

CAHIER DES EXIGENCES TECHNIQUES DE RACCORDEMENT ET D'EVACUATION DE L'ENERGIE PRODUITE A PARTIR DES INSTALLATIONS D'ENERGIES RENOUVELABLES SUR LE RESEAU HAUTE ET MOYENNE TENSION



Décembre 2015



**CAHIER DES EXIGENCES TECHNIQUES DE
RACCORDEMENT ET D'EVACUATION DE
L'ENERGIE PRODUITE A PARTIR DES
INSTALLATIONS D'ENERGIES
RENOUVELABLES RACCORDEES SUR LE
RESEAU HAUTE ET MOYENNE TENSION**

Table des matières

A- Introduction.....	
I.1) Champ d'application	
I.2) Objet.....	
I.3) Dispositions et réglementations	
B- Exigences techniques de raccordement et d' exploitation des installations de production d'électricité à partir des énergies renouvelables	
I) Etudes de raccordement.....	
I.1) Types d'études.....	
I.2) Données à transmettre.....	
II) Exigences techniques de raccordement	
II.1) Plages de fonctionnement en fréquence	
II.2) Plages de fonctionnement en tension	
II.3) Exigences lors de variation de tension.....	
II.3.1) Exigences lors de variation à la baisse de la tension LVRT	
II.3.2) Exigences lors de variation à la hausse de la tension HVRT.....	
II.3.3) Maintien du courant réactif en cas de LVRT/HVRT.....	
II.4) Réglage de fréquence	
II.5) Réglage de tension	
II.6) Exigences relatives à la puissance active produite	
II.7) Exigences relatives à la fourniture/absorption de la puissance réactive	
II.8) Exigences relatives au système de protection	
II.8.1) Equipements de protection.....	
II.8.2) Protection de découplage	
II.8.3) Sélectivité	
II.9) Système de comptage	
II.10) Qualité de l'onde	
II.10.1) Harmoniques	
II.10.2) Papillotement (Flicker)	
II.10.3) Déséquilibre de tension	
II.10.4) Composante continue.....	
II.10.5) Intéreférence de téléphone	
II.10.6) Intéreférence de télécommunications	
II.10.7) Exigences additionnelles en matière de la qualité de l'onde électrique.....	
II.11) Télécommunication	
III) Régulation de fréquence.....	
III-1) Réponse inertielle.....	
III-2) Réglage primaire.....	
IV) Exploitation des installations.....	
IV.1) Les consignes d'exploitation des installations.....	
IV.2) Régimes d'exploitation.....	
IV.3) La sécurité des équipes opération sur la liaison.....	
V) Informations nécessaires pour l'exploitation.....	
VI) Maintenance des installations.....	
VII) Dispositions générales	
VII.1) Conformité de l'installation et réception technique.....	
VII.2) Respect des exigences du code réseau.....	

ACRONYMES

- **CCITT** Comité Consultatif International Télégraphique et Téléphonique
- **CEE** Centrale Electrique Eolienne
- **CEI** Commission Electrotechnique Internationale
- **EnR** Energies renouvelables
- **GEE** Groupe Electrique Eolien
- **HT** Haute Tension
- **HVRT** High Voltage Ride Through
- **LVRT** Low Voltage Ride Through
- **MT** Moyenne Tension
- **PCC** Point Commun de Couplage
- **PV** Photovoltaïque
- **SE** Système Électrique
- **STEG** Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz
- **THFF** Telephon Harmonic Form Factor
- **THDi** Facteur total de distorsion de courant
- **IP** Indice de protection

GLOSSAIRE

Auto-producteur

Toute personne physique ou morale qui produit de l'électricité principalement pour son usage propre.

Centrale électrique

Equipement destiné à la production d'énergie électrique qui comprend des ouvrages de génie civil, de conversion énergétique et l'appareillage associé.

Comptage

Comptabilisation des différentes caractéristiques de l'électricité produite ou consommée.

Congestion ou contrainte réseau

Situation du système électrique où les règles de sûreté en exploitation ne sont plus localement satisfaites ; (ex : surcharge d'une ligne, risque de perte de stabilité...)

Courant (I)

C'est le flux de charges électriques circulant dans un circuit. Il se mesure en ampères (A) voire en kA. Un kilo ampère, kA est égal à 1000 ampères.

Creux de Tension

Diminution brusque de la tension de fourniture suivie du rétablissement de la tension après un court laps de temps. La

mesure de la tension efficace est effectuée indépendamment sur chacune des trois tensions composées. Il y a creux de tension dès que la valeur efficace d'une tension est inférieure à une valeur appelée "seuil". Le creux de tension débute dès qu'une tension est inférieure au seuil; il se termine dès que les trois tensions sont supérieures au seuil. On considère qu'il s'est produit deux creux de tension différents si les deux phénomènes sont séparés par un retour dans la zone de variations contractuelles durant plus de 100 ms.

Cos Phi

Abréviation de cosinus Phi : Pour un alternateur, c'est le rapport entre la puissance active et la puissance apparente (voir Phi).

Déclencher (déclenchement)

Mettre hors tension un ouvrage électrique ou arrêter un groupe de production.

Délester (une charge)

Couper volontairement une charge afin de participer à l'équilibre production consommation.

Déséquilibre de tension

Situation où les trois tensions du système triphasé ne sont pas égales en

amplitudes et/ou ne sont pas déphasées de 120° les unes par rapport aux autres.

Dispatching National

Personne morale chargée de la coordination du Système de Production et de Transport de l'électricité (dispatching national). Le Dispatching est responsable de la conduite d'un réseau électrique intégré et assume diverses fonctions comme la détermination des puissances de sortie des centrales électriques et d'autres sources d'énergie, la conduite des lignes de transport, des postes et des installations connexes et la programmation des mouvements d'énergie.

Energie active

Energie électrique transformable en une énergie d'une autre nature.

Energie réactive

Dans un réseau à tension alternative, énergie échangée en permanence entre les différents champs électrique et magnétique liés à son fonctionnement et à celui des appareils qui lui sont raccordés.

Energie renouvelable

Les énergies renouvelables sont des énergies inépuisables. Fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la Terre, les

chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux, leur exploitation n'engendre pas ou peu de déchets et d'émissions polluantes. Dans ce document on entend par installation à énergies renouvelables (installation ENR) les installations éoliennes ou photovoltaïques.

Énergie produite (E)

Énergie électrique produite par un ou plusieurs groupes pendant une durée déterminée et comptabilisée en kilowattheures (kWh), en megawattheures (MWh), en gigawattheures (GWh), ...

1 GWh = 1 000 MWh = 1 000 000 kWh.

Fréquence (F)

Nombre d'alternance du courant alternatif pendant une seconde. La fréquence nominale du réseau Tunisien est 50Hz.

Groupe de production

Ensemble des équipements électromécaniques (notamment une turbine et un alternateur) et de leurs auxiliaires pouvant produire de manière autonome de l'énergie électrique à des caractéristiques déterminées (niveau de puissance, niveau de tension, consommation de combustible, fréquence, ...).

Indisponibilité

État d'un ouvrage du système électrique qui est déclaré hors service.

Installation électrique

Ensemble des matériels électriques qui transforment au moyen de lignes et canalisations fixes l'énergie électrique d'une façon globale et permanente aux divers équipements qui l'utilisent localement. Les installations comportent les auxiliaires des ouvrages de production, transport et distribution et les ouvrages de production.

Installation de Production

Groupe ou ensemble de groupes de production d'électricité installé sur un même site, exploité par le même producteur et bénéficiant d'une convention de raccordement unique.

Marge de réserve de production (en MW)

C'est la puissance disponible mobilisable à la demande du gestionnaire du réseau pour répondre à un déficit de production inattendu ou à une augmentation imprévue de la charge

N-1

Un réseau électrique est exploité en situation de N-1 lorsqu'un ouvrage de transport (N-1 réseau) ou d'un groupe

de production (N-1 groupe) devient indisponible de manière imprévue (avarie, déclenchement, ..).

Ouvrages de production

Ensemble d'équipements (machines tournantes, appareillages, canalisations et postes de transformation annexés) destinés à produire de l'énergie électrique.

Ouvrages de distribution- Réseaux

Ensemble d'équipements destinés au transport de l'énergie électrique dans les réseaux de distribution. Il inclut également les installations d'éclairage public posées sur les mêmes supports que le réseau de distribution en utilisant les mêmes câbles, à l'exclusion des luminaires.

Parc de production

L'ensemble des groupes de production d'électricité raccordés au Réseau de Transport de l'Électricité.

Parc Eolien

Ensemble d'aérogénérateurs ou de CEE connectés au réseau électrique au même point de raccordement.

Papillotement

Impression d'instabilité de la sensation visuelle due à un stimulus lumineux dont la luminance ou la répartition spectrale fluctue dans le temps.

phi

Angle traduisant le décalage temporel entre les composantes fondamentales de l'onde de tension et l'onde de courant. Phi est exprimé en radians.

Photovoltaïque

Qui produit de l'énergie électrique à partir d'un rayonnement solaire.

Plan de restauration ou de reconstitution d'un Réseau de Transport de l'Electricité

C'est le processus de reconstitution, par étapes, de l'ensemble du réseau après un blackout total ou partiel.

Plan de sauvegarde ou de défense

Procédures opérationnelles applicables dans le but d'assurer, la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.

Point de raccordement

Point physique du réseau électrique auquel est raccordée l'installation. Le point de raccordement constitue la limite de responsabilité entre la STEG et l'installation.

Producteur

Toute personne physique ou morale qui produit ou qui entreprend les démarches pour produire de l'électricité à partir des énergies renouvelables.

Puissance ou charge (P)

C'est l'énergie produite par unité de temps. Elle se mesure en watt, kilowatt (kW), en mégawatt (MW), ou en gigawatt (GW), ...

Puissance active

Aussi appelée « puissance réelle ». Taux d'exécution du travail ou de transfert de l'énergie, généralement exprimé en kilowatts (kW) ou en mégawatts (MW). On utilise souvent l'expression « puissance active » ou « puissance réelle » plutôt que « puissance » seule pour la distinguer de la « puissance réactive ».

Puissance apparente

Produit du courant par la tension et par un facteur dépendant du nombre des phases. La puissance apparente englobe les puissances réactive et réelle et est généralement exprimée en kilovoltampères (kVA) ou mégavoltampères (MVA).

Puissance réactive

Partie du courant électrique qui crée et maintient les champs magnétiques et électriques du matériel véhiculant un courant alternatif. Elle influence directement la tension du réseau électrique. Elle s'exprime généralement en kilovars (kvar) ou en Mégavars (Mvar).

Puissance disponible

Puissance électrique pouvant être produite en régime continu par une installation, dans les conditions ambiantes.

Puissance installée

C'est la somme des puissances actives nominales des groupes de production constituant une installation ou un parc.

Puissance de réserve tournante

C'est une réserve de puissance active instantanément (sous 30 secondes) disponible et pouvant être maintenue sur une durée déterminée.

Puissance maximale

Puissance active maximale qu'une installation peut fournir d'une façon continue.

Puissance nominale

Puissance active développée par une installation de production opérant aux conditions nominales du site.

Puissance réactive

Puissance électrique qui ne peut pas être transformée en d'autres formes de puissance. Quantité égale à $\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin(\phi)$ où U et I sont les valeurs efficaces des composantes tension et courant.

Raccordement

Action qui permet de relier physiquement et administrativement un utilisateur au réseau.

Régime/Plage de fonctionnement normal

Régime de fonctionnement au cours duquel les caractéristiques fondamentales d'un système restent dans des plages, dites normales, ciblées par l'exploitant.

Rendement

C'est le rapport de l'énergie produite par l'installation sur l'énergie consommée par cette installation pour la produire.

Réseau haute tension

C'est le réseau de transport et d'interconnexion qui achemine, de grandes quantités d'énergie électrique sur de longues distances avec un faible niveau de perte. Pour le réseau national de Haute Tension on distingue 4 niveaux de tensions 90 kV, 150 kV, 225 kV et 400 kV.

Réseau moyenne tension

Pour la moyenne tension, on distingue les niveaux de tension 33kV, 15 kV et 10 kV.

Réseau de transport et de distribution

Réseaux conçus pour le transit et la transformation de l'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Ils sont composés de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés et de postes composés de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle-commande et de moyens de compensation de la puissance réactive.

On distingue deux hiérarchies de réseaux :

- le réseau de grand transport et d'interconnexion qui achemine, en 400 kV ou 225 kV de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de perte.
- les réseaux régionaux de répartition qui répartissent l'énergie au niveau des régions qui alimentent les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels.

Réseau interconnecté

Réseau constitué de plusieurs réseaux de transport et de distribution d'électricité reliés entre eux par une ou plusieurs interconnexions.

Système électrique SE

Ensemble des ouvrages de production, de transport et des installations des utilisateurs interconnectés au réseau.

Stabilité en tension

État d'un réseau électrique dans lequel le niveau de tension est constant et contrôlable et s'inscrit dans les limites prévues.

Stabilité dynamique

Aptitude d'un réseau électrique à maintenir ou à retrouver le synchronisme entre ses différentes parties après avoir été soumis à des perturbations d'une gravité déterminée.

Tension ou voltage (U)

C'est la différence de potentiel électrique entre deux points du réseau électrique. Elle s'exprime en volts (V) ou en kilovolts (kV).

Utilisateur de réseau

Toute personne physique ou morale raccordée au réseau.

Variation rapide de tension

Un changement brusque de la tension de fourniture pendant un court laps de temps (de l'ordre de centaines de ms).

A) Introduction :

I) Objet

Le présent document établit les exigences techniques de raccordement et d'exploitation auxquelles doivent satisfaire les installations électriques à partir des sources d'énergies renouvelables, éoliennes et photovoltaïques, pour se raccorder au réseau électrique national de haute et moyenne tension, de façon à garantir le fonctionnement sûr du système électrique.

Les exigences définies dans ce document visent essentiellement le fonctionnement efficient du système électrique national et reposent sur les cinq principes suivants :

- La fiabilité du réseau électrique national
- La stabilité du réseau
- Le maintien de la qualité du service pour les clients raccordés au réseau
- La protection des équipements du réseau
- La sécurité des employés de la STEG

II) Champ d'application :

Ce document s'applique à toute installation éolienne ou photovoltaïque qui sera raccordée au réseau Haute et Moyenne Tension (400 kV, 225 kV, 150kV, 90 kV, 30 kV, 15kV et 10 kV).

III) Dispositions et réglementations

Les installations de production qui seront raccordées au réseau HT et MT sont régies par les exigences du présent document ainsi que par la liste récapitulative des textes législatifs et réglementaires suivants :

-Décret-loi n° 62-8 du 03/04/1962 portant création et organisation de la Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz tel que ratifié par la loi n° 62-16 du 24/05/1962.

-Décret n°64-9 du 17/01/1964 portant approbation du cahier des charges relatif à la fourniture de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire de la République.

-Décret n° 2009-2773 du 28/09/2009 fixant les conditions de transport de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables et de la vente de ses

excédents à la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz.

-Arrêté du ministre de l'industrie et de la technologie du 12 mai 2011 portant approbation du cahier des charges relatif aux conditions techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie électrique des installations de cogénération et d'énergies renouvelables sur le réseau électrique national.

-Loi n°12-2015 du 11 mai 2015 relative à la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables.

B) Exigences techniques de raccordement et d'exploitation des installations de production d'électricité à partir des énergies renouvelables

I) Etudes de raccordement

I.1) Types d'études

a) Etudes à effectuer par la STEG

Pour le réseau Haute et Moyenne Tension, le but de l'étude technique est de définir le schéma de raccordement avec les ouvrages nécessaires permettant l'évacuation de la puissance au réseau ainsi que les éventuels renforcements pour l'intégration de l'installation du producteur sans nuire à la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport et de distribution.

Le but de ces études est de garantir un raccordement adéquat et fiable du producteur aux réseaux de la STEG et d'estimer les coûts y afférents. Pour ce faire, la STEG effectuera les études suivantes:

- Une étude technique qui permet de dégager un schéma optimal de raccordement au réseau HT ou MT tenant compte des contraintes de faisabilité accompagnée d'un devis estimatif de ce raccordement.
- Etudes sur les harmoniques, notamment sur l'allocation des limites individuelles pour les tensions harmoniques (d'après IEC 61000-3-6)
- Etudes sur le papillotement, notamment sur l'allocation des limites individuelles pour le Flicker (d'après IEC61000-3-7)
- L'étude de réalisation du raccordement de l'installation du producteur, au réseau de la STEG, qui permet de définir la composition détaillée du raccordement du producteur aux réseaux HT ou MT ainsi que les spécifications techniques des équipements y afférents.

En complément de ces études, la réalisation d'une étude de stabilité du réseau est envisagée par la STEG dans le cas où elle le jugerait nécessaire.

La STEG transmettra une réponse au producteur stipulant le schéma de son raccordement au réseau, le coût estimé de la solution y afférente ainsi que le délai de réalisation. Les délais et les estimations sont donnés à titre indicatif.

b) Etudes à effectuer par le producteur

Les études à effectuer par le producteur concernent :

- les études de protection.

Le producteur doit présenter à la STEG pour approbation une étude de protection et de sélectivité de son installation établie par un bureau d'ingénierie. Cette étude doit comporter :

- le schéma unifilaire de l'installation
- le schéma de commande et de protection des équipements de l'installation
- les caractéristiques électriques des transformateurs, des équipements de production et des systèmes de commande et de protection
- tout autre document technique relatif aux équipements de l'installation jugé nécessaire pour l'approbation de l'étude.

La STEG fournira à la demande au producteur les données relatives au réseau nécessaires pour déterminer les caractéristiques techniques des appareils de protection et leurs réglages.

Les symboles CEI doivent être impérativement utilisés dans cette étude. Il est à noter que l'approbation de l'étude par la STEG n'engage pas sa responsabilité ni sur le contenu ni sur les répercussions de la réalisation du projet.

- les études sur la qualité de l'onde :
 - les études sur les variations d'onde notamment sur les courants harmoniques injectés,
 - les études de papillotement de la tension (vérification des limites allouées par la STEG).
- Etudes de flux de puissance pour démontrer la capacité de l'installation à absorber/fournir de la puissance réactive,
- Etudes de court-circuit pour pouvoir communiquer la contribution des courants de court-circuit maximale de la ferme éolienne ou photovoltaïque au réseau.

- Etudes dynamique du type LVRT ou HVRT pour démontrer la capacité de la ferme éolienne ou photovoltaïque à fournir le courant réactif au point de raccordement.

I.2) Données à transmettre:

Le producteur qui compte se raccorder au réseau HT ou MT de la STEG doit transmettre les données techniques indiquées dans le tableau ci-dessous. La mise en service n'est réalisée qu'après fourniture des résultats des essais conformément au tableau suivant.

T : données relatives à l'étude technique

E : données enregistrées suite aux essais faisant l'objet des activités d'essai, de surveillance et de contrôle

Description des données (symbole)	Unités de mesure	Catégorie des données
Données générales de l'installation éolienne		
Fabricant du groupe électrique éolien	Raison sociale	T
Localisation de l'installation du producteur		T
Année de mise en service prévue	Date	T
Nombre des groupes éoliens constituant la CEE	Nombre	T
Type des groupes générateurs éoliens constituant la CEE	Description	T
Approbation de type pour chaque groupe électrique éolien	N° certificat	T
Raccordement au réseau, emplacement barre collectrice et point de raccordement	Texte, schéma	T
Tension nominale au point de raccordement	kV	T
Schéma électrique de la centrale électrique éolienne en ensemble	Schéma	T
Niveau de la centrale électrique éolienne :		
Puissance active nominale de la CEE	MW	T, E
Puissance maximale apparente nominale à la barre collectrice de la CEE	MVA	T,E
Puissance active nette maximale à la barre collectrice de la CEE	MW	T,E
Fréquence de fonctionnement à des paramètres nominaux	Hz	T,E
Vitesse maximale / minimale de variation de la puissance active pouvant être réalisée au niveau de la CEE	MW/min	T,E
Consommation des services auxiliaires à la puissance maximale produite à la barre collectrice	MW	T,E
Conditions spéciales de connexion / déconnexion de la centrale électrique éolienne, autres que celles des groupes électriques éoliens composants	Texte	T,E
Modèle de la ferme éolienne validé par les essais (avec tous les câbles, transformateurs, unités de production, régulation complète de la ferme).	Texte	T
Mesures des émissions harmoniques et Flicker à la base de la		E

norme CEI61400-21		
Circuit équivalent de la centrale pour les études fréquentielles	Schéma	T
Réglage de la puissance active au PCC (boucle de réglage)	schéma de réglage, vitesse de charge-décharge	T, E
Réglage de la tension au PCC (boucle de réglage)	schéma de réglage	T, E
Réglage du facteur de puissance au PCC (boucle de réglage)	schéma de réglage	T, E
Diagramme PQ au point de raccordement	Données graphiques	T,E
Paramètres de la ligne de raccordement au réseau		
Données relatives aux groupes générateurs éoliens composant la CEE :		
Type de l'unité éolienne (à axe horizontal / vertical)	Description	T
Nombre des pales	Nombre	T
Diamètre du rotor	m	T
Hauteur de l'axe du rotor	m	T
Système de commande des pales (pitch/stall)	Texte	T
Système de commande de la vitesse (fixe / à deux vitesses / variable)	Texte	T
Type du générateur	Description	T
Type du convertisseur de fréquence et paramètres nominaux		T
Puissance active nominale	MW	T, E
Puissance active maximale mesurée à la barre collectrice de la CEE - valeur moyenne par 60 secondes - valeur moyenne par 0,2 secondes	MW	E
Puissance active maximale admise	MW	T, E
Puissance apparente nominale	kVA	T, E
Vitesse de variation de la puissance active	MW/min	T, E
Puissance réactive, spécifiée comme une valeur moyenne par 10 minutes en fonction de la valeur moyenne par 10 minutes de la puissance active générée)	kVAr	E
Courant nominal	A	T, E
Tension nominale	V	T, E
<u>Vitesse du vent de conjonction</u>	m/s	E
Vitesse nominale du vent (correspondant à la puissance nominale)	m/s	E
Vitesse du vent de déconnexion	m/s	E
Variation de la puissance générée par la vitesse du vent	Courbe de variation	T, E
Diagramme P-Q au PCC	Données graphiques	
Modèle de l'unité (génératrice éolienne) validé par les essais et les mesures	Texte	E
Données « alternateur » pour les études de stabilité		T
Données «régulation de tension» validées par les tests		T
Données relatives au transformateur élévateur à l'aide duquel la CEE est raccordée au réseau		
Nombre d'enroulements	Texte	T
Puissance nominale de chaque enroulement	MVA	T
Rapport nominal de transformation	kV/kV	T
Tensions de court-circuit par paires d'enroulements	% de Unom	T
Pertes à vide	kW	T
Pertes en charge nominales	kW	T

Courant de magnétisation	%de Inom	T
Groupe de connexions	Texte	T
Intervalle de réglage	kV-kV	T
Schéma de réglage (longitudinal ou longo-transversal)	Texte, diagramme	T
Taille de l'échelle de réglage	%	T
Réglage en charge	OUI/NON	T
Courbe de saturation	Diagramme	T
Coefficient de Flicker en régime de fonctionnement continu		T
Facteur échelle de Flicker pour des opérations de commutation		T
Facteur de variation de la tension)		T
Nombre maximal d'opérations de commutation à un intervalle de 10 min		T, E
Nombre maximal d'opérations de commutation à un intervalle de 2 heures		T, E
Paramètres de qualité de l'électricité par groupe (conçus/réalisés)		
Coefficient de Flicker en régime de fonctionnement continu		T, E
Facteur échelle de Flicker pour des opérations de commutation		T, E
Facteur de variation de la tension		T, E
Nombre maximal d'opérations de commutation à un intervalle de 10 min		T, E
Nombre maximal d'opérations de commutation à un intervalle de 2 heures		T, E
A la barre collectrice		
Facteur total de distorsion de courant THDi		T, E
Harmoniques (jusqu'à l'harmonique 50)		T, E
Facteur de non symétrie de séquence négative		T, E
Données générales de l'installation photovoltaïque		
Fabricant des modules de production PV	Raison sociale	T
Localisation de l'installation du producteur		T
Année de mise en service prévue		T
Raccordement au réseau, emplacement et point de raccordement	Texte, schéma	T
Tension nominale au point de raccordement	kV	T
Schéma électrique de la centrale électrique photovoltaïque en ensemble	Schéma	T
Puissance maximale apparente nominale	MVA	T, E
Puissance active nette maximale	MW	T, E
Fréquence de fonctionnement à des paramètres nominaux	Hz	T, E
Vitesse maximale / minimale de variation de la puissance active pouvant être réalisée au niveau de la centrale électrique photovoltaïque en ensemble	Mw/min	T, E
Conditions spéciales de connexion / déconnexion de la centrale électrique photovoltaïque	Texte	T, E
Réglage de la puissance active au PCC (boucle de réglage)	Schéma de réglage, vitesse de charge-décharge	T, E
Réglage de la tension au PCC (boucle de réglage)	Schéma de réglage	T
Réglage du facteur de puissance au PCC (boucle de réglage)	Schéma de réglage	T
Diagramme PQ au point de raccordement	Données graphiques	T

Paramètres de la ligne de raccordement au réseau		
Données relatives aux onduleurs composant l'installation photovoltaïque		
Type de l'onduleur et paramètres nominaux	Description	T
Puissance active nominale	MW	T, E
Puissance active maximale mesurée à la barre collectrice de l'installation photovoltaïque selon CEI 6140021 valeur moyenne par 60 secondes et valeur moyenne par 0,2 secondes	MW	T, E
Certificat de conformité à la norme VDE 0126-1	Texte	T
Les déclarations de conformité aux directives européennes BT et CEM	Texte	T
Les plages de tension des onduleurs		T, E
Le facteur de puissance		T, E
Indice de protection (IP)		T
La plage de températures de fonctionnement		T
Données générales de l'installation photovoltaïque		
Puissance Active maximale admise	MW	T, E
Puissance apparente nominale	MVA	T, E
Vitesse de variation de la puissance active	MW/min	T, E
Courant nominal	A	T, E
Tension nominale de l'onduleur	V	T, E
Modèle mathématique (ou par les équations/modèle en bloc avec descriptions et paramètres) validé par les tests.		T, E
Données relatives au transformateur élévateur à l'aide duquel l'installation photovoltaïque est raccordée au réseau		
Puissance nominale de chaque enroulement	MVA	T, E
Rapport nominal de transformation	kV/kV	T, E
Tensions de court-circuit par paires d'enroulements	% de Unom	T, E
Pertes à vide	kW	T, E
Pertes en charge	kW	T, E
Courant de magnétisation	%	T, E
Groupe de connexions	Texte	T, E
Intervalle de réglage	kV-kV	T, E
Schéma de réglage (longitudinal ou longo-transversal)	Texte, Diagramme	T, E
Taille de l'échelle de réglage	%	T, E
Réglage en charge	OUI/NON	T, E
Courbe de saturation	Diagramme	T, E
Paramètres de qualité de l'électricité par onduleur		
Coefficient de Flicker en régime de fonctionnement continu		T, E
Facteur échelle de Flicker pour des opérations de commutation		T, E
Facteur de variation de la tension		T, E
Nombre maximal d'opérations de commutation à un intervalle de 10 min		T, E
Nombre maximal d'opérations de commutation à un intervalle de 2 heures		T, E
A la barre collectrice		
Facteur total de distorsion de courant THDi		T, E
Harmoniques (jusqu'à l'harmonique 50)		T, E
Facteur de non symétrie de séquence négative		T, E

II) Exigences techniques de raccordement

Toute installation éolienne ou photovoltaïque dont la puissance installée est supérieure à 10 MW doit avoir un poste d'évacuation MT/HT lié à travers une liaison HT au point de raccordement du réseau comme le montre la figure ci-dessous.

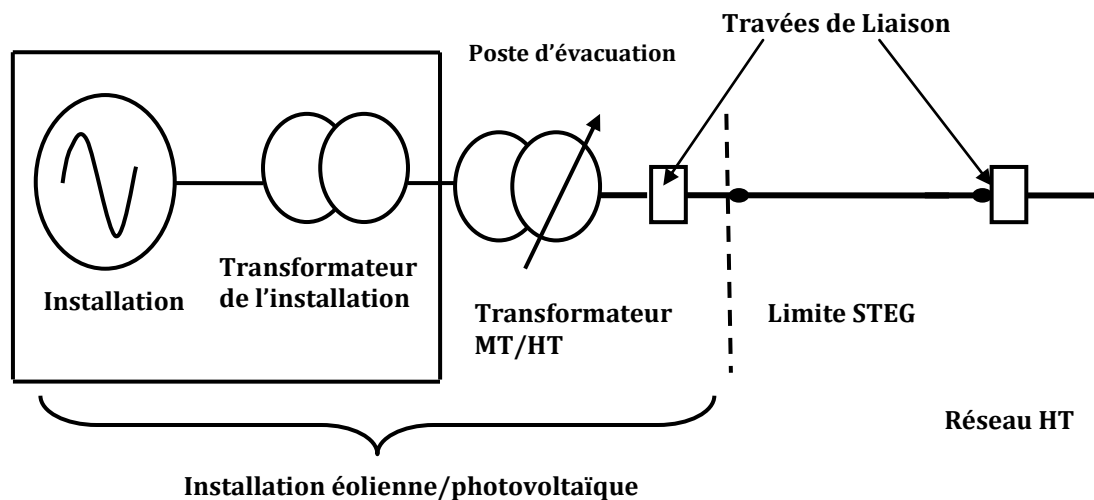


Fig. Schéma type de raccordement sur le réseau HT d'une installation éolienne ou photovoltaïque de puissance supérieure à 10 MW.

Le producteur dont la puissance de son installation est inférieure à 10MW doit soumettre le schéma de raccordement au réseau à la STEG pour approbation.

II.1) Plages de fonctionnement en fréquence

Pour les fréquences d'exploitation normales (49.5 Hz- 50.5 Hz) et au même titre que les centrales conventionnelles, les installations de production ENR raccordées au réseau de haute et moyenne tension doivent rester connectées au réseau sans interruption tout en fonctionnant, du point de vue des puissances actives et réactives, en tout point de fonctionnement pour lequel elles ont été conçues tel que décrites dans le dossier technique présentée dans la demande de raccordement.

Pour les fréquences d'exploitation anormales, une période d'exploitation minimale est définie selon la plage de fréquence du système électrique.

Le tableau ci-dessous présente les plages de fréquence normales et anormales avec les périodes d'exploitation minimales y afférentes :

Intervalle de fréquence	Période exploitation minimale
47.5 Hz - 48.5 Hz	15 minutes en durée cumulée pendant la durée de vie de l'installation.
48.5 Hz - 49.5 Hz	5 heures en continu, 100 heures en durée cumulée pendant la durée de vie de l'installation,
49.5 Hz- 50.5 Hz	Illimitée
50.5 Hz - 51 Hz	1 heure en continu, 15 heures en durée cumulée pendant la durée de vie de l'installation.
51 Hz - 52 Hz	15 minutes, une à cinq fois par an.

Des variations de fréquence plus importantes peuvent survenir à la suite de perturbations sur le réseau de transport. Les exigences relatives au comportement des centrales de production à partir de sources d'énergies renouvelables lors de ces perturbations sont traitées dans le paragraphe II.4 et II.6.

II.2) Plages de fonctionnement en tension

Les installations du producteur doivent être conçues de manière à produire et livrer au point de raccordement, d'une manière continue, la puissance active maximale prévue, dans la plage d'exploitation normale du réseau HT ou MT de la STEG.

Pour les tensions d'exploitation anormales, une période d'exploitation minimale de l'installation est définie selon la plage de tension du système électrique.

Le tableau ci-dessous présente les plages de tension normales et anormales avec les périodes d'exploitation minimales y afférentes :

Intervalle de tension	Période exploitation minimale
0.8Un – 0.85 Un	30 minutes
0.85 Un - 0.93 Un	3 heures
0.93 Un – 1.07 Un	Illimitée
1.07 Un - 1.1 Un	1 heure
1.1 Un – 1.2 Un	15 minutes

Les spécifications relatives aux intervalles de tensions inférieures à 80% sont définies au paragraphe II.3.

II.3) Réglage de la tension

II.3.1) Fonctionnement normal

Les centrales ER raccordées sur le réseau HT ou MT doivent participer au contrôle de la tension de manière continue, dynamique et rapide. Elles doivent être munies d'un système automatique de régulation de la tension et être en mesure de fournir ou d'absorber, en régime permanent, la puissance réactive nécessaire au maintien de la tension dans les limites admissibles de fonctionnement du réseau de transport de la STEG.

La régulation de la tension dans une centrale ER peut être réalisée par l'unité de production éolienne ou onduleur elle-même ou au moyen d'autres équipements ajoutés à la centrale par le producteur (p.ex. compensateur synchrone, STATCOM, etc.). Dans tous les cas, la performance du réglage de tension fournie par une centrale ER doit être similaire à celle d'une centrale de même puissance munie d'alternateurs synchrones classiques.

En régime normal de fonctionnement du réseau de transport de la STEG, la centrale ne doit pas produire au point de raccordement des variations rapides de tension supérieures à $\pm 5\%$ de la tension nominale.

Afin de permettre au dispatching de la STEG d'effectuer un contrôle régional de la tension, les centrales ER au delà d'une certaine puissance, à définir par le dispatching, doivent être conçues et réalisées de manière à pouvoir recevoir des consignes de source externe visant à régulariser la tension du réseau.

A la demande de la STEG, une fonction supplémentaire permettant d'améliorer l'amortissement des oscillations de puissance de l'installation de production pourrait être ajoutée au régulateur automatique de tension. Le réglage de cette fonction supplémentaire doit faire l'objet d'un accord entre la STEG et le producteur.

II.3.2) Exigences lors de variation à la baisse de la tension (LVRT)

Les centrales EnR dont la puissance est supérieure à 1 MW doivent pouvoir rester en fonctionnement lors de l'apparition au point de raccordement d'un creux de tension illustré sur la Figure 1.

Pour les défauts asymétriques, la courbe s'applique à la tension la plus basse des trois phases.

Après une perturbation, les centrales EnR doivent contribuer au retour du réseau en conditions normales d'exploitation (tension et fréquence). La puissance active doit être rétablie dans un temps maximal ne dépassant pas '**1 Seconde**' après le retour de la tension à son domaine de fonctionnement normal. Pendant la reconstitution de la tension, la puissance réactive ne doit pas être inférieure à la puissance réactive avant le défaut.

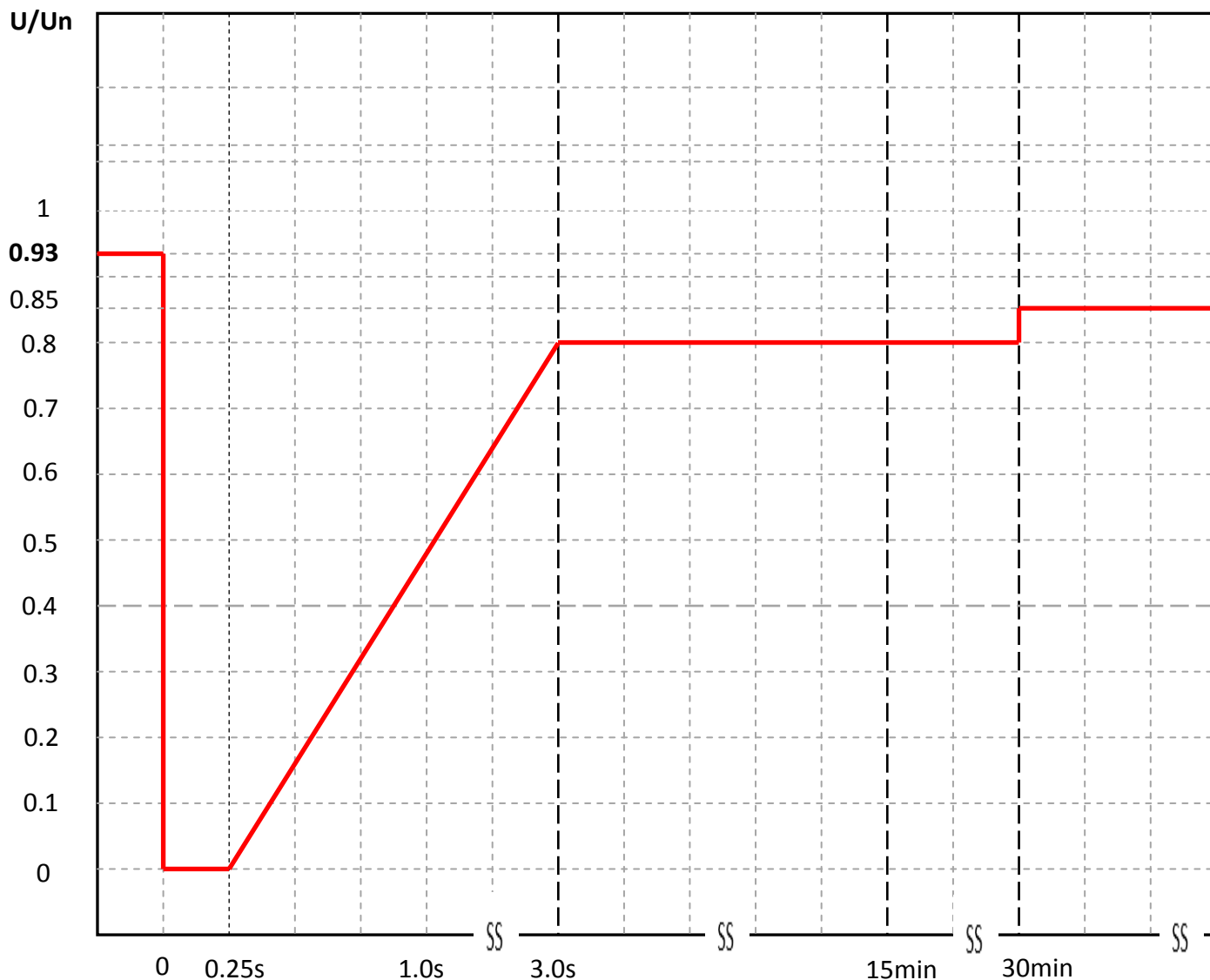


Figure 1 – Sous-tension durant laquelle les centrales EnR doivent demeurer en service

II.3.3) Exigences lors de variation à la hausse de la tension (HVRT)

Une installation à EnR n'est pas autorisée à se déconnecter en cas de surtension temporaire au point de raccordement.

Les centrales EnR doivent aussi contribuer au retour du réseau en conditions normales d'exploitation (tension et fréquence) après une perturbation comme indiqué dans le graphique ci-dessous :

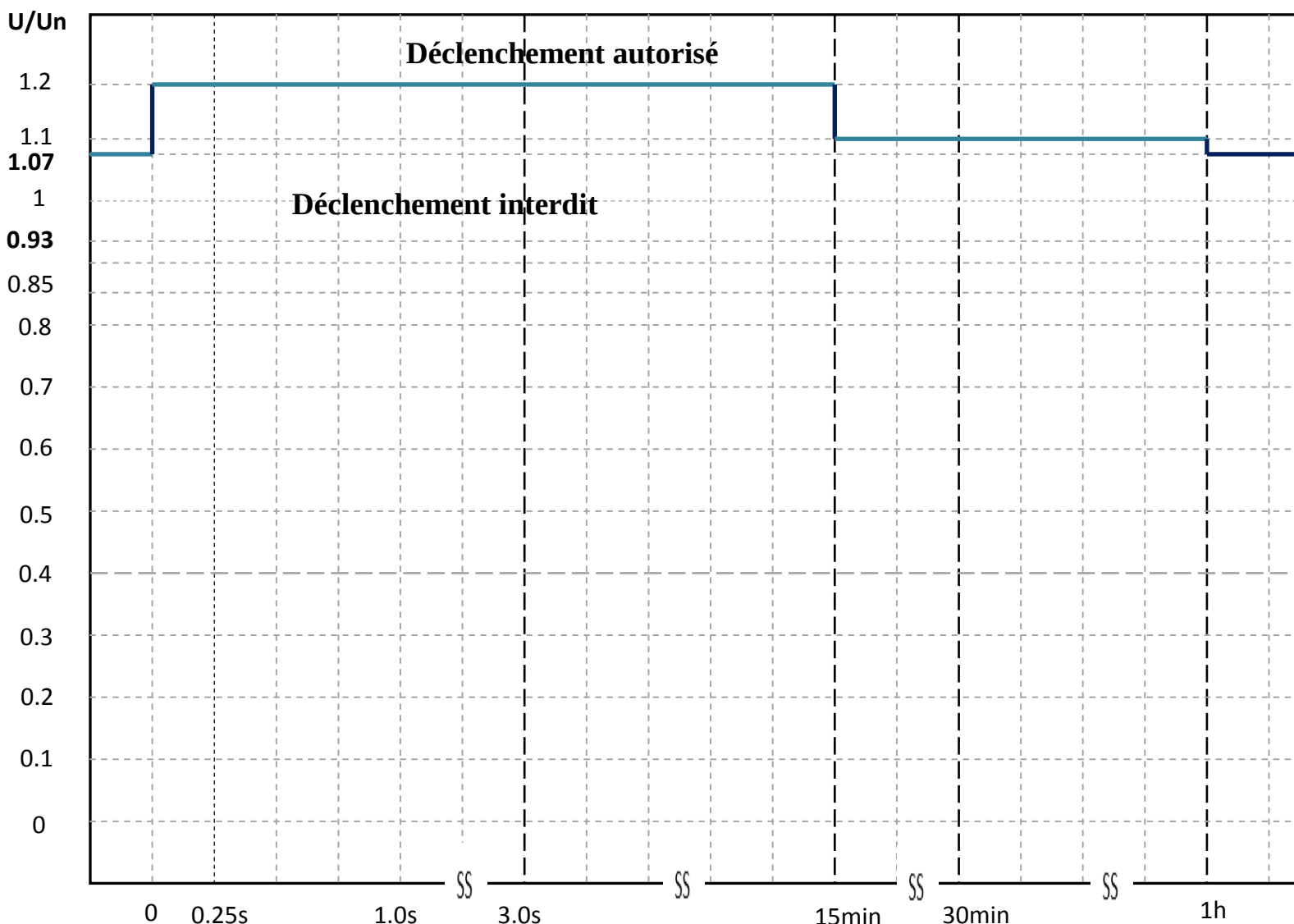


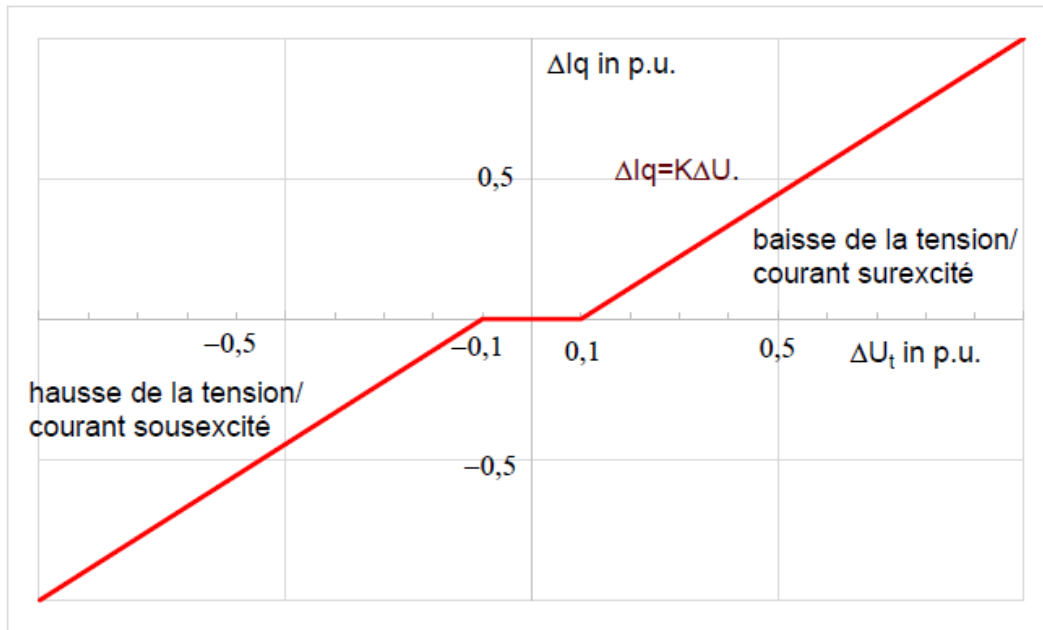
Figure 2 – Surtension durant laquelle les centrales ER doivent demeurer en service (High Voltage Ride Through)

II.3.4) Maintien du courant réactif en cas de LVRT/HVRT

Pour maintenir la tension au cours de situations de creux de tension, les génératrices à EnR doivent injecter du courant réactif supplémentaire dans le réseau à l'instar des centrales conventionnelles.

De même, pour réduire la tension aux valeurs admissibles, les génératrices à énergie renouvelable doivent absorber le courant réactif, pour les situations de surtensions.

Une caractéristique typique de maintien du courant réactif est représentée sur la figure ci-jointe :



Afin de stabiliser la tension aux bornes du réseau électrique, dans le cas des défauts symétriques et asymétriques, l'injection ou l'absorption d'un courant réactif supplémentaire par une unité de production éolienne ou un onduleur PV doit satisfaire les conditions suivantes:

- La durée de l'action d'injection ou d'absorption du courant réactif supplémentaire doit être effectuée dans un délai inférieur au temps minimal d'élimination du défaut, ce délai est fixé à 60 ms.
- La différence entre la tension avant et après les perturbations $\Delta U = \pm 10\% U_n$ ¹; U_n : est la tension nominale admissible,
- La différence entre le courant avant et après les perturbations $\Delta I_Q = K \Delta U$ ²; K est défini comme étant un facteur de proportionnalité entre le courant et la tension, il est réglable par le dispatching national et il est compris entre 0 et 10 ($0 \leq K \leq 10$).

¹ ΔU : Différence entre la tension avant la perturbation et après la perturbation au point de raccordement local (BT) de l'unité de production en p.u. (base: tension nominale de l'unité de production, coté BT).

² ΔI_Q Courant réactif additionnel au point de raccordement local (BT) de l'unité de production en p.u. (base: In - puissance active nominale P_n et tension nominale U_n de l'unité de production). Dans le cas des perturbations asymétriques, ΔI_Q représente le courant dans le système direct et ΔU_t représente la tension dans le système direct. I_Q : Courant réactif total (somme du courant réactif avant la perturbation et le courant réactif additionnel ΔI_Q). Le courant réactif total peut être limité à une valeur de 1 p.u. (base: In -puissance active nominale P_n et tension nominale U_n de l'unité de production).

- La marge de tolérance autorisée pour le courant réactif injecté ou absorbé est $\Delta I_Q = \pm 20\% I_n$; I_n : le courant nominal admissible.

II.4) Réglage de la fréquence

Les centrales éoliennes ou photovoltaïques dont la puissance nominale est supérieure à 10 MW doivent être dotées d'un système de régulation de fréquence lui permettant de participer au réglage de fréquence primaire et secondaire. Le but de ce système est d'obtenir la participation des centrales ER au réglage de la fréquence, en cas de hausse ou de baisse de fréquence, et ce, au même titre que les centrales conventionnelles.

II.5) Réglage de la tension

Les centrales éoliennes ou photovoltaïques doivent participer au contrôle de la tension du réseau de transport de manière continue, dynamique et rapide. Elles doivent être munies d'un système automatique de régulation de la tension et être en mesure de fournir ou d'absorber, en régime permanent, la puissance réactive nécessaire au maintien de la tension dans les limites admissibles de fonctionnement du réseau de transport de la STEG.

La régulation de la tension dans une centrale éolienne ou photovoltaïque peut être réalisée par l'éolienne elle-même ou au moyen d'autres équipements ajoutés à la centrale par le producteur (p.ex. compensateur synchrone, STATCOM, etc.). Dans tous les cas, la performance du réglage de tension fournie par une centrale éolienne doit être similaire à celle d'une centrale de même puissance munie d'alternateurs synchrones classiques.

En régime normal de fonctionnement du réseau de transport de la STEG, une centrale éolienne ou photovoltaïque ne doit pas produire au point de raccordement des variations rapides de tension supérieures à $\pm 5\%$ de la tension nominale.

Afin de permettre au dispatching de la STEG d'effectuer un contrôle régional de la tension, les centrales éoliennes ou photovoltaïques au delà d'une certaine puissance, à définir par la STEG, doivent être conçues et réalisées de manière à pouvoir recevoir des consignes de source externe visant à régulariser la tension du réseau.

A la demande de la STEG, une fonction supplémentaire permettant d'améliorer l'amortissement des oscillations de puissance de l'installation de production pourra être ajoutée au régulateur automatique de tension. Le réglage de cette fonction supplémentaire doit faire l'objet d'un accord entre la STEG et le producteur.

II.6) Exigences relatives à la puissance active produite

Les unités de production utilisant des sources d'énergie renouvelables doivent être contrôlables en termes de puissance active et ce, afin de lutter contre un risque sur le réseau ou une perturbation de l'équilibre du système.

En régime normal de fonctionnement, une centrale éolienne ou photovoltaïque doit pouvoir :

- Ajuster la vitesse d'augmentation / de diminution linéaire de la puissance active produite à la valeur imposée par le centre de contrôle de la STEG (MW/minute),
- Diminuer, sur ordre du centre de contrôle de la STEG, la puissance active produite jusqu'à la valeur exigée (y compris jusqu'à la déconnexion), en respectant la vitesse de variation (charge/décharge) établie. La vitesse de variation de la puissance doit être respectée tant dans le cas de la variation naturelle de la puissance (l'intensification de la vitesse du vent ou du rayonnement solaire) que dans le cas des variations de consigne de puissance. Ces dispositions ne se réfèrent pas aux arrêts intempestifs.

La valeur de la vitesse de variation de la puissance doit pouvoir être réglée dans un intervalle compris entre 10% de la puissance installée par minute et la vitesse maximale admise indiquée par le fabricant.

Si une centrale éolienne déclenche en raison du dépassement de la vitesse limite du vent pour laquelle elle a été conçue, elle doit pouvoir se reconnecter automatiquement quand cette vitesse revient à des valeurs normales de fonctionnement.

II.7) Exigences relatives à la fourniture/absorption de la puissance réactive

Toute installation de production éolienne ou photovoltaïque raccordée au réseau HT de la STEG doit être en mesure, dans toute la plage de tension admissible en régime permanent ($93\%U_n < U < 107\%U_n$), de fournir et d'absorber la puissance réactive correspondant à un facteur de puissance surexcité et sous-excité égal ou inférieur à 0,95 au point de raccordement de la centrale éolienne ou photovoltaïque.

Dans le cas d'une tension supérieure à $107\%U_n$ ou inférieure à $93\%U_n$ les limites de la puissance réactive peut être réduite d'après la Figure 3.

Dans le cas d'une production inférieure à la puissance nominale mais supérieur à 20% de la puissance nominale, les limites de la puissance réactive sont réduites en proportion de la puissance active (voir Figure 6).

Dans le cas de $P < 5\%$ de la puissance nominale, aucune exigence de fourniture de puissance réactive est demandée.

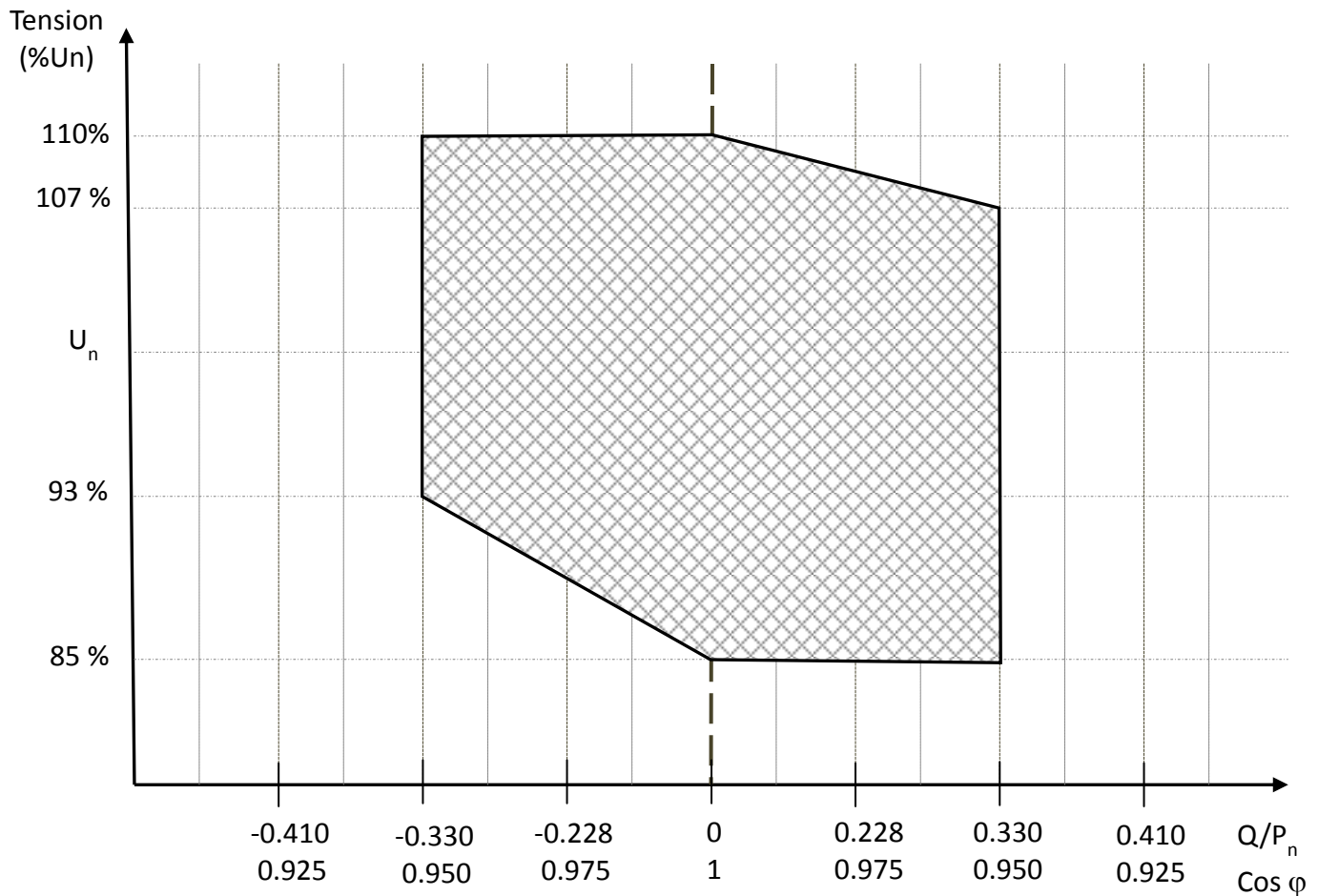


Figure 3 -Les limites de la plage de puissance réactive en fonction de la tension ($P=P_n$) au point de raccordement pour les centrales EnR avec point de raccordement HT

La fourniture/absorption de puissance réactive pour toute installation de production éolienne ou photovoltaïque raccordée au réseau MT de la STEG est définie par la Figure 4.

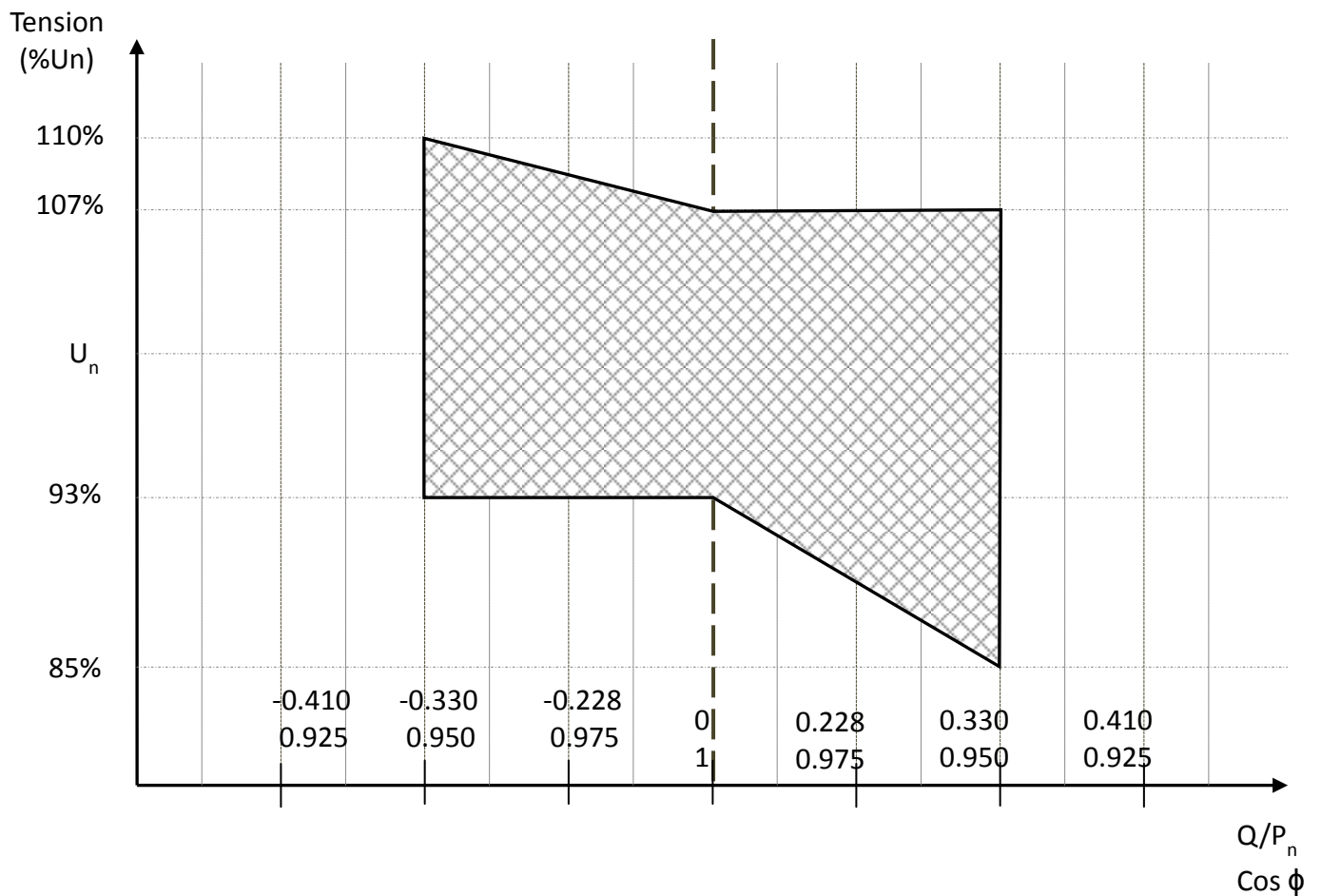


Figure4- Les limites de la plage de puissance réactive en fonction de la tension ($P=P_n$) au point de raccordement pour les centrales EnR avec point de raccordement MT

Les exigences relatives aux limites de fourniture/absorption de la puissance réactive en fonction de la puissance active ($U=U_n$) pour les centrales éoliennes ou photovoltaïque raccordées sur le réseau HT ou MT de la STEG sont définies dans la figure 5.

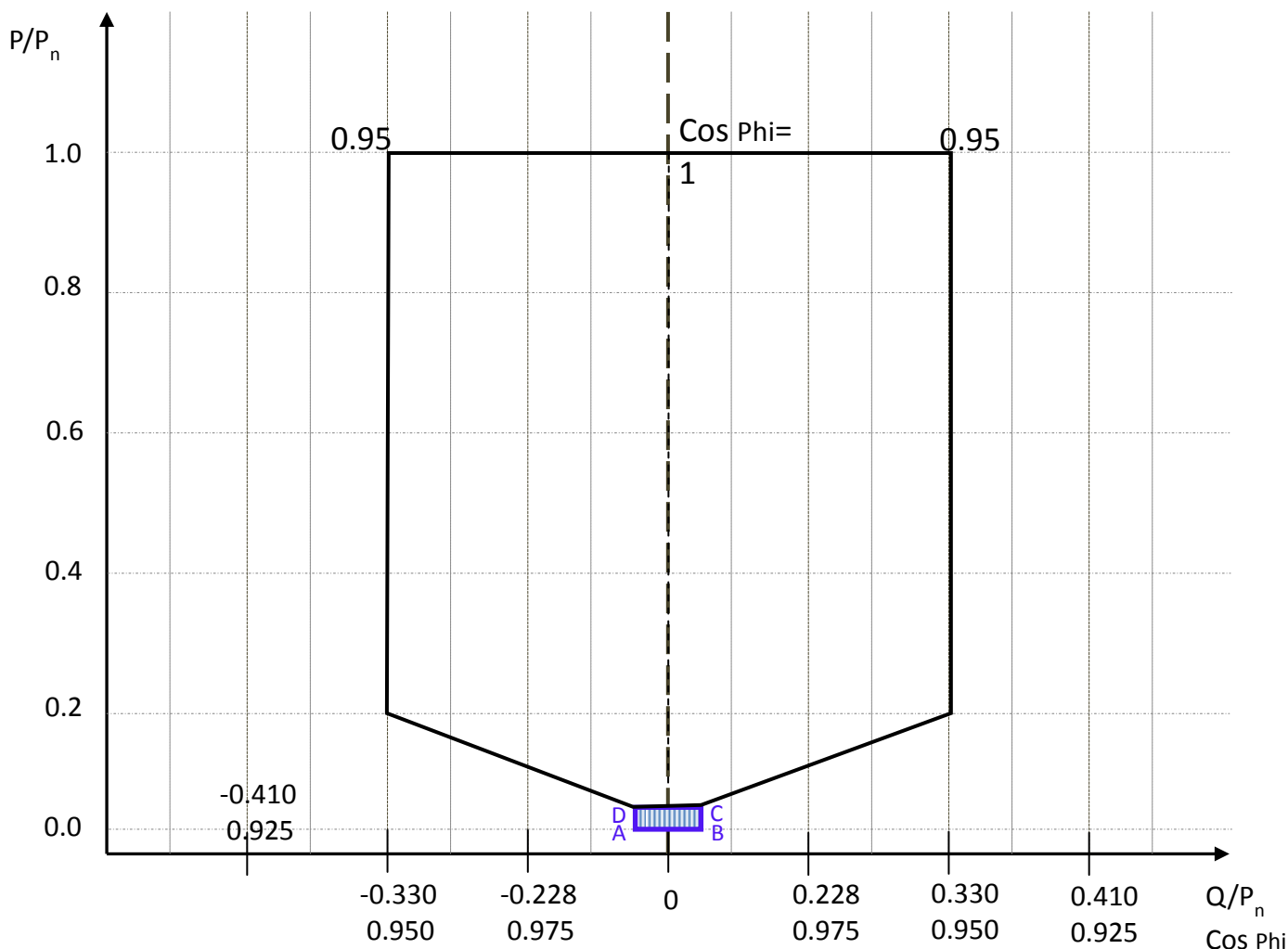


Figure 5- Les limites de la plage de puissance réactive en fonction de la puissance active ($U=U_n$) au point de raccordement pour les centrales ER avec point de raccordement HT ou MT

Aucun élément des installations du producteur (p.ex., câbles, limiteurs d'excitation) ne doit limiter la puissance réactive disponible au *point de raccordement*.

L'impossibilité de se conformer aux exigences de puissance réactive peut avoir comme conséquence une restriction de la production de puissance active afin de répondre à cette exigence.

La puissance réactive fournie doit être déterminée conformément à la situation d'exploitation du réseau. La détermination doit se rapporter à l'une des trois possibilités suivantes:

- Facteur de puissance ($\cos \varphi$)
- Valeur de la puissance réactive (Q en MVAR)
- Valeur de tension (U en kV)

La détermination peut être effectuée au moyen de:

- Un accord sur une valeur ou, lorsque cela est possible, un planning.
- Une caractéristique qui dépend de point de fonctionnement du générateur

- valeur cible spécifiée en temps réel

Pour cette dernière, le point de fonctionnement en puissance réactive au point de raccordement est réalisé après une minute.

II.8) Exigences relatives aux systèmes de protection

Les présentes dispositions s'appliquent à toute installation éolienne ou photovoltaïque raccordée au réseau haute ou moyenne tension.

II.8.1) Equipements de protection

L'installation doit être munie d'un disjoncteur ayant un pouvoir de coupure suffisant pour isoler la zone en défaut située dans l'installation (défauts internes au producteur) ou sur le réseau (défauts externes au producteur) et quelle que soit la nature du défaut. Un organe de coupure cadenassable, visible et accessible à tout moment par les agents habilités par le distributeur(STEG) doit être installé au point de raccordement. L'installation doit rester en fonctionnement lorsqu'un court circuit se produit sur le réseau d'une durée maximale définie par le plan de protection du réseau. Les protections doivent être rapides et fiables pour tout type de défaut à l'intérieur de l'installation afin de réduire la durée des perturbations ressenties le réseau

La liaison entre l'installation et le réseau doit comporter à chaque extrémité un dispositif permettant en cas de défaut d'assurer, de façon fiable, la coupure en charge.

Le producteur a la responsabilité de protéger correctement ses équipements. Ses protections doivent être rapides et fiables pour tout type de défaut à l'intérieur de ses installations. Ces protections doivent être soumises à la STEG pour approbation.

II.8.2) Protection de découplage

Les caractéristiques de la protection de découplage dépendent d'une part des caractéristiques du réseau d'alimentation et d'autre part de celle des équipements de l'installation. Le rôle de cette protection est de découpler l'installation de production du réseau d'alimentation en cas de défaut sur le réseau.

La protection de découplage à installer chez l'installation a pour mission, en cas de défaut sur le réseau de faire en sorte que l'installation se découple très rapidement afin de ne pas réalimenter le défaut sur le réseau (problème de sécurité des tiers) et de permettre aux automatismes du réseau d'assurer leur fonction.

La protection de découplage doit pouvoir déceler les protections suivantes :

a) Protection de tension

La protection de tension comprend une fonction de sous-tension et une fonction de surtension. Cette protection doit être suffisamment sélective pour éviter le déclenchement indésirable d'installations en cas de perturbations.

Ainsi, la protection de tension doit respecter les exigences de la section II.3 Les durées indiquées dans cette section fixent les temporisations minimales que doit respecter la protection de tension.

La protection de tension doit être coordonnée avec les autres protections en place et initier le déclenchement de la centrale, lorsque requis, pour éviter son exploitation dans des conditions de tension inacceptables.

b) Protection de fréquence

La protection de fréquence comprend une fonction de sous-fréquence et une fonction de sur-fréquence. Cette protection doit être réglée à des valeurs de seuils et de temporisations suffisamment sélectives pour éviter le déclenchement indésirable d'installations en cas de perturbations. Le réglage de ces protections ne doit en aucun cas interférer avec les moyens mis en œuvre par le dispatching national pour rétablir la fréquence du réseau après une perturbation.

Les protections de fréquence doivent respecter les exigences de la section III.2.

La protection de fréquence doit être coordonnée avec les autres protections en place et initier le déclenchement de la centrale, lorsque requis, pour éviter son exploitation dans des conditions de fréquence inacceptables.

c) Protection de courant

Un relais à maximum de courant homopolaire doit être installé.

II.8.3 Sélectivité

Les centrales ER raccordées au réseau doivent demeurer en service sans déclenchement aussi longtemps que possible en cas de perturbations sur le réseau.

Les systèmes de protection des installations du producteur doivent être suffisamment sélectifs pour éviter des déclenchements indésirables lors de telles perturbations sur le réseau. Ainsi, aucune protection ne doit occasionner le déclenchement d'installations, directement ou indirectement, pour les variations de tension de courant ou de fréquence.

II.9) Système de comptage

La mesure de l'énergie injectée par le Producteur sur le réseau de la STEG sera effectuée au moyen de compteurs électroniques télé-relevables qui sont la propriété du producteur. La STEG pourrait procéder à leur vérification aussi souvent qu'elle le jugera nécessaire.

Les compteurs suivants doivent être installés :

- un compteur de l'énergie produite par l'installation, est fourni, installé et entretenu par le producteur à ses frais.
- Pour les postes de transformation à comptage MT : Deux compteurs de l'énergie livrée à la STEG sont fournis et installés par le producteur à ses frais au point d'injection. Les deux compteurs doivent afficher 4 quadrants (actif/ réactif, import/ export) conformes aux normes de la commission électrotechnique internationale ou aux normes tunisiennes en vigueur de classe de précision 0,2S en actif et 2 en réactif. Un des compteurs est référencé en tant que compteur principal et l'autre en compteur redondant, ils seront consignés dans un procès verbal signé par la STEG et le producteur.
- Pour les postes de transformation à comptage BT : Un compteur de l'énergie livrée à la STEG sera fourni et installé par le producteur à ses frais au point d'injection. Le compteur doit afficher 4 quadrants (actif/ réactif, import/ export) conforme aux normes de la commission électrotechnique internationale ou aux normes tunisiennes en vigueur de classe de précision 1 en actif et 2 en réactif.

Les compteurs d'énergie livrée doivent être télé-relevables via un protocole de communication approuvé par la STEG (ligne téléphonique fixe, GSM, fibre optique, etc...)

Les réducteurs de mesure (transformateurs de courant et transformateurs de tension) des énergies produites et fournies sont fournis par le producteur. Ils doivent être de classe de précision 0,5.

Les systèmes de comptage (transformateurs de courant, transformateurs de tension, compteurs, etc...) des énergies produites et fournies (livrées) doivent être approuvés par la STEG. Les compteurs seront soumis au contrôle métrologique légal conformément à la législation et à la réglementation en vigueur.

La STEG choisit la tension de référence à laquelle se fait le comptage. L'emplacement proposé par le producteur pour l'installation de ses compteurs doit faire l'objet d'une acceptation par la STEG. Les compteurs ne peuvent pas être installés dans un poste de la STEG ou sur le réseau de la STEG.

Pour les besoins de la facturation, la STEG dispose de deux compteurs au niveau du producteur; un compteur principal et un compteur redondant auxquels

le producteur et la STEG auront accès. La STEG aura accès, en tout temps, directement et immédiatement au poste de livraison et aux compteurs de mesure pour relever les deux composantes actives et réactives en puissance et ne énergie.

Les modalités de facturation seront effectuées selon le tarif et le système de facturation en vigueur.

II.10) Qualité de l'onde

Les exigences suivantes visent à limiter les perturbations de l'onde électrique produite par les installations du producteur, de façon à ne pas compromettre la qualité de l'alimentation électrique fournie aux clients raccordés au réseau de la STEG.

Les installations du producteur doivent être conçues et exploitées de façon à respecter les limites y afférentes. Ces limites ont trait aux perturbations suivantes: Flicker (papillotement) et fluctuation de tension, Harmoniques de tension, Interférence de téléphone, Interférence de télécommunication.

Afin de s'assurer que les installations du producteur respectent les limites d'émission permises sous toutes les conditions d'exploitation envisageables, la STEG se réserve le droit d'exiger au producteur de procéder à des essais ou mesures effectués par une tierce partie agréée avant la signature du contrat de mise en service de l'installation.

II.10.1) Harmoniques

Concernant les harmoniques, les opérateurs de réseau doivent en règle générale se conformer aux limites de tension harmonique à tous les nœuds de leur réseau (niveaux de compatibilité). L'attribution de limites de distorsion de la tension harmonique pour chaque site et chaque application de raccordement doit prendre en compte toutes les génératrices existantes et toutes les charges ainsi que toute génératrice ou charge qui pourrait être reliée au réseau à l'avenir.

Pour ce faire, la définition des limites de distorsion harmonique doit faire l'objet d'une étude spécifique tel que décrite par le texte de la norme CEI/TR 61000-3-6 version 2008.

II.10.2) Papillotement (Flicker)

Dans les conditions habituelles d'exploitation, le niveau de papillotement lié aux variations rapides de la tension doit être inférieur à l'indice de papillotement de longue durée $P_{IT} = 0.6$ pendant 95% du temps sur une période de mesure d'une semaine.

Cette valeur cible correspond à la limite de planification en haute tension telle que définie dans la norme CEI/TR 61000-3-7 version 1996 pour des fins de coordination des niveaux de perturbation entre les réseaux.

Le Flicker ou papillotement causé par l'installation à EnR au point de raccordement ne doit pas dépasser les limites autorisées :

$$P_{IT} \leq E_{PIT}$$

$$P_{st} \leq E_{Pst}$$

Où :

$E_{Pst} = 0,3 \div 0,35$ Calculé comme moyenne pondérée de la contribution du Flicker pendant dix minutes.

$E_{PIT} = 0,3 \div 0,35$ Calculé comme moyenne pondérée de la contribution du Flicker pendant deux heures.

P_{st} : Indice de papillotement évalué sur des intervalles d'intégration de 10 minutes.

E_{Pst} : Limite d'émission de papillotement pour l'indice P_{st} permise à l'installation du producteur.

P_{It} : Indice de papillotement évalué sur des intervalles d'intégration de 2 heures.

E_{PIt} : Limite d'émission de papillotement pour l'indice P_{It} permise à l'installation du producteur.

II.10.3) Déséquilibre de tension

Les installations du producteur, ses alternateurs synchrones ou ses génératrices asynchrones, doivent être conçues de manière à supporter, sans déclenchement, des déséquilibres de tension pouvant atteindre 2% (le rapport de la composante inverse sur la composante directe, V_i/V_d) en régime permanent sur le réseau de la STEG et des déséquilibres de tension en cas de défaut.

II.10.4) Composante continue

Les caractéristiques des onduleurs des installations photovoltaïques à raccorder sur le réseau haute ou moyenne tension doivent être conformes à la norme DIN VDE 126-1 en vigueur ou une norme équivalente.

II.10.5) Interférence de téléphone

Le facteur de forme harmonique téléphonique THFF (Telephon Harmonic Form Factor) est défini comme :

$$THFF = \sqrt{\sum (V_n \cdot F_n / V_1)^2}$$

$$F_n = P_n \cdot n \cdot f_n / 800$$

Où :

P_n est l'interférence relative à la fréquence f_n dans un circuit de télécommunication comme déterminé à partir d'un facteur pondéral psophométrique selon le CCITT (directive en matière de la protection des lignes de télécommunication contre des effets nocifs sur les lignes électriques, CCITT 1978).

La valeur de THFF n'excèdera pas 1,0 % au point de raccordement.

II.10.6) Interférence de télécommunication

L'interférence de télécommunication produite par le parc éolien ne doit pas dépasser 35 db (0db = 0.775 V) dans la plage de fréquence de (40...500) kHz, mesurée sur un accouplement conventionnel de PLC (Power Line Carrier) au point de raccordement.

La largeur de bande de fréquence mesurée sera d'au moins 2 kHz.

II.10.7) Exigences additionnelles en matière de qualité de l'onde électrique

Compte tenu des diverses particularités des équipements de production d'électricité et de l'évolution des technologies utilisées, la STEG pourrait, au besoin, spécifier des exigences additionnelles en matière de qualité de l'onde électrique que devront respecter les installations du producteur pour préserver une qualité de service adéquate. Ces exigences additionnelles pourront être définies en fonction du type de production, du mode de raccordement ou des caractéristiques du réseau auquel les installations du producteur sont raccordées.

II.11) Télécommunication

Le producteur (dont la puissance installée de son installation est supérieure à 100kW et le poste de transformation est à comptage MT) doit installer des équipements de télécommunication adéquats pour fournir en temps réel au centre de conduite du réseau, notamment les informations suivantes : les puissances active et réactive, la fréquence, la tension et la position de disjoncteur de couplage au réseau. Ces équipements doivent être soumis à la STEG pour avis préalable et répondre à la réglementation en vigueur en la matière.

Le producteur doit préserver l'espace adéquat et sécuritaire pour l'installation des dits équipements de télécommunication qui sont interfaçables avec le système de protection.

III) Régulation de fréquence

III.1) Réponse inertielle

Les centrales éoliennes dont la puissance installée est supérieure à 10MW doivent être dotées d'un système de réponse inertielle qui fait varier la puissance active de manière dynamique et rapide d'un minimum d'environ 5% de la puissance disponible pendant 10 s au moment d'une excursion importante et temporaire de la fréquence du réseau.

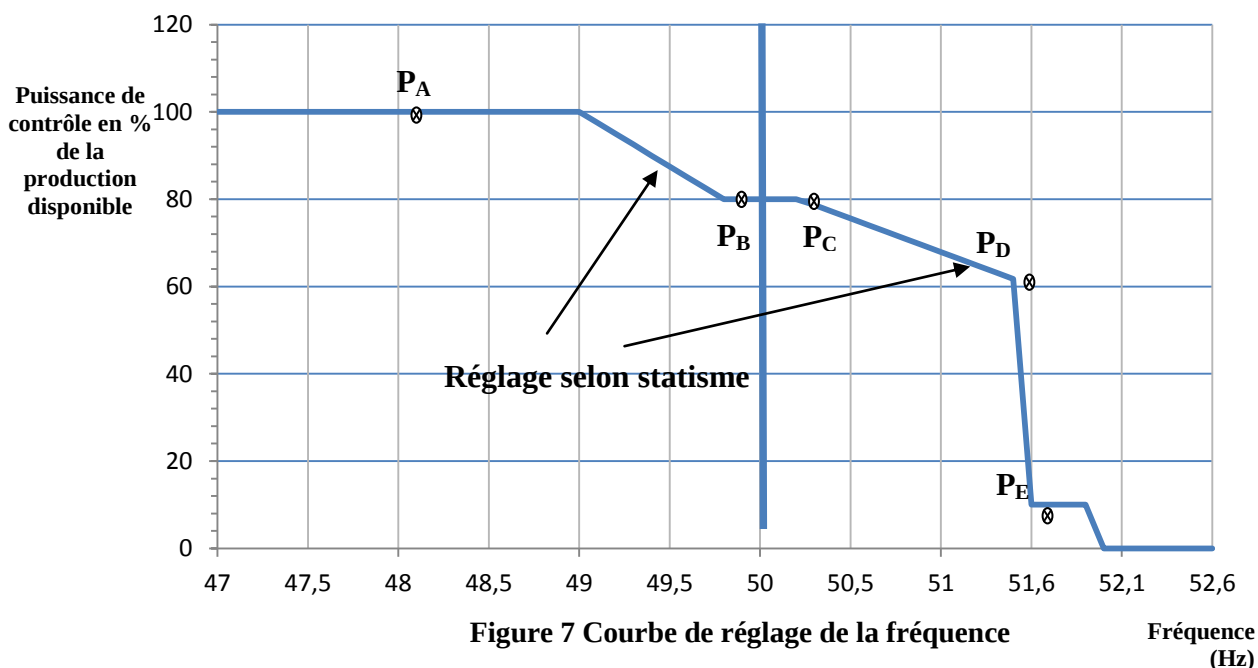
Ceci est dans le but de contribuer à l'inertie du système à l'instar des moyens conventionnels pour ralentir les déviations de la fréquence.

Le système de réponse inertielle doit être doté d'un système d'activation qui sera activé à la demande du dispatching.

III.2) Réglage primaire de la fréquence

Toute centrale EnR dont la puissance installée est supérieure à 10MW doit être dotée d'un système de réglage primaire de la fréquence.

Dans des cas particuliers le Dispatching a le droit de donner l'ordre au producteur à base d'énergie renouvelable de contribuer au réglage de la fréquence selon la Figure 7.



Avec P_A , P_B , P_C , P_D et P_E sont des valeurs proportionnelles (en %) de la production disponible à chaque instant.

La plage de statisme varie entre 2% et 10% il sera pris par défaut 4%. Le Dispatching peut demander au producteur de changer la valeur de statisme selon les besoins.

- Les valeurs par défaut des paramètres de puissance P_A , P_B , P_C , P_D , P_E , et de fréquences correspondantes F_A , F_B , F_C , F_D et F_E seront fixés avant la mise en service de l'installation d'au moins 4 mois. Les plages de ces paramètres sont indiquées dans le tableau 2. La plage F_B - F_C représente la bande morte du système de contrôle de la fréquence.
- Les paramètres P_A , P_B , P_C , P_D , P_E , F_A , F_B , F_C , F_D et F_E peuvent être modifiés par le Dispatching selon le besoin pour la sécurité du système.
- Le système de contrôle de la fréquence des installations de production renouvelable doivent fournir 100% de sa réponse en puissance attendue dans les 15 secondes après le début de la variation de la fréquence en dehors de la plage de la bande morte F_B - F_C .
- Les instructions du Dispatching concernant les modifications des paramètres et la participation au réglage de la fréquence doivent être mises en application dans la minute par les producteurs.

Plage de fréquence		Plage de la proportion de la puissance disponible (en%)	
F_A	47.0-49.5	P_A	90%-100%
F_B	49.8-50	P_B	50%-100%
F_C	50-50.2	P_C	50%-100%
F_D	50.2-51.5	P_D	15%-100%
F_E	51-52	P_E	0%

Tableau 2: Plages en réglage de la fréquence

IV) Exploitation des installations

IV.1) Les consignes d'exploitation et de sécurité

Avant la mise en exploitation de la liaison, la STEG arrête les consignes d'exploitation et de sécurité. Le producteur doit viser les dispositions suivantes :

- 1) la procédure de raccordement de l'installation comprenant les actions à entreprendre et les manœuvres à effectuer en cas de réseau séparé et pendant le couplage.

- 2) la définition des différents types d'incidents, les domaines d'intervention de la STEG et du producteur et les manœuvres interdites. En cas d'incident, la STEG est considérée comme décideur principal pour les actions à entreprendre pour rétablir la situation normale d'exploitation du réseau.

IV.2) Régimes de l'exploitation

a) L'exploitation en régime normal

En régime normal la liaison doit être fermée de manière permanente. Elle n'est ouverte que sur action automatique des organes de protection ou pour des interventions programmées. Toute anomalie constatée pouvant en affecter le fonctionnement doit être communiquée à la STEG. L'exploitation de la liaison est assurée par la STEG.

b) L'exploitation en régime spécial : les travaux sous tension

En cas d'intervention de la STEG pour des travaux sous tension, la STEG découple l'installation du réseau, et ce, afin de limiter les conséquences d'un éventuel incident et d'éviter la remise sous tension automatique ou volontaire après un déclenchement par des organes de protection. Cette intervention fera l'objet d'un préavis écrit de 24h sauf en cas de contraintes d'exploitation.

c) Les interventions programmées

Toute intervention programmée par la STEG sur la liaison ou par le producteur sur l'installation devra faire l'objet d'un échange de messages écrits 24 h à l'avance.

d) La coordination des programmes d'entretien

Un planning d'entretien des installations est arrêté d'un commun accord entre le producteur et la STEG.

e) Les arrêts fortuits

En cas d'incident imposant l'arrêt de la fourniture d'énergie électrique, la partie sinistrée doit informer l'autre partie de la cause et de la durée probable de l'arrêt dans les meilleurs délais et au maximum dans les deux heures qui suivent l'incident. La STEG peut mettre hors service la liaison en cas de nécessité.

IV.3) La sécurité des équipes opération sur la liaison

Les travaux d'entretien et de dépannage sont exécutés suivant les instructions permanentes de sécurité en vigueur (consignes d'exploitation, carnet de prescriptions au personnel, ...)

Quant aux interventions dans le poste de transformation de l'installation. Le producteur doit informer la STEG par les moyens de communication adéquats, pour avis et accord préalable, des opérations qu'il compte réaliser à l'intérieur du poste de transformation en précisant :

- la nature des opérations,
- la date et l'heure proposée du début des opérations, avec indication de la durée,
- les manœuvres à effectuer,
- le nom du responsable des opérations.

Le poste de transformation doit être à tout moment accessible aux agents de la STEG pour contrôle et vérification.

V) Informations nécessaires pour l'exploitation

Le Dispatching National requiert en temps réel des informations en provenance de chaque centrale pour lui permettre d'exploiter efficacement le réseau. Ces informations doivent être fournies sous une forme compatible avec les équipements du Dispatching. Les informations requises en temps réel pour toutes les installations de production dont la puissance est supérieure à 1MW, qui varient selon la puissance de la centrale, sont précisées dans le tableau ci dessous.

Informations requises		Intervalle de mise à jour
MW, MVAR, kV, A, la vitesse et la direction des vents, température, pression atmosphérique, Irradiation, au(x) point(s) de raccordement	Télémessure (TM)	Temps réel
Disjoncteur de raccordement	Télésignalisation (Etat)	Temps réel
La capacité disponible d'une centrale ER	(MW)	Journalier
La prévision du vent/irradiation et La prévision résultante de la puissance électrique injectée à partir des centrales éoliennes/photovoltaïques	(MW)	Journalier
La mise à jour des prévisions du vent/irradiation et les prévisions résultantes des puissances électriques injectées à partir des centrales éoliennes/photovoltaïques (*)	(MW)	Horaire

Informations nécessaires pour l'exploitation

La liste des informations listées ci-dessus est donnée à titre indicatif.

(*) Uniquement pour les centrales dont la puissance installée est supérieure à 10 MW.

VI) Maintenance des installations

Le producteur doit fournir dans ses installations tous les capteurs nécessaires pour transmettre les informations requises à la STEG.

Le producteur doit indiquer à la STEG les intervalles de temps pour l'inspection et la maintenance du matériel fourni pour éviter toute détérioration en cours de fonctionnement.

La maintenance comprend toutes les activités effectuées par le Producteur durant toute la vie de la centrale à savoir :

- Les visites systématiques.
- Les visites exceptionnelles.
- L'inspection des équipements après les réparations.

VII) Dispositions Générales

VII.1) Conformité de l'installation et réception technique

Afin de se conformer aux exigences techniques énoncées dans le chapitre II du présent document, une procédure de conformité doit être respectée. Elle est effectuée en deux étapes :

- Le producteur doit transmettre à la STEG avant la mise en service de son installation, les certificats de conformité des équipements de son installation qui démontrent qu'elle satisfait aux exigences énoncées dans le présent document,
- Lors de la mise en service de son installation, le producteur doit procéder aux vérifications nécessaires, selon un programme d'essais, afin de valider les performances annoncées de son installation pour se conformer aux exigences techniques énoncées dans le présent document.

Le programme d'essais porte notamment sur les aspects suivants :

- La régulation de tension primaire,

- Le comportement de l'installation en creux de tension et en surtension,
- La régulation primaire de fréquence,
- La régulation de tension secondaire,
- Le facteur de puissance,
- Les taux maximaux de rampe,
- La qualité de l'onde.

La consistance de chacun des essais cités ci-dessus fera l'objet d'une fiche spécifique énonçant le but, l'exigence à vérifier, la description de l'essai ainsi que les résultats à enregistrer.

La STEG devra obligatoirement assister à la réalisation de ces essais.

VII.2) Respect des exigences du cahier des charges

En cas de non respect des prescriptions du présent cahier des exigences techniques, la STEG peut mettre la liaison hors service avec préavis de 24 heures, et ce, jusqu'à la mise en place par le producteur des actions correctives nécessaires.

VII.3) Responsabilité

Les exigences techniques énoncées dans ce cahier des charges revêtent un caractère obligatoire à l'égard des producteurs d'électricité à partir des énergies renouvelables, avant et après le raccordement de leurs installations au réseau électrique.

Aucune installation ne sera raccordée au réseau électrique si elle n'est pas en conformité avec les prescriptions de ce code.

Le producteur est responsable et garant de la validité des données qu'il communique à la STEG et/ou au Dispatching National.

Il a le devoir de les alerter à propos de tout dysfonctionnement, toute anomalie risquant d'affecter le fonctionnement normal du système ainsi que l'efficacité, la fiabilité et la sécurité du réseau.

Il doit s'abstenir de tout comportement pouvant nuire au réseau électrique, altérer le système de comptage équipant son installation, ou qui est constitutif d'entrave à l'accès de la STEG aux compteurs à des fins de vérification et de contrôle.