection complémentaire.

Il s'agit bien d'une protection de secours des protections du réseau HTB. Sa nature est fonction du mode de mise à la terre du neutre du transformateur qui, sauf indication contraire¹³ de la part du gestionnaire de réseau à l'issue de l'étude de raccordement, sera réalisée au moyen d'une réactance de point de neutre (RPN) :

- de 50 Ohms sur les réseaux HTB de tension nominale 63 kV,
- de 38 Ohms sur les réseaux HTB de tension nominale 90 kV.

La protection sera donc de type protection à maximum de courant homopolaire.

Le fonctionnement de cette protection doit laisser aux protections réseau le temps de fonctionner avant de conduire à l'îlotage du groupe.

Les paramètres clés retenus sont :

- **réglage de la protection de courant homopolaire I_{h max} = 75 ± 25 AHT**
- **réglage de la temporisation d'îlotage (1er stade) ≥ 5 s.**

¹² La temporisation du premier stade doit être suffisante pour laisser aux protections HTB le temps d'éliminer un défaut polyphasé, y compris en 4ème stade, d'où un minimum de 2,5 s.

La temporisation du 2ème stade doit être suffisante pour laisser au régulateur de tension le temps de ramener la tension dans la bonne plage après l'îlotage ; la temporisation à retenir est supérieure à 4 s.

¹³ Si le neutre du transformateur est relié à la terre par l'intermédiaire d'un conjoncteur, la protection doit être mixte : à maximum de courant homopolaire et à maximum de tension homopolaire. Dans cette situation le réglage de la protection de tension homopolaire sera U_{h max} = 0,15 ± 0,05 V_n. V_n étant la tension simple nominale du réseau HTB

5.3. PROTECTION A « MAXI COURANT ROTOR »

Cette protection sert à protéger le rotor de l'alternateur en cas de dysfonctionnement de la fonction limitation de courant rotor. Elle devra être temporisée afin d'accepter une surexcitation de 4 s.

Les paramètres clés retenus sont :

- réglage de la protection de maxi courant $I_{f \max} 1,15 \pm 0,01 I_{f n}$
- réglage de la temporisation ≥ 6 s

I_{fn} étant le courant d'excitation au point nominal de fonctionnement de l'alternateur.

Nota : Dans le cas d'une excitation indirecte, si la mesure du courant rotor n'est pas accessible, c'est le courant d'excitation qui sera pris en compte : $I_{e \max} = 1,15 \pm 0,01 I_{e n}$

Dans tous les cas, cette protection devra être réglée en cohérence avec la valeur de limitation de courant rotor ou de courant d'excitation.

5.4. PROTECTION A « PERTE DE SYNCHRONISME »

Cette protection sert à protéger l'alternateur en cas de dysfonctionnement de la fonction limitation d'angle interne (LAI) ou de puissance réactive absorbée (LPQ).

Cette protection doit agir si l'alternateur dépasse un certain angle interne δ (150°) plus de 4 fois dans la même minute.

Les paramètres clés retenus sont :

- angle maximum d'enclenchement $\delta_{\max} = 150 \pm 10^\circ$
- nombre de tours d'angle interne > 2 tours en 1 minute
- nombre d'inversion de puissance > 12 inversions en 1 minute.

Nota : Dans tous les cas, cette protection devra être réglée en cohérence avec la valeur de limitation d'angle interne (LAI) ou de puissance réactive absorbée (LPQ).

6. PROTECTIONS LIEES A LA VITESSE DE ROTATION DE LA MACHINE

Sur tout groupe de production, il existe un certain nombre de protections destinées à le protéger contre tout fonctionnement susceptible de l'endommager.

Toutefois, il importe que ces protections, lorsqu'elles ne concernent pas que des critères physiques purement « process » (températures, pressions, etc.), permettent à la machine de continuer à alimenter le réseau dans les conditions indiquées dans le document SEI REF 01.

Dans le cadre du présent référentiel, les protections suivantes, impactant directement la sûreté des systèmes, ont été retenues :

- La protection à « minimum de fréquence »
- La protection à « maximum de fréquence ».

6.1. PROTECTION A « MINIMUM DE FREQUENCE »

Une vitesse trop basse peut conduire à un fonctionnement non approprié du groupe de production, de ses auxiliaires, et/ou de son transformateur. Dans le cas des turbines à combustion, il peut également y avoir un risque pour la tenue de certains ailetages.

Les groupes de production sont donc en général dotés d'une protection de « sous-vitesse », dont l'action est en général un déclenchement général de la tranche. Cette fonction de protection est le plus souvent intégrée au contrôle-commande de la machine.

Afin d'assurer la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques, il importe :

- d'une part qu'une protection à « mini fréquence » intervienne au-dessus du seuil de fonctionnement de la protection machine de « sous-vitesse », et effectue un îlotage ;
- d'autre part que cette protection à « mini-fréquence » n'intervienne qu'au-dessous du dernier seuil de délestage fréquentométrique (ou après celui-ci).

Les paramètres clés retenus sont :

- **réglage de la protection à « minimum fréquence » :**
 - **$f_{\min} \leq 46$ Hz en Corse, Guadeloupe, Martinique et Réunion**
 - **$f_{\min} \leq 44$ Hz en Guyane**
- **réglage de la temporisation d'îlotage $\geq 0,4$ s.**

Nota : dans la mesure où l'îlotage supprime tout couple résistant, cette action doit permettre de sauvegarder la machine en fonctionnement. Une machine îlotée pouvant rapidement, soit se recoupler, soit faire du renvoi de tension, c'est donc bien cette action qui doit être effectuée, tout du moins en premier stade. En complément, il peut tout à fait être envisagé un deuxième niveau de protection : soit un deuxième stade provoquant un déclenchement général, soit un deuxième seuil, réglé au-dessous du seuil d'îlotage.

6.2. PROTECTION A « MAXIMUM DE FREQUENCE »

Une vitesse de rotation trop élevée peut détériorer les parties tournantes d'un groupe de production (rotor alternateur, ligne d'arbre et paliers, attelages mobiles, etc.).

Les groupes de production sont donc systématiquement équipés d'une fonction de protection de « survitesse » provoquant un déclenchement général de la tranche¹⁴.

Par ailleurs, il importe que la fréquence de fonctionnement d'un système électrique ne risque pas de provoquer des détériorations de matériels de la clientèle, en cas de fréquence haute, liée par exemple à un passage en réseau séparé.

Afin d'assurer la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques, il importe donc qu'une protection à « maximum de fréquence » intervienne au-dessous du seuil de fonctionnement de la protection machine de « survitesse », et effectue un îlotage.

Par ailleurs, afin de laisser passer les régimes transitoires qui peuvent se produire, par exemple lors d'un passage en réseau séparé, il convient que cette protection maxi-fréquence soit temporisée.

Les paramètres clés retenus sont :

- **réglage de la protection à « maximum de fréquence »**
 - **$f_{\max} \geq 52.5$ Hz en Corse, Guadeloupe, Martinique et Réunion**
 - **$f_{\max} \geq 53.5$ Hz en Guyane**
- **réglage de la temporisation ≥ 5 s.**

¹⁴ Les groupes à moteur Diesel sont équipés en général de deux dispositifs distincts de protection, indépendants l'un de l'autre, et réglés à des seuils différents.

Nota 1 : avec un statisme du régulateur de vitesse réglé à 4%, en cas d'augmentation anormale de la fréquence du système électrique, le groupe devrait normalement avoir déclenché par « retour de puissance » avant la sollicitation de la protection « maxi-fréquence ».

Nota 2 : dans la mesure où l'îlotage supprime tout couple résistant, cette action peut transitoirement amplifier la survitesse du groupe. Toutefois, la régulation de vitesse prend généralement en compte la position des disjoncteurs de la tranche : dès l'ouverture du disjoncteur HTB, la régulation se fera par rapport à la référence de 50 Hz (marche à vide), et non plus par rapport à la consigne affichée. C'est donc bien l'îlotage qu'il faut privilégier, avec les mêmes avantages que dans le cas de la protection précédente (gain de temps pour le recouplage ou le renvoi de tension). En complément, il peut là aussi être envisagé un deuxième niveau de protection : soit un deuxième stade provoquant un déclenchement général, soit un deuxième seuil, réglé au-dessus du seuil d'îlotage, mais au-dessous de la survitesse machine.

Nota 3 : les groupes hydrauliques ont généralement des protections à maximum de fréquence réglées entre 54 et 55 Hz, en raison de leurs caractéristiques spécifiques.