

Recepimento
Regolamento UE 2016/1477 del 26/08/2016
"Network Code HVDC"

Storia delle revisioni		
Rev.00	3/8/2018	Emissione per consultazione

Sommario

DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	18
ACRONIMI	19
PARAGRAFO 1- Disposizioni generali (artt. 2-10 Regolamento HVDC)	21
Articolo 2 - Definizioni	21
<i>Punto 2.....</i>	21
Punto 2.BIS	23
Articolo 3 – Ambito di applicazione	23
<i>Punto 3.1.....</i>	23
<i>Punto 3.2.....</i>	23
<i>Punto 3.3.....</i>	23
<i>Punto 3.4.....</i>	23
<i>Punto 3.5.....</i>	24
<i>Punto 3.6.....</i>	24
<i>Punto 3.7.....</i>	24
Articolo 4 – Applicazione ai sistemi HVDC e ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti.....	24
<i>Punto 4.1.....</i>	24
Punto 4.1.BIS	25
<i>Punto 4.2.....</i>	25
<i>Punto 4.3.....</i>	25
<i>Punto 4.4.....</i>	26
<i>Punto 4.5.....</i>	26
<i>Punto 4.6.....</i>	26
<i>Punto 4.7.....</i>	26
Articolo 5 – Aspetti regolamentari	26
<i>Punto 5.1.....</i>	26
<i>Punto 5.2.....</i>	26
<i>Punto 5.3.....</i>	26
<i>Punto 5.4.....</i>	27
<i>Punto 5.5.....</i>	27
<i>Punto 5.6.....</i>	27

<i>Punto 5.7</i>	27
<i>Punto 5.8</i>	27
<i>Punto 5.9</i>	27
Articolo 6 – Più di un TSO	28
<i>Punto 6.1</i>	28
<i>Punto 6.2</i>	28
Articolo 7 – Recupero dei costi	28
<i>Punto 7.1</i>	28
<i>Punto 7.2</i>	28
Articolo 8 – Consultazione pubblica	28
<i>Punto 8.1</i>	28
<i>Punto 8.2</i>	28
Articolo 9 – Partecipazione delle parti interessate	29
<i>Punto 9</i>	29
Articolo 10 – Obblighi di riservatezza	29
<i>Punto 10.1</i>	29
<i>Punto 10.2</i>	29
<i>Punto 10.3</i>	29
<i>Punto 10.4</i>	29
PARAGRAFO 2- Requisiti generali per le connessioni HVDC (artt. 11-37 Regolamento HVDC)	30
CAPO 1 Requisiti per il controllo della potenza attiva e il supporto della frequenza	30
Articolo 11 – Intervalli dei valori di frequenza	30
<i>Punto 11.1</i>	30
<i>Punto 11.2</i>	30
Punto 11.2.BIS	30
<i>Punto 11.3</i>	30
Punto 11.3.BIS	30
<i>Punto 11.4</i>	30
Punto 11.4.BIS	30
Articolo 12 – Capacità di resistere alla derivata di frequenza	31
Articolo 13 – Capacità di regolazione della potenza attiva, intervallo di regolazione e pendenza della rampa di risposta	31
<i>Punto 13.1</i>	31
Punto 13.1.BIS	31
Punto 13.1.TER	31

Punto 13.1.QUATER.....	32
Punto 13.1.QUINQUIES.....	32
Punto 13.1.SEXIES.....	32
Punto 13.1.SEPTIES.....	32
<i>Punto 13.2.....</i>	32
<i>Punto 13.3.....</i>	32
Punto 13.3.BIS	33
Articolo 14 – Inerzia sintetica	33
<i>Punto 14.1.....</i>	33
Punto 14.1.BIS	33
<i>Punto 14.2.....</i>	33
Articolo 15 – Requisiti relativi alla modalità Frequency Sensitive Mode (FSM), alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode - Overfrequency (LFSM-O) e alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency (LFSM-U)	33
<i>Punto 15.....</i>	33
Punto 15.BIS	33
Articolo 16 – Controllo della frequenza	34
<i>Punto 16.1.....</i>	34
Punto 16.1.BIS	34
<i>Punto 16.2.....</i>	34
Punto 16.2.BIS	34
Articolo 17 – Perdita massima di potenza attiva	34
<i>Punto 17.1.....</i>	34
Punto 17.1.BIS	34
<i>Punto 17.2.....</i>	35
CAPO 2 Requisiti per il controllo della potenza reattiva e il supporto della tensione	35
Articolo 18 – Intervalli dei valori di tensione	35
<i>Punto 18.1.....</i>	35
Punto 18.1.BIS	35
<i>Punto 18.2.....</i>	35
Punto 18.2.BIS	36
<i>Punto 18.3.....</i>	36
Punto 18.3.BIS	36
<i>Punto 18.4.....</i>	36
Punto 18.4.BIS	36

<i>Punto 18.5</i>	36
Articolo 19 – Contributo del corto circuito durante i guasti	37
<i>Punto 19.1</i>	37
Punto 19.1.BIS	37
<i>Punto 19.2</i>	37
<i>Punto 19.3</i>	37
Punto 19.3.BIS	37
Articolo 20 – Capability di potenza reattiva	37
<i>Punto 20.1</i>	37
Punto 20.1.BIS	38
<i>Punto 20.2</i>	39
<i>Punto 20.3</i>	39
Punto 20.3.BIS	39
<i>Punto 20.4</i>	39
Punto 20.4.BIS	39
Articolo 21 – Scambio di potenza reattiva con la rete	40
<i>Punto 21.1</i>	40
Punto 21.1.BIS	40
<i>Punto 21.2</i>	40
Punto 21.2.BIS	41
Articolo 22 – Modalità di controllo della potenza reattiva	41
<i>Punto 22.1</i>	41
Punto 22.1.BIS	41
Punto 22.1.TER	41
Punto 22.1.QUATER.....	42
<i>Punto 22.2</i>	42
Punto 22.2.BIS	42
<i>Punto 22.3</i>	42
Punto 22.3.BIS	43
Punto 22.3.TER	44
Punto 22.3.QUATER.....	44
Punto 22.3.QUINQUIES.....	44
<i>Punto 22.4</i>	44
Punto 22.4.BIS	44

<i>Punto 22.5</i>	45
Punto 22.5.BIS	45
<i>Punto 22.6</i>	45
Punto 22.6.BIS	45
Articolo 23 – Priorità al contributo della potenza attiva o al contributo della potenza reattiva	45
<i>Punto 23</i>	46
Punto 23.BIS	46
Articolo 24 – Qualità della potenza	46
<i>Punto 24</i>	46
Punto 24.BIS	46
CAPO 3 Requisiti per la fault-ride-through capability	49
Articolo 25 – Fault-ride-through capability	49
<i>Punto 25.1</i>	49
Punto 25.1.BIS	50
<i>Punto 25.2</i>	50
Punto 25.2.BIS	50
<i>Punto 25.3</i>	50
Punto 25.3.BIS	50
<i>Punto 25.4</i>	50
<i>Punto 25.5</i>	51
<i>Punto 25.6</i>	51
Punto 25.6.BIS	51
Articolo 26 – Ripristino della potenza attiva dopo un guasto.....	51
<i>Punto 26</i>	51
Punto 26.BIS	51
Articolo 27 – Ripristino rapido dopo guasti lato c.c.	51
<i>Punto 27</i>	51
CAPO 4 Requisiti per il controllo	51
Articolo 28 – Energizzazione e sincronizzazione delle stazioni di conversione HVDC.....	51
<i>Punto 28</i>	52
Punto 28.BIS	52
Articolo 29 – Interazione tra i sistemi HVDC o altri impianti e apparecchiature.....	52
<i>Punto 29.1</i>	52
<i>Punto 29.2</i>	52

<i>Punto 29.3</i>	52
<i>Punto 29.4</i>	52
<i>Punto 29.5</i>	52
<i>Punto 29.6</i>	53
<i>Punto 29.7</i>	53
Articolo 30 – Capacità di smorzamento delle oscillazioni di potenza	53
<i>Punto 30</i>	53
<i>Punto 30.BIS</i>	53
Articolo 31 – Capacità di smorzamento delle interazioni torsionali subsincrone	53
<i>Punto 31.1</i>	53
<i>Punto 31.2</i>	53
<i>Punto 31.2.BIS</i>	53
<i>Punto 31.3</i>	54
<i>Punto 31.4</i>	54
<i>Punto 31.5</i>	54
<i>Punto 31.6</i>	54
Articolo 32 – Caratteristiche della rete	54
<i>Punto 32.1</i>	54
<i>Punto 32.1.BIS</i>	54
<i>Punto 32.2</i>	54
<i>Punto 32.2.BIS</i>	55
<i>Punto 32.3</i>	55
Articolo 33 – Robustezza del sistema HVDC	55
<i>Punto 33.1</i>	55
<i>Punto 33.1.BIS</i>	55
<i>Punto 33.2</i>	56
<i>Punto 33.2.BIS</i>	56
<i>Punto 33.3</i>	56
<i>Punto 33.4</i>	56
CAPO 5 Requisiti per i dispositivi e le impostazioni di protezione	56
Articolo 34 – Schemi e impostazioni di protezione elettrica	56
<i>Punto 34.1</i>	56
<i>Punto 34.1.BIS</i>	57
<i>Punto 34.2</i>	57

<i>Punto 34.3</i>	57
<i>Punto 34.3.BIS</i>	57
Articolo 35 – Ordine di priorità della protezione e del controllo	57
<i>Punto 35.1</i>	57
<i>Punto 35.2</i>	57
<i>Punto 35.2.BIS</i>	58
Articolo 36 – Modifiche alle impostazioni e agli schemi di protezione e di controllo	58
<i>Punto 36.1</i>	58
<i>Punto 36.1.BIS</i>	58
<i>Punto 36.2</i>	58
<i>Punto 36.3</i>	58
<i>Punto 36.3.BIS</i>	58
CAPO 6 Requisiti per il ripristino del sistema elettrico	59
Articolo 37 – Black start	59
<i>Punto 37.1</i>	59
<i>Punto 37.1.BIS</i>	59
<i>Punto 37.2</i>	59
<i>Punto 37.2.BIS</i>	59
<i>Punto 37.3</i>	59
PARAGRAFO 3- Requisiti per i parchi di generazione connessi in corrente continua e le stazioni di conversione HVDC del terminale remoto (artt. 38-50 Regolamento HVDC)	60
CAPO 1 Requisiti per i parchi di generazione connessi in corrente continua	60
Articolo 38 – Ambito di applicazione	60
<i>Punto 38</i>	60
<i>Punto 38.BIS</i>	60
Articolo 39 – Requisiti relativi alla stabilità della frequenza	60
<i>Punto 39.1</i>	60
<i>Punto 39.1.BIS</i>	61
<i>Punto 39.2</i>	61
<i>Punto 39.2.BIS</i>	61
<i>Punto 39.2.TER</i>	61
<i>Punto 39.2.QUATER</i>	62
<i>Punto 39.3</i>	62
<i>Punto 39.4</i>	62
<i>Punto 39.5</i>	62

<i>Punto 39.6</i>	62
<i>Punto 39.7</i>	62
<i>Punto 39.8</i>	62
<i>Punto 39.9</i>	62
<i>Punto 39.10</i>	63
Articolo 40 – Requisiti relativi alla potenza reattiva e alla tensione	63
<i>Punto 40.1</i>	63
Punto 40.1.BIS	63
Punto 40.1.TER	64
Punto 40.1.QUATER.....	64
Punto 40.1.QUINQUIES.....	64
Punto 40.1.SEXIES.....	64
<i>Punto 40.2</i>	64
Punto 40.2.BIS	66
<i>Punto 40.3</i>	66
Punto 40.3.BIS	66
Articolo 41 – Requisiti relativi al controllo	66
<i>Punto 41.1</i>	66
Punto 41.1.BIS	66
<i>Punto 41.2</i>	66
Punto 41.2.BIS	67
Articolo 42 – Caratteristiche della rete	67
<i>Punto 42</i>	67
Punto 42.BIS	67
Articolo 43 – Requisiti relativi alla protezione	67
<i>Punto 43.1</i>	67
<i>Punto 43.2</i>	67
Articolo 44 – Qualità della potenza	68
<i>Punto 44</i>	68
Punto 44.BIS	68
Articolo 45 – Requisiti generali di gestione del sistema applicabili ai parchi di generazione connessi in corrente continua	68
CAPO 2 Requisiti per le stazioni di conversione HVDC del terminale remoto	68
Articolo 46 – Ambito di applicazione	68
Articolo 47 – Requisiti relativi alla stabilità della frequenza	68

<i>Punto 47.1</i>	68
Punto 47.1.BIS	68
<i>Punto 47.2</i>	69
Articolo 48 – Requisiti relativi alla potenza reattiva e alla tensione	69
<i>Punto 48.1</i>	69
Punto 48.1.BIS	69
Punto 48.1.TER	70
Punto 48.1.QUATER.....	70
Punto 48.1.QUINQUIES.....	70
<i>Punto 48.2</i>	70
Punto 48.2.BIS	70
Articolo 49 – Caratteristiche della rete	70
<i>Punto 49</i>	71
Articolo 50 – Qualità della potenza	71
<i>Punto 50</i>	71
Punto 50.BIS	71
PARAGRAFO 4 – Scambio di informazioni e coordinamento (artt. 51-54 Regolamento HVDC)	72
Articolo 51 – Esercizio dei sistemi HVDC	72
<i>Punto 51.1</i>	72
Punto 51.1.BIS	72
<i>Punto 51.2</i>	72
Punto 51.2.BIS	73
<i>Punto 51.3</i>	73
Punto 51.3.BIS	74
<i>Punto 51.4</i>	75
Punto 51.4.BIS	75
Articolo 52 – Parametri e impostazioni	75
<i>Punto 52</i>	75
Punto 52.BIS	76
Articolo 53 – Registrazione e monitoraggio dei guasti	76
<i>Punto 53.1</i>	76
<i>Punto 53.2</i>	76
Punto 53.2.BIS	76
<i>Punto 53.3</i>	77

Punto 53.3.BIS	77
<i>Punto 53.4</i>	77
Punto 53.4.BIS	77
<i>Punto 53.5</i>	77
Punto 53.5.BIS	77
Articolo 54 – Modelli di simulazione	77
<i>Punto 54.1</i>	77
Punto 54.1.BIS	78
<i>Punto 54.2</i>	78
Punto 54.2.BIS	78
<i>Punto 54.3</i>	78
Punto 54.3.BIS	79
<i>Punto 54.4</i>	79
<i>Punto 54.5</i>	79
PARAGRAFO 5 – Procedura di comunicazione di esercizio per la connessione (artt. 55-66 Regolamento HVDC).....	80
CAPO 1 Connessione di nuovi sistemi HVDC	80
Articolo 55 – Disposizioni generali.....	80
<i>Punto 55.1</i>	80
Punto 55.1.BIS	80
<i>Punto 55.2</i>	80
<i>Punto 55.3</i>	81
Punto 55.4.BIS	81
Punto 55.5.BIS	82
Articolo 56 – EON per sistemi HVDC	84
<i>Punto 56.1</i>	84
Punto 56.1.BIS	84
<i>Punto 56.2</i>	84
Punto 56.2.BIS	84
Articolo 57 – ION per sistemi HVDC.....	85
<i>Punto 57.1</i>	85
Punto 57.1.BIS	85
<i>Punto 57.2</i>	85
<i>Punto 57.3</i>	85
Punto 57.3.BIS	86

<i>Punto 57.4</i>	87
Punto 57.4.BIS	87
<i>Punto 57.5</i>	88
Articolo 58 – FON per sistemi HVDC	88
<i>Punto 58.1</i>	88
Punto 58.1.BIS	88
<i>Punto 58.2</i>	88
<i>Punto 58.3</i>	88
Punto 58.3.BIS	88
<i>Punto 58.4</i>	88
Articolo 59 – Comunicazione di esercizio limitato per sistemi HVDC/deroghe.....	89
<i>Punto 59.1</i>	89
Punto 59.1.BIS	89
<i>Punto 59.2</i>	89
Punto 59.2.BIS	89
<i>Punto 59.3</i>	89
Punto 59.3.BIS	90
<i>Punto 59.4</i>	90
<i>Punto 59.5</i>	90
<i>Punto 59.6</i>	90
<i>Punto 59.7</i>	90
CAPO 2 Connessione di nuovi parchi di generazione connessi in corrente continua	90
Articolo 60 – Disposizioni generali.....	90
<i>Punto 60.1</i>	90
<i>Punto 60.2</i>	90
<i>Punto 60.3</i>	90
Punto 60.3.BIS	91
<i>Punto 60.4</i>	91
Punto 60.5.BIS	91
Articolo 61 – EON per parchi di generazione connessi in c.c.	94
<i>Punto 61.1</i>	94
Punto 61.1.BIS	94
<i>Punto 61.2</i>	94
Punto 61.2.BIS	94

Articolo 62 – ION per parchi di generazione connessi in c.c.	95
<i>Punto 62.1</i>	95
Punto 62.1.BIS	95
<i>Punto 62.2</i>	95
<i>Punto 62.3</i>	95
Punto 62.3.BIS	96
<i>Punto 62.4</i>	97
Punto 62.4.BIS	97
<i>Punto 62.5</i>	98
Articolo 63 – FON per parchi di generazione connessi in c.c.	98
<i>Punto 63.1</i>	98
Punto 63.1.BIS	98
<i>Punto 63.2</i>	98
<i>Punto 63.3</i>	98
Punto 63.3.BIS	98
<i>Punto 63.4</i>	98
Articolo 64 – Comunicazione di esercizio limitato per i parchi di generazione connessi in corrente continua.....	99
<i>Punto 64.1</i>	99
Punto 64.1.BIS	99
<i>Punto 64.2</i>	99
Punto 64.2.BIS	99
<i>Punto 64.3</i>	99
Punto 64.3.BIS	100
<i>Punto 64.4</i>	100
<i>Punto 64.5</i>	100
<i>Punto 64.6</i>	100
CAPO 3 Analisi costi-benefici	100
Articolo 65 – Individuazione di costi e benefici dell'applicazione dei requisiti ai sistemi HVDC e ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti	100
<i>Punto 65.1</i>	100
<i>Punto 65.2</i>	100
<i>Punto 65.3</i>	100
<i>Punto 65.4</i>	101
<i>Punto 65.5</i>	101

Articolo 66 – Principi dell’analisi costi-benefici	101
<i>Punto 66.1.....</i>	101
<i>Punto 66.2.....</i>	101
PARAGRAFO 6 – Conformità (artt. 67-76 Regolamento HVDC)	103
CAPO 1 Controllo della conformità.....	103
Articolo 67 – Disposizioni comuni per le prove di conformità	103
<i>Punto 67.1.....</i>	103
<i>Punto 67.2.....</i>	103
<i>Punto 67.3.....</i>	103
<i>Punto 67.4.....</i>	103
Articolo 68 – Disposizioni comuni per le simulazioni di conformità.....	103
<i>Punto 68.1.....</i>	103
<i>Punto 68.2.....</i>	104
<i>Punto 68.3.....</i>	104
<i>Punto 68.4.....</i>	104
<i>Punto 68.5.....</i>	104
Articolo 69 – Responsabilità del titolare del sistema HVDC e del titolare del parco di generazione connesso in corrente continua	104
<i>Punto 69.1.....</i>	104
<i>Punto 69.2.....</i>	104
<i>Punto 69.3.....</i>	105
Punto 69.3.BIS	105
<i>Punto 69.4.....</i>	105
Punto 69.4.BIS	105
<i>Punto 69.5.....</i>	105
Punto 69.5.BIS	105
<i>Punto 69.6.....</i>	105
Articolo 70 – Compiti del pertinente gestore di sistema.....	105
<i>Punto 70.1.....</i>	106
<i>Punto 70.2.....</i>	106
<i>Punto 70.3.....</i>	106
Punto 70.3.BIS	106
<i>Punto 70.4.....</i>	107
Punto 70.4.BIS	107
<i>Punto 70.5.....</i>	107

<i>Punto 70.6</i>	107
<i>Punto 70.7</i>	107
CAPO 2 Prove di conformità	107
Articolo 71 – Prove di conformità per i sistemi HVDC	107
<i>Punto 71.1</i>	107
<i>Punto 71.1.BIS</i>	107
<i>Punto 71.2</i>	107
<i>Punto 71.3</i>	108
<i>Punto 71.4</i>	108
<i>Punto 71.5</i>	109
<i>Punto 71.6</i>	109
<i>Punto 71.7</i>	110
<i>Punto 71.8</i>	110
<i>Punto 71.9</i>	111
<i>Punto 71.10</i>	111
<i>Punto 71.11</i>	111
<i>Punto 71.12.BIS</i>	112
Articolo 72 – Prove di conformità per i parchi di generazione connessi in corrente continua e le unità di conversione HVDC del terminale remoto	112
<i>Punto 72.1</i>	112
<i>Punto 72.1.BIS</i>	112
<i>Punto 72.2</i>	112
<i>Punto 72.3</i>	113
<i>Punto 72.4</i>	113
<i>Punto 72.5</i>	114
<i>Punto 72.6</i>	114
<i>Punto 72.7</i>	115
<i>Punto 72.8</i>	115
<i>Punto 72.9</i>	115
<i>Punto 72.10</i>	115
<i>Punto 72.11</i>	115
<i>Punto 72.12</i>	115
<i>Punto 72.13</i>	115
<i>Punto 72.14</i>	115
<i>Punto 72.15.BIS</i>	115

CAPO 3 Simulazioni di conformità	115
Articolo 73 – Simulazioni di conformità per i sistemi HVDC	115
<i>Punto 73.1.....</i>	116
<i>Punto 73.2.....</i>	116
<i>Punto 73.3.....</i>	116
<i>Punto 73.4.....</i>	116
<i>Punto 73.5.....</i>	116
<i>Punto 73.6.....</i>	116
<i>Punto 73.7.....</i>	117
<i>Punto 73.8.....</i>	117
Punto 73.9.BIS	117
Articolo 74 – Simulazioni di conformità per i parchi di generazione connessi in corrente continua e le unità di conversione HVDC del terminale remoto	118
<i>Punto 74.1.....</i>	118
<i>Punto 74.2.....</i>	118
<i>Punto 74.3.....</i>	118
<i>Punto 74.4.....</i>	118
<i>Punto 74.5.....</i>	119
<i>Punto 74.6.....</i>	119
<i>Punto 74.7.....</i>	119
Punto 74.8.BIS	119
CAPO 4 Orientamenti non vincolanti e monitoraggio dell’attuazione	120
Articolo 75 – Orientamenti non vincolanti sull’attuazione.....	120
<i>Punto 75.1.....</i>	120
<i>Punto 75.2.....</i>	120
<i>Punto 75.3.....</i>	120
Articolo 76 – Monitoraggio	120
<i>Punto 76.1.....</i>	120
<i>Punto 76.2.....</i>	120
<i>Punto 76.3.....</i>	120
<i>Punto 76.4.....</i>	121
Allegato I – Intervalli dei valori di frequenza di cui all’articolo 11	122
Punto Allegato I.BIS	122

Allegato II – Requisiti applicabili alla modalità Frequency Sensitive Mode (FSM), alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode-Overfrequency (LFSM-O) e alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode-Underfrequency (LFSM-U)	123
<i>Punto II.A.1</i>	123
Punto II.A.1.BIS	125
Punto II.A.1.TER	126
<i>Punto II.B.1</i>	126
Punto II.B.1.BIS	126
<i>Punto II.B.2</i>	127
Punto II.B.2.BIS	127
<i>Punto II.C.1</i>	128
Punto II.C.1.BIS	128
<i>Punto II.C.2</i>	129
Punto II.C.2.BIS	129
Allegato III – Intervalli dei valori di tensione di cui all’articolo 18	131
Punto III.BIS	131
Allegato IV – Requisiti per il profilo U-Q/P_{max} (specificati all’articolo 20)	132
Allegato V – Profilo tensione-tempo di cui all’articolo 25	133
Punto V.BIS	133
Allegato VI – Intervalli dei valori di frequenza e intervalli di tempo di cui all’articolo 39, paragrafo 2, lettera a).....	135
Allegato VII – Intervalli dei valori di tensione e intervalli di tempo di cui all’articolo 40	136
Allegato VIII – Requisiti relativi alla potenza reattiva e alla tensione di cui all’articolo 48	138
Allegato IX – Sistemi di comando, controllo e protezione dei collegamenti HVDC	139
Punto IX.1.BIS – Criteri di automazione, controllo e regolazione	139
Punto IX.2.BIS – Requisiti funzionali del sistema di controllo	140
Punto IX.3.BIS – Criteri e logiche di protezione.....	142
Punto IX.4.BIS - Sistema di protezioni lato rete alternata.....	143
Punto IX.5.BIS - Altre protezioni specifiche	143
Punto IX.6.BIS – Supervisione e monitoraggio	144

DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

- [1] "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete", TERNA, (www.terna.it), 27/11/2015
- [2] Regolamento (UE) 2016/1447 della Commissione del 26 agosto 2016 che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua ad alta tensione e dei parchi di generazione connessi in corrente continua (testo rilevante ai fini del SEE)
- [3] Regolamento (UE) 2016/631 della Commissione del 14 aprile 2016 che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione dei generatori alla rete (testo rilevante ai fini del SEE)
- [4] Regolamento (UE) 2016/1388 della Commissione, del 17 Agosto 2016, che istituisce un codice di rete in materia di connessione della domanda (testo rilevante ai fini del SEE)
- [5] Allegato A.8 al Codice di Rete, Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV, Rev. 03 del 11/2011
- [6] Allegato A.9 al Codice di Rete, Piano di difesa del sistema elettrico, Rev. 01 del 05/2000
- [7] Allegato A.13 al Codice di Rete, Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna, Rev. 04 del 31/10/2017
- [8] Allegato A.16 al Codice di Rete, Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per centrali elettriche di produzione, Rev. 00 del 10/2003
- [9] Allegato A.52 al Codice di Rete, Unità Periferica dei sistemi di Difesa e Monitoraggio, Specifiche funzionali e di comunicazione, Rev. 02
- [10] Allegato A.57 al Codice di Rete, Contratto tipo per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, Rev. 06 del 05/2016
- [11] Allegato A.65 al Codice di Rete, Dati tecnici dei gruppi di generazione, Rev. 00 del 10/2010
- [12] Allegato A.69 al Codice di Rete, Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna, Rev. 02 del 11/2012
- [13] IEC/TR 61000-3-13, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-13: Limits – Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems
- [14] IEEE 519-2014, IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems
- [15] IEC 60919-3:2009, Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters - Part 3: Dynamic conditions
- [16] <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/qualitàdelservizioditrasmissione.aspx>
- [17] <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/documentitecnici.aspx>
- [18] Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (Testo Integrato delle Connessioni Attive – TICA), Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 integrata e modificata dalle deliberazioni ARG/elt 79/08, ARG/elt 205/08, ARG/elt 130/09, ARG/elt 125/10, ARG/elt 51/11, ARG/elt 148/11, ARG/elt 187/11, 226/2012/R/eel, 328/2012/R/eel, 578/2013/R/eel, 574/2014/R/eel, 400/2015/R/eel e 558/2015/R/eel

ACRONIMI

CdR	Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete [1]
CDSO	Closed Distribution System Operator
DCC	Demand Connection Code [2]
DSO	Distribution System Operator
EON	Energization Operational Notification
FON	Final Operational Notification
FRT	Fault-Ride-Through
HVAC	High Voltage Alternate Current
ION	Interim Operational Notification
LON	Limited Operational Notification
RdE	Regolamento di Esercizio
RfG	Requirements for Generators [3]
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
RVC	Rapid Voltage Change
SART	Sistema Autonomo per la Regolazione della Potenza Reattiva e della Tensione
SEE	Sistema Elettrico Europeo
SEN	Servizio Elettrico Nazionale
TICA	Testo Integrato delle Connessioni Attive
TSO	Transmission System Operator
UP	Unità di Produzione
UPDM	Unità Periferica di Difesa e Monitoraggio

PREMESSE

Il Regolamento (UE) 2016/1477 istituisce un Codice di Rete che definisce requisiti a livello europeo per la connessione alla rete elettrica dei sistemi HVDC che connettono aree sincrone o aree di controllo, dei sistemi HVDC che connettono i parchi di generazione a una rete di trasmissione o a una rete di distribuzione, dei sistemi HVDC integrati all'interno di un'area di controllo e connessi alla rete di trasmissione e dei sistemi HVDC integrati all'interno di un'area di controllo e connessi alla rete di distribuzione, se dimostrata la presenza di un impatto transfrontaliero, come definito agli articoli 3 e 4 del medesimo Regolamento.

Il Regolamento è entrato in vigore il 28 settembre 2016 e trova applicazione nell'ordinamento interno degli Stati membri decorsi tre anni dalla sua pubblicazione.

Il presente documento costituisce la proposta di Terna ai sensi dell'articolo 6 del Regolamento (UE) 2016/1477.

Per agevolare la lettura, nel testo che segue si riporta, in *corsivo*, il testo degli articoli del Regolamento e, non in corsivo, la proposta di implementazione dei relativi requisiti.

PARAGRAFO 1- Disposizioni generali (artt. 2-10 Regolamento HVDC)

Articolo 2 - Definizioni

Punto 2

Ai fini del presente regolamento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del regolamento (CE) n. 714/2009, all'articolo 2 del regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione¹, all'articolo 2 del regolamento (UE) n. 543/2013 della Commissione², all'articolo 2 del regolamento (UE) 2016/631 della Commissione³, all'articolo 2 del regolamento (UE) 2016/1388 della Commissione⁴ e all'articolo 2 della direttiva 2009/72/CE. Si applicano, inoltre, le seguenti definizioni:

1. «sistema HVDC», sistema elettrico che trasferisce energia in corrente continua (c.c.) ad alta tensione tra due o più nodi in corrente alternata (c.a.) e comprende almeno due stazioni di conversione HVDC collegate tra loro attraverso cavi o linee di trasmissione in c.c.;
2. «parco di generazione connesso in c.c.», parco di generazione connesso tramite uno o più punti di interfaccia HVDC a uno o più sistemi HVDC;
3. «sistema HVDC integrato», sistema HVDC connesso all'interno di un'area di controllo che non è installato al fine di connettere un parco di generazione connesso in c.c. al momento dell'installazione, né al fine di connettere un impianto di consumo;
4. «stazione di conversione HVDC», parte di un sistema HVDC costituita da una o più unità di conversione HVDC installate in un'unica ubicazione unitamente agli edifici, ai reattori, ai filtri, ai dispositivi per la potenza reattiva e alle apparecchiature di controllo, monitoraggio, protezione, misurazione e ausiliarie;
5. «punto di interfaccia HVDC», un punto in cui apparecchiature HVDC sono connesse a una rete in c.a., nel quale è possibile prescrivere le specifiche tecniche che incidono sulle prestazioni delle apparecchiature;
6. «titolare di un parco di generazione connesso in c.c.», persona fisica o giuridica che possiede un parco di generazione connesso in c.c.;
7. «potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC» (P_{max}), potenza attiva continua massima continuativa che un sistema HVDC può scambiare con la rete in ciascun punto di connessione, secondo quando specificato nel contratto di connessione o concordato tra il pertinente gestore di sistema e il titolare del sistema HVDC;
8. «potenza attiva minima di trasmissione dell'HVDC» (P_{min}), potenza attiva continua minima continuativa che un sistema HVDC può scambiare con la rete in ciascun punto di connessione, secondo quando specificato nel contratto di connessione o concordato tra il pertinente gestore di sistema e il titolare del sistema HVDC;
9. «corrente massima del sistema HVDC», la corrente di fase più elevata, associata a un punto di funzionamento nel profilo U-Q/ P_{max} della stazione di conversione HVDC e alla potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC;
10. «unità di conversione HVDC», unità costituita da uno o più ponti di conversione, insieme a uno o più trasformatori di conversione, ai reattori, all'apparecchiatura di controllo delle unità di conversione, ai

¹ Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (GUL 197 del 25.7.2015, pag. 24).

² Regolamento (UE) n. 543/2013 della Commissione, del 14 giugno 2013, sulla presentazione e pubblicazione dei dati sui mercati

³ Regolamento (UE) 2016/631 della Commissione, del 14 aprile 2016, che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione dei generatori alla rete (GUL 112 del 27.4.2016, pag. 1).

⁴ Regolamento (UE) 2016/1388 della Commissione, del 17 agosto 2016, che istituisce un codice di rete in materia di connessione della domanda (GUL 223 del 18.8.2016, pag. 10).

dispositivi di protezione essenziali, ai dispositivi di commutazione e alle eventuali apparecchiature ausiliarie utilizzate per la conversione.

Punto 2.BIS

Con riferimento all'articolo 2 si applicano inoltre le seguenti definizioni:

«polo», parte di un sistema HVDC costituita da due o più stazioni di conversione collegate tra loro attraverso cavi o linee di trasmissione in c.c.. Nella sezione in c.c. la polarità della tensione è la medesima per tutte le parti di impianto comuni del polo.

Articolo 3 – Ambito di applicazione

Punto 3.1

I requisiti di cui al presente regolamento si applicano:

- a) *ai sistemi HVDC che connettono aree sincrone o aree di controllo, compresi gli schemi back-to-back;*
- b) *ai sistemi HVDC che connettono i parchi di generazione a una rete di trasmissione o a una rete di distribuzione, ai sensi del paragrafo 2;*
- c) *ai sistemi HVDC integrati all'interno di un'area di controllo e connessi alla rete di trasmissione; e*
- d) *ai sistemi HVDC integrati all'interno di un'area di controllo e connessi alla rete di distribuzione quando il pertinente gestore del sistema di trasmissione (TSO) dimostra la presenza di un impatto transfrontaliero. Nella sua valutazione il pertinente TSO tiene conto dello sviluppo a lungo termine della rete.*

Punto 3.2

I pertinenti gestori di sistema, in coordinamento con i pertinenti TSO, propongono alle competenti autorità di regolamentazione l'applicazione del presente regolamento per i parchi di generazione connessi in c.c. mediante un singolo punto di connessione a una rete di trasmissione o di distribuzione non facente parte di un'area sincrona, ai fini dell'approvazione conformemente all'articolo 5. Tutti gli altri parchi di generazione connessi in c.a., ma connessi in c.c. a un'area sincrona, sono considerati parchi di generazione connessi in c.c. e rientrano nel campo di applicazione del presente regolamento.

Punto 3.3

Gli articoli da 55 a 59, da 69 a 74 e 84 non si applicano ai sistemi HVDC all'interno di un'unica area di controllo di cui al paragrafo 1, lettere c) e d), se:

- a) *il sistema HVDC ha almeno una stazione di conversione HVDC di proprietà del pertinente TSO;*
- b) *il titolare del sistema HVDC è un soggetto che esercita il controllo sul pertinente TSO;*
- c) *il titolare del sistema HVDC è un soggetto controllato, direttamente o indirettamente, da un soggetto che esercita il controllo anche sul pertinente TSO.*

Punto 3.4

I requisiti di connessione per i sistemi HVDC di cui al titolo II si applicano ai punti di connessione in c.a. di tali sistemi, ad eccezione dei requisiti di cui all'articolo 29, paragrafi 4 e 5, e all'articolo 31, paragrafo 5, che possono applicarsi ad altri punti di connessione, e all'articolo 19, paragrafo 1, che può applicarsi ai morsetti della stazione di conversione HVDC.

Punto 3.5

I requisiti di connessione per i parchi di generazione connessi in c.c. e le stazioni di conversione HVDC del terminale remoto di cui al titolo III si applicano al punto di interfaccia HVDC di tali sistemi, ad eccezione dei requisiti di cui all'articolo 39, paragrafo 1, lettera a), e all'articolo 47, paragrafo 2, che si applicano al punto di connessione nell'area sincrona a cui è fornita la risposta in frequenza.

Punto 3.6

Il pertinente gestore di sistema rifiuta di consentire la connessione di un nuovo sistema HVDC o parco di generazione connesso in c.c. non conforme ai requisiti stabiliti nel presente regolamento e rispetto al quale non sia stata concessa una deroga dall'autorità di regolamentazione o da un'altra autorità se applicabile in uno Stato membro a norma del titolo VII. Il pertinente gestore di sistema comunica tale rifiuto, mediante una dichiarazione scritta motivata, al titolare del sistema HVDC o al titolare del parco di generazione connesso in c.c. e, salvo diversamente specificato dall'autorità di regolamentazione, all'autorità di regolamentazione.

Punto 3.7

Il presente regolamento non si applica:

- a) ai sistemi HVDC il cui punto di connessione sia al di sotto di 110 kV, a meno che il pertinente TSO non dimostri la presenza di un impatto transfrontaliero. Nella sua valutazione il pertinente TSO tiene conto dello sviluppo a lungo termine della rete;*
- b) ai sistemi HVDC o ai parchi di generazione connessi in c.c. connessi al sistema di trasmissione e ai sistemi di distribuzione, o a parti del sistema di trasmissione o dei sistemi di distribuzione, di isole di Stati membri i cui sistemi non sono connessi in modo sincrono con l'area sincrona dell'Europa continentale, della Gran Bretagna, dell'Europa settentrionale, dell'Irlanda e Irlanda del Nord o del Baltico.*

Articolo 4 – Applicazione ai sistemi HVDC e ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti

Punto 4.1

Fatta eccezione per gli articoli 26, 31, 33 e 50, ai sistemi HVDC esistenti e ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti non si applicano i requisiti di cui al presente regolamento, tranne nel caso in cui:

- a) il sistema HVDC o il parco di generazione connesso in c.c. sia stato modificato a tal punto da rendere necessaria una sostanziale modifica del relativo contratto di connessione secondo la procedura descritta di seguito:*
 - i) i titolari del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. che intendono effettuare un intervento di ammodernamento di un impianto o un intervento di sostituzione di apparecchiature che abbia un impatto sulle prestazioni tecniche del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. comunicano in anticipo i propri piani al pertinente gestore di sistema;*
 - ii) se ritiene che la portata dell'intervento di ammodernamento o di sostituzione delle apparecchiature sia tale da richiedere un nuovo contratto di connessione, il pertinente gestore di sistema ne dà notifica alla competente autorità di regolamentazione o, se del caso, allo Stato membro; e*

- iii) *la competente autorità di regolamentazione o, se del caso, lo Stato membro decide se è necessario modificare il contratto di connessione esistente o stipularne uno nuovo e stabilisce quali requisiti del presente regolamento sono applicabili; oppure*
- b) *un'autorità di regolamentazione o, ove applicabile, uno Stato membro decida di vincolare un sistema HVDC esistente o un parco di generazione connesso in c.c. esistente al rispetto di tutti o di alcuni dei requisiti di cui al presente regolamento, a seguito di una proposta presentata dal pertinente TSO conformemente ai paragrafi 3, 4 e 5.*

Punto 4.1.BIS

Con riferimento all'articolo 4.1, si considera come ammodernamento di un sistema HVDC ai fini dell'applicazione della presente normativa:

- Modifica della potenza nominale del sistema;
- Modifica della tecnologia del sistema;
- Modifica della configurazione del sistema (monopolare, bipolare).

Punto 4.2

Ai fini del presente regolamento, un sistema HVDC o un parco di generazione connesso in c.c. è considerato esistente se:

- a) *è già connesso alla rete alla data di entrata in vigore del presente regolamento; oppure*
- b) *il titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. conclude un contratto finale e vincolante per l'acquisto dello stabilimento principale o delle apparecchiature del sistema HVDC entro due anni dall'entrata in vigore del regolamento. Il titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. è tenuto a comunicare la conclusione del contratto al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO entro 30 mesi dall'entrata in vigore del regolamento.*

La notifica trasmessa dal titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO indica almeno il titolo del contratto, la data della firma, la data dell'entrata in vigore e le specifiche dello stabilimento principale o dell'apparecchiatura HVDC da costruire, assemblare o acquistare.

Uno Stato membro può prevedere che in determinate circostanze l'autorità di regolamentazione possa stabilire se il sistema HVDC o il parco di generazione connesso in c.c. debba essere considerato esistente o nuovo.

Punto 4.3

A seguito di una consultazione pubblica a norma dell'articolo 8 e per rispondere a cambiamenti significativi del contesto di riferimento, ad esempio l'evoluzione dei requisiti dei sistemi, come la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili, delle reti intelligenti, della generazione distribuita o della gestione della domanda, il pertinente TSO può proporre all'autorità di regolamentazione interessata o, se del caso, allo Stato membro l'estensione dell'applicazione del presente regolamento ai sistemi HVDC e/o ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti.

A tal fine si esegue un'analisi costi-benefici quantitativa accurata e trasparente, in conformità agli articoli 65 e 66. L'analisi indica:

- a) *i costi, in relazione ai sistemi HVDC e ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti, derivanti dall'obbligo di rispettare il presente regolamento;*
- b) *i vantaggi socioeconomici derivanti dall'applicazione dei requisiti di cui al presente regolamento; e*
- c) *le potenzialità delle misure alternative per il conseguimento delle prestazioni richieste.*

Punto 4.4

Prima di effettuare l'analisi costi-benefici quantitativa di cui al paragrafo 3, il pertinente TSO:

- a) *effettua un confronto qualitativo preliminare dei costi e dei benefici*
- b) *ottiene l'approvazione della pertinente autorità di regolamentazione o, se del caso, dello Stato membro.*

Punto 4.5

La competente autorità di regolamentazione o, se del caso, lo Stato membro decide in merito all'estensione dell'applicabilità del presente regolamento ai sistemi HVDC o ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti entro sei mesi dal ricevimento della relazione e della raccomandazione del pertinente TSO, conformemente all'articolo 65, paragrafo 4. La decisione dell'autorità di regolamentazione o, ove applicabile, dello Stato membro viene pubblicata.

Punto 4.6

Il pertinente TSO tiene conto delle legittime aspettative dei titolari dei sistemi HVDC e dei titolari dei parchi di generazione connessi in c.c. nell'ambito della valutazione dell'applicazione del presente regolamento ai sistemi HVDC o ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti.

Punto 4.7

Il pertinente TSO può valutare l'applicazione di alcune o di tutte le disposizioni del presente regolamento ai sistemi HVDC o ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti ogni tre anni, conformemente ai criteri e alla procedura di cui ai paragrafi da 3 a 5.

Articolo 5 – Aspetti regolamentari

Punto 5.1

I requisiti di portata generale da stabilirsi da parte dei pertinenti operatori di sistema o TSO a norma del presente regolamento sono soggetti all'approvazione dell'entità designata dallo Stato membro e sono pubblicati. L'entità designata è l'autorità di regolamentazione, salvo diversa disposizione dello Stato membro.

Punto 5.2

Gli Stati membri possono subordinare requisiti specifici per sito da stabilirsi da parte dei pertinenti operatori di sistema o TSO a norma del presente regolamento all'approvazione di un'entità designata.

Punto 5.3

Nell'applicare il presente regolamento, gli Stati membri, le entità competenti e i gestori di sistema:

- a) *applicano i principi di proporzionalità e di non discriminazione;*

- b) *garantiscono la trasparenza;*
- c) *applicano il principio dell'ottimizzazione tra la massima efficienza complessiva e i costi totali più bassi per tutte le parti coinvolte;*
- d) *rispettano la responsabilità attribuita al pertinente TSO al fine di garantire la sicurezza del sistema, ivi incluso per quanto disposto dalla normativa nazionale;*
- e) *si consultano con i pertinenti DSO e tengono conto del potenziale impatto sul loro sistema;*
- f) *tengono conto delle specifiche tecniche e norme europee concordate.*

Punto 5.4

Entro due anni dall'entrata in vigore del presente regolamento, il pertinente gestore di sistema o TSO sottopone all'approvazione dell'entità competente una proposta concernente i requisiti di applicazione generale, o la metodologia utilizzata per calcolarli o stabilirli.

Punto 5.5

Qualora il presente regolamento imponga al pertinente gestore di sistema, al pertinente TSO, al titolare del sistema HVDC o al titolare del parco di generazione connesso in c.c. e/o al DSO di accordarsi, essi cercano di trovare un accordo entro sei mesi dalla presentazione della prima proposta trasmessa da una delle parti alle altre parti. Qualora non venga raggiunto un accordo entro questo lasso di tempo, ciascuna delle parti può richiedere alla pertinente autorità di regolamentazione di prendere una decisione entro sei mesi.

Punto 5.6

I soggetti competenti adottano decisioni sulle proposte di requisiti o metodologie entro sei mesi dal ricevimento di dette proposte.

Punto 5.7

Se il pertinente gestore di sistema o TSO ritiene necessario modificare i requisiti o le metodologie previsti e approvati a norma dei paragrafi 1 e 2, alla proposta modificata si applicano le disposizioni di cui ai paragrafi da 3 a 8. I gestori di sistema e i TSO che propongono una modifica tengono conto delle eventuali legittime aspettative dei titolari dei sistemi HVDC e dei parchi di generazione connessi in c.c., dei fabbricanti di apparecchiature e delle altre parti interessate, sulla base dei requisiti o delle metodologie inizialmente specificati o concordati.

Punto 5.8

Qualsiasi parte che intenda sporgere reclamo contro un pertinente gestore di sistema o TSO in relazione agli obblighi di tale gestore o TSO imposti dal presente regolamento può adire l'autorità di regolamentazione, la quale, in veste di autorità per la risoluzione delle controversie, adotta una decisione entro due mesi dal ricevimento del reclamo. Tale termine può essere prorogato di due mesi qualora l'autorità di regolamentazione richieda ulteriori informazioni. Tale termine prorogato può essere ulteriormente prorogato con il consenso del reclamante. La decisione dell'autorità di regolamentazione produce effetti vincolanti a meno che e fin quando non sia annullata in seguito ad impugnazione.

Punto 5.9

Se la determinazione dei requisiti di cui al presente regolamento compete a un gestore di sistema che non è un TSO, gli Stati membri possono disporre che detta determinazione compete invece al TSO.

Articolo 6 – Più di un TSO

Punto 6.1

Qualora in uno Stato membro esistano più TSO, il presente regolamento si applica a tutti i TSO operanti nello Stato membro in questione.

Punto 6.2

Gli Stati membri, nell'ambito del regime nazionale di regolamentazione, possono disporre che la responsabilità di rispettare uno, alcuni o tutti gli obblighi imposti ai TSO dal presente regolamento sia attribuita a uno o più TSO specifici.

Articolo 7 – Recupero dei costi

Punto 7.1

I costi sostenuti dai gestori di sistema soggetti alla regolamentazione delle tariffe di rete e derivanti dagli obblighi stabiliti dal presente regolamento sono valutati dalle pertinenti autorità di regolamentazione. I costi considerati ragionevoli, efficienti e proporzionati sono recuperati mediante tariffe di rete o altri mezzi idonei.

Punto 7.2

Se richiesto dalle pertinenti autorità di regolamentazione, i gestori di sistema di cui al paragrafo 1, entro tre mesi dalla richiesta, forniscono le informazioni necessarie per facilitare la valutazione dei costi sostenuti.

Articolo 8 – Consultazione pubblica

Punto 8.1

I pertinenti gestori di sistema e i pertinenti TSO consultano le parti interessate, comprese le autorità competenti di ciascuno Stato membro, in merito alle proposte di estensione dell'applicabilità del presente regolamento ai sistemi HVDC e ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti, conformemente all'articolo 4, paragrafo 3, alla relazione preparata conformemente all'articolo 65, paragrafo 3, e all'analisi costi-benefici condotta conformemente all'articolo 80, paragrafo 2. La consultazione ha una durata di almeno un mese.

Punto 8.2

I pertinenti gestori di sistema o i pertinenti TSO tengono in debita considerazione i punti di vista delle parti interessate emersi dalle consultazioni prima di sottoporre il progetto di proposta, la relazione o l'analisi costi-benefici all'approvazione dell'autorità di regolamentazione o, se del caso, dello Stato membro. In ogni caso, viene fornita e pubblicata tempestivamente, prima della pubblicazione della proposta o contestualmente ad essa, una motivazione chiara e accurata per l'inclusione o l'esclusione dei punti di vista delle parti interessate.

Articolo 9 – Partecipazione delle parti interessate

Punto 9

L'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: «l'Agenzia»), in stretta cooperazione con la Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (di seguito: «ENTSO-E»), organizza la partecipazione delle parti interessate relativamente ai requisiti per la connessione alla rete dei sistemi HVDC e dei parchi di generazione connessi in c.c., nonché ad altri aspetti dell'attuazione del presente regolamento. Tale partecipazione comporta riunioni regolari con le parti interessate al fine di individuare i problemi e proporre miglioramenti, in particolare per quanto attiene ai requisiti per la connessione alla rete dei sistemi HVDC e dei parchi di generazione connessi in c.c..

Articolo 10 – Obblighi di riservatezza

Punto 10.1

Le informazioni riservate ricevute, scambiate o trasmesse a norma del presente regolamento sono soggette alle condizioni in materia di segreto professionale di cui ai paragrafi 2, 3 e 4.

Punto 10.2

L'obbligo del segreto professionale si applica a qualsiasi persona, autorità di regolamentazione o entità soggetta alle disposizioni del presente regolamento.

Punto 10.3

Le informazioni riservate ricevute dai soggetti, dalle autorità di regolamentazione o dalle entità di cui al paragrafo 2 durante l'espletamento delle loro mansioni non possono essere divulgate ad altri soggetti o autorità, fatti salvi i casi disciplinati dalla normativa nazionale, dalle altre disposizioni del presente regolamento o da altre norme unionali pertinenti.

Punto 10.4

Fatti salvi i casi disciplinati dalla normativa nazionale o unionale, le autorità di regolamentazione, le entità o le persone che ricevono informazioni riservate a norma del presente regolamento ne possono fruire unicamente ai fini dell'espletamento delle funzioni che esercitano in virtù del presente regolamento.

PARAGRAFO 2- Requisiti generali per le connessioni HVDC (artt. 11-37 Regolamento HVDC)

CAPO 1 Requisiti per il controllo della potenza attiva e il supporto della frequenza

Articolo 11 – Intervalli dei valori di frequenza

Punto 11.1

Un sistema HVDC è in grado di restare connesso alla rete e di funzionare entro gli intervalli dei valori di frequenza e gli intervalli di tempo specificati nella tabella 1 dell'allegato I per l'intervallo di potenza di corto circuito di cui all'articolo 32, paragrafo 2.

Punto 11.2

Il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC possono accordarsi su intervalli dei valori di frequenza più ampi o tempi di funzionamento minimi più lunghi, ove necessario per preservare o ripristinare la sicurezza del sistema. Se gli intervalli dei valori di frequenza più ampi o i tempi di funzionamento minimi più lunghi sono possibili sul piano economico e tecnico, il titolare del sistema HVDC non si oppone senza motivo.

Punto 11.2.BIS

Con riferimento all'articolo 11.2 si applica quanto segue:

I sistemi HVDC devono garantire il corretto funzionamento fino a 46,5 Hz per tempi limitati (frazioni di secondo). Inoltre, qualora le caratteristiche costruttive lo consentano, il titolare del sistema HVDC deve dichiarare eventuali limiti di frequenza o tempi di funzionamento più ampi, il cui utilizzo sarà concordato con Terna in fase di richiesta di connessione e definito nel regolamento d'esercizio.

Punto 11.3

Fatto salvo il paragrafo 1, un sistema HVDC è in grado di disconnettersi automaticamente alle frequenze specificate dal pertinente TSO.

Punto 11.3.BIS

Con riferimento all'articolo 11.3 si applica quanto segue:

Terna fornirà le indicazioni necessarie al titolare dell'impianto in fase di richiesta di connessione. I relativi requisiti saranno formalizzati nel regolamento d'esercizio del sistema HVDC.

Punto 11.4

Il pertinente TSO può specificare una riduzione della produzione massima ammissibile di potenza attiva rispetto al suo punto di funzionamento se la frequenza del sistema scende al di sotto di 49 Hz.

Punto 11.4.BIS

Con riferimento all'articolo 11.4 si applica quanto segue:

Non è ammessa una riduzione della produzione massima, intesa come riduzione del transito nel collegamento HVDC, al di sotto di 49 Hz.

Articolo 12 – Capacità di resistere alla derivata di frequenza

Un sistema HVDC è in grado di restare connesso alla rete e di funzionare con una derivata della frequenza di rete compresa tra $- 2,5$ e $+ 2,5$ Hz/s (misurata in qualsiasi momento come media della derivata di frequenza per il precedente secondo).

Articolo 13 – Capacità di regolazione della potenza attiva, intervallo di regolazione e pendenza della rampa di risposta

Punto 13.1

Per quanto riguarda la capacità di controllare la potenza attiva trasmessa:

- a) *un sistema HVDC è in grado di regolare la potenza attiva trasmessa fino alla sua potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC in ciascuna direzione, a seguito di un'istruzione ricevuta dal pertinente TSO.*

Il pertinente TSO:

- i) *può specificare la dimensione massima e quella minima del gradino di risposta per la regolazione della potenza attiva trasmessa;*
- ii) *può specificare una potenza attiva minima di trasmissione dell'HVDC per ciascuna direzione, al di sotto della quale la capacità di trasmissione della potenza attiva non è richiesta e*
- iii) *specifica il ritardo massimo entro il quale il sistema HVDC è in grado di regolare la potenza attiva trasmessa quando riceve la richiesta dal pertinente TSO.*
- b) *Il pertinente TSO specifica come un sistema HVDC è in grado di modificare l'alimentazione di potenza attiva trasmessa in caso di disturbi in una o più reti c.a. a cui è connesso. Laddove il ritardo iniziale prima dell'inizio della modifica sia superiore a 10 millisecondi dal ricevimento del segnale di attivazione inviato dal pertinente TSO, il titolare del sistema HVDC fornisce una valida giustificazione al pertinente TSO.*
- c) *Il pertinente TSO può esigere che un sistema HVDC supporti l'inversione rapida della potenza attiva. L'inversione della potenza è possibile dalla potenza attiva massima di trasmissione in una direzione alla potenza attiva massima di trasmissione nell'altra direzione, alla velocità massima consentita dalle caratteristiche tecniche; se l'intervallo di tempo è superiore ai 2 secondi, il titolare del sistema HVDC fornisce una valida giustificazione al pertinente TSO.*
- d) *I sistemi HVDC che collegano varie aree di controllo o aree sincrone sono dotati di funzioni di controllo che consentono ai pertinenti TSO di modificare la potenza attiva trasmessa ai fini del bilanciamento transfrontaliero.*

Punto 13.1.BIS

Con riferimento all'articolo 13(1)(a)(i), si applica quanto segue:

Terna fornirà eventuali indicazioni al titolare dell'impianto in fase di richiesta di connessione. I relativi requisiti saranno formalizzati nel regolamento d'esercizio del sistema HVDC.

Punto 13.1.TER

Con riferimento all'articolo 13(1)(a)(ii), si applica quanto segue:

Terna fornirà le necessarie indicazioni al titolare dell'impianto in fase di richiesta di connessione. I relativi requisiti saranno formalizzati nel regolamento d'esercizio del sistema HVDC.

Punto 13.1.QUATER

Con riferimento all'articolo 13(1)(a)(iii), si applica quanto segue:

Il ritardo massimo è il tempo entro il quale il sistema inizia la variazione della potenza attiva trasmessa in seguito alla modifica del setpoint richiesta da parte di Terna in condizioni di normale esercizio. Questo ritardo deve essere il più breve possibile in accordo con la tecnologia e comunque non superiore a 100 ms.

Punto 13.1.QUINQUES

Con riferimento all'articolo 13(1)(a), si applica quanto segue:

Terna può richiedere che il collegamento HVDC sia costruito in modo che sia sovraccaricabile.

La capacità di sovraccaricabilità è indicata da Terna in fase di richiesta di connessione e formalizzata nel regolamento d'esercizio del sistema HVDC.

Punto 13.1.SEXIES

Con riferimento all'articolo 13(1)(b), si applica quanto segue:

La modifica dell'alimentazione di potenza attiva trasmessa in caso di disturbi è attuata tramite comando attraverso l'Unità Periferica di Difesa e Monitoraggio, secondo quanto previsto al punto 51.3.BIS.

Terna fornirà le necessarie indicazioni relativa alla modifica di alimentazione al titolare dell'impianto in fase di richiesta di connessione, i cui requisiti saranno formalizzati nel regolamento d'esercizio del sistema HVDC.

Punto 13.1.SEPTIES

Con riferimento all'articolo 13(1)(c), si applica quanto segue:

Tale requisito deve essere sempre previsto in tutti i collegamenti HVDC, salvo eccezioni definite da Terna in fase di richiesta di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio. Il numero massimo di inversioni rapide, le logiche e le condizioni di attivazione saranno specificate da Terna nelle suddette fasi.

Punto 13.2

Un sistema HVDC è in grado di regolare la pendenza della rampa di risposta alle variazioni di potenza attiva all'interno dei limiti tecnici di capability secondo le istruzioni inviate dai pertinenti TSO. In caso di modifica della potenza attiva conformemente al paragrafo 1, lettere b) e c), non vi è alcuna regolazione della pendenza della rampa di risposta.

Punto 13.3

Se specificato dal pertinente TSO, in coordinamento con i TSO limitrofi, le funzioni di controllo di un sistema HVDC consentono di eseguire azioni correttive automatiche che comprendono, tra l'altro, l'arresto della rampa e il blocco delle modalità FSM, LFSM-O e LFSM-U e del controllo di frequenza. I criteri di attivazione e di blocco sono specificati dal pertinente TSO e comunicati all'autorità di regolamentazione. Le modalità di tale comunicazione sono determinate nel rispetto del quadro regolamentare nazionale applicabile.

Punto 13.3.BIS

Con riferimento all'articolo 13(3), si applica quanto segue:

I criteri di attivazione e di blocco saranno specificati per ogni singolo collegamento in fase di richiesta di connessione e riportati nel regolamento d'esercizio.

Articolo 14 – Inerzia sintetica

Punto 14.1

Se specificato da un pertinente TSO, un sistema HVDC è in grado di fornire inerzia sintetica in risposta alle variazioni di frequenza, attivata per regimi di frequenze bassi e/o elevati mediante una rapida regolazione della potenza attiva immessa o assorbita dalla rete c.a. al fine di limitare la derivata di frequenza. Il requisito tiene conto almeno dei risultati degli studi effettuati dai TSO per accertare l'eventuale necessità di stabilire l'inerzia minima.

Punto 14.1.BIS

Con riferimento all'articolo 14(1), si applica quanto segue:

Terna fornirà eventuali indicazioni al titolare dell'impianto in fase di richiesta di connessione. I relativi requisiti saranno formalizzati nel regolamento d'esercizio del sistema HVDC.

Punto 14.2

Il principio di questo sistema di controllo e i parametri associati relativi alle prestazioni sono concordati tra il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC.

Articolo 15 – Requisiti relativi alla modalità Frequency Sensitive Mode (FSM), alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode - Overfrequency (LFSM-O) e alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency (LFSM-U)

Punto 15

I requisiti che si applicano alla modalità Frequency Sensitive Mode (FSM), alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency (LFSM-O) e alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency (LFSM-U) sono riportati nell'allegato II.

Punto 15.BIS

Con riferimento all'articolo 15, si applica quanto segue:

Le logiche e le condizioni di attivazione delle suddette modalità saranno specificate da Terna in coordinamento con gli altri pertinenti TSO nella fase di richiesta di connessione e riportate nel Regolamento di esercizio.

Articolo 16 – Controllo della frequenza

Punto 16.1

Se specificato dal pertinente TSO, un sistema HVDC dispone di una modalità di controllo indipendente che consente di adattare la produzione di potenza attiva della stazione di conversione HVDC in base alle frequenze in tutti i punti di connessione del sistema HVDC, al fine di mantenere stabile la frequenza del sistema.

Punto 16.1.BIS

Con riferimento all'articolo 16(1), si applica quanto segue:

Terna fornirà eventuali indicazioni al titolare dell'impianto in fase di richiesta di connessione. I relativi requisiti saranno formalizzati nel regolamento d'esercizio del sistema HVDC.

Punto 16.2

Il pertinente TSO specifica il principio di funzionamento, i parametri associati relativi alle prestazioni e i criteri di attivazione del controllo della frequenza di cui al paragrafo 1.

Punto 16.2.BIS

Con riferimento all'articolo 16(2), si applica quanto segue:

Terna fornirà eventuali indicazioni al titolare dell'impianto in fase di richiesta di connessione. I relativi requisiti saranno formalizzati nel regolamento d'esercizio del sistema HVDC.

Articolo 17 – Perdita massima di potenza attiva

Punto 17.1

Un sistema HVDC è configurato in modo tale che la perdita di potenza attiva in immissione in un'area sincrona è limitata a un valore specificato dai pertinenti TSO per la rispettiva area di controllo frequenza/domanda, in base all'impatto del sistema HVDC sul sistema elettrico.

Punto 17.1.BIS

Con riferimento all'articolo 17(1), si applica quanto segue:

Il valore della perdita massima di potenza attiva verrà determinata in base:

- ai limiti di stabilità del sistema elettrico a fronte di una singola contingenza che coinvolge il sistema HVDC;
- ai punti di connessione del sistema HVDC al sistema elettrico.

Tale valore verrà comunicato al titolare del sistema HVDC durante la fase di richiesta di connessione e riportato nel regolamento d'esercizio del sistema HVDC.

Punto 17.2

Se un sistema HVDC connette due o più aree di controllo, i pertinenti TSO si consultano al fine di fissare un valore coordinato per la perdita massima relativa alla potenza attiva in immissione di cui al paragrafo 1, tenendo conto dei guasti aventi cause comuni.

CAPO 2 Requisiti per il controllo della potenza reattiva e il supporto della tensione

Articolo 18 – Intervalli dei valori di tensione

Punto 18.1

Fatto salvo l'articolo 25, una stazione di conversione HVDC è in grado di restare connessa alla rete e di funzionare alla corrente massima del sistema HVDC, entro gli intervalli di tensione di rete nel punto di connessione, espressi come rapporto tra tensione nel punto di connessione e tensione di riferimento di 1 p.u., e per gli intervalli di tempo specificati nelle tabelle 4 e 5 dell'allegato III. La determinazione della tensione di riferimento di 1 p.u. è oggetto di coordinamento tra i gestori di sistema pertinenti limitrofi.

Punto 18.1.BIS

Con riferimento all'articolo 18(1), si applica quanto segue:

I valori della tensione di riferimento sono i seguenti:

Tensione Nominale (kV)	Valore di riferimento = 1 p.u. (kV)
380	400
220	220
150	150
132	132 ⁵
132	120 ⁶

Eventuali modifiche di tali valori saranno definite in fase di richiesta di connessione e riportate nel regolamento d'esercizio del sistema HVDC.

Punto 18.2

Il titolare del sistema HVDC e il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, possono concordare intervalli dei valori di tensione più ampi o tempi di funzionamento minimi più lunghi rispetto a quelli specificati al paragrafo 1 al fine di garantire l'uso migliore delle capacità tecniche di un sistema HVDC, ove necessario per preservare o ripristinare la sicurezza del sistema. Se gli intervalli dei valori di tensione più ampi o i tempi di funzionamento minimi più lunghi sono possibili sul piano economico e tecnico, il titolare del sistema HVDC non si oppone senza motivo.

⁵ Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna, Toscana

⁶ Marche, Umbria, Lazio (Piccola porzione), Abruzzo (Piccola porzione)

Punto 18.2.BIS

Con riferimento all'articolo 18(2), si applica quanto segue:

Qualora le caratteristiche costruttive lo consentano, il titolare del sistema HVDC deve dichiarare eventuali limiti di tensione o tempi di funzionamento più ampi, il cui utilizzo sarà concordato con Terna in fase di richiesta di connessione e definito nel regolamento d'esercizio.

Punto 18.3

Una stazione di conversione HVDC è in grado di disconnettersi automaticamente alle tensioni dei punti di connessione specificate dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. I termini e le condizioni per la disconnessione automatica sono concordati tra il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, e il titolare del sistema HVDC.

Punto 18.3.BIS

Con riferimento all'articolo 18(3), si applica quanto segue:

Terna fornirà i valori di tensione e i termini e le condizioni per la disconnessione automatica al titolare dell'impianto in fase di richiesta di connessione, i quali saranno formalizzati nel regolamento d'esercizio del sistema HVDC. Tali valori dovranno garantire la protezione del collegamento HVDC ed il distacco dalla rete del collegamento in maniera tale da non escludere anticipatamente l'impianto in regime transitorio e con l'obiettivo di salvaguardare le esigenze di disponibilità della RTN.

Punto 18.4

Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con i pertinenti TSO, specifica i requisiti applicabili ai punti di connessione le cui tensioni di riferimento di 1 p.u. in c.a. non rientrano nell'ambito di applicazione dell'allegato III.

Punto 18.4.BIS

Con riferimento all'articolo 18(4), si applica quanto segue:

Tensione Nominale (kV)	Valore di riferimento = 1 p.u. (kV)	Range di funzionamento p.u.
70	70	±10%
66	66	±10%
60	60	±10%
50	50	±10%

Un sistema HVDC è in grado di funzionare illimitatamente con tensioni che si discostano dal valore di riferimento di 1 p.u. nei range di tensione indicati.

Punto 18.5

Fatte salve le disposizioni di cui al paragrafo 1, i pertinenti adiacenti, che le stazioni di conversione HVDC rimangano connesse alla rete a 400 kV negli intervalli di tensione e nei periodi di tempo che si applicano nell'area sincrona dell'Europa continentale.

Articolo 19 – Contributo del corto circuito durante i guasti

Punto 19.1

Se specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, un sistema HVDC ha la capacità di fornire corrente di guasto rapido in un punto di connessione in caso di guasti (trifase) simmetrici.

Punto 19.1.BIS

Con riferimento all'articolo 19(1), si applica quanto segue:

Tale requisito deve essere sempre previsto in tutti i collegamenti HVDC in cui le condizioni tecniche del collegamento lo consentano, salvo eccezioni definite da Terna in fase di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio. Le logiche e le condizioni di attivazione della fornitura di corrente di guasto rapido saranno specificate da Terna nelle suddette fasi.

Punto 19.2

Laddove a un sistema HVDC sia richiesta la capacità di cui al paragrafo 1, il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica quanto segue:

- a) come e quando determinare la presenza di una deviazione della tensione e la fine di tale deviazione;*
- b) le caratteristiche della corrente di guasto rapido;*
- c) i tempi e l'accuratezza della corrente di guasto rapido, che può includere diverse fasi.*

Punto 19.3

Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, può specificare un requisito per l'immissione di corrente asimmetrica in caso di guasti (monofase o bifase) asimmetrici.

Punto 19.3.BIS

Con riferimento all'articolo 19(3), si applica quanto segue:

Terna non richiede questo requisito. Eventuali eccezioni saranno richieste in fase di connessione e riportate nel regolamento d'esercizio.

Articolo 20 – Capability di potenza reattiva

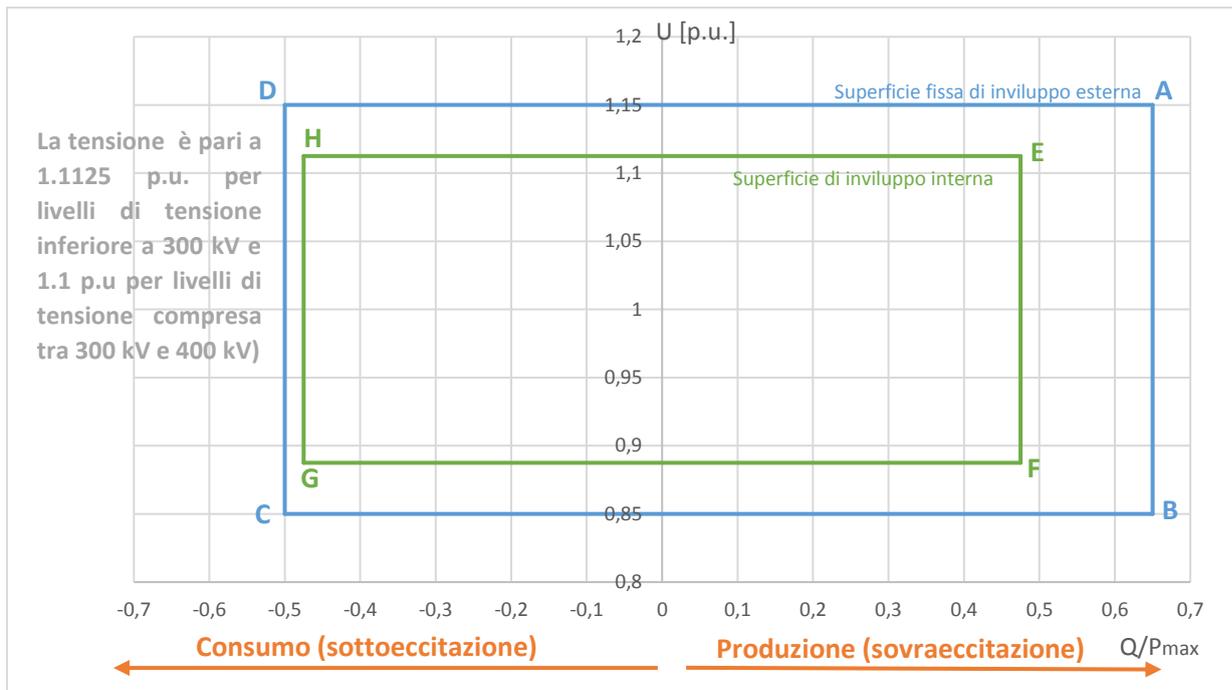
Punto 20.1

Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica i requisiti relativi alla capability di potenza reattiva ai punti di connessione in presenza di tensione variabile. La proposta relativa a tali requisiti include un profilo $U-Q/P_{max}$, entro i cui limiti la stazione di conversione HVDC è in grado di fornire potenza reattiva alla sua potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC.

Punto 20.1.BIS

Con riferimento all'articolo 20(1), si applica quanto segue:

Il profilo della capability della potenza reattiva è indicato dalla superficie di involucro interna nel seguente diagramma.



		Q/P _{max}	U [p.u.]
Superficie fissa di involucro esterna	A	0,65	1,15
	B	0,65	0,85
	C	-0,50	0,85
	D	-0,50	1,15
Superficie fissa di involucro interna (per livelli di tensione >= 110 kV e < 300)	E	0,475	1,1125
	F	0,475	0,8875
	G	-0,475	1,1125
	H	-0,475	0,8875

Superficie fissa di involuppo interna (per livelli di tensione \geq 300 kV e \leq 400 kV)	E	0.475	1.1
	F	0.475	0.8875
	G	-0.475	1.1
	H	-0.475	0.8875

Se le caratteristiche tecniche del collegamento consentono intervalli dei valori di Q/P_{max} più ampi sul piano tecnico, il titolare del sistema HVDC non si oppone alla fornitura di tale capacità alla rete.

Eventuali eccezioni al diagramma precedente saranno richieste in fase di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

Punto 20.2

Il profilo U-Q/P_{max} di cui al paragrafo 1 è conforme ai seguenti principi:

- a) *non supera la superficie di involuppo del profilo U-Q/P_{max}, rappresentata dalla superficie di involuppo interna di cui all'allegato IV, e non deve essere necessariamente rettangolare;*
- b) *le dimensioni della superficie di involuppo del profilo U-Q/P_{max} sono conformi ai valori stabiliti per ciascuna area sincrona nella tabella di cui all'allegato IV; e*
- c) *il contorno della sua superficie di involuppo è compresa entro i limiti rappresentati dalla superficie fissa di involuppo esterna raffigurata nell'allegato IV.*

Punto 20.3

Un sistema HVDC è in grado di passare a qualsiasi punto di funzionamento nel suo profilo U-Q/P_{max} nei tempi specificati dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.

Punto 20.3.BIS

Con riferimento all'articolo 20(3), si applica quanto segue:

Il tempo di spostamento da un punto all'altro della curva U-Q/P_{max} del sistema HVDC dipende dalla modalità e dalle caratteristiche di controllo di tutte le stazioni di conversione del sistema. Il tempo massimo dovrà quindi essere compatibile con quanto specificato all'art.22.

Punto 20.4

In condizioni di funzionamento che presentano una produzione di potenza attiva inferiore alla potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC ($P < P_{max}$), la stazione di conversione HVDC è in grado di funzionare in ogni possibile punto di funzionamento, secondo quanto specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO e in conformità alla capability di potenza reattiva del profilo U-Q/P_{max} di cui ai paragrafi da 1 a 3.

Punto 20.4.BIS

Con riferimento all'articolo 20(4), si applica quanto segue:

- a) Terna richiede che per qualsiasi valore di $P < P_{max}$, la capability del collegamento HVDC rispetti i valori indicati al punto 20.1.BIS. La potenza reattiva erogabile deve essere la massima possibile in qualsiasi punto di funzionamento, in accordo con i limiti tecnologici. Terna può specificare ulteriori vincoli allo scambio di potenza reattiva con la rete in funzione del punto di funzionamento in potenza attiva. Eventuali eccezioni saranno richieste in fase di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.
- b) Qualora la tecnologia lo permetta, le stazioni di conversione HVDC collegate alla RTN devono poter funzionare da STATCOM ovvero devono garantire la capability di potenza reattiva anche quando il link DC è fuori servizio.

Articolo 21 – Scambio di potenza reattiva con la rete

Punto 21.1

Il titolare del sistema HVDC fa in modo che la potenza reattiva della sua stazione di conversione HVDC scambiata con la rete nel punto di connessione sia limitata ai valori specificati dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.

Punto 21.1.BIS

Con riferimento all'articolo 21(1), si applica quanto segue:

La potenza reattiva che una stazione di conversione HVDC scambia effettivamente con la rete nel punto di connessione è una conseguenza della modalità di controllo della potenza reattiva implementata nella stazione di conversione HVDC (v. articolo 22) e nel rispetto dei limiti definiti dalla capability di potenza reattiva della stazione di conversione (v. articolo 20). Tuttavia, ci possono essere delle situazioni in cui lo scambio massimo di potenza reattiva deve essere ulteriormente limitato da Terna per esigenze di esercizio del sistema elettrico, per esempio (lista non esaustiva):

- portata in sicurezza N-1 e numero dei collegamenti disponibili;
- flussi di potenza in particolari situazioni di carico (punta invernale, estiva, notturna, minimo annuo, ecc.);
- mantenimento della sicurezza statica e dinamica d'esercizio;
- vincoli all'esercizio di elettrodotti imposti dalle amministrazioni competenti, noti alla stessa data;
- indisponibilità per lavori.

In tali casi, i valori massimi di potenza reattiva in prelievo e/o immissione saranno comunicati da Terna al titolare del sistema HVDC (attraverso i canali di comunicazione stabiliti e riportati nel Regolamento di Esercizio) e la stazione di conversione HVDC non dovrà scambiare potenza reattiva con la rete oltre i valori specificati.

Punto 21.2

La variazione della potenza reattiva conseguente al funzionamento della stazione di conversione HVDC in modalità di controllo della potenza reattiva, di cui all'articolo 22, paragrafo 1, non comporta un gradino di tensione al punto di connessione superiore al valore limite consentito. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica il valore massimo tollerabile del gradino di tensione.

Punto 21.2.BIS

Con riferimento all'articolo 21(2), si applica quanto segue:

- le massime variazioni di tensione (in aumento e in diminuzione) saranno comunicate di volta in volta da Terna in funzione delle esigenze di esercizio della rete, utilizzando i canali di comunicazione stabiliti e riportati nel Regolamento di Esercizio;
- qualora le variazioni di potenza reattiva dovessero provocare variazioni di tensione superiori ai limiti di tensione comunicati, il sistema di controllo della stazione di conversione HVDC dovrà limitare lo scambio di potenza reattiva per riportare la tensione nel punto di connessione della stazione di conversione all'interno dei limiti stabiliti.

Articolo 22 – Modalità di controllo della potenza reattiva

Punto 22.1

Una stazione di conversione HVDC è in grado di funzionare in una o più delle tre modalità di controllo indicate di seguito, secondo quanto specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO:

- a) modalità di controllo della tensione;*
- b) modalità di controllo della potenza reattiva;*
- c) modalità di controllo del fattore di potenza.*

Punto 22.1.BIS

Con riferimento all'articolo 22(1), si applica quanto segue:

La stazione di conversione deve implementare le tre modalità di controllo indicate. Durante la fase di connessione eventuali soluzioni diverse richieste dal titolare saranno valutate da Terna in funzione di:

- caratteristiche tecniche del sistema HVDC;
- caratteristiche della rete nel punto di connessione.

L'utilizzo di una di queste modalità di controllo concordate verrà comunicato da Terna di volta in volta in funzione delle esigenze di esercizio della rete. Le modalità di comunicazione verranno riportate nel Regolamento d'Esercizio.

Punto 22.1.TER

Con riferimento all'articolo 22(1), si applica quanto segue:

- la modalità di controllo della potenza reattiva corrisponde al controllo della potenza reattiva ad un valore fisso pari al valore di riferimento impostato;
- la modalità di controllo del fattore di potenza corrisponde al controllo del fattore di potenza ad un valore fisso pari al valore di riferimento impostato;

- la modalità di controllo della tensione corrisponde al controllo della potenza reattiva ad un valore di Q che dipende della tensione nel punto di connessione della stazione di conversione; la dipendenza della tensione, ovvero la curva $Q=f(V)$, è quella indicata al punto 22.3;
- lo scambio di potenza reattiva per effetto di una delle modalità di controllo sopra sarà in ogni modo limitato dal raggiungimento della capability di potenza reattiva della stazione di conversione HVDC, di cui all'articolo 20, oppure da ulteriori limiti di scambio di potenza reattiva con la rete, in applicazione dell'articolo 21.

Punto 22.1.QUATER

Con riferimento all'articolo 22(1), si applica quanto segue:

In caso di indisponibilità del sistema di supporto allo scambio di potenza reattiva del sistema HVDC, il sistema HVDC deve poter continuare ad operare senza interruzioni, limitando lo scambio di energia reattiva con la rete entro il valore specificato da Terna all'atto della richiesta di connessione e riportato nel regolamento di esercizio.

Punto 22.2

Una stazione di conversione HVDC è in grado di funzionare in ulteriori modalità di controllo specificate dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.

Punto 22.2.BIS

Con riferimento all'articolo 22(2), si applica quanto segue:

- Qualora, per comprovati limiti tecnologici, la stazione di conversione HVDC non fosse in grado di operare secondo le modalità di controllo indicate all'articolo 22.1, ed in assenza di criticità per il sistema elettrico, il titolare del sistema HVDC può concordare con Terna una modalità di controllo che consenta di limitare lo scambio di potenza reattiva con la rete entro valori concordati. Le caratteristiche di questa modalità di controllo saranno concordate tra il titolare del sistema HVDC e i pertinenti gestori di sistema coinvolti in fase di connessione.
- le stazioni di conversioni HVDC che non rientrano nella casistica del punto precedente, se richiesto da Terna, devono implementare ulteriori modalità di controllo, chiamate modalità RTS e RRT. Queste modalità di controllo corrispondono al controllo della tensione nel punto di connessione della stazione di conversione HVDC ad un valore fisso pari al valore di riferimento impostato nel sistema di controllo della stazione di conversione HVDC. Queste modalità di controllo sono equivalente alle modalità RTS e RRT dei gruppi di generazione descritte nell'allegato A.16 al Codice di Rete [8]; pertanto, si rimanda a questo documento, per le specifiche funzionali da utilizzare per l'implementazione della modalità RTS e RRT di una stazione di conversione HVDC.

Punto 22.3

In riferimento alla modalità di controllo della tensione, ogni stazione di conversione HVDC è in grado di contribuire al controllo della tensione al punto di connessione utilizzando le proprie capacità, nell'osservanza degli articoli 20 e 21 e in conformità alle seguenti caratteristiche di controllo:

- a) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica un setpoint di tensione al punto di connessione per la risposta di tensione, continua o a gradini, all'interno di un determinato range di esercizio;*
- b) il controllo della tensione può essere azionato con o senza una banda morta intorno al setpoint selezionabile in un intervallo compreso tra zero e ± 5 % della tensione di rete di riferimento di 1*

p.u.. La banda morta è regolabile a gradini, secondo quanto specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO;

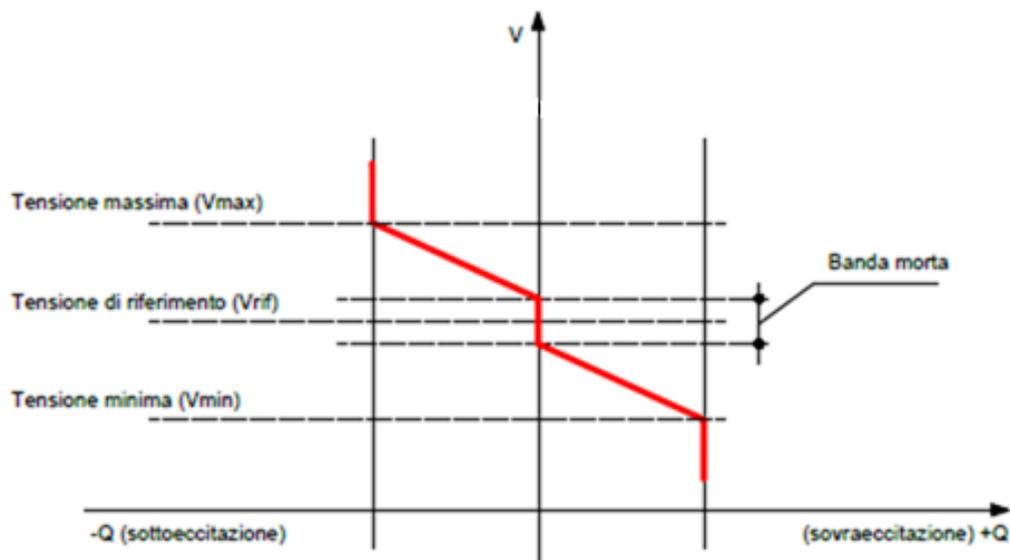
- c) a seguito di una variazione a gradino della tensione, la stazione di conversione HVDC è in grado di:
- raggiungere una variazione della produzione di potenza reattiva pari al 90 % entro un intervallo di tempo t_1 , specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO. L'intervallo di tempo t_1 è compreso tra 0,1 e 10 secondi; e
 - assestarsi sul valore specificato dalla pendenza di esercizio entro un intervallo di tempo t_2 , specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO. L'intervallo di tempo t_2 è compreso tra 1 e 60 secondi, con una tolleranza in stato stazionario specificata come percentuale della potenza reattiva massima;
- d) la modalità di controllo della tensione include la capacità di variare la produzione della potenza reattiva in base a una combinazione di una variazione di setpoint di tensione e un componente aggiuntivo della potenza reattiva risultante da un'istruzione. La pendenza è specificata mediante un intervallo e un gradino specificati dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.

Punto 22.3.BIS

Con riferimento all'articolo 22(3)(a), si applica quanto segue:

La risposta attesa del regolatore dovrà essere continua, all'interno degli intervalli massimi di tensione indicati nell'Allegato III.

La caratteristica di funzionamento del regolatore dovrà rispettare i parametri di seguito indicati:



- Tensione di riferimento (V_{rif}) regolabile almeno tra il 90% e il 110% della tensione nominale V_n
- Tensione massima (V_{max}) regolabile almeno tra il 100% e il 110% della V_{rif}
- Tensione minima (V_{min}) regolabile almeno tra il 90% e il 100% della V_{rif}
- Risoluzione pari al 0.1 kV.

- Q_{max} come definito nella caratteristica interna del diagramma riportato al punto 20.1.BIS o pari a valori interni alla caratteristica riportata nel diagramma comunicati in fase di esercizio da Terna.
- Velocità di rampa (kV/min) della modifica del valore di riferimento di tensione tarabile in un intervallo specificato da Terna.

Terna fornirà eventuali eccezioni al titolare dell'impianto in fase di richiesta di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

Punto 22.3.TER

Con riferimento all'articolo 22(3)(b), si applica quanto segue:

I gradini di regolazione della banda morta dovranno essere non superiori allo 0.1% della V_n.

Le specifiche di dettaglio riguardanti la regolazione della banda morta saranno definite in fase di richiesta di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

Punto 22.3.QUATER

Con riferimento all'articolo 22(3)(c), si applica quanto segue:

Il tempo t₁ è di norma definito pari ad un valore di 1 s.

Il tempo t₂ è di norma definito pari ad un valore di 5 s.

Terna fornirà eventuali eccezioni al titolare dell'impianto in fase di richiesta di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

Punto 22.3.QUINQUES

Con riferimento all'articolo 22(3)(d), si applica quanto segue:

Laddove la regolazione venga effettuata al punto di connessione non sono specificati ulteriori componenti aggiuntivi.

In alternativa i componenti aggiuntivi verranno definiti da Terna e comunicati al titolare del collegamento HVDC in fase di richiesta di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

Punto 22.4

Per quanto riguarda la modalità di controllo della potenza reattiva, il pertinente gestore di sistema specifica un intervallo della potenza reattiva in MVAR o come percentuale della potenza reattiva massima, nonché la corrispondente accuratezza al punto di connessione, utilizzando le capacità del sistema HVDC e nell'osservanza degli articoli 20 e 21.

Punto 22.4.BIS

Con riferimento all'articolo 22(4), si applica quanto segue:

Le caratteristiche del regolatore di potenza reattiva devono rispettare i parametri di seguito indicati:

- Valore di riferimento (Q_{rif}) regolabile tra il 100% di Q_{min} e il 100% di Q_{max} con un risoluzione di 1% o 1 MVARs

- Q min e Qmax che corrispondono ai valori limiti della capability della stazione di conversione HVDC (di cui all'articolo 20), eventualmente ridotta per rispettare ulteriori limiti posti dall'esercizio della rete, di cui all'articolo 21
- Velocità di rampa (in MVARs/s o %/s) della modifica del valore di riferimento tarabile in un intervallo specificato da Terna.
- Tempo di risposta del regolatore pari ad un valore di 5s.

Eventuali richieste diverse verranno fornite da Terna in fase di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

Punto 22.5

In relazione alla modalità di controllo del fattore di potenza, la stazione di conversione HVDC controlla il fattore di potenza regolandolo ad un valore-obiettivo al punto di connessione, fermo restando il disposto degli articoli 20 e 21. I setpoint sono disponibili in gradini non superiori al gradino massimo consentito specificato dal pertinente gestore di sistema.

Punto 22.5.BIS

Con riferimento all'articolo 22(5), si applica quanto segue:

Le caratteristiche del regolatore di potenza reattiva devono rispettare i parametri di seguito indicati:

- Valore di riferimento (cos fi rif) regolabile tra il 0 e 1 con un risoluzione di 0.01
- Velocità di rampa (in pu/s) della modifica del valore di riferimento tarabile in un intervallo specificato da Terna.
- Tempo di risposta del regolatore pari ad un valore di 5s.

Eventuali richieste diverse verranno fornite da Terna in fase di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

Punto 22.6

Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica tutte le apparecchiature necessarie per consentire la selezione remota delle modalità di controllo e dei setpoint corrispondenti.

Punto 22.6.BIS

Con riferimento all'articolo 22(6), si applica quanto segue:

Il collegamento in corrente continua dovrà supportare tutte le modalità di controllo e di gestione dei setpoint definiti da Terna ed essere integrato nel sistema di regolazione secondaria di tensione. In particolare, le apparecchiature di comunicazioni e i dati scambiati tra la stazione di conversione HVDC e i sistemi di Terna dovranno essere conformi a quanto previsto nell'Allegato A.16 al Codice di Rete [8].

Articolo 23 – Priorità al contributo della potenza attiva o al contributo della potenza reattiva

Punto 23

Tenendo conto delle capacità del sistema HVDC specificate a norma del presente regolamento, il pertinente TSO stabilisce se attribuire la priorità al contributo della potenza attiva o al contributo della potenza reattiva durante il funzionamento a bassa o ad alta tensione e durante i guasti per i quali è richiesta la fault-ride-through capability. Se si attribuisce la priorità al contributo della potenza attiva, si stabilisce che la potenza attiva deve essere fornita entro un intervallo di tempo dall'inizio del guasto specificato dal pertinente TSO.

Punto 23.BIS

Con riferimento all'articolo 23, si applica quanto segue:

- Il sistema di controllo deve attribuire la priorità alla fornitura della corrente di guasto rapido di cui all'art. 19, quando richiesta. Le condizioni verranno definite da Terna in fase di connessione e riportate nel Regolamento di esercizio.
- Eventuali limitazioni nel funzionamento durante il guasto dovute alle caratteristiche tecniche del collegamento saranno comunicate a Terna dal titolare del sistema HVDC, al fine di un eventuale adeguamento delle prescrizioni in fase di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

Articolo 24 – Qualità della potenza

Punto 24

Il titolare di un sistema HVDC fa in modo che la connessione del suo sistema alla rete non comporti un livello di distorsione o fluttuazione della tensione di alimentazione sulla rete, al punto di connessione, superiore al livello specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO. La procedura da seguire per la conduzione degli studi necessari e la comunicazione dei dati rilevanti da parte di tutti gli utenti della rete interessati, nonché per l'individuazione e l'attuazione delle misure di attenuazione, sono conformi alla procedura di cui all'articolo 29.

Punto 24.BIS

Con riferimento all'articolo 24, si applica quanto segue:

In condizioni normali di funzionamento della rete di trasmissione, la connessione di un sistema HVDC non deve causare un degrado delle prestazioni della rete di trasmissione nel punto di connessione oltre i seguenti livelli, comprensivi del contributo apportato dal nuovo impianto.

i) Principi generali

Le quote massime di emissione di disturbi accordate al singolo sistema HVDC, che si connetta alla RTN o che intenda apportare rilevanti modifiche ad un impianto già connesso, saranno fissate tenendo conto dei limiti di disturbo adottati in pianificazione, di valori prefissati della potenza di corto circuito nel nodo di connessione dichiarati al sistema HVDC nei siti di connessione in condizioni normali del SEN, delle emissioni degli altri impianti già allacciati alla medesima rete, dell'emissione trasferita dal resto della rete e delle emissioni future di nuovi impianti che hanno già iniziato l'iter di richiesta di connessione.

Nelle porzioni di rete dove i limiti di pianificazione sono già superati non è ammesso l'allacciamento di nuove stazioni di conversione HVDC, senza interventi tali da far rientrare i valori nei limiti.

La scelta della magliatura di rete non può essere condizionata dall'esigenza di ridurre i fenomeni di cui al presente articolo.

Per valutare l'impatto del nuovo sistema HVDC sulla RTN sono necessari i seguenti dati:

- a) i dati caratteristici del sistema HVDC;
- b) i parametri caratteristici della rete nel nodo di allacciamento;
- c) i limiti di emissione tipici di una stazione di conversione HVDC, in relazione alla taglia dichiarata dal titolare;
- d) le emissioni di una stazione di conversione HVDC, valutate da Terna supponendo il sistema stesso già connesso e tenendo conto del disturbo preesistente.

Nella valutazione dei limiti di emissione di una stazione di conversione HVDC si possono verificare le seguenti alternative:

- a) le emissioni della stazione di conversione HVDC non determinano un superamento dei valori di pianificazione del punto di connessione: il sistema può essere connesso;
- b) le emissioni della stazione di conversione HVDC determinano un superamento dei limiti di pianificazione del punto di connessione: la connessione è condizionata ad una ulteriore compensazione, tale da rientrare nei limiti di pianificazione, e comunque non superiore al 70%.

ii) Grado di dissimetria

Il grado di dissimetria della tensione, in assenza di interruzioni di fase, deve essere inferiore all'1% per le reti con tensione nominale inferiore od uguale a 150 kV ed inferiore allo 0.8% per le reti con tensione superiore od uguale a 220 kV. Il massimo valore di corrente di sequenza inversa che il sistema HVDC può immettere in rete è assegnato in accordo al rapporto tecnico IEC/TR 61000-3-13 [13]:

- nessuna prescrizione è assegnata per sistemi HVDC connessi in nodi con potenza di corto circuito maggiore od uguale a 500 volte la potenza massima del sistema HVDC;
- nel caso non sia verificata la condizione di cui al punto precedente, la massima corrente di sequenza inversa che può essere iniettata nel punto di connessione vale:

$$I_{2p.u.} = E_{ui} \cdot \frac{S_{cc}}{P_n}$$

essendo $I_{2p.u.}$ la massima corrente di sequenza inversa in p.u. della corrente nominale del sistema HVDC, E_{ui} il limite di emissione assegnato, S_{cc} la potenza minima di corto circuito trifase al nodo di connessione, P_n la potenza nominale del sistema HVDC.

Il parametro E_{ui} è calcolato da Terna in base alle caratteristiche della rete nel punto di connessione:

$$E_{ui} = \max \left[0.002, L \cdot \sqrt[1.4]{\frac{k_u E \cdot P_n}{S_t}} \right]$$

dove $k_u E$ è in genere pari a 0.7.

Il parametro L è pari a 0.008 per sistemi HVDC connessi alla rete a 220 kV o 380 kV e pari ad 0.01 per sistemi HVDC connessi a reti con tensione inferiore od uguale a 150 kV.

Il parametro S_t è pari a:

- 50 MVA per reti con tensione nominale inferiore a 110 kV;
- 225 MVA per reti con tensione superiore od uguale a 110 kV ed inferiore a 220 kV;

- 350 MVA per reti con tensione nominale di 220 kV;
- 1000 MVA per reti con tensione nominale di 380 kV.

iii) Distorsione della tensione

Le emissioni di armoniche di una stazione di conversione HVDC devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale (THDV) della tensione (calcolato fino alla 50-esima armonica) nel Punto di Connessione del sistema HVDC non superi i seguenti valori, in accordo alla norma IEEE 519-2014 [14]:

- THDV \leq 2,5% per le reti a tensione nominale inferiore a 220 kV;
- THDV \leq 1,5% per le reti con tensione nominale superiore od uguale a 220 kV.

iv) Distorsione della corrente

Le emissioni di armoniche di una stazione di conversione HVDC devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale della corrente (THDI), calcolato fino alla 50-esima armonica e considerando come base la corrente nominale del sistema HVDC nel Punto di Connessione del sistema HVDC non superi i valori indicati nelle Tabelle ⁽⁷⁾ di seguito riportate, in relazione al livello di tensione e in accordo alla norma IEEE 519-2014 [14].

Ordine armonico ⁽⁸⁾						
I_{cc}/I_L ⁽⁹⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _i
<20	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4
50<100	5	2.25	2	0.75	0.35	6
100<1000	6	2.75	2.5	1	0.5	7.5
≥ 1000	7.5	3.5	3	1.25	0.7	10
Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ⁽¹⁰⁾						

Tabella 24.1: Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale inferiore o uguale a 110 kV

Ordine armonico ⁽⁵⁾						
I_{cc}/I_L ⁽⁶⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _i
<25	1	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
25<50	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75
Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ⁽⁷⁾						

⁷ Le Tabelle sono applicabili alle armoniche di corrente le cui frequenze sono multipli interi della frequenza fondamentale (50 Hz).

⁸ Non è ammessa la presenza di una componente continua di corrente.

⁹ I_{cc} è la massima corrente di corto-circuito nel Punto di Connessione del sistema HVDC.

¹⁰ I_L è la corrente nominale del sistema HVDC connesso nel Punto di Connessione.

Tabella 24.2: Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale maggiore a 110 kV

v) Effetto flicker

L'indice di severità del flicker a breve termine (P_{st}) e a lungo termine (P_{lt}) devono essere contenuti entro le seguenti soglie:

Livello di tensione (kV)	P_{st}	P_{lt}
220 – 380	0,70	0,50
132 – 150	0,85	0,62

Tabella 24.3: Soglie per gli indici P_{st} e P_{lt} in funzione del livello di tensione

vi) Rapid Voltage Change

Le variazioni veloci della tensione indotte dalle variazioni della potenza scambiata con la rete non devono superare le soglie riportate nella tabella sotto:

Number of changes n	$\Delta U/U_N$ %	
	MV	HV/EHV
$n \leq 4$ per day	5-6	3-5
$n \leq 2$ per hour and > 4 per day	4	3
$2 < n \leq 10$ per hour	3	2,5

Tabella 1.4: Livello di planning delle RVC - IEC/TR 61000-3-7 [13]

CAPO 3 Requisiti per la fault-ride-through capability

Articolo 25 – Fault-ride-through capability

Punto 25.1

Il pertinente TSO specifica, conformemente alle disposizioni dell'articolo 18, un profilo tensione-tempo in linea con quello descritto nell'allegato V e che tenga conto del profilo tensione-tempo specificato per i parchi di generazione a norma del regolamento (UE) 2016/631. Questo profilo si applica in condizioni di guasto nei punti di connessione e descrive le condizioni in cui la stazione di conversione HVDC è in grado di restare connessa alla rete e di continuare a funzionare in modo stabile dopo l'eliminazione di un guasto del sistema elettrico. Il profilo tensione-tempo esprime il limite inferiore dell'andamento reale della tensione fase-fase rispetto alla tensione di rete nel punto di connessione durante un guasto simmetrico, in funzione del tempo prima, durante e dopo il guasto. Ogni periodo completo superiore a trec2 è specificato dal pertinente TSO e conforme all'articolo 18.

Punto 25.1.BIS

Con riferimento all'articolo 25(1), si applica quanto segue:

Nel Punto V.BIS del presente documento sono riportati i requisiti richiesti che consentono una stabilità del collegamento superiore a quella prevista per i parchi di generazione.

Punto 25.2

Su richiesta del titolare del sistema HVDC, il pertinente gestore di sistema fornisce le condizioni pre-guasto e post-guasto conformemente a quanto disposto dall'articolo 32 per quanto riguarda:

- a) la potenza di corto circuito minima pre-guasto in ciascun punto di connessione, espressa in MVA;*
- b) il punto di funzionamento pre-guasto della stazione di conversione HVDC espresso come valore di produzione di potenza attiva e di potenza reattiva nel punto di connessione e tensione nel punto di connessione; e*
- c) la potenza di corto circuito minima post-guasto in ciascun punto di connessione, espressa in MVA.*

In alternativa, il pertinente gestore di sistema può fornire valori generici per le suddette condizioni derivati da casi tipici.

Punto 25.2.BIS

Con riferimento all'articolo 25(2), si applica quanto segue:

Terna rende disponibili sul proprio sito internet, nella sezione Qualità del servizio di Trasmissione, i valori minimi e massimi della potenza convenzionale di corto circuito per ciascun sito di connessione, aggiornati annualmente. I criteri per la determinazione di questi valori sono conformi alle norme tecniche vigenti e riportati al §11.8 e nell'allegato A.8 del Codice di Rete [5].

Punto 25.3

La stazione di conversione HVDC è in grado di restare connessa alla rete e di continuare a funzionare in modo stabile quando l'andamento reale della tensione fase-fase rispetto alla tensione di rete nel punto di connessione durante un guasto simmetrico, date le condizioni pre-guasto e post-guasto di cui all'articolo 32, resta al di sopra del limite inferiore indicato nella figura dell'allegato V, a meno che lo schema di protezione per i guasti interni non richieda la disconnessione della stazione di conversione HVDC dalla rete. Gli schemi e le impostazioni di protezione per i guasti interni sono tali da non compromettere le prestazioni di fault-ride-through.

Punto 25.3.BIS

Con riferimento all'articolo 25(3), si applica quanto segue:

Eventuali limitazioni nel funzionamento dovute alle caratteristiche tecniche del collegamento saranno comunicate a Terna dal titolare del sistema HVDC, al fine di un eventuale adeguamento delle prescrizioni in fase di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

Punto 25.4

Il pertinente TSO può specificare valori di tensione (Ublock) ai punti di connessione in determinate condizioni della rete in cui è accettabile il blocco del sistema HVDC. Una condizione di blocco è quella in cui viene mantenuta la connessione alla rete senza il contributo della potenza attiva e reattiva per l'intervallo di tempo

più breve consentito dalle caratteristiche tecniche e concordato tra i pertinenti TSO e il titolare del sistema HVDC.

Punto 25.5

Conformemente all'articolo 34, la protezione in sottotensione è impostata dal titolare del sistema HVDC in funzione dei limiti tecnici di capability più ampi possibili della stazione di conversione HVDC. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, può specificare impostazioni più restrittive a norma dell'articolo 34.

Punto 25.6

Il pertinente TSO specifica la fault-ride-through capability in caso di guasti asimmetrici.

Punto 25.6.BIS

Con riferimento all'articolo 25(6), si applica quanto segue:

La logica di funzionamento deve essere del tipo "1 su 3", ossia è sufficiente che sia rilevato l'abbassamento di una sola delle tre tensioni di fase per garantire il comportamento previsto dalla curva della figura 6 nel punto V.BIS e lo scambio di potenza prescritto dagli articoli 25.1, 25.2 e 25.3.

Articolo 26 – Ripristino della potenza attiva dopo un guasto

Punto 26

Il pertinente TSO specifica l'ampiezza e il profilo temporale per il ripristino della potenza attiva che il sistema HVDC è in grado di fornire, conformemente all'articolo 25.

Punto 26.BIS

Con riferimento all'articolo 26, si applica quanto segue:

Al ristabilirsi delle normali condizioni di funzionamento il valore della potenza attiva immessa in rete dovrà tornare in un tempo non superiore a 200 ms al valore pre-guasto con una precisione di $\pm 10\%$.

Articolo 27 – Ripristino rapido dopo guasti lato c.c.

Punto 27

I sistemi HVDC, comprese le linee elettriche aeree c.c., sono in grado di effettuare un ripristino rapido dopo guasti transitori nel sistema HVDC. I dettagli di tale capacità sono soggetti a coordinamento e accordi sugli schemi e le impostazioni di protezione di cui all'articolo 34.

CAPO 4 Requisiti per il controllo

Articolo 28 – Energizzazione e sincronizzazione delle stazioni di conversione HVDC

Punto 28

Salvo diversamente disposto dal pertinente gestore di sistema, durante l'energizzazione di una stazione di conversione HVDC o la sua sincronizzazione con la rete c.a. o durante la connessione di una stazione di conversione HVDC energizzata a un sistema HVDC, la stazione di conversione HVDC ha la capacità di limitare eventuali variazioni della tensione a un livello in regime stazionario specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO. Il livello specificato non è superiore al 5 % della tensione di presincronizzazione. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica l'ampiezza, la durata e la finestra di misurazione massime dei transitori di tensione.

Punto 28.BIS

Con riferimento all'articolo 28, si applica quanto segue:

L'ampiezza, la durata e il campionamento di misurazione del transitorio di inserzione verranno definiti in fase di connessione e stesura del regolamento d'esercizio.

Articolo 29 – Interazione tra i sistemi HVDC o altri impianti e apparecchiature

Punto 29.1

Quando più stazioni di conversione HVDC o altri impianti e apparecchiature si trovano in stretta prossimità elettrica, il pertinente TSO può specificare la necessità di condurre uno studio, indicandone l'ambito e la portata, al fine di dimostrare che non si verificherà alcuna interazione negativa. Qualora venga ravvisata un'interazione negativa, gli studi individuano possibili azioni di attenuazione da mettere in atto per garantire la conformità ai requisiti del presente regolamento.

Punto 29.2

Gli studi sono condotti dal titolare del sistema HVDC connesso, con la partecipazione di tutte le altre parti che i TSO considerano pertinenti per ogni punto di connessione. Gli Stati membri possono disporre che la responsabilità di realizzare gli studi di cui al presente articolo incomba al TSO. Tutte le parti sono informate dei risultati degli studi.

Punto 29.3

Tutte le parti che i pertinenti TSO ritengono pertinenti per ciascun punto di connessione, compresi i pertinenti TSO, contribuiscono agli studi e forniscono tutti i dati e modelli pertinenti e modelli, nella misura ragionevolmente necessaria per conseguire gli obiettivi degli studi. Il pertinente TSO raccoglie questo contributo e, se del caso, lo trasmette alla parte responsabile degli studi, conformemente a quanto stabilito all'articolo 10.

Punto 29.4

Il pertinente TSO valuta i risultati degli studi rispetto all'ambito e alla portata degli stessi, specificati conformemente al paragrafo 1. Se necessario ai fini della valutazione, il pertinente TSO può richiedere al titolare del sistema HVDC di condurre ulteriori studi in linea con l'ambito e la portata degli stessi, specificati conformemente al paragrafo 1.

Punto 29.5

Il pertinente TSO può riesaminare o ripetere uno o più dei predetti studi. Il titolare del sistema HVDC fornisce al pertinente TSO tutti i dati e i modelli rilevanti che consentono la conduzione dello studio.

Punto 29.6

Le eventuali azioni di attenuazione necessarie individuate dagli studi condotti in conformità ai paragrafi da 2 a 5 e riesaminati dal pertinente TSO sono intraprese dal titolare del sistema HVDC nell'ambito della connessione della nuova stazione di conversione HVDC.

Punto 29.7

Il pertinente TSO può specificare livelli transitori di prestazioni associati agli eventi per il singolo sistema HVDC o collettivamente per tutti i sistemi HVDC interessati. Tale specifica può essere fornita al fine di proteggere l'integrità sia delle apparecchiature del TSO sia di quelle degli utenti della rete in conformità alle disposizioni nazionali.

Articolo 30 – Capacità di smorzamento delle oscillazioni di potenza

Punto 30

Il sistema HVDC è in grado di contribuire allo smorzamento delle oscillazioni di potenza nelle reti c.a. connesse. Il sistema di controllo del sistema HVDC non riduce lo smorzamento delle oscillazioni di potenza. Il pertinente TSO specifica un intervallo dei valori di frequenza delle oscillazioni che lo schema di controllo smorza positivamente e le relative condizioni della rete, tenendo conto almeno degli studi di valutazione della stabilità dinamica condotti dai TSO per individuare i limiti di stabilità e i potenziali problemi di stabilità nei rispettivi sistemi di trasmissione. La selezione delle impostazioni dei parametri di controllo è concordata tra il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC.

Punto 30.BIS

Con riferimento all'articolo 30, si applica quanto segue:

Le specifiche di dettaglio dei dispositivi POD e i relativi parametri di taratura saranno concordati durante la fase di connessione e riportati nel Regolamento d'Esercizio.

Articolo 31 – Capacità di smorzamento delle interazioni torsionali subsincrone

Punto 31.1

Per quanto riguarda il controllo dello smorzamento delle interazioni torsionali subsincrone, il sistema HVDC è in grado di contribuire allo smorzamento elettrico delle frequenze torsionali.

Punto 31.2

Il pertinente TSO specifica la necessaria portata degli studi sulle interazioni torsionali subsincrone e fornisce i parametri da utilizzare, nella misura in cui sono disponibili, in relazione alle apparecchiature e alle condizioni del sistema rilevanti nella sua rete. Gli studi sulle interazioni torsionali subsincrone sono forniti da titolare del sistema HVDC. Gli studi individuano le eventuali condizioni in cui si presentano le interazioni torsionali subsincrone e propongono l'eventuale procedura di attenuazione necessaria. Gli Stati membri possono disporre che la responsabilità di realizzare gli studi di cui al presente articolo incomba al TSO. Tutte le parti sono informate dei risultati degli studi.

Punto 31.2.BIS

Con riferimento all'articolo 31(2), si applica quanto segue:

Gli studi saranno richiesti se sono presenti centrali termiche molto prossime ad almeno una delle stazioni di conversione. In tal caso dovranno essere effettuati dei calcoli preliminari di corto circuito al fine di valutare i coefficienti di interazione (secondo norma IEC 60919-3:2009 [15]) per evidenziare possibili situazioni critiche. Qualora risultassero possibili criticità, devono essere effettuati studi dettagliati sulle risonanze sub-sincrone proponendo, se necessario, soluzioni per risolvere il problema.

I parametri per l'esecuzione degli studi richiesti saranno forniti al titolare del sistema HVDC in fase di richiesta di connessione.

Punto 31.3

Tutte le parti che i pertinenti TSO ritengono pertinenti per ciascun punto di connessione, compresi i pertinenti TSO, contribuiscono agli studi e forniscono tutti i dati e modelli pertinenti e modelli, nella misura ragionevolmente necessaria per conseguire gli obiettivi degli studi. Il pertinente TSO raccoglie questo contributo e, se del caso, lo trasmette alla parte responsabile degli studi, conformemente a quanto stabilito all'articolo 10.

Punto 31.4

Il pertinente TSO valuta i risultati degli studi sulle interazioni torsionali subsincrone. Se necessario ai fini della valutazione, il pertinente TSO può richiedere che il titolare del sistema HVDC conduca ulteriori studi sulle interazioni torsionali subsincrone, con lo stesso ambito e la stessa portata.

Punto 31.5

Il pertinente TSO può riesaminare o ripetere lo studio. Il titolare del sistema HVDC fornisce al pertinente TSO tutti i dati e i modelli rilevanti che consentono la conduzione dello studio.

Punto 31.6

Eventuali azioni di attenuazione necessarie individuate dagli studi condotti in conformità ai paragrafi 2 o 4 e riesaminati dai pertinenti TSO sono intraprese dal titolare del sistema HVDC nell'ambito della connessione della nuova stazione di conversione HVDC.

Articolo 32 – Caratteristiche della rete

Punto 32.1

Il pertinente gestore di sistema specifica e rende pubblici il metodo e le condizioni pre-guasto e post-guasto per il calcolo almeno della potenza di corto circuito minima e massima ai punti di connessione.

Punto 32.1.BIS

Con riferimento all'articolo 32(1), si applica quanto segue:

I criteri per la determinazione dei valori minimo e massimo di corrente di corto circuito trifase convenzionale, in conformità con le norme tecniche vigenti, sono riportati nell'Allegato A.8 al Codice di Rete [5].

Punto 32.2

Il sistema HVDC è in grado di funzionare entro l'intervallo di potenza di corto circuito e con le caratteristiche della rete specificate dal pertinente gestore di sistema.

Punto 32.2.BIS

Con riferimento all'articolo 32(2), si applica quanto segue:

- a) Terna rende disponibili sul proprio sito internet, nella sezione Qualità del servizio di Trasmissione, i valori minimi e massimi della potenza convenzionale di corto circuito per ciascun sito di connessione, aggiornati annualmente.
- b) Ulteriori dettagli sono richiesti in fase di connessione e riportati nel Regolamento di esercizio.
- c) Tutti gli apparati e tutti i circuiti, primari e secondari, devono presentare caratteristiche di funzionamento e sovraccaricabilità, permanente e transitoria (per almeno 1 s), corrispondenti alle caratteristiche nominali e alle correnti massime di corto circuito della RTN nei siti di connessione.
- d) Il potere di interruzione degli interruttori dovrà essere almeno pari al 110 % della corrente di corto circuito massima.

Ai fini del dimensionamento delle apparecchiature, per le reti di trasmissione comprese tra il livello di tensione di 132 kV e 400 kV, in accordo a quanto previsto al §7.1 dell'Allegato A.8 al Codice di Rete [5], i valori della corrente di corto circuito massima, sono i seguenti:

- 50 kA o 63 kA per il 380 kV;
- 31,5 kA o 40 kA o 50 kA per il 220 kV;
- 31,5 kA o 40 kA per il 132-150 kV.

Per le reti di trasmissione con livello di tensione minore di 132 kV, i valori della corrente di corto circuito massima, sono i seguenti:

- 20 kA o 31,5 kA o 40 kA

Punto 32.3

Ogni pertinente gestore di sistema fornisce al titolare del sistema HVDC gli equivalenti di rete che descrivono il comportamento della rete nel punto di connessione e consentono ai titolari del sistema HVDC di progettare il proprio sistema con riguardo almeno, ma non esclusivamente, alle armoniche e alla stabilità dinamica per tutta la durata di vita del sistema HVDC.

Articolo 33 – Robustezza del sistema HVDC

Punto 33.1

Il sistema HVDC è in grado di trovare punti di funzionamento stabili con una variazione minima del flusso di potenza attiva e del livello di tensione, durante e dopo qualsiasi modifica pianificata o non pianificata nel sistema HVDC o nella rete c.a. alla quale è connesso. Il pertinente TSO specifica le modifiche nelle condizioni del sistema per le quali i sistemi HVDC mantengono un funzionamento stabile.

Punto 33.1.BIS

Con riferimento all'articolo 33(1), si applica quanto segue:

Si riporta a titolo esemplificativo l'elenco delle condizioni minime del sistema in cui deve essere verificata la stabilità del collegamento:

- apertura e chiusura di elementi di rete limitrofi al collegamento;
- energizzazione e scatto dei filtri;
- energizzazione dei trasformatori in prossimità della stazione o di un altro polo dello stesso collegamento;
- variazione in sovra e sottotensione dovuta ai guasti;
- perdita di porzioni di rete;
- guasti longitudinali in rete.

Le informazioni di dettaglio verranno fornite da Terna in fase di richiesta di connessione.

Punto 33.2

Il titolare del sistema HVDC fa in modo che lo scatto o la disconnessione di una stazione di conversione HVDC, componente di qualsiasi sistema HVDC integrato o multiterminale, non comporti transitori al punto di connessione al di sopra del limite specificato dal pertinente TSO.

Punto 33.2.BIS

Con riferimento all'articolo 33(2), si applica quanto segue:

Ferme restando le indicazioni riportate agli artt. 17, 21 e 24 del presente Regolamento, ulteriori disposizioni potranno essere fornite al titolare del collegamento HVDC in fase di richiesta di connessione e riportate nel regolamento d'esercizio.

Punto 33.3

Il sistema HVDC resiste ai guasti transitori sulle linee HVAC nella rete ad esso adiacente o limitrofa e non provoca la disconnessione dalla rete di alcuna apparecchiatura del sistema a causa delle richiuse automatiche delle linee nella rete.

Punto 33.4

Il titolare del sistema HVDC fornisce al pertinente gestore di sistema informazioni sulla resilienza del sistema HVDC in caso di disturbi sul sistema c.a..

CAPO 5 Requisiti per i dispositivi e le impostazioni di protezione

Articolo 34 – Schemi e impostazioni di protezione elettrica

Punto 34.1

Il pertinente gestore di sistema specifica, in coordinamento con il pertinente TSO, gli schemi e le impostazioni necessari per la protezione della rete, tenendo conto delle caratteristiche del sistema HVDC. Gli schemi di protezione pertinenti per il sistema HVDC e la rete e le impostazioni pertinenti per il sistema HVDC sono coordinati e concordati tra il pertinente gestore di sistema, il pertinente TSO e il titolare del

sistema HVDC. Gli schemi e le impostazioni di protezione per i guasti elettrici interni sono concepiti in modo da non compromettere le prestazioni del sistema HVDC previste dal presente regolamento.

Punto 34.1.BIS

Con riferimento all'articolo 34(1), si applica quanto segue:

Si precisa che il macchinario dell'impianto dell'Utente deve essere protetto contro sollecitazioni dovute a guasti non eliminati dalle protezioni della RTN o da queste non coperti.

Il sistema di protezione del sistema HVDC dovrà essere realizzato secondo i requisiti e criteri riportati

- al punto 3.BIS dell'allegato IX al presente regolamento HVDC per quanto riguarda i guasti interni al sistema HVDC;
- al punto 4.BIS dell'allegato IX al presente regolamento HVDC per quanto riguarda le protezioni di rete;
- al punto 5.BIS dell'allegato IX al presente regolamento HVDC per protezioni specifiche aggiuntive.

Punto 34.2

La protezione elettrica del sistema HVDC ha la precedenza rispetto ai controlli operativi, tenuto conto della sicurezza del sistema, della salute e della sicurezza del personale e dei cittadini e dell'attenuazione dei danni al sistema HVDC.

Punto 34.3

Qualsiasi modifica agli schemi di protezione o alle relative impostazioni che riguardi il sistema HVDC e la rete è concordata tra il pertinente gestore di sistema, il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC prima di essere attuata dal titolare del sistema HVDC.

Punto 34.3.BIS

Con riferimento all'articolo 34(3), si applica quanto segue:

Le procedure sulle modifiche ai sistemi di protezione e sulle modalità applicabili agli schemi di protezione sono specificate nel Regolamento di Esercizio.

Articolo 35 – Ordine di priorità della protezione e del controllo

Punto 35.1

Uno schema di controllo, specificato dal titolare del sistema HVDC e costituito da diverse modalità di controllo, comprese le impostazioni di parametri specifici, è coordinato e concordato tra il pertinente TSO, il pertinente gestore di sistema e il titolare del sistema HVDC.

Punto 35.2

Per quanto riguarda l'ordine di priorità della protezione e del controllo, il titolare del sistema HVDC organizza le proprie protezioni e i propri dispositivi di controllo in base al seguente ordine di priorità (decrescente), salvo diversamente specificato dai pertinenti TSO, in coordinamento con il pertinente gestore di sistema:

- a) *la protezione della rete e del sistema HVDC;*
- b) *il controllo della potenza attiva per l'assistenza di emergenza;*
- c) *l'inerzia sintetica, ove applicabile;*
- d) *le azioni correttive automatiche di cui all'articolo 13, paragrafo 3;*
- e) *la modalità LFSM;*
- f) *la modalità FSM e il controllo della frequenza e*
- g) *limitazione della rampa di potenza.*

Punto 35.2.BIS

Con riferimento all'articolo 35(2), si applica quanto segue:

Eventuali variazioni o integrazioni dell'ordine di priorità potranno essere fornite al titolare del collegamento HVDC in fase di richiesta di connessione e riportate nel Regolamento d'esercizio.

Articolo 36 – Modifiche alle impostazioni e agli schemi di protezione e di controllo

Punto 36.1

Se richiesto dal pertinente gestore di sistema o dal pertinente TSO e in conformità al paragrafo 3, i parametri delle diverse modalità di controllo e le impostazioni di protezione del sistema HVDC possono essere modificati nella stazione di conversione HVDC.

Punto 36.1.BIS

Con riferimento all'articolo 36(1), si applica quanto segue:

Si richiede per tutti i collegamenti HVDC la capacità di modificare i parametri delle modalità di controllo e le impostazioni di protezione del sistema HVDC nella stazione di conversione.

Eventuali variazioni dei parametri delle modalità di controllo o delle impostazioni di protezione del sistema HVDC verranno fornite al titolare del collegamento HVDC e riportate nel regolamento d'esercizio.

Punto 36.2

Qualsiasi modifica agli schemi o alle impostazioni dei parametri delle diverse modalità di controllo e della protezione del sistema HVDC, compresa la procedura da seguire, è coordinata e concordata tra il pertinente gestore di sistema, il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC.

Punto 36.3

Le modalità di controllo e i setpoint associati del sistema HVDC possono essere modificati a distanza, secondo quanto specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.

Punto 36.3.BIS

Con riferimento all'articolo 36(3), si applica quanto segue:

Si richiede per tutti i collegamenti HVDC la capacità di modificare le modalità di controllo e i setpoint associati del sistema HVDC a distanza.

La metodologia utilizzata per la richiesta di modifica della modalità di controllo o dei setpoint verrà definita in fase di richiesta di connessione e riportata nel regolamento d'esercizio.

CAPO 6 Requisiti per il ripristino del sistema elettrico

Articolo 37 – Black start

Punto 37.1

Il pertinente TSO può ottenere un'offerta per la capacità di black start dal titolare di un sistema HVDC.

Punto 37.1.BIS

Con riferimento all'articolo 37(1), si applica quanto segue:

La capacità di avviamento in black start è richiesta a tutti i collegamenti HVDC limitatamente alle loro caratteristiche funzionali.

Punto 37.2

Un sistema HVDC con capacità di black start è in grado, qualora una stazione di conversione sia sotto tensione, di mettere in tensione la sbarra della sottostazione c.a. alla quale è collegata un'altra stazione di conversione, entro un intervallo di tempo dall'arresto del sistema HVDC determinato dai pertinenti TSO. Il sistema HVDC è in grado di sincronizzarsi entro i limiti di frequenza di cui all'articolo 11 ed entro i limiti di tensione specificati dal pertinente TSO o previsti dall'articolo 18, ove applicabile. Ove necessario per ripristinare la sicurezza del sistema, il pertinente TSO può specificare intervalli di valori di frequenza e tensione più ampi.

Punto 37.2.BIS

Con riferimento all'articolo 37(2), si applica quanto segue:

L'intervallo di tempo tra l'arresto del sistema e il riavvio dello stesso sarà di norma non superiore a 15 minuti. Eventuali variazioni verranno fornite al titolare del collegamento HVDC in fase di richiesta di connessione e riportate nel Regolamento d'esercizio.

Punto 37.3

Il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC si accordano sulla capacità di black start e sulla relativa disponibilità, nonché sulla procedura operativa.

PARAGRAFO 3- Requisiti per i parchi di generazione connessi in corrente continua e le stazioni di conversione HVDC del terminale remoto (artt. 38-50 Regolamento HVDC)

CAPO 1 Requisiti per i parchi di generazione connessi in corrente continua

Articolo 38 – Ambito di applicazione

Punto 38

I requisiti applicabili ai parchi di generazione offshore a norma degli articoli da 13 a 22 del regolamento (UE) 2016/631 si applicano ai parchi di generazione connessi in c.c. soggetti ai requisiti specifici di cui agli articoli da 41 a 45 del presente regolamento. Detti requisiti si applicano ai punti di interfaccia HVDC dei parchi di generazione connessi in c.c. e ai sistemi HVDC. Ai parchi di generazione connessi in c.c. si applica la classificazione di cui all'articolo 5 del regolamento (UE) 2016/631.

Punto 38.BIS

Con riferimento all'articolo 38, si applica quanto segue:

Per i parchi di generazione offshore connessi in cc, al punto di interfaccia si applicano i seguenti requisiti del Regolamento UE 2016/631:

- i requisiti di stabilità di frequenza di cui all'articolo 13, paragrafi da 4 e 5, all'articolo 15, paragrafo 2 lettera g), e all'articolo 21, paragrafo 2;
- i requisiti di stabilità della tensione specificati all'articolo 20, paragrafo 2, lettere b) e c), nonché all'articolo 21, paragrafo 3;
- la capability della potenza reattiva alla potenza massima, specificata all'articolo 21, paragrafo 3, lettera b), fatta eccezione per la tabella 9; si applicano invece i requisiti della tabella 11;
- i requisiti di robustezza dei gruppi di generazione di cui all'articolo 15, paragrafo 4, e all'articolo 20, paragrafo 3;
- i requisiti di fault-ride-through capability di cui all'articolo 14, paragrafo 3, lettera a), e all'articolo 16, paragrafo 3, lettera a);
- i requisiti di ripristino del sistema di cui all'articolo 14, paragrafo 4, e all'articolo 15, paragrafo 5.

Articolo 39 – Requisiti relativi alla stabilità della frequenza

Punto 39.1

Per quanto riguarda la risposta in frequenza:

- a) un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di ricevere un segnale istantaneo da un punto di connessione nell'area sincrona a cui è fornita la risposta in frequenza e di elaborare tale segnale entro 0,1 secondi tra l'invio del segnale e il completamento della sua elaborazione per l'attivazione della risposta. La frequenza è misurata al punto di connessione dell'area sincrona a cui è fornita la risposta in frequenza;*

- b) *i parchi di generazione connessi in c.c. tramite sistemi HVDC connessi a più aree di controllo sono in grado di fornire il controllo della frequenza coordinato secondo quanto specificato dal pertinente TSO.*

Punto 39.1.BIS

Con riferimento all'articolo 39(1)(b), si applica quanto segue:

Terna fornirà al titolare del sistema HVDC prescrizioni di dettaglio in fase di richiesta di connessione e saranno riportate nel regolamento d'esercizio.

Punto 39.2

Per quanto riguarda gli intervalli dei valori di frequenza e la risposta in frequenza:

- a) *un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di restare connesso alla rete della stazione di conversione HVDC del terminale remoto e di funzionare entro gli intervalli di frequenza e gli intervalli di tempo specificati nell'allegato VI per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz. Qualora, previo accordo con il pertinente TSO, venga utilizzata una frequenza nominale diversa da 50 Hz, o una frequenza variabile di progetto, gli intervalli dei valori di frequenza e gli intervalli di tempo applicabili sono specificati dal pertinente TSO tenendo conto delle caratteristiche specifiche del sistema e dei requisiti riportati nell'allegato VI;*
- b) *il pertinente TSO e il titolare del parco di generazione connesso in c.c. possono concordare intervalli dei valori di frequenza più ampi o tempi di funzionamento minimi più lunghi al fine di assicurare l'uso migliore delle capacità tecniche di un parco di generazione connesso in c.c., ove necessario per preservare o ripristinare la sicurezza del sistema. Se gli intervalli dei valori di frequenza più ampi o i tempi di funzionamento minimi più lunghi sono possibili sul piano economico e tecnico, il titolare del parco di generazione connesso in c.c. non si oppone senza valido motivo;*
- c) *nel rispetto delle disposizioni di cui al paragrafo 2, lettera a), un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di disconnettersi automaticamente a determinate frequenze, ove specificato dal pertinente TSO. I termini e le condizioni per la disconnessione automatica sono concordati tra il pertinente TSO e il titolare del parco di generazione connesso in c.c..*

Punto 39.2.BIS

Con riferimento all'articolo 39(2)(a), si applica quanto segue:

Se utilizzata una frequenza nominale diversa da 50 Hz Terna definirà gli intervalli dei valori di frequenza e gli intervalli di tempo applicabili durante la fase di richiesta di connessione o stesura del regolamento di esercizio.

Punto 39.2.TER

Con riferimento all'articolo 39(2)(b), si applica quanto segue:

In analogia a quanto indicato nel Regolamento (UE) 2016/631 [3] al punto 13.1.BIS, nel range di frequenza tra 47.5 Hz e 51.5 Hz è richiesto il funzionamento in parallelo con la rete per un tempo illimitato.

Inoltre, qualora le caratteristiche costruttive lo consentano, il titolare del parco di generazione deve dichiarare eventuali limiti di frequenza o tempi di funzionamento più ampi, il cui utilizzo sarà concordato con Terna.

Punto 39.2.QUATER

Con riferimento all'articolo 39(2)(c), si applica quanto segue:

I termini e le condizioni della disconnessione automatica potranno essere definiti da Terna durante la fase di richiesta di connessione e formalizzati nel regolamento di esercizio.

Punto 39.3

Per quanto riguarda la capacità di resistere alla derivata di frequenza, un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di restare connesso alla rete della stazione di conversione HVDC del terminale remoto e di funzionare con una derivata della frequenza di rete fino a ± 2 Hz/s (misurata in qualsiasi momento come media della derivata di frequenza per il precedente secondo) nel punto di interfaccia HVDC del parco di generazione connesso in c.c. alla stazione di conversione HVDC del terminale remoto per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz.

Punto 39.4

I parchi di generazione connessi in c.c. supportano la modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency (LFSM-O), conformemente a quanto disposto dall'articolo 13, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2016/631, in caso di risposta a un segnale istantaneo, come specificato al paragrafo 1, per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz.

Punto 39.5

La capacità dei parchi di generazione connessi in c.c. di mantenere una potenza costante è determinata conformemente all'articolo 13, paragrafo 3, del regolamento (UE) 2016/631 per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz.

Punto 39.6

La capacità di regolazione della potenza attiva dei parchi di generazione connessi in c.c. è determinata conformemente all'articolo 15, paragrafo 2, lettera a), del regolamento (UE) 2016/631 per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz. Il controllo manuale è possibile nel caso in cui i dispositivi di controllo remoto automatico siano fuori servizio.

Punto 39.7

La capacità di supportare la modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency (LFSM-U) per un parco di generazione connesso in c.c. è determinata in conformità all'articolo 15, paragrafo 2, lettera c), del regolamento (UE) 2016/631, in caso di risposta a un segnale istantaneo, come specificato al paragrafo 1, per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz.

Punto 39.8

La capacità di supportare la modalità Frequency Sensitive Mode (FSM) per un parco di generazione connesso in c.c. è determinata in conformità all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d), del regolamento (UE) 2016/631, in caso di risposta a un segnale istantaneo, come specificato al paragrafo 1, per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz.

Punto 39.9

La capacità di ripristino della frequenza per un parco di generazione connesso in c.c. è determinata conformemente all'articolo 15, paragrafo 2, lettera e), del regolamento (UE) 2016/631 per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz.

Punto 39.10

Qualora, previo accordo con il pertinente TSO, venga utilizzata una frequenza nominale costante diversa da 50 Hz, una frequenza variabile di progetto o una tensione di sistema in corrente continua, il pertinente TSO specifica le capacità elencate ai paragrafi da 3 a 9 e i parametri ad esse associati.

Articolo 40 – Requisiti relativi alla potenza reattiva e alla tensione

Punto 40.1

Per quanto riguarda gli intervalli dei valori di tensione:

- a) *un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di restare connesso alla rete della stazione di conversione HVDC del terminale remoto e di funzionare entro gli intervalli di tensione (per unit) e per gli intervalli di tempo specificati nelle tabelle 9 e 10 dell'allegato VII. Gli intervalli dei valori di tensione e gli intervalli di tempo applicabili specificati sono selezionati sulla base della tensione di riferimento di 1 p.u.;*
- b) *il pertinente gestore di sistema, il pertinente TSO e il titolare del parco di generazione connesso in c.c. possono concordare intervalli dei valori di tensione più ampi o tempi di funzionamento minimi più lunghi al fine di assicurare l'uso migliore delle capacità tecniche di un parco di generazione connesso in c.c., ove necessario per preservare o ripristinare la sicurezza del sistema. Se gli intervalli dei valori di tensione più ampi o i tempi di funzionamento minimi più lunghi sono possibili sul piano economico e tecnico, il titolare del parco di generazione connesso in c.c. non si oppone senza valido motivo;*
- c) *Per i parchi di generazione connessi in c.c. che dispongono di un punto di interfaccia HVDC con la rete della stazione di conversione HVDC del terminale remoto, il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, può specificare i valori di tensione nel punto di interfaccia HVDC in presenza dei quali un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di disconnettersi automaticamente. I termini e le condizioni per la disconnessione automatica sono concordati tra il pertinente gestore di sistema, il pertinente TSO e il titolare del parco di generazione connesso in c.c.;*
- d) *per i punti di interfaccia HVDC che presentano tensioni c.a. che non rientrano nell'ambito di applicazione dell'allegato VII, il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica i requisiti applicabili al punto di connessione;*
- e) *qualora venga utilizzata una frequenza diversa dalla frequenza nominale di 50 Hz, previo accordo con il pertinente TSO, gli intervalli dei valori di tensione e gli intervalli di tempo specificati dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, sono proporzionati in riferimento ai valori di cui alle tabelle 9 e 10 dell'allegato VII.*

Punto 40.1.BIS

Con riferimento all'articolo 40(1)(a), si applica quanto segue:

- a) *Le stazioni di conversione HVDC del terminale remoto la cui tensione di base è compresa tra 110 kV e 300 kV devono essere in grado di funzionare in parallelo con la rete per almeno 60 minuti senza disconnettersi dalla rete, in caso di tensioni comprese tra 1,118 pu e 1,15 pu.*
- b) *Le stazioni di conversione HVDC del terminale remoto la cui tensione di base è compresa tra 300 kV e 400 kV devono essere in grado di funzionare in parallelo con la rete senza disconnettersi per un tempo illimitato quando la tensione nel punto di connessione è compresa*

nell'intervallo tra 1,05 pu e 1,10 pu e per almeno 60 minuti in caso di tensioni comprese tra 1,10 pu e 1,15 pu.

Punto 40.1.TER

Con riferimento all'articolo 40(1)(b) si applica quanto segue:

Qualora le caratteristiche costruttive lo consentano, il titolare del parco di generazione deve dichiarare eventuali limiti di tensione o tempi di funzionamento più ampi, il cui utilizzo sarà concordato Terna in fase di richiesta di connessione e definito nel regolamento d'esercizio.

Punto 40.1.QUATER

Con riferimento all'articolo 40(1)(c), si applica quanto segue:

I termini e le condizioni della disconnessione automatica potranno essere definiti da Terna durante la fase di richiesta di connessione e formalizzati nel regolamento di esercizio.

Punto 40.1.QUINQUIES

Con riferimento all'articolo 40(1)(d), si applica quanto segue:

Gli intervalli di tensione e i tempi minimi di funzionamento saranno definiti da Terna durante la fase di richiesta di connessione e formalizzati nel regolamento di esercizio.

Punto 40.1.SEXIES

Con riferimento all'articolo 40(1)(e), si applica quanto segue:

Se utilizzata una frequenza nominale diversa da 50 Hz Terna definirà gli intervalli dei valori di tensione e gli intervalli di tempo applicabili durante la fase di richiesta di connessione o stesura del regolamento di esercizio.

Punto 40.2

Per quanto riguarda la capability di potenza reattiva per i parchi di generazione connessi in c.c.:

- a) *se il titolare del parco di generazione connesso in c.c. giunge a un accordo bilaterale con i titolari dei sistemi HVDC che connettono il parco di generazione connesso in c.c. a un singolo punto di connessione di una rete c.a., tale parco soddisfa tutti i seguenti requisiti:*
 - i) *è in grado, con l'installazione di impianti, apparecchiature e/o software aggiuntivi, di fornire la capability di potenza reattiva prescritta dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, conformemente alla lettera b), e:*
 - *dispone della capability di potenza reattiva per alcune o tutte le apparecchiature, in conformità alla lettera b), già installate nell'ambito della connessione del parco di generazione connesso in c.c. alla rete c.a., al momento della connessione iniziale e della messa in esercizio; oppure*
 - *dimostra al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO, con cui in seguito giunge a un accordo al riguardo, come verrà fornita la capability di potenza reattiva quando il parco di generazione connesso in c.c. è connesso a più punti di connessione nella rete c.a. o quando alla rete c.a. della rete della stazione di conversione HVDC del terminale remoto è connesso un altro parco di generazione connesso in c.c. o un sistema HVDC avente un titolare diverso. Detto accordo include un contratto sottoscritto dal titolare del parco di*

generazione connesso in c.c. (o da qualsiasi titolare successivo), in base ai cui termini tale titolare finanzia e installa la capability di potenza reattiva prescritta dal presente articolo per i propri parchi di generazione nel momento specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO comunica al proprietario del parco di generazione connesso in c.c. la proposta di data di completamento di qualsiasi intervento commissionato che richiederà al titolare del parco di generazione connesso in c.c. l'installazione della piena capability di potenza reattiva;

- ii) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, tiene conto della pianificazione temporale per l'applicazione retroattiva della capability di potenza reattiva al parco di generazione connesso in c.c. nello specificare il momento entro il quale tale applicazione deve aver luogo. La pianificazione temporale è fornita dal titolare del parco di generazione connesso in c.c. al momento della connessione alla rete c.a..*
- b) I parchi di generazione connessi in c.c. soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla stabilità della tensione al momento della connessione o successivamente, secondo quanto stabilito nell'accordo di cui alla lettera a):*
- i) per quanto riguarda la capability di potenza reattiva alla potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC, i parchi di generazione connessi in c.c. soddisfano i requisiti relativi alla capability di potenza reattiva specificati dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, in presenza di tensione variabile. Il pertinente gestore di sistema specifica un profilo U-Q/Pmax che può assumere qualsiasi forma con intervalli, riportati nella tabella 11 dell'allegato VII, entro i quali il parco di generazione connesso in c.c. è in grado di fornire potenza reattiva alla sua potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, tiene conto dello sviluppo a lungo termine della rete nel determinare tali intervalli, nonché dei potenziali costi per i parchi di generazione associati alla capacità di fornire la produzione di potenza reattiva con valori di tensione elevati e il consumo di potenza reattiva con valori di tensione bassi. Se il piano decennale di sviluppo della rete elaborato in conformità all'articolo 8 del regolamento (CE) n. 714/2009 o un piano nazionale elaborato e approvato in conformità all'articolo 22 della direttiva 2009/72/CE specifica che un parco di generazione connesso in c.c. diventerà un parco connesso in c.a. all'area sincrona, il pertinente TSO può specificare che:*
- il parco di generazione connesso in c.c. è tenuto a disporre delle capacità prescritte dall'articolo 25, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2016/631 per l'area sincrona in questione al momento della connessione iniziale e della messa in esercizio del parco di generazione connesso in c.c. alla rete c.a., oppure*
 - il titolare del parco di generazione connesso in c.c. dimostra al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO, con cui in seguito giunge a un accordo al riguardo, come verrà fornita la capability di potenza reattiva prescritta dall'articolo 25, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2016/631 per l'area sincrona in questione nel caso in cui il parco di generazione connesso in c.c. diventi un parco connesso in c.a. all'area sincrona;*
- ii) per quanto riguarda la capability della potenza reattiva, il pertinente gestore di sistema può specificare una compensazione supplementare di potenza reattiva da fornire laddove il punto di connessione di un parco di generazione connesso in c.c. non si trovi né ai morsetti di alta tensione del trasformatore elevatore né ai morsetti dell'alternatore, qualora non sia presente un trasformatore elevatore. Tale potenza reattiva supplementare compensa lo scambio di potenza reattiva della linea o cavo ad alta tensione tra i morsetti di alta tensione del trasformatore elevatore del parco di generazione connesso in c.c. o i morsetti dell'alternatore, in assenza di trasformatore*

elevatore, e il punto di connessione ed è fornita dal titolare responsabile della linea o del cavo.

Punto 40.2.BIS

Con riferimento all'articolo 40(2)(b)(i), si applica quanto segue:

La capability di potenza reattiva dei parchi di generazione connessi in c.c. sarà definita in fase di connessione e riportata nel Regolamento d'Esercizio.

Punto 40.3

Per quanto riguarda la priorità da attribuire al contributo della potenza attiva o reattiva per i parchi di generazione connessi in c.c., il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO specifica se, durante i guasti per i quali è richiesta la fault-ride-through capability, ad avere la priorità è il contributo della potenza attiva o il contributo della potenza reattiva. Se si attribuisce la priorità al contributo della potenza attiva, si stabilisce che la potenza attiva deve essere fornita entro un intervallo di tempo dall'inizio del guasto specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.

Punto 40.3.BIS

Con riferimento all'articolo 40(3), si applica quanto segue:

La priorità sul contributo di potenza attiva o reattiva dei parchi di generazione connessi in c.c. sarà definita da Terna in fase di connessione e riportata nel Regolamento d'Esercizio.

Articolo 41 – Requisiti relativi al controllo

Punto 41.1

Durante la sincronizzazione di un parco di generazione connesso in c.c. con la rete c.a., il parco di generazione ha la capacità di limitare eventuali variazioni della tensione a un livello in regime stazionario specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Il livello specificato non è superiore al 5 % della tensione di presincronizzazione. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica l'ampiezza, la durata e la finestra di misurazione massime dei transitori di tensione.

Punto 41.1.BIS

Con riferimento all'articolo 41(1), si applica quanto segue:

I parametri relativi ad ampiezza, la durata e la finestra di misurazione verranno specificati durante la fase di connessione e riportati nel regolamento d'esercizio.

Punto 41.2

Il titolare del parco di generazione connesso in c.c. fornisce segnali in uscita secondo quanto specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.

Punto 41.2.BIS

Con riferimento all'articolo 41(2), si applica quanto segue:

I segnali in uscita da fornire verranno specificati durante la fase di connessione e riportati nel regolamento d'esercizio.

Articolo 42 – Caratteristiche della rete

Punto 42

Per quanto riguarda le caratteristiche della rete, ai parchi di generazione connessi in c.c. si applicano le seguenti condizioni:

- a) ciascun gestore di sistema pertinente specifica e rende pubblici il metodo e le condizioni pre-guasto e post-guasto per il calcolo della potenza di corto circuito minima e massima al punto di interfaccia HVDC;*
- b) il parco di generazione connesso in c.c. è in grado di funzionare in modo stabile entro la potenza di corto circuito minima e massima e con le caratteristiche di rete del punto di interfaccia HVDC specificate dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO;*
- c) ciascun pertinente gestore di sistema e ciascun titolare di sistema HVDC fornisce al titolare del parco di generazione connesso in c.c. gli equivalenti di rete rappresentativi del sistema, consentendo ai titolari dei parchi di generazione connessi in c.c. di progettare il proprio sistema con riguardo alle armoniche.*

Punto 42.BIS

Con riferimento all'articolo 42(a) e 42(b), si applica quanto segue:

Per quanto riguarda le condizioni pre-guasto e post-guasto e le caratteristiche della rete di Terna si fa riferimento a quanto riportato nell'art. 32 del presente documento. Negli altri casi, accordi di dettaglio verranno presi in fase di richiesta di connessione.

Articolo 43 – Requisiti relativi alla protezione

Punto 43.1

Gli schemi e le impostazioni di protezione elettrica dei parchi di generazione connessi in c.c. sono determinati in conformità all'articolo 14, paragrafo 5, lettera b), del regolamento (UE) 2016/631, dove la rete fa riferimento alla rete dell'area sincrona. Gli schemi di protezione sono progettati tenendo conto delle prestazioni del sistema, delle caratteristiche specifiche della rete e delle specifiche tecniche dei parchi di generazione e sono concordati con il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.

Punto 43.2

L'ordine di priorità della protezione e del controllo dei parchi di generazione connessi in c.c. è determinato in conformità all'articolo 14, paragrafo 5, lettera c), del regolamento (UE) 2016/631, dove la rete fa riferimento alla rete dell'area sincrona, e concordato con il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.

Articolo 44 – Qualità della potenza

Punto 44

I titolari dei parchi di generazione connessi in c.c. fanno in modo che la connessione del loro sistema alla rete non risulti in un livello di distorsione o fluttuazione della tensione di alimentazione sulla rete, al punto di connessione, superiore al livello specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Il necessario contributo degli utenti della rete agli studi associati, compreso, tra l'altro, il contributo dei parchi di generazione connessi in c.c. esistenti e dei sistemi HVDC esistenti, non viene rifiutato senza validi motivi. La procedura da seguire per la conduzione degli studi necessari e la comunicazione dei dati rilevanti da parte di tutti gli utenti della rete interessati, nonché per l'individuazione e l'attuazione delle misure di attenuazione, sono conformi alla procedura di cui all'articolo 29.

Punto 44.BIS

Con riferimento all'articolo 44, si applica quanto segue:

I parametri di qualità della potenza nel punto di interfaccia devono essere tali da consentire nel punto di connessione il rispetto dei requisiti di cui al punto 24.BIS del presente documento.

Articolo 45 – Requisiti generali di gestione del sistema applicabili ai parchi di generazione connessi in corrente continua

Per quanto riguarda i requisiti generali relativi alla gestione del sistema, l'articolo 14, paragrafo 5, l'articolo 15, paragrafo 6, e l'articolo 16, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2016/631 si applicano a qualsiasi parco di generazione connesso in c.c..

CAPO 2 Requisiti per le stazioni di conversione HVDC del terminale remoto

Articolo 46 – Ambito di applicazione

Alle stazioni di conversione HVDC del terminale remoto si applicano i requisiti di cui agli articoli da 11 a 39, subordinatamente ai requisiti specifici di cui agli articoli da 47 a 50.

Articolo 47 – Requisiti relativi alla stabilità della frequenza

Punto 47.1

Qualora, previo accordo con il pertinente TSO, nella rete di connessione dei parchi di generazione connessi in c.c. venga utilizzata una frequenza nominale diversa da 50 Hz, o una frequenza variabile di progetto, l'articolo 11 si applica alla stazione di conversione HVDC del terminale remoto con gli intervalli dei valori di frequenza e gli intervalli di tempo applicabili specificati dal pertinente TSO, tenendo conto delle caratteristiche specifiche del sistema e dei requisiti riportati nell'allegato I.

Punto 47.1.BIS

Con riferimento all'articolo 47(1), si applica quanto segue:

Se utilizzata una frequenza nominale diversa da 50 Hz Terna definirà gli intervalli dei valori di frequenza e gli intervalli di tempo applicabili durante la fase di richiesta di connessione o stesura del regolamento di esercizio.

Punto 47.2

Per quanto riguarda la risposta in frequenza, il titolare della stazione di conversione HVDC del terminale remoto e il titolare del parco di generazione connesso in c.c. concordano le modalità tecniche della comunicazione del segnale istantaneo in conformità all'articolo 39, paragrafo 1. Ove richiesto dal pertinente TSO, il sistema HVDC è in grado di fornire la frequenza di rete al punto di connessione come segnale. Per i sistemi HVDC che connettono parchi di generazione la regolazione della risposta frequenza/potenza attiva è limitata dalla capacità dei parchi di generazione connessi in c.c..

Articolo 48 – Requisiti relativi alla potenza reattiva e alla tensione

Punto 48.1

Per quanto riguarda gli intervalli dei valori di tensione:

- a) *una stazione di conversione HVDC del terminale remoto è in grado di restare connessa alla rete della stazione di conversione HVDC del terminale remoto e di funzionare entro gli intervalli di tensione (per unit) e per gli intervalli di tempo specificati nelle tabelle 12 e 13 dell'allegato VIII. Gli intervalli dei valori di tensione e gli intervalli di tempo applicabili specificati sono selezionati sulla base della tensione di riferimento di 1 p.u.;*
- b) *il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, e il titolare del parco di generazione connesso in c.c. possono concordare intervalli dei valori di tensione più ampi o tempi di funzionamento minimi più lunghi, in conformità all'articolo 40;*
- c) *per i punti di interfaccia HVDC con tensioni c.a. che non rientrano nell'ambito di applicazione di cui alle tabelle 12 e 13 dell'allegato VIII, il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica i requisiti applicabili ai punti di connessione;*
- d) *qualora venga utilizzata una frequenza diversa dalla frequenza nominale di 50 Hz, previo accordo con il pertinente TSO, gli intervalli dei valori di tensione e gli intervalli di tempo specificati dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, sono proporzionati in riferimento ai valori di cui all'allegato VIII.*

Punto 48.1.BIS

Con riferimento all'articolo 48(1)(a), si applica quanto segue:

- a) Le stazioni di conversione HVDC del terminale remoto la cui tensione di base è compresa tra 110 kV e 300 kV devono essere in grado di funzionare in parallelo con la rete per almeno 60 minuti senza disconnettersi dalla rete, in caso di tensioni comprese tra 1,118 pu e 1,15 pu.
- b) Le stazioni di conversione HVDC del terminale remoto la cui tensione di base è compresa tra 300 kV e 400 kV devono essere in grado di funzionare in parallelo con la rete senza disconnettersi per un tempo illimitato quando la tensione nel punto di connessione è compresa nell'intervallo tra 1,05 pu e 1,10 pu e per almeno 60 minuti in caso di tensioni comprese tra 1,10 pu e 1,15 pu.

Punto 48.1.TER

Con riferimento all'articolo 48(1)(b), si applica quanto segue:

Qualora le caratteristiche costruttive lo consentano, il titolare della stazione di conversione del terminale remoto deve dichiarare eventuali limiti di tensione o tempi di funzionamento più ampi, il cui utilizzo sarà concordato con Terna in fase di richiesta di connessione e definito nel regolamento d'esercizio.

Punto 48.1.QUATER

Con riferimento all'articolo 48(1)(c), si applica quanto segue:

Gli intervalli di tensione e i tempi minimi di funzionamento saranno definiti durante la fase di richiesta di connessione e formalizzati nel regolamento di esercizio.

Punto 48.1.QUINQUES

Con riferimento all'articolo 48(1)(d), si applica quanto segue:

Se utilizzata una frequenza nominale diversa da 50 Hz potranno essere definiti gli intervalli dei valori di tensione e gli intervalli di tempo applicabili durante la fase di richiesta di connessione o stesura del regolamento di esercizio.

Punto 48.2

Per quanto riguarda la capability di potenza reattiva, una stazione di conversione HVDC del terminale remoto soddisfa i seguenti requisiti in relazione alla stabilità della tensione ai punti di connessione:

- a) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica i requisiti relativi alla capability di potenza reattiva per vari livelli di tensione. A tal fine, il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica un profilo U-Q/Pmax che può assumere qualsiasi forma ed entro i cui limiti la stazione di conversione HVDC del terminale remoto è in grado di fornire potenza reattiva alla sua potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC;*
- b) il profilo U-Q/Pmax è specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Il profilo U-Q/Pmax è compreso nell'intervallo Q/Pmax e nell'intervallo dei valori della tensione di regime stazionario specificati nella tabella 14 dell'allegato VIII, e la posizione della superficie di involuppo del profilo U-Q/Pmax è compresa entro i limiti rappresentati dalla superficie fissa di involuppo esterna di cui all'allegato IV. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, tiene conto dello sviluppo a lungo termine della rete nel determinare tali intervalli.*

Punto 48.2.BIS

Con riferimento all'articolo 48(2), si applica quanto segue:

I requisiti relativi alla capability di potenza reattiva della stazione di conversione HVDC del terminale remoto saranno concordati in fase di richiesta di connessione e riportati nel Regolamento d'Esercizio.

Articolo 49 – Caratteristiche della rete

Punto 49

Per quanto riguarda le caratteristiche della rete, il titolare della stazione di conversione HVDC del terminale remoto fornisce i dati pertinenti a tutti i titolari dei parchi di generazione connessi in c.c., in conformità all'articolo 42.

Articolo 50 – Qualità della potenza

Punto 50

I titolari delle stazioni di conversione HVDC del terminale remoto fanno in modo che la propria connessione alla rete non comporti un livello di distorsione o fluttuazione della tensione di alimentazione sulla rete, al punto di connessione, superiore al livello assegnato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Il necessario contributo degli utenti della rete agli studi connessi non viene rifiutato senza validi motivi, compreso, tra l'altro, il contributo dei parchi di generazione connessi in c.c. esistenti e dei sistemi HVDC esistenti. La procedura da seguire per gli studi necessari che devono essere condotti e i dati rilevanti che devono essere forniti da tutti gli utenti della rete interessati, nonché per le azioni di attenuazione individuate e attuate, è conforme alla procedura di cui all'articolo 29.

Punto 50.BIS

Con riferimento all'articolo 50, si applica quanto segue:

I parametri di qualità della potenza nel punto di interfaccia devono essere tali da consentire nel punto di connessione il rispetto dei requisiti di cui al punto 24.BIS del presente documento.

PARAGRAFO 4 – Scambio di informazioni e coordinamento (artt. 51-54 Regolamento HVDC)

Articolo 51 – Esercizio dei sistemi HVDC

Punto 51.1

Per quanto riguarda la strumentazione di esercizio, ciascuna unità di conversione HVDC di un sistema HVDC è munita di un sistema di controllo automatico in grado di ricevere istruzioni dal pertinente gestore di sistema e dal pertinente TSO. Detto sistema di controllo automatico è in grado di gestire le unità di conversione HVDC del sistema HVDC in modo coordinato. Il pertinente gestore di sistema specifica la gerarchia del sistema di controllo automatico per ciascuna unità di conversione HVDC.

Punto 51.1.BIS

Con riferimento all'articolo 51(1), si applica quanto segue:

La gerarchia e la struttura del sistema di controllo automatico verrà definita in fase di richiesta di connessione e riportata nel regolamento d'esercizio del collegamento HVDC, conformemente a quanto riportato ai punti 1 e 2 dell'Allegato IX al presente documento.

Punto 51.2

Il sistema di controllo automatico del sistema HVDC di cui al paragrafo 1 è in grado di inviare i seguenti tipi di segnale al pertinente gestore di sistema:

- a) *segnali di funzionamento, con almeno i seguenti elementi:*
- i) *segnali di avvio;*
 - ii) *misurazioni della tensione in c.a. e c.c.;*
 - iii) *misurazioni della corrente in c.a. e c.c.;*
 - iv) *misurazioni della potenza attiva e reattiva sul lato c.a.;*
 - v) *misurazioni della potenza in c.c.;*
 - vi) *funzionamento a livello di unità di conversione HVDC in un convertitore HVDC del tipo a più poli;*
 - vii) *stato degli elementi e della topologia; e*
 - viii) *intervalli di potenza attiva in modalità FSM, LFSM-O e LFSM-U;*
- b) *segnali di allarme, con almeno i seguenti elementi:*
- i) *blocco di emergenza;*
 - ii) *blocco di rampa;*
 - iii) *inversione rapida della potenza attiva.*

Punto 51.2.BIS

Con riferimento all'articolo 51(2)(a), si applica quanto segue:

Terna può richiedere l'osservabilità in remoto dell'impianto tramite telemisure e telesegnali.

In accordo con quanto previsto al §2 "Campo di applicazione" dell'Allegato A.13 al Codice di Rete [7], i sistemi HVDC devono collegarsi al sistema di controllo di Terna. Le prescrizioni relative al numero e alla tipologia delle informazioni ed il tempo di aggiornamento richiesto per ogni singolo dato/misura sono definiti in fase di richiesta di connessione e riportati nel Regolamento di esercizio. È prevista l'installazione di una RTU per lo scambio di dati ed informazioni tra gli apparati dei sistemi HVDC ed i sistemi di Terna.

L'elenco completo delle informazioni da scambiare sarà definito per ogni singolo collegamento in fase di richiesta di connessione e riportato nel Regolamento d'esercizio.

Interfacciamento con i sistemi di Terna e prestazioni dei sistemi di comunicazione

Il sistema HVDC deve essere integrato nei processi di controllo (in tempo reale e in tempo differito) e di conduzione della RTN.

La sicurezza dell'esercizio è assicurata mediante lo scambio di dati ed informazioni tra Impianti, Sale manovra e Centri di Controllo e Teleconduzione di Terna.

Lo scambio di informazioni, ordini e comandi riguardano il controllo in tempo reale, la teletrasmissione dati, la telefonia e i telecomandi.

La trasmissione dei dati singoli o aggregati dal sistema HVDC sino alle sedi di Terna è a carico e nella responsabilità del titolare del sistema, il quale deve anche garantire sia la corrispondenza delle informazioni e dei dati trasmessi con quelli configurati sul sistema di controllo di Terna così come da esso comunicati.

Terna stabilisce i formati dei dati ed i protocolli di comunicazione. Le modalità d'interfacciamento devono essere compatibili con il sistema di controllo di Terna.

Le eventuali interfacce con le sedi di Terna, sia hardware sia di conversione dei formati e dei protocolli, sono a carico del titolare del sistema HVDC anche se installate presso i centri di controllo e teleconduzione di Terna.

Le modalità d'interfacciamento con Terna sono definite in fase di richiesta di connessione e riportate nel Regolamento di esercizio.

Informazioni inviate dall'Utente

Il titolare deve trasmettere a Terna le informazioni del proprio sistema HVDC per la costruzione della serie storica del fabbisogno, per l'esercizio ordinario della RTN, per la ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi di rete.

L'elenco di dettaglio delle informazioni richieste è riportato nel Regolamento di Esercizio.

Punto 51.3

Il sistema di controllo automatico di cui al paragrafo 1 è in grado di ricevere i seguenti tipi di segnale dal pertinente gestore di sistema:

- a) *segnali di funzionamento, con almeno i seguenti elementi:*

- i) *comando di avvio;*
 - ii) *setpoint della potenza attiva;*
 - iii) *impostazioni della modalità FSM;*
 - iv) *setpoint della potenza reattiva e della tensione o setpoint analoghi;*
 - v) *modalità di controllo della potenza reattiva;*
 - vi) *controllo dello smorzamento delle oscillazioni di potenza; e*
 - vii) *inerzia sintetica;*
- b) *segnali di allarme, con almeno i seguenti elementi:*
- i) *comando del blocco di emergenza,*
 - ii) *comando del blocco di rampa,*
 - iii) *direzione del flusso della potenza attiva e*
 - iv) *comando dell'inversione rapida della potenza attiva.*

Punto 51.3.BIS

Con riferimento all'articolo 51(3), si applica quanto segue:

Nell'ambito del piano di difesa del sistema elettrico sono previsti sistemi di difesa ad azione correttiva che attuano azioni di distacco, a fronte di eventi predefiniti, o modulazione dello scambio. A tal fine, presso gli impianti di conversione asserviti ai suddetti sistemi di difesa deve essere predisposto un apparato periferico di difesa e monitoraggio (di seguito anche apparato periferico di telescatto o UPDM), avente la funzione di acquisire misure ed altre informazioni ausiliarie e di attuare comandi di distacco o di modulazione dello scambio, a seguito della ricezione di un messaggio proveniente da altri apparati periferici di telescatto o dal sistema centrale di difesa di Terna. Gli oneri associati ad eventuali adeguamenti degli impianti di conversione, all'installazione degli apparati UPDM, dei relativi router, e al noleggio dei circuiti di comunicazione con il sistema centrale, sono a carico dei Titolari dei sistemi HVDC.

Terna può richiedere che uno o più apparati di telecontrollo e/o telecomando vengano installati nel sistema HVDC e dedicati a funzioni particolari quali il telescatto e telecomando dei collegamenti HVDC e alla trasmissione e ricezione dati. Il ricorso a macchine dedicate a singole funzioni (ad esempio telescatto), la cui installazione è a carico del titolare del sistema HVDC, può essere richiesto per rientrare nei requisiti di sicurezza e nei tempi di attuazione dei comandi e delle segnalazioni, relative all'allegato A.9 al Codice di Rete [6]. Gli allegati A.52 [9] e A.69 [12].

Telecomandi per l'attuazione delle azioni previste nel Piano di difesa

Il sistema HVDC deve essere opportunamente predisposto per poter ricevere, smistare ed attuare comandi di tele stimolazione, tele riduzione e sola apertura di interruttori, automatici o manuali, impartiti a distanza dai sistemi di protezione della RTN o dai sistemi centralizzati di Terna facenti parte del Piano di difesa della rete.

Per quanto riguarda la predisposizione dei sistemi HVDC a tali funzioni si dovrà fare riferimento all'Allegato A.69 al Codice di Rete [12].

A tal fine il sistema HVDC deve essere equipaggiato con apparati di ricezione compatibili con quelli adottati nella RTN.

I comandi di apertura agiranno, in caso di sovraccarichi su elementi di rete o per prevenire squilibri di potenza in una data area della RTN:

- a) sugli interruttori funzionali all'attività di trasmissione, del sistema HVDC o appartenenti alle stazioni ad esso limitrofe o altri punti della RTN, in modo tale da escludere l'intero impianto;
- b) su altri interruttori dell'impianto, concordati con Terna, al fine di distaccare porzioni del sistema HVDC.

I circuiti di smistamento devono contenere i ritardi di eventuali relè ripetitori entro 10 ms.

I telecomandi rapidi per protezione sono assimilati ai telescatti.

Apparati di Monitoraggio

I sistemi HVDC dovranno essere dotati di apparati di monitoraggio conformi ai requisiti definiti in fase di richiesta di connessione e riportati nel Regolamento di esercizio

I sistemi HVDC devono essere in grado di ricevere i segnali previsti inviati da Terna.

L'elenco completo delle informazioni da scambiare sarà definito per ogni singolo collegamento in fase di richiesta di connessione e riportato nel regolamento d'esercizio.

Punto 51.4

Per ciascun segnale, il pertinente gestore di sistema può specificare la qualità del segnale fornito.

Punto 51.4.BIS

Con riferimento all'articolo 51(4), si applica quanto segue:

I sistemi HVDC devono essere in grado di garantire i tempi di aggiornamento dei dati inviati e i tempi di attuazione dei comandi ricevuti da Terna.

In accordo con quanto previsto al §6.1 "Requisiti dei collegamenti ai punti di accesso" dell'allegato A.13 [7] al Codice di Rete, i sistemi HVDC devono garantire la qualità di trasferimento dati indicata.

Articolo 52 – Parametri e impostazioni

Punto 52

I parametri e le impostazioni delle principali funzioni di controllo di un sistema HVDC sono concordati tra il titolare del sistema HVDC e il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. I parametri e le impostazioni sono attuati nell'ambito di una gerarchia di controllo che ne consente la modifica se necessario. Tali principali funzioni di controllo sono almeno:

- a) *l'inerzia sintetica, se applicabile, di cui agli articoli 14 e 41,*
- b) *le modalità sensibili alla frequenza (FSM, LFSM-O, LFSM-U) di cui agli articoli 15, 16 e 17,*
- c) *il controllo della frequenza, se applicabile, di cui all'articolo 16,*

- d) *la modalità di controllo della potenza reattiva, se applicabile, di cui all'articolo 22,*
- e) *la capacità di smorzamento delle oscillazioni di potenza, di cui all'articolo 30,*
- f) *la capacità di smorzamento delle interazioni torsionali subsincrone, di cui all'articolo 31.*

Punto 52.BIS

Con riferimento all'articolo 52, si applica quanto segue:

Ferme restando le indicazioni riportate negli articoli citati, ulteriori disposizioni potranno essere concordate con il titolare del collegamento HVDC in fase di richiesta di connessione e riportate nel regolamento d'esercizio.

Articolo 53 – Registrazione e monitoraggio dei guasti

Punto 53.1

Un sistema HVDC è munito di un meccanismo di registrazione dei guasti e di monitoraggio del comportamento dinamico del sistema relativamente ai seguenti parametri per ciascuna stazione di conversione HVDC di cui dispone:

- a) *tensione in c.a. e c.c.;*
- b) *corrente in c.a. e c.c.;*
- c) *potenza attiva;*
- d) *potenza reattiva; e*
- e) *frequenza.*

Punto 53.2

Il pertinente gestore di sistema può precisare i parametri di qualità dell'approvvigionamento cui il sistema HVDC deve conformarsi, previo preavviso ragionevole.

Punto 53.2.BIS

Con riferimento all'articolo 53(2), si applica quanto segue:

- Tutte le stazioni di conversione HVDC devono essere dotate della funzione RCE di Registrazione Cronologica degli Eventi per la raccolta delle informazioni logiche di variazione di stato di apparati ed organi della stazione di conversione; le specifiche di dettaglio della funzione RCE sono riportate nel Punto IX.6.BIS del presente documento;
- Tutte le stazioni di conversione HVDC devono essere equipaggiate con un oscillografoperturbografo per la registrazione delle perturbazioni e del comportamento degli apparati di protezione (TFR). Le specifiche di dettaglio di questi apparati sono riportate nel Punto IX.6.BIS del presente documento.
- Per tutte le stazioni di conversione HVDC è infine richiesta l'installazione di una PMU in corrispondenza delle sbarre AT della stazione di consegna. Le caratteristiche di dettaglio della PMU saranno concordate con Terna in fase di connessione.

Punto 53.3

I particolari delle apparecchiature di registrazione dei guasti di cui al paragrafo 1, compresi i canali analogici e digitali, le impostazioni, inclusi i criteri di attivazione e le frequenze di campionamento, sono concordati tra il titolare del sistema HVDC, il pertinente gestore di sistema e il pertinente TSO.

Punto 53.3.BIS

Con riferimento all'articolo 53(3), si applica quanto segue:

L'elenco completo delle impostazioni da registrare sarà concordato con il titolare del sistema HVDC per ogni singolo collegamento in fase di richiesta di connessione e riportato nel regolamento d'esercizio.

Punto 53.4

Le apparecchiature di monitoraggio dinamico del comportamento del sistema includono un innesco dell'oscillazione che rileva le oscillazioni sottosmorzate della potenza, specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.

Punto 53.4.BIS

Con riferimento all'articolo 53(4), si applica quanto segue:

I valori per l'avviamento delle registrazioni saranno definiti per ogni singolo collegamento in accordo con quanto già previsto nell'art. 30 del presente documento e riportati nel regolamento d'esercizio.

Punto 53.5

I dispositivi per il monitoraggio della qualità dell'approvvigionamento e del comportamento dinamico del sistema prevedono modalità specifiche per l'accesso elettronico alle informazioni da parte del titolare del sistema HVDC e del pertinente gestore di sistema. I protocolli di comunicazione per i dati registrati sono concordati tra il titolare del sistema HVDC, il pertinente gestore di sistema e il pertinente TSO.

Punto 53.5.BIS

Con riferimento all'articolo 53(5), si applica quanto segue:

I protocolli di comunicazione per i dati registrati saranno concordati con il titolare del sistema HVDC in fase di richiesta di connessione e riportati nel regolamento d'esercizio.

Articolo 54 – Modelli di simulazione

Punto 54.1

Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, può specificare che un titolare di sistema HVDC fornisca modelli di simulazione che rispecchino in modo adeguato il comportamento del sistema HVDC nelle simulazioni di regime stazionario e di regime dinamico (componente di frequenza fondamentale) e nelle simulazioni di transitori elettromagnetici.

Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica il formato in cui sono forniti i modelli e la fornitura di documentazione sulla struttura dei modelli e di diagrammi a blocchi.

Punto 54.1.BIS

Con riferimento all'articolo 54(1), si applica quanto segue:

Per tutte le connessioni Terna richiederà la fornitura di modelli per la simulazione. Il contenuto dei modelli dovrà consentire anche la simulazione del regime armonico, onde valutarne l'immissione in rete delle armoniche a diverse frequenze.

I modelli devono essere forniti in formato libero ovvero: fogli excel (o file testo), diagrammi a blocchi (senza black box) con esplicitati parametri utilizzati, funzioni di trasferimento ed equazioni.

Terna può comunque richiedere i modelli dinamici completi utilizzati in formati standard su software di simulazione di larga diffusione.

Punto 54.2

Ai fini delle simulazioni dinamiche, i modelli forniti contengono almeno, ma non esclusivamente, i seguenti sottomodelli, in funzione della presenza dei suddetti componenti:

- a) *modelli dell'unità di conversione HVDC;*
- b) *modelli dei componenti in c.a.;*
- c) *modelli di rete in c.c.;*
- d) *sistema di controllo della tensione e della potenza;*
- e) *se del caso, speciali caratteristiche di controllo quali funzione di smorzamento delle oscillazioni di potenza (POD) e controllo dello smorzamento delle interazioni torsionali subsincrone;*
- f) *controllo con più terminali, se del caso;*
- g) *modelli di protezione del sistema HVDC, secondo quanto convenuto tra il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC.*

Punto 54.2.BIS

Con riferimento all'articolo 54(2), si applica quanto segue:

Ulteriori sottomodelli potranno essere richiesti da Terna, durante la fase di connessione, al titolare del sistema HVDC in funzione delle caratteristiche del sistema HVDC o del suo schema di connessione alla rete.

Eventuali informazioni di dettaglio sui modelli dinamici da fornire verranno specificati al titolare del sistema HVDC durante la fase di connessione.

Punto 54.3

Il titolare del sistema HVDC confronta i modelli con i risultati delle prove di conformità effettuate in conformità al titolo VI e trasmette al pertinente TSO una relazione in merito. Successivamente i modelli sono utilizzati per verificare la conformità ai requisiti del presente regolamento, comprese, fra l'altro, le simulazioni di conformità di cui al titolo VI, nonché nell'ambito di studi per la valutazione continua della pianificazione e dell'esercizio del sistema.

Punto 54.3.BIS

Con riferimento all'articolo 54(3), si applica quanto segue:

Oltre alle simulazioni di conformità di cui al titolo VI del regolamento, i modelli forniti potranno essere utilizzati anche per l'esecuzione di studi di verifica quali, ad esempio:

- a) Prestazioni e capability di potenza attiva e reattiva;
- b) Emissione di armoniche di corrente alternata
- c) Transitori di sovratensioni;
- d) Stabilità alle piccole variazioni (stabilità transitoria);
- e) Interazioni torsionali sub-sincrone;
- f) Perdita delle stazioni di conversione HVDC.

Punto 54.4

Un titolare di sistema HVDC trasmette le registrazioni del sistema HVDC, su richiesta, al pertinente gestore di sistema o al pertinente TSO al fine di confrontare i risultati dei modelli con tali registrazioni.

Punto 54.5

Un titolare di sistema HVDC fornisce un modello equivalente del sistema di controllo qualora possano verificarsi interazioni di controllo negative con stazioni di conversione HVDC e altre connessioni in stretta prossimità elettrica, su richiesta del pertinente gestore di sistema o del pertinente TSO. Tale modello equivalente contiene tutti i dati necessari per la simulazione realistica delle interazioni di controllo negative.

PARAGRAFO 5 – Procedura di comunicazione di esercizio per la connessione (artt. 55-66 Regolamento HVDC)

CAPO 1 Connessione di nuovi sistemi HVDC

Articolo 55 – Disposizioni generali

Punto 55.1

Il titolare del sistema HVDC dimostra al pertinente gestore di sistema dimostra la conformità ai requisiti di cui ai titoli da II a IV nel rispettivo punto di connessione, completando con successo la procedura di comunicazione di esercizio per la connessione del sistema HVDC, di cui agli articoli da 56 a 59.

Punto 55.1.BIS

Con riferimento all'articolo 55(1), si applica quanto segue:

- a) La procedura di comunicazione di esercizio per la connessione di un sistema HVDC si attiva al completamento della procedura d'erogazione del servizio di connessione alla RTN descritto al capitolo 1A del Codice di Rete [1];
- b) La procedura di comunicazione di esercizio ha per obiettivo l'attivazione del sistema HVDC e si articola in tre fasi per ciascuna stazione di conversione HVDC:
 - i) energizzazione dell'impianto d'utenza della stazione di conversione HVDC (quindi escludendo le unità di conversione HVDC); questa fase è descritta all'articolo 56;
 - ii) energizzazione, primo parallelo e funzionamento provvisorio in parallelo con la rete delle unità di conversione HVDC per completare tutte le verifiche di conformità della stazione ai requisiti del presente regolamento; questa fase è descritta all'articolo 57;
 - iii) attivazione definitiva della stazione per un esercizio senza limiti di tempo; questa fase è descritta all'articolo 58;
- c) Per i casi in cui il servizio di connessione alla RTN di una stazione di conversione HVDC è stato erogato attraverso una connessione provvisoria (la cosiddetta modalità di esercizio di carattere transitorio), qualora il passaggio allo schema di connessione definitivo e l'attivazione del nuovo impianto di rete per la connessione richieda delle modifiche impiantistiche alla parte di competenza del Titolare della stazione, la procedura di comunicazione di esercizio di cui al presente articolo (e successivi) dovrà essere ripetuta; sarà Terna a valutare, di volta in volta e in funzione delle modifiche impiantistiche richieste, quali nuovi documenti devono essere forniti e quale nuove comunicazioni di esercizio (EON, ION e/o FON) devono essere emesse.
- d) Durante il periodo di funzionamento successivo alla comunicazione FON, di cui all'articolo 58, qualora si dovessero manifestare malfunzionamenti che comportano l'interruzione delle (o di parte delle) funzionalità del sistema HVDC, il sistema HVDC entrerà temporaneamente in un regime di funzionamento cosiddetto limitato, formalizzato tramite la comunicazione LON di cui all'articolo 59, che verrà registrato e monitorato da Terna in attesa della risoluzione della anomalia da parte del Titolare.

Punto 55.2

Il pertinente gestore di sistema specifica le eventuali disposizioni dettagliate relative alla procedura di comunicazione di esercizio e le rende pubbliche.

Punto 55.3

La procedura di comunicazione di esercizio per la connessione di ciascun nuovo sistema HVDC comprende:

- a) la comunicazione di entrata in esercizio («EON»);
- b) la comunicazione di esercizio provvisorio («ION»); e
- c) la comunicazione definitiva di esercizio («FON»).

Punto 55.4.BIS

Con riferimento all'articolo 55, si applica inoltre quanto segue:

I requisiti di connessione e le informazioni necessarie ai fini della connessione al sistema di trasmissione sono contenute nei seguenti documenti:

- a) contratto per la connessione che Terna adotta per disciplinare le modalità di connessione alla rete di trasmissione, di cui all'Allegato A.57 [10] del Codice di Rete;
- b) regolamento di esercizio stipulato tra Terna ed il Titolare per disciplinare i rapporti attinenti all'esercizio e alla manutenzione del sito di connessione, nonché i rapporti tra le unità interessate precisandone le rispettive competenze. Il Regolamento di Esercizio contiene, inoltre, l'elenco dettagliato delle informazioni (telesegnali, telemisure, telecomandi, teleregolazioni) che il Titolare e Terna devono scambiarsi e le eventuali deroghe ai requisiti tecnici di cui al Titolo II del Regolamento HVDC, accordate secondo quanto previsto nel Titolo VII del Regolamento HVDC.
- c) procedure concordate tra Terna ed il Titolare al fine di stabilire le modalità operative relative a specifiche attività o processi.

Il dettaglio degli argomenti trattati dal Regolamento d'Esercizio è almeno il seguente:

- a) esercizio, conduzione e controllo degli impianti;
- b) modalità di protezione e monitoraggio degli impianti;
- c) modalità di comando e regolazione degli impianti;
- d) gestione dei punti di consegna multipli e delle alimentazioni di emergenza, che comportino la messa in parallelo tra loro di parti distinte della rete di trasmissione;
- e) caratteristiche dei sistemi di telecomunicazione;
- f) modalità transitorie di interfacciamento dell'impianto verso Terna per lo scambio dei dati;
- g) accesso agli impianti e procedure per l'esecuzione di lavori;
- h) sicurezza delle persone e delle cose in occasione di interventi di manutenzione.
- i) responsabilità sulle verifiche degli impianti di terra;
- j) indisponibilità degli elementi di impianto in occasione di interventi per manutenzione e suoi periodi orientativi;
- k) misura delle partite commerciali;
- l) teledistacco;

- m) la disciplina dei rapporti tra Terna e il Titolare del sistema HVDC per quanto attiene all'esercizio, al controllo ed alla manutenzione delle porzioni d'impianto funzionali alla rete di trasmissione, se presenti.

Punto 55.5.BIS

Con riferimento all'articolo 55, si applica inoltre quanto segue:

Ai fini della redazione del Regolamento di Esercizio, il Titolare del sistema HVDC è responsabile della preparazione/redazione, dell'aggiornamento, della conservazione e della formale comunicazione a Terna della documentazione tecnica relativa al proprio impianto.

La documentazione necessaria per la redazione del Regolamento d'Esercizio deve comprendere almeno:

- a) La documentazione tecnica del sito di connessione ed in particolare:
- i) schema elettrico unifilare, planimetria e sezioni dell'impianto:
 - lo schema unifilare deve rappresentare accuratamente i circuiti e le loro connessioni per l'intero sito di connessione;
 - sullo schema unifilare devono essere rappresentate tutte le apparecchiature MT, AT e AAT, così come posizionate in impianto, e i collegamenti a tutti i circuiti in bassa tensione ed esterni. Lo schema unifilare deve recare, inoltre, nomi, numerazioni e caratteristiche nominali principali di tutto il macchinario e di tutte le apparecchiature AT e AAT presenti in impianto. In caso siano presenti, dovranno essere segnalati tutti gli interblocchi atti a non mettere in parallelo fonti di alimentazione diverse. Dovranno essere descritte nello schema unifilare le protezioni elettriche dell'impianto;
 - sulla planimetria e sulle sezioni dell'impianto devono essere rappresentate tutte le apparecchiature MT, AT e AAT e devono essere chiaramente individuati i confini di proprietà tra l'impianto di rete per la connessione (stazioni di consegna, collegamenti AAT o AT) e il sistema HVDC;
 - se nel sito di connessione sono presenti apparecchiature blindate con isolamento in gas, tale circostanza deve essere chiaramente indicata sullo schema stesso, evidenziandone la compartimentazione.
 - ii) schemi funzionali del Sistema di Comando, Controllo e Protezione: per gli stalli della stazione di consegna e del sistema HVDC devono essere redatti:
 - uno schema funzionale, anche semplificato, che documenti le logiche fondamentali di protezione, gli interblocchi e le relazioni tra le funzioni di automazione e di protezione;
 - uno schema o una lista dei segnali logici ed analogici per il monitoraggio disponibili.
 - iii) descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo delle apparecchiature AT e AAT, dei sistemi di comando, protezione e controllo, dei servizi ausiliari e del macchinario presenti in impianto:
 - per ciascuna tipologia di apparato e di componente dell'impianto di sua competenza, il Titolare deve fornire, desumendoli eventualmente dal manuale del costruttore, tutti i dati necessari per le attività di Terna.
 - per le parti soggette a collaudo, i dati in questione saranno sostituiti dai dati di collaudo.

I segni grafici utilizzati negli schemi elettrici di impianto devono essere conformi alla relativa normativa tecnica vigente.

- b) I dati tecnici della rete e documentazione di progetto del sistema HVDC:
- i) la documentazione relativa alla connessione, resa disponibile, per quanto di rispettiva competenza, da Terna e dal Titolare del sistema HVDC, attiene ai seguenti aspetti:
 - prestazioni della rete di trasmissione nel punto di connessione;
 - caratteristiche degli impianti della rete di trasmissione, del Titolare del sistema HVDC e delle linee di collegamento nel particolare sito di connessione;
 - disciplina dei rapporti tra Terna e il Titolare del sistema HVDC per quanto attiene all'esercizio, al controllo ed alla manutenzione delle porzioni d'impianto funzionali alla rete di trasmissione.
 - ii) per le prestazioni indicative della rete di trasmissione nel sito di connessione, si tratta in particolare di definire:
 - limiti di variazione della tensione;
 - massimo livello di distorsione armonica totale;
 - massimo valore dell'indice di severità del flicker, sia a breve che a lungo termine;
 - eventuali difformità, dovute a vetustà o a particolari concezioni progettuali, nelle prestazioni della rete di trasmissione.
 - iii) per le caratteristiche degli impianti della rete di trasmissione, si tratta in particolare di descrivere:
 - coordinamento dell'isolamento relativo alla stazione di consegna;
 - caratteristiche del sistema di protezione nella stazione di consegna.
 - iv) per le caratteristiche degli impianti del Titolare del sistema HVDC devono essere descritti:
 - elenco ed ubicazione degli interruttori comandati a distanza dai sistemi di protezione della rete di trasmissione o da dispositivi di Terna (quali, ad esempio, quelli necessari per l'attuazione del Piano di difesa della rete);
 - caratteristiche dei variatori sottocarico dei trasformatori AT/MT o AAT/MT del Titolare del sistema HVDC;
 - eventuale impiego ed ubicazione di dispositivi di teledistacco del sistema HVDC;
 - criteri integrativi per la definizione dei confini di competenza funzionale, quando si tratti di un impianto con elevate esigenze di interoperabilità verso la rete di trasmissione;
 - elenco degli eventuali apparati di proprietà di Terna che siano installati nell'impianto del Titolare del sistema HVDC.
 - v) per le caratteristiche delle linee di collegamento devono essere descritti:
 - coordinamento dell'isolamento;

- caratteristiche degli interruttori e dei sezionatori;
- caratteristiche dei sistemi di protezione e misura.

I dati suddetti saranno utilizzati per definire i piani di taratura dei sistemi di protezione e regolazione dell'impianto e riportati in modo organico nel Regolamento di Esercizio.

Articolo 56 – EON per sistemi HVDC

Punto 56.1

Una EON autorizza il titolare del sistema HVDC a mettere sotto tensione la sua rete interna e i servizi ausiliari e a collegarli alla rete nei punti di connessione specificati.

Punto 56.1.BIS

Con riferimento all'articolo 56(1), si precisa che:

la comunicazione EON permette al Titolare della stazione di conversione HVDC di mettere sotto tensione e quindi in esercizio le sue infrastrutture di connessione, cioè la sua rete interna e i servizi ausiliari, senza però la possibilità di scambiare energia con la rete attraverso le unità di conversione HVDC.

Punto 56.2

Il pertinente gestore di sistema rilascia una EON subordinatamente al completamento dei preparativi e al rispetto dei requisiti specificati dal pertinente gestore del sistema nell'ambito delle pertinenti procedure operative. Tali preparativi comprendono un accordo sulle impostazioni di controllo e di protezione relative ai punti di connessione tra il pertinente gestore di sistema e il titolare del sistema HVDC.

Punto 56.2.BIS

Con riferimento all'articolo 56(2), si applica quanto segue:

- a) Almeno 9 mesi prima della data prevista di energizzazione delle infrastrutture di connessione della stazione di conversione HVDC (ed in ogni caso in tempo utile per il completamento della connessione al sistema di controllo di Terna, in funzione delle caratteristiche specifiche del sito), il titolare del sistema HVDC è tenuto a richiedere l'attivazione dei vettori di comunicazione per la telelettura delle misure e dei segnali finalizzati al controllo da parte di Terna e per il telescatto, ove ne sia richiesto l'adempimento, in conformità all'Allegato 13 al Codice di Rete;
- b) Almeno 6 mesi prima della data prevista di energizzazione delle infrastrutture di connessione della stazione di conversione HVDC, il titolare del sistema HVDC deve fornire a Terna tutti i dati tecnici e le informazioni utili per la redazione del Regolamento di esercizio e della scheda "Scheda tecnica riassuntiva della UP e che valorizza l'energia netta scambiata con la rete";
- c) Per ottenere la comunicazione EON, il Titolare deve poi preliminarmente:
 - i) aver sottoscritto il Contratto di Connessione;
 - ii) comunicare formalmente il completamento delle proprie opere di connessione avendo fornito la documentazione necessaria all'esercizio della connessione (es. perizia asseverata di conformità degli impianti comprensiva dell'esito delle verifiche dell'impianto di terra e delle certificazioni di conformità degli impianti alle normative in materia di sicurezza);
 - iii) ottemperare al requisito di visibilità delle stazioni di conversione HVDC al controllo degli impianti;

- iv) attuare il piano di taratura delle protezioni fornito da Terna e condividere quello relativo alle stazioni di conversione HVDC;
 - v) concludere gli adempimenti propedeutici alle attività del metering;
 - vi) attivare un contratto di prelievo dell'energia per l'impianto di utenza;
 - vii) sottoscrivere e trasmettere il regolamento di esercizio per il funzionamento in parallelo con la rete in cui sono riportati i dati tecnici dettagliati della stazione di conversione HVDC che interessano la connessione alla rete come specificato da Terna;
 - viii) condividere con Terna un programma di prova per la prima messa in tensione della stazione di conversione HVDC con la definizione del personale autorizzato del Titolare responsabile delle prove stesse.
- d) Una volta completate le attività di cui al punto precedente, il Titolare della stazione di conversione HVDC richiede a Terna l'attivazione della connessione ai fini dell'ottenimento della EON.
- e) Terna, verificata la completezza delle informazioni pervenute, emette la comunicazione EON.
- f) Qualora le prove di prima messa in tensione della connessione non vadano a buon fine, il Titolare comunicherà le anomalie riscontrate e procederà con una nuova richiesta di emissione di comunicazione EON, appena risolte le anomalie riscontrate.

Articolo 57 – ION per sistemi HVDC

Punto 57.1

Una ION autorizza un titolare di sistema HVDC o di unità di conversione HVDC a esercire il sistema HVDC o l'unità di conversione HVDC utilizzando le connessioni di rete specificate per i punti di connessione per un periodo di tempo limitato.

Punto 57.1.BIS

Con riferimento all'articolo 57(1), si precisa che:

La comunicazione ION autorizza il Titolare della stazione di conversione HVDC ad effettuare l'energizzazione e il primo parallelo delle unità di conversione HVDC ed ad esercire la stazione di conversione HVDC con lo scopo principale di dimostrare la sua conformità ai requisiti del presente regolamento.

Punto 57.2

Una ION è rilasciata dal pertinente gestore di sistema subordinatamente al completamento della procedura di valutazione dei dati e degli studi.

Punto 57.3

Ai fini del completamento della valutazione dei dati e degli studi, il titolare del sistema HVDC o dell'unità di conversione HVDC fornisce, su richiesta del pertinente operatore di sistema, i seguenti elementi:

- a) una dichiarazione di conformità dettagliata;
- b) i dati tecnici dettagliati del sistema HVDC che interessano la connessione alla rete, specificata in riferimento ai punti di connessione, come specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con i pertinenti TSO;

- c) *i certificati delle apparecchiature relativi ai sistemi HVDC o alle unità di conversione HVDC ove siano adottati come parte della dimostrazione di conformità;*
- d) *i modelli di simulazione o una riproduzione esatta del sistema di controllo come specificato dall'articolo 54 e dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente o i pertinenti TSO;*
- e) *gli studi che dimostrino le prestazioni attese in regime stazionario e dinamico, come prescritto dai titoli II, III e IV;*
- f) *i dettagli delle prove di conformità previste a norma dell'articolo 72;*
- g) *i dettagli del metodo pratico che si intende utilizzare per svolgere le prove di conformità a norma del titolo VI.*

Punto 57.3.BIS

Con riferimento all'articolo 57(3), si applica quanto segue:

- a) Per ottenere la comunicazione ION, il Titolare deve preliminarmente:
 - i) essere in possesso di una comunicazione EON;
 - ii) comunicare a Terna il completamento delle opere di realizzazione della stazione e delle unità di conversione HVDC, con dichiarazione di atto notorio;
 - iii) aggiornare, se necessario, il regolamento di esercizio per il funzionamento in parallelo con la rete, nelle parti modificate rispetto alla comunicazione EON;
 - iv) avere fatto fare da Terna l'ispezione in loco per la verifica complessiva della stazione di conversione HVDC nonché della connessione e dei contatori di misura;
 - v) stipulare il contratto di dispacciamento ove previsto;
 - vi) trasmettere a Terna i modelli di simulazione della stazione di conversione e del sistema HVDC, come specificato all'articolo 54 del presente regolamento;
 - vii) eseguire e trasmettere a Terna le simulazioni che dimostrano le prestazioni attese in regime stazionario e dinamico, di cui al titolo VI, capo 3 del presente regolamento;
 - viii) concordare con Terna un programma e un protocollo delle prove da effettuarsi durante l'esercizio provvisorio e relative a:
 - prove di conformità di cui al titolo VI, capo 2, del presente regolamento;
 - ulteriori prove di conformità richieste da Terna;
 - prove reali a carico per la telelettura dei contatori di misura;
 - prove reali a carico per la telelettura delle misure e dei segnali finalizzati al controllo da parte di Terna;
 - prove reali a carico di telescatto ove richiesto l'adempimento.
 - ix) le prove di conformità indicate sopra dovranno essere eseguite sotto la sorveglianza e responsabilità di un apposito organismo certificatore, accreditato secondo la norma CEI UNI EN ISO/IEC 17065 ad emettere certificati dei sistemi HVDC in accordo ai

requisiti e modalità di prova del presente regolamento e a eventuali documenti integrativi preparati da Terna;

- x) fornire eventuali ulteriori documentazioni richieste da Terna.
- b) Il Titolare del sistema HVDC, avendo fornito le suddette documentazioni a Terna, richiede la possibilità di effettuare il primo parallelo della stazione di conversione HVDC con la rete.
- c) Terna, valutata positivamente la documentazione fornita, emette la comunicazione ION che consente l'entrata in esercizio provvisorio e autorizza ad eseguire il primo parallelo con la rete.

Punto 57.4

Salvo nei casi in cui si applica il paragrafo 5, il periodo di validità dell'autorizzazione conferita dalla ION al titolare del sistema HVDC o dell'unità di conversione HVDC non è superiore a 24 mesi. Il pertinente gestore di sistema può specificare un periodo di validità più breve per la ION. Il periodo di validità della ION è comunicato all'autorità di regolamentazione in conformità al quadro normativo nazionale applicabile. La validità di una ION può essere prorogata solo se il titolare del sistema HVDC dimostra progressi sostanziali verso la piena conformità. Al momento della proroga della ION le questioni in sospeso sono chiaramente individuate.

Punto 57.4.BIS

Con riferimento all'articolo 57(4), si applica quanto segue:

- a) La validità della comunicazione ION rilasciata da Terna non sarà superiore ai 18 mesi. Durante il periodo di validità della ION, il Titolare è tenuto ad effettuare le prove secondo il programma concordato;
- b) In caso di mancata esecuzione o esito negativo di una delle prove richieste, entro due settimane dalla data prevista per la ripetizione della prova, il Titolare dovrà sottoporre a Terna un programma temporale delle prove aggiornato. In ogni caso, la risoluzione dei problemi riscontrati saranno a totale carico del Titolare;
- c) Entro 30 giorni dal termine di scadenza della comunicazione ION e in assenza di richiesta di deroga, il Titolare dovrà comunicare a Terna eventuali esigenze di proroga della comunicazione ION, dovute al mancato completamento (con esito positivo) del programma di prove, dimostrando di aver compiuto sostanziali progressi rispetto al programma iniziale e di avere la capacità di raggiungere la piena conformità della stazione di conversione; Terna, valutata positivamente la documentazione ricevuta, emetterà una proroga della ION.
- d) Entro 30 giorni dal termine di scadenza della comunicazione ION, e concluse tutte le attività previste (con particolare riferimento alle prove di conformità), il Titolare dell'impianto dovrà quindi trasmettere a Terna, i seguenti documenti:
 - i) N° 1 copia di dichiarazione di conformità della stazione di conversione HVDC al presente regolamento, a cura del Titolare;
 - ii) N° 1 copia del rapporto delle prove di conformità della stazione di conversione HVDC (a cura di chi ha eseguito la prova)
 - iii) N° 1 copia del rapporto di verifica con esito compilato dall' Istituto Accreditato;
 - iv) i modelli di simulazione, precedentemente forniti, aggiornati sulla base dell'esito delle prove (se necessario);
 - v) le simulazioni di conformità, precedentemente fornite, aggiornate sulla base dell'esito delle prove (se necessario).
- e) Terna, valutata la documentazione ricevuta, in presenza di non conformità, concorderà con il Titolare una proroga della ION per consentire il proseguimento della procedura verso il

raggiungimento della piena conformità della stazione di conversione oppure attraverso la richiesta di deroga, secondo quanto previsto dal Titolo VII del presente regolamento.

Punto 57.5

La validità dell'autorizzazione conferita dalla ION al titolare di un sistema HVDC o di un'unità di conversione HVDC può essere prorogata per un periodo superiore a 24 mesi previa richiesta di deroga presentata al pertinente gestore di sistema secondo la procedura di cui al titolo VII. Tale richiesta è presentata prima della scadenza del periodo di 24 mesi.

Articolo 58 – FON per sistemi HVDC

Punto 58.1

Una FON autorizza il titolare di un sistema HVDC a esercire detto sistema HVDC o le unità di conversione HVDC utilizzando i punti di connessione alla rete.

Punto 58.1.BIS

Con riferimento all'articolo 58(1), si precisa che:

La comunicazione FON autorizza il Titolare della stazione di conversione HVDC ad utilizzare la connessione per scambiare energia con la rete senza riserve legate agli obblighi già assolti nelle fasi precedenti descritte negli articoli 54 e 55, fatto salvo quanto previsto dal contratto di connessione e dall'articolo 59.

Punto 58.2

Una FON è rilasciata dal pertinente gestore di sistema previa eliminazione di tutte le incompatibilità individuate in sede di ottenimento della ION e subordinatamente al completamento del processo di valutazione dei dati e degli studi.

Punto 58.3

Ai fini del completamento della valutazione dei dati e degli studi, il titolare del sistema HVDC fornisce, su richiesta del pertinente gestore di sistema e in coordinamento con il pertinente TSO, i seguenti elementi:

- a) *una dichiarazione di conformità dettagliata; e*
- b) *l'aggiornamento di dati tecnici pertinenti, modelli di simulazione, riproduzione esatta del sistema di controllo e studi di cui all'articolo 57, compreso l'uso di valori reali rilevati durante le prove.*

Punto 58.3.BIS

Con riferimento all'articolo 58(3), si precisa che:

Entro il termine di validità della comunicazione ION, Terna, verificata positivamente l'intera documentazione fornita e riscontrata la conformità della stazione di conversione HVDC (ad eccezione di eventuali deroghe concesse), rilascia la comunicazione FON.

Punto 58.4

Qualora vengano individuate incompatibilità ostanti al rilascio della FON, si potrà concedere una deroga su richiesta indirizzata al pertinente gestore di sistema in conformità agli articoli 79 e 80. Una FON è rilasciata dal pertinente gestore di sistema se il sistema HVDC è conforme al disposto della deroga.

In caso di rifiuto di una richiesta di deroga, il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di negare l'autorizzazione di esercizio del sistema HVDC o delle unità di conversione HVDC per cui la richiesta di deroga presentata dal titolare sia stata respinta, finché il titolare del sistema HVDC e il pertinente gestore di sistema non abbiano risolto l'incompatibilità e il pertinente operatore di sistema ritenga che sistema HVDC sia conforme alle disposizioni del presente regolamento.

Se il pertinente gestore di sistema e il titolare del sistema HVDC non risolvono l'incompatibilità entro un lasso di tempo ragionevole e in ogni caso non oltre sei mesi dalla comunicazione del rifiuto della richiesta di deroga, ciascuna delle parti può sottoporre la questione per decisione all'autorità di regolamentazione.

Articolo 59 – Comunicazione di esercizio limitato per sistemi HVDC/deroghe

Punto 59.1

I titolari di sistemi HVDC detentori di una FON informano senza indugio il pertinente gestore di sistema se si verificano le circostanze seguenti:

- a) il sistema HVDC è temporaneamente soggetto a una variazione significativa o a una perdita di capacità, dovuta all'attuazione di una o più modifiche di rilievo alle sue prestazioni; oppure*
- b) guasti delle apparecchiature compromettono il rispetto di requisiti applicabili.*

Punto 59.1.BIS

Con riferimento all'articolo 59(1), si applica quanto segue:

Oltre alla descrizione precisa della natura del problema riscontrato, l'informativa deve riportare anche la durata stimata per la sua risoluzione e per il rientro in condizioni normali d'esercizio del sistema (o della stazione di conversione HVDC).

Punto 59.2

Il titolare del sistema HVDC richiede al pertinente gestore di sistema il rilascio di una comunicazione di esercizio limitato (LON) se ha ragionevoli motivi di ritenere che le circostanze di cui al paragrafo 1 possano durare per più di tre mesi.

Punto 59.2.BIS

Con riferimento all'articolo 59(2), si applica quanto segue:

- a) La richiesta della LON da parte del Titolare deve essere accompagnata da una descrizione della soluzione prevista per la risoluzione dell'anomalia riscontrata.*
- b) Terna, valutata positivamente la documentazione ricevuta, emetterà la comunicazione LON.*

Punto 59.3

Una LON è rilasciata dal pertinente gestore di sistema e individua chiaramente:

- a) le questioni irrisolte che giustificano il rilascio della LON;*
- b) le responsabilità e i tempi attuativi per la soluzione prevista; e*
- c) un periodo massimo di validità non superiore a 12 mesi. Il periodo concesso inizialmente può essere più breve e prorogabile subordinatamente alla valutazione positiva, da parte del pertinente gestore di sistema, di elementi a dimostrazione di progressi sostanziali compiuti verso la piena conformità.*

Punto 59.3.BIS

Con riferimento all'articolo 59(3), si applica quanto segue:

- a) La LON rilasciata da Terna riporterà anche le prove di conformità a cura del Titolare per dimostrare la risoluzione della disfunzione;
- b) Entro il termine di validità della LON, il Titolare fornirà adeguata documentazione (e certificazione qualora richiesta) delle prove eseguite post-intervento.

Punto 59.4

La FON è sospesa durante il periodo di validità della LON per quanto riguarda gli elementi per i quali la LON è stata rilasciata.

Punto 59.5

Un'ulteriore proroga del periodo di validità della LON può essere concessa previa richiesta di deroga indirizzata al pertinente gestore di sistema e presentata prima della scadenza di tale periodo, in conformità agli articoli 79 e 80.

Punto 59.6

Il pertinente gestore di sistema può negare l'autorizzazione di esercizio del sistema HVDC in seguito alla scadenza della LON se sussiste la circostanza che ne ha motivato il rilascio. In tal caso la FON perde automaticamente la validità.

Punto 59.7

Se il pertinente gestore di sistema non concede una proroga del periodo di validità della LON in conformità al paragrafo 5 o se rifiuta di autorizzare il funzionamento del sistema HVDC una volta scaduta la validità della LON in conformità al paragrafo 6, il titolare del sistema HVDC può sottoporre la questione per decisione all'autorità di regolamentazione entro sei mesi dalla comunicazione della decisione del pertinente gestore di sistema.

CAPO 2 Connessione di nuovi parchi di generazione connessi in corrente continua

Articolo 60 – Disposizioni generali

Punto 60.1

Le disposizioni del presente capo si applicano esclusivamente ai nuovi parchi di generazioni connessi in c.c..

Punto 60.2

Il titolare del parco di generazione connesso in c.c. dimostra al pertinente gestore di sistema la conformità ai requisiti di cui al titolo III ai rispettivi punti di connessione, completando con successo la procedura di comunicazione di esercizio per la connessione del parco di generazione connesso in c.c. di cui agli articoli da 61 a 66.

Punto 60.3

Il pertinente gestore di sistema specifica gli ulteriori dettagli relativi alla procedura di comunicazione di esercizio e li rende pubblici.

Punto 60.3.BIS

Con riferimento all'articolo 60(3), si applica quanto segue:

- a) La procedura di comunicazione di esercizio per la connessione di un parco di generazione connesso in c.c. si attiva al completamento della procedura d'erogazione del servizio di connessione alla RTN descritto al capitolo 1A del Codice di Rete;
- b) La procedura di comunicazione di esercizio ha per obiettivo l'attivazione del parco di generazione connesso in c.c. e si articola in tre fasi:
 - i) energizzazione dell'impianto d'utenza del parco di generazione connesso in c.c. (quindi escludendo le singole unità di generazione); questa fase è descritta all'articolo 61;
 - ii) energizzazione, primo parallelo e funzionamento provvisorio in parallelo con la rete delle unità di generazione, con lo scopo di completare tutte le verifiche di conformità del parco ai requisiti del presente regolamento; questa fase è descritta all'articolo 62;
 - iii) attivazione definitiva del parco per un esercizio senza limiti di tempo; questa fase è descritta all'articolo 63;
- c) Per i casi in cui il servizio di connessione alla RTN di un parco di generazione connesso in c.c. è stato erogato attraverso una connessione provvisoria (la cosiddetta modalità di esercizio di carattere transitorio), qualora il passaggio allo schema di connessione definitivo e l'attivazione del nuovo impianto di rete per la connessione richieda delle modifiche impiantistiche alla parte di competenza del Titolare del parco, la procedura di comunicazione di esercizio di cui al presente articolo (e successivi) dovrà essere ripetuta; sarà Terna a valutare, di volta in volta e in funzione delle modifiche impiantistiche richieste, quali nuovi documenti devono essere forniti e quale nuove comunicazione di esercizio (EON, ION e/o FON) devono essere emesse.
- d) Durante il periodo di funzionamento successivo alla comunicazione FON, di cui all'articolo 63, qualora si dovessero manifestare malfunzionamenti che comportano l'interruzione delle (o di parte delle) funzionalità del parco di generazione connesso in c.c., il parco entrerà temporaneamente in un regime di funzionamento cosiddetto limitato, formalizzato tramite la comunicazione LON di cui all'articolo 64, che verrà registrato e monitorato da Terna in attesa della risoluzione della anomalia da parte del Titolare.

Punto 60.4

La procedura di comunicazione di esercizio per la connessione di ogni nuovo parco di generazione connesso in c.c. comprende:

- a) *la comunicazione di entrata in esercizio («EON»);*
- b) *la comunicazione di esercizio provvisorio («ION»); e*
- c) *la comunicazione definitiva di esercizio («FON»).*

Punto 60.5.BIS

Con riferimento all'articolo 60, si applica inoltre quanto segue:

Ai fini della redazione del Regolamento di Esercizio, il Titolare del parco di generazione è responsabile della preparazione/redazione, dell'aggiornamento, della conservazione e della formale comunicazione a Terna della documentazione tecnica relativa al proprio impianto.

La documentazione necessaria per la redazione del Regolamento d'Esercizio deve comprendere almeno:

- a) La documentazione tecnica del sito di connessione ed in particolare:
- i) schema elettrico unifilare, planimetria e sezioni dell'impianto:
 - lo schema unifilare deve rappresentare accuratamente i circuiti e le loro connessioni per l'intero sito di connessione;
 - sullo schema unifilare devono essere rappresentate tutte le apparecchiature MT, AT e AAT, così come posizionate in impianto, e i collegamenti a tutti i circuiti in bassa tensione ed esterni. Lo schema unifilare deve recare, inoltre, nomi, numerazioni e caratteristiche nominali principali di tutto il macchinario e di tutte le apparecchiature AT e AAT presenti in impianto. In caso siano presenti, dovranno essere segnalati tutti gli interblocchi atti a non mettere in parallelo fonti di alimentazione diverse. Dovranno essere descritte nello schema unifilare le protezioni elettriche dell'impianto;
 - sulla planimetria e sulle sezioni dell'impianto devono essere rappresentate tutte le apparecchiature MT, AT e AAT e devono essere chiaramente individuati i confini di proprietà tra l'impianto di rete per la connessione (stazioni di consegna, collegamenti AAT o AT) e il parco di generazione;
 - se nel sito di connessione sono presenti apparecchiature blindate con isolamento in gas, tale circostanza deve essere chiaramente indicata sullo schema stesso, evidenziandone la compartimentazione.
 - ii) schemi funzionali del Sistema di Comando, Controllo e Protezione: per gli stalli della stazione di consegna e del parco di generazione devono essere redatti:
 - uno schema funzionale, anche semplificato, che documenti le logiche fondamentali di protezione, gli interblocchi e le relazioni tra le funzioni di automazione e di protezione;
 - uno schema o una lista dei segnali logici ed analogici per il monitoraggio disponibili.
 - iii) descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo delle apparecchiature AT e AAT, dei sistemi di comando, protezione e controllo, dei servizi ausiliari e del macchinario presenti in impianto:
 - per ciascuna tipologia di apparato e di componente dell'impianto di sua competenza, il Titolare deve fornire, desumendoli eventualmente dal manuale del costruttore, tutti i dati necessari per le attività di Terna;
 - per le parti soggette a collaudo, i dati in questione saranno sostituiti dai dati di collaudo.

I segni grafici utilizzati negli schemi elettrici di impianto devono essere conformi alla relativa normativa tecnica vigente.

- b) I dati tecnici della rete e documentazione di progetto del parco di generazione:
- i) la documentazione relativa alla connessione, resa disponibile, per quanto di rispettiva competenza, da Terna e dal Titolare del parco di generazione, attiene ai seguenti aspetti:
 - prestazioni della rete di trasmissione nel punto di connessione;
 - caratteristiche degli impianti della rete di trasmissione, del Titolare del parco di generazione e delle linee di collegamento nel particolare sito di connessione;

- disciplina dei rapporti tra Terna e il Titolare del parco di generazione per quanto attiene all'esercizio, al controllo ed alla manutenzione delle porzioni d'impianto funzionali alla rete di trasmissione.
- ii) per le prestazioni indicative della rete di trasmissione nel sito di connessione, si tratta in particolare di definire:
- limiti di variazione della tensione;
 - massimo livello di distorsione armonica totale;
 - massimo valore dell'indice di severità del flicker, sia a breve che a lungo termine;
 - eventuali difformità, dovute a vetustà o a particolari concezioni progettuali, nelle prestazioni della rete di trasmissione.
- iii) per le caratteristiche degli impianti della rete di trasmissione, si tratta in particolare di descrivere:
- coordinamento dell'isolamento relativo alla stazione di consegna;
 - caratteristiche del sistema di protezione nella stazione di consegna.
- iv) per le caratteristiche degli impianti del Titolare del parco di generazione devono essere descritti:
- elenco ed ubicazione degli interruttori comandati a distanza dai sistemi di protezione della rete di trasmissione o da dispositivi di Terna (quali, ad esempio, quelli necessari per l'attuazione del Piano di difesa della rete);
 - caratteristiche dei variatori sottocarico dei trasformatori AT/MT o AAT/MT del Titolare del sistema HVDC;
 - eventuale impiego ed ubicazione di dispositivi di teledistacco del parco di generazione;
 - criteri integrativi per la definizione dei confini di competenza funzionale, quando si tratti di un impianto con elevate esigenze di interoperabilità verso la rete di trasmissione;
 - elenco degli eventuali apparati di proprietà di Terna che siano installati nell'impianto del Titolare del parco di generazione.
- v) per le caratteristiche delle linee di collegamento devono essere descritti:
- coordinamento dell'isolamento;
 - caratteristiche degli interruttori e dei sezionatori;
 - caratteristiche dei sistemi di protezione e misura.
- vi) la comunicazione delle caratteristiche del parco di generazione è parte integrante della procedura di connessione; le caratteristiche tecniche devono essere descritte in ottemperanza dell'Allegato A.65 al Codice di Rete [11]. Tali dati devono essere inseriti nel sistema di gestione dell'anagrafica unica degli impianti di produzione – GAUDI – tramite l'apposito portale internet (www.terna.it) o, su richiesta Terna, comunicati con file template free format. L'inserimento dei dati dovrà avvenire secondo quanto

previsto nel documento “Istruzioni Operative per il Produttore (dotato di Certificato Digitale) - Registrazione delle Unità di Produzione Rilevanti” pubblicato sul sito di Terna.

I dati suddetti saranno utilizzati per definire i piani di taratura dei sistemi di protezione e regolazione dell'impianto e riportati in modo organico nel Regolamento di esercizio.

Articolo 61 – EON per parchi di generazione connessi in c.c.

Punto 61.1

Una EON autorizza il titolare di un parco di generazione connesso in c.c. a mettere sotto tensione la sua rete interna e i servizi ausiliari utilizzando la connessione alla rete specificata dai punti di connessione.

Punto 61.1.BIS

Con riferimento all'articolo 61(1), si applica quanto segue:

La comunicazione EON permette al Titolare del parco di mettere sotto tensione e quindi in esercizio le sue infrastrutture di connessione, cioè la sua rete interna e i servizi ausiliari, senza però la possibilità di scambiare energia con la rete attraverso le singole unità di generazione.

Punto 61.2

Il pertinente gestore di sistema rilascia una EON subordinatamente al completamento dei preparativi che comprendono un accordo sulla protezione e sulle impostazioni di controllo che interessano i punti di connessione tra il pertinente gestore di sistema e il titolare del parco di generazione connesso in c.c..

Punto 61.2.BIS

Con riferimento all'articolo 61(2), si applica quanto segue:

- a) Almeno 9 mesi prima della data prevista di energizzazione delle infrastrutture di connessione del parco di generazione connesso in c.c. (ed in ogni caso in tempo utile per il completamento della connessione al sistema di controllo di Terna, in funzione delle caratteristiche specifiche del sito), il titolare del parco è tenuto a richiedere l'attivazione dei vettori di comunicazione per la telelettura delle misure e dei segnali finalizzati al controllo da parte di Terna e per il telescatto, ove ne sia richiesto l'adempimento, in conformità all'Allegato 13 al Codice di Rete.
- b) Almeno 6 mesi prima della data prevista di energizzazione delle infrastrutture di connessione del parco di generazione connesso in c.c., il titolare del parco deve fornire a Terna tutti i dati tecnici e le informazioni utili per la redazione del Regolamento di esercizio e della scheda “Scheda tecnica riassuntiva della UP e che valorizza l'energia netta scambiata con la rete”.
- c) Per ottenere la comunicazione EON, il Titolare deve preliminarmente:
 - i) aver sottoscritto il Contratto di Connessione;
 - ii) comunicare formalmente il completamento delle proprie opere di connessione avendo fornito la documentazione necessaria all'esercizio della connessione (es. perizia asseverata di conformità degli impianti comprensiva dell'esito delle verifiche dell'impianto di terra e delle certificazioni di conformità degli impianti alle normative in materia di sicurezza);
 - iii) ottemperare al requisito di visibilità del parco di generazione connesso in c.c. al controllo degli impianti;
 - iv) attuare il piano di taratura delle protezioni fornito da Terna e condividere quello

- relativo al parco di generazione;
- v) concludere gli adempimenti propedeutici alle attività del metering;
 - vi) attivare un contratto di prelievo dell'energia per l'impianto di utenza;
 - vii) sottoscrivere e trasmettere il regolamento di esercizio per il funzionamento in parallelo con la rete in cui sono riportati i dati tecnici dettagliati del parco di generazione connesso in c.c. che interessano la connessione alla rete come specificato da Terna;
 - viii) condividere con Terna un programma di prova per la prima messa in tensione del parco di generazione connesso in c.c. con la definizione del personale autorizzato del Titolare responsabile delle prove stesse.
- d) Una volta completate le attività di cui al punto precedente, il Titolare del parco richiede a Terna l'attivazione della connessione ai fini dell'ottenimento della EON.
 - e) Terna, verificata la completezza delle informazioni pervenute, emette la comunicazione EON.
 - f) Qualora le prove di prima messa in tensione della connessione non vadano a buon fine, il Titolare comunicherà le anomalie riscontrate e procederà con una nuova richiesta di emissione di comunicazione EON, appena risolte le anomalie riscontrate.

Articolo 62 – ION per parchi di generazione connessi in c.c.

Punto 62.1

Una ION autorizza il titolare del parco di generazione connesso in c.c. a gestire il parco di generazione connesso in c.c. e a produrre energia utilizzando la connessione alla rete per un periodo di tempo limitato.

Punto 62.1.BIS

Con riferimento all'articolo 62 (1), si precisa quanto segue:

La comunicazione ION autorizza il Titolare del parco di generazione connesso in c.c. ad effettuare l'energizzazione e il primo parallelo delle unità di generazione ed ad esercire il parco con lo scopo principale di dimostrare la sua conformità ai requisiti del presente regolamento. si applica quanto segue

Punto 62.2

Una ION è rilasciata dal pertinente gestore di sistema subordinatamente al completamento della procedura di valutazione dei dati e degli studi.

Punto 62.3

Per quanto riguarda la valutazione dei dati e degli studi, il titolare del parco di generazione connesso in c.c. fornisce, su richiesta del pertinente gestore di sistema, i seguenti elementi:

- a) *una dichiarazione di conformità dettagliata;*
- b) *i dati tecnici dettagliati del parco di generazione connesso in c.c. che interessano la connessione alla rete, individuata dai punti di connessione, come specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO;*
- c) *i certificati delle apparecchiature relativi al parco di generazione connesso in c.c. ove siano adottati come parte della dimostrazione di conformità;*

- d) *i modelli di simulazione come specificato dall'articolo 54 e come prescritto dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO;*
- e) *studi che dimostrino le prestazioni attese in regime stazionario e dinamico, come prescritto dal titolo III; e*
- f) *i dettagli delle prove di conformità previste a norma dell'articolo 73.*

Punto 62.3.BIS

Con riferimento all'articolo 62(3), si applica quanto segue:

- a) Per ottenere la comunicazione ION, il Titolare deve preliminarmente:
 - i) Essere in possesso di una comunicazione EON,
 - ii) Comunicare a Terna il completamento delle opere di realizzazione del parco di generazione, con dichiarazione sostitutiva di atto notorio;
 - iii) Aggiornare, se necessario, il regolamento di esercizio per il funzionamento in parallelo con la rete, nelle parti modificate rispetto alla comunicazione EON;
 - iv) Essere stato sottoposto all'ispezione in loco di Terna per la verifica complessiva del parco di generazione connesso in c.c. nonché della connessione e dei contatori di misura;
 - v) Stipulare il contratto di dispacciamento in immissione;
 - vi) Trasmettere a Terna i modelli di simulazione del parco di generazione, come specificato all'articolo 54 del presente regolamento e all'articolo 15, paragrafo 6, lettera c), del regolamento (UE) 2016/631;
 - vii) Eseguire e trasmettere a Terna le simulazioni che dimostrano le prestazioni attese in regime stazionario e dinamico, di cui al titolo VI, capo 3 del presente regolamento;
 - viii) Concordare con i Terna un programma e un protocollo delle prove da effettuarsi durante l'esercizio provvisorio e relative a:
 - Prove di conformità di cui al titolo VI, capo 2, del presente regolamento;
 - Ulteriori prove di conformità richieste da Terna;
 - Prove reali a carico per la telelettura dei contatori di misura;
 - Prove reali a carico per la telelettura delle misure e dei segnali finalizzati al controllo da parte di Terna;
 - Prove reali a carico di telescatto ove richiesto l'adempimento.
 - ix) Le prove di conformità indicate sopra dovranno essere eseguite sotto la sorveglianza e responsabilità di un apposito organismo certificatore, accreditato secondo la norma CEI UNI EN ISO/IEC 17065 ad emettere certificati dei parchi di generazione in accordo ai requisiti e modalità di prova del presente regolamento e a eventuali documenti integrativi preparati da Terna;
 - x) Fornire eventuali ulteriori documentazioni richieste da Terna.

- b) Il Titolare del parco di generazione connesso in c.c. avendo fornito le suddette documentazioni a Terna, richiede la possibilità di effettuare il primo parallelo del parco di generazione connesso in c.c. con la rete.
- c) Terna, valutata positivamente la documentazione fornita, emette la comunicazione ION che consente l'entrata in esercizio provvisorio e autorizza ad eseguire il primo parallelo con la rete.

Punto 62.4

Salvo nei casi in cui si applica il paragrafo 5, il periodo di validità dell'autorizzazione conferita dalla ION al titolare del parco di generazione connesso in c.c. non è superiore a 24 mesi. Il pertinente gestore di sistema può specificare un periodo di validità più breve per la ION. Il periodo di validità della ION è comunicato all'autorità di regolamentazione in conformità al quadro normativo nazionale applicabile. La validità di una ION può essere prorogata solo se il titolare del parco di generazione connesso in c.c. dimostra progressi sostanziali verso la piena conformità. Al momento della proroga della ION eventuali questioni in sospeso sono chiaramente individuate.

Punto 62.4.BIS

Con riferimento all'articolo 62(4), si applica quanto segue:

- a) La validità della comunicazione ION rilasciata da Terna non sarà superiore ai 18 mesi. Durante il periodo di validità della ION, il Titolare è tenuto ad effettuare le prove secondo il programma concordato;
- b) In caso di mancata esecuzione o esito negativo di una delle prove richieste, entro due settimane dalla data prevista per la ripetizione della prova, il Titolare dovrà sottoporre a Terna un programma temporale aggiornato delle prove. In ogni caso, la risoluzione dei problemi riscontrati saranno a totale carico del Titolare;
- c) Entro 30 giorni dal termine di scadenza della comunicazione ION e in assenza di richiesta di deroga, il Titolare dovrà comunicare a Terna eventuali esigenze di proroga della comunicazione ION, dovute al mancato completamento (con esito positivo) del programma di prove, dimostrando di aver compiuto sostanziali progressi rispetto al programma iniziale e di avere la capacità di raggiungere la piena conformità del parco di generazione; Terna, valutata positivamente la documentazione ricevuta, emetterà una proroga della ION.
- d) Entro 30 giorni dal termine di scadenza della comunicazione ION, e concluse tutte le attività previste (con particolare riferimento alle prove di conformità), il Titolare dell'impianto dovrà quindi trasmettere a Terna, i seguenti documenti:
 - i) N° 1 copia di dichiarazione di conformità del parco di generazione al presente regolamento, a cura del Titolare;
 - ii) N° 1 copia del rapporto delle prove di conformità (a cura di chi ha eseguito la prova)
 - iii) N° 1 copia del rapporto di verifica con esito compilato dall' Istituto Accreditato;
 - iv) i modelli di simulazione, precedentemente forniti, aggiornati sulla base dell'esito delle prove (se necessario);
 - v) le simulazioni di conformità, precedentemente fornite, aggiornate sulla base dell'esito delle prove (se necessario).
- e) Terna, valutata la documentazione ricevuta, in presenza di non conformità, concorderà con il Titolare una proroga della ION per consentire il proseguimento della procedura verso il raggiungimento della piena conformità del parco di generazione connesso in c.c. oppure attraverso la richiesta di deroga, secondo quanto previsto dal Titolo VII del presente regolamento.

Punto 62.5

La validità dell'autorizzazione conferita dalla ION al titolare di parco di generazione connesso in c.c. può essere prorogata oltre il periodo di 24 mesi previa richiesta di deroga presentata al pertinente gestore di sistema secondo la procedura di cui al titolo VII.

Articolo 63 – FON per parchi di generazione connessi in c.c.

Punto 63.1

Una FON autorizza il titolare di un parco di generazione connesso in c.c. a esercire detto parco di generazione utilizzando la connessione alla rete specificata dal punto di connessione.

Punto 63.1.BIS

Con riferimento all'articolo 63(1), si precisa che:

La comunicazione FON autorizza il Titolare del parco di generazione connesso in c.c. ad utilizzare la connessione per scambiare energia con la rete senza riserve legate agli obblighi già assolti nelle fasi precedenti descritte negli articoli 61 e 62, fatto salvo quanto previsto dal contratto di connessione e dall'articolo 64.

Punto 63.2

Una FON è rilasciata dal pertinente gestore di sistema previa eliminazione di tutte le incompatibilità individuate in sede di ottenimento della ION e subordinatamente al completamento del processo di valutazione dei dati e degli studi disposto dal presente regolamento.

Punto 63.3

Ai fini del completamento della valutazione dei dati e degli studi, il titolare del parco di generazione connesso in c.c. fornisce, su richiesta del pertinente operatore di sistema, i seguenti elementi:

- a) una dichiarazione di conformità dettagliata; e*
- b) un aggiornamento dei dati tecnici rilevanti, dei modelli di simulazione e degli studi di cui all'articolo 62, paragrafo 3, compreso l'uso dei valori reali rilevati durante le prove.*

Punto 63.3.BIS

Con riferimento all'articolo 63(3), si precisa che:

Entro il termine di validità della comunicazione ION, Terna, verificata positivamente l'intera documentazione fornita dal Titolare del parco e riscontrata la conformità del parco di generazione connesso in c.c. (ad eccezione di eventuali deroghe concesse), rilascia la comunicazione FON.

Punto 63.4

Qualora vengano individuate incompatibilità ostanti al rilascio della FON, si potrà concedere una deroga su richiesta indirizzata al pertinente gestore di sistema in conformità alla procedura di deroga di cui al titolo VII. Una FON è rilasciata dal pertinente gestore di sistema se il parco di generazione connesso in c.c. è

conforme al disposto della deroga. Il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di negare l'autorizzazione di esercizio del parco di generazione connesso in c.c. per cui la richiesta di deroga presentata dal titolare sia stata respinta, finché il titolare del parco di generazione connesso in c.c. e il pertinente gestore di sistema non abbiano risolto l'incompatibilità e il parco di generazione connesso in c.c. sia considerato conforme dal pertinente gestore di sistema.

Articolo 64 – Comunicazione di esercizio limitato per i parchi di generazione connessi in corrente continua

Punto 64.1

I titolari di parchi di generazione connessi in c.c. detentori di una FON informano senza indugio il pertinente gestore di sistema se si verificano le circostanze seguenti:

- a) il parco di generazione connesso in c.c. è temporaneamente soggetto a una variazione significativa o a una perdita della capacità, dovuta all'attuazione di una o più modifiche di rilievo al suo profilo di funzionamento; oppure*
- b) guasti delle apparecchiature compromettono il rispetto di requisiti applicabili.*

Punto 64.1.BIS

Con riferimento all'articolo 64(1), si applica quanto segue:

Oltre alla descrizione precisa della natura del problema riscontrato, l'informativa deve riportare anche la durata stimata per la sua risoluzione e per il rientro in condizioni normali d'esercizio del parco di generazione connesso in c.c.

Punto 64.2

Il titolare del parco di generazione connesso in c.c. richiede al pertinente gestore di sistema il rilascio di una comunicazione di esercizio limitato (LON) se ha ragionevoli motivi di ritenere che le circostanze di cui al paragrafo 1 possano durare per più di tre mesi.

Punto 64.2.BIS

Con riferimento all'articolo 64(2), si applica quanto segue:

- a) La richiesta della LON da parte del Titolare deve essere accompagnata da una descrizione della soluzione prevista per la risoluzione dell'anomalia riscontrata.*
- b) Terna, valutata positivamente la documentazione ricevuta, emetterà la comunicazione LON.*

Punto 64.3

Una LON è rilasciata dal pertinente TSO e individua chiaramente:

- a) le questioni irrisolte che giustificano il rilascio della LON;*
- b) le responsabilità e i tempi attuativi per la soluzione prevista; e*
- c) un periodo massimo di validità non superiore a 12 mesi. Il periodo concesso inizialmente può essere più breve e prorogabile subordinatamente alla valutazione positiva, da parte del pertinente gestore di sistema, di elementi a dimostrazione di progressi sostanziali compiuti verso la piena conformità.*

Punto 64.3.BIS

Con riferimento all'articolo 64(3), si applica quanto segue:

- a) La LON rilasciata da Terna riporterà anche le prove di conformità a cura del Titolare per dimostrare la risoluzione della disfunzione;
- b) Entro il termine di validità della LON, il Titolare fornirà adeguata documentazione (e certificazione, qualora richiesta) delle prove eseguite post-intervento.

Punto 64.4

La FON è sospesa durante il periodo di validità della LON per quanto riguarda gli elementi per i quali la LON è stata rilasciata.

Punto 64.5

Un'ulteriore proroga del periodo di validità della LON può essere concessa previa richiesta di deroga indirizzata al pertinente gestore di sistema e presentata prima della scadenza di tale periodo, in conformità alla procedura di deroga di cui al titolo VII.

Punto 64.6

Il pertinente gestore di sistema può negare l'autorizzazione di esercizio del parco di generazione connesso in c.c. in seguito alla scadenza della LON se sussiste la circostanza che ne ha motivato il rilascio. In tal caso la FON perde automaticamente la validità.

CAPO 3 Analisi costi-benefici

Articolo 65 – Individuazione di costi e benefici dell'applicazione dei requisiti ai sistemi HVDC e ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti

Punto 65.1

Prima di applicare un requisito stabilito dal presente regolamento ai sistemi HVDC o ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti in conformità all'articolo 4, paragrafo 3, il pertinente TSO procede a un confronto qualitativo dei costi e dei benefici connessi al requisito in esame. Tale confronto tiene conto delle alternative disponibili in rete o basate sul mercato. Il pertinente TSO può procedere ad effettuare un'analisi quantitativa di costi e benefici in conformità ai paragrafi da 2 a 5, solo se il confronto qualitativo indica che i benefici probabili eccedono i costi probabili. Tuttavia, se il costo è ritenuto alto o il beneficio è ritenuto basso, il pertinente TSO non procede ulteriormente.

Punto 65.2

A seguito di una fase preparatoria eseguita a norma del paragrafo 1, il pertinente TSO procede a un'analisi quantitativa di costi e benefici di ogni eventuale requisito in esame, ai fini della sua applicazione a sistemi HVDC o parchi di generazione connessi in c.c. esistenti, che nella fase preparatoria di cui al paragrafo 1 abbia dimostrato di comportare benefici potenziali.

Punto 65.3

Entro tre mesi dalla conclusione dell'analisi costi-benefici il pertinente TSO ne riassume i risultati in una relazione che:

- a) *comprende l'analisi costi-benefici e una raccomandazione su come procedere;*

- b) *comprende una proposta di periodo transitorio per l'applicazione del requisito a sistemi HVDC o parchi di generazione connessi in c.c. esistenti. Tale periodo transitorio non è superiore a due anni a decorrere dalla data della decisione dell'autorità di regolamentazione o, ove applicabile, dello Stato membro sull'applicabilità del requisito;*
- c) *è oggetto di consultazione pubblica a norma dell'articolo 8.*

Punto 65.4

Entro e non oltre sei mesi dalla chiusura della consultazione pubblica, il pertinente TSO redige una relazione che illustra l'esito della consultazione e contiene una proposta in merito all'applicabilità del requisito in esame ai sistemi HVDC o ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti. La relazione e la proposta sono comunicate all'autorità di regolamentazione o, se del caso, allo Stato membro; inoltre il titolare del sistema HVDC, il titolare del parco di generazione connesso in c.c. o, se del caso, una terza parte viene informata in merito al suo contenuto.

Punto 65.5

La proposta presentata dal pertinente TSO all'autorità di regolamentazione o, se del caso, allo Stato membro ai sensi del paragrafo 4 prevede:

- a) *una procedura di comunicazione di esercizio per dimostrare l'attuazione dei requisiti da parte del titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. esistente;*
- b) *un periodo transitorio per l'attuazione dei requisiti, che tiene conto della categoria del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. e di eventuali ostacoli all'efficace esecuzione delle modifiche/ristrutturazioni delle apparecchiature.*

Articolo 66 – Principi dell'analisi costi-benefici

Punto 66.1

I titolari di sistemi HVDC e di parchi di generazione connessi in c.c. e i DSO, compresi i CDSO, forniscono assistenza e contributi all'analisi costi-benefici svolta in conformità agli articoli 65 e 80 e trasmettono i necessari dati richiesti dal pertinente gestore di sistema o TSO entro tre mesi dal ricevimento della richiesta, salvo diverso accordo del pertinente TSO. Per la preparazione di un'analisi costi-benefici eseguita dal titolare o dal potenziale titolare di un sistema HVDC o di un parco di generazione connesso in c.c. per valutare un'eventuale deroga ai sensi dell'articolo 79, i pertinenti TSO e DSO, compreso il CDSO, forniscono assistenza e contributi all'analisi costi-benefici e trasmettono i dati richiesti dal titolare o al potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. entro tre mesi dal ricevimento della richiesta, salvo diverso accordo del titolare o potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c..

Punto 66.2

Un'analisi costi-benefici obbedisce ai seguenti principi:

- a) *il pertinente TSO o il titolare o potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. fonda la sua analisi costi-benefici su uno o più dei seguenti principi di calcolo:*
 - i) *il valore attuale netto;*
 - ii) *il rendimento degli investimenti;*

- iii) *il tasso di rendimento;*
- iv) *il tempo necessario per raggiungere il pareggio;*
- b) *il pertinente TSO o il titolare o potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. quantifica inoltre i vantaggi socioeconomici in termini di miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento e considera almeno:*
 - i) *la conseguente riduzione della probabilità di perdita di approvvigionamento per l'intera durata di applicazione della modifica;*
 - ii) *l'entità e la durata probabili di tale perdita di approvvigionamento;*
 - iii) *il costo sociale orario di tale perdita di approvvigionamento;*
- c) *il pertinente TSO o il titolare o potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. quantifica i benefici per il mercato interno dell'energia elettrica, per gli scambi transfrontalieri e per l'integrazione delle energie rinnovabili e considera almeno:*
 - i) *la risposta frequenza/potenza attiva;*
 - ii) *le riserve per il bilanciamento;*
 - iii) *la fornitura di potenza reattiva;*
 - iv) *la gestione della congestione;*
 - v) *le misure difensive;*
- d) *il pertinente TSO quantifica i costi dell'applicazione delle norme necessarie ai sistemi HVDC o parchi di generazione connessi in c.c. esistenti e considera almeno:*
 - i) *i costi diretti sostenuti per l'attuazione di un requisito;*
 - ii) *i costi connessi a perdite di opportunità imputabili;*
 - iii) *i costi connessi a conseguenti modifiche alla manutenzione e al funzionamento.*

PARAGRAFO 6 – Conformità (artt. 67-76 Regolamento HVDC)

CAPO 1 Controllo della conformità

Articolo 67 – Disposizioni comuni per le prove di conformità

Punto 67.1

Le prove delle prestazioni di sistemi HVDC e di parchi di generazione connessi in c.c. mirano a dimostrare la conformità ai requisiti del presente regolamento.

Punto 67.2

Fatti salvi i requisiti minimi per le prove di conformità di cui al presente regolamento, il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di:

- a) *consentire al titolare del sistema HVDC o al titolare del parco di generazione connesso in c.c. di svolgere una serie alternativa di prove, a condizione che tali prove siano efficienti e sufficienti a dimostrare la conformità di un sistema HVDC o di un parco di generazione connesso in c.c. ai requisiti del presente regolamento; nonché*
- b) *richiedere al titolare del sistema HVDC o al titolare del parco di generazione connesso in c.c. di svolgere una serie supplementare o alternativa di prove nei casi in cui le informazioni fornite al pertinente gestore di sistema in relazione alle prove di conformità a norma delle disposizioni del capo 2 del titolo VI non siano sufficienti a dimostrare la conformità ai requisiti del presente regolamento.*

Punto 67.3

Il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. è responsabile dello svolgimento delle prove in conformità alle condizioni di cui al capo 2 del titolo VI. Il pertinente gestore di sistema, in uno spirito di collaborazione, non ritarda lo svolgimento delle prove senza valido motivo.

Punto 67.4

Il pertinente gestore di sistema può partecipare alle prove di conformità in loco o a distanza dal proprio centro di controllo. A tal fine, il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. fornisce i necessari apparecchi di controllo per registrare tutti i segnali e le misurazioni nell'ambito delle prove e garantisce che un'adeguata rappresentanza del titolare del sistema HVDC o del titolare del parco di generazione connesso in c.c. sia disponibile in loco per l'intero periodo delle prove. Si forniscono segnali specificati dal pertinente gestore di sistema se per determinate prove quest'ultimo desidera utilizzare le proprie apparecchiature per registrare le prestazioni. Il pertinente gestore di sistema decide in assoluta autonomia in merito alla propria partecipazione.

Articolo 68 – Disposizioni comuni per le simulazioni di conformità

Punto 68.1

Le simulazioni delle prestazioni di sistemi HVDC e di parchi di generazione connessi in c.c. mirano a dimostrare la conformità ai requisiti del presente regolamento.

Punto 68.2

Fatti salvi i requisiti minimi di cui al presente regolamento per le simulazioni di conformità, il pertinente gestore di sistema può:

- a) consentire al titolare del sistema HVDC o al titolare del parco di generazione connesso in c.c. di svolgere una serie alternativa di simulazioni, a condizione che tali simulazioni siano efficienti e sufficienti a dimostrare la conformità di un sistema HVDC o di un parco di generazione connesso in c.c. ai requisiti del presente regolamento o alla normativa nazionale; nonché*
- b) richiedere al titolare del sistema HVDC o al titolare del parco di generazione connesso in c.c. di svolgere una serie supplementare o alternativa di simulazioni nei casi in cui le informazioni fornite al pertinente gestore di sistema in relazione alle simulazioni di conformità a norma delle disposizioni del capo 3 del titolo VI non siano sufficienti a dimostrare la conformità ai requisiti del presente regolamento.*

Punto 68.3

Per dimostrare la conformità ai requisiti del presente regolamento, il titolare del sistema HVDC e il titolare del parco di generazione connesso in c.c. trasmette una relazione con i risultati della simulazione. Il titolare del sistema HVDC e il titolare del parco di generazione connesso in c.c. forniscono un modello di simulazione valido per un dato sistema HVDC o un dato parco di generazione connesso in c.c.. La portata dei modelli di simulazione è definita agli articoli 38 e 54.

Punto 68.4

Il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di verificare la conformità di un sistema HVDC e di un parco di generazione connesso in c.c. ai requisiti del presente regolamento svolgendo proprie simulazioni di conformità sulla base delle relazioni delle simulazioni, dei modelli di simulazione e delle misurazioni delle prove di conformità.

Punto 68.5

Il pertinente gestore di sistema fornisce al titolare di un sistema HVDC o al titolare di un parco di generazione connesso in c.c. dati tecnici e un modello di simulazione della rete, nella misura necessaria per effettuare le simulazioni richieste in conformità al capo 3 del titolo VI.

Articolo 69 – Responsabilità del titolare del sistema HVDC e del titolare del parco di generazione connesso in corrente continua

Punto 69.1

Il titolare del sistema HVDC assicura che il sistema HVDC e le stazioni di conversione HVDC siano conformi ai requisiti stabiliti dal presente regolamento. Tale conformità è mantenuta per tutta la durata di vita dell'impianto.

Punto 69.2

Il titolare del parco di generazione connesso in c.c. assicura che detto parco di generazione sia conforme ai requisiti stabiliti dal presente regolamento. Tale conformità è mantenuta per tutta la durata di vita dell'impianto.

Punto 69.3

Il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. comunica al pertinente gestore di sistema le modifiche previste delle capacità tecniche del sistema HVDC, della stazione di conversione HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. che possano avere ripercussioni sul rispetto dei requisiti di cui al presente regolamento, prima di realizzare tali modifiche.

Punto 69.3.BIS

Con riferimento all'articolo 69 (3), si applica quanto segue:

Le modalità e i tempi per la comunicazione delle modifiche sono riportate dall'art. 55 all'art. 64 del presente Regolamento.

Punto 69.4

Il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. informa il pertinente gestore di sistema in merito a ogni eventuale incidente operativo o guasto di un sistema HVDC, di una stazione di conversione HVDC o di un parco di generazione connesso in c.c. che possano avere ripercussioni sul rispetto dei requisiti di cui al presente regolamento, senza indugio, dopo il verificarsi di tali incidenti.

Punto 69.4.BIS

Con riferimento all'articolo 69 (4), si applica quanto segue:

Le modalità e i tempi per la comunicazione delle modifiche sono riportate dall'art. 55 all'art. 64 del presente Regolamento

Punto 69.5

Il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. comunica al pertinente gestore di sistema il calendario delle prove e delle procedure eventualmente previste per la verifica della conformità di un sistema HVDC, di una stazione di conversione HVDC o di un parco di generazione connesso in c.c., a tempo debito e prima del loro avvio; il pertinente gestore di sistema approva il calendario e procedure di cui sopra.

Punto 69.5.BIS

Con riferimento all'articolo 69 (5), si applica quanto segue:

Preliminarmente all'approvazione del calendario delle prove, Terna comunica al titolare del sistema HVDC o al titolare del parco di generazione, ulteriori prove da eseguire per la verifica della conformità.

Punto 69.6

Si agevola la partecipazione alle prove del pertinente gestore di sistema, che può registrare le prestazioni dei sistemi HVDC, delle stazioni di conversione HVDC o dei parchi di generazione connessi in c.c..

Articolo 70 – Compiti del pertinente gestore di sistema

Punto 70.1

Il pertinente gestore di sistema valuta la conformità di un sistema HVDC, di una stazione di conversione HVDC e di un parco di generazione connesso in c.c. ai requisiti di cui al presente regolamento per tutta la durata di vita del sistema HVDC, della stazione di conversione HVDC o del parco di generazione connesso in c.c.. Il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. è informato dell'esito di tale valutazione.

Punto 70.2

Su richiesta del pertinente gestore di sistema, il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. svolge le prove di conformità e le simulazioni, non solo durante le procedure di notifica operativa in conformità al titolo V, bensì periodicamente per tutta la durata di vita del sistema HVDC, della stazione di conversione HVDC o del parco di generazione connesso in c.c., secondo un programma o uno schema generale periodico e riferito a simulazioni predeterminate oppure dopo ogni guasto, modifica o sostituzione di qualsiasi apparecchiatura che possa avere un impatto sulla conformità ai requisiti del presente regolamento. Il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. è informato dell'esito di tali prove di conformità e simulazioni.

Punto 70.3

Il pertinente gestore di sistema rende pubblico l'elenco delle informazioni e dei documenti da fornire nonché i requisiti che il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. deve soddisfare nel quadro del processo di conformità. Tale elenco comprende almeno le seguenti informazioni, documenti e requisiti:

- a) tutti i documenti e i certificati che il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. è tenuto a trasmettere;*
- b) il dettaglio dei dati tecnici del sistema HVDC, della stazione di conversione HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. che interessano la connessione alla rete;*
- c) i requisiti per i modelli degli studi di sistema in regime stazionario e dinamico;*
- d) la tempistica di trasmissione dei dati di sistema necessari per svolgere gli studi;*
- e) gli studi svolti dal titolare del sistema HVDC o dal titolare del parco di generazione connesso in c.c. per dimostrare le prestazioni attese in regime stazionario e dinamico in conformità ai requisiti di cui ai titoli II, III e IV;*
- f) le condizioni e procedure, compresa la portata, per la registrazione dei certificati delle apparecchiature e*
- g) le condizioni e procedure per l'uso, da parte del titolare del parco di generazione connesso in c.c., dei pertinenti certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato.*

Punto 70.3.BIS

Con riferimento all'articolo 70 (3), si applica quanto segue:

Le informazioni e i documenti necessari alla valutazione della conformità del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. o delle unità di conversione del terminale remoto sono specificate nella "procedura di comunicazione di esercizio per la connessione" di cui al titolo V.

Eventuali informazioni o documenti aggiuntivi verranno richiesti in fase di connessione.

Punto 70.4

Il pertinente gestore di sistema rende pubblica la ripartizione delle responsabilità tra il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. e il gestore di sistema per le prove, le simulazioni e il controllo di conformità.

Punto 70.4.BIS

Terna specifica la ripartizione delle responsabilità tra il titolare del sistema HVDC e il titolare del sistema a cui esso è connesso.

Punto 70.5

Il pertinente gestore di sistema può delegare a terzi, del tutto o in parte, l'esecuzione delle attività di controllo di conformità di cui è responsabile. In tal caso, il pertinente gestore di sistema garantisce il rispetto dell'articolo 10 mediante opportuni impegni di riservatezza con il cessionario.

Punto 70.6

Il pertinente gestore di sistema non rifiuta senza valido motivo alcuna comunicazione di esercizio in conformità al titolo V, qualora non sia possibile eseguire prove di conformità o simulazioni come concordato tra il pertinente gestore di sistema e il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. per motivi che dipendono esclusivamente dal pertinente gestore di sistema.

Punto 70.7

Il pertinente gestore di sistema fornisce su richiesta al pertinente TSO gli esiti delle prove di conformità e delle simulazioni di cui al presente capo.

CAPO 2 Prove di conformità

Articolo 71 – Prove di conformità per i sistemi HVDC

Punto 71.1

I certificati delle apparecchiature possono sostituire parte delle prove di cui in appresso, purché siano trasmessi al pertinente gestore di sistema.

Punto 71.1.BIS

Con riferimento all'articolo 71 (1), si applica quanto segue:

I certificati delle apparecchiature possono sostituire parte delle prove di conformità, solo in casi espressamente previsti da Terna.

Punto 71.2

Per quanto riguarda la prova della capability di potenza reattiva:

- a) si dimostra la capacità tecnica dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva in conformità all'articolo 20;*
- b) la prova della capability di potenza reattiva è effettuata alla potenza reattiva massima, sia induttiva che capacitiva, e verifica i seguenti parametri:*

- i) *funzionamento alla potenza attiva minima di trasmissione dell'HVDC;*
 - ii) *funzionamento alla potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC;*
 - iii) *funzionamento con un setpoint di potenza attiva situato tra i valori minimo e massimo della potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC;*
- c) *l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
- i) *l'unità di conversione HVDC o la stazione di conversione HVDC funziona alla massima potenza reattiva (sia induttiva che capacitiva) per almeno un'ora, per ciascun parametro di cui alla lettera b);*
 - ii) *si dimostra la capacità dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC di modificare qualunque setpoint di potenza reattiva entro l'intervallo di potenza reattiva applicabile entro gli obiettivi di prestazione specificati del pertinente schema di controllo della potenza reattiva; e*
 - iii) *non avviene alcuna azione di protezione entro i limiti operativi specificati dal diagramma di capacità della potenza reattiva.*

Punto 71.3

Per quanto riguarda la prova della modalità di controllo della tensione:

- a) *si dimostra la capacità dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC di funzionare nella modalità di controllo della tensione nelle condizioni di cui all'articolo 22, paragrafo 3;*
- b) *la prova della modalità di controllo della tensione verifica i seguenti parametri:*
 - i) *la pendenza e la banda morta applicate per la caratteristica statica;*
 - ii) *l'accuratezza della regolazione;*
 - iii) *l'insensibilità della regolazione;*
 - iv) *il tempo di attivazione della potenza reattiva;*
- c) *l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
 - i) *l'intervallo della regolazione e lo statismo e la banda morta regolabili sono conformi ai parametri caratteristici concordati o decisi a norma dell'articolo 22, paragrafo 3;*
 - ii) *l'insensibilità del controllo della tensione non è superiore a 0,01 p.u.;*
 - iii) *a seguito di una variazione a gradino della tensione, il 90 % della variazione della potenza reattiva è completato entro i tempi e le tolleranze di cui all'articolo 22, paragrafo 3.*

Punto 71.4

Per quanto riguarda la prova della modalità di controllo della potenza reattiva:

- a) *si dimostra la capacità dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC di funzionare nella modalità di controllo della potenza reattiva alle condizioni di cui all'articolo 22, paragrafo 4;*

- b) *la prova della modalità di controllo della potenza reattiva è complementare alla prova della capability della potenza reattiva;*
- c) *la prova della modalità di controllo della potenza reattiva verifica i seguenti parametri:*
 - i) *l'intervallo di setpoint e l'incremento della potenza reattiva;*
 - ii) *l'accuratezza della regolazione; e*
 - iii) *il tempo di attivazione della potenza reattiva;*
- d) *l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
 - i) *l'intervallo di setpoint e l'incremento della potenza reattiva sono garantiti in conformità all'articolo 22, paragrafo 4;*
 - ii) *l'accuratezza della regolazione è conforme alle condizioni di cui all'articolo 22, paragrafo 3.*

Punto 71.5

Per quanto riguarda la prova della modalità di controllo del fattore di potenza:

- a) *si dimostra la capacità dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC di funzionare nella modalità di controllo del fattore di potenza alle condizioni di cui all'articolo 22, paragrafo 5;*
- b) *la prova della modalità di controllo del fattore di potenza verifica i seguenti parametri:*
 - i) *l'intervallo di setpoint del fattore di potenza;*
 - ii) *l'accuratezza della regolazione;*
 - iii) *la risposta della potenza reattiva in seguito alla variazione a gradino della potenza attiva;*
- c) *l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
 - i) *l'intervallo di setpoint e l'incremento del fattore di potenza sono garantiti in conformità all'articolo 22, paragrafo 5;*
 - ii) *il tempo di attivazione della potenza reattiva a seguito della variazione a gradino della potenza attiva non eccede i requisiti specificati all'articolo 22, paragrafo 5;*
 - iii) *l'accuratezza della regolazione è conforme al valore di cui all'articolo 22, paragrafo 5.*

Punto 71.6

Per quanto riguarda la prova di risposta FSM:

- a) *si dimostra la capacità tecnica del sistema HVDC di modulare in continuo la potenza attiva sull'intero range operativo tra potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC e la potenza attiva minima di trasmissione dell'HVDC per contribuire al controllo di frequenza e si verificano i parametri delle regolazioni in regime stazionario, quali statismo e banda morta, e in regime*

dinamico, compresa la robustezza durante la risposta alla variazione a gradino della frequenza e variazioni ampie e veloci della frequenza;

- b) la prova si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente per attivare almeno il 10 % dell'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva in ciascuna direzione, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta. Si immettono segnali simulati di deviazione di frequenza nel regolatore dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC;
- c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte tutte le seguenti condizioni:
- i) il tempo di attivazione dell'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva in seguito a una variazione a gradino della frequenza non è superiore a quanto richiesto dall'allegato II;
 - ii) non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino;
 - iii) il tempo di ritardo iniziale è conforme all'allegato II;
 - iv) le impostazioni dello statismo sono disponibili entro l'intervallo di cui all'allegato II e la banda morta (soglie) non è superiore al valore di cui al medesimo allegato;
 - v) l'insensibilità della risposta frequenza/potenza attiva in ogni pertinente punto di funzionamento non eccede i requisiti di cui all'allegato II.

Punto 71.7

Per quanto riguarda la prova di risposta LFSM-O:

- a) si dimostra la capacità tecnica del sistema HVDC di modulare in continuo la potenza attiva per contribuire al controllo di frequenza in caso di forte aumento della frequenza nel sistema e si verificano i parametri delle regolazioni in regime stazionario, quali statismo e banda morta, e in regime dinamico, compresa la risposta alla variazione a gradino della frequenza;
- b) la prova si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente per attivare almeno il 10 % dell'intero range operativo della potenza attiva, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta. Si immettono segnali simulati di deviazione di frequenza nel regolatore dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC;
- c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte entrambe le seguenti condizioni:
- i) i risultati della prova, sia per i parametri dinamici che per quelli statici, sono conformi ai requisiti di cui all'allegato II;
 - ii) non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino.

Punto 71.8

Per quanto riguarda la prova di risposta LFSM-U:

- a) si dimostra la capacità tecnica del sistema HVDC di modulare in continuo la potenza attiva in punti di funzionamento al di sotto della potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC per contribuire al controllo di frequenza in caso di forte riduzione della frequenza nel sistema;
- b) la prova si svolge simulando appropriati punti di carico di potenza attiva, con gradini e rampe di bassa frequenza di entità sufficiente ad attivare almeno il 10 % dell'intero range operativo della potenza attiva, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta. Si immettono

segnali simulati di deviazione di frequenza nel regolatore dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC;

- c) *l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte entrambe le seguenti condizioni:*
- i) *i risultati della prova, sia per i parametri dinamici che per quelli statici, sono conformi ai requisiti di cui all'allegato II;*
 - ii) *non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino.*

Punto 71.9

Per quanto riguarda la prova della capacità di regolazione della potenza attiva:

- a) *si dimostra la capacità tecnica del sistema HVDC di modulare in continuo la potenza attiva sull'intero range operativo a norma dell'articolo 13, paragrafo 1, lettere a) e d);*
- b) *la prova si svolge mediante l'invio di istruzioni manuali e automatiche da parte del pertinente TSO;*
- c) *l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
 - i) *è stata dimostrata la stabilità del funzionamento del sistema HVDC;*
 - ii) *il tempo di regolazione della potenza attiva è più breve del termine specificato all'articolo 13, paragrafo 1, lettera a);*
 - iii) *è stata dimostrata la risposta dinamica del sistema HVDC nel ricevere istruzioni funzionali ad attuare lo scambio o la condivisione delle riserve o la partecipazione ai processi di compensazione dello sbilanciamento, se in grado di soddisfare i requisiti previsti per tali prodotti, come specificato dal pertinente TSO.*

Punto 71.10

Per quanto riguarda la prova di modifica della pendenza della rampa:

- a) *si dimostra la capacità tecnica del sistema HVDC di regolare la velocità di rampa in conformità all'articolo 13, paragrafo 2;*
- b) *la prova è effettuata mediante l'invio, da parte del pertinente TSO, di istruzioni di modifica della velocità di rampa;*
- c) *l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
 - i) *la velocità di rampa è regolabile;*
 - ii) *è stata dimostrata la stabilità del funzionamento del sistema HVDC durante i periodi di rampa.*

Punto 71.11

Per quanto riguarda la prova di black start, se di applicazione:

- a) *si dimostra la capacità tecnica del sistema HVDC di energizzare la barra colletttrice della sottostazione c.a. remota a cui è connesso, entro un intervallo di tempo specificato dal pertinente TSO, a norma dell'articolo 37, paragrafo 2;*
- b) *la prova si svolge mediante il riavvio del sistema HVDC dopo un arresto;*

c) *l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*

- i) *è stato dimostrato che il sistema HVDC è in grado di energizzare la barra colletttrice della sottostazione c.a. remota a cui è connesso;*
- ii) *il sistema HVDC funziona alla capacità concordata a partire da un punto di funzionamento stabile, secondo la procedura di cui all'articolo 37, paragrafo 3.*

Punto 71.12.BIS

In riferimento alle prove del presente capo, le modalità di dettaglio per l'esecuzione delle singole prove verranno riportate nelle procedure che saranno redatte secondo quanto previsto all'articolo 69.5.BIS del presente regolamento.

Articolo 72 – Prove di conformità per i parchi di generazione connessi in corrente continua e le unità di conversione HVDC del terminale remoto

Punto 72.1

I certificati delle apparecchiature possono sostituire parte delle prove di cui in appresso, purché siano trasmessi al pertinente gestore di sistema.

Punto 72.1.BIS

Con riferimento all'articolo 72(1), si applica quanto segue:

I certificati delle apparecchiature possono sostituire parte delle prove di conformità, solo in casi espressamente previsti da Terna.

Punto 72.2

Per quanto riguarda la prova della capability della potenza reattiva dei parchi di generazione connessi in c.c.:

- a) *si dimostra la capacità tecnica del parco di generazione connesso in c.c. di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva in conformità all'articolo 40, paragrafo 2;*
- b) *la prova della capability della potenza reattiva è effettuata alla potenza reattiva massima, sia induttiva che capacitiva, e verifica i seguenti parametri:*
 - i) *funzionamento a più del 60 % della capacità massima per 30 minuti;*
 - ii) *funzionamento nell'intervallo del 30-50 % della capacità massima per 30 minuti; e*
 - iii) *funzionamento nell'intervallo del 10-20 % della capacità massima per 60 minuti;*
- c) *l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
 - i) *il parco di generazione connesso in c.c. funziona alla massima potenza reattiva (sia induttiva che capacitiva) per non meno della durata richiesta, per ciascun parametro di cui alla lettera b);*
 - ii) *è dimostrata la capacità del parco di generazione connesso in c.c. di modificare qualunque setpoint di potenza reattiva entro l'intervallo di potenza reattiva concordato o deciso entro gli obiettivi di prestazione specificati del pertinente schema di controllo della potenza reattiva; e*

- iii) *non avviene alcuna azione di protezione entro i limiti operativi specificati dal diagramma di capacità della potenza reattiva.*

Punto 72.3

Per quanto riguarda la prova della capability di potenza reattiva delle unità di conversione HVDC del terminale remoto:

- a) *si dimostra la capacità tecnica dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva in conformità all'articolo 48, paragrafo 2;*
- b) *l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
- i) *l'unità di conversione HVDC o la stazione di conversione HVDC funziona alla massima potenza reattiva (sia induttiva che capacitiva) per almeno un'ora:*
 - *alla potenza attiva minima di trasmissione dell'HVDC;*
 - *alla potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC; e*
 - *in un punto di funzionamento in potenza attiva tra tali valori massimo e minimo;*
 - ii) *si dimostra la capacità dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC di modificare qualunque setpoint di potenza reattiva entro l'intervallo di potenza reattiva concordato o deciso entro gli obiettivi di prestazione specificati del pertinente schema di controllo della potenza reattiva; e*
 - iii) *non avviene alcuna azione di protezione entro i limiti operativi specificati dal diagramma di capacità della potenza reattiva.*

Punto 72.4

Per quanto riguarda la prova della modalità di controllo della tensione:

- a) *si dimostra la capacità del parco di generazione connesso in c.c. di funzionare nella modalità di controllo della tensione nelle condizioni di cui all'articolo 21 del regolamento (UE) 2016/631;*
- b) *la prova della modalità di controllo della tensione verifica i seguenti parametri:*
- i) *la pendenza e la banda morta applicate per la caratteristica statica;*
 - ii) *l'accuratezza della regolazione;*
 - iii) *l'insensibilità della regolazione;*
 - iv) *il tempo di attivazione della potenza reattiva;*
- c) *l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
- i) *l'intervallo della regolazione e lo statismo e la banda morta regolabili sono conformi ai parametri caratteristici concordati o decisi, a norma dell'articolo 21, paragrafo 3, lettera d), del regolamento (UE) 2016/631;*
 - ii) *l'insensibilità del controllo della tensione non è superiore a 0,01 p.u., in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d), del regolamento (UE) 2016/631;*

- iii) a seguito di una variazione a gradino della tensione, il 90 % della variazione della potenza reattiva è completato entro i tempi e le tolleranze di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d), del regolamento (UE) 2016/631.

Punto 72.5

Per quanto riguarda la prova della modalità di controllo della potenza reattiva:

- a) si dimostra la capacità del parco di generazione connesso in c.c. di funzionare nella modalità di controllo della potenza reattiva alle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d), punto iii), del regolamento (UE) 2016/631;
- b) la prova della modalità di controllo della potenza reattiva è complementare alla prova della capability della potenza reattiva;
- c) la prova della modalità di controllo della potenza reattiva verifica i seguenti parametri:
- i) l'intervallo di setpoint e l'incremento della potenza reattiva;
 - ii) l'accuratezza della regolazione;
 - iii) il tempo di attivazione della potenza reattiva;
- d) l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
- i) l'intervallo di setpoint e il gradino della potenza reattiva sono garantiti in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d) del regolamento (UE) 2016/631;
 - ii) l'accuratezza della regolazione è conforme alle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d) del regolamento (UE) 2016/631.

Punto 72.6

Per quanto riguarda la prova della modalità di controllo del fattore di potenza:

- a) si dimostra la capacità del parco di generazione connesso in c.c. di funzionare nella modalità di controllo del fattore di potenza alle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d), punto iv), del regolamento (UE) 2016/631;
- b) la prova della modalità di controllo del fattore di potenza verifica i seguenti parametri:
- i) l'intervallo di setpoint del fattore di potenza;
 - ii) l'accuratezza della regolazione;
 - iii) la risposta della potenza reattiva in seguito alla variazione a gradino della potenza attiva;
- c) l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
- i) l'intervallo di setpoint e il gradino del fattore di potenza sono garantiti in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d) del regolamento (UE) 2016/631;
 - ii) il tempo di attivazione della potenza reattiva a seguito della variazione a gradino della potenza attiva non eccede il requisito di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d), del regolamento (UE) 2016/631;

- iii) *l'accuratezza della regolazione è conforme al valore di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d) del regolamento (UE) 2016/631.*

Punto 72.7

Per quanto riguarda le prove individuate ai paragrafi 4, 5 e 6, il pertinente TSO può scegliere soltanto due delle tre modalità di controllo per le prove.

Punto 72.8

Per quanto riguarda la risposta LFSM-O di un parco di generazione connesso in c.c., le prove si svolgono in conformità all'articolo 47, paragrafo 3 del regolamento (UE) 2016/631.

Punto 72.9

Per quanto riguarda la risposta LFSM-U di un parco di generazione connesso in c.c., le prove si svolgono in conformità all'articolo 48, paragrafo 3 del regolamento (UE) 2016/631.

Punto 72.10

Per quanto riguarda la capacità di regolazione della potenza attiva di un parco di generazione connesso in c.c., le prove si svolgono in conformità all'articolo 48, paragrafo 2 del regolamento (UE) 2016/631.

Punto 72.11

Per quanto riguarda la risposta FSM di un parco di generazione connesso in c.c., le prove si svolgono in conformità all'articolo 48, paragrafo 4 del regolamento (UE) 2016/631.

Punto 72.12

Per quanto riguarda il controllo del ripristino della frequenza di un parco di generazione connesso in c.c., le prove si svolgono in conformità all'articolo 45, paragrafo 5 del regolamento (UE) 2016/631.

Punto 72.13

Per quanto riguarda la risposta rapida ai segnali di un parco di generazione connesso in c.c., l'esito della prova si considera positivo se si dimostra la capacità del parco di generazione connesso in c.c. di fornire la risposta entro il termine specificato all'articolo 39, paragrafo 1, lettera a).

Punto 72.14

Per quanto riguarda le prove dei parchi di generazione connessi in c.c. ove la rete in c.a. non sia alla frequenza nominale di 50 Hz, il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, concorda le prove di conformità richieste con il titolare del parco di generazione connesso in c.c..

Punto 72.15.BIS

In riferimento alle prove del presente capo, le modalità di dettaglio per l'esecuzione delle singole prove verranno riportate nelle procedure che saranno redatte secondo quanto previsto all'articolo 69.5.BIS del presente regolamento.

CAPO 3 Simulazioni di conformità

Articolo 73 – Simulazioni di conformità per i sistemi HVDC

Punto 73.1

I certificati delle apparecchiature possono sostituire parte delle simulazioni di cui in appresso, purché siano trasmessi al pertinente gestore di sistema.

Punto 73.2

Per quanto riguarda la simulazione dell'immissione rapida di corrente di guasto:

- a) *il titolare dell'unità di conversione HVDC o il titolare della stazione di conversione HVDC simula l'immissione rapida di corrente di guasto nelle condizioni di cui all'articolo 19;*
- b) *l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità ai requisiti specificati in conformità all'articolo 19.*

Punto 73.3

Per quanto riguarda la simulazione della fault-ride-through capability:

- a) *Il titolare del sistema HVDC simula la fault-ride-through capability nelle condizioni di cui all'articolo 25; e*
- b) *l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità ai requisiti specificati in conformità all'articolo 25.*

Punto 73.4

Per quanto riguarda la simulazione del ripristino della potenza attiva dopo un guasto:

- a) *il titolare del sistema HVDC simula la capacità di ripristino della potenza attiva dopo un guasto nelle condizioni di cui all'articolo 26;*
- b) *l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità ai requisiti specificati in conformità all'articolo 26.*

Punto 73.5

Per quanto riguarda la simulazione della capability di potenza reattiva:

- a) *il titolare dell'unità di conversione HVDC o il titolare della stazione di conversione HVDC simula la capacità di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva nelle condizioni di cui all'articolo 20, paragrafi da 2 a 4;*
- b) *l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
 - i) *il modello di simulazione dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC è convalidato rispetto alle prove di conformità per la capability della potenza reattiva di cui all'articolo 71;*
 - ii) *si dimostra la conformità ai requisiti di cui all'articolo 20, paragrafi da 2 a 4.*

Punto 73.6

Per quanto riguarda la simulazione del controllo dello smorzamento delle oscillazioni di potenza:

- a) *il titolare del sistema HVDC dimostra le prestazioni del suo sistema di controllo (funzione POD) per lo smorzamento delle oscillazioni di potenza nelle condizioni di cui all'articolo 30;*
- b) *la sintonizzazione risulta in un migliore smorzamento della corrispondente risposta della potenza attiva del sistema HVDC in combinazione con la funzione POD, rispetto alla risposta della potenza attiva del solo sistema HVDC senza POD;*
- c) *l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
 - i) *la funzione POD smorza le oscillazioni della potenza esistenti del sistema HVDC entro un intervallo di frequenza specificato dal pertinente TSO. Tale intervallo di frequenza comprende la frequenza della modalità locale del sistema HVDC e le oscillazioni di rete previste; e*
 - ii) *una modifica del trasferimento di potenza attiva del sistema HVDC secondo quanto specificato dal pertinente TSO non causa oscillazioni non smorzate della potenza attiva o reattiva del sistema HVDC.*

Punto 73.7

Per quanto riguarda la simulazione della modifica della potenza attiva in caso di disturbo:

- a) *il titolare del sistema HVDC simula la capacità di modificare rapidamente la potenza attiva in conformità all'articolo 13, paragrafo 1, lettera b); e*
- b) *l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
 - i) *è stata dimostrata la stabilità del funzionamento del sistema HVDC quando si applica la sequenza previamente specificata della variazione della potenza attiva;*
 - ii) *il ritardo iniziale della regolazione della potenza attiva è inferiore al valore specificato all'articolo 13, paragrafo 1, lettera b) o adeguatamente giustificato se superiore.*

Punto 73.8

Per quanto riguarda la simulazione dell'inversione rapida della potenza attiva:

- a) *il titolare del sistema HVDC simula la capability di invertire rapidamente la potenza attiva in conformità all'articolo 13, paragrafo 1, lettera c);*
- b) *l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
 - i) *è stata dimostrata la stabilità del funzionamento del sistema HVDC;*
 - ii) *il tempo di regolazione della potenza attiva è inferiore al valore specificato all'articolo 13, paragrafo 1, lettera c) o adeguatamente giustificato se superiore.*

Punto 73.9.BIS

Oltre alle simulazioni di conformità riportate sopra, Terna potrà richiedere durante il processo di connessione del sistema HVDC l'esecuzione di ulteriori simulazioni per verificare il comportamento e la stabilità del sistema HVDC a fronte di guasti sulla rete elettrica (secondo quanto previsto all'art. 33) e la conformità ai requisiti del presente regolamento, quali ad esempio le simulazioni relative a:

- il sistema di protezioni di cui agli artt. 17 e 34;
- la qualità della potenza di cui all'art. 24;
- l'energizzazione e la sincronizzazione delle stazioni di conversione HVDC di cui all'art. 28;
- il range di frequenza di cui all'art. 11;
- la derivata di frequenza di cui all'art. 12;
- gli intervalli di tensione di cui all'art. 18;
- l'inerzia sintetica di cui all'art. 14;
- l'interazione tra i sistemi HVDC di cui all'art. 29;
- la capacità di smorzamento delle interazioni torsionali subsincrone di cui all'art. 31.

La specifica di dettaglio delle simulazioni da eseguire sarà definita durante il processo di connessione del sistema HVDC e riporterà il/i modello/i di rete da utilizzare, i scenari di partenza e la lista delle contingenze per le quali è richiesto lo studio.

Articolo 74 – Simulazioni di conformità per i parchi di generazione connessi in corrente continua e le unità di conversione HVDC del terminale remoto

Punto 74.1

I parchi di generazione connessi in c.c. sono sottoposti alle simulazioni di conformità di cui al presente articolo. I certificati delle apparecchiature possono sostituire parte delle simulazioni di cui in appresso, purché siano trasmessi al pertinente gestore di sistema.

Punto 74.2

Per quanto riguarda la simulazione dell'immissione rapida di corrente di guasto:

- a) il titolare del parco di generazione connesso in c.c. simula la capacità di immissione rapida di corrente di guasto nelle condizioni di cui all'articolo 20, paragrafo 2, lettera b), del regolamento (UE) 2016/631; e*
- b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 20, paragrafo 2, lettera b), del regolamento (UE) 2016/631.*

Punto 74.3

Per quanto riguarda la simulazione del ripristino della potenza attiva dopo un guasto:

- a) il titolare del parco di generazione connesso in c.c. simula la capacità di ripristino della potenza attiva dopo un guasto nelle condizioni di cui all'articolo 20, paragrafo 3, lettera a), del regolamento (UE) 2016/631; e*
- b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 20, paragrafo 3, lettera a), del regolamento (UE) 2016/631.*

Punto 74.4

Per quanto riguarda la simulazione della capability della potenza reattiva dei parchi di generazione connessi in c.c.:

- a) il titolare del parco di generazione connesso in c.c. simula la capacità di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva nelle condizioni di cui all'articolo 40, paragrafo 2; e*

- b) *l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
- i) *il modello di simulazione del parco di generazione connesso in c.c. è convalidato rispetto alle prove di conformità per la capability della potenza reattiva di cui all'articolo 72, paragrafo 2;*
 - ii) *si dimostra la conformità ai requisiti di cui all'articolo 40, paragrafo 2.*

Punto 74.5

Per quanto riguarda la simulazione della capability di potenza reattiva delle unità di conversione HVDC del terminale remoto:

- a) *il titolare dell'unità di conversione HVDC del terminale remoto o il titolare della stazione di conversione HVDC del terminale remoto simula la capacità di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva nelle condizioni di cui all'articolo 48, paragrafo 2; e*
- b) *l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:*
 - i) *il modello di simulazione dell'unità di conversione HVDC del terminale remoto o della stazione di conversione HVDC del terminale remoto è convalidato rispetto alle prove di conformità per la capability della potenza reattiva di cui all'articolo 72, paragrafo 3;*
 - ii) *si dimostra la conformità ai requisiti di cui all'articolo 48, paragrafo 2.*

Punto 74.6

Per quanto riguarda la simulazione del controllo dello smorzamento delle oscillazioni di potenza:

- a) *il titolare del parco di generazione connesso in c.c. simula il controllo dello smorzamento delle oscillazioni di potenza alle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera f) del regolamento (UE) 2016/631; e*
- b) *l'esito della simulazione si considera positivo se il modello dimostra la conformità alle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera f) del regolamento (UE) 2016/631.*

Punto 74.7

Per quanto riguarda la simulazione della fault-ride-through capability:

- a) *il titolare del parco di generazione connesso in c.c. simula la fault-ride-through capability alle condizioni di cui all'articolo 16, paragrafo 3, lettera a) del regolamento (UE) 2016/631;*
- b) *l'esito della simulazione si considera positivo se il modello dimostra la conformità alle condizioni di cui all'articolo 16, paragrafo 3, lettera a) del regolamento (UE) 2016/631.*

Punto 74.8.BIS

Oltre alle simulazioni di conformità riportate sopra, TERNA potrà richiedere durante il processo di connessione del parco di generazione connesso in c.c. l'esecuzione di ulteriori simulazioni per verificare la conformità ai requisiti del presente regolamento o anche per verificare la robustezza del parco a fronte di guasti sulla rete elettrica. La specifica di dettaglio delle simulazioni da eseguire sarà definita durante il processo di connessione del parco di generazione.

CAPO 4 Orientamenti non vincolanti e monitoraggio dell'attuazione

Articolo 75 – Orientamenti non vincolanti sull'attuazione

Punto 75.1

Entro e non oltre sei mesi dall'entrata in vigore del presente regolamento, l'ENTSO-E elabora orientamenti scritti non vincolanti in merito agli elementi del presente regolamento che richiedono decisioni nazionali e successivamente li fornisce, con periodicità biennale, ai suoi membri e ad altri gestori di sistema. L'ENTSO-E pubblica tali orientamenti sul suo sito web.

Punto 75.2

L'ENTSO-E consulta le parti interessate nel fornire orientamenti non vincolanti.

Punto 75.3

Gli orientamenti non vincolanti illustrano le questioni tecniche, le condizioni e le interdipendenze da prendere in considerazione ai fini della conformità ai requisiti del presente regolamento a livello nazionale.

Articolo 76 – Monitoraggio

Punto 76.1

L'ENTSO-E monitora l'attuazione del presente regolamento in conformità all'articolo 8, paragrafo 8, del regolamento (CE) n. 714/2009. In particolare, il monitoraggio comprende i seguenti elementi:

- a) l'individuazione di eventuali divergenze nell'attuazione del presente regolamento a livello nazionale;
- b) una valutazione volta a stabilire se la scelta di valori e di intervalli nei requisiti applicabili ai sistemi HVDC e ai parchi di generazione connessi in c.c. ai sensi del presente regolamento continui a essere valida.

Punto 76.2

L'Agenzia, in cooperazione con l'ENTSO-E, redige entro dodici mesi dall'entrata in vigore del presente regolamento un elenco delle informazioni pertinenti che l'ENTSO-E è tenuta a comunicare all'Agenzia in conformità all'articolo 8, paragrafo 9, e all'articolo 9, paragrafo 1, del regolamento (CE) n. 714/2009. L'elenco delle informazioni pertinenti può essere soggetto ad aggiornamenti. L'ENTSO-E mantiene una banca dati completa delle informazioni richieste dall'Agenzia in formato digitale standardizzato.

Punto 76.3

I pertinenti TSO trasmettono all'ENTSO-E le informazioni necessarie per l'esecuzione dei compiti di cui ai paragrafi 1 e 2.

Su richiesta dell'autorità di regolamentazione, i DSO trasmettono ai TSO le informazioni di cui al paragrafo 2, a meno che dette informazioni siano già in possesso delle autorità di regolamentazione, dell'Agenzia o dell'ENTSO-E in riferimento alle rispettive mansioni di monitoraggio dell'attuazione, onde evitare la duplicazione di informazioni.

Punto 76.4

Qualora l'ENTSO-E o l'Agenzia definiscano settori soggetti al presente regolamento per i quali, sulla base dell'evoluzione del mercato o dell'esperienza acquisita in sede di applicazione del presente regolamento, sia opportuno armonizzare ulteriormente i requisiti di cui al presente regolamento per promuovere l'integrazione del mercato, essi propongono progetti di modifiche al presente regolamento a norma dell'articolo 7, paragrafo 1, del regolamento (CE) n. 714/2009.

Allegato I – Intervalli dei valori di frequenza di cui all'articolo 11

<i>Intervalli dei valori di frequenza</i>	<i>Tempo di funzionamento</i>
47,0 Hz — 47,5 Hz	60 secondi
47,5 Hz — 48,5 Hz	<i>Specificato da ciascun pertinente TSO, ma superiore al tempo stabilito per la generazione e il consumo a norma rispettivamente del regolamento (UE) 2016/631 e del regolamento (UE) 2016/1388, nonché superiore al tempo stabilito per i parchi di generazione connessi in c.c. a norma dell'articolo 39</i>
48,5 Hz — 49,0 Hz	<i>Specificato da ciascun pertinente TSO, ma superiore al tempo stabilito per la generazione e il consumo a norma rispettivamente del regolamento (UE) 2016/631 e del regolamento (UE) 2016/1388, nonché superiore al tempo stabilito per i parchi di generazione connessi in c.c. a norma dell'articolo 39</i>
49,0 Hz — 51,0 Hz	Illimitato
51,0 Hz — 51,5 Hz	<i>Specificato da ciascun pertinente TSO, ma superiore al tempo stabilito per la generazione e il consumo a norma rispettivamente del regolamento (UE) 2016/631 e del regolamento (UE) 2016/1388, nonché superiore al tempo stabilito per i parchi di generazione connessi in c.c. a norma dell'articolo 39</i>
51,5 Hz — 52,0 Hz	<i>Specificato da ciascun TSO pertinente, ma superiore al tempo stabilito per i parchi di generazione connessi in c.c. all'articolo 39</i>

Tabella 1: Intervalli di tempo minimi in cui un sistema HVDC è in grado di funzionare con frequenze differenti che si discostano da un valore nominale senza disconnettersi dalla rete.

Punto Allegato I.BIS

Con riferimento all'Allegato I, valgono le precisazioni riportate nella seguente tabella:

<i>Intervalli dei valori di frequenza</i>	<i>Tempo di funzionamento</i>
47,0 Hz — 47,5 Hz	60 secondi
47,5 Hz — 48,5 Hz	Illimitato
48,5 Hz — 49,0 Hz	Illimitato
49,0 Hz — 51,0 Hz	Illimitato
51,0 Hz — 51,5 Hz	Illimitato
51,5 Hz — 52,0 Hz	30 minuti

Allegato II – Requisiti applicabili alla modalità Frequency Sensitive Mode (FSM), alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode-Overfrequency (LFSM-O) e alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode-Underfrequency (LFSM-U)

A. Modalità Frequency Sensitive Mode (FSM)

Punto II.A.1

Durante il funzionamento in modalità Frequency Sensitive Mode (FSM):

- il sistema HVDC è in grado di rispondere alle deviazioni della frequenza in ogni rete c.a. connessa regolando la trasmissione della potenza attiva come indicato nella figura 1 e conformemente ai parametri specificati da ciascun TSO entro gli intervalli riportati nella tabella 2. Questa specifica è soggetta a obbligo di comunicazione all'autorità di regolamentazione. Le modalità di tale comunicazione sono determinate nel rispetto del quadro regolamentare nazionale applicabile;
- la regolazione della risposta frequenza/potenza attiva è limitata dalla potenza attiva minima di trasmissione dell'HVDC e dalla potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC (in ciascuna direzione);

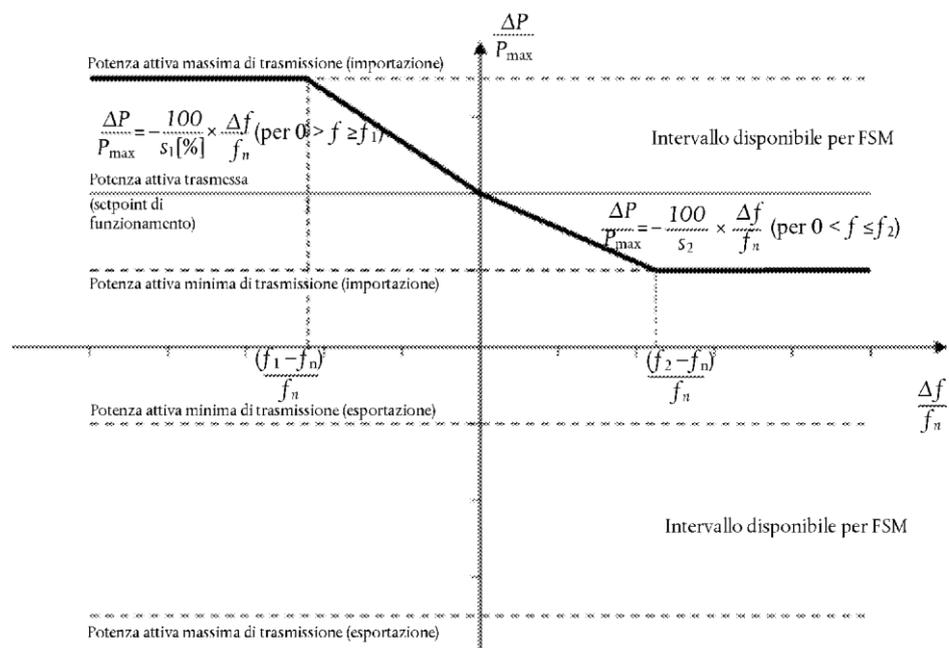


Figura 1: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva di un sistema HVDC in modalità FSM che illustra il caso con banda morta e insensibilità pari a zero con un setpoint della potenza attiva positivo (modalità importazione). ΔP è la variazione della produzione di potenza attiva del sistema HVDC. f_n è la frequenza desiderata nella rete c.a. in cui è fornito il servizio FSM e Δf è la deviazione della frequenza nella rete c.a. in cui è fornito il servizio FSM.

Parametri	Intervalli
Banda morta della risposta in frequenza	0 — ± 500 mHz

<i>Statismo s_1 (regolazione verso l'alto)</i>	<i>0,1 % minimo</i>
<i>Statismo s_2 (regolazione verso il basso)</i>	<i>0,1 % minimo</i>
<i>Insensibilità della risposta in frequenza</i>	<i>30 mHz al massimo</i>

Tabella 2: Parametri della risposta frequenza/potenza attiva nella modalità FSM

- c) *il sistema HVDC è in grado, a seguito di un'istruzione ricevuta dal pertinente TSO, di regolare lo statismo verso l'alto o verso il basso, la banda morta della risposta in frequenza e l'intervallo di variazione operativa nell'ambito dell'intervallo della potenza attiva disponibile per la modalità FSM, come indicato nella figura 1, e più in generale entro i limiti definiti alle lettere a) e b). Questi valori sono soggetti a notifica all'autorità di regolamentazione. Le modalità di tale comunicazione sono determinate nel rispetto del quadro regolamentare nazionale applicabile;*
- d) *in seguito a una variazione a gradino della frequenza, il sistema HVDC è in grado di regolare la potenza attiva in modo da ottenere la risposta frequenza/potenza attiva della figura 1, in modo tale che la risposta:*
- i) *venga fornita con la rapidità massima consentita dalle caratteristiche tecniche intrinseche e*
 - ii) *sia in corrispondenza o al di sopra della linea piena mostrata nella figura 2, conformemente ai parametri specificati da ciascun pertinente TSO entro gli intervalli riportati nella tabella 3:*
 - *il sistema HVDC è in grado di regolare la produzione di potenza attiva ΔP fino al limite dell'intervallo della potenza attiva richiesto dal pertinente TSO nel rispetto dei tempi t_1 e t_2 e in base agli intervalli riportati nella tabella 3, dove t_1 è il ritardo iniziale e t_2 il tempo per l'attivazione completa. I valori di t_1 e t_2 sono specificati dal pertinente TSO e soggetti a notifica all'autorità di regolamentazione. Le modalità di tale comunicazione sono determinate nel rispetto del quadro regolamentare nazionale applicabile;*
 - *il titolare del sistema HVDC è tenuto a giustificare al pertinente TSO un eventuale ritardo iniziale dell'attivazione superiore a 0,5 secondi;*

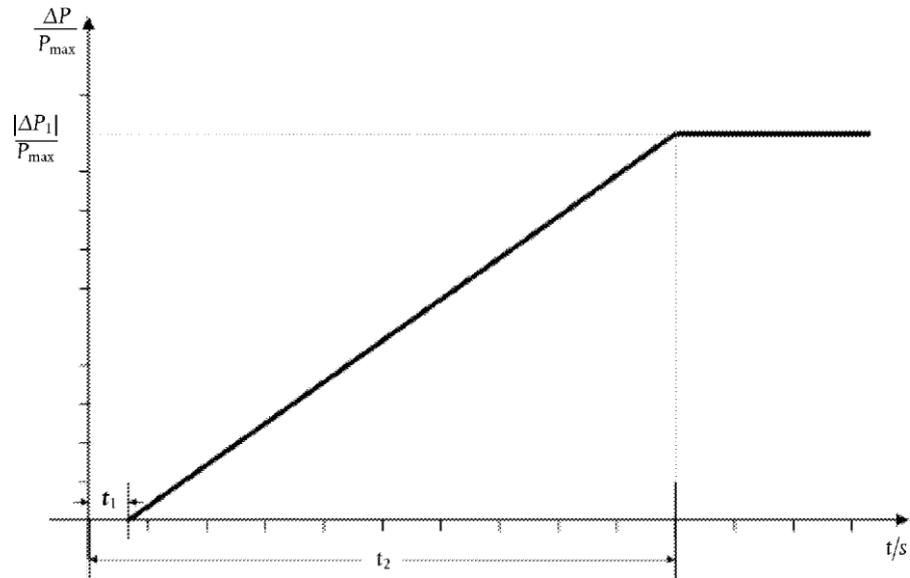


Figura 2: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva di un sistema HVDC. ΔP è la variazione della potenza attiva in esito alla variazione a gradino della frequenza.

Parametri	Tempi
Ritardo iniziale ammissibile massimo t_1	0,5 secondi
Valore ammissibile massimo per il tempo dell'attivazione completa t_2 , a meno che il pertinente TSO non specifichi tempi di attivazione più lunghi	30 secondi

Tabella 3: Parametri per la piena attivazione della risposta frequenza/potenza attiva in esito a variazioni a gradino della frequenza.

- e) Per i sistemi HVDC che collegano varie aree di controllo o aree sincrone, durante il funzionamento in modalità F S M il sistema HVDC è in grado di regolare la risposta frequenza/potenza attiva completa in qualsiasi momento e per un intervallo di tempo continuo;
- f) per la durata della deviazione della frequenza, il controllo della potenza attiva non ha alcun impatto negativo sulla risposta frequenza/potenza attiva.

Punto II.A.1.BIS

Con riferimento all'Allegato II.A(1)(a), si applica quanto segue:

I parametri di default della risposta frequenza/potenza attiva nella modalità FSM sono:

- Banda morta intenzionale della risposta in frequenza= 0 mHz.
- Insensibilità della risposta in frequenza non superiore a ± 10 mHz.
- Il margine di potenza attiva a disposizione per la modalità FSM, sia in regolazione verso l'alto che in regolazione verso il basso, è concordato tra le parti agli estremi del sistema HVDC a seconda della situazione di esercizio. Il valore dello statismo è sempre maggiore di 0.1% e sarà determinato in funzione del margine di potenza concordato.

Eventuali eccezioni ai suddetti requisiti saranno definite da Terna in fase di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

Punto II.A.1.TER

Con riferimento all'Allegato II.A(1)(d), si applica quanto segue:

Parametri	Tempi
Ritardo iniziale ammissibile massimo t_1	100 ms
Valore ammissibile per il tempo dell'attivazione completa t_2	2 secondi

Si precisa che i valori di entrambi i tempi devono comunque tendere ai valori ottimali consentiti dalle caratteristiche tecniche intrinseche del sistema HVDC.

Eventuali eccezioni ai suddetti requisiti saranno definite da Terna in fase di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

B. Modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency (LFSM-O)

Punto II.B.1

Oltre ai requisiti di cui all'articolo 11, in relazione alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency (LFSM-O) si applicano i seguenti requisiti:

- il sistema HVDC è in grado di regolare la risposta frequenza/potenza attiva con la/e rete/i c.a., sia durante l'importazione che durante l'esportazione, secondo la figura 3, a una soglia di frequenza f_1 tra 50,2 Hz e 50,5 Hz (compresi) con uno statismo S3, regolabile verso l'alto a partire da 0,1 %;
- il sistema HVDC è in grado di regolare la potenza attiva verso il basso fino alla potenza attiva minima di trasmissione dell'HVDC;
- il sistema HVDC è in grado di regolare la risposta frequenza/potenza attiva con la rapidità massima consentita dalle caratteristiche tecniche intrinseche, con un ritardo iniziale e un tempo di attivazione completa determinati dal pertinente TSO e comunicati all'autorità di regolamentazione nel rispetto del quadro regolamentare nazionale applicabile;
- il sistema HVDC è in grado di funzionare in modo stabile in modalità LFSM-O. Quando è attiva la modalità LFSM-O, la gerarchia delle funzioni di controllo è organizzata in conformità con l'articolo 35.

Punto II.B.1.BIS

Con riferimento all'Allegato II.B(1)(c), si applica quanto segue:

Parametri	Tempi
Ritardo iniziale ammissibile massimo t_1	100 ms

Valore ammissibile per il tempo dell'attivazione completa t_2	2 secondi
---	-----------

Si precisa che i valori di entrambi i tempi devono comunque tendere ai valori ottimali consentiti dalle caratteristiche tecniche intrinseche del sistema HVDC.

Eventuali eccezioni ai suddetti requisiti saranno definite da Terna in fase di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

Punto II.B.2

La soglia di frequenza e le impostazioni di statismo di cui al paragrafo 1, lettera a), sono determinati dal pertinente TSO e comunicati all'autorità di regolamentazione nel rispetto del quadro regolamentare nazionale vigente.

Punto II.B.2.BIS

Con riferimento all'Allegato II.B(2), si applica quanto segue:

I parametri di default della risposta frequenza/potenza attiva nella modalità LFSM-O sono:

- La frequenza di attivazione è pari a 50.2 Hz;
- La variazione di potenza attiva a disposizione per la modalità LFSM-O è il complemento al 100% della banda di potenza attiva di trasmissione utilizzata nella modalità FSM, a salire in caso di export o a scendere in caso di import. Terna può richiedere che il collegamento possa limitare il contributo di potenza.
- Lo statismo normalmente richiesto sarà pari allo 0.8%. A questo statismo corrisponde uno scambio di potenza pari al 100% per variazioni di frequenza di 200 mHz.
- Terna potrà richiedere l'inversione dello scambio di potenza attiva per valori di variazione della frequenza superiori a 400 mHz, in accordo con l'art. 13.1(c).

Eventuali eccezioni ai suddetti requisiti saranno definite da Terna in fase di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

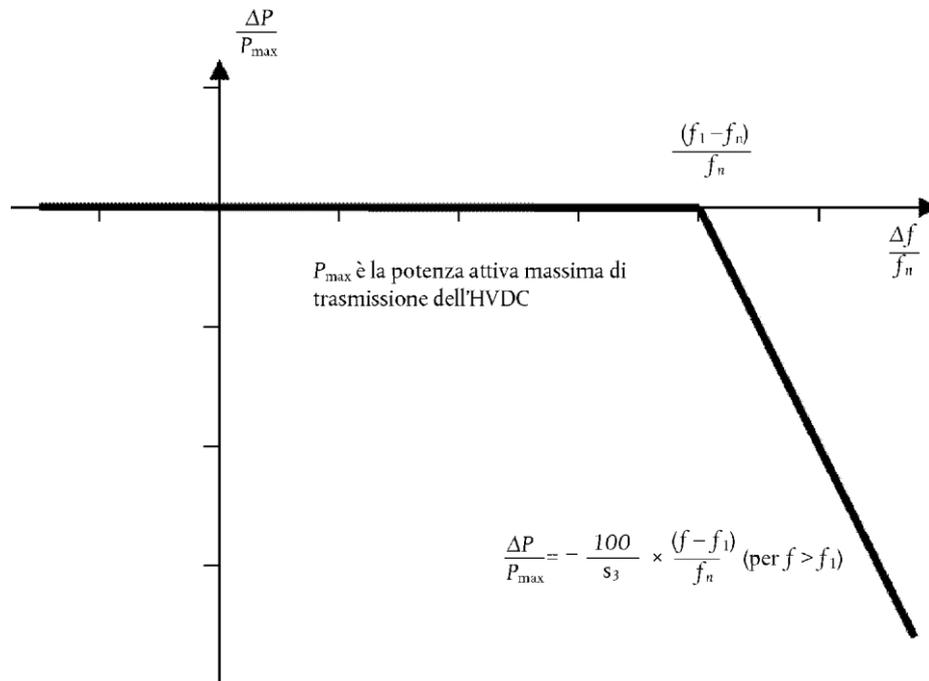


Figura 3: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva dei sistemi HVDC in modalità LFSM-O. ΔP è la variazione della produzione di potenza attiva del sistema HVDC, vale a dire, a seconda delle condizioni di esercizio, una diminuzione della potenza di importazione o un aumento della potenza di esportazione. f_n è la frequenza nominale della/e rete/i c.a. alle quali il sistema HVDC è connesso e Δf è la variazione della frequenza nella/e rete/i c.a. alle quali il sistema HVDC è connesso. In caso di sovralfrequenza dove f è superiore a f_1 il sistema HVDC riduce la potenza attiva in funzione dell'impostazione dello statismo.

C. Modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency (LFSM-U)

Punto II.C.1

Oltre ai requisiti di cui all'articolo 11, in relazione alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency (LFSM-U) si applicano i seguenti requisiti:

- a) il sistema HVDC è in grado di regolare la risposta frequenza/potenza attiva alla/e rete/i c.a., sia durante l'importazione che durante l'esportazione, secondo la figura 4, a una soglia di frequenza f_2 tra 49,8 Hz e 49,5 Hz (compresi) con uno statismo S_4 , regolabile verso l'alto a partire da 0,1 %;
- b) nella modalità LFSM-U il sistema HVDC è in grado di regolare la potenza attiva verso l'alto fino alla potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC;
- c) la risposta frequenza/potenza attiva è attivata con la rapidità massima consentita dalle caratteristiche tecniche intrinseche, con un ritardo iniziale e un tempo di attivazione completa determinati dal pertinente TSO e comunicati all'autorità di regolamentazione nel rispetto del quadro regolamentare nazionale vigente;
- d) il sistema HVDC è in grado di funzionare in modo stabile in modalità LFSM-U. Quando è attiva la modalità LFSM-U, la gerarchia delle funzioni di controllo è organizzata in conformità all'articolo 35.

Punto II.C.1.BIS

Con riferimento all'Allegato II.C(1)(c), si applica quanto segue:

Parametri	Tempi
Ritardo iniziale ammissibile massimo t_1	100 ms
Valore ammissibile per il tempo dell'attivazione completa t_2	2 secondi

Si precisa che i valori di entrambi i tempi devono comunque tendere ai valori ottimali consentiti dalle caratteristiche tecniche intrinseche del sistema HVDC.

Eventuali eccezioni ai suddetti requisiti saranno definite da Terna in fase di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

Punto II.C.2

La soglia di frequenza e le impostazioni di statismo di cui al paragrafo 1, lettera a), sono determinati dal pertinente TSO e comunicati all'autorità di regolamentazione nel rispetto del quadro regolamentare nazionale vigente.

Punto II.C.2.BIS

Con riferimento all'Allegato II.C(2), si applica quanto segue:

I parametri di default della risposta frequenza/potenza attiva nella modalità LFSM-U sono:

- La frequenza di attivazione è pari a 49.8 Hz;
- La variazione di potenza attiva a disposizione per la modalità LFSM-U è il complemento al 100% della banda di potenza attiva di trasmissione utilizzata nella modalità FSM, a scendere in caso di export o a salire in caso di import. Terna può richiedere che il collegamento possa limitare il contributo di potenza.
- Lo statismo normalmente richiesto sarà pari allo 0.8%. A questo statismo corrisponde uno scambio di potenza pari al 100% per variazioni di frequenza di 200 mHz.
- Terna potrà richiedere l'inversione dello scambio di potenza attiva per valori di variazione della frequenza superiori a 400 mHz, in accordo con l'art. 13.1(c).

Eventuali eccezioni ai suddetti requisiti saranno definite da Terna in fase di connessione o di stesura del regolamento d'esercizio.

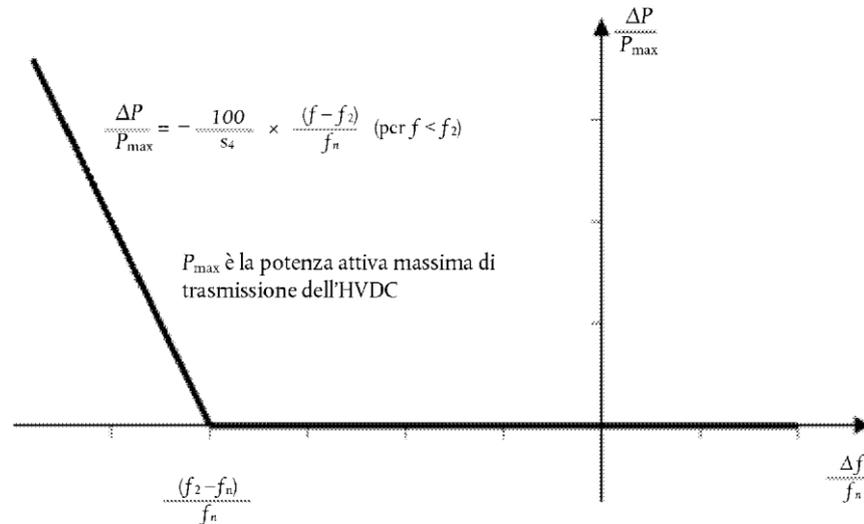


Figura 4: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva dei sistemi HVDC in modalità LFSM-U. ΔP è la variazione della produzione di potenza attiva del sistema HVDC, vale a dire, a seconda delle condizioni di esercizio, una diminuzione della potenza di importazione o un aumento della potenza di esportazione. f_n è la frequenza nominale della/e rete/i c.a. alle quali il sistema HVDC è connesso e Δf è la variazione della frequenza nella/e rete/i c.a. alle quali il sistema HVDC è connesso. In caso di sottofrequenza dove f è inferiore a f_2 , il sistema HVDC deve aumentare la produzione di potenza attiva in funzione dell'impostazione di statismo s_4 .

Allegato III – Intervalli dei valori di tensione di cui all'articolo 18

<i>Area sincrona</i>	<i>Intervallo dei valori di tensione</i>	<i>Tempo di funzionamento</i>
<i>Europa continentale</i>	<i>0,85 p.u. — 1,118 p.u.</i>	<i>Illimitato</i>
	<i>1,118 p.u. — 1,15 p.u.</i>	<i>Specificato da ciascun gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, ma non inferiore a 20 minuti</i>

Tabella 4: Intervalli di tempo minimi per i quali un sistema HVDC è in grado di funzionare con tensioni che si discostano dal valore di riferimento di 1 p.u. del sistema nei punti di connessione senza disconnettersi dalla rete. Questa tabella si applica in caso di tensione di base con valori p.u. pari ad almeno 110 kV e inferiori a 300 kV.

<i>Area sincrona</i>	<i>Intervallo dei valori di tensione</i>	<i>Tempo di funzionamento</i>
<i>Europa continentale</i>	<i>0,85 p.u. — 1,05 p.u.</i>	<i>Illimitato</i>
	<i>1,05 p.u. — 1,0875 p.u.</i>	<i>Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 60 minuti</i>
	<i>1,0875 p.u. — 1,10 p.u.</i>	<i>60 minuti</i>

Tabella 5: Intervalli di tempo minimi per i quali un sistema HVDC è in grado di funzionare con tensioni che si discostano dal valore di riferimento di 1 p.u. del sistema nei punti di connessione senza disconnettersi dalla rete. Questa tabella si applica in caso di tensione di base con valori p.u. compresi tra 300 kV e 400 kV (inclusi).

Punto III.BIS

Con riferimento all'Allegato III, si applica quanto segue:

- a) Per le reti dove la tensione base per i valori p.u. è pari o superiore a 110 kV e inferiore a 300 kV, il tempo di funzionamento richiesto nell'intervallo di tensione tra 1,118 p.u. e 1,15 p.u. è illimitato.
- b) Per le reti dove la tensione base per i valori p.u. è situata nell'intervallo tra 300 kV e 400 kV compresi:
 - il tempo di funzionamento richiesto negli intervalli di tensione tra 1,05 p.u. e 1,0875 p.u. è illimitato;
 - nell'intervallo tra 1,0875 p.u. e 1,10 p.u. è richiesto il mantenimento delle prestazioni nominali della stazione di conversione per un tempo minimo di 60 minuti. Oltre i 60 minuti, la stazione deve comunque rimanere connessa ma è ammessa una riduzione delle performances. Il titolare dovrà comunque dichiarare e documentare in che misure le performances si riducono e le ragioni di questa riduzione.

Allegato IV – Requisiti per il profilo U-Q/P_{max} (specificati all'articolo 20)

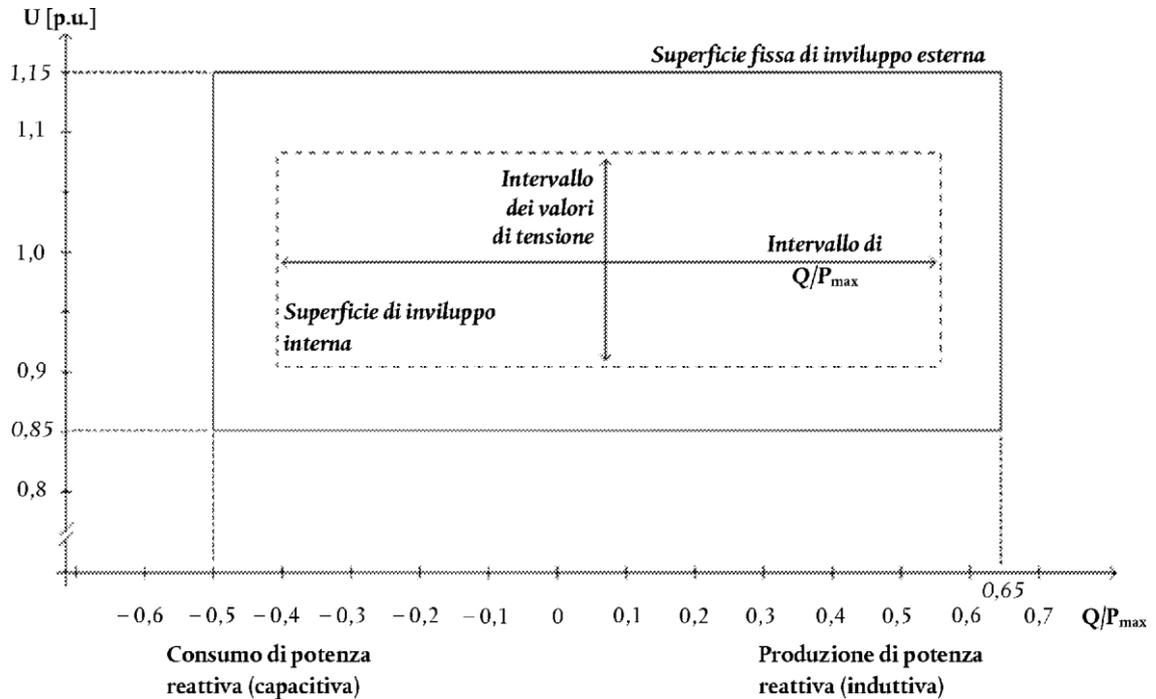


Figura 5: Il diagramma rappresenta i limiti di un profilo U-Q/P_{max}, dove U è la tensione ai punti di connessione, espressa come rapporto del suo valore effettivo e del suo valore di riferimento di 1 p.u. (in per unit), e Q/P_{max} è il rapporto tra potenza reattiva e potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC. La posizione, le dimensioni e la forma della superficie di involucro interna sono indicative e nella superficie di involucro interna è possibile utilizzare forme non rettangolari. Nel caso dei profili che hanno una forma non rettangolare, l'intervallo dei valori di tensione è rappresentato dai punti della forma corrispondenti al valore di tensione massimo e a quello minimo. Con un profilo di questo tipo l'intero intervallo della potenza reattiva non sarebbe disponibile su tutto l'intervallo di tensioni di regime stazionario.

Area sincrona	Intervallo massimo di Q/P _{max}	Intervallo massimo del livello di tensione in regime stazionario in p.u.
Europa continentale	0,95	0,225
Area nordica	0,95	0,15
Gran Bretagna	0,95	0,225
Irlanda e Irlanda del Nord	1,08	0,218
Stati baltici	1,0	0,220

Tabella 6: Parametri per la superficie di involucro interna della figura

Allegato V – Profilo tensione-tempo di cui all'articolo 25

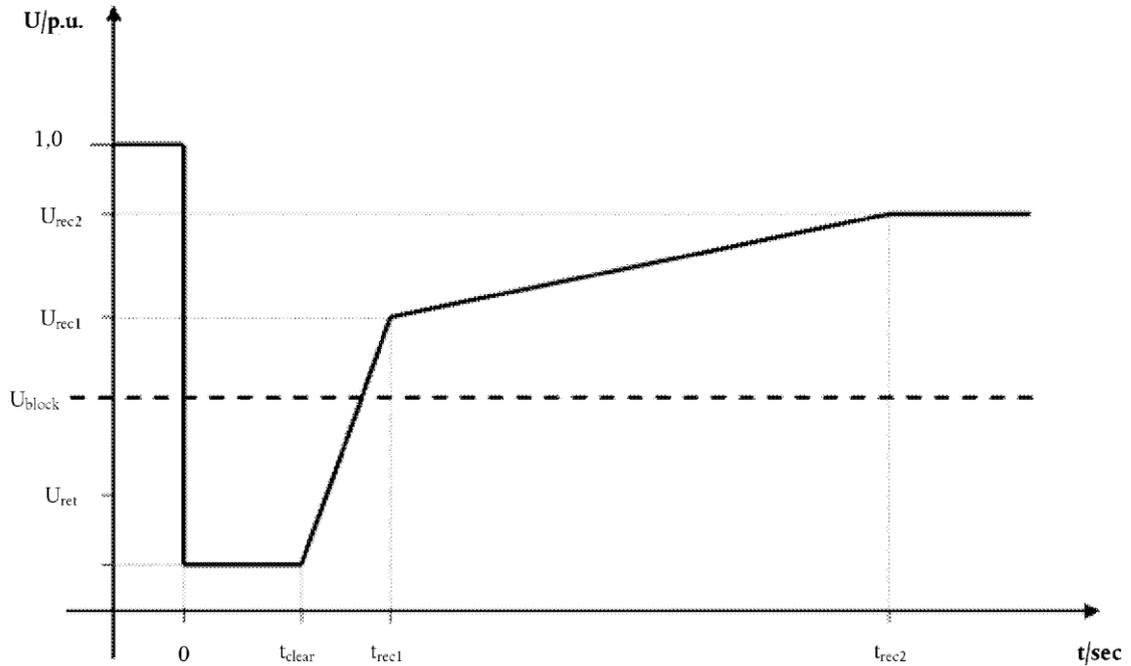


Figura 6: Profilo di fault-ride-through di una stazione di conversione HVDC. Il grafico rappresenta il limite inferiore di un profilo tensione-tempo al punto di connessione prima, durante e dopo un guasto, espresso come rapporto tra valore effettivo e valore di riferimento di 1 p.u. (in per unit). U_{ret} è la tensione mantenuta al punto di connessione durante un guasto, t_{clear} è l'istante in cui il guasto è stato eliminato, U_{rec1} e t_{rec1} specificano un punto dei limiti inferiori del ritorno di tensione dopo l'eliminazione di un guasto. U_{block} è la tensione di blocco al punto di connessione. I valori temporali indicati sono misurati a partire da t_{fault} .

Parametri relativi alla tensione [p.u.]		Parametri relativi al tempo [secondi]	
U_{ret}	0,00 — 0,30	t_{clear}	0,14 — 0,25
U_{rec1}	0,25 — 0,85	t_{rec1}	1,5 — 2,5
U_{rec2}	0,85 — 0,90	t_{rec2}	T_{rec1} — 10,0

Tabella 7: Parametri relativi alla figura 6 per la fault-ride-through capability di una stazione di conversione HVDC.

Punto V.BIS

Con riferimento all'Allegato V, si applica quanto segue:

Uret	0	Tclear	0.25
Urec1	0.5	Trec1	2.5
Urec2	0.85	Trec2	6

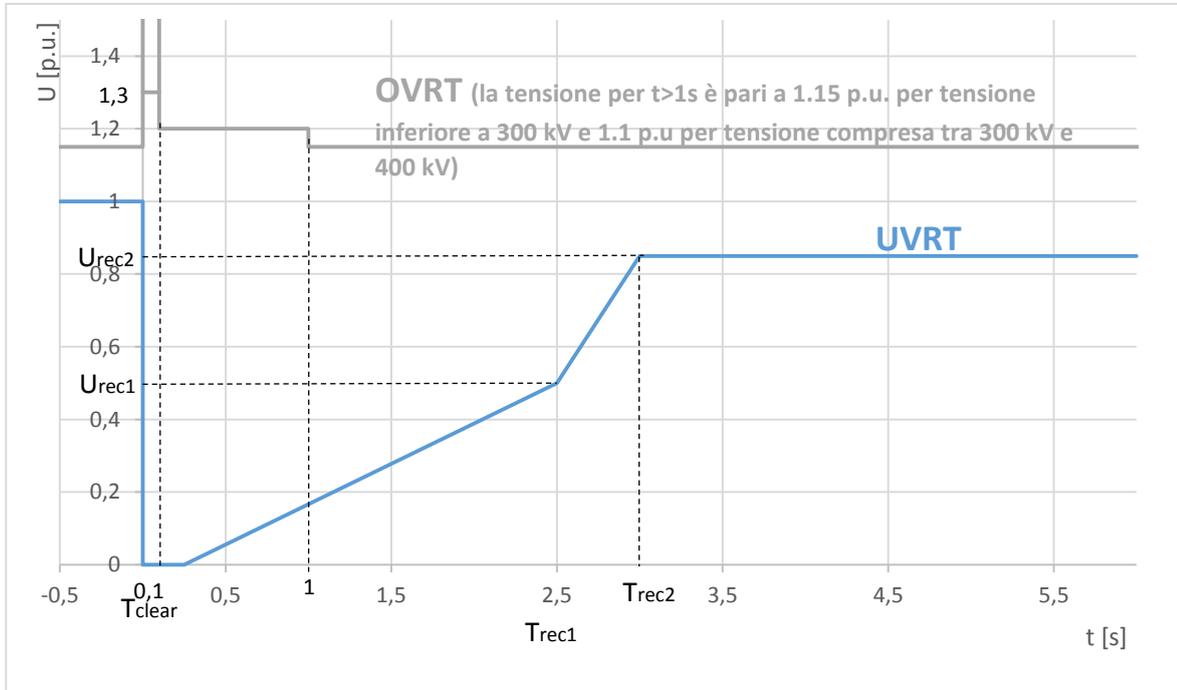


Figura 6.1: Profilo di Over Voltage Ride Through e Under Voltage Ride Through di una stazione di conversione HVDC

Per fronteggiare aumenti di tensione che accompagnano la rimozione di un guasto, le stazioni di conversione HVDC devono inoltre garantire il mantenimento della connessione del generatore alla rete per sopraelevazioni della tensione durante i transitori Over Voltage Ride Through (OVRT), come rappresentato dalla curva in grigio in Figura 6.1.

Nel primo tratto di 100 ms il limite superiore della caratteristica di OVRT è definito dal costruttore, ma in ogni caso non deve risultare inferiore a 1,3 p.u. della tensione di riferimento.

Nel tratto da 100 ms sino ad 1s, il limite superiore della caratteristica di OVRT deve essere almeno pari ad un valore di 1,2 p.u. della tensione di riferimento.

Per durate superiori a 1s, deve essere garantito il mantenimento della connessione alla rete per tensioni pari ad almeno 1,1 p.u. della tensione di riferimento per il livello di tensione inferiore a 300 kV e ad almeno 1.15 p.u. della tensione di riferimento per il livello di tensione compreso tra 300 kV e 400 kV.

Allegato VI – Intervalli dei valori di frequenza e intervalli di tempo di cui all'articolo 39, paragrafo 2, lettera a)

<i>Intervalli dei valori di frequenza</i>	<i>Tempo di funzionamento</i>
<i>47,0 Hz — 47,5 Hz</i>	<i>20 secondi</i>
<i>47,5 Hz — 49,0 Hz</i>	<i>90 minuti</i>
<i>49,0 Hz — 51,0 Hz</i>	<i>Illimitato</i>
<i>51,0 Hz — 51,5 Hz</i>	<i>90 minuti</i>
<i>51,5 Hz — 52,0 Hz</i>	<i>15 minuti</i>

Tabella 8: *Intervalli di tempo minimi per un sistema con tensione nominale di 50 Hz in cui un parco di generazione è in grado di funzionare con frequenze differenti, che si discostano da un valore nominale, senza disconnettersi dalla rete.*

Allegato VII – Intervalli dei valori di tensione e intervalli di tempo di cui all'articolo 40

<i>Intervallo dei valori di tensione</i>	<i>Tempo di funzionamento</i>
<i>0,85 p.u. — 0,90 p.u.</i>	<i>60 minuti</i>
<i>0,90 p.u. — 1,10 p.u.</i>	<i>Illimitato</i>
<i>1,10 p.u. — 1,118 p.u.</i>	<i>Illimitato, salvo diversamente specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.</i>
<i>1,118 p.u. — 1,15 p.u.</i>	<i>Specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.</i>

Tabella 9: Intervalli di tempo minimi per i quali un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di funzionare con tensioni differenti che si discostano da un valore di riferimento di 1 p.u. senza disconnettersi dalla rete, ove la tensione di base per i valori p.u. è pari o superiore a 110 kV e inferiore a 300 kV.

<i>Intervallo dei valori di tensione</i>	<i>Tempo di funzionamento</i>
<i>0,85 p.u. — 0,90 p.u.</i>	<i>60 minuti</i>
<i>0,90 p.u. — 1,05 p.u.</i>	<i>Illimitato</i>
<i>1,05 p.u. — 1,15 p.u.</i>	<i>Specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Possono essere specificati diversi sottointervalli di capacità di resistenza alla derivata di tensione.</i>

Tabella 10: Intervalli di tempo minimi per i quali un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di funzionare con tensioni differenti che si discostano da un valore di riferimento di 1 p.u. senza disconnettersi dalla rete, ove la tensione di base per i valori p.u. è compresa tra 300 kV e 400 kV (inclusi).

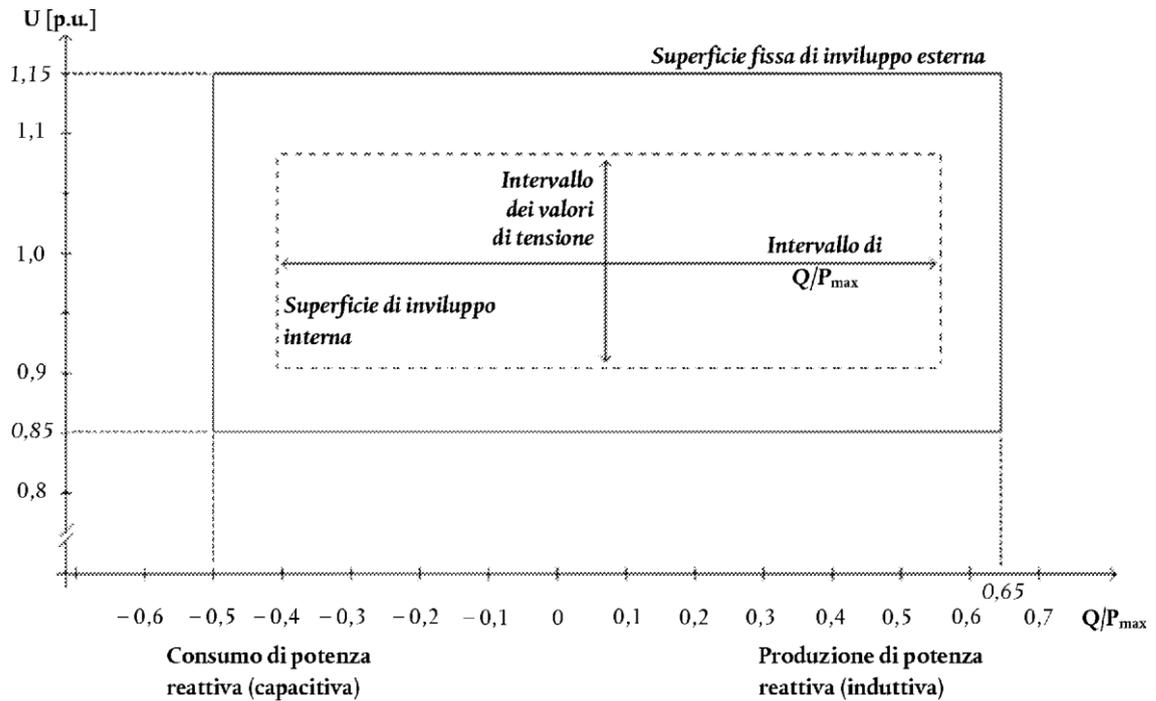


Figura 7: Profilo U - Q/P_{max} di un parco di generazione connesso in c.c. al punto di connessione. Il diagramma rappresenta i limiti di un profilo U - Q/P_{max} della tensione al punto/ai punti di connessione, espressa come rapporto del suo valore effettivo e del suo valore di riferimento di 1 p.u. (in per unit), rispetto al rapporto tra potenza reattiva (Q) e potenza massima (P_{max}). La posizione, le dimensioni e la forma della superficie di involuppo interna sono indicative e nella superficie di involuppo interna è possibile utilizzare forme non rettangolari. Nel caso dei profili che hanno una forma non rettangolare, l'intervallo dei valori di tensione è dato dai punti corrispondenti al valore di tensione massimo e a quello minimo. Con un profilo di questo tipo l'intero intervallo della potenza reattiva non sarebbe disponibile su tutto l'intervallo di tensioni di regime stazionario.

Ampiezza del profilo Q/P_{max}	Intervallo del livello di tensione in regime stazionario in p.u.
0 — 0,95	0,1 — 0,225

Tabella 11: Intervallo massimo e minimo di Q/P_{max} e della tensione in regime stazionario per un parco di generazione connesso in c.c.

Allegato VIII – Requisiti relativi alla potenza reattiva e alla tensione di cui all'articolo 48

<i>Intervallo dei valori di tensione</i>	<i>Tempo di funzionamento</i>
<i>0,85 p.u. — 0,90 p.u.</i>	<i>60 minuti</i>
<i>0,90 p.u. — 1,10 p.u.</i>	<i>Illimitato</i>
<i>1,10 p.u. — 1,12 p.u.</i>	<i>Illimitato, salvo diversamente specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.</i>
<i>1,12 p.u. — 1,15 p.u.</i>	<i>Specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.</i>

Tabella 12: Intervalli di tempo minimi per i quali una stazione di conversione HVDC del terminale remoto è in grado di funzionare con tensioni differenti che si discostano da un valore di riferimento di 1 p.u. senza disconnettersi dalla rete, ove la tensione di base per i valori p.u. è pari o superiore a 110 kV e inferiore a 300 kV.

<i>Intervallo dei valori di tensione</i>	<i>Tempo di funzionamento</i>
<i>0,85 p.u. — 0,90 p.u.</i>	<i>60 minuti</i>
<i>0,90 p.u. — 1,05 p.u.</i>	<i>Illimitato</i>
<i>1,05 p.u. — 1,15 p.u.</i>	<i>Specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Possono essere specificati diversi sottointervalli di capacità di resistenza alla derivata di tensione.</i>

Tabella 13: Intervalli di tempo minimi per i quali una stazione di conversione HVDC del terminale remoto è in grado di funzionare con tensioni differenti che si discostano da un valore di riferimento di 1 p.u. senza disconnettersi dalla rete, ove la tensione di base per i valori p.u. è compresa tra 300 kV e 400 kV (inclusi).

<i>Intervallo massimo di Q/Pmax</i>	<i>Intervallo massimo del livello di tensione in regime stazionario in p.u.</i>
<i>0,95</i>	<i>0,225</i>

Tabella 14: Intervallo massimo di Q/Pmax e della tensione in regime stazionario per una stazione di conversione HVDC del terminale remoto.

Allegato IX – Sistemi di comando, controllo e protezione dei collegamenti HVDC

Punto IX.1.BIS – Criteri di automazione, controllo e regolazione

Struttura gerarchica del sistema di controllo

In accordo con la norma IEC 60633:1998 "Terminology for high-voltage direct current (HVDC) transmission", per ogni polo del sistema HVDC e per ogni stazione di conversione HVDC, 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 dei ponti di conversione delle unità di conversione HVDC, 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 delle unità di conversione HVDC in assenza di telecomunicazioni fra le unità di conversione HVDC dello stesso polo, 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 delle unità di conversione HVDC, in assenza delle telecomunicazioni;
- il "controllo del collegamento", che attraverso il sistema di telecomunicazione fra le stazioni di conversione HVDC di un polo, opera in modo simmetrico e coordinato con il rispettivo blocco nell'altro estremo del polo. In tal modo si ottiene una coordinazione completamente automatica dell'intero polo, 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 polo, realizzano l'interfacciamento per la teleconduzione.

Per ogni stazione di conversione HVDC, la struttura del sistema di controllo potrà inoltre prevedere le funzionalità di:

- "controllo di stazione" che permette la gestione della stazione di conversione HVDC in maniera coordinata coordinando le funzioni del controllo delle unità di conversione HVDC dei singoli poli in assenza di telecomunicazioni con le altre stazioni di conversione HVDC;
- "controllo di bipolo" realizza le funzioni logiche di alto livello per la automazione e la gestione in maniera coordinata di entrambi i poli, coordinando le funzioni di controllo di collegamento o di terminale in presenza di telecomunicazioni.

Ridondanza del sistema di controllo

Lo sviluppo e la progettazione del sistema di comando e controllo 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 di ponte di conversione, 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.

Punto IX.2.BIS – Requisiti funzionali del sistema di controllo

Il sistema HVDC deve essere fornito con 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. Inoltre, per le attività di commissioning del sistema HVDC, dovrà essere previsto una modalità di controllo della sola corrente che potrà anche essere utilizzata in caso di fuori servizio prolungato del sistema di telecomunicazioni utilizzato per il coordinamento delle unità e stazioni di conversione del sistema HVDC.

Il sistema di controllo 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 sincroni, 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, variazione rapida della potenza trasmessa in riduzione (run-back) ed in aumento (run-up).

Modalità di funzionamento

Il sistema di controllo delle stazioni di conversione deve prevedere almeno le seguenti tre diverse modalità di funzionamento del sistema e delle stazioni di conversione HVDC:

- Modalità di funzionamento "Automatico di Collegamento" (ALM), 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 sistema HVDC o dei singoli poli che lo compongono. Le sequenze di comando, controllo e protezione devono essere coordinate e sincronizzate automaticamente tra le stazioni di conversione HVDC, 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" (ATM), 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 di conversione HVDC. Le sequenze di comando, controllo e protezione devono essere coordinate telefonicamente tra le diverse stazioni di conversione HVDC, 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" (MAN), 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) dei poli separatamente (sia in assetto bipolare che in assetto monopolare) della stessa stazione di conversione HVDC. Le manovre di controllo devono essere coordinate telefonicamente tra le stazioni di conversione HVDC, a partire da comandi locali di sala controllo.

Funzionamento da master o da slave

Nella modalità "automatico di collegamento", la stazione di conversione HVDC MASTER sarà quella che avrà la più alta priorità ed il suo operatore controllerà completamente il sistema HVDC o i singoli poli che lo compongono; l'altra stazione di conversione HVDC sarà denominata SLAVE ed eseguirà automaticamente le manovre richieste dalla stazione MASTER.

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.

Tutti 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 controllo delle stazioni di conversione deve prevedere almeno i seguenti diversi stati di funzionamento del sistema HVDC (se il sistema viene operato in modalità "Automatico di Collegamento") oppure delle unità di conversione HVDC (se il sistema viene operato in "Automatico di Terminale"), che sono caratterizzati da ben precisi criteri di riconoscimento:

- unità di conversione disconnessa (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).
- unità di conversione pronta 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).
- unità di conversione pronta 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).

- unità di conversione 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 singolo polo assume stati di funzionamento omonimi (Collegamento pronto per l'energizzazione, Collegamento pronto per il funzionamento, Collegamento in trasmissione di potenza) quando le unità di conversione hanno raggiunto gli stati di funzionamento corrispondenti, con la sola eccezione dello stato disconnesso che è raggiungibile solo a livello di unità di conversione.

Il sistema HVDC assume stati di funzionamento omonimi quando i poli hanno raggiunto gli stati di funzionamento corrispondenti.

Punto IX.3.BIS – Criteri e logiche di protezione

Requisiti generali di protezione

Ogni componente, ogni sottosistema, le unità di conversione HVDC e il sistema HVDC nella sua 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 sistema HVDC. In particolare la sicurezza dell'installazione dovrà essere assicurata anche in caso di avaria del sistema di telecomunicazione.

Lo sviluppo e la progettazione del sistema di protezione 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 protezione.

La duplicazione dei sistemi di protezione deve essere effettuata possibilmente utilizzando apparati con un diverso principio di rilevazione e/o algoritmo di intervento.

Se possibile deve essere attivato anche un sistema di protezione secondario in ridondanza ai sistemi di protezione primari. Per il sistema secondario sono accettabili tempi di intervento più lunghi e minore selettività.

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 stand-by, che deve essere sempre pronto per attivarsi. Il passaggio da un sistema protettivo 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 uno dei due sistemi si trovi in condizioni di guasto o sia stato forzatamente disattivato, l'automatismo di sorveglianza non deve commutare dall'attuale sistema attivo su quello non funzionante.

Deve essere garantito con opportuni accorgimenti costruttivi che eventuali guasti ad un sistema di protezione non si propaghino all'altro sistema di protezione.

Ogni stazione di conversione HVDC avrà un dispositivo di blocco, che potrà essere resettato di norma manualmente e localmente, e solo in casi eccezionali anche da remoto. 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 l'unità di conversione HVDC interessata e non sarà normalmente propagato anche alle altre unità della stessa stazione.

Il blocco dell'unità di conversione HVDC ne impedirà le manovre, fino al ripristino manuale.

In funzione del tipo di intervento della protezione, l'azione può essere una fermata temporanea del singolo polo del sistema HVDC, seguita da un tentativo di ripartenza, oppure il passaggio agli stati di funzionamento RFO, RFE, 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 provvisto 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.

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.

Il sistema di protezione del sistema HVDC 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.

Punto IX.4.BIS - Sistema di protezioni lato rete alternata

Terna si riserva di verificare la corrispondenza del progetto proposto per le protezioni del sistema HVDC ai requisiti generali dei sistemi di protezione lato AC i cui principi base sono descritti nell'Allegato A.4 del CdR.

Le protezioni di rete dovranno essere definite in accordo con il Titolare del sistema HVDC durante la fase di richiesta di connessione.

Punto IX.5.BIS - Altre protezioni specifiche

Il sistema di protezione della stazione di conversione 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.
- protezione dalle dissimmetrie della tensione di rete: la stazione di conversione HVDC deve essere disconnessa al superamento di limiti fissati. La taratura della protezione devono essere concordata con TERNA in maniera tale da non escludere anticipatamente l'impianto in regime transitorio al fine di salvaguardare le esigenze di disponibilità della RTN.

Punto IX.6.BIS – Supervisione e monitoraggio

Entrambe le stazioni avranno un sistema di registrazione degli eventi (RCE – Registrazione Cronologica degli Eventi) e dei guasti (TFR - Transient Fault Recorder & Analyzer). La funzione RCE 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 RCE 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.

La funzione RCE 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 delle registrazioni, 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.