

CAPITOLO 5

SERVIZIO DI MISURA

INDICE

CAPITOLO 5 – SERVIZIO DI MISURA.....	3
5.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE.....	3
5.2 SOGGETTI RESPONSABILI.....	4
5.3 REQUISITI TECNICI PER L'INSTALLAZIONE E MANUTENZIONE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA.....	6
5.3.1 <i>Punti di scambio</i>	6
5.3.2 <i>Punti di misura</i>	7
5.3.3 <i>Apparecchiature di Misura</i>	7
5.3.4 <i>Localizzazione dei punti di misura</i>	8
5.3.5 <i>Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misura relativi ad impianti di generazione</i>	9
5.3.6 <i>Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misura relativi ad Impianti e reti di distribuzione</i>	10
5.3.7 <i>Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misure nei punti di interconnessione con altre reti</i>	11
5.3.8 <i>Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misure nei punti di prelievo di clienti finali</i>	12
5.4 ARCHITETTURA DEL SISTEMA DI ACQUISIZIONE DATI.....	13
5.4.1 <i>Sistema di acquisizione principale</i>	14
5.4.2 <i>Sistema di acquisizione secondario</i>	15
5.4.3 <i>Ulteriori sistemi di acquisizione indiretta delle misure</i>	16
5.4.4 <i>Riservatezza e integrità delle misure</i>	17
5.5 ACQUISIZIONE DEI DATI DI MISURA.....	19
5.5.1 <i>Modalità di acquisizione</i>	19
5.5.2 <i>Acquisizione diretta ed indiretta</i>	20
5.5.3 <i>Collegamento</i>	21
5.5.4 <i>Interfacce e protocolli di comunicazione</i>	22
5.5.5 <i>Periodicità dell'acquisizione</i>	24
5.5.6 <i>Rilevazioni facoltative</i>	24
5.6 ELABORAZIONE DEI DATI DI MISURA.....	25
5.6.1 <i>Convalida dei dati di misura</i>	26

5.6.2	<i>Algoritmi di impianto</i>	26
5.6.3	<i>Ricostruzione delle misure</i>	27
5.6.4	<i>Discrepanze tra misure acquisite</i>	29
5.6.5	<i>Informazioni contenute nel SAPR</i>	29
5.7	MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA NEI PUNTI DI PRELIEVO NON TRATTATI SU BASE ORARIA	30
5.8	MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA IN RETE AI FINI DELLA DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	31
5.9	PROCEDURE OPERATIVE E MODALITÀ DI SCAMBIO DATI	32
APPENDICE	33
A	DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	33
B	CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA	34
1	<i>Ambito di applicazione</i>	34
2	<i>Generalità</i>	34
3	<i>Classe di precisione dei complessi di misura</i>	35
4	<i>Periodo di integrazione delle misure</i>	36
5	<i>Compensazione delle perdite</i>	36
6	<i>Prevenzioni delle frodi e sigillatura delle Apparecchiature di Misura</i>	37
7	<i>Alimentazione delle Apparecchiature di Misura</i>	37
8	<i>Sincronizzazione delle Apparecchiature di Misura</i>	38
9	<i>Funzionamento dei registratori di misura e capacità di memorizzazione</i>	38
10	<i>Programmazione a distanza delle Apparecchiature di Misura</i>	39
11	<i>Dispositivi di interfaccia del misuratore con le reti di telecomunicazione</i>	39
12	<i>Apparecchiature di Misura di ridondanza</i>	40
13	<i>Installazione e verifiche</i>	41

CAPITOLO 5 – SERVIZIO DI MISURA

5.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE

5.1.1 Oggetto del presente capitolo è la definizione:

- (a) delle disposizioni tecniche relative alle **apparecchiature di misura** (di seguito: **AdM**) dell'energia elettrica, ivi comprese le modalità di installazione ed attivazione delle **AdM**;
- (b) dell'architettura del sistema di acquisizione dati;
- (c) delle modalità di elaborazione dei dati di misura;

ai fini del computo dei quantitativi di energia elettrica per quanto attiene ai servizi di trasmissione e di dispacciamento.

Le disposizioni contenute nel presente capitolo si applicano ai soggetti responsabili, sulla base della normativa vigente, dell'installazione e manutenzione dei misuratori, e della rilevazione e registrazione delle misure di energia elettrica.

5.1.2 Ai fini del servizio di dispacciamento, il **Gestore** eroga, nel rispetto della normativa vigente, il servizio di misura nei confronti dei **produttori** per le unità di produzione direttamente connesse alla RTN.

5.1.3 Ai fini del servizio di trasmissione, i soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure consentono al **Gestore** di rilevare le misure:

- (i) dei punti di interconnessione con **RTN** ed in particolare delle **stazioni di trasformazione** direttamente e non direttamente connesse alla **RTN**;

- (ii) degli impianti di generazione allacciati in AAT/AT;
- (iii) dei clienti finali allacciati in AAT/AT;
- (iv) degli scambi in AT tra reti di distribuzione e altre reti con obbligo di connessione di terzi ivi inclusi gli impianti nella titolarità della società Ferrovie dello Stato SpA o sue aventi causa, ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'Industria 25 giugno 1999.

Le rilevazioni del **Gestore** sono da intendersi quali misure di controllo e verifica dei dati forniti al **Gestore** dalle **imprese distributrici** direttamente connesse alla **RTN**. Detti aspetti sono disciplinati nelle convenzioni stipulate tra il **Gestore** e le **imprese distributrici** di cui al Capitolo 7, sezione [7.2](#), del presente Codice di rete.

5.2 SOGGETTI RESPONSABILI

5.2.1 Ai sensi della normativa vigente, i soggetti responsabili dell'installazione e manutenzione dei **misuratori** sono:

- (a) per i **punti di immissione** relativi ad un **impianto di generazione di energia elettrica**, il soggetto titolare dell'impianto medesimo;
- (b) per i **punti di prelievo** e i punti di interconnessione con la **RTN**, l'**impresa distributtrice** competente per territorio;
- (c) per i punti di interconnessione con l'estero che ricadono sulla **RTN**, il **Gestore**;
- (d) per i punti di interconnessione con l'estero che ricadono su reti non **RTN**, l'**impresa distributtrice** sulla cui rete tali punti si trovano;

- (e) per i punti di interconnessione tra reti di distribuzione l'**Impresa distributrice** che cede energia elettrica attraverso tali punti.

Pertanto, nel presente capitolo, con l'espressione "soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori" si fa riferimento ai soggetti come sopra individuati.

5.2.2 Ai sensi della normativa vigente, i soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure di energia elettrica sono:

- (a) per i **punti di immissione** situati su una **rete con obbligo di connessione di terzi**, il soggetto che gestisce la medesima rete;
- (b) per i **punti di prelievo** ed i punti di interconnessione con la **RTN**, l'**impresa distributrice** competente territorialmente;
- (c) per i punti di interconnessione con l'estero che ricadono sulla **RTN**, il **Gestore**;
- (d) per i punti di interconnessione con l'estero che ricadono su reti non **RTN**, l'**impresa distributrice** sulla cui rete tali punti si trovano;
- (e) per i punti di interconnessione tra reti di distribuzione l'**Impresa distributrice** che cede energia elettrica attraverso tali punti.

Pertanto, nel presente capitolo, con l'espressione "soggetto responsabile della rilevazione e registrazione delle misure di energia elettrica" si fa riferimento ai soggetti come sopra individuati.

5.2.3 Ai sensi della delibera dell'**Autorità** n. 118/03 i soggetti responsabili dell'elaborazione e della determinazione delle misure dei prelievi di energia elettrica relativa a **punti di prelievo non trattati su base oraria** sono le imprese distributrici.

5.3 REQUISITI TECNICI PER L'INSTALLAZIONE E MANUTENZIONE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA

Nel presente paragrafo sono definiti i criteri e le prescrizioni tecniche cui deve conformarsi il soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione delle **AdM**.

Dette disposizioni tecniche si applicano:

- (a) alle **unità di produzione e di consumo** connesse alla **rete di trasmissione nazionale** e, comunque, in corrispondenza di **unità di produzione e di consumo** rilevanti connesse alle **reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **rete di trasmissione nazionale**, ovvero connesse a **reti interne di utenza**;
- (b) ai punti di interconnessione tra le **rete di trasmissione nazionale** e le **reti di distribuzione** direttamente connesse alla medesima rete;
- (c) ai circuiti di interconnessione della **rete di trasmissione nazionale** con altre reti elettriche o reti elettriche gestite da soggetti diversi dal **Gestore**.

5.3.1 **Punti di scambio**

Il punto di scambio è il punto ove si verifica la separazione tra rete con obbligo di connessione di terzi e impianti elettrici di produzione e di consumo, (vale a dire, rispettivamente punti di immissione e punti di prelievo), ovvero equivale al punto di interconnessione tra le reti.

Il punto di scambio è relativo all’assetto d’impianto utilizzato nell’ordinario esercizio. Punti di scambio di emergenza causati da **disservizi della rete** per cause accidentali o impreviste ovvero per interventi di manutenzione saranno comunque riferiti convenzionalmente al punto di scambio ordinario.

5.3.2 ***Punti di misura***

Il **punto di misura** è il punto fisico di una **rete** nel quale viene installata una **AdM** dell’energia elettrica.

5.3.3 ***Apparecchiature di Misura***

In ogni **punto di misura** deve essere installata almeno una **AdM**.

Le **AdM** devono essere conformi o essere conformate entro 1 anno dall’entrata in vigore del Codice di rete, alle specifiche tecniche del **Gestore** “Caratteristiche tecniche delle **Apparecchiature di misura**” di cui all’[Appendice B](#) del presente capitolo. Sono possibili, ai sensi del Capitolo 14, sezione [14.3](#) del presente Codice di rete, ulteriori deroghe da parte del **Gestore** in relazione a difficoltà impiantistiche certificate.

Le **apparecchiature di misura** si distinguono in **AdM principali** e **di riserva**.

5.3.4 Localizzazione dei punti di misura

Ad ogni punto di scambio deve essere connessa almeno una **AdM** onde consentire la rilevazione e la registrazione dell'energia in transito.

Il **Gestore** autorizza, dietro esplicita proposta del responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**, che la misura venga effettuata in **punti di misura** non coincidenti con i punti di scambio, nei casi in cui questo comporti:

- (a) minimizzazione dei costi di installazione, esercizio e manutenzione delle **AdM** e, compatibilmente con l'adozione delle tecniche e tecnologie più recenti, salvaguardando quelle **AdM** tra quelle esistenti che, pur non conformi ai criteri di localizzazione di cui al presente paragrafo, siano tali da permettere il calcolo dell'energia all'esatto punto di scambio;
- (b) contenimento della durata dei disservizi all'**utenza** dovuta all'installazione di **AdM** in nuovi **punti di misura** e alla sostituzione di **AdM** esistenti non conformi alle specifiche del presente Codice di rete;
- (c) stabile localizzazione dei **punti di misura** dell'energia elettrica nei confronti delle eventuali modificazioni dei punti di scambio a seguito di variazioni dell'ambito della **RTN**.

5.3.4.1 In particolare, nei casi in cui la misura viene effettuata in punti interni ad impianti elettrici di produzione, di consumo e di reti senza obbligo di connessione di terzi diversi dai punti di immissione, di prelievo o di interconnessione l'esatto valore dell'energia elettrica al punto di scambio deve essere calcolato mediante la definizione di un algoritmo di riporto dell'energia misurata, tenendo conto sia delle perdite dei componenti di

impianto (trasformatori, conduttori, ecc.) sia di altre AdM e di misura presenti e del particolare assetto di impianto.

L'algoritmo di calcolo ed i coefficienti di perdita per correggere la misura in relazione del diverso posizionamento delle **AdM** all'interno dello stesso impianto, vengono concordati tra il **Gestore** e il soggetto responsabile per l'installazione della **AdM**. In particolare, per gli **impianti di produzione** la definizione dell'algoritmo di calcolo e dei coefficienti di perdita è condizione necessaria per la registrazione delle **unità di produzione** all'interno del **Registro Unità di Produzione**. La definizione dell'algoritmo è parte integrante del **contratto per il servizio di dispacciamento per punti di immissione**.

5.3.4.2 In tutti gli altri casi diversi da quelli menzionati nel paragrafo [5.3.4.1](#) si applicano i coefficienti di perdita previsti dall'Autorità.

5.3.5 *Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misura relativi ad impianti di generazione*

Le **AdM** installate nei **punti di immissione** devono rispondere, oltre al rispetto delle specifiche di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo, ai requisiti di seguito indicati.

L'acquisizione delle misure deve consentire la misura dell'energia immessa in rete dall'impianto al netto dei servizi ausiliari di centrale, e se necessario delle **utenze** interne.

I **punti di misura** devono consentire la rilevazione dell'energia scambiata con la rete per singola **unità di produzione** definita nel **RUP**. Tale

condizione è vincolante ai fini della qualificazione di tali **unità di produzione** all'interno del registro.

Per gli impianti per i quali occorra discriminare l'energia prodotta dai diversi **generatori** presenti in impianto, i **punti di misura** devono consentire la rilevazione dell'energia scambiata con la rete per ogni singolo **generatore**.

Le **AdM** devono essere installate per ogni UP:

(a) all'esatto punto di scambio con la rete;

ovvero

(b) alle uscite dei gruppi, nei punti di prelievo dei servizi ausiliari (SA) e nei punti di prelievo delle utenze interne di impianto.

Nel caso (b) occorre applicare un algoritmo di calcolo per ricavare la misura all'esatto punto di scambio.

5.3.6 ***Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misura relativi ad Impianti e reti di distribuzione***

Le **AdM** installate nei punti di scambio tra **RTN** e **reti di distribuzione** o altre **reti con obbligo di connessione di terzi** devono rispondere, oltre alle specifiche di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo ai requisiti qui di seguito indicati.

L'installazione delle **AdM** deve essere tale da consentire il calcolo dell'energia complessiva scambiata tra la **RTN** e le **reti di distribuzione** o altre **reti con obbligo di connessione di terzi**.

Le **AdM** principali devono essere installate:

- (a) nei punti di prelievo in AT e AAT;
- (b) nei punti di scambio tra reti di distribuzione e tra reti di distribuzione e altre reti con obbligo di connessione di terzi;
- (c) nei punti di interconnessione con RTN o in corrispondenza di stazioni di trasformazione.

5.3.7 ***Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misure nei punti di interconnessione con altre reti***

Le **AdM** installate nei punti di scambio tra **RTN** e reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalle reti di distribuzione devono rispondere, oltre alle specifiche di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo, ai requisiti qui di seguito indicati.

In tutti i punti di scambio con le reti interconnesse devono essere installate **AdM principali** e, se richiesto dal **Gestore**, **AdM di riserva**, aventi caratteristiche conformi a quanto prescritto al paragrafo [5.3.3](#).

Nel caso di interconnessione con reti estere, le **AdM** devono essere installate nell'impianto italiano più vicino al confine.

5.3.8 ***Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misure nei punti di prelievo di clienti finali***

Le **AdM** installate:

- (a) nei punti di prelievo di clienti finali, inclusi gli impianti nella titolarità della società Ferrovie dello Stato SpA o sue aventi causa, ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'Industria 25 giugno 1999, direttamente connessi alla **RTN** stessa (o comunque in **AAT** o in **AT** qualora sia necessario per la valutazione dell'energia prelevata dalla **RTN** da parte di porzioni di **reti di distribuzione**);
- (b) nei **punti di prelievo** dell'energia destinata al prelievo degli **impianti di produzione**;

devono rispondere, oltre che alle specifiche di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo, ai requisiti qui di seguito indicati.

Le **AdM principali** vanno installate, a qualunque livello di tensione, nei **punti di prelievo**.

È ammessa l'installazione delle **AdM** a valle di eventuali trasformatori d'impianto del **cliente finale**. In tal caso è necessario tenere conto delle perdite del trasformatore stesso e dei conduttori, secondo quanto definito al paragrafo [5.3.4](#).

Nel caso in cui il **punto di prelievo** sia all'interno di un impianto di terzi, il prelievo si intenderà eseguito dalla rete cui è connesso l'impianto stesso.

5.4 ARCHITETTURA DEL SISTEMA DI ACQUISIZIONE DATI

Il sistema di acquisizione dei dati di misura è costituito dai seguenti elementi fondamentali:

- (a) **Sistema di Acquisizione Principale** (nel seguito “SAPR”): sistema del **Gestore** deputato all’acquisizione diretta o indiretta dei dati di misura, alla loro convalida e ricostruzione, alla loro memorizzazione ed elaborazione;
- (b) **Sistema di Acquisizione Secondario** (nel seguito “SAS”): sistemi di proprietà dei soggetti responsabili della manutenzione ed installazione e della rilevazione e della registrazione delle misure di energia elettrica, deputati alla acquisizione dei dati di misura, alla loro elaborazione, alla loro memorizzazione, ed al successivo invio dei dati di misura al SAPR;
- (c) *Ulteriori sistemi di acquisizione indiretta delle misure*: sistemi del **Gestore** deputati all’acquisizione indiretta dei dati di misura resi disponibili dai soggetti responsabili della rilevazione e della registrazione delle misure di energia elettrica secondo quanto riportato al paragrafo [5.4.3](#).

Le modalità di acquisizione dei dati di misura sono dettagliate nella sezione [5.5](#).

La descrizione dettagliata dei sistemi è riportata nei documenti A.43, A.44, A.48 di cui all’[Appendice A](#) del presente capitolo.

5.4.1 **Sistema di acquisizione principale**

Tale sistema viene utilizzato per l'acquisizione diretta e indiretta della misura dell'energia elettrica relativa:

- (a) alle **unità di produzione e di consumo** connesse alla **rete di trasmissione nazionale** e, comunque, in corrispondenza di **unità di produzione e di consumo** rilevanti connesse alle **reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **rete di trasmissione nazionale**, ovvero connesse a **reti interne di utenza**;
- (b) ai punti di interconnessione tra la **rete di trasmissione nazionale** e le **reti di distribuzione** direttamente connesse alla medesima rete;
- (c) ai punti di interconnessione della **rete di trasmissione nazionale** con altre reti elettriche o reti elettriche gestite da soggetti diversi dal **Gestore e tra reti AT delle imprese distributrici**.

Nel SAPR sono memorizzati i seguenti dati:

- (a) anagrafica dell'**Utente**;
- (b) dati dei **misuratori**, schemi elettrici ed accordi tecnici sugli algoritmi da utilizzare per il riporto delle misure al punto di scambio;
- (c) algoritmi di calcolo;
- (d) dati di misura originali dei **contatori**;
- (e) dati di misura elaborati.

Le caratteristiche del SAPR sono descritte nei documenti A.44, A.46 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

5.4.2 **Sistema di acquisizione secondario**

Tale sistema è utilizzato per l'acquisizione indiretta della misura dell'energia elettrica relativa:

- (a) alle immissioni in rete delle **Unità di Produzione** sia rilevanti che non, connessi alle **reti di distribuzione** e alla **RTN**;
- (b) ai prelievi di **clienti finali** direttamente o indirettamente connessi alla **RTN** o alle **reti di distribuzione** (es. **clienti idonei** in **AAT/AT**, impianti della società Ferrovie dello Stato SpA o sue aventi causa, ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'Industria 25 giugno 1999 etc.);
- (c) ai prelievi del **distributore** da propri impianti (es. **cabine primarie**) direttamente e indirettamente connessi alla **RTN** e scambi in AT tra imprese distributrici.

Le principali funzionalità dei SAS sono:

- (a) acquisizione ed elaborazione giornaliera dei dati di misura dalle **AdM**;
- (b) trasferimento via file al SAPR dei dati di misura.

Le modalità di invio dei file sono descritti nel documento A.48 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Le modalità di interfacciamento del SAS con il SAPR, nonché la periodicità di invio dei dati di misura, devono essere concordate con il **Gestore**.

I soggetti proprietari dei SAS hanno la responsabilità dell'acquisizione, dell'installazione, della gestione e della manutenzione dei SAS devono inoltre prevenire alterazioni accidentali o fraudolente dei dati di misura memorizzati sui SAS stessi.

È obbligo dei proprietari dei SAS:

- (a) dotarsi delle necessarie **misure** minime di sicurezza nel rispetto di quanto stabilito dalla normativa in materia di trattamento dei dati personali;
- (b) avere un sistema di supervisione e di controllo degli accessi logici e fisici a protezione delle informazioni;
- (c) rispettare le norme per la prevenzione e la rilevazione dei virus informatici;
- (d) adottare direttive al proprio interno per la continuità del servizio offerto;
- (e) provvedere all'adeguata formazione del personale in materia di sicurezza e riservatezza dei dati.

5.4.3 *Ulteriori sistemi di acquisizione indiretta delle misure*

Tali sistemi sono utilizzati per l'acquisizione indiretta delle misure dell'energia elettrica relativa:

- (a) ai punti di dispacciamento per unità di consumo (**UC**) e alle **unità di produzione** non rilevanti ai fini del servizio di aggregazione delle misure ai fini della regolazione del servizio di dispacciamento;
- (b) agli scambi tra **RTN** e reti delle **imprese distributrici**, nonché alle immissioni degli impianti di produzione ai fini della regolazione del servizio di trasmissione.

I soggetti responsabili della rilevazione e della registrazione delle misure di energia elettrica sono tenuti a comunicare mensilmente al **Gestore** le misure

di cui sopra con modalità e tempistiche definite dal **Gestore** nel [Capitolo 6](#) e nel [Capitolo 7](#).

5.4.4 Riservatezza e integrità delle misure

I dati di misura hanno carattere riservato, e vengono trattati in conformità a quanto previsto al [Capitolo 12](#) del presente Codice di rete.

Il **Gestore** mantiene l'integrità dei dati dal momento in cui pervengono presso le proprie sedi secondo le modalità di trasmissione stabilite nel presente Codice di rete.

I responsabili dell'installazione e manutenzione delle **AdM** hanno la responsabilità di garantire l'integrità dell'intera **AdM** e dei dati in essa contenuti.

L'**AdM**, dopo la messa in servizio non dovrà subire alcuna riprogrammazione (locale e/o remota), a parte l'impostazione dell'ora legale e la sincronizzazione periodica dell'orologio. Eventuali attività di riprogrammazione diverse da quelle citate dovranno essere comunicate al **Gestore** in accordo alle modalità di scambio dati con gli operatori elettrici di cui alla sezione [5.9](#) del presente capitolo.

L'apposizione di sigilli monouso numerati (con codifica univoca non riproducibile) è a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dei **misuratori**. Questi deve registrare su un apposito registro per ogni impianto d'**utenza**, sia il codice del sigillo sia il punto di installazione, e fornire tali informazioni al **Gestore** se richiesto. Deve altresì comunicare al **Gestore** eventuali variazioni in caso di intervento nell'impianto d'**utenza** (riparazione guasti, manutenzione, sostituzione componenti).

Il **Gestore** ha facoltà di apporre propri sigilli nei seguenti casi:

- (a) una verifica in campo abbia riscontrato una violazione dell'integrità dell'installazione, ovvero una manomissione dei dati o a una riprogrammazione del **contatore** senza preventivo preavviso al **Gestore** stesso, ovvero a rottura dei sigilli o ad una non corrispondenza tra numero sigillo installato e numero sigillo comunicato al **Gestore** e memorizzato sul registro di impianto;
- (b) l'installazione in campo sia tale da essere esposta ad atti vandalici o a manomissioni da parte di terzi.

I responsabili della rilevazione dei dati di misura hanno la responsabilità di garantire che i dati di **misura** giungano integri al **Gestore**.

Al fine di verificare che le informazioni e i dati registrati nelle **AdM** corrispondano a quelli ricevuti, e che le **AdM** installate in campo siano esenti da manomissioni e siano corrispondenti ai dati impiantistici dichiarati dai responsabili delle AdM , il **Gestore** si riserva, in ogni momento, di effettuare verifiche in campo sulle **AdM**, secondo le modalità indicate nel documento A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Fermo restando l'obbligo di riservatezza, i dati di misura, opportunamente aggregati e resi anonimi e privi di informazioni commerciali, possono essere usati e pubblicati dal **Gestore** per l'elaborazione di bilanci e di statistiche, secondo quanto previsto nei successivi Capitoli [8](#) e [9](#) del presente Codice di rete.

5.5 ACQUISIZIONE DEI DATI DI MISURA

Il presente paragrafo ha ad oggetto:

- (a) descrizione delle diverse modalità e tipologie di acquisizione dei dati di misura;
- (b) descrizione del **sistema di telecomunicazione** da impiegare nel caso di **telelettura** diretta delle **AdM** e nel caso di impiego dei SAS;
- (c) interfacce e protocolli di comunicazione;
- (d) periodicità di acquisizione.

L'eventuale responsabilità del **Gestore** e degli **Utenti** nei reciproci rapporti per la violazione degli obblighi ad essi demandati, ai sensi di legge o del presente Codice, è limitata a eventuali danni materiali che siano diretta conseguenza del loro comportamento, intendendosi esclusa ogni responsabilità per danni indiretti o lucro cessante, salvo quanto previsto nei singoli contratti.

L'eventuale responsabilità del **Gestore** è inoltre espressamente limitata ai casi di dolo e/o colpa grave.

5.5.1 **Modalità di acquisizione**

L'acquisizione dei dati di misura di un'**AdM** da parte del SAPR, può essere:

- (a) diretta, quando l'**AdM** viene teleletta per il tramite di una rete di telecomunicazione e senza interposizione di un SAS;

- (b) indiretta, quando avviene mediante una rete di telecomunicazione per il tramite di un SAS o di ulteriori sistemi di trasmissione dati.

Nei casi in cui l'**AdM** non risulti raggiungibile dal SAPR, il **Gestore** richiede al soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM** stessa l'effettuazione di una **lettura locale** e/o **visiva**.

Le **letture locali** delle **AdM** sono impiegate, su indicazione del **Gestore**, nel caso in cui non sia temporaneamente possibile eseguire le letture remote.

Le **letture visive** possono essere utilizzate solo temporaneamente e in caso non siano possibili le **letture locali**, a causa di guasti della porta di comunicazione locale.

L'inoltro al **Gestore** dei dati acquisiti tramite **letture locali/visive** deve essere effettuato, a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**, tramite file e con la stessa periodicità d'acquisizione di cui al paragrafo [5.5.5](#), e comunque concordemente a quanto prescritto nella sezione [5.9](#).

Nei casi in cui esista ragionevole dubbio sulla correttezza del dato rilevato attraverso **telelettura** diretta e/o indiretta, il **Gestore** può richiedere al soggetto responsabile dell'installazione dell'**AdM** stessa l'effettuazione di una **lettura locale** addizionale, senza determinare vincolo sulla successiva utilizzazione di dette letture da parte del **Gestore**.

5.5.2 *Acquisizione diretta ed indiretta*

Il **Gestore** acquisisce i dati di misura direttamente dalle **AdM** installate:

- (a) negli **impianti di generazione** connessi alla **RTN**;

(b) nei punti di interconnessione tra **RTN** e reti estere.

Il **Gestore**, acquisisce i dati di misura indirettamente dalle **AdM** installate per misurare:

- (a) le immissioni in rete degli **impianti di generazione** sia rilevanti che non, connessi alle **reti di distribuzione**;
- (b) i prelievi dei **clienti finali su AAT e AT**;
- (c) i prelievi del **distributore da RTN**;
- (d) scambi in AT tra reti di imprese distributrici.

5.5.3 **Collegamento**

a) Telelettura diretta delle AdM da parte del SAPR

Ogni **AdM** deve essere univocamente identificata in qualsivoglia rete di telecomunicazioni utilizzata.

Non sono previsti dispositivi di memorizzazione intermedi tra **AdM** e SAPR.

L'impiego di dispositivi di interfaccia di telecomunicazione intermedi quali instradatori telefonici e simili, che comunque devono essere trasparenti ai dati in transito (cioè non devono inviare dati memorizzati sia pure temporaneamente al loro interno), deve essere preventivamente richiesto al **Gestore**.

Nel caso di collegamento diretto tra SAPR e **AdM** può essere utilizzata una qualsiasi rete di telecomunicazione, il cui impiego deve essere preventivamente richiesto al **Gestore**, che ne valuterà l'adottabilità.

Allo stato attuale, il **collegamento** diretto tra SAPR e **AdM** è previsto tramite la rete telefonica pubblica commutata (PSTN) ovvero tramite la rete telefonica pubblica cellulare (standard GSM o DCS1800).

Il **Gestore** può richiedere al soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM** l'impiego di reti di telecomunicazione alternative, laddove disponibili, eventualmente basate su standard diversi da quelli sopra citati (es. reti IP).

b) Telelettura indiretta delle AdM da parte del SAPR e degli altri Sistemi

Nel caso di collegamento indiretto tra SAPR, gli altri sistemi e SAS, come pure per il trasferimento al SAPR delle **letture locali** o **visive**, è previsto l'impiego di un file in formato XML, trasferito via internet, secondo le modalità descritte nel documento A.48 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Gli oneri di installazione e manutenzione dei dispositivi necessari per l'interfacciamento con le reti di telecomunicazioni (modem e similari) nonché gli oneri di telecomunicazioni per l'acquisizione diretta ed indiretta dei dati di misura sono a carico del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione delle **AdM**.

5.5.4 **Interfacce e protocolli di comunicazione**

a) Collegamento diretto tra SAPR e AdM

I servizi che i protocolli di comunicazione, utilizzati per il **collegamento** diretto tra SAPR e **AdM**, devono rendere disponibili sono i seguenti:

- (i) lettura dei **dati di misura** relativi ad un periodo temporale specificato;

- (ii) lettura dei registri interni;
- (iii) lettura di data e ora dell'orologio interno dell'**AdM**;
- (iv) lettura dei valori dei parametri di configurazione dell'**AdM**;
- (v) lettura dello stato dell'**AdM**.

I protocolli prescritti per il collegamento diretto sono:

- (i) IEC 1107;
- (ii) IEC 870-5-102 (come prescritto nel documento A.51 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo);
- (iii) DLMS-COSEM,

La messa a disposizione dei driver e delle eventuali interfacce con il sistema, sia hardware sia di conversione dei formati e dei protocolli, sono a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione. L'utilizzo di protocolli diversi deve essere preventivamente richiesto al **Gestore**.

b) Collegamento indiretto tra SAPR e SAS

Il protocollo di comunicazione utilizzato per il collegamento indiretto tra SAPR e SAS deve rendere disponibile il servizio di trasferimento di file.

Le modalità previste sono quelle descritte nel documento A.48 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

c) *Letture locali / visive*

Il servizio che il protocollo di comunicazione utilizzato per il trasferimento al SAPR delle **letture locali / visive** deve rendere disponibile è il servizio di trasferimento di file.

Le modalità previste sono quelle descritte nel documento A.48 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

5.5.5 ***Periodicità dell'acquisizione***

I dati di misura devono poter essere acquisiti, da parte del sistema di acquisizione, ed in particolare dal SAPR, su base giornaliera, senza limitazioni di orario.

Sono ammesse, anche su richiesta del **Gestore**, rilevazioni aggiuntive sulle stesse **AdM** destinate alla misura, da effettuarsi con modalità non in contrasto con quanto prescritto nel presente documento.

Nel caso in cui le **misure** vengano trasmesse al **Gestore** attraverso sistemi di acquisizione e concentrazione interposti, i responsabili di questi ultimi devono assicurare la messa a disposizione dei dati di misura secondo quanto richiesto dal **Gestore**.

5.5.6 ***Rilevazioni facoltative***

I soggetti responsabili della installazione e manutenzione dell'**AdM** possono effettuare, sui propri impianti, rilevazioni facoltative aggiuntive con le stesse

AdM destinate alla misura. Tale facoltà è ammessa per esigenze specifiche quali, esemplificativamente, il controllo dell'immissione o del prelievo di energia elettrica su intervalli temporali diversi da quelli prescritti nel presente documento per la misura dell'energia elettrica.

Le rilevazioni di cui al presente documento non devono alterare i requisiti e le prestazioni né il comportamento delle **AdM** installate, né debbono comportare modifiche di **misuratori** già installati.

5.6 ELABORAZIONE DEI DATI DI MISURA

Il presente paragrafo ha ad oggetto:

- (a) convalida dei dati di misura: compiti, responsabilità e modalità per la convalida dei dati di misura;
- (b) algoritmi di impianto: definizione degli algoritmi necessari per riportare le misure delle **AdM** dal **punto di misura** al punto di scambio;
- (c) ricostruzione dei dati di misura: compiti, responsabilità e modalità per la ricostruzione dei dati di misura;
- (d) sicurezza degli accessi ai sistemi, integrità e riservatezza delle informazioni.

5.6.1 Convalida dei dati di misura

Tutti i dati di misura pervenuti al SAPR e non ancora sottoposti alle procedure di convalida, vengono considerati preliminari.

L'effettuazione della convalida spetta al soggetto responsabile della rilevazione dei dati di misura.

Il **Gestore** applica le procedure di convalida, automatiche o manuali, alle misure provenienti da **AdM** principali, di riserva e di riscontro in ordine di priorità. Le procedure di convalida applicate dal **Gestore** sono descritte nel documento A.44 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Qualora, in seguito all'applicazione delle procedure di convalida e di eventuali verifiche sul campo, si individui un malfunzionamento dell'**AdM principale, di riserva o di riscontro**, il relativo responsabile della manutenzione ha l'obbligo di ripristinarne il corretto funzionamento secondo quanto prescritto al paragrafo [13 lettera c\)](#) di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo.

I dati di misura provenienti da SAS o da ulteriori sistemi di trasmissione sono convalidati dai soggetti responsabili della rilevazione della misura.

5.6.2 Algoritmi di impianto

Gli algoritmi di impianto sono previsti, in accordo a quanto previsto al paragrafo [5.3.4.1](#) nei seguenti casi:

- (a) riporto all'esatto punto di scambio della misure acquisite dalla AdM installata in un punto diverso;

- (b) aggregazione delle misure acquisite dalle diverse **AdM** installate in impianto per il calcolo dell'energia all'esatto punto di scambio;

Eventuali rielaborazioni che si dovessero rendere necessarie in caso di ricostruzioni e/o correzioni di dati errati, saranno effettuate secondo quanto prescritto al paragrafo [5.6.3](#).

5.6.3 Ricostruzione delle misure

Le ricostruzioni si applicano ai dati provenienti dalle **AdM**.

Il responsabile della rilevazione e registrazione delle misure di energia elettrica è responsabile anche della ricostruzione delle misure di energia elettrica in caso di malfunzionamento delle **AdM**.

Di seguito vengono descritte le modalità di ricostruzione svolte dal **Gestore**.

Qualora un dato di misura di energia proveniente da un'**AdM principale** non sia considerato valido secondo quanto indicato al paragrafo [5.6.1](#), ovvero non ne sia stata possibile l'acquisizione diretta, indiretta, locale o visiva, entro i termini previsti, il **Gestore** procederà alla determinazione di possibili valori sostitutivi, utilizzando, nell'ordine:

- (i) il dato di misura fornito dall'**AdM di riserva**, se disponibile e "convalidato";
- (ii) il dato di misura fornito dall'**AdM di riscontro** (oppure il dato calcolato mediante bilancio energetico del sito di connessione), se disponibile e "convalidato".

La mancata applicabilità dei suddetti due criteri causa la determinazione di un valore ricostruito.

Il valore ricostruito viene determinato in base ai seguenti criteri, in ordine di priorità:

a) *misure alternative*

il valore ricostruito è il valore ricavato in base a misure provenienti da eventuali altri sistemi disponibili in campo (ad esempio, dal sistema di controllo in linea)

b) *interpolazione*

nel caso debbano essere sostituiti più dati di misura temporalmente consecutivi (per un intervallo di tempo non superiore ad 1 ora), i valori ricostruiti sono calcolati mediante algoritmi di interpolazione a partire dai dati di misura adiacenti a quelli mancanti;

c) *criteri storico-statistici*

nel caso debbano essere sostituiti più dati di misura temporalmente consecutivi (per un intervallo di tempo superiore ad 1 ora), i valori sostitutivi vengono determinati prendendo come riferimento i dati di misura relativi a periodi passati ritenuti comparabili, tenendo conto di ogni altro elemento disponibili (es. **contatori** UTF).

L'indisponibilità della misura è ammessa nei tempi limite concessi per la riparazione o la sostituzione delle **AdM**.

Qualora si siano verificate irregolarità di funzionamento nel **misuratore** in seguito a verifiche in campo, vengono applicati i criteri di ricostruzione con effetto retroattivo dal momento in cui l'irregolarità si è verificata (se determinabile), ovvero, se non determinabile, dall'inizio del mese in cui l'irregolarità è stata rilevata.

Qualora il soggetto responsabile della rilevazione e della ricostruzione delle misure proceda alla ricostruzione dei dati di misura per guasti tecnici al **misuratore** o al sistema di rilevazione, dovrà inviare tempestiva

comunicazione all' **Utente della rete** interessato nonché al **Gestore** dell'avvenuta ricostruzione dei dati di misura in sostituzione del dato reale indisponibile, fornendo il dato di misura ricostruito.

Le modalità di scambio dati tra **Gestore** e l'**Utente** ai fini della ricostruzione / sostituzione dei dati, deve avvenire secondo quanto indicato nel documento A.49 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

5.6.4 ***Discrepanze tra misure acquisite***

Qualora le misure ottenute da ripetute **teleletture** dello stesso contatore (anche con interposizione di un **sistema di telecomunicazione** qualsiasi) diano luogo a valori diversi tra di loro, si dovrà procedere ad una **lettura locale** del **contatore**. Il dato così ottenuto sarà convalidato.

5.6.5 ***Informazioni contenute nel SAPR***

Hanno accesso alle informazioni trattate dal SAPR i soggetti interessati alle misure per quanto di loro competenza, ossia il **Gestore** e tutti i soggetti da questi autorizzati. L'accesso alle informazioni trattate dal SAPR avviene nel rispetto dei principi di tutela della riservatezza di cui al [Capitolo 12](#) del presente Codice di rete.

Le informazioni e i dati di misura, opportunamente aggregati, resi anonimi, saranno usati dal **Gestore** ad integrazione di dati provenienti da altri sistemi per l'elaborazione di bilanci energetici e per altri fini statistici, fermo restando gli obblighi di riservatezza di cui al paragrafo [5.4.4](#).

5.7 MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA NEI PUNTI DI PRELIEVO NON TRATTATI SU BASE ORARIA

La determinazione delle misure dei prelievi di energia elettrica relativa a **punti di prelievo non trattati su base oraria** è effettuata con la metodologia del Load Profiling.

La misura dell'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo non trattati su base oraria per ciascun punto di dispacciamento per **unità di consumo** è calcolata convenzionalmente per ciascuna area di riferimento e per ciascuna ora moltiplicando il consumo complessivo dei punti di prelievo non trattati su base oraria dell'area (prelievo residuo d'area - PRA) per un coefficiente convenzionale di ripartizione (CRP).

Il prelievo residuo d'area è calcolato dalle **imprese distributrici di riferimento** ed è dato dalla differenza, in ciascuna ora e per ciascuna area di riferimento, tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata riferita a punti trattati su base oraria; il calcolo include i dati omologhi provenienti dalle **imprese distributrici sottese**.

La quota di PRA attribuita al mercato vincolato viene calcolata, per ogni ora e per ogni area di riferimento, a saldo delle quote di PRA attribuita a tutti gli altri **utenti del dispacciamento**.

La quota di PRA attribuita al mercato vincolato in ogni area di riferimento viene suddivisa tra l'impresa **distributrice di riferimento** e le **imprese distributrici sottese** secondo le modalità stabilite dalla delibera n. 118/03.

Il **Gestore** calcola le misure attribuite alle **unità di consumo** per ogni area di riferimento, moltiplicando PRA per CRP, e successivamente aggrega le misure per area sulle zone ottenendo in questo modo la misura **dell'unità di consumo (UC)** per la parte non oraria.

In caso di cambiamento di perimetro della rete di competenza di un **distributore** (per es. cessione di parte della propria rete ad un altro **distributore**), ai fini del Load Profiling rimane la precedente configurazione dell'area di riferimento fino al mese successivo a quello di modificazione. Il **distributore** uscente ha l'obbligo di fornire al **distributore** entrante le informazioni necessarie al calcolo dei CRP, relativamente ai periodi di sua competenza. Gli obblighi di comunicazione al **Gestore**, invece, ricadono comunque sul **distributore** entrante.

Alla fine di ogni anno, tramite la lettura delle energie effettivamente assorbite dai singoli **punti di prelievo** fisici nell'intero anno, il **Gestore** effettua il conguaglio rispetto all'energia attribuita con la metodologia di Load Profiling.

5.8 MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA IN RETE AI FINI DELLA DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

Ai fini della applicazione dei corrispettivi per il servizio di trasmissione, il Gestore determina:

- (a) in qualità di soggetto responsabile della rilevazione e registrazione delle misure di energia elettrica per i punti di immissione situati sulla **RTN**, la misura dell'energia elettrica immessa in rete dagli **impianti di produzione** sulla base delle misure rilevate dai propri sistemi di misura;
- (b) la misura dell'energia elettrica immessa in rete dagli **impianti di produzione** situati su altre reti sulla base delle misure rilevate e registrate dagli altri soggetti di cui al paragrafo [5.2.2](#). In tal caso tali soggetti sono tenuti a fornire le misure con i tempi e le modalità previste nel Capitolo 6, sezione [6.3.2](#) del presente Codice di rete.

5.9 PROCEDURE OPERATIVE E MODALITÀ DI SCAMBIO DATI

Nel documento A.49 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo sono riportate le procedure operative che il **Gestore** segue per poter mantenere aggiornato il sistema di misura con la realtà impiantistica, nonché le procedure informative tra **Gestore** ed i seguenti soggetti:

- (i) **soggetti responsabili dell'installazione e manutenzione delle AdM per gli impianti di produzione;**
- (ii) **soggetti responsabili dell'installazione e manutenzione delle AdM per gli impianti di distribuzione e per i clienti finali;**
- (iii) gestori di porzioni limitate di **RTN** e proprietari di **RTN** diversi dal **Gestore**, per gli impianti di cui al paragrafo [5.3.7](#).

Nel documento A.49 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo sono inoltre riportate le modalità con le quali i suddetti soggetti ed il **Gestore**:

- (a) interagiscono per lo scambio dei dati tecnici di impianto al fine di mantenere il sistema di misura del **Gestore** allineato con quanto realmente installato in campo;
- (b) interagiscono per lo scambio dei dati di misura;
- (c) scambiano informazioni per la ricostruzione dei dati di misura in caso di **disservizi della rete di telecomunicazione** e/o di variazioni impiantistiche.

APPENDICE

A DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

A completamento di quanto previsto nel presente capitolo, si riporta nel seguito, l'elenco dei documenti di riferimento che costituiscono allegati al presente Codice di rete:

- A.43 “Specifiche funzionali generali”;
- A.44 “Specifica tecnica funzionale del sistema di acquisizione principale del Sistema di Misura dell'energia elettrica di interesse del Gestore”;
- A.45 “Specifica tecnica funzionale e realizzativa delle apparecchiature di misura”;
- A.46 “Specifica tecnica realizzativa del sistema di acquisizione principale delle misure di energia elettrica”;
- A.47 “Specifica tecnica di prova delle apparecchiature di misura”;
- A.48 “Specifica tecnica per i Sistemi di Acquisizione Secondari (SAS)”;
- A.49 “Procedure operative per la gestione delle informazioni e dei dati nell'ambito del sistema di misura”;
- A.50 “Compensazione delle perdite”;
- A.51 “Caratteristiche del protocollo di comunicazione e delle modalità di scambio dati tra SAPR e AdM”.

B CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA

1 Ambito di applicazione

1.1 Nella presente Appendice sono riportate le prestazioni fondamentali che devono soddisfare le **AdM** installate presso:

- (a) le **unità di produzione e di consumo** connesse alla **rete di trasmissione nazionale** e, comunque, in corrispondenza di **unità di produzione e di consumo** rilevanti connesse a **reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **rete di trasmissione nazionale**, ovvero connesse a **reti interne di utenza**;
- (b) i punti di interconnessione tra la **rete di trasmissione nazionale** e le **reti di distribuzione** direttamente connesse alla medesima rete;
- (c) i punti di interconnessione della **rete di trasmissione nazionale** con altre reti elettriche o reti elettriche gestite da soggetti diversi dal **Gestore**.

2 Generalità

In ogni **punto di misura** è obbligatoria la sussistenza di almeno una **AdM**.

Le caratteristiche generali, funzionali, realizzative e di prova, sono individuate nel dettaglio nelle specifiche tecniche A.43, A.45 e A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

I **misuratori** devono essere di marca e modello approvato dal **Gestore** e da questo teleleggibile.

I **complessi di misura** devono essere in grado di misurare entrambi i versi dell'energia attiva (entrante ed uscente) e i relativi versi dell'energia reattiva (entrante ed uscente per ciascuno dei due versi dell'energia attiva), per un totale di sei valori per periodo di integrazione.

Nei soli casi in cui, in assenza di **guasto**, il flusso di energia attiva non può essere bidirezionale neanche temporaneamente, sono ammessi **misuratori** unidirezionali per l'energia attiva e con discriminazione dell'energia reattiva, per un totale di tre valori per periodo di integrazione.

3 ***Classe di precisione dei complessi di misura***

Tutte le **AdM** devono soddisfare i seguenti requisiti funzionali minimi:

- (a) la classe di precisione del **misuratore** di energia elettrica attiva e dei **trasformatori di tensione e corrente**, qualora non diversamente specificato, deve essere uguale o migliore di 0,5. Qualora la classe di precisione di anche uno solo dei suddetti componenti sia di classe 1, deve essere verificato che il **complesso di misura** possa essere considerato riconducibile alla **AdM** prescritta, dal punto di vista della precisione, applicando il principio di equivalenza di cui alla norma CEI 13-4;
- (b) la classe di precisione del **misuratore** di energia elettrica reattiva deve essere almeno pari a 2.

Il **Gestore**, con le modalità previste al Capitolo 14, sezione [14.3](#), del presente Codice di rete, può concordare con il soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione delle **AdM**, qualora il flusso di energia in

transito nel punto di scambio sia tale da giustificarlo, l'installazione di un'**AdM** con componenti aventi classi di precisione migliori di quelli sopra prescritti (in particolare classe 0,2 per i trasformatori di misura e per l'energia attiva del **misuratore**). Il **Gestore**, qualora lo ritenga necessario, può comunque imporre l'installazione di un'**AdM** con componenti aventi classi di precisione migliori di quelle sopra prescritte.

4 ***Periodo di integrazione delle misure***

I dati di misura dell'energia devono risultare dall'integrazione delle grandezze elettriche in un periodo (impostabile) con granularità almeno pari a 15 min. ed essere registrati in forma numerica.

5 ***Compensazione delle perdite***

Le **AdM** devono essere installate in corrispondenza del punto di scambio. Se, nei casi previsti al paragrafo [5.4.4](#), l'installazione è avvenuta in altro punto è necessario riportare le misure all'esatto punto di scambio mediante algoritmo che tenga conto delle perdite introdotte dagli elementi elettrici interposti (trasformatori, conduttori, ecc.). La **compensazione delle perdite** è prevista centralizzata a livello del sistema di acquisizione e di elaborazione del soggetto responsabile della rilevazione della misura.

Alternativamente, le **AdM** possono compensare, mediante algoritmi interni, le perdite tra **punti di misura** e punti di scambio, senza degrado della classe di precisione rispetto a quella che si otterrebbe effettuando la misura esattamente al punto di scambio stesso. In tal caso, le stesse **AdM** devono restituire sia le misure compensate, sia le misure originali.

Le **AdM** in grado di effettuare la **compensazione delle perdite**, nonché gli algoritmi utilizzati, devono essere approvate dal **Gestore**.

La **compensazione delle perdite** dovrà avvenire compatibilmente a quanto prescritto nel documento A.50 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

6 *Prevenzioni delle frodi e sigillatura delle Apparecchiatura di Misura*

Le grandezze elettriche rilevate dalle **AdM** non devono essere alterate e i dati di misura registrati dalle **AdM** non devono essere modificabili o alterati.

A tal fine, tutti i componenti delle **AdM**, inclusi i cablaggi e le morsettiere, devono essere dotati di sistemi meccanici di sigillatura (piombatura o similari) che garantiscano detti componenti da possibili manomissioni.

In particolare, le interfacce di programmazione locale e/o remota dovranno essere dotate di un sistema di codici di accesso che limitino le funzioni di programmazione, mentre l'interfaccia di programmazione locale dovrà essere dotata di blocco meccanico.

7 *Alimentazione delle Apparecchiature di Misura*

L'alimentazione delle **AdM** deve essere conforme alla specifica tecnica A.45 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Deve inoltre essere possibile alimentare le **AdM** da una sorgente ausiliaria ad alta disponibilità. Per gli impianti non presidiati e di difficile raggiungibilità, deve essere prevista la doppia alimentazione esterna/interna.

L'**AdM** deve essere dotata di alimentazione ausiliaria che mantenga in funzione il **contatore** ed il modem anche in caso di **disalimentazione** del montante (ad esempio in caso di apertura prolungata del montante). L'**AdM** può non essere dotata di alimentazione ausiliaria qualora, in caso di mancanza prolungata di alimentazione, il **contatore** mantenga inalterati i dati e garantisca continuità alla misura dell'**energia elettrica**.

8 ***Sincronizzazione delle Apparecchiature di Misura***

Le **AdM** devono essere sincronizzate dal responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**, mediante una sorgente PRC (Primary Reference Clock), con grado di stabilità conforme alla norma ITU-T G.811 e, comunque, in grado di contenere l'errore temporale rispetto all'UTC (Universal Time Coordinated) entro 10 s.

9 ***Funzionamento dei registratori di misura e capacità di memorizzazione***

Le **AdM** devono memorizzare i dati forniti dai **complessi di misura** e dall'eventuale **dispositivo di elaborazione**. I dati di misura ed eventualmente quelli da questi originati per elaborazione interna devono essere disponibili nell'**AdM** per almeno 60 giorni.

10 Programmazione a distanza delle Apparecchiature di Misura

Le attività di programmazione remota delle **AdM** devono essere limitate alle seguenti impostazioni:

- (a) sincronizzazione oraria;
- (b) impostazione ora legale;
- (c) modifica delle fasce orarie.

Non devono essere possibili altre impostazioni da remoto.

Ogni attività di riprogrammazione deve essere memorizzata in un registro interno accessibile in sola lettura.

Eventuali diverse necessità dovranno essere preventivamente comunicate al **Gestore**.

11 Dispositivi di interfaccia del misuratore con le reti di telecomunicazione

Il **dispositivo di interfaccia di telecomunicazione** dell'**AdM** con il sistema di telecomunicazione deve consentire l'acquisizione a distanza dei dati di misura e delle informazioni forniti dall'**AdM**.

Questo dispositivo, previo parere positivo del **Gestore**, può essere comune a più **AdM** installate nello stesso impianto.

12 **Apparecchiature di Misura di ridondanza**

La misura deve consentire il raggiungimento di adeguati livelli di disponibilità che deve essere ottenuta mediante:

- (i) elevata qualità degli apparati utilizzati;
- (ii) predisponendo opportune ridondanze delle **AdM** ed, eventualmente, dei **punti di misura**.

L'esistenza di opportune ridondanze permette la ricostruzione dei dati di misura in caso di disservizio della **Apparecchiatura di Misura** .

Le **AdM** di ridondanza vengono classificate in **AdM di riserva** e **AdM di riscontro**.

a) *Riserva*

L'installazione di **AdM di riserva** è a discrezione del responsabile dell'**AdM**.

Le **AdM di riserva** devono avere la medesima classe di precisione delle **AdM principali** ed, eventualmente, dividerne i trasformatori di misura (**TA** e **TV**).

b) *Riscontro*

Le **AdM di riscontro** (qualora presenti), installate anche in punti diversi dai punti di installazione delle **AdM principali**, sono utilizzate per controllare il funzionamento del sistema di misura e ricostruire o stimare, insieme ad altri elementi (quali statistiche o **contatori** fiscali), i dati di misura mancanti.

Le **AdM di riscontro** possono avere una classe di precisione diversa dalle **AdM principali**.

Le stesse **AdM di riserva** possono essere utilizzate dal **Gestore** a fini di riscontro.

13 **Installazione e verifiche**

a) *Installazione e messa in servizio*

L'installazione e la messa in servizio delle **AdM** sono a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**.

I componenti costituenti le **AdM** si intendono tarati dall'origine.

L'obiettivo di attendibilità delle misure deve essere perseguito in tutte le fasi del processo di acquisizione delle misure, ed in particolare attraverso:

- (i) la scelta di apparati qualificati e di componenti di qualità;
- (ii) la cura nell'installazione, con garanzie di tipo antifrode;
- (iii) la verifica periodica da parte di personale qualificato;
- (iv) il controllo di validità delle misure in linea.

b) *Taratura e verifica delle AdM*

Le **AdM** sono sottoposte a verifiche iniziali e periodiche, a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**, con le seguenti scadenze:

- (i) trasformatori di misura: cadenza massimo quindicennale (dieci anni per i **TV** capacitivi);
- (ii) **contatori**: cadenza almeno triennale

o comunque secondo le modalità prescritte nel documento A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Il **Gestore** controlla le attività di verifica, riservandosi di presenziare alle relative operazioni, alle quali sono ammessi anche i soggetti interessati alla misura.

Gli oneri relativi alle attività di verifica sono a carico del responsabile dell'installazione dell'**AdM**, il quale eventualmente può delegare l'attività di verifica ad un soggetto terzo tra quelli indicati dal **Gestore** di cui al successivo punto (e).

Le attività di verifica dovranno essere svolte in conformità con le specifiche tecniche A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Sono ammesse verifiche estemporanee, al di fuori della periodicità prescritta. Le richieste relative potranno essere di iniziativa del **Gestore** o dei soggetti interessati dalla misura. Qualora l'**AdM** risulti corrispondente a quanto per essa prescritto, l'onere della verifica estemporanea sarà a carico del richiedente, mentre sarà a carico del responsabile dell'**AdM** in caso contrario.

I componenti risultati difettosi durante una verifica sono oggetto di riparazione o sostituzione in conformità con quanto prescritto al successivo punto c).

c) *Riparazione e/o sostituzione delle Apparecchiature di Misura*

In caso di **guasto**, le **AdM**, o i loro componenti costituenti, devono essere riparati, o sostituiti a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**.

Le modalità di sostituzione devono seguire le prescrizioni descritte nel documento A.49 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Nel caso non siano disponibili **AdM di riserva o di riscontro**, la sostituzione e/o riparazione del **contatore** principale dovrà essere realizzata entro il tempo massimo di 48 ore, salvo casi eccezionali dipendenti dalla continuità del servizio elettrico o in caso di punto di scambio non attivo.

Nel caso siano disponibili **AdM di riserva o di riscontro**, la sostituzione e/o riparazione delle **AdM principali**, salvo casi particolari da valutare con il **Gestore**, deve avvenire con le seguenti modalità:

- (i) il termine massimo per la sostituzione e/o riparazione del **contatore** e/o del **dispositivo di interfaccia di telecomunicazione** è di una settimana;
- (ii) il termine massimo per la sostituzione/riparazione dei trasformatori di misura è di un mese. Tale termine può essere esteso a due mesi, qualora il nuovo trasformatore di misura sia di qualità superiore a quello da sostituire.

Quando la sostituzione si realizzi su richiesta, questa deve comunque effettuarsi in conformità a quanto prescritto nel presente documento, ad esclusivo onere e cura del richiedente.

d) *Certificazioni delle verifiche*

Il responsabile delle **AdM**, a valle delle verifiche iniziali, periodiche e/o di sostituzioni e riparazioni delle **AdM**, dovrà fornire al **Gestore** documentazione degli avvenuti interventi secondo quanto indicato nelle specifiche tecniche A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

e) *Soggetti certificatori*

Il **Gestore** si riserva di pubblicare l'elenco dei soggetti certificatori che, in possesso dei requisiti tecnici e di qualità, operino nel campo della misura e delle verifiche secondo la regola dell'arte.