

GUIDA TECNICA

REQUISITI E CARATTERISTICHE DI RIFERIMENTO DEI SISTEMI DI TRASMISSIONE IN CORRENTE CONTINUA (HVDC)

Storia delle revisioni

Rev. 00	del 15/03/2007	Prima emissione
Rev. 01	del 07/06/2011	Aggiornamento

INDICE

1. SCOPO	6
2. DEFINIZIONI	6
3. OGGETTO	6
4. RIFERIMENTI	7
5. CONDIZIONI AMBIENTALI DI RIFERIMENTO	13
6. PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI E DI LEGGE	14
6.1... GENERALITÀ	14
7. DATI DI RETE NEI NODI DI CONNESSIONE DELLE STAZIONI DI CONVERSIONE	14
7.1... CAMPI DI VARIAZIONE DELLA TENSIONE	14
7.2... CAMPI DI VARIAZIONE DELLA FREQUENZA	14
7.3... CORRENTI DI CORTO CIRCUITO	15
7.4... GRADO DI DISSIMMETRIA DELLA TENSIONE TRIFASE	15
7.5... LIVELLO PRE-ESISTENTE DI DISTORSIONE ARMONICA	15
7.6... IMPEDENZA ARMONICA DELLE RETI C.A.	16
7.7... LIVELLI DI TENUTA ALLE SOVRATENSIONI E COORDINAMENTO DELL'ISOLAMENTO	16
7.8... PARAMETRI DI RETE PER STUDI DI DINAMICA	16
8. PRESTAZIONI RICHIESTE	17
8.1... CONFIGURAZIONI DEL COLLEGAMENTO HVDC	17
8.2... CONDIZIONI DI FUNZIONAMENTO E RELATIVE PRESTAZIONI	18
<i>Prestazioni nominali</i>	18
<i>Prestazioni in condizioni normali ed (N-1) della rete</i>	19
<i>Prestazioni in condizioni di rete eccezionali</i>	20
<i>Prestazioni in condizioni di rete in emergenza o in ripristino dopo black-out</i>	21
<i>Prestazioni durante il terremoto</i>	21
<i>Prestazioni transitorie</i>	22
8.3... POTENZA REATTIVA SCAMBIATA CON LA RETE	23
8.4... ARMONICHE E FILTRI	25
<i>Armoniche e filtri AC</i>	25
8.4.1.1 Condizioni da considerare per ottemperare alle prestazioni richieste	25
8.4.1.2 Condizioni da considerare per il dimensionamento dei componenti	27
8.4.1.3 Prestazioni richieste	27
8.4.1.4 Criteri di progetto dei filtri AC	28
8.4.1.5 Criteri di verifica delle caratteristiche dei filtri AC	28
<i>Armoniche e filtri CC</i>	30
8.4.1.6 Condizioni da considerare per ottemperare ai requisiti richiesti	30
8.4.1.7 Condizioni da considerare per la definizione delle caratteristiche nominali degli apparati	30
8.4.1.8 Prestazioni richieste	30
8.4.1.9 Criteri di progetto dei filtri CC	31
8.4.1.10 Criteri di verifica delle caratteristiche dei filtri CC	31

8.5...PERDITE	32
8.6...AFFIDABILITÀ E INDISPONIBILITÀ	33
<i>Affidabilità a seguito di fuori servizi forzati temporanei o permanenti</i>	33
<i>Indisponibilità programmata</i>	34
8.7...MANUTENIBILITÀ ED INTERCAMBIABILITÀ	35
8.8...RIDONDANZE E SCORTE	35
8.9...RUMORE ACUSTICO	36
<i>Ambiente esterno alle stazioni</i>	36
<i>Ambiente interno alle stazioni</i>	36
8.10.CAMPI ELETTRICI, MAGNETICI ED ELETTROMAGNETICI	38
<i>Ambiente esterno alle stazioni</i>	38
<i>Ambiente interno alle stazioni</i>	38
8.11.RADIO INTERFERENZA.....	38
9. STUDI E DOCUMENTAZIONE	40
9.1...GENERALITÀ	40
9.2...STUDI DA ESEGUIRE	40
9.3...PROGETTAZIONE DEL CIRCUITO PRINCIPALE	41
9.4...STUDI SULLA POTENZA REATTIVA.....	41
9.5...COORDINAMENTO DEGLI ISOLAMENTI	42
9.6...CONTOLLO, REGOLAZIONE ED AUTOMAZIONE	43
<i>Studi delle prestazioni dinamiche in regime elettromagnetico</i>	43
<i>Studi delle prestazioni dinamiche in regime elettromeccanico</i>	45
9.7...RISONANZE SUB-SINCRONE (S.S.R.)	45
9.8...PROGETTAZIONE DEI FILTRI AC E CC	45
<i>Requisiti degli interruttori</i>	47
9.8.1.1 Interruttori lato AC	47
9.8.1.2 Interruttori ed organi di manovra lato DC.....	47
9.9...INTERFERENZE RADIO E DISTURBO ACUSTICO.....	48
9.10.SISTEMA DI PROTEZIONE.....	48
9.11.AFFIDABILITÀ E DISPONIBILITÀ	48
9.12.PERDITE	48
10. PRINCIPALI CONDIZIONI PER I COMPONENTI DEL SISTEMA	49
10.1.STAZIONE DI CONVERSIONE TRADIZIONALE.....	49
<i>Convertitore a tiristori</i>	49
10.1.1.1 Normative di riferimento	49
10.1.1.2 Requisiti generali.....	49
10.1.1.3 Caratteristiche di progettazione e funzionali	50
10.1.1.3.1 Progettazione	50
10.1.1.3.2 Caratteristiche funzionali	56
10.1.1.4 Caratteristiche costruttive	57
10.1.1.5 Prove	61
<i>Trasformatori di conversione</i>	62
10.1.1.6 Normativa di riferimento	62
10.1.1.7 Caratteristiche di progetto e funzionali	62
10.1.1.8 Caratteristiche costruttive	67
10.1.1.9 Prove e messa in servizio.....	69
<i>Filtri c.a.</i>	69

10.1.1.10	Normativa di riferimento	70
10.1.1.11	Caratteristiche di progetto e funzionali	70
10.1.1.12	Caratteristiche costruttive	71
10.1.1.13	Prove e messa in servizio	72
<i>Reattori di spianamento c.c.</i>		73
10.1.1.14	Normativa di riferimento	73
10.1.1.15	Caratteristiche di progetto e funzionali	73
10.1.1.16	Prove e messa in servizio	74

11. PRINCIPALI REQUISITI PER LA SEZIONE HVAC DELLA STAZIONE DI CONVERSIONE E DI COMPONENTI TRADIZIONALI.....75

12. SISTEMI DI COMANDO, CONTROLLO E PROTEZIONE.....77

12.1. GENERALITÀ	77
12.2. REQUISITI DI PRESTAZIONE STATICA E DINAMICA	78
12.3. CRITERI DI AUTOMAZIONE, CONTROLLO E REGOLAZIONE	78
<i>Struttura gerarchica del sistema di controllo</i>	79
<i>Criteri di ridondanza del sistema di controllo</i>	80
12.4. REQUISITI FUNZIONALI DEL SISTEMA DI CONTROLLO	80
<i>Modalità di funzionamento</i>	82
<i>Funzionamento da master o da slave</i>	83
<i>Stati di funzionamento</i>	83
<i>Comandi e logiche di manovra</i>	84
12.5. CRITERI E LOGICHE DI PROTEZIONE	88
<i>Requisiti generali di protezione</i>	88
<i>Requisiti del sistema di protezione</i>	89
12.5.1.1 Zone di protezione	89
12.5.1.2 Criteri di ridondanza	90
12.5.1.3 Dispositivi di misura	90
12.5.1.4 Requisiti di interfacciamento	91
12.5.1.5 Interazione con gli interruttori c.a.	91
12.5.1.6 Alimentazione dei servizi ausiliari	91
<i>Zone di protezione</i>	91
12.6. SISTEMA DI PROTEZIONI LATO RETE	92
12.7. ALTRE PROTEZIONI SPECIFICHE	92
12.8. SUPERVISIONE E MONITORAGGIO	93
12.9. TELECOMUNICAZIONI E TELECONTROLLO	94
<i>Telecomunicazioni tra le due stazioni di conversione</i>	94
12.9.1.1 Criteri di rilevazione errori e funzioni di monitoraggio ed allarme	95
12.9.1.2 Prestazioni in caso di assenza delle telecomunicazioni	95
<i>Telecomunicazioni tra le stazioni ed il centro di teleconduzione</i>	96
12.10 PROVE SUL SISTEMA DI CONTROLLO	97
<i>Introduzione</i>	97
<i>Prove in fabbrica</i>	97
12.10.1.1 Test di compatibilità sui componenti	97
12.10.1.2 Prove funzionali al simulatore	99

13. CAVI99

13.1. CARATTERISTICHE DEI CAVI	100
13.1.1 GENERALITÀ	100
13.1.2 POSA DEI CAVI TERRESTRI	100
13.1.3 POSA DEI CAVI MARINI	101
13.2. ACCESSORI DEI CAVI	103

13.3. NORMATIVA APPLICABILE	104
14. PROVE E MESSA IN SERVIZIO	104
14.1. REQUISITI GENERALI	104
14.2. PROVE IN FABBRICA (FACTORY TESTS)	105
<i>Prove sui componenti</i>	105
<i>Prove sul sistema di controllo al simulatore</i>	105
14.3. PROVE IN SITO	106
14.3.1 PROVE DI PRE-COMMISSIONING	106
14.3.2 PROVE DI COMMISSIONING O DI SISTEMA (SYSTEM TESTS)	107
14.3.2.1 Energizzazione in alta tensione del lato c.a.	107
14.3.2.2 Prove di funzionamento di un solo convertitore ed energizzazione in alta tensione lato c.c.	108
14.3.2.3 Prove complete di trasmissione	108
14.3.3 PROVE DI COLLAUDO (ACCEPTANCE TESTS)	110
14.3.4 ESERCIZIO PROVVISORIO (TRIAL OPERATION)	110

1. SCOPO

Il presente documento definisce i requisiti e le caratteristiche degli apparati di trasmissione in corrente continua (HVDC) connessi direttamente o indirettamente alla Rete di Trasmissione nazionale (RTN).

Il documento va considerato come una guida alla predisposizione di Specifiche Tecniche d'ordine per la realizzazione di tali impianti da parte del Fornitore, ottemperando in tal modo ai requisiti minimi in termini prestazionali e di dimensionamento componenti richiesti da TERNA.

I requisiti e le indicazioni per le specifiche contenute riguardano essenzialmente le seguenti parti fondamentali costituenti il sistema:

- stazioni di conversione;
- cavi.

Per quanto riguarda le stazioni di conversione si considerano sia soluzioni "tradizionali" con valvole a tiristori che soluzioni "innovative" con valvole a IGBT, i cosiddetti Voltage Source Converters – VSC, tuttora in fase di rapido sviluppo tecnologico, anche se sono principalmente focalizzate sulla tecnologia a tiristori.

Lo schema preso a riferimento è quello bipolare, ma i requisiti indicati sono generalmente applicabili anche a quello monopolare con gli opportuni adattamenti.

Per quanto riguarda le linee di trasmissione il presente documento riguarda solo soluzioni in cavo.

2. DEFINIZIONI

In generale, sarà fatto riferimento alle Norme IEC 60050-55 [1], IEC 60633 [2] ed alle Norme IEC relative all'Elettronica di Potenza ed alla Terminologia HVDC. Si applicano tutte le definizioni contenute nel Codice di Rete [3]; [4].

3. OGGETTO

La presente guida tecnica ha per oggetto le caratteristiche generali di un collegamento HVDC tra due nodi di cui uno facente parte della Rete di Trasmissione Nazionale.

La presente guida intende fornire i requisiti tecnici e funzionali relativi a:

- condizioni ambientali di riferimento;

- dati di rete;
- consistenza dell'impianto e prestazioni dello stesso;
- requisiti funzionali dei principali componenti del collegamento HVDC;
- requisiti del sistema di comando, controllo, protezione e telecomunicazione;
- principali requisiti per la sezione HVAC delle stazioni di conversione.
- prove di messa in servizio.

4. RIFERIMENTI

- [1] IEC 60050-551 – “International Electrotechnical Vocabulary – Part 551: Power electronics”
- [2] IEC 60633 – “Terminology for High Voltage Direct Current HVDC Transmission”
- [3] TERNA “Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete (Codice di Rete)”
- [4] TERNA “Allegati al Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete”
- [5] Norma CEI 11-4 – “Esecuzione delle linee elettriche aeree”
- [6] Norma CEI EN 60721-3-3 – “Classificazione delle condizioni ambientali. Parte 3 Sez. 3”
- [7] Norma CEI EN 60721-3-4 – “Classificazione delle condizioni ambientali. Parte 3 Sez. 4”
- [8] Norma CEI EN 60068-3-3 – “Prove Climatiche e Meccaniche Fondamentali Parte 3: Guida-Metodi di Prova Sismica per Apparecchiature”
- [9] Ordinanza PCM 20 marzo 2003 3274 - “Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”.
- [10] Ordinanza PCM 10/10/2003 n. 3316 *Modifiche ed integrazioni all'ordinanza del PCM n. 3274 del 20/03/2003*

- [11] CIGRE WG B4.37 “VSC transmission” - Technical Brochure n°269, April 2005
- [12] G. Asplund, M. Berkvist, A. Gustafsson, B. Jakobson, M. Jeroense, Y. Jiang-Hafner, P. Rey – HVDC with Voltage Source Converters and Extruded Cables for up to ± 300 kV and 1000 MW – CIGRE General Session, Paper B4-105 – Paris 2006
- [13] P. Bard, J. Lindberg, J.J. Miller, G. Moreau, B.D. Railing, L. Ronstrom, P. Steckley – “Cross Sound Cable Project - Second Generation VSC Technology for HVDC”, CIGRE General Session, Paper B4-103 – Paris 2006
- [14] C.D. Clarke, A. Ericsson, I. Mattsson, J.J. Miller, G. Moreau, B.D. Railing, B. Williams – “Murray Link, the Longest Underground Cable in the World”, CIGRE General Session, Paper B4-102 – Paris 2006
- [15] B.R. Andersen, L. Xu, K.T.G. Wong – Topologies for VSC Transmission – 7th International Conference on AC-DC Power Transmission – Novembre 2001
- [16] G. Asplund et alii: “DC transmission based on voltage source converters” CIGRE General Session, Paper n° 14-302 – Paris 1998
- [17] K. Sobrink et alii “DC feeder for connection of a wind farm”, CIGRE Symposium, Kuala Lumpur, September 1999
- [18] IEC 61000-3-6 – “Assessment of Emission Limits for Distorting Loads in MV and HV Power Systems” Basic EMC Publication
- [19] IEC 61803 – “Determination of power losses in high-voltage direct current (HVDC) converter stations”
- [20] CIGRE – Study Committee 14 – Publication 14-97 (WG 04) – 21 “Protocol for reporting the operational performance of HVDC Transmission Systems”
- [21] CISPR 16-1 (1998-01) Ed. 1.1 Consolidated Edition – “Specification for Radio Disturbance and Immunity Measuring Apparatus and Methods – Part 1: Radio Disturbance and Immunity Measuring Apparatus”
- [22] CISPR 16-1-am1 (1997-08) – “Amendment N.1”
- [23] CISPR 18-2 (1986-10) – “Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High Voltage Equipment. Part 2: Methods of Measurement and

Procedure for Determining Limits”

- [24] CISPR 18-2-am1 (1993-04) – “Amendment N. 1”
- [25] CISPR 18-2-am2 (1996-12) – “Amendment N. 2”
- [26] IEC 60071-5 – “Insulation Coordination – Part 5: Procedures for HVDC Converter Station”
- [27] IEC 60919-1 – “Performance of High Voltage Direct Current (HVDC) Systems – Part: 1 Steady state conditions”
- [28] IEC 60919-2 – “Performance of High Voltage Direct Current (HVDC) Systems – Part 2: Faults and Switching”
- [29] IEC 60919-3 – “Performance of High Voltage Direct Current (HVDC) Systems – Part 3: Dynamic Conditions”
- [30] CIGRE – Study Committee 14.03 – “DC Side Harmonics and Filtering in HVDC Transmission Systems” Brochure n. 92 -1994
- [31] IEC 60747-6 – “Semiconductor Devices – Part 5: Thyristor “ – 2000
- [32] CIGRE WG 14.01 – “Fire Aspects of HVDC Thyristor Valves and Valves Halls” Brochure n° 136 – 1999
- [33] IEC 60700 “Thyristor Valves for High Voltage Direct Current (HVDC) Power Transmission”
- [34] IEC 60060-1 “High Voltage Test Techniques – Part 1: General definitions and test requirements”
- [35] IEC 60529 Ed. 2.1 Consolidated Edition – “Degree of Protection provided by Enclosure (IP code)”
- [36] IEC 60076-1 – “Power Transformer – Part 1: General”
- [37] IEC 60076-2 – “Power Transformer – Part 2: Temperature rise”
- [38] IEC 60076-3 – “Power Transformer – Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air”

- [39] IEC 60076-4 – “Power Transformer – Part 4: Guide to the lightning impulse and switching impulse testing – Power transformers and reactors”
- [40] IEC 60076-5 – “Power Transformer – Part 5: Ability to withstand short circuit”
- [41] IEC 60076-7 – “Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers
- [42] IEC 60076-10 – “Power Transformer – Part 10: Determinazione dei livelli di rumore
- [43] IEC 61378-2 – “Converter Transformer – Part 2: Transformers for HVDC Application”
- [44] CEI EN 50216-1 Accessori per trasformatori di potenza e reattori - Parte 1: Generalità
- [45] CEI EN 50216-2 Accessori per trasformatori di potenza e reattori - Parte 2: Relè Buchholz per trasformatori e reattori immersi in liquido isolante, con conservatore
- [46] CEI EN 50216-2/A1 Variante (si veda il titolo della Norma base)
- [47] CEI EN 50216-4 Accessori per trasformatori di potenza e reattori - Parte 4: Accessori di base (terminale di terra, dispositivi di svuotamento, tappi di riempimento, pozzetto termometrico, rulli di scorrimento)
- [48] CEI EN 50216-5 Accessori per trasformatori di potenza e reattori - Parte 5: Indicatori di livello del liquido isolante, manometri e indicatori del flusso di circolazione del liquido isolante
- [49] CEI EN 50216-5/A1 Variante (si veda il titolo della Norma base)
- [50] CEI EN 50216-6 Accessori per trasformatori di potenza e reattori - Parte 6: Apparecchi refrigeranti - Radiatori rimovibili per trasformatori immersi in olio
- [51] CEI EN 50216-7 Accessori per trasformatori di potenza e reattori - Parte 7: Pompe elettriche per l'olio dei trasformatori
- [52] RQUP AUTO 01 (2003) Specifica Tecnica TERNA “Autotrasformatori AT/AT con e senza Commutatori Sotto Carico”
- [53] IEC 60214-1 – Tap-changers - Part 1: Performance requirements and test methods

- [54] CEI EN 60214-1 Tap-changers - Part 2: Application guide
- [55] IEC 60137 – “Insulating Bushings for alternating voltage above 1000V”
- [56] IEC 62199 – Bushing for d.c. application
- [57] IEC 60871 – 1 “Condensatori statici di riferimento per impianti di energia a corrente alternata con tensione nominale superiore a 1kV”
- [58] IEC 60289 “Reactors”
- [59] IEC 60085 - Electrical insulation - Thermal classification
- [60] IEC 62271-203 “High voltage switchgear and controlgear – Part 203: gas insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV”
- [61] CIGRE WG 14.12 – “System Tests for HVDC Applications” Brochure n° 97 – August 1995
- [62] R CLI 01 "Normativa di compatibilità climatica per apparati e sistemi"
- [63] CLI "Normativa di compatibilità climatica per apparati e sistemi"
- [64] R EMC 01 "Electromagnetic compatibility for equipment and systems"
- [65] R EMC 02 "Compatibilità elettromagnetica: requisiti di immunità"
- [66] R MEC 01 "Normativa di compatibilità meccanica per apparati e sistemi"
- [67] TP60870 TC RTU “Profilo TERNA protocolli IEC 60870-5 (101/103/104)”
- [68] ELECTRA n° 171, 1997: “Recommendations for mechanical tests on sub-marine cables”
- [69] IEC 60502-2 “Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1.2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)
- [70] CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica - Linee in cavo”
- [71] IEC 60141–1, including am1 and am 2: “Tests on oil-filled and gas-pressure cables

and their accessories. Part 1: Oil-filled, paper or polypropylene paper laminated insulated metal-sheathed cables and accessories for alternating voltages up to and including 400 kV”

- [72] ELECTRA n° 189, 2000: “Recommendations for tests of power transmission d.c. cables for a rated voltage up to 800 kV
- [73] IEC 61245: “Artificial pollution test on high voltage insulators to be used on d.c. systems”
- [74] CEI EN 60168 “Prove di isolatori portanti per interno ed esterno di ceramica o di vetro, per impianti con tensione nominale superiore a 1000 V”
- [75] CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 kV a 30 kV.
- [76] IEC 60055 – 1: “Paper insulated metal-sheathed cables for rated voltages up to 18/30 kV. Part 1: tests on cables and their accessories – 2005
- [77] IEC EN 62155: “Involucri isolanti pressurizzati e non pressurizzati in materiale ceramico e vetro per apparecchiature elettriche con tensione nominale superiore a 1000V”
- [78] CIGRE Technical Brochure 219 (2003), “Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to 250 kV” Working group 21.01, February 2003.
- [79] IEC 62067 (2006) “Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV ($U_m = 170$ kV) up to 500 kV ($U_m = 550$ kV) – Test method and requirements”, Edition 1.1, 2006-03.
- [80] IEC 60840 (2004) “Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV ($U_m = 36$ kV) up to 150 kV ($U_m = 170$ kV) – Test method and requirements”, Third Edition, 2004-04.
- [81] IEC 60228 (2004) “Conductors of insulated cables”, third edition.
- [82] IEC 60229 (2007) – “Electric cables – Tests on extruded oversheaths with a special protective function”, third edition.
- [83] IEC 60287-1-1 (2006) “Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses – General”, edition 2.0.

- [84] IEC 60287-2-1 (2001) "Electric cables - Calculation of the current rating - Part 2-1: Thermal resistance - Calculation of thermal resistance", edition 1.1.
- [85] IEC 60287-3-1 (1999) "Electric cables - Calculation of the current rating - Part 3-1: Sections on operating conditions - Reference operating conditions and selection of cable type", edition 1.1.
- [86] IEC 60287-3-2 (1995) + Amd. 1 (1996) "Electric cables - Calculation of the current rating - Part 3: Sections on operating conditions - Section 2: Economic optimization of power cable size", edition 1.0.
- [87] IEC 60949 (1988) + Amd. 1 (2008) "Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects", edition 1.0.
- [88] IEC 60853-2 (1989) + Amd. 2 (2008) "Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables – Part 2: Cyclic rating of cables greater than 18/30 (36) kV and emergency ratings for cables of all voltages", edition 1.0.
- [89] IEC 60853-3 (2002) "Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables – Part 3: Cyclic rating factor for cables of all voltages, with partial drying of the soil", edition 1.0.

IEC 60949 (1988) + Amd. 1 (2008) "Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects", edition 1.0.

5. CONDIZIONI AMBIENTALI DI RIFERIMENTO

Il par. 3.3 della Norma CEI 11-4 [5] suggerisce alcune gamme di valori inerenti le condizioni ambientali. Tuttavia, la scelta dei parametri di riferimento dovrà tenere conto delle reali condizioni climatiche ed ambientali del sito di installazione, pertanto i documenti a cui attenersi per una classificazione più dettagliata sono la Norma CEI EN 60721-3-4 [6] per le installazioni all'esterno e la Norma CEI EN 60721-3-3 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** per le installazioni all'interno.

Dovranno essere tenute in considerazione come riferimento ai fini delle prestazioni nominali le seguenti condizioni ambientali tipiche dei siti in cui si installeranno le Stazioni di Conversione.

- Temperatura ambiente ed umidità
- Precipitazioni
- Neve e vento
- Quota sul livello del mare
- Livello ceraunico

- Inquinamento dell'aria
- Sismicità

6. PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI

6.1 Generalità

Il costruttore dovrà progettare, dimensionare e costruire gli apparati costituenti la stazione di conversione in accordo con i requisiti imposti dalle appropriate normative IEC, CEI, ISO, nonché la normativa nazionale e regionale di riferimento. Dove ciò non fosse possibile, tutti gli apparati del collegamento HVDC dovranno essere conformi a pratiche costruttive riconosciute.

Tutti i documenti, i disegni, i manuali di istruzione e i certificati di prova dovranno impiegare le grandezze previste dal sistema metrico internazionale.

7. DATI DI RETE NEI NODI DI CONNESSIONE DELLE STAZIONI DI CONVERSIONE

7.1 Campi di variazione della tensione

Il riferimento considerato è il documento Terna recante "Livelli attesi della qualità della tensione" valido per l'anno in corso.

7.2 Campi di variazione della frequenza

Condizioni di rete normali (inclusa contingenza N-1):

49,9 – 50,1 Hz per il Continente

49,5 – 50,5 Hz per Sardegna e Sicilia

Condizioni di rete eccezionali:

47,5 – 51,5 Hz

Condizioni di rete in emergenza o in ripristino:

47,5 – 51,5 Hz

7.3 Correnti di corto circuito

Per le stazioni di conversione HVDC vanno indicati sia i livelli massimi che quelli minimi di corto circuito. Per le stazioni di conversione, in particolare con valvole a tiristori (a commutazione naturale), il parametro più critico è quello minimo, sia per quanto riguarda le prestazioni che per quanto riguarda i dimensionamenti (ratings).

Condizioni di rete normali (inclusa contingenza N-1): Si farà riferimento a quanto previsto al punto 1B.3.7 del Codice di Rete, sia per quanto riguarda i livelli massimi che minimi, tenendo però conto, per quanto riguarda i livelli massimi, di adeguati margini legati alle possibili evoluzioni della rete durante la vita prevista dell'impianto.

Condizioni di rete eccezionali: Per il livello massimo vale quello fissato per le Condizioni di rete normali. Per il livello minimo, Terna indicherà il valore da considerare.

Condizioni di rete in emergenza o in ripristino: Verrà comunicato il livello minimo estremo da considerare nel caso Terna ritenesse di interesse tale modalità di funzionamento

7.4 Grado di dissimmetria della tensione trifase

Assumere 1% e 2% rispettivamente in condizioni di rete normale ed eccezionale

7.5 Livello pre-esistente di distorsione armonica

Il livello da considerare (per le singole armoniche e per la distorsione totale) sarà fissato sulla base di misure "ad hoc" nei nodi di connessione, con particolare riferimento a quelle di basso ordine. Nella Specifica Tecnica per la realizzazione del collegamento HVDC andranno indicati i livelli esistenti di 3^a, 5^a, 7^a ed il THD.

7.6 Impedenza armonica delle reti c.a.

Il campo di variazione dell'impedenza armonica delle reti c.a. a cui sono connesse le stazioni di conversione, da utilizzare per il dimensionamento dei filtri c.a. è definito mediante le seguenti relazioni:

Ampiezze:

$$Z_{max}(n) = n * Z_{max50}$$

$$Z_{min}(n) = (n)^{1/2} * Z_{min50}$$

dove n è l'ordine dell'armonica e $Z_{max}(n)$ e Z_{min50} sono le impedenze massima e minima alla frequenza fondamentale, calcolate rispettivamente sulla base della potenza di corto circuito minima e massima rispettivamente considerate in condizioni normali, eccezionali ed, eventualmente, di ripristino.

Angolo di fase:

$$0^\circ / +80^\circ \quad \text{per } n = 2,4$$

$$-75^\circ / +75^\circ \quad \text{per } n = 5 \dots 10$$

$$-70^\circ / +70^\circ \quad \text{per } n = 11 \dots 50$$

Approcci metodologici diversi saranno sottoposti all'approvazione di Terna.

7.7 Livelli di tenuta alle sovratensioni e coordinamento dell'isolamento

Vedi punto 1B.3.6 del Codice di Rete [3] e relativo Allegato A1 "Criteri per il coordinamento degli isolamenti nelle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV".

Il progetto delle stazioni di conversione va effettuato tenendo conto della presenza delle apparecchiature esistenti adiacenti. In particolare, tenuto conto della particolarità del nuovo impianto, deve essere verificato che non si ingenerino sollecitazioni che vadano oltre le caratteristiche delle apparecchiature esistenti. A titolo di esempio, si cita la possibilità di intervento di interruttori già esistenti a seguito di "stuck breaker" su uno degli interruttori della stazione HVDC (dei trasformatori di conversione o dei banchi filtri AC).

7.8 Parametri di rete per studi di dinamica

Da concordare con Terna

8. PRESTAZIONI RICHIESTE

8.1 Configurazioni del collegamento HVDC

Stazioni con convertitori a tiristori

Sono ammesse soluzioni monopolari sia con ritorno metallico che con ritorno marino tramite elettrodi.

Per le soluzioni bipolari va sempre previsto il ritorno via mare attraverso gli elettrodi sia nella fase di avviamento/arresto sia in emergenza e per passare, in configurazione monopolare, dal funzionamento con ritorno marino a quello con ritorno metallico e viceversa senza interrompere o ridurre il flusso di potenza sul collegamento.

Con schemi bipolari, in caso di guasto su un monopolo (causata da guasto convertitore o guasto cavo) e, più in generale, di modifiche di configurazione, la transizione dalla configurazione bipolare a quella monopolare (e viceversa) dovrà avvenire evitando in ogni caso la perdita non controllata, anche transitoria, del bipolo completo.

Il lay-out del circuito lato c.c. della stazione di conversione dovrà consentire il funzionamento nei precedenti assetti e garantire almeno i seguenti requisiti:

- Sezionamento e messa a terra per manutenzione di un polo c.c. della stazione, con l'altro polo in servizio.
- Sezionamento e messa a terra per manutenzione di ciascuna delle linee di polo in cavo, con l'altra linea in servizio.
- Mettere fuori servizio un polo soggetto ad un guasto senza influenzare il funzionamento dell'altro polo se non in condizioni eccezionali di guasto, che dovranno essere esplicitamente dichiarate.
- Passare, in configurazione monopolare, dal funzionamento con ritorno marino a quello con ritorno metallico e viceversa senza interrompere o ridurre il flusso di potenza sul collegamento.

Stazioni con convertitori a IGBT (VSC)

Tali soluzioni, almeno allo stato attuale della tecnologia [11], [12], [15], [16], [17], peraltro in rapida evoluzione, sono intrinsecamente assimilabili al "monopolo" per quanto riguarda i funzionamenti con fuori servizio di cavi o convertitori.

8.2 Condizioni di funzionamento e relative prestazioni

Prestazioni nominali

Nella Specifica Tecnica andranno indicati i requisiti di base per il progetto, nel seguito indicati, a titolo di esempio, per un collegamento HVDC bipolare con convertitori a tiristori e collegamenti DC in cavo:

Potenza nominale in configurazione bipolare	----- MW ¹
Potenza nominale in configurazione monopolare con ritorno via mare	----- MW ²
Potenza minima in configurazione bipolare	--- MW
Potenza minima in configurazione monopolare	--- MW
Flusso di potenza	mono/bidirezionale ³
Tensione nominale di polo	--- kV _{cc}
Tensione massima di esercizio del polo (polo – terra)	---- kV _{cc}
Massima sovratensione sulla linea c.c. ⁴	--- kV
(SIPL dello scaricatore di linea)	
Numero di inversioni rapide di polarità all'anno	---
(da +--- kV a – --- kV e viceversa in meno di 1 s)	--- inversioni/anno
Numero di inversioni lente di polarità	---
(da +--- kV a – --- kV e viceversa in alcuni minuti)	--- inversioni/anno
Corrente nominale dei cavi c.c. sottomarini	--- A _{cc}
Livello base di isolamento BIL per il cavo sottomarino	--- kV

¹ Va indicato dove la potenza nominale deve essere garantita. Normalmente, viene richiesta lato raddrizzatore tra polo e polo a valle dei reattori di spianamento in c.c. lato linea.

² Va indicato dove la potenza nominale deve essere garantita. Normalmente, viene richiesta lato raddrizzatore tra polo e neutro a valle del reattore di spianamento in c.c. lato linea.

³ Va indicato se il collegamento deve consentire la trasmissione dello stesso livello di potenza in entrambe le direzioni.

⁴ Proveniente dal lato convertitori.

(all'impulso di manovra)

Le prestazioni garantite dovranno fissate in Specifica Tecnica con i criteri indicati ai successivi paragrafi

Prestazioni in condizioni normali ed (N-1) della rete

Il collegamento HVDC dovrà garantire le **prestazioni nominali** per le seguenti condizioni:

- Condizioni di funzionamento normali della rete, inclusa (N-1)
- Condizioni ambientali di riferimento dei siti
- Considerando fuori servizio tutti i componenti ridondanti delle stazioni di conversione

Per quanto riguarda il funzionamento al minimo tecnico, si distinguono requisiti diversi per soluzioni con convertitori a tiristori e per soluzioni con convertitori ad IGBT (Voltage Sourced Converters - VSC).

- ***Convertitori con valvole a tiristori (soluzione “tradizionale”)***

Dovrà essere possibile il funzionamento almeno fino al 10% della potenza nominale. In presenza di uno schema bipolare tale percentuale va riferita alla potenza del singolo polo e l'intervallo operativo di funzionamento del collegamento sarà tra il 10% del monopolo fino alla potenza nominale del bipolo. Allo scopo, dovranno essere previste opportune modalità/sequenze di controllo, ad esempio il passaggio automatico da un iniziale funzionamento monopolare a bipolare e viceversa.

- ***Convertitori con valvole ad IGBT (soluzione HVDC - VSC)***

Dovrà essere possibile il funzionamento a partire da 0 MW (scambio nullo), con intervallo operativo di funzionamento tra potenza nulla e potenza nominale.

Nell'ambito dei risultati degli studi previsti nell'ambito della fornitura dovranno essere fornite indicazioni sulla capacità naturale di sovraccarico (inherent capability) delle stazioni di conversione come risultante dal progetto di base, nell'ipotesi di:

- Ridondanze nel sistema di raffreddamento fuori servizio ed in servizio.
- Sfruttamento dei margini di dimensionamento dei componenti della stazione.

In particolare dovrà essere resa disponibile:

- a). La capacità di sovraccarico continuativa in funzione della temperatura ambiente con e senza le ridondanze del sistema di raffreddamento.
- b). La capacità di sovraccarico di breve durata (ad esempio di alcune decine di minuti) in funzione della temperatura ambiente con e senza le ridondanze del sistema di raffreddamento. La capacità di sovraccarico dovrà essere valutata a partire da un precedente funzionamento di regime ad un livello di potenza compreso tra il minimo tecnico e la potenza massima trasmissibile continuativamente.
- c). La capacità di sovraccarico transitoria (dell'ordine dei secondi, ad esempio 10 s) in funzione della temperatura ambiente con e senza le ridondanze del sistema di raffreddamento. La capacità di sovraccarico transitoria dovrà essere valutata a partire da un precedente funzionamento di regime ad un livello di potenza compreso tra il minimo tecnico e la potenza massima trasmissibile continuativamente.

Per tutte e tre le precedenti condizioni di sovraccarico dovrà essere indicato l'eventuale non rispetto dei vincoli di scambio di potenza reattiva con la rete e di impatto armonico con la rete stessa.

Prestazioni in condizioni di rete eccezionali

Il collegamento c.c. dovrà essere in grado di entrare in servizio e funzionare con continuità ed in sicurezza nell'intero intervallo della tensione, della frequenza e della potenza di corto circuito previsti per le condizioni di rete eccezionali, come definite al precedente punto 7.1.

Quale risultato degli studi previsti nell'ambito della fornitura dovranno essere indicate eventuali limitazioni delle prestazioni del collegamento HVDC in dette condizioni, sia

per quanto riguarda la capacità di trasmissione, sia l'impatto sulla rete c.a. in termini di distorsione armonica della tensione e di potenza reattiva scambiata.

Prestazioni in condizioni di rete in emergenza o in ripristino dopo black-out

Nel caso Terna ritenesse interessante l'utilizzo del collegamento HVDC in condizioni di emergenza o di ripristino rete dopo black-out, dovrà essere richiesto che gli studi di progetto forniscano indicazioni sulla possibilità di impiegare il collegamento HVDC in tali condizioni estreme, anche con prestazioni molto limitate. Le condizioni da considerare, in termini di potenza di corto circuito disponibile nei nodi di connessione in condizioni di emergenza e/o ripristino della rete, saranno comunicate da Terna.

In particolare, dovrà essere richiesto cosa è possibile ottenere dal collegamento in tali condizioni, sulla base dei dimensionamenti previsti nel progetto "base" per ottemperare alle altre prestazioni.

Prestazioni durante il terremoto

Il dimensionamento delle stazioni di conversione deve tenere conto del livello di attività sismica della zona in cui sono ubicate. Per quanto concerne le opere civili, occorre tenere conto delle definizioni fornite dall'Ordinanza PCM 20 marzo 2003 n° 3274 e successive modifiche e integrazioni ([9] e [10]):

Le prove sismiche, le modalità di prova, la scelta delle assegnate severità dei componenti e del macchinario di stazione devono essere rispondenti alla Norma CEI EN 60068-3-3 "Prove climatiche e meccaniche fondamentali Parte 3: Guida-Metodi di prova sismica per apparecchiature" [8].

Il progetto sarà basato su due livelli di severità sismica:

- Terremoto base per la funzionalità: Operating Base Earthquake (O.B.E.)
- Terremoto massimo di progetto: Maximum Design Earthquake (M.D.E.)

Il terremoto base (O.B.E.) è un livello sismico che ha una notevole probabilità di verificarsi durante la vita dell'impianto ed è, pertanto, quel terremoto per il quale l'impianto deve mantenersi funzionante e non subire danni. Se questa intensità di terremoto (OBE) dovesse causare un fuori servizio, questo dovrebbe essere

classificato come un fuori servizio forzato nel valutare l'affidabilità e la disponibilità dell'impianto.

Il terremoto massimo di progetto (M.D.E.) è il terremoto che produce le massime accelerazioni al suolo, durante il quale le apparecchiature non devono subire danni; in particolare le apparecchiature di controllo necessarie per portare l'impianto in fermata in condizioni di sicurezza, saranno progettate per resistere senza danni, mantenendo la loro funzionalità, durante e dopo terremoti di detta intensità.

Il progetto sismico per tutta l'apparecchiatura dell'impianto dovrà venire incontro alle seguenti esigenze:

- assicurare la sicurezza del personale di servizio;
- assicurare la piena continuità dell'esercizio in presenza di eventi sismici ad elevata probabilità di ricorrenza;
- minimizzare i fuori servizio e gli eventuali interventi di ripristino in caso di eventi rari di grave entità;
- prevedere eventuali meccanismi di smorzamento delle vibrazioni.

Prestazioni transitorie

Il collegamento HVDC deve essere in grado di sopportare le sollecitazioni transitorie causate da forti perturbazioni del sistema, quali corto circuiti lato c.a. o c.c., l'inserzione o lo stacco delle batterie dei filtri, dei trasformatori (sia quelli dei convertitori sia di altri nelle vicinanze) e delle linee.

Più in particolare il sistema dovrà essere progettato almeno per i seguenti eventi:

- Transitori di manovra;
- Guasti nella rete c.a.;
- Perdite della rete c.a.;
- Guasti lato c.a. della stazione di conversione;
- Guasti interni alla stazione di conversione;
- Guasti lato c.c. della stazione di conversione;
- Guasti sulle linee HVDC (comprese le aperture);
- Guaste sulle linee di elettrodo (comprese le aperture).

La durata attesa dei guasti sulla rete c.a. è riportata in [3], [4].

La manovra dei trasformatori di conversione e dei banchi filtro AC deve avvenire tramite interruttori muniti di sincronizzatore, per limitare l'impatto di tali operazioni sulla rete esistente e sul funzionamento del collegamento HVDC. Inoltre, anche le manovre di altri componenti di rete, adiacenti o nelle vicinanze, quali linee e trasformatori, non devono provocare blocchi del collegamento (né temporanei, né permanenti).

Deve essere adottata una strategia di controllo che consenta di mantenere, per quanto possibile, la potenza trasmessa durante i guasti sul sistema c.a. e assicurare un pronto ripristino, in condizioni di sicurezza, del collegamento c.c. dopo l'eliminazione del guasto.

Il collegamento HVDC deve essere in grado di rilevare una "perdita di rete AC" o simile (da considerare come una condizione eccezionale) ed assicurare in detta condizione (potenzialmente critica) almeno la messa fuori servizio del collegamento HVDC senza provocare sollecitazioni pericolose per le apparecchiature.

Le manovre sul collegamento HVDC devono poter essere eseguite correttamente ed in condizioni di sicurezza, sia nelle condizioni normali che transitorie del sistema, anche nel caso di fuori servizio del sistema di telecomunicazione. Dovranno essere dichiarati eventuali peggioramenti delle prestazioni del collegamento nelle suddette condizioni.

Il rilevamento, l'eliminazione ed il ristabilimento (fault detection, fault clearing and recovery) devono essere efficaci anche nel caso di perdita di comunicazione tra i due terminali.

Deve essere indicata la metodologia che si intende seguire in caso di guasto sulla linea DC di polo ed in caso di guasto/interruzione sulla linea di elettrodo.

Inoltre, il rilevamento dei guasti sulla linea DC deve risultare insensibile, nelle normali condizioni di esercizio transitorie (es.: avvio ed arresto del sistema, inversione di potenza, ecc.), ai guasti del convertitore e sul sistema AC.

8.3 Potenza reattiva scambiata con la rete

La verifica dei limiti sugli scambi di potenza reattiva con la rete che verranno fissati da Terna, deve essere effettuata sulla base dei campi di variazione di tensione e frequenza definiti in condizioni di rete normali, inclusa la contingenza (N-1), come riportato al precedente punto 7.1.

La manovra del singolo banco filtri/condensatori non deve causare una variazione di tensione superiore, indicativamente, a pochi percento (ad esempio 3%) anche in relazione alla frequenza attesa di dette manovre.

Convertitori con valvole a tiristori (soluzione “tradizionale”)

I convertitori a tiristori assorbono tipicamente il 50 – 60% della potenza attiva scambiata in condizioni di funzionamento normale. Inoltre, il dimensionamento minimo dei filtri AC, ai soli fini della compensazione delle armoniche iniettate in rete, comporta di norma una produzione di potenza reattiva alla frequenza fondamentale dell'ordine del 70 – 80% del consumo del convertitore.

In relazione alle caratteristiche dei nodi di connessione può comunque essere necessario un livello di compensazione più elevato della potenza reattiva, ad esempio la sua piena compensazione alla potenza nominale del collegamento HVDC, almeno per la tensione di esercizio AC.

Convertitori con valvole ad IGBT (soluzione HVDC - VSC)

Tale tipo di tecnologia consente indifferentemente, entro i limiti di dimensionamento delle valvole VSC, la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva, indipendentemente dal funzionamento da raddrizzatore o da invertitore. I convertitori VSC presentano quindi intrinsecamente una flessibilità di gran lunga superiore a quella dei convertitori a tiristori, in termini di controllo della potenza reattiva e/o di controllo della tensione del nodo AC a cui sono collegati e presentano caratteristiche assimilabili a quelle di uno Static Var System di tipo avanzato (il cosiddetto STATCOM – Static Compensator).

Tenuto conto delle caratteristiche “naturali” dei collegamenti HVDC – VSC, verrà richiesto, in relazione ad esigenze particolari dei nodi connessione, un funzionamento simile a quello di un generatore sincrono, come esemplificativamente riportato nella seguente tabella.

Direzione del flusso di potenza attiva	Potenza attiva [pu]	Potenza reattiva [pu]		Tensione rete c.a. [pu]
		Generazione	Assorbimento	
1 ⇒ 2	1.0			Max.
	1.0			1.0
	1.0			Min.
	0.1			Max.
	0.1			1.0
	0.1			Min.
2 ⇒ 1	1.0			Max.
	1.0			1.0
	1.0			Min.
	0.1			Max.
	0.1			1.0
	0.1			Min.

I valori da rispettare (scambi di reattivo e massima variazione di tensione alla manovra del singolo banco) saranno indicati da Terna in base alle caratteristiche dei nodi di connessione

8.4 Armoniche e filtri

Armoniche e filtri AC

8.4.1.1 Condizioni da considerare per ottemperare alle prestazioni richieste

Per il calcolo delle prestazioni armoniche dei filtri c.a. la Specifica Tecnica dovrà richiedere che vengano verificate tenendo conto dei seguenti aspetti:

- Condizioni di funzionamento normali della rete, inclusa (N-1);
- Campi di variazione previsti per le correnti e le tensioni CC ;
- Campo di variazione dell'impedenza delle reti AC come indicato al precedente punto 7.6, considerando le potenze di corto circuito fissate per il calcolo delle prestazioni (punto 7.3);
- Tensione di sequenza negativa pari all'1%;

- Distorsione di tensione esistente sulla rete AC, come indicato al punto 7.5, sulla base di misure “ad hoc”, indicando la 3^a, 5^a, 7^a ed il THD;
- Condizioni ambientali di riferimento dei siti;
- Assenza di “fuori servizio” di banchi filtro AC.

Il calcolo delle prestazioni armoniche dei filtri c.a. dovrà considerare la generazione da parte del convertitore (sia a tiristori che VSC) di armoniche sia caratteristiche che non caratteristiche in funzione:

- del livello di potenza transitante sull'impianto (dal minimo tecnico al livello massimo continuativo consentito);
- della modalità di funzionamento della stazione di conversione (raddrizzatore od invertitore);
- dell'assetto dell'impianto HVDC (bipolare, monopolare con ritorno metallico, monopolare con ritorno marino tramite elettrodi).

Le armoniche caratteristiche, impiegate per la verifica delle prestazioni dei filtri c.a., saranno calcolate per quelle condizioni di funzionamento di regime dell'impianto che danno luogo al maggiore livello di generazione armonica.

Le armoniche non caratteristiche saranno calcolate per il caso peggiore di erogazione armonica conseguente alle variazioni e/o tolleranze ammesse per l'angolo di accensione, per la reattanza di commutazione, per le tensioni al secondario dei trasformatori di conversione, per la massima componente di sequenza inversa nella rete c.a. e tenuto conto del livello di distorsione preesistente.

Nel calcolo delle prestazioni dei filtri c.a., inoltre, dovrà essere considerato anche il de-tuning degli stessi filtri conseguente a:

- variazione della frequenza nel campo di funzionamento normale della rete c.a.
- variazione delle condizioni ambientali
- de-tuning iniziale al massimo valore previsto a progetto
- de-tuning causato dall'invecchiamento dei componenti
- perdita di unità di condensatori nel filtro sino ad un livello tale da provocare un allarme all'operatore

Dovrà inoltre essere richiesto che nell'ambito degli studi che il delle stazioni eseguirà, vengano forniti i livelli armonici risultanti in condizioni eccezionali di rete ed in sovraccarico, anche se non vincolanti ai fini del rispetto delle prestazioni.

8.4.1.2 Condizioni da considerare per il dimensionamento dei componenti

- Condizioni di funzionamento in condizioni eccezionali della rete;
- Distorsione armonica della tensione esistente sulla rete AC:
 - distorsione armonica effettiva totale THD 3%
 - 3a armonica 2 %
 - 5a armonica 2%
 - 7a armonica 2 %
- Impedenza armonica delle reti AC come indicato per le prestazioni, ma considerando le potenze di corto circuito fissate per il calcolo dei dimensionamenti;
- Componente di tensione inversa pari al 2%;
- Stessi campi di variazione di correnti e tensioni DC considerate per le prestazioni
- Stesse condizioni ambientali di riferimento dei siti utilizzate per le prestazioni
- No “fuori servizio” e “fuori servizio” di un banco filtri AC;

8.4.1.3 Prestazioni richieste

Nel seguito si riportano i valori di distorsione “tipici” usualmente specificati per tali tipi di impianto, intesi come “contributo” della stazione HVDC. In relazione alle condizioni specifiche dei nodi di connessione, Terna può comunque richiedere l'adozione di limiti più restrittivi.

- Distorsione armonica individuale D_n

$$D_n = (U_n / U_1) \cdot 100 < 1\% \quad \text{per le armoniche dispari}$$

$$D_n = (U_n / U_1) \cdot 100 < 0,7\% \quad \text{per le armoniche pari}$$

dove U_1 fa riferimento alla tensione nominale fondamentale e U_n è la sua n-ema tensione armonica

- Distorsione armonica efficace totale D_{eff}

$$D_{\text{eff}} = \left[\sum_n (D_n)^2 \right]^{1/2} < 1,5\% \quad (n=2, \dots, 50)$$

- Fattore telefonico di forma armonica (THFF)

$$\text{THFF} = (1/P_{800}) \cdot \left\{ \sum_n [K_f \cdot p_f \cdot (U_n/U_1)]^2 \right\}^{1/2} < 0,9\% \quad (n=2, \dots, 50)$$

dove $K_f = 1/P_{800}$ ($f=n \cdot 50$ frequenza armonica); p_f e P_{800} sono i pesi psfometrici rispettivamente della frequenza f ed a 800Hz.

Per soluzioni con convertitori VSC occorre richiedere l'estensione almeno fino alla 100^a armonica.

8.4.1.4 Criteri di progetto dei filtri AC

Dovranno essere fornite informazioni sui criteri di progetto dei filtri AC proposti quali:

- Normativa relativa ai componenti ed alle procedura di prova;
- Criteri di protezione, allarmi e segnalazioni dei guasti;
- Condizioni richieste per la scarica dei condensatori;
- Perdite;
- Obbiettivi di affidabilità e di disponibilità;
- Banchi filtro di riserva;
- Ridondanza "in linea";
- Requisiti di manutenzione;
- Manovra delle batterie dei filtri;

8.4.1.5 Criteri di verifica delle caratteristiche dei filtri AC

Vanno previste misure in campo per verificare il rispetto delle prestazioni specificate al punto 8.4.1.3.

In particolare devono essere rilevate:

- Le armoniche di tensione sulla rete HVAC nel Punto di Accoppiamento Comune (PAC;)
- La distorsione totale di tensione D_{eff} .

Il fattore telefonico di forma armonica (THFF) dovrà essere calcolato sulla base dei valori ottenuti dalle misure sopracitate.

I rilievi in campo dovranno essere effettuati secondo le seguenti indicazioni:

- Esecuzione di un numero significativo di misure nelle diverse condizioni di funzionamento al fine di assicurare una valida caratterizzazione degli effetti delle armoniche sulle reti AC causate dal funzionamento dei convertitori;
- Esecuzione per quanto possibile contemporanea dei rilievi nei diversi punti di misura;
- Rilievi con e senza il collegamento HVDC in servizio.

Nei casi in cui le misure o le valutazioni dei risultati lo richiedano, la presenza di una distorsione preesistente sulle sbarre “omnibus” HVAC deve essere tenuta in conto mediante le seguenti indicazioni.

Indicando con:

- $U_{n(tot)}$ e $THD_{(preesistente)}$ l'armonica di ordine “n” misurata e la distorsione armonica totale senza il collegamento HVDC;
- $U_{n(tot)}$ e $THD_{(tot)}$ l'armonica di ordine “n” misurata e la distorsione armonica totale con il collegamento HVDC in esercizio;

Il rapporto tecnico IEC 6100-3-6 [18] suggerisce, ove risulti opportuno, la seguente relazione:

$$U_n = (U_{n1}^a + U_{n2}^a + U_{n3}^a + \dots)^{1/a}$$

In questa ipotesi, i valori da utilizzare nel confronto con quelli specificati sono:

$$U_n = (U_{n(tot)}^a - U_{n(preesistente)}^a)^{1/a}$$

$$THD(o D_{eff}) = (THD_{(tot)}^a - THD_{(preesistente)}^a)^{1/a}$$

Dove i valori di “a” da utilizzare sono:

a=1 per n<5

a=1,4 per 5≤n≤10

a=2 per n>10 e THD

*Armoniche e filtri CC***8.4.1.6 Condizioni da considerare per ottemperare ai requisiti richiesti**

- Condizioni di funzionamento normali della rete, inclusa (N-1);
- Campi di variazione previsti per le correnti e le tensioni CC ;
- Distorsione di tensione esistente sulla rete AC, come indicato al punto 7.5, sulla base di misure “ad hoc”, indicando la 3^a, 5^a, 7^a ed il THD;
- Tensione di sequenza negativa: 1%;
- Condizioni ambientali di riferimento dei siti
- Assenza di fuori servizio di banchi filtro CC.

8.4.1.7 Condizioni da considerare per la definizione delle caratteristiche nominali degli apparati

- Condizioni di funzionamento in condizioni eccezionali di rete;
- Distorsione armonica della tensione esistente sulla rete AC:
 - distorsione armonica effettiva totale THD 3%
 - 3a armonica 2 %
 - 5a armonica 2%
 - 7a armonica 2 %
- Componente di tensione inversa pari al 2%;
- Stessi campi di variazione di correnti e tensioni DC considerate per le prestazioni
- Stesse condizioni ambientali di riferimento dei siti utilizzate per le prestazioni
- No “fuori servizio” e “fuori servizio” di un banco filtri DC.

8.4.1.8 Prestazioni richieste

Il valore di “corrente perturbatrice equivalente” I_{eq} dovrà essere inferiore a 2,0 A sia sulle linee di polo che di elettrodo.

I_{eq} è definita dalla seguente relazione:

$$I_{eq} = (1/p_{800}) \cdot \sqrt{\sum_f (p_f \cdot I_f)^2}$$

dove:

I_f corrente armonica alla frequenza f ;

f frequenza;

p_{800} peso psofometrico a 80Hz;

pf peso psofometrico alla frequenza f .

8.4.1.9 Criteri di progetto dei filtri CC

Dovranno essere fornite informazioni sui criteri di progetto dei filtri AC proposti quali:

- Normativa relativa ai componenti ed alle procedura di prova;
- Criteri di protezione, allarmi e segnalazione dei guasti;
- Condizioni richieste per la scarica dei condensatori;
- Perdite;
- Obiettivi di affidabilità e di disponibilità;
- Ridondanza “in linea”;
- Requisiti di manutenzione;
- I margini adottati per il dimensionamento dei componenti;

8.4.1.10 Criteri di verifica delle caratteristiche dei filtri CC

Vanno previste misure in campo per verificare il rispetto delle prestazioni specificate.

In particolare, se sono possibili misure dirette, devono essere rilevate:

- le armoniche sulla linee di polo e di elettrodo nelle due stazioni di conversione;
- le correnti armoniche assorbite dai filtri CC (se esistenti);
- le correnti armoniche nel condensatore di neutro (se esistente).

Le correnti perturbatrici I_{eq} dovranno essere calcolate sulla base dei valori ottenuti dalle misure sopracitate.

Nel caso non potessero essere effettuate le misure dirette dovranno essere adottati metodi alternativi affidabili.

I rilievi in campo dovranno essere effettuati secondo le seguenti indicazioni:

- Esecuzione di un numero significativo di misure nelle diverse condizioni di funzionamento al fine di assicurare una valida caratterizzazione degli effetti delle armoniche sulle linee di polo e di elettrodo;

- Esecuzione per quanto possibile contemporanea dei rilievi nei diversi punti di misura.

8.5 Perdite

Nella valutazione delle perdite saranno considerate le perdite di tutte le apparecchiature facenti parte della stazione di conversione, dai terminali di alimentazione in c.a. fino ai terminali di linea c.c.. Saranno pertanto da includere anche i sistemi di filtri, lato c.a. ed eventuali lato c.c., i reattori di spianamento, i trasformatori di conversione, tutti gli ausiliari necessari al funzionamento della stazione di conversione (ad esempio gli apparati di raffreddamento, di condizionamento dell'aria e per il sistema di controllo.

Per quanto riguarda le stazioni con valvole a tiristori la determinazione delle perdite sarà eseguita in accordo con il doc. IEC 61803 [19].

Per soluzioni VSC non è al momento disponibile un analogo documento di riferimento. La metodologia da applicare sarà simile, tenendo però conto delle differenti sollecitazioni di esercizio e delle caratteristiche delle valvole VSC e di altri componenti specifici di tali applicazioni.

Convertitori con valvole a tiristori

Le perdite di carico di ciascuna stazione di conversione non devono superare una certa percentuale della potenza nominale (tipicamente 0,7 – 0,8%), nelle seguenti condizioni:

- Condizioni di funzionamento normale della rete AC, inclusa (N-1);
- Condizioni di funzionamento nominali del collegamento DC;
- Condizioni ambientali specificate ed in particolare alla massima temperatura ambiente.

Le perdite a vuoto di ciascuna stazione di conversione non devono superare una certa percentuale della potenza nominale (tipicamente 0,1%), nelle seguenti condizioni:

- Condizioni di funzionamento normale sulla rete AC, inclusa (N-1);
- Condizioni ambientali specificate ed in particolare alla massima temperatura ambiente.

Convertitori con valvole ad IGBT

Le perdite totali non dovranno superare una percentuale della potenza nominale pari a 1.2%.

8.6 Affidabilità e indisponibilità

Affidabilità a seguito di fuori servizi forzati temporanei o permanenti

Dovranno essere fissati i requisiti di affidabilità e disponibilità, per la definizione e la verifica dei quali dovrà essere fatto riferimento alla pubblicazione CIGRE [20]. La terminologia utilizzata per la disponibilità dell'energia, dei fuori servizi programmati e dei fuori servizi forzati sarà quella della succitata pubblicazione CIGRE.

Dovranno essere specificati i seguenti valori:

- Numero dei fuori servizio forzati (F.O.R. Forced Outage Rate);
- Durata dei fuori servizio forzati (F.O.D. Forced Outage Duration);
- Indisponibilità forzata di energia (F.E.U. Forced Energy Unavailability).

Valori "tipici" da adottare sono i seguenti:

- $F.O.R. \leq 5$ disservizi forzati/anno per monopolio
 $\leq 0,2$ disservizi forzati/anno per il bipolo
- $F.E.U. \leq 0,5 \%$

Dovrà essere richiesto un calcolo dettagliato dell'affidabilità e della disponibilità assunta durante la progettazione specificando, per ogni apparato della stazione, il tasso di guasto assunto ed il tempo di riparazione/sostituzione.

Per quanto riguarda la durata dei fuori servizio forzati, lo studio dovrà considerare le seguenti assunzioni vincolanti:

- Una media di ore di ritardo tra l'evento di guasto e l'arrivo alla stazione del personale incaricato della riparazione/sostituzione del componente guasto;
- Due componenti essenziali "pesanti" dovranno essere considerati come disponibili, in particolare:
 - ❑ Il trasformatore di conversione

- Il reattore di spianamento (smoothing reactor)

Pertanto, in ciascuna stazione di conversione dovrà essere previsto una unità di riserva dei sopraccitati componenti.

- Per ciascun componente “pesante” i ritardi nella sostituzione dipendono dalle modalità di esercizio (disponibilità del personale, orario di lavoro, procedure). Dovranno inoltre essere considerati i tempi necessari alla riparazione in fabbrica (compreso il trasporto), in modo da tenere in conto – agli effetti della indisponibilità della stazione – della coincidenza di due guasti sullo stesso tipo di componente.

Si considereranno i tempi di sostituzione e di riparazione riportati nella seguente tabella:

Componente	Durata media (h)		
	Riparazione		Sostituzione
	Sul posto	In fabbrica	
Trasformatore di conversione	72(*)	3650 (**)	120 (**)
Reattore di spianamento	72(*)	2920 (**)	72(*)

(*) Fuori servizio forzato minore: sostituzione non necessaria

(**) Fuori servizio forzato grave

Tempi di sostituzione e di riparazione inferiori dovranno essere sottoposti all'approvazione di Terna.

Indisponibilità programmata

L'indisponibilità programmata si riferisce alle operazioni di manutenzione che non sono causate da fuori servizi forzati, il che equivale a dire che i fuori servizi forzati non coincidono con i fuori servizi per operazioni di manutenzione. I convertitori HVDC moderni richiedono una manutenzione dei poli ogni due anni.

I fuori servizi che fanno parte della indisponibilità programmata sono i seguenti:

- Fuori servizio per manutenzione che possono essere differiti nel tempo fino ad un periodo opportuno (durante la notte o nei fine settimana), ma che non possono essere procrastinati fino al successivo fuori servizio programmato;
- Fuori servizio programmato nell'ambito del programma di manutenzione.

Dovrà essere richiesto il piano di manutenzione programmata delle stazioni di conversione per approvazione da parte.

Il tempo effettivo di manutenzione per anno e per monopolio non dovrà comunque superare le 40 ore.

8.7 Manutenibilità ed intercambiabilità

Le stazioni di conversione nei due siti saranno uguali, per quanto possibile. Le differenziazioni dovranno essere limitate e minimizzate. Il progetto delle stazioni di conversione dovrà soddisfare le esigenze di facile e rapida manutenzione, utilizzando i seguenti criteri:

- uso di strutture modulari, tanto nella parte di potenza che nella parte di controllo; i moduli dovranno essere facilmente individuabili in caso di guasto
- uso di apparecchiature che non richiedano complesse sequenze o procedure di montaggio
- uso di adeguati accorgimenti per le prove, allarmi, indicazioni di guasti e monitoraggio

Il progetto dovrà assicurare, per quanto possibile, l'intercambiabilità tra tutti i componenti delle stazioni di conversione, onde consentire l'impiego di identiche parti di ricambio in entrambe le stazioni (quanto sopra indipendentemente da quanto indicato al p.to 3.9, per le parti di ricambio, che dovranno comunque essere fornite per ciascuna stazione, al fine di garantire i livelli di affidabilità garantiti).

Dovranno essere previsti di preferenza interblocchi meccanici per l'esecuzione in sicurezza dei lavori di manutenzione su apparecchiature di alta tensione.

8.8 Ridondanze e scorte

Nelle stazioni di conversione saranno previste ridondanze attive di tutte le parti maggiormente soggette a guasti.

Saranno completamente ridondanti tutti quei componenti e/o sistemi necessari per garantire la salvaguardia del personale presente nell'impianto e dei componenti principali.

I passaggi dal funzionamento con ridondanza efficiente al funzionamento in singolo, in caso di guasto, dovranno avvenire automaticamente, sotto la gestione del sistema di controllo e protezione, mantenendo la continuità del servizio.

In ogni stazione di conversione saranno previsti un trasformatore di conversione ed un reattore di spianamento di scorta, installati con tutti gli ausiliari e gli accessori, pronti per l'impiego.

Dovrà essere richiesta al delle stazioni di conversione la lista dettagliata delle scorte minime da fornire, per ciascun sistema e per ciascuna stazione, che dovrà includerla nell'offerta. Dovrà essere garantito, anche tenendo conto delle novità introdotte nelle soluzioni tecnologiche adottate, che tale lista sia sufficiente per soddisfare i valori garantiti di affidabilità.

I tempi di sostituzione dei componenti sono impegnativi. Pertanto, le scorte dovranno essere già predisposte per un immediato impiego e, comunque, dovranno soddisfare i suddetti tempi di sostituzione. In particolare, le scorte del sistema di controllo e protezione saranno consegnate già collaudate e, ove necessario, con le tarature risultanti dalle prove funzionali che precedono il termine di ultimazione.

Le scorte dovranno essere corredate delle relative prescrizioni per l'immagazzinamento, dell'elenco dei controlli, delle tarature, delle misure periodiche e quant'altro necessario per un loro immediato impiego sull'impianto.

Dovrà essere prevista, presso ciascuna stazione di conversione, la ridondanza attiva di tutte le parti che presentano la più elevata probabilità di guasto.

Tutti i componenti e/o sistemi necessari a garantire la sicurezza del personale di stazione e delle principali apparecchiature dovranno essere completamente ridondanti.

8.9 Rumore acustico

Ambiente esterno alle stazioni

In merito alla emissione di rumore, vanno rispettati i limiti più severi tra quelli riportati al DPCM del 1 marzo 1991, al DPCM del 14.11.1997 e secondo le indicazioni della legge quadro sull'inquinamento acustico (legge n.447 del 26/10/1995).

La verifica del rispetto dei limiti sopra citati verrà effettuata in accordo con la metodologia definita dal Decreto del Ministero dell'Ambiente del 16/3/1998.

Ambiente interno alle stazioni

Il riferimento normativo considerato ai fini della tutela sanitaria dei lavoratori è la Direttiva 2003/10/CE del 6/2/2003 "Prescrizioni minime di sicurezza e di salute

relative all'esposizione dei lavoratori ai rischi derivanti dagli agenti fisici (rumore) (XVII direttiva particolare ai sensi art.16, par.1, Direttiva 89/391/CEE)". Alla luce di tale normativa, e in base a considerazioni mirate a garantire condizioni confortevoli di lavoro nelle aree sia indoor che outdoor dove è prevista una presenza significativa di personale, per entrambe dovranno essere rispettati i limiti riportati nella seguente tabella.

Aree indoor e outdoor	[dB(A)]
1. dove è prevista una presenza continuativa di personale (Uffici; Sala di controllo e sala apparecchiature di telecomunicazione)	45
2. dove è prevista una presenza saltuaria di personale	85

La verifica del rispetto dei limiti sopra citati verrà effettuata in accordo con la metodologia indicata nel D.Lgs. 277/91; le tecniche di misura, ove applicabili, sono quelle definite dal Decreto del Ministero dell'Ambiente del 16/3/1998. Dovranno essere fissati alcuni punti di misura presso entrambe le stazioni di conversione ed eseguire le misure in dbA dell'intensità del rumore.

I punti di misura tipici potranno essere:

- Uffici
- Sala di controllo
- Sala apparati elettromeccanici
- Punto più vicino della recinzione, giorno (ore 6÷22), notte (ore 22÷6)

8.10 Campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici

Ambiente esterno alle stazioni

L'intensità del campo magnetico a 50 Hz in corrispondenza dell'abitazione più vicina (o di altra area destinata a permanenza prolungata della popolazione) non deve superare l'obiettivo di qualità di 3 μ T stabilito dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) 8 luglio 2003: "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti" (GU 200 28/08/2003).

Per quanto riguarda la verifica del rispetto del valore sopra citato, il documento di riferimento è la norma CEI 211-6 (2001): "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana".

Ambiente interno alle stazioni

Con riferimento ai valori d'azione indicati dalla Direttiva 2004/40/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 29 aprile 2004, sulle prescrizioni minime di sicurezza e di salute relative all'esposizione dei lavoratori ai rischi derivanti dagli agenti fisici (campi elettromagnetici) (Gazzetta ufficiale dell'Unione europea L 159 del 30 aprile 2004), nelle aree interne delle stazioni in questione dove è prevista la permanenza anche saltuaria di personale il campo elettrico a 50 Hz non deve superare il valore di 10 kV/m.

In merito al campo elettrico statico, per il quale la direttiva suddetta non definisce livelli di azione, si farà riferimento al valore di 25 kV/m indicato dal NRPB "Advice on Limiting Exposure to Electromagnetic Fields (0-300 GHz) - Documents of the NRPB Volume 15 No.2 2004". Il valore indicato si intende in assenza di carica spaziale.

Per quanto riguarda la verifica del rispetto dei limiti sopra citati, anche in questo caso il documento di riferimento è la norma CEI 211-6 (2001).

8.11 Radio interferenza

Per entrambe le stazioni di conversione:

a) Interferenza irradiata

Durante il funzionamento del convertitore, entro i limiti di tensione e potenza previsti, l'incremento del campo RI a 500 metri di distanza dal perimetro della stazione (rispetto ai livelli rilevati negli stessi punti con il convertitore non in servizio) dovrà essere inferiore ai valori specificati nel contratto di fornitura suddivisi per gamma di frequenza, (tipicamente 0,05÷0,1 MHz; 0,1÷0,2 MHz; 0,2÷0,6 MHz; 0,6÷5 MHz; 5÷30 MHz). In particolare:

Intervallo di frequenza [MHz]	Massimo incremento accettabile di RI [μV/m]
0.05 - 0.1	150
0.1 - 0.2	100
0.2 - 0.6	50
0.6 - 5	25
5 - 30	10

Per quanto concerne le gamme di frequenze televisive (50÷900 MHz), durante il funzionamento del convertitore non si dovrà verificare alcuna distorsione apprezzabile delle immagini rispetto alla condizione di convertitore fuori servizio.

La verifica dovrà essere effettuata a 500 metri nel punto in cui sono effettuati i rilievi alla frequenza più bassa.

b) Interferenze condotte

Le interferenze di corrente generate dal convertitore e trasmesse lungo le linee AC non dovranno modificare in misura apprezzabile il valore intrinseco del campo RI delle linee stesse in condizioni climatiche buone.

Tenendo conto delle caratteristiche delle linee, al fine di soddisfare il requisito sopracitato con il convertitore in funzione, si dovranno rispettare i valori (massimo campo RI accettabile) specificati in sede di fornitura, riportati per gamma di frequenza (tipicamente 0,05÷0,1 MHz; 0,1÷0,2 MHz; 0,2÷0,6 MHz; 0,6÷5 MHz; 5÷30 MHz), misurati lungo la prima campata all'esterno della stazione e a 20 metri dal conduttore più esterno, ed espressi in [db/(1μV/m)]. In particolare:

Intervallo di frequenza [MHz]	Massimo valore accettabile di RI [dB/1μV/m]
0.05 - 0.1	65
0.1 - 0.2	60
0.2 - 0.6	55
0.6 - 5	40
5 - 30	30

Poiché in condizioni di tempo perturbato il valore di RI intrinseco delle linee potrebbe eccedere i livelli sopra riportati mascherando il RI dovuto alle valvole, i rilievi dovranno essere eseguiti in condizioni di tempo normale.

I rilievi dovranno essere effettuati in accordo con la normativa CISPR 16-1, CISPR 18-2 e relativi amendments [21], [22], [23], [24], [25].

9. STUDI E DOCUMENTAZIONE

9.1 Generalità

Il Fornitore dell'iniziativa è interamente responsabile della progettazione del collegamento HVDC e dell'interazione con i sistemi AC.

I risultati della progettazione finale devono essere sottoposti alla verifica di TERNA per il relativo benessere.

9.2 Studi da eseguire

Gli studi tecnici devono comprendere quanto di seguito precisato, senza tuttavia che detto elenco sia da considerarsi esaustivo.

- Progettazione del circuito principale (main circuit design)
- Studi sulla potenza reattiva (reactive power compensation, reactive power control)
- Coordinamento degli isolamenti
- Controllo, regolazione e automazione, includendo sia le verifiche in regime elettromagnetico che in regime elettromeccanico, in particolare:

- Analisi in condizioni normali, di emergenza e di guasto
 - Analisi in condizioni di perdita rete
 - Analisi in condizioni di emergenza o ripristino della rete (dopo black-out), se tale modalità di funzionamento fosse ritenuta necessaria da Terna
- Risonanza ipo-sincrona (S.S.R.)
 - Progettazione dei filtri AC e CC
 - Prestazioni degli interruttori
 - Interferenze radio
 - Rumore acustico
 - Sistema di protezione
 - Affidabilità e disponibilità
 - Perdite

Per quanto concerne gli studi di modulazione della potenza (controllo della frequenza, inversione rapida, ecc.), il Fornitore dell'iniziativa fornirà le specifiche richieste (sulla base dei risultati dei propri studi) in modo da consentire funzioni di controllo, in linea con le attività di gestione ed esercizio della RTN.

9.3 Progettazione del circuito principale

Questo studio descriverà il progetto del circuito principale ed i valori dei parametri più importanti compreso il campo di variazione del commutatore a prese regolabili del trasformatore di conversione.

9.4 Studi sulla potenza reattiva

L'assorbimento di potenza reattiva del convertitore deve essere definita per le condizioni di funzionamento della rete AC descritte al punto 7 ed i campi di funzionamento del collegamento CC definiti al punto 8.2.

Inoltre dovranno essere analizzati il dimensionamento dei filtri AC ed i relativi criteri di inserzione/disinserzione. Gli scambi di potenza reattiva con il sistema AC (compresi i filtri AC) dovranno rispettare le prescrizioni contenute nella presente specifica.

9.5 Coordinamento degli isolamenti

Gli apparati del convertitore devono essere protetti contro le sovratensioni che hanno origine nel sistema AC, nelle connessioni CC e nella stazione di conversione stessa e precisamente:

- Sovratensioni temporanee e di manovra lato AC
- Sovratensioni temporanee e di manovra lato DC
- Sovratensioni di origine atmosferica sui circuiti AC e DC
- Sovratensioni a fronte ripido

Di conseguenza dovranno essere forniti dati su:

- Sovratensioni a frequenza industriale (50Hz)
- Sovratensioni AC
- Sovratensioni DC

La protezione contro le sovratensioni dovrà essere effettuata per mezzo di scaricatori ad ossido di metallo privi di spazio spinterometrico.

I parametri per il dimensionamento degli scaricatori relativi a ciascuna installazione dovranno essere determinati sulla base dei seguenti fattori:

- Tensione ripetitiva massima che può sollecitare lo scaricatore compresi i transitori di commutazione e le componenti armoniche AC
- Durata ed ampiezza delle sovratensioni temporanee che possono manifestarsi ai capi dello scaricatore
- Le correnti di scarica dello scaricatore e l'energia associata alle massime sovratensioni di origine interna e/o esterna; la presenza di altri scaricatori sul convertitore può essere tenuta in conto con esclusione di quelli eventualmente installati e quindi già presenti nelle vicinanze
- Tensione di tenuta degli apparati
- Contenimento delle sovratensioni temporanee (il cui valore deve essere espresso in p.u. insieme alla durata in secondi per entrambe le stazioni di conversione)

È opportuno evidenziare come i livelli di sovratensione temporanee sopracitati devono essere considerati come valori massimi delle reti AC in assenza del collegamento HVDC. Il Fornitore dell'iniziativa dovrà verificare nei suoi studi il livello

di sovratensioni temporanee in presenza del collegamento HVDC. Nel caso il soddisfacimento di detti limiti dovesse richiedere inserzioni più complesse di quelle usuali ed un incremento dei costi, TERNA valuterà la possibilità di accettare le sollecitazioni associate alla soluzione proposta.

Il lato AC del convertitore dovrà essere “schermato”. Il lato CC dovrà essere completamente “interno”.

I margini di protezione minimi da adottare per gli apparati del convertitore vengono suggeriti dalla IEC 60071-5 [26].

9.6 Contollo, regolazione ed automazione

Scopo degli studi è dimostrare il corretto dimensionamento del sistema e il corretto appostamento dei parametri. Dovranno inoltre essere ottenute utili indicazioni per la successiva verifica del sistema al simulatore nel corso delle prove in fabbrica e nelle prove di avviamento del collegamento.

Studi delle prestazioni dinamiche in regime elettromagnetico

Gli studi in regime elettromagnetico del sistema di controllo e protezione dovranno almeno perseguire i seguenti obiettivi:

- appostare, ottimizzare e verificare i parametri degli anelli di controllo
- studio del comportamento del collegamento ai guasti o durante i transitori, incluse tutte le sequenze di passaggio da un assetto operativo all'altro (a seguito di guasti od intenzionale).
- studio delle condizioni anomale di funzionamento che causano l'intervento delle protezioni
- verifica del comportamento del sistema e dei margini di intervento delle protezioni, durante le normali variazioni di assetto, configurazione, set point, quali ad esempio rampe di salita e discesa della potenza, avviamento del collegamento, ecc.

Controllo a fronte di guasti

Il sistema HVDC deve essere progettato e verificato per far fronte ad eventuali guasti che si possono verificare in rete e sul collegamento, sia con le telecomunicazioni in servizio che fuori servizio.

Per i guasti sul lato rete il sistema HVDC, compatibilmente con le caratteristiche della rete c.a., deve recuperare il 90 % della potenza trasmessa nel più breve tempo possibile, ad esempio entro un tempo dell'ordine del centinaio di millisecondi. La ripartenza del sistema deve avvenire senza che vi siano commutazioni fallite ed oscillazioni di corrente continua e/o tensione.

Dovranno essere considerati guasti alle principali linee nei pressi delle stazioni di conversione, per entrambi i sensi del flusso di potenza, per diversi assetti del collegamento (monopolare-bipolare) e per diversi valori di potenza, in particolare:

- guasto monofase a terra e rimozione del guasto;
- guasto trifase a terra e rimozione del guasto;
- sequenza di guasto completa costituita da guasto, tentativo di richiusura fallito e apertura definitiva.

Dovranno essere studiati anche i guasti "interni" alle stazioni di conversione, verificando i transitori di passaggio da una configurazione all'altra, sia a seguito di intervento di protezioni, sia per comando intenzionale. Il transitorio di passaggio da una configurazione all'altra dovrà essere verificato in entrambi i sensi.

In assetto bipolare e in caso di guasto su un polo, si dovrà verificare la capacità del polo restante a trasferire tutta o parte della potenza del polo perso compatibilmente con la sua capacità di sovraccarico. La mancanza della telecomunicazione non deve influire sul trasferimento della potenza da un polo all'altro.

Per i guasti sul collegamento HVDC, essendo la linea in cavo, non saranno previste le sequenze di ripartenza a fronte di guasti rilevati in linea. La verifica sarà limitata alle prestazioni delle protezioni e alla localizzazione del guasto.

Controllo a fronte di perdita rete

Uno specifico studio dovrà essere eseguito per verificare il comportamento del sistema qualora venga a mancare la rete ca per apertura (locale o remota) dell'ultima linea che alimenta il collegamento. Questo studio dovrà riportare i principi e il calcolo dei parametri della protezione di perdita rete e dimostrare l'efficacia del suo intervento. Dovrà inoltre dimostrare il buon coordinamento del suo intervento con l'azione delle altre protezioni AC e DC del convertitore e delle protezioni della stazione di rete, locale e remota,

Il funzionamento della protezione dovrà essere verificato con e senza le telecomunicazioni fra le stazioni di conversione.

Funzionamento in condizioni eccezionali di rete

Lo studio dovrà fornire informazioni circa la capacità del collegamento HVDC di essere esercito in condizioni di rete corrispondenti alle cosiddette “condizioni eccezionali” definite al precedente punto 7, indicandone le limitazioni operative. Tale analisi sarà riferita ai dimensionamenti individuati per il rispetto delle prestazioni “base” di cui ai par. 0 e 0.

Studi delle prestazioni dinamiche in regime elettromeccanico

Controllo in condizioni normali e di emergenza

Questo studio ha lo scopo di verificare le prestazioni dinamiche in regime transitorio del sistema di controllo e protezione del collegamento, a fronte di piccole e grandi perturbazioni di rete (apertura di linee, stacco gruppi e carichi, guasti in rete),

Gli effetti delle manovre associate ai cambiamenti di direzione ed alle variazioni significative di livello della potenza trasmessa dal collegamento (inversione lenta e rapida) devono essere analizzate con particolare attenzione, al fine di individuarne criteri e vincoli di attivazione.

Verranno inoltre esaminate le prestazioni dinamiche in regime transitorio del sistema di controllo e protezione del collegamento, a fronte di severe perturbazioni che possono portare le reti in condizioni di funzionamento di emergenza:

9.7 Risonanze sub-sincrone (S.S.R.)

Se ci sono centrali termiche molto prossime ad entrambe le stazioni di conversione si devono eseguire dei calcoli preliminari di corto circuito al fine di valutare i coefficienti di interazione (secondo norma IEC 60919-3 [29]) per evidenziare possibili situazioni critiche. Qualora risultassero possibili criticità, devono essere effettuati studi dettagliati sulla S.S.R. proponendo, se necessario, soluzioni per risolvere il problema.

9.8 Progettazione dei filtri AC e CC

Si dovrà porre particolare attenzione ai seguenti argomenti:

- Lo schema dei filtri AC, la definizione del tipo e della taglia per poter soddisfare alle condizioni di performance delle armoniche AC ed allo scambio di potenza reattiva con la rete AC; calcolo delle distorsioni (D_n), della distorsione armonica totale ($Deff$) e del fattore telefonico di forma armonica (THFF)
- Calcolo delle prestazioni armoniche AC, dello scambio di potenza reattiva e determinazione dei possibili limiti di funzionamento con una delle batterie dei filtri AC fuori servizio:
 - ❑ condizioni di rete normali;
 - ❑ condizioni di rete normali con una delle batterie dei filtri c.a. fuori servizio (con la determinazione dei possibili limiti di funzionamento);
 - ❑ condizioni di rete eccezionali e di sovraccarico (con la determinazione dei possibili limiti di funzionamento).
- Schema dei filtri DC (se esistente, tenendo conto del fatto che il collegamento DC è effettuato unicamente mediante cavi), definizione del tipo e della taglia (compresa la scelta della reattanza di livellamento) al fine di soddisfare i requisiti di prestazioni delle armoniche DC; calcolo della corrente di disturbo equivalente (I_{eq}) lungo la linea DC
- Calcolo delle prestazioni armoniche DC ed individuazione dei possibili limiti di funzionamento con una delle batterie dei filtri DC fuori servizio
- Calcolo dei parametri di dimensionamento dei componenti dei filtri DC e AC

Le seguenti cause di dissimmetria dovranno essere considerate nella definizione delle armoniche AC (DC) ed il dimensionamento dei filtri AC (DC, se presenti):

- tolleranze delle reattanze delle fasi del singolo trasformatore di conversione e tra i trasformatori di ponti diversi;
- dissimmetria dei rapporti di trasformazione dei trasformatori di conversione;
- sincronizzazione sulle prese di regolazione;
- differenze tra gli angoli di accensione sulle valvole;
- tolleranze dei condensatori di filtro AC e DC, livelli di invecchiamento e tassi di guasto;
- variazioni della temperatura ambiente;

- precisione nella sintonizzazione dei filtri;

Si dovrà inoltre tenere conto della sequenza inversa e della distorsione armonica preesistente sulla tensione c.a., in particolare per quanto riguarda la generazione di armoniche non caratteristiche.

Per quanto concerne il dimensionamento dei filtri AC (rating dei componenti), le distorsioni di tensione armoniche esistenti devono essere considerate “in fase” con quelle prodotte dal convertitore stesso. È preferito l’impiego del metodo di calcolo che tiene conto delle mutue interazioni AC/DC.

Per quanto concerne i filtri DC, con riferimento alla Brochure Cigré [30], il metodo di calcolo dovrà tenere conto delle capacità distribuite dei convertitori e dei trasformatori. Per ciascuna armonica, il contributo proveniente dalle due stazioni dovrà essere aggiunto mediante la “somma dei quadrati (RSS)”.

Requisiti degli interruttori

9.8.1.1 Interruttori lato AC

Lo studio dovrà analizzare le correnti transitorie e le tensioni di ristabilimento degli interruttori 380 kV AC delle stazioni di conversione.

Gli scopi specifici di questo studio sono:

- determinare le correnti transitorie degli interruttori in caso di guasto in prossimità dei filtri c.a., causate in particolare dalla loro rapidissima scarica;
- evidenziare le correnti transitorie degli interruttori dovute all’inserzione del trasformatore di conversione o dei filtri AC;
- determinare le tensioni di ristabilimento e le correnti negli interruttori dopo l’apertura a tensioni elevate causate dall’eliminazione di guasto ed al blocco della connessione senza riavvio;
- minimizzare l’impatto delle manovre sul sistema AC e sul funzionamento del convertitore, prevedendo la sincronizzazione degli interruttori dei filtri e di quelli del trasformatore del convertitore.

9.8.1.2 Interruttori ed organi di manovra lato DC

Lo studio dovrà riportare i criteri di dimensionamento e di scelta degli apparati di manovra lato DC in relazione alle manovre previste per tali apparati durante i passaggi di configurazione, evidenziando i requisiti circa le prestazioni in termini di

corrente commutabile, le tensioni di tenuta degli apparati stessi e le caratteristiche degli scaricatori associati.

Dovranno inoltre essere indicate le prestazioni in termini di “tempi di passaggio” tra una configurazione e l'altra.

9.9 Interferenze radio e disturbo acustico

Gli studi dovranno dimostrare che le soluzioni proposte soddisferanno i requisiti della presente specifica.

9.10 Sistema di protezione

Questo studio dovrà identificare le funzioni di protezione da adottare per il sistema HVDC in particolare per:

- Protezione del convertitore;
- Protezione del polo;
- Protezione del trasformatore di conversione e del sistema di sbarre AC;
- Protezione dei filtri AC e CC (se esistenti).
- Protezione delle linee di polo e di elettrodo

Per ciascuna funzione di protezione saranno descritte la zona di protezione, l'obiettivo primario, il principio di rilevamento, la regolazione, le azioni di protezione, le protezioni di salvaguardia e le condizioni di coordinamento.

9.11 Affidabilità e disponibilità

Questi studi dovranno verificare la conformità del convertitore alle prescrizioni delle clausole di garanzia relative alla affidabilità ed alla disponibilità.

9.12 Perdite

Il rendimento di ciascun componente ed il rendimento totale del convertitore dovranno essere determinati separatamente.

Il calcolo dovrà essere effettuato almeno nelle condizioni di “stand-by” (trasformatore del convertitore alimentato) ed al carico nominale [19].

10. PRINCIPALI CONDIZIONI PER I COMPONENTI DEL SISTEMA

In questo capitolo sono individuate le condizioni funzionali richieste per i principali componenti delle stazioni di conversione HVDC per la soluzione tradizionale con ponti di conversione a tiristori, che nella soluzione innovativa con convertitori ad IGBT. Per quanto riguarda la soluzione con convertitori a tensione impressa si rimanda alla brochure Cigre di recente emissione “VSC Transmission” [11], tenendo anche presente che si tratta di una tecnologia attualmente in fase di rapida evoluzione tecnologica.

Per quanto riguarda la soluzione tradizionale la presente guida tratta in particolare:

- i convertitori a tiristori;
- i trasformatori di conversione;
- i filtri c.a. e c.c.;
- il reattore di spianamento c.c..

Sia per la soluzione tradizionale a tiristori e soluzione con convertitori a tensione impressa, vanno comunque applicate, per quanto possibile e tenuto conto della particolarità dell'applicazione, le indicazioni di carattere generale contenute nel codice di rete [3], [4].

10.1 Stazione di conversione tradizionale

Convertitore a tiristori

10.1.1.1 Normative di riferimento

I convertitori a tiristori dovranno essere progettati, dimensionati e provati in conformità con le norme IEC di cui ai riferimenti [26], [31], [32], [33], [34].

10.1.1.2 Requisiti generali

La Specifica Tecnica dovrà prevedere la fornitura dei ponti di conversione a tiristori, degli apparati ausiliari del ponte e degli apparati necessari per la manutenzione dello stesso per entrambe le stazioni di conversione. Inoltre la Specifica Tecnica dovrà prevedere la realizzazione delle prove di tipo e di routine secondo le modalità di esecuzione previste nella relativa norma [33] per gli oggetti di prova definiti nella normativa stessa. Per quanto riguarda i criteri di accettazione per le prove di tipo e routine valgono ancora le prescrizioni della norma.

Le valvole saranno progettate del tipo per interno e con raffreddamento ad acqua de-ionizzata senza aggiunta di glicole.

I tiristori dei ponti di conversione potranno essere sia del tipo ETT (Electrically Triggered Thyristor) che LTT (Light Triggered Thyristor); la Specifica Tecnica dovrà in ogni caso richiedere documentazione tecnica di dettaglio che evidenzii lo stato dell'arte delle rispettive tecnologie, le applicazioni esistenti e i risultati emersi dall'esercizio.

Il progetto delle valvole ed il loro dimensionamento dovrà essere tale da garantire la conformità alle prestazioni richieste nel presente documento al capitolo 8.

La valvola dovrà essere progettata per consentire di rimanere soddisfacentemente in esercizio tra due fermate di manutenzione programmata (esercizio continuativo di almeno 1 anno) anche in presenza di alcuni livelli di tiristori guasti, senza causare il guasto di ulteriori livelli di tiristori. Il numero di livelli di tiristori ridondanti dunque dovrà essere tale da garantire il precedente requisito in materia di affidabilità.

La durata di vita del sistema di conversione non dovrà essere inferiore a 30 anni.

10.1.1.3 Caratteristiche di progettazione e funzionali

10.1.1.3.1 Progettazione

Il progetto del convertitore e di tutti i suoi ausiliari dovrà essere conforme alle caratteristiche della stazione di conversione ed alle prescrizioni della presente Guida Tecnica tenendo conto delle raccomandazioni contenute in [29], [26], [31], [32].

Il dimensionamento del ponte del convertitore dovrà ignorare tutte le ridondanze.

I criteri di progetto dovranno, per quanto possibile, confermarsi ai seguenti principi di base:

- Sicurezza
- Massima affidabilità e disponibilità
- Minime perdite

Il ponte di conversione dovrà comprendere tutti i trasduttori, la strumentazione di pilotaggio, di misura e protezione necessaria a garantire il funzionamento corretto e sicuro dei ponti stessi. Per tali apparati dovrà essere richiesta nella Specifica Tecnica adeguata ed esauriente documentazione tecnica costruttiva, relativa alle prove e alla manutenzione.

Quadrivalvola

La sala valvole alloggerà tre quadrivalvole realizzando così il ponte di conversione. Nel caso di impianto HVDC in configurazione bipolare saranno realizzate due sale valvole indipendenti ognuna con il proprio ponte dodecafase.

Dal punto di vista meccanico, le quadrivalvole saranno sospese al soffitto della sala; potrà essere scelta la soluzione che si giudica più adatta per ciascuna stazione sulla base del rischio sismico che le caratterizza. Dovranno essere richieste le modalità di montaggio, l'ingombro e le dimensioni del/i locale/i convertitori. Dovrà essere prevista una attrezzatura atta a consentire l'ispezione dei convertitori (es.: ponte scorrevole, gru sospesa o piattaforma elevabile).

Le caratteristiche degli isolatori tra le superfici piane dei convertitori e/o quelli alla base dei convertitori saranno specificati nella documentazione approntata.

Un gruppo di scaricatori ad ossido di zinco, privi di spazio spinterometrico, sarà predisposto per la protezione dei convertitori. Il tipo, la posizione, il numero e la capacità di scarica degli scaricatori forniti saranno il risultato dello studio sul coordinamento dell'isolamento.

Dovrà essere presentata una descrizione completa del sistema di protezione (sia per quanto riguarda il software che l'hardware) del convertitore e dei componenti logici.

Dovrà essere fornito lo schema elettrico di connessione dei convertitori e/o dei loro costituenti base (moduli di tiristori, reattori, ecc.) evidenziando la disposizione delle diverse sezioni (nello stesso stadio o nei diversi stadi) e i circuiti esterni ai convertitori (es.: elementi di ripartizione, scaricatori, smorzatori).

Valvola

La struttura di ciascun convertitore comprende un certo numero di tiristori di potenza connessi in serie, le cui dimensioni e caratteristiche (elettriche, meccaniche e termiche) risponderanno ai requisiti richiesti in termini di tensione, corrente e potenza dell'impianto HVDC.

Le caratteristiche principali del tipo di tiristore scelto dovranno essere indicate unitamente alle tensioni di interdizione diretta/inversa (U_{drm}/U_{rrm}), alla corrente media (ITAV), alla caduta di tensione nello stato di conduzione e a tutti i parametri caratteristici definiti dalla norma IEC 60747-6 [31].

I tiristori dei ponti di conversione potranno essere sia del tipo ETT (Electrically Triggered Thyristor) che LTT (Light Triggered Thyristor); la scelta dovrà essere corredata da documentazione che evidenzia lo stato dell'arte delle rispettive tecnologie, le applicazioni esistenti e i risultati emersi dall'esercizio.

Dovrà essere fornita anche una descrizione completa della configurazione della valvola a partire dal livello di "tiristore", di modulo e così di seguito.

Dovrà essere presentato inoltre il tipo e le caratteristiche di funzionamento di tutte le apparecchiature ausiliarie del convertitore. Sono giudicate necessarie le informazioni dettagliate relative a:

- Circuiti di innesco e di controllo;
- Resistori di ripartizione del potenziale (grading resistor) a tutti i livelli (tiristore, modulo di tiristori e valvola);
- Circuiti di "snubber", a tutti i livelli (tiristore, modulo di convertitore, smorzatori di tensioni transitorie rapide);
- Equalizzatori di campo (corona shields) per la valvola vera e propria e per gli scaricatori ad essa collegati;
- Schermi anti-effluvio;
- Circuiti di limitazione dei gradienti di corrente (induttanze saturabili, ...).
- Poiché è necessario un elevato numero di tiristori in serie, devono essere adottati tutti i mezzi per equilibrare gli effetti delle capacità parassite dei convertitori e per garantire l'innesco simultaneo dei tiristori di una stessa valvola.

Una elettronica cosiddetta "valve base electronic", coordinerà le principali funzioni di controllo e di innesco del convertitore che saranno trasferite in modo appropriato a livello di tiristore da unità di controllo.

Sono inclusi nel convertitore seguenti sistemi:

- Circuiti d'innesco dei tiristori, per il funzionamento dei ponti del convertitore
- Sistema di monitoraggio dei tiristori, per la verifica dello stato di ciascun livello di tiristori con segnalazione a distanza sul sistema di interfaccia uomo-macchina;

- sistema di protezione delle valvole stesse comprensivo di protective firing, per la protezione di ciascun apparato semiconduttore durante le sovratensioni elevate o transitori molto rapidi di tensione diretta (“forward direction”).

La valvola sarà progettata per resistere a diverse tipologie di guasti e sollecitazioni sino all'intervento delle preposte protezioni, quali:

- Guasti a terra sia lato c.a. che lato polo c.c.;
- Corto circuiti nelle valvole;
- Commutazioni fallite;
- Sovratensioni di manovra, di fulminazione e del tipo “steep-front”;
- Guasti nel sistema c.a.;
- Sovratensioni temporanee;
- Perdite nel sistema di raffreddamento.

Sistema di raffreddamento della valvola

Il sistema di raffreddamento del convertitore dovrà utilizzare un circuito primario ad acqua de-ionizzata con scambiatore di calore finale acqua – aria.

I materiali costituenti il circuito secondario devono essere adatti al funzionamento all'esterno.

Nella Specifica Tecnica dovrà essere richiesto al di precisare la riduzione della capacità di trasporto del collegamento a seguito di una riduzione della capacità di raffreddamento del sistema stesso, predisponendo adeguate ed efficaci sequenze automatiche (senza l'intervento dell'operatore) di riduzione della potenza transitante volte a salvaguardare il convertitore da sollecitazioni potenzialmente critiche.

L'efficacia e l'affidabilità del sistema di raffreddamento saranno definite sotto l'ipotesi di funzionamento più sfavorevole sia per quanto riguarda il flusso di potenza transitante che per quanto riguarda le condizioni ambiente del locale convertitore.

L'eventuale rischio di gelo, conseguente alle caratteristiche ambientali di ciascuna stazione di conversione, deve essere previsto ed eliminato mediante opportuni accorgimenti.

Anche a livello di progettazione dovranno essere adottati nel circuito di raffreddamento ad acqua tutti i provvedimenti atti a mantenere sotto controllo e ad evitare sostanzialmente qualsivoglia perdita e/o corrosione.

Compatibilità elettromagnetica

Devono essere adottati tutti i mezzi per eliminare tutte le interferenze elettromagnetiche tra il convertitore e/o i segnali di telecomunicazione tra i posti di comando nonché quelle provenienti da disturbi delle connessioni c.a. e c.c. e quelle provenienti per irradiazione da cause esterne.

Rischio di incendio in sala valvole

Deve essere presentato un programma di qualificazione del rischio di incendio comprendente:

- Tutti i provvedimenti e le azioni previste per proteggere i convertitori dal rischio di incendio, a partire dalla scelta dei componenti costituenti i convertitori;
- Il calcolo del carico di incendio all'interno della/e sala/e valvole e la valutazione del rischio di incendio;
- Una relazione sulle più gravi conseguenze, sia strutturali sia funzionali, nell'ipotesi più negativa di incendio del convertitore e degli apparati ad esso collegati;

Eventuale documentazione richiesta da normative o documenti tecnici internazionali relativa al rischio incendio in sala valvole, anche se non espressamente indicata nella Specifica Tecnica, dovrà essere richiesta dalla stessa specifica.

Sistema di rilevazione degli incendi

Nella Specifica Tecnica dovrà essere richiesta la progettazione e realizzazione di un appropriato sistema di rilevazione d'incendio (prevedendo diversi tipi di sonde in funzione della progettazione e delle modalità d'installazione del convertitore) in grado di rilevare il principio d'incendio. L'intervento deve essere automatico mettendo il convertitore fuori tensione ed inviando un allarme all'operatore locale/remoto.

In particolare, per la/e sala/e valvole, un sistema di rilevazione di fuoco incipiente (Very Early Detection Smoke Apparatus), unitamente con un sistema addizionale basato su un principio di rilevazione con ultravioletti o infrarossi, con i relativi allarmi

dovrà essere richiesto allo scopo di rilevare la presenza di fumo, di sostanze prodotte da archi elettrici o da combustione presenti nell'aria della sala valvole.

Nel caso l'impianto preveda un lay-out con soluzione "indoor" per la sezione c.c. in alta tensione, ovvero la presenza di una cosiddetta "DC hall" separata dalla sala valvole, tale sala c.c. dovrà prevedere un sistema di rilevazione di fuoco incipiente basato almeno su un principio di rilevazione con ultravioletti o infrarossi.

Il sistema di rilevazione di fuoco incipiente dovrà essere in grado di fornire un allarme nel più breve tempo possibile allo scopo di evitare lo sviluppo dell'incendio.

Sistema di evacuazione fumi

Nel locale convertitori sarà previsto un adeguato sistema di evacuazioni fumi, coordinato con gli altri dispositivi antincendio previsti.

Sistema di trattamento aria sala valvole

Dovrà essere richiesta una sala valvole dotata di un sistema di trattamento aria in grado di mantenere temperatura, umidità e livello di polluzione nei campi di variazione previsti dal progetto del collegamento HVDC. Sulla base dei livelli di polluzione esistenti nei siti di installazione delle stazioni di conversione, l'aria impiegata per il sistema di condizionamento della sala valvole, addotta dall'esterno dell'edificio, dovrà essere opportunamente trattata e filtrata al fine di:

- evitare potenziali e non desiderati interventi del sistema di rilevazione di fuoco incipiente a causa di eventi esterni alla stazione di conversione;
- garantire un livello di polluzione compatibile con il corretto ed affidabile funzionamento degli apparati.

Nel caso in cui i livelli di polluzione siano elevati dovrà essere prevista una sala valvole "pressurizzata".

Sistema di estinzione degli incendi

Potrà essere richiesto un sistema di estinzione degli incendi all'interno del locale convertitori, concepito per arrestare e controbattere i principi d'incendio nel convertitore ed in prossimità di questo. L'impianto sarà realizzato in conformità alla normativa ed alle vigenti leggi italiane in materia.

10.1.1.3.2 Caratteristiche funzionali

I ponti di conversione dovranno essere progettati e realizzati con margini di tensione e di corrente tali da garantire il corretto funzionamento in tutte le condizioni di servizio specificate. Tutti i fenomeni temporanei e transitori dei ponti del convertitore (sovraccarico, funzionamento ad angoli di innesco dei tiristori elevati o critici, ecc.) dovuti a grosse perturbazioni sulle connessioni c.a. e c.c. saranno considerati nella progettazione dei convertitori.

In ciascuna stazione i margini di sicurezza previsti e la ridondanza dei componenti garantiranno l'affidabilità e la disponibilità del convertitore. Le prestazioni non saranno modificate dalla perdita di una delle due fonti di alimentazione di rete delle apparecchiature ausiliarie.

Per quanto riguarda il dimensionamento in tensione:

- Il convertitore dovrà essere in grado di sopportare una tensione inversa massima il cui valore dovrà essere scelto in base al livello di protezione degli scaricatori, selezionati sulla base dei risultati dello studio sul coordinamento degli isolamenti. Margini di sicurezza appropriati saranno adottati al fine di tenere in conto le diverse sollecitazioni di tensione (es.: sovratensioni di manovra, impulsi a fronte ripido, ecc.); tali margini dovranno essere adeguati a garantire la capacità di tenuta della valvola nel caso di distribuzioni di tensione non uniformi, di dispersione nei livelli di protezione dalle sovratensioni e, in generale, da ogni altra non linearità interna alla valvola stessa.

I margini minimi di protezione da rispettare per le valvole (non considerando i livelli ridondanti di tiristori) sono i seguenti

- ❖ $SIWL/SIPL = 1.15$
- ❖ $LIWL/LIPL = 1.15$
- ❖ $STIWL/STIPL = 1.20$

- Il livello di tensione di tenuta diretta del tiristore deve essere determinato in funzione di un adeguato livello di protezione fornito dal cosiddetto protective firing che sarà funzione anche del gradiente di tensione;
- Si dovrà richiedere uno studio completo relativamente al dimensionamento in tensione del convertitore.

Per quanto riguarda il dimensionamento in corrente:

- Il convertitore sarà concepito in modo da sopportare una tensione di ristabilimento diretta dopo un ciclo/più cicli di corto circuito senza alcun guasto e/o invecchiamento dei materiali;
- Al fine di determinare la massima sovratemperatura virtuale della giunzione dei tiristori, dovranno essere considerati i valori di sovraccarico di corrente e di durata determinati teoricamente nell'ipotesi più sfavorevole di funzionamento del sistema HVDC;
- Devono essere richieste le potenze continue minima e massima del convertitore con e senza sistema ridondante di raffreddamento.

Il campo di funzionamento dei convertitori, dal punto di vista degli angoli di ritardo/spegnimento, deve consentire il soddisfacimento di tutti i requisiti sopracitati.

Il dimensionamento del sistema di raffreddamento dei convertitori deve avere una concezione modulare così che, anche in caso di rottura di un elemento, sia possibile un funzionamento continuo a piena potenza dell'installazione.

Normativa

Per quanto riguarda il sistema di conversione, dovranno essere applicate tutte le indicazioni riguardanti il progetto contenute nella normativa citata nella presente Guida Tecnica.

Per ciascun componente del convertitore saranno applicate le appropriate norme IEC e/o EN elencate.

10.1.1.4 Caratteristiche costruttive

La realizzazione del convertitore e di tutti i relativi ausiliari sarà effettuata in conformità alle caratteristiche della stazione di conversione nel suo insieme e ai dati principali specificati nei punti corrispondenti.

I criteri di costruzione del convertitore obbediranno ai seguenti criteri tecnici di base:

- Sicurezza
- Massima affidabilità

- Manutenzione limitata e di facile esecuzione

Dovrà essere presentata una descrizione dettagliata della soluzione tecnica proposta.

Ciascuna valvola deve essere costituita da più moduli di tiristori in serie. Non sarà ammesso alcun parallelo tra i tiristori.

La valvola a tiristori deve essere progettata per installazione all'interno, raffreddamento ad acqua ed isolamento in aria.

Ciascun tiristore deve essere installato con i relativi circuiti ausiliari e con la relativa unità di controllo e formare così un livello di tiristore; quest'ultimo sarà raffreddato separatamente con acqua de-ionizzata circolante in dissipatori di calore fissati al tiristore.

Nella Specifica Tecnica devono inoltre essere richieste le ipotesi assunte per la definizione di un criterio di ridondanza dei tiristori in una valvola.

In ogni caso, il numero di tiristori ridondanti (inclusi in ogni valvola) dovrà essere tale da consentire il corretto funzionamento del ponte di conversione, senza degradazione delle prestazioni dello stesso, nel periodo che intercorre tra una manutenzione e l'altra, comunque non inferiore a 12 mesi.

Deve essere indicato il numero di tiristori guasti (in una valvola) che consente il funzionamento del convertitore.

Si indicherà inoltre:

- Il tasso di guasto annuale λ_e stimato per i tiristori
- Il tasso di guasto annuale λ_e garantito per i tiristori

Dovrà essere approntata una descrizione del sistema di fissaggio "camping" dei tiristori e dei dissipatori di calore.

Manutenzione

La soluzione costruttiva per la valvola dovrà essere tale da ridurre i tempi di intervento qualora si renda necessaria la sostituzione o la riparazione di uno o più elementi costituenti la valvola stessa.

Le operazioni di manutenzione che riguardano la sostituzione di un tiristore o di componenti degli snubber e dei circuiti di equilibratura della tensione c.c. devono avvenire senza l'apertura del circuito di raffreddamento.

Sistema di raffreddamento della valvola

Nel circuito di raffreddamento a ciclo chiuso è impiegata solo acqua pura (senza alcun additivo antigelo). In detto circuito sarà installata una pompa dedicata, sempre in funzione e la temperatura dell'acqua in ingresso sarà costantemente controllata.

Devono essere indicati tutti i mezzi disponibili al fine di evitare qualsiasi perdita del liquido refrigerante nella quadrivalvola, in qualsivoglia condizione di funzionamento.

Qualora si verificasse una minima perdita questa non deve pregiudicare il corretto funzionamento della valvola. La valvola deve essere concepita in modo che tutto il liquido di raffreddamento perso sia raccolto da un sistema di drenaggio: in presenza di detta perdita sarà attivato un allarme.

In caso di perdita significativa, i convertitori devono essere posti automaticamente fuori servizio al fine di evitare possibili danneggiamenti alla valvola.

Si deve inoltre garantire che, nel corso di tutta la durata di vita del sistema di conversione, non si verifichino ostruzioni o perforazioni ("chokes and pits") dei condotti di distribuzione dell'acqua.

Tutti i materiali metallici utilizzati nel circuito di raffreddamento devono essere resistenti alla corrosione.

Il circuito dell'acqua deve essere progettato e realizzato utilizzando metodi e materiali atti a minimizzare la corrosione elettrochimica ed elettrolitica.

Le parti in movimento del sistema di raffreddamento dovranno essere conformi alle norme di sicurezza per le persone (IEC 60529 [35]) e presentare un adeguato grado di protezione IP.

Sistema di controllo e accensione

È richiesta una completa ridondanza almeno per i sistemi di accensione delle valvole.

Il sistema di controllo dello stato dei tiristori deve essere atto ad individuare il numero e la localizzazione del livello di tiristori difettoso.

Rischio di incendio della valvola

Per i componenti della valvola devono essere scelti i materiali migliori contro il rischio di incendio (es.: adozione di materiali auto estinguenti e caratterizzati da un minimo tasso di emissione di fumi neri, densi e tossici). Se necessario dovranno essere previste nel progetto anche barriere di separazione, vie di fuga, ecc..

In particolare tutti i materiali non metallici della sala valvole dovranno essere del tipo a basso indice di infiammabilità e del tipo autoestinguente in conformità alla classificazione Underwriters Laboratories UL94 V-0.

Nella Specifica Tecnica dovrà essere richiesta la lista dei materiali plastici impiegati nella sala valvole (strutture di supporto, tubazioni del sistema di raffreddamento, cavi, schermi delle fibre ottiche canalizzazioni per le fibre ottiche, ecc.) con le loro proprietà alla fiamma.

Le parti essenziali, quali l'elettronica di controllo della valvola, devono essere poste per quanto possibile lontano dalle sorgenti di incendio.

Le parti in plastica della valvola devono essere realizzate con materiale che non si degradi per l'effetto corona.

I componenti del sistema di raffreddamento soddisferanno le condizioni sopra prescritte.

Gli elementi secondari della struttura della valvola dovranno essere costituiti, per quanto possibile, da materiali ignifughi.

Gli isolanti utilizzati nella struttura della valvola dovranno essere specificati tenendo conto delle raccomandazioni date in [32].

Tutti i componenti posti in prossimità della valvola, come gli scaricatori ad ossido di zinco, dovranno essere opportunamente protetti.

All'interno della valvola non sarà consentito l'impiego di componenti con isolamento in olio.

Condizioni richieste in materia di rischio sismico per le valvole

La struttura della valvola comprenderà tutti gli elementi necessari per resistere e, per quanto possibile, attenuare gli effetti di un terremoto di intensità pari a quella specificata al punto 0.

Le caratteristiche costruttive della valvola e degli ausiliari ad essa associati dovranno essere conformi a quanto prescritto nel paragrafo 0

Dovrà essere presentata la relativa documentazione.

10.1.1.5 Prove

In accordo a quanto previsto dalla normativa internazionale in materia IEC 60700-1 [33], sulle valvole a tiristori saranno eseguite tre classi di prove:

- Prove in fabbrica
 - Prove di accettazione (routine tests);
 - Prove di omologazione (type tests).
- Prove in sito (site tests).

Nella definizione dei livelli di prova saranno ignorate tutte le ridondanze del progetto.

Trasformatori di conversione

In relazione alla taglia ed al livello di tensione (sia c.a. che c.c.) dell'impianto HVDC i trasformatori di conversione potranno essere di diversa tipologia:

- Monofase a due avvolgimenti;
- Monofase a tre avvolgimenti;
- Trifase a due avvolgimenti;
- Trifase a tre avvolgimenti.

La Specifica Tecnica potrà indicare la soluzione desiderata, richiedendo al adeguata documentazione tecnica di dettaglio volta anche a referenziare la scelta tecnologica eseguita in relazione ad impianti esistenti di taglia analoga.

10.1.1.6 Normativa di riferimento

I trasformatori del convertitore dovranno, a meno di diverse indicazioni e/o ulteriori integrazioni nel seguito, essere progettati, dimensionati e provati in conformità alla IEC 60076 riguardante i trasformatori di potenza [36], [37], [38], [39], [40] [42] ed alla IEC 61378-2 [43] riguardante i trasformatori per applicazioni HVDC.

Per quanto riguarda gli accessori i trasformatori dovranno alle Norme CEI EN 50216-1, 2, 4, 5, 6, 7 [44], [45], [46], [47], [48], [49], [50] [51] ed in particolare a quanto specificato nel Documento TERNA - RQUP AUTO 01_rev00 (2003) "Specifica Tecnica per Autotrasformatori AT/AT con e senza Commutatori Sotto Carico" [52].

Il commutatore sotto carico dovrà essere progettato, dimensionato e provato in conformità alla IEC 60214 [53].

10.1.1.7 Caratteristiche di progetto e funzionali

I principi di progettazione del trasformatore e del convertitore dovranno essere in accordo con le caratteristiche della connessione HVDC ed alle condizioni ambientali di riferimento per i siti delle stazioni di conversione indicate al paragrafo 5.

I principi di progettazione del trasformatore del convertitore dovranno essere, per quanto possibile, orientati ai seguenti criteri fondamentali:

- sicurezza;

- massima affidabilità e disponibilità;
- minime perdite;
- minimo rumore.

I trasformatori dovranno essere dimensionati in conformità alle condizioni di rete (es.: campo di condizioni normali, (N-1) e condizioni eccezionali); in nessuna delle condizioni sopracitate si dovranno manifestare pericolosi punti caldi.

I trasformatori di conversione saranno generalmente installati all'esterno, addossati sul fronte della sala valvole, con i passanti dell'avvolgimento AT lato rete di tipo per esterno. Qualora richiesto da ragioni di impatto ambientale (principalmente nel caso di limitazioni in materia di rumore acustico) per i trasformatori dovrà essere prevista adeguata pannellatura fonoassorbente. Le prestazioni nominali dell'impianto HVDC dovranno essere garantite anche nel caso di tale soluzione costruttiva.

I trasformatori dovranno essere idonei a sopportare le normali condizioni di esercizio (corto circuiti, sovratensioni atmosferiche e di manovra, inserzioni a vuoto lato ATca) senza che ciò costituisca motivo di limitazione delle prestazioni richieste.

Per le condizioni ambientali di riferimento verrà richiesta l'applicazione della norma CEI EN 60721-3-3 e 4 [6], **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** con le seguenti precisazioni:

- Temperatura minima -25 °C
- Temperatura massima 40 °C
- Installazione per esterno

Nella Specifica Tecnica dovranno essere indicate almeno le seguenti caratteristiche nominali di riferimento⁵:

- Numero delle fasi;
- Numero degli avvolgimenti;

⁵ Alcuni dei dati saranno lasciati in bianco; la loro compilazione sarà a cura del della macchina.

- Frequenza nominale (50 Hz);
- Potenza nominale di ogni avvolgimento;
- Tensione nominale di ogni avvolgimento unitamente alle tensioni al secondario nelle condizioni estreme previste per la tensione di rete in condizioni normali ed eccezionali;
- Corrente nominale degli avvolgimenti (con indicazione del valore delle singole correnti armoniche);
- Numero di isolatori passanti per i diversi avvolgimenti⁶;
- Tipologia delle connessioni degli avvolgimenti primari e secondari e relativo gruppo orario. Il primario dovrà essere a stella con neutro connesso direttamente a terra, mentre i secondari, ad esempio, dovranno avere due avvolgimenti connessi rispettivamente a stella con neutro isolato ed a triangolo;
- Modalità della regolazione di tensione: la regolazione della tensione sarà effettuata sull'avvolgimento di ATca, lato primario, con un CSC (Commutatore Sotto Carico) del tipo ad inversione, munito di un adeguato numero di prese, posto sul lato neutro dell'avvolgimento;
- Condizioni di sovraccitazione; nella Specifica Tecnica dovrà essere richiesta la possibilità di poter funzionare saltuariamente in condizioni di sovraeccitazione, con tensione primaria (lato rete) aumentata del 10% rispetto al suo valore nominale, ovvero in condizioni eccezionali di rete;
- Livelli di isolamento: nella Specifica Tecnica dovranno essere indicati i livelli di isolamento dei terminali dell'avvolgimento AT lato rete (sia per il terminale lato linea che per il neutro) in conformità alla IEC 60076-3 [38], mentre per quanto riguarda i livelli di isolamento dell'avvolgimento AT lato convertitore (o degli avvolgimenti a seconda della configurazione) essi saranno indicati dal dell'impianto sulla base dello specifico progetto adottato. Per quest'ultimo caso dovrà essere richiesta in Specifica Tecnica la motivazione della scelta progettuale eseguita;

⁶ I passanti degli avvolgimenti lato valvole, nella soluzione tipicamente considerata, saranno del tipo per interni.

- Sistema di raffreddamento che dovrà essere preferibilmente del tipo OFAF (olio forzato – aria forzata) od ODAF (olio forzato e guidato – aria forzata). Per quest'ultima soluzione dovranno comunque essere rispettati i valori di sovratemperatura previsti per il tipo OFAF. Gli scambiatori esterni (aerotermini) potranno essere sia del tipo addossato alla cassa sia del tipo a batterie separate;
- Impedenze di corto circuito degli avvolgimenti riferite alla potenza nominale e nelle seguenti posizioni della presa del variatore sotto carico: nominale, massima e minima;
- Corrente a vuoto: dovrà essere fissato il valore massimo della corrente a vuoto in relazione alla taglia del trasformatore di conversione;
- Perdite a vuoto: dovrà essere fissato il valore massimo per le perdite a vuoto misurate alla frequenza nominale nella presa principale sia in condizioni di tensione nominale che con tensione incrementata del 10% sempre rispetto la nominale;
- Perdite a carico in condizioni di frequenza nominale: dovrà essere fissato un valore massimo per le perdite a carico a frequenza industriale, misurate con l'avvolgimento o gli avvolgimenti secondari in corto circuito, con riferimento alla potenza nominale della macchina, alla temperatura di 75 °C. Le perdite a carico saranno determinate con la seguente formula:

$$P = \frac{2 \times P_1 + P_2 + P_3}{4}$$

dove: P1 = perdite misurate con il CSC sulla presa principale; P2 = perdite misurate con il CSC sulla presa minima del campo di variazione; P3 = perdite misurate con il CSC sulla presa massima del campo di variazione;

- Perdite a carico in condizioni di frequenza aumentata (non inferiore a 150 Hz): dovranno essere richieste le perdite a carico, misurate con l'avvolgimento o gli avvolgimenti secondari in corto circuito, con riferimento alla potenza nominale della macchina, alla temperatura di 75 °C ed alla frequenza indicata dal costruttore (non inferiore a 150 Hz). Tali perdite serviranno per il calcolo delle perdite a carico nelle condizioni di servizio. La formula da impiegare è ancora la precedente;

- Perdite a carico in condizioni di servizio: dovrà essere prescritto che la determinazione delle perdite a carico in condizioni di servizio sia effettuata secondo la procedura riportata nella norma CEI EN 61378-2 [43]. Il valore delle perdite così calcolate verrà utilizzato per la prova di riscaldamento;
- Sovratemperature: i trasformatori di conversione, alimentati lato linea alla tensione ed alla frequenza nominali, con il commutatore sottocarico su qualsiasi presa, devono essere in grado di fornire la potenza nominale senza che le sovrature temperature superino i seguenti valori (CEI EN 60076-2 [37], par. 4.2):
 - Sovratemperature dell'olio nella parte superiore: 60 °K
 - Sovratemperature media degli avvolgimenti: 65 °K
 - Le suddette prescrizioni vanno rispettate con un aerotermostato fuori servizio (pompa e ventilatori fermi), tenendo conto delle perdite a carico in condizioni di servizio calcolate secondo la procedura precedentemente illustrata. Il trasformatore inoltre deve poter essere sottoposto a sovraccarichi occasionali in accordo con la "Guida di carico per trasformatori immersi in olio" (CEI 14-15 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**);

La sovraturatura superficiale del nucleo non deve superare in nessun punto i 75 °K nelle condizioni di funzionamento a tensione, corrente e frequenza nominali;

- Livello di rumore: il livello di potenza acustica del trasformatore, alimentato a vuoto, a tensione e frequenza nominali, con tutti gli aerotermostati in funzione, con il CSC nella condizione di massima induzione, misurato in accordo con la CEI EN 60076-10 par 11 [42], non dovrà superare 92 dB(A). L'incremento di rumore nelle condizioni nominali di servizio dell'impianto di conversione dovrà essere indicato dai potenziali Fornitori. In ogni caso il rumore del trasformatore in impianto non deve essere tale da generare all'interno dell'area di stazione valori superiori ai limiti stabiliti da TERNA per l'intero impianto e conformi alle leggi in vigore.
- Capacità di tenuta al corto circuito: i trasformatori di conversione devono essere progettati e costruiti per resistere alle sollecitazioni elettrodinamiche conseguenti a qualsiasi tipo di corto circuito nell'ipotesi che i terminali di ATca siano collegati ad una rete di potenza di corto circuito pari a quella massima indicata al paragrafo 7.3 e rapporto tra impedenza omopolare e impedenza diretta (X_o/X_d) compreso fra 0,8 e 3;

- Inserzione in rete: gli interruttori di manovra dei trasformatori dovranno essere provvisti di un apposito sistema di sincronizzazione per la loro messa in tensione a vuoto, in modo da evitare elevate correnti di inserzione.

Commutatore sotto carico – OLTC (On Load Tap Changer)

Ciascun trasformatore dovrà essere equipaggiato di un regolatore di tensione sull'avvolgimento HV costituito da un commutatore sotto carico, conforme a quanto prescritto dalla CEI EN 60214 [53] e dalla CEI EN 60214-1 [54], installato sul lato neutro dell'avvolgimento stesso. La posizione nominale dovrà essere quella corrispondente alla tensione nominale di macchina pari a 400 kV.

Ogni presa di regolazione dovrà essere a piena potenza essendo quindi in grado di funzionare in modo continuativo alla potenza nominale su tutte le prese.

Il dimensionamento non dovrà rappresentare un limite per il sovraccarico del trasformatore del convertitore.

Le operazioni dovranno poter essere effettuate manualmente ed automaticamente, con controllo locale e remoto.

Isolatori passanti

Gli isolatori passanti lato rete c.a. dovranno essere conformi alla norma IEC 60137 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..**

Quelli lato convertitore, che sono sottoposti a tensione continua, dovranno essere conformi alla norma IEC 62199 [56] e devono essere muniti di un opportuno sistema che impedisca l'uscita dell'olio del trasformatore in caso di rottura dell'involucro esterno.

10.1.1.8 Caratteristiche costruttive

Le caratteristiche dei trasformatori del convertitore, degli isolatori del commutatore sotto carico, delle unità di raffreddamento, della strumentazione e dei componenti ausiliari meccanici ed elettrici devono essere conformi alla normativa indicata al par. 10.2.1.

I trasformatori del convertitore devono essere equipaggiati con strumentazione di misura della temperatura, in particolare quella degli avvolgimenti dovrà essere disponibile a scopo di controllo e di protezione.

Cassa

La connessione tra il coperchio e la cassa deve essere effettuata alla sommità del coperchio stesso, in modo da evitare il permanere di acqua o olio all'esterno e la formazioni di sacche d'aria all'interno.

La cassa deve essere dimensionata per sopportare senza perdite e deformazioni permanenti una sovra-pressione sul fondo di 2 atm e le sovrappressioni dinamiche che si potrebbero verificare durante i cortocircuiti; le risonanze meccaniche dovranno essere significativamente lontane da 50 e 100 Hz.

La cassa deve essere dotata di piastre atte all'installazione di ruote bidirezionali; ed all'applicazione di funi per il sollevamento.

All'estremità degli isolatori passanti lato convertitore, inoltre, devono essere installate valvole di sovra-pressione con lo scopo di limitare il rischio di rottura ed espulsione del passante in sala valvole nel caso di guasti interni.

Tutte le viti ed i dadi devono essere in acciaio inossidabile o di acciaio zincato.

Commutatore sotto carico

Il commutatore sotto carico deve essere installato sull'avvolgimento AT del trasformatore del convertitore. Il commutatore deve avere un conservatore d'olio separato; deve essere consentito lo spillamento dell'olio da detto conservatore senza che ciò abbia effetti sul livello d'olio del trasformatore.

La sua realizzazione deve facilitare le ispezioni e la manutenzione.

Per quanto riguarda il meccanismo di comando (motore e relativi accessori), esso dovrà esser fornito da una sorgente di energia ausiliaria tale da garantire con successo la commutazione (quindi senza arresto in posizione intermedia), quando questa sia iniziata, anche nel caso di interruzione dell'alimentazione del motore.

Arresti meccanici di estremità dovranno inoltre essere previsti al fine di prevenire, in qualsiasi condizione, il superamento della posizione prevista.

Isolatori passanti

Gli isolatori passanti lato linea dovranno essere del tipo a condensatore in porcellana vetrificata, mentre quelli lato convertitore potranno essere anche in materiale composito: comunque la soluzione proposta dovrà essere soggetta ad approvazione.

I passanti lato AC, compreso quello del neutro, devono essere conformi alla IEC 60137 [55], mentre i passanti lato convertitori devono essere conformi alla norma

IEC 62199 [56] In caso di rottura della porcellana o dell'involucro protettivo in composito dovrà essere impedita la fuoriuscita dell'olio del trasformatore.

Per quanto concerne la resistenza meccanica, i passanti installati sulla cassa devono essere conformi agli usi convenzionali in materia di passanti ad alta tensione c.a. con le esigenze sismiche riportate nella presente Guida tecnica.

Sistema di raffreddamento

Il sistema di raffreddamento può essere, del tipo OFAF o ODAF con appropriate unità di raffreddamento (aria forzata con ventilatori e circolazione d'olio forzata con pompe) e sarà direttamente installata sulla cassa se le problematiche di trasporto lo consentiranno.

Se dovesse essere necessaria una protezione contro il rumore acustico, il sistema di raffreddamento sarà installato in un banco separato dal cassone del trasformatore.

Il sistema di raffreddamento deve essere costituito da più gruppi, ciascuno dei quali costituito da una pompa e da uno o più ventilatori per garantire quanto segue:

- il numero di gruppi di raffreddamento in servizio dipende dalla temperatura dell'avvolgimento e dell'olio;
- almeno un gruppo di raffreddamento deve essere avviato automaticamente allorché i trasformatori del convertitore saranno percorsi da corrente;
- un gruppo di raffreddamento deve essere ridondante: il completo raffreddamento del trasformatore e del convertitore deve essere garantito con un gruppo di raffreddamento fuori servizio.

Il collegamento alla cassa devono permettere, mediante appropriate valvole, la disinstallazione dell'unità di raffreddamento senza che si manifestino perdite d'olio.

10.1.1.9 Prove e messa in servizio

I trasformatori devono soddisfare tutte le prove previste dalle già citate Norme IEC 60076 e 61378-2.

Filtri c.a.

Queste specifiche funzionali hanno lo scopo di dare indicazioni sui principali condizioni richieste, la progettazione, la costruzione e le prove del filtro c.a. delle stazioni di conversione del collegamento HVDC.

10.1.1.10 Normativa di riferimento

I filtri c.a. devono, a meno di diverse indicazioni e/o ulteriori integrazioni nel seguito, essere progettati, dimensionati e provati conformemente alle norme IEC riguardanti condensatori, reattori, resistenze, trasformatori di corrente e di tensione e fusibili.

10.1.1.11 Caratteristiche di progetto e funzionali

I diversi componenti del filtro saranno dimensionati meccanicamente e termicamente in modo che nessuna sollecitazione alteri il funzionamento dell'installazione nei campi di variazione di frequenza e di tensione e delle condizioni ambientali indicate ai Cap. 5 e 7.

Per le condizioni che devono essere rispettate, al fine di ottemperare alle prescrizioni per le armoniche si farà riferimento al par. 8.4.1.1.

Per quanto riguarda gli scambi di potenza reattiva con la rete, dovranno essere rispettate le condizioni specificate al par. 8.3.

I componenti del filtro devono essere dotati di adeguata protezione munita di livello allarme e di scatto. Essa deve comprendere almeno una protezione a squilibrio della componente capacitiva, una protezione contro il guasto di un condensatore (o parte di esso), una protezione contro le sovracorrenti e una protezione contro le sovratensioni e gli abbassamenti di tensione. In particolare si deve definire il tipo di protezione contro lo squilibrio, la sua sensibilità ed il livello di allarme/scatto adottati.

Anche se non dichiarato esplicitamente nelle specifiche relative ai componenti del filtro, il delle stazioni dovrà dare informazioni sui criteri di progetto del filtro c.a., quali:

- Norme di prodotto dei componenti, e relative procedure di prova;
- Criteri di protezione, allarme e segnalazione guasto;
- Condizioni richieste per la scarica dei condensatori;
- Perdite;
- Obbiettivi di affidabilità e di disponibilità;
- Filtri di ricambio;
- Ridondanza in linea;
- Prescrizioni per la manutenzione;

- Manovra dei banchi del filtro;

La messa in servizio di ciascun banco del filtro c.a. sarà effettuata in modo da minimizzare l'impatto sulla rete c.a. e sul funzionamento del convertitore.

La progettazione del filtro dovrà tendere ad evitare sovraccarichi dello stesso in caso di mancato accordo o di risonanza con la rete c.a. (che dovranno essere evitati).

10.1.1.12 Caratteristiche costruttive

Dovranno essere fornite:

- le dimensioni d'ingombro ed i pesi dei componenti dei filtri c.a.;
- i disegni corrispondenti;
- le procedure di montaggio in sito.

Condensatori

I banchi di condensatori devono essere equipaggiati con tutti i dispositivi necessari al loro posizionamento in condizioni di sicurezza. Inoltre deve essere previsto un apparecchio atto a facilitare la messa a terra e la sostituzione delle unità (piattaforma mobile o elevatore) e la strumentazione per la verifica delle capacità delle singole unità senza lo scollegamento delle stesse..

Ciascun banco di condensatori devono essere munito di targa indicante i dati nominali e informazioni sul dispositivo nel suo insieme.

Devono essere fornite le informazioni sul tipo di dielettrico utilizzato, oltre allo schema di connessione degli elementi ed alle caratteristiche di isolamento.

Il liquido impregnante dovrà essere compatibile con l'ambiente e non dovrà avere un contenuto di PCB superiore a 5 p.p.m.

Devono essere indicati i dispositivi antisismici adottati ed in particolare quelli atti ad impedire che la struttura dei banchi dei condensatori possa crollare o danneggiare altri componenti.

Ciascun condensatore deve essere equipaggiato di un dispositivo di scarica interna.

Il contenitore deve essere di alluminio o di acciaio inossidabile.

Ciascun condensatore deve essere equipaggiato da due targhe: una per i dati nominali e informazioni sul banco e l'altra per le procedure atte a lavorare in sicurezza.

Reattanze

Le reattanze del filtro possono essere del tipo impregnato in resina, raffreddate in aria, e adatte all'installazione all'aperto.

In considerazione delle caratteristiche di costruzione (isolamento a secco), delle sollecitazioni ambientali (pioggia, polvere, sale, vento, radiazione solare U.V. ecc.), saranno date tutte le informazioni sui criteri adottati ed i trattamenti eseguiti al fine di garantire il buon comportamento elettrico e meccanico dell'isolamento esterno per tutta la durata di vita.

Al fine di ottenere per quanto possibile la frequenza di risonanza potranno essere adottati provvedimenti atti a variare, entro un ristretto campo, il valore di induttanza.

Le reattanze dovranno essere installate su strutture isolanti realizzate con isolatori aventi caratteristiche (linea di fuga) atte a fronteggiare il livello di salinità esistente nelle stazioni.

Ciascuna reattanza deve avere, in posizione appropriata (inferiormente), una targa con le caratteristiche principali.

Resistori

L'insieme dei resistori devono avere un grado di protezione IP23, o superiore, adatti all'installazione all'aperto (IEC 60529 [35]) e raffreddamento naturale in aria.

Le strutture esterne devono essere realizzate con pannelli d'alluminio o di acciaio resistente alla ruggine e la bulloneria sarà di acciaio resistente alla ruggine.

Gli isolatori devono essere di tipo ceramico con un livello di tenuta all'inquinamento salino adatto alle località d'installazione.

Alla massima temperatura ambiente, la temperatura delle parti in contatto con la struttura deve essere inferiore a 60°C.

Una targa in alluminio (o materiale equivalente) deve essere fissata alla struttura e riporterà le indicazioni necessarie a caratterizzare l'apparecchiatura (nome del costruttore, tipo, numero di serie, ecc.), la potenza nominale ed il peso.

10.1.1.13 Prove e messa in servizio

I componenti del filtro c.a. devono superare le prove di accettazione e di omologazione prescritte dalle corrispondenti norme IEC e precisamente:

- Condensatori IEC 60871-1, -2 [57]

- Reattanze IEC 60289 [58] e norme IEC sui trasformatori di potenza
- Resistori in base al tipo di resistore offerto

Reattori di spianamento c.c.

Le reattanze di spianamento, due in ciascuna stazione di conversione (una per polo ed una di riserva) saranno collegate in serie alle linee in cavo c.c. e saranno conformi alle prescrizioni della normativa vigente e della corrispondente specifica tecnica.

10.1.1.14 Normativa di riferimento

Le reattanze di spianamento devono, a meno di diverse indicazioni e/o ulteriori integrazioni nel seguito, essere progettate e provate in conformità alla IEC 60289 [58].

10.1.1.15 Caratteristiche di progetto e funzionali

Le reattanze di spianamento devono essere progettate tenendo conto che tutti i disservizi (sistema c.a. o c.c.) che provocano sovratensioni transitorie o sovracorrenti non dovranno sollecitare in modo anomalo gli apparati della parte c.c. della stazione di conversione e le connessioni c.c..

Le reattanze devono avere un'induttanza costante in tutto il campo di correnti a partire da una corrente minima c.c..

Devono essere progettate in modo da:

- sopportare le sollecitazioni dinamiche connesse con le sovracorrenti che si manifestino durante il normale esercizio, quali il by-pass elettronico dell'invertitore o il guasto della linea in cavo c.c., e ridurre nello stesso tempo l'incremento della corrente in caso di guasto nel sistema c.c.;
- presentare perdite minime;
- sopportare il contenuto armonico della corrente c.c. dal minimo tecnico alle condizioni di funzionamento nominali;
- sopportare le sollecitazioni dovute ad inversioni rapide della polarità (tempi di inversione inferiori a 1 s) che si possono verificare durante l'esercizio.

La scelta del valore di induttanza della reattanza di spianamento deve essere effettuata tenendo presente i rischi di risonanza con il circuito c.c., in particolare per la frequenza fondamentale e la 2^a armonica.

Le reattanze di spianamento, in relazione alla potenza ed alle caratteristiche dell'impianto potranno essere del tipo a secco senza nucleo in aria o in olio con nucleo magnetico.

Il sistema di raffreddamento deve essere progettato in base alle esigenze ed alle caratteristiche dell'installazione.

Le reattanze di spianamento c.c. del tipo senza nucleo in aria possono essere di classe F o B con riferimento alla IEC 60085 [59].

La prova di riscaldamento dovrà essere conforme ai limiti di temperatura stabiliti per isolamenti di una classe inferiore.

Non dovranno manifestarsi punti caldi anomali o pericolosi dovuti a al contenuto armonico della corrente.

10.1.1.16 Prove e messa in servizio

Le reattanze di spianamento devono essere provate in conformità con la corrispondente norma IEC, in particolare la IEC 60289 [58] per le reattanze senza nucleo, in aria, per sistemi HVDC e le norme IEC 60076-1, -2, -3, -4, -5 a cui fa riferimento la IEC 60289.

11. PRINCIPALI REQUISITI PER LA SEZIONE HVAC DELLA STAZIONE DI CONVERSIONE E DI COMPONENTI TRADIZIONALI

- Per quanto riguarda gli altri componenti tradizionali che costituiscono la stazione di conversione si applicano, per quanto possibile, le prescrizioni previste nel documento “Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN”, allegato A.3 al Codice di Rete.
- Relativamente alle condizioni ambientali di riferimento per le prestazioni e il dimensionamento dei componenti, valgono, in primo luogo, le condizioni previste ai paragrafi 5, 8 e 10 della presente Guida Tecnica ed in secondo luogo le indicazioni fornite nel sopraddetto documento.
- In particolare, l'allegato A.3 al Codice di Rete (e relativi allegati citati nel documento medesimo), che si applica agli impianti, con isolamento in aria, della RTN e a quelli direttamente connessi con la stessa, con tensione nominale uguale o superiore a 132 kV, definisce:
 - i criteri per la progettazione degli impianti della RTN e di quelli direttamente connessi ad essa;
 - le caratteristiche tecniche e funzionali delle apparecchiature, del macchinario e dei componenti da installare negli impianti suddetti.
- Nel dettaglio il documento tratta le seguenti apparecchiature, macchinari e componenti:
- Apparecchiature AT, macchinario e componenti di stazione
 - Interruttori
 - Sezionatori
 - Macchinario
 - Isolatori passanti
 - Trasformatori di corrente (TA)
 - Trasformatori di tensione (TV)
 - Scaricatori
 - Batterie di condensatori di rifasamento
 - Bobine di sbarramento e dispositivi di accoppiamento
- Sostegni per apparecchiature di stazione e sostegni portale

- Isolatori portanti e isolatori per linee elettriche aeree
- Morsetteria di stazione e morsetteria AT per linee elettriche
- Sistema di sbarre e conduttori di collegamento
- Cavi AT
- Impianto di terra
- Edifici ed opere civili
- Servizi ausiliari
 - Servizi generali
 - Servizi ausiliari (SA)
 - Composizione dello schema di alimentazione dei S.A. in c.a.
 - Composizione dello schema di alimentazione dei S.A. in c.c.
 - Criteri generali per il dimensionamento del sistema di alimentazione in c.c.
 - Composizione dello schema di alimentazione dei S.A. di impianti direttamente connessi alla RTN
 - Composizione dello schema di alimentazione dei S.A. di stazioni elettriche di maggiore consistenza
 - Disposizioni di sicurezza
- Collegamenti MT/BT
- Sistemi di protezione comando e controllo
- Sala controllo locale
- Teleconduzione e automatismo di impianto
- Telecontrollo
- Protezioni
- Apparecchiatura di diagnostica
- Nel caso in cui sia proposta una soluzione in GIS, il riferimento, per quanto applicabile è la Norma IEC 62271-203 [60].

12. SISTEMI DI COMANDO, CONTROLLO E PROTEZIONE

Per quanto riguarda i criteri generali riguardanti il sistema di comando, controllo, protezione e teleconduzione si deve fare riferimento, compatibilmente con gli specifici requisiti imposti dalla particolarità dell'applicazione, al Codice di Rete e relativi allegati.

Nel seguito si riportano l'architettura ed i requisiti minimi cui il collegamento HVDC deve soddisfare, in gran parte mutuati dall'esperienza acquisita con gli esistenti impianti HVDC. L'architettura ed i requisiti sono riferiti, in particolare, agli impianti tradizionali a tiristori, ma si applicano in generale, con gli opportuni adattamenti, agli impianti con tecnologia VSC.

Potranno comunque essere previste integrazioni/modificazioni migliorative nel rispetto della filosofia generale indicata nel seguito e dei criteri generali sopraccitati, Dovranno essere assicurati adeguati standard di qualità nella fornitura dimostrando la relativa certificazione ISO 9000, sia per i componenti hardware che per il codice software sviluppato.

12.1 Generalità

Il sistema di comando, controllo e protezione del collegamento HVDCI può essere suddiviso in sottosistemi corrispondenti alle principali funzioni svolte: Automazione, Protezione e Monitoraggio.

- **L'automazione** comprende tutte le funzioni di controllo e regolazione, le logiche di manovra e le sequenze di transizione tra gli stati operativi del sistema, le funzioni di sincronizzazione, i comandi ed i segnali relativi alle stazioni di conversione.
- **La protezione** comprende tutte le funzioni preposte a rilevare gli eventuali malfunzionamenti delle stazioni di conversione, i segnali provenienti dalle protezione di componente, gestendo se necessario, le diverse tipologie di arresto in sicurezza del collegamento, quando le funzionalità interne del sistema oppure le condizioni esterne della rete siano compromesse.
- **Il monitoraggio** è di ausilio alla conduzione, fornisce i valori dei parametri elettrici più significativi, rende disponibili per analisi immediate o successive i

segnali relativi alla esecuzione di sequenze automatiche, comandi, stati di funzionamento, allarmi.

Il sistema di comando controllo e protezione delle stazioni di conversione deve gestire tutte le funzioni necessarie al funzionamento stabile del collegamento HVDC negli assetti previsti e deve coordinare tutte le transizioni previste tra le diverse modalità e stati di funzionamento.

12.2 *Requisiti di prestazione statica e dinamica*

IL sistema di controllo del sistema di conversione dovrà essere in grado di garantire il trasferimento della potenza e tutte le operazioni del convertitore nel campo delle frequenze e delle tensioni precedentemente definite.

Nel progetto del sistema di controllo dovranno essere garantite le condizioni di stabilità stazionarie per tutte le condizioni di funzionamento.

Il sistema HVDC non dovrà stimolare o eccitare eventuali oscillazioni sia sulla rete AC che sulla rete DC. Il coefficiente di smorzamento risultante dalla interazione del sistema di controllo e della rete dovrà sempre presentare un adeguato valore di smorzamento e non dovrà mai essere negativo.

Il sistema di comando, controllo e protezione delle stazioni di conversione deve essere progettato in modo da permettere la trasmissione di potenza nelle due direzioni, consentendo inversioni di potenza lente, sotto comando specifico manuale, e rapide, sotto attivazione specifica automatica. Il livello di potenza nel collegamento HVDC deve essere regolabile all'interno di un intervallo compreso tra un valore minimo ed un valore massimo, coincidente con la massima potenza trasmissibile. La prestazione relativa alla potenza nominale trasmessa deve essere garantita e misurata al convertitore che opera da (tipicamente il raddrizzatore), utilizzando la misura di tensione polo-neutro

12.3 *Criteri di automazione, controllo e regolazione*

La norma IEC 60633:1998, "Terminology for high-voltage direct current (HVDC) transmission" [2] introduce, relativamente al sistema di comando, controllo e protezione delle stazioni di conversione, una separazione del sistema in livelli e aree, definisce le modalità di esercizio bipolare e monopolare, inquadra le unità principali facenti parte del sistema di conversione.

Struttura gerarchica del sistema di controllo

Per ogni polo e per ogni stazione, la struttura del sistema di controllo deve prevedere la presenza dei seguenti blocchi funzionali:

- Il "**controllo del convertitore**", contiene la maggior parte delle funzioni di controllo rapide ed interne del sistema, quali il controllo dell'angolo di accensione dei tiristori, gli anelli di controllo della corrente e della tensione del convertitore, le funzioni di limitazione degli angoli di conduzione, le logiche di start/stop etc. Le "**logiche di Convertitore**" realizzano le funzioni logiche di basso livello, per l'automazione e la gestione separata del convertitore.
- Il "**controllo di terminale**" permette la gestione dell'impianto in assenza di telecomunicazioni fra i due terminali, con comandi locali. La coordinazione delle funzioni non sarà automatica ma ottenuta manualmente e garantita dagli operatori. Le "**logiche di terminale**", realizzano le funzioni logiche di alto livello, per la automazione e la gestione dell'impianto e del terminale, in assenza delle telecomunicazioni
- Il "**controllo del collegamento**", che attraverso il sistema di telecomunicazione fra le stazioni di conversione, opera in modo simmetrico e coordinato con il rispettivo blocco nell'altro terminale. In tal modo si ottiene una coordinazione completamente automatica dei convertitori nelle due stazioni, attuando le funzioni di controllo più lente come il trasferimento a potenza costante della potenza o la regolazione di frequenza in una delle due reti. Le "**logiche del collegamento**", in presenza di telecomunicazioni con l'analogo blocco nell'altra stazione, realizzano le funzioni logiche di alto livello, per la automazione e la gestione del collegamento, realizzano l'interfacciamento per la teleconduzione

Per ogni stazione la struttura del sistema di controllo deve inoltre prevedere i blocchi di:

- "**controllo di bipolo**" che permette la gestione della stazione in maniera coordinata, di entrambi i poli, coordinando le funzioni del controllo di collegamento o del terminale rispettivamente in presenza o in assenza di telecomunicazioni. "**logiche di bipolo**" realizzano le funzioni logiche di alto livello per la automazione e la gestione della stazione in maniera coordinata di entrambi i poli, coordinando le funzioni delle logiche di collegamento o di terminale in presenza o in assenza di telecomunicazioni.

Criteri di ridondanza del sistema di controllo

Lo sviluppo e la progettazione del sistema di comando, controllo e protezione delle stazioni di conversione deve essere basato sulla completa duplicazione degli apparati. La ridondanza deve includere i circuiti di misura, almeno a partire dal lato trasdotto, i sistemi di acquisizione dei segnali, i circuiti di uscita, il sistema di telecomunicazione, le unità di elaborazione principali e tutto quanto associato alle apparecchiature di comando, controllo e protezione delle stazioni di conversione. La duplicazione si deve estendere fino al livello delle unità di bipolo, di polo, e di convertitore, comprendendo anche il livello delle valvole ed il relativo sistema di raffreddamento. Le apparecchiature progettate con ridondanza saranno considerate come duplicate.

Per tutti i sistemi duplicati o ridondati, deve essere fornito un sistema di sorveglianza e di diagnostica che permetta il passaggio, sia automatico che manuale, dal sistema attivo a quello in attesa, che deve essere sempre pronto per attivarsi. Il passaggio da un sistema all'altro deve essere possibile ed avvenire quando vengano rilevate condizioni anomale di funzionamento nel sistema attivo. La manovra deve poter avvenire in condizioni di sicurezza e senza disturbare il resto del sistema. Qualora un sistema si trovi in condizioni di guasto o sia stato forzatamente disattivato, l'automatismo di sorveglianza non deve commutare dall'attuale sistema attivo.

Deve essere garantito che eventuali guasti di una apparecchiatura duplicata non si propaghino anche all'altra apparecchiatura gemella in ridondanza.

12.4 Requisiti funzionali del sistema di controllo

La fornitura deve comprendere tutte le funzioni indispensabili di comando, controllo e protezione delle stazioni di conversione, le interfacce necessarie agli operatori per gestire tutte le modalità operative previste e le fondamentali configurazioni di controllo del collegamento.

Il sistema di comando, controllo e protezione delle stazioni di conversione deve permettere, in linea di principio, la gestione del sistema nelle configurazioni di controllo descritte nel seguito, alcune delle quali necessarie e da progettare su richiesta di Terna, ad esempio la "regolazione di frequenza":

- **Regolazione di frequenza:** il sistema deve poter essere progettato per sostenere, entro il previsto campo di variazione, la frequenza di rete. La regolazione di frequenza deve prevedere la possibilità di inversioni rapide in

funzione delle esigenze di rete nel rispetto dei vincoli dettati dai componenti. Dettagli sulla funzione di controllo, quali caratteristiche della funzione di trasferimento, banda morta e di regolazione, modalità di attivazione e i rispettivi parametri saranno forniti nella fase di progettazione del sistema. Va inoltre previsto un segnale esterno proveniente da SCTI (vedi par. 0) per realizzare la funzione di regolazione secondaria.

- **Regolazione di potenza** costante, al valore di riferimento impostato localmente o in remoto. Va previsto inoltre un segnale esterno proveniente da SCTI (vedi par. 0), che si aggiunge al riferimento, per realizzare la funzione di regolazione secondaria di frequenza.
- **Regolazione di corrente** generalmente utilizzata per il commissioning oppure in caso di fuori servizio prolungato del sistema di telecomunicazioni.

Il sistema di comando, controllo e protezione delle stazioni di conversione deve comprendere diverse funzioni di controllo che possono essere genericamente suddivise in tre gruppi:

- **Funzioni di controllo primarie:** controllo di potenza o di corrente sincroni⁷, controllo della frequenza di rete (con annessa logica di inversione rapida della direzione della potenza trasmessa), controllo della tensione sul collegamento, controllo del variatore sotto carico. Gli assetti di controllo sincrono devono essere provvisti di adeguate funzioni di riserva, per gestire le condizioni di esercizio nelle quali risulta temporaneamente indisponibile il sistema di telecomunicazioni.
- **Funzioni di controllo secondarie:** controllo della potenza reattiva assorbita dalla rete (logiche di riduzione dell'impatto delle manovre sui filtri AC), limitazione della corrente in caso di sovraccarico, limitazione della corrente dipendente dalla caratteristica corrente/tensione, ripristino rapido del sistema a fronte di guasti in rete, gestione dell'assetto di prova con linea aperta (utilizzato in modalità "Manuale" per verificare la tenuta dell'isolamento dei componenti del circuito DC).
- **Funzioni di controllo aggiuntive:** controllo della tensione di rete smorzamento delle oscillazioni elettromeccaniche e smorzamento delle oscillazioni sub-sincrone

⁷ Con il termine *sincrono* si intende regolazione o funzione eseguita in coordinazione fra i terminali del polo, utilizzando le telecomunicazioni.

variazione rapida della potenza trasmessa in riduzione (run-back) ed in aumento (run-up).

Modalità di funzionamento

Il sistema di comando, controllo e protezione delle stazioni di conversione deve prevedere almeno le seguenti tre diverse modalità di funzionamento del collegamento:

- **Modalità di funzionamento "Automatico di Collegamento"**, operabile da locale (sala controllo) o da remoto (centro di teleconduzione). Questa modalità di funzionamento normale e permanente richiede che il sistema di telecomunicazioni sia operativo per gestire automaticamente le transizioni tra i vari stati operativi (Collegamento pronto per l'energizzazione-**RFE**, Collegamento pronto per il funzionamento-**RFO**, Collegamento in esercizio-**POW**) e di controllo (Controllo di potenza/frequenza, Controllo di corrente sincrono) del collegamento. Le sequenze di comando, controllo e protezione devono essere coordinate e sincronizzate automaticamente tra le due stazioni, a partire da comandi locali di sala controllo o remoti del centro di teleconduzione. A seconda dell'assetto di esercizio (bipolare o monopolare) questa modalità di funzionamento si distingue in:
 - ❑ "Automatico di Collegamento Bipolare"
 - ❑ "Automatico di Collegamento Monopolare".
- **Modalità di funzionamento "Automatico di Terminale"**, operabile solo da locale (sala controllo). Questa modalità di funzionamento eccezionale e temporanea deve poter essere selezionata manualmente da entrambi gli operatori che gestiranno telefonicamente il coordinamento delle transizioni tra i vari stati operativi (Terminale disconnesso, Terminale pronto per l'energizzazione, Terminale pronto per il funzionamento, Terminale in esercizio) e di controllo (Controllo di corrente asincrono) di entrambi i poli (in assetto bipolare) o di un solo polo (in assetto monopolare) della stessa stazione. Le sequenze di comando, controllo e protezione devono essere coordinate telefonicamente tra le due stazioni, a partire da comandi locali di sala controllo. A seconda dell'assetto di esercizio (bipolare o monopolare) questa modalità di funzionamento si distingue in:
 - ❑ "Automatico di Terminale Bipolare"

- " Automatico di Terminale Monopolare".
- **Modalità di funzionamento "Manuale"**, operabile solo da locale (sala controllo). Questa modalità di funzionamento eccezionale e temporanea deve poter essere selezionata manualmente da entrambi gli operatori che gestiranno telefonicamente, senza il supporto di alcuna sequenza automatica di manovra (con la sola eccezione degli interblocchi "hardware" che rimarranno sempre attivati), il coordinamento delle transizioni tra i vari stati operativi (Polo disconnesso, Polo pronto per l'energizzazione, Polo pronto per il funzionamento, Polo in esercizio) e di controllo (Controllo di corrente asincrono) di entrambi i poli separatamente (sia in assetto bipolare che in assetto monopolare) della stessa stazione. Le manovre di comando, controllo e protezione devono essere coordinate telefonicamente tra le due stazioni, a partire da comandi locali di sala controllo.

Funzionamento da master o da slave

Nella modalità "automatico di collegamento", la stazione MASTER sarà quella che avrà la più alta priorità ed il suo operatore controllerà completamente il collegamento HVDC; l'altra stazione sarà denominata SLAVE ed eseguirà automaticamente le manovre richieste dall'altra stazione.

La definizione di quale stazione sia MASTER e quale sia SLAVE dovrà essere effettuata prima che il collegamento sia sbloccato e che sia impartito l'ordine di messa in servizio; la funzione MASTER potrà comunque essere trasferita senza interruzione del servizio.

Entrambi le stazioni potranno essere scelte come stazione MASTER.

Tutte gli ordini in funzionamento "Automatico di Collegamento", per esempio gli ordini di potenza impostati, saranno sempre definiti nella stazione MASTER che trasmetterà le informazioni necessarie alla stazione SLAVE.

Stati di funzionamento

Il sistema di comando, controllo e protezione delle stazioni di conversione deve prevedere almeno i seguenti diversi stati di funzionamento di collegamento (se il sistema viene operato in modalità "Automatico di Collegamento") oppure di terminale

(se il sistema viene operato in "Automatico di Terminale"), che sono caratterizzati da ben precisi criteri di riconoscimento:

- Terminale disconnesso (**DIS**): questo stato di funzionamento comporta che i sezionatori DC siano aperti, l'interruttore ed il sezionatore AC siano aperti, le valvole bloccate (si tratta di una condizione di impianto visivamente riconoscibile prima di procedere ad una manutenzione).
- Terminale pronto per l'energizzazione (**RFE**): questo stato di funzionamento comporta che i sezionatori DC siano chiusi, l'interruttore ed il sezionatore AC siano aperti, le valvole siano bloccate (in questa condizione di impianto i trasformatori sono pronti per entrare in servizio).
- Terminale pronto per il funzionamento (**RFO**): questo stato di funzionamento comporta che i sezionatori DC siano chiusi, l'interruttore ed il sezionatore AC siano chiusi, le valvole siano bloccate (in questa condizione di impianto i filtri sono pronti per entrare in servizio).
- Terminale in trasmissione di potenza (**POW**): questo stato di funzionamento comporta che i sezionatori DC siano chiusi, l'interruttore ed il sezionatore AC siano chiusi, le valvole siano sbloccate (in questa condizione di impianto viene trasmessa potenza tra i terminali).

Il Collegamento monopolare assume stati di funzionamento omonimi (Collegamento pronto per l'energizzazione, Collegamento pronto per il funzionamento, Collegamento in trasmissione di potenza) quando entrambi i Terminali hanno raggiunto gli stati di funzionamento corrispondenti, con la sola eccezione dello stato disconnesso che è raggiungibile solo a livello di Terminale.

Il Collegamento bipolare assume stati di funzionamento omonimi quando entrambi i collegamenti monopolari hanno raggiunto gli stati di funzionamento corrispondenti

Comandi e logiche di manovra

Le modalità operative del collegamento saranno eseguite in modo coordinato fra le due stazioni. La gestione dell'impianto può essere locale, da una o entrambe le stazioni in base al modo scelto, oppure da remoto attraverso il sistema di teleconduzione, qualora l'impianto sia in modalità ALM.

I principali comandi di cambiamento di stato sono i seguenti:

a) **Esportazione dalla stazione A a quella B:**

Prevede l'avvio del collegamento a partire dallo stato di "disconnesso" DIS o di "pronto" RFE-RFO. Configura il terminale raddrizzatore nella stazione A ed inverter nella stazione B. La direzione della potenza è da A a B. Nel caso il flusso della potenza sia da B ad A, il sistema effettuerà una inversione lenta.

b) Esportazione dalla stazione B a quella A

Come per il precedente punto a, invertendo le stazioni.

c) Arresto del sistema

Il comando prevede la fermata dell'impianto (RFE), con apertura degli interruttori di rete se in assetto bipolare, del collegamento relativo al singolo polo con apertura dell'interruttore quando in assetto monopolare. L'impianto di potenza viene deenergizzato e i servizi ausiliari portati nella condizione di fermo impianto.

d) Pronto per trasmettere potenza

Il comando porta il sistema nella condizione di pronto RFO per entrare in servizio, chiudendo gli o l'interruttore e sezionatori associati, in funzione dell'assetto delle stazioni, monopolare o bipolare, se deenergizzato o interrompendo la trasmissione della potenza se il convertitore è attivo.

e) Funzionamento in controllo della potenza costante

Attivo solo quando il sistema è in funzionamento (POW). Prevede che la potenza trasferita sia costante ed eguale all'ordine di potenza imposto se in assetto bipolare o agli ordini di potenza imposti per ciascun polo in assetto monopolare.

Quando si opera in assetto bipolare, dove essere possibile operare con potenza compresa fra il minimo tecnico del singolo polo e del bipolo. In tale condizioni sarà attivo un solo polo mentre l'altro sarà nello stato di RFO. Quando il riferimento sale (scende) al valore superiore (inferiore) del minimo tecnico di bipolo, anche l'altro polo sbloccherà (bloccherà) le valvole. Si dovranno evitare transitori e problemi di "hunting" quando si passi da uno a due poli sbloccati e viceversa.

f) Abilitazione per la Regolazione Frequenza/Potenza:

Abilita l'intervento del regolatore di frequenza, che diventerà effettivo solo nel caso che scatti la logica di attivazione o vi sia una attivazione manuale. L'abilitazione è relativa al singolo polo, indipendentemente dall'assetto dell'impianto.

g) Disabilita la Regolazione Frequenza/Potenza

Disabilita l'intervento del regolatore di frequenza. L'azione è relativa al singolo polo, indipendentemente dall'assetto dell'impianto. Se il regolatore è attivo, il trasferimento di potenza si assesta sull'attuale potenza trasferita, che diviene il nuovo ordine di potenza (corrente) per ciascun polo, commutando in regolazione a potenza costante.

h) Inversione rapida abilitata

Il comando permette di abilitare l'inversione rapida. L'inversione rapida sarà richiesta da operatore o solo dal regolatore frequenza/potenza. Tutti gli altri regolatori, ad esempio lo stabilizzatore delle oscillazioni elettromeccaniche, non potranno richiedere in nessun caso l'inversione rapida.

i) Inversione rapida disabilitata

Il comando disabilita l'inversione rapida.

j) Assetto Monopolare singolo con ritorno metallico o marino (via elettrodi)

Il comando configura il sistema nell'assetto monopolare, operando su tutti i dispositivi di manovra per configurare la stazione per il ritorno metallico/marino tramite elettrodi, della corrente di polo e abilitando e riconfigurando tutte le protezioni necessarie.

In modalità di "automatico di collegamento" provvederà a riconfigurare le due stazioni. In modalità "automatico di terminale" provvederà a riconfigurare una sola stazione e il coordinamento sarà a cura degli operatori.

k) Monopolare doppio

E' un assetto di funzionamento del collegamento che prevede il controllo separato e indipendente di entrambi i monopoli (con ritorno via mare). Ciascun monopolio potrà essere in una delle due modalità, automatico di collegamento o automatico di terminale.

l) Assetto Bipolare

Il comando configura il sistema nell'assetto bipolare, chiudendo tutti gli interruttori per configurare la stazione e abilitando e riconfigurando tutte le protezioni necessarie. In modalità di "automatico di collegamento" provvederà a riconfigurare le due stazioni. In modalità "automatico di terminale" provvederà a riconfigurare una sola stazione e la coordinazione è a cura degli operatori. Dovranno essere previste sequenze che allineino correttamente il funzionamento dei poli e dei singoli due collegamenti, senza perturbazione.

Saranno previsti inoltre i comandi "esegui" e "cancella" per confermare il comando richiesto o per cancellarlo. La richiesta attiva dovrà essere evidenziata, ad esempio con scritta lampeggiante.

Per impostare gli ordini di potenza, corrente, e altri set point, quali ad esempio, i valori di banda del regolatore di frequenza, si potranno impostare i valori numerici, selezionando l'opportuno campo, oppure si potranno utilizzare i bottoni "aumenta" o "diminuisci" per modificare il valore.

Il comando "stop di emergenza" determina il blocco immediato del collegamento (RFE), con apertura degli interruttori in entrambe le stazioni.

I comandi in modalità "automatico di terminale", quali: "arresto", "passaggio in pronto", "configurazione da raddrizzatore/invertitore" del polo saranno legati agli stati possibili del convertitore. Inoltre, a questo livello saranno presenti altri comandi, quali: "Conferma", "Cancella", "aumenta" e "diminuisci" relativi al riferimento dell'ordine di corrente.

I comandi locali sono inviati attraverso l'interfaccia grafica che riporterà lo schema semplificato della stazione, i segnali principali e necessari e tutti i tasti per inviare i comandi. Deve essere presente anche uno schema completo, seppur semplificato, del collegamento che riporti lo stato e le principali grandezze dei quattro terminali, con i tasti per la gestione del sistema nelle modalità di funzionamento e assetti previsti.

I comandi manuali per i vari elementi e organi di manovra, con i rispettivi segnali, devono essere riportati in un apposito pannello posto in prossimità del componente, da dove sia possibile avere una completa visibilità dell'organo manovrato.

12.5 Criteri e logiche di protezione

Requisiti generali di protezione

Ogni componente, ogni sottosistema, il convertitore e il collegamento nella loro interezza devono essere protetti da sistemi di protezione coordinati fra loro, capaci di sostenere e contrastare ogni condizione di funzionamento anormale e qualsiasi evento di guasto, al fine di garantire la sicurezza del personale, il minimo danno ai componenti e la massima disponibilità del collegamento. In particolare la sicurezza dell'installazione dovrà essere assicurata anche in caso di avaria del sistema di telecomunicazione.

Ogni terminale avrà un dispositivo di blocco, che potrà essere resettato solo manualmente e localmente. Questo sarà attivato in caso di guasto, rilevato dalle protezioni, che richieda la fermata del sistema e una ispezione e verifica del o dei componenti.

Il blocco comandato dall'intervento della protezione, riguarderà solo il terminale interessato e non sarà normalmente propagato anche all'altra stazione,

Il blocco del terminale ne impedirà le manovre, fino al ripristino manuale

In funzione del tipo di intervento protettivo della protezione, l'azione è una fermata temporanea del collegamento, seguita da un tentativo di ripartenza, oppure gli stati RFE, RFO, DIS con attivazione o meno del dispositivo di BLOCCO.

Qualora una parte in ridondanza dell'impianto abbia un guasto, la sua protezione provvederà ad isolare il componente guasto e possibilmente senza interruzione, laddove possibile, continuare ad operare utilizzando il componente di backup.

Il sistema di protezione sarà concepito con tecnologia a microprocessori e dovrà essere previsto di un sistema di autodiagnostica in linea. Detto sistema dovrà essere in grado di evitare tutte le manovre non corrette in caso di problemi interni al sistema di protezione e dovrà attivare un allarme specifico per il problema riscontrato. In caso di malfunzionamento del sistema di protezione attivo, deve agire, senza interruzione del servizio, il sistema ridondante.

Il sistema di protezione del convertitore deve garantire:

- La massima selettività, almeno con il sistema di protezione primaria;

- Che ciascun guasto venga eliminato entro il massimo tempo di rimozione del guasto da almeno due protezioni;

Il sistema di protezione e di controllo HVDC deve essere completamente ridondante. Per ogni protezione devono essere previsti, se possibile, una protezione primaria e una protezione secondaria con un diverso principio di rilevazione.

Tutte le incongruenze tra le informazioni del sistema primario e quello secondario saranno segnalate al sistema di supervisione mediante allarmi specifici per ciascun problema riscontrato.

Per ciascuna protezione e per ciascuna sezione (AC e DC) della stazione di conversione, dovrà essere descritta:

- la funzione della protezione;
- la zona protetta;
- il principale obiettivo;
- il principio di rilevamento;
- le modalità di protezione (interventi previsti al rilevamento di una anomalia);
- le protezioni di riserva;
- i criteri di coordinamento;
- le caratteristiche dei trasduttori (corrente e/o tensione).
- Per ciascun apparato dovranno essere effettuate tutte le prove di routine e ad una serie di prove di tipo, con particolare riguardo alla compatibilità elettromagnetica dell'apparato.

Una serie di prove sarà inoltre effettuata in sito all'atto dell'installazione e della messa in servizio al fine di verificare il corretto funzionamento di tutto il sistema di protezione.

Requisiti del sistema di protezione

12.5.1.1 Zone di protezione

L'impianto deve essere suddiviso in zone di intervento delle protezioni. Ogni zona dovrà sovrapporsi con le zone adiacenti, al fine di evitare che vi siano zone non protette.

Il sistema di protezione, lato AC, deve includere almeno la zona che va dall'interruttore del montante del trasformatore del convertitore, comprese le connessioni con i filtri, tutti i banchi di filtri e i loro componenti.

Il sistema di protezioni, lato DC, deve proteggere tutti i componenti DC nelle varie zone di intervento in cui è suddivisa l'area DC.

Le zone comuni ai due poli dovranno essere protette in modo opportuno al fine di limitare i fuori servizi non necessari di entrambi i convertitori.

12.5.1.2 Criteri di ridondanza

La configurazione del sistema di protezione deve essere almeno duplicata, al fine di migliorare la affidabilità del sistema, evitando interventi non necessari o mancati interventi. Il dovrà assicurare che ciascun componente e ciascuna zona sia protetta correttamente in ogni modo possibile di funzionamento. Inoltre deve garantire che ogni singolo guasto delle protezioni non pregiudichi il sistema di protezione o sia causa di malfunzionamenti.

Ciascuna contromisura adottata per evitare il malfunzionamento dovrà a sua volta essere implementata su ciascun sistema di protezione ridondante. Le protezioni in ridondanza dovranno comunque essere indipendenti e attivarsi utilizzando canali a loro volta indipendenti. Non è consentito che una protezione possa attivarsi dipendendo dalla commutazione fra i sistemi ridondanti.

La ridondanza deve includere i circuiti di alimentazione, almeno i secondari dei trasduttori di misura, i circuiti dei segnali di ingresso e uscita con i loro corrispondenti canali, interfacce e componenti, i circuiti di scatto, i calcolatori principali e le telecomunicazioni.

Ciascun insieme di protezioni, separati per zona e funzionalità, dovrà essere elettricamente e fisicamente separata dagli altri insiemi di protezione. Ogni guasto in un insieme di protezione non deve pregiudicare il funzionamento degli altri insiemi.

12.5.1.3 Dispositivi di misura

Tutti i componenti di misura per le protezioni devono essere correttamente collocati e adeguatamente dimensionati per rispettare i requisiti richiesti dal sistema di protezione. La precisione della misura e la sue prestazioni dinamiche devono essere correttamente coordinati con le tarature delle protezioni e le caratteristiche delle funzioni di controllo.

12.5.1.4 Requisiti di interfacciamento

Al fine di garantire la corretta funzionalità delle protezioni ed evitare eventuali interventi intempestivi, il sistema di protezione deve essere interfacciato con gli altri elementi del collegamento e della stazione di rete.

In particolare, per assicurare il coordinamento con gli altri apparati della stazione di rete dovrà essere prevista, se necessaria, una connessione con la stazione dalla quale rilevare l'assetto della stazione stessa, eventuali segnali per evitare di funzionare in situazioni potenzialmente pericolose o critiche e per evitare azioni che siano in contrasto con altre protezioni.

12.5.1.5 Interazione con gli interruttori c.a.

Ciascuna protezione che agisce sull'interruttore di montante o dei filtri, deve prevedere un doppio percorso separato verso le due bobine di sgancio dell'interruttore sulle quali devono agire per isolare il guasto. Dovranno inoltre monitorare lo stato delle bobine di apertura e chiusura di detto interruttore.

12.5.1.6 Alimentazione dei servizi ausiliari

Le alimentazioni del sistema di protezioni dovranno rispettare i criteri generali previsti per i sistemi ausiliari di impianto.

Per ciascun polo dovranno essere previste alimentazioni completamente separate ed indipendenti. Queste a loro volta dovranno essere diversificate per ciascun sistema ridondante, compresi i computer principali ed i sistemi di acquisizione. Ciascuna alimentazione dovrà essere portata attraverso fusibili ed interruttori separati.

Ciascun guasto singolo a sistema integro del sistema di alimentazione ausiliario delle protezioni non deve causare inturruzioni di servizio del collegamento.

Zone di protezione

Il deve realizzare funzioni in modo completo e sufficiente per riconoscere i guasti della zona e del componente interessato, in accordo con i criteri generali e le zone definite.

Il progetto delle protezioni deve tenere conto del dimensionamento dei componenti e delle caratteristiche del sistema.

Nel seguito è proposta una suddivisione in zone e relative protezioni, comunque non vincolante:

- ❑ Zona sala valvole
- ❑ Zona bus di polo
- ❑ Zona bus di neutro
- ❑ Zona cavi/i di polo c.c.
- ❑ Zona linea di elettrodo/ritorno metallico
- ❑ Zona montante ATCA
- ❑ Zona filtro c.a.
- ❑ Sistemi ausiliari

12.6 Sistema di protezioni lato rete

TERNA si riserva di verificare la corrispondenza del progetto proposto per le protezioni del sistema HVDC ai requisiti generali.

Le protezioni di rete dovranno prevedere almeno le seguenti protezioni:

- **protezione differenziale di sbarra** (inserimento nell'anello della protezione della stazione di rete)
- **protezioni MAI**: mancato intervento di apertura interruttore di montante da inserire nell'anello della protezione della stazione di rete

Le protezioni dovranno agire solo per la loro zona di interesse e non interferire con le protezioni c.a. e c.c. specifiche del sistema HVDC.

12.7 Altre protezioni specifiche

Il sistema di protezione della stazione HVDC deve inoltre prevedere:

- **Protezione contro oscillazioni di potenza** non controllabili dal sistema HVDC
- **Protezione di perdita rete**. Il costruttore deve progettare una protezione per verificare che la rete CA sia presente, basandosi su misure di potenza, tensione e corrente e se necessario sullo stato della stazione. Questa protezione dovrà impedire l'entrata in funzione del sistema HVDC se non sussistono le condizioni e scollegarlo nel caso di apertura dell'ultima linea che collega l'impianto alla rete. La protezione potrà essere collocata nel box del montante di conversione nella

stazione di rete o all'interno del sistema di protezione che dovrà quindi acquisire tutti i segnali necessari. Sarà cura del costruttore specificare il tipo e le caratteristiche dell'interfaccia verso la stazione per lo scambio dei segnali.

- **Protezione da distorsione armonica.** Qualora il sistema HVDC inietti una quantità eccessiva di armoniche in rete, verrà generato un allarme.

12.8 *Supervisione e monitoraggio*

Entrambe le stazioni avranno un sistema di registrazione degli eventi (CER - Chronologic Event Recorder) e dei guasti (TFR - Transient Fault Recorder & Analyzer). Il CER raccoglie tutti i segnali di stato e loro variazioni dei vari sistemi, tutti i comandi e le azioni di protezione e li memorizza, sia in condizioni normali che in presenza di perturbazioni. Il TFR registra ed analizza le grandezze analogiche e digitali del sistema durante le perturbazioni. Sarà inoltre possibile acquisire ed analizzare la distorsione armonica (dalla seconda alla 50 armonica) e le componenti della corrente iniettata in rete e della tensione di rete.

Saranno inoltre previsti un sufficiente numero di configurazioni, richiamabili facilmente, affinché sia possibile registrare i transitori previsti durante le fasi di prova e selezionare gli eventi interessati. I sistemi CER e TFR saranno utilizzabili e gestiti attraverso le postazioni operatore o da postazione remota. Tutti gli eventi ed i transitori utilizzeranno lo stesso segnale di sincronismo (GPS) per etichettare eventi o registrazioni.

Il sistema CER dovrà memorizzare tutti gli eventi. Gli ultimi eventi e tutti gli stati di anomalia o allarme ancora presenti dovranno essere accessibili immediatamente. Dovrà essere possibile richiamare, attraverso opportuni filtri e algoritmi di ricerca, categorie particolari di eventi.

Gli eventi andranno suddivisi per livello di gravità.

Il TFR dovrà poter essere attivato sia manualmente che attivato da evento o automaticamente per violazioni di soglie impostabili da operatore. La durata della registrazione dovrà avere un minimo di 3 secondi e terminare qualora tutte le condizioni siano rientrate entro i valori previsti.

Le registrazioni dovranno prevedere sia la forma d'onda che i valori RMS calcolati dal sistema stesso. Tutte le registrazioni dei sottosistemi dovranno essere fra loro confrontabili e sovrapponibili.

La risoluzione, sia del segnale sia temporale della registrazione, dovrà essere tale da permettere la ricostruzione dell'evento e potrà essere diversa in funzione del fenomeno in atto.

Le registrazioni dovranno essere memorizzate e facilmente richiamabili/visualizzabili e stampabili dagli operatori. Dovrà inoltre essere possibile aggiungere note e commenti.

Dovrà essere possibile esportare i dati verso altri sistemi per una analisi fuori linea dell'evento.

12.9 Telecomunicazioni e telecontrollo

Telecomunicazioni tra le due stazioni di conversione

Il sistema (media) di telecomunicazione fra le due stazioni sarà normalmente a cura del Fornitore, mentre gli apparati di telecomunicazione nelle stazioni saranno incluse nella fornitura. Comunque il delle stazioni di conversione deve specificare le caratteristiche richieste al sistema di teleconduzione, in termini di ritardo massimo ammesso e velocità di trasmissione, ridondanza, quantità di dati, massimo errore ammesso, ecc. per entrambi i poli e stazioni. Più precisamente:

- quantità dei segnali e delle misure;
- limiti sul ritardo di trasmissione; In ogni caso non potrà essere garantito un tempo di latenza inferiore a 35 ms.
- riserve (ridondanza);
- caratteristiche dei segnali da trasmettere tra le due stazioni.
- diversità effettiva di instradamento
- errore massimo ammesso (In ogni caso non potrà essere richiesto un canale il cui tasso di errore di trasmissione sia inferiore a BERmax. 10⁻⁶)
- capacità del canale (bit rate 2048 kb/s oppure n*64 kb/s)
- il protocollo utilizzato per la connessione alla rete.
- tipo di interfaccia meccanica,
- tipo di interfaccia funzionale,
- tipo di interfaccia elettrica (es. G.703/704, X21/V.11, V.35/X21bis etc...).

I segnali saranno classificati in lenti, generalmente quelli utilizzati per informazione agli operatori, e veloci, utilizzati dal sistema di controllo e protezione.

I segnali veloci saranno trasmessi sul canale più veloce, al fine di permettere una pronta reazione del sistema che minimizzi l'impatto della perturbazione o del guasto, sulla rete o sul collegamento o sull'altra stazione. Tipicamente la linea di comunicazione dovrà assicurare una latenza massima dell'informazione di 35 ms.

Gli apparati di telecomunicazione nelle stazioni di conversione dovranno prevedere due canali ridondanti di comunicazione per polo.

Nel caso uno dei due canali dovesse andare fuori servizio, dovrà essere prevista la commutazione automatica che consenta la trasmissione dei dati sull'altro canale primario, senza che si verifichi il blocco o l'errato funzionamento del collegamento HVDC.

Al fine di migliorare la precisione del sistema di telecomunicazione sarà previsto per ciascun canale un controllo delle funzioni, avente lo scopo di verificare l'eventuale presenza di messaggi errati o la perdita di dati.

12.9.1.1 Criteri di rilevazione errori e funzioni di monitoraggio ed allarme

Il dovrà prevedere criteri in linea che rilevino eventuali messaggi ricevuti con errore e provvedere di conseguenza (ri-trasmissione della informazione se necessaria). Un segnale di anomalia e/o di allarme sarà generato nel caso l'errore ecceda predefiniti livelli di soglia, decisi in accordo fra del sistema HVDC e del sistema di telecomunicazione.

Dovrà inoltre prevedere delle verifiche, non necessariamente online, che permettano di verificare lo stato della interconnessione fra le due stazioni. Queste dovranno essere tali, utilizzando verifiche standard, che gli operatori del servizio di telecomunicazione possano interpretare ed intervenire di conseguenza.

12.9.1.2 Prestazioni in caso di assenza delle telecomunicazioni

Quando il sistema di telecomunicazione è permanentemente indisponibile (per guasto o intenzionalmente) il collegamento HVDC sarà gestito in modalità Automatico di Terminale. In queste condizioni la modalità di funzionamento normale sarà quella con controllo asincrono del polo: la sincronizzazione dello scambio di corrente tra i convertitori sarà effettuata manualmente mediante il coordinamento telefonico tra gli operatori.

Quando il sistema di telecomunicazione è transitoriamente indisponibile, la perdita delle telecomunicazioni non deve causare malfunzionamenti del sistema di controllo ed è possibile gestire il collegamento in ALM. In tale evenienza saranno previste due modalità di controllo del collegamento HVDC:

- Controllo sincrono di riserva. Il controllo sincrono di riserva, se attivato, sarà selezionato automaticamente dal controllo stesso in caso d'interruzione del sistema di telecomunicazione per gestire la sincronizzazione tra le due stazioni. Questo costituisce riserva per l'unità di sincronizzazione, a livello di controllo di potenza del polo. In queste condizioni la corrente misurata nell'invertitore sarà utilizzata per calcolare l'ordine di corrente. Nel caso di variazione dell'ordine di corrente/potenza, l'ordine operativo finale di corrente sarà soggetto ad un limite di variazione nel tempo al fine di garantire un comportamento stabile del collegamento HVDC. Lo scopo di tale modalità è di mantenere il controllo di potenza/corrente del convertitore durante il fuori servizio delle telecomunicazioni, in modo da consentire il controllo del sistema nel campo di variazione prefissato.
- Congelamento ("Freezing") dell'ordine scambio di potenza / corrente in alternativa al controllo di riserva sincrono. L'ordine di corrente / potenza dovrà essere mantenuto costante al valore dell'istante in cui si è verificata la perdita delle telecomunicazioni. Il valore potrà essere modificato solo quando le telecomunicazioni saranno ristabilite o quando gli operatori selezioneranno il controllo di corrente separato (asincrono). In queste condizioni tutte le manovre dovranno essere concordate telefonicamente tra gli operatori delle due stazioni. Al ripristino del sistema di telecomunicazione, se gli operatori non avranno selezionato la modalità automatico di terminale (ATM), il funzionamento dovrà essere ripristinato nello stato precedente il disservizio.

Telecomunicazioni tra le stazioni ed il centro di teleconduzione

Devono essere fornite le telecomunicazioni tra un dato terminale ed il centro di teleconduzione a distanza (CTI). Le informazioni teletrasmesse devono essere realizzate ed interfacciate secondo i criteri e le prescrizioni generali del Codice di Rete e relativi allegati [3] e [4].

In generale le informazioni sono raggruppate in cosiddette Unità Funzionali (U.F.), che potrebbero essere del tipo:

- U.F. collegamento HVDC (comando stati operativi, segnalazioni di stato, segnalazioni di anomalie);

- U.F. Supervisione generale;
- U.F. Servizi generali;
- U.F. Servizi ausiliari c.a.;
- U.F. servizi ausiliari c.c..

Sono anche trasmessi gli allarmi ed i blocchi del sistema di raffreddamento, gli allarmi ed i blocchi dei trasformatori e dei reattori, gli allarmi ed i blocchi dei condensatori di filtro c.a.; nonché le segnalazioni che indicano condizioni iniziali corrette, le avarie del sistema di telecomunicazione tra i due terminali, ecc.

La precisa definizione dei segnali da scambiare e delle modalità di loro gestione/presentazione sarà effettuata congiuntamente da TERNA e dal Fornitore del collegamento.

12.10 PROVE sul sistema di controllo

Introduzione

Nel seguito è riportata una indicazione delle prove in fabbrica da eseguire sul sistema di controllo e protezione. Le prove di commissioning, che includono anche altri componenti e apparati di stazione, fino a giungere alle prove sul sistema completo, sono descritte al successivo cap. 14.

Prove in fabbrica

12.10.1.1 Test di compatibilità sui componenti

L'ambiente in cui è collocato l'impianto HVDC è classificato di tipo industriale, con alto inquinamento elettromagnetico.

Di conseguenza i criteri di progetto e le soluzioni adottate per il sistema di controllo e protezione devono garantire alte prestazioni con riferimento alla compatibilità elettromagnetica.

Con riferimento ai documenti ENEL allegati, *Environmental compatibility standards for apparatuses and systems* e *Electromagnetic compatibility standards for apparatuses and systems* [62], [63], [64], [65], [66], [67] è richiesto che le apparecchiature siano classificate per il **livello di severità 3**.

Con riferimento alle sollecitazioni sismiche e alle vibrazioni è richiesta la **classe di severità VL4** dello standard IEC-654-3.

Il livello di severità non fissa necessariamente la quantità e la qualità delle verifiche alle quali gli apparati saranno sottoposti, ma identifica le caratteristiche dell'ambiente nel quale saranno collocate. Comunque il deve fornire una ampia e dettagliata documentazione delle soluzioni adottate ed indicare i test standard seguiti per il dimensionamento del sistema. L'acquirente dovrà approvare la documentazione fornita e si riserva di verificare con suoi test il reale grado di immunità.

I documenti di riferimento sono i due sopracitati documenti allegati alla presente specifica. I riferimenti agli standard internazionali sono riportati nella successiva tabella.

Le caratteristiche ambientali sono contenute nei seguenti documenti:

- relativi IEC standards
- relativi documenti GLI (EMC) (doc. standard ENEL interna)
- CEI 41-1 (1982)

Sia i dispositivi di protezione c.a. che c.c. devono rispettare i seguenti requisiti ambientali:

Campo di tensione dei servizi ausiliari	80-110% del valore di progetto	CEI 41-1 (1982)
Limiti estremi della temperatura ambiente, con apparati non alimentati	-25 - 70°C	CEI 41-1 (1982)
Variazione nominale della temperatura ambiente, con apparati alimentati	-10% - 55°C	CEI 41-1 (1982)
Requisiti per le vibrazioni	Classe 1	IEC 255-21-1
Requisiti per gli urti e scosse	Classe 1	IEC 255-21-2
Requisiti sismici	Classe 1	IEC 255-21-3
Requisiti dell'isolamento	Livello 4	relevant GLI (EMC) documents
Requisiti per i disturbi condotti	Livello 4	relevant IEC 801... and GLI (EMC) documents
Requisiti per le scariche elettrostatiche	Livello 3	IEC 801-2 (1991)
Requisiti per i campi elettromagnetici irradiati	Livello 4	relevant IEC 801...e GLI (EMC) documents

Requisiti meccanici per la durata dei rele all-or-nothing	Almeno 10^6 cicli	CEI 41-1 (1982)
---	------------------------	-----------------

12.10.1.2 Prove funzionali al simulatore

Il loro scopo è di verificare le prestazioni funzionali del sistema di controllo/protezione e saranno eseguite mediante un simulatore in tempo reale. Dette verifiche riguarderanno tutti gli aspetti di funzionamento e gli automatismi del sistema HVDC, in condizioni normali e transitorie, comprese le sequenze di protezione e di manovra. Dovranno essere verificate tutte le funzioni software e hardware, incluse le ridondanze.

I risultati ottenuti, unitamente a quelli relativi agli studi di sistema, rappresenteranno il principale riferimento per la definizione di un programma di prove di messa in servizio e per la validazione dei risultati delle prove in sito. Il sistema di controllo utilizzato per queste prove sarà quello che verrà poi effettivamente installato nelle stazioni.

Saranno considerate almeno le seguenti categorie di prove:

- Prestazioni in regime stazionario;
- Prestazioni dinamiche;
- Sequenze normali e di protezione;
- Risposta a variazioni a gradino;
- Manovre dei componenti (trasformatori, banchi filtro e/o di condensatori);
- Guasti sul sistema c.a. e c.c.;
- Guasti interni;
- Verifiche della capacità di trasmissione;
- Perdita rete c.a.

13.CAVI

La presente sezione descrive brevemente le caratteristiche tecniche, progettuali ed i riferimenti normativi per i cavi terrestri e/o marini di interconnessione tra le stazioni di conversione di un Sistema HVDC. Tali cavi potranno ricoprire tutto il collegamento tra stazione e stazione o parte di

esso costituendo parte di un collegamento misto in linea aerea e in cavo. Si accenna inoltre alle opere accessorie ed ai criteri di base per la determinazione del tracciato dei cavi stessi.

13.1 *Caratteristiche dei cavi*

13.1.1 *Generalità*

I cavi di polo potranno essere del tipo ad isolamento in carta impregnata con una miscela ad alta viscosità (MIND) ovvero ad isolamento misto carta-polipropilene (PPL), mentre il conduttore potrà essere o in rame o alluminio. Sono ammessi cavi con isolamento DC-XLPE purché per il livello di tensione scelto la tecnologia sia consolidata e positivamente collaudata. I cavi per il ritorno della corrente (cavi di elettrodo o di ritorno metallico) dovranno essere ad isolante estruso in XLPE o EPR con un livello di tensione non inferiore a 12/20 kV (Uo/U). Il sistema cavo (cavo + accessori) dovrà essere di tecnologia consolidata e positivamente collaudata.

Caratteristiche elettriche – Il livello di isolamento di tutti i cavi e dei relativi accessori dovrà essere scelto in linea con le caratteristiche delle stazioni tenendo in considerazione sia il funzionamento in regime ordinario che perturbato e sia eventuali sovratensioni di origine esterna.

Parametri ambientali di riferimento per la progettazione – I parametri di progetto consistono in tutti quei dati determinanti ai fini del dimensionamento termico, elettrico e meccanico del sistema in cavo. I parametri di tipo ambientale determinano sostanzialmente il progetto termico e meccanico del cavo. Tutti i parametri devono essere determinati sia sulla base di documentazioni esistenti che mediante apposite indagini eseguite lungo il tracciato.

I cavi dovranno avere una vita non inferiore a 40 anni.

Le guaine metalliche dovranno essere opportunamente collegate a terra.

I cavi dovranno essere attestati su appositi terminali cavo – aria all'interno della stazione di conversione e/o su stazioni di transizione aereo cavo nel caso di collegamenti misti con linea aerea e linea in cavo.

13.1.2 *Posa dei cavi terrestri*

Determinazione del tracciato – L'ubicazione di un nuovo elettrodotto deve essere effettuata in armonia con quanto dettato dall'art. 121 del T.U. del 11.12.1933 n°1775. In particolare si evidenzia che il tracciato:

- non dovrebbe interessare aree abitate;
- non dovrebbe occupare porzioni di suolo "agricolo" o "residenziale";

- non dovrebbe interessare recettori sensibili (scuole, asili, ospedali, parchi pubblici, ecc.);
- dovrebbe interessare il meno possibile le infrastrutture viarie principali presenti nell'area, evitando così di arrecare disagio al traffico veicolare durante la fase di scavo e di reinterro dei cavi;
- dovrebbe creare il minimo conflitto possibile con gli strumenti urbanistici dei comuni interessati

I cavi saranno suddivisi in pezzature collegate tra loro con giunti d'impianto.

Ciascun cavo di polo dovrà essere posato all'interno di una trincea ad una profondità di posa definita in accordo con le Norme CEI 11-17 [70] e non inferiore comunque a 1,3 m. I cavi dovranno essere opportunamente protetti e segnalati con apposito nastro segnaletico interrato disposto longitudinalmente. Nel caso di posa in terreno agricolo, la profondità di posa non deve essere inferiore a 1,4 m.

I cavi potranno eventualmente essere corredati di sistemi di servizio a fibre ottiche:

- Uno per il monitoraggio della temperatura dei cavi;
- Uno per il sistema di controllo e conduzione delle stazioni terminali.

In base alle tecnologie disponibili detti sistemi di servizio potranno essere inseriti direttamente all'interno dei cavi di polo e/o nel cavo per il ritorno della corrente ovvero realizzati con cavi separati posati insieme ai cavi di polo e/o al cavo per il ritorno della corrente e collocati nella medesima trincea.

I cavi per il ritorno di corrente potranno essere installati in una trincea separata o nella stessa trincea dei cavi di polo.

Le condizioni ambientali di posa, i parallelismi ed attraversamenti con altri servizi, i collaudi e le prove dei cavi dopo posa, devono essere rispondenti a [70,72,78,82].

13.1.3 Posa dei cavi marini

I cavi dovranno sopportare le sollecitazioni connesse con le più severe condizioni di installazione indicate dalla pubblicazione Electra n. 171 [68], senza alcuna riduzione delle sue caratteristiche elettriche e meccaniche.

I cavi saranno suddivisi in pezzature collegate tra loro con giunti d'impianto.

Al fine di minimizzare le sovratensioni lungo il cavo, dovranno essere predisposte adeguate connessioni equipotenziali tra la guaina metallica e l'armatura.

I cavi potranno eventualmente essere corredati di sistemi di servizio a fibre ottiche per il sistema di controllo e conduzione delle stazioni terminali. In base alle tecnologie disponibili detti sistemi di servizio potranno essere inseriti direttamente all'interno dei

cavi di polo o al cavo di ritorno della corrente ovvero realizzati con cavi separati posati su tracciati di posa indipendenti o affascettati ai cavi di polo o al cavo di ritorno della corrente.

Protezione dei cavi marini e modalità di installazione. Lo schema di protezione dei cavi deve prevedere un maggiore livello di protezione per le zone di approdo; ciò è dovuto alla maggiore esposizione di tali zone agli agenti meteo – marini e ad attività antropiche. Come criterio generale il cavo sarà protetto, laddove possibile, fino alla batimetria di 400m, con le modalità di seguito descritte, in funzione del tipo di fondale. Nei tratti più profondi il cavo sarà adagiato sul fondale, senza ulteriori protezioni. Gli schemi di protezione descritti possono essere adottati sia per i cavi di polo che per i cavi per il ritorno della corrente. Nelle zone colonizzate dalla posidonia, il cavo dovrà essere lasciato adagiato sul fondo marino; il cavo potrà essere ulteriormente protetto con l'applicazione di conchiglie in ghisa o materiale plastico. Il cavo dovrà essere mantenuto da collari fissati al fondale mediante appositi dispositivi di ancoraggio collocati manualmente da sommozzatori, al fine di non danneggiare la vegetazione.

Nel caso di fondo roccioso il cavo sarà ancorato alla roccia con collari, fissati manualmente da sommozzatori, ovvero in alternativa lasciato appoggiato sul fondo ed eventualmente protetto con materassi di cemento o di tipo bitumoso armato.

La protezione dei cavi nelle zone di sedimenti cementati verrà eseguita, dove la regolarità del fondo lo permetta, mediante interrimento a 50cm con una opportuna macchina operatrice (con utensile a disco oppure a catena dentata).

Nei tratti con fondale irregolare il cavo sarà lasciato appoggiato sul fondo ed eventualmente protetto con materassi di cemento o di tipo bitumoso armato.

Nelle zone di sedimenti sciolti ed a bassa coesione la protezione dei cavi avverrà mediante insabbiamento ad 1m con macchina a getti.

Nel caso in cui la copertura sabbiosa o limo-sabbiosa sopra il cavo fosse inferiore ai 30 cm si provvederà alla messa in opera di sacchetti di cemento o di materassi o altri mezzi idonei a copertura del cavo ovvero si proteggerà il cavo mediante una protezione con conchiglie di ghisa.

Nelle immediate vicinanze della costa, le operazioni di protezione possono essere effettuate anche manualmente da sommozzatori con un sistema Venturi.

In prossimità degli approdi, laddove ne ricorrano le condizioni, il cavo verrà inserito in opportuna tubazione sotterranea, posata mediante perforazione teleguidata (“directional drilling”).

Per le attività in mare si deve prevedere di utilizzare una nave posacavi di adeguate dimensioni opportunamente attrezzata per le operazioni di posa dei cavi sottomarini.

La nave dovrà essere dotata di tutte le attrezzature necessarie alla movimentazione ed al controllo dei cavi sia durante le fasi di imbarco del cavo che durante la posa.

Le operazioni dovranno essere eseguite in stretto contatto con le autorità portuali al fine di coordinare i lavori nelle zone soggette a circolazione di natanti.

Determinazione dei tracciati. La scelta dei tracciati marini dei cavi deve essere effettuata a seguito di una indagine marina che permetta di individuare il corridoio marino per la posa. Nel caso di posa di più cavi (ad esempio i due cavi di polo) questi dovranno essere distanziati in modo opportuno in funzione dell'andamento batimetrico, cercando di tutelare al massimo la valenza delle aree e degli interessi coinvolti ed evitando l'attraversamento di aree sensibili.

Il tracciato deve in particolare considerare:

- i siti di approdo dei cavi per l'individuazione di aree idonee nelle quali collocare i rispettivi giunti terra – mare
- le attività di pesca e marittime esercitate nelle aree prese in esame, in quanto costituiscono il principale fattore di danneggiamento dei cavi marini
- la eventuale presenza di aree marine protette e la presenza sul fondale di praterie di posidonie
- cavi e condotte sottomarine esistenti, in esercizio e fuori servizio
- la tipologia del fondale e l'andamento batimetrico

13.2 Accessori dei cavi

- *Giunti di fabbrica* – I giunti di fabbrica devono essere flessibili ed atti a sopportare le massime sollecitazioni meccaniche durante la posa e l'installazione.
- *Giunti di impianto e riparazione* – I giunti di impianto e riparazione devono essere adatti per la profondità massima prevista. Le caratteristiche dei giunti per profondità più elevate saranno determinate sulla base dei criteri fissati per la posa e la riparazione del cavo.
- *Giunti terra/mare* – I cavi marini di polo verranno collegati, nei punti di arrivo, ai rispettivi cavi terrestri mediante appositi giunti terra/mare.

- *Giunti di transizione* – I giunti di transizione saranno previsti nel caso risultasse necessario giuntare tratti di cavo marino caratterizzati da diverse caratteristiche di progetto, ad esempio sezioni di cavo per bassa/media profondità e sezioni di cavo per alta profondità
- *Terminali* - I terminali per i cavi di polo potranno essere installati all'interno delle sale c.c. delle due stazioni di conversione o all'esterno, in relazione ai livelli di inquinazione presenti nei siti di installazione delle stazioni di conversione ed alle soluzioni progettuali adottate per le stesse. Nel caso di linee miste aereo – cavo, i terminali saranno installati anche nelle stazioni di transizione.

13.3 Normativa applicabile

I riferimenti normativi principali per quanto riguarda la progettazione, costruzione e prova di cavi ed accessori sono riportati nei riferimenti [68-90].

14. PROVE E MESSA IN SERVIZIO

14.1 Requisiti generali

L'attività di prova del collegamento HVDC si svilupperà su due grandi gruppi di prove, quelle cosiddette "in fabbrica" (off site o factory tests) e quelle "in sito" (on site tests).

Le prove in fabbrica saranno rivolte a verificare che tutte apparecchiature facenti parte della fornitura soddisfino i requisiti fissati rispettivamente nelle relative specifiche tecniche di componente; possono essere suddivise, anche in funzione del componente interessato, nelle seguenti categorie:

- prove individuali (routine tests) da effettuare su ciascun componente
- prove a campione (sample tests) da effettuare su un insieme di componenti assemblati
- prove di tipo (type tests) da effettuare su un componente per lotto

- prove speciali (special tests)

Le prove “in sito”, saranno eseguite dopo il trasporto e l’installazione delle apparecchiature in sito e dovranno consentire la verifica di tutte le funzionalità e prestazioni del sistema HVDC, queste possono essere suddivise nelle seguenti categorie:

- pre-commissioning tests
 - prove del singolo componente
 - prove sul sottosistema (sub-system tests)
- commissioning tests, prove sul sistema completo (system tests)
- prove di collaudo/verifica delle prestazioni garantite (acceptance tests)
- periodo di esercizio provvisorio (trial operation)

14.2 Prove in fabbrica (Factory tests)

Prove sui componenti

Queste prove riguardano la verifica di ciascun componente e degli apparati di protezione e di controllo, prima della spedizione al sito. Esse sono divise in prove di tipo destinate a verificare che il componente sia realmente progettato per sostenere le sollecitazioni causate dal funzionamento in condizioni di regime e, soprattutto, transitorie e prove di accettazione (o prove di routine), il cui principale obbiettivo è il controllo della qualità. Per alcuni componenti possono essere prescritte anche prove speciali, ad esempio la prova di corto circuito del trasformatore e prove a campione su insieme di componenti assemblati (ad esempio i moduli che costituiscono una valvola del convertitore)

Prove sul sistema di controllo al simulatore

Il loro scopo è di verificare le prestazioni funzionali del sistema di controllo/protezione e saranno eseguite mediante un simulatore in tempo reale. Dette verifiche riguarderanno tutti gli aspetti di funzionamento e gli automatismi del sistema HVDC, in condizioni normali e transitorie, comprese le sequenze di protezione e di manovra. Dovranno essere verificate tutte le funzioni software e hardware, incluse le ridondanze.

I risultati ottenuti, unitamente a quelli relativi agli studi di sistema, rappresenteranno il principale riferimento per la definizione di un programma di prove di messa in

servizio e per la validazione dei risultati delle prove in sito del collegamento HVDC. Il sistema di controllo utilizzato per queste prove sarà quello che verrà poi effettivamente installato nelle stazioni.

Saranno considerate almeno le seguenti categorie di prove:

- Prestazioni in regime continuo;
- Prestazioni dinamiche;
- Sequenze normali e di protezione;
- Risposta a variazioni a gradino;
- Manovre dei componenti (trasformatori, banchi filtro e/o di condensatori);
- Guasti sul sistema c.a. e c.c.;
- Guasti interni;
- Verifiche della capacità di trasmissione;
- Perdita rete c.a.

14.3 Prove in sito

Queste prove sono eseguite dopo il trasporto in sito e l'installazione delle apparecchiature, e si suddividono in diverse fasi successive come indicato in [61].

La prima fase riguarda le prove cosiddette di “pre-commissioning” che saranno eseguite sui componenti di ciascuna stazione per controllare le loro condizioni e la loro funzionalità dopo il trasporto e l'assemblaggio. Esse saranno seguite da una fase denominata “prove di sotto- sistema” che riguarda le prove effettuate su più componenti assemblati tra loro per svolgere una specifica funzione. Saranno quindi eseguite le verifiche denominate “prove sul sistema completo”, che coinvolgeranno entrambe le stazioni di conversione, giungendo fino alla trasmissione a piena potenza. Al termine delle prove sul sistema completo, all'interno del periodo di esercizio provvisorio, compatibilmente con le esigenze della rete elettrica, verranno eseguite le prove di collaudo/verifica delle prestazioni garantite.

14.3.1 Prove di pre-commissioning

- *Prove sui componenti-* sono essenzialmente prove eseguite sui componenti al fine di accertare che non si sia verificato alcun problema durante il trasporto e che l'assemblaggio in sito sia stato correttamente

effettuato. Queste prove possono essere considerate in parte simili a quelle eseguite in fabbrica, tenendo tuttavia conto delle condizioni specifiche di funzionamento e dei diversi obiettivi.

- *Prove dei sottosistemi (Sub-system tests)*- queste prove permetteranno la verifica di tutti i sottosistemi di ciascuna stazione di conversione, con l'obiettivo di verificare il corretto funzionamento di ogni gruppo di apparecchiature tra loro interconnesse o comunque interagenti per svolgere una determinata funzione. Tutte queste prove vanno intese come preparatorie alle successive prove di energizzazione in alta tensione e di trasmissione della potenza (system tests). Le prove sui sottosistemi dovranno essere effettuate dopo che tutte le prove sulle singole apparecchiature che compongono il sottosistema sono state concluse.

14.3.2 Prove di commissioning o di sistema (System tests)

Queste prove hanno lo scopo di verificare la completa funzionalità e le caratteristiche statiche e dinamiche di tutto il sistema HVDC in tutte le configurazioni possibili e richiederanno lo stretto coordinamento tra il Fornitore e Terna, allo scopo di tenere conto del potenziale elevato impatto del collegamento HVDC sui sistemi c.a..

Queste prove dovranno, per quanto possibile e compatibilmente con le condizioni della rete c.a., verificare le più critiche condizioni di funzionamento previste dagli studi di sistema e dalle prove al simulatore in tempo reale.

Il programma cronologico di esecuzione delle prove di sistema verrà concordato tra il Fornitore e Terna; in ogni caso le prove aventi minor impatto sulla rete c.a. saranno eseguite prima di quelle a maggior impatto.

Le prove di sistema possono essere suddivise come segue:

- Energizzazione in alta tensione del lato c.a.
- Prove di funzionamento di un solo convertitore ed energizzazione in alta tensione lato c.c.
- Prove complete di trasmissione

14.3.2.1 Energizzazione in alta tensione del lato c.a.

Sarà seguita una procedura di energizzazione passo – passo, relativa a:

- Energizzazione delle sbarre c.a.;

- Energizzazione dei montanti;
- Energizzazione dei trasformatori del convertitore;
- Energizzazione dei filtri c.a. e degli eventuali altri mezzi di compensazione reattiva.

14.3.2.2 Prove di funzionamento di un solo convertitore ed energizzazione in alta tensione lato c.c.

Una volta che tutte le sequenze di energizzazione lato c.a. saranno completate, si procederà allo “sblocco” del convertitore, fino a giungere all’energizzazione del lato c.c. in alta tensione. In particolare dovranno essere previste:

- Prova in alta tensione dello “switchyard” c.c.;
- Prova in alta tensione del sistema di trasmissione c.c. (Open Line Test).

Le prove precedenti dovranno essere eseguite per entrambe le stazioni di conversione e per entrambi i poli del collegamento HVDC.

14.3.2.3 Prove complete di trasmissione

Queste prove interesseranno entrambe le direzioni del flusso di potenza e riguarderanno almeno:

- Prestazioni controllo/automazione
 - Sequenze di avvio ed arresto, in funzionamento manuale ed automatico, comandate in locale (in modalità manuale ed automatica) ed in remoto (in modalità automatica), con e senza telecomunicazioni tra i terminali;
 - Cambio tra i differenti assetti del collegamento c.c. (passaggio da bipolare a monopolare con ritorno via mare e viceversa, passaggio da bipolare a monopolare con ritorno metallico e viceversa, passaggio da monopolare con ritorno via mare a monopolare con ritorno metallico e viceversa), in funzionamento manuale ed automatico, comandate in locale (in modalità manuale ed automatica) ed in remoto (in modalità automatica), con e senza telecomunicazioni tra i terminali.
 - Prestazioni di tutte le modalità di controllo (regolazione di corrente, di potenza, di frequenza, ecc.) con verifica dell’indipendenza tra le diverse modalità di controllo. Ad esempio:

- ❖ Realizzazione di rampe di corrente e di potenza;
 - ❖ Realizzazione di gradini di corrente e di potenza;
 - ❖ Inversione lente di potenza nel collegamento;
 - ❖ Inversione rapide di potenza nel collegamento.
 - ❖ Verifica del corretto trasferimento tra diverse modalità di controllo;
- Verifiche delle sequenze di blocco di protezione con eventuali manovre degli organi elettromeccanici delle stazioni, con e senza le telecomunicazioni, a fronte di:
 - Guasto interno ed esterno lato c.a.;
 - Guasto interno ed esterno lato c.c.;
 - Guasto lato neutro.

La verifica di tali sequenze potrà essere eseguita agendo sulle specifiche protezioni relative all'evento esterno i cui effetti sull'impianto dovranno essere verificati. In tale ambito, dovranno essere verificati anche i cambi di assetto del collegamento c.c. a seguito dell'intervento di specifiche protezioni;

- Verifica della protezione "perdita rete" a seguito della perdita dell'ultima linea AC kV (sia per apertura tripolare che monopolare) connessa alla stazione di conversione
- Malfunzionamenti del sistema di telecomunicazione
- Perdita di ridondanza di apparati
 - Perdita di ridondanza sul sistema di raffreddamento;
 - Perdita dell'alimentazione degli ausiliari e commutazione sul sistema ridondante. In tale ambito dovranno essere previste prove che verifichino:
 - ❖ le logiche di switch-over tra le vie in parallelo di alimentazione degli ausiliari;
 - ❖ la perdita di una o di entrambe le linee MT che alimentano gli stessi ausiliari;
 - ❖ la corretta attivazione del gruppo elettrogeno diesel che equipaggia gli ausiliari.

Le prove precedenti, laddove necessario, saranno ripetute nelle differenti configurazioni c.c. del collegamento HVDC (bipolare, monopolare con ritorno metallico, monopolare doppio) in entrambi i flussi di potenza.

14.3.3 Prove di collaudo (Acceptance tests)

Queste prove permetteranno di verificare il rispetto dei limiti delle prestazioni specificate (lato c.c. e c.a.) e di altre prestazioni garantite come indicato nelle specifiche tecniche. In particolare:

- Armoniche c.c. e c.a.;
- Interferenze radio;
- Disturbo acustico;
- Perdite;
- Potenza trasmessa, compresi i livelli di progetto per i sovraccarichi.

14.3.4 Esercizio provvisorio (Trial operation)

Il periodo di funzionamento denominato esercizio provvisorio (o di prova) ha lo scopo di verificare, per le diverse condizioni di esercizio, il corretto funzionamento del collegamento HVDC.

L'esercizio provvisorio avrà luogo alla fine delle prove di commissioning.

Durante questo periodo di esercizio il collegamento sarà sotto la responsabilità del Fornitore, ma gestito dal Committente.