

Document d'application

«Zone d'observabilité» de la société nationale du réseau de transport

Document d'application selon le Transmission
Code de 2019 [chapitre 1.5]

swissgrid

ZoOb – CH 2023

VS
AS

Impressum et contact

Éditeur

Swissgrid SA
Bleichemattstrasse 31
Case postale
CH-5001 Aarau
Téléphone +41 58 580 21 11
info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch

Ce document a été élaboré avec le soutien et la collaboration de l'AES et des représentants de la branche.

Swissgrid a approuvé le document le 26.06.2023.

L'AES a approuvé le document le 06.09.2023.

Auteurs de la première édition

Tobias Betschart	Primeo Energie
Romain Birbaum	EES
Ken Brunner	CFF
Pablo Centeno López	Swissgrid
Asja Derviskadic	Swissgrid
Luca Giacolini	AET
Toni Giossi	KHR
Enrico Harlander	Romande Energie
Reto Hürzeler	CKW
Sandro Isepponi	Repower
Stéphane Jolliet	SIG
Christian Laasch	Swissgrid
Jürg Lienhard	ewz
Patrick Lienert	ewz
Giampaolo Mameli	AIL
Boris Mankel	Axpo
Alexandre Marinkovic	FMB
Emmanuel Marthe	Swissgrid
Julien Mottier	FMV
Vincent Müller	Swissgrid
Roland Notter	Axpo
Lukas Petrig	EES
Yves Pigueron	FMV
Marco Reis	Groupe E
Yan Ruckstuhl	Groupe E
Guido Rüegg	ewz
Christoph Studer	Primeo Energie
Daniel Thaller	KWZ
Daniel Vela	FMB
Ralf Walter	CKW
Yan Zhang	Swissgrid



Responsabilité commission

Swissgrid est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.

La commission EVU-TSO de l'AES a accompagné le processus de révision.

Imprimé n° 1052/f, édition 2023

Copyright

© Swissgrid AG

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour un usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de Swissgrid et contre dédommagement. Sauf pour usage personnel, toute copie, distribution ou autre usage de ce document sont interdits. Swissgrid et l'AES déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis conformément au processus de développement prévu.



Sommaire

Avant-propos	6
1. Motivation et situation initiale	8
2. Objet et structure du document d'application	9
3. Méthodes de définition de la zone d'observabilité	10
3.1. Méthode qualitative	10
3.2. Méthode quantitative	11
3.2.1. Facteurs d'influence et valeurs seuils	12
3.2.2. Calcul des facteurs d'influence et application des valeurs seuils	14
3.2.3. Nouvelle application de la méthode qualitative et détermination du « réseau de tiers élargi »	15
4. Processus, données et informations associées	16
4.1. Mise à jour de la zone d'observabilité	17
4.2. Planification de la mise hors service	17
4.3. Données de base	18
4.4. Manœuvres de couplage	19
4.5. Prévisions de production et de consommation finale	19
4.6. Données en temps réel	20
5. Références	21
Annexe A Données techniques des éléments de réseau et des installations significatifs...	22
A.1 Données de base	22
A.1.1 Sous-station	22
A.1.2 Ligne ou câble	22
A.1.3 Transformateur	23
A.1.4 Machine synchrone	24
A.1.5 Machine asynchrone	24
A.1.6 Éléments de compensation	25
A.1.7 Branche équivalente	25
A.1.8 Injection équivalente	25
A.1.9 Charge équivalente	25
A.2 Mises hors service	26
A.3 Format des données des manœuvres de couplage	26
A.4 Données en temps réel	27
Annexe B Exemples de calculs de la méthode quantitative	28

Liste des figures

Figure 1: Processus d'analyse pour déterminer la zone d'observabilité	10
Figure 2: Réseau partiellement modélisé pendant la méthode quantitative (illustratif)	12
Figure 3: Formules des facteurs de filtrage et d'identification	13
Figure 4: Formule du facteur de tension	13
Figure 5: Déroulement des processus d'exploitation	16
Figure 6: Processus basés sur les données et informations de la zone d'observabilité	16



Liste des tableaux

Table 1: Plages dans lesquelles les valeurs seuils des facteurs d'influence doivent se trouver	14
Table 2: Valeurs seuils pour le RT de la société nationale du réseau de transport	14
Table 3: Répercussions de la défaillance d'une ligne de 110 kV sur une ligne de 380 kV	28
Table 4: Répercussions de la défaillance d'une ligne de 380 kV sur une ligne de 110 kV	29
Table 5: Répercussions de la défaillance d'une ligne de 110 kV sur une ligne de 220 kV	29
Table 6: Répercussions de la défaillance d'une ligne de 220 kV sur une ligne de 110 kV	30



Avant-propos

Le présent document est un document de la branche publié par l'AES. Il fait partie d'une large réglementation relative à l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Les documents de la branche contiennent des directives et des recommandations reconnues à l'échelle de la branche concernant l'exploitation des marchés de l'électricité et l'organisation du négoce de l'énergie, répondant ainsi à la prescription donnée aux entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) par la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et par l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

- Document principal: Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE – CH)
- Documents clés
- Documents d'application
- Outils / Logiciels

Le Transmission Code (TC) est un document clé. Le TC, le Distribution Code (DC) et la «Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie (RR/IPE-CH)» constituent le Grid Code de la Suisse. Le présent document est le document d'application du TC pour la zone d'observabilité.

Le réseau de transport (RT) permet le transport de l'électricité sur le niveau de la très haute tension sur de grandes distances en Suisse et l'interconnexion avec les réseaux étrangers. Il constitue le lien avec les exploitants d'installations raccordées au RT. Il est essentiel que tous les acteurs respectent des standards minimaux homogènes afin de pouvoir garantir une exploitation stable du réseau et maîtriser les perturbations.

Le nombre important d'acteurs exige de définir précisément les informations qui doivent être échangées aux interfaces. Les informations nécessaires à la modélisation statique et dynamique des modèles de réseau doivent ainsi être définies en commun et échangées de manière transparente.

La coordination nationale et internationale devient de plus en plus importante en raison de l'intégration des marchés nationaux au marché intérieur de l'Union européenne et à la décentralisation croissante de la production.

Le TC est le document principal qui décrit la collaboration entre les différents acteurs. Ces derniers sont la société nationale du réseau de transport et les exploitants et propriétaires d'installations directement raccordées au RT, les acteurs du marché et certains exploitants d'installations raccordées au réseau de distribution (RD). De plus, la société nationale du réseau de transport se coordonne avec les gestionnaires de réseau de transport étrangers (GRTE) et les Regional Security Coordinators (RSC). Le TC précise les prescriptions réglementaires et définit les thèmes que les acteurs doivent régler par voie contractuelle. Il tient compte des accords et des contrats existants.

Le comportement des nouveaux acteurs, comme les prosommateurs (prosumers) et les exploitants de centrales électriques ou de réservoirs d'énergie décentralisés, etc., dont le nombre augmente sans cesse, revêt une importance croissante pour le RT et les RD. Différentes exigences s'appliquent en fonction du type d'installation et du niveau de tension. Elles sont consignées dans les documents clés TC/DC et dans le document d'application RR/IPE-CH. La société nationale du réseau de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) veillent à ce que ces acteurs respectent les standards et les prescriptions pertinentes.

Dans le cadre du raccordement au réseau et de l'exploitation du réseau, la société nationale du réseau de transport et les GRD vérifient et garantissent qu'aucune installation individuelle, ni l'ensemble des



installations raccordées, ne mettent en danger l'exploitation sûre de leur réseau. La protection des personnes et des installations représente la priorité absolue.

Le TC, le DC et la RR/IPE-CH sont pris globalement en considération, étant donné que les activités des acteurs sur les différents niveaux de tension présentent des interdépendances.



1. Motivation et situation initiale

Chaque gestionnaire de réseau peut exploiter son propre réseau de manière plus sûre, s'il ne tient pas seulement compte de ses propres éléments de réseau mais également d'éléments de réseau en dehors son réseau et qui sont significatifs pour lui.

Le réseau électrique continental européen est exploité de manière synchrone par quelques milliers de gestionnaires de réseau. Il relie d'une part les différentes régions et les différents pays (vue horizontale); d'autre part, les différents niveaux de tension (vue verticale). La décentralisation croissante de la production et des accumulateurs, ainsi que la difficulté de développer l'infrastructure de réseau, nécessitent une collaboration renforcée fondée sur des méthodes transparentes et non discriminatoires. La société nationale du réseau de transport et chaque GRTE définissent donc pour leurs besoins une « zone d'observabilité ». Les processus d'information et de coordination prévus pour ces zones contribueront également à la sécurité d'approvisionnement.

La zone d'observabilité comporte différents groupes d'éléments de réseau et d'installations pour lesquels des informations supplémentaires sont échangées dans le cadre de la planification de l'exploitation du réseau et de la gestion de l'exploitation du réseau ou pour lesquels les consignations et les couplages spéciaux sont coordonnés. L'effort initial supplémentaire consenti pour identifier les éléments de réseau et les installations significatives et convenir des processus nécessaires d'échange des données ainsi que l'effort opérationnel sont compensés par le renforcement de la sécurité de l'exploitation, en particulier dans les réseaux très maillés. Le rapport entre les efforts fournis et les avantages obtenus doit être acceptable.

En Suisse, le législateur impose les points suivants dans l'art. 8 de la LApEI:

« Les gestionnaires de réseau coordonnent leurs activités. Ils doivent en particulier:

- a) *pourvoir à un réseau sûr, performant et efficace;*
- b) *organiser l'utilisation du réseau et en assurer le réglage en tenant compte de l'interconnexion avec d'autres réseaux;*

[...]

- d) *élaborer les exigences techniques et opérationnelles minimales pour l'exploitation du réseau; ils tiennent compte à cet égard des normes et recommandations internationales des organisations techniques reconnues. »*

L'association des gestionnaires de réseaux de transport européens (ENTSO-E) a défini des directives [1] relatives à la collaboration entre les gestionnaires de réseaux de transport dans le System Operation Guideline (SOGL). Les méthodologies et les documents explicatifs suivants ont été rédigés afin de mettre en œuvre les art. 75 et 84 du SOGL qui portent sur la définition des zones d'observabilité:

- Methodology for coordinating operational security analysis in accordance with Article 75 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation [2].
- Methodology for assessing the relevance of assets for outage coordination in accordance with Article 84 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation [3].
- Supporting document [4] pour les deux méthodologies [2] et [3].
- Key Organizational Requirements, Roles and Responsibilities [5] et Supporting Document [6].

Le Transmission Code (TC) de 2019 [7] décrit les principes de la zone d'observabilité sur la base des documents [1]-[6]. La société nationale du réseau de transport est chargée de convenir de la méthode de définition des zones d'observabilité des acteurs concernés avec ces derniers et de définir l'échange de données nécessaire.



2. Objet et structure du document d'application

Le présent document est le document d'application relatif à la définition de la zone d'observabilité de la société nationale du réseau de transport. Il a été rédigé en collaboration avec la branche.

Ce document d'application se concentre sur la définition de la zone d'observabilité de la société nationale du réseau de transport en Suisse. La zone d'observabilité de la société nationale du réseau de transport comporte également des éléments de réseau et des installations qui se trouvent à l'étranger. Swissgrid définit bilatéralement avec les GRTE voisins les processus nécessaires à cet effet.

Le présent document d'application explique:

- l'objet et le but de la zone d'observabilité ;
- la méthode qualitative et quantitative d'analyse de la pertinence (éléments significatifs) des éléments de réseau et des installations de tiers ;
- les critères d'attribution des groupes de la zone d'observabilité ;
- les processus d'échange de données et d'informations des éléments de réseau et des installations significatifs de la zone d'observabilité ; et
- quelles données et informations des éléments de réseau et installations significatifs sont échangées.

Le présent document d'application comporte les parties suivantes:

- Le chapitre 3 « Méthodes de définition de la zone d'observabilité » décrit les méthodes qualitatives et quantitatives.
- Le chapitre 4 « Processus, données et informations associées » décrit les processus de planification et de gestion du réseau concernés par la zone d'observabilité et définit les données et informations utilisées.
- Le chapitre final 5 « Références » énumère tous les documents de base importants pour ce document.
- L'Annexe A « Données techniques des éléments de réseau et des installations significatifs » liste ces derniers de manière détaillée.
- L'Annexe B « Exemples de calculs de la méthode quantitative » contient des exemples de calculs de la méthode quantitative du chapitre 3.2.

La base de la zone d'observabilité d'un GRD est posée dans le Distribution Code.



3. Méthodes de définition de la zone d'observabilité

Les bases de la zone d'observabilité de la société nationale du réseau sont décrites dans le TC. On y trouve :

- la définition des groupes au sein de la zone d'observabilité,
- une description des grandes lignes de la méthode qualitative et quantitative permettant de déterminer les éléments de réseau et installations significatives.

Le processus suivant (voir Figure 1) est utilisé pour déterminer la zone d'observabilité de la société nationale du réseau :

« La **méthode qualitative**, qui est plus simple, est toujours appliquée en premier. La méthode **quantitative** mathématique est uniquement appliquée pour les zones peu claires lorsque les gestionnaires de réseau ne parviennent pas à déterminer localement les éléments de réseau et les installations significatifs ou à se mettre d'accord. Elle prévoit que les gestionnaires de réseau identifient les éléments de réseau et les installations significatifs de tiers à l'aide de calculs des contingences. Il convient de justifier l'utilisation de la méthode quantitative, étant donné que sa mise en œuvre implique du temps supplémentaire. »¹.

Dans le cas de la méthode quantitative, les résultats ainsi obtenus sont ensuite pris comme point de repère pour la méthode qualitative.

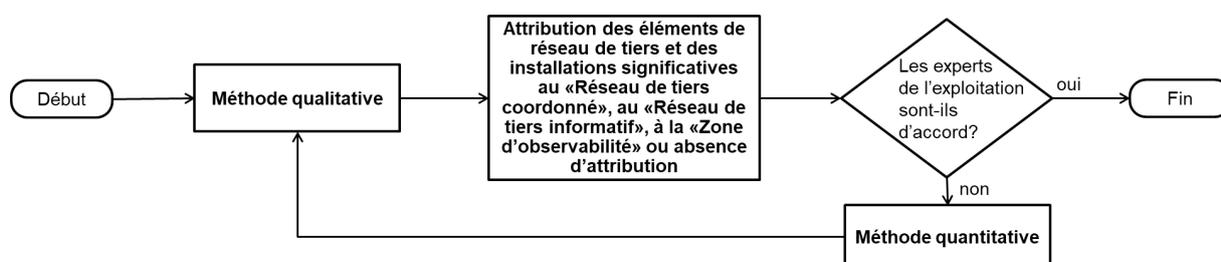


Figure 1: Processus d'analyse pour déterminer la zone d'observabilité

Les deux chapitres suivants décrivent les deux processus possibles pour définir la zone d'observabilité :

- le processus standard à l'aide de la méthode qualitative des experts de l'exploitation;
- le processus non standard en utilisant la méthode quantitative.

3.1. Méthode qualitative

Cette méthode est utilisée en premier.

« Les experts de l'exploitation de la société nationale du réseau de transport et des GRD raccordés au RT connaissent les éléments de réseau (lignes parallèles, par exemple) et les installations significatives (générateurs ou charges importants) grâce à leur longue expérience. Ils analysent ensemble les plans de réseau et conviennent des éléments de réseau et des installations significatives en tenant compte des incidents d'exploitation [...]. »²

Les experts déterminent les éléments de réseau et les installations significatifs et les classent dans les groupes « réseau de tiers coordonné », « réseau de tiers informatif » ou « réseau de tiers élargi ». Les expertes déterminent aussi pour quels éléments de réseau ou installations significatifs les données homopolaires seront échangées.

Si, lors de la phase d'analyse, des éléments de réseau ou des installations d'exploitants d'installations non impliqués sont considérés comme significatifs par la société nationale du réseau de transport ou

¹ Citation TC2019 1.5.2 (3)

² Citation TC2019 1.5.2 (2) a)



le GRD, ces éléments de réseau sont attribués aux groupes correspondants. Le gestionnaire de réseau compétent contacte ensuite les exploitants d'installations concernés. Les droits de transmission des données sont réglés par contrat.

3.2. Méthode quantitative

« La méthode quantitative mathématique est uniquement appliquée pour les zones peu claires lorsque les gestionnaires de réseau ne parviennent pas à déterminer localement les éléments de réseau et les installations significatifs ou à se mettre d'accord. [...] Il convient de justifier l'utilisation de la méthode quantitative, étant donné que sa mise en œuvre implique du temps supplémentaire. »³

Dans cette considération, l'importance des éléments de réseau est évaluée par deux facteurs de flux de charge⁴ (facteur de filtrage et facteur d'identification) et/ou un facteur de tension au moyen d'une application de valeurs seuils définies. Dans une étape supplémentaire, la significativité peut être vérifiée à l'aide de critères supplémentaires (voir chapitre 3.2.3).

Pour calculer les facteurs de flux de charge, respectivement le facteur de tension, un calcul de variante de défaut (voir Figure 2) est effectué pour un réseau affaibli (une mise hors service planifiée, élément de réseau i, gris). L'influence de l'élément de réseau défaillant⁵ (élément de réseau r, vert) sur un élément de réseau de la société nationale du réseau de transport (élément de réseau t, bleu) est alors analysée. Le principe suivant s'applique au calcul :

- L'élément de réseau t se trouve dans le réseau de la société nationale du réseau de transport.
- L'élément de réseau r se trouve dans le réseau d'un GRD ou d'un GRTE.
- L'élément de réseau i se trouve dans le réseau de la société nationale du réseau de transport, dans le réseau d'un GRD ou dans le réseau d'un GRTE.

Le résultat de la méthode quantitative est une proposition de identification et de classement des éléments de réseau de tiers dans les groupes « réseau de tiers informatif » ou « réseau de tiers coordonné ». Cette proposition sert de base de discussion pour la nouvelle réalisation de la méthode qualitative qui suit.

³ TC2019 1.5.2 (3)

⁴ Avec l'augmentation du niveau de câblage ou l'utilisation d'installations de compensation, un modèle qui calcule uniquement en puissance active devient moins précis. Il faut donc s'attendre à ce qu'à l'avenir, il faille également calculer avec des modèles prenant également en compte la puissance réactive. Ceci dépend du périmètre d'étude et il conviendra donc de discuter au cas par cas du modèle le plus approprié.

⁵ Élément de réseau est un terme défini dans le glossaire de l'AES. Le présent document a été rédigé avec la compréhension suivante : « Élément de réseau : description fonctionnelle des moyens d'exploitation du réseau de transport et de distribution (lignes, transformateurs, etc.), ainsi que des éléments fictifs (injections dans le réseau, charges, etc.) qui sont utilisés dans un modèle de réseau. Le terme comprend donc également les installations de S-GIC et S-EC. Dans cette annexe, on parlera donc toujours, par souci de simplicité, uniquement d'éléments de réseau, même lorsqu'il est question d'installations ».



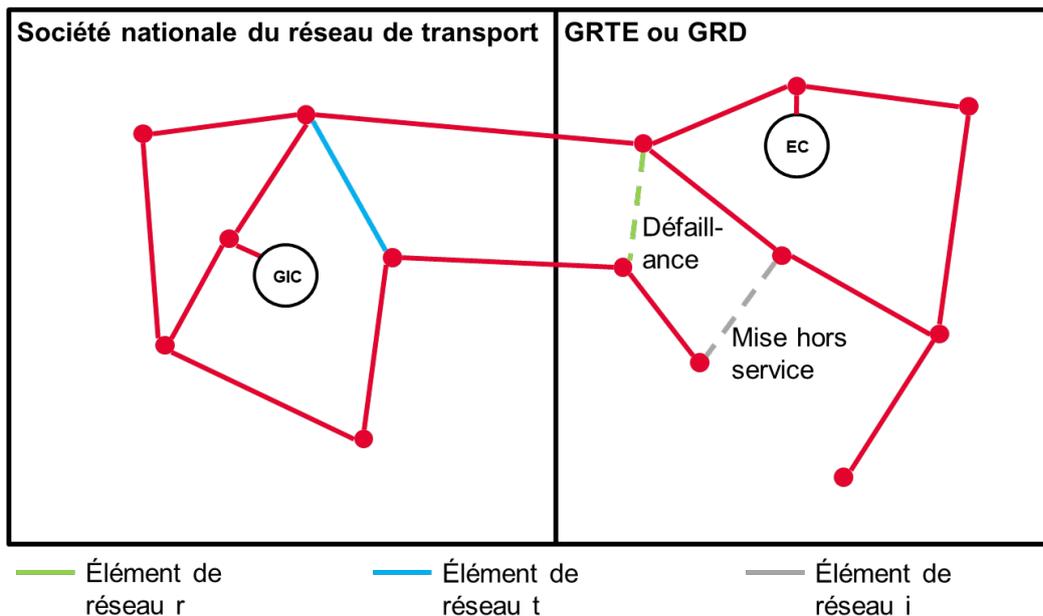


Figure 2: Réseau partiellement modélisé pendant la méthode quantitative (illustratif)

3.2.1. Facteurs d'influence et valeurs seuils

Les trois facteurs d'influence pour la zone d'observabilité de la société nationale du réseau sont décrits ci-dessous :

- Le **facteur de filtrage** (Power flow filtering influence factor, formule cf. figure 3), indique le pourcentage maximal du flux de charge de l'élément de réseau de tiers présentant une défaillance qui traverse un élément quelconque du réseau propre.
- Le **facteur d'identification** (Power flow identification influence factor, formule cf. figure 3), normalise le facteur de filtrage en prenant en compte le rapport de la puissance maximale des éléments du réseau.
- Le **facteur de tension** (formule cf. figure 4) indique le pourcentage maximal de la modification de la tension d'une station quelconque du réseau propre lorsque l'élément de réseau de tiers analysé connaît une défaillance. Ce facteur d'influence est uniquement calculé lorsque les experts estiment que cela est nécessaire. Jusqu'à nouvel ordre, la société nationale du réseau de transport ne calcule pas ce facteur d'influence.



$$IF_r^{pf,id} (in \%) = MAX_{\forall i \in I, \forall s, \forall t \in T} \left(\frac{P_{s,n-i-r}^t - P_{s,n-i}^t}{P_{s,n-i}^r} \cdot \frac{PATL^{s,r}}{PATL^{s,t}} \cdot 100 \right)$$

$$IF_r^{pf,f} (in \%) = MAX_{\forall i \in I, \forall s, \forall t \in T} \left(\frac{P_{s,n-i-r}^t - P_{s,n-i}^t}{P_{s,n-i}^r} \cdot 100 \right)$$

Où

$IF_r^{pf,id}$: facteur d'identification de l'élément de réseau de tiers r sur le «réseau propre»

$IF_r^{pf,f}$: facteur de filtrage d'un élément de réseau de tiers r sur le «réseau propre»

s: scénarios

t: élément de réseau du «réseau propre»

T: ensemble d'éléments de réseau du «réseau propre»

i: élément de réseau de tiers ou propre (non identique à t ou r) qui est hors service

I: ensemble d'éléments de réseau propre ou de tiers dont la mise hors service

r: élément de réseau de tiers hors du «réseau propre» dont l'importance est évaluée

R: ensemble d'éléments de réseau de tiers dont l'importance est évaluée

P_{n-i}^t : puissance active dans l'élément de réseau t avec l'élément de réseau i hors service

P_{n-i}^r : puissance active dans l'élément de réseau r avec l'élément de réseau i hors service

P_{n-i-r}^t : puissance active dans l'élément de réseau t avec les éléments de réseau r et i hors service

$PATL^{s,t}$: puissance nominale permanente de l'élément de réseau t dans le scénario s

$PATL^{s,r}$: puissance nominale permanente de l'élément de réseau r dans le scénario s

Centrales électriques et installations de clients significatives:

le facteur de filtrage pour les centrales électriques et les installations de clients peut être calculé de manière analogue si l'installation est considérée comme un élément de réseau r et selon l'hypothèse suivante

P_{n-i}^t : puissance active dans l'élément de réseau t avec l'élément de réseau i hors service

P_{n-i}^r : puissance active entrante ou sortante de l'installation r en service avec l'élément de réseau i hors service

P_{n-i-r}^t : puissance active dans l'élément de réseau t avec l'installation r et l'élément de réseau i hors service

$PATL^{s,t}$: puissance nominale permanente de l'élément de réseau t dans le scénario s

$PATL^{s,r}$: puissance nominale installée de l'installation r dans le scénario s

Figure 3: Formules des facteurs de filtrage et d'identification

$$IF_r^v = MAX_{\forall s, \forall m (m \in M)} \left(\left| \frac{V_{s,n-1}^{m,r} - V_{s,n}^m}{V_{base}^m} \right| \right)$$

Où

IF_r^v : facteur de tension d'un élément de réseau ou d'une installation r à un nœud m du «réseau propre»

s: scénarios

m: nœuds du «réseau propre»

r: élément de réseau ou installation à évaluer en dehors du «réseau propre»

R: ensemble d'éléments de réseau étrangers

$V_{s,n-1}^{m,r}$: tension au nœud m lors de la coupure de l'élément de réseau ou de l'installation r

$V_{s,n}^m$: tension au nœud m avec réseau complet

V_{base}^m : tension nominale au nœud m

Figure 4: Formule du facteur de tension



Deux valeurs seuils sont définies pour chaque facteur d'influence :

- Valeur seuil pour le « Réseau de tiers coordonné »
- Valeur seuil pour le « Réseau de tiers informatif »

La méthodologie [2] indique les plages des valeurs seuils pour le « Réseau de tiers coordonné » et le « Réseau de tiers informatif » (cf. Table 1). Ces valeurs se basent sur les principes, l'expérience acquise, les études et l'expertise des TSO.

Table 1: Plages dans lesquelles les valeurs seuils des facteurs d'influence doivent se trouver

Groupe d'éléments de réseau de tiers	Facteur d'identification	Facteur de filtrage	Facteur de tension
Domaine de valeur seuil pour le « Réseau de tiers coordonné »	15-25%	3-5%	0.03-0.05 pu
Domaine de valeur seuil pour le « Réseau de tiers informatif »	5-10%	3-5%	0.01-0.02 pu

Les conditions générales des différents gestionnaires de réseau sont tellement différentes qu'il est impossible d'imposer des valeurs seuils homogènes en Europe. Lorsqu'il applique la méthode quantitative, un gestionnaire de réseau de transport doit utiliser les mêmes valeurs seuils pour toutes ses analyses et indépendamment de l'élément de réseau ou de l'installation à analyser.⁶ Les valeurs seuils de la société nationale du réseau de transport sont résumées en Table 2.

Table 2: Valeurs seuils pour le RT de la société nationale du réseau de transport

Groupe d'éléments de réseau de tiers	Facteur d'identification	Facteur de filtrage
Valeur seuil pour le « Réseau de tiers coordonné »	15%	3%
Valeur seuil pour le « Réseau de tiers informatif »	5%	3%

3.2.2. Calcul des facteurs d'influence et application des valeurs seuils

Les gestionnaires de réseau définissent la zone de réseau à modéliser pour l'analyse quantitative (secteur du réseau peu clair) et échangent mutuellement les données et les modèles de réseau nécessaires dans un but précis. Ces données ne peuvent pas être utilisées à d'autres fins (p. ex. exploitation du réseau, développement du réseau).

Les facteurs d'influence sont appliqués à différents scénarios de flux de charge. Les scénarios exacts doivent être convenus bilatéralement, les possibilités sont entre autres charge élevée-faible production, été-hiver, jour de la semaine-week-end.

On recherche à chaque fois les facteurs d'influence les plus élevés en cas de mise hors service de l'élément de réseau i (propre ou de tiers) et défaillance de l'élément de réseau de tiers r sur un élément de réseau propre t . Dans le site Annexe B « Exemples de calculs de la méthode quantitative », des exemples simplifiés de calculs des facteurs d'influence sont présentés.

⁶ Voir la référence [2], article 5, chiffre 5: «The threshold values shall be identical regardless of the network element whose influence is assessed by this TSO.»



L'application des valeurs seuils pour le « réseau de tiers coordonné » et le « réseau de tiers informatif » donne lieu à des listes qui constituent une proposition d'affectation pour le renouvellement de la méthode qualitative.

Si un calcul du facteur de tension est nécessaire, le dépassement du seuil de tension est déterminant pour l'attribution au groupe. Toutefois, la société nationale du réseau de transport n'applique pas cette procédure jusqu'à nouvel ordre.

3.2.3. Nouvelle application de la méthode qualitative et détermination du « réseau de tiers élargi »

Les gestionnaires de réseau prennent l'attribution ainsi obtenu comme résultat des calculs comme base d'une nouvelle discussion commune afin de définir une attribution définitive. Comme les valeurs seuils sont plutôt conservatrices et que le calcul uniforme ne peut pas refléter toutes les différences techniques entre le RT et le RD, les éléments de réseau et les installations ont tendance à être supprimés des listes de résultats du calcul. Les points de repère pour les cas où les deux valeurs seuils sont dépassés mais où il n'y a pas de signification au sens du domaine d'observabilité peuvent être les suivants :

- la modification maximale du flux de puissance active dans le « propre réseau » après la défaillance de l'élément de réseau ou de l'installation externe à évaluer ne dépasse pas une certaine valeur dans tous les scénarios;
- la charge maximale de puissance active d'un élément de réseau du « propre réseau » après défaillance de l'élément de réseau ou de l'installation externe à évaluer ne dépasse pas une certaine proportion de la puissance active maximale de dimensionnement (PATL, permanently admissible transmission loading).

Les valeurs de ces deux critères sont fixées conjointement avant leur application par la société nationale du réseau de transport et le GRD.

Lors de l'attribution des éléments de réseau au « réseau de tiers coordonné » et au « réseau de tiers informatif », il est possible qu'il n'en résulte pas un modèle de réseau cohérent. Il s'agit toutefois d'une condition impérative pour un modèle de réseau fonctionnel. Si ce cas se présente, les groupes d'experts déterminent des éléments de réseau supplémentaires qui forment le « réseau de tiers élargi », afin d'obtenir un modèle de réseau fonctionnel. Il est possible de ne pas modéliser complètement les éléments de réseau, mais seulement en tant qu'équivalents.⁷

Les experts déterminent aussi pour quels éléments de réseau ou installations significatifs les données homopolaires seront échangées.

Si, lors de la phase d'analyse, des éléments de réseau ou des installations d'exploitants non impliqués sont dans le processus considérés comme significatifs par la société nationale du réseau de transport ou le GRD, ces éléments de réseau sont attribués aux groupes correspondants. Le gestionnaire de réseau compétent contacte ensuite les exploitants d'installations concernés. Les droits de transmission des données sont réglés par contrat.

⁷ Les éléments de réseau équivalents ne peuvent être présents que dans le « réseau de tiers étendu ». Ils servent à obtenir un modèle de réseau fonctionnel, p. ex. comme élément de bordure pour terminer le modèle.



4. Processus, données et informations associées

Conformément au TC, la zone d'observabilité de la société nationale du réseau de transport se compose des éléments de réseau du RT et des éléments de réseau et installations significatifs des réseaux tiers. Dans le cadre de l'introduction et de la gestion opérationnelle de la « zone d'observabilité », des ajustements seront apportés aux processus de planification et de gestion de l'exploitation du réseau.

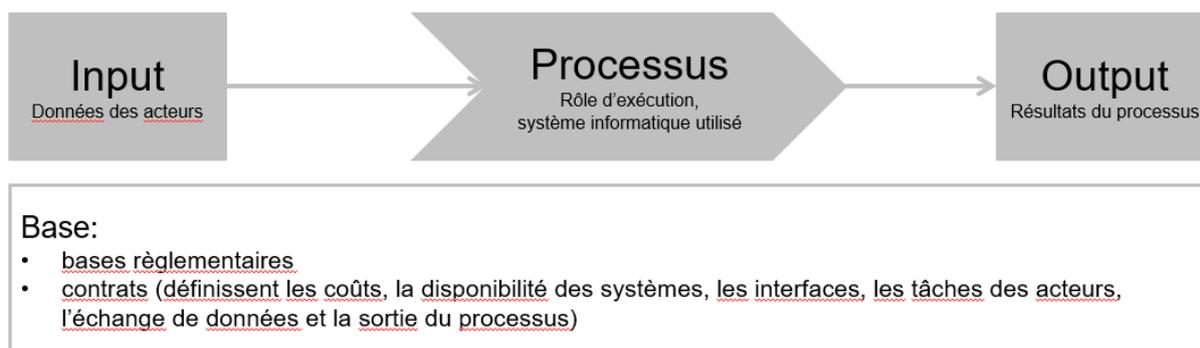
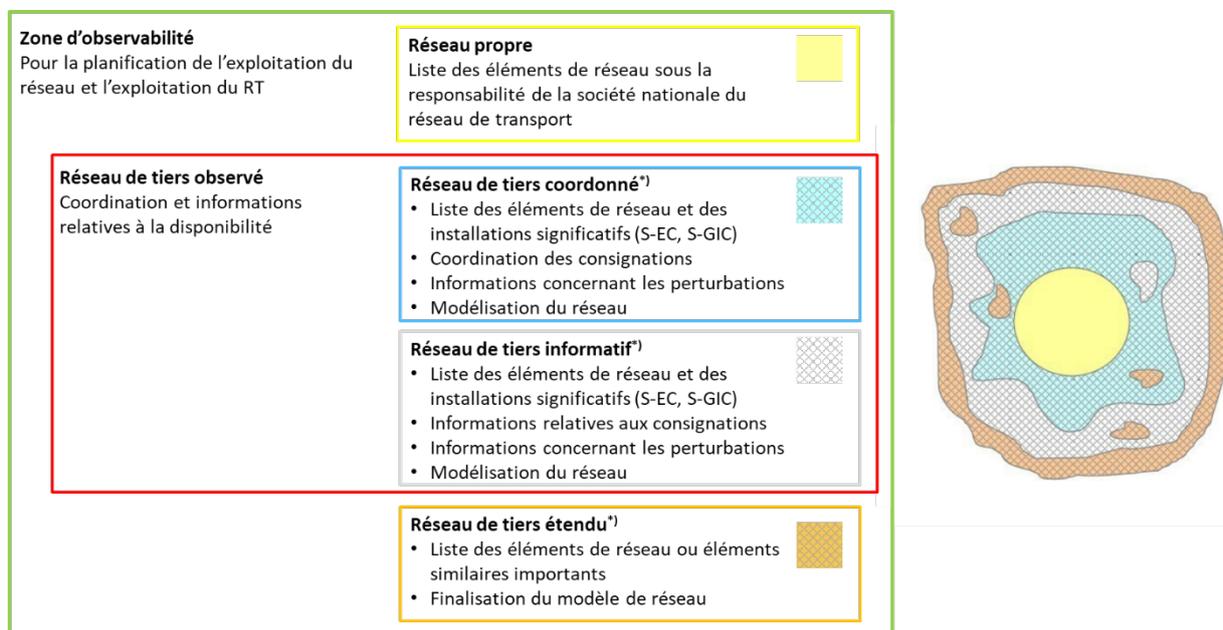


Figure 5: Déroulement des processus d'exploitation

Les chapitres suivants décrivent les processus liés aux éléments de réseau significatifs et aux installations des réseaux tiers (cf. Figure 6). Comme la zone d'observabilité s'appuie en grande partie sur des processus établis et utilise des interfaces existantes pour l'échange de données, aucun coût supplémentaire n'est attendu de ces changements pour les processus décrits ci-dessous. Dans le cas contraire, une solution d'égalité de traitement est élaborée en commun et spécifiquement pour chaque thème et réglée dans l'accord d'échange de données. Les éventuels coûts des systèmes (p. ex. PIA2) sont réglés dans des contrats séparés, indépendamment de l'accord d'échange de données.



^{*)} Tous les autres éléments de réseau et installations (peu importants) sont exclus

Figure 6: Processus basés sur les données et informations de la zone d'observabilité

Différentes données sont nécessaires pour les différents groupes de la zone d'observabilité, en fonction des tâches et des processus. Pour des raisons d'efficacité, l'accent est mis sur les données nécessaires. Le tableau montre quelles données sont nécessaires pour quels groupes. Les conditions générales de l'échange de données sont fixées par contrat. Le traitement des données qui ne sont pas disponibles et qui ne peuvent être obtenues qu'au prix de grands efforts y est également réglé.



	Réseau de tiers coordonné	Réseau de tiers informatif	Réseau de tiers élargi
Données de base	X	X	X
<i>A considérer séparément</i>			
Équivalences			X
Adaptations en cas de changement	X	X	
Données en temps réel	X	X	X
Mises hors service	X	X	
Prévisions de production et de consommation finale	X	X	
Manceuvres* de couplage	X	X	

* Aujourd'hui, ces données ne seront échangées que verbalement.

4.1. Mise à jour de la zone d'observabilité

La taille des zones d'observabilité avec les éléments de réseau et les installations significatifs est le résultat de l'analyse des gestionnaires de réseau.

Données et informations

Les données et informations nécessaires dépendent de la méthode choisie (qualitative ou quantitative) et sont présentées dans les chapitres 3.1 « Méthode qualitative » et 3.2 « Méthode quantitative ».

Processus

Les gestionnaires de réseau se coordonnent chaque année pour déterminer s'il est nécessaire de modifier la taille de la zone d'observabilité. Ils se basent pour cela sur les modifications des 18 mois suivants.

Ce besoin peut résulter de l'exploitation opérationnelle, dans la mesure où il apparaît que la zone d'observabilité propre ne remplit pas sa fonction comme prévu. Inversement, des changements tels que des conversions dans le « propre réseau » peuvent également être significatifs pour une zone d'observabilité étrangère.

A la fin du processus, les éléments de réseau et les installations significatifs qui font partie de la zone d'observabilité sont documentés dans les annexes de l'accord d'échange de données.

4.2. Planification de la mise hors service

La planification de la mise hors service est décrite dans le TC.

Données et informations

La Société nationale du réseau de transport et chaque GRD raccordé au RT se communiquent les données de mise hors service énumérées à l'annexe A.2 pour les éléments de réseau et les installations significatifs du « réseau de tiers observé ».



Processus

Les processus existants pour la planification de la mise hors service restent inchangés par la création de la zone d'observabilité, et sont décrits dans le manuel de gestion⁸ de l'exploitation.

La Société nationale du réseau de transport inclut les mises hors service des éléments de réseau ou d'installations des autres GRD, S-EC et S-GIC qui appartiennent au « réseau de tiers observé » dans sa propre planification de mise hors service.

A l'inverse, les GRD tiennent compte dans leur planification de mises hors service des éléments du réseau de transport suisse de leur « réseau de tiers informatif » qui sont significatifs pour eux.

Chaque gestionnaire de réseau informe des mises hors service de son « propre réseau », les autres gestionnaires de réseau chez lesquels ces éléments de réseau ou installations font au moins partie du « réseau de tiers informatif ».

Chaque gestionnaire de réseau coordonne avec d'autres gestionnaires de réseau les mises hors services d'éléments de réseau ou d'installations de son « propre réseau » qui font partie d'un « réseau de tiers coordonné » avec ce même gestionnaire de réseau tiers.

Si des éléments de réseau ou les installations à coordonner n'appartient ni par la Société nationale du réseau de transport ni par le GRD raccordé au RT, mais par une partie de tiers, ce dernier obtient le droit de participer au processus de la coordination des mises hors service ou de se faire représenter par son gestionnaire de réseau de raccordement. **Format et transmission**

Une mise en œuvre systémique utilisant des interfaces et des formats communs et une automatisation des cas standard est visée.

Les changements de format et de canal de transmission sont mis en œuvre en concertation avec les partenaires.

4.3. Données de base

L'exploitation sûre du réseau dans le cadre de la planification et de la gestion de l'exploitation du réseau repose entre autres sur des modèles de réseau qui forment la zone d'observabilité. Sur la base des données de base échangées, chaque gestionnaire de réseau peut gérer un modèle de réseau adapté à ses besoins.

Données et informations

La société nationale du réseau de transport et les GRD du RT mettent à disposition les données de base selon l'annexe A.1 des éléments de réseau et des installations significatifs de l'ensemble du zone d'observabilité. Il s'agit :

- d'un Single Line Diagramm (schéma unipolaire) ;
- des données de base des moyens d'exploitation des lignes, de transformateurs, d'éléments de compensation (bobines, condensateurs, etc.) d'installations de clients et d'unités de production ;
- d'adaptations lors des transformations dans le réseau de tiers informatif (les étapes importantes de la conversions ayant un impact électrique doivent être coordonnées, par exemple à l'aide de schéma par étapes) ;
- d'équivalents (uniquement les éléments modélisés dans le réseau externe étendu).

Processus

L'objectif du processus est qu'un gestionnaire de réseau dispose de données et d'informations correctes et actuelles sur les éléments de réseau et les installations dans sa zone d'observabilité.

⁸ Le Manuel de conduite et de gestion du réseau suisse, ou son document successeur, est accessible à chaque exploitant d'installations raccordées au RT qui a conclu une convention d'exploitation avec la Société nationale du réseau de transport.



Les gestionnaires de réseau se coordonnent chaque année sur les modifications des données de base d'éléments de réseau et d'installations significatifs. Ces modifications concernent par exemple la mise en service ou le démantèlement de sous-stations, d'éléments de réseau ou d'installations.

La période de considération visée couvre les 18 mois suivants. Si certaines parties prenantes ont une période de planification plus courte, le processus est mené sur la base des informations disponibles. De manière optimale, ce processus a lieu à une date proche de la planification annuelle, de sorte que toutes les personnes concernées puissent avoir accès à des données actuelles.

Les modifications à court terme des données de base en dehors de ce rythme ou les corrections d'erreurs sont systématiquement communiquées aux partenaires le plus tôt possible

Format et transmission

Si possible, les données du modèle de réseau sont échangées conformément au standard CIM en se référant au début de la validité. Si la création de ce format représente un effort considérable pour le GRD, les données et informations peuvent également être fournies dans d'autres formats (par exemple, NEPLAN, documents PDF ou Word relatifs aux phases de mises en service, schémas unifiées, certificats d'essai des transformateurs).

Pour recevoir et envoyer les données de base, les partenaires utilisent les contacts habituels pour la gestion des modèles de réseau.

4.4. Manœuvres de couplage

La coordination des manœuvres est décrite dans le TC.

Le TC a établi le principe selon lequel les acteurs échangent des données et des informations en fonction de leurs besoins, en visant des normes communes et des formats uniformes. A cet effet, un format est décrit en annexe A.3, qui se rapporte au Day-Ahead et à l'Intraday. Lors d'une première implémentation, celle-ci doit être détaillée. Une réalisation systémique d'un échange pour des manœuvres nécessaires à l'exploitation n'a pas lieu jusqu'à nouvel avis.

4.5. Prévisions de production et de consommation finale

Les exigences relatives à l'échange des programmes prévisionnels des centrales électriques et des installations de clients significatives sont décrites ci-après.⁹

Données et informations

Les centrales électriques significatives fournissent un APS (« Available Planned Schedule ») et un PPS (« Production Plan Schedule ») selon les exigences techniques de la centrale électrique raccordée au RT¹⁰. Toutefois, la période des programmes prévisionnels couvre au maximum les 18 mois suivants. Pour les installations significatives de clients, les exigences s'appliquent en conséquence, dans la mesure où elles sont techniquement réalisables. Étant donné que l'exploitation d'une installation de client peut différer considérablement de celui d'une centrale électrique, il convient de l'examiner au cas par cas.

Processus

Le processus est identique à celui de la fourniture de programmes prévisionnels de centrales électriques raccordées au RT. Le point de contact de la Société nationale du réseau de transport est le département de planification de l'exploitation du réseau.

⁹ Les installations directement raccordées au TSO ou les fournisseurs de certains produits SDL satisfont trivialement aux exigences, car les exigences sont moins élevées du fait de la zone d'observabilité.

¹⁰ Pour les détails techniques, voir le document « Exigences en matière de données du programme prévisionnel » (seulement en allemand : Anforderungen an Fahrplandaten und den elektronischen Datenaustausch, publié sur la page d'accueil de Swissgrid.



Format et transmission

Si une centrale électrique est significative non seulement pour son gestionnaire de réseau direct mais aussi pour d'autres gestionnaires de réseau, le gestionnaire de réseau du raccordement de la centrale électrique agit essentiellement comme un intermédiaire pour les autres gestionnaires de réseau. Cela ne s'applique pas aux EC qui transmettent déjà les données et les informations par le biais d'une autre relation contractuelle directe (par exemple, l'EC au RD qui fournit le PSS à Swissgrid).

4.6. Données en temps réel

Les données en temps réel sont une condition préalable pour que les gestionnaires de réseau puissent exécuter leur mandat de gestion de l'exploitation du réseau et de planification de l'exploitation du réseau en toute sécurité.

Données et informations

Pour les éléments de réseau et les installations significatifs des « réseaux de tiers informatifs », les exploitants d'installations se fournissent mutuellement les données en temps réel conformément à l'annexe A.4. Il s'agit :

- des valeurs de mesure pour le courant, la tension, la puissance active et réactive, la fréquence (si disponible) ;
- des états des appareils (sectionneurs de barres, disjoncteurs, sectionneurs de ligne, pas de sectionneurs de terre) ; et
- des prises de transformateur.

Processus

Le processus de modification des points de données est identique à celui de la modification des données de base. Les données de mesure spécifiques du point de données sont ensuite transmises par un système.

Format et transmission

Pour la transmission des données, les gestionnaires de réseau utilisent un système ou au moins des systèmes interopérables qui fournissent les données automatiquement. La Société nationale du réseau de transport utilise généralement PIA2 à cette fin. La participation au système est convenue dans un contrat séparé, dans lequel les caractéristiques techniques sont également spécifiées (en particulier le format, mais aussi, entre autres, la qualité des données, l'actualité, la fréquence).



5. Références

- [1] SOGL – System Operation Guideline: COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation
- [2] Methodology for coordinating operational security analysis in accordance with Article 75 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.
- [3] Methodology for assessing the relevance of assets for outage coordination in accordance with Article 84 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.
- [4] Supporting document to the all TSOs' proposal for the methodology for coordinating operational security analysis in accordance with article 75 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation and for the methodology for assessing the relevance of assets for outage coordination in accordance with Article 84 of the same Regulation.
- [5] All TSOs' proposal for the Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities (KORRR) relating to Data Exchange in accordance with Article 40(6) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a Guideline on Electricity Transmission System Operation.
- [6] Supporting Document to all TSOS' proposal for the Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities (KORRR) relating to Data Exchange (Supporting Document pour [5])
- [7] Transmission Code Suisse de 2019



Annexe A Données techniques des éléments de réseau et des installations significatifs

A.1 Données de base

Les données de base des moyens d'exploitation sont décrites en détail ci-après, en fonction du type d'élément de réseau.

Les données homopolaires et le traitement du point neutre (marqués d'un * ci-dessous) ne sont échangés que si ces éléments de réseau ont été identifiés comme significatifs pour le calcul du court-circuit unipolaire dans l'analyse.

A.1.1 Sous-station

Désignation	Symbole	Unité
Nom de la sous-station		
Schéma unifilaire (jeux de barres avec sectionneurs, commutateurs, raccordements)		
Par commutateur: état de commutation standard, occupation du jeu de barres		
Tension d'exploitation (tension composée), minimum et maximum		kV
Tension nominale (tension composée)		kV

A.1.2 Ligne ou câble

Dans le cas où il y a des câbles et des lignes aériennes, les valeurs totales doivent être indiquées. S'il y a plus de deux extrémités, il convient d'indiquer les valeurs pour chaque section.

Désignation	Symbole	Unité
Nom de la ligne		
Sous-station 1		
Sous-station 2		
Tension nominale		
Longueur (si aucune données d'impédance n'est disponible)		km
Résistance	R1	Ω
Réactance	X1	Ω
Susceptance	B1	μS
Résistance homopolaire*	R0	Ω
Réactance homopolaire*	X0	Ω
Susceptance homopolaire*	B0	μS
Courant admissible en permanence à 40 °C	Iperm 40C°	A
Courant admissible en permanence à 35 °C	Iperm 35C°	A
Courant admissible en permanence à 20 °C	Iperm 20C°	A
Courant admissible en permanence à 10 °C	Iperm 10C°	A

Remarque concernant le « courant permanent admissible »: si toutes les températures ambiantes ne sont pas utilisées ou si elles sont différentes, il convient de l'indiquer. Les temps de commutation entre les différentes valeurs doivent être communiqués.



A.1.3 Transformateur

Pour les transformateurs à deux enroulements, les paramètres 2-3 et 3-1 restent vides. Au lieu des données de base du transformateur, il est également possible de mettre à disposition le protocole d'essai, de sorte que les paramètres puissent être déduits de manière autonome.

Désignation	Symbole	Unité
Emplacement / sous-station		
Données de base du transformateur		
Type		
Nom du transformateur		
Point de raccordement 1		
Point de raccordement 2		
Point de raccordement 3		
Type de noyau de transformateur (conception du noyau / conception de l'enveloppe)		
3 transformateurs monophasés / 1 transformateur triphasé		
Nombre de pôles		
Puissance apparente nominale de l'enroulement 1	S1	MVA
Puissance apparente nominale de l'enroulement 2	S2	MVA
Puissance apparente nominale de l'enroulement 3	S3	MVA
Tension nominale 1 (tension composée)	Un1	kV
Tension nominale 2 (tension composée)	Un2	kV
Tension nominale 3 (tension composée)	Un3	kV
Tension de court-circuit E1-E2	uk(1) 1-2	%
Tension de court-circuit E1-E3	uk(1) 2-3	%
Tension de court-circuit E2-E3	uk(1) 3-1	%
Tension de court-circuit homopolaire*	uk(0) 1-2	%
Tension de court-circuit homopolaire*	uk(0) 2-3	%
Tension de court-circuit homopolaire*	uk(0) 3-1	%
Pertes fer	PFe	kW
Pertes cuivre 1-2	URr(1) 1-2	kW
Pertes cuivre 2-3	URr(1) 2-3	kW
Pertes cuivre 3-1	URr(1) 3-1	kW
Pertes cuivre homopolaire 1-2*	URr(0) 1-2	kW
Pertes cuivre homopolaire 2-3*	URr(0) 2-3	kW
Pertes cuivre homopolaire 3-1*	URr(0) 3-1	kW
Courant à vide	I0	%
Traitement du point neutre 1*		-
Traitement du point neutre 2*		-
Traitement du point neutre 3*		-
Résistance de mise à terre 1côté haute tension*	Re	Ω
Réactance de mise à terre 1*	Xe	Ω
Par changeur de prises en cas de plusieurs réglages		
Type de gradins (longitudinale, transversale, oblique)		
Angle de réglage		°
Réglage		Automatique / manuel
Nombre de gradins négatifs		-
Taille du gradin négatifs		kV
Nombre de gradins positifs		-
Taille du gradin positif		kV
Position médiane		-
Côté du réglage		
Tableau de correction des paramètres par gradin de transformateur		



A.1.4 Machine synchrone

Désignation	Symbole	Unité
Société de centrale électrique		-
Unité de production / palier de la centrale		-
Désignation du groupe		-
Type		G/P/G-P
Point de raccordement		-
Puissance apparente nominale du générateur	S	MVA
Facteur de puissance du générateur	cos(phi)	-
Puissance réactive inductive maximale du générateur	Qmax,i	Mvar
Puissance réactive capacitive maximale du générateur	Qmax,k	Mvar
Réactance longitudinale synchrone du générateur	Xd	pu
Réactance longitudinale transitoire du générateur	xd'	pu
Réactance longitudinale subtransitoire du générateur	xd''	pu
Réactance du générateur dans le système inverse	X2	pu
Puissance active maximale du générateur		MW
Puissance active maximale de la pompe		MW

A.1.5 Machine asynchrone

Désignation	Symbole	Unité
Société de centrale électrique		-
Unité de production / palier de la centrale		-
Désignation du groupe		-
Type		G/P/G-P
Point de raccordement		-
Puissance apparente nominale		MVA
Puissance active nominale		MW
Fréquence nominale		Hz
Nombre de paires de pôles		
Tension nominale		kV
Facteur de puissance		cos(phi)
Raccordement (étoile, triangle, conducteur neutre)		
Vitesse nominale		tr/min
Courant de démarrage (Ian/In)		pu
Couple de démarrage		pu
Couple au point de décrochement		pu
Rapport R/X		
Constante de temps de démarrage		s



A.1.6 Éléments de compensation

Désignation	Symbole	Unité
Nom		
Point de raccordement		
Niveau de tension		kV
Type (batterie de condensateurs, bobine, mixte)		
Puissance nominale (Mvar)		Mvar
Pour un élément de compensation graduel		
Nombre de paliers		
Position neutre		
Palier minimum		
Palier maximum		
Puissance réactive par palier		Mvar
Mode de commande (automatique / manuel)		
Si commande automatique: informations sur la régulation		

A.1.7 Branche équivalente

Désignation	Symbole	Unité
Sous-station 1		-
Sous-station 2		-
Résistance	R1	Ω
Réactance	X1	Ω
Résistance homopolaire*	R0	Ω
Réactance homopolaire*	X0	Ω

A.1.8 Injection équivalente

Désignation	Symbole	Unité
Sous-station		
Nom		
Courant de court-circuit monophasé maximal*	Ik''1 max	kA
Courant de court-circuit triphasé maximal	Ik''3 max	kA
Rapport R/X	R/X	-
Puissance active injectée, max		MW
Puissance active injectée, usuelle		MW
Puissance active injectée, min		MW
Puissance réactive injectée, min		Mvar
Puissance réactive injectée, usuelle		Mvar
Puissance réactive injectée, max		Mvar

A.1.9 Charge équivalente

Désignation	Symbole	Unité
Sous-station		
Nom		
Rapport R/X	R/X	-
Puissance active consommée, max		MW
Puissance active consommée, usuelle		MW
Puissance active consommée, min		MW
Puissance réactive consommée, min		Mvar
Puissance réactive consommée, usuelle		Mvar
Puissance réactive consommée, max		Mvar



A.2 Mises hors service

Une mise hors service est clairement définie par les caractéristiques suivantes.

Désignation
Nom de l'élément de réseau
Niveau de tension de l'élément de réseau
ID de l'élément de réseau (automatisation, pertinent pour la communication)
Date de début de la mise hors service
Heure de la mise hors service
Date de fin de la mise hors service
Heure de fin de la mise hors service
Profil de la mise hors service (continu ou récurrent)
ID de la mise hors service (automatisation)
État de la mise hors service
Dernière modification de la mise hors service
Raison/travaux
Etat de consignation
GWS (oui/non)
Temps RAD (jour/nuit/week-end)
Profil de jours (lun-dim)
Demandeur (GRD ou TSO)
Remarques (facultatif)

Dans le tableau ci-dessus, GWS est l'abréviation de « Gegen Wiedereinschalten sichern » (« Protection contre le réenclenchement » en allemand) et RAD est l'abréviation de « Restitution de l'autorisation de disposer ».

A.3 Format des données des manœuvres de couplage

Le format de transmission des opérations de commutation peut être adapté à partir d'un format général de transmission de données et d'informations.

Le format général se compose de :

Désignation
ID de l'élément de réseau provenant du système en temps réel (par ex. PIA) (automatisation, pertinent pour la communication)
Horodatage de la livraison des données
Granularité du programme prévisionnel (par heure, par quart d'heure ou par bloc)
Programme prévisionnel avec les valeurs de la position du changeur ou aux prises du transformateur.



A.4 Données en temps réel

Les données en temps réel suivantes sont nécessaires pour tous les éléments de réseau de la zone d'observabilité.

Désignation	Symbole	Unité
Position du disjoncteur		
Position du sectionneur		
Position du sectionneur de terre (uniquement pour les transformateurs NE2)		
Position du gradin du transformateur		
Valeurs de mesure de la puissance active		MW
Valeurs de mesure de puissance réactive		Mvar
Valeurs de mesure du courant		A
Valeurs de mesure de la tension		kV
Valeurs de mesure de la fréquence (pour NE3, si disponible)		Hz



Annexe B Exemples de calculs de la méthode quantitative

Nous donnons quatre exemples ci-dessous. Le facteur de filtrage et le facteur d'identification y sont déterminés. Nous supposons que 25% du flux de l'élément de réseau de tiers en panne traversent toujours l'élément du réseau propre considéré dans un souci de simplification et afin de faciliter les comparaisons. Le facteur de filtrage est donc toujours de 25%. Le facteur d'identification permet alors de déterminer si l'élément de tiers considéré va être attribué à un groupe d'éléments et, dans l'affirmative, à quel groupe.

Dans les exemples 1 et 3, une ligne de 110 kV tombe en panne et les répercussions sur une ligne de 380 ou 220 kV sont examinées. Dans les exemples 2 et 4, une ligne de ligne de 380 ou 220 kV tombe en panne et les répercussions sur une ligne 110 kV sont examinées.

Exemple 1: répercussions de la défaillance d'une ligne de 110 kV sur une ligne de 380 kV

Le Table 3 montre le changement du flux de charge traversant l'élément de réseau t. L'élément de réseau r est tombé en panne. Les 80 MW qui traversaient l'élément de réseau r suivent désormais un autre parcours dans le réseau. L'élément de réseau t en prend en charge 20 MW dans cet exemple de scénario.

Table 3: Répercussions de la défaillance d'une ligne de 110 kV sur une ligne de 380 kV

	Puissance max. de l'élément de réseau en MW	Flux de charge en MW (r en service)	Flux de charge en MW (r en panne)
RT: flux de charge dans l'élément de réseau t	1000	x	x+20
RD: flux de charge dans l'élément de réseau r	150	80	0

Les formules donnent les facteurs d'influence suivants pour l'élément de réseau r (hypothèse: facteurs d'influence maximaux dans le pire des scénarios et la mise hors service la plus critique):

- La valeur du facteur de filtrage est $20/80 = 25\%$ (valeurs seuils pour tous les groupes: 3-5%, nettement dépassées, ce qui est cohérent car le déplacement de 25% du flux de charge d'un élément de réseau tombé en panne vers un élément du réseau propre est considérable).
- Le facteur d'identification est $(20/80) * (150/1000) = 3,75\%$ (valeurs seuils pour tous les groupes: 5-25%, non dépassées, ce qui est compréhensible car le déplacement de 20 MW d'un élément de réseau d'une capacité de 150 MW vers un élément de réseau d'une capacité de 1000 MW ne pose pas de problème).

Comme aucun des facteurs d'influence ne dépasse la valeur seuil, l'élément de réseau r n'est donc pas significatif du point de vue du calcul pour le RT. Ce résultat sert de base de discussion pour la réalisation ultérieure de la méthode qualitative.



Exemple 2: répercussions de la défaillance d'une ligne de 380 kV sur une ligne de 110 kV

Table 4: Répercussions de la défaillance d'une ligne de 380 kV sur une ligne de 110 kV

	Puissance max. de l'élément de réseau en MW	Flux de charge en MW (r en service)	Flux de charge en MW (r en panne)
RD: flux de charge dans l'élément de réseau t	150	x	x+100
RT: flux de charge dans l'élément de réseau r	1000	400	0

Les formules donnent les facteurs d'influence suivants pour l'élément de réseau r:

- Le facteur de filtrage est $100/400 = 25\%$.
- Le facteur d'identification est $(100/400) * (1000/150) = 166\%$ (valeurs seuils pour tous les groupes: 5-25%, largement dépassées, ce qui est compréhensible car le déplacement de 100 MW d'un élément de réseau d'une capacité de 1000 MW vers un élément de réseau d'une capacité de 150 MW n'est pas anodin).

Comme les deux facteurs d'influence sont supérieurs à la valeur seuil du « réseau de tiers coordonné », l'élément de réseau r doit être coordonné du point de vue du calcul. Ce résultat sert de base de discussion pour la réalisation ultérieure de la méthode qualitative.

Exemple 3: répercussions de la défaillance d'une ligne de 110 kV sur une ligne de 220 kV

Table 5: Répercussions de la défaillance d'une ligne de 110 kV sur une ligne de 220 kV

	Puissance max. de l'élément de réseau en MW	Flux de charge en MW (r en service)	Flux de charge en MW (r en panne)
RT: flux de charge dans l'élément de réseau t	400	x	x+20
RD: flux de charge dans l'élément de réseau r	150	80	0

Les formules donnent les facteurs d'influence suivants pour l'élément de réseau r:

- Le facteur de filtrage est $20/80 = 25\%$.
- Le facteur d'identification est $(20/80) * (150/400) = 9,3\%$ (valeurs seuils: 5-10%, dépassées pour le «réseau de tiers informatif», mais pas pour le «Réseau de tiers coordonné»).

Du point de vue du calcul, l'élément de réseau r fait donc partie du « réseau de tiers informatif » de la société nationale du réseau de transport. Ce résultat sert de base de discussion pour la réalisation ultérieure de la méthode qualitative. Si les deux gestionnaires de réseau ont convenu des critères supplémentaires selon le chapitre 3.2.3 et que le premier critère fixe une valeur supérieure à 20 MW, alors cet élément de réseau n'est pas significatif.



Exemple 4: répercussions de la défaillance d'une ligne de 220 kV sur une ligne de 110 kV

Table 6: Répercussions de la défaillance d'une ligne de 220 kV sur une ligne de 110 kV

	Puissance max. de l'élément de réseau en MW	Flux de charge en MW (r en service)	Flux de charge en MW (r en panne)
RD: flux de charge dans l'élément de réseau t	150	x	x+62,5
RT: flux de charge dans l'élément de réseau r	400	250	0

Les formules donnent les facteurs d'influence suivants pour l'*élément de réseau r*:

- Le facteur de filtrage est $62,5/250 = 25\%$.
- Le facteur d'identification est $(62,5/250) * (400/150) = 66\%$.

Comme les deux facteurs d'influence sont supérieurs à la valeur seuil pour le « réseau de tiers coordonné », l'*élément de réseau r* doit être coordonné du point de vue du calcul. Ce résultat sert de base de discussion pour la réalisation ultérieure de la méthode qualitative.

