VÖV UTP
Verband öffentlicher Verkehr
Union des transports publics
Unione dei trasporti pubblici

Opérationnalisation 50 Hz

Mise en œuvre opérationnelle du modèle de gestion des transports publics (TP) en cas de pénurie d'électricité

Informations concernant le document

Date	25.07.2025
Version	1.0
Auteur	Groupe de travail UTP «Pénurie d'électricité dans les transports publics»
Statut	Document final

Dählhölzliweg 12
CH-3000 Berne 6
info@utp.ch
www.utp.ch

Table des matières

Remarques concernant le présent document 4

1 Résumé 5

2 L'énergie électrique dans les transports publics 7
2.1 Dépendance de la branche des transports publics envers l'énergie électrique 7
2.2 Illustration du propos 7
2.3 Besoins en électricité et alimentation électrique des chemins de fer 8
2.3.1 Répartition entre traction et Infrastructure 8
2.3.2 Chemins de fer par type d'énergie motrice électrique (traction) 8
2.4 Gestion du système Courant de traction 16,7 Hz 9
2.5 Explication du mix de production de courant de traction 16,7 Hz 9

3 Modèle de gestion des transports publics en cas de pénurie d'électricité 10
3.1 Principe du modèle de gestion 10
3.2 Modèle graduel des transports publics 10
3.3 Champ d'application 11
3.4 Bases légales 11

4 Aperçu des mesures de gestion fondamentales en cas de pénurie d'électricité 12
4.1 Restrictions et interdictions relatives à l'utilisation de l'énergie électrique 12
4.1.1 Description succincte 12
4.1.2 Bases légales 12
4.1.3 Position des transports publics et du fret ferroviaire 12
4.1.4 Informations détaillées pour les entreprises de transports publics 12
4.2 Contingentement et contingentement immédiat de l'énergie électrique 13
4.2.1 Description succincte 13
4.2.2 Bases légales 13
4.2.3 Position des transports publics et du fret ferroviaire 13
4.2.4 Informations destinées aux entreprises de transports publics en vue de la préparation à un contingentement ou à un contingentement immédiat 13
4.3 Délestage des réseaux électriques pour garantir l'approvisionnement en électricité (délestages cycliques) 14
4.3.1 Description succincte 14
4.3.2 Bases légales 14
4.3.3 Position des transports publics et du fret ferroviaire 14
4.3.4 Exception ponctuelle pour les consommateurs finaux 14
4.4 Utilisation de centrales de réserve pour le marché de l'électricité 15
4.4.1 Description succincte 15
4.4.2 Bases légales 15
4.4.3 Position des entreprises de transports publics 15
4.5 Gestion de l'offre 15
4.5.1 Description succincte 15
4.5.2 Bases légales 15
4.5.3 Position des entreprises de transports publics 15
4.5.4 Informations complémentaires: contribution des CFF pendant les phases actives de gestion de l'offre 16

5 Déclaration des raccordements au réseau 50 Hz/points de mesure 17
5.1 Obligation de déclarer et moment de la déclaration 17
5.2 Recommandation: déclaration complète 17
5.3 Remarques en l'absence de déclaration complète 18
5.4 Données requises 18

5.5 Mandatement de la déclaration ultérieure/mise à jour 19
5.6 Examen/plausibilisation et consolidation par le centre de déclaration des transports publics 19
5.7 Mise à disposition des données aux gestionnaires de réseau de distribution 20

6 Cas spéciaux Champ d'application/déclaration 21
6.1 Gestion des régimes de propriété hétérogènes....21
6.2 Principauté de Liechtenstein 21
6.3 Conditions particulières dans la zone frontalière avec l'étranger 22
6.3.1 Lignes de la Deutsche Bahn AG en Suisse....22
6.3.2 Lignes de SNCF Réseau en zone frontalière 22
6.3.3 Lignes d'ÖBB-Infrastruktur AG sur le territoire suisse et de la Principauté de Liechtenstein 22
6.4 Regroupements de consommation propre (RCP, RCPv, CEL)....23
6.4.1 RCP: regroupement dans le cadre de la consommation propre conformément à l'art. 17 de la loi sur l'énergie (LEne). 23
6.4.2 RCPv: regroupement virtuel dans le cadre de la consommation propre (RCP virtuel)....24
6.4.3 CEL: communautés électriques locales....25
6.4.4 Regroupements de consommateurs propres aux CFF 25

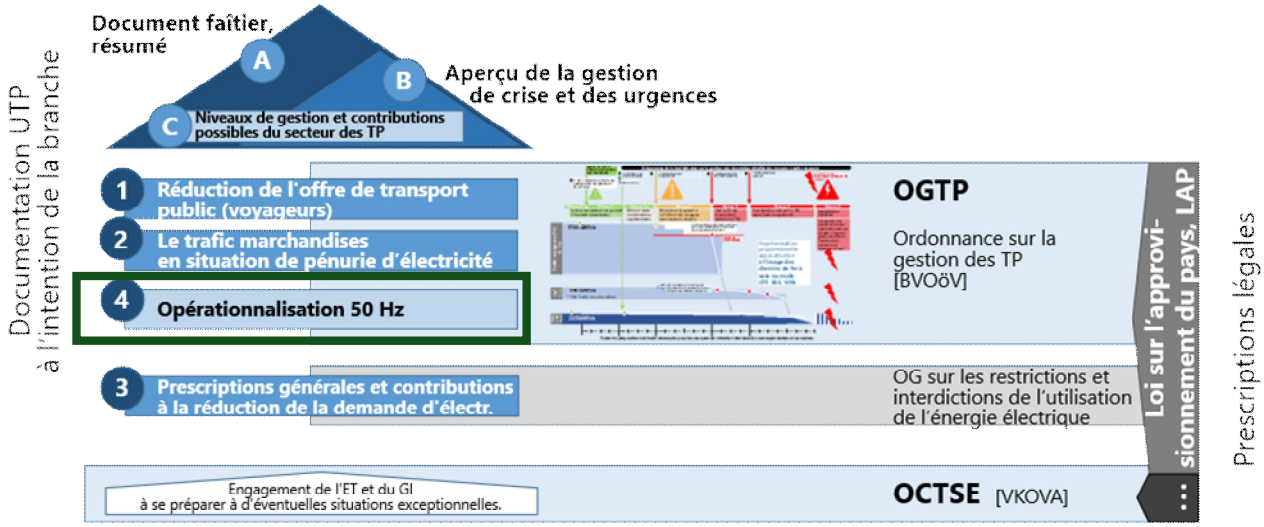
7 Collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) 26
7.1 Rôle des GRD en général 26
7.2 Rôle du GRD dans l'éventualité d'une pénurie d'électricité 26
7.3 Défi des GRD – Recommandations pour les entreprises de transports publics....27
7.3.1 Situation des GRD 27
7.3.2 Recommandation: créer les conditions préalables en interne....27
7.3.3 Recommandation pour la gestion des demandes du GRD....28

8 Surveillance et contrôle de l'efficacité des mesures de réduction de la demande....29
8.1 Surveillance disponible dans certaines conditions pour les niveaux de réseau 5 et 7....29
8.2 Monitoring par les ventes de la gestion du système Courant de traction 16,7 Hz....30

Annexe 1: chemins de fer suisses opérant avec du courant de traction 16,7 Hz (traction) 31

Remarques concernant le présent document

Le présent document fait partie de la documentation UTP à l'intention de la branche «modèle de gestion des TP en cas de pénurie d'électricité», voir (4):



Elle explique la mise en œuvre opérationnelle du modèle de gestion du côté de l'approvisionnement à partir du réseau 50 Hz, entre autres

- la dépendance des TP vis-à-vis du réseau 50 Hz ;
- le champ d'application du modèle de gestion ;
- l'interaction avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) ;
- le rôle et la démarche du gestionnaire de système CFF.

Elle documente la démarche et les instruments de

- déclaration des raccordements au réseau 50 Hz (points de mesure) ;
- livraison des données au GRD ;
- traitement par le GRD.

En outre, des aspects particuliers de la relation entre les deux réseaux 16.7 Hz et 50 Hz ainsi que l'interaction entre la gestion du système de courant de traction 16.7 Hz et OSTRAL en cas de gestion de l'offre 50 Hz sont documentés.

Cette documentation est particulièrement importante pour les partenaires du secteur de l'électricité ainsi que pour l'approvisionnement économique du pays.

Nous acceptons volontiers vos réactions.
Si nécessaire, nous procéderons à une mise à jour et la publierons.
Groupe de travail UTP «Pénurie d'électricité dans les transports publics»

Liste des modifications

Date	Version	changements
25.7.2025	1.0	Première édition.

1 Résumé

Nécessité d'une approche spécifique pour les transports publics

Les transports publics (TP) ainsi que le transport de marchandises par rail ont déjà un degré d'électrification très élevé, qui continuera à augmenter avec la décarbonation. Par conséquent, ils sont tributaires d'un approvisionnement fiable et sûr en énergie électrique pour maintenir leurs performances. Ils ne peuvent fournir leurs prestations que dans le cadre d'une interconnexion des réseaux, sur la base de chaînes de transport continues couvrant tous les moyens de transport et tous les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) impliqués dans la distribution d'électricité (cf. chap. 2)

Par conséquent, le modèle standard de gestion des gros consommateurs (contingentement) dans le système des TP et le transport de marchandises par rail ne serait pas applicable ou ne pourrait pas être mis en œuvre en cas de pénurie d'électricité.

Modèle de gestion des transports publics

L'Union des transports publics (UTP) et les CFF ont élaboré, en étroite collaboration avec l'Office fédéral des transports, l'Approvisionnement économique du pays et OSTRAL, une solution qui englobe l'ensemble des TP avec fonction d'approvisionnement, y compris la fourniture d'offres de transport de marchandises par rail et par câble.

Le "modèle de gestion des TP en cas de pénurie d'électricité" prévoit que les TP ayant une fonction de desserte apporteraient leur contribution à la réduction des besoins en électricité par le biais d'une réduction de la prestation de transport à fournir, pilotée à l'échelle du réseau ou de la branche.

Le modèle de gestion des TP est valable pour toutes les entreprises de transport (ET) et les gestionnaires d'infrastructure (GI) des TP qui fournissent des offres de transport de voyageurs avec une fonction de desserte ainsi que des prestations pour l'approvisionnement en marchandises, c'est-à-dire également pour les TP sur route, les remontées mécaniques et la navigation (cf. chap. 3.3)

Pour les entreprises de transport et les gestionnaires d'infrastructure qui assurent des offres de transport de personnes ou des transports de voyageurs sans fonction de desserte, la gestion est régie par les ordonnances de portée générale de la Confédération (cf. chap. 4.2)

Déclaration des raccordements au réseau 50 Hz/points de mesure

Les entreprises de transports publics (rail et route) et les entreprises de fret ferroviaire doivent désigner et déclarer leurs points de mesure 50 Hz relevant du modèle de gestion, afin de s'assurer qu'elles sont exemptées du contingentement général pour les gros consommateurs. Les points de mesure de l'ensemble des ET/GI sont consolidés de manière centralisée et communiqués à cet effet aux gestionnaires de réseau de distribution (GRD). Le gestionnaire du système Rail (CFF) garantit la mise en œuvre de la présente directive pour l'ensemble des gestionnaires d'infrastructure et entreprises de transport concernés (rail, transports publics routiers, navigation et téléphérique) (cf. chap. 5 et 6)

Attention: problèmes et restrictions liés aux regroupements de consommation propre RCP et RCPv (cf. chap. 6.4.1 et 6.4.2)

La constellation technique et juridique rend compliquée ou impossible la gestion de certains participants à des RCP ou RCPv selon un modèle de gestion des transports publics en cas de pénurie d'électricité.

Pour éviter les problèmes et restrictions, ne pas intégrer les consommateurs nécessaires à l'exploitation des transports publics dans les solutions RCP ou RCPv.

Si des consommateurs nécessaires à l'exploitation des transports publics sont déjà intégrés dans des solutions RCP ou RCPv, la situation initiale doit être clarifiée au cas par cas. Les participants à des RCP nécessaires à l'exploitation des transports publics doivent, le cas échéant, être retirés du RCP ou du RCPv (cf. chap. 6.4.1).

Gestion de l'offre – Contribution à l'alimentation en courant de traction 16,7 Hz

Les CFF, sixième producteur d'électricité en Suisse (cf. chap. 2.4 et 2.5), sont également soumis au régime de la gestion de l'offre. Avec leur parc de centrales électriques, ils contribuent de manière essentielle à la stabilité du réseau et à l'alimentation électrique de la Suisse (cf. chap. 4.5.4).

Il faut impérativement éviter les délestages cycliques du réseau – les dommages et les conséquences seraient énormes.

Le système ferroviaire devrait être préalablement arrêté de manière ordonnée. De même, les offres de transports publics sur la route pourraient difficilement être maintenues. La remise en service ferroviaire est complexe, il faudrait des mois pour revenir à un fonctionnement normal.

Préparation à une éventuelle pénurie d'électricité

Les entreprises de transports publics, y c. les entreprises de fret ferroviaire, sont tenues, selon l'art. 11 de l'ordonnance sur la coordination des transports en situation exceptionnelle (OCTSE), de se préparer à une éventuelle pénurie d'électricité. Les présents documents aident les entreprises à se préparer et constituent une base contraignante.

En fonction de la situation concrète de chaque entreprise de transports publics, il y a lieu

- de consulter la présente documentation et d'identifier les thèmes et aspects déterminants et
- de déterminer les étapes préparatoires à mettre en œuvre.

Les points ci-après doivent notamment être pris en compte dans la préparation d'éventuelles mesures de gestion (opérationnalisation 50 Hz)

- Créer les conditions en interne (cf. chap. 7.3.2), c'est-à-dire en particulier
  - attribuer clairement la tâche à un service interne et à une ou plusieurs personne(s);
  - savoir exactement dans quelle mesure sa propre entreprise est concernée par le contingentement «normal» de gros consommateurs et par les limites du modèle de gestion spécifique à la branche; maintenir ce niveau de connaissances;
  - procéder à des préparatifs pour les domaines et les consommateurs qui seraient concernés par un contingentement ou par un contingentement immédiat (cf. chap. 4.2.4);
  - définir l'interlocuteur des gestionnaires de réseau de distribution (GRD); il faut également s'assurer de la capacité de réaction et d'action en cas de pénurie d'électricité déclarée ou imminente.
- Éviter activement les problèmes et restrictions liés aux regroupements de consommation propre RCP et RCPv (cf. résumé ci-dessus, ou chap. 6.4.1 et 6.4.2)
- Respecter l'obligation de déclaration/déclaration ultérieure des raccordements au réseau 50 Hz/points de mesure relevant du modèle de gestion des transports publics, conformément au chap. 5 (cf. chap. 5.1):
  - il est vivement recommandé de déclarer tous les raccordements au réseau 50 Hz/points de mesure autorisés (= déclaration complète, pas seulement les gros consommateurs) (cf. chap. 5.2).
  - il est recommandé d'établir la déclaration avec le service responsable de l'achat d'électricité (cf. chap. 5.4).
- En outre, il peut être judicieux de prendre contact, de sa propre initiative, avec des gestionnaires de réseaux de distribution (sélectionnés), afin de renforcer la compréhension mutuelle du mode de fonctionnement pour faire face à une pénurie d'électricité déclarée ou imminente et d'éviter les malentendus (cf. chap. 7.3.3).

Les questions directrices de la fiche technique Préparation à des délestages/black-out 50 Hz peuvent s'avérer utiles lors de la préparation à des scénarios extrêmes.

2 L’énergie électrique dans les transports publics

2.1 Dépendance de la branche des transports publics envers l’énergie électrique

La branche des transports publics est déjà largement décarbonée et dépend donc grandement de l’énergie électrique:

pour pouvoir maintenir leur niveau de performance, les transports publics et le fret ferroviaire dépendent d’un approvisionnement fiable et sûr en énergie électrique. Ils ne peuvent fournir leurs prestations que dans le cadre d’une interconnexion des réseaux, sur la base de chaînes de transport continues couvrant tous les moyens de transport et tous les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) impliqués dans la distribution d’électricité.

Le trafic marchandises dépend lui aussi d’un réseau logistique continu, qui est tributaire, à son tour, d’une alimentation électrique constante depuis les terminaux jusqu’à l’exploitation ferroviaire, en passant par les opérations de chargement.

Malgré une efficacité énergétique élevée et en hausse depuis des années, cette dépendance va continuer d’augmenter avec la décarbonation visée des transports publics routiers.

2.2 Illustration du propos

La majeure partie de l’énergie électrique est utilisée pour l’entraînement des moyens de transport.

En Suisse, le trafic ferroviaire tire une grande partie de son énergie motrice de son propre réseau de courant de traction 16,7 Hz.
Pour les chemins de fer DC (à courant continu) et 50 Hz, la traction des trains est alimentée par le réseau 50 Hz, comme pour les Chemins de fer rhétiques (cas particulier 16,7 Hz).

Afin d’exploiter leurs lignes et de fournir des prestations de transport, les transports publics (trafic voyageurs) et le fret ferroviaire ont besoin, en plus de l’énergie motrice mentionnée, de l’énergie électrique provenant du réseau 50 Hz pour

- les prestations ICT et une multitude d’installations de technique ferroviaire et électriques,
- les gares du trafic voyageurs,
- les gares de triage, de formation et de réception du trafic marchandises, ainsi que les installations de transbordement,
- les centres d’exploitation, les centres d’entretien et les bureaux,
- le maintien de la production et de la distribution du courant de traction 16,7 Hz.

Les entreprises de bus et de tramways dépendent également d’un réseau de 50 Hz fonctionnel pour les stations-service, les arrêts, l’information aux voyageurs, les dépôts, les garages, etc. Le chargement des batteries des bus électriques s’effectue par le biais de redresseurs, lesquels sont alimentés par le réseau 50 Hz, à l’instar de la ligne de contact aérienne des tramways ou des trolleybus.

Le téléphérique est également totalement dépendant de l’alimentation par le réseau 50 Hz.

La dépendance dans le domaine de la navigation (navigation de personnes et bac-autos) est moins marquée.

2.3 Besoins en électricité et alimentation électrique des chemins de fer

Les chemins de fer sont responsables d'environ 85% de la demande des transports publics en énergie électrique. En outre, le système d'alimentation en courant de traction 16,7 Hz constitue une situation initiale unique.

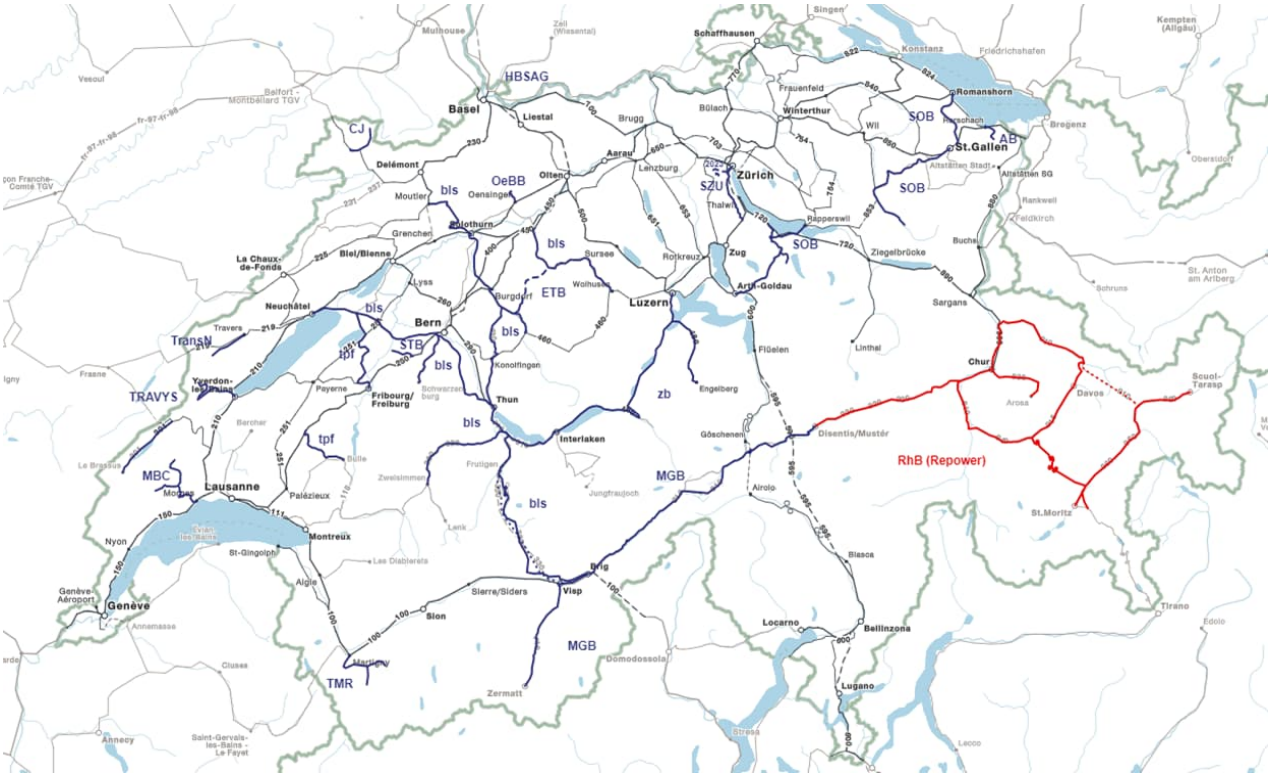
2.3.1 Répartition entre traction et Infrastructure

La consommation de courant des chemins de fer se répartit comme suit:

80-90% Énergie pour l'alimentation des locomotives et des trains via le fil de contact («courant de traction», pour les chemins de fer 16,7 Hz alimentés en courant ferroviaire).

10-20% Énergie pour l'alimentation des installations et structures qui servent principalement au maintien de la capacité d'exploitation et de prestation, mais aussi qui permettent et garantissent la circulation des trains, ainsi que l'accès de la clientèle (= base de la prestation de transport/enabler, également pour les chemins de fer utilisant le courant 16,7 Hz, la plupart du temps alimentés par le réseau de 50 Hz).

2.3.2 Chemins de fer par type d'énergie motrice électrique (traction)



En Suisse, les chemins de fer sont principalement alimentés par du courant de traction 16,7 Hz.

L'énergie nécessaire au courant de traction est mise à disposition par les CFF, sauf pour les Chemins de fer rhétiques (cf. chap. 2.4). Le graphique ci-dessus présente le réseau ferroviaire utilisant le courant 16,7 Hz comme suit:

Noir:	CFF Infrastructure
Bleu:	chemins de fer clients de CFF Énergie
Rouge:	Chemins de fer rhétiques, clients de Repower

Pour plus de détails, cf. Annexe 1: chemins de fer suisses opérant avec du courant de traction 16,7 Hz (traction).

À ceci s'ajoutent les chemins de fer à voie étroite alimentés par un courant continu (DC) ou directement avec 50 Hz.

L'énergie du courant continu provient du réseau 50 Hz des gestionnaires de réseau de distribution locaux. Le graphique ci-dessus présente comme suit le réseau ferroviaire des chemins de fer utilisant le courant continu (DC) et 50 Hz:

Gris	Chemins de fer alimentés par le réseau de distribution public.

2.4 Gestion du système Courant de traction 16,7 Hz

Par décision du Conseil fédéral du 27 juin 2001, le secteur de l'énergie des CFF a été chargé d'assurer l'alimentation non discriminatoire en courant de traction 16,7 Hz pour les infrastructures des CFF et les chemins de fer privés qu'ils alimentent.

Depuis le 1er janvier 2021, cette tâche prioritaire est confiée à la **division CFF Infrastructure** en tant que tâche systémique pouvant être déléguée contractuellement par l'OFT aux gestionnaires d'infrastructure (GI) sur une nouvelle base légale (art. 37 et art. 40a^{ter}, al. 1, let. e LCdF).

Le contrat de fourniture de courant de traction 16.7 Hz (en allemand) est public et figure sur le site web de l'OFT (en allemand seulement).

La gestion du système porte essentiellement sur l'alimentation sûre et fiable en courant de traction 16,7 Hz sur le réseau ferroviaire suisse (chemins de fer à voie normale et à voie à écartement métrique) avec obligation de fournir de l'énergie aux gestionnaires d'infrastructure (GI) ainsi qu'une obligation de ces derniers d'acheter l'énergie.

Parmi les tâches figurent notamment, outre la fourniture de courant de traction aux GI (2024: 2,3 TWh), la mesure, la facturation et la déclaration d'origine de celui-ci:

- la planification, la construction, l'exploitation et l'entretien des installations suivantes nécessaires à l'alimentation en courant de traction 16,7 Hz du réseau ferroviaire suisse
  - installations de production (y c. droits d'achat) et réseaux de transport
  - sous-stations et convertisseurs de fréquence
- l'acquisition de l'énergie nécessaire à l'alimentation en courant de traction 16,7 Hz sur le marché 50 Hz, au moyen de participations ou de droits d'achat
- la coordination des activités avec Swissgrid (lignes de transport 16,7 Hz et 50 Hz) ainsi qu'avec les gestionnaires de réseau de distribution et les GI, conformément à l'art. 8, al. 1 LApEl

Pour des raisons historiques et politiques, l'alimentation en courant de traction des Chemins de fer rhétiques ne fait actuellement pas partie de la gestion du système Courant de traction 16,7 Hz.

2.5 Explication du mix de production de courant de traction 16,7 Hz

Le profil annuel de la production énergétique de «CFF Énergie» se recoupe avec celui de l'ensemble de la Suisse. Cela signifie qu'en été, la production d'énergie est supérieure aux besoins des gestionnaires d'infrastructure ferroviaire tandis qu'en hiver, la production propre n'est pas suffisante pour couvrir la demande. L'approvisionnement sur le marché 50 Hz permet de combler cette pénurie hivernale.
En cas de pénurie d'électricité, la réduction de l'offre du trafic ferroviaire peut être ordonnée. La baisse de la demande de courant de traction qui en résulterait diminuerait les quantités à acquérir sur le marché de 50 Hz (cf. chap. 4.5.4).

3 Modèle de gestion des transports publics en cas de pénurie d'électricité

3.1 Principe du modèle de gestion

La forte dépendance de la branche des transports publics suisse vis-à-vis de l'énergie électrique, mise en évidence dans le chap. 2.1, implique que le fonctionnement des transports publics et du fret ferroviaire ne pourrait pas être garanti avec le modèle standard de contingentement, dans lequel les gros consommateurs sont tenus, pendant un certain laps de temps, de ne consommer qu'un pourcentage de la quantité d'électricité dont ils ont habituellement besoin (cf. chap. 4.2).

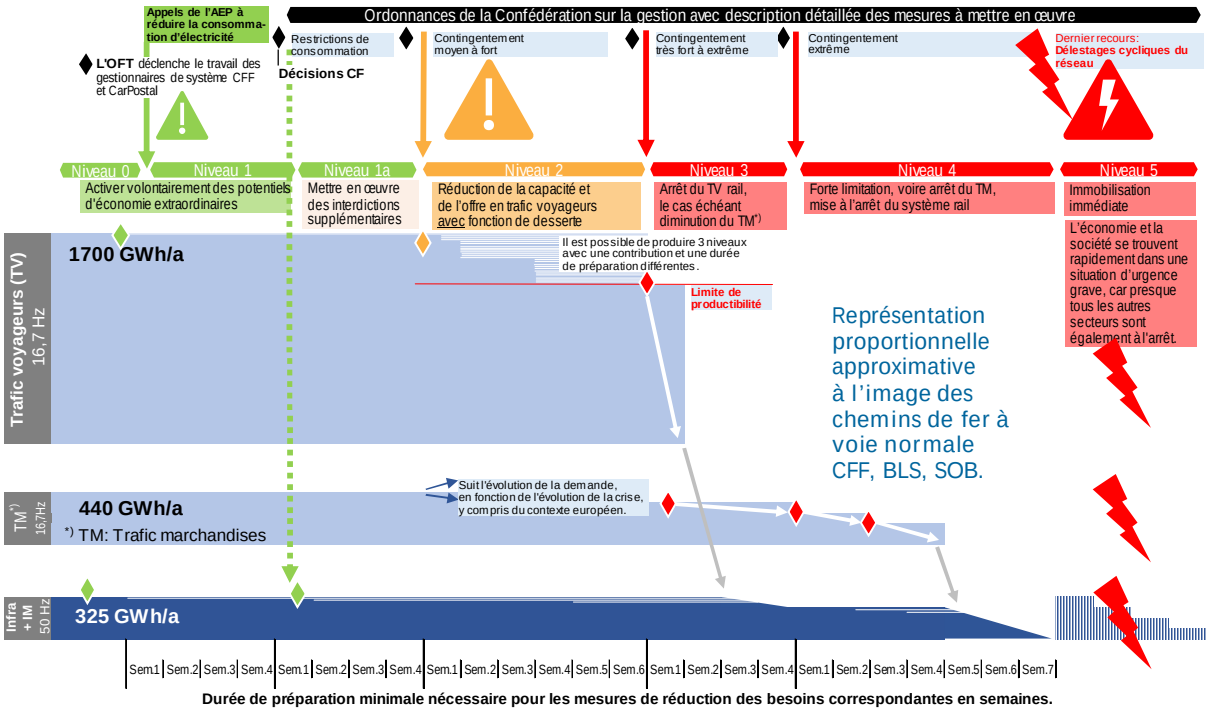
Au lieu de cela, les transports publics avec fonction d'approvisionnement contribuent à la baisse de la demande d'électricité par une réduction de la prestation de transport gérée à l'échelle du réseau et de la branche. Les scénarios et mesures correspondants ont été préparés avec le modèle de gestion des transports publics. Ceux-ci fournissent aux autorités chargées de gérer une pénurie d'électricité au niveau national un cadre de référence pour la définition, en fonction de la situation, du paquet national de mesures de réduction de la demande.

3.2 Modèle graduel des transports publics

En cas de pénurie d'électricité grave déclarée ou imminente, le Conseil fédéral dispose d'une panoplie de mesures de gestion préparées conformément à la loi sur l'approvisionnement du pays (p. ex. restrictions d'utilisation et interdictions ou contingentements, cf. chap. 4).

En fonction de l'ampleur de la pénurie d'électricité, ces mesures peuvent être utilisées isolément ou de manière combinée et se superposer de différentes manières.

Le modèle de gestion des transports publics s'inspire du modèle de base de l'approvisionnement économique du pays et comprend les étapes d'escalade et de gestion suivantes:



Une vue d'ensemble et une description sous forme de tableau sont proposées dans le document «Niveaux de gestion et contributions possibles du secteur des TP en cas de pénurie (imminente) d'électricité».

Pour plus de détails sur les mesures de gestion concrètes ainsi que sur les conditions préalables à leur mise en œuvre et leurs répercussions sur le système des transports publics et du fret ferroviaire, il est recommandé de consulter le document Aperçu de la gestion des crises et des urgences, qui présente le sujet et en donne une vue d'ensemble.

3.3 Champ d'application

Le modèle de gestion des TP s'applique aux gestionnaires d'infrastructure et aux entreprises de transport qui proposent des offres avec une concession de transport de voyageurs avec fonction de desserte, ainsi qu'aux entreprises proposant des offres de transport de marchandises sur le rail ou des offres de transport de marchandises qui sont fournies avec une concession de transport de voyageurs avec fonction de desserte (p. ex. installations à câbles avec capacités de transport de marchandises).

Une fonction de desserte est assurée lorsqu'une ligne circule toute l'année et dessert des localités dans lesquelles au moins 100 personnes habitent toute l'année. Pour plus de détails, voir l'art. 5 de l'ordonnance sur le transport de voyageurs (OTV, RS 745.11).

Indépendamment de la propriété et du financement respectifs, le modèle de gestion des TP s'applique aux sites de consommation qui servent à alimenter les infrastructures et les chantiers en lien avec les services mentionnés plus haut et qui sont nécessaires à leur exploitation ou à leur entretien. Sont notamment concernés les infrastructures de transport, les installations de production et de distribution d'énergie, les installations de chargement, les dépôts et les garages, les stations de recharge électrique, les ateliers, centres d'entretien et installations de service, les bâtiments de gare, les points de vente, les bâtiments de service, les centres de formation ainsi que les bureaux et leurs bâtiments, de même que les chantiers nécessaires au maintien des infrastructures requises pour le transport de voyageurs et le fret ferroviaire, comme les activités de maintenance, d'entretien et d'aménagement.

En revanche, ne sont pas concernés par le modèle de gestion des TP :

- les sites de consommation qui ne sont pas nécessaires pour garantir des offres remplissant une fonction de desserte (p. ex. téléphériques ou chemins de fer à des fins purement touristiques) ainsi que les infrastructures correspondantes.
- les sites de consommation des locataires qui ne sont pas eux-mêmes soumis au modèle de gestion des TP (p. ex. magasins dans les gares, locataires de commerces en général, locataires de logements).
- les sites de consommation pour les bâtiments qui sont détenus à titre d'objets de placement ou de biens de rendement.

Ces derniers sont soumis aux ordonnances sur le contingentement immédiat et le contingentement de la consommation d'énergie électrique (voir chap. 4.2).

Le modèle de gestion des TP s'applique à la Suisse et à la Principauté de Liechtenstein (voir chap. 6.1).

Aperçu "Champ d'application du modèle de gestion des TP en cas de pénurie d'électricité".

3.4 Bases légales

Les mesures de gestion concrètes seraient mises en œuvre sur la base de l'«**ordonnance sur les mesures visant à réduire la consommation d'énergie dans le transport de voyageurs et le fret ferroviaire**» (ordonnance sur la gestion des transports publics), qui est à l'état de projet (cf. Information sur les travaux législatifs du 27.11.2024).

4 Aperçu des mesures de gestion fondamentales en cas de pénurie d'électricité

Afin de mieux comprendre l'interaction avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD), les mesures de gestion sont présentées ci-après, conformément aux projets d'ordonnance actuels et de portée générale de la Confédération.[1]
Lorsque la documentation UTP à l'intention de la branche «Modèle de gestion des transports publics en cas de pénurie d'électricité» contient des aperçus détaillés, il y est fait référence.

4.1 Restrictions et interdictions relatives à l'utilisation de l'énergie électrique

4.1.1 Description succincte

Si les mesures d'économie volontaires ne suffisent pas, le Conseil fédéral peut édicter des restrictions d'utilisation et des interdictions. Elles prennent la forme de paliers adaptés à la situation, qui commencent par des restrictions de confort telles que l'interdiction d'éclairer des objets et peuvent aller jusqu'à des mesures restrictives telles que des fermetures d'entreprises.

4.1.2 Bases légales

Les mesures de gestion concrètes seraient mises en œuvre sur la base de l'«**ordonnance sur les restrictions et les interdictions d'utilisation de l'énergie électrique**», qui est à l'état de projet (cf. Information sur les travaux législatifs» du 29.9.2023).

4.1.3 Position des transports publics et du fret ferroviaire

L'état actuel des travaux législatifs ne prévoit en principe aucune exception pour les transports publics.

4.1.4 Informations détaillées pour les entreprises de transports publics

La documentation thématique 3 «**Prescriptions générales et contributions à la réduction de la demande d'électricité**» est disponible pour les entreprises de transports publics. Elle illustre systématiquement pour les différents domaines

- les éléments auxquels il faut accorder une attention particulière et les limites des mesures visant une réduction exceptionnelle de la demande d'électricité,
- la manière dont les transports publics seraient affectés par des restrictions de consommation prévisibles en cas de pénurie d'électricité, c'est-à-dire par les restrictions et interdictions de l'utilisation de l'énergie électrique ordonnées par le Conseil fédéral,
- les cas dans lesquels des mesures de préparation seraient indiquées et le type de mesures concernées.

[1] Source des éléments d'introduction: Fiche d'information «Les mesures en cas de pénurie d'électricité en un clin d'œil», Secrétariat général du SG-DEFR, 13.12.2024

4.2 Contingentement et contingentement immédiat de l'énergie électrique

4.2.1 Description succincte

En tant que mesure complémentaire, les consommateurs finaux affichant une consommation annuelle supérieure ou égale à 100 MWh peuvent être contingentés.

Le contingentement dure un mois. Les contingents par site de consommation sont attribués aux gros consommateurs (≥ 100 MWh) par décision. Les gros consommateurs peuvent répartir librement leurs contingents sur le mois, en fonction de leurs besoins. Le contingentement immédiat, quant à lui, peut être mis en œuvre plus rapidement que le contingentement. Il cible lui aussi les gros consommateurs et peut être mis en place en quelques jours. En cas de contingentement immédiat, la période de contingentement correspond à un jour. Les gros consommateurs calculent eux-mêmes leur contingent journalier.

Vous trouvez des informations générales pour les gros consommateurs sur le site Internet Informations destinées aux gros consommateurs | Ostral.

4.2.2 Bases légales

Les mesures de gestion concrètes seraient mises en œuvre sur la base de l'«**ordonnance sur le contingentement de l'énergie électrique**» ou l'«**ordonnance sur le contingentement immédiat de l'énergie électrique**», qui est à l'état de projet (cf. Information sur les travaux législatifs» du 29.9.2023). Les deux mesures concernent les gros consommateurs, c'est-à-dire chaque site de consommation (raccordement au réseau 50 Hz) dont la consommation annuelle est supérieure à 100 MWh.

4.2.3 Position des transports publics et du fret ferroviaire

Pour certaines prestations relevant de l'approvisionnement de base, des solutions spécifiques à la branche sont requises en rapport avec les mesures de gestion, afin de garantir l'approvisionnement tout en réduisant la consommation du secteur concerné.

Le **«Modèle de gestion des transports publics en cas de pénurie d'électricité»**, qui est au cœur de la présente documentation (cf. chap. 3), en fait partie.

Les raccordements au réseau 50 Hz/points de mesure relevant du modèle de gestion des transports publics doivent être communiqués aux gestionnaires de réseau de distribution (cf. chap. 5).

4.2.4 Informations destinées aux entreprises de transports publics en vue de la préparation à un contingentement ou à un contingentement immédiat

Pour les remarques sur les secteurs et consommateurs ne relevant pas du modèle de gestion, comme les entreprises de transport et offres de transport publics (voyageurs) sans fonction de desserte, consulter la documentation thématique **1** «**Réduction de l'offre de transport public (voyageurs)**», chapitres suivants:

6.2 Remarques particulières
6.2.1 Notion de «gros consommateur»
6.2.2 Consommateurs multisites
6.2.3 Contingentement
6.2.4 Transmission de contingents
6.2.5 Contingentement immédiat
6.2.6 Offres sans fonction de desserte sur des infrastructures avec offres ayant une fonction de desserte
6.3 Préparation à la pénurie d'électricité
6.3.1 Mesures préparatoires
6.3.2 Support «Outil de mesure SBS»

4.3 Délestage des réseaux électriques pour garantir l'approvisionnement en électricité (délestages cycliques)

4.3.1 Description succincte

Les délestages cycliques sont la dernière mesure possible de gestion de la demande. Ils visent à empêcher l'effondrement généralisé du réseau et donc un black-out incontrôlé. Les délestages des secteurs de zone de desserte seraient effectués par rotation dans l'ensemble du réseau électrique.

4.3.2 Bases légales

Les mesures de gestion concrètes seraient mises en œuvre sur la base de l'«**ordonnance sur le délestage de réseaux électriques pour garantir l'approvisionnement en électricité**», qui est à l'état de projet (cf. Information sur les travaux législatifs» du 29.9.2023).

4.3.3 Position des transports publics et du fret ferroviaire

L'état actuel des travaux législatifs ne prévoit en principe aucune exception pour les transports publics. Cette décision est motivée de la manière suivante:
«Dans le cas des transports publics, les délestages du réseau reviennent à arrêter totalement le trafic ferroviaire. En raison de la complexité du système, les éventuelles exceptions ne pourraient pas empêcher une immobilisation.»
De même, les offres de transports publics routiers pourraient difficilement être maintenues.

4.3.4 Exception ponctuelle pour les consommateurs finaux

Dans des conditions difficiles à respecter, il est possible d'exempter certains consommateurs finaux d'un délestage. L'analyse menée aux CFF a montré que les conditions ne pouvaient pas être réunies aux CFF pour qu'il soit possible de recourir ponctuellement à cette exception. Néanmoins, cette possibilité doit être présentée.

Cette exception offre une certaine flexibilité aux consommateurs finaux qui ne pourraient pas produire en cas de délestages cycliques et qui remplissent les conditions techniques, dans la mesure où ils contribuent en même temps à la réduction de la consommation, conformément aux directives. En d'autres termes, une réduction des besoins de 33% ou 50% doit pouvoir être atteinte sur le site concerné.

Lorsqu'il est fait usage de la possibilité d'exempter des consommateurs finaux d'un délestage, il ne faut pas négliger le risque que l'exception ne soit pas respectée en cas de survenue du délestage, en raison d'erreurs de mise en œuvre.

Pour que les consommateurs finaux soient exemptés de délestage, des conditions techniques particulières doivent en outre pouvoir être réunies:
c'est en général le cas lorsque les consommateurs finaux sont raccordés au réseau haute tension (niveau de réseau 3) ou directement au réseau à moyenne tension d'une sous-station (niveau de réseau 5). En outre, ces consommateurs finaux doivent pouvoir être alimentés ou enclenchés et déclenchés indépendamment des autres.

La dérogation doit être convenue par écrit avec l'exploitant de réseau de distribution responsable. Le gestionnaire de réseau de distribution ne peut refuser de confirmer l'applicabilité de la réglementation visée à l'article 4, al. 3, de l'ordonnance que si le consommateur final concerné ne remplit pas les conditions qui y sont énoncées.

4.4 Utilisation de centrales de réserve pour le marché de l’électricité

4.4.1 Description succincte

Le Conseil fédéral peut faire appel à des centrales de réserve pour augmenter l’offre d’électricité en cas de pénurie déclarée ou imminente. L’énergie supplémentaire produite peut être injectée sur le marché de l’électricité. Cette mesure relative à l’offre vient donc compléter les possibilités d’utilisation des centrales de réserve dans le cadre de la réserve d’électricité, au sens de l’ordonnance sur une réserve d’hiver.

4.4.2 Bases légales

Les mesures de gestion concrètes seraient mises en œuvre sur la base de l’«**ordonnance relative à l’exploitation de centrales de réserve pour la production d’énergie électrique destinée au marché en cas de pénurie grave**», qui était en consultation en 2024 et en cours d’élaboration auprès du DEFR.

4.4.3 Position des entreprises de transports publics

Les entreprises de transports publics ne sont concernées ni directement, ni indirectement: la réserve d’électricité complémentaire comprenant des groupes électrogènes et des installations de couplage chaleur force ne serait pas utilisée, car en cas de pénurie d’électricité, les consommateurs d’électricité disposent de leurs propres groupes électrogènes et doivent pouvoir les utiliser en fonction de leurs besoins.

4.5 Gestion de l’offre

4.5.1 Description succincte

Le Conseil fédéral dispose de la gestion centralisée de l’offre d’électricité encore disponible en Suisse par le biais de Swissgrid. L’objectif est, d’une part, d’optimiser les possibilités de production et de stockage d’électricité restantes en période de pénurie grave et, d’autre part, de s’assurer que Swissgrid puisse recourir aux prestations de services système nécessaires au maintien de la stabilité du système.

La conséquence de la gestion est la mise hors service du marché de l’électricité. Afin de garantir l’approvisionnement de la Suisse, les importations et exportations, ainsi que le transit d’énergie électrique, sont gérés par Swissgrid.

4.5.2 Bases légales

Les mesures de gestion concrètes seraient mises en œuvre sur la base de l’«**ordonnance sur la gestion centralisée de l’offre d’énergie électrique**», qui était en consultation début 2025 et est désormais en cours d’élaboration auprès du DEFR.

4.5.3 Position des entreprises de transports publics

Toutes les centrales électriques d’une puissance supérieure ou égale à 10 mégawatts directement raccordées aux réseaux de transport et de distribution à haute et moyenne tension seraient concernées.

Il en va de même pour les centrales de réserve, sur la base de l’ordonnance sur une réserve d’hiver, ainsi que pour les centrales électriques des CFF. Les centrales électriques qui ne sont pas reliées au réseau électrique public, les groupes électrogènes et les installations de couplage chaleur force ne seraient pas concernés par cette mesure de gestion.

4.5.4 Informations complémentaires: contribution des CFF pendant les phases actives de gestion de l'offre

Sur la base des prévisions portant sur la demande d'électricité, Swissgrid établit quotidiennement des plans de production contraignants pour tous les exploitants de centrales. Dans ce contexte, la société vise à équilibrer la charge pesant sur les exploitants de centrales concernés, par exemple par le biais d'une trajectoire de réduction homogène des lacs de retenue pour tous les acteurs concernés.

Sixième plus grand producteur d'électricité de Suisse, les CFF sont également soumis au régime de la gestion de l'offre. Avec leur parc de centrales électriques, ils contribuent de manière significative à la stabilité du réseau et à l'alimentation électrique de la Suisse.

La contribution maximale des CFF à l'alimentation électrique de la Suisse varie en fonction des scénarios:

1. **En cas de réduction active de l'offre de transports publics en trafic voyageurs (Niveau Voyageurs 1 à 3)**
   Les transports publics ferroviaires sont maintenus, pas de délestages cycliques:

   Contribution des CFF: réduction de la demande en provenance du réseau 50 Hz correspondant à la baisse des besoins en courant de traction, à titre indicatif:
   Niveau Voyageurs 1: 0,8 GWh par semaine
   Niveau Voyageurs 2: 4,0 GWh par semaine
   Niveau Voyageurs 3: 8,0 GWh par semaine

   Condition: la production planifiée est disponible dans sa totalité (propre production et énergie contractuelle)

2. **En cas d'arrêt du trafic voyageurs sur les rails (Niveau Voyageurs 4)**
   Seul le fret ferroviaire est maintenu, pas de délestages cycliques:

   contribution des CFF: réduction de la demande en provenance du réseau 50 Hz et injection dans le réseau 50 Hz. Impact positif sur le réseau 50 Hz (grâce à la baisse de la demande et à l'injection de courant): jusqu'à 10-25 GWh par semaine.

3. **Plus besoin d'énergie de traction**
   Le fret ferroviaire est totalement arrêté, pas de délestages cycliques:

   contribution des CFF indépendamment de la puissance maximale disponible de la centrale et de la situation hydroélectrique.

4. **Plus besoin d'énergie de traction, situation en matière d'approvisionnement très critique en Suisse**
   Arrêt total du trafic ferroviaire, activation des délestages cycliques:

   la contribution des CFF dépend du nombre de centrales électriques opérationnelles et disponibles, de l'énergie pouvant être produite en toute sécurité et de la situation hydroélectrique (max. 300 MW).

En ce qui concerne la gestion de l'offre, les CFF sont sur le même plan que les autres exploitants de centrales électriques et les consommateurs finaux de courant 50 Hz. Le besoin en courant de traction 16,7 Hz est intégré dans la charge de base de la Suisse et couvert par la gestion de l'offre. Typiquement, la production des CFF est affectée à la couverture des besoins des chemins de fer ou lignes alimentés par du courant 16,7 Hz dans le cadre de la gestion du système Courant de traction.
Après l'arrêt du trafic ferroviaire, les CFF produiraient exclusivement pour le réseau suisse 50 Hz.

5 Déclaration des raccordements au réseau 50 Hz/points de mesure

5.1 Obligation de déclarer et moment de la déclaration

En règle générale, les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) n'ont pas d'informations plus précises sur la finalité des achats d'électricité effectués par leur clientèle.

Les raccordements au réseau 50 Hz/points de mesure des sites de consommation considérés comme de gros consommateurs relevant du modèle de gestion des transports publics doivent être connus des gestionnaires de réseau de distribution en cas de pénurie d'électricité. Autrement, ils sont soumis au contingentement «normal» des gros consommateurs, ce qui risque de compromettre l'objectif d'une approche uniforme dans l'ensemble de la branche.

Il est donc nécessaire de disposer d'une procédure systématique avec un flux de données structuré pour pouvoir identifier et communiquer aux GDR les raccordements au réseau 50 Hz/points de mesure relevant du modèle de gestion des transports publics.

L'obligation de prendre ces mesures préparatoires découle

- de l'art. 11, al. 2 (Tâches des entreprises de transports publics et de fret ferroviaire) de l'ordonnance sur la coordination des transports en situation exceptionnelle (OCTSE).
- de l'art. 7 (Tâches des gestionnaires de l'infrastructure et des entreprises de transport) de l'ordonnance sur les mesures visant à réduire la consommation d'énergie électrique dans le transport public de voyageurs et le fret ferroviaire (ordonnance sur la gestion des transports publics), disponible sous forme de projet (cf. Information sur les travaux législatifs du 27.11.2024).

Le 1er février 2023, les entreprises des transports publics, y compris de fret ferroviaire (GI, ET) ont pour la première fois été priées de déclarer leurs raccordements au réseau 50 Hz/points de mesure.

Les lacunes dans la banque de données des entreprises de transports publics ainsi que les modifications structurelles et la consommation accrue de courant à la suite de la décarbonation requièrent des déclarations complémentaires/actualisations cycliques.
Les déclarations complémentaires/actualisations sont déclenchées par le centre de déclaration des transports publics et consolidées pour la branche des transports publics (cf. chap. 5.6).

La branche des transports publics peut fournir des données actualisées au 1er septembre de chaque année. Si une pénurie d'électricité menace de se produire, l'état-major OSTRAL demande en outre une mise à jour de la liste des points de mesure auprès du centre de déclaration des transports publics.

5.2 Recommandation: déclaration complète

L'accent est mis sur les raccordements au réseau/points de mesure potentiellement concernés par un contingentement des gros consommateurs.

Il est vivement recommandé de déclarer l'intégralité des raccordements au réseau 50 Hz/points de mesure autorisés (= déclaration complète, pas seulement les gros consommateurs).

La déclaration complète présente les avantages suivants:

- elle favorise la mise en place, au sein de l'entreprise de transports publics, d'une base de données pouvant être utilisée dans le cadre de mesures d'efficacité énergétique et de gestion des acquisitions;
- elle permet d'éviter des erreurs dans le choix des raccordements au réseau/points de mesure;
- elle minimise le risque d'erreur d'affectation à la suite de besoins accrus en électricité.

Le recours à un partenaire spécialisé pour le monitoring de l'énergie et la facturation (billing) peut être utile.

5.3 Remarques en l'absence de déclaration complète

Si la base de données est incomplète et que le relevé de tous les points de mesure/toutes les désignations de compteurs pour la déclaration complémentaire mandatée est trop fastidieux, il convient au minimum de saisir et déclarer tous les points de mesure qui remplissent ou sont susceptibles de remplir (individuellement ou dans la situation et le regroupement spécifiques), le critère d'un gros consommateur concerné par le contingentement (tenir compte des variations et de l'évolution de la consommation).

Le projet d'ordonnance sur le contingentement de l'énergie électrique comprend les définitions suivantes (cf. art. 1):

En résumé, on peut faire les remarques suivantes:

- Sont pris en compte le site de consommation ou la consommation de ce site: [2]
  - Si le site de consommation peut acheter de l'électricité sur le marché libre, il est considéré comme gros consommateur (consommation annuelle d'au moins 100 MWh).
  - Si le droit d'accès au réseau a été exercé par le passé au sens de l'art. 11, al. 2, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (marché libre), pour un site de consommation et si la consommation annuelle est désormais inférieure à 100 MWh, ce site de consommation est tout de même assimilé à un gros consommateur.
- De manière générale, on peut partir du principe que les entreprises de transports publics utilisant des moyens de transport électriques disposent de sites de consommation ayant le statut de gros consommateur.
- À l'automne 2021, les gestionnaires de réseau de distribution ont envoyé une lettre d'information à tous les consommateurs finaux ayant le statut actuel de gros consommateur. On peut en déduire qu'au moins un site de consommation dans la zone de desserte de ce gestionnaire de réseau de distribution a le statut de gros consommateur.

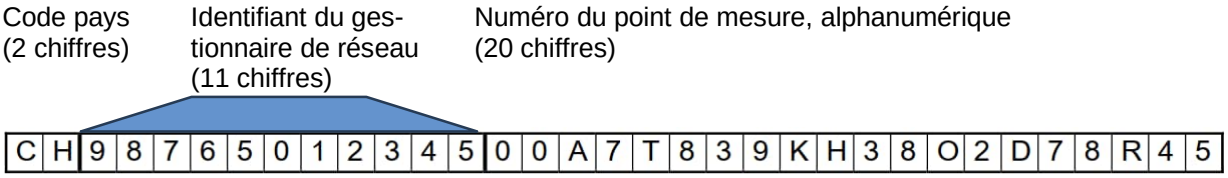
Les critères d'autorisation d'accès au marché (accès au réseau sur le marché libre) étant précisés au cas par cas, il est impératif de tenir compte de la situation concrète de l'entreprise.

5.4 Données requises

La déclaration requiert un inventaire simple des points de mesure/désignations des compteurs:

- **désignation univoque du point de mesure (33 chiffres)**.
  En l'absence d'une base de données systématique, les désignations des points de mesure se trouvent sur les factures d'électricité. Si celles-ci ne sont plus disponibles, il convient de prendre contact avec le gestionnaire de réseau de distribution compétent pour la zone de desserte concernée.
  La désignation des points de mesure est spécifique au lieu et univoque; elle reste identique lors du changement de consommateurs finaux, d'exploitants de réseaux, de fournisseurs, de producteurs et d'appareils.

[2] Un site de consommation est le lieu d'activité d'un consommateur final qui constitue une unité économique et géographique et qui présente sa propre consommation annuelle effective, indépendamment du nombre de ses points d'injection et de soutirage (art. 11, al. 1 de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité [OApEl]).



- **Description simple de l'objet et remarque sur le site**
  Cette information doit permettre à une personne spécialisée travaillant dans la branche des transports publics de s'assurer que le champ d'application du modèle de gestion des transports publics est respecté (cf. chap.5.6).
  Typiquement, cette information comprend le site (lieu avec/sans numéro postal d'acheminement, rue) et le but de l'alimentation ou l'installation alimentée.
- **Gestionnaire du réseau de distribution responsable**
  Le gestionnaire de réseau de distribution responsable est identifié à l'aide d'un numéro (à 11 chiffres), sur la base des données fournies par OSTRAL. L'information ainsi générée doit être vérifiée par l'entreprise déclarante.

Il n'est pas nécessaire d'appliquer un filtre pour les gros consommateurs ou de disposer de valeurs de consommation historiques; ces dernières ne sont donc pas collectées.

Lors de la déclaration, le plus important consiste à s'assurer que seuls les points de mesure relevant du modèle de gestion des transports publics sont déclarés, et ce complètement.

Le champ d'application doit être compris selon les indications du chap.3.3 et la base de données de l'entreprise de transports publics doit être affectée et filtrée avec soin.

Il est recommandé d'établir la déclaration avec le service responsable de l'approvisionnement en électricité.

La déclaration se fait à l'aide du formulaire de déclaration standardisé. Il est important d'indiquer

- le nom légal correct de l'entreprise déclarante et
- les informations de contact (y c. suppléances).

Ces données sont transmises aux gestionnaires de réseau de distribution aux fins de plausibilisation et de traitement des questions spécifiques (cf. chap.5.7).

5.5 Mandatement de la déclaration ultérieure/mise à jour

Les mises à jour sont mandatées de manière centralisée pour l'ensemble de la branche des transports publics.

Les CFF, en leur qualité de gestionnaires du système, contactent les interlocuteurs conformément à la dernière déclaration et les informent par voie électronique (e-mail) de l'état des données déjà déclarées.
Parallèlement, les entreprises de transport (ET) et les gestionnaires d'infrastructure (GI) sont informés par les mandataires/responsables CTE actuels ou invités à effectuer une déclaration ultérieure.

5.6 Examen/plausibilisation et consolidation par le centre de déclaration des transports publics

Pour permettre le respect du champ d'application du modèle de gestion des transports publics, garantir la confidentialité des données et assurer la qualité de ces dernières, la déclaration se fait via un service central des transports publics, indépendamment de la branche de l'électricité.

L'OFT a confié aux CFF, en leur qualité de gestionnaires de système, le soin de gérer, dans le cadre des mesures préparatoires conformément à l'art. 10 OCTSE[3], un service central de collecte et de traitement des déclarations.

La déclaration doit être adressée par e-mail à deklaration50hz@sbb.ch.

5.7 Mise à disposition des données aux gestionnaires de réseau de distribution

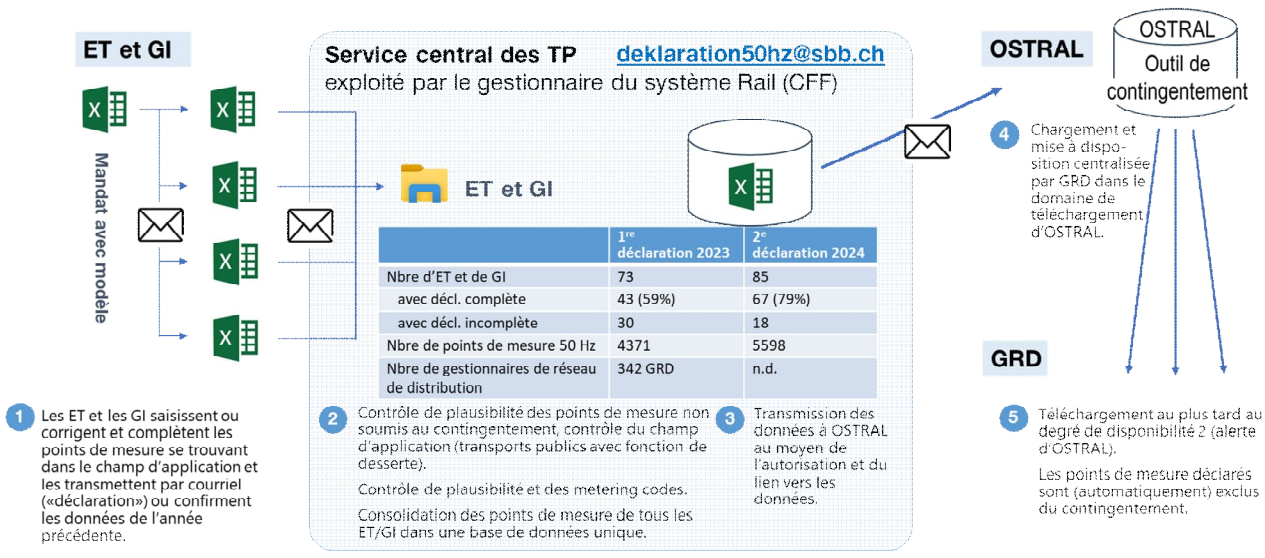
Le service central des transports publics (organisation relative à la gestion du système CFF) s'assure que les données vérifiées et corrigées de la branche des transports publics sont mises à la disposition de la branche de l'électricité via OSTRAL:

- Les points de mesure ne relevant pas du contingentement sont consolidés et fournis à OSTRAL (cf. vue d'ensemble, étape 3). Les informations mentionnées au chap. 5.4 sont indiquées pour chaque point de mesure, en plus de la personne de contact au sein du centre de déclaration.
- OSTRAL consolide ensuite les informations des différentes branches et les met à la disposition des gestionnaires de réseau de distribution via l'outil de contingentement (cf. vue d'ensemble, étape 4).
- En cas de pénurie d'électricité, les gestionnaires de réseau de distribution utilisent ces informations et s'assurent que les points de mesure déclarés sont exclus du contingentement des gros consommateurs et du contingentement immédiat (cf. vue d'ensemble, étape 5).

Cela n'étant pas compatible avec la réalisation d'un processus d'assurance qualité en amont par les gestionnaires de réseau de distribution, les exigences de qualité posées aux données fournies par la branche des transports publics sont très élevées (y c. plausibilisation des désignations des points de mesure à 33 chiffres).

Le lancement prévu de l'application informatique de contingentement de l'énergie va permettre d'aménager le processus de mise à disposition des données.

Vue d'ensemble du flux d'information:



[3] Ordonnance sur la coordination des transports en situation exceptionnelle (OCTSE), RS 520.16.

6 Cas spéciaux Champ d'application/déclaration

6.1 Gestion des régimes de propriété hétérogènes

Pour assurer le fonctionnement du modèle de gestion des transports publics en cas de pénurie d'électricité, il convient de saisir tous les points de mesure concernés par ledit modèle, indépendamment de leur régime de propriété (cf. champ d'application, chap. 3.3).

Le principe qui s'applique est que les entreprises de transport (ET) et les gestionnaires d'infrastructure (GI) qui dépendent de cette capacité sont en premier lieu responsables de la déclaration des points de mesure et

a) intègrent les points de mesure concernés dans la déclaration (p. ex. CarPostal pour les entreprises de car postal privées [ECP]) ou
b) s'assurent que l'exploitant procède à la déclaration des points de mesure de façon autonome.

Les exploitants d'installations de transbordement marchandises privées doivent être contactés séparément pour la déclaration.

6.2 Principauté de Liechtenstein

Le modèle de gestion des transports publics et les mesures exposées au chap. 4 s'appliquent également à la Principauté de Liechtenstein.

La base légale est constituée par le traité conclu le 29 mars 1923 entre la Suisse et la Principauté de Liechtenstein concernant la réunion de la Principauté de Liechtenstein au territoire douanier suisse.
Dans la publication des dispositions légales suisses applicables dans la Principauté de Liechtenstein en vertu du traité douanier (2025.252 | Lilex – base de données législatives de la Principauté de Liechtenstein), on trouve les indications suivantes:

RS 531 Loi fédérale du 17 juin 2016 sur l'approvisionnement économique du pays (loi sur l'approvisionnement du pays, [LAP])
applicable, à l'exception de l'art. 11, al. 3, de l'art. 30 et de l'art. 59, al. 2 et 3, 2e phrase.

RS 520.16 Ordonnance du 19 juin 2024 sur la coordination des transports en situation exceptionnelle (OCTSE)
applicable, aux conditions suivantes:
1. l'entreprise de transport LIECHTENSTEINmobil remplace CarPostal SA au Liechtenstein;
2. les autorités cantonales compétentes au Liechtenstein sont l'office de la protection de la population (Amt für Bevölkerungsschutz) et l'office en charge des bâtiments et l'aménagement du territoire (Amt für Hochbau und Raumplanung).

Les mesures préparatoires pour la Principauté de Liechtenstein sont coordonnées par CarPostal avec LIECHTENSTEINmobil.

6.3 Conditions particulières dans la zone frontalière avec l'étranger

6.3.1 Lignes de la Deutsche Bahn AG en Suisse

Dans les régions de Bâle, Schaffhouse et Konstanz, Deutsche Bahn AG (DB AG) exploite des tronçons ferroviaires sur le territoire suisse, sur la base des traités conclus entre la Confédération suisse et le Grand-Duché de Bade à partir de 1852 (cf. utilisation de l'infrastructure ferroviaire de DB InfraGO AG, Infrastruktur Schweiz).

DB InfraGO AG, Infrastruktur Schweiz, doit être contactée séparément pour la déclaration.

6.3.2 Lignes de SNCF Réseau en zone frontalière

Dans les zones frontalières de Bâle et Genève (La Plaine et Annemasse), les installations de SNCF Réseau sont alimentées directement par RTE, ce qui exclut tout risque de délestage du réseau/contingentement du côté français. => Aucune autre déclaration n'est nécessaire.

La partie du tronçon ferroviaire de la ligne Lyon–Genève se trouvant sur le territoire suisse appartient aux CFF.
Le tronçon La Plaine–Genève est électrifié depuis 2014 à 25 kV, 50 Hz. L'approvisionnement en énergie de traction/énergie motrice se fait à partir de la sous-station de Verbois, qui est directement raccordée aux postes de distribution au niveau de réseau 1 de Swissgrid. => Les CFF achètent le courant directement à Swissgrid. Aucune autre déclaration n'est nécessaire.

La ligne Saint-Gervais–Martigny est électrifiée en courant continu 750 V et approvisionnée par Enedis du côté français. => Aucune autre déclaration n'est nécessaire.

6.3.3 Lignes d'ÖBB-Infrastruktur AG sur le territoire suisse et de la Principauté de Liechtenstein

Sur la base du traité international conclu le 27 août 1870 entre la Suisse, l'Autriche-Hongrie et à la fois pour représenter le Liechtenstein et la Bavière concernant la construction d'une ligne de chemin de fer de Lindau à St. Margrethen via Bregenz et de Feldkirch à Buchs, la société ÖBB-Infrastruktur AG exploite

- les tronçons situés sur le territoire suisse depuis la frontière suisse-autrichienne jusqu'à St. Margrethen et Buchs SG et
- le tronçon de la ligne ferroviaire Feldkirch–Buchs SG situé sur le territoire du Liechtenstein.

Les installations sont alimentées par des raccordements au réseau/points de mesure 50 Hz sur le territoire du Liechtenstein à Schaan et Nendeln. Il n'y a pas de raccordements au réseau/points de mesure 50 Hz sur le territoire suisse.

ÖBB-Infrastruktur AG doit être contacté séparément pour la déclaration.

6.4 Regroupements de consommation propre (RCP, RCPv, CEL)

Il est recommandé de consulter le site Internet Électricité locale pour obtenir des informations spécifiques sur ces instruments.

6.4.1 RCP: regroupement dans le cadre de la consommation propre conformément à l'art. 17 de la loi sur l'énergie (LEne).

Un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) est un regroupement contractuel de propriétaires fonciers/consommateurs finaux qui consomment leur propre production d'énergie (p. ex. énergie solaire) sur le lieu même de la production.

Le RCP est raccordé au réseau d'électricité public via un seul point de raccordement au réseau et peut réunir des participants (consommateurs) très hétérogènes.

Vis-à-vis du gestionnaire de réseau de distribution, le RCP agit comme un client unique. Le point de raccordement au réseau connu du gestionnaire de réseau de distribution et concerné par les mesures de gestion est souvent détenu par un prestataire qui assure la gestion interne au RCP (prestations de mesure et de décompte).

La constellation technique et juridique complique ou empêche la gestion de certains participants à des RCP selon le modèle de gestion des transports publics en cas de pénurie d'électricité.

- **En général, les points de mesure internes au RCP ne sont pas connus des gestionnaires de réseau de distribution et ne peuvent pas être déclarés.**
- **Le point de raccordement au réseau du RCP ne peut généralement pas être déclaré.**
  Le fait que tous les participants au RCP soient soumis au modèle de gestion des transports publics pourrait théoriquement constituer une exception.

Il convient d'éviter les problèmes et restrictions (cf. explications ci-dessous) en n'intégrant pas les consommateurs nécessaires à l'exploitation des transports publics dans les solutions RCP.

Si des consommateurs nécessaires à l'exploitation des transports publics sont déjà intégrés dans des solutions RCP, la situation initiale doit être clarifiée au cas par cas. Étant donné que les participants au RCP ne sont plus individuellement clients du gestionnaire de réseau de distribution, il convient de clarifier avec le propriétaire foncier ou le responsable du RCP les questions ayant trait à l'alimentation électrique:

- Le point de raccordement au réseau est-il susceptible (à l'avenir) de relever d'un contingentement des gros consommateurs/contingentement immédiat (cf. critère au chap. 5.3)?

  Si **non**
  - Ne pas tenir compte des explications ci-après.
  - Comme il est impossible de procéder à une déclaration, il en résulte une lacune au niveau de la déclaration complète au sens du chap.5.2, dans la mesure où il s'agit d'un participant au RCP relevant du modèle de gestion des transports publics. Toutefois, cela ne pose pas de problème particulier.

  Si **oui**
  - Le fondé de pouvoir du RCP doit appliquer le contingentement des gros consommateurs/contingentement immédiat sur la base de la mesure de décompte effectuée

au point de raccordement au réseau au sein du RCP. À cet effet, le RCP doit disposer d'une disposition contractuelle[4].

- o Si un participant au RCP est soumis au modèle de gestion des transports publics et que le besoin d'électricité ne peut être suffisamment réduit, l'entreprise de transports publics compétente est tenue de mettre en œuvre les mesures préparatoires nécessaires conjointement avec les responsables du RCP ou avec les propriétaires fonciers.
    - Y a-t-il d'autres participants au RCP qui sont soumis à un modèle de gestion spécifique?
    - Quels sont les ordres de grandeur et la proportion, en termes de consommation, de chaque participant au RCP?
    - De quelle manière les usagers des transports publics pourraient-ils contribuer à réduire la demande d'électricité?
    - Un contingentement/contingentement immédiat des gros consommateurs pourrait-il être compensé par les autres participants au RCP?
      Si oui
        - Doter cette solution d'un cadre contractuel au sein du RCP.

      Si non
        - **Dans la mesure du possible, les participants au RCP concernés, nécessaires à l'exploitation des transports publics, devraient être détachés du RCP.**
        - Dans le cas contraire, le fondé de pouvoir RCP doit s'attendre à des conséquences juridiques (pénalités) si un contingentement/contingentement immédiat de gros consommateurs ordonné n'est pas respecté. En cas de procédure, il peut être avantageux de documenter préalablement la situation des consommateurs au sein du RCP et de s'assurer, avec le responsable du RCP, de l'existence d'une réglementation contractuelle pour la mise en œuvre d'un contingentement de gros consommateurs/contingentement immédiat.
- o Indépendamment des résultats des clarifications et des dispositions contractuelles prises, le point de raccordement au réseau du RCP ne doit pas être déclaré.

6.4.2 RCPv: regroupement virtuel dans le cadre de la consommation propre (RCP virtuel)

Dans un regroupement virtuel dans le cadre de la consommation propre (RCPv), tous les lieux de consommation d'électricité tels que les habitations, les bureaux ou les maisons sont équipés de systèmes de mesure intelligents appelés compteurs intelligents. Ces compteurs intelligents enregistrent la consommation électrique et regroupent les données dans un point de mesure virtuel. Les lignes de raccordement et l'infrastructure locale au point de raccordement au réseau peuvent être utilisées.
Les responsabilités relatives au décompte et à la création d'un RCPv sont réglementées de la même manière que pour le RCP. Les participants au RCPv n'ont plus de relation directe avec le GRD, même si les lignes et les compteurs restent la propriété du gestionnaire de réseau de distribution (GRD).

Pour le contingentement et le contingentement immédiat, les RCPv sont traités de la même manière que les RCP. Il en résulte les mêmes problèmes et restrictions que ceux décrits au chap. 6.4.1.

[4] Le fondé de pouvoir du RCP peut imposer la gestion ordonnée par les pouvoirs publics uniquement sur une base de droit privé, c'est-à-dire sur une base contractuelle.

6.4.3 CEL: communautés électriques locales

À partir de 2026, les communautés électriques locales (CEL) offriront une solution plus simple pour intégrer des consommateurs finaux existants utilisant le réseau de distribution.
La CEL peut avoir une plus grande étendue géographique que le RCP ou le RCPv, car elle s'appuie en principe sur les limites de la commune.

Nous sommes d'avis que les membres de CEL pourraient être gérés au moyen des règles standard en cas de pénurie d'électricité. Il faut toutefois que l'ordonnance soit disponible pour pouvoir donner une appréciation définitive.

6.4.4 Regroupements de consommateurs propres aux CFF

Concernant l'utilisation de ces instruments relativement récents mentionnés au ch. 6.4, les CFF constatent ce qui suit.

- L'obstacle que constitue la création d'un RCP (cf. chap. 6.4.1) est considéré comme assez difficile à surmonter. Les RCP peuvent être intéressants en cas de constructions nouvelles, mais pas pour des équipements ultérieurs.
- Aux CFF, les RCP doivent être mis en place en particulier pour des projets de constructions nouvelles de CFF Immobilier, et principalement pour les objets de placement.
- Pour les consommateurs qui relèvent du modèle de gestion des transports publics, la plus grande réserve s'impose, en raison de la complexité présentée au chapitre 6.4.1.
- Pour atteindre l'objectif de maximisation de la propre consommation, les RCPv (cf. chap. 6.4.2) peuvent être utilisés pour les installations photovoltaïques existantes; cependant, les problèmes et restrictions évoqués au chap. 6.4.1 doivent être pris en compte et évités.
- Les CEL (cf. chap. 6.4.3) sont éventuellement intéressantes pour les sites, mais cela fera l'objet d'une nouvelle évaluation à partir de 2026.

7 Collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD)

7.1 Rôle des GRD en général

Les gestionnaires de réseau de distribution exploitent le réseau électrique en vue de l'approvisionnement électrique local, parfois régional, et sont responsables de son exploitation sûre et fiable.

Ils constituent l'interface physique avec les consommateurs finaux pour la distribution (raccordement au réseau) et sont responsables du relevé des compteurs, dans la mesure où cette tâche n'a pas été déléguée à un exploitant de places de mesures indépendant ou à un prestataire de services de mesure mandaté par ce dernier.

Les conditions techniques, commerciales et juridiques sont définies au moyen de contrats de raccordement au réseau entre le gestionnaire de réseau de distribution et le consommateur final. Les coupures/interruptions de courant planifiées («Power Off») et la manière dont elles sont gérées constituent un point important. Les travaux de maintenance et de construction sur les installations des gestionnaires de réseau de distribution peuvent rendre nécessaire la coupure de l'alimentation électrique. Les personnes raccordées au réseau/consommateurs finaux sont informés de telles coupures/interruptions de courant. L'adresse de contact utilisée pour ce faire est consignée dans le contrat de raccordement au réseau (contact Power Off).

La carte des réseaux de distribution d'électricité | AES donne un aperçu des gestionnaires de réseaux électriques, maillons importants de la branche. À l'instar du secteur du secteur des transports publics, la branche de l'électricité est très hétérogène et va des grands fournisseurs d'énergie jusqu'aux petites centrales communales.

La liste des gestionnaires de réseau de distribution | AES, qui n'est plus à jour, peut être consultée en cliquant sur ce lien. L'aperçu de l'ElCom, en revanche, contient des données relativement actuelles, cf. Prix de l'électricité en Suisse.

7.2 Rôle du GRD dans l'éventualité d'une pénurie d'électricité

Les gestionnaires de réseau de distribution sont tenus de participer à l'exécution du contingentement et du contingentement immédiat (voir chapitre 4.2). Ils doivent informer les gros consommateurs concernés se trouvant dans leur zone de desserte des prescriptions et procédures de contingentement et, en cas de contingentement immédiat, être à la disposition des gros consommateurs de leur zone de desserte pour fournir des renseignements techniques et aider au calcul des contingents.

Les points de mesure exemptés du contingentement, selon les solutions spécifiques à la branche, sont consolidés par OSTRAL et mis à la disposition des gestionnaires de réseau de distribution à l'aide de l'outil de contingentement. De nombreux gestionnaires de réseau de distribution n'obtiendront ces données qu'en cas de de pénurie d'électricité imminente, lorsqu'il s'agira concrètement d'exclure les points de mesure déclarés du contingentement des gros consommateurs et du contingentement immédiat (cf. ch. 5.7).

Les gestionnaires de réseau de distribution disposent en outre de plans de délestage du réseau pour les mesures de dernier recours, à savoir les délestages cycliques (cf. chap. 4.3). Dans la mesure où cela est possible sur le plan technique, les consommateurs finaux garantissant l'approvisionnement en biens et services vitaux(!)[5] et les zones de desserte partielles dans lesquelles ce sont principalement ces types de consommateurs finaux qui achètent de l'énergie électrique sont exclus des délestages.

[5] Les transports publics et le fret ferroviaire n'en font pas partie, cf. chap. 4.3.3

7.3 Défi des GRD – Recommandations pour les entreprises de transports publics

7.3.1 Situation des GRD

La gestion d'une éventuelle pénurie d'électricité représente un défi majeur pour les gestionnaires de réseau de distribution. Les gestionnaires de réseau de distribution doivent se préparer à cette éventualité. Toutefois, les spécificités de leur clientèle sont généralement inconnues et la connaissance des solutions spécifiques à la branche ne peut être présumée.

Pour faire face à une pénurie d'électricité déclarée ou imminente, les recommandations ci-dessous sont formulées, afin de permettre aux différentes entreprises de transports publics de se préparer et de répondre aux demandes des gestionnaires de réseau de distribution.

7.3.2 Recommandation: créer les conditions préalables en interne

La condition préalable consiste à savoir exactement dans quelle mesure l'entreprise est concernée par le contingentement «normal» des gros consommateurs, et quelles sont les limites du modèle de gestion spécifique à la branche pour la propre entreprise (cf. chap. 3.3 en relation avec le chap. 4.2). La présente documentation fournit les informations nécessaires.

Pour les domaines et les consommateurs qui ne relèvent pas du modèle de gestion des transports publics et seraient concernés par un contingentement ainsi que par un contingentement immédiat, il convient de prendre les dispositions nécessaires (cf. chap. 4.2.4).

La connaissance de ces informations doit être maintenue et gérée de manière durable au niveau opérationnel de l'entreprise. Cela requiert une affectation claire des tâches à un service interne et à une ou plusieurs personne(s).

L'étape suivante consiste à définir la porte d'entrée ou l'interlocuteur conduisant aux gestionnaires de réseau de distribution. Il est recommandé de mettre à jour et d'utiliser les contacts enregistrés avec les gestionnaires de réseau de distribution conformément au contrat de raccordement au réseau.
Pour la mise en œuvre opérationnelle des mesures de gestion en cas de pénurie d'électricité déclarée ou imminente, il est recommandé d'utiliser les contacts standard habituels pour les coupures/interruptions de courant planifiées («Power Off»), cf. chap. 7.1).

Dans le cadre de la gestion des urgences et des crises, il convient en outre de s'assurer que ces personnes de contact sont compétentes pour le poste en question et que les ressources sont suffisantes en cas de pénurie d'électricité déclarée ou imminente (garantir la capacité de réaction et d'action).

7.3.3 Recommandation pour la gestion des demandes du GRD

Demandes du gestionnaire de réseau de distribution (GRD)	Recommandation d'action pour l'entreprise de transports publics
LE GRD demande un interlocuteur spécifique dans la perspective d'une éventuelle pénurie d'électricité (surtout pour le contingentement/contingentement immédiat, évent. aussi pour les délestages cycliques). Plusieurs GRD utilisent à cet effet des formulaires spéciaux; parfois même, les coordonnées du ou de la CEO sont demandées. Cette procédure n'est pas coordonnée au sein de la branche de l'électricité (état: printemps 2025) et elle n'est pas recommandée.	En l'absence de tout autre accord avec le GRD, il convient d'utiliser les mêmes contacts opérationnels que ceux prévus pour les annonces de coupures/les annonces préalables aux interruptions de courant (cf. chap. 7.3.2).
Le **GRD exige des informations spécifiques** en vue d'un «délestage cyclique» et du «contingentement des besoins en électricité». Remarque: les grands GRD disposent de responsables OSTRAL censés être au courant de ces thématiques.	Bien souvent, il est utile de faire connaître la solution spécifique à la branche des transports publics (voir point suivant) et d'attirer l'attention sur ce qui suit: En principe, aucune exception n'est prévue pour les transports publics en ce qui concerne les plans de délestage cycliques (cf. chap. 4.3.3 et 4.3.4). Pour les exceptions au contingentement des gros consommateurs, il convient de se référer à la déclaration et à la mise à disposition des données via l'outil de contingentement d'OSTRAL.
Le GRD souhaite obtenir plus d'informations sur la solution spécifique à la branche des transports publics.	Indiquer les sources suivantes • Page Publications de la branche des transports publics Documentation UTP à l'intention de la branche «Modèle de gestion des transports publics en cas de pénurie d'électricité» (le lien se trouve également sur le site web de l'OFAE) • Toutes les questions en relation avec la gestion de la demande doivent être clarifiées par les GRD directement avec le service spécialisé d'OSTRAL | Ostral. Contact: info@ostral.ch

D'une manière générale, il peut être judicieux de prendre contact, de sa propre initiative, avec des gestionnaires de réseaux de distribution (sélectionnés), afin de renforcer la compréhension mutuelle du mode d'action en cas de pénurie d'électricité déclarée ou imminente, et de prévenir les malentendus.

8 Surveillance et contrôle de l'efficacité des mesures de réduction de la demande

La documentation thématique 1 «Réduction de l'offre de transports publics (voyageurs)» indique le potentiel de réduction de la demande des mesures prises en trafic voyageurs.

L'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE) entend surveiller l'efficacité des mesures implémentées sur la base de données de consommation.
Les possibilités et limites sont présentées ci-dessous:

8.1 Surveillance disponible dans certaines conditions pour les niveaux de réseau 5 et 7

La branche des transports publics n'est pas en mesure d'établir un rapport sur l'ensemble des entreprises de transports publics. Les raisons en sont les suivantes.

- Les mesures relèvent en général des tâches de l'exploitant du réseau de distribution; les entreprises de transports publics ne disposent pas de processus permettant de relever les chiffres de consommation de façon systématique et à court terme.
- Il n'y a pas d'échange de données à l'échelle de la branche, à part les statistiques annuelles sur l'énergie.
- Même avec la généralisation croissante des compteurs intelligents, les conditions préalables ne changent que partiellement; des normes à l'échelle de la branche qui permettraient de mettre en place facilement un reporting systématique font défaut.
- Les mesures de réduction de la demande d'électricité se concentrent sur les restrictions de la prestation de transport: il n'est pas nécessaire d'avoir un modèle de monitoring portant sur des milliers de points de mesure pour surveiller l'apparition d'un effet (cf. chap. 8.2).

Pour les CFF, la situation se présente comme suit pour les points de mesure 50 Hz aux niveaux de réseau 5 et 7.

- Les données de consommation relatives au volume acheté sur le marché (env. 3/4) sont disponibles avec un décalage de 50 jours.
- Les chiffres relatifs à la fourniture d'énergie dans le cadre de l'approvisionnement de base (1/4 environ) sont disponibles après environ un an.

Conclusion: en raison de leur disponibilité tardive, de telles données ne permettent pas le suivi de mesures.

En revanche, en cas de contingentement, OSTRAL dispose d'un monitoring hebdomadaire fonctionnant par sondage.

Pour chaque région OSTRAL, trois grands gestionnaires de réseau de distribution fournissent les données de consommation des gros consommateurs qui ont été déclarées dans le cadre du modèle de gestion des transports publics.

8.2 Monitoring par les ventes de la gestion du système Courant de traction 16,7 Hz

Les approches suivantes permettent d'obtenir rapidement des informations sur l'efficacité des mesures mises en œuvre pour une part relativement importante des transports publics, et pour la majeure partie des transports publics ferroviaires:[6]

- **Courant de traction 16,7 Hz dans la zone de desserte du gestionnaire de système CFF**

  C'est-à-dire pour les entreprises rattachées à la gestion du système Courant de traction 16,7 Hz (chemins de fer à voie normale comme les CFF, le BLS, le SOB ainsi que certains chemins de fer à voie étroite/à écartement métrique comme le MGB, mais pas les chemins de fer rhétiques).

  Avec le niveau d'électrification actuel des transports publics, cela couvre près de 70% des besoins en électricité des transports publics.

  Principes
  - Monitoring global pour l'achat de 50 Hz (niveau de réseau 1) et 16,7 Hz de propre production.
  - Possibilité de générer des vues hebdomadaires simplement, de manière automatisée, et donc de définir en conséquence un jour de référence pour le reporting.
  - Les valeurs étant collectées selon une méthode stable, les lacunes existantes n'ont pas d'effet sur la comparaison.

- **Décompte des sillons avec iPrix, avec la consommation de courant réelle pour le réseau à voie normale CFF-BLS-SOB**

  Couvre près de 85% des transports publics ferroviaires et, compte tenu de l'électrification actuelle des transports publics, env. 65% des besoins en électricité des transports publics.

  Principes
  - Les données sont disponibles cinq jours après le trajet, ce qui permet d'établir une cadence de reporting correspondante.
  - iPrix fournit des données sur la consommation d'électricité facturée, la prestation de transport en sillons-kilomètres et en tonnes-kilomètres brutes.

Étant donné que le besoin d'électricité dépend, outre de la prestation de transport, des températures extérieures et de l'intensité de l'hiver (chauffage/climatisation du compartiment voyageurs, chauffage des appareils de voie), l'effet des mesures de réduction de la demande doit être calculé de manière approximative; il est possible, pour ce faire, de s'appuyer sur la prestation de transport en t-km brutes.

[6] Indication de la source pour une mise à jour ultérieure: pour la base de calcul, cf. fichier «Energieverbrauch für den Transport.xlsx» (consommation d'énergie pour le transport), onglet «Beitrag_öV» (contribution des transports publics), colonnes K à N.

Annexe 1: chemins de fer suisses opérant avec du courant de traction 16,7 Hz (traction)

Chemins de fer ou tronçons alimentés en courant de traction 16,7 Hz par CFF Énergie (I-EN):

Chemin de fer	Lignes	Écartement de la voie	Tension
SBB Infrastruktur (Schweizerische Bundesbahnen)	Ganzes Streckennetz (3'093 km) inkl. Thurbo und Sensetalbahn	voie normale	15 kV
bls Infrastruktur (BLS AG)	Ganzes Streckennetz (424 km) inkl. elektrifizierte Strecke der ETB Emmentalbahn GmbH (ca. 16 km)	voie normale	15 kV
SOB (Schweizerische Südostbahn)	Ganzes Streckennetz (111 km)	voie normale	15 kV
tpf (Transports publics fribourgeois)	Bulle – Romont (18,2 km) Fribourg – Murten – Ins (32,2 km) Restliches Netz: Meterspur, DC ab 50Hz	voie normale voie normale	15 kV
AB (Appenzeller Bahnen)	Rorschach–Heiden (5,6 km) mit Zahnradabschnitt Alle anderen Strecken: Meter- und Spezialspurweiten, DC ab 50Hz.	voie normale	15 kV
CJ (Chemin de Fer du Jura)	Porrentruy–Bonfol (13,5 km) Alle anderen Strecken: Meterspur, DC ab 50Hz.	voie normale	15 kV
HBSAG (Hafenbahn Schweiz AG)	Hafenbahn Kleinhüningen (2,2 km) Hafenbahn Birsfelden (3 km)	voie normale	15 kV
MBC (Transports de la région Morges Bière Cossonay)	Bière–/L'Isle–Apples–Morges (30 km)	voie métrique	15 kV
MGB (Matterhorn-Gotthard-Bahn)	Brig-Visp-Zermatt (44 km) Brig-(Furka-Oberalp)-Disentis inkl. Andermatt-Göschenen (100,7 km)	voie métrique	11 kV comme RhB
OeBB (Oensingen Balsthal Bahn)	Oensingen–Balsthal (4 km)	voie normale	15 kV
SZU (Sihltal Zürich Uetliberg Bahn)	Sihltalbahn (19,7 km) Im Sommer 2022 wurde die normalspurige Uetlibergbahn (10,3 km) auf Wechselstrombetrieb umgebaut.	voie normale	15 kV
TMR (Transports de Martigny et Régions)	Martigny-Orsières (25,4 km) Strecke Martigny-Châtelard, Schmalspurbahn: DC ab 50Hz.	voie normale	15 kV
TransN (Transports Publics Neuchâtelois)	Travers–Fleurier–Buttes (13,6 km) Alle anderen Strecken: Meterspur, DC ab 50Hz.	voie normale	15 kV
TRAVYS (Transports Vallée de Joux–Yverdon-les-Bains–Ste-Croix)	Ligne 201 Ligne Vallorbe – Le Brassus (PBr) (24,55 km) Ligne 212 Chemin de fer Yverdon-Sainte-Croix (YsteC ou YSC) (24 km) Strecke Orbe – Chavornay: Normalspur, DC ab 50Hz.	voie normale voie métrique	15 kV 15 kV
zb (Zentralbahn)	Ganzes Streckennetz (99 km) Luzern – Interlaken Ost Luzern-Stans-Engelberg	voie métrique	15 kV

Les Chemins de fer rhétiques (voie métrique, 11 kV) assurent eux-mêmes l'alimentation en courant de traction 16,7 Hz de leur réseau principal et, depuis 1997, celle de la ligne d'Arosa également. Pour ce faire, ils achètent l'énergie chez Repower AG (16,7 Hz: env. 323 km). Pour plus de détails, cf. article Wikipédia, chapitre Stromversorgung (alimentation électrique, en allemand seulement).

Remarque: les lignes DC (chemins de fer à courant continu) et 50 Hz des entreprises de chemin de fer mentionnées et de toutes les autres entreprises de chemin de fer suisses sont alimentées par le réseau 50 Hz des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) locaux.