



REPOBLIKAN'I MADAGASIKARA
Fitavana - Tanindrazana - Fandrosoana

GRID CODE MALAGASY

CODE de Réseau de TRANSPORT d'Énergie Électrique à Madagascar

**Règlements Techniques
Planification - Raccordement - Exploitation**

Table des matières

LISTE DES FIGURES	IV
LISTE DES TABLEAUX.....	V
ACRONYMES	VI
GLOSSAIRE	1
I. CODE DE PLANIFICATION	13
I.1 OBJET	13
I.2 DOMAINE D'APPLICATION.....	13
I.3 TEXTES LÉGISLATIFS, RÉGLEMENTAIRES.....	13
I.4 PROCEDURES DE PLANIFICATION DU SYSTEME ELECTRIQUE	13
I.4.1 Planification de la demande	13
I.4.2 Plan de développement en moyens de production	14
I.4.3 Plan de Développement du réseau de Transport.....	16
I.5 PROCESSUS DE PLANIFICATION DU SYSTEME ELECTRIQUE	17
I.5.1 Responsabilité	17
I.5.2 Processus de Planification	18
I.6 ETUDES DE PLANIFICATION DU RESEAU DE TRANSPORT	18
I.6.1 Fonctionnement en régime statique	19
I.6.2 Courants de court-circuit.....	19
I.6.3 Etudes de stabilité transitoire	19
I.7 CRITÈRES DE PLANIFICATION.....	20
I.7.1 Situation N	20
I.7.2 Situation N-1	20
I.8 DONNEES DE PLANIFICATION DU RESEAU DE TRANSPORT	20
I.8.1 Données standard de Planification du réseau de Transport	20
I.8.2 Données détaillées du réseau de Transport	20
II. CODE DE RACCORDEMENT	21
II.1 OBJET	21
II.2 DOMAINE D'APPLICATION.....	21
II.3 TEXTES LEGISLATIFS, REGLEMENTAIRES ET NORMATIFS	22

II.4	PROCEDURES DE RACCORDEMENT	22
II.4.1	Etudes à réaliser	22
II.4.2	Etendue des études	23
II.4.3	Processus de raccordement	26
II.5	EXIGENCES CONSTRUCTIVES DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION	26
II.5.1	Plages de fonctionnement en Fréquence et en tension	26
II.5.2	Exigences constructives pour les installations de production en cas de fonctionnement normal	28
II.6	MODIFICATION DE L'INSTALLATION	44
II.7	DEMONSTRATION DE LA CONFORMITE AUX EXIGENCES TECHNIQUES DE RACCORDEMENT	44
II.8	PROCESSUS DE CONFORMITÉ	44
II.8.1	Phase 1 : Soumission des données de Planification	44
II.8.2	Phase 2: Etude de conformité	44
II.8.3	Phase 3: Tests de conformité	45
II.8.4	Rapport des études de conformité	46
II.9	EXIGENCES TECHNIQUES POUR LES INSTALLATIONS DES CONSOMMATEURS	46
II.9.1	Marges admissibles de fonctionnement du réseau de Transport au Point de Raccordement du consommateur	46
II.9.2	Point de raccordement	47
II.9.3	Circuits de raccordement	47
II.9.4	Prescriptions techniques de fonctionnement	48
III.	CODE D'EXPLOITATION	49
III.1	OBJET	49
III.2	CHAMP D'APPLICATION	49
III.3	RÈGLES D'EXPLOITATION	49
III.4	PROCÉDURES D'EXPLOITATION	50
III.4.1	Instructions du Dispatching	50
III.4.2	Programmation des puissances et de l'énergie	50
III.4.3	Programmation de la conduite et conduite en temps réel	52
III.4.4	Participation de la centrale aux Services Systèmes	53
III.5	RÔLES DES UTILISATEURS	54
III.5.1	Rôle du Dispatching	54
III.5.2	Rôle du Gestionnaire de Réseau	54
III.5.3	Rôle du Producteur	55
III.5.4	Rôle des consommateurs	55

ANNEXES	I
ANNEXE 1. DONNÉES STANDARD DE PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT	I
ANNEXE 2. DONNÉES DÉTAILLÉES DE PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT	III
ANNEXE 3. DONNÉES DES ÉTUDES DE RACCORDEMENT	VI
ANNEXE 4. DONNÉES DES ÉTUDES DE CONFORMITÉS	VII

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1.- PROCESSUS DE PLANIFICATION DE LA DEMANDE	14
FIGURE 2.- PROCESSUS DE PLANIFICATION A LONG TERME DES MOYENS DE PRODUCTION	15
FIGURE 3.- PROCESSUS DE PLANIFICATION A MOYEN TERME DES MOYENS DE PRODUCTION	16
FIGURE 4.- PROCESSUS DE PLANIFICATION DU RESEAU DE TRANSPORT	16
FIGURE 5.- PROCESSUS DE PLANIFICATION DU SYSTEME ELECTRIQUE.....	18
FIGURE 6.- EXIGENCES EN CAPACITE REACTIVE DES INSTALLATIONS SYNCHRONES (TENSION A 1 PER UNIT AU POINT DE RACCORDEMENT).....	29
FIGURE 7.- EXIGENCES EN CAPACITE REACTIVE DES INSTALLATIONS NON-SYNCHRONES (TENSION A 1 PER UNIT AU POINT DE RACCORDEMENT).....	31
FIGURE 8.- REPONSE DE REGLAGE PRIMAIRE	33
FIGURE 9.- REGLAGE DE FREQUENCE EN CAS DE SURFREQUENCES.....	34
FIGURE 10.- PROFIL DE TENUE AUX CREUX DE TENSION D'UNE INSTALLATION DE PRODUCTION	36
FIGURE 11.- SURTENSIONS ET TEMPORISATIONS DURANT LESQUELLES LES INSTALLATIONS DOIVENT DEMEURER EN SERVICE	37
FIGURE 12.- INJECTION DE COURANT REACTIF EN FONCTION DE LA VARIATION DE TENSION EN CAS DE CREUX DE TENSION OU HAUSSE DE TENSION - INSTALLATIONS NON SYNCHRONES	39

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1.- DOMAINE DE TENSION DE RACCORDEMENT EN FONCTION DE LA PUISSANCE MAX A RACCORDER	24
TABLEAU 2.- PLAGES DE FONCTIONNEMENT NORMAL ET EXCEPTIONNEL EN FREQUENCES	27
TABLEAU 3.- PLAGES DE FONCTIONNEMENT EN TENSION	27
TABLEAU 4.- PLAGES DE VARIATION EN TENSION (EN P.U)	28
TABLEAU 5.- TENSIONS ET TEMPORISATIONS DURANT LESQUELLES LES INSTALLATIONS SYNCHRONES DOIVENT DEMEURER EN SERVICE	37
TABLEAU 6.- SURTENSIONS ET TEMPORISATIONS DURANT LESQUELLES LES INSTALLATIONS NON SYNCHRONES DOIVENT DEMEURER EN SERVICE	38
TABLEAU 7.- VALEURS DE COURANT DE COURT-CIRCUIT MAXIMAL PAR NIVEAU DE TENSION	47
TABLEAU 8.- PARAMETRES DES ALTERNATEURS	III
TABLEAU 9.- DONNEES DE TRANSFORMATEURS DES GROUPES	IV
TABLEAU 10.- DONNEES DES CENTRALES SOLAIRES	V
TABLEAU 11.- DONNEES DES CENTRALES EOLIENNES	VI

ACRONYMES

ARELEC	:	Autorité de Régulation de l'Electricité
CEI	:	Commission Electrotechnique Internationale International Electrotechnical Commission
HT	:	Haute Tension
HVRT	:	High Voltage Ride Through
LVRT	:	Low Voltage Ride Through
Pmax	:	Puissance maximale d'une Installation de Production
MT	:	Moyenne Tension
p. u	:	Per unit
TC	:	Transformateur de Courant
THT	:	Très Haute Tension
TT	:	Transformateur de Tension

GLOSSAIRE

Au sens du présent document :

AutoProducteur

Désigne toute personne physique ou morale de droit public ou privé, dont l'activité principale n'est pas de produire de l'électricité mais qui dispose d'Installations de Production d'électricité pour la satisfaction de ses besoins propres totaux ou partiels.

Autoproduction

Désigne l'ensemble des opérations permettant à un AutoProducteur de transformer toute source d'énergie primaire en électricité essentiellement pour la satisfaction de ses besoins propres.

Autorité de Régulation de l'Electricité (ARELEC)

Anciennement dénommé Office de Régulation de l'Electricité (ORE), désigne l'organisme régulateur créé par les dispositions du Titre IV de la Loi n°98-032. Ses statuts et ses attributions sont mises à jour à travers la loi n°2017-020 du 10 avril 2018 portant Code de l'Electricité à Madagascar.

Basse Tension (BT)

Désigne le niveau de tension inférieur à 1000 Volts.

Black-Start

Système de démarrage rapide d'un groupe de production en cas de black-out moyennant un équipement alimenté par une source autonome tel que le groupe diesel.

Compteur

Désigne l'équipement de comptage installé chez un Utilisateur, en ce compris l'équipement de télé relevé éventuel, en vue de mesurer l'énergie prélevée ou injectée et, le cas échéant, la puissance active et la Puissance Réactive, pendant une unité de temps déterminée par voie réglementaire.

Contrat d'Achat

Désigne le Contrat qui définit les modalités d'achat de l'énergie entre le Producteur et le Gestionnaire de Réseau ; ce contrat mentionne les différents tarifs applicables : prix du kWh, éventuellement prix de la puissance mise à disposition, les éventuelles pénalités et bonus ainsi que les clauses applicables en cas d'apparition de situation anormale du réseau ou de l'Installation de Production.

Les modalités relatives au comptage au réactif, aux Services Systèmes éventuels, aux indisponibilités de comptage sont traitées dans le Contrat de Raccordement au réseau.

Contrat d'Exploitation

Désigne un document contractuel liant l'Utilisateur et le Gestionnaire de Réseau. Le Contrat d'exploitation précise en particulier les règles nécessaires pour permettre :

-
- L'injection sur le réseau de Transport exploité par le Gestionnaire de Réseau, de l'énergie électrique produite par le Producteur sur le Site désigné aux Conditions Particulières,
 - Le Soutirage de l'énergie électrique nécessaire au fonctionnement des auxiliaires de l'Installation de Production.
 - Des Dispositifs de Comptage, de surveillance, du Dispositif d'Echange d'Information d'Exploitation
 - L'exploitation de l'installation de l'Utilisateur en cohérence avec les règles d'exploitation du réseau HT ; notamment lors d'apparition de situations perturbées

Contrat de Raccordement

Désigne un document contractuel liant l'Utilisateur et le Gestionnaire de Réseau. Le Contrat de raccordement précise avant réalisation du raccordement les modalités techniques, juridiques et financières du raccordement et, en particulier, les caractéristiques auxquelles doit satisfaire l'installation afin qu'elle puisse être raccordée au Réseau de Transport. La signature du Contrat de raccordement par les deux parties permet d'engager la réalisation des ouvrages de Raccordement au Réseau et de l'Installation de Production.

Une fois les ouvrages réalisés et les performances de l'Installation de production vérifiées, le Contrat de raccordement est complété par :

- un rapport de vérification des performances de l'Installation de Production ;
- une annexe relative à l'exploitation de l'Installation de Production ;
- le cas échéant, après contrôle et essai, par une correction des performances de l'installation ;

Cette évolution du Contrat de Raccordement et l'ajout d'annexe donnent lieu à un avenant signé par les deux parties

Cos Phi

Pour un alternateur, désigne le rapport entre la puissance active P et la Puissance Apparente S..

Couplage

Désigne l'opération conduisant à connecter une unité de production au Réseau Public. Pour éviter les perturbations préjudiciables au réseau et aux unités de production, ces manœuvres sont effectuées par l'intermédiaire d'équipements spécifiques qui contrôlent préalablement les écarts en module et déphasage entre les tensions du Réseau et celles de l'unité de production.

Coupure

Il y a Coupure lorsque les valeurs efficaces des trois tensions composées mesurées au Point de Livraison sont simultanément inférieures à 10% de la Tension

Contractuelle U_c pendant une durée supérieure ou égale à 1 seconde.

Creux de Tension

Désigne la diminution brusque de la tension de mise à disposition (U_f) à une valeur située entre 90% et 10% de la Tension Contractuelle (U_c), suivie du rétablissement de la tension après un court laps de temps. Un Creux de Tension peut durer de dix millisecondes à trois minutes.

Déclencher (Déclenchement)

Mettre hors tension un ouvrage électrique ou déconnecter une unité de production. Le Déclenchement résulte en général de l'action d'une protection. Le Déclenchement par protection n'étant pas précédé d'une baisse de puissance, il peut générer d'importantes perturbations sur le réseau.

Découplage

Désigne l'opération conduisant à déconnecter une unité de production du Réseau Public. Pour éviter les perturbations, cette opération ne s'effectue qu'après avoir réduit la puissance de l'unité de production.

Diagramme [P, U, Q]

Désigne le graphe délimitant pour un point de fonctionnement donné en puissance active, les possibilités d'une Installation de Production à fournir ou à absorber de la Puissance Réactive, sans limitation de durée, en fonction de la variation de la tension au Point de Livraison.

Dispatching

Désigne l'entité assurant la coordination du système de Production et de Transport dans un système d'énergie électrique afin d'assurer la continuité du service, la sécurité, la fiabilité électrique et la desserte au moindre coût de la demande.

Le Dispatching est l'interlocuteur du Producteur via le dispositif d'échange des Informations d'Exploitation (DEIE) et via d'autres moyens convenus en cas de défaillance de ce dernier.

Dispositif d'Echange d'Information d'Exploitation

Désigne l'appareil permettant l'acquisition et l'échange d'information de façon bidirectionnelle entre le Gestionnaire du Réseau et l'Installation de Production. Ces informations sont relatives à l'état de fonctionnement de la Centrale de Production et du réseau électrique et aux demandes d'action du gestionnaire du réseau sur l'Installation de Production.

Dispositif de Surveillance

Désigne l'appareil de mesure de type oscilloperturbographe destiné à enregistrer les grandeurs électriques analogiques et logiques avec une grande résolution temporelle. Cet appareil installé au poste de livraison de l'Installation de Production permet d'évaluer la qualité de l'onde au Point de Livraison, d'effectuer des analyses d'incident et de vérifier les engagements du Producteur dans le cas où la fourniture de Services Systèmes est demandée.

Ecroulement de Tension

Désigne la situation du réseau caractérisée par une baisse excessive, non maîtrisée, de la tension.

Energies Renouvelables

Sont considérées comme des énergies renouvelables, les énergies suivantes :

- Énergie solaire thermique et énergie solaire photovoltaïque ;
- Énergie éolienne ;
- Énergie hydroélectrique ;
- Énergie générée à partir de la biomasse ;
- Énergie géothermique ;
- Énergie d'origine marine ;
- Énergie générée à partir de déchets.

Etude de Conformité

Désigne l'étude, réalisée par le Producteur, qui a pour objectif de démontrer la conformité de l'installation aux exigences techniques de raccordement.

Etude de Raccordement

Désigne l'étude qui a pour objet de déterminer la solution technique de raccordement et son coût permettant en Régime Normal du Réseau de raccorder l'Installation du Demandeur en s'assurant que le fonctionnement normal du réseau et celui de l'Installation du Demandeur est assuré. La réalisation de cette étude nécessite :

- La localisation de l'Installation du Demandeur
- Les caractéristiques de l'Installation du Demandeur
- Les caractéristiques du Réseau auquel sera raccordée l'Installation
- Des règles définissant les différentes études à effectuer.

Exploitant

Désigne la personne physique ou morale, publique ou privée, ayant en charge la réalisation, la gestion et la maintenance d'Installations d'électricité au titre d'une Autorisation, Concession ou Déclaration.

Fonctionnement en ilotage

Désigne le régime de fonctionnement dans lequel un groupe de production, après déconnexion du réseau, est prêt à coupler de sorte qu'il puisse reprendre rapidement la production après reconnexion au réseau.

Fréquence (f)

Désigne le taux de répétition par seconde de la composante fondamentale de la tension d'alimentation. La valeur de la Fréquence est mesurée en moyenne sur une durée de dix secondes selon une méthode conforme aux prescriptions de la norme CEI 61000-4-30. La Fréquence est une caractéristique de la tension qui est la même en tous les points des réseaux. La Fréquence nominale du réseau malgache est 50 Hz.

Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT)

Désigne le Concessionnaire d'un réseau de Transport en charge de la gestion et de l'entretien des lignes et des Installations électriques qui acheminent l'électricité vers les réseaux de distribution.

Grid Code

Désigne le code technique comprenant des prescriptions et des règles relatives au raccordement, l'accès et la gestion d'électricité visé à l'article 62 de la Loi 2017-020 du 10 Avril 2018 portant Code de l'Electricité.

Harmoniques

Le Gestionnaire de Réseau met à disposition de ses Utilisateurs des tensions sinusoïdales à 50 Hz que certains équipements perturbateurs peuvent déformer. Une tension déformée est la superposition d'une sinusoïde à 50 Hz et d'autres sinusoïdes à des Fréquences multiples entiers de 50 Hz, que l'on appelle rang d'harmoniques. Chaque rang est caractérisé par son niveau exprimé en % de la valeur nominale.

Haute Tension (HT)

Désigne le niveau de tension supérieur à 50 000 Volts.

HVRT

High Voltage Ride Through / Tenue aux surtensions.

Désigne la capacité d'une unité de production à rester connecté suite à des valeurs élevées de tensions pendant une certaine durée"

Injection

Désigne un flux d'énergies active et /ou réactive circulant au Point de Livraison de la Centrale vers le Réseau Public de Distribution ou de Transport qui en assure physiquement l'évacuation. Par convention, un signe négatif est associé aux grandeurs injectées.

Insensibilité du Réglage de Fréquence/Bande morte

Pour le réglage de Fréquence d'un groupe de production, la zone d'insensibilité, exprimée en mHz, est définie par les valeurs limites (en plus et en moins) de la variation de la Fréquence pour lesquelles le groupe de production ne réagit pas (régulation primaire inactive). Cette notion s'applique donc à l'ensemble régulateur et groupe de production.

On peut ainsi distinguer une zone d'insensibilité involontaire régulateur, due aux imperfections constructives de la chaîne de régulation et des actionneurs, une zone d'insensibilité process due aux variations naturelles du process entraînant le groupe de production, et une Bande Morte ajustée volontairement sur le régulateur du groupe de production.

Installation de Consommation

Unité ou ensemble d'unités de consommation de l'électricité installées sur un même site, exploitées par le même Exploitant et bénéficiant d'un Contrat de raccordement unique. La limite entre l'Installation de Consommation et le Réseau Public est matérialisée par le Point de Livraison

Installation de Production

Désigne les équipements destinés à la production d'énergie électrique qui comprennent une ou plusieurs unités de production ainsi que des appareillages auxiliaires (poste d'évacuation, auxiliaires de production...). Ces équipements sont regroupés sur un même site et exploités par le même Exploitant qui bénéficie à ce titre d'un Contrat de Raccordement unique. La limite entre l'Installation de Production et le réseau de Transport est matérialisée par le Point de Livraison.

Nota : Les équipements constitutifs d'une Installation de Production peuvent différer en fonction de la nature de son énergie primaire (thermique, hydraulique, éolienne, marémotrice ...).

Installations Electriques (ou Installations)

Désigne les Installations de Production, d'Autoproduction, de consommation, les réseaux de Transport ou de Distribution, les Installations auxiliaires, et plus généralement toutes les infrastructures et constructions exploitées ou détenues par des Exploitants du secteur de l'électricité et destinées, selon les cas, à la Production, l'Autoproduction, la conversion, la transformation, le Transport et la Distribution d'électricité.

Ligne(s) d'Evacuation

Désigne les ouvrages réalisés en aérien ou en souterrain entre le Point de Livraison et le Point de raccordement destinés à évacuer l'énergie de l'Installation de Production. La Ligne d'Evacuation fait partie du Réseau de Transport et est exploitée par le Gestionnaire du Réseau de Transport.

LVRT

Low Voltage Ride Through / Tenue aux creux de tension

Désigne la capacité d'une unité de production à rester connecté suite à des valeurs basses de tensions pendant une durée limitée

Machine asynchrone

Appelée aussi « machine à induction », désigne une machine électrique à courant alternatif sans connexion entre le stator et le rotor, en contradiction avec la Machine non-synchrone qui utilise un convertisseur.

Machine / Installation Non-Synchrone

Désigne l'Installation de Production de l'énergie électrique utilisant une ou plusieurs unités de production à convertisseur de courant ou des machines asynchrones (y inclus les machines asynchrones à double alimentation, les machines synchrones ou asynchrones raccordé au réseau par un convertisseur de courant).

Machine / Installation Synchrone

Désigne l'Installation de Production de l'énergie électrique utilisant un ou plusieurs générateurs synchrones directement raccordés au réseau électrique (sans convertisseur de courant)

Modification substantielle

Désigne toute modification qui a pour effet de majorer de 10 % ou plus, la puissance P_{max}, à elle seule ou en s'ajoutant à de précédentes augmentations de puissance intervenues depuis le raccordement initial.

Le Grid Code s'applique à une installation existante faisant l'objet d'une Modification Substantielle.

Moyenne tension (MT)

Désigne un niveau de tension compris entre 1000 et 50000 Volts. A Madagascar, les niveaux de tension MT sont : 5 kV, 5.5 kV, 20 kV, 30 kV et 35 kV.

Papillotement ou fluctuation rapide de tension

Désigne tous les phénomènes où la tension présente des évolutions qui ont une amplitude modérée à faible (généralement moins de 10%), mais qui peuvent se produire plusieurs fois par seconde. Ces phénomènes peuvent donner lieu à un Papillotement de la lumière appelé "flicker". La fluctuation rapide de la tension se mesure avec un appareil de mesure dont les caractéristiques répondent à la norme internationale CEI 61000-

La fluctuation rapide de tension a généralement pour origine des variations des puissances actives et ou réactive injectées ou soutirées du Réseau provoquées par :

- des charges fluctuantes (à cadence fixe (machines à souder par points par exemple, grosses photocopieuses ou erratique (cas des fours à arc)....
- des installations de production fluctuante : éolienne...

Planification

Désigne le processus itératif basé sur des données économiques, sociales, environnementales et démographiques visant à prévoir la demande en énergie électrique (puissance (MW), énergie, (MWh)) à court, moyen et long terme, et à la mettre en adéquation avec les moyens de Transport, de Distribution et de Production

Point de Comptage

Désigne le point physique où sont placés les transformateurs de mesures destinés au comptage de l'énergie.

Point de Livraison

Désigne le point physique où l'énergie électrique est injectée ou soutirée du Réseau. Le Point de Livraison est précisé dans les Conditions Particulières du Contrat de Raccordement. Il est généralement identifié par référence à une extrémité d'un élément d'ouvrage électrique. Le Point de Livraison correspond en général à la limite entre les installations propriétés du Producteur et celle du réseau de Transport. C'est au Point de Livraison que sont déterminées les caractéristiques de l'énergie électrique et qu'est mesurée la Qualité de l'Electricité. Dans le cas où le Point de Livraison est

	distinct du Point de Comptage, les grandeurs mesurées sont corrigées pour être ramenées au Point de Livraison
<i>Point de Raccordement</i>	Désigne le point physique du réseau électrique existant auquel est raccordée l'Installation de Production via la(es) Ligne(s) d'Evacuation
<i>Producteur</i>	Désigne toute personne physique ou morale qui produit de l'électricité, y compris tout AutoProducteur et qui à ce titre est titulaire des Contrats avec le Gestionnaire de Réseau relatifs à ses installations de production Dans le cas de l'instruction de demande de raccordement, désigne la personne physique ou morale habilitée à conduire les démarches en vue du raccordement de son installation au réseau.
<i>Production</i>	Désigne l'ensemble des opérations permettant la transformation de toute source d'énergie primaire en électricité.
<i>Programme de Marche</i>	Désigne le programme de production établi par point horaire élaboré par le centre de conduite du Gestionnaire de Réseau et communiqué au Producteur pour application.
<i>Protection de Découplage</i>	Désigne l'ensemble des dispositifs ayant pour objet de détecter l'existence d'une situation critique (défaut, ilotage fortuit) sur le réseau qui nécessite de découpler la Centrale de Production du Réseau Public.
<i>Puissance Active</i>	Aussi appelée « puissance réelle »—exprimée en Watt (W) ou ses multiples. On utilise souvent l'expression « puissance active » ou « puissance réelle » plutôt que « puissance » seule pour la distinguer de la « Puissance Réactive ».
<i>Puissance Apparente</i>	Désigne le produit du courant par la tension et par un facteur dépendant du nombre des phases. La Puissance Apparente prend en compte les puissances active et réactives. La Puissance Apparente s'exprime en VA et ses multiples. La Puissance Apparente associée à la tension est utilisée pour dimensionner les ouvrages qui l'achemine : lignes, câbles appareillages, transformateur
<i>Puissance de Pointe d'un réseau</i>	Désigne le maximum de la somme des puissances actives fournies par les installations de production et de celles injectées au Système Electrique par les lignes d'interconnexions.
<i>Puissance de Raccordement en Injection</i>	Désigne la puissance demandée par le Producteur pour l'Injection de sa Production. Cette puissance est celle qui est retenue pour mener l'Etude de Raccordement. Le Gestionnaire du Réseau de Transport tient cette puissance à disposition en Régime Normal du Réseau.

Puissance de Raccordement en Soutirage

Désigne la puissance demandée par le Producteur pour le Soutirage en l'absence de production. Cette puissance est celle qui est retenue pour mener l'Etude de Raccordement. Le Gestionnaire du Réseau de Transport tient cette puissance à disposition en Régime Normal du Réseau.

Puissance Disponible

Désigne la Puissance Maximale pouvant être produite par une installation en régime continu déterminée après un test de performance

Puissance Installée

Désigne la somme des puissances nominales des unités de Production installées dans la centrale susceptible de fonctionner simultanément.

Puissance Maximale (Pmax)

Désigne une valeur contractuelle définissant la puissance active maximale nette susceptible d'être fournie en régime continu par l'Installation de Production au Point de Livraison en fonctionnement normal, les réserves de réglage Fréquence/puissance étant utilisées à leurs limites constructives.

Selon le type d'installation, Pmax peut varier suivant des conditions externes comme la température de l'air ou de l'eau de refroidissement ou le combustible utilisé par exemple.

Puissance Nominale

Désigne la puissance développée par une Installation de Production opérant aux conditions nominales du site

Puissance P0

Désigne la puissance de consigne de l'installation, les Réserves Primaires n'étant pas mobilisées.

Puissance Réactive

Désigne la puissance appelée par la composante inductive ou capacitive de l'impédance de certains appareils tel que moteur, transformateur, four à arc, condensateur..... désigne également les puissances selfique ou capacitive que peuvent absorber ou fournir certaines installations de production (machines synchrones, onduleurs.....)

Les puissances réactives s'expriment en VAR et ses multiples

Qualité de l'Electricité

La Qualité de l'Electricité se vérifie par le maintien dans les plages contractuelles, réglementaires ou normatives :

- Des paramètres caractéristiques des ondes de tension et de courant du réseau électrique,
- De la continuité et de la fiabilité de l'alimentation des Utilisateurs.
- Les méthodes de mesure des différents paramètres de la qualité : tension, Fréquence, déséquilibre, harmonique, Papillotement sont indiquées pour chacun d'entre eux.

Régime de Surcharge d'intensité

Pour des durées limitées, les ouvrages de réseau peuvent être soumis à des intensités supérieures à celles assignées par le constructeur en régime permanent, ils sont alors en Régime de Surcharge.

Régime Exceptionnel/situation exceptionnelle

Par opposition au Régime Normal, désigne le Régime de fonctionnement au cours duquel certaines caractéristiques fondamentales diffèrent, pour des durées limitées, de celles du Régime normal :

- Domaine Exceptionnel d'Alimentation ;
- Indisponibilité d'ouvrages réseau, de réserves.....

Régime Normal/situation normale

Désigne le régime de fonctionnement au cours duquel les caractéristiques fondamentales d'un système restent dans des plages, dites normales, ciblées par l'Exploitant.

Le régime normal pour un réseau électrique est caractérisé par :

- Un domaine d'alimentation normal
- Les éventuelles liaisons de secours sont disponibles.
- Aucun ouvrage n'est en Régime de Surcharge,
- Les critères de Sûreté de fonctionnement et de secours sont assurés.
- Le régime normal du Système Electrique est caractérisé par :
- Un domaine d'alimentation normal et tout point du système
- Les réserves de production et de réglage sont disponibles,
- Les critères de Sûreté de fonctionnement et de secours sont assurés. Selon la règle du N-1 la défaillance d'un ouvrage sur le réseau de Transport est incluse dans le Régime Normal

Réglage Primaire

Désigne le réglage assuré par les boucles de régulation de vitesse des Unités de production permettant une correction automatique et rapide (en quelques secondes) et décentralisée des écarts entre la production et la consommation

Réglage Secondaire

Désigne le réglage effectué sur ordre du Dispatching qui permet de ramener la Fréquence du Système Electrique à sa valeur nominale et les flux de puissance à leurs valeurs programmées.

Réglage Tertiaire

Désigne tout changement manuel du point de fonctionnement des Unités de production constituant la Réserve Tertiaire (réserve minute) dans le but de restaurer la Réserve Secondaire en temps voulu.

Réseau Interconnecté

Désigne l'ensemble des ouvrages de production d'électricité, de Transport et de distribution de l'électricité et des installations des Utilisateurs interconnectés au réseau de Transport de l'électricité.

Réserve de Puissance

Désigne la puissance supplémentaire pouvant être mise à disposition par le Producteur au Gestionnaire de Réseau dans un délai déterminé

Réserve Primaire

Désigne la Réserve de Puissance active à la hausse ou à la baisse sur les installations de production participant au Réglage Primaire Fréquence/puissance et permettant la mise en œuvre de ce dernier.

Réserve Secondaire

Désigne la Réserve de Puissance active à la hausse ou à la baisse sur les installations de production participant au Réglage Secondaire Fréquence/puissance et permettant la mise en œuvre de ce dernier.

Réserve Tertiaire

Désigne la Réserve de Puissance mobilisable en moins de 15 minutes. La Réserve Tertiaire assure la contribution au service du Réglage Secondaire de la Fréquence afin de faire face à la défaillance du plus gros groupe de production d'électricité raccordé au Réseau de Transport de l'Electricité.

Services Systèmes

Désigne les services élaborés à partir des contributions élémentaires fournies par les unités de production pour transmettre l'énergie jusqu'à l'Installation de Consommation en assurant la sécurité électrique. Il s'agit notamment des contributions au réglage de la Fréquence (réglage f/P) et au réglage de la tension par le réactif (réglage U/Q)

Soutirage

Correspond au flux d'énergies active et réactive circulant du Point de Livraison du Réseau Public de Distribution ou de Transport vers la Centrale lorsque cette Centrale n'assure pas de production. Par convention, un signe positif est associé aux grandeurs soutirées.

Statisme Fréquence Puissance (s)

Pour un groupe de production, désigne le rapport, en régime permanent, entre la variation relative de Fréquence par rapport à la variation relative de puissance active correspondante, affecté d'un signe moins pour obtenir une valeur positive.

La relation est la suivante $s = -\frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P}{P_n}}$

On distingue un Statisme local, défini pour des petites variations autour d'un point de fonctionnement et un Statisme global défini pour la variation totale de la puissance.

Sureté du réseau

La Sureté d'un Système Electrique se définit comme :

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

Système de Comptage

Désigne l'installation pour la mesure des puissances et des échanges d'énergie au Point de Comptage. Cette installation comprend différents dispositifs dont les caractéristiques sont précisées dans le chapitre du code réseau relatif au comptage

Système Electrique

Désigne l'ensemble constitué par les ouvrages électriques du réseau de Transport et de Distribution : lignes, câbles, postes électriques, les installations de production et les installations de consommation.

Tension Nominale

Désigne la tension qui a servi de référence à la conception du réseau et qui est utilisée par la suite pour le désigner.

Tension ou Voltage

Désigne la différence de potentiel électrique entre deux points du réseau électrique. Elle s'exprime en volts (V) et ses multiples.

Tests de conformité

Désigne l'ensemble de tests et essais de mise en service effectués au Point de Raccordement de l'installation et dans lesquels toutes les réponses dans les domaines temporel et fréquentiel sont enregistrées pour vérifier la conformité de l'installation aux exigences techniques de raccordement

Transport

Désigne l'ensemble des moyens permettant d'assurer le transit de l'électricité, en très haute tension (THT) ou en haute tension (HT), entre les Installations de Production et des Installations de Distribution ou en vue de la fourniture à des consommateurs en haute tension (HT).

Utilisateur du Réseau

Désigne la personne physique ou morale qui produit ou consomme de l'électricité et qui à ce titre est titulaire des Contrats avec le Gestionnaire de Réseau relatifs à ses installations de production ou de consommation raccordées au réseau.

Dans le cas de l'instruction de demande de raccordement, désigne la personne physique ou morale habilitée à conduire les démarches en vue du Raccordement de ses Installations.

I. Code de Planification

I.1 OBJET

L'objet de ce chapitre est de présenter la fonction de Planification du Système Electrique à Madagascar. Cette fonction intègre les activités de Planification de la demande, Planification des moyens de production et Planification du réseau de Transport.

Ce chapitre vise en particulier à présenter :

- La Planification à long terme du Système Electrique, et ce, en vue de satisfaire les besoins des Utilisateurs du réseau de Transport d'électricité avec la meilleure qualité de service, aux moindres coûts et dans le respect des règles de sauvegarde de la sécurité et de l'environnement.
- L'opportunité d'éventuelles actualisations des plans en fonction des mises à jour des prévisions de la demande d'électricité, de la localisation d'un site de production ou des demandes des Utilisateurs désirant se raccorder au réseau de Transport,
- Les études de Planification à moyen terme
- Les études de Planification à court terme
- Les données nécessaires que les Utilisateurs doivent fournir au planificateur et qui sont nécessaires pour la Planification du Système Electrique.

I.2 DOMAINE D'APPLICATION

Les procédures, règles et critères présentés dans ce chapitre concernent les Utilisateurs du Système Electrique suivants :

- Le responsable de la Planification de la demande
- Le responsable de la Planification des moyens de production
- Le responsable de la Planification du réseau de Transport
- Les Utilisateurs du réseau de Transport

I.3 TEXTES LÉGISLATIFS, RÉGLEMENTAIRES

Les activités de Planification de la demande, de la production et du réseau de Transport sont régies par la Loi n°2017-020 du 10 Avril 2018 portant Code de l'Electricité à Madagascar (la Loi) et ses textes d'application.

I.4 PROCEDURES DE PLANIFICATION DU SYSTEME ELECTRIQUE

Conformément aux dispositions de la Loi, la Planification du Système Electrique est réévaluée tous les 2 ans, et la mise à jour du plan à long terme implique systématiquement celle du moyen terme.

Nota : Le Gestionnaire de Réseau de Transport procède à une revue du plan chaque fois qu'une demande de raccordement est déposée, soit pour le court terme.

I.4.1 Planification de la demande

La Planification de la demande d'électricité porte sur la prévision en énergie (en MWh) et en puissance (en MW), et comprend notamment la prévision de la pointe annuelle.

Cette activité est réalisée pour le court, le moyen et le long terme. Les résultats issus pour chaque horizon sont utilisés respectivement pour l'élaboration du budget, pour la Planification des moyens de production et la Planification du développement du réseau de Transport ainsi que pour les études tarifaires.

- La Planification de la demande à long terme se fait sur un horizon de 15 ans et est présentée selon trois scénarios : un scénario de référence et deux scénarios d'encadrement. Ces scénarios prennent en considération l'évolution socio-économique et la politique énergétique du pays.
- La Planification de la demande à moyen terme visent à prévoir la demande sur les 5 années à venir.
- Les études de prévision à court terme font appel aux techniques d'estimation et d'extrapolation sur la base des données historiques d'évolution de la demande et visent à estimer la pointe de la demande sur le court terme (jusqu'à deux ans) ;

Les études à moyen et long terme font appel, en plus de l'approche analytique, aux méthodes économétriques globale et sectorielle et des hypothèses de croissance ainsi que les données historiques d'évolution de la demande.

En ce qui concerne les prévisions de la puissance, elles sont établies à partir de modèles de courbes de charge-types globales et/ou par secteur, qui convertissent les prévisions de l'énergie en puissance pour chaque point horaire de l'année.

Le processus de Planification de la demande est donné dans la Figure 1 ci-dessous :

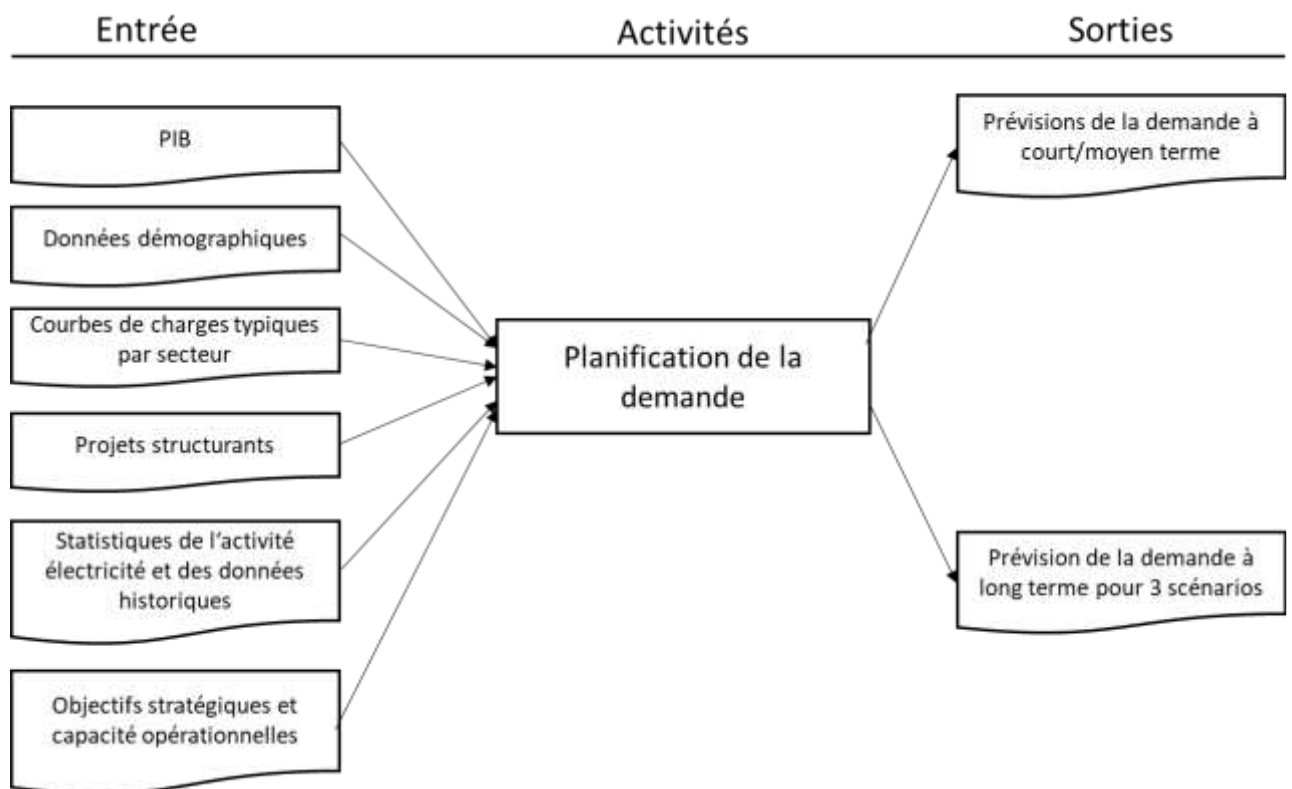


Figure 1 .- Processus de Planification de la demande

I.4.2 Plan de développement en moyens de production

La Planification des moyens de production est effectuée suite à l'étude de la Planification de la demande et est réalisée suivant deux étapes successives et complémentaires. La première porte sur le long terme et consiste en la détermination du plan indicatif en moyens de production optimal, Plan de Développement à Moindre Coût (PDMC). La seconde se focalise principalement sur la faisabilité et mise en œuvre et le choix des centrales à réaliser sur le moyen terme.

1.4.2.1 Planification à long terme

La Planification à long terme se fait sur un horizon de 15 ans et consiste en l'examen du champ complet de tous les plans d'équipements susceptibles de satisfaire la consommation électrique considérée, en vue de choisir le PDMC. Le PDMC est un plan indicatif qui dépend d'un certain nombre de facteurs :

- Parc de production existant et les centrales déjà décidées
- La politique énergétique du pays
- Le coût du programme en termes de dépenses totales actualisées,
- La probabilité de perte de charge (LOLP, Loss of Load Probability)
- Les besoins en Réserve de Puissance
- La disponibilité des installations
- Le délai de réalisation des centrales
- La maintenance du parc de production
- La disponibilité temporelle (journalière, saisonnière, ...) des ressources
- Contraintes environnementales
- La qualité de service

Les résultats des études à long terme sont donnés à titre indicatif sans obligation de concrétisation immédiate mais leur importance émane du fait qu'elles servent comme données d'entrée aux études à moyen terme.

Le processus des études de Planification à long terme est donné dans la *Figure 2* ci-dessous :

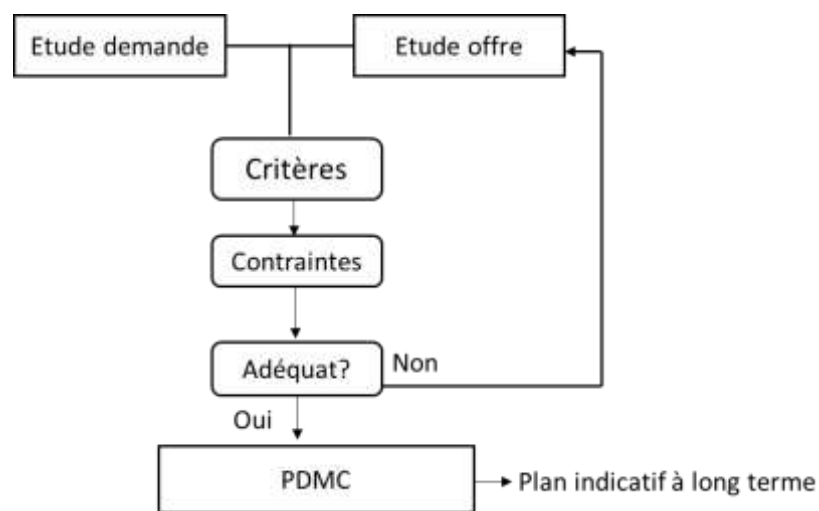


Figure 2.- Processus de Planification à long terme des moyens de production

1.4.2.2 Planification à moyen terme

La Planification à moyen terme vise à répondre aux besoins d'évolution de la demande dans le moyen terme sur un horizon de 5 ans. Elle permet à partir de l'analyse des contraintes de mise en œuvre du PDMC d'aboutir à un programme d'équipements en moyens de production pour les 5 années à venir.

Le processus des études de Planification à moyen terme est donné dans la *Figure 3* ci-dessous :

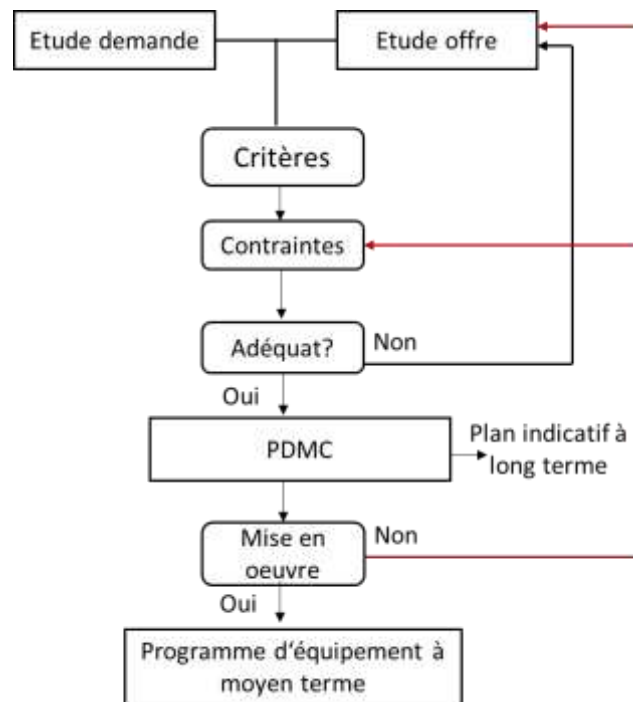


Figure 3.- Processus de Planification à moyen terme des moyens de production

I.4.3 Plan de Développement du réseau de Transport

Le plan de développement du réseau de Transport est fondé sur trois types d'études couvrant plusieurs échéances, à savoir : les études à court-terme, à moyen terme et à long terme.

Le processus de Planification du réseau de Transport est tel que représenté dans la *Figure 4* ci-dessous :

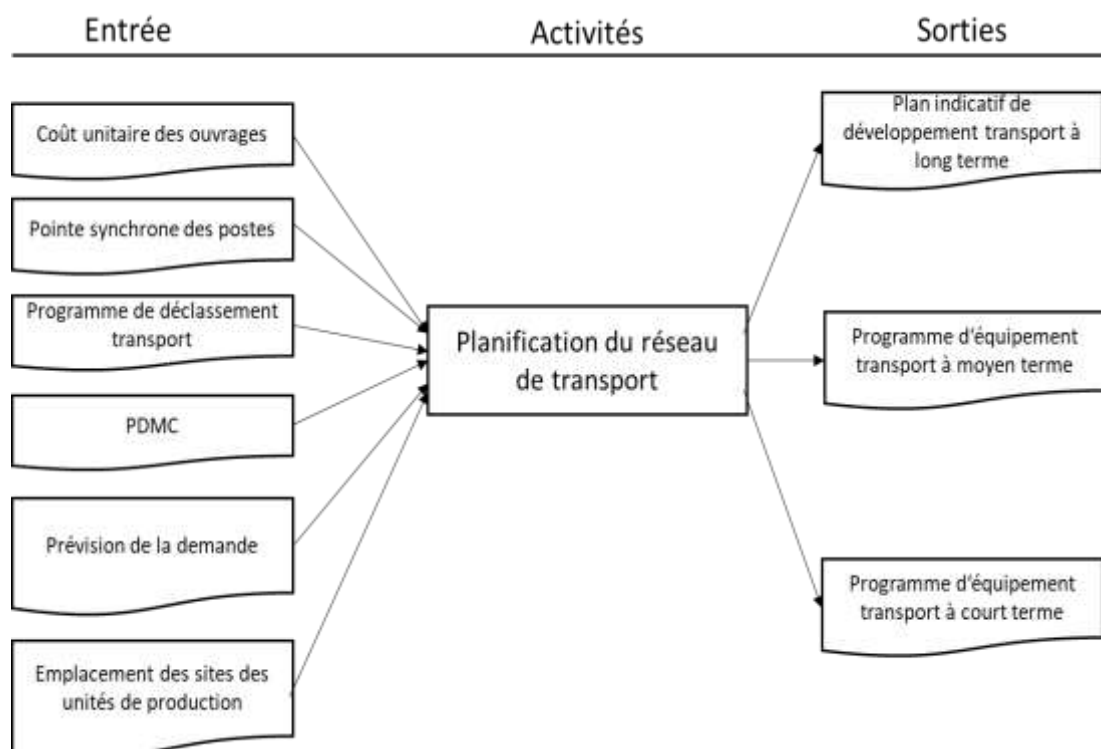


Figure 4.- Processus de Planification du réseau de Transport

1.4.3.1 Etudes à long terme

Les études à long terme visent à établir un schéma directeur de développement du réseau de Transport jusqu'à un horizon cible de 15 ans. Elles ont pour objectif de donner des orientations générales pour les grandes options techniques (introduction d'un nouveau niveau de tension, la création ou le renforcement des artères important pour véhiculer l'énergie électrique des sites de production aux postes de consommation...). Les résultats des études à long terme sont donnés à titre indicatif sans obligation de concrétisation immédiate mais leur importance émane du fait qu'elles servent à alimenter les études à moyen et à court terme d'une liste de renforcements dont leur intégration à long terme est indiscutable.

1.4.3.2 Etudes à moyen terme

Les études à moyen terme sont des études décisionnelles et préparent la liste des équipements en ouvrages de Transport d'électricité nécessaires pour garantir la sécurité du Système Electrique. Cela revient à déterminer les investissements correspondant aux ouvrages de Transport nécessaires pour répondre à l'évolution de la consommation compte tenu du programme d'équipements en moyens de production et en assurant un fonctionnement acceptable du Système Electrique eu égard aux critères de Planification en vigueur. Ces études portent sur un horizon de 5 ans.

1.4.3.3 Etudes à court-terme

Les études à court terme permettent d'effectuer certains ajustements dus aux aléas de la consommation (raccordement d'un gros consommateur) ou d'une nouvelle centrale de production (changement de site de production, connexion de centrale de production de sources à Energies Renouvelables etc...).

I.5 PROCESSUS DE PLANIFICATION DU SYSTEME ELECTRIQUE

I.5.1 Responsabilité

1.5.1.1 Planification de la demande

L'organisme en charge de la régulation du secteur de l'électricité assure l'élaboration de la prévision de la demande en concertation avec le gestionnaire du réseau.

Les études de prévision de la demande seront soumises dans les délais prescrits au Ministère en charge de l'Énergie pour validation.

1.5.1.2 Planification de la production

L'organisme en charge de la régulation du secteur de l'électricité élabore le plan indicatif de production à long terme. Il élabore également le programme d'équipement en moyens de production et analyse sa faisabilité en concertation avec le Gestionnaire de Réseau.

Le plan indicatif et le programme d'équipements en moyen de production sont soumis dans les délais prescrits au Ministère en charge de l'Énergie pour validation.

1.5.1.3 Planification du réseau de Transport

Le Gestionnaire de Réseau de Transport est responsable de l'établissement des études de Planification du réseau de Transport.

Ces études seront soumises dans les délais prescrits au Ministère en charge de l'Énergie pour validation.

I.5.2 Processus de Planification

Le processus de Planification du Système Electrique est résumé dans la Figure 5 ci-dessous :

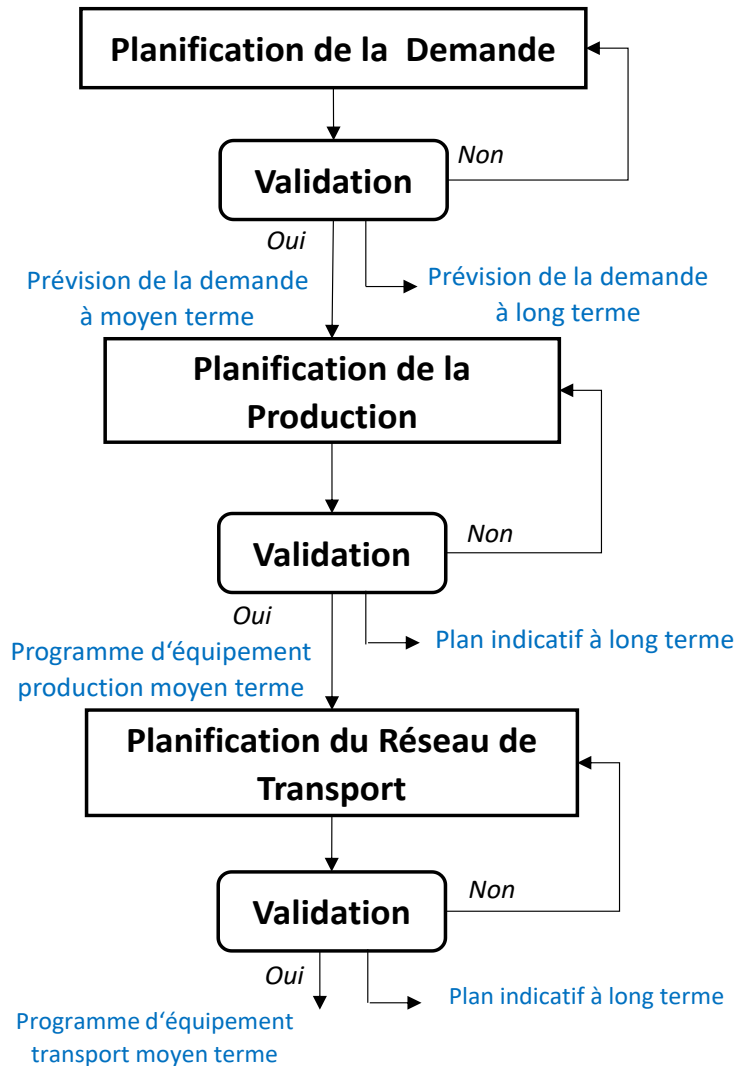


Figure 5.- Processus de Planification du Système Electrique

I.6 ETUDES DE PLANIFICATION DU RESEAU DE TRANSPORT

Les études à effectuer dans le cadre de la Planification du réseau de Transport sont les suivantes

- Choix de localisation des futures centrales,
- Développement du réseau de Transport à long terme.
- Raccordement des nouveaux groupes de production,
- Connexions au réseau de Transport des nouveaux postes HT/MT,
- Développement du réseau de Transport national à moyen terme,
- Etudes à court terme (raccordement des gros consommateurs au réseau, ou d'Installation de Production de type ER).

Pour atteindre les objectifs, permettant le développement du réseau de Transport en vue de garantir, dans le futur, la continuité et la qualité de fourniture d'électricité au moindre coût, il est nécessaire d'examiner les aspects suivants de fonctionnement du Système Electrique :

- Le fonctionnement en régime statique,
- Courants de court-circuit,
- Le fonctionnement en régime transitoire.

I.6.1 Fonctionnement en régime statique

Les études traitant du fonctionnement en régime statique du réseau de Transport, consistent à simuler le comportement à l'état permanent du réseau de Transport aux moments les plus critiques (pointe ou creux de la charge) afin d'évaluer la capacité du réseau, ou d'une partie de ce réseau, à assurer le transit de la Puissance Apparente tout en respectant les critères de Planification cités au paragraphe I.7.

Dans le cas où des violations des critères de Planification apparaissent sur les ouvrages de Transport (liaisons électriques ou transformateurs), des solutions et notamment des renforcements sont envisagés. La solution qui est retenue est celle qui est optimale d'un point de vue technico-économique et ne présente pas de problèmes de faisabilité.

Cet aspect est examiné pour l'évacuation des nouvelles centrales, la connexion des nouveaux postes HT/MT au réseau HT, le développement du réseau de Transport à moyen et à long terme ainsi que pour le raccordement des consommateurs HT.

I.6.2 Courants de court-circuit

Le développement du Système Electrique par l'ajout de nouvelles centrales et le maillage de plus en plus important du réseau de Transport influe sur ce dernier par l'augmentation des valeurs de courants de court-circuit sur les différentes composantes qui le constituent.

Pour évaluer l'impact de ce développement, et éviter le risque sur les équipements du réseau de Transport d'avoir un courant qui dépasserait le pouvoir de coupure des organes prévus à cet effet il est nécessaire de procéder après toute simulation effectuée, à un calcul du courant de court-circuit triphasé et monophasé sur tous les postes de ce réseau au moment de la pointe qui correspond aux conditions les plus sévères auxquelles les équipements du réseau peuvent être exposés.

En cas de dépassement, des mesures spécifiques doivent être entreprises. Ces mesures varient selon le type de courant (triphase ou monophasé) ainsi que le statut du poste sur lequel ils apparaissent (poste existant ou programmé).

Des configurations alternatives du réseau de Transport de l'électricité, susceptibles de ramener les courants de court-circuit dans les limites admissibles doivent être étudiées. Ces changements de configuration font, alors, l'objet d'un examen en régime statique et ce, afin de s'assurer qu'ils n'induisent pas de problèmes de répartition des charges.

I.6.3 Etudes de stabilité transitoire

Les études de stabilité transitoire ont pour objectifs de vérifier que le Système Electrique reste stable suite à une perturbation importante (perte de groupe ou court-circuit).

Ces études sont réalisées, notamment quand un nouveau palier de production est introduit.

I.7 CRITÈRES DE PLANIFICATION

Le réseau de Transport d'Electricité doit passer graduellement vers une configuration maillée pour être en totalité sûr.

I.7.1 Situation N

Dans les conditions normales de fonctionnement du Système Electrique (situation N), les critères de planification à satisfaire sont les suivants :

- Le plan de tension du système Électrique doit être maintenu dans les limites de fonctionnement de +/- 5%.
- Les transits sur les lignes de Transport de l'électricité et les transformateurs ne doivent pas être supérieurs à 100% de la capacité nominale des lignes et des transformateurs.
- Les valeurs de courants de court-circuit sont en dessous des pouvoirs de coupures des disjoncteurs.

I.7.2 Situation N-1

Afin d'évoluer de manière graduelle vers un réseau de transport sûr en sa totalité en situation N-1, le Gestionnaire de Réseau de Transport sélectionne tout d'abord les zones qui sont censées être sûres en N-1, puis élargit ces zones jusqu'à la couverture de toute la région desservie par le réseau de transport (ce qui permet d'éviter des investissements lourds d'un coup dans un programme d'équipements.)

Dans les conditions perturbées de fonctionnement du système électrique (situation N-1), les zones du réseau sélectionnées doivent satisfaire les critères suivants :

- le plan de tension doit être maintenu dans les limites de fonctionnement suivantes :
 - Pour le niveau de tension 63 kV : de +/- 10%.
 - Pour le niveau de tension 90 kV : de +/- 10%.
 - Pour le niveau de tension 138 kV : [Un-10%, Un+5%]
 - Pour le niveau de tension 220 kV : de +/- 10%.
- les transits sur les lignes de Transport de l'électricité et les transformateurs ne doivent pas dépasser 120% de la capacité nominale des lignes et des transformateurs, pendant une durée ne dépassant pas le seuil de réglage du système de protection.
- les valeurs de courants de court-circuit sont en dessous des pouvoirs de coupures des disjoncteurs.

I.8 DONNEES DE PLANIFICATION DU RESEAU DE TRANSPORT

Afin de respecter les obligations d'établir le plan de développement du réseau de Transport de l'électricité, par le gestionnaire du réseau, les Utilisateurs du réseau de Transport sont tenus de lui fournir les données de Planification nécessaires. Elles sont classées en :

- Données standard de Planification du réseau de Transport
- Données détaillées du réseau de Transport

I.8.1 Données standard de Planification du réseau de Transport

Ces données servent à effectuer les études de Planification du réseau de Transport à long et à moyen termes. La liste des données standard de Planification est détaillée dans l'annexe 1.1.

I.8.2 Données détaillées du réseau de Transport

Ces données servent à effectuer des études détaillées de Planification du réseau de Transport notamment les études de stabilité transitoire. Ces données sont détaillées dans l'annexe 1.2.

II. Code de Raccordement

II.1 OBJET

Ce chapitre établit les exigences techniques de raccordement auxquelles doivent satisfaire les Utilisateurs raccordés au Réseau de Transport.

Les exigences définies dans ce document visent principalement à assurer le fonctionnement efficient du réseau de Transport et à garantir l'évacuation de l'Energie de l'Installation de production en s'appuyant sur les cinq principes suivants :

- La Sûreté des réseaux de Transport ;
- La stabilité des réseaux de Transport et des centrales de production qui y sont raccordées ;
- Le maintien de la qualité de service pour les consommateurs raccordés aux réseaux de Transport ;
- La protection des équipements des Gestionnaires de Réseaux, du Producteur et des consommateurs ;
- La sécurité des personnes.

Ce document ne doit pas être considéré comme l'unique source de spécifications techniques à respecter. L'ensemble des Installations Electriques doivent également être conformes aux codes, normes et règles applicables à Madagascar, tels que cités en II.3

Le présent règlement n'a pas pour objet l'établissement du dispositif contractuel entre Producteur et Gestionnaire de Réseau (Contrat d'Achat, Contrat de Raccordement et d'Exploitation) ni l'établissement des contrats de Concession et d'Autorisation. Il fait toutefois largement référence à ces contrats qui constituent le seul moyen de porter ces exigences entre le Gestionnaire du Réseau de Transport et le Producteur.

Les annexes se retrouvant à la fin font partie intégrante des exigences de raccordement et d'exploitation, objet du présent document.

II.2 DOMAINE D'APPLICATION

Les exigences décrites dans ce document s'appliquent au raccordement de nouvelles installations du réseau de Transport et aux installations existantes déjà raccordées au réseau de Transport faisant l'objet d'une Modification Substantielle

Elles s'adressent aux différents acteurs susceptibles d'être concernés par ces activités, à savoir les Producteurs, les Gestionnaires de Réseaux de Transport, les Gestionnaires de Réseau de Distribution, les Auto-Producteurs, ainsi que les consommateurs au sens de la Loi n°2017-020 portant Code de l'Electricité à Madagascar.

Le présent référentiel fixe les dispositions constructives et organisationnelles ainsi que les règles techniques que doivent respecter les installations de production d'énergie électrique en vue de leur raccordement au réseau de Transport de Madagascar.

Les dispositions du présent référentiel s'appliquent aux installations devant faire l'objet d'un premier raccordement au réseau HT et dont le Contrat de Raccordement est signé après la parution de ce document.

II.3 TEXTES LEGISLATIFS, REGLEMENTAIRES ET NORMATIFS

Les exigences techniques de raccordement des installations des Utilisateurs sont régies par la réglementation et normes en vigueur régissant le secteur d'électricité, notamment :

- La Loi n° 2015-003 du 19 Février 2015 portant Charte de l'environnement Malagasy actualisée et ses textes d'application ;
- La Loi n°2017-020 du 10 Avril 2018 portant Code de l'Electricité à Madagascar (la Loi) et ses textes d'application ;
- Les normes CEI ou normes équivalentes.

II.4 PROCEDURES DE RACCORDEMENT

II.4.1 Etudes à réaliser

II.4.1.1 Etudes à réaliser par le Gestionnaire de Réseau : Etudes de raccordement

Le Gestionnaire de Réseau de Transport est responsable des études de raccordement au réseau de Transport de l'électricité des installations des Utilisateurs.

L'étude de raccordement a pour objet de définir la solution la plus économique qui permet de raccorder l'installation de l'Utilisateur tout en satisfaisant la Sûreté du Système Electrique, le bon fonctionnement du réseau et de l'Installation de l'Utilisateur.

L'ensemble des études de raccordement se concrétise par la rédaction d'un Contrat de raccordement qui présente :

a La solution de raccordement

La présentation de la solution de raccordement comporte à minima une présentation de toutes les études ayant conduit à définir la solution de raccordement à effectuer avec, pour chaque étude, une présentation des hypothèses et des résultats. La solution de raccordement détaille :

- La tension de raccordement de l'Installation
- La localisation du Point de Raccordement au réseau existant et la structure du raccordement
- Le réseau à construire entre le Point de Livraison et le Point de Raccordement
- Les créations et / ou extensions et renforcement éventuels du Réseau de Transport existant à la tension de raccordement
- Les éventuelles créations et / ou extensions et renforcements des ouvrages du Réseau de Transport existant

Pour chacun de ces ouvrages nécessaires au raccordement de l'Installation, sont présentés les coûts et délais de réalisation des travaux et leur répartition entre l'Utilisateur et le Gestionnaire de Réseau selon les principes de facturation publiés.

Si la détermination des coûts et délais suppose des études complémentaires : étude de tracé, autorisation de construction d'ouvrage, les couts et délais mentionnés dans le Contrat de raccordement sont estimatifs. Les coûts et délais fermes seront indiqués après réalisation des études complémentaires engagées suite à signature du Contrat de Raccordement.

b Les exigences constructives à considérer

Les exigences constructives regroupent l'ensemble des prescriptions de conception et les performances de l'Installation au Point de Raccordement afin que celle-ci s'intègre dans le Système Electrique en garantissant à la fois la Sûreté du Système Electrique et le bon fonctionnement de l'Installation.

Ces exigences concernent :

- La tenue aux régimes perturbés de tension et de Fréquence ;
- Les Services Systèmes qui pourraient être demandés à l'Installation de Production : régulation de tension, de Fréquence, Black-Start, reconstitution de réseau....
- Le plan de protection de l'Installation, le dispositif de comptage, les dispositifs d'échange d'information entre le Producteur et le Gestionnaire du Réseau de Transport.

II.4.1.2 Etudes à effectuer par l'Utilisateur : Etude de conformité

En vue de démontrer la conformité de son installation aux exigences techniques de raccordement, l'Utilisateur est tenu de suivre le processus de conformité (voir section II.8). Ce processus de conformité comprend entre autres une Etude de Conformité qui inclut notamment les aspects suivants :

- Etude de flux de puissances (load flow)
- Etude de court-circuit
- Etudes dynamiques du type LVRT/HVRT
- Etude de la qualité d'onde
- Etude de protection

Cette étude doit être soumise au Gestionnaire de Réseau pour approbation.

II.4.2 Etendue des études

II.4.2.1 Etude de Raccordement

L'étude de raccordement a pour objet :

- De définir la tension de raccordement de l'Installation
- De déterminer le ou les Points de Raccordement de L'installation
- De définir la ou les liaisons de raccordement de l'Installation au réseau existant ainsi que la structure de ce raccordement
- De définir un planning de réalisation des travaux de raccordement
- De définir les créations de réseau et les renforcements éventuellement nécessaires du réseau à la tension de raccordement
- De définir le régime de neutre et le plan de protection de l'Installation de l'Utilisateur coordonné avec celui du réseau ;
- De vérifier que l'apport de courant de court-circuit n'entraîne pas de dépassement de la tenue au court-circuit des éléments constituant le réseau ;
- De vérifier la stabilité du Système Electrique après raccordement de l'Installation
- D'évaluer l'impact sur la qualité de l'onde du raccordement de l'Installation de l'Utilisateur.
- De définir l'installation de comptage
- De définir le coût de la solution de raccordement

a Définition du domaine de tension de raccordement

Toute installation dont la Puissance Installée dépasse 10 MW doit être raccordée sur le réseau de Transport.

Le domaine de tension de raccordement est défini en fonction de la Puissance maximale de l'Installation à raccorder au réseau, - que ce soit en injection par le Producteur, ou en soutirage de consommation -, comme mentionné dans le Tableau 1.

Tableau 1.- Domaine de tension de raccordement en fonction de la Puissance max à raccorder

Pmax Producteur en Injection	Pmax de raccordement en Soutirage de l'Installation de consommation	Domaine de tension de raccordement
60 MW	60 MW	63 kV
100 MW	100 MW	90 kV
120 MW	120 MW	138 kV
> 120 MW	> 120 MW	220 kV

A la demande de l'Utilisateur, il est possible de raccorder l'Installation dans le domaine de tension supérieur. Par contre aucune dérogation n'est autorisée pour un raccordement dans le domaine de tension inférieur.

b Détermination du Point de Raccordement de l'installation et de la solution de raccordement au réseau

(i) Détermination du Point de Raccordement

Une fois déterminée la tension de raccordement, les études de raccordement ont pour objet de définir le Point de Raccordement de l'Installation au réseau existant ainsi que les adaptations nécessaires de ce réseau. L'Utilisateur, dans sa demande de raccordement peut proposer un ou des points de raccordement, et des architectures de raccordement. Ces propositions seront examinées lors des études techniques, économiques et environnementales, la validation de la solution incombe au Gestionnaire du réseau.

Le Gestionnaire de Réseau vérifie que l'insertion de la nouvelle installation n'affecte pas la sécurité et la Sureté de fonctionnement du réseau de Transport sur les points suivants :

- Le respect des intensités admissibles dans les ouvrages du réseau en régime permanent et lors des régimes de surcharge temporaire admissibles en cas d'indisponibilité d'éléments du réseau
- La tenue de la tension sur le réseau de Transport dans les plages normales lors de la mise en service ou de Déclenchement de l'installation ainsi que lors de ses variations de charge.
- Le maintien de la continuité du service dans les conditions normales de Fréquence et de tension.
- Le respect en cas de défauts, des pouvoirs de coupure des disjoncteurs
- Le respect des performances d'élimination de défauts.
- Le maintien de la stabilité et la maîtrise des phénomènes dangereux pour la Sureté du Système Electrique tels que des Déclenchements en cascade, des Ecoulements de Tension et les ruptures de synchronisme.

(ii) Détermination du schéma de raccordement

Le Gestionnaire du réseau de Transport de l'électricité garantit un droit d'accès au réseau de Transport aux Utilisateurs. Le Gestionnaire de Réseau doit veiller à ce que le raccordement d'une nouvelle installation d'Utilisateur ne remette pas en cause la qualité, la sécurité et la Sureté de fonctionnement du réseau de Transport. Cette garantie peut être assortie de limitations de Production ou de Soutirage, dans l'attente du renforcement du réseau de Transport.

Le raccordement de l'installation de l'Utilisateur, à son domaine de tension de raccordement de référence, s'effectue normalement au poste le plus proche du réseau de Transport de l'électricité où ce domaine de tension est disponible ou à défaut, il s'effectue au poste de transformation le plus proche vers la tension supérieure.

Le Gestionnaire du réseau de Transport de l'électricité définit le schéma de raccordement de l'installation de l'Utilisateur ainsi que le dimensionnement des différents composants du raccordement compte tenu des caractéristiques de l'installation de l'Utilisateur à raccorder et de celles des ouvrages existants du réseau. Il examine les différents scénarios de fonctionnement du système et les aléas qui peuvent le perturber.

(iii) Notification de la solution de raccordement

La solution de raccordement est la variante de raccordement la moins coûteuse qui permet de lever toutes les contraintes (capacité thermique, plan de tension, tenue au court-circuit, plan de protection.). Elle est notifiée à l'Utilisateur qui doit l'approuver sous 15 jours à compter de la date de réception du rapport d'étude de raccordement.

Les frais des études de raccordement sont déterminés par le Gestionnaire de Réseau et sont à la charge de l'Utilisateur.

c Données nécessaires aux études de raccordement

Lors du dépôt de la demande d'étude de raccordement, l'Utilisateur doit soumettre au Gestionnaire de Réseau de Transport toutes les données nécessaires à la réalisation de l'étude de raccordement. Ces données doivent être annexées à la demande de raccordement. Elles sont détaillées dans l'Annexe 3.

II.4.2.2 Etudes de conformité

a Objectif des études de conformité

Dans le cas des installations de production, le Producteur doit justifier de la conformité de son installation aux exigences de raccordement. Pour cela il doit mener les études suivantes qui sont effectuées à sa charge :

- Etude de flux de puissance pour démontrer la capacité de l'installation à absorber/fournir de la Puissance Réactive tel qu'exigé par le Gestionnaire de Réseau,
- Etude de court-circuit pour pouvoir communiquer la contribution des courants de court-circuit maximales de l'installation au réseau.
- Etude dynamique du type LVRT ou HVRT pour démontrer la capacité de l'Installation de Production à rester raccordée au réseau et à fournir le courant réactif au Point de Raccordement pendant le défaut.
- Etudes sur la qualité de l'onde :
 - ✓ Etude sur les variations d'onde notamment sur les courants harmoniques injectées,
 - ✓ Etude de Papillotement de la tension (vérification des limites allouées par le Gestionnaire de Réseau).
- Etudes de protection :

Le Producteur doit présenter au Gestionnaire de Réseau pour approbation une étude de protection et de sélectivité de son installation. Cette étude doit comporter :

- ✓ 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.

L'Etude de Conformité est établie par un bureau d'ingénierie agréé.

Le Gestionnaire de Réseau et à la demande du Producteur fournira les données relatives au réseau nécessaires pour déterminer les caractéristiques techniques des appareils de protection et leurs réglages.

b Données nécessaires aux études de conformité

Le Gestionnaire de Réseau communiquera au Producteur, les données au Point de Raccordement qui sont détaillées dans l'Annexe 4 partie 1.

Ces données serviront au Producteur pour élaborer l'Etude de Conformité notamment les simulations LVRT/HVRT et les études de la qualité d'onde.

Le Producteur soumettra à son tour le modèle détaillé de l'installation incluant les données des composants internes tel que détaillé dans l'Annexe 4 (parties 2 et 3).

II.4.3 Processus de raccordement.

Le processus de raccordement comprend les étapes suivantes :

Etape 1 : Demande de raccordement

L'Utilisateur soumet une demande d'étude de raccordement au Gestionnaire de Réseau et fournit toutes les données nécessaires pour la réalisation des études de raccordement.

Etape 2 : Réalisation de l'étude de raccordement :

Le Gestionnaire de Réseau établit l'étude de raccordement et notifie à l'Utilisateur la ou les solution(s) de raccordement ainsi que le devis estimatif de raccordement.

Etape 3 : Signature du Contrat de Raccordement

Après acceptation par l'Utilisateur d'une des solutions techniques proposées et du devis correspondant, le Gestionnaire du Réseau de Transport établit le Contrat de Raccordement pour la mise en œuvre de la solution de raccordement retenue.

Etape 4 : Réalisation des études de conformité (voir processus de conformité en II.8.)

Etape 5 : Essais de mise en service, contrôle de conformité par rapport à l'ensemble des exigences techniques et établissement du Procès-Verbal de réception de l'installation de l'Utilisateur

Etape 6 : Signature du Contrat d'exploitation

Etape 7 : Mise en service

Etape 8 : Exploitation et surveillance en exploitation

II.5 EXIGENCES CONSTRUCTIVES DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION

II.5.1 Plages de fonctionnement en Fréquence et en tension

II.5.1.1 Plages de fonctionnement en Fréquence

Toute Installation de Production doit être capable de façon constructive de fonctionner de manière continue dans la plage de fonctionnement en Fréquence [48.3 Hz - 50.5 Hz].

La centrale doit être capable de façon constructive de rester connectée au réseau, pour des durées limitées, dans les plages exceptionnelles de Fréquence indiquées dans le Tableau 2 ci-dessous :

Tableau 2.- Plages de fonctionnement normal et exceptionnel en Fréquences

Plage de Fréquence	Durée maximale de fonctionnement
46,5 Hz – 47,5 Hz	30 secondes
47,5 Hz – 48,3Hz	15 minutes
48,3 Hz – 50,5 Hz	Illimitée
50,5 Hz – 51,0 Hz	15 minutes
51,0 Hz – 52,5 Hz	5 minutes

Dans le cas où la variation de Fréquence excède les limites techniques et les durées indiquées dans le Tableau 2, l'installation est autorisée à se déconnecter du réseau pour assurer la sécurité du matériel, des biens et du personnel.

II.5.1.2 Plages de fonctionnement en tension

Chaque centrale de production doit être, de façon constructive, capable de fonctionner de manière continue dans les plages de fonctionnement normales de tension ([Un-10%, Un+10%] pour les niveaux de tension 63 kV, 90 kV et 220 kV et [Un-10%, Un+5%] pour le niveau de tension 138 kV).

En dehors de ces plages, chaque centrale doit rester connectée pendant une durée ne dépassant pas la durée maximale spécifiée dans le Tableau 3.

Tableau 3.- Plages de fonctionnement en tension

Tensions (en kV)				Durée maximale de fonctionnement
Un=63	Un=90	Un=138	Un=220	
50,5 – 53,5	72 – 76,5	110,5– 117,5	176 – 187	30 minutes
53,5 – 57	76,5 – 81	117,5 – 124,5	187 – 198	180 minutes
57 – 69,5	81 – 99	124,5– 145	198– 242	Illimitée
69,5 – 75,5	99 – 108	145-165,5	242 – 264	15 minutes

Le Tableau 4 ci-dessous présente les plages de variation de tension en valeurs per unit (p.u) :

Tableau 4.- Plages de variation en tension (en p.u)

Tensions (en p.u)				Durée de fonctionnement
Un=63	Un=90	Un=138	Un=220	
0,8 – 0,85	0,8 – 0,85	0,8 – 0,85	0,8 – 0,85	30 minutes
0,85 – 0,9	0,85 – 0,9	0,85 – 0,9	0,85 – 0,9	180 minutes
0,9 – 1,1	0,9 – 1,1	0,9 – 1,05	0,9 – 1,1	Illimitée
1,1 – 1,2	1,1 – 1,2	1,05 – 1,2	1,1 – 1,2	15 minutes

Dans le cas où la variation de tension excède les limites techniques et les durées indiquées dans le Tableau 3, l'installation est autorisée à se déconnecter du réseau pour assurer la sécurité du matériel, des biens et du personnel.

II.5.2 Exigences constructives pour les installations de production en cas de fonctionnement normal

II.5.2.1 Domaine de fonctionnement en Puissance Réactive

a Exigences pour les machines synchrones

Pour les installations synchrones, les exigences techniques minimales pour la Puissance Réactive sont comme suit :

L'installation doit avoir la capacité de fourniture/absorption de Puissance Réactive conformément au Diagramme [P, U, Q] montrée dans la Figure 6.

- A puissance active nominale, l'installation doit pouvoir fournir une Puissance Réactive égale à 0,75 de la puissance active nominale à la Tension Nominale ($Q=0.75 P_{nom}$, $\cos \Phi=0,8$).
- A puissance active nominale, l'installation doit pouvoir absorber une Puissance Réactive égale à - 0,3 de la Puissance Nominale à la Tension Nominale ($Q=-0,3 P_{nom}$).
- Le point de fonctionnement doit être ajustable dans la plage montrée dans la Figure 6. La centrale doit être capable de fonctionner dans n'importe quel point du Diagramme de la Figure 6 sans limitation de durée.
- La capacité en Puissance Réactive ne doit pas être réduite pour toute variation de tension dans la plage de fonctionnement normal tel que spécifié dans le Tableau 3.
- Lorsque l'installation comporte plusieurs groupes de production qui ne sont pas en service réduisant sa Puissance Disponible à moins de 10% de la Puissance Nominale, les limites de fourniture/absorption de la Puissance Réactive sont réduites aux valeurs de Q_{min0} , Q_{max0} . Les valeurs de Q_{min0} , Q_{max0} seront convenus avec le Gestionnaire de Réseau.
- Le transformateur de groupe de l'installation doit comporter un certain nombre de prises graduées du côté haute tension, - le nombre étant déterminé en fonction du type de groupe. Le transformateur de puissance peut être équipé d'un régleur en charge dont l'étendue de la plage de réglage doit être convenue avec le Gestionnaire de Réseau.
- L'installation doit être munie de régulateurs permettant de contrôler la tension aux bornes de l'alternateur.

- Le système de réglage de tension doit être équipé au moins d'un stabilisateur de tension à effet de variation de la valeur cible du régulateur de tension. Les installations de production peuvent selon le cas être équipées d'autres types de stabilisateurs.

En cours d'exploitation, le choix de la prise du transformateur de groupe doit être effectué par le Dispatching en concertation avec le Producteur.

Pendant la durée de vie de l'installation, le Gestionnaire de Réseau peut demander des changements de prise sur le transformateur du groupe. Ces opérations seront réalisées par le Producteur dans des délais et des conditions compatibles avec les contraintes d'exploitation.

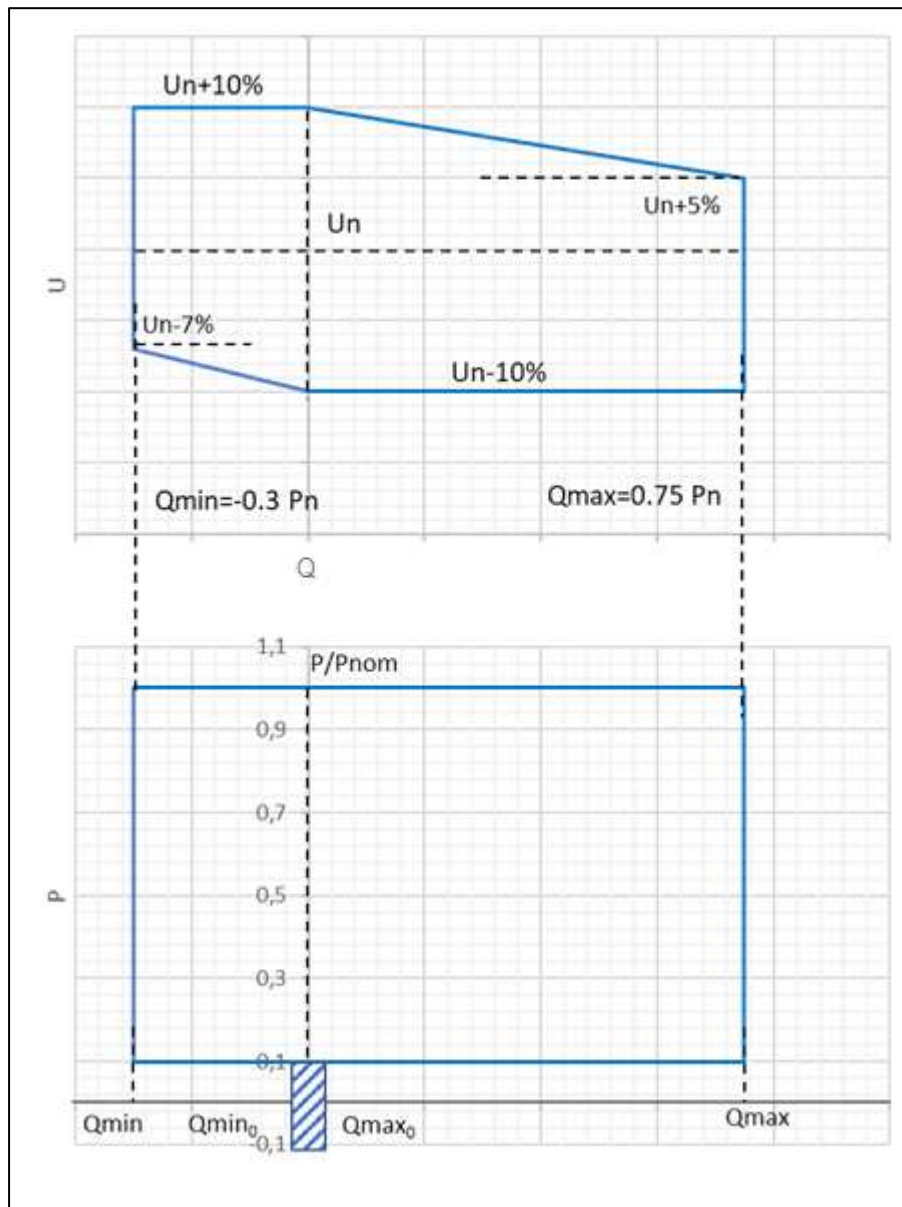


Figure 6.- Exigences en capacité réactive des installations synchrones (tension à 1 per unit au point de raccordement)

b Exigences pour les machines non synchrones

Pour les installations non-synchrones, les exigences techniques minimales pour la Puissance Réactive sont comme suit :

L'installation doit avoir la capacité de fourniture/absorption de Puissance Réactive conformément au Diagramme [P, U, Q] montrée dans la Figure 7.- Exigences en capacité réactive des installations non-synchrones (tension à 1 per unit au Point de Raccordement)

- A puissance active nominale, l'installation doit pouvoir fournir une Puissance Réactive égale à 0,484 de la puissance active nominale à la Tension Nominale ($Q=0,484 P_{nom}$, $\cos \phi = 0.9$).
- A puissance active nominale, l'installation doit pouvoir absorber une Puissance Réactive égale à 0,484 de la Puissance Nominale à la Tension Nominale ($Q=-0,484 P_{nom}$, $\cos \phi = 0.9$).
- Le point de fonctionnement doit être ajustable dans la plage montrée dans la Figure 7.- Exigences en capacité réactive des installations non-synchrones (tension à 1 per unit au Point de Raccordement)
- La centrale doit être capable de fonctionner dans n'importe quel point du Diagramme de la Figure 7.- Exigences en capacité réactive des installations non-synchrones (tension à 1 per unit au Point de Raccordement)
- sans limitation de durée.
- La capacité en Puissance Réactive ne doit pas être réduite pour toute variation de tension dans la plage de fonctionnement normal tel que spécifié dans le Tableau 3.
- Lorsque l'installation comporte plusieurs groupes de production qui ne sont pas en service réduisant sa Puissance Disponible à moins de 10% de la Puissance Nominale, les limites de fourniture/absorption de la Puissance Réactive sont réduites aux valeurs de Q_{min0} , Q_{max0} . Les valeurs de Q_{min0} , Q_{max0} seront convenus avec le de Dispatching.
- Les installations de production non-synchrones doivent être munies d'un transformateur de puissance avec prise en charge. Le transformateur de puissance doit être équipé d'un régleur en charge pour contrôler la tension du côté HT. L'étendue de la plage de réglage est convenue avec l'Opérateur du Système ;
- Les installations de production doivent être munies de régulateurs permettant de contrôler la tension et/ou la Puissance Réactive au point d'injection.

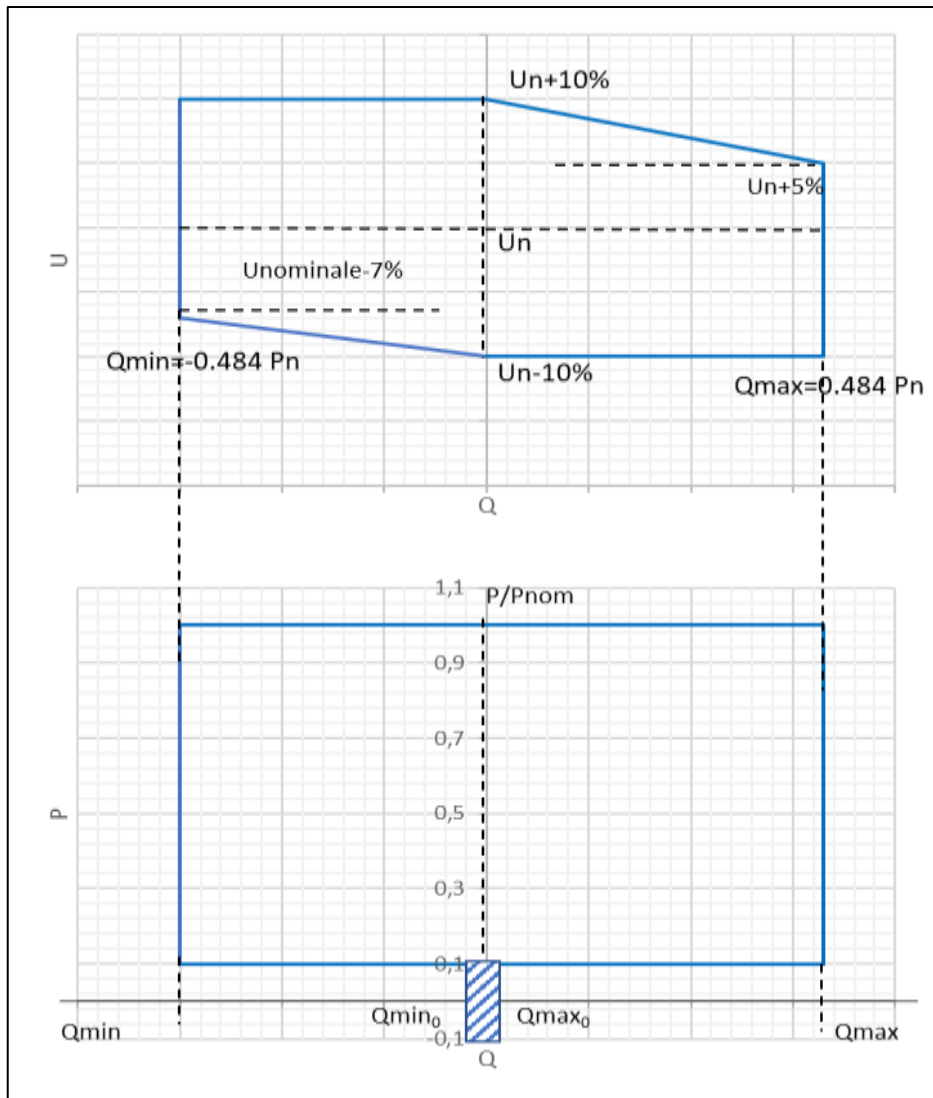


Figure 7.- Exigences en capacité réactive des installations non-synchrones (tension à 1 per unit au Point de Raccordement)

II.5.2.2 Exigences spécifiques au réglage de puissance et de Fréquence

Chaque Installation de Production raccordée sur le réseau de Transport doit être contrôlable en termes de puissance active et ce, afin de lutter contre un risque de perturbation de l'équilibre du Système Electrique.

L'installation doit être capable d'ajuster sur ordre du centre de Dispatching la valeur de puissance active produite à la valeur de consigne spécifiée par le Dispatching

Les installations de production (y compris les installations éoliennes et PV) doivent avoir la capacité technique de participer au Réglage Primaire de Fréquence.

Les installations de production disposant de capacité de Réglage Primaire doivent avoir un Statisme compris entre 1 et 10 %.

Les installations de production de puissance supérieure ou égale à 20 MW doivent être conçues pour participer au Réglage Secondaire puissance-Fréquence, avec une demi-bande de réglage de 15% à 20% de Pnom.

Les installations solaires photovoltaïques ou éoliennes ne participent pas aux réglages secondaire et tertiaire.

a Exigences spécifiques aux installations participant au Réglage Primaire

Sur consigne du Dispatching, les unités de production de la centrale doivent être capables d'ajuster la puissance produite de manière automatique en réponse aux variations de la Fréquence conformément à la Figure 8.

Dans ce sens :

- Les installations de production de l'électricité synchrones doivent être équipées d'un régulateur de vitesse.
- Les installations de production de l'électricité non-synchrones doivent être équipées d'un régulateur de Fréquence.
- Le régulateur de vitesse/le régulateur de Fréquence doit être capable d'asservir la puissance de l'installation aux variations de la Fréquence du Réseau de Transport. Ce régulateur doit avoir les caractéristiques suivantes :
 - Le Réglage Primaire de la Fréquence est automatisé, une fois que le Dispatching définit la (les) centrale(s) qui participe(nt) effectivement à la fourniture de réserve primaire,.
 - La valeur du Statisme doit être ajustée pendant l'exploitation et demeurer dans l'intervalle 2-10%. Le réglage de la valeur du Statisme doit être déterminé et communiqué par le Dispatching.
 - Les limites de la Bande Morte doivent être ajustables en continu pendant l'exploitation. La valeur du point f1 doit être dans la plage 47.5-50 Hz et celle de f2 dans la plage 50.0-52.0 Hz.
 - La précision de mesure de la Fréquence doit être inférieure à 10mHz.
 - Les unités de production doivent être capables d'assurer une réponse dans les la centrale doit être capc sens d'augmentation ou de diminution de 10% de la puissance active disponible et de maintenir un fonctionnement continu et stable suite à une telle réponse.
 - La réponse maximale de la centrale doit être limitée à une valeur spécifiée par le Dispatching.
 - La réponse doit être comme suit : La centrale doit avoir la capacité de restituer la totalité de la Réserve de Puissance attendue en moins de 10 secondes et la moitié de cette réserve en moins de 5 secondes. L'action de réglage doit être activée dans un délai maximum de 2 secondes et la réponse attendue doit pouvoir être maintenue au moins pendant 1 heure. Cette exigence s'applique pour toutes les valeurs de Statismes dans la plage 2-10%.

Toutes les installations de production participant au Réglage Primaire de Fréquence doivent conserver leur capacité de fourniture de service de tension/Puissance Réactive

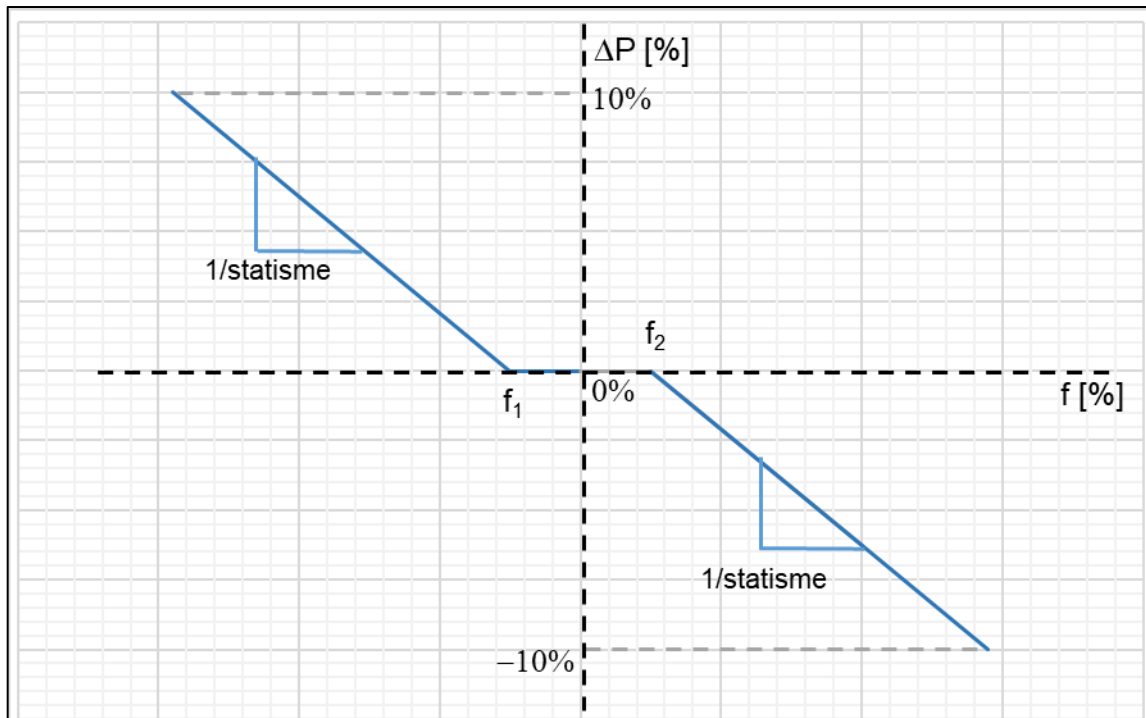


Figure 8.- Réponse de Réglage Primaire

b Exigences spécifiques aux installations participant au Réglage Secondaire

Toute Installation de Production participant au Réglage Primaire de Fréquence doit disposer d'une capacité constructive de réglage lui permettant de participer au Réglage Secondaire de Fréquence. Les installations mettant en œuvre de l'énergie fatale telles les fermes éoliennes, les installations photovoltaïques, les centrales hydrauliques « fil de l'eau », ainsi que les installations inférieures à 20 MW ne sont pas concernées.

Le Réglage Secondaire consiste à modifier la consigne de puissance P_0 des Installations participant au Réglage Secondaire dans leurs plages de fonctionnement [P_{min} ; P_{max}] afin de corriger l'erreur de réglage

À la suite d'une baisse de Fréquence ayant mobilisée les Réserves Primaires, la Fréquence est différente de la Fréquence nominale et les Réserves Primaires ont été partiellement mobilisées.

La modification de la consigne de puissance P_0 de l'installation permet de ramener la Fréquence du réseau à $f_0 = 50$ Hz et de restituer les Réserves Primaires.

L'envoi de la nouvelle consigne de puissance vers chaque installation s'effectue depuis le Dispatching du Gestionnaire de Réseau vers le Chargé d'Exploitation de l'Installation de Production selon les dispositions mentionnées dans le C Contrat de Raccordement et dans son annexe exploitation.

Cet envoi peut s'effectuer par des moyens de communication conventionnels : téléphone et action manuelle ou par envoi de télé valeur de consigne pris automatiquement en compte par le régulateur de puissance de l'Installation.

Le fonctionnement en Réglage Secondaire Fréquence - puissance est possible du minimum technique jusqu'à la Puissance Maximale de la centrale. Le temps de variation de puissance à afficher sur la centrale doit être convenu avec le Dispatching, il doit toutefois être compatible avec la technologie de l'Installation de Production et ne doit en aucun cas excéder 10 minutes.

L'ordre automatique de prise de charge est exécuté sans qu'aucun retard supplémentaire ne soit introduit ; L'envoi de la nouvelle valeur de consigne peut s'effectuer par des moyens de communication conventionnels : téléphone et action manuelle ou par envoi de télé valeur de consigne pris automatiquement en compte par le régulateur de puissance de l'Installation

L'Installation de Production doit être capable de maintenir la puissance de Réglage Secondaire pour une période d'au moins quatre (04) heures après l'activation de la Réserve Secondaire.

La puissance déclarée ainsi que la Réserve Secondaire programmée doivent être garanties en permanence par le Producteur.

L'Installation de Production doit conserver sa capacité de fourniture de service de tension/Puissance Réactive pendant la fourniture de la Réserve Secondaire.

c Exigences spécifiques aux installations participant au Réglage Tertiaire

Les installations programmées pour constituer la Réserve Tertiaire sont mises à la disposition du Dispatching. Ces installations sont utilisées, pour garantir une réserve permettant d'assurer le maintien de la Réserve Secondaire qui pourrait être mobilisée du fait des contraintes du réseau et/ou modification du programme de production.

La prise de charge se fait avec un taux de variation minimum requis qui doit être convenu avec le Dispatching. Ce temps doit être compatible avec la technologie de l'Installation, il doit toutefois permettre l'épuisement complet de la bande de réglage en un temps n'excédant pas en aucun cas 15 minutes après activation.

d Exigences spécifiques aux installations ne participant pas au Réglage Primaire

Les installations de production qui ne participent pas au Réglage Primaire doivent avoir l'aptitude au réglage de la Fréquence en cas de Fréquences élevées. Il s'agit, entre autres, des centrales CSP (Concentrated Solar Power) qui n'ont pas la capacité technique de participer à la réserve primaire, à cause de sa dynamique de fourniture de réserve primaire plus lente.

Un système de contrôle-commande doit être activé à partir d'un seuil de 50.5 Hz et doit permettre de diminuer linéairement la puissance active. Le réglage du Statisme de ces installations est convenu avec le Dispatching.

La dynamique de réduction de puissance demandée aux installations est décrite sur la Figure 9 ci-dessous. La valeur de réglage de Statisme doit être convenue avec le Dispatching.

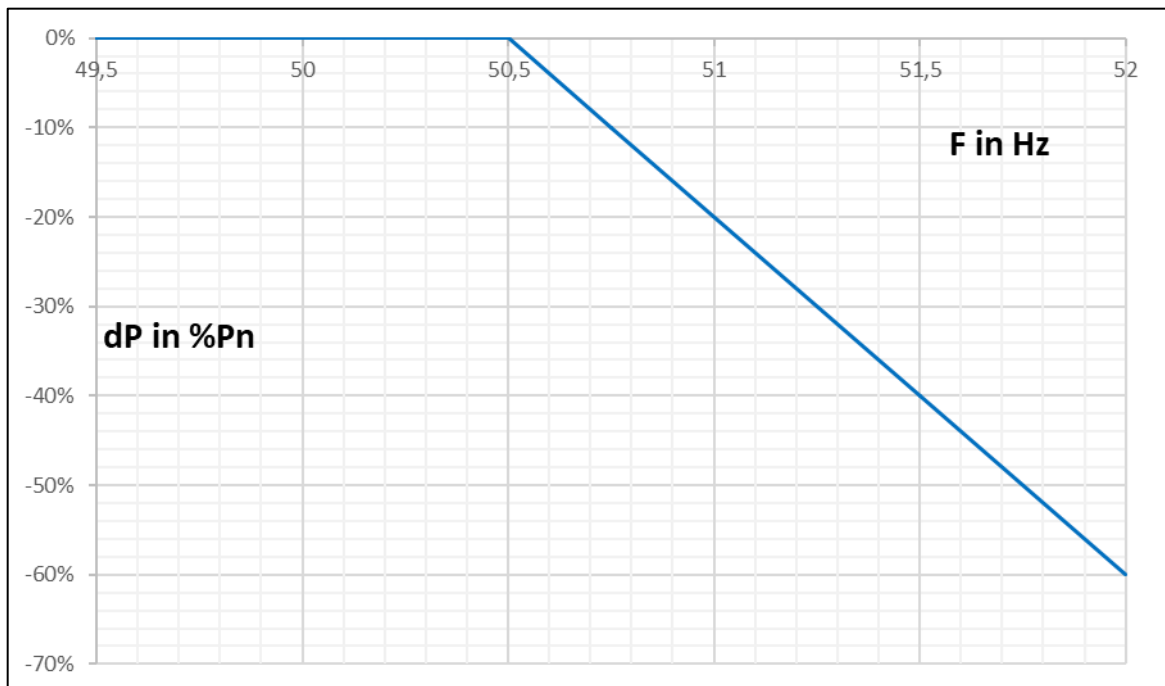


Figure 9.- Réglage de Fréquence en cas de surfréquences

II.5.2.3 Réglage de tension

a Exigences spécifiques pour les installations synchrones

Le réglage de tension pour les installations synchrones raccordées sur le réseau de Transport doit être effectué selon deux modes :

- Mode 1– Réglage de Puissance Réactive au point d'injection selon un Programme de Marche en Puissance Réactive, compte tenu du Programme de Marche en puissance active.
- Mode 2– Réglage de tension par action sur la consigne de tension côté BT de l'alternateur et de la valeur de consigne et le choix de la prise de transformateur.

En cours d'exploitation, le mode de réglage et les valeurs de consigne sont définis par le Dispatching en fonction des besoins et des contraintes locales et compte tenu de la capacité de l'Installation de Production de l'électricité à assurer le réglage.

Pendant la durée de vie de l'installation, le choix de la prise du transformateur principal de l'installation est défini par le Dispatching.

Pour réguler la tension, une Installation de Production synchrone doit disposer d'un système de régulation automatique de la tension-système d'excitation (AVR) à action continue.

L'AVR doit être conforme aux exigences spécifiées dans les normes CEI 60034 et IEEE 421.

Toute unité de production dont la Puissance Nominale est supérieure à 50 MW doivent être équipées de système de stabilisation de la puissance (PSS) tels que définis dans les normes CEI 60034 et IEEE421.

Le Producteur doit effectuer les études nécessaires pour déterminer les paramètres appropriés de l'AVR et le PSS et les communiquer au Dispatching.

b Exigences spécifiques pour les installations non-synchrones

Le réglage de tension pour les installations non-synchrones raccordées sur le réseau de Transport doit être effectué selon deux modes

- Mode 1– Réglage de Puissance Réactive au point d'injection selon un Programme de Marche en Puissance Réactive, compte tenu du Programme de Marche en puissance active.
- Mode 2– Réglage de tension au point d'injection selon une caractéristique du type Q-U, fixée par l'Exploitant sur ordre du Dispatching. Ce réglage doit être réalisé dans les limites du domaine de fonctionnement normal de tension défini par le diagramme (P, U, Q).

En cours d'exploitation, le mode de réglage et les valeurs de consigne sont définis par le Dispatching en fonction des besoins et des contraintes locales et compte tenu de la capacité de l'Installation de Production de l'électricité à assurer le réglage.

II.5.2.4 Exigences constructives en cas de fonctionnement dégradé

Les installations de production doivent, par leur conception, pouvoir fonctionner en régime perturbé en Fréquence et/ou en tension tel qu'indiqué dans le Tableau 2 et Tableau 3.

Il appartient au Producteur d'équiper ses installations de dispositifs de limitation ou de protection pour préserver son matériel face aux contraintes qui peuvent survenir lors d'un fonctionnement en régime perturbé de réseau de Fréquence et /ou tension.

Ces protections doivent être conçues de façon à éviter des fonctionnements intempestifs lors des régimes transitoires auxquels peut être soumise l'installation.

a Fonctionnement en cas de creux de tension

(i) Exigences spécifiques pour les machines synchrones

En cas de défaut intervenant sur le réseau de Transport et éliminés à temps par les équipements de protection, toute Installation de Production synchrone n'est pas autorisée à se déconnecter du réseau et doit maintenir sa stabilité transitoire.

De même, en cas de défaut intervenant sur le réseau de distribution et éliminés à temps par les équipements de protection, la centrale et ses équipements auxiliaires n'est pas autorisée à se déconnecter du réseau et doit maintenir sa stabilité transitoire

(ii) Exigences spécifiques pour les machines non-synchrones

L'Installation de Production non-synchrone doit rester couplée et synchronisée au réseau de Transport lors des défauts avec un gabarit de tension conforme au gabarit présentée dans la Figure 10.

Dans le cas de défauts asymétriques, la tension indiquée dans la Figure 10 correspond à la valeur minimale des trois phases (entre phases ou phase-terre).

En cas de réenclenchements monophasés, l'Installation de Production non-synchrone doit rester raccordée et synchronisée pendant la période entre deux creux de tensions, même si seulement deux phases du réseau sont disponibles pendant la période entres les deux creux de tension consécutifs.

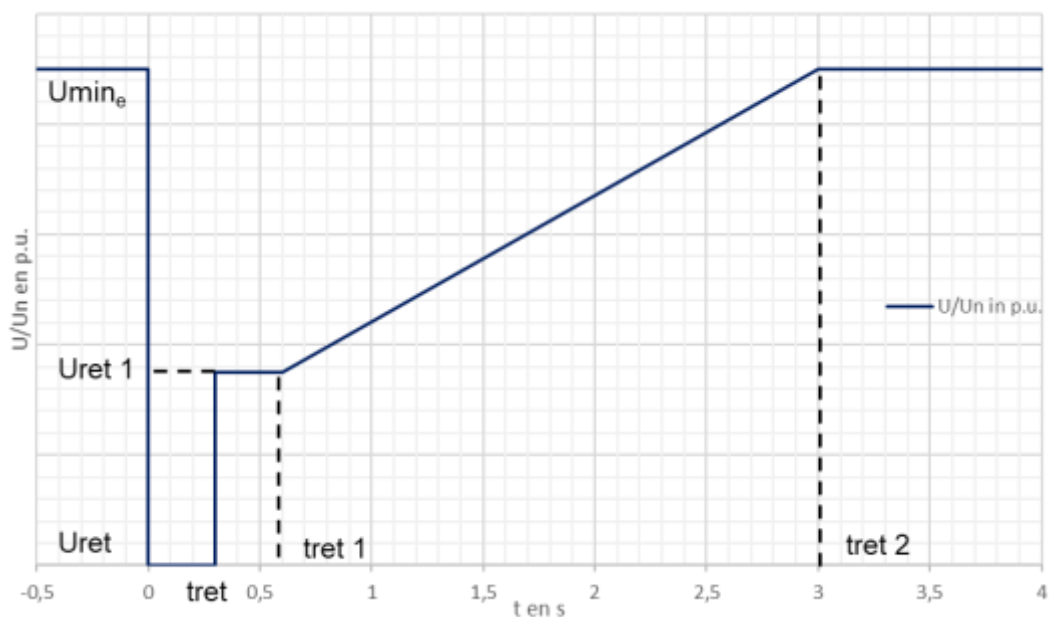


Figure 10.- Profil de tenue aux creux de tension d'une Installation de Production

Les tensions et temporisations durant lesquelles les installations de production non-synchrones doivent demeurer en service sont spécifiées dans le Tableau 5 ci-dessous :

- L'Installation de Production non-synchrone doit rester couplée et synchronisée au réseau de Transport lors des défauts avec une tension retenue aux bornes HT du transformateur du groupe, de 0 p.u de la Tension Nominale pour une durée de T_{ret} seconde et une tension retenue égale à U_{ret1} pour une durée de T_{ret1} seconde.
- Pour une tension retenue comprise entre U_{ret1} et U_{min_e} définissant la tension minimale en régime perturbé, une interpolation linéaire est appliquée.
- Pour une tension comprise entre U_{min_e} et U_{min_n} définissant la tension minimale en régime permanent ($U_{min_n}=0.9$ p.u), les temporisations sont à convenir avec le Dispatching.

- Pendant les creux de tension, l'Installation de Production non-synchrone doit fournir un courant réactif en fonction de la tension retenue conformément aux exigences spécifiées dans le paragraphe "Maintien du courant réactif pendant le défaut- Exigences spécifiques pour les machines non-synchrones".

Tableau 5.- Tensions et temporisations durant lesquelles les installations synchrones doivent demeurer en service

Paramètre	Valeur
Tret	300ms
Tret1	0.6 secondes
Tret2	3 secondes
Uret	0 per unit
Uret1	0.1 per unit
Umine	0.8 p.u

Chaque Installation de Production non-synchrone après élimination du défaut doit rétablir la production de puissance active au moins à 90% du niveau disponible immédiatement avant le défaut en 1 seconde.

En cas de défauts multiples consécutifs, l'Installation de Production non-synchrone doit rester raccordée et synchronisée pendant trois évènements consécutifs pendant 120 secondes.

b Fonctionnement en cas de surtension

Les installations de production non synchrones doivent rester connectées au réseau de Transport en cas de surtension conforme au gabarit de la Figure 11.

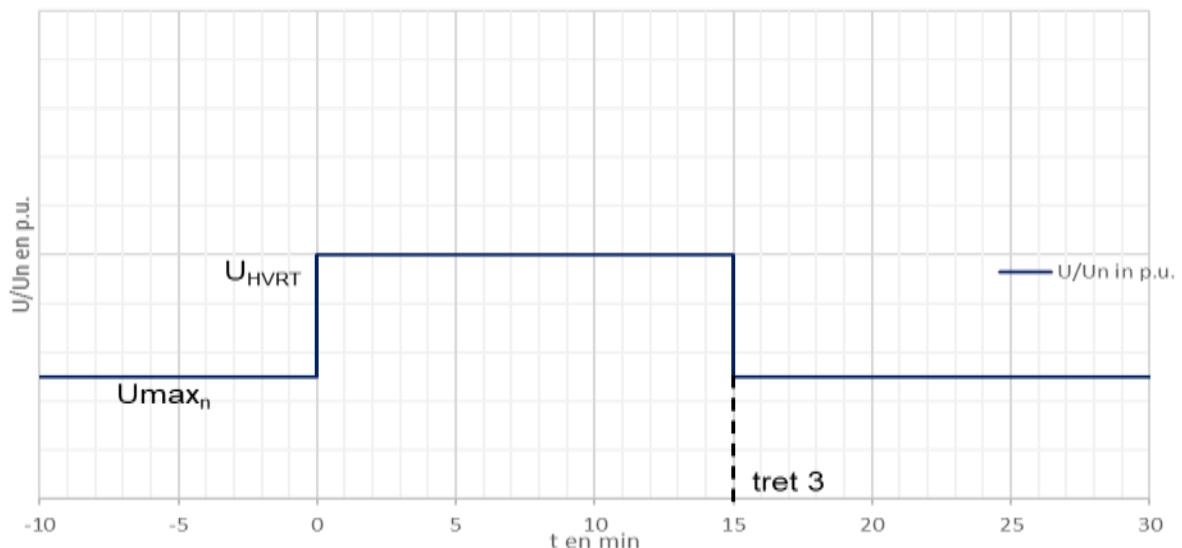


Figure 11.- Surtensions et temporisations durant lesquelles les installations doivent demeurer en service

Les tensions et temporisations durant lesquelles les installations de production non-synchrones doivent demeurer en service sont spécifiées dans le Tableau 6 ci-dessous.

Tableau 6.- Surtensions et temporisations durant lesquelles les installations non synchrones doivent demeurer en service

U	t (Sec)
Tret3	15 minutes
UHVRT	1.2 p.u

Une Installation de Production est autorisée à se déconnecter immédiatement lors d'une surtension supérieure à UHVRT.

En cas d'une tension entre Umaxn définissant la limite supérieure du domaine de fonctionnement normal et UHVRT au Point de Raccordement, l'Installation de Production non-synchrone ne doit pas se déconnecter pendant au moins une durée égale à Tret3 (voir Figure 11 ci-dessus).

En cas d'une surtension asymétrique, la tension de la Figure 11 correspond à la valeur maximale des trois phases (ligne-ligne ou ligne-terre).

c Maintien du courant réactif pendant le défaut

(i) Exigences spécifiques pour les machines synchrones

La réponse des installations de production synchrones aux creux de tension ou hausse de tension est définie par leur comportement physique (injection d'un courant réactif/courant de court-circuit).

(ii) Exigences spécifiques pour les machines non-synchrones

Pour maintenir la tension au cours de situations de creux de tension, les installations de production non-synchrones doivent injecter du courant réactif supplémentaire dans le réseau à l'instar des installations de production synchrones. De même, pour réduire la tension aux valeurs admissibles, les installations de production non-synchrones doivent absorber le courant réactif, pour les situations de surtensions.

Afin de maintenir la tension dans le cas des défauts symétriques et asymétriques ou dans le cas des hausses de tension, l'injection ou l'absorption d'un courant réactif supplémentaire par une unité de production non-synchrone doit satisfaire les conditions suivantes :

- Les unités de production non-synchrones doivent injecter ou absorber un courant réactif additionnel en proportion à la variation de la tension, comme représenté sur la Figure 12.
- Le courant réactif total est égal à la somme du courant réactif avant la perturbation et le courant réactif additionnel.
- Le courant réactif total peut être limité au courant nominal de l'unité de production (le courant nominal est défini par

$$\text{Avec : } I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3}U_n}$$

Pn : puissance active nominale de l'unité de production,

Un : Tension Nominale de l'unité de production.

La tension ΔU_t (en p.u.) est égale à la différence entre la tension avant et après la perturbation en p.u. au Point de Raccordement local (BT) d'une unité de production non-synchrone. La tension ΔU_t correspond à la composante du système direct.

- Dans la bande $-0,1\text{p.u.} < \Delta U_t < 0,1\text{p.u.}$ aucune exigence d'injection de courant réactif additionnel est imposé.

- Le facteur de proportionnalité K est réglable entre 0 et 10 ($0 \leq K \leq 10$). Son réglage est convenu avec le Gestionnaire de Réseau avant la mise en service.
- Le courant réactif additionnel d'après la Figure 12 est un courant symétrique (système direct), même dans le cas d'un défaut asymétrique.
- En cas de situations asymétriques, l'Installation de Production non-synchrone répond à une tension au système inverse en absorbant un courant réactif qui est proportionnel à la tension du système inverse (analogiquement à une réactance du système inverse). Le facteur de proportionnalité du système inverse (K_2) est convenu avec l'Opérateur du système avant la mise en service.
- La durée de l'action d'injection ou d'absorption du courant réactif supplémentaire (système directe et inverse) doit être effectuée dans un délai de 60ms au maximum (temps d'établissement du courant réactif).

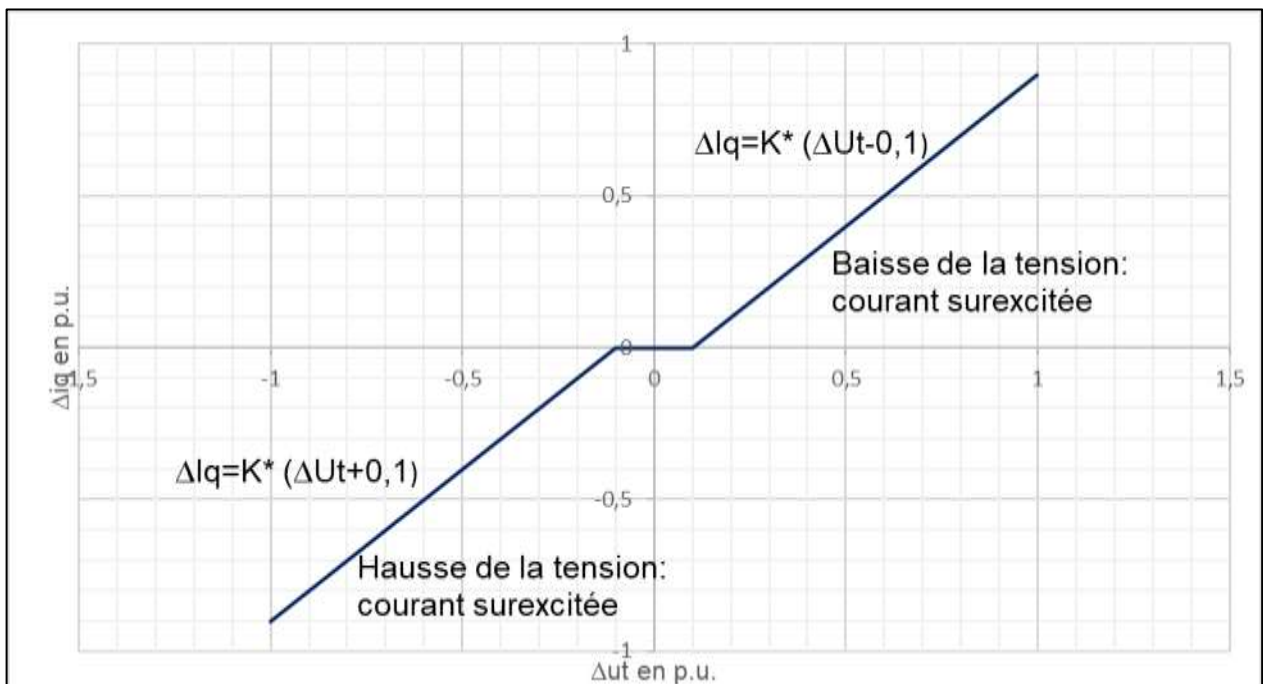


Figure 12.- Injection de courant réactif en fonction de la variation de tension en cas de creux de tension ou hausse de tension - Installations non synchrones

II.5.2.5 Exigences relatives aux systèmes de comptage et des dispositifs de mesure

Le Producteur équipera ses installations d'évacuation d'énergie (avant-poste ou poste) d'un système complet de comptage d'énergie de précision pour enregistrer l'énergie injectée ou soutirée sur le réseau de Transport. Ce système permet le comptage et l'enregistrement de l'énergie active et réactive en émission et réception (alimentation des auxiliaires), avec une période d'intégration réglable.

Le Système de Comptage est composé de deux Compteurs de l'énergie livrée au réseau fournis et installés par le demandeur, à ses frais, au Point de Livraison. Les deux Compteurs doivent être du type 4 quadrants (actif/réactif, import/export) conformes aux normes en vigueur CEI de classe de précision 0,2S en actif et 2 en réactif. Un des Compteurs est référencé en Compteur principal et l'autre en Compteur redondant, dans le procès-verbal de mise en service signé par le Gestionnaire de Réseau et le Producteur.

Les réducteurs de mesures doivent être de classe de précision au minimum égale à 0,2 et conformes aux normes et à la réglementation en vigueur.

Le Système de Comptage doit disposer de toutes les fonctions exigées pour un paramétrage et une exploitation aussi bien en local qu'à distance.

II.5.2.6 Exigences vis-à-vis du système de télé-information

Toute Installation de Production raccordée sur le réseau de Transport doit être équipée des équipements de communication adéquats (téléphonie, informatique, messagerie...) permettant d'assurer convenablement des échanges d'information avec le centre de Dispatching.

Des équipements compatibles avec les systèmes de communications et de télé-conduite du Dispatching doivent être installés.

Pour répondre à l'évolution des réseaux, le Gestionnaire de Réseau a le droit d'imposer les adaptations et/ou réglages nécessaires des équipements de télé conduite et de télé-informations des installations du vendeur.

II.5.2.7 Dispositif d'enregistrement et de surveillance

Les Installations de Production dont la puissance P max est supérieure à 50 MW et qui assurent des fonctions de Réglage Primaire de Fréquence et de réglage de la tension peuvent être équipées à la demande du Gestionnaire de Réseau d'un enregistreur de perturbation Fréquence d'échantillonnage > 3 kHz installé au Point de Livraison. Cet enregistreur a pour objet :

- De permettre d'analyser le comportement du réseau lors de situations exceptionnelles : défaut, Eroulement de Tension, délestage, passage en réseau séparé, blackout ...
- De vérifier la conformité du comportement de l'Installation de Production aux règles de fonctionnement figurant dans les documents contractuels.
- De vérifier les performances de l'Installation de Production ;

A titre indicatif, il est proposé d'enregistrer les informations suivantes :

- Enregistrement des trois tensions
- Enregistrement des trois courants
- Enregistrement des puissances actives et réactives fournies et absorbées
- Enregistrement de la Fréquence
- Enregistrement du fonctionnement des protections (grandeur logique)
- Déclenchement sur franchissement de seuil de tension, de courant ou de protection

La configuration du Dispositif de Surveillance sera réalisée en commun entre les Parties. Les données issues de ce Dispositif de Surveillance seront mises à dispositions du Gestionnaire du Réseau et du Producteur.

Si l'installation d'un Dispositif de Surveillance est exigée, le Contrat de Raccordement mentionnera les caractéristiques de ce dispositif et les informations devant être enregistrées. L'annexe Contrat d'exploitation précisera les modalités d'accès aux données pour le Gestionnaire de Réseau et le Producteur.

II.5.2.8 Exigences relatives aux systèmes de protection

Le Gestionnaire de Réseau fournira aux Producteurs un cahier des charges du système de protection à partir duquel le Producteur élaborera le dispositif de protection qu'il présentera au Gestionnaire de Réseau pour validation et détermination des réglages.

Pour répondre à l'évolution des réseaux, le Gestionnaire de Réseau a le droit d'imposer les adaptations et/ou réglages nécessaires des protections des installations du Producteur.

La liste détaillée des équipements de protection est à indiquer par le Producteur et le Gestionnaire de Réseau en annexe au contrat de raccordement.

a Exigences spécifiques aux machines synchrones

Toute Installation de Production synchrones doit être dotée d'un système de protection qui comporte :

- Une protection vis-à-vis des défauts pouvant survenir sur le réseau auquel est raccordée l'Installation de Production. Cette protection doit entraîner le Découplage des groupes de production afin que ceux-ci n'alimentent plus le défaut qui est normalement éliminé par les protections équipant le réseau. Pour le réseau et pour le groupe de production, Il est préférable de choisir un appareil de Découplage permettant l'ilotage du groupe.
- Une protection vis-à-vis des défauts pouvant survenir sur l'installation intérieure en aval du Point de Livraison ; cette protection doit entraîner l'ouverture d'appareil de coupure de l'installation intérieure assurant l'élimination du défaut ou l'ouverture d'un disjoncteur situé au Point de Livraison ; A cet effet, il sera prévu un ensemble complet et coordonné de protections et d'automates pour les différents organes de l'installation dont notamment :
 - Minimum de tension
 - Déséquilibre de courant
 - Maximum de courant alternatif
 - Différentielle alternatif
 - Différentielle totale
 - Dispositif de mise à la terre du neutre dans l'Installation de Production
 - Puissance inverse
 - Glissement de pôle, ...

Une protection destinée à séparer les installations de production du réseau en cas de rupture de synchronisme. Pour les groupes équipés d'une protection perte de synchronisme fondée sur une mesure d'angle interne et de puissance électrique, le Producteur en précisera au Gestionnaire de Réseau ses réglages.

b Exigences spécifiques aux machines non-synchrones

Toute Installation de Production non synchrone doit être dotée d'un système de protection qui comporte :

- Une protection vis-à-vis des défauts pouvant survenir sur le réseau auquel est raccordée l'Installation de Production. Cette protection doit entraîner le Découplage des groupes de production afin que ceux-ci n'alimentent plus le défaut qui est normalement éliminé par les protections équipant le réseau. Pour le réseau et pour le groupe de production, Il est préférable de choisir un appareil de Découplage permettant l'ilotage du groupe.
- Une protection vis-à-vis des défauts pouvant survenir sur l'installation intérieure qui comporte :
 - Une protection de surintensité
 - Une Protection de Découplage qui doit déceler les protections suivantes :
 - Protection de tension
 - Protection de Fréquence
 - Protection à maximum courant homopolaire
 - Une protection anti-îlotage

II.5.2.9 Îlotage

a Exigences spécifiques aux installations synchrones

L'Installation de Production synchrone doit être équipée d'automates fiables lui permettant de fonctionner en îlotage suite aux défauts électriques survenus sur le réseau de Transport pour une durée d'une heure permettant ainsi le re-couplage rapide de l'installation au réseau après l'élimination du défaut.

Les auxiliaires des unités de production synchrones doivent pouvoir fonctionner en toute sécurité jusqu'à la limite du minimum de tension admissible par les groupes.

b Exigences spécifiques aux installations non-synchrones

Les installations de production non-synchrones doivent être équipées des dispositifs de protection pour détecter le fonctionnement en îlotage et pour séparer l'installation du réseau en cas d'îlotage.

La resynchronisation des installations non-synchrones ne doit se faire qu'après autorisation du Dispatching.

II.5.2.10 Fonctionnement en réseau séparé

Dans certaines situations particulières et uniquement à la demande Gestionnaire de Réseau, une Installation de Production peut former seule ou avec une ou plusieurs autres installations de production reliées par des ouvrages du réseau au réseau de Transport, un réseau séparé de petite taille. Elles constituent alors un réseau de Transport séparé.

La viabilité d'un tel réseau de Transport séparé dépend de la possibilité d'y assurer l'équilibre Production - Consommation, et de piloter sa production en maintenant la qualité d'alimentation à un niveau qui ne présente pas de danger pour les installations et les ouvrages.

a Exigences spécifiques aux machines synchrones

L'Installation de Production synchrone doit être conçue de façon à fonctionner en réseau séparé ou par zones de production reliées à travers des ouvrages du réseau de Transport.

Le Producteur doit prendre les dispositions nécessaires pour que son installation continue dans ces situations à soutenir le réseau de Transport en préservant la puissance injectée au réseau et en assurant à hauteur de sa puissance une contribution au réglage de la Fréquence et de la tension.

Le maintien sous tension de tout réseau séparé utilisant des ouvrages du réseau de Transport ainsi que le recouplage au réseau relève de la responsabilité du Dispatching et doit se faire sous sa responsabilité.

b Exigences spécifiques aux machines non-synchrones

L'Installation de Production non-synchrone doit être conçue de façon à fonctionner dans les situations exceptionnelles en réseau séparé ou par zones de production reliées à travers des ouvrages du réseau de Transport si ce réseau comprend après séparation du réseau principal au moins une Installation de Production synchrone synchronisée.

II.5.2.11 Reconstitution de réseau

L'Installation de Production synchrone de puissance supérieure à 20 MW doit avoir la capacité de participer à la reconstitution du réseau de Transport avec possibilité de renvoi de tension et ce dès le retour d'une partie non alimentée selon le plan de restauration du réseau établi par le Dispatching.

L'Installation de Production de puissance supérieure à 20 MW doit être capable de démarrer en Black-Start par ses propres moyens.

Les dispositions générales nécessaires pour qu'une Installation de Production soit apte à participer à un renvoi de tension selon le plan de restauration du Réseau de Transport de l'Electricité sont précisées par l'Opérateur du système.

II.5.2.12 Qualité d'onde

a Harmoniques

Les installations de production non synchrones doivent en règle générale se conformer aux limites de tension harmonique dans tous les nœuds du réseau.

Le Gestionnaire de Réseau attribue une limite individuelle de distorsion de la tension harmonique pour chaque installation. Cette limite 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.

La définition des limites de distorsion harmonique fait l'objet d'une étude spécifique tel que décrite par le texte de la norme CEI/TR 61000-3-6 version 2008, norme qui introduit également la méthode d'évaluation des pollutions harmoniques (limites de planification totale dans le réseau, limites individuelles par installation)

b Flicker (Papillotement)

Le niveau de Papillotement lié aux variations rapides de la tension doit être inférieur à l'indice de Papillotement de longue durée $Plt=0.6$ pendant 95% du temps sur une période de mesure d'une semaine.

Cette valeur correspond à la limite de Planification en haute tension telle que définie dans la norme CEI/TR 61000-3-7 version 1996.

Le Gestionnaire de Réseau attribue une limite individuelle d'émission de Papillotement pour chaque installation. Cette limite 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.

Le Flicker ou Papillotement causé par l'Installation de Production non synchrones au Point de Raccordement ne doit pas dépasser les limites autorisées suivantes :

$$PIT \leq EPIT$$

$$Pst \leq EPst$$

Où :

$EPst = 0,3 \div 0,35$ Limite d'émission de Papillotement pour l'indice Pst permise à l'installation du Producteur. Cette limite est calculée comme moyenne pondérée de la contribution du Flicker pendant dix minutes.

$EPIT = 0,3 \div 0,35$ Limite d'émission de Papillotement pour l'indice Plt permise à l'installation du Producteur. Cette limite est calculée comme moyenne pondérée de la contribution du Flicker pendant deux heures.

Pst : Indice de Papillotement évalué sur des intervalles d'intégration de 10 minutes.

Plt : Indice de Papillotement évalué sur des intervalles d'intégration de 2 heures.

c Variations rapides de tension

Toute Installation de Production ne doit pas entraîner au Point de Raccordement des variations rapides de tension supérieures à $\pm 5\%$.

d Exigences additionnelles en termes de qualité d'onde

Compte tenu des diverses particularités des équipements de production d'électricité et de l'évolution des technologies utilisées, le Gestionnaire de Réseau 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.6 MODIFICATION DE L'INSTALLATION

Le Producteur ne doit pas entreprendre des modifications de manière qui affecte les caractéristiques dynamiques de la centrale ou les paramètres indiqués lors de la demande de raccordement. Si le Producteur souhaite effectuer de telles modifications, il doit avoir l'accord préalable du Gestionnaire de Réseau.

Sauf indication contraire du Gestionnaire de Réseau, toute modification entraîne l'application par le Producteur du processus de conformité tel que présenté dans II.8 pour démontrer que pour de telles modifications, les exigences techniques sont toujours respectées.

II.7 DEMONSTRATION DE LA CONFORMITE AUX EXIGENCES TECHNIQUES DE RACCORDEMENT

Le Producteur doit démontrer la conformité de son installation vis-à-vis des exigences techniques du présent document et ce conformément aux dispositions du processus de conformité (voir section II.8).

Si les performances de l'installation sont en dessous des performances requises pendant la durée de vie de l'installation, le Gestionnaire de Réseau a le droit d'exiger l'application d'une partie ou la totalité du processus de conformité.

Si, à n'importe quelle phase du processus, le processus de conformité n'est pas terminé ou la conformité aux exigences techniques n'est pas démontrée, le Producteur doit alors remédier au problème identifié dans un délai maximal de six mois, ou dans un délai plus long si approuvé par le Gestionnaire de Réseau. Passé ce délai, le Gestionnaire de Réseau a le droit de mettre hors service l'installation jusqu'à mise en application des actions nécessaires par le Producteur.

II.8 PROCESSUS DE CONFORMITÉ

Le Producteur doit suivre un processus de conformité tel que détaillé ci-dessous. Ceci s'applique avant le raccordement au réseau et tout au long de la durée de vie de la centrale.

II.8.1 Phase 1 : Soumission des données de Planification

Dans les deux mois suivant la signature du Contrat d'Achat d'Electricité, le Producteur doit fournir au Dispatching les données standard mentionnées dans l'Annexe 1.4 (partie 2). Si à la signature du Contrat d'Achat certaines données sont indisponibles, le Producteur fournira des données estimées le plus exactement possible. En outre, le Producteur doit fournir toute information supplémentaire pouvant être demandée par le Gestionnaire de Réseau, nécessaire pour évaluer la demande de raccordement.

II.8.2 Phase 2: Etude de conformité

Une fois la conception détaillée de l'installation a été terminée et au moins 6 mois avant la mise sous tension de la première unité de production, le Producteur doit fournir toute mise à jour éventuelle des données standard de l'installation et un rapport d'Etude de Conformité (voir point II.8.4). Ces données sont mentionnées dans l'Annexe 1.4 (partie 3). En outre, le Producteur doit fournir toute information supplémentaire pouvant être demandée pendant cette phase par le Gestionnaire de Réseau. Cette information doit être fournie et approuvée par le Gestionnaire de Réseau avant que l'autorisation de mise sous tension ne soit accordée.

II.8.3 Phase 3: Tests de conformité

Après achèvement des travaux de construction, le Producteur doit :

- Fournir une mise à jour de toutes les informations soumises pendant la "Phase 1" et la "Phase 2" du processus de conformité avec les données « telles qu'installées »
- Effectuer les Tests de Conformité suivants (également appelés tests de performance) dans lesquels toutes les réponses dans les domaines temporel et fréquentiel sont enregistrées avec la résolution spécifiée et à un moment où au moins 60% de la capacité maximale de production est disponible :
 - Essai de capacité réactive, y compris le fonctionnement à puissance active maximale et aux valeurs maximales des facteurs de puissance (sous-excitée et surexcitée) pour une période d'une heure chacun (résolution = 1 seconde)
 - Test de réponse en échelon du système de contrôle de tension/contrôle de la Puissance Réactive et tests des plots du transformateur élévateur.
 - Test du système de contrôle de la Fréquence (résolution 100 ms), démontrant la conformité à toutes les exigences en matière de réduction de puissance active en cas de surfréquence et de Réglage Primaire de la Fréquence.
 - Tout autre test jugé nécessaire par le Gestionnaire de Réseau pour démontrer la conformité aux exigences techniques du présent document.

Avant d'effectuer les tests listés ci-dessus, le Producteur doit fournir au Gestionnaire de Réseau pour approbation un planning ainsi qu'une méthodologie d'exécution des tests.

Après avoir effectué les tests précités, le Producteur doit soumettre un rapport démontrant la conformité de son installation aux exigences techniques. De plus, ce rapport devra également confirmer l'adéquation du modèle soumis et des paramètres de modélisation.

Le Gestionnaire de Réseau peut appliquer les procédures de conformité de la phase 3 à des parties de l'installation si cela est jugé approprié, par exemple en raison de la taille importante de l'installation ou en raison des longs délais de construction / mise en service.

Suite à l'achèvement des essais de conformité et la vérification du rapport de conformité, le Gestionnaire de Réseau rédige, conjointement avec le Producteur un procès-verbal constatant la conformité de l'installation aux exigences techniques. Ce procès-verbal est signé par les deux parties.

Si, au cours de la durée de vie de l'installation, les données fournies dans le cadre de ce processus de conformité ne sont plus valables, le Producteur en informera immédiatement le Gestionnaire de Réseau. L'écart de données doit être résolu dans un délai maximal d'un mois, sauf indication contraire du Gestionnaire de Réseau.

Si le Gestionnaire de Réseau estime que l'installation n'est plus conforme aux exigences techniques (par exemple, dégradation des performances au cours d'exploitation), il peut exiger la répétition de la totalité ou une partie de la phase 3 du processus de conformité (par exemple, nouvelle soumission des données ou répétition des Tests de Conformité).

Si le Gestionnaire de Réseau estime en cas de non-conformité que l'installation constitue un danger pour le Système Electrique ou pour d'autres Utilisateurs du réseau, il peut alors déconnecter l'installation électrique sans compensation, jusqu'à ce que le problème puisse être résolu par le Producteur.

En cas de litiges survenant lors de la procédure de raccordement ou lors du processus de vérification et de contrôle de conformité, les parties s'adresseront aux autorités compétentes visées par les textes réglementaires en vigueur.

II.8.4 Rapport des études de conformité

Dans le cadre de la phase 2 du processus de conformité, le Producteur doit soumettre plusieurs rapports au Gestionnaire de Réseau. Ces rapports doivent inclure les données d'entrée utilisées, une analyse complète des résultats de simulation et la confirmation que toutes les exigences techniques sont remplies. Les rapports doivent inclure notamment :

- Informations détaillant les courants de court-circuit au Point de Raccordement pour des défauts symétriques et asymétriques de niveaux différents au Point de Raccordement.
- Etude load flow démontrant la conformité de la capacité réactive de la centrale à une valeur de 1 p.u de la Tension Nominale et aux valeurs limites de la plage de fonctionnement en tension avec la centrale fonctionnant à pleine puissance, à 50% et à 10%.
- Preuve de la capacité de la centrale à fonctionner dans les conditions perturbées de fonctionnement du réseau et à maintenir sa stabilité transitoire. Les hypothèses de fonctionnement de la centrale avant le défaut devront être les plus appropriées pour mener ce type d'étude. Le modèle utilisé doit être le même que celui fourni au Gestionnaire de Réseau et inclus dans les données détaillées de l'installation.
- Etude LVRT/HVRT
- Etude de paramétrage des systèmes AVR et PSS si applicables
- Etude de protection

II.8.4.1 Mise en service

Les essais et les contrôles de conformité s'appliquent aux Installations et aux équipements de tout Utilisateur du réseau de Transport à l'effet d'obtenir l'accord du gestionnaire du réseau de Transport de se raccorder.

La mise en service des installations d'un Utilisateur du réseau de Transport de l'électricité ne peut être autorisée que s'il y a conformité de l'installation.

II.9 EXIGENCES TECHNIQUES POUR LES INSTALLATIONS DES CONSOMMATEURS

Les présentes prescriptions fixent les dispositions que doivent respecter les installations des distributeurs et les installations des consommateurs raccordés au réseau de Transport de l'électricité y compris celles comportant des groupes de production.

II.9.1 Marges admissibles de fonctionnement du réseau de Transport au Point de Raccordement du consommateur

II.9.1.1 Plages de fonctionnement en Fréquence et en tension

Les installations des consommateurs raccordés sur le réseau de Transport doivent être conçues pour accepter les plages de fonctionnement normales ainsi que les régimes perturbés en Fréquence et en tension qui peuvent exister lors des situations exceptionnelles de réseau. Ces plages de fonctionnement en Fréquence et en tension sont tel que mentionnés dans la section II.5.1.

II.9.1.2 Courant de court-circuit

Le réseau de Transport de l'électricité est conçu et exploité pour supporter les niveaux des courants de court-circuit mentionné dans le Tableau 7 suivant :

Tableau 7.- Valeurs de courant de court-circuit maximal par niveau de tension

Tension nominale	Courant de court-circuit
220 kV	40 kA
138 kV	40 kA
90 kV	25 kA
63 kV	25 kA

II.9.2 Point de raccordement

Le Point de Raccordement de l'installation d'un consommateur est matérialisé par le sectionneur d'isolement du transformateur de puissance alimentant le réseau du consommateur. Ce sectionneur fait partie de l'installation du réseau de Transport de l'électricité.

Le raccordement d'une installation d'un consommateur est constitué d'une ou plusieurs liaisons.

L'installation du consommateur doit comporter un disjoncteur situé en aval du Point de Raccordement au réseau de Transport de l'Electricité.

II.9.3 Circuits de raccordement

Les installations des consommateurs raccordés sur le réseau de Transport doivent être dotées d'un :

- Système de protection qui élimine tout défaut d'isolement au sein de leurs installations susceptibles de créer une surintensité ou une dégradation de la Qualité de l'Electricité sur le réseau de Transport de l'électricité. Ce dispositif doit aussi être capable d'éliminer tout apport de courant de court-circuit émanant de l'installation lors de l'occurrence d'un défaut d'isolement sur la liaison de raccordement et sur le jeu de barres du réseau de Transport. Les consommateurs raccordés au réseau de Transport de l'électricité sont tenus de fournir un dossier décrivant les dispositions retenues pour la conception et la réalisation du système de protection de leurs installations ainsi que les conditions de mise en service, d'exploitation et de maintenance curative, préventive et évolutive de ce système.
- Automates permettant un délestage sélectif de charges en cas de baisse excessive de la Fréquence et/ou de la tension.
- Équipement de communication (téléphonie, informatique, messagerie...) permettant d'assurer convenablement des échanges d'information avec le centre de Dispatching. Des équipements spécifiques compatibles avec les systèmes de communications et télé conduite du gestionnaire du réseau de Transport doivent être installés.
- Un dispositif de comptage de l'énergie active et de l'énergie réactive éventuellement avec une période d'intégration réglable et d'un dispositif d'enregistrement de la puissance active. Les Compteurs et réducteurs de mesures doivent être de classe de précision égale à 0,2 et conformes aux normes et à la réglementation en vigueur. Le Système de Comptage doit disposer de toutes les fonctions exigées pour une exploitation aussi bien en local qu'à distance.

II.9.4 Prescriptions techniques de fonctionnement

Les consommateurs raccordés au réseau de Transport de l'électricité doivent prendre les dispositions adéquates afin qu'en régime normal d'exploitation le facteur de puissance (Cos Phi) soit supérieur ou égal à 0.9.

Les perturbations produites par leurs installations, mesurées au Point de Livraison du réseau de Transport de l'électricité ne doivent pas excéder les valeurs limites données ci- dessous :

- Flicker (Papillotement) : Les fluctuations de tension engendrées par l'installation du consommateur doivent rester à un niveau tel que le Pst mesuré au Point de Livraison reste inférieur à 1.
- Déséquilibre : Le consommateur raccordé au réseau de Transport doit prendre toutes les dispositions pour que le déséquilibre provoqué par son installation n'atteigne pas un taux de 1 %.
- Harmoniques : Les tensions harmoniques générées par les installations du consommateur sur le réseau de Transport de l'Electricité doivent être inférieures ou égales à :
 - Par harmonique : U_h/U_n inférieure ou égale à 1.5%
 - Taux de distorsion global : inférieur ou égal à 5%.

III. Code d'Exploitation

III.1 OBJET

Ce chapitre spécifie les procédures et les règles d'exploitation du Système Electrique de Madagascar afin d'assurer un fonctionnement stable et une qualité d'alimentation pour les Utilisateurs du réseau. Il spécifie également les relations qui existent entre les différents Utilisateurs du Système Electrique.

La mission d'exploitation du Système Electrique est confiée au Dispatching national et aux Bureaux Centraux de Conduite (BCC).

III.2 CHAMP D'APPLICATION

Ce chapitre s'applique:

- au Dispatching national et aux Bureaux centraux de conduite
- au Gestionnaire de Réseau de Transport
- aux Producteurs
- aux Distributeurs
- aux installations des consommateurs.

III.3 RÈGLES D'EXPLOITATION

Le Dispatching veille dans les conditions de fonctionnement normal au maintien des paramètres de fonctionnement du Système Electrique dans les limites suivantes :

- La Fréquence du Système Electrique à la valeur nominale de 50 Hz. L'équilibre production – consommation est planifié pour maintenir la Fréquence dans la plage [49.2 Hz, 50.4 Hz].
- Le plan de tension du système Électrique doit être maintenu dans les limites de fonctionnement de :
 - Pour le réseau 63, 90, 220 kV : $Un \pm 5\%$
 - Pour le réseau 138 kV : $Un \pm 5\%$
- Les transits sur les lignes de Transport de l'électricité et les transformateurs ne doivent pas être supérieurs à 100% de la capacité nominale des lignes et des transformateurs.

Le Dispatching veille dans les conditions de fonctionnement dégradée et/ou de crise du Système Electrique au maintien des paramètres de fonctionnement du Système Electrique dans les limites suivantes :

- Le plan de tension du système Électrique doit être maintenu dans les limites de fonctionnement de :
 - Pour le réseau 63, 90, 220 kV : $Un \pm 10\%$
 - Pour le réseau 138 kV : $[Un - 10\%, Un + 5\%]$
- Les surcharges de lignes de Transport de l'électricité et/ou de transformateurs ne doivent pas dépasser au maximum 20 % de la capacité nominale des lignes et transformateurs.

III.4 PROCÉDURES D'EXPLOITATION

Toute installation raccordée sur le réseau de Transport sera exploitée et entretenue en conformité avec :

- Les pratiques d'exploitation du réseau interconnecté ;
- Les instructions du Centre de Contrôle du Réseau (« Dispatching ») ;
- La programmation de puissance et d'énergie convenue entre le Dispatching et le Producteur ;
- Le programme de Livraison - Maintenance préventive convenu entre le Gestionnaire de Réseau et le Producteur ;
- Les Standards d'Exécution.
- Les exigences techniques applicables à l'installation

III.4.1 Instructions du Dispatching

Le Dispatching du réseau émettra des instructions de Dispatching (chacune d'entre elles étant une instruction de Dispatching), pour définir la puissance et l'énergie nette que le Vendeur envisage de livrer au Réseau au cours des périodes ultérieures. Aucune Instruction de Dispatching ne peut obliger le Vendeur à exploiter la Centrale :

- au-delà de la Puissance Disponible déclarée par le Producteur pour la période concernée, étant entendu que le Producteur s'oblige à déclarer la Puissance Maximale que la Centrale peut produire ;
- d'une manière contraire aux caractéristiques de fonctionnement de la Centrale spécifiées dans le Contrat de Concession, sauf en ce qui concerne la puissance si le Vendeur déclare qu'une puissance supérieure est disponible ;
- d'une manière contraire aux Standards d'Exécution.

Sous réserve des stipulations susmentionnées, le Producteur répond aux instructions du Dispatching tout en étant libre de définir et d'organiser, sous sa pleine et entière responsabilité, les modes d'exploitation de la Centrale pour y répondre.

Le Producteur informera le Dispatching lorsqu'une instruction de Dispatching entraîne l'exploitation partielle ou totale de la Centrale au-delà des dispositions de fonctionnement de la Centrale.

Les procédures d'exploitation établies conformément aux Standards d'Exécution détermineront les circonstances dans lesquelles le Producteur peut arrêter volontairement une unité de production en fonctionnement, avant que celle-ci ne le soit par un appareil de protection.

III.4.2 Programmation des puissances et de l'énergie

Le Dispatching et le Producteur coopèrent pour établir les programmes prévisionnels de la puissance et de l'énergie nette de l'Installation de Production :

III.4.2.1 Notification pour l'Année Contractuelle suivante

Le Dispatching fournira au Producteur, au plus tard quatre-vingt-dix (90) jours avant la date prévisionnelle de mise en service et avant le [1er novembre] de chaque Année Contractuelle subséquente :

- Le programme prévisionnel de production d'énergie active de l'Installation de Production mois par mois sur une période couvrant la totalité de l'Année Contractuelle ;
- La période souhaitée pour les arrêts de maintenance programmée des groupes de production de la Centrale.

Le Producteur acceptera ou proposera des éventuelles modifications de ce programme dans le projet de Programme de Livraison – Maintenance devant être transmis au Dispatching dans les conditions et selon les modalités en vigueur.

III.4.2.2 Notification pour le trimestre suivant

Le Dispatching fournira au Producteur, au plus tard trente (30) jours avant le début de chaque trimestre d'une Année Contractuelle, le programme prévisionnel de production d'Énergie de la Centrale, mois par mois pour tout le trimestre.

Le Producteur acceptera ou proposera des éventuelles modifications de ce programme.

III.4.2.3 Notification pour le mois suivant

Le Dispatching fournira au Producteur, au plus tard quinze (15) Jours avant le début de chaque mois, le programme prévisionnel de production d'Énergie du mois, semaine par semaine pendant le mois concerné.

Le Producteur acceptera ou proposera des éventuelles modifications de ce programme.

III.4.2.4 Notification pour la semaine suivante

Le Dispatching fournira au Producteur, au plus tard quarante-huit (48) heures avant le début de chaque semaine, le programme prévisionnel de production d'Énergie par la Centrale, jour par jour du lundi au dimanche de la semaine concernée.

Le Producteur acceptera ou proposera des éventuelles modifications de ce programme.

III.4.2.5 Notification journalière de capacité maximale

Afin de permettre les émissions des Instructions de Dispatching conformément au paragraphe III.4.2.6 ci-dessous, le Producteur notifiera au Dispatching, au plus tard à 14h00 chaque jour (Jour J), le volume d'énergie journalière prévue ainsi que la Puissance Disponible de l'installation pendant chaque heure de la journée suivante (JourJ+1).

Toutefois, le Producteur peut notifier au Centre de Dispatching, aussitôt que possible, toute modification qui s'avère nécessaire de la capacité disponible de l'installation. Les Parties reconnaissent que le Vendeur sera en droit de notifier au Centre de Dispatching sa Puissance Disponible, même si le Dispatching n'est pas en mesure d'évacuer l'énergie, pour quelle raison que ce soit, y compris pour des raisons techniques, de Force Majeure, ou autres, affectant notamment le Réseau.

III.4.2.6 Notification des instructions de Dispatching

Sur la base des déclarations journalières du volume d'énergie et de la capacité maximale de la centrale par tranche horaire communiqués par le Producteur, le Dispatching fournira au Producteur, au plus tard à 16h00 chaque Jour sous format informatique, les Instructions de Dispatching heure par heure, pendant toutes les vingt-quatre (24) heures du Jour suivant (Jour j+1). Les instructions de Dispatching définissent le programme d'utilisation de la Centrale, pour chaque tranche horaire. Le Dispatching spécifie également pour chaque heure le volume de Réserve Primaire à fournir par l'installation.

Le Producteur notifie au Centre de Dispatching toute difficulté concernant le respect de ces Instructions de Dispatching et le Dispatching les modifiera en conséquence.

À tout moment, le Dispatching aura le droit de modifier les Instructions de Dispatching

En cas de notification par le Producteur d'une modification de la Puissance Disponible, le Dispatching révisera immédiatement ses Instructions pour les heures concernées si nécessaire

Le Producteur et le Dispatching se concertent aussi souvent que nécessaire pour arrêter le programme prévisionnel de marche de la Centrale pour le mois, la semaine et le jour.

III.4.3 Programmation de la conduite et conduite en temps réel

III.4.3.1 Programme de marche des installations de production

Une fois les prévisions de la demande pour le Jour J+1 sont élaborées, le Dispatching établit un Programme de Marche des unités de production :

- Sur la base des déclarations journalières de disponibilités communiquées par les Producteurs le Jour J pour le Jour J+1, un Programme de Marche des centrales est établi pour les 24 heures avec un pas horaire pour le Jour J+1
- Le programme horaire de marche des centrales de production pour la couverture de la demande du Jour J+1 est élaboré selon les critères technico-économiques des centrales et les données communiquées par les Producteurs (coût de production, coût de démarrage, minimum technique, temps minimal d'arrêt, arrêt pour maintenance...).
- La faisabilité du Programme de Marche est vérifiée par le Dispatching à travers l'identification des contraintes techniques liées au réseau de Transport en situation N et N-1 à l'aide des outils de simulations dédiés.
- Le Programme de Marche des centrales de production doit non seulement garantir l'équilibre offre-demande mais assurer également pour le Jour J+1 la disponibilité des réserves nécessaires pour garantir un fonctionnement stable en cas de défaut survenant sur le Système Electrique.

III.4.3.2 Conduite du Système Electrique

Le Dispatching est chargé de contrôler et d'assurer en temps réel la sécurité du Système Electrique de manière à maintenir l'équilibre de l'offre-demande et de garantir l'alimentation électrique dans les conditions de sécurité, de fiabilité et d'efficacité requises.

En cas de situation d'urgence, le Dispatching met en place les procédures d'exploitation en concertation avec les Producteurs et les Utilisateurs de réseau afin de préserver la stabilité du Système Electrique.

Le Dispatching doit entreprendre toute action qu'il juge nécessaire pour faire face à une situation d'urgence.

Toutes les instructions et actions entreprises par le Dispatching doivent être prioritaires.

En cas de situation entraînant la perte partielle ou totale de l'alimentation, le Dispatching coordonnera la reprise du réseau conjointement avec les Producteurs et les Utilisateurs du réseau, conformément au plan de reconstitution du réseau. L'opération de reconstitution est dirigée par le Dispatching qui donnera les instructions nécessaires en vue de remettre en état le Système Electrique dans les meilleures conditions de sécurité et dans les plus brefs délais.

III.4.3.3 Programme de maintenance

a Programme prévisionnel de maintenance

Le Dispatching, en collaboration avec les Producteurs, arrête annuellement, après étude, un programme d'entretien des groupes de production d'électricité consigné dans un procès-verbal précisant les dates d'arrêt et de recouplage.

Le programme d'entretien des groupes de production d'électricité ne doit pas affecter la satisfaction de la demande d'électricité et la fiabilité du système Production – Transport de l'électricité.

En cas de problème de satisfaction de la demande d'électricité, le Dispatching peut, en coordination avec les Producteurs, réaménager et/ou modifier le programme d'arrêt pour entretien des groupes de production d'électricité.

Les Producteurs ont l'obligation de notifier chaque année à l'Opérateur du système le programme d'arrêt pour entretien de l'année N+1 de leurs groupes de production d'électricité. La date de notification ainsi que la description du contenu du programme d'arrêt sont déterminées par le Dispatching.

En cas de désaccord entre le Dispatching et un ou plusieurs Producteurs sur le programme d'arrêt pour entretien des groupes de production d'électricité ou de son réaménagement, le Dispatching saisit les autorités compétentes.

b Arrêts non programmés

Les Producteurs peuvent formuler au minimum une semaine à l'avance au Dispatching des demandes d'arrêt pour entretien non programmé des groupes de production d'électricité.

Une réponse doit être notifiée dans les 48 heures au maximum au Producteur par le Dispatching après étude de la situation du réseau de Transport et de l'impact de l'arrêt pour entretien non programmé. En cas d'apparition de contraintes pour la couverture de la demande, le Dispatching peut proposer au Producteur une anticipation ou un différé de la période d'arrêt.

c Arrêts d'urgence

En cas d'arrêt d'urgence de groupe de production d'électricité par le Producteur, celui-ci informe immédiatement le Dispatching qui prendra les dispositions nécessaires pour la satisfaction de la demande d'électricité notamment la mobilisation de la réserve et/ou le démarrage d'urgence d'autre(s) groupe(s) de production déclaré(s) disponible.

III.4.4 Participation de la centrale aux Services Systèmes

La centrale doit contribuer à la fourniture des Services Systèmes conformément aux exigences techniques de raccordement. Suivant les cas, la centrale devra mettre en œuvre tout ou partie des Services Systèmes suivants :

- Le Réglage Primaire de la Fréquence :
- Le Réglage Secondaire de la Fréquence
- Le Réglage Tertiaire de la Fréquence
- Le réglage de tension
- Le service Black-Start

C'est la responsabilité du Dispatching de spécifier les modalités de fourniture des Services Systèmes et les valeurs de consignes des systèmes de régulation. Le Producteur doit veiller au respect des instructions du Dispatching et à leur exécution dans les plus courts délais.

III.4.4.1 Réglage primaire de la Fréquence

Le Réglage Primaire est un service qui doit être garanti par les Producteurs. Tous les groupes de production d'électricité doivent disposer de régulation primaire.

Le Dispatching n'a le droit de se servir de la Réserve Primaire des installations éoliennes et solaires PV que si la réserve disponible des autres groupes en fonctionnement synchronisés est insuffisante.

III.4.4.2 Réglage secondaire de la Fréquence

Le Dispatching publie quotidiennement les quantités de réserves nécessaires au service de régulation secondaire pour chaque période horaire de programmation du jour suivant et indique et attribue la participation de chaque groupe de production d'électricité participant à la constitution de la Réserve Secondaire.

Les installations mettant en œuvre de l'énergie fatale telles les fermes éoliennes, les installations photovoltaïques, les centrales hydrauliques « fil de l'eau » ne sont pas concernées.

III.4.4.3 Réglage tertiaire de la Fréquence

Le Dispatching fixe les modalités relatives à la disponibilité et à la fourniture du service de régulation tertiaire.

Les Producteurs participant aux services de Réserve Tertiaire mobilisent la puissance de Réserve Tertiaire sur demande du Dispatching. La puissance de Réserve Tertiaire doit pouvoir être mobilisable à tout moment par le Producteur.

III.4.4.4 Réglage de la tension

Le Dispatching spécifie les valeurs de consigne des éléments de régulation de la tension pour s'assurer que la tension reste dans les limites spécifiées dans le Tableau 3. Si la valeur de la consigne de l'élément de régulation de tension n'est pas accessible au Dispatching, les Producteurs doivent exécuter les instructions du Dispatching pour le réglage de tension.

III.4.4.5 Service Blackstart

Le Dispatching fixe une procédure de Black-Start qui précise :

- La liste des moyens destinés à fournir le service Black-Start
- Les modalités de mise à disposition des moyens destinés au service Black-Start
- Le contrôle de la disponibilité et de l'aptitude des moyens destinés au service de Black-Start ;
- L'activation de ces moyens après effondrement du réseau.

III.5 RÔLES DES UTILISATEURS

III.5.1 Rôle du Dispatching

Le Dispatching a pour mission :

- D'assurer l'équilibre consommation-production dans les meilleures conditions économiques.
- De coordonner en temps réel, en toutes circonstances, l'utilisation des installations de production d'électricité en fonction de la consommation.
- D'assurer le fonctionnement normal du Système Electrique, au moindre coût et avec une meilleure qualité de fourniture de l'électricité.
- De rétablir le Système Electrique en cas d'interruption.
- De maîtriser la Sûreté de fonctionnement du Système Electrique, et ce, en limitant :
 - Les risques d'incidents du Système Electrique.
 - Les conséquences d'un éventuel grand incident (Black-out).

III.5.2 Rôle du Gestionnaire de Réseau

Le Gestionnaire du réseau de Transport d'électricité assure :

- L'exploitation et l'entretien des ouvrages du réseau de Transport
- La maintenance, le renouvellement et le déclassement des ouvrages du réseau de Transport.
- Le développement du réseau de Transport.

III.5.3 Rôle du Producteur

Les Producteurs doivent :

- lorsqu'elles sont disponibles, mettre les installations de production à disposition du Dispatching.
- exploiter les unités de production.
- coordonner avec le Dispatching la Planification des arrêts des installations de production.

Les installations de production qui ont la capacité doivent contribuer au :

- réglage de la Fréquence et de la puissance, en participant au :
 - Réglage Primaire de la Fréquence.
 - Réglage Secondaire puissance – Fréquence
 - Réglage Tertiaire de la puissance.
- réglage de la tension

Les installations de production qui ont la capacité doivent contribuer aux Services Systèmes.

III.5.4 Rôle des consommateurs

Les consommateurs doivent se coordonner avec :

- Le Gestionnaire de Réseau pour l'exploitation et la maintenance des ouvrages de raccordement,
- Le Gestionnaire de Réseau et le Dispatching pour l'établissement, l'exploitation et la maintenance du plan de défense.

ANNEXES

Annexe 1. Données standard de Planification du réseau de Transport

1. Données de la demande

- Historiques d'énergie et de puissance

L'Utilisateur doit fournir au Gestionnaire de Réseau sa consommation mensuelle en énergie et puissance de l'année précédente pour chaque Point de Raccordement.

L'Utilisateur doit aussi fournir au Gestionnaire de Réseau le profile horaire de charge pour des jours types de la semaine : jours ouvrables, Week End et jours fériés.

- Données relatives à la prévision de la demande

Les données relatives à la demande et ce, année par année jusqu'à l'horizon de l'étude à venir doivent être fournies au Gestionnaire de Réseau, ces données concernent :

- Prévision de la demande nationale en termes d'énergie et de puissance, ou idéalement répartition horaire de la charge prévue
- Prévision des charges soutirées maximales pour les postes de consommation, existants et planifiés
- La liste des consommateurs raccordés sur le réseau de Transport ainsi que leurs prévisions de charge
- Localisation géographique des postes de consommation existants ou à projeter

2. Données relatives au parc de production

- Liste des groupes de production candidats : Les données des groupes de production existants et planifiés année par année jusqu'à l'horizon cible de l'étude sont :
 - Sites proposés et technologie
 - Données économiques (rendement ou consommation spécifique)
 - Capacité maximale produite (MW)
 - Capacité nominale (MW)
 - Minimum technique pour une production stable (MW)
 - Capacité réactive en absorption et en fourniture (ou diagramme P/Q)
 - Tension nominale (kV)
 - Type de groupe et mode de fonctionnement prévu
 - Réactance synchrone, transitoire, sub-transitoire directe (en %)
 - Tension, capacité nominale, mise à la terre et impédance du transformateur de groupe.

N.B. : Si le groupe de production d'électricité est connecté au Réseau de Transport de l'Electricité à un Point de Raccordement avec une configuration du jeu de barres qui est ou pourrait être exploité en sections séparées, la section de barres à laquelle est raccordé chaque groupe de production d'électricité doit être identifiée.

Plusieurs autres données relatives à la production peuvent être fournies le cas échéant :

- Données des centrales existantes
- Programme de déclassement des unités de production vétustes

3. Données relatives au réseau de Transport

- Topologie du réseau existant et données des équipements existants
 - Données des liaisons HT (type ligne ou câble, tension et capacité nominale, longueur, caractéristiques électriques)
 - Données des postes HT/HT et HT/MT (Tension et localisation)
 - Données des transformateurs HT/HT et HT/MT (Tension et capacité nominale, réactance de court-circuit, type de mise à la terre, Couplage)
 - Données des charges (puissance active et réactive)
 - Données des réactances et batteries de condensateurs
- Les données technico-économiques des équipements de Transport d'électricité (coût, durée de vie)
- Les prévisions de charge dans les postes existants,
- Les prévisions de charge dans les nouveaux postes,
- Faisabilité d'extensions des postes existants
- Le plan de protection en vigueur.
- Le planning de déclassement des ouvrages du réseau de Transport,

Annexe 2. Données détaillées de Planification du réseau de Transport

1. Paramètres des alternateurs

Tableau 8.- Paramètres des alternateurs

Description	Composant	Unité
Réactance directe synchrone	Xd	%
Réactance directe transitoire à la saturation	X'd sat	%
Réactance directe transitoire non saturée	X'd non sat	%
Réactance Sub transitoire non saturée	X''d = X''q	%
Réactance synchrone sur l'axe q	Xq	%
Réactance transitoire non saturée sur l'axe q	X'q non sat	%
Réactance synchrone inverse	X inv	%
Réactance synchrone homopolaire	X0	%
Constante d'inertie Turbine et alternateur (masse tournante entière)	H	MW*Sec/MVA
Résistance Statorique	Ra	%
Réactance de fuite Statorique	XL	%
Réactance de Poitier	Xp	%
Constante de temps transitoire axe Direct Circuit ouvert	Td0'	Sec
Constante de temps sub transitoire Axe Direct Circuit ouvert	Td0''	Sec
Constante de temps Transitoire Axe quadrature Circuit ouvert	Tq0'	Sec
Constante de temps Sub Transitoire Axe quadrature Circuit ouvert	Tq0''	Sec
Constante de temps Transitoire en court-circuit Axe Direct	Td'	Sec
Constante de temps Sub Transitoire en court-circuit Axe Direct	Td''	Sec
Constante de temps Transitoire en court-circuit Axe quadrature	Tq'	Sec
Constante de temps Sub Transitoire en court-circuit Axe quadrature	Tq''	Sec

2. Transformateur groupes de production d'électricité ou élévateur

Tableau 9.- Données de transformateurs des groupes

Description	Composant	Unité
Nombre d'enroulement		Nombre
Courant nominal de chaque enroulement		A
Puissance apparente nominale du transformateur		MVA
Tension nominale côté secondaire du transformateur		kV
Tension nominale côté primaire du transformateur		kV
Rapport de transformation à toutes les positions du régleur		
Impédance transformateur (R + jX) à toutes les positions du régleur		%
Impédance homopolaire du transformateur à la position nominale		Ohm
Résistance et réactance de mise à la terre du neutre		Ohm
Type de circuit magnétique		Graphe
Caractéristique à vide		Diagramme

3. Système d'excitation et régulation de tension

Le Producteur doit fournir le schéma bloc diagramme du système d'excitation conformément aux modèles d'excitation standard IEEE ou comme convenu avec le Gestionnaire de Réseau contenant les spécifications complètes de toutes les constantes de temps et des gains pour décrire entièrement la fonction de transfert du système d'excitation.

Les données à fournir par le Producteur concernent notamment :

- Gain de la boucle d'excitation ;
- Tension nominale d'excitation ;
- Tension maximale d'excitation ;
- Tension minimale d'excitation ;
- Vitesse maximale de variation de la tension d'excitation (en montée ou en baisse) ;
- Détails de la boucle d'excitation avec diagramme montrant les fonctions de transfert de chaque élément du système d'excitation ;
- Caractéristique dynamique du limiteur en sur excitation ;
- Caractéristique dynamique du limiteur en sous excitation ;

En plus des données ci-dessus, le Producteur doit fournir le schéma bloc diagramme et les données détaillées du système de stabilisation de puissance (PSS).

4. Système de régulation de vitesse

Le Producteur fournit le schéma bloc diagramme du système de régulation de vitesse conformément aux modèles standard IEEE ou comme convenu avec le gestionnaire du réseau de Transport pour les groupes thermiques et hydrauliques avec les spécifications complètes de toutes les constantes de temps et des gains pour décrire entièrement la fonction de transfert du système de régulation.

5. Appareil de contrôle et relais de protection

Le Producteur fournit le schéma bloc diagramme pour tous les appareils de contrôle (y compris ceux des stabilisateurs) ou relais spéciaux de protection du groupe de production d'électricité qui ont un effet sur son fonctionnement.

6. Données relatives aux installations solaires

Les données que doivent fournir les Producteurs exploitant des installations solaires sont détaillées dans le Tableau ci-dessous

Tableau 10.- Données des centrales solaires

Description	Unité
Données générales de la centrale (adresse du Producteur, emplacement de la centrale et du Point de Raccordement)	Texte
Puissance active nominale au Point de Raccordement	MW
Puissance apparente nominale au Point de Raccordement	MVA
Tension nominale au Point de Raccordement	kV
Schéma électrique d'ensemble	Schéma
Modèle de l'onduleur validé par les essais pour les études load flow et les études de stabilité transitoire	
Modèle de la centrale basé sur les modèles validés des unités y inclus tous les composants internes (câbles, transformateurs, onduleurs...)	Schéma
Vitesse maximale/minimale de variation de la puissance active	MW/min
Données du transformateur élévateur	Texte
Description des onduleurs (nombre, type, facteur de puissance, plages de tension, plages de températures, indice de protection IP)	Texte
Puissance consommée par les auxiliaires de la centrale	MW
Description des boucles de régulation (de la puissance active, du facteur de puissance ou de la tension)	Schéma
Diagramme P-Q	Schéma
Modèle équivalent de la centrale et de l'unité (onduleur) pour les études fréquentielles	Schéma
Courant de court-circuit maximal calculé conformément à la norme CEI-60909	kA
Liste des dispositifs de protection avec paramètres de réglage	Texte
Déclaration de conformité aux directives européennes BT et CEM	Texte
Taux de distorsions harmoniques par rang (jusqu'à rang 50) et taux global THDi et coefficient Flicker par groupe en régime de fonctionnement continu	
Date prévue de mise en service	Texte

7. Données relatives aux installations éoliennes

Les données que doivent fournir les Producteurs exploitant des installations éoliennes sont détaillées dans le Tableau ci-dessous

Tableau 11.- Données des centrales éoliennes

Description	Unité
Données générales de la centrale (adresse du Producteur, emplacement de la centrale et du Point de Raccordement)	Texte
Puissance active nominale au Point de Raccordement	MW
Puissance apparente nominale au Point de Raccordement	MVA
Tension nominale au Point de Raccordement	kV
Schéma électrique d'ensemble	Schéma
Modèle de la turbine validé par les essais pour les études load flow et les études de stabilité transitoire	
Modèle de la centrale basé sur les modèles validés des unités y inclus tous les composants internes (câbles, transformateurs, turbines...)	Schéma
Vitesse maximale/minimale de variation de la puissance active	MW/min
Données du transformateur élévateur	Texte
Description des turbines (nombre, type, facteur de puissance, plages de tension, plages de températures, indice de protection IP)	Texte
Puissance consommée par les auxiliaires de la centrale	MW
Description des boucles de régulation (de la puissance active, du facteur de puissance ou de la tension)	Schéma
Diagramme P-Q	Schéma
Modèle équivalent de la centrale et de l'unité pour les études fréquentielles	Schéma
Courant de court-circuit maximal calculé conformément à la norme CEI-60909	kA
Liste des dispositifs de protection avec paramètres de réglage	Texte
Taux de distorsions harmoniques par rang (jusqu'à rang 50) et taux global THDi et coefficient Flicker par groupe en régime de fonctionnement continu selon la norme CEI 61400	
Nombre maximal des opérations de commutations dans un intervalle de 10 minutes	
Nombre maximal des opérations de commutations dans un intervalle de 2 heures	
Date prévue de mise en service	Texte

Annexe 3. Données des études de raccordement

Les données nécessaires pour la réalisation des études de raccordement sont comme suit

Les coordonnées du site projeté de l'installation et la technologie (thermique, hydraulique, PV, éolien, ...).

Puissance active et réactive nominale de l'installation.

Date approximative de raccordement sur le réseau.

Annexe 4. Données des études de conformité

1. Données soumises par le Gestionnaire de Réseau

Ces données sont soumises par le Gestionnaire de Réseau au Producteur afin de réaliser les études de conformité et sont :

- La puissance de court-circuit minimale
- Rapport X/R
- La limite individuelle des distorsions harmoniques de tension.

2. Données standards de l'installation

Les données standards de l'installation sont à fournir par le Producteur au Gestionnaire de Réseau dans la phase 1 du processus de conformité.

Les données standards de l'installation incluent :

- Nom de la centrale
- Carte topographique à une échelle de 1/50000 ou à toute échelle appropriée démontrant les limites des installations et ses ouvrages
- Source d'énergie primaire de la centrale
- Capacité totale installée de la centrale (MVA & MW & facteur de puissance)
- Nombre d'unités de production et capacité nominale de chacune des unités (MVA & MW & facteur de puissance)
- Schéma électrique unifilaire montrant toutes les Installations Electriques principales, y compris (à titre indicatif) :
 - Jeux de barres (Tension Nominale comprise)
 - Câbles (incluant le type et la longueur du conducteur)
 - Lignes aériennes (incluant le type et la longueur du conducteur)
 - Génératrices (y compris les valeurs nominales en MVA, les valeurs du facteur de puissance et de la tension aux bornes des génératrices)
 - Transformateurs (y compris les connexions de mise à la terre)
 - Transformateurs de courant, transformateurs de tensions
 - Disjoncteurs, sectionneurs
 - Dispositifs de compensation de réactif
 - Parafoudres
 - Transformateurs de mise à la terre (y inclus les impédances)
- Diagramme PQ démontrant la capacité réactive de la centrale au Point de Raccordement
- Durée maximale de fonctionnement de tout l'équipement

3. Données détaillées de l'installation pour les études de conformités

Les données détaillées de l'installation sont à fournir par le Producteur au Gestionnaire de Réseau pendant la phase 2 du processus de conformité.

Les données détaillées de l'installation incluent la mise à jour des données soumises lors de la phase 1 (conception finale de l'installation).

Ces données incluent :

- Capacité totale installée de la centrale (MVA & MW & facteur de puissance)
- Nombre d'unités de production et capacité nominale de chacune des unités (MVA & MW & facteur de puissance)
- Schéma électrique unifilaire montrant toutes les Installations Electriques principales, y compris (à titre indicatif) :
 - Jeux de barres (Tension Nominale comprise)
 - Câbles (incluant le type et la longueur du conducteur)
 - Lignes aériennes (incluant le type et la longueur du conducteur)
 - Génératrices (y compris les valeurs nominales en MVA, les valeurs du facteur de puissance et de la tension aux bornes des génératrices)
 - Transformateurs (y compris les connexions de mise à la terre)
 - Transformateurs de courant, transformateurs de tensions
 - Disjoncteurs, sectionneurs
 - Dispositifs de compensation de réactif
 - Parafoudres
 - Transformateurs de mise à la terre (y inclus les impédance)
- Charge maximale et moyenne de l'installation (par exemple charges auxiliaires et autres consommations du site)

En plus les données suivantes doivent être fournies :

- **Pour les machines synchrones :**

- Minimum technique : Puissance d'exploitation minimale stable au Point de Raccordement (MW)
- Minimum technique de chaque unité de production (MW)
- Temps minimum pour la synchronisation
- Tension maximale du système d'excitation
- Valeurs du courant nominal en fonctionnement continu et valeur du courant de court-circuit de tous les équipements de commutation contenus dans le schéma unifilaire
- Modèle dynamique approprié et précis de l'installation intégrant les modèles des systèmes de régulation dans un format à convenir avec le Dispatching (incluant les unités de production et toute autre installation de compensation réactive dynamique) afin d'évaluer l'impact de la centrale sur les performances dynamiques, la sécurité et la stabilité du Système Electrique.

Le modèle requis doit avoir les caractéristiques suivantes :

- Convient aux simulations RMS et fonctionnant généralement avec un pas de temps de 1 à 10 ms
- Convient aux conditions symétriques et asymétriques de réseau
- Transformable en un modèle agrégé de la centrale électrique
- Être validée par rapport aux mesures, dans la mesure du possible
- Devrait représenter adéquatement ce qui suit :
 - ✓ Réponse lors de grandes perturbations (stabilité transitoire)
 - ✓ Capacité de résistance aux perturbations externes
 - ✓ Récupération de la puissance active suite à un défaut
 - ✓ Réponse suite des petites perturbations (stabilité oscillatoire)
 - ✓ Caractéristiques de contrôle de la tension et de la Puissance Réactive
 - ✓ Caractéristiques de la réponse en Fréquence
- **Pour les machines non synchrones :**

Modèle dynamique de chaque unité de production (onduleur/turbine)

Le modèle sous format Thevenin de l'installation qui fournit au Gestionnaire de Réseau les valeurs de courant et impédances harmoniques.