Synergrid – Webinar on ongoing consultation

Amendment "Grid Update"

C10/11 : Specific technical requirements for power-generating installations operating in parallel with the distribution grid

29.10.2026

C10/11 – Amendment “Grid Update”

Content

1. Context – why now and not wait for NC RfG 2.0?
2. Topics - Overview of the main changes
3. Procedure online
4. Selection of received questions and answers

C10/11 – Amendment “Grid Update”

1. Context – why now and not wait for NC RfG 2.0?

- A thorough revision of the C10/11 is planned in the context of the publication of the NC RfG 2.0. The publication of NC RfG 2.0 is delayed.
- Preventive measures are already needed in the shorter term:
  - Changing energy context (electrification, V2G, …)
  - Conclusions from the analysis of major European Incidents (Iberian blackout)
  - Alignement with of some of the future requirements RfG 2.0 as currently known

C10/11 – Amendment “Grid Update”

2. Topics – overview of the main changes

1. Adjustment of grid disconnection parameters (incl automatic separation system).
2. Automatic Voltage Control (AVC) via Q(U) at low voltage.
3. Clarifying the principles of off-grid installations versus island operation.
4. Decoupling relays no longer mandatory from 30kVA but only from 56kVA
5. Raising the power limit for small installations.

C10/11 – Amendment “Grid Update”

2. Topics – overview of the main changes

2.1 Adjustment of grid disconnection parameters (incl automatic separation system)

Why: Greater resilience to voltage and frequency variations. Mainly in response to the conclusions of the Iberian Blackout.

How: Mainly via additional delays before tripping, and specific methods and parameters for LOM (anti-islanding)

See changes in

- *annex C.1 Settings of the automatic separation system (integrated or external)*
- *Annex C.2 Interface protection relay settings (for homologated C10/21 relays)*

C10/11 – Amendment “Grid Update”

2. Topics – overview of the main changes

2.2 Automatic Voltage Control (AVC) via Q(U) at low voltage

Why: avoid local overvoltages without loss of production (active power P) for the grid users.

How: apply Q(U) at LV with a default setting also for “small installations”

See changes in

- *annex D.7.1 Voltage support by reactive power*
- *Annex D.7.2 Voltage related active power reduction P(U)*

C10/11 – Amendment “Grid Update”

2. Topics – overview of the main changes

2.3 Clarification of the principles of off-grid installations versus island operation and the conditions for it (synchronization and ATS - automatic transfer switch)

Why: Context of the greater emergence of island installations and grid-forming inverters.

- Need for a clear distinction between the concepts of "off-grid", island operation, back-up operation.
- Need for a clearer framework for switching to and from island operation and synchronisation.

How: New paragraph with definitions for off-grid installations, island operation, back-up operation (“houseload operation”), conditions for changeover and synchronisation. Extended version of the existing FAQ on C10/11.

See new paragraph

- *§4.1.12 Off-grid installations, island operation, backup operation, changeover, and synchronisation (and §2.1 general)*

C10/11 – Amendment “Grid Update”

2. Topics – overview of the main changes

2.4 Raising the power limit for mandatory installation of an external decoupling relay (list C10/21) instead of an (integrated) automatic separation system → from 30 kVA to 56 kVA.

Why:

- Many international inverters already have an integrated separation system up to that power or more.
- By raising the limit "small installation" (target audience: residential installations with notification procedure) to 33kVA, there is a need for a higher limit to avoid an external relay in a “small installation”.
- Why 56kVA : limit between digital meter and AMR meter (Automatic Meter Reading).

How: Allow the use of a C10/26 or C10/21-homologated automatic separation system up to 56 kVA

See changes in

- *§7.5.2 Specific rules for a power-generating plant ~~≤ 30 kVA~~ ≤ 56 kVA, other than a small power-generating plant*

C10/11 – Amendment “Grid Update”

2. Topics – overview of the main changes

2.5 Raising the power limit for small installations to facilitate the energy transition in domestic installations as well.

Attention: Tax rules are out of scope of Synergrid. Different power limits may apply!

Why: Technical evolutions in households:

- Combination of bidirectional EV (Electric Vehicles), home batteries, solar panels, hybrid inverters, ... results in exceeding the 10kVA limit more easily.
- Emergence of V2G charging stations, their standard power being 11kVA.
- (Residential) inverters of 10kW often have 11kVA.

Administrative simplification for both DSO and DSU, but at the same time keep the technical impact of “fit and inform” installations (= without grid study, without specific contract) manageable.

See changes in

- *§4.1.7 Small power-generating plant, §5.3 connection procedure, §7.11.2 Power control Systems, §8.2.5.2 (im)balance rules*

C10/11 – Amendment “Grid Update”

2. Topics – overview of the main changes

2.5 Raising the power limit for small installations to facilitate the energy transition in domestic installations as well.

How: Distinction between **injected power** (in kW) and **installed power** in (kVA):

- If the injection is limited, more power can be installed than now, even on a single-phase connection. The rise of EMS (Energy Management Systems) and dynamic tariffs can limit the impact on grid stability, and digital meters allow remote monitoring in case of doubt.
- The allowed injection is no longer determined by the technology (solar/battery): a grid user with only a V2G charging station is also allowed to inject. The distinction between hybrid/solar/battery, which caused a lot of discussion, thus disappears.
- A power management system is only mandatory where an injection limit applies.

Attention: V2H without injection to the grid is also in scope.

C10/11 – Amendment “Grid Update”

2. Topics – overview of the main changes

- Power limit for small installations

Voltage level of the **distribution network** (at the level of the grid connection)	**Type of connection** to the **distribution network** (at the level of the DNB meter)	**Sum of the capacities** of all **electricity-generating units** (see maximum apparent power Smax in list C10/26)	**Injected power** (at the meter)
Low voltage	Single-phase	≤ 5 kVA	No limit
		≤ 18 kVA	5 kW
	Three-phase	≤ 11 kVA	No limit
		≤ 33 kVA	11 kW
High voltage	Three-phase	≤ 11 kVA	No limit
		≤ 33 kVA	11 kW

Single-phase example:
5 kVA solar
5 kVA battery
7.6 kVA EV with V2G (32A)

Three-phase example:
11 kVA solar
11 kVA battery
11 kVA EV with V2G

C10/11 – Amendment “Grid Update”

2. Topics – overview of the main changes

2.6 Adaptation of the C10/26 homologation procedure and C10/26-list.

- Since the proposed amendment affects C10/11 annex D, and annex D is the basis of the C10/26-homologation, the homologation procedure, the C10/26-template and the C10/26-list will need some limited adaptations too.
- However, the CE10 commission is well aware that a new European Network code RfG 2.0 is on the way, and this will impose an important update of C10/11 and the C10/26-homologation, probably in a more drastic way imposed by Europe.

→ The CE10 commission is currently working on a solution that is manageable, either on Grid Operators side as on Manufacturer’s side (stock management, rehomologation needs, …), and will try to limit the impact and rework now. The changes to the list C10/26 and the homologation procedure will be as limited as possible.

C10/11 – Amendment “Grid Update”

3. Procedure online

Consultation period: 01/10/2026 – 01/12/2026 at 5 pm

All information, procedure and documents are available on our website:

- in French + English : Amendement C10/11 Grid Update (English below) - Synergrid
- In Dutch + English : Amendement C10/11 Grid Update (English below) – Synergrid

Introduction of comment: mandatory use of the **web form** on the website

(This also applies to the questions received for this webinar, they are not automatically transferred to the consultation list)

Attention: No participation by email, only via the online form

Q & A



C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

1 CONTEXTE DE L’AMENDEMENT (lignes 43–65) - Justification des nouvelles exigences

- Pourriez-vous préciser les éléments techniques justifiant les nouveaux paramètres de découplage et le Q(U) obligatoire : problèmes constatés ou anticipés, analyses de risques et efficacité attendue des mesures ?
- Concernant Q(U), disposez-vous d’une évaluation quantitative de l’amélioration de tension attendue, des pertes électriques supplémentaires, d’une éventuelle réduction de la production active et de l’incidence sur les contraintes thermiques du réseau ?

Réponse:

- Le changement des paramètres de découplage et le défaut Q(U) ont été inspiré par les résultats de l’étude de l’incident black out Ibérique (étude ENTSO-e), et ensuite une étude interne chez les GRD.
- Une étude a été exécuté à la demande des GRD pour comparer plusieurs solutions techniques pour rémédier au problème de surtention qui posent problèmes pour les URD et le GRD. Suite aux résultats de cette étude, la méthode Q(U) a été choisi.
- Nous avons constaté aussi que la plupart des onduleurs homologués C10/26 dispose déjà de cette fonction aujourd’hui. En plus, en applicant Q(U), en général le client ne perdra pas de production.
- Des pays voisins comme l’Allemagne abandonnent l’exigence P(Q) en faveur de Q(U), le setting Q(U) est renommée mondial, voir également info chez IEEE (“volt VAR control”).

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

Entrée en application et dispositions transitoires

- Quelle sera la date d’entrée en application de chaque exigence et quelle date de référence sera retenue pour les projets en cours ?
- Pouvez-vous confirmer que les installations déjà en service et ne faisant l’objet d’aucune modification ne seront pas soumises rétroactivement aux nouvelles exigences ?
- Quelles règles s’appliqueront aux remplacements d’équipements et aux mises à jour logicielles ?

Réponse:

- Il y aura effectivement une période transitoire entre la publication et la mise en application, au moins pour des nouvelles exigences.
- En principe, le chapitre 3 restera d’application: pas d’adaptation rétroactive, la référence restera la même.
  Voir chapitre 3 « *On entend par ‘date de référence’ :*
  - *Pour une petite installation de production (telle que définie au § 4.1.7) : la date figurant sur le rapport d’inspection de l’organisme de contrôle agréé (voir étape 4 du § 5.3 du présent document) ;*
  - *Pour une autre installation : la date de déclaration de recevabilité par le GRD d’une demande de principe introduite par l’URD (voir étape 1 du § 5.2 du présent document).* »

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

§2 Champ d’application, § 2.1 Généralités (§2.1, lignes 69–86 ; §4.1.7, lignes 94–100) - Application au V2G avec convertisseur embarqué

Dans le cas du V2G en courant alternatif, où le convertisseur est embarqué dans le véhicule, comment les exigences d’homologation et de découplage s’appliquent-elles à l’ensemble véhicule–borne ? Une borne AC compatible avec la communication et les fonctions nécessaires au V2G, mais dépourvue de convertisseur de puissance propre, doit-elle être associée à une protection de découplage externe ? Comment les protections intégrées au véhicule et à la borne peuvent-elles être prises en compte ?

Réponse:

- En cas de doute, il faut vérifier : quels éléments de l’installations sont nécessaires pour garantir la conformité avec chacune des exigences de l’annexe D. L’ensemble des composants contenant ces élements doivent faire partie de l’homologation. C’est cette partie de l’installation qui doit être homologuée.
  - En comparaison: pour une installation photovoltaique, c’est l’onduleur solaire qui doit être homologué, mais non pas les panneaux
- Dans le cas d’un V2G en courant alternatif (“on-board charger”), en ligne avec le draft actuel du RfG 2.0, c’est en principe l’ensemble EV (ou juste son “on board charger”) + et sa partie fixe EVSE (electrical vehicle supply equipment) qui nécessitera une homologation, et qui sera donc mentionné comme un “duo” dans la liste C10/26.

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

§4.1.12.4 - Voorwaarden voor omschakeling en synchronisatie bij terugkeer naar het net. - Herkoppeling van een eiland dat onder spanning staat.

Het voorstel vraagt een omschakeling volgens het break-before-make-principe (r. 213). Tegelijk moet de synchronisatie bij het terugschakelen gewaarborgd zijn (r. 223) en mogen de bronnen niet "ontijdig" parallel geschakeld worden (r. 215).

Mag de netschakelaar na synchronisatie sluiten op een eiland dat onder spanning blijft, gevormd door een C10/26-gehomologeerde batterijomvormer? De batterij werkt dan zonder onderbreking verder, parallel met het net. Of moet het eiland altijd eerst spanningsloos zijn voor het opnieuw met het net gekoppeld wordt?

Antwoord: Een C10/26-gehomologeerde omvormer zal eerst de netparameters controleren, en schakelt slechts in wanneer die lang genoeg stabiel genoeg zijn (zie D.8). Een eiland gevoed door een C10/26-gehomologeerde omvormer die ook de vereiste synchronisatie bewaakt, moet daarom niet eerst spanningsloos zijn om terug op het net te schakelen. Zie tekst in 4.1.12.4 voor de voorwaarden (conformiteit aan annex D.8, synchonisatie)

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

§4.1.12.4 Conditions de basculement et de synchronisation lors du retour sur le réseau

Un système de secours via un onduleur de stockage en parallèle sur le réseau ne fonctionne pas selon le principe d’un ATS et d’un break before make.

Pour ce type de solutions, l’onduleur est tout le temps raccordé à la charge, et un contacteur (interne ou externe) s’occupe de faire la séparation avec le réseau lorsque celui-ci ne respecte plus les règles Synergrid, et faire passer l’onduleur du mode grid following (lorsque le réseau est connecté) à grid forming (lorsque le réseau n’est plus connecté).

Les ATS et les break before make sont plutôt utilisé pour les sources qui ne sont jamais en parallèle avec le réseau et en mode grid forming fixe. Il est alors essentiel de garantir qu’elles ne soient jamais connectées au réseau puisque non compatible avec.

Réponse: Voir également le slide précédent.

- Si un onduleur homologué C10/26 est utilisé, l’onduleur va surveiller si les conditions de stabilité du réseau (cfr D.8 reconnection) sont atteintes avant de se reconnecter. S’il dispose d’un système de synchronisation conforme (cfr texte) il est en effet autorisé de reconnecter sans coupure.
- Le ATS avec break-before-make cible effectivement plutôt les ilots off-grid non-conforme à la C10/11

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

§4.1.12.4 Conditions de basculement et de synchronisation lors du retour sur le réseau (Ligne 242)

« *En cas de synchronisations fréquentes (plus d'une par jour), il convient de procéder à un enregistrement pertinent des signaux U (des deux côtés) et I juste avant et après la synchronisation (+-5 secondes). Ces informations doivent être conservées et communiquées au GRD sur simple demande.* »

La fréquence de synchronisation est dépendant du réseau du GRD et rarement de l’URD.
Que vise cette ligne ? Une telle historisation ne semble pas du tout standard dans les solutions de backup classiques via batteries que l’on voit sur le marché.
Il serait dommage que cette ligne rende les solutions de secours via onduleurs bidirectionnels impossible en Belgique.

Réponse: Des solutions de back-up classiques sont en principe conçues pour le cas d’une perte du réseau public, une situation qui est très rare. Si une synchronisation est fréquente comme décrite, il s’agit d’une autre situation que seulement pour garantir un back-up classique. Ces commutations fréquentes peuvent potentiellement déstabiliser le réseau local et donc le GRD veut en être informé si nécessaire.

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

§4.1.12.4 - Voorwaarden voor omschakeling en synchronisatie bij terugkeer naar het net - Synchronisatie zonder C10/24-relais

Volgens r. 223 tot 225 is een C10/24-synchrocheckrelais niet nodig als aan de parameters van §7.6.3 is voldaan. Geldt dat ook als de koppeling gebeurt via een externe netschakelaar die het EMS aanstuurt, en niet in de omvormer zelf? Zo ja, hoe toont men aan dat de parameters gehaald worden?

§7.6.3 wordt in het voorstel niet aangepast en vraagt nog altijd een C10/24-relais voor "uitrustingen die in eiland kunnen werken". Welke tekst primeert?

Antwoord:

- Ja. Indien niet de omvormer beslist over de herkoppeling, maar een EMS, moet erover gewaakt worden dat steeds ook de voorwaarden van D.8 gerespecteerd blijven.
- De synchronisatievoorwaarden buiten D.8 moeten worden gechecked bij de installatie, en maken inderdaad geen deel uit van de C10/26-homologatie.
- §7.6.3 is inderdaad aan te passen, de nieuwe tekst primeert.

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

§4.1.12.4 - Voorwaarden voor omschakeling en synchronisatie bij terugkeer naar het net - Gradiënt van het actief vermogen na herkoppeling

R. 219 verwijst naar D.8, met een maximale gradiënt van 10 %/min voor de toename van het actief vermogen. De batterij leverde tijdens het eiland al vermogen en blijft na de herkoppeling draaien. Geldt de gradiënt dan voor het vermogen van de batterij zelf, of voor het vermogen dat via het aansluitingspunt met het net wordt uitgewisseld?

Antwoord: Deze vereiste is noodzakelijk voor de stabiliteit van het openbaar net, en geldt daarom op het aansluitpunt, voor het vermogen dat in het net geïnjecteerd wordt.

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

§5.3 Procédure simplifiée pour une petite installation de production, Étape 3 : Réalisation (§5.3, lignes 283–286 ; D.7.1, lignes 506–528) - Harmonisation des réglages Q(U) entre GRD

Les lignes 283–286 prévoient l’application des réglages publiés par chaque GRD, avec recours aux paramètres de D.7.1 à défaut.

- Quelle harmonisation est prévue entre les GRD pour le nouveau profil Q(U) ?
- Quelle sera leur latitude pour compléter ou modifier les paramètres, notamment le cos ϕ minimal, les seuils d’activation à faible puissance, le fonctionnement sans énergie primaire et la priorité entre P et Q lorsque les limites du convertisseur sont atteintes ?
- Concernant les petites installations, la section D.7.1.1 ne prévoit pas la fourniture des détails d’implémentation par le GRD, mais le standard EN50549-1 ne donne pas non plus les détails exhaustifs pour le paramétrage

Réponse:

- En principe, les GRD ont l’intention d’appliquer les paramètres communs décrits dans D.7.1. et non pas de publier des paramètres spécifiques sur leur site.
- Le canevas d’ homologation C10/26 va nécessiter une adaptation pour veiller à l’implémentation – tel que les paramètres spécifiques Belges pour D.3 - ainsi que la procédure d’homologation C10/26 et la liste C10/26. Par contre, le timing et la méthodologie sont encore sous étude.

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

ANNEXE D.7.1 Stabilisation de la tension par la puissance réactive, D.7.1.1 Spécificités pour une petite ~~autre~~ installation de production d’électricité (ligne 511) – paramètres en BT et HT

Est-ce que cela veut-dire que l’on aura deux sets de paramètres Synergrid à choisir à l’installation selon que l’installation est en BT ou en MT ? Il serait utile que la dénomination soit imposée par Synergrid pour que toutes les marques utilisent la même. Des paramètres différents par GRD ne seraient pas praticables, il est fondamental que le paramétrage se fasse en un coup avec la sélection du code réseau. Il n’est pas réaliste que le technicien doive manuellement configurer une courbe lui-même à chaque installation (surtout pour le résidentiel). Cela poserait aussi problème en cas de SAV, la plupart des marques vont réinstaller la configuration par défaut lors d’un remplacement.

Réponse: Voir également slide précédent.

- Pour info: les exigences de défaut en D.7.1.1 (petite) et D.7.1.2 (autres) sont identiques. Il y a une erreur dans le titre en FR (correcte en NL et EN) .
- Ce paragraphe ne concerne les petites installations de production. La grande majorité des petites installations se trouve chez les particuliers, avec une connexion en BT. Le standard est donc décrit pour ce cas, et peut être configuré dans le code pays, comme le D.3.
- Une petite installation chez un client avec connexion HT(MT) sera plus rare, dans ce cas les paramètres peuvent être différents du standard.

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

ANNEXE D.7.2, Diminution de puissance active liée à la tension P(U) (Ligne 540) - Il-y-a-t-il une raison à ne pas imposer une courbe minimale ?

Ce type de paramètre marche nettement mieux si identique à tous les onduleurs (sinon c’est celui qui réduit le moins sa puissance qui a tendance à écraser ceux qui réduisent).

Réduire progressivement la puissance à 0 plutôt qu’un découplage forcé a plusieurs avantages :

- Meilleure stabilité (pas d’arrêt brutal).
- Meilleure durée de vie du matériel (les relais s’usent lorsqu’il ont plusieurs centaines de cycles par jours).
- Reprise de la production plus rapide (quand les relais déclenchent, ils doivent attendre un certain temps d’analyse avant de reconnecter ‘l’onduleur)
- L’URD peut plus facilement autoconsommer pour couvrir sa consommation (lorsque les relais sont ouverts, il doit acheter toute sa consommation, ce qui n’est pas correct).

Réponse: Le paragraphe D.7 reprend des méthodes pour éviter des surtensions locales (et donc pour éviter un déclenchement indésirable sur surtension par le système de sectionnement ou le relais C10/21). P(U) n’est pas une méthode souhaitée pour remédier à des surtensions, la méthode Q(U) est préférée et doit donc être activé en premier. Il n’y a donc pas d’intérêt à définir plus d’exigences pour une méthode qui est déconseillé (également pour le client, car l’activation de P(U) mène à une perte de production active pour le client).

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

§5.3 et §8.2.5.2 - Déséquilibre (dans le cas d’un raccordement triphasé au réseau de distribution) (§5.3, lignes 290–302 ; §8.2.5.2, lignes 460–476) - Équilibrage des phases par le stockage

Lorsqu’un système de stockage compense le déséquilibre des charges derrière un même compteur, pourrait-il être autorisé à présenter un déséquilibre supérieur à 5 kVA à ses bornes, à condition de réduire le déséquilibre net au point de raccordement et d’y respecter la limite applicable ?

Réponse: Oui, effectivement, voir §8.2.5.

- L’exigence d’équilibre a été déplacé du niveau des appareils vers le point de raccordement. Les solutions acceptables pour maintenir l’équilibre des phases ont été élargies, et, entre autres suite aux possibilités techniques récentes pour gérer des équilibres, techniques présentes dans de plus en plus d’EMS et d’onduleurs triphasés.
- En plus, le compteur digital permet de veiller sur les (dés)équilibres de raccordement à distance.

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

§7.11.2 Système de contrôle de puissance (lignes 437–453) - Contrôle de puissance sans stockage

Le contrôle de puissance est étendu aux installations soumises à une limite d’injection, y compris sans batterie. Le §7.11.2 sera-t-il adapté pour prévoir explicitement la modulation de la production, notamment photovoltaïque, alors que son interface de commande reste décrite principalement en lien avec le stockage ?

Réponse:

- §7.11.2 ne décrit pas le comportement nécessaire, mais les technologies acceptées pour un système de contrôle de puissance. Le contrôle de puissance est prévu principalement pour surveiller l’injection au point de raccordement.
- Les limites d’injection à respecter se trouvent dans §4.1.7 (petites installations) ou seront déterminées dans l’étude réseau (autres installations, voir §5.2)
- La modulation de puissance est une exigence de l’unité de production, prévue dans l’annexe D, notamment dans D.6.1 (« droop ») et D.6.2 et restera d’application.

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

§ 7.6.2 Protection de découplage - Cohérence du relèvement de 30 à 56 kVA

Le seuil de 30 kVA figurant au §7.6.2 de la C10/11 actuelle n’est pas modifié dans le projet. S’agit-il d’un oubli et ce paragraphe sera-t-il adapté pour assurer la cohérence avec le relèvement annoncé à 56 kVA ?

Réponse: C’est effectivement un oublie qui sera corrigé.

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

Annex C.1 Settings of the automatic separation system (line 441) - Adapted settings of the automatic separation system, LOM methods

Function		Trip setting
Overvoltage 10 min mean		230 V + 10% , no delay
Overvoltage		230 V + 15% , 3 seconds delay
Undervoltage		230 V -20% , 3 seconds delay
Overfrequency		51,5 Hz , 3 seconds delay
Underfrequency		47,5 Hz, 3 seconds delay
LoM (Loss of Mains, anti-islanding detection) according to EN 50549-1/-2, §4.9.4		According to EN 50549-1/-2, §4.9.4 (tested according to EN 62116) If one the methods listed below is implemented, the parameters settings specified below shall be used.
	df/dt (ROCOF)	2 Hz/s, 700 ms
	Activation of a narrower frequency window based on local voltage criteria (Switch to narrow frequency band)	Activation function: $U_{dir} < 85\% U_n$ $U_{inv} > 5\% U_n$ U_{res} (3 U_0) > 5% U_n *U_{dir} and U_{inv} can be replaced in the activation function by U< 85% U_n* Narrower frequency window: f> 50,3 Hz, 3 s f< 49,7 Hz, 3 s
	Vector shift	7° (three-phase), 0 s This method is not advised if other LOM methods are available.

Table 2 – Settings of the automatic separation system

How to understand it? §4.9.4 of EN 50549-1 refers to LoM detection? Commonly used functions include:

- Active methods tested with a resonant circuit;
- ROCOF tripping;
- Switch to narrow frequency band;
- Vector shift
- Transfer trip.

So what it is allowed, forbidden or mandatory?

Answer: ALL Loss of Mains (Island detection) methods described in EN50549 are still allowed.

- **NEW** : If in the unit one of the 3 methods specified (ROCOF, narrow frequency band, vector shift) is implemented, the corresponding settings must be applied.
- If another method described in EN50549 is implemented, there are no fixed settings.
- No other methods than those described in EN50549 are allowed

C10/11 – Amendment “Grid Update”

4. Received questions and answers

ANNEXE D.7.1 Stabilisation de la tension par la puissance réactive (lignes 506–528) - Q(U) des batteries en charge - EN 50549-1, §4.1

EN 50549-1 recommande que les systèmes de stockage présentent en charge les mêmes caractéristiques qu’en décharge, sauf disposition contraire. Le projet entend-il rendre le profil Q(U) obligatoire également pendant la charge des batteries, ou conserver le caractère recommandé prévu par cette disposition de la norme ?

Réponse: Dans la C10/11 actuelle, il n’y a pas de distinction selon le mode de fonctionnement pour les batteries pour les exigences en Q(U), et il n’y a pas de changement prévu à ce point (voir texte D.7.1), donc Q(U) reste obligatoire en charge et en décharge.

Thank you

