

Realizzazione 50 Hz

Implementazione operativa del modello di gestione dei trasporti pubblici (TP) in caso di penuria di elettricità

Informazioni sul documento

| | |
|-----------|--|
| Data | 25.07.2025 |
| Versione | 1.0 |
| Redazione | Gruppo di lavoro UTP «Penuria di elettricità nel trasporto pubblico» |
| Stato | Finale |

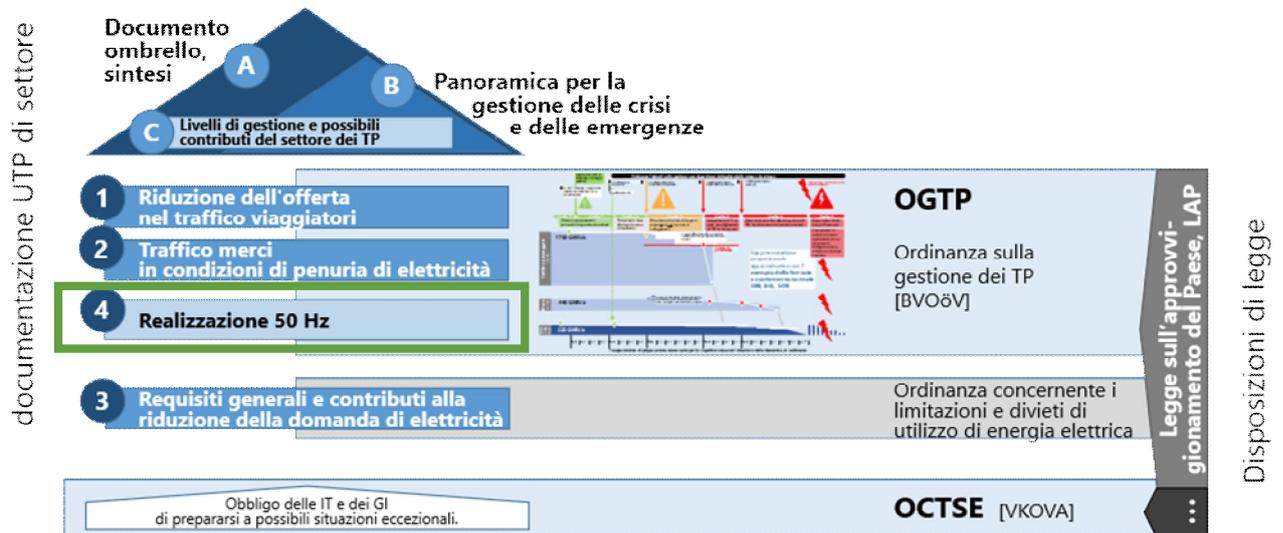
Indice

| | |
|--|----|
| Osservazioni al presente documento..... | 4 |
| 1 Sintesi..... | 5 |
| 2 Energia elettrica nei TP..... | 7 |
| 2.1 Dipendenza del settore dei TP dall'energia elettrica..... | 7 |
| 2.2 Chiarimento..... | 7 |
| 2.3 Domanda di elettricità delle ferrovie e loro approvvigionamento..... | 8 |
| 2.3.1 Ripartizione trazione/infrastruttura..... | 8 |
| 2.3.2 Ferrovie in base al tipo di energia di trazione elettrica (trazione)..... | 8 |
| 2.4 Leadership di sistema corrente ferroviaria a 16,7 Hz..... | 9 |
| 2.5 Commento al mix di produzione della rete a 16,7 Hz..... | 9 |
| 3 Modello di gestione dei TP in caso di penuria di elettricità..... | 10 |
| 3.1 Principio del modello di gestione..... | 10 |
| 3.2 Il modello in livelli dei TP..... | 10 |
| 3.3 Campo di applicazione..... | 11 |
| 3.4 Basi giuridiche..... | 11 |
| 4 Panoramica delle misure di gestione di base in caso di penuria di elettricità..... | 12 |
| 4.1 Limitazioni e divieti di utilizzo di energia elettrica..... | 12 |
| 4.1.1 Descrizione breve..... | 12 |
| 4.1.2 Basi giuridiche..... | 12 |
| 4.1.3 Posizione dei TP e del trasporto merci ferroviario..... | 12 |
| 4.1.4 Informazioni aggiuntive per imprese TP..... | 12 |
| 4.2 Contingentamento e contingentamento immediato dell'energia elettrica..... | 12 |
| 4.2.1 Descrizione breve..... | 12 |
| 4.2.2 Basi giuridiche..... | 13 |
| 4.2.3 Posizione dei TP e del trasporto merci ferroviario..... | 13 |
| 4.2.4 Informazioni per imprese TP utili ai fini della preparazione a un contingentamento e a un contingentamento immediato..... | 13 |
| 4.3 Disinserimento di reti elettriche a garanzia dell'approvvigionamento di energia elettrica (disinserimenti ciclici della rete)..... | 14 |
| 4.3.1 Descrizione breve..... | 14 |
| 4.3.2 Basi giuridiche..... | 14 |
| 4.3.3 Posizione dei TP e del trasporto merci ferroviario..... | 14 |
| 4.3.4 Possibilità di esenzione per specifici consumatori finali..... | 14 |
| 4.4 Impiego delle centrali elettriche di riserva per il mercato dell'elettricità..... | 15 |
| 4.4.1 Descrizione breve..... | 15 |
| 4.4.2 Basi giuridiche..... | 15 |
| 4.4.3 Posizione delle imprese TP..... | 15 |
| 4.5 Gestione dell'offerta..... | 15 |
| 4.5.1 Descrizione breve..... | 15 |
| 4.5.2 Basi giuridiche..... | 15 |
| 4.5.3 Posizione delle imprese TP..... | 15 |
| 4.5.4 Informazioni aggiuntive: contributo delle FFS nelle fasi di gestione dell'offerta attivata..... | 16 |
| 5 Dichiarazione degli allacciamenti alla rete/punti di misurazione a 50 Hz..... | 17 |
| 5.1 Necessità e momento..... | 17 |
| 5.2 Raccomandazione per una dichiarazione completa..... | 17 |
| 5.3 Avvertenze in caso di dichiarazione incompleta..... | 18 |
| 5.4 Informazioni necessarie..... | 18 |
| 5.5 Incarico della dichiarazione successiva/aggiornamento..... | 19 |

| | | |
|-------|--|----|
| 5.6 | Verifica/valutazione della plausibilità e fissazione a cura dell'ufficio centrale dei TP preposto alle dichiarazioni | 19 |
| 5.7 | Approntamento dei dati per i gestori delle reti di distribuzione..... | 20 |
| 6 | Campo di applicazione/dichiarazione: casi speciali | 21 |
| 6.1 | Gestione di rapporti di proprietà eterogenei | 21 |
| 6.2 | Principato di Liechtenstein | 21 |
| 6.3 | Condizioni particolari nell'area di confine con l'estero | 22 |
| 6.3.1 | Tratte di Deutsche Bahn AG in Svizzera | 22 |
| 6.3.2 | Tratte di SNCF Réseau nell'area di confine | 22 |
| 6.3.3 | Tratta delle ÖBB-Infrastruktur AG sul territorio della Svizzera e del Principato del Liechtenstein..... | 22 |
| 6.4 | Comunità di consumo proprio (RCP, RCPv, CLE)..... | 23 |
| 6.4.1 | RCP: raggruppamento ai fini del consumo proprio secondo l'art. 17 della legge sull'energia LEne. | 23 |
| 6.4.2 | RCPv: raggruppamento ai fini del consumo proprio virtuale..... | 24 |
| 6.4.3 | CLE: comunità locali di energia elettrica..... | 25 |
| 6.4.4 | Impiego di comunità di consumo proprio alle FFS..... | 25 |
| 7 | Collaborazione con i gestori delle reti di distribuzione (GRD)..... | 26 |
| 7.1 | Ruolo dei GRD in generale | 26 |
| 7.2 | Ruolo dei GRD in riferimento a un'eventuale penuria di elettricità | 26 |
| 7.3 | La sfida per i GRD: raccomandazioni alle imprese TP | 27 |
| 7.3.1 | Situazione dei GRD..... | 27 |
| 7.3.2 | Raccomandazione: creare condizioni interne | 27 |
| 7.3.3 | Raccomandazione per la gestione delle richieste del GRD | 28 |
| 8 | Sorveglianza e controllo dell'inizio dell'efficacia delle misure di riduzione della domanda .. | 29 |
| 8.1 | Monitoraggio per i livelli di rete 5 e 7 disponibile con limitazioni | 29 |
| 8.2 | Monitoraggio attraverso le vendite della leadership di sistema corrente ferroviaria a 16,7 Hz | 30 |
| | Allegato 1: Ferrovie svizzere alimentate con corrente ferroviaria a 16,7 Hz (trazione) | 31 |

Osservazioni al presente documento

Questo documento fa parte della [documentazione UTP di settore «Modello di gestione dei trasporti pubblici in caso di penuria di elettricità»](#), cfr. (4):



Questa documentazione illustra l'implementazione operativa del modello di gestione in relazione alla fornitura dalla rete a 50 Hz, tra cui:

- la dipendenza dei trasporti pubblici dalla rete a 50 Hz;
- il campo d'applicazione del modello di gestione;
- l'interazione con i gestori delle reti di distribuzione (GRD);
- il ruolo e il modo di procedere del leader di sistema FFS.

Documenta la procedura e gli strumenti per:

- la dichiarazione degli allacciamenti alla rete/punti di misurazione a 50 Hz;
- la consegna dei dati ai GRD;
- l'elaborazione da parte dei GRD.

Inoltre, vengono documentati alcuni aspetti del rapporto tra le due reti a 16,7 Hz e a 50 Hz, nonché l'interazione della leadership di sistema corrente ferroviaria 16,7 Hz con l'OSTRAL in caso di gestione dell'offerta 50 Hz.

Questa documentazione è particolarmente importante per i partner del settore elettrico e per l'Approvvigionamento economico del Paese (AEP).

Saremo lieti di ricevere eventuali feedback.

Se necessario, provvederemo all'aggiornamento e alla pubblicazione.

Gruppo di lavoro UTP «Penuria di elettricità nel trasporto pubblico»

Elenco delle modifiche

| Data | Versione | Modifiche |
|-----------|----------|-----------------|
| 25.7.2025 | 1.0 | Prima edizione. |

1 Sintesi

Necessità di un approccio specifico per i trasporti pubblici

Il trasporto pubblico (TP) e il traffico merci su rotaia hanno già un grado di elettrificazione molto elevato, che continuerà ad aumentare con la decarbonizzazione. Di conseguenza, per mantenere le loro prestazioni dipendono da un approvvigionamento affidabile e sicuro di energia elettrica. Possono fornire i loro servizi solo in un'interconnessione di rete, basata su catene di trasporto continue tra tutti i mezzi di trasporto e tra tutti i gestori delle reti di distribuzione (GRD) coinvolti nella distribuzione di energia elettrica. (Cfr. cap. 2)

Di conseguenza, il modello standard di gestione dei grandi consumatori (contingentamento dell'energia elettrica) nel trasporto pubblico e nel traffico merci su rotaia non sarebbe applicabile o implementabile in caso di penuria di elettricità.

Modello di gestione dei trasporti pubblici e ordinanza sulla gestione dei trasporti pubblici

L'Unione dei trasporti pubblici (UTP) e le FFS, in stretta collaborazione con l'Ufficio federale dei trasporti, l'Approvvigionamento economico del Paese (AEP) e l'OSTRAL, hanno sviluppato una soluzione che copre l'intera offerta dei trasporti pubblici rilevante per l'approvvigionamento, compresa la fornitura di offerte di trasporto merci su rotaia e con impianti a fune.

Il «modello di gestione dei trasporti pubblici in caso di penuria di elettricità» prevede che il trasporto pubblico con un mandato di fornitura contribuisca a ridurre la domanda di energia elettrica attraverso una riduzione controllata a livello di rete o di settore del servizio di trasporto da fornire.

Il modello di gestione dei trasporti pubblici è valido per tutte le imprese di trasporto (IT) e i gestori dell'infrastruttura (GI) dei trasporti pubblici che forniscono offerte per il traffico viaggiatori con funzione di collegamento e servizi per l'approvvigionamento merci, quindi anche per il trasporto pubblico su strada, tramite battelli e impianti a fune. (Cfr. cap. 3.3)

Per le imprese di trasporto e i gestori dell'infrastruttura che forniscono offerte o servizi di trasporto viaggiatori senza funzione di collegamento, la gestione è disciplinata dalle ordinanze federali generalmente applicabili. (Cfr. cap. 4.2)

Dichiarazione degli allacciamenti alla rete/punti di misurazione a 50 Hz

Per garantire che siano esenti dal contingentamento dei grandi consumatori, le imprese di trasporto pubblico (su strada e su rotaia) e le imprese del trasporto merci ferroviario devono designare e comunicare i loro punti di misurazione sulla rete a 50 Hz che rientrano nel modello di gestione (dichiarazione). I punti di misurazione di tutti i GI e delle IT vengono fissati a livello centrale e resi noti ai gestori delle reti di distribuzione (GRD). Il leader di sistema Ferrovia (FFS) attua questa disposizione per tutti i gestori dell'infrastruttura e le imprese di trasporto interessate (ferrovia, TP su strada, navigazione e impianti a fune). (Cfr. cap. 5 e 6)

Attenzione: problemi e limitazioni legati all'impiego di comunità di consumo proprio Raggruppamento ai fini del consumo proprio (RCP) e Raggruppamento ai fini del consumo proprio virtuale (RCPv) (cfr. cap. 6.4.1 e 6.4.2)

Lo scenario tecnico e giuridico complica o ostacola la gestione di singoli partecipanti all'RCP/RCPv secondo il modello di gestione dei TP in caso di penuria di elettricità.

È importante scongiurare i problemi e le limitazioni che ne derivano, evitando di integrare i consumatori indispensabili all'esercizio dei TP in soluzioni RCP o RCPv.

Per i consumatori indispensabili all'esercizio dei TP già integrati in soluzioni RCP o RCPv è necessario chiarire la situazione iniziale caso per caso. È eventualmente opportuno separare i partecipanti all'RCP indispensabili all'esercizio dei TP da RCP e RCPv (cfr. cap. 6.4.1).

Gestione dell'offerta: contributo dell'alimentazione ferroviaria a 16,7 Hz

Anche le FFS, come sesto maggior produttore di energia elettrica della Svizzera (cfr. cap. 2.4 e 2.5), sono soggette al regime della gestione dell'offerta e con il loro parco di centrali elettriche contribuiscono in misura significativa alla stabilità della rete e all'alimentazione di energia elettrica al Paese (cfr. cap. 4.5.4).

I disinserimenti ciclici di reti elettriche devono essere evitati a tutti i costi: i danni e le conseguenze sarebbero enormi.

Il sistema ferroviario dovrebbe essere interrotto in anticipo e in modo ordinato. Anche l'offerta del trasporto pubblico su strada potrebbe difficilmente essere mantenuta. La rimessa in servizio sarebbe complessa, ci vorrebbero mesi per tornare al normale funzionamento.

Preparazione a un'eventuale penuria di elettricità

Ai sensi dell'art. 11 dell'ordinanza concernente il coordinamento dei trasporti in situazioni eccezionali (OCTSE), le imprese del trasporto pubblico e del trasporto merci ferroviario sono tenute a prepararsi per affrontare un'eventuale penuria di elettricità. I presenti documenti supportano le singole imprese nella preparazione e rappresentano un fondamento vincolante.

In base alla situazione concreta, ogni impresa TP deve

- prendere visione della presente documentazione per individuare i temi e gli aspetti rilevanti e
- definire i passi necessari per prepararsi.

In particolare, in preparazione a eventuali misure di gestione (realizzazione 50 Hz) si devono considerare i seguenti punti:

- Creare condizioni interne (cfr. cap. 7.3.2), nello specifico
 - assegnare il compito in modo chiaro a un ufficio interno e a una o più persone;
 - acquisire e mantenere conoscenze precise su come si è interessati dal contingentamento «normale» dei grandi consumatori e sui limiti del modello di gestione specifico del settore per la propria impresa;
 - svolgere preparativi per i settori e i consumatori eventualmente interessati da un contingentamento e un contingentamento immediato (cfr. cap. 4.2.4);
 - definire l'ufficio di riferimento per i gestori delle reti di distribuzione; inoltre, deve poter essere garantita la capacità di reazione e di agire in caso di penuria di elettricità imminente o sopraggiunta.
- Evitare attivamente problemi e limitazioni legati all'impiego di comunità di consumo proprio RCP e RCPv (cfr. sintesi in alto e cap. 6.4.1 e 6.4.2).
- Obbligo di dichiarazione/dichiarazione successiva degli allacciamenti alla rete/punti di misurazione a 50 Hz che rientrano nel modello di gestione dei TP secondo il cap. 5 (cfr. cap. 5.1):
 - Si consiglia vivamente di dichiarare tutti gli allacciamenti alla rete/punti di misurazione a 50 Hz autorizzati (= dichiarazione completa, non solo grandi consumatori) (cfr. cap. 5.2).
 - Si consiglia di elaborare la dichiarazione con l'ufficio competente per l'acquisto di corrente (cfr. cap. 5.4).
- Inoltre, può essere utile rivolgersi di propria iniziativa a gestori delle reti di distribuzione (selezionati) per rafforzare la comprensione reciproca circa il modo di procedere in caso di penuria di elettricità imminente o sopraggiunta e chiarire i malintesi (cfr. cap. 7.3.3).

Per prepararsi a scenari estremi possono essere di aiuto anche le domande guida dell'opuscolo «[Preparazione ai disinserimenti ciclici di reti elettriche e blackout 50 Hz](#)».

2 Energia elettrica nei TP

2.1 Dipendenza del settore dei TP dall'energia elettrica

Il settore dei TP è già ampiamente decarbonizzato e pertanto la sua dipendenza dall'energia elettrica è particolarmente marcata.

Per mantenere le loro prestazioni, i TP e il traffico merci ferroviario dipendono da un approvvigionamento affidabile e sicuro di energia elettrica. Essi possono fornire i loro servizi solo in un'interconnessione di rete, basata su catene di trasporto continue tra tutti i mezzi di trasporto e tra tutti i gestori delle reti di distribuzione (GRD) coinvolti nella distribuzione di energia elettrica.

Anche il traffico merci dipende da una rete logistica senza interruzioni; ciò implica la disponibilità di un approvvigionamento elettrico continuo dei terminali di carico e delle operazioni connesse, ma anche del sistema ferroviario nel suo complesso.

Nonostante un'efficienza energetica elevata e in crescita da anni, questa dipendenza continuerà ad aumentare con la decarbonizzazione prefissata per i TP su strada.

2.2 Chiarimento

La maggior parte dell'energia elettrica viene utilizzata per azionare i mezzi di trasporto.

Il trasporto ferroviario in Svizzera trae gran parte dell'energia di trazione dalla propria rete a 16,7 Hz.

Sulle ferrovie a corrente continua (DC) e a 50 Hz la trazione dei treni è alimentata dalla rete a 50 Hz, anche per RhB (caso speciale a 16,7 Hz).

Per garantire esercizio e servizi, il trasporto pubblico di viaggiatori e il trasporto merci ferroviario richiedono – oltre a energia di trazione – anche energia elettrica proveniente dalla rete a 50 Hz per

- servizi ICT e numerosi impianti elettrici e di tecnica ferroviaria,
- stazioni dedicate al trasporto di viaggiatori,
- stazioni di smistamento, di formazione e di ricevimento per il trasporto merci, nonché impianti di carico,
- centrali d'esercizio, impianti di servizio e uffici,
- garantire la produzione e la distribuzione della corrente ferroviaria a 16,7 Hz.

Anche gli operatori di autolinee e tramvie dipendono da una rete a 50 Hz funzionante, che permetta di disporre di stazioni di rifornimento, fermate, depositi, garage, di informare i viaggiatori ecc. Gli autobus elettrici vengono caricati tramite raddrizzatori, anch'essi alimentati dalla rete a 50 Hz come le linee di contatto tranviarie e filoviarie.

Anche gli impianti a fune sono completamente dipendenti dall'approvvigionamento proveniente dalla rete a 50 Hz.

Nell'ambito della navigazione (trasporto viaggiatori e traghetti) la dipendenza è meno marcata.

2.3 Domanda di elettricità delle ferrovie e loro approvvigionamento

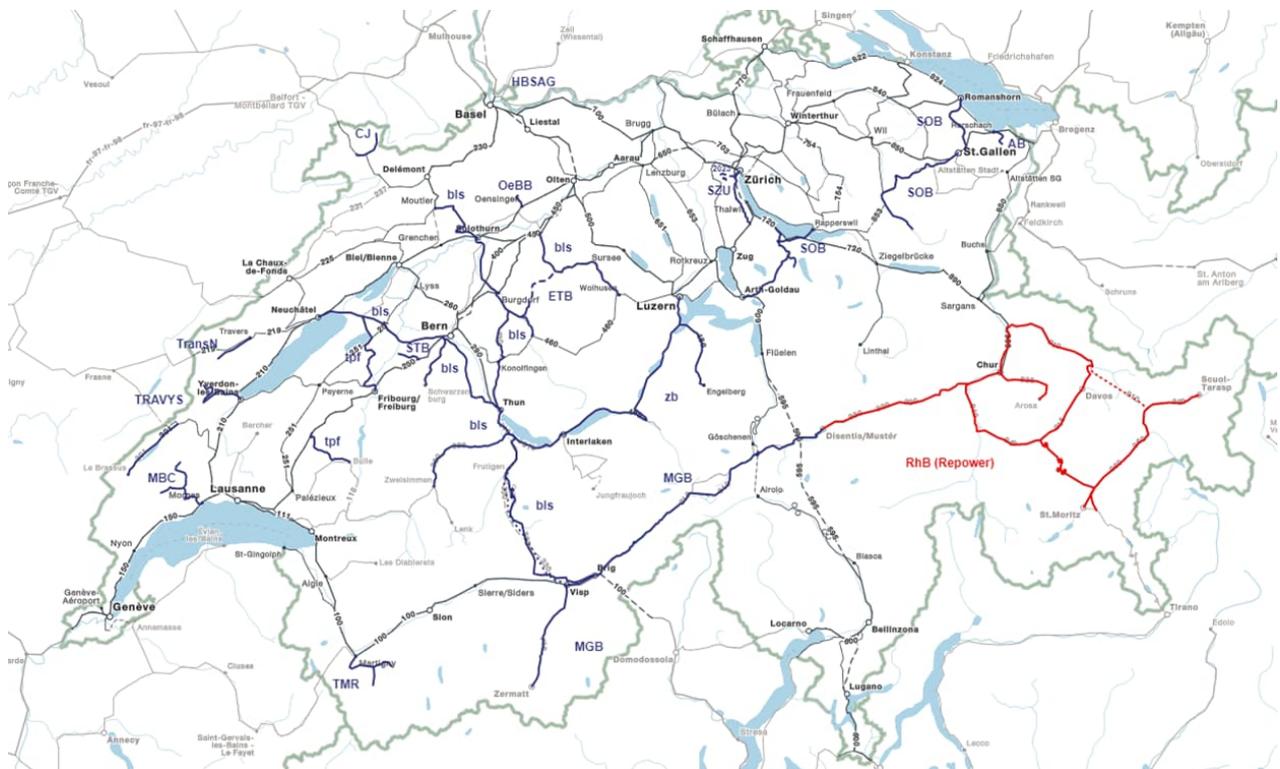
Il sistema ferroviario incide per ca. il 85% sulla domanda di elettricità per i TP. Inoltre, l'alimentazione ferroviaria a 16,7 Hz rappresenta una situazione iniziale del tutto particolare.

2.3.1 Ripartizione trazione/infrastruttura

Il consumo di energia elettrica delle ferrovie è così suddiviso:

- 80–90% Energia per l'alimentazione di locomotive e treni tramite filo di contatto («corrente di trazione» che nelle ferrovie a 16,7 Hz è alimentata con corrente ferroviaria).
- 10–20% Energia per l'alimentazione di impianti e strutture che servono essenzialmente a mantenere l'esercizio e le sue funzionalità, nonché a consentire e garantire la circolazione dei treni e l'accesso dei clienti (= base della prestazione di trasporto/enabler, sostanzialmente alimentata dalla rete a 50 Hz anche nelle ferrovie a 16,7 Hz).

2.3.2 Ferrovie in base al tipo di energia di trazione elettrica (trazione)



In Svizzera prevalgono le ferrovie alimentate con corrente ferroviaria a 16,7 Hz.

Tranne che nel caso di RhB, l'energia per la corrente ferroviaria viene approntata dalle FFS (v. cap. 2.4). Il grafico sopra mostra la rete di linee delle ferrovie a 16,7 Hz come segue:

| | |
|---------------|---------------------------------|
| Nero: | FFS Infrastruttura |
| Blu: | Ferrovie clienti di FFS Energia |
| Rosso: | RhB, cliente di Repower |

Per i dettagli v. Allegato 1: Ferrovie svizzere alimentate con corrente ferroviaria a 16,7 Hz (trazione).

A ciò si aggiungono le restanti ferrovie a scartamento ridotto, alimentate con corrente continua (DC) o direttamente a 50 Hz.

L'energia per la corrente continua viene prelevata dalla rete a 50 Hz dei gestori delle reti di distribuzione locali. Il grafico sopra mostra la rete di linee delle ferrovie a corrente continua (DC) e a 50 Hz come segue:

Grigio Ferrovie alimentate attraverso la rete di distribuzione pubblica

2.4 Leadership di sistema corrente ferroviaria a 16,7 Hz

Con delibera del Consiglio federale del 27 giugno 2001, il settore energetico delle FFS ha ricevuto l'incarico di fornire corrente ferroviaria a 16,7 Hz senza discriminazioni alle infrastrutture delle FFS e alle ferrovie private da esse servite.

Dal 1° gennaio 2021, in base al nuovo quadro normativo (artt. 37 e 40a^{ter} cpv. 1 lett. e Lferr), questo compito di ordine superiore è stato trasferito alla **divisione FFS Infrastruttura** nel contesto dei compiti sistemici che l'UFT ha facoltà di trasmettere per contratto ai gestori dell'infrastruttura (GI).

Il [Contratto di fornitura di energia di trazione a 16,7 Hz](#) (in tedesco) è pubblico e disponibile per la presa in visione nella homepage dell'UFT.

Il fulcro è un'alimentazione ferroviaria a 16,7 Hz sicura e affidabile nella rete svizzera (ferrovie a scartamento normale e metrico) con l'obbligo definito di fornire energia ai gestori dell'infrastruttura (GI) e l'obbligo da parte di questi ultimi di acquistarla.

I compiti, oltre alla fornitura, misurazione, fatturazione e dichiarazione della provenienza della corrente ferroviaria ai GI (2024: 2,3 TWh), comprendono in particolare:

- La pianificazione, la costruzione, l'esercizio e la manutenzione di
 - impianti di produzione (incl. diritti di acquisto) e reti di trasmissione
 - sottocentrali e convertitori di frequenza necessari per l'alimentazione ferroviaria a 16,7 Hz nella rete svizzera.
- L'acquisto dell'energia necessaria per l'alimentazione ferroviaria a 16,7 Hz sul mercato della rete a 50 Hz, con partecipazioni o diritti di acquisto.
- Il coordinamento delle attività con Swissgrid (linee di trasporto a 16,7 Hz e 50 Hz) nonché con i gestori delle reti di distribuzione e i GI in conformità all'art. 8 cpv. 1 LAEI.

Per motivi storici e politici, l'alimentazione ferroviaria di RhB non rientra nella leadership di sistema corrente ferroviaria a 16,7 Hz.

2.5 Commento al mix di produzione della rete a 16,7 Hz

Il profilo annuale della produzione di energia di «FFS Energia» segue l'andamento del profilo annuale di tutta la Svizzera: mentre in estate viene prodotta più energia rispetto alla domanda dei gestori dell'infrastruttura ferroviaria, in inverno la produzione propria non è in grado di soddisfare il fabbisogno. Gli acquisti sul mercato della rete a 50 Hz consentono tuttavia di colmare gli ammanchi invernali.

In situazioni di penuria di elettricità può essere disposta una riduzione dell'offerta del servizio ferroviario. In questo modo, la domanda di corrente di trazione scende e riduce di conseguenza le quantità da acquistare sul mercato della rete a 50 Hz (cfr. anche cap. 4.5.4).

3 Modello di gestione dei TP in caso di penuria di elettricità

3.1 Principio del modello di gestione

La marcata dipendenza del settore dei TP dall'energia elettrica a livello nazionale descritta al cap. 2.1 ha come conseguenza che con l'adozione del modello standard di contingentamento, che prevede per i grandi consumatori l'obbligo di acquistare, per un determinato periodo di tempo, solo una percentuale della quantità di corrente normalmente necessaria (cfr. cap. 4.2), non sarebbe possibile garantire i trasporti pubblici e il traffico merci ferroviario.

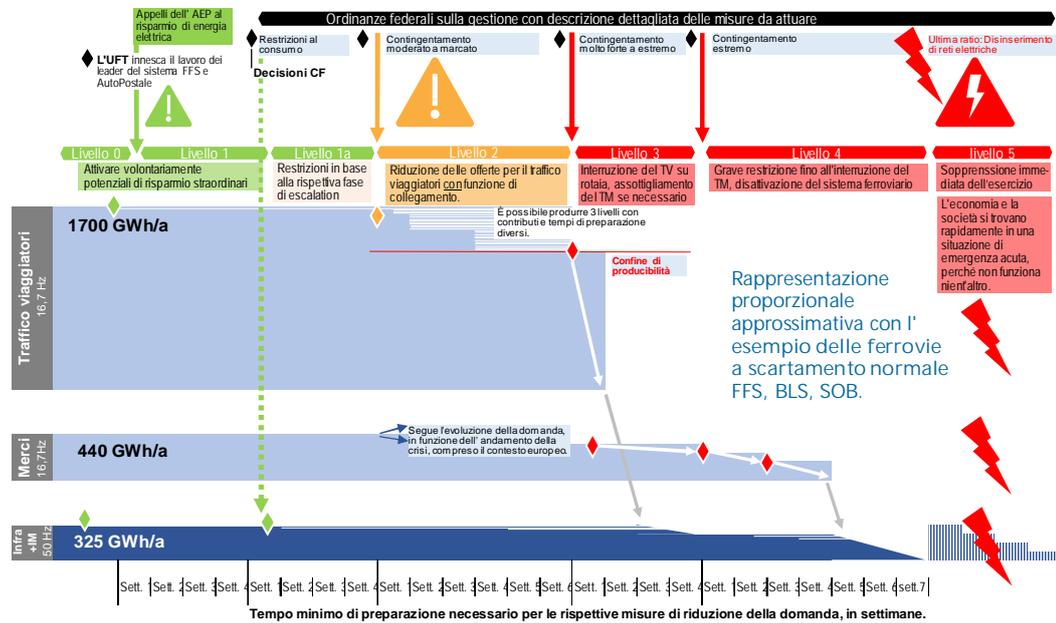
I TP rilevanti per l'approvvigionamento contribuiscono invece a ridurre la domanda di energia elettrica attraverso una riduzione controllata a livello di rete o di settore del servizio di trasporto. Con il modello di gestione dei TP vengono preparati gli scenari e le misure corrispondenti. Questi forniscono alle autorità nazionali incaricate di gestire una situazione di penuria di elettricità un quadro di riferimento per la determinazione del mix nazionale di misure di riduzione della domanda.

3.2 Il modello in livelli dei TP

In caso di grave penuria di elettricità imminente o già sopraggiunta, il Consiglio federale può avvalersi di diverse misure di gestione previste dalla legge sull'approvvigionamento del Paese (ad es. limitazioni di utilizzo e divieti o contingentamenti, cfr. cap. 4).

In base all'intensità della penuria, tali misure possono essere adottate singolarmente o in combinazione, sovrapponendosi in vari modi.

Il modello di gestione dei TP si fonda sul modello di base dell'approvvigionamento economico del Paese e prevede i seguenti livelli di escalation o di gestione:



Una panoramica tabellare con descrizione è disponibile nel documento [«Livelli di gestione e possibili contributi del settore dei trasporti pubblici in caso di \(imminente\) penuria di elettricità»](#).

Per dettagli contenutistici sulle misure di gestione concrete e sulle condizioni e ripercussioni sul sistema dei trasporti pubblici e del traffico merci ferroviario si raccomanda di consultare la documentazione introduttiva e riepilogativa «Panoramica per la gestione delle crisi e delle emergenze» (disponibile in [tedesco](#) e [francese](#)).

3.3 Campo di applicazione

Il modello di gestione dei TP si applica ai gestori dell'infrastruttura e alle imprese di trasporto che offrono servizi con concessione per il trasporto di viaggiatori con funzione di collegamento nonché alle imprese che offrono servizi di trasporto merci ferroviario o servizi di trasporto merci con concessione per il trasporto di viaggiatori con funzione di collegamento (ad es. impianti a fune con capacità di trasporto merci).

Una funzione di collegamento sussiste se una linea circola tutto l'anno e serve località in cui vivono almeno 100 persone tutto l'anno. Per maggiori dettagli si veda l'art. 5 dell'Ordinanza sul trasporto dei viaggiatori (OTV RS [745.11](#)).

Indipendentemente dalla proprietà e dal finanziamento, il modello di gestione dei TP si applica a tutti i «centri di consumo» che, in relazione alle prestazioni summenzionate, forniscono infrastrutture e cantieri e che sono necessari per garantire l'esercizio o la manutenzione, tra cui in particolare infrastrutture di trasporto, impianti per la produzione e la distribuzione di energia, impianti di carico, depositi e garage, stazioni di ricarica, officine e impianti di servizio, centri di manutenzione, edifici delle stazioni, punti vendita, edifici di servizio, centri di formazione e uffici, nonché i relativi edifici. Il modello si applica anche ai cantieri per la manutenzione delle infrastrutture che forniscono un'offerta di trasporto viaggiatori e merci; ciò include le attività di manutenzione, conservazione e ampliamento.

Non rientrano invece nel modello di gestione dei TP

- i centri di consumo che servono a rifornire infrastrutture che forniscono un'offerta senza funzione di collegamento (ad es. impianti a fune o ferrovie a scopo puramente turistico);
- i centri di consumo gestiti da locatari che non rientrano nel campo di applicazione del modello di gestione dei TP (ad es. negozi nelle stazioni ferroviarie, locatari commerciali in generale, locatari di locali abitativi);
- i centri di consumo per edifici mantenuti sotto forma di investimenti immobiliari.

A essi si applicano le ordinanze sul contingentamento e sul contingentamento immediato dei consumi di energia elettrica (cfr. cap. 4.2).

Il modello di gestione dei TP si applica per la Svizzera e il Principato di Liechtenstein (v. cap. 6.1).

Panoramica [«Campo di applicazione del modello di gestione dei TP in caso di penuria di elettricità»](#).

3.4 Basi giuridiche

Le misure di gestione concrete entrerebbero in vigore con l'applicazione dell'«**ordinanza sulle misure tese a ridurre il consumo di energia elettrica da parte del trasporto pubblico di viaggiatori e del trasporto di merci ferroviario**» (ordinanza sulla gestione dei TP), disponibile in bozza (v. [Informazione sui lavori legislativi](#) del 27.11.2024).

4 Panoramica delle misure di gestione di base in caso di penuria di elettricità

Per comprendere meglio l'interazione con i gestori delle reti di distribuzione (GRD), di seguito vengono illustrate le misure di gestione secondo le attuali bozze d'ordinanza della Confederazione generalmente valide.¹

Se la documentazione UTP di settore «Modello di gestione dei TP in caso di penuria di elettricità» contiene già descrizioni dettagliate, si fa riferimento a esse.

4.1 Limitazioni e divieti di utilizzo di energia elettrica

4.1.1 Descrizione breve

Se le misure di risparmio volontarie non sono sufficienti, il Consiglio federale può emanare divieti e limitazioni di utilizzo. Si tratta di una procedura che avviene per fasi, in base alle circostanze, partendo da una limitazione dei comfort, come il divieto di illuminazione architettonica degli edifici, fino a misure più drastiche come la chiusura delle aziende.

4.1.2 Basi giuridiche

Le misure di gestione concrete entrerebbero in vigore con l'applicazione dell'«**ordinanza concernente limitazioni e divieti di utilizzo di energia elettrica**», disponibile in bozza (v. [Informazione sui lavori legislativi](#) del 29.9.2023).

4.1.3 Posizione dei TP e del trasporto merci ferroviario

Lo stato dei lavori legislativi non prevede sostanzialmente esenzioni per i TP.

4.1.4 Informazioni aggiuntive per imprese TP

Per le imprese TP è disponibile la documentazione tematica **3** «[Requisiti generali e contributi alla riduzione della domanda di elettricità](#)» che illustra schematicamente per i diversi settori

- cosa deve essere preso in particolare considerazione e dove si trovano i limiti per le misure di riduzione straordinaria della domanda di elettricità;
- come i TP sarebbero influenzati dalle restrizioni al consumo prevedibili in caso di penuria di elettricità, ossia dalle limitazioni e dai divieti di utilizzo dell'energia elettrica imposti dal Consiglio federale;
- se e quali misure preparatorie sono indicate.

4.2 Contingentamento e contingentamento immediato dell'energia elettrica

4.2.1 Descrizione breve

Una misura di maggiore intensità è il contingentamento dei consumatori finali con un consumo annuo di almeno 100 MWh.

Il contingentamento corrisponde a un mese, e le quantità da contingentare vengono assegnate ai grandi consumatori con un consumo annuo di almeno 100 MWh per singolo centro di consumo tramite decisione. I grandi consumatori possono utilizzare i loro contingenti in base al fabbisogno e

¹ Fonte delle descrizioni introduttive: [Scheda informativa «Misure in caso di penuria di energia elettrica](#)», Segreteria generale SG-DEFR, 13.12.2024

gestirli nell'arco del mese. Il contingentamento immediato è ancora più rapido: riguarda lo stesso gruppo di consumatori e può entrare in vigore nel giro di pochi giorni. Il periodo di riferimento è un giorno e i grandi consumatori calcolano la loro quota giornaliera in modo indipendente.

Informazioni generalmente applicabili per i grandi consumatori sono reperibili sulla homepage [Informazioni per grandi consumatori | OSTRAL](#).

4.2.2 Basi giuridiche

Le misure di gestione concrete entrerebbero in vigore con l'applicazione dell'«**ordinanza sul contingentamento dell'energia elettrica**» e dell'«**ordinanza sul contingentamento immediato dell'energia elettrica**», disponibili in bozza (v. [Informazione sui lavori legislativi](#) del 29.9.2023). Entrambe le misure interessano i grandi consumatori, ossia ogni singolo centro di consumo (allacciamento alla rete a 50 Hz) con un consumo annuo superiore a 100 MWh.

4.2.3 Posizione dei TP e del trasporto merci ferroviario

Per le misure di gestione in alcuni servizi di base rilevanti per l'approvvigionamento sono necessarie soluzioni settoriali specifiche in modo da garantire l'approvvigionamento e allo stesso tempo ridurre il consumo di energia elettrica.

Vi rientra anche il «[Modello di gestione dei TP in caso di penuria di elettricità](#)», oggetto della presente documentazione (v. cap. 3).

Gli allacciamenti alla rete/punti di misurazione a 50 Hz che rientrano nel modello di gestione dei TP devono essere resi noti ai gestori delle reti di distribuzione (cfr. cap. 5).

4.2.4 Informazioni per imprese TP utili ai fini della preparazione a un contingentamento e a un contingentamento immediato

Informazioni per settori e consumatori che non rientrano nel modello di gestione dei TP sono reperibili con esempi di imprese di trasporto e offerte di trasporto pubblico viaggiatori senza funzione di collegamento nella documentazione tematica **1** «**Riduzione dell'offerta nel traffico viaggiatori**» (disponibile in [tedesco](#) e [francese](#)), ai seguenti capitoli:

- 6.2 Ausgewählte Hinweise (Informazioni selezionate)
 - 6.2.1 Begriff des Grossverbrauchers (Concetto di grande consumatore)
 - 6.2.2 Multi-Site-Verbraucher (Consumatore multi-site)
 - 6.2.3 Kontingentierung (Contingentamento)
 - 6.2.4 Weitergabe von Kontingenten (Trasmissione di contingenti)
 - 6.2.5 Sofortkontingentierung (Contingentamento immediato)
 - 6.2.6 Angebote ohne Erschliessungsfunktion auf Infrastrukturen mit Angeboten mit Erschliessungsfunktion (Offerte senza funzione di collegamento su infrastrutture con offerte con funzione di collegamento)
- 6.3 Vorbereitung auf die Strommangellage (Preparazione alla penuria di elettricità)
 - 6.3.1 Vorbereitungsmaßnahmen (Misure preparatorie)
 - 6.3.2 Hilfsmittel «SBS Massnahmentool» (Ausilio «Tool di gestione delle misure SBS»)

4.3 Disinserimento di reti elettriche a garanzia dell'approvvigionamento di energia elettrica (disinserimenti ciclici della rete)

4.3.1 Descrizione breve

In ultima ratio, per gestire i consumi si ricorre ai disinserimenti ciclici della rete con lo scopo di evitare un collasso generale e quindi un blackout improvviso. A tal fine, vengono disinseriti ciclicamente singoli comprensori di rete.

4.3.2 Basi giuridiche

Le misure di gestione concrete entrerebbero in vigore con l'applicazione dell'«**ordinanza sul disinserimento di reti elettriche per garantire l'approvvigionamento di elettricità**», disponibile in bozza (v. [Informazione sui lavori legislativi](#) del 29.9.2023).

4.3.3 Posizione dei TP e del trasporto merci ferroviario

Lo stato dei lavori legislativi non prevede sostanzialmente esenzioni per i TP. Le motivazioni sono le seguenti:

«Nel caso dei trasporti pubblici, i disinserimenti della rete sono equiparabili a una soppressione totale dell'intero traffico ferroviario. Data la complessità del sistema, nemmeno eventuali esenzioni potrebbero impedire un fermo.»

Anche l'offerta del trasporto pubblico su strada potrebbe difficilmente essere mantenuta.

4.3.4 Possibilità di esenzione per specifici consumatori finali

In condizioni difficilmente realizzabili, è prevista la possibilità di esonerare consumatori finali da un disinserimento. L'analisi effettuata alle FFS ha dimostrato che per noi non sarebbe possibile soddisfare i presupposti per approfittare di quest'opportunità. Segue comunque una sua spiegazione.

L'esenzione assicura una certa flessibilità ai consumatori finali che dovrebbero interrompere la produzione in seguito a disinserimenti ciclici della rete e che soddisfano determinati requisiti tecnici, a condizione che al contempo contribuiscano a una riduzione dei consumi come disposto. Ciò significa che nella sede interessata deve essere possibile ridurre il fabbisogno tra il 33% e il 50%.

Anche qualora si intendesse sfruttare una simile possibilità, bisogna tenere in considerazione il rischio di un'inapplicabilità dell'esenzione – quando necessaria – a causa di errori di attuazione.

Ai fini dell'esenzione da un disinserimento, un consumatore finale deve inoltre poter soddisfare particolari requisiti tecnici.

Il requisito tecnico per un'esenzione è di norma soddisfatto quando il consumatore finale è collegato alla rete ad alta tensione (livello di rete 3) o direttamente alla rete a media tensione in una sottostazione elettrica (livello di rete 5). Inoltre, il consumatore finale deve poter essere approvvigionato e inserito/disinserito indipendentemente da altri consumatori finali.

La regolamentazione dell'esenzione deve essere concordata per iscritto con il gestore della rete di distribuzione competente. Questi può rifiutarsi di confermarne l'applicabilità ai sensi dell'art. 4 cpv. 3 dell'ordinanza solo se il consumatore finale interessato non soddisfa i requisiti indicati.

4.4 Impiego delle centrali elettriche di riserva per il mercato dell'elettricità

4.4.1 Descrizione breve

Per aumentare l'offerta di elettricità in una situazione di penuria imminente o già sopraggiunta, il Consiglio federale può ricorrere alle centrali elettriche di riserva. Il surplus di energia prodotto può essere immesso nel mercato dell'elettricità. Questa misura agisce sul lato dell'offerta e si aggiunge quindi alle possibilità d'impiego delle centrali elettriche di riserva nell'ambito delle riserve di elettricità secondo l'ordinanza sulla riserva invernale.

4.4.2 Basi giuridiche

Le misure di gestione concrete entrerebbero in vigore con l'applicazione dell'«**ordinanza sull'esercizio delle centrali di riserva per la produzione di energia elettrica destinata al mercato in casi di grave penuria**», sottoposta a procedura di consultazione nel 2024 e in elaborazione presso il DEFR.

4.4.3 Posizione delle imprese TP

Le imprese TP non sono interessate né direttamente né indirettamente. I consumatori di energia possiedono gruppi elettrogeni di emergenza da utilizzare per le proprie necessità in caso di sopraggiunta penuria. Pertanto, non farebbero ricorso alla riserva di elettricità integrativa fornita da gruppi elettrogeni di emergenza e impianti di cogenerazione.

4.5 Gestione dell'offerta

4.5.1 Descrizione breve

La gestione centralizzata dell'offerta di elettricità ancora disponibile in Svizzera – di cui è responsabile Swissgrid – è una misura di cui il Consiglio federale dispone per agire sul lato dell'offerta. Si punta da un lato a ottimizzare le possibilità di produzione e di stoccaggio ancora disponibili in caso di grave penuria e dall'altro a garantire che Swissgrid possa ricorrere alle prestazioni di servizio relative al sistema necessarie al mantenimento della stabilità di quest'ultimo.

Come conseguenza della gestione, il mercato dell'elettricità viene sospeso. Per assicurare l'approvvigionamento della Svizzera, Swissgrid gestisce anche l'importazione, l'esportazione e il transito dell'energia elettrica.

4.5.2 Basi giuridiche

Le misure di gestione concrete entrerebbero in vigore con l'applicazione dell'«**ordinanza sulla gestione centralizzata dell'offerta di energia elettrica**», sottoposta a procedura di consultazione all'inizio del 2025 e in elaborazione presso il DEFR.

4.5.3 Posizione delle imprese TP

Sarebbero interessate tutte le centrali elettriche con una potenza di almeno 10 megawatt collegate direttamente a reti di trasmissione e distribuzione ad alta e media tensione.

La misura riguarderebbe anche le centrali elettriche di riserva, in base all'ordinanza sulla riserva invernale, nonché le centrali elettriche delle FFS. Resterebbero invece escluse le centrali elettriche non collegate alla rete elettrica pubblica, i gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione.

4.5.4 Informazioni aggiuntive: contributo delle FFS nelle fasi di gestione dell'offerta attivata

Swissgrid, in base alle previsioni della domanda di energia elettrica, elabora ogni giorno piani di produzione vincolanti per tutti i gestori di centrali elettriche. L'obiettivo è gestire l'impatto in modo equilibrato, ad es. con una riduzione progressiva dei bacini di accumulazione che interessi tutti gli attori coinvolti in modo uniforme.

Anche le FFS, come sesto maggior produttore di energia elettrica della Svizzera, sono soggette al regime della gestione dell'offerta e con il loro parco di centrali elettriche contribuiscono in misura significativa alla stabilità della rete e all'alimentazione di energia elettrica al Paese.

Il contributo massimo delle FFS all'alimentazione elettrica della Svizzera varia a seconda dello scenario:

1. In caso di riduzione attiva dell'offerta nel traffico viaggiatori (livelli PV 1-3)

I TP su rotaia vengono mantenuti, nessun disinserimento ciclico della rete:

Contributo delle FFS: riduzione della domanda dalla rete a 50 Hz in base al calo del fabbisogno di corrente ferroviaria, indicativamente:

Livello PV 1: 0,8 GWh/settimana

Livello PV 2: 4,0 GWh/settimana

Livello PV 3: 8,0 GWh/settimana

Premessa: l'intera produzione pianificata è disponibile (produzione propria ed energia acquistata).

2. In caso di interruzione del trasporto ferroviario di viaggiatori (livello PV 4)

Viene mantenuto solo il trasporto merci ferroviario, nessun disinserimento ciclico della rete:

Contributo delle FFS: riduzione della domanda dalla rete a 50 Hz, nella quale alimentano energia. Portata della riduzione di carico della rete a 50 Hz (tramite minori acquisti/alimentazione): fino a 10-25 GWh/settimana.

3. Non è più richiesta energia di trazione

I trasporti su rotaia sono completamente interrotti, nessun disinserimento ciclico della rete:

Contributo delle FFS: dipende dalla massima potenza disponibile delle centrali elettriche e dalla situazione idrica.

4. Non è più richiesta energia di trazione, la situazione di approvvigionamento del Paese è molto critica

I trasporti su rotaia sono completamente interrotti, attivazione dei disinserimenti ciclici della rete:

Contributo delle FFS: dipende dal numero di centrali elettriche funzionanti e disponibili, dall'energia ricavabile con sicurezza e dalla situazione idrica (max 300 MW).

Per quanto riguarda la gestione dell'offerta, le FFS sono equiparate agli altri gestori di centrali elettriche e ai consumatori finali di corrente a 50 Hz. Il fabbisogno di corrente ferroviaria a 16,7 Hz viene considerato nel carico costante della Svizzera e coperto tramite gestione dell'offerta. In genere, la produzione FFS confluisce nella copertura del fabbisogno per l'approvvigionamento delle ferrovie e tratte servite nell'ambito della leadership di sistema corrente ferroviaria a 16,7 Hz.

Dopo l'interruzione dei trasporti su rotaia, le FFS produrrebbero esclusivamente per la rete svizzera a 50 Hz.

5 Dichiarazione degli allacciamenti alla rete/punti di misurazione a 50 Hz

5.1 Necessità e momento

In genere, i gestori delle reti di distribuzione non possiedono informazioni precise sui motivi per cui i clienti acquistano corrente elettrica.

In caso di penuria di elettricità è necessario comunicare ai gestori (GRD) gli allacciamenti alla rete/punti di misurazione a 50 Hz che rientrano nel modello di gestione dei TP dei centri di consumo considerati grandi consumatori. In caso contrario si applica il contingentamento «normale» previsto per i grandi consumatori, che metterebbe a rischio l'obiettivo di una procedura uniforme a livello settoriale.

Pertanto, occorre una prassi sistematica con flusso di dati strutturato che consenta di identificare e dichiarare ai gestori delle reti di distribuzione gli allacciamenti alla rete/punti di misurazione a 50 Hz che rientrano nel modello di gestione dei TP.

L'obbligo per questi lavori preparatori è previsto dalle seguenti disposizioni:

- art. 11, cpv. 2 (Compiti delle imprese di trasporto pubblico e di trasporto merci su rotaia) dell'[ordinanza concernente il coordinamento dei trasporti per in situazioni eccezionali \(OCTSE\)](#);
- art. 7 (Compiti dei gestori dell'infrastruttura e delle imprese di trasporto) dell'ordinanza sulle misure tese a ridurre il consumo di energia elettrica da parte del trasporto pubblico di viaggiatori e del trasporto di merci ferroviario (ordinanza sulla gestione dei TP), disponibile in bozza (v. [Informazione sui lavori legislativi](#) del 27.11.2024).

Il 1° febbraio 2023 è stato chiesto per la prima volta alle imprese TP e al trasporto merci ferroviario (GI, IT) di dichiarare i propri allacciamenti alla rete/punti di misurazione a 50 Hz.

Le possibili lacune nella base di dati delle imprese TP, così come le modifiche strutturali e il crescente consumo di corrente legato alla decarbonizzazione, richiedono dichiarazioni successive/aggiornamenti ciclici.

Le dichiarazioni successive/gli aggiornamenti vengono avviati dall'ufficio centrale dei TP preposto alle dichiarazioni e fissati per l'intero settore (v. cap. 5.6).

Il settore dei TP può comunicare dati aggiornati sempre dal 1° settembre. Inoltre, lo stato maggiore OSTRAL predispose un aggiornamento dell'elenco dei punti di misurazione presso l'ufficio centrale dei TP prima di una situazione di penuria imminente.

5.2 Raccomandazione per una dichiarazione completa

L'attenzione è rivolta agli allacciamenti alla rete/punti di misurazione che potrebbero essere interessati da un contingentamento dei grandi consumatori.

Tuttavia, si consiglia vivamente di dichiarare tutti gli allacciamenti alla rete/punti di misurazione a 50 Hz autorizzati (= dichiarazione completa, non solo grandi consumatori).

Vantaggi di una dichiarazione completa:

- Promuove lo sviluppo di una base di dati completa per le imprese TP da utilizzare per misure di efficienza energetica e per la gestione degli acquisti.
- Evita errori nella selezione degli allacciamenti alla rete/punti di misurazione.
- Evita il rischio di errori di assegnazione in seguito ad aumento della domanda di elettricità.

Per il monitoraggio energetico e il billing può rivelarsi utile coinvolgere un partner professionale.

5.3 Avvertenze in caso di dichiarazione incompleta

In mancanza di una base di dati completa e se il rilevamento di tutti i punti di misurazione/contatori per la dichiarazione successiva richiesta si rivela particolarmente oneroso, è necessario registrare e dichiarare come minimo tutti i punti di misurazione che soddisfano o potrebbero soddisfare il criterio di un grande consumatore rilevante per il contingentamento, singolarmente o in base alla situazione e al raggruppamento specifico (prestare attenzione alle fluttuazioni e all'andamento dei consumi).

La bozza dell'[ordinanza concernente il contingentamento dell'energia elettrica](#) contiene, all'art. 1, opportune definizioni.

In sintesi, è possibile fornire le seguenti indicazioni:

- Vengono considerati i singoli centri di consumo e i relativi consumi:²
 - Se il centro di consumo ha la possibilità di acquistare energia sul libero mercato, viene considerato un grande consumatore (consumo annuo di almeno 100 MWh).
 - Un centro di consumo per il quale in passato era già stato esercitato il diritto di accesso alla rete ai sensi dell'art. 11 cpv. 2 dell'ordinanza sull'approvvigionamento energetico (libero mercato) e il cui consumo annuo è ora inferiore a 100 MWh viene comunque considerato grande consumatore.
- In generale, si può partire dal presupposto che le imprese del settore dei TP che impiegano mezzi elettrici dispongano di centri di consumo con status di grandi consumatori.
- Nell'autunno 2021 i gestori delle reti di distribuzione hanno inviato una comunicazione informativa a tutti i consumatori finali con status attuale di grandi consumatori. Se ne può desumere che almeno un centro di consumo nell'area di approvvigionamento di questo gestore della rete di distribuzione ha lo status di grande consumatore.

Affinché i criteri dell'autorizzazione all'accesso al mercato (accesso alla rete sul libero mercato) si concretizzino nel singolo caso, è assolutamente necessario tenere conto della situazione concreta della propria impresa.

5.4 Informazioni necessarie

Per la dichiarazione è sufficiente un semplice inventario dei punti di misurazione/contatori:

- **Denominazione univoca del punto di misurazione (33 cifre)**

In mancanza di una base di dati sistematica, è possibile trovare le denominazioni dei punti di misurazione sulle fatture per la corrente. Nel caso in cui le fatture non siano più reperibili, è necessario contattare il gestore della rete di distribuzione competente per la propria area di approvvigionamento.

La denominazione dei punti di misurazione è specifica di un luogo e univoca e rimane invariata anche in caso di cambiamenti a livello di consumatore finale, gestore della rete, fornitore, produttore e apparati.

| Codice nazionale (2 cifre) | Identificativo gestore della rete (11 cifre) | Numero del punto di misurazione, alfanumerico (20 cifre) |
|-------------------------------|--|---|
| CH | 98765012345 | 00A7T839KH38O2D78R45 |

² Un centro di consumo è l'ubicazione dell'esercizio di un consumatore finale costituente un'unità economica e geografica, con un consumo annuo proprio effettivo, a prescindere dal fatto se dispone di uno o più punti di immissione e di prelievo (art. 11 cpv. 1 ordinanza sull'approvvigionamento energetico [OAEI]).

- **Semplice descrizione dell'oggetto e indicazione della sede**
Questa informazione deve permettere a uno specialista del settore dei TP di verificare il rispetto del campo di applicazione del modello di gestione dei TP (cfr. cap. 5.6). Normalmente, l'informazione comprende la sede (località con/senza numero postale d'avviamento, via) e lo scopo dell'approvvigionamento o l'impianto alimentato.
- **Gestore della rete di distribuzione responsabile**
Il gestore della rete di distribuzione responsabile viene determinato sulla scorta dell'identificativo (11 cifre) e dei dati di base predisposti da OSTRAL. L'impresa dichiarante è tenuta a verificare l'informazione così generata.

Non è necessario filtrare per grandi consumatori e valori di consumo storici, che quindi non vengono rilevati.

L'obiettivo principale della dichiarazione è garantire che vengano comunicati solo i punti di misurazione che rientrano nel modello di gestione dei TP, ma in modo completo.

A tale scopo è necessario comprendere il campo di applicazione secondo il cap. 3.3 e assegnare e filtrare accuratamente la base di dati dell'impresa TP.

Si consiglia di elaborare la dichiarazione con l'ufficio competente per l'acquisto di corrente.

Per la dichiarazione è disponibile un modulo standardizzato. È importante indicare

- il nome giuridicamente corretto dell'impresa dichiarante e
- le informazioni di contatto (compreso sostituto).

Tali dati vengono inoltrati ai gestori delle reti di distribuzione per la valutazione della plausibilità e per specifiche richieste di chiarimento (cfr. cap. 5.7).

5.5 Incarico della dichiarazione successiva/aggiornamento

Gli incarichi relativi agli aggiornamenti sono gestiti a livello centrale per l'intero settore dei TP.

A tale scopo, il leader di sistema FFS contatta le persone di riferimento indicate nell'ultima dichiarazione e rende disponibile lo stato dei dati già dichiarati (in formato elettronico via e-mail).

Parallelamente, incaricati CTS informano le imprese di trasporto (IT) e i gestori dell'infrastruttura (GI) e li invitano a sottoporre una dichiarazione successiva.

5.6 Verifica/valutazione della plausibilità e fissazione a cura dell'ufficio centrale dei TP preposto alle dichiarazioni

Per verificare il rispetto del campo di applicazione del modello di gestione dei TP, garantire la riservatezza dei dati e assicurarne la qualità, la dichiarazione viene gestita da un ufficio centrale dei TP, indipendentemente dal settore elettrico.

L'UFT ha incaricato il leader di sistema FFS di gestire un ufficio centrale per la raccolta e l'elaborazione delle corrispondenti dichiarazioni nell'ambito dei lavori preparatori ai sensi dell'art. 10 OCTSE³.

La dichiarazione viene inviata tramite e-mail all'indirizzo deklaration50hz@sbb.ch.

³ Ordinanza concernente il coordinamento dei trasporti in situazioni eccezionali (OCTSE), RS [520.16](#).

5.7 Approntamento dei dati per i gestori delle reti di distribuzione

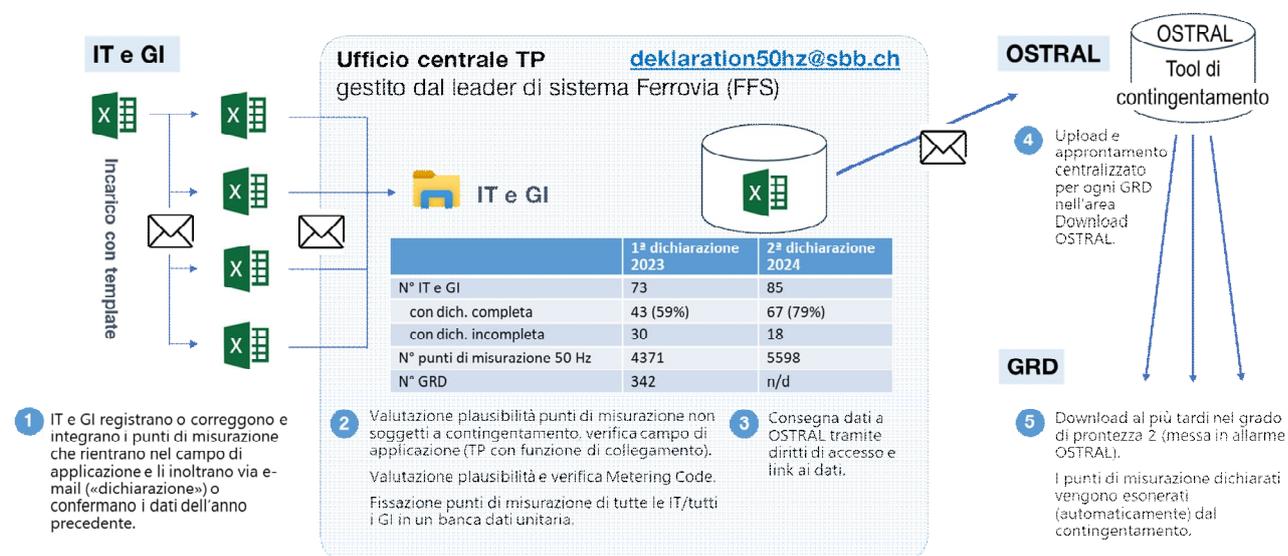
L'ufficio centrale dei TP (organizzazione incaricata della gestione del sistema FFS) si assicura che i dati verificati e rettificati del settore dei TP vengano resi disponibili al settore elettrico tramite OSTRAL:

- I punti di misurazione non soggetti a contingentamento vengono fissati e approntati per OSTRAL (v. panoramica, fase 3). Per ogni punto di misurazione vengono comunicate le informazioni indicate al cap. 5.4, nonché il contatto dell'ufficio centrale preposto alle dichiarazioni.
- OSTRAL fissa ulteriormente le informazioni dei vari settori e le fornisce ai gestori delle reti di distribuzione tramite tool di contingentamento (v. panoramica, fase 4).
- In caso di penuria di elettricità, i gestori delle reti di distribuzione acquisiscono tali informazioni e si assicurano che i punti di misurazione dichiarati vengano esentati dal contingentamento dei grandi consumatori e dal contingentamento immediato (v. panoramica, fase 5).

Poiché in questo modo i gestori delle reti di distribuzione non hanno la possibilità di effettuare un controllo preventivo della qualità, i requisiti qualitativi per i dati forniti dal settore dei TP sono molto severi (compresa valutazione della plausibilità delle denominazioni dei punti di misurazione di 33 cifre).

Con l'introduzione pianificata dell'applicazione IT per il contingentamento dell'energia, il processo di approntamento dei dati verrà riorganizzato.

Panoramica del flusso di informazioni:



6 Campo di applicazione/dichiarazione: casi speciali

6.1 Gestione di rapporti di proprietà eterogenei

Affinché il modello di gestione dei TP in caso di penuria di elettricità funzioni quando serve è necessario registrare tutti i punti di misurazione che vi rientrano, indipendentemente dalla proprietà (cfr. Campo di applicazione, cap. 3.3).

Si applica il principio secondo cui per la dichiarazione dei punti di misurazione sono responsabili in primo luogo le imprese di trasporto (IT) e i gestori dell'infrastruttura (GI) che dipendono da queste prestazioni e

- a) indicano i punti di misurazione interessati nella dichiarazione (ad es. AutoPostale per le imprese di AutoPostale private [IA]) o
- b) garantiscono che i gestori provvedano personalmente alla dichiarazione dei punti di misurazione.

I gestori di impianti di trasbordo del traffico merci privati devono essere contattati a parte ai fini della dichiarazione.

6.2 Principato di Liechtenstein

Il modello di gestione dei TP e le misure di gestione in conformità al cap. 4 si applicano anche per il Principato di Liechtenstein.

La base giuridica è il trattato concluso il 29 marzo 1923 tra la Svizzera e il Liechtenstein riguardante l'annessione del Principato al territorio doganale svizzero.

Nella pubblicazione delle disposizioni di legge svizzere applicabili nel Principato di Liechtenstein in base al trattato doganale ([2025.252 | Lilex – Banca dati giuridica del Principato di Liechtenstein](#)) si trovano i seguenti riferimenti:

RS 531 Legge federale del 17 giugno 2016 sull'approvvigionamento economico del Paese (Legge sull'approvvigionamento del Paese, LAP)
applicabile, a eccezione dell'art. 11 cpv. 3, art. 30 e art. 59 cpv. 2 e 3 frase 2

RS 520.16 Ordinanza del 19 giugno 2024 concernente il coordinamento dei trasporti in situazioni eccezionali (OCTSE)
applicabile a condizione che:
1. In Liechtenstein l'azienda di trasporto LIECHTENSTEINmobil subentri ad AutoPostale SA.
2. Le autorità cantonali competenti in Liechtenstein siano l'ufficio cantonale per la protezione della popolazione e l'ufficio per l'edilizia e la pianificazione del territorio.

I lavori preparatori per il Principato di Liechtenstein vengono coordinati da AutoPostale assieme a LIECHTENSTEINmobil.

6.3 Condizioni particolari nell'area di confine con l'estero

6.3.1 Tratte di Deutsche Bahn AG in Svizzera

Nell'area di Basilea, Sciaffusa e Costanza, DB AG gestisce tratte ferroviarie in territorio svizzero sulla base di convenzioni internazionali stipulate tra il Granducato di Baden e la Confederazione svizzera nel 1852 segg. (v. [Utilizzo dell'infrastruttura ferroviaria di DB InfraGO AG, Infrastruttura Svizzera](#)).

DB InfraGO AG, Infrastruttura Svizzera, deve essere contattata a parte ai fini della dichiarazione.

6.3.2 Tratte di SNCF Réseau nell'area di confine

Nelle aree di confine di Basilea e Ginevra (La Plaine e Annemasse), gli impianti di SNCF Réseau vengono alimentati direttamente da RTE, escludendo così il rischio di un disinserimento della rete/contingentamento sul lato francese. => Non servono ulteriori dichiarazioni.

La sezione della tratta ferroviaria Lione–Ginevra in territorio svizzero appartiene alle FFS. La Plaine–Ginevra è elettrificata a 25 kV, 50 Hz dal 2014. L'energia di trazione è fornita dalla sottostazione di Verbois, direttamente collegata ai posti di distribuzione a livello di rete 1 di Swissgrid. => Le FFS reperiscono la corrente direttamente da Swissgrid, non servono ulteriori dichiarazioni.

La linea Saint-Gervais–Martigny è elettrificata con corrente continua a 750 V e, sul lato francese, è alimentata da Enedis. => Non servono ulteriori dichiarazioni.

6.3.3 Tratte di ÖBB-Infrastruktur AG sul territorio della Svizzera e del Principato del Liechtenstein

Sulla base dell'accordo internazionale tra la Svizzera, l'Austria-Ungheria, al contempo in rappresentanza del Liechtenstein e poi della Baviera sulla costruzione di una ferrovia da Lindau a St. Margrethen via Bregenz e da Feldkirch a Buchs del 27.8.1870, ÖBB-Infrastruktur AG gestisce

- le tratte situate in territorio svizzero dal confine tra Svizzera e Austria fino a St. Margrethen e Buchs SG e
- la tratta ferroviaria Feldkirch–Buchs SG situata in territorio del Liechtenstein.

Gli impianti saranno alimentati tramite collegamenti alla rete/punti di misurazione 50 Hz sul territorio del Liechtenstein a Schaan e Nendeln. Sul territorio svizzero non sono presenti collegamenti alla rete/punti di misurazione 50 Hz.

ÖBB-Infrastruktur AG deve essere contattata a parte ai fini della dichiarazione.

6.4 Comunità di consumo proprio (RCP, RCPv, CLE)

Per informazioni specifiche su questi strumenti si raccomanda di consultare la homepage [Elettricità locale](#).

6.4.1 RCP: raggruppamento ai fini del consumo proprio secondo l'art. 17 della legge sull'energia LEn.

Un raggruppamento ai fini del consumo proprio (RCP) è un'aggregazione contrattuale di proprietari dei terreni/consumatori finali che consumano la propria produzione di energia (ad es. energia solare) nel luogo in cui viene prodotta.

L'RCP è collegato alla rete elettrica pubblica attraverso un punto di raccordo e può comprendere partecipanti (consumatori) molto eterogenei.

Nei confronti del gestore della rete di distribuzione l'RCP figura come cliente singolo. Il punto di raccordo alla rete noto al gestore della rete di distribuzione e interessato da misure di gestione è spesso di proprietà di un fornitore di servizi competente per la gestione interna dell'RCP (servizi di misurazione e contabilizzazione).

Lo scenario tecnico e giuridico complica o ostacola la gestione di singoli partecipanti all'RCP secondo il modello di gestione dei TP in caso di penuria di elettricità:

- Di norma, i punti di misurazione interni all'RCP non sono noti ai gestori delle reti di distribuzione e non possono essere dichiarati.
- Il punto di raccordo alla rete dell'RCP non deve generalmente essere dichiarato.

Un'eccezione puramente teorica sarebbe il caso in cui tutti i partecipanti all'RCP rientrassero nel modello di gestione dei TP.

È importante scongiurare i problemi e le limitazioni che ne derivano (cfr. spiegazioni successive), evitando di integrare i consumatori indispensabili all'esercizio dei TP in soluzioni RCP.

Per i consumatori indispensabili all'esercizio dei TP già integrati in soluzioni RCP è necessario chiarire la situazione iniziale caso per caso. Dal momento che il singolo partecipante all'RCP non è più cliente del gestore della rete di distribuzione, eventuali dubbi riguardanti la fornitura di corrente devono essere chiariti con il proprietario dei terreni o il responsabile dell'RCP:

- Il punto di raccordo alla rete potrebbe (in futuro) essere interessato da un contingentamento dei grandi consumatori/contingentamento immediato (criterio: cfr. cap. 5.3)?

Se la risposta è **no**:

- I chiarimenti che seguono possono essere omessi.
- Non essendo possibile alcuna dichiarazione, si è in presenza di una lacuna nella dichiarazione completa secondo il cap. 5.2, a condizione che si tratti di un partecipante all'RCP che rientra nel modello di gestione dei TP. Ciò tuttavia non rappresenta un problema.

Se la risposta è **sì**:

- L'incaricato dell'RCP deve implementare il contingentamento dei grandi consumatori/contingentamento immediato all'interno del proprio RCP in base alla misurazione

per la fatturazione nel punto di raccordo alla rete. A tale scopo, l'RCP ha bisogno di una regolamentazione contrattuale⁴.

- Se un partecipante all'RCP rientra nel modello di gestione dei TP e non fosse possibile ridurre la domanda di elettricità nella misura desiderata, l'impresa TP competente è tenuta ad attuare i preparativi necessari insieme al responsabile dell'RCP o in alternativa al proprietario del terreno.

- Ci sono altri partecipanti all'RCP che rientrano in un modello di gestione specifico?
- Quali sono gli ordini di grandezza e i rapporti di consumo di ogni singolo partecipante all'RCP?
- Quale contributo alla riduzione della domanda potrebbe fornire il partecipante ai TP?
- Un contingentamento dei grandi consumatori/contingentamento immediato potrebbe essere attenuato insieme agli altri partecipanti all'RCP?

Se la risposta è sì:

- Regolamentare la soluzione in via contrattuale all'interno dell'RCP.

Se la risposta è no:

- **Se possibile, è opportuno separare dall'RCP i partecipanti interessati indispensabili all'esercizio dei TP.**

- In caso contrario, l'incaricato dell'RCP deve attendersi conseguenze legali (penali) per inosservanza di un contingentamento dei grandi consumatori/contingentamento immediato disposto. Per un'eventuale procedura può essere utile documentare in via preliminare la situazione dei consumatori all'interno dell'RCP e assicurarsi con il responsabile dell'RCP che sussista una regolamentazione contrattuale per l'attuazione del contingentamento dei grandi consumatori/contingentamento immediato.

- Il punto di raccordo alla rete dell'RCP non deve essere dichiarato, indipendentemente dagli esiti dei chiarimenti e dalle regolamentazioni contrattuali adottate.

6.4.2 RCPv: raggruppamento ai fini del consumo proprio virtuale

In un raggruppamento ai fini del consumo proprio virtuale (RCPv), tutte le località in cui si consuma corrente elettrica, come appartamenti, uffici o abitazioni, vengono dotate di un sistema di misurazione intelligente, il cosiddetto «smart meter». Lo smart meter registra il consumo di energia elettrica e raggruppa i dati in un punto di misurazione virtuale. È possibile utilizzare le linee di allacciamento e l'infrastruttura locale nel punto di raccordo alla rete.

Le responsabilità per la contabilizzazione e la costituzione di un RCPv sono regolamentate analogamente a un RCP. I partecipanti all'RCPv non hanno più alcun rapporto diretto con il GRD, anche se le prestazioni e i contatori rimangono di proprietà di quest'ultimo.

In caso di contingentamento e contingentamento immediato, a un RCPv viene applicato lo stesso trattamento di un RCP. Pertanto, si presentano gli stessi problemi e le stesse limitazioni di cui al cap. 6.4.1.

⁴ L'incaricato dell'RCP può implementare la gestione imposta dal diritto pubblico solo secondo il diritto privato, quindi su base contrattuale.

6.4.3 CLE: comunità locali di energia elettrica

Le comunità locali di energia elettrica (CLE) offriranno dal 2026 una soluzione più semplice per integrare i consumatori finali esistenti sfruttando la rete di distribuzione.

Rispetto a un RCP o un RCPv, una CLE può avere un'estensione territoriale maggiore, facendo sostanzialmente riferimento ai confini comunali.

A nostro parere, in caso di penuria di elettricità i partecipanti alla CLE potrebbero essere gestiti in base alla regolamentazione standard. Tuttavia, per una valutazione conclusiva è necessaria l'ordinanza.

6.4.4 Impiego di comunità di consumo proprio alle FFS

Per quanto concerne l'impiego degli strumenti relativamente nuovi descritti al cap. 6.4, si esprimono le seguenti considerazioni:

- Le difficoltà legate alla costituzione di un RCP (cfr. cap. 6.4.1) sono giudicate piuttosto rilevanti. Si tratta di una soluzione interessante per le nuove costruzioni, ma non per gli ammodernamenti.
- Alle FFS l'RCP è una scelta opportuna in particolare per progetti di nuove costruzioni di FFS Immobili, soprattutto per investimenti immobiliari.
- Per i consumatori che rientrano nel modello di gestione dei TP si esprime massima cautela a causa delle complessità descritte al cap. 6.4.1.
- Per raggiungere l'obiettivo di un consumo proprio quanto più possibile elevato si potrebbe ricorrere a RCPv (cfr. cap. 6.4.2) per gli impianti fotovoltaici esistenti, tenendo conto dei problemi e delle limitazioni di cui al cap. 6.4.1, che vanno evitati.
- Le CLE (cfr. cap. 6.4.3) rappresentano una soluzione interessante nel caso di aree, ma dal 2026 sarà necessaria una rivalutazione.

7 Collaborazione con i gestori delle reti di distribuzione (GRD)

7.1 Ruolo dei GRD in generale

I gestori delle reti di distribuzione gestiscono la rete elettrica per l'approvvigionamento locale e in parte regionale della corrente e sono competenti per un suo esercizio sicuro e affidabile. Essi offrono l'interfaccia fisica per la distribuzione ai consumatori finali (allacciamento alla rete) e sono responsabili della rilevazione dei consumi, se non vi provvede un gestore dei punti di misurazione indipendente (MSB) o il fornitore di servizi di misurazione (MDL) da questi incaricato.

Le condizioni tecniche, commerciali e giuridiche vengono concordate attraverso la stipulazione di contratti di allacciamento alla rete tra il gestore della rete di distribuzione e il consumatore finale.

Un aspetto importante è rappresentato dai disinserimenti/interruzioni di corrente pianificati («Power Off») e dalla loro gestione. I lavori di manutenzione e di costruzione sugli impianti dei gestori delle reti di distribuzione possono richiedere il disinserimento dell'alimentazione di corrente. Gli utenti allacciati alla rete/consumatori finali ne vengono informati all'indirizzo di contatto riportato nel contratto di allacciamento alla rete (contatto Power Off).

Una panoramica del contesto di questa parte importante del settore elettrico è fornita dalla [carta della rete di distribuzione elettrica | AES](#). Il settore elettrico, come quello dei TP, presenta una notevole eterogeneità e comprende dai grandi fornitori di energia ai piccoli servizi comunali. A questo link è reperibile l'[elenco dei gestori delle reti di distribuzione | AES](#) (notoriamente non aggiornato). In alternativa, la panoramica di ECom offre dati relativamente aggiornati (v. [Tariffe elettriche della Svizzera](#)).

7.2 Ruolo dei GRD in riferimento a un'eventuale penuria di elettricità

I gestori delle reti di distribuzione sono tenuti a collaborare all'esecuzione del contingentamento e del contingentamento immediato (cfr. cap. 4.2). Devono informare i grandi consumatori interessati nel proprio settore di rete in merito alle disposizioni e allo svolgimento del contingentamento e in caso di contingentamento immediato devono essere a loro disposizione per fornire informazioni tecniche e supporto nel calcolo dei contingenti.

OSTRAL fissa i punti di misurazione non soggetti a contingentamento in base a specifiche soluzioni settoriali e li fornisce ai gestori delle reti di distribuzione tramite il tool di contingentamento. Molti gestori delle reti di distribuzione acquisiranno tali dati solo in caso di penuria di elettricità imminente, quando si tratta concretamente di escludere i punti di misurazione dichiarati dal contingentamento dei grandi consumatori e dal contingentamento immediato (cfr. cap. 5.7).

I gestori delle reti di distribuzione si riservano l'adozione di misure di gestione, disinserimenti ciclici della rete e piani di disinserimento della rete come ultima ratio (cfr. cap. 4.3). Se tecnicamente possibile, i consumatori finali che garantiscono l'approvvigionamento di beni e servizi di importanza vitale⁵ e i principali comprensori di rete da cui ricevono energia elettrica rimangono esclusi dal disinserimento della rete.

⁵ Non vi rientrano i trasporti pubblici e il trasporto merci ferroviario, cfr. cap. 4.3.3.

7.3 La sfida per i GRD: raccomandazioni alle imprese TP

7.3.1 Situazione dei GRD

La gestione di una possibile penuria di elettricità rappresenta una sfida importante per i gestori delle reti di distribuzione, che devono quindi farsi trovare pronti. Tuttavia, i rapporti specifici dei propri clienti sono perlopiù sconosciuti e non può essere data per scontata la conoscenza di soluzioni settoriali specifiche.

Segue una serie di raccomandazioni che hanno lo scopo di aiutare le singole imprese TP a prepararsi a una penuria di elettricità imminente o sopraggiunta e a rispondere alle richieste dei gestori delle reti di distribuzione.

7.3.2 Raccomandazione: creare condizioni interne

La condizione fondamentale è possedere conoscenze precise su come si è interessati dal contingentamento «normale» dei grandi consumatori e sui limiti del modello di gestione specifico del settore per la propria impresa (cfr. cap. 3.3 in combinazione con il cap. 4.2). La presente documentazione fornisce le informazioni necessarie.

Per i settori e i consumatori che non rientrano nel modello di gestione dei TP e sarebbero interessati da un contingentamento e un contingentamento immediato è necessario adottare le dovute misure preparatorie (cfr. cap. 4.2.4).

È importante preservare e mantenere aggiornata una tale comprensione in forma sostenibile al livello operativo dell'impresa. Ciò richiede un'assegnazione chiara del compito a un ufficio interno e a una o più persone.

In una fase successiva, occorre definire la porta d'accesso/ufficio di riferimento per i gestori delle reti di distribuzione. Si raccomanda di rettificare e utilizzare i contatti indicati nel contratto di allacciamento alla rete stipulato con i gestori delle reti di distribuzione.

Ai fini dell'implementazione operativa di misure di gestione in caso di penuria di elettricità imminente o sopraggiunta, si raccomanda di utilizzare i contatti standard consolidati per disinserimenti/interruzioni della rete pianificati («Power Off» (cfr. cap 7.1).

In aggiunta, nell'ambito della gestione delle emergenze e delle crisi occorre garantire che, in caso di penuria di elettricità imminente o sopraggiunta, i contatti indicati siano riferimenti competenti e in possesso di risorse adeguate (garantire la capacità di reazione e di agire).

7.3.3 Raccomandazione per la gestione delle richieste del GRD

| Richieste del gestore della rete di distribuzione (GRD) | Raccomandazione d'intervento per l'impresa TP |
|--|---|
| <p>Il GRD richiede una specifica persona di contatto in vista di una possibile penuria di elettricità (soprattutto per il contingentamento/contingentamento immediato, ev. anche per disinserimenti ciclici della rete).</p> <p>Più GRD utilizzano allo scopo moduli particolari, a volte chiedendo addirittura i dati di contatto della/del CEO.</p> <p>Questo modo di procedere <u>non</u> è armonizzato nel settore elettrico (stato primavera 2025) e non è raccomandato.</p> | <p>Salvo accordi diversi con il GRD, si devono utilizzare i contatti operativi forniti anche per annunci di disinserimento/preavvisi in caso di interruzioni di corrente (cfr. cap. 7.3.2).</p> |
| <p>Il GRD richiede informazioni specifiche in vista di un «disinserimento ciclico della rete» e di un «contingentamento della domanda di elettricità».</p> <p>Nota: i grandi GRD si avvalgono di responsabili OSTRAL che dovrebbero conoscere questi temi.</p> | <p>Spesso è già sufficiente rendere nota la soluzione settoriale specifica per i TP (v. punto successivo) e sottolineare quanto segue:</p> <p>Per quanto concerne i piani di disinserimento ciclico della rete, in linea di massima <u>non</u> sono previste esenzioni per i TP (cfr. cap. 4.3.3 e 4.3.4).</p> <p>Per quanto concerne le esenzioni dal contingentamento dei grandi consumatori, si deve fare riferimento alla dichiarazione e all'approntamento dei dati tramite tool di contingentamento OSTRAL.</p> |
| <p>Il GRD vorrebbe saperne di più sulla soluzione settoriale specifica per i TP.</p> | <p>Comunicare le seguenti fonti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Homepage delle pubblicazioni del settore dei TP Documentazione UTP di settore «Modello di gestione dei TP in caso di penuria di elettricità» (link presente anche nella homepage dell'UFAE) • Il GRD deve chiarire eventuali questioni relative al legame con la gestione dei consumi direttamente con il servizio specializzato OSTRAL Ostral. Contatto: info@ostral.ch |

Nel complesso, può essere utile rivolgersi di propria iniziativa a gestori delle reti di distribuzione (selezionati) per rafforzare la comprensione reciproca circa il modo di procedere in caso di penuria di elettricità imminente o sopraggiunta e chiarire i malintesi.

8 Sorveglianza e controllo dell'inizio dell'efficacia delle misure di riduzione della domanda

Il potenziale di riduzione della domanda insito nelle misure implementate nel trasporto pubblico viaggiatori è descritto nella documentazione tematica **1** «**Riduzione dell'offerta nel traffico viaggiatori**» (disponibile in [tedesco](#) e [francese](#)).

Dal punto di vista dell'approvvigionamento economico del Paese è garantito il diritto di sorvegliare l'efficacia delle misure implementate in base ai dati di consumo. Segue un elenco di possibilità e limiti.

8.1 Monitoraggio per i livelli di rete 5 e 7 disponibile con limitazioni

Nel settore dei TP mancano i presupposti per un reporting trasversale a tutte le imprese TP. I motivi sono i seguenti:

- In generale, la misurazione è di competenza del gestore della rete di distribuzione: le imprese TP non dispongono di processi per una raccolta sistematica e a breve termine dei dati sui consumi.
- A livello di settore non avviene alcuno scambio di dati che vada oltre la statistica energetica annuale.
- Il diffondersi di smart meter modifica solo in parte le condizioni: mancano standard a livello di settore in grado di semplificare lo sviluppo di un reporting sistematico.
- Le misure di riduzione della domanda si concentrano sulle limitazioni dei servizi di trasporto: per sorvegliare l'inizio dell'efficacia non è necessario un modello di monitoraggio basato su migliaia di punti di misurazione (cfr. cap. 8.2).

Per le FFS, ad es., la situazione relativa ai punti di misurazione a 50 Hz ai livelli di rete 5 e 7 è la seguente:

- I dati di consumo relativi al volume acquisito sul mercato (ca. 3/4) sono sempre disponibili con 50 giorni di ritardo.
- Le cifre relative alla fornitura di energia dal servizio di base (ca. 1/4) sono disponibili dopo circa un anno.

Conclusione: a causa del ritardo con cui sono disponibili, i suddetti dati non sono idonei ai fini della sorveglianza dell'inizio dell'efficacia.

In caso di contingentamento, OSTRAL applica invece un monitoraggio settimanale a campione.

Per ogni regione OSTRAL, tre grandi gestori delle reti di distribuzione forniscono i dati di consumo dei grandi consumatori dichiarati in base al modello di gestione dei TP.

8.2 Monitoraggio attraverso le vendite della leadership di sistema corrente ferroviaria a 16,7 Hz

I seguenti approcci permettono di raccogliere informazioni tempestive sull'efficacia delle misure implementate per una parte relativamente consistente dei TP e per la maggior parte dei TP su rotaia:⁶

- **Corrente ferroviaria a 16,7 Hz complessiva nell'area di approvvigionamento della leadership di sistema FFS**

Per le imprese allacciate alla leadership di sistema corrente ferroviaria a 16,7 Hz (ferrovie a scartamento normale come le FFS, BLS, SOB e ferrovie a scartamento ridotto/metrico come zb, MGB, ma escl. RhB).

Data l'attuale elettrificazione, copre circa il 70% del fabbisogno di energia elettrica dei TP.

Approccio:

- Monitoraggio generale per la fornitura a 50 Hz (livello di rete 1) nonché per la produzione propria a 16,7 Hz.
- Viste settimanali facilmente generabili in modo automatizzato, con la possibilità di definire un giorno di riferimento per il reporting.
- Poiché i valori vengono rilevati in base a un metodo stabile, le carenze esistenti non incidono nel confronto.

- **Conteggio delle tracce tramite sistema iPrix con consumo effettivo di energia per la rete a scartamento normale FFS-BLS-SOB**

Copre ca. l'85% dei TP su rotaia e, data l'attuale elettrificazione, ca. il 65% del fabbisogno di energia elettrica dei TP.

Approccio:

- I dati sono disponibili cinque giorni dopo la corsa, con la possibilità di stabilire una frequenza di reporting.
- iPrix fornisce dati sul consumo di energia conteggiato e sulle prestazioni di mezzi di trasporto in tracce-chilometri e in tonnellate-chilometri lorde.

Poiché il fabbisogno di energia elettrica dipende non solo dalle prestazioni di mezzi di trasporto, ma anche dalle temperature esterne e dalla rigidità dell'inverno (riscaldamento/raffreddamento dell'area riservata ai viaggiatori e degli scambi), l'impatto delle misure di riduzione deve essere approssimato, ad es. facendo riferimento alle prestazioni in tonnellate-chilometri lorde.

⁶ Indicazione della fonte per un successivo aggiornamento: per la base di calcolo v. il file Excel «Energieverbrauch für den Transport» (Consumo di energia per il trasporto), foglio di lavoro «Beitrag_öV» (Contributo_TP), colonne K-N.

Allegato 1: Ferrovie svizzere alimentate con corrente ferroviaria a 16,7 Hz (trazione)

Ferrovie e tratte alimentate da FFS Energia (I-EN) con corrente ferroviaria a 16,7 Hz:

| Ferrovia | Tratta | Scartamento | Tens. elettr. |
|--|--|--------------------|-----------------------------|
| SBB Infrastruttura (Schweizerische Bundesbahnen) | Ganzes Streckennetz (3'093 km) inkl. Turbo und Sensetalbahn | normale | 15 kV |
| bls Infrastruttura (BLS AG) | Ganzes Streckennetz (424 km) inkl. elektrifizierte Strecke der ETB Emmentalbahn GmbH (ca. 16 km) | normale | 15 kV |
| SOB (Schweizerische Südostbahn) | Ganzes Streckennetz (111 km) | normale | 15 kV |
| tpf (Transports publics fribourgeois) | Bulle – Romont (18,2 km) Fribourg – Murten – Ins (32,2 km) Restliches Netz Meterspur, DC ab 50Hz | normale normale | 15 kV |
| AB (Appenzeller Bahnen) | Rorschach–Heiden (5,6 km) mit Zahnradabschnitt Alle anderen Strecken: Meter- und Spezialspurweiten, DC ab 50Hz. | normale | 15 kV |
| CJ (Chemin de Fer du Jura) | Porrentruy–Bonfol (13,5 km) Alle anderen Strecken: Meterspur, DC ab 50Hz. | normale | 15 kV |
| HBSAG (Hafenbahn Schweiz AG) | Hafenbahn Kleinhüningen (2,2 km) Hafenbahn Birsfelden (3 km) | normale | 15 kV |
| MBC (Transports de la région Morges Bière Cossonay) | Bière–L'Isle–Apples–Morges (30 km) | metrico | 15 kV |
| MGB (Matterhorn-Gotthard-Bahn) | Brig-Visp-Zermatt (44 km) Brig-(Furka-Oberalp)-Disentis inkl. Andermatt-Göschenen (100,7 km) | metrico | 11 kV Analogamente a RhB |
| OeBB (Oensingen Balsthal Bahn) | Oensingen–Balsthal (4 km) | 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. | normale | 15 kV |
| TMR (Transports de Martigny et Régions) | Martigny-Orsières (25,4 km) Strecke Martigny-Châteldard , Schmalspurbahn: DC ab 50Hz. | normale | 15 kV |
| TransN (Transports Publics Neuchâtelois) | Travers–Fleurier–Buttes (13,6 km) Alle anderen Strecken: Meterspur, DC ab 50Hz. | normale | 15 kV |
| TRAVYS (Transports Vallée de Joux–Yverdon-les-Bains–Ste-Croix) | Ligne 201 Ligne Vallorbe – Le Bras-sus (PBr) (24,55 km) Ligne 212 Chemin de fer Yverdon-Sainte-Croix (YsteC ou YSC) (24 km) Strecke Orbe – Chavornay : Normalspur, DC ab 50Hz. | normale metrico | 15 kV 15 kV |
| zb (Zentralbahn) | Ganzes Streckennetz (99 km) Luzern – Interlaken Ost Luzern-Stans-Engelberg | metrico | 15 kV |

La [Ferrovia retica](#) (scartamento metrico, 11 kV) assicura l'approvvigionamento di corrente ferroviaria a 16,7 Hz per la propria [rete di base](#) e, dal 1997, anche per la [linea di Arosa](#), acquistando l'energia da [Repower AG](#) (16,7 Hz: ca. 323 km). Per i dettagli v. articolo su Wikipedia, capitolo [Alimentazione elettrica](#).

Nota: le tratte a 50 Hz e (le ferrovie a corrente continua) DC delle imprese in elenco e di tutte le altre imprese ferroviarie svizzere vengono alimentate attraverso la rete a 50 Hz dei gestori delle reti di distribuzione (GRD) locali.