



Raccomandazione del settore per il mercato svizzero dell'elettricità

Modello di mercato per l'energia elettrica – Svizzera

Documento di base per la regolamentazione degli aspetti centrali del mercato svizzero dell'elettricità.

MMEE – CH 2018

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Telefono +41 62 825 25 25, Fax +41 62 825 25 26, info@strom.ch, www.strom.ch



Impressum e contatti

Editore

Associazione delle aziende elettriche svizzere AES
Hintere Bahnhofstrasse 10,
CH-5000 Aarau
Telefono +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@strom.ch
www.strom.ch

Autori della prima edizione (2005)

Stefan Witschi	BKW FMB
Jean Daniel Ayer	SIE
Martin Bettler	RE
Werner Graber	NOK
Peter Imfeld	CKW
Werner Looser	EW Wald
Rolf Meyer	IBA
Ulrich Münch	ESB
Damian Stäger	AEW
Andreas Widmer	ATEL

(*TPG = Gruppo di progetto parziale)

responsabile TPG* NNM CH
membro TPG NNM CH
membro TPG NNM CH
membro TPG NNM CH
membro TPG NNM CH
membro TPG NNM CH
membro TPG NNM CH
membro TPG NNM CH
membro TPG NNM CH
membro TPG NNM CH

Consulenza e realizzazione

Plaut Economics, Regensdorf (Dott. Jörg Wild e Dott.ssa Heike Worm)

Direzione di progetto AES

Peter Betz, responsabile di progetto MERKUR Access II
Jean-Michel Notz, direttore Core Team MERKUR Access II

Autori della revisione 2008/2009

Andreas Beer	Rätia Energie	membro NeNuKo
Daniel Bucher	EKZ	membro NeNuKo
Bruno Bühlmann	ews-energie	membro NeNuKo
Werner Graber	NOK	membro NeNuKo
Marco Heer	CKW	membro KoReKo
Daniel Koch	FSS	membro NeNuKo
Bernard Krummen	SIL	membro NeNuKo
Lukas Küng	ewz	presidente NeNuKo
Philippe Mahler	Polynomics	consulenza/supporto
Rolf Meyer	IBarau	membro KoReKo
Conrad Munz	AEW	presidente KoReKo
Jean-Michel Notz	VSE/AES	segretario NeNuKo
Andrea Testoni	AEMassagno	membro NeNuKo
Stefan Witschi	BKW-FMB	membro NeNuKo
Heike Worm	Polynomics	consulenza/supporto



Autori della revisione 2010

Stefan Bühler	Swissgrid	membro NeNuKo, responsabile GL “Allacciamenti d'emergenza”
Werner Graber	Axpo SA	membro NeNuKo, responsabile GL “Consumo proprio centrali”
Bernard Krummen	SIL	membro NeNuKo
Jean-Michel Notz	VSE/AES	segretario NeNuKo, elaborazione/adattamenti
Bruno Schwegler	WWZ	membro NeNuKo, responsabile GL “Reti PPTDC”
Stefan Witschi	BKW-FMB	membro NeNuKo

Autori della revisione 2015/2016

Stefan Bühler	Swissgrid	membro NeWiKo, BC, TC, NNMÜ/MURT, NNMV/MURD
Cornel Rüede	Swissgrid	presidente ENDAKO, MC
Karl Resch	EKZ	responsabile GL Revisione MMEE
Carsten Schroeder	ewz	membro NeWiKo, NNMV/MURD
Erich Schumacher	CKW	membro NeWiKo, NNMV/MURD
Olivier Stössel	VSE/AES	servizio specializzato NeWiKo
Patrick Widmer	SAK	membro Co tecnica di rete, DC

Autori della revisione 2018

Michael Beer	CKW	
Stefan Bühler	Swissgrid	membro NeWiKo
Peter Moos	Axpo	membro NeWiKo, responsabile GL revisione MMEE
Carsten Schroeder	ewz	membro NeWiKo
Olivier Stössel	VSE/AES	segretario NeWiKo
Felix Vogt	Axpo	

Responsabilità Commissione

Per la cura e lo sviluppo del documento firma come responsabile la Commissione Economia di rete (Netzwirtschaftskommission, NeWiKo) dell'AES.



Cronologia

Maggio 2005	Inizio lavori gruppo di progetto parziale NNM-CH
14 ottobre 2005	Conclusione della procedura di consultazione nel settore
1 dicembre 2005	Approvazione da parte del Comitato AES
Primavera 2008	Rielaborazione limitata da parte di AES dovuta alla OAEI
18 giugno 2008	Approvazione della rielaborazione da parte del Comitato AES
Agosto 2008-febbraio 2009	Revisione totale
Marzo/aprile 2009	Procedura di consultazione (settore e consumatori finali; OAEI art. 27 cpv. 4)
9 luglio 2009	Approvazione da parte del Comitato AES
Estate 2010	Adattamenti alle nuove conoscenze
Autunno 2010	Procedura di consultazione (settore e consumatori finali; OAEI art. 27 cpv. 4)
2 marzo 2011	Approvazione da parte del Comitato AES
Da febbraio ad agosto 2015	Rielaborazione da parte di gruppo di lavoro
9 marzo 2016	Approvazione da parte del Comitato AES
Giugno/luglio 2018	Rielaborazione
Da agosto a ottobre 2018	Procedura di consultazione
05.12.2018	Approvazione da parte del Comitato AES

Il documento è stato elaborato con la partecipazione e l'aiuto dell'AES e dei rappresentanti del settore.

L'AES approva il documento il 05.12.2018.

Stampato n. 1000/i, edizione 2018

Copyright

© Associazione delle aziende elettriche svizzere AES

Tutti i diritti riservati. L'uso della documentazione per fini commerciali è consentito esclusivamente con il consenso dell'AES e dietro compenso. Eccetto per l'uso personale, sono vietati l'eventuale copia, distribuzione o qualsiasi altro utilizzo del presente documento diverso da quello cui è espressamente destinato. Gli autori non si assumono alcuna responsabilità per eventuali errori presenti nel documento e si riservano il diritto di apportare modifiche allo stesso in qualsiasi momento senza preavviso.

Parità linguistica fra i sessi.

Per motivi di leggibilità, nel documento viene utilizzata solo la forma maschile. Tutti i ruoli e le designazioni delle persone si riferiscono però sia a donne che a uomini. Vi ringraziamo per la vostra comprensione.



Indice

Premessa	7
Introduzione.....	8
1. Principi del modello di mercato	9
1.1 Principi fondamentali.....	9
1.2 Attori del mercato	10
1.3 Rapporti contrattuali nel mercato dell'elettricità	11
1.3.1 Rapporti contrattuali di operazioni commerciali inerenti all'energia	13
1.3.1.1 Contratto di fornitura di energia	13
1.3.1.2 Contratto per gruppi di bilancio.....	13
1.3.1.3 Contratto di allacciamento per gruppi di bilancio.....	13
1.3.2 Rapporti contrattuali per l'utilizzazione della rete (contratto di utilizzazione della rete)	13
1.3.3 Rapporti contrattuali concernenti l'allacciamento alla rete e la gestione della rete	14
1.3.3.1 Rapporti contrattuali di allacciamento alla rete (contratto di allacciamento alla rete)	14
1.3.3.2 Accordi operativi	14
1.3.3.3 Contratti di fornitura di PSS	14
1.3.3.4 Computo PSS del GRT.....	14
1.3.4 Rapporti contrattuali concernenti i dati di misurazione e la fornitura di informazioni	14
1.3.5 Utenti allacciati alla rete di trasmissione.....	15
2. Modello per gruppi di bilancio	16
2.1 Principi del modello per gruppi di bilancio.....	16
2.2 Compiti degli attori del mercato nel modello per gruppi di bilancio.....	16
2.2.1 Compiti del coordinatore dei gruppi di bilancio (CGB)	16
2.2.2 Compiti del gestore della rete di trasmissione (GRT).....	16
2.2.3 Compiti del responsabile di un gruppo di bilancio (RGB)	17
2.2.4 Compiti del gruppo di bilancio per energie rinnovabili (GB-ER).....	17
2.2.5 Compiti del gestore della rete di distribuzione (GRD)	17
2.2.6 Compiti di altri attori	18
2.2.6.1 Rivenditore.....	18
2.2.6.2 Produttore	18
2.2.6.3 Unità di produzione	18
2.2.6.4 Fornitore.....	18
2.2.6.5 Consumatori finali	18
2.2.6.6 Borsa elettrica (Power Exchange, PX)	18
2.2.6.7 Contropartito centrale (Central Counterparty, CCP)	18
2.3 Altri documenti relativi al modello per gruppi di bilancio	19
3. Modello di utilizzazione della rete	19
3.1 Principi del modello di utilizzazione della rete.....	19
3.1.1 Modello di prelievo.....	19
3.1.2 Suddivisione in livelli di rete.....	20
3.2 Compiti degli attori del mercato nel modello di utilizzazione della rete.....	21
3.2.1 Gestore della rete di trasmissione	21
3.2.2 Gestore della rete di distribuzione	21
3.2.3 GRD a valle e confinanti	21



3.2.4	Reti elettriche di piccola portata territoriale utilizzata per la distribuzione capillare (reti PPTDC).....	22
3.2.5	Consumatori finali	22
3.2.6	Produttore	22
3.2.7	Gestori di impianti di stoccaggio di energia	22
3.2.8	Forme miste.....	22
3.3	Altri documenti relativi al modello di utilizzazione della rete	23
4.	Allacciamento alla rete e gestione della rete	23
4.1	Principi dell'allacciamento alla rete e della gestione della rete	23
4.2	Compiti degli attori del mercato concernenti l'allacciamento e la gestione della rete.....	23
4.2.1	Gestore della rete di trasmissione	23
4.2.2	Proprietario della rete di trasmissione (PRT).....	24
4.2.3	Gestore della rete di distribuzione	24
4.2.4	Proprietario della rete di distribuzione (PRD)	24
4.2.5	Utente allacciato alla rete	24
4.2.6	Produttore	24
4.2.7	Responsabile di prestazioni di servizio relative al sistema (RPSS)	24
4.3	Ulteriori documenti per l'allacciamento alla rete e per la relativa gestione	24
5.	Metrologia e processi informativi.....	25
5.1	Principi della messa a disposizione dei dati di misurazione	25
5.2	Compiti degli attori del mercato concernenti la messa a disposizione dei dati di misurazione	26
5.2.1	Compiti dei gestori di rete (GRT e GRD).....	26
5.2.2	Obblighi di fornitura dei dati dei gestori di rete	26
5.2.3	Fornitura di dati del fornitore del servizio di misurazione	27
5.2.4	Responsabile del gruppo di bilancio (RGB).....	27
5.2.5	Fornitore.....	27
5.2.6	Gestore della rete di trasmissione (GRT)	27
5.2.7	Organo d'esecuzione	27
5.2.8	Sistemi di misurazione intelligente	27
5.3	Altri documenti relativi allo scambio dei dati di misurazione	28
5.3.1	Documenti chiave e documenti di applicazione.....	28
Allegato 1 :	Panoramica delle direttive dei gestori di rete.....	29

Indice delle figure

Figura 1	Principali rapporti contrattuali degli attori del mercato	11
Figura 2	Livelli di rete	20
Figura 3	Scambio di dati di misura per il trasferimento/l'attribuzione dei costi di rete	25

Indice delle tabelle

Tabella 1	Principali rapporti contrattuali degli attori del mercato	13
Tabella 2	Elenco delle direttive secondo l'art. 27, cpv. 4 dell'OAEI	30



Premessa

Il presente documento è un documento del settore dell'AES e fa parte di una vasta regolamentazione per l'approvvigionamento elettrico nel mercato elettrico aperto. I documenti del settore contengono direttive e raccomandazioni riconosciute in tutto il settore per l'utilizzazione dei mercati elettrici e l'organizzazione del commercio di energia e soddisfano in tal modo la prescrizione della Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI) e dell'Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI) relative alle aziende di approvvigionamento elettrico (AAE).

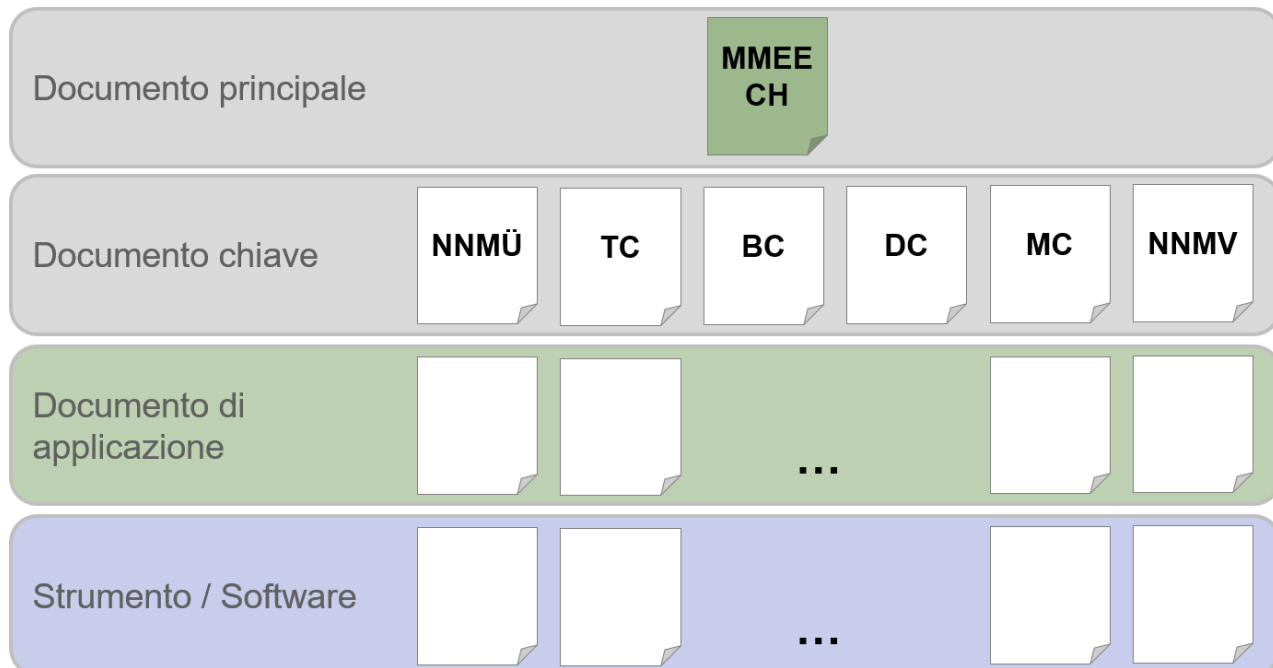
I documenti del settore vengono elaborati, aggiornati regolarmente ed estesi da parte di esperti del settore ai sensi del principio di sussidiarietà. Per quanto riguarda le disposizioni vevolevoli come direttive ai sensi dell'OAEI, si tratta di norme di autoregolamentazione.

I documenti sono suddivisi in modo gerarchico su quattro differenti livelli:

- Documento principale: Modello di mercato per l'energia elettrica (MMEE)
- Documenti chiave
- Documenti di applicazione
- Strumenti/software

Nel caso del presente documento Modello di mercato per l'energia elettrica (MMEE) si tratta del documento principale.

Struttura della documentazione



Introduzione

Con la liberalizzazione parziale dell'approvvigionamento elettrico svizzero, avvenuta all'inizio del 2009, e la Strategia energetica 2050, introdotta a partire dal 2012, gli attori del mercato elettrico svizzero sono in una fase di continuo cambiamento e sono sottoposti a una crescente regolamentazione. Le relative leggi per l'organizzazione del mercato elettrico¹ e per la gestione del settore energetico² lasciano però aperti determinati dettagli tecnici relativi all'applicazione e ne affidano la regolamentazione in modo sussidiario agli attori del mercato nel mercato elettrico. Il presente Modello di mercato per l'energia elettrica – Svizzera (MMEE) costituisce il documento principale di tale regolamentazione.

La rete elettrica rappresenta un monopolio naturale, a motivo degli elevati costi fissi e dei bassi costi di trasmissione (costi per il transito di un kWh). Il legislatore lo ha riconosciuto e non ha lasciato questo settore al mercato. La Commissione federale dell'Energia Elettrica (ElCom) è l'autorità di regolamentazione che controlla il campo del monopolio con l'obiettivo di reti sicure, efficienti e performanti. I proprietari/gestori della rete costruiscono e gestiscono, nell'ambito dell'incarico pubblico, la rete di trasmissione e di distribuzione e collegano consumatori finali, produttori, impianti di stoccaggio e reti di distribuzione a valle.

Situazioni speciali come reti elettriche di piccola portata territoriale utilizzate per la distribuzione capillare (reti PPTDC) o raggruppamenti ai fini del consumo proprio (RCP) sono descritti in maggiore dettaglio nei relativi documenti del settore.

Per mantenere l'equilibrio fra immissioni e prelievi in e dalla rete elettrica e in tal mondo garantirne la stabilità, la società nazionale di rete conduce la gestione del bilancio basandosi sul modello per gruppi di bilancio. Ogni punto di misurazione presso consumatori finali, produttori e impianti di stoccaggio deve essere assegnato a esattamente un gruppo di bilancio. I responsabili di gruppi di bilancio sono responsabili di un bilancio energetico del loro gruppo di bilancio il più possibile equilibrato e sono obbligati a notificare alla società nazionale di rete le loro operazioni commerciali. La società nazionale di rete sorveglia la stabilità della rete elettrica e mantiene la necessaria potenza di regolazione e ulteriori prestazioni di servizio relative al sistema.

Il MMEE – CH è da intendersi come una guida relativa alla regolamentazione generale del mercato svizzero dell'elettricità e comprende le seguenti tematiche:

- a) Principi del modello di mercato
- b) Modello per gruppi di bilancio
- c) Modello di utilizzazione della rete
- d) Allacciamento alla rete e gestione della rete
- e) Messa a disposizione dei dati di misurazione
- f) Appendice
- g) Panoramica delle direttive dei gestori della rete

Ai sensi dell'OAEI (art. 3 cpv. 1 e 2, art. 7 cpv. 2; art. 8 cpv. 2; art. 8b cpv. 2; art. 12 cpv. 2; art. 13 cpv. 1; art. 17; art. 23 cpv. 2) i gestori di reti devono definire direttive per la regolamentazione di svariate fattispecie inerenti all'apertura del mercato. Tali direttive sono contenute nei vari documenti della raccomandazione del settore per l'applicazione della LAEI e dell'OAEI (denominata anche Raccomandazione del settore per il

¹ Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI) e Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI).

² In particolare Legge federale sull'energia (LEne), Ordinanza sull'energia (OEn) e Ordinanza sulla promozione dell'energia, (OPEn).



mercato svizzero dell'elettricità). L'appendice 1 contiene una panoramica di tali direttive, con rimandi ai rispettivi documenti del settore.

Il responsabile del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili fissa in direttive regole trasparenti e non discriminatorie per l'immissione di elettricità al prezzo di mercato di riferimento (art. 24, cpv. 2, OAEI).

Nell'ambito del terzo pacchetto sul mercato interno dell'energia della CE, ENTSO-E ("European Network of Transmission System Operators for Electricity") concretizza i principi delle Framework Guidelines di ACER con otto Network Code (NC). Questi NC stabiliscono regole univoche per il commercio di energia elettrica e le prescrizioni tecniche concernenti la rete elettrica e la gestione degli impianti. Dal punto di vista formale il campo d'applicazione degli NC si limita agli stati dell'UE e della SEE. L'utilizzo degli NC in Svizzera viene stabilito in modo sussidiario dal settore elettrico fino a quando si concluderà un accordo bilaterale sull'energia elettrica fra la Svizzera e l'UE.

1. Principi del modello di mercato

1.1 Principi fondamentali

- (1) Il MMEE – CH si basa sui seguenti principi fondamentali:
- La rete elettrica rappresenta un monopolio naturale ed è assoggettata a una regolamentazione (autorità di regolamentazione EICOM).
 - I terzi hanno diritto all'accesso alla rete e possono in tal modo scegliere liberamente il proprio fornitore d'energia o vendere l'energia da loro prodotta a un qualsiasi altro attore del mercato. Al momento sono esclusi dal diritto all'accesso alla rete i consumatori finali fissi, vale a dire i consumatori finali con un consumo annuo inferiore ai 100 MWh.
 - Consumatori finali fissi e consumatori finali che rinunciano all'accesso alla rete hanno il diritto di un servizio universale da parte del gestore della rete di distribuzione competente.
 - Consumatori finali liberi senza fornitore hanno diritto a un approvvigionamento sostitutivo dal gestore della rete di distribuzione competente.
 - Le aziende di approvvigionamento elettrico devono garantire l'indipendenza dell'esercizio di rete: dal punto di vista contabile l'esercizio di rete deve essere distinto dagli altri settori d'attività (scorporo contabile); inoltre non è consentito utilizzare per altri settori d'attività le informazioni provenienti dall'esercizio di rete e sensibili dal punto di vista economico (scorporo informativo).
 - Tutti quanti i costi di rete vengono computati su due livelli:
 - per l'allacciamento alla rete i gestori di rete computano di norma contributi per l'allacciamento alla rete e contributi per i costi di rete;
 - per il computo dell'utilizzazione della rete vale un modello del punto di allacciamento indipendente dalla distanza con imputazione dei costi dal lato del prelievo in fin dei conti al consumatore finale. Per la determinazione dei costi di rete per le tariffe per l'utilizzazione della rete devono essere dedotti i contributi per l'allacciamento alla rete e i contributi per i costi di rete già conteggiati.
 - La società nazionale di rete procura prestazioni di servizio relative al sistema basate sul mercato.
 - L'esecuzione delle operazioni commerciali inerenti all'energia avviene per mezzo di programmi previsionali che i gruppi di bilancio hanno comunicato per armonizzazione alla società nazionale di rete in qualità di coordinatrice dei gruppi di bilancio.
 - È possibile trattare separatamente elettricità e garanzie d'origine (GO).



- La metrologia e i servizi informativi sono responsabilità del gestore di rete.
- I costi per la misurazione e il computo devono essere sostenuti da tutti gli utenti della rete tramite il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Sono esclusi da questi i costi per le misurazioni delle curve di carico con comunicazione automatica dei dati introdotte prima del 1° gennaio 2018 (OAEI, art. 31e, cpv. 4, disposizione transitoria della modifica del 1° novembre 2017).

1.2 Attori del mercato

(1) Nel MMEE – CH si distinguono i seguenti attori del mercato:

- proprietario della rete di trasmissione (PRT)
- gestore della rete di trasmissione (GRT)
- coordinatore dei gruppi di bilancio (CGB) e acquirente di prestazioni di servizio relative al sistema (compito della società nazionale di rete)
- proprietario della rete di distribuzione (PRD)
- gestore della rete di distribuzione (GRD)³
- responsabile del gruppo di bilancio (RGB)
- responsabile di prestazioni di servizio relative al sistema (RPSS)
- borsa elettrica (Power Exchange, PX)
- contropartito centrale (Central Counterparty, CCP) per la borsa elettrica
- rivenditore
- fornitore
- consumatore finale
- utente allacciato alla rete
- consumatore produzione propria (prosumer)
- raggruppamenti ai fini del consumo proprio (RCP) e comunità di consumo proprio (CCP)
- proprietario di linee elettriche di piccola portata territoriale per la distribuzione capillare (PR_PPTDC)
- gestore di reti elettriche di piccola portata territoriale utilizzate per la distribuzione capillare (GR_PPTDC)
- produttore
- gestore di impianti di stoccaggio di energia
- gruppo di bilancio per le energie rinnovabili
- organo per l'emissione delle garanzie d'origine (compito dell'organo d'esecuzione ai sensi dell'art. 64 LEne)

(2) Gli attori del mercato possono assumere diversi ruoli. Così prosumer e gestori della rete PPTDC sono anche consumatori finali, la Swissgrid è gestore della rete di trasmissione e coordinatore dei gruppi di bilancio, i produttori sono anche fornitori ecc.

(3) Impianti di produzione e/o impianti di stoccaggio di energia vengono sempre più spesso installati in impianti dei consumatori finali. In tal modo nascono nuovi tipi d'impianto che da un lato generano consumo finale di elettricità, ma che al contempo producono anche per il consumo proprio o per l'immissione in rete (impianti prosumer). La LEne, adattata nell'ambito della Strategia energetica 2050, consente in questo contesto a più consumatori finali di fondare un raggruppamento ai fini del

³ Nella maggior parte dei casi PRD e GRD sono la stessa persona giuridica.



consumo proprio e in tal modo di sfruttare in comune l'energia sul luogo di produzione (consumo proprio) o di venderla.

1.3 Rapporti contrattuali nel mercato dell'elettricità

- (1) I rapporti contrattuali essenziali fra gli attori del mercato sono rappresentati in modo schematico nella figura 1, sono elencati nella tabella 1 e vengono descritti nel seguito.
- (2) I rapporti giuridici fra gli attori del mercato non si basano necessariamente su contratti pattuiti individualmente. In particolare nel mercato di massa è possibile regolare in larga misura i contenuti dei contratti in condizioni generali di contratto (CGC) o regolamenti. Per lo scambio di dati occorre scambiarsi almeno i dati di contatto.

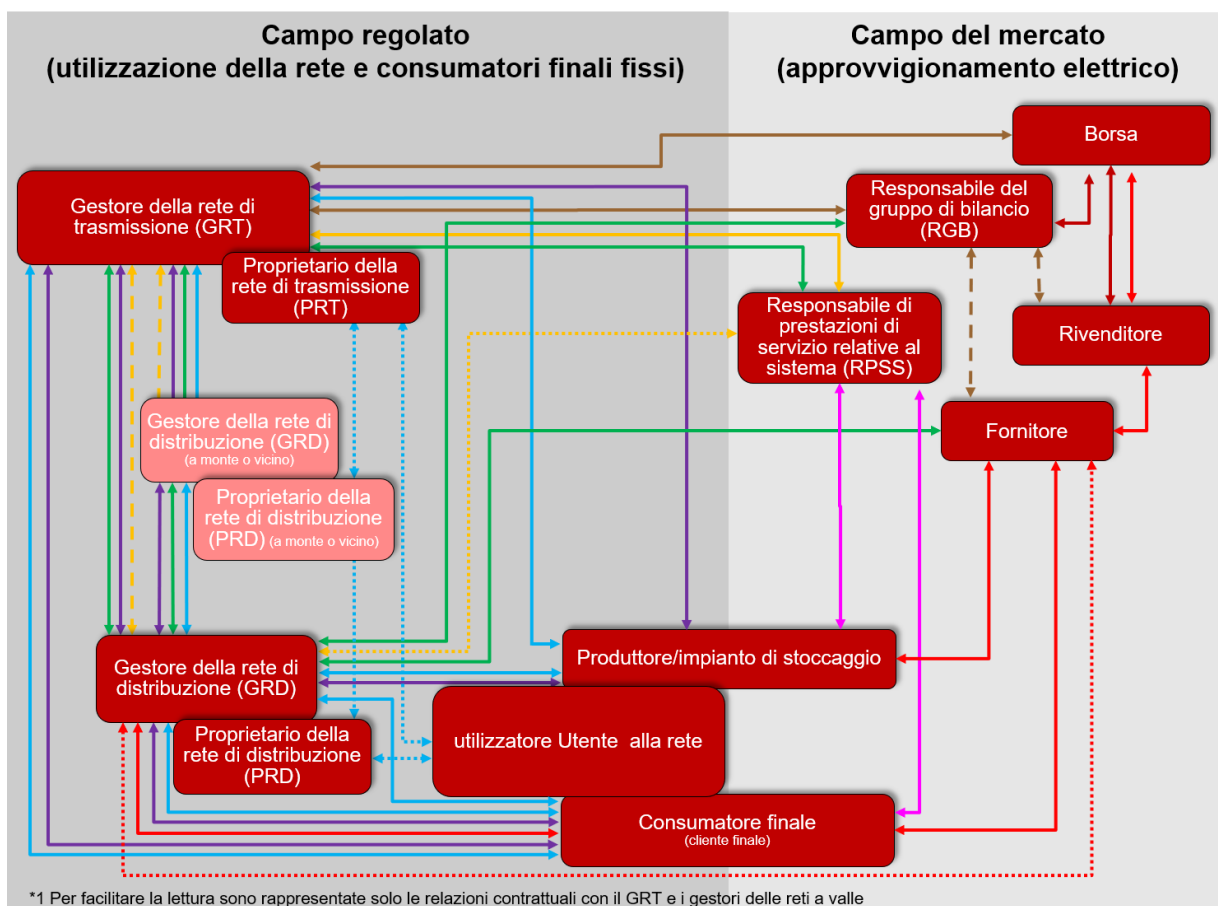















Figura 1 Principali rapporti contrattuali degli attori del mercato



Legenda

-  Contratto di fornitura di energia
-  Contratto (o accordo) di fornitura del servizio universale
-  Contratto per gruppi di bilancio
-  Contratto di allacciamento per gruppi di bilancio
-  Contratto di utilizzazione della rete
-  Contratto di allacciamento alla rete
-  Accordi aziendali
-  Acquisto PSS GRT
-  Computo PSS GRT a GRD
-  Acquisto PSS GRD (parte dei costi d'esercizio GRD)
-  Fornitura/contratti di fornitura dati sull'energia
-  Contratto in borsa
-  Contratto per erogazione di prestazioni di servizio relative al sistema da parte di produttore e consumatore finale.

	GRT	PRT	GRD (su LR1)	PRD (su LR1)	GRD (a valle)	PRD (a valle)	Utente allacciato alla rete	Produtt./imp. stoccaggio	Consumatore finale	Fornitore servizio univ.	Fornitore mercato	Rivenditore	RGB	Borsa elettrica	RPSS
GRT			5, 7 9,11		7, 9 11			5 7	5 7				3	3	8 11
PRT				6			6								
GRD (su LR1)	5, 7 9,11				5, 7 11										
PRD (su LR1)		6				6									
GRD (a valle)	7, 9 11		5, 7 11					5 7	1, 5 7	2 11	11		11		10
PRD (a valle)				6			6								
Utente allacciato alla rete		6				6									
Produttore/imp. stoccagg.	5 7				5 7					1	1				13
Consumatore finale	5 7				1, 5 7					1	1				13
Fornitore serv. univ.					2 11			1	1			1	4		
Fornitore mercato					11			1	1			1	4		
Rivenditore										1	1		4	1 12	
RGB	3				11					4	4	4		12	
Borsa elettrica	3											1	12		



												12		
RPSS	8 11				10			13	13					

Tabella 1 Principali rapporti contrattuali degli attori del mercato

- 1) Contratto di fornitura di energia
- 2) Contratto (o accordo) fornitore del servizio universale
- 3) Contratto per gruppi di bilancio
- 4) Contratto di allacciamento per gruppi di bilancio
- 5) Contratto di utilizzazione della rete
- 6) Contratto di allacciamento alla rete
- 7) Accordi operativi
- 8) Acquisto PSS GRT
- 9) Computo PSS GRT a GRD
- 10) Acquisto PSS GRD (parte dei costi d'esercizio GRD)
- 11) Fornitura dati sull'energia/contratti di fornitura
- 12) Contratto borsa
- 13) Contratto per erogazione di prestazioni di servizio relative al sistema da parte di produttore e consumatore finale

1.3.1 Rapporti contrattuali di operazioni commerciali inerenti all'energia

1.3.1.1 Contratto di fornitura di energia

- (1) Rivenditori, fornitori, produttori e consumatori finali stipulano contratti di fornitura di energia che regolano le modalità di fornitura.
- (2) Contratto di fornitura del servizio universale: per il servizio universale di consumatori finali (art. 6 LAEI) la fornitura di energia deve essere assicurata dal gestore della rete di distribuzione.
- (3) Un gestore della rete di distribuzione può stipulare un contratto con il produttore per il ritiro di elettricità ai sensi dell'art. 15 LEne.

1.3.1.2 Contratto per gruppi di bilancio

- (1) Le operazioni commerciali vengono eseguite tramite gruppi di bilancio. Fra il RGB e il CGB viene stipulato un contratto per gruppi di bilancio per ogni gruppo di bilancio.

1.3.1.3 Contratto di allacciamento per gruppi di bilancio

- (1) I contratti di allacciamento per gruppi di bilancio vengono stipulati fra RGB e fornitore/produttore o rivenditore.

1.3.2 Rapporti contrattuali per l'utilizzazione della rete (contratto di utilizzazione della rete)

- (1) I contratti di utilizzazione della rete regolano l'utilizzazione dell'infrastruttura di rete e il ricorso alle prestazioni di servizio relative al sistema del gestore di rete. Vengono stipulati fra gestori di rete e consumatori finali, fra gestori di rete e produttori e fra diversi gestori di rete (GRT-GRD, GRD-GRD).
- (2) Ai sensi dell'art. 9 OAEI, su richiesta del consumatore finale il gestore di rete deve emettere la fattura per l'utilizzazione della rete al fornitore di energia. L'onere del corrispettivo per l'utilizzazione della rete spetta al consumatore finale. A tal scopo è possibile una regolamentazione contrattuale individuale fra fornitore e gestore di rete.



1.3.3 Rapporti contrattuali concernenti l'allacciamento alla rete e la gestione della rete

1.3.3.1 Rapporti contrattuali di allacciamento alla rete (contratto di allacciamento alla rete)

- (1) L'allacciamento alla rete di consumatori finali, unità di produzione e/o impianti di stoccaggio di energia e di loro combinazioni (utenti allacciati alla rete) deve essere regolamentato mediante appositi contratti. Il contratto di allacciamento alla rete sussiste fra il proprietario della rete e l'utente allacciato. L'utente allacciato alla rete è il proprietario del relativo fondo/impianto allacciato con installazioni elettriche.
- (2) Esistono inoltre contratti di allacciamento alla rete tra proprietari di reti con un collegamento elettrico diretto tra loro.

1.3.3.2 Accordi operativi

- (1) In relazione all'allacciamento alla rete, possono essere stipulati accordi operativi per la regolamentazione di situazioni operative particolari.
- (2) Gli accordi operativi vengono stipulati fra l'utente della rete (oppure, in singoli casi, l'utente allacciato alla rete) ed il gestore della rete (oppure, in singoli casi, il proprietario della rete).
- (3) Ulteriori accordi operativi vengono stipulati fra gestori di rete con un collegamento elettrico diretto tra loro.

1.3.3.3 Contratti di fornitura di PSS

- (1) Per poter fornire le prestazioni di servizio relative al sistema, il gestore della rete stipula appositi contratti di fornitura con gli RPSS.

1.3.3.4 Computo PSS del GRT

- (1) Per il computo delle prestazioni di servizio relative al sistema si stipulano dei contratti (per es. sotto forma di condizioni generali di contratto) fra il GRT e singoli GRD o consumatori finali/produttori collegati direttamente alla rete di trasmissione.

1.3.4 Rapporti contrattuali concernenti i dati di misurazione e la fornitura di informazioni

- (1) Lo scambio dei dati di misurazione (dati sull'energia) e dei dati di base si basa sul Metering Code (MC-CH, documento chiave per la misurazione e la messa a disposizione dei dati di misurazione), sul documento di applicazione relativo allo scambio standardizzato dei dati (SDAT – CH e relative appendici), sulle condizioni generali di contratto del GRT e sul contratto per gruppi di bilancio del CGB, nonché su tutti i contratti di consumatori finali, produttori, impianti di stoccaggio e gestori di rete. Il cambio di produttore/fornitore è fissato nel documento SDAT – CH.
- (2) Gli utenti della rete sono proprietari dei propri dati energetici.
- (3) Vengono scambiati dati energetici concernenti il conteggio per i gruppi di bilancio, la fornitura di energia, l'utilizzazione della rete, il sistema di remunerazione dell'immissione di elettricità (era remunerazione per l'immissione di energia a copertura dei costi), RIC, il finanziamento dei costi supplementari,



FCS, l'emissione delle GO, il conteggio delle prestazioni di servizio relative al sistema e dei tributi, nonché il supplemento di rete.

1.3.5 Utenti allacciati alla rete di trasmissione

- (1) I rapporti contrattuali sopra descritti valgono per analogia per utenti allacciati direttamente alla rete di trasmissione.



2. Modello per gruppi di bilancio

2.1 Principi del modello per gruppi di bilancio

- (1) I gruppi di bilancio (GB) sono unità di misurazione e conteggio in cui, all'interno della zona di regolazione della Svizzera, è riunito un numero qualsiasi di attori del mercato con i rispettivi punti di misurazione. Ogni punto d'immissione e di prelievo della rete elettrica in Svizzera è assegnato a esattamente un gruppo di bilancio.
- (2) L'esigenza di costituire gruppi di bilancio è motivata dalla separazione fra fornitura di energia e utilizzazione della rete e dalla contemporanea esigenza di garantire un approvvigionamento elettrico affidabile.
- (3) Ogni gruppo di bilancio è guidato da un responsabile del gruppo di bilancio (RGB), che è responsabile per un bilancio dell'energia e della potenza in ogni momento il più possibile equilibrato nel proprio gruppo di bilancio. Gli attori del mercato sono tenuti a gestire le loro operazioni commerciali inerenti all'energia tramite gruppi di bilancio esistenti, oppure a costituire un proprio gruppo di bilancio.

2.2 Compiti degli attori del mercato nel modello per gruppi di bilancio

- (1) Di seguito sono descritti i compiti degli attori del mercato concernenti il modello per gruppi di bilancio.

2.2.1 Compiti del coordinatore dei gruppi di bilancio (CGB)

- (1) Il GRT, nella sua funzione di coordinatore dei gruppi di bilancio, svolge il servizio di gestione del bilancio a favore del RGB. In particolare, è competente per la gestione dei programmi previsionali con i gruppi di bilancio e per la compensazione del bilancio complessivo della zona di regolazione Svizzera. Se viene richiesta la creazione di un gruppo di bilancio, il CGB verifica se il richiedente adempie i requisiti di autorizzazione.
- (2) Nel quadro della gestione dei programmi previsionali, il CGB definisce la relativa procedura di registrazione del programma.
- (3) Il CGB compensa con la fornitura di energia di compensazione gli scostamenti dei gruppi di bilancio rispetto ai programmi previsionali da loro presentati.
- (4) Il CGB acquista la necessaria energia di regolazione in base a una procedura trasparente e non discriminatoria.
- (5) Il CGB calcola l'energia di compensazione fornita per ogni gruppo di bilancio e la addebita al RGB.
- (6) Il CGB si occupa di presentare il conteggio dell'energia di compensazione al RGB. Per la determinazione dell'energia di compensazione si tiene anche conto dei richiami di energia di regolazione. Le condizioni si basano sulle prescrizioni generali sui gruppi di bilancio.

2.2.2 Compiti del gestore della rete di trasmissione (GRT)

- (1) La società nazionale di rete, nel ruolo di gestore di rete, è responsabile della determinazione dei dati di misurazione e dell'assegnazione dei punti di misurazione nella rete di trasmissione; mette poi a disposizione del RGB, della società nazionale di rete nel ruolo di coordinatore dei gruppi di bilancio e



del fornitore i dati di misurazione necessari per la gestione e il computo del gruppo di bilancio; gestisce inoltre l'attribuzione dei punti di misurazione della rete di trasmissione ai gruppi di bilancio e ai fornitori. Il GRT intrattiene un rapporto contrattuale con il RGB per lo scambio dei dati di misurazione rilevanti ai fini della gestione del bilancio.

- (2) Ogni punto di misurazione relativo a consumatori finali, produttori e impianti di stoccaggio è assegnato a esattamente un gruppo di bilancio e a un fornitore.

2.2.3 Compiti del responsabile di un gruppo di bilancio (RGB)

- (1) Il RGB è responsabile, nei confronti del CGB, per un bilancio dell'energia e della potenza in ogni momento il più possibile equilibrato tra acquisizione ed erogazione nel proprio gruppo di bilancio. Inoltre è responsabile per lo svolgimento regolare del programma previsionale.
- (2) Il RGB intrattiene un rapporto contrattuale (contratto per gruppi di bilancio) con il CGB. Nel contratto per gruppi di bilancio sono disciplinati, in particolare, la gestione dei programmi previsionali per l'esecuzione delle forniture di energia tra gruppi di bilancio, la gestione dei dati di misurazione per il computo dell'energia di compensazione di ogni gruppo di bilancio, i prezzi e le modalità di fatturazione.
- (3) Le regolamentazioni all'interno di un gruppo di bilancio fra responsabile del gruppo di bilancio e borsa elettrica, rivenditori, fornitori e produttori e la strutturazione del gruppo di bilancio ricadono sotto la responsabilità del RGB.

2.2.4 Compiti del gruppo di bilancio per energie rinnovabili (GB-ER)

- (1) Il gruppo di bilancio per energie rinnovabili rileva gli impianti sovvenzionati che non commercializzano la loro stessa energia.
- (2) Il GB-ER ha l'incarico di vendere sul mercato, nel modo migliore possibile, l'energia elettrica ritirata. Paga inoltre all'organo d'esecuzione il prezzo del mercato di riferimento per l'elettricità ritirata ai sensi del programma previsionale.

2.2.5 Compiti del gestore della rete di distribuzione (GRD)

- (1) Il GRD è responsabile della determinazione dei dati di misurazione e dell'assegnazione dei punti di misurazione nella propria rete di distribuzione. Mette a disposizione del RGB, del CGB e del fornitore i dati di misurazione necessari per la gestione e il computo del gruppo di bilancio e gestisce l'attribuzione di punti di misurazione ai gruppi di bilancio e ai fornitori. Il GRD intrattiene con il CGB e il fornitore un rapporto contrattuale (per es. sotto forma di disposizioni generali) per lo scambio dei dati di misurazione rilevanti ai fini della gestione del bilancio.
- (2) Inoltre il GRD ha ulteriori compiti legali, come l'approvvigionamento dei consumatori finali nel servizio universale, a motivo del quale deve assegnarli a un relativo gruppo di bilancio.
- (3) Se un consumatore finale non ha alcun contratto di fornitura valido il GRD lo approvvigiona con energia di sostituzione (approvvigionamento elettrico sostitutivo).
- (4) Il GRD deve ritirare e remunerare l'energia prodotta in base a determinati presupposti descritti nella LEne.



2.2.6 Compiti di altri attori

2.2.6.1 Rivenditore

- (1) Un rivenditore acquista energia e/o garanzie d'origine dai fornitori, da altri rivenditori o dalla borsa elettrica e la rivende ad altri rivenditori, alla borsa o a fornitori.
- (2) Le sue operazioni commerciali relative all'energia vengono condotte tramite gruppi di bilancio con l'ausilio di programmi previsionali.

2.2.6.2 Produttore

- (1) Un produttore gestisce una o più unità di produzione con le quali produce energia elettrica, sulla quale vengono emesse garanzie d'origine conformemente alle prescrizioni legali.
- (2) Particolari regole prevedono che un produttore segnali tempestivamente al gestore della rete di trasmissione i programmi previsionali relativi all'impiego delle centrali, necessari per le previsioni dei colli di bottiglia (eventualmente tramite il responsabile del gruppo di bilancio competente).

2.2.6.3 Unità di produzione

- (1) Dell'attribuzione e del cambio dell'attribuzione di un punto di misurazione a un gruppo di bilancio occorre informare preventivamente il gestore di rete competente.

2.2.6.4 Fornitore

- (1) Un fornitore acquista da uno o più rivenditori e/o produttori energia ed eventualmente garanzie d'origine per l'approvvigionamento dei suoi consumatori finali.
- (2) A ogni fornitore sono assegnati i punti di misurazione dei suoi consumatori finali e delle sue unità di produzione.

2.2.6.5 Consumatori finali

- (1) Dell'attribuzione e del cambio dell'attribuzione occorre informare preventivamente il gestore di rete competente.

2.2.6.6 Borsa elettrica (Power Exchange, PX)

- (1) La borsa elettrica mette a disposizione di tutti i rivenditori ivi autorizzati uno spazio di trattativa neutro con formazione dei prezzi trasparente. La borsa elettrica svolge le operazioni commerciali tramite la gestione dei gruppi di bilancio.

2.2.6.7 Contropartito centrale (Central Counterparty, CCP)

- (1) Il CCP subentra fra i partiti opposti per i contratti trattati per es. in una borsa elettrica e funge in tal modo da acquirente per ogni venditore e da venditore per ogni acquirente.
- (2) Il CCP si occupa dei compiti del clearing.



- (3) Il CCP organizza il trasporto dell'energia fra diversi CCP e/o attraverso confini soggetti a colli di bottiglia nel caso di mercati accoppiati.

2.3 Altri documenti relativi al modello per gruppi di bilancio

- (1) Il documento chiave per il modello per gruppi di bilancio è il Balancing Concept⁴ (BC – CH).
- (2) In relazione alla gestione dei dati di misurazione, sono rilevanti anche le prescrizioni del MC – CH (capitolo 6).
- (3) Inoltre valgono il contratto per gruppi di bilancio, le prescrizioni generali per i GB e le prescrizioni tecniche per i GB del CGB, richiamabili dal sito www.swissgrid.ch.

3. Modello di utilizzazione della rete

3.1 Principi del modello di utilizzazione della rete

- (1) Il modello di utilizzazione della rete descrive le regole per un'organizzazione trasparente e non discriminatoria dell'utilizzazione della rete di trasmissione e delle reti di distribuzione. Inoltre regola gli aspetti commerciali dell'utilizzazione della rete nel mercato svizzero dell'elettricità e rappresenta la base per la determinazione dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete nonché di diritti e obblighi di tutti gli interessati.
- (2) Dal punto di vista dell'economia nazionale, si deve evitare la costruzione di un'infrastruttura parallela.

3.1.1 Modello di prelievo

- (1) Il modello di utilizzazione della rete si estende fino al punto di allacciamento (dell'edificio), che rappresenta il confine fra rete e utente allacciato alla rete.
- (2) L'utilizzazione della rete è indipendente dai singoli rapporti di fornitura dell'energia.
- (3) Sia nella rete di trasmissione che in quella di distribuzione vale il principio del punto di prelievo, vale a dire che i costi di rete sono a carico dei consumatori finali e vengono pagati come corrispettivo per l'utilizzazione della rete indipendente dalla distanza. Perciò per le seguenti applicazioni non viene per esempio computato nessun corrispettivo per l'utilizzazione della rete:
 - esercizio di puri impianti di accumulazione senza consumatori finali collegati (per es. di pompe in centrali di pompaggio),
 - consumo proprio di centrali
 - convertitori di frequenza non usati come consumatori finali.
- (4) I gestori di impianti di stoccaggio di energia, che ricevono dalla rete pubblica o da un impianto di produzione allacciato esclusivamente energia a fine di accumulazione e la reimmettono in un momento successivo nel punto di prelievo, sono da trattare, riguardo all'utilizzazione della rete, come consumo proprio da parte di impianti di produzione e per azionare pompe in centrali di pompaggio (cfr. art. 4 cpv. 1 lettera b LAEI).

⁴ Il documento chiave Balancing Concept – CH rientra nella sfera di responsabilità della società nazionale di rete.



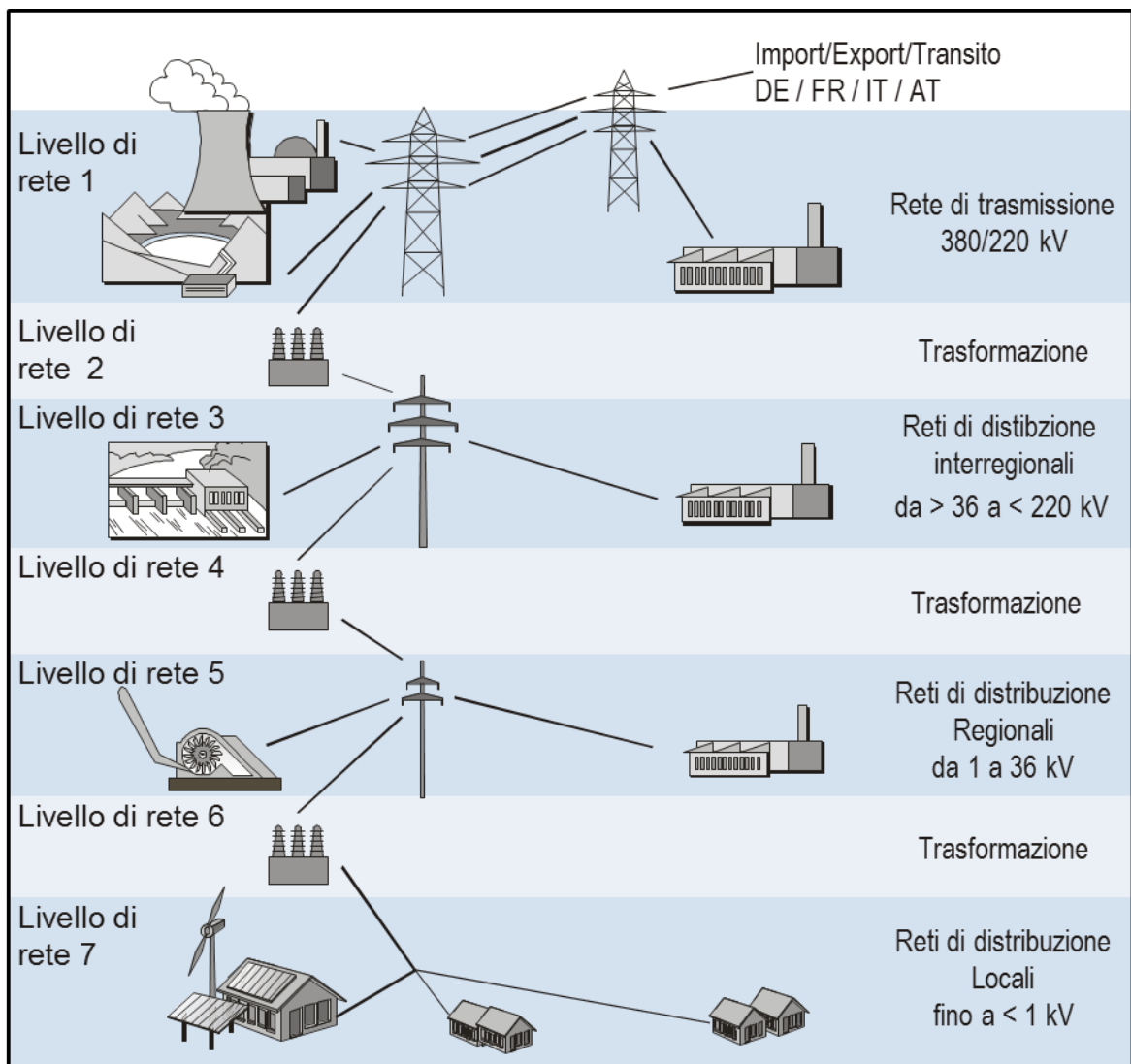


Figura 2 Livelli di rete

3.1.2 Suddivisione in livelli di rete

- (1) Per l'attribuzione dei costi di rete la rete di trasmissione e le reti di distribuzione vengono suddivise in sette livelli di rete (quattro livelli di potenza e tre livelli di trasformazione).
- (2) La rete di trasmissione comprende il livello di rete 1 (di norma corrisponde alla rete a 220/380 kV)⁵, mentre la rete di distribuzione comprende i livelli da 2 a 7 (cfr. figura 2).
- (3) Per l'imputazione dei costi secondo il corretto principio di causalità è possibile un'ulteriore e più precisa suddivisione dei livelli di rete.

⁵ L'esatta attribuzione degli elementi appartenenti alla rete di trasmissione è disciplinata nell'articolo 4 cpv. 1 lettera h della LAEI.



3.2 Compiti degli attori del mercato nel modello di utilizzazione della rete

- (1) Di seguito sono descritti i compiti degli attori del mercato concernenti il modello di utilizzazione della rete. Gli attori hanno in parte altri compiti, non in relazione diretta con l'utilizzazione della rete e perciò qui non elencati.

3.2.1 Gestore della rete di trasmissione

- (1) La società nazionale di rete è proprietaria e gestore della rete di trasmissione svizzera (art. 18 LAEI).
- (2) Il GRT è responsabile della messa a disposizione non discriminatoria della rete di trasmissione e computa i costi della rete di trasmissione in base al principio di causalità.
- (3) Il GRT assicura il collegamento internazionale della rete elettrica svizzera, gestisce l'utilizzazione della rete oltre i confini nazionali e si occupa della gestione dei colli di bottiglia.
- (4) Inoltre è responsabile del trasporto dell'energia elettrica alle reti di distribuzione allacciate direttamente alla rete di trasmissione, a consumatori finali allacciati direttamente alla rete di trasmissione e a produttori allacciati direttamente alla rete di trasmissione, oltre che della messa a disposizione delle necessarie prestazioni di servizio relative al sistema.
- (5) È responsabile della metrologia e dei servizi informativi nella rete di trasmissione e mette a disposizione degli attori di mercato autorizzati i dati sull'energia.

3.2.2 Gestore della rete di distribuzione

- (1) Il GRD è responsabile della messa a disposizione non discriminatoria della rete di distribuzione, della distribuzione dell'energia elettrica e della fornitura delle prestazioni di servizio relative al sistema necessarie nella rete di distribuzione e computa i costi della rete di distribuzione in base al principio di causalità.
- (2) È responsabile della metrologia e dei servizi informativi nella rete di distribuzione e mette a disposizione degli attori di mercato autorizzati i dati sull'energia.

3.2.3 GRD a valle e confinanti

- (1) Un GRD a valle è un GRD collegato alla rete di trasmissione o a un'altra rete di distribuzione di un livello di rete superiore. Un GRD confinante è un GRD collegato in orizzontale sullo stesso livello di rete. GRD a valle e confinanti pagano corrispettivi per l'utilizzazione della rete ai relativi gestori di rete a monte.
- (2) Nel computo dei costi con GRD a valle e vicini occorre fare attenzione che non avvenga un addebito multiplo (pancaking) ai consumatori finali.



3.2.4 Reti elettriche di piccola portata territoriale utilizzata per la distribuzione capillare (reti PPTDC)

- (1) La rete PPTDC serve per la distribuzione capillare di energia elettrica entro un'area di piccole dimensioni ai sensi dell'art. 4 cpv. 1, lettera a LAEI.
- (2) In una rete PPTDC sono allacciati consumatori finali, produttori, gestori di impianti di stoccaggio di energia o combinazioni di questi, indipendenti dal gestore della rete PPTDC (GR_PPTDC). La rete PPTDC non ha alcuna zona di approvvigionamento assegnata, si trova però in un comprensorio assegnato a un GRD.
- (3) Il proprietario della rete PPTDC (PR_PPTDC) è un utente presso la rete di distribuzione competente. Il PR_PPTDC è responsabile per costruzione e manutenzione della rete PPTDC. Il GR_PPTDC gestisce e amministra la rete PPTDC. GR_PPTDC e PR_PPTDC possono coincidere.
- (4) Le reti PPTDC non dispongono necessariamente di propri impianti di produzione e non soddisfano perciò necessariamente le condizioni per la formazione di una RCP. Se sono soddisfatti i presupposti è però possibile trasformare una rete PPTDC in una RCP.
- (5) La responsabilità per la metrologia e i servizi informativi spetta al gestori di reti di distribuzione competente.
- (6) Su richiesta del consumatore finale il GR_PPTDC deve consentire all'interno della rete PPTDC l'accesso al mercato o il servizio universale attraverso il gestore di rete di distribuzione competente.
- (7) Per ulteriori dettagli relativi alle reti PPTDC si rimanda alla raccomandazione del settore Reti elettriche di piccola portata territoriale utilizzate per la distribuzione capillare.

3.2.5 Consumatori finali

- (1) I consumatori finali utilizzano la rete e pagano per questo il corrispettivo per l'utilizzazione della rete, il corrispettivo per le prestazioni di servizio generali relative al sistema, i supplementi sui costi di trasporto delle reti ad alta tensione di cui all'art. 35 e art. 39 LEnE, nonché tributi e prestazioni agli enti pubblici.

3.2.6 Produttore

- (1) Un produttore è un utente della rete che immette energia in rete. A lui non vengono fatturate le tariffe per l'utilizzazione della rete. Per le misurazioni delle curve di carico introdotte prima del 1° gennaio 2018, è possibile mettere in conto i costi di misurazione, ai sensi dell'art. 31e cpv. 4 OAEI. Il GRD può fatturare ai produttori i costi per l'acquisto e la fornitura di energia reattiva.

3.2.7 Gestori di impianti di stoccaggio di energia

- (1) Un gestore di impianti di stoccaggio di energia è un utente della rete che preleva energia dalla rete, la immagazzina temporaneamente e la reimmette più tardi nel punto del prelievo.

3.2.8 Forme miste

- (1) Con forme miste si intende un consumatore finale in combinazione con produttore e/o gestore di impianti di stoccaggio di energia. CCP e RCP sono forme miste di questo tipo.



- (2) Nelle forme miste l'energia ricevuta dalla rete pubblica viene trattata come quella dei consumatori finali e l'energia immessa come quella dei produttori.

3.3 Altri documenti relativi al modello di utilizzazione della rete

- (1) I documenti chiave per gli aspetti commerciali dell'utilizzazione della rete sono:
 - Modello di utilizzazione della rete di trasmissione svizzera (NNMÜ/MURT – CH)⁶
 - Modello di utilizzazione della rete di distribuzione svizzera (NNMV/MURD – CH)
- (2) Ulteriori documenti sono il documento del settore Arealnetze/Réseaux de faible envergure (Reti elettriche di piccola portata territoriale utilizzate per la distribuzione capillare, reti PPTDC), il manuale Eigenverbrauchsregelung (Manuale di regolamentazione del consumo proprio, HER – CH) e il manuale Speicher (Manuale degli impianti di stoccaggio, HBSP – CH).

4. Allacciamento alla rete e gestione della rete

4.1 Principi dell'allacciamento alla rete e della gestione della rete

- (1) Regolamentazioni relative alle basi tecniche e organizzative per l'esercizio e per l'allacciamento alla rete di trasmissione e alle reti di distribuzione sono necessarie per un esercizio di rete ordinato e sono definite nei documenti di attuazione.
- (2) La gestione della rete comprende la globalità dei compiti del GRT e dei GRD per la pianificazione e la gestione operativa della rete, l'ampliamento della rete e la manutenzione della rete.
- (3) Gli utenti allacciati alla rete nell'allacciamento alla rete assicurano che questo sia conforme alle prescrizioni tecniche rilevanti. Queste sono fra l'altro contenute nei documenti del settore elencati nel capitolo 4.3. Maggiori dettagli relativi ai requisiti tecnici degli utenti allacciati alla rete devono essere definiti nei relativi contratti fra le parti.

4.2 Compiti degli attori del mercato concernenti l'allacciamento e la gestione della rete

- (1) Di seguito sono descritti i compiti degli attori del mercato concernenti l'allacciamento alla rete e la gestione della rete.

4.2.1 Gestore della rete di trasmissione

- (1) Il GRT è responsabile della gestione della rete di trasmissione svizzera, con l'obiettivo di un funzionamento sicuro, performante ed efficiente nel rispetto dei limiti tecnici e delle norme tecniche in vigore.
- (2) A tale proposito il GRT coordina e dirige, in particolare, anche le relative azioni di gestori degli impianti, GRD, consumatori finali allacciati alla rete di trasmissione, responsabili di prestazioni di servizio relative al sistema ed RGB. Nei confronti di tali soggetti, egli è autorizzato ad impartire direttive in tutte le questioni inerenti la gestione della rete di trasmissione.
- (3) Il GRT è responsabile dell'acquisizione e dell'impiego di prestazioni di servizio relative al sistema.

⁶ Il documento chiave NNMÜ/MURT – CH rientra nella sfera di responsabilità della società nazionale di rete.



4.2.2 Proprietario della rete di trasmissione (PRT)

- (1) Il PRT è responsabile di pianificazione, espansione, manutenzione, riparazione, nonché smantellamento dei mezzi operativi di sua proprietà, che costituiscono parte integrante della rete di trasmissione svizzera.
- (2) Il PRT definisce i requisiti per l'allacciamento alla rete di trasmissione e garantisce che questi vengano rispettati.
- (3) Il PRT è inoltre responsabile dell'allacciamento alla rete degli impianti di PRD, produttori, consumatori finali o reti di trasmissione estere allacciate alla rete di trasmissione svizzera.
- (4) Il PRT garantisce l'efficienza e l'interoperabilità della propria rete.

4.2.3 Gestore della rete di distribuzione

- (1) Il gestore di una rete di distribuzione (GRD) ha il compito di garantire un funzionamento sicuro, performante ed efficiente della rete di distribuzione. Inoltre il GRD allaccia alla propria rete gli utenti allacciati alla rete e consente agli utenti della rete di utilizzarla.

4.2.4 Proprietario della rete di distribuzione (PRD)

- (1) Il PRD è responsabile di pianificazione, ampliamento, manutenzione, riparazione, nonché smantellamento dei mezzi operativi della rete di distribuzione di sua proprietà. Il PRD è inoltre responsabile dell'allacciamento alla rete di distribuzione degli impianti di PRD, produttori o consumatori finali.

4.2.5 Utente allacciato alla rete

- (1) Gli utenti allacciati alla rete sono proprietari di fondi e impianti con installazioni elettriche allacciati alla rete.
- (2) L'utente allacciato alla rete versa i corrispettivi previsti per l'allacciamento alla rete.

4.2.6 Produttore

- (1) Un produttore è proprietario di una o più centrali elettriche o quote di centrali elettriche. Il produttore può trasferire la gestione di una centrale elettrica ad un gestore.

4.2.7 Responsabile di prestazioni di servizio relative al sistema (RPSS)

- (1) Un responsabile di prestazioni di servizio relative al sistema eroga prestazioni di servizio relative al sistema su incarico di un gestore di rete.

4.3 Ulteriori documenti per l'allacciamento alla rete e per la relativa gestione

- (1) I documenti chiave per gli aspetti tecnici dell'allacciamento alla rete e della gestione della stessa sono
 - Distribution Code (DC – CH)
 - Transmission Code (TC – CH)
 - Prescrizioni delle Aziende Elettriche CH (PAE – CH) (Condizioni tecniche di allacciamento, CTA)
 - Raccomandazione per l'allacciamento alla rete di distribuzione di utenti allacciati alla rete (Empfehlung Netzanschluss für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz/Recommandation)



- Raccordement au réseau (pour toutes les personnes raccordées au réseau de distribution), NA/RR – CH)
- Raccomandazione per l'allacciamento alla rete di impianti di produzione d'energia (AR/IPE – CH)

5. Metrologia e processi informativi

5.1 Principi della messa a disposizione dei dati di misurazione

- (1) La misurazione dei dati sull'energia nei punti di allacciamento alla rete di consumatori finali, produttori e impianti di stoccaggio e fra reti e la messa a disposizione dei dati di misurazione agli attori di mercato autorizzati è la base per il conteggio dell'energia, per il conteggio dell'utilizzazione della rete e, insieme con i programmi previsionali, per il conteggio per i gruppi di bilancio. Il calcolo dei tributi (supplementi di cui all'art. 35 LENE e tributi e prestazioni per gli enti pubblici), l'attribuzione dei costi per le prestazioni di servizio relative al sistema e la determinazione delle garanzie d'origine si basano anche su tali dati di misurazione.

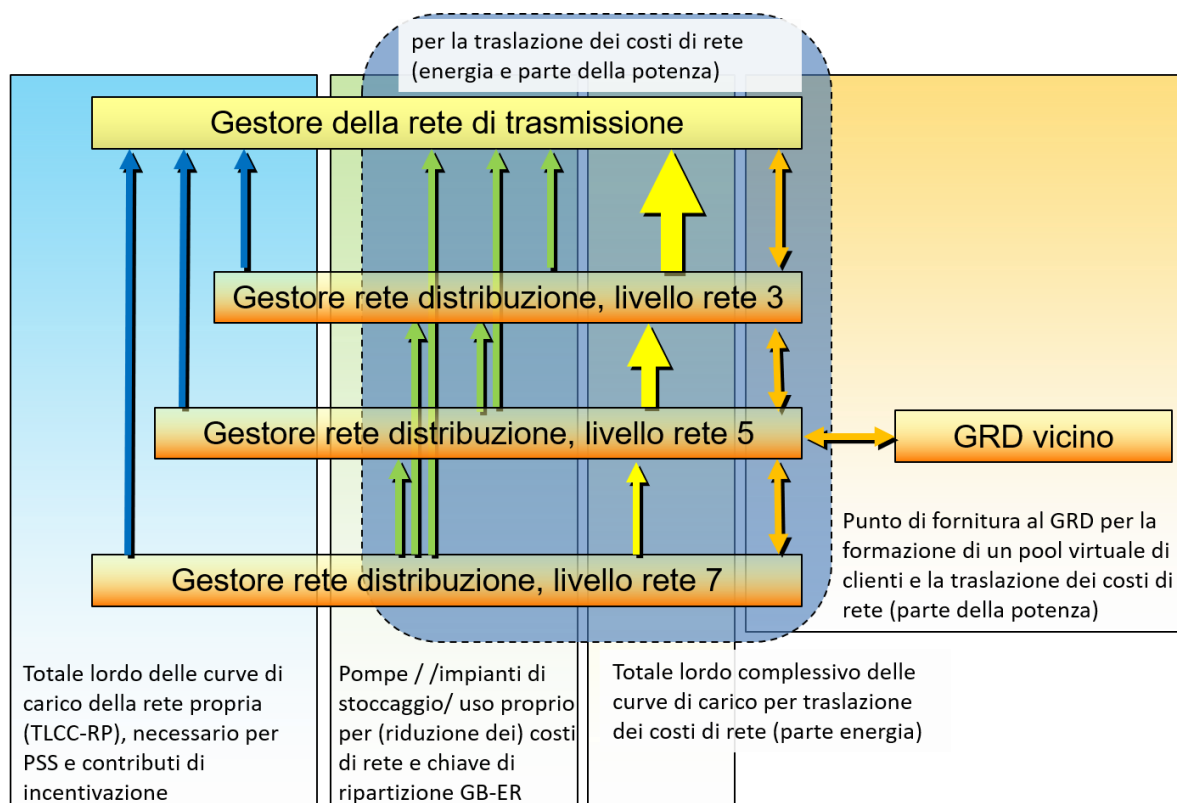


Figura 3 Scambio di dati di misura per il trasferimento/l'attribuzione dei costi di rete

- (2) Lo scambio dei dati di misura fra gestori di rete, fornitori e gruppi di bilancio avviene su periodi di misura di un quarto d'ora. L'invio di dati di misura senza controllo plausibilità avviene una volta al giorno, quello con controllo plausibilità una volta al mese.



- (3) Per consumatori finali e produttori per i quali non sono misurate le curve di carico il gestore di rete decide il periodo di misura. Ai sensi dell'art. 8d, cpv. 4 OAEI ai gestori di rete non è consentito, senza il consenso dei consumatori finali, consultare i dati di misurazione più di una volta al giorno.
- (4) Della metrologia e dei processi informativi (scambio di dati di misurazione) è responsabile, ai sensi dell'art. 8 cpv. 1 OAEI, il gestore di rete.

5.2 Compiti degli attori del mercato concernenti la messa a disposizione dei dati di misurazione

- (1) Di seguito sono descritti i compiti degli attori del mercato concernenti la messa a disposizione dei dati di misurazione.

5.2.1 Compiti dei gestori di rete (GRT e GRD)

- (1) Il gestore di rete è responsabile della messa a disposizione dei dati di misurazione ed amministratore fiduciario di dati dei clienti/dei partner commerciali. In questo deve anche garantire in particolare le basi legali per la protezione dei dati e per la sicurezza dei dati, in conformità all'art. 8d, cpv. 5 OAEI.
- (2) In questo ruolo è responsabile degli apparati di misura a ciò necessari e deve rispettare le prescrizioni di taratura.
- (3) È obbligato a determinare, aggregare e inoltrare i dati agli attori di mercato autorizzati ai sensi delle prescrizioni dei documenti del settore.
- (4) Può trasmettere i dati al PRT o al PRD per la pianificazione e al GRT e GRD per l'esercizio della rete. Su richiesta deve metterli a disposizione dei proprietari di rete autorizzati.

5.2.2 Obblighi di fornitura dei dati dei gestori di rete

- (1) I gestori di rete a monte ricevono dai gestori di rete il totale lordo complessivo delle curve di carico proprie e delle reti a valle.
- (2) L'utente della rete è proprietario dei dati di misurazione e può pretendere dal gestore di rete la fornitura gratuita dei dati in formato EBIX. Il gestore di rete deve inoltre offrire al consumatore finale, ai sensi dell'art. 8a, cpv. 1 OAEI, un'interfaccia tramite la quale questo può consultare da solo tali valori di misurazione.
- (3) Il responsabile del gruppo di bilancio (RGB) riceve dal gestore di rete gli aggregati di tutti i punti di misurazione attribuiti al suo gruppo di bilancio come totale delle curve di carico (TCC) e totale delle curve d'immissione (TCI) suddiviso in base ai fornitori.
- (4) Il fornitore riceve dal gestore di rete le curve di carico/curve d'immissione (CC/CI) per i consumatori finali/le unità di produzione a lui assegnate e il suo aggregato di fornitore come TCC e TCI.
- (5) Il coordinatore dei gruppi di bilancio (CGB) riceve dal gestore di rete gli aggregati del GB come TCC e TCI, il totale lordo delle curve di carico e il totale lordo complessivo delle curve di carico.
- (6) Il GRT riceve dal gestore di rete le curve di carico singole per impianti di stoccaggio, per pompe nelle centrali di pompaggio, per il consumo proprio di produttori e di convertitori di frequenza non utilizzati come consumatori finali, per la determinazione del prelievo netto dalla rete di trasmissione, nonché il



totale lordo delle curve di carico della propria rete per il calcolo delle tariffe PSS (prestazioni di servizio relative al sistema) e i supplementi LENE (promozione delle energie rinnovabili).

- (7) Il gestore della rete fornisce all'organo d'esecuzione, che emette anche le GO, i dati di produzione degli impianti finanziati tramite RIC ed FCS e degli impianti registrati nel sistema delle GO.

5.2.3 Fornitura di dati del fornitore del servizio di misurazione

- (1) Produttori con una potenza di produzione superiore a 30 kVA possono dare a un terzo (fornitore del servizio di misurazione), invece che al gestore della rete, l'incarico di rilevamento, controllo plausibilità e trasmissione dei dati di misura al GRD, a condizione che ciò non comprometta la sicurezza dell'esercizio di rete.
- (2) Il gestore della rete riceve dal fornitore del servizio di misurazione curve di carico singole dei produttori da lui misurati.

5.2.4 Responsabile del gruppo di bilancio (RGB)

- (1) Il RGB riceve gli aggregati del GB di tutti i punti di misurazione assegnati al suo gruppo di bilancio come TCC e TCI suddivisi in base ai fornitori.

5.2.5 Fornitore

- (1) Il fornitore riceve le curve di carico/curve d'immissione per i consumatori finali/le unità di produzione da lui rifornite e il suo aggregato di fornitore come TCC e TCI.

5.2.6 Gestore della rete di trasmissione (GRT)

- (1) Il GRT, nel suo ruolo di coordinatore dei gruppi di bilancio, riceve gli aggregati del GB come TCC e TCI, il totale lordo delle curve di carico e il totale lordo complessivo delle curve di carico.
- (2) Inoltre il GRT riceve le seguenti curve di carico singole:
 - per impianti di stoccaggio
 - per pompe in centrali di pompaggio
 - per il consumo proprio dei produttori
 - per convertitori di frequenza che non lavorano come consumatori finali.

5.2.7 Organo d'esecuzione

- (1) L'organo di esecuzione riceve ed elabora i dati di produzione degli impianti sovvenzionati tramite RIC ed FCS, nonché degli impianti registrati nel sistema delle GO.

5.2.8 Sistemi di misurazione intelligente

- (1) Per la metrologia e i processi informativi i gestori di rete devono impiegare, entro il 31 dicembre 2027, sistemi di misurazione intelligenti per l'80% dei consumatori finali e dei produttori (art. 17a LAEI e art. 8a OAEI).



5.3 Altri documenti relativi allo scambio dei dati di misurazione

5.3.1 Documenti chiave e documenti di applicazione

- (1) Il documento chiave per gli aspetti tecnici della messa a disposizione dei dati di misurazione è l'MC – CH.
- (2) Il relativo documento di applicazione, SDAT-CH, completo di tutte le appendici, definisce lo scambio dei dati e i processi di scambio.



Allegato 1 : Panoramica delle direttive dei gestori di rete

(1) La seguente tabella contiene una panoramica delle sezioni dei documenti del settore che contengono le corrispondenti direttive.

Articolo OAEI	Contenuto delle direttive secondo OAEI	Direttiva dei gestori di rete
3, cpv. 1	Art. 3 Allacciamento alla rete ¹ I gestori di reti emanano direttive trasparenti e non discriminatorie per l'attribuzione di consumatori finali, produttori di energia elettrica e gestori di reti a un determinato livello di rete, nonché per la qualità minima di fornitura di energia elettrica per livello di rete.	Le direttive per l'attribuzione di consumatori finali, produttori e gestori di reti ad un livello di rete sono incluse nel Modello di utilizzazione per le reti di distribuzione (MURD/NNMV – CH) (aspetti commerciali) e nel Distribution Code (DC – CH) (aspetti tecnici).
3, cpv. 2	Art. 3 Allacciamento alla rete ² [I gestori di reti] emanano direttive per l'indennizzo in caso di cambiamento di allacciamento.”	MURD/NNMV – CH e Raccomandazione per l'allacciamento alla rete (per tutti gli utenti allacciati alla rete di distribuzione) (NA/RR – CH)
7, cpv. 2	Art. 7 Conto annuo e conto dei costi ² I gestori e i proprietari di rete elaborano un metodo uniforme per l'allestimento del conto dei costi ed emanano a tal fine direttive trasparenti.	Lo Schema di calcolo dei costi per le reti di distribuzione svizzere (SCCD – CH) rappresenta la direttiva sul metodo uniforme di calcolo dei costi.
8, cpv. 2	Art. 8 Metrologia e processi informativi ² [Per le misurazioni e i processi informativi] emanano direttive trasparenti e non discriminatorie, in particolare sugli obblighi dei partecipanti e i tempi e la forma dei dati da trasmettere. Le direttive devono prevedere che anche terzi, con l'approvazione del gestore di rete, possano fornire prestazioni di servizio nel campo della metrologia e dei servizi informativi.	Metrologia Metering Code (MC – CH): misurazione per il computo Processi informativi: Scambio dei dati standardizzato per il mercato svizzero dell'elettricità (SDAT – CH) Balancing Concept (BC – CH)
8b	Art. 8b Verifica della sicurezza dei dati ² Sulla base di un'analisi del bisogno di protezione effettuata dall'UFE, i gestori di rete e i fabbricanti emanano direttive che stabiliscono gli elementi da verificare, i requisiti da rispettare e le modalità della verifica.	Direttive e prescrizioni per l'esecuzione di una verifica della sicurezza dei dati (DIR-VSD).
12, cpv. 2	Art. 12 Costi d'esercizio computabili ² I gestori di reti fissano direttive trasparenti, unitarie e non discriminatorie per la determinazione dei costi d'esercizio.	SCCD – CH
13, cpv. 1	Art. 13 Costi del capitale computabili ¹ I gestori di rete fissano in direttive trasparenti e non discriminatorie durate di utilizzazione uniformi e adeguate per i diversi impianti e parti di impianti.	SCCD – CH



Articolo OAEI	Contenuto delle direttive secondo OAEI	Direttiva dei gestori di rete
17	<p>Art. 17 Imputazione dei costi fra reti e determinazione della potenza massima</p> <p>I gestori di rete emanano direttive trasparenti e non discriminatorie per l'imputazione dei costi tra reti dello stesso livello direttamente collegate tra di loro e per la determinazione uniforme della media annua della potenza massima mensile effettiva.</p>	MURD/NNMV – CH
23, cpv. 2	<p>Art. 23 Gruppi di bilancio</p> <p>² La società nazionale di rete fissa in direttive i requisiti minimi per i gruppi di bilancio secondo criteri trasparenti e non discriminatori. A tale riguardo tiene conto degli interessi di piccoli gruppi di bilancio.</p>	Il BC – CH, insieme ai corrispondenti documenti di attuazione, rappresenta la direttiva sui requisiti minimi dei gruppi di bilancio. La situazione contrattuale è disciplinata dal contratto per gruppi di bilancio.

Tabella 2 Elenco delle direttive secondo l'art. 27, cpv. 4 dell'OAEI

