

# MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA

Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale ex D. Lgs 152/2006

## PROGETTO DEFINITIVO E STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

HUB ENERGETICO **AGNES ROMAGNA 1&2** UBICATO NEL TRATTO DI MARE ANTISTANTE LA COSTA EMILIANO-ROMAGNOLA E NEL COMUNE DI RAVENNA

Titolo:

### RELAZIONE ELETTRICA GENERALE

Codice identificativo:

**AGNROM\_EP-R\_REL-ELETTRICA**

Proponente:



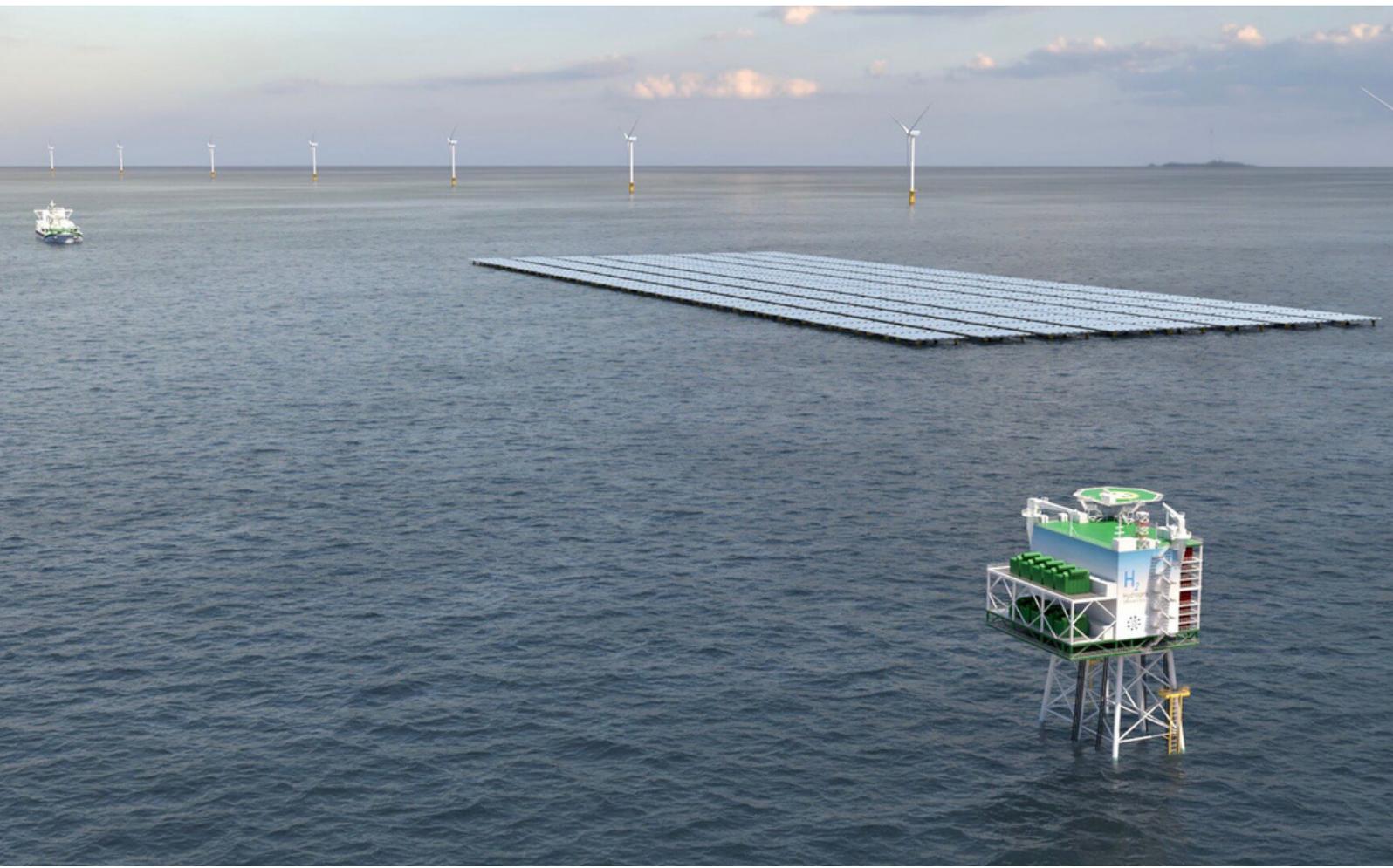
Agnes S.r.l.  
P. IVA: 02637320397



Autore del documento:



Qint'x S.r.l.  
P. IVA: 01445520396



## DETTAGLI DEL DOCUMENTO

<b>Titolo documento</b>	Relazione elettrica generale
<b>Codice documento</b>	AGNROM_EP-R_REL-ELETTRICA
<b>Titolo progetto</b>	Hub energetico Agnes Romagna 1&2
<b>Codice progetto</b>	AGNROM
<b>Data</b>	10/02/2023
<b>Versione</b>	1.0
<b>Autore/i</b>	M. Mazzarella; N. Lontani
<b>Tipologia elaborato</b>	Relazione
<b>Cartella</b>	VIA_2
<b>Sezione</b>	Elaborati di progetto
<b>Formato</b>	A4

## VERSIONI

1.0	00	M. Mazzarella; N. Lontani	A. Bernabini	AGNES	Emissione finale
<b>Ver.</b>	<b>Rev.</b>	<b>Redazione</b>	<b>Controllo</b>	<b>Emissione</b>	<b>Commenti</b>

## FIRME DIGITALI



**Agnes S.r.l.**

Via Del Fringuello 28, 48124 Ravenna (IT)

Questo documento è di proprietà di Agnes S.r.l.  
Qualunque riproduzione, anche parziale, è vietata senza la sua preventiva autorizzazione.  
Ogni violazione sarà perseguita a termini di legge.



<b>PREMESSA</b> .....	<b>9</b>
<b>1. DEFINIZIONI</b> .....	<b>11</b>
<b>2. RIFERIMENTI NORMATIVI</b> .....	<b>14</b>
2.1 LEGGI E DECRETI .....	14
2.2 NORME TECNICHE .....	17
2.2.1 NORME GENERICHE .....	17
2.2.2 NORME SUI CAVI INTERRATI.....	17
2.2.3 NORME PER STAZIONI ELETTRICHE .....	18
2.2.4 CODICE DI RETE .....	24
<b>3. PRESENTAZIONE DEL PROGETTO</b> .....	<b>25</b>
3.1 INTRODUZIONE .....	25
3.2 SCOPO DEL DOCUMENTO .....	26
3.3 DATI PRINCIPALI DI RIFERIMENTO.....	27
3.4 UBICAZIONE E LAYOUT DEL PROGETTO .....	28
3.5 CRITERIO GENERALE DI PROGETTAZIONE.....	31
3.6 SCHEMA DI CONNESSIONE ELETTRICA.....	32
3.7 ESIGENZE DI FLESSIBILITÀ .....	33
<b>4. CONNETTIVITA' ALLA RETE ELETTRICA NAZIONALE</b> .....	<b>35</b>
4.1 CONTESTO EUROPEO.....	36
4.2 CONTESTO ITALIANO .....	37
4.2.1 CRESCITA DI PRODUZIONE RINNOVABILE .....	38
4.2.2 SVILUPPO DEI SISTEMI DI ACCUMULO .....	39
4.2.3 PIANO DI SVILUPPO TERNA.....	40
4.2.3.1 Scenario FF55 2030.....	40
4.2.3.2 Scenario 2040 GA-IT e DE-IT.....	41
4.2.3.3 Evoluzione dell'eolico offshore .....	42
4.3 RISVOLTI SUL FABBISOGNO ENERGETICO PROVINCIALE E REGIONALE.....	44
4.3.1 BREVE EXCURSUS DEL DISTRETTO ENERGETICO DI RAVENNA.....	48
4.4 FUTURA ESPANSIONE DELL'HUB ENERGETICO .....	50
<b>5. SISTEMI DI PRODUZIONE ENERGIA</b> .....	<b>52</b>
5.1.1 PRESCRIZIONI GENERALI DEL CODICE DI RETE .....	57
5.1.1.1 Limiti di funzionamento.....	58
5.1.1.2 Insensibilità alle variazioni di tensione .....	59
5.2 IMPIANTI EOLICI .....	60
5.2.1 LAYOUT DEI PARCHI EOLICI.....	62
5.2.2 AEROGENERATORI .....	66
5.2.2.1 Comparazione con aerogeneratori presenti in commercio.....	70
5.2.2.2 Motivazioni principali sulla scelta dell'aerogeneratore.....	72



Relazione elettrica generale  
AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

5.2.2.3	Produzione di energia nell'aerogeneratore .....	75
5.2.2.4	Sistema di controllo e potenza .....	80
5.2.2.5	Sistema di protezione .....	89
5.2.2.6	Sistema di monitoraggio .....	92
5.3	IMPIANTI FOTOVOLTAICI GALLEGGIANTI.....	94
5.3.1	NOMENCLATURA IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE .....	94
5.3.2	ALTERNATIVA TECNOLOGICA 1 .....	95
5.3.2.1	Generalità .....	95
5.3.2.1	Pannelli fotovoltaici.....	96
5.3.2.2	Connessione BT .....	97
5.3.2.3	Inverter .....	97
5.3.2.1	Cabina di trasformazione .....	98
5.3.2.2	GIS.....	98
5.3.2.3	Trasformatore.....	99
5.3.3	ALTERNATIVA TECNOLOGICA 2 .....	99
5.3.3.1	Generalità .....	100
5.3.3.1	Pannelli fotovoltaici.....	100
5.3.3.1	Connessione BT .....	100
5.3.3.1	Inverter .....	101
5.3.4	ALTERNATIVA DI UBICAZIONE .....	101
5.3.5	SISTEMA DI PROTEZIONE .....	103
5.3.6	SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO .....	107
5.3.7	SISTEMA DI MONITORAGGIO .....	114
6.	<b>SISTEMI DI TRASMISSIONE ELETTRICA.....</b>	<b>116</b>
6.1	CAVI ELETTRICI MARINI .....	116
6.1.1	SVILUPPI PROGETTUALI DA PROGETTO PRELIMINARE A PROGETTO DEFINITIVO .....	118
6.1.2	CAVI DI INTERCONNESSIONE AEROGENERATORI DA 66 kV .....	124
6.1.3	CAVI DINAMICI DI INTERCONNESSIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA 66 kV .....	132
6.1.3.1	Cavi dinamici impianto fotovoltaico galleggiante .....	132
6.1.3.2	Possibili configurazioni di interconnessione dell'impianto fotovoltaico galleggiante .....	133
6.1.3.3	Dimensionamento cavi alternativa tecnologica 1 .....	135
6.1.3.1	Dimensionamento cavi alternativa tecnologica 2 .....	137
6.1.4	CAVI DI TRASMISSIONE EXPORT DA 220 kV .....	139
6.2	STAZIONI ELETTRICHE DI TRASFORMAZIONE OFFSHORE .....	148
6.2.1	POSIZIONE DELLE SOTTOSTAZIONI.....	149
6.2.2	TOPSIDE .....	150
6.2.3	APPARECCHIATURE ELETTRICHE .....	151
6.2.3.1	Trasformatori.....	152
6.2.3.2	GIS.....	154
6.2.3.3	Impianto di terra .....	154
6.2.3.4	Sistema a basso voltaggio.....	155
6.2.4	SISTEMI AUSILIARI .....	155
6.2.4.1	Disposizione delle apparecchiature e degli elementi strutturali SSR1 .....	156
6.2.4.2	Disposizione delle apparecchiature e degli elementi strutturali SSR2 .....	160
6.2.5	CONNESSIONE DELLE SOTTOSTAZIONI .....	164



6.2.6	OPERAZIONE DI PROTEZIONE ANTI SCOURING .....	167
6.3	OPERA DI APPRODO .....	167
6.3.1	SEZIONI TIPOLOGICHE.....	168
6.4	AREA DI GIUNZIONE TRA COMPARTO TERRESTRE E MARINO.....	170
6.5	CAVIDOTTI TERRESTRI DI COLLEGAMENTO TRA IL PUNTO DI APPRODO E LA STAZIONE DI TRASFORMAZIONE ELETTRICA ONSHORE 174	
6.6	MODALITÀ DI POSA E DI ATTRAVERSAMENTO DEI CAVI 220 kV .....	179
6.7	CAVIDOTTI TERRESTRI DI COLLEGAMENTO TRA LA STAZIONE DI TRASFORMAZIONE ELETTRICA ONSHORE E LA STAZIONE DI TERNA “LA CANALA” .....	185
6.8	MODALITÀ DI POSA E DI ATTRAVERSAMENTO DEI CAVI 380 kV .....	194
6.9	AGNES RAVENNA PORTO .....	197
6.9.1	VIE CAVO E VIE CONDOTTE.....	201
6.10	STAZIONE ELETTRICA ONSHORE .....	201
6.10.1	EDIFICIO ELETTRICO MT/BT E SERVIZI AUSILIARI .....	205
6.10.2	EDIFICIO SF6 220kV .....	207
6.10.3	EDIFICIO SF6 380kV .....	209
<b>7.</b>	<b>SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA .....</b>	<b>212</b>
7.1	RIFERIMENTI NORMATIVI .....	212
7.2	INFORMAZIONI DI CARATTERE GENERALE .....	212
7.3	MOTIVAZIONI DELL’INSERIMENTO DEL BESS NEL PROGETTO.....	213
7.4	CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL SISTEMA BESS.....	214
7.5	CONDIZIONI GENERALI DI CONNESSIONE ALLA RETE .....	217
7.5.1	PRESCRIZIONI GENERALI.....	217
7.5.2	LIMITI DI FUNZIONAMENTO .....	218
7.5.3	PROTEZIONE E TARATURA.....	219
7.5.4	SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO .....	222
7.6	FUNZIONALITÀ DEL SISTEMA .....	223
7.6.1	SERVIZI AUSILIARI E DI DISPACCIAMENTO.....	223
7.6.2	REGOLAZIONE IMMISSIONE IN RETE .....	223
7.6.3	OPERAZIONI DI SHIFTING.....	224
7.6.4	OTTIMIZZAZIONE SULLA PRODUZIONE DI IDROGENO.....	224
<b>8.</b>	<b>IMPIANTO DI PRODUZIONE E STOCCAGGIO DI IDROGENO VERDE .....</b>	<b>225</b>



## Indice delle figure

FIGURA 1: PLANIMETRIA DELLE OPERE A MARE.....	29
FIGURA 2: POSIZIONAMENTO DELLE OPERE A TERRA .....	29
FIGURA 3: SCHEMA STILIZZATO DELL'HUB ENERGETICO ROMAGNA 1&2 .....	31
FIGURA 4: CRESCITA DI PRODUZIONE RINNOVABILE IN ITALIA (PIANO DI SVILUPPO TERNA 2021).....	38
FIGURA 5: RICHIESTE DI CONNESSIONE EOLICO OFFSHORE, AGGIORNAMENTO A OTTOBRE 2022 (TERNA) .....	42
FIGURA 6: CONFRONTO DATI SCENARIO PdS TERNA CON RICHIESTE DI CONNESSIONE AGGIORNATE A OTTOBRE 2022 (TERNA).....	43
FIGURA 7: CONFRONTO FRA LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER FONTE IN EMILIA-ROMAGNA (A SINISTRA) E LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER FONTE IN ITALIA (A DESTRA).....	45
FIGURA 8: PERCENTUALI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER FONTE IN EMILIA-ROMAGNA .....	45
FIGURA 9: PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA NELLE PROVINCE DELL'EMILIA-ROMAGNA.....	46
FIGURA 10: PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER FONTE NELLE PROVINCE DELL'EMILIA-ROMAGNA .....	46
FIGURA 11: POTENZA EFFICIENTE INSTALLATA (MW) PER PROVINCE DELL'EMILIA-ROMAGNA .....	47
FIGURA 12: TREND DI PRODUZIONE DI GAS METANO A LIVELLO NAZIONALE (IN MILIONI DI SMC).....	49
FIGURA 13: UBICAZIONE DELL'INVOLUCRO PROGETTUALE DI ROMAGNA 3 PER LA FUTURA ESPANSIONE DELL'HUB ENERGETICO .....	51
FIGURA 14: PLANIMETRIA DELLE OPERE A MARE.....	52
FIGURA 15: POSIZIONAMENTO DELLO SPECCHIO ACQUEO DI ROMAGNA 1.....	53
FIGURA 16: POSIZIONAMENTO DELLO SPECCHIO ACQUEO DI ROMAGNA 2.....	55
FIGURA 17: CARATTERISTICA FRT AL PUNTO DI CONNESSIONE PER CENTRALI EOLICHE (CODICE DI RETE) .....	59
FIGURA 18: UBICAZIONE DEI DEVICE LIDAR PER LA MISURAZIONE DEL VENTO NEL SITO DI PROGETTO.....	61
FIGURA 19: POSIZIONAMENTO DEGLI AEROGENERATORI DI ROMAGNA 1 .....	63
FIGURA 20: POSIZIONAMENTO DEGLI AEROGENERATORI DI ROMAGNA 2 .....	65
FIGURA 21: ESEMPIO DI AEROGENERATORE OFFSHORE .....	66
FIGURA 22: SCHEMA DESCRITTIVO DI UN AEROGENERATORE AD ASSE ORIZZONTALE .....	69
FIGURA 23: GRAFICO RAPPRESENTANTE LA VARIAZIONE DI EFFICIENZA AL VARIARE DEL DIAMETRO.....	73
FIGURA 24: GRAFICO DI COMPARAZIONE DELLE CURVE DI PRODUZIONE TRA DUE AEROGENERATORI.....	74
FIGURE 25: COMPONENTI DI PRODUZIONE DELLA TURBINA .....	75
FIGURE 26: TRASFORMATORE, GIS, CONNETTORI E HANG-OFF.....	79
FIGURA 27: CURVA CAPABILITY P/Q AL PUNTO DI CONNESSIONE AT ALLA TENSIONE NOMINALE $V_N$ .....	85
FIGURA 28: CURVA CAPABILITY V/Q AL PUNTO DI CONNESSIONE AT ALLA POTENZA NOMINALE DISPONIBILE $P_{ND}$ .....	85
FIGURA 29: CURVA P(F) PER UNA CENTRALE EOLICA (CODICE DI RETE).....	87
FIGURA 30: ASSETTO DELLE PROTEZIONI CONTRO I GUASTI E LE PERTURBAZIONI NELLA RETE DI UNA CENTRALE EOLICA (CODICE DI RETE).....	91
FIGURE 31: IMPIANTO FOTOVOLTAICO ALTERNATIVA 1 .....	95
FIGURA 32: PANNELLO FOTOVOLTAICO BIFACCIALE .....	97
FIGURE 33: IMPIANTO FOTOVOLTAICO ALTERNATIVA 2 .....	99
FIGURA 34: SCHEMA CONNESSIONE NELL'ALTERNATIVA DI UBICAZIONE .....	101
FIGURA 35: ALTERNATIVA DI UBICAZIONE STRUTTURA SOPRAELEVATA .....	102
FIGURA 36: ALTERNATIVA DI UBICAZIONE STRUTTURA A MEMBRANA .....	103
FIGURA 37: ASSETTO DELLE PROTEZIONI CONTRO I GUASTI E LE PERTURBAZIONI NELLA RETE DI CONNESSIONE AT DI UNA CENTRALE FOTOVOLTAICA (CODICE DI RETE).....	105
FIGURA 38: CURVA CAPABILITY P/Q DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA AL PUNTO DI CONNESSIONE AT ALLA TENSIONE NOMINALE $V_N$ .....	110
FIGURA 39: CURVA CAPABILITY V/Q DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA AL PUNTO DI CONNESSIONE AT ALLA POTENZA NOMINALE DISPONIBILE ( $P_{ND}$ ).....	110



Relazione elettrica generale  
AGNR0M\_EP-R\_REL-ELETRICA

FIGURA 40: CURVA CARATTERISTICA $Q=F(\Delta V)$ - MODALITÀ BASE .....	112
FIGURA 41: CURVA P/F PER UNA CENTRALE FOTOVOLTAICA (CODICE DI RETE) .....	114
FIGURA 42: PLANIMETRIA RIFERITA AL PROGETTO PRELIMINARE .....	119
FIGURA 43: ESTRATTO DI INQUADRAMENTO DELLE OPERE A MARE SU PLANIMETRIA INFRASTRUTTURE OIL & GAS ESISTENTI .....	120
FIGURA 44: MAPPA DEGLI OGGETTI DI RILIEVO PRESENTI NELL'AREA MARITTIMA DI INTERESSE PER IL PROGETTO IN ESAME .....	122
FIGURA 45: SOVRAPPOSIZIONE DI AGNES ROMAGNA 1&2 AL NUOVO TSS DELLA CAPITANERIA DI PORTO DI RAVENNA. FONTE: ELABORAZIONE GIS SU LAYER DESUNTI DALLA CARTA NAUTICA DEL NUOVO TSS DI RAVENNA .....	123
FIGURA 46: POSIZIONAMENTO DELLO SPECCHIO ACQUEO DI ROMAGNA 1 .....	125
FIGURA 47: POSIZIONAMENTO DELLO SPECCHIO ACQUEO DI ROMAGNA 2 .....	127
FIGURA 48: IMMAGINE DA SSS DEL RELITTO CON LOCALIZZAZIONE (325588,14E; 4938453,34N) IN COORDINATE WGS 84 UTM/UPS 33 N IN RIFERIMENTO AL PERCORSO ELETTRODOTTO PRIMA DELLA MODIFICA .....	129
FIGURA 49: SEZIONE TRASVERSALE CAVO 66kV .....	130
FIGURA 50: STRATIGRAFIA CAVO DINAMICO .....	132
FIGURA 51: COLLEGAMENTO LAZY-S CON TRINCEA SU FONDALE MARINO .....	134
FIGURA 52: COLLEGAMENTO LAZY S CON POSA SU FONDALE CON PROTEZIONE MEDIANTE MASSI NATURALI .....	134
FIGURA 53: COLLEGAMENTO W-SHAPED .....	134
FIGURA 54: NUMERAZIONE STRUTTURE ESAGONALI .....	136
FIGURA 55: NUMERAZIONE CLUSTER .....	138
FIGURA 56: PLANIMETRIA DELLE OPERE A MARE E KP DEI CAVI A 220 kV .....	141
FIGURA 57: SEZIONE TRASVERSALE CAVO 220 kV .....	142
FIGURA 58: CURVA DINAMICA DELLA TEMPERATURA DEL CONDUTTORE (CORRENTE DINAMICA MASSIMA 1443 A) .....	146
FIGURA 59: POSIZIONE DELLE SOTTOSTAZIONI ELETTRICHE A MARE NEL PROGETTO AGNES ROMAGNA .....	149
FIGURA 60: VISTA ISOMETRICA DELLA SOTTOSTAZIONE SSR1 .....	156
FIGURA 61: VISTE IN PROSPETTO DELLA SOTTOSTAZIONE SSR1 .....	156
FIGURA 62: PLANIMETRIA SOTTOSTAZIONE SSR1 – CABLE DECK, ELEVAZIONE +13 M TOS .....	157
FIGURA 63: PLANIMETRIA SOTTOSTAZIONE SSR1 – LOWER DECK, ELEVAZIONE +18 M TOS .....	158
FIGURA 64: PLANIMETRIA SOTTOSTAZIONE SSR1 – UPPER DECK, ELEVAZIONE +27 M TOS .....	159
FIGURA 65: VISTA ISOMETRICA DELLA SOTTOSTAZIONE SSR2 .....	160
FIGURA 66: VISTE IN PROSPETTO DELLA SOTTOSTAZIONE SSR2 .....	160
FIGURA 67: PLANIMETRIA SOTTOSTAZIONE SSR2 – CABLE DECK, ELEVAZIONE +13 M TOS .....	161
FIGURA 68: PLANIMETRIA SOTTOSTAZIONE SSR2 – LOWER DECK, ELEVAZIONE +18 M TOS .....	162
FIGURA 69: PLANIMETRIA SOTTOSTAZIONE SSR2 – UPPER DECK, ELEVAZIONE +27 M TOS .....	163
FIGURA 70: TIPICO DELLA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA MARINA CON FONDAZIONE DI TIPO MONOPALO .....	164
FIGURA 71: TIPICO DELLA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA MARINA CON FONDAZIONE DI TIPO JACKET .....	165
FIGURA 72: SCHEMA INGRESSO CAVI ALLA SOTTOSTAZIONE ROMAGNA 1 .....	166
FIGURA 73: SCHEMA INGRESSO CAVI ALLA SOTTOSTAZIONE ROMAGNA 2 .....	167
FIGURA 74: AREA DI APPRODO E CARATTERISTICHE DELL'OPERA IN HDD .....	168
FIGURA 75: TIPOLOGICO CAVO AT OFFSHORE DA 2500 MQ .....	169
FIGURA 76: SEZIONE TIPOLOGICA PERFORAZIONE .....	170
FIGURA 77: INQUADRAMENTO AREA DI APPRODO .....	171
FIGURA 78: GEOMETRIA GENERALE VASCA DEI GIUNTI DI TRANSIZIONE IN PIANTA .....	172
FIGURA 79: SEZIONI DELLA VASCA DEI GIUNTI DI TRANSIZIONE .....	173
FIGURA 80: ESEMPIO DI UN GIUNTO DI TRANSIZIONE ALL'INTERNO DEL POZZETTO .....	174
FIGURA 81: PERCORSO DEL TRACCIATO DI CAVIDOTTO 220 kV .....	175



Relazione elettrica generale  
AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

FIGURA 82: GIUNTO SEZIONATO 220kV .....	177
FIGURA 83: ESPLOSO DELLA COMPOSIZIONE DEL CAVO 220kV .....	179
FIGURA 84: SEZIONE TIPICA DI SCAVO E POSA ELETTRODOTTO 220 kV SU TERRENO AGRICOLO .....	180
FIGURA 85: SEZIONE TIPICA DI SCAVO E POSA ELETTRODOTTO 220 kV SU STRADA.....	180
FIGURE 86 E 87: SEZIONI DI POSA DI ELETTRODOTTO IN CAVI 220kV CON T.O.C. PER ATTRAVERSAMENTO STRADALE, FERROVIARIO, RII E CANALI .....	182
FIGURA 88: MODALITÀ TIPICA PER ATTRAVERSAMENTI CON SISTEMA TELEGUIDATO DI ELETTRODOTTO IN CAVI 220kV .....	182
FIGURA 89: PLANIMETRIA GENERALE DEL TRACCIATO ELETTRODOTTO IN CAVO INTERRATO 380kV .....	185
FIGURA 90: GIUNTO SEZIONATO 380kV .....	187
FIGURA 91: ESPLOSO DELLA COMPOSIZIONE DEL CAVO 380kV .....	190
FIGURA 92: SEZIONE TIPICA DI SCAVO E POSA ELETTRODOTTO 380 kV SU STRADA.....	191
FIGURA 93: SEZIONE TIPICA DI SCAVO E POSA ELETTRODOTTO 380 kV SU TERRENO AGRICOLO .....	191
FIGURA 94: MODALITÀ TIPICA PER ATTRAVERSAMENTI CON SISTEMA TELEGUIDATO DI ELETTRODOTTO IN CAVI 380kV .....	192
FIGURE 95 E 96: SEZIONI DI POSA DI ELETTRODOTTO IN CAVI 380kV CON T.O.C. PER ATTRAVERSAMENTO STRADALE, FERROVIARIO, RII E CANALI .....	193
FIGURE 97: SEZIONE TIPICA DI SCAVO E POSA ELETTRODOTTO 380 kV SU STRADA .....	194
FIGURE 98: SEZIONE TIPICA DI SCAVO E POSA ELETTRODOTTO 380 kV SU TERRENO AGRICOLO .....	195
FIGURE 99: SEZIONI DI POSA DI ELETTRODOTTO IN CAVI 380kV CON T.O.C. PER ATTRAVERSAMENTO STRADALE, FERROVIARIO, RII E CANALI .....	196
FIGURA 100: PLANIMETRIA DI AGNES RAVENNA PORTO CON CLASSIFICAZIONE FUNZIONALE DELLE AREE OCCUPATE .....	197
FIGURA 101: CASSA DI COLMATA "A" IN PROGETTO DELL'AUTORITÀ PORTUALE .....	198
FIGURA 102: PLANO-ALTIMETRICO DELL'AREA AGNES RAVENNA PORTO .....	199
FIGURA 103: RENDERING DELL'AREA AGNES RAVENNA PORTO .....	200
FIGURA 104: PLANIMETRIA GENERALE DELLA STAZIONE ELETRICA DI TRASFORMAZIONE 220/ 380kV .....	204
FIGURA 105: PLANIMETRIA EDIFICIO ELETRICO MT/BT E SERVIZI AUSILIARI.....	206
FIGURA 106: PLANIMETRIA EDIFICIO SF6 220 kV .....	208
FIGURA 107: PLANIMETRIA EDIFICIO SF6 380 kV .....	210
FIGURA 108: PLANIMETRIA OPERE ON SHORE: AREA ADIBITA A IMPIANTO BESS .....	215
FIGURA 109: ASSETTO DELLE PROTEZIONI CONTRO GUASTI E PERTURBAZIONI NELLA RETE DI CONNESSIONE PER UN IMPIANTO DI ACCUMULO (CODICE DI RETE) .....	220



## Indice delle tabelle

TABELLA 1: ANALISI SUI RISVOLTI DEL PROGETTO SUL FABBISOGNO ENERGETICO (RIELABORAZIONE INTERNA SU DATI DI TERNA DEL 2019).....	48
TABELLA 2: ADDETTI OCCUPATI E FATTURATO DEL DISTRETTO O&G DI RAVENNA NEL QUINQUENNIO 2014-2018.....	49
TABELLA 3: COORDINATE DEI VERTICI DI ROMAGNA 1.....	53
TABELLA 4: COORDINATE DEI VERTICI DI ROMAGNA 2.....	55
TABELLA 5: COORDINATE DEGLI AEROGENERATORI DI ROMAGNA 1.....	62
TABELLA 6: COORDINATE DEGLI AEROGENERATORI DI ROMAGNA 2.....	64
TABELLA 7: CARATTERISTICHE TECNICHE AEROGENERATORE .....	67
TABELLA 8: TABELLA DI COMPARAZIONE DEGLI AEROGENERATORI.....	71
TABELLA 9: NOMENCLATURA IMPIANTO OFPV.....	94
TABELLA 10: PARAMETRI PRINCIPALI IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE .....	95
TABELLA 11: CARATTERISTICHE CONTAINER .....	98
TABELLA 12: PARAMETRI PRINCIPALI IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE .....	99
TABELLA 13: DIMENSIONI PRINCIPALI DEI CORRIDOI DEI CAVI EXPORT 220 kV .....	116
TABELLA 14: DIMENSIONI PRINCIPALI DEI TRENCH DI INSTALLAZIONE DEI CAVI EXPORT 220 kV.....	116
TABELLA 15: DIMENSIONI PRINCIPALI DEI CORRIDOI DEI CAVI INTER-ARRAY 66 kV.....	117
TABELLA 16: DIMENSIONI PRINCIPALI DEI TRENCH DI INSTALLAZIONE DEI CAVI INTER-ARRAY 66 kV .....	117
TABELLA 17: DATI CAVI INTER-ARRAY PER ROMAGNA 1 .....	126
TABELLA 18: DATI CAVI INTER-ARRAY PER ROMAGNA 2 .....	128
TABELLA 19: DESIGN CAVO INTER-ARRAY 66kV .....	130
TABELLA 20: DESCRIZIONE CARATTERISTICHE CAVO INTER-ARRAY 66 kV .....	131
TABELLA 21: PARAMETRI DI PRESTAZIONE MECCANICA DEL CAVO 66kV.....	131
TABELLA 22: PARAMETRI DI PRESTAZIONE ELETTRICA DEL CAVO 66kV.....	131
TABELLA 23: COMPOSIZIONE CAVI DINAMICI .....	133
TABELLA 24: DIMENSIONAMENTO CAVI DINAMICI.....	136
TABELLA 25: CARATTERISTICHE CAVO DINAMICO .....	137
TABELLA 26: DIMENSIONAMENTO CAVI DINAMICI.....	138
TABELLA 27: DESIGN CAVO 220kV.....	142
TABELLA 28: DESIGN CAVO 220 kV DA 2000 MM2 .....	143
TABELLA 29: DATI MECCANICI DEL CAVO 220 kV DA 2000 MM2 .....	143
TABELLA 30: DATI ELETTRICI DEL CAVO 220 kV DA 2000 MM2 .....	143
TABELLA 31: DESIGN CAVO 220 kV CON SEZIONE DA 500 MM2 .....	144
TABELLA 32: DATI MECCANICI DEL CAVO 220 kV DA 500 MM2 .....	144
TABELLA 33: DATI ELETTRICI DEL CAVO 220 kV DA 500 MM2 .....	145
TABELLA 34: PARAMETRI DI PRESTAZIONE MECCANICA DEL CAVO 220kV.....	145
TABELLA 35: PARAMETRI DI PRESTAZIONE ELETTRICA DEL CAVO 220 kV .....	145
TABELLA 36: CROSSING VISIBILI DA IMMAGINI SBP (REF "REPORT DELLE INDAGINI GEOFISICHE A MARE" APPENDICE A DELLO STUDIO IMPATTO AMBIENTALE) .	147
TABELLA 37: POSIZIONE, BATIMETRIA E DISTANZE DELLE SOTTOSTAZIONI ELETTRICHE A MARE .....	150
TABELLA 38: CARATTERISTICHE TRASFORMATORI SOTTOSTAZIONE ROMAGNA 1 .....	153
TABELLA 39: CARATTERISTICHE TRASFORMATORI SOTTOSTAZIONE ROMAGNA 2 .....	153
TABELLA 40: CARATTERISTICHE GEOMETRICHE DELLE TUBAZIONI .....	169
TABELLA 41: CARATTERISTICHE DELL'ELETTRODOTTO IN CAVO 220kV.....	175



**Relazione elettrica generale**

AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

---

TABELLA 42: PARAMETRI DI SISTEMA DELL'ELETTRODOTTO IN CAVO 220kV .....	177
TABELLA 43: DATI COSTRUTTIVI DELL'ELETTRODOTTO IN CAVO 220kV .....	178
TABELLA 44: PARAMETRI ELETTRICI DEL CAVO 220kV .....	178
TABELLA 45: CARATTERISTICHE DELL'ELETTRODOTTO IN CAVO 380kV .....	186
TABELLA 46: PARAMETRI DI SISTEMA DELL'ELETTRODOTTO IN CAVO 380kV .....	188
TABELLA 47: CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE CAVO 380kV .....	188
TABELLA 48: PARAMETRI ELETTRICI DEL CAVO 380kV .....	189
TABELLA 49: INTERVALLI DI FREQUENZA .....	219
TABELLA 50: TARATURE DI RIFERIMENTO PER LE PROTEZIONI DEGLI INVERTER .....	221
TABELLA 51: CONSUMO ELETTRICO PER PRODUZIONE IDROGENO VERDE .....	227



## PREMESSA

Il progetto **Agnes Romagna 1&2** è stato ideato nel 2017 dall'Ingegnere Alberto Bernabini, in un mondo assai diverso da quello di oggi segnato profondamente dalla pandemia di covid-19 e dalla crisi geopolitica causata dalla guerra nell'Europa orientale.

L'obiettivo del progetto, oggi più che allora, risulta in linea con quelle che sono le priorità del nostro tempo: **sicurezza energetica a basse emissioni.**

**Agnes sarà il primo progetto in Italia a proporre la coesistenza di impianti eolici e fotovoltaici marini, con a terra sistemi sia per l'immagazzinamento dell'elettricità con batterie, che per la produzione e lo stoccaggio di idrogeno verde.**

La **simbiosi industriale** proposta da Agnes ha come principio cardine l'integrazione di diversi sistemi di produzione e stoccaggio di energia, creando sinergie vincenti per aumentare il contributo che le energie rinnovabili offrono contro il **cambiamento climatico antropogenico.**

Soluzioni di questo genere consentiranno di **contrastare il pericolo del cambiamento climatico** mediante innovazioni tecnologiche e di processo, e contribuiranno in maniera sostanziale a ridurre le emissioni in atmosfera di gas a effetto serra. Nel caso specifico del progetto Agnes Romagna 1&2, sarà prodotta una quantità di **elettricità a basse emissioni superiore al fabbisogno energetico di mezzo milione di famiglie.**

La scelta dell'**area di Ravenna** non è casuale. Dagli anni 50 dello scorso secolo, la città e il suo porto hanno rivestito un ruolo fondamentale nello sviluppo energetico del Paese. Ravenna diventò così la **capitale italiana del gas metano** grazie alla costruzione e installazione di numerose piattaforme estrattive al largo delle sue coste. Le implicazioni sulla filiera produttiva furono profonde e si assistette alla nascita di numerose aziende che rivestirono e rivestono tutt'ora un **ruolo importante nel settore offshore ed energetico**, anche a livello internazionale.

Oggi, tuttavia, si assiste all'impellente necessità **di una transizione ecologica** che veda come protagonisti impianti energetici che producano elettricità a basse emissioni, in combinazione con sistemi innovativi di stoccaggio dell'energia. Il progetto proposto, quindi, ha una **visione olistica di trasformazione del distretto energetico ravennate**, che da anni ormai vede la propria economia in declino.

L'ambizione di questa iniziativa non può circoscriversi ad un caso isolato in questa area geografica bensì ha l'intento di proporre un **modello vincente e applicabile in altri contesti, da realizzare in armonia con le specifiche sensibilità e caratteristiche dei diversi territori.**

L'elevato grado di innovazione dell'hub energetico proposto e dei sistemi di cui si compone hanno comportato notevoli sforzi di investimento e di progettazione oltre a non pochi ostacoli dal punto di vista tecnico e normativo. Il **Progetto Definitivo e lo Studio di Impatto Ambientale** qui proposti costituiscono pertanto il



*risultato di un ingente lavoro sul piano ingegneristico e ambientale, coordinato in primis dalle aziende **Agnes S.r.l. e Qint'x S.r.l.** e arricchito dal contributo di aziende specializzate di consulenza dotate di elevata professionalità nelle rispettive discipline.*



## 1. DEFINIZIONI

**Aerogeneratore (WTG):** Unità di generazione per la trasformazione di energia cinetica del vento in energia elettrica. Si considera il rotore, il moltiplicatore di giri, il generatore elettrico, il sistema di conversione e relativo controllo, il trasformatore elevatore BT/MT, i servizi ausiliari e le strutture di sostegno.

**Avviamento di un aerogeneratore:** Stato di transizione di un aerogeneratore da una situazione di quiete, o di funzionamento a vuoto, allo stato di funzionamento normale. La fase di avviamento ha termine al raggiungimento della Potenza efficiente istantanea dell'aerogeneratore.

**Arresto di un aerogeneratore:** Stato di transizione di un aerogeneratore dall'erogazione di potenza ad una situazione di quiete o di funzionamento a vuoto.

**Centrale Eolica (Parco Eolico):** Un impianto comprendente uno o più aerogeneratori e tutte le infrastrutture richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento. Fanno parte della Centrale Eolica tutti i componenti elettrici: aerogeneratori, rete interna, trasformatori elevatori, dispositivi ed apparecchiature, incluso l'interruttore generale.

**Campo fotovoltaico:** insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.

**Cella fotovoltaica:** elemento minimo che manifesta l'effetto fotovoltaico, cioè che genera una tensione elettrica in corrente continua quando è sottoposto ad assorbimento di fotoni della radiazione solare.

**Centrale Fotovoltaica (o impianto fotovoltaico):** insieme di uno o più campi fotovoltaici e di tutte le infrastrutture e apparecchiature richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento.

**Interruttore Generale:** Interruttore la cui apertura assicura la separazione dell'intera Centrale Eolica dalla rete del Gestore. Una Centrale Eolica può essere connessa alla rete anche con più di un Interruttore Generale.

**Interruttore di Generatore:** Interruttore (o eventualmente interruttori) la cui apertura assicura la separazione del singolo aerogeneratore dalla rete interna dell'Impianto di generazione. Normali condizioni di funzionamento di un aerogeneratore. Condizione in cui i parametri della rete di connessione (tensione e frequenza) e la velocità del vento sono compresi nei normali campi di funzionamento dell'aerogeneratore.

**Pitch-control:** Regolazione dell'angolo di incidenza (angolo di pitch) delle pale della turbina eolica. Normalmente al raggiungimento della potenza nominale, e fino al raggiungimento della velocità di rotazione massima, si utilizzano angoli di pitch diversi da zero per limitare la potenza erogata al valore nominale.

**Potenza nominale dell'aerogeneratore ( $P_{n-ag}$ ):** Potenza attiva massima alla tensione nominale di ogni singolo aerogeneratore che può essere erogata con continuità nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa della macchina. È espressa in kW.



**Potenza nominale della Centrale Eolica / Fotovoltaica ( $P_n$ ):** È data dalla somma delle potenze nominali  $P_{n-ag}$  dei singoli aerogeneratori. È espressa in MW.

**Potenza nominale disponibile della Centrale Eolica / Fotovoltaica ( $P_{nd}$ ):** Somma delle potenze nominali degli aerogeneratori disponibili in un determinato momento. È espressa in MW.

**Potenza erogabile dall'aerogeneratore ( $P_{e-ag}$ ):** Potenza massima erogabile dall'aerogeneratore nelle condizioni di vento correnti. È espressa in kW.

**Potenza erogabile della Centrale Eolica / Fotovoltaica ( $P_e$ ):** Potenza che può essere erogata dalla centrale nelle condizioni di vento correnti. È la somma delle potenze erogabili degli aerogeneratori disponibili in un determinato momento. È espressa in MW.

**Potenza attiva immessa in rete dalla Centrale Eolica / Fotovoltaica ( $P_i$ ):** Potenza erogata dalla Centrale Eolica alla rete, misurata nel punto di connessione. È espressa in MW.

**Potenza reattiva immessa in rete dalla Centrale Eolica / Fotovoltaica ( $Q_i$ ):** Potenza erogata dalla Centrale Eolica alla rete, misurata nel punto di connessione. È espressa in MVar. Nel seguito sono utilizzate le seguenti convenzioni di segno: positiva se immessa in rete (effetto capacitivo), negativa se assorbita (effetto induttivo).

**Punto di Connessione: (o Punto di Consegna).** Confine fisico tra la rete di trasmissione e l'impianto d'utenza attraverso il quale avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica.

**Velocità del vento di avvio (cut-in) dell'aerogeneratore:** Velocità minima del vento alla quale l'aerogeneratore inizia ad erogare potenza.

**Velocità del vento di arresto (cut-off) dell'aerogeneratore:** Velocità massima del vento alla quale l'aerogeneratore interrompe l'erogazione di potenza.

**Interruttore di Inverter:** interruttore la cui apertura assicura la separazione del singolo inverter dalla rete.

**Inverter (o convertitore di potenza c.c./c.a.):** apparecchiatura impiegata per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata monofase o trifase, oppure, applicato all'impianto di accumulo, permette la conversione della potenza elettrica erogata/assorbita dalle batterie in corrente continua in una potenza elettrica in corrente alternata (monofase o trifase).

**Maximum Power Point (MPP):** punto di massima potenza. È il punto di funzionamento del pannello fotovoltaico in cui questo rilascia la potenza massima possibile, espressa in kW/PICCO (kWp). Il massimo punto di potenza varia a seconda dell'irraggiamento e della temperatura dell'ambiente.

**Potenza nominale o di targa dell'inverter ( $P_{n-INV}$ ):** potenza attiva massima alla tensione nominale che può essere fornita con continuità da ogni singolo inverter nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa. È espressa in kW.



**Potenza apparente dell'inverter ( $S_{n-INV}$ ):** potenza apparente del singolo inverter alla tensione nominale nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa. È espressa in kVA.

**Potenza nominale dei moduli fotovoltaici:** potenza attiva alla tensione nominale che può essere fornita con continuità in condizioni specificate da ogni singolo modulo. È riportata nei dati di targa. È espressa in kWp

**Potenza erogabile dall'inverter ( $P_{e-INV}$ ):** potenza massima erogabile dall'inverter nelle condizioni ambientali e irraggiamento correnti. È espressa in kW.

**Sistema di Accumulo (SdA):** Impianto elettrico connesso ad una rete elettrica in grado di assorbire energia elettrica dalla rete alla quale è connesso, accumulare questa energia internamente in una qualunque forma e successivamente rilasciare in rete l'energia accumulata.



## 2. RIFERIMENTI NORMATIVI

### 2.1 Leggi e Decreti

- [1] Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 "Testo Unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici";
- [2] Legge 1 marzo 1968, n. 186 "Dispositivi concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed Impianti elettrici ed elettronici" – "Regola dell'arte";
- [3] Decreto Ministeriale 24 novembre 1984 "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0.8;
- [4] Decreto Legislativo 17 agosto 1999, n. 334 "Attuazione della direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose" e ss. mm. ii.;
- [5] Decreto Ministeriale 15 luglio 2014, n. 180 "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in qualità superiore a 1 m<sup>3</sup>";
- [6] D.P.R. 1 agosto 2011, n. 151 "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49, comma 4-quater, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122";
- [7] Decreto Ministeriale 13 luglio 2011, n. 169 "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la installazione di motori a combustione interna accoppiati a macchina generatrice elettrica o ad altra macchina operatrice e di unità di cogenerazione a servizio di attività civili, industriali, agricole, artigianali, commerciali e di servizi";
- [8] Decreto Ministeriale 20 dicembre 2012 "Regola tecnica di prevenzione incendi per gli impianti di protezione attiva contro l'incendio installati nelle attività soggette ai controlli di prevenzione incendi";
- [9] Decreto Ministeriale 18 ottobre 2019, n. 41 "Modifiche all'allegato 1 al decreto del Ministro dell'interno 3 agosto 2015, recante Approvazione di norme tecniche di prevenzione incendi, ai sensi dell'articolo 15 del decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139";
- [10] Legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" e ss.mm.ii.;
- [11] Legge 22 febbraio 2001, n. 36, "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici";
- [12] DPCM 8 luglio 2003, "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti";



- [13] Decreto Ministeriale 22 gennaio 2008, “Regolamento concernente l’attuazione dell’art. 11-quaterdecies, comma 13, lettera a), della Legge n. 248 del 02.12.2005, recante riordino della disposizione in materia di attività di installazione degli Impianti all’interno degli edifici”;
- [14] Decreto Ministeriale 29 maggio 2008, “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”;
- [15] Decreto Legislativo 9 aprile 2008, n. 81 “Attuazione dell’articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute pubblica e della sicurezza nei luoghi di lavoro” e ss.mm.ii., modificato dal Decreto Legislativo n. 106 del 3 agosto 2009 “Disposizioni integrative e correttive del D.lgs. 9 aprile 2008 n. 81, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro” e loro ss.mm.ii.;
- [16] Decreto del Presidente della Repubblica 3 luglio 2003, n. 222 “Regolamento sui contenuti minimi dei piani di sicurezza nei cantieri temporanei o mobile, in attuazione dell’articolo 31, comma 1, della legge 11 febbraio 1994, n. 109;
- [17] Decreto Legislativo 1 agosto 2003, n. 259 “Codice delle comunicazioni elettroniche”;
- [18] DPR 8 giugno 2001 n. 327 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di Pubblica Utilità" e ss.mm.ii.;
- [19] Legge 24 luglio 1990 n. 241, "Norme sul procedimento amministrativo in materia di conferenza dei servizi" come modificato dalla Legge 11 febbraio 2005, n. 15, dal Decreto legge 14 marzo 2005, n. 35 e dalla Legge 2 aprile 2007, n. 40;
- [20] Decreto Legislativo 22 gennaio 2004 n. 42 "Codice dei Beni Ambientali e del Paesaggio, ai sensi dell’articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137 ";
- [21] Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 12 dicembre 2005 “Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42”;
- [22] Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 “Norme in materia ambientale” e ss.mm.ii.;
- [23] Legge 5 novembre 1971 n. 1086. “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica. Applicazione delle norme sul cemento armato”;
- [24] Decreto Ministeriale 1 dicembre 1980 “Disciplina dei contenitori a pressione di gas con membrane miste di materiale isolante e di materiale metallico, contenenti parti attive di apparecchiature elettriche”;
- [25] Decreto Ministeriale 10 settembre 1981 Modifica al decreto ministeriale 1 dicembre 1980, relative alla “Disciplina dei contenitori a pressione di gas con membrane miste di materiale isolante e di materiale metallico, contenenti parti attive di apparecchiature elettriche”;
- [26] D.P.R. 6/06/2001 n.380 Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia e s.m.e.i.;



- [27] Decreto Ministeriale 17.01.2018 Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni” G.U. n. 42 del 20 febbraio 2018;
- [28] Circolare 21/01/2019 Istruzioni per l'applicazione dell'Aggiornamento delle “Nuove norme tecniche per le costruzioni” di cui al D.M. 17/01/18;
- [29] Decreto Ministeriale 03.12.1987 “Norme tecniche per la progettazione, esecuzione e collaudo delle costruzioni prefabbricate”;
- [30] Decreto Legislativo 5 febbraio 1997, n. 22 “Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio” e successive modificazioni;
- [31] CNR 10025/98 “Istruzioni per il progetto, l'esecuzione ed il controllo delle strutture prefabbricate in calcestruzzo”;
- [32] D.lgs. n. 192 del 19 agosto 2005 “Attuazione della direttiva 2002/91/CE relative al rendimento energetico nell'edilizia”;
- [33] Circolare ENAC n. 37030 del 22 marzo 2012;
- [34] Disposizioni ENAC per l'invio delle istanze e per la verifica della potenzialità del pericolo di un ostacolo al volo aereo;
- [35] Ordinanza Ministeriale 20 marzo 2003, n. 3274 e sue ss.mm.ii.;
- [36] Decreto del presidente della Repubblica 13 giugno 2017, n° 120 “Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12/09/2014, n°133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11/11/2014, n° 164”;
- [37] D. L.vo 03/04/2018 n. 34 “Testo unico in materia di foreste e filiere forestali” (TUFF);
- [38] D. Lgs. 50/2016, art. 25 “Verifica preventiva dell'interesse archeologico” (VIARCH);
- [39] Regio Decreto-Legge 30 dicembre 1923, n. 3267 “Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani” (Vincolo idrogeologico);
- [40] L.R. 21 dicembre 2017, n. 24 “Disciplina regionale sulla tutela e l'uso del territorio” (ValSAT);
- [41] Codice civile, 2022
- [42] D.lgs. n. 285/92 e successive modifiche, “Codice della strada”



## 2.2 Norme Tecniche

### 2.2.1 Norme generiche

- [43] CEI 0-2, "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici";
- [44] CEI 0-14, "Guida all'applicazione del DPR 462/01 relativo alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi";
- [45] CEI 11-27, "Lavori su impianti elettrici";
- [46] CEI 11-61, "Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche";
- [47] Disposizioni, circolari e linee guida INAIL (ex. I.S.P.E.S.L.);

### 2.2.2 Norme sui cavi interrati

- [48] CEI 7-6, "Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici";
- [49] CEI 11-8, "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Impianti di terra", terza edizione, 1998-04;
- [50] CEI 11-17, "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica – Linee in cavo", terza edizione, 2006-07;
- [51] CEI 20-21, "Calcolo delle portate dei cavi elettrici. Parte 1. In regime permanente (fattore di carico 100%)", seconda edizione 1998-01;
- [52] CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto", terza edizione, 1997:12;
- [53] CEI 106-11, "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) - Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo", prima edizione, 2006:02;
- [54] CEI 211-4, "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche", seconda edizione, 2008-09;
- [55] CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", prima edizione, 2001-01;
- [56] CEI 304-1, "Interferenza elettromagnetica prodotta da linee elettriche su tubazioni metalliche Identificazione dei rischi e limiti di interferenza, prima edizione, 2005";
- [57] CEI EN 50086-1, "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali";
- [58] IEC 60183, "Guide to the selection of high-voltage cables";



- [59] IEC 60228, "Conductors of insulated cables";
- [60] IEC 60229, "Tests on cable oversheaths which have a special protective function and are applied by extrusion";
- [61] IEC 60287, "Electric cables – Calculation of the current rating";
- [62] IEC 60332, "Tests on electric cables under fire conditions";
- [63] IEC 60811, "Common test methods for insulating and sheathing materials for electric cables";
- [64] IEC 60853, "Calculation of the cyclic emergency current rating of cables";
- [65] IEC 61443, "Short-circuit temperature limits of electric cables with rated voltages above 30 kV ( $U_m = 36$  kV)";
- [66] IEC 62067, "Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltage above 150 kV ( $U_m = 170$  kV) up to 500 kV ( $U_m = 550$  kV) – Test methods and requirements";
- [67] IEC 60230, "Impulse Test on Cable and Cable Accessories";
- [68] IEC 60060-1, "High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements";
- [69] IEC 60060-2, "High-voltage test techniques – Part 2: Measuring systems";
- [70] IEC 60949, "Calculation of thermally permissible short-circuit current, taking into account non-adiabatic heating effects";
- [71] IEC 60885-3:2015 RLV, "Electrical test methods for electric cables - Part 3: Test methods for partial discharge measurements on lengths of extruded power cables";
- [72] CEI UNI 70029, "Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione e utilizzo – Criteri generali e di sicurezza";
- [73] CEI UNI 70030, "Impianti tecnologici sotterranei Criteri generali di posa".

### 2.2.3 Norme per Stazioni Elettriche

- [74] CEI 0-16, "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passive alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- [75] CEI 11-62, "Stazioni del Cliente finale allacciate a reti di terza categoria"
- [76] CEI 11-63, "Cabine primarie"
- [77] CEI EN 61936-1:2014, "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. - Parte 1: Prescrizioni comuni";
- [78] CEI EN 50522:2011, "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.";
- [79] CEI 20-62/1:2019, "Requisiti di prova degli accessori per cavi di energia con tensione nominale da 3,6/6 (7,2) kV a 20,8/36 (42) kV. Parte 1: Cavi con isolante estruso";
- [80] CEI 36-12:1998, "Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V";



- [81] CEI 64-8:2021, "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua";
- [82] CEI EN 50110-1:2014, "Operation of electrical installations Part 1: General requirements";
- [83] CEI EN 50110-1:2021, "Operation of electrical installations Part 2: National annexes";
- [84] CEI EN 60068-1:2015, "Tecniche di prova in alta tensione – Parte 1: Definizioni generali e prescrizioni di prova";
- [85] CEI EN 60068-2-17:1997, "Prove ambientali – Parte 2: Prove – Prova Q: Tenuta";
- [86] CEI EN 60068-2-57:2014, "Prove ambientali – Parte 2-57: Prove \_ Prova Ff: Vibrazioni – Metodo con oscillogrammi e con sinusoidi modulate";
- [87] CEI EN 60068-3-3:2020, "Environmental testing Part 3-3: Supporting documentation and guidance - Seismic test methods for equipment";
- [88] CEI EN 60071-1, "Coordinamento dell'isolamento - Parte 1: Definizioni, principi e regole";
- [89] CEI EN 60071-2, "Coordinamento dell'isolamento - Parte 2: Guida di applicazione";
- [90] CEI EN 60073:2003, "Principi fondamentali e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, al marcatura e l'identificazione – Principi di codifica per gli indicatori e per gli attuatori";
- [91] CEI EN 60076-1, "Trasformatori di Potenza - Parte 1: Generalità";
- [92] CEI EN 60076-2, "Trasformatori di potenza Riscaldamento - Parte 2: Riscaldamento";
- [93] CEI EN 60076-3, "Trasformatori di potenza - Parte 3: Livelli di isolamento, prove dielettriche e distanze isolanti in aria";
- [94] CEI EN 60076-5, "Trasformatori di potenza - Parte 5: Capacità di tenuta al corto circuito";
- [95] CEI EN 60076-6, "Trasformatori di potenza - Parte 6: Reattori";
- [96] CEI EN 60076-10, "Trasformatori di potenza - Parte 10: Determinazione dei livelli di rumore";
- [97] CEI EN 60099-4:2015, "Scaricatori – Parte 4: Ad ossido di zinco senza spinterometri per reti a corrente alternata";
- [98] CEI EN 60099-4:2018, "Scaricatori – Parte 5: Raccomandazioni per la scelta e l'applicazione";
- [99] CEI EN 60168:1996 + A1:1998 + A2:2001, "Prove di isolatori portanti per interno ed esterno di ceramica o di vetro, per Impianti con tensione nominale superior a 1000 V";
- [100] CEI EN 60099-4:2015, "Scaricatori – Parte 4: Scaricatori ad ossido metallico senza spinterometri per reti elettriche a corrente alternata";
- [101] CEI EN 62271-1, "Apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione - Parte 1: Prescrizioni comuni";
- [102] CEI EN 62271-3, "High voltage switchgear and controlgear – Part 3: Digital interfaces based on IEC 61850";



- [103] CEI EN 62271-4, “Apparecchiatura ad alta tensione- Parte 4: Procedure per la manipolazione del gas esafluoruro di zolfo (SF6) e delle sue miscele”, edizione 2014;
- [104] CEI EN 62271-100:2013 + CEI EN 62271-100/A1:2014, “Apparecchiatura ad alta tensione”, Parte 100: Interruttori a corrente alternata”;
- [105] CEI EN 62271-102:2003 + CEI EN 62271-102/A2:2014, “Apparecchiatura ad alta tensione”, Parte 102: Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata per alta tensione”;
- [106] CEI EN 62271-110:2018, “Apparecchiatura ad alta tensione”, Parte 110: Manovra di carichi induttivi”;
- [107] CEI EN 62271-200:2013, “Apparecchiatura ad alta tensione – Parte 200: Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso”;
- [108] CEI EN 62271-203, “Apparecchiatura ad alta tensione- Parte 203: Apparecchiatura di manovra con involucro metallico con isolamento in gas per tensioni nominali superiori a 52 kV”;
- [109] CEI EN 62271-207:2014, “Apparecchiatura ad alta tensione - Parte 207: Qualificazione sismica per assieme apparecchi con isolamento in gas per tensioni nominali superiori a 52 kV”;
- [110] CEI CLC/TR 62271-208:2012, “High-voltage switchgear and controlgear Part 208: Methods to quantify the steady state, power-frequency electromagnetic fields generated by HV switchgear assemblies and HV/LV prefabricated substations”;
- [111] IEC 62271-209:2019, “High-voltage switchgear and controlgear - Part 209: Cable connections for gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV - Fluid-filled and extruded insulation cables - Fluid-filled and dry-type cable terminations”;
- [112] CEI EN 62271-210:2016, “High-voltage switchgear and controlgear Part 210: Seismic qualification for metal enclosed and solid-insulation enclosed switchgear and controlgear assemblies for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV”;
- [113] CEI EN 62271-211:2019, “Connessione diretta fra trasformatori di potenza e apparecchiature elettriche in involucro metallico isolate in gas per tensioni di 52 kV e superiori”;
- [114] CEI EN 60137:2018, “Isolatori passanti per tensioni alternate superiori a 1000 V”;
- [115] CEI EN 60204-1:2018, “Sicurezza del macchinario – Equipaggiamento elettrico delle macchine – Parte 1: Regole generali”;
- [116] CEI EN 60896-21:2005, “Stationary lead-acid batteries - Part 21: Valve regulated types - Methods of test”;
- [117] CEI EN 60896-22:2005, “Stationary lead-acid batteries - Part 22: Valve regulated types – Requirements”;
- [118] CEI EN 62040-3:2022, “Sistemi statici di continuità (UPS) Parte 3: Metodi di specifica delle prestazioni e prescrizioni di prova”;
- [119] CEI EN 62485-2:2022, “Prescrizioni di sicurezza per batterie di accumulatori e loro installazioni – Parte 2: Batterie stazionarie”;



- [120] CEI EN 60255-1:2011, "Relè di misura e dispositivi di protezione – Parte 1: Prescrizioni generali";
- [121] CEI EN 60255-26:2015, "Relè di misura e dispositivi di protezione – Parte 26: Requisiti di compatibilità elettromagnetica";
- [122] CEI EN 50263:2000, "Compatibilità elettromagnetica (EMC). Norma di prodotto per relè di misura e I dispositivi di protezione";
- [123] CEI EN 60332-3-24:2010, "Prove sui cavi elettrici e a fibre ottiche in condizioni di incendio – Parte 3-24: Prova per la propagazione verticale della fiamma su fili o cavi montati verticalmente in fascio – Categoria C";
- [124] CEI EN 60376:2006, "Specifiche di qualità tecnica per esafluoruro di zolfo (SF6) per utilizzo apparecchiature elettrotecniche";
- [125] CEI EN 60507:2014, "Prove di contaminazione artificiale degli isolatori in ceramica e vetro per alta tensione in sistemi a corrente alternate";
- [126] CEI EN 60815-1:2008, "Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 1: Definitions, information and general principles";
- [127] CEI EN 62217:2013, "Isolatori polimerici per interno ed esterno utilizzati per tensioni nominali superiori a 1000 V – Definizioni generali, metodi di prova e criteri di accettazione";
- [128] CEI EN 60587:2008, "Materiali isolanti elettrici impiegati in condizioni ambientali severe – Metodi di prova per la valutazione della resistenza alla traccia ed erosione";
- [129] CEI EN 60695-11-10:2014, "Fiamme di prova – Metodi di prova con fiamma verticale ed orizzontale a 50 W";
- [130] CEI EN 60721-3-4:2020, "Classification of environmental conditions Part 3-4: Classification of groups of environmental parameters and their severities - Stationary use at non-weather protected locations";
- [131] CEI EN 60721-3-3:2020, "Classification of environmental conditions Part 3-3: Classification of groups of environmental parameters and their severities - Stationary use at weather protected locations";
- [132] CEI EN 60793-1-1:2017, "Fibre ottiche – Parte 1-1: Metodi di misura e procedure di prova – generalità e guida";
- [133] CEI EN 60870-5-104:2007, "Sistemi ed apparecchiature di telecontrollo – Parte 5-104: Protocolli di trasmissione – Accesso alla rete usando profili normalizzati di trasporto per IEC 60870—5-101";
- [134] CEI EN 60898-1:2004 + CEI EN 61439-1/A1-13, "Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per Impianti domestici e similari – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternate";
- [135] CEI EN 60947-2:2007, "Apparecchiature a bassa tensione – Parte 2: Interruttori automatici";
- [136] CEI EN 60947-5-1:2005, "Apparecchiature a bassa tensione – Parte 5-1: Dispositivi per circuiti di comando ed elementi di manovra – Dispositivi elettromeccanici per circuiti di comando";



- [137] CEI EN 60947-7-1:2010, “Apparecchiature a bassa tensione – Parte 7-1: Apparecchiature ausiliarie – Morsetti componibili per conduttori in rame”;
- [138] CEI EN 60947-7-2:2010, “Apparecchiature a bassa tensione – Parte 7-2: Apparecchiature ausiliarie – Morsetti componibili per conduttori di protezione in rame”;
- [139] CEI EN 61439-1:2022, “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Regole generali”;
- [140] CEI EN 61439-2:2012, “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 2: Quadri di potenza”;
- [141] CEI EN 61439-5:2016 + CEI EN 61439-1/A1:2017, “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 5: Quadri di distribuzione in reti pubbliche”;
- [142] CEI EN 61462:2008, “Involucri isolanti composite – Involucri pressurizzati e non pressurizzati per apparecchiature elettriche con tensione nominale superior a 1000 V – Definizioni, metodi di prova, criteri di accettazione e raccomandazioni per il progetto”;
- [143] CEI EN 61810-1:2021, “Electromechanical elementary relays Part 1: General and safety requirements”;
- [144] CEI EN 61869-1:2010, “Trasformatori di misura – Parte 1: Prescrizioni generali”;
- [145] CEI EN 61869-2:2014, “Trasformatori di misura – Parte 2: Prescrizioni addizionali per trasformatori di corrente”;
- [146] CEI EN 61869-3:2012, “Trasformatori di misura – Parte 3: Prescrizioni addizionali per trasformatori di tensione induttivi”;
- [147] CEI EN 61869-5:2012, “Prescrizioni addizionali per trasformatori di tensione capacitivi”;
- [148] CEI EN 60529:1997, “Gradi di protezione degli involucri (Codice IP)”;
- [149] CEI EN 62262:2008, “Gradi di protezione degli involucri per apparecchiature elettriche contro impatti meccanici esterni (Codice K)”;
- [150] CEI EN 62305-1:2013, “Protezione contro i fulmini – Parte 1: Principi generali”;
- [151] CEI EN 62305-2:2013, “Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio”;
- [152] CEI EN 62305-3:2013, “Protezione contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”;
- [153] CEI EN 62305-4:2013, “Protezione contro i fulmini – Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture”;
- [154] CEI EN 61000-6-2:2019, “Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 6-2: Norme generiche – Immunità standard per ambient industriali”;
- [155] CEI EN 61000-6-4:2020, “Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 6-4: Norme generiche – Emissioni standard per ambienti industriali”;



- [156] CEI EN 61000-6-5:2018, "Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 6-5: Norme generiche – Immunità per gli ambienti di centrale elettrica e sottostazioni";
- [157] CEI EN 62110:2015, "Electric and magnetic field levels generated by AC power systems - Measurement procedures with regard to public exposure";
- [158] IEC 60227-1, "Polyvinyl chloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V - Part 1: General requirements"
- [159] IEC 60296, "Fluids for electrotechnical applications – Mineral insulating oils for electrical equipment"
- [160] IEC 60502, "Cavi di potenza con isolamento in estrusione e relativi accessori per la tensione nominale da 1kV ( $U_m=1,2kV$ ) a 30kV ( $U_m=36kV$ )";
- [161] IEC TR 61000-4-1:2016, "Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4-1: Testing and measurement techniques – Overview of IEC 61000-4 series";
- [162] IEC 61000-5-1:1996, "Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 5: Installation and Mitigation Guidelines - Section 1: General Considerations Basic EMC Publication";
- [163] IEC 61000-5-2:1997, "Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 5: Installation and Mitigation Guidelines - Section 2: Earthing and Cabling";
- [164] IEC 61850, "Communication Networks and Systems in Substations";
- [165] IEC 61850-8-1:2011, "Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3";
- [166] IEC 60870-5-103, "Protocol for power system control and associated communications";
- [167] IEEE C37.111:1999, "IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power System";
- [168] IEEE C37.238:2017, "IEEE Standard Profile for Use of IEEE 1588 Precision Time Protocol in Power System Applications";
- [169] IEEE 1588:2008, "IEEE Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Network Measurement and Control Systems";
- [170] CEI EN 61810-1:2021, "Relè elementari elettromeccanici – Parte 1: Prescrizioni generali";
- [171] CEI EN 61811-1:2015, "Relè a tutto o niente elettromeccanici a tempo non specificato di qualità assicurata – Parte 1: Specifica generica";
- [172] CEI EN 61812-1:2012, "Relè a tempo per uso industriale e residenziale – Parte 1: Prescrizioni e prove";
- [173] CEI EN 62052-11:2020, "Apparati per la misura dell'energia elettrica a.c. – Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova – Parte 11: Apparato di misura";
- [174] CEI EN 62053-11:2018, "Apparati per la misura dell'energia elettrica c.a. – Prescrizioni particolari – Parte 11: Contatori elettromeccanici per energia attiva (classe 0,5, 1 e 2)";



- [175] CEI EN 81346-1:2012, "Sistemi industriali, installazioni e apparecchiature e prodotti industriali – Principi di strutturazione e designazioni di riferimento. Parte 2: Classificazione degli oggetti e classi di codifica";
- [176] CEI EN 81346-2:2020, "Sistemi industriali, installazioni e apparecchiature e prodotti industriali – Principi di strutturazione e designazioni di riferimento. Parte 1: Regole di base";
- [177] UNE EN 61663-1 "Lightning Protection - Telecommunication Lines - Part 1: Fibre Optic Installations"
- [178] UNI EN ISO 1461:2009, "Rivestimenti di zincatura per immersion a caldo su prodotti finiti ferrosi e articoli di acciaio – Specificazioni e metodi di prova";
- [179] UNI EN ISO 2064:2000, "Rivestimenti metallici ed altri rivestimenti inorganici – Definizioni e convenzioni relative alla misurazione dello spessore";
- [180] UNI EN ISO 2081:2009, "Rivestimenti metallici ed altri rivestimenti inorganici – Rivestimenti elettrolitici di zinco con trattamenti supplementari su ferro o acciaio";
- [181] UNI EN ISO 2178:1998, "Rivestimenti metallici non magnetici su substrati magnetici – Misurazione dello spessore del rivestimento – Metodo magnetico";
- [182] UNI EN 54-1:2021, "Sistemi di rivelazione e di segnalazione d'incendio";
- [183] UNI 9795:2021, "Sistemi automatici di rilevazione e di segnalazione allarme d'incendio – Progettazione, installazione ed esercizio".
- [184] UNI EN 10779:2021, "Impianti di estinzione incendi. Reti di idranti";
- [185] UNI EN 12845:2020, "Installazioni fisse antincendio. Sistemi automatici a sprinkler – Progettazione, installazione e manutenzione";
- [186] UNI EN 11292:2019, "Locali destinati ad ospitare gruppi di pompaggio per Impianti antincendio – Caratteristiche costruttive e funzionali";
- [187] DNV-OS-J101, "Design of Offshore wind turbine structures";
- [188] DNV-OS-J201, "Offshore substations for Wind Farms".

#### 2.2.4 Codice di Rete

- [189] Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete
- [190] Allegato A.17 "CENTRALI EOLICHE Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo"
- [191] Allegato A.68 "CENTRALI FOTOVOLTAICHE Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo"
- [192] Allegato A.79 "IMPIANTI CON SISTEMI DI ACCUMULO ELETTOCHIMICO Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo"



## 3. PRESENTAZIONE DEL PROGETTO

### 3.1 Introduzione

Il Progetto Romagna 1&2 è relativo alla installazione e messa in esercizio di un hub energetico localizzato in parte nel tratto di mare antistante la costa emiliano-romagnola e in parte nell'area del Comune di Ravenna. Agnes S.r.l. è la società ideatrice e proponente del progetto, con sede a Ravenna (RA).

L'hub presenta caratteristiche altamente innovative, in primis l'integrazione di impianti a mare di produzione di energia da fonte solare ed eolica, la cui elettricità viene trasmessa a terra per tre diverse finalità tra loro non mutualmente esclusive:

1. immissione nella Rete di Trasmissione Nazionale;
2. stoccaggio in sistemi di immagazzinamento con batterie agli ioni di litio;
3. produzione di idrogeno verde per mezzo del processo di elettrolisi.

Agnes S.r.l., nell'espletamento dei servizi sopra indicati, intende perseguire i seguenti obiettivi generali:

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, secondo le condizioni previste nella suddetta concessione e nel rispetto degli atti di indirizzo emanati dal Ministero e delle direttive impartite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;
- concorrere a promuovere, nell'ambito delle sue competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti.

Le opere del Progetto sono nello specifico:

- un impianto eolico off-shore composto da 25 aerogeneratori da 8 MWp cadauno, per una capacità complessiva di 200 MWp ("Romagna 1");
- un impianto eolico off-shore composto da 50 aerogeneratori da 8 MWp cadauno, per una capacità complessiva di 400 MWp ("Romagna 2");
- un impianto fotovoltaico da 100 MWe di tipologia galleggiante;

ed opere di connessione costituite da:

- due stazioni elettriche di trasformazione 66/220 kV off-shore;
- una stazione elettrica di trasformazione 380/220/30/0,4 kV on-shore (SSE Agnes Ravenna Porto) con opere connesse tra cui un impianto di accumulo di energia di potenza fino a 50 MWp ed un impianto di produzione idrogeno per mezzo di elettrolizzatori;
- elettrodotti marini di inter-array da 66 kV ed export da 220kV, una buca giunti terra-mare per cavi export da 220 kV, cavi export terrestri a 220 kV per la trasmissione dell'energia generata dagli



impianti eolici e fotovoltaico alla SSE Agnes Ravenna Porto e da questa, mediante cavi export terrestri a 380 kV alla Stazione Elettrica Terna “La Canala”, individuata come punto di connessione alla RTN.

La società proponente ha iniziato a svolgere analisi di fattibilità tecnico-economiche dal 2017 e da allora sono stati compiuti notevoli sforzi di progettazione per gestire le complessità dettate dalle innovazioni tecnologiche proprie degli impianti e maturare le scelte tecniche in base alle esigenze e gli input degli stakeholder.

Nel gennaio del 2021 Agnes ha avviato ufficialmente l’iter di autorizzazione del Progetto, ai sensi dell’art. 12 del D.lgs 387/2003 e secondo quanto disposto dalla circolare n. 40/2012 del MIT (ora MIMS). È stato superato con esito positivo la prima fase del complesso iter, ovvero l’istruttoria di Concessione Demaniale Marittima ai sensi dell’art. 36 del Codice Della Navigazione, in cui hanno espresso parere circa 30 enti, nessuno dei quali è risultato negativo o ostativo.

La società ha quindi proceduto con l’avanzamento dell’istanza di Valutazione di Impatto Ambientale (D. Lgs 152/2006), basata sullo Studio d’Impatto Ambientale e del Progetto con livello di approfondimento Definitivo, dei quali questo documento risulta parte.

## 3.2 Scopo del documento

Lo scopo del presente documento è di fornire una descrizione generale dei sistemi elettrici rientranti all’interno dell’ hub energetico Agnes Romagna 1&2, dai sistemi di produzione di energia elettrica tramite aerogeneratori e pannelli fotovoltaici, trasformatori di conversione energia e innalzamento di tensione con relativi sistemi GIS, reattori shunt e altre apparecchiature elettriche, la trasmissione elettrica tramite cavi marini e terrestri fino all’immissione nella Rete di Trasmissione Nazionale “Terna” o all’immissione di energia all’impianto dei sistemi di elettrolisi.

Gli impianti di produzione di energia rinnovabile offshore Romagna 1 e Romagna 2 sono connessi a terra da un sistema elettrico composto da cavidotti marini e sottostazioni elettriche di conversione a mare, fino ad arrivare all’area di “Agnes Ravenna Porto”, nodo principale del comparto a terra che comprende l’impianto di accumulo energia tramite batterie, così come l’impianto di idrogeno verde direttamente connesso alla sottostazione elettrica a terra che svolge anche la funzionalità di trasmettere l’energia prodotta fino al nodo di Terna rappresentato dalla Stazione “La Canala”.

**Si precisa che il progetto oggetto dell’istruttoria Agnes Romagna 1&2, descritto nel presente documento, non comprende l’ipotetico impianto eolico di Romagna 3 (potenza fino 400 MWe), da considerarsi come futura espansione dell’hub energetico e per il quale la società Agnes prevede di intraprendere separato iter di autorizzazione nel 2023.**



### 3.3 Dati principali di riferimento

Nell'attuale fase di progettazione definitiva, Agnes Romagna 1&2 risulta sinteticamente così descritto:

#### **RIFERIMENTI NORMATIVI**

Autorizzazione Unica: D.lgs 387/2003; D.lgs 199/2021

Valutazione Impatto Ambientale: D.lgs 152/2006

Concessione Demaniale Marittima: Art. 36 del Codice della Navigazione

#### **AREA TERRESTRE**

Stato: Italiano

Regione: Emilia-Romagna

Provincia: Ravenna

Comune: Ravenna

#### **AREA MARINA**

Zona marina: Zona A (Legge 613/1967)

Limiti amministrativi: acque territoriali; piattaforma continentale.

Giurisdizione: Capitaneria di Porto – Direzione Marittima di Ravenna.

Area SAR: U.C.G. di Ravenna, Cesenatico e Rimini.

#### **CONNESSIONE ALLA RTN**

Gestore di rete di riferimento: Terna S.p.A.

Stazione di connessione: Stazione Elettrica Terna "Ravenna Canala"

Località: Piangipane (Frazione di Ravenna)

Soluzione di connessione: Stallo a 380 kV

STMG: codice 201901778 per 650 MW in immissione e 50 MW in prelievo per la componente eolica e di stoccaggio di elettricità con batterie; codice 202002598 per 100 MW in immissione per la componente solare

#### **OPERE DA REALIZZARE**

- N. 75 aerogeneratori da 8 MW per una capacità complessiva di 600 MW, con fondazioni di tipologia monopalo, altezza hub fino a 170 metri e dimensioni del rotore fino a 260 metri
- N. 1 impianto fotovoltaico di capacità complessiva 100 MW, su strutture galleggianti con ormeggi ancorati al fondale
- N. 2 sottostazioni elettriche di trasformazione offshore 66/220 kV
- Elettrodotti marini da 66 kV e 220 kV
- N. 1 pozzetto di giunzione
- Elettrodotti terrestri da 220 kV e 380 kV
- N. 1 sottostazione elettrica di trasformazione onshore 220/380 kV



- N. 1 impianto di stoccaggio dell'elettricità per mezzo di batterie
- N. 1 impianto di produzione, compressione e stoccaggio di idrogeno verde

### 3.4 Ubicazione e layout del progetto

Romagna 1 & 2 fornirà nel suo complesso 700 MWp a regime.

Il progetto relativo alla parte marina comprende oltre 280 km di sistema di cavi sottomarini posti all'interno di un corridoio di installazione che si estende dai due specchi acquei marini di Romagna 1 & 2 (entrambi posti interamente oltre le 12 miglia nautiche, quindi circa 20 km dal litorale) al punto di approdo nella località di Punta Marina (RA).

L'Area di Approdo è prevista in un parcheggio a circa 250 metri della spiaggia di Punta Marina (RA) nei pressi di Viale delle Sirti. Da lì, una coppia di cavi terrestri 220 kV giungerà fino alla zona portuale, a sud della Pialassa del Piomboni. Vi sarà poi una linea a 380 kV uscente dall'area portuale di Ravenna che attraverserà la città di Ravenna nei lati NE e N, per giungere allo stallo disponibile presso la Stazione Elettrica di Terna "Ravenna Canala", in località di Piangipane (RA). Tale area è denominata "Punto di Connessione alla RTN".

Per quanto riguarda la parte marina l'energia proveniente da Romagna 1 verrà trasmessa fino alla sottostazione di Romagna 2 attraverso 2 cavi elettrici da 220 kV (Connessione Romagna 1 & 2) distanziati tra di loro 30 - 40 metri. Si prevede inoltre, per la trasmissione dell'energia prodotta verso terra, l'installazione di altri 2 cavi elettrici da 220 kV. L'installazione di quest'ultimi avverrà completamente all'interno dell'area SAR di competenza della U.C.G. di Ravenna e permetterà la trasmissione dell'energia dalla sottostazione elettrica di Romagna 2 all'area terrestre. L'approdo di tali cavi è previsto nel punto di sbarco a terra in località Punta Marina Terme dove è previsto il giunto terra - mare da cui partiranno i cavi terrestri interrati (quest'ultimi però che non sono oggetto di questo report).

Il progetto a mare prevederà l'installazione di opere che insistono su due aree che, in continuità con quanto indicato dal Portale SID del MIMS, si definiscono come specchi acquei e saranno suddivisi in Romagna 1 e Romagna 2;

- Romagna 1 è lo specchio acqueo più a sud, con baricentro indicativo avente coordinate Lat. 323990 - Long. 4912671 (WGS84 UTM 33N). Ospiterà n. 25 aerogeneratori da 8 MW cada uno, n. 1 impianto fotovoltaico galleggiante da 100 MW e n. 1 sottostazione elettrica di trasformazione da 66 / 220 kV
- Romagna 2 è lo specchio acqueo più a nord, con baricentro indicativo avente coordinate Lat. 318158 - Long. 4935837 (WGS84 UTM 33N). Ospiterà n. 50 aerogeneratori da 8 MW cada uno e n. 1 sottostazione elettrica di trasformazione da 66/220 kV.



Relazione elettrica generale  
 AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

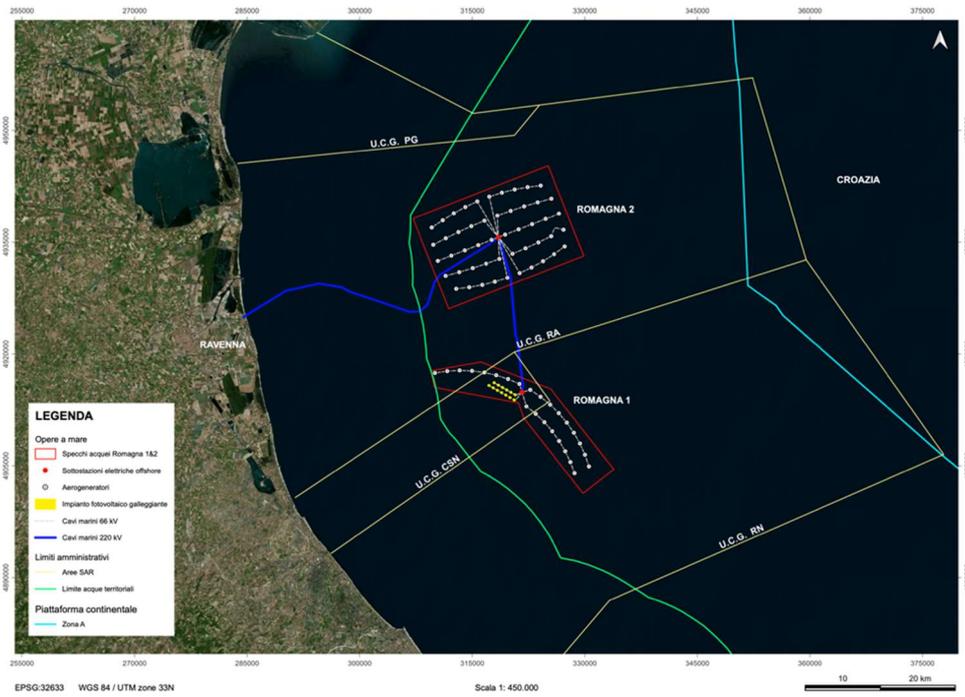


Figura 1: Planimetria delle opere a mare

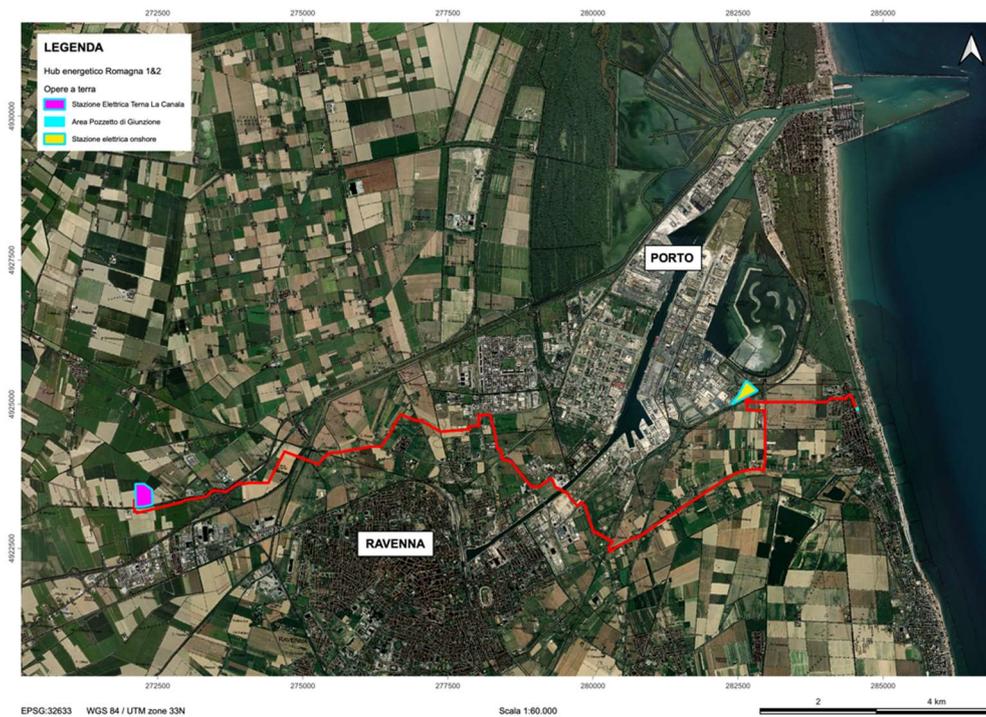


Figura 2: Posizionamento delle opere a terra



Sono ben distinguibili le due aree di riferimento, una offshore composta dai sistemi di generazione da fonte eolica e solare, trasformazione e trasporto dell'energia fino al punto di sbarco in zona costiera, l'altra onshore tra il punto di giunzione che agisce da transizione tra gli elettrodotti marini e quelli terrestri, e lo stallo previsto nella stazione della Rete Nazionale di Terna, passando appunto dalla trasmissione tramite cavidotti interrati, la sottostazione elettrica in area portuale per l'innalzamento di tensione e anche per il rifornimento in media tensione per il sistema di accumulo tramite batterie e l'impianto di produzione di idrogeno verde tramite elettrolizzatori.

La catena di generazione, trasformazione, trasporto, stoccaggio e iniezione nella rete di trasmissione nazionale o nel sistema di produzione di idrogeno verde, si identifica nei seguenti sistemi offshore:

- N° 75 aerogeneratori (WTGs: *Wind Turbine Generators*) ad asse orizzontale di tipo *upwind* composto da tre pale connesse al rotore, aventi diametro fino a 260 metri e altezza massima di tipo fino a 300 metri, potenza nominale elettrica a 8 MW, tensione elettrica in uscita a 66 kV e installati su fondazioni di tipo fisso (*fixed-bottom*)
- N° 1 impianto fotovoltaico di capacità complessiva 100 MW, su strutture galleggianti con ormeggi ancorati al fondale
- Sistema di cavi di interconnessione (IACs: *Inter-array cables*) tra i sistemi di produzione di energia e le sottostazioni di conversione a mare con voltaggio a 66 kV
- N° 2 sottostazioni elettriche a mare (OSSs: *Offshore Substations*) di trasformazione, regolazione e compensazione dell'energia elettrica prodotta prima della trasmissione verso terra, con la funzione primaria di poter elevare la tensione da 66 kV a 220 kV sempre mantenendo la corrente alternata (HVAC) e poter regolare la potenza reattiva
- Fondazioni di tipo fisso (*fixed-bottom*) integrate con i 75 aerogeneratori e con le 2 sottostazioni elettriche a mare, con soluzione a monopalo per gli aerogeneratori e soluzione a jacket con 4 gambe per le due sottostazioni di conversione energia
- Connessione di trasmissione principale tramite cavidotti export (EC: *Export Cables*) operanti a 220 kV in corrente alternata per il collegamento dalle sottostazioni elettriche offshore all'approdo costiero in corrispondenza del pozzetto di giunzione terra mare

Il comparto terrestre onshore comprende invece:

- L'area di giunzione terra-mare (TJB: *Transition Joint Bay*) e di pozzetto in area costiera dove sono presenti i giunti che dividono il comparto terrestre da quello marino e uniscono i cavidotti terrestri da quelli marini assicurando la continuità nella trasmissione di energia
- Elettrodotti export terrestri interrati a 220 kV per la connessione tra il pozzetto di giunzione e la sottostazione terrestre di conversione energia
- Sottostazione di conversione elettrica da 220 kV a 380 kV per l'energia destinata alla Rete di Trasmissione Nazionale, gruppo di compensazione onshore dotato di reattori shunt per la



compensazione della potenza reattiva, filtri armonici e trasformatori in HV/MV per la trasmissione in media tensione al sistema di accumulo dell'energia tramite batterie con capacità 50MW/200MWh, e impianto di produzione di idrogeno tramite elettrolizzatori e sistemi ausiliari con potenza fino a 60 MW.

- Elettrodotti export terrestri interrati a 380 kV per la connessione tra la sottostazione elettrica terrestre e lo stallo ubicato nella stazione di Terna "La Canala"

### 3.5 Criterio generale di progettazione

L'hub energetico di Agnes Romagna 1&2 è composto da più sistemi integrati l'uno con l'altro per garantire la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e idrogeno verde, con l'annessione di sistemi per stoccaggio di elettricità a batterie. La sua unicità non è relativa solo alle singole tecnologie, certamente innovative, ma anche all'integrazione di esse. Le sinergie tra le varie tipologie di impianti sono maggiormente comprensibili dallo schema generale del Progetto, rappresentato in maniera stilizzata in figura seguente.

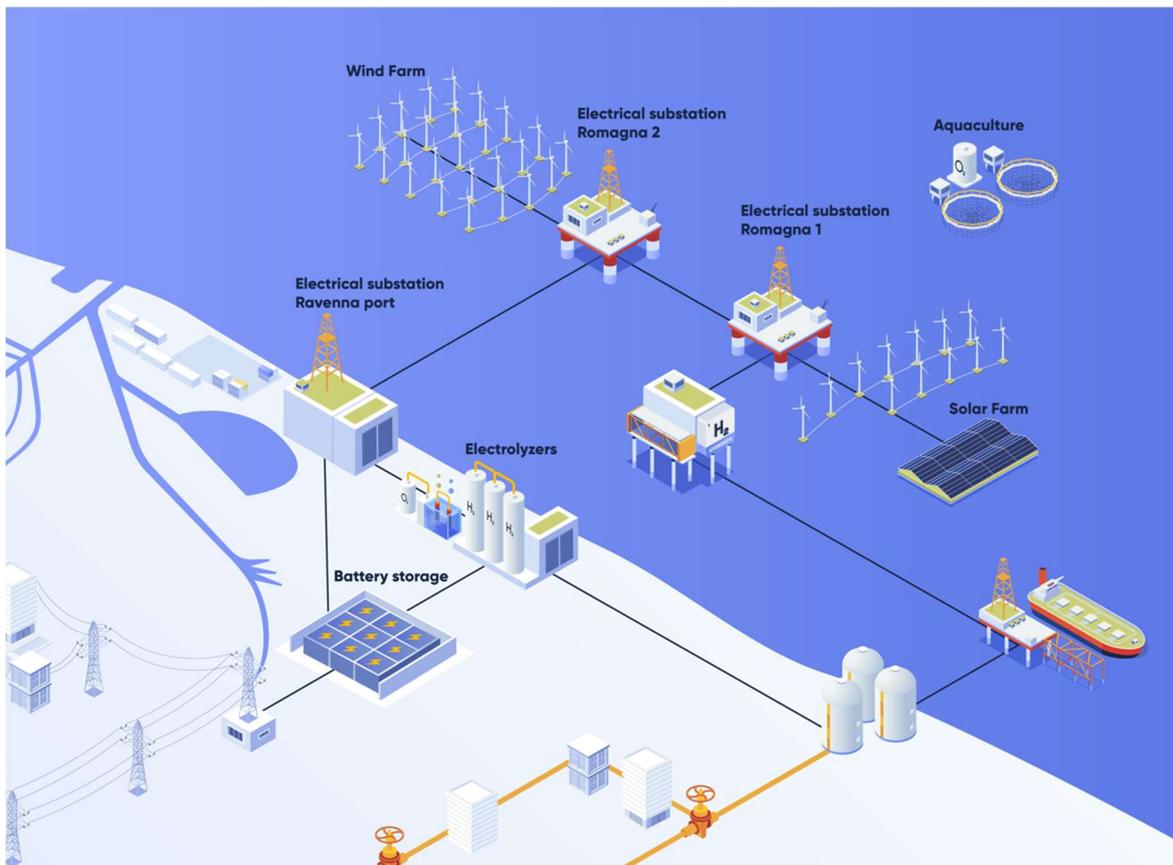


Figura 3: Schema stilizzato dell'hub energetico Romagna 1&2



Come si evince dallo schema stilizzato, la produzione elettrica da fonti rinnovabili verrà garantita a mare da due impianti eolici e un impianto fotovoltaico galleggiante che, grazie alle opere di connessione verrà trasmessa fino alla zona portuale di Ravenna. Lì, l'elettricità potrà essere in parte essere stoccata in un sistema di batterie, in parte impiegata per la produzione di idrogeno verde, oppure continuare la sua trasmissione fino al punto di connessione con la RTN, individuato nella stazione Terna "Ravenna Canala" a Piangipane (RA).

L'elettricità viene quindi prodotta e trasmessa a terra per tre diverse finalità tra loro non mutualmente esclusive:

- immissione nella Rete di Trasmissione Nazionale;
- stoccaggio in sistemi di immagazzinamento con batterie agli ioni di litio;
- produzione di idrogeno verde per mezzo del processo di elettrolisi.

La previsione di sistemi che possono assorbire l'elettricità prodotta, stoccandola in batterie o convertendola in idrogeno, rende più facile il contrasto del comune problema delle energie rinnovabili, ovvero la loro intermittenza e il conseguente stress generato sulle reti. L'immissione di elettricità nella RTN potrà quindi essere garantita con maggiore affidabilità, efficienza e continuità rispetto ad un impianto eolico o fotovoltaico *stand alone*.

### 3.6 Schema di connessione elettrica

Il progetto prevede gli impianti di produzione di energia suddivisi in due aree distinte denominate Romagna 1 e Romagna 2.

Mentre Romagna 2 è un parco eolico a mare composto da 50 aerogeneratori, Romagna 1 è un hub energetico di eolico e solare con 25 aerogeneratori e piattaforme galleggianti ospitanti impianti fotovoltaici.

Aerogeneratori e impianti di fotovoltaico galleggiante sono interconnessi con layout in serie tramite cavi in alta tensione da 66 kV che confluiscono nelle sottostazioni di conversione a mare, una per ciascun parco.

L'energia proveniente da Romagna 1 viene poi trasmessa fino alla sottostazione di Romagna 2 per poi proseguire con la trasmissione principale di cavi export per l'invio dell'energia prodotta verso terra.

Il corridoio di cavi marini da 220 kV raggiunge il punto di sbarco a terra nel quale il giunto terra-mare fa partire il tragitto dei cavi terrestri interrati da 220 kV. La sottostazione terrestre di conversione dell'energia è ubicata nell'area più importante del comparto terrestre, definita "Agnes Ravenna Porto", dove sono presenti anche i sistemi di accumulo di energia tramite batterie e di produzione di idrogeno verde tramite elettrolizzatori.

Dopo la conversione da 220 kV a 380 kV, la trasmissione elettrica prosegue fino all'immissione nella Rete Elettrica Nazionale prevista nello stallo selezionato da Terna presso il nodo della stazione elettrica "La Canala" nelle vicinanze di Piangipane, Comune di Ravenna.



Per dettagli riguardanti le connessioni elettriche si fa riferimento allo “Schema unifilare elettrico generale dell'hub energetico”, doc. AGNROM\_EP-D\_UNIF-GEN, così come ai doc. AGNROM\_EP-D\_SCH-CONNESSIONE e AGNROM\_EP-D\_SCH-FLUSSO.

### 3.7 Esigenze di flessibilità

La progettazione di dettaglio ed esecutiva del Progetto avverrà dopo l'autorizzazione unica (post-consent), in seguito alla chiusura finanziaria (FID: Final Investment Decision) e alle fasi di approvvigionamento di appaltatori, materiali e infrastrutture.

Il Progetto Definitivo valutato nell'ambito del processo di VIA ha quindi una duplice missione:

- da un lato, deve fornire una flessibilità sufficiente per consentire ai progettisti ed agli appaltatori di utilizzare le tecnologie e le tecniche più aggiornate, efficienti ed economiche per le fasi di costruzione, esercizio e decommissioning del Progetto;
- dall'altro lato, deve fornire alle autorità competenti informazioni con un livello di specificità che garantiscono una esaustiva valutazione sia sul piano tecnico che ambientale del Progetto.

Il mercato dell'energia rinnovabile offshore comprende attualmente le tecnologie energetiche in più rapida crescita in Europa, e, soprattutto quando si tratta dei sistemi compresi nel comparto offshore, gli sviluppatori seguono il mercato e le nuove tecnologie.

La flessibilità dell'approccio nell'ambito del Progetto, soprattutto per i sistemi che dipendono dalle tecnologie presenti sul mercato in costante evoluzione, è essenziale per consentirne il successo commerciale Progetto.

Si prevede che l'eventuale autorizzazione allo sviluppo e alla costruzione del Progetto includerà condizioni di consenso che richiederanno lo sviluppo e l'accordo di una serie di piani che definiscono in modo più dettagliato le questioni chiave dell'autorizzazione prima dell'inizio dei lavori di costruzione. L'indagine ante-operam post-autorizzazione/pre-costruttiva del sito, soprattutto tramite la campagna geotecnica, fornirà informazioni di input che faranno avanzare ulteriormente la progettazione di dettaglio ed esecutiva.

Gli aspetti chiave per i quali è auspicabile flessibilità in alcune scelte progettuali includono:

- capacità e parametri delle turbine a causa della potenziale evoluzione della tecnologia prima della costruzione offshore di Agnes Romagna 1&2 nel 2025 o 2026;
- tipologia degli impianti di fotovoltaico galleggiante con diverse tecnologie in rapida crescita tecnologica che stanno raggiungendo la maturità commerciale con sistemi collaudati operativi e produzioni competitive;
- sistema di interconnessione e trasmissione in corrente alternata ad alta tensione (HVAC), per poter consentire l'utilizzo della tecnologia e del design più aggiornati ed economicamente vantaggiosi;



- tipologie di fondazione per gli aerogeneratori e per le sottostazioni di conversione che raggiungeranno un'ingegneria di dettaglio a valle della campagna geotecnica post-autorizzativa e post attività di procurement che andrà a definire le attività di EPCI delle fondazioni;
- eventuale e parziale ri-modellazione del layout di Progetto a valle della campagna geotecnica post-autorizzativa;
- scenari di costruzione flessibili per consentire la costruzione degli impianti in maniera tale da produrre energia per la Rete Nazionale il più presto possibile, massimizzando le efficienze durante la costruzione;
- metodologie di costruzione e manutenzione, come sopra, per consentire appalti competitivi e l'adozione dell'opzione più conveniente.



## 4. CONNETTIVITA' ALLA RETE ELETRICA NAZIONALE

In data 06/11/2020 Agnes ha ottenuto da Terna la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) per l'immissione nella RTN di 520 MW provenienti da n.2 impianti eolici offshore e 50 MW provenienti dal sistema BESS (codice pratica 201901778). In data 30/04/2021 la società proponente ha, invece, ottenuto da Terna la STMG per l'immissione nella RTN di 100 MW proveniente da n. 1 impianto di fotovoltaico galleggiante (codice pratica 202002598). Entrambe le soluzioni di connessione prevedono il collegamento al medesimo stallo nella stazione RTN "Ravenna Canala" a Piangipane (RA).

In data 29/07/2022, in seguito ad una richiesta di modifica della STMG con codice 201901778, ha ottenuto da Terna la STMG aggiornata per l'immissione nella RTN di 600 MW da n.2 impianti eolici offshore e 50 MW provenienti dal sistema BESS (codice pratica 201901778).

Entrambe le STMG sono state accettate dalla società, con versamento a Terna pari al 30% del corrispettivo indicato. Sono stati puntualmente indicati a Terna l'avvio e il proseguimento dell'iter di autorizzazione seguiti dagli impianti interessati dalle due STMG.

È stato inoltre ufficializzato l'impegno per la progettazione con la richiesta a Terna della documentazione tecnica relativa allo stallo di collegamento nella stazione "Ravenna Canala".

Lo stallo a 380 kV nel nodo Terna "La Canala" è già presente all'interno della stazione, quindi non richiede adeguamenti, prolungamenti di sezioni o qualsiasi opera di ampliamento.

La previsione di sviluppo della rete elettrica nell'area è da considerarsi accessibile per un impianto FER come quello di Agnes Romagna, poiché il Piano di Sviluppo 2021 di Terna ha previsto 1.4 GW di impianti offshore nel Nord Adriatico (nei mari antistanti Emilia-Romagna e Veneto) entro il 2030.

Il Progetto, a differenza della maggior parte degli impianti oggetto dei 95 GW di richieste di connessione, è basato su tecnologie "cantierizzabili" nel breve termine poiché trattasi di eolico su fondazioni fisse e non galleggianti, e di impianti di fotovoltaico galleggiante che stanno rilevando un piano di crescita esponenziale nelle applicazioni su scala commerciale.

Per assicurare i 9 GW di impianti offshore installati entro il 2030 come richiesto dal Piano Europeo "FF55", è necessaria la messa a terra di progetti "cantierizzabili" e di realizzazione rapida, che possono essere garantite solo con infrastrutture portuali e un hub industriale per la costruzione e l'installazione dei componenti e dei sistemi che il polo di Ravenna, come altri pochi nel panorama italiano, possono vantare.

La conformità del Progetto rispetto al contesto di crescita green regionale e locale è confermato anche dai dati attuali che descrivono una produzione oltre i 9.500 GWh nel 2021 nella provincia di Ravenna, ma con un apporto delle fonti rinnovabili fermo al 5%.



Considerando anche la futura espansione progettuale con l'impianto Romagna 3, la potenza installata tramite impianti rinnovabili offshore fino a 1100 MW andrebbe ad incrementare la percentuale di impianti rinnovabili installati, passando dall'attuale 31.5% al 43%.

La presenza nel polo energetico di Ravenna di impianti termoelettrici con potenza maggiore di 2 GW, ed in particolare di impianti off-peaker con rump up rapidi, consente la nuova installazione di impianti da fonti rinnovabili più fattibile rispetto ad aree nelle quali è richiesto un maggiore sforzo di integrazione tra impianti convenzionali e rinnovabili.

A tale scopo, il progetto di due nuove turbine a gas previste in area industriale ravennate, alimentate a gas naturale con potenza elettrica installata di 65 MWe ciascuno e potenza termica 162,5 MWt, sono state approvate con decreto del Ministero della Transizione Ecologica nel giugno 2021 e andranno ad integrare la già solida compagine di impianti da fonti convenzionali costituiti anche dal recente impianto di cogenerazione a ciclo combinato da 780 MWe ubicato nello stabilimento EniChem.

Tali nuove turbine sono caratterizzate da un elevato rendimento elettrico, tempi di avviamento minori di 10 minuti e rampa di carico elevata tramite un gradiente maggiore di 20 MW/min.

Il progetto di installazione di due nuove turbine a gas 20-TG-1701 e 20-TG-1801 fa parte degli interventi di ammodernamento che hanno l'obiettivo di ottimizzare l'assetto della centrale anche nell'ottica di poter contribuire alla stabilità di una rete elettrica nazionale alimentata sempre di più da generazione da fonti rinnovabili e non programmabili.

Il contesto di produzione elettrica attuale garantito dal polo energetico industriale di Ravenna diminuisce eventuali rischi di *curtailment* e problematiche sul dispacciamento nella Rete Nazionale che possono sorgere quando le fluttuazioni di produzione da rinnovabile non garantiscono la sicurezza della Rete.

## 4.1 Contesto europeo

La Legge Europea sul Clima (Regolamento UE 2021/1119) sancisce l'obiettivo dell'UE di raggiungere la neutralità climatica ("net zero") entro il 2050 e l'obiettivo intermedio di ridurre le emissioni di gas a effetto serra (GHG) di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

La legge è stata formalmente adottata dal Consiglio dell'UE il 28 giugno 2021 ed è entrata in vigore il 29 luglio 2021, 20 giorni dopo la sua pubblicazione nella Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea.

La Legge Europea sul Clima è un elemento centrale del Green Deal europeo e la sua adozione pone le basi per la transizione ecologica dell'UE. A luglio 2021 la Commissione Europea ha presentato una serie di proposte legislative denominate "Fit-for-55" (FF55), volte a specificare nel concreto come raggiungere l'obiettivo 2030 della legge sul clima.



Il pacchetto prevede target specifici a livello europeo, in particolare per l'efficienza energetica e per la quota delle rinnovabili sui consumi finali complessivi.

Inoltre, sono disponibili prime indicazioni di "effort sharing" tra stati membri dell'UE. A seguito della guerra in Ucraina, la Commissione Europea ha proposto di rivedere a rialzo il target delle rinnovabili (45% sui consumi finali energetici invece dei 40% inizialmente previsti). Attualmente il pacchetto FF55 è in fase di negoziazione tra Parlamento Europeo e Consiglio Europeo.

Con la Decisione 02/2022 l'ACER ha fornito a ENTSO-E indicazioni sulla costruzione degli scenari. In particolare, ACER chiede di considerare gli effetti della Legge Europea sul Clima e di garantire la coerenza degli scenari con le politiche europee sul clima. Considerando che alcuni dei dettagli su come raggiungere il target a livello settoriale siano ancora in fase di negoziazione, ACER suggerisce di adottare delle semplificazioni.

## 4.2 Contesto italiano

Il nuovo obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni di gas serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, in luogo dell'obiettivo di riduzione del 40% già fissato dal Clean Energy Package (CEP) implica che i già sfidanti obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili nei consumi elettrici definiti nel Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC) ovvero il 55%, dovranno essere riformulati in modo più ambizioso, portandoli verosimilmente al 65%. Gli obiettivi del PNIEC di installare 40 GW di nuova capacità eolica e fotovoltaica dovranno quindi essere rivisti a rialzo fino ad almeno 70 GW.

Servirà inoltre prevedere un'ulteriore accelerazione sugli interventi di efficienza energetica e sull'elettrificazione dei consumi.

L'obiettivo è la completa decarbonizzazione al 2050, quando da un lato rinnovabili e accumuli avranno un ruolo centrale nel garantire la completa copertura del fabbisogno elettrico e dall'altro la penetrazione del vettore elettrico nei consumi finali dovrà raggiungere il 55% (dall'attuale 22%), risultando nella mobilità e nei consumi residenziali. L'incremento della domanda e della produzione da rinnovabili richiederà un coerente adeguamento della rete elettrica.

La transizione ecologica implica per il sistema elettrico l'avvio di una trasformazione con complessità tecniche e di esercizio mai sperimentate.

Il sistema sta già sperimentando:

- una progressiva riduzione della potenza regolante e di inerzia, per la modifica degli assetti di funzionamento del parco di generazione, con sempre minore presenza in servizio di capacità rotante programmabile;
- un aumento delle congestioni di rete legato allo sviluppo non omogeneo delle FER;



- un forte inasprimento delle problematiche di regolazione di tensione (sovratensioni e buchi di tensione) e instabilità di frequenza (oscillazioni e separazioni di rete non controllate), già sperimentate negli ultimi anni.

#### 4.2.1 Crescita di produzione rinnovabile

Il settore elettrico ha un ruolo centrale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico nel suo insieme, grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e alla maturità tecnologica delle fonti di energia rinnovabile (FER). Questo si traduce, in particolare, in una forte crescita attesa per il 2030: dagli attuali 115 GW a 145 GW di capacità installata totale fornita quasi esclusivamente da fonti non programmabili, come eolico e fotovoltaico. Il solo fotovoltaico, per esempio, dovrebbe crescere dagli attuali 21 GW a 52 GW nel 2030 (+31 GW) e l'eolico di altri circa 9 GW. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili - a fronte di un boom di installazioni verificatosi tra il 2008 e il 2013 - ha subito negli ultimi anni un forte rallentamento e i tassi di incremento annui della capacità installata sono circa 800 MW/anno.

Si tratta di tassi di incremento estremamente contenuti e insufficienti al raggiungimento degli obiettivi PNIEC (almeno 40 GW di nuova capacità eolica e fotovoltaica al 2030), soprattutto alla luce della possibile revisione a rialzo degli obiettivi a valle del recepimento del Green Deal UE (+70 GW).

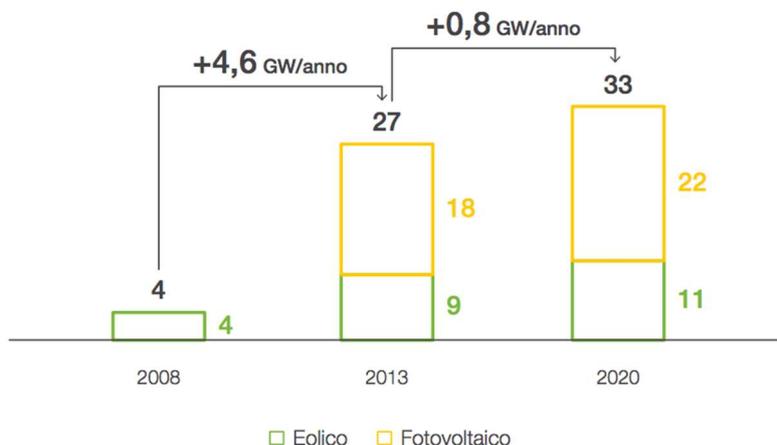


Figura 4: Crescita di produzione rinnovabile in Italia (Piano di sviluppo Terna 2021)

Per raggiungere gli obiettivi fissati al 2030 è necessario raggiungere un livello di incremento annuo di capacità rinnovabile installata di almeno 4 GW all'anno (o 6 GW alla luce degli obiettivi del Green Deal). Le aste organizzate ai sensi del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del 4 luglio 2019 (DM FER1), hanno evidenziato una riduzione molto significativa dei costi di realizzazione di questi impianti, ma al tempo stesso un livello di offerta molto limitato. Eppure, il livello di iniziative di sviluppo di impianti rinnovabili proposti da investitori



privati sembra caratterizzarsi per un trend decisamente differente. Esistono ad oggi richieste di connessione alla rete in Alta Tensione per oltre 95.000 MW ed ulteriori circa 10.000 MW di richieste pervenute per il tramite dei distributori locali. Considerando solamente le soluzioni di connessione in AT già accettate per gli impianti fotovoltaici ed eolici (circa 68.000 MW) si nota che il trend degli ultimi due anni ha subito una notevole accelerazione (+250% nel 2020 rispetto al 2018). Peraltro, le richieste di connessione hanno una distribuzione, sia in termini geografici che di livello di tensione, molto diverso da quello prefigurato dal PNIEC.

#### 4.2.2 Sviluppo dei sistemi di accumulo

L'aumento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili ed il progressivo decommissioning degli impianti termoelettrici comporterà per il sistema elettrico la perdita di risorse programmabili in grado di garantire la copertura del fabbisogno quando le risorse non programmabili non sono disponibili a fornire servizi di rete necessari all'esercizio in sicurezza del sistema, quali la regolazione di frequenza e tensione e contributi in termini di potenza di cortocircuito e inerzia del sistema.

In tale contesto, lo sviluppo di almeno 6 GW di nuovi sistemi di accumulo centralizzati previsti nel PNIEC al 2030, sia elettrochimico che idroelettrico, si rende necessario per il contributo significativo che questi sistemi possono fornire alle esigenze sopra richiamate.

Il Legislatore nazionale, recependo la direttiva europea 2009/28/CE, ha varato il D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28, con cui ha sancito l'impegno da parte dell'Italia a puntare ad una maggiore efficienza nei consumi e ad un maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili.

In particolare, per il conseguimento di tali obiettivi si prevede, oltre alle tradizionali misure di sviluppo della capacità di trasporto delle reti di trasmissione e distribuzione, anche il ricorso a nuovi sistemi di accumulo dell'energia elettrica.

A tal fine nel Piano di Sviluppo della RTN il Legislatore ha previsto tra gli interventi necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile anche nuovi sistemi di accumulo finalizzati a "favorire il dispacciamento degli impianti non programmabili". A tale riguardo, il D.Lgs 93/11 ha precisato che, in attuazione di quanto programmato nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie.

A seguito della deliberazione dell'ARERA 288/12/R/eel e della relativa Determinazione n.8/12 del 19 Ottobre 2012, è stata avviata la sperimentazione dei sistemi di accumulo, al fine di verificarne le potenzialità ed efficacia sul sistema elettrico nazionale. Con la delibera ARERA n.66/2013 sono stati ammessi al trattamento incentivante di cui all'art. 22.5 lettera d) del TIT 6 progetti pilota relativi alla sperimentazione di sistemi di accumulo "energy intensive" approvati nel Piano di Sviluppo 2011 per una potenza complessiva di 35 MW.



Si sottolinea però che, allo stato attuale, solo utilizzando i sistemi di accumulo per una pluralità di finalità, si potrebbero conseguire benefici sufficienti a compensare i costi sostenuti che, per quanto riguarda le varie tecnologie elettrochimiche, risultano ancora elevati. Al riguardo, va tenuto presente che un sistema di accumulo elettrochimico non può fornire tutti i servizi contemporaneamente e non può essere sempre disponibile per attivare un determinato servizio. La sua disponibilità a fornire un certo servizio dipende dalla sua taglia, dall'ubicazione e dallo stato di carica quando lo specifico servizio è richiesto.

A tal fine si segnala il progetto pilota di Terna sulla Fast Reserve per la contrattualizzazione a termine del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza con l'obiettivo di testare la fornitura di un servizio di riserva di potenza, ad oggi non ancora definito nell'ambito della regolazione nazionale, e di potenziale rilevanza strategica per la stabilità del sistema elettrico nell'ambito del processo di progressiva decarbonizzazione del parco di generazione italiano. Il progetto pilota relativo alla Fast Reserve, approvato con Delibera 200/2020/R/eel, si inquadra nell'ambito dei progetti pilota di cui alla delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 300/2017/R/eel.

### 4.2.3 Piano di Sviluppo Terna

Il sistema elettrico nazionale e, più in generale, quello europeo, sono attualmente soggetti a una profonda trasformazione, destinata a durare nei prossimi anni. In un contesto di libero mercato, il processo di pianificazione del sistema elettrico deve misurarsi sia con le criticità riscontrabili nella rete ad oggi sia con un significativo grado di incertezza riguardo a: evoluzione dei consumi e del ruolo dei consumatori stessi, espansione della generazione distribuita, tempo di entrata in esercizio e localizzazione di impianti programmabili di produzione di nuova generazione, politiche energetiche nazionali e comunitarie, decommissioning di impianti di generazione a tecnologie obsolete, evoluzione dei prezzi dei combustibili fossili e delle commodity, sviluppo di tecnologie volte ad integrare la produzione da fonte rinnovabile e per il controllo della rete in tempo reale. Nella fase di pianificazione, Terna contempla tutte queste variabili al fine di garantire che il sistema elettrico del futuro sia sempre caratterizzato da elevati livelli di affidabilità, qualità e sicurezza del sistema.

#### 4.2.3.1 Scenario FF55 2030

Lo scenario Fit-For-55 (FF55) con orizzonte 2030 riveste un ruolo particolare per il sistema elettrico, non solo perché riguarda gli obiettivi di policy al 2030 ma soprattutto perché ipotizza un mix efficiente di investimenti in infrastrutture di rete, fonti rinnovabili, accumuli e nuove tecnologie digitali compatibili con i principali vincoli tecnici, economici ed amministrativi che altrimenti ne potrebbero impedire la realizzabilità in tempi così stretti.



A tale fine è stato sviluppato da Terna un approccio metodologico basato su un algoritmo iterativo che persegue l'obiettivo del minimo costo di sistema nel rispetto di una serie di parametri e condizioni al contorno quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo: input tecnico-economici (curve di producibilità FER per tecnologia e zona, costo di realizzazione di FER e accumuli), limiti fisici (capacità di trasporto tra zone di mercato), limiti di fattibilità (vincoli di coerenza tra richieste di connessione e ipotesi di localizzazione delle FER) e vincoli normativi (stima effettiva disponibilità aree idonee).

L'approccio adottato ha consentito di identificare uno scenario di massimo volume accoglibile FER per zona di mercato che risulti coerente con le richieste di connessione e con il potenziale di sviluppo sui territori, tenendo conto dell'aumento della capacità di trasporto derivante dalle opere di rete necessarie e determinando il fabbisogno ottimo di capacità di accumulo per l'integrazione delle FER attraverso il contenimento dell'overgeneration e il supporto alla risoluzione delle congestioni di rete, in piena sinergia con le altre risorse di sistema.

Lo scenario è caratterizzato dalla dismissione degli impianti termoelettrici alimentati a carbone e da un forte sviluppo di rinnovabili non programmabili, in particolare fotovoltaico ed eolico.

Il forte sviluppo delle FER viene reso possibile dallo sviluppo delle infrastrutture di rete, come esplicitamente previsto dall'Art.35 del Dlgs 199/2021 e dalla presenza dei sistemi di accumulo, come richiesto dall'Art.18 del Dlgs 210/2021. Il dimensionamento delle FER-E, infatti, permette di raggiungere una quota rinnovabile pari al 65% del fabbisogno elettrico. Congiuntamente alle FER-E, si rende necessaria una rapida crescita dei gas verdi e decarbonizzazione sostituzione dei combustibili fossili riducendo così le emissioni di CO<sub>2</sub>.

#### 4.2.3.2 Scenario 2040 GA-IT e DE-IT

Gli scenari di policy al 2040, Global Ambition Italia e Distributed Energy Italia, presentano due percorsi possibili per il raggiungimento della Carbon Neutrality nel 2050 e sono allineati rispettivamente alle storyline degli scenari ENTSOs Global Ambition e Distributed Energy.

Tali scenari rappresentano il ponte tra la riduzione delle emissioni del 55% che caratterizza il 2030 e uno scenario a zero emissioni nel 2050.

Entrambi hanno come base di partenza lo scenario di policy FF55, al 2030.

Nel GA-IT è previsto lo sviluppo di tecnologie alimentate a gas verdi, in particolare nel settore dei trasporti, a fronte di una generazione rinnovabile ridotta rispetto al DE-IT. Quest'ultimo infatti è caratterizzato da una forte penetrazione del vettore elettrico in tutti i settori (civile, trasporto e industria) massimizzando l'utilizzo di rinnovabili elettriche. Nel settore dei trasporti, il GA-IT vede l'utilizzo di biometano, idrogeno ed e-fuel nel trasporto pubblico e merci, sia leggere che pesanti; il DE-IT invece copre con l'energia elettrica parte rilevante



della domanda sia nel trasporto passeggeri che nelle merci leggere: biometano, idrogeno ed e-fuel verranno prevalentemente sfruttati nel trasporto pesante con navi e aerei.

#### 4.2.3.3 Evoluzione dell'eolico offshore

Lo scenario FF55 prevede che saranno necessari quasi 102 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy, con un incremento di ben +70 GW rispetto ai 32 GW installati al 2019 (+12 GW solare distribuito, +42 GW solare utility, +7 GW eolico onshore, +9 GW eolico offshore). Tale obiettivo, sebbene sfidante, appare raggiungibile sia dal punto di vista tecnico che della maturità del mercato, considerando che Terna ad oggi ha già ricevuto oltre 250GW di richieste di connessione di nuove FER e che negli anni 2009-2010 si sono già raggiunti in Italia tassi di installazione annui comparabili.

L'eolico raggiunge 28 GW al 2030 nello scenario del Piano di Sviluppo Terna, con 17 GW rispetto al valore raggiunto nel 2019. La crescita prevista nell'eolico offshore ammonta a 9 GW, il 12% della nuova potenza installata tramite impianti FER per poter soddisfare i requisiti delineati nel FF55.

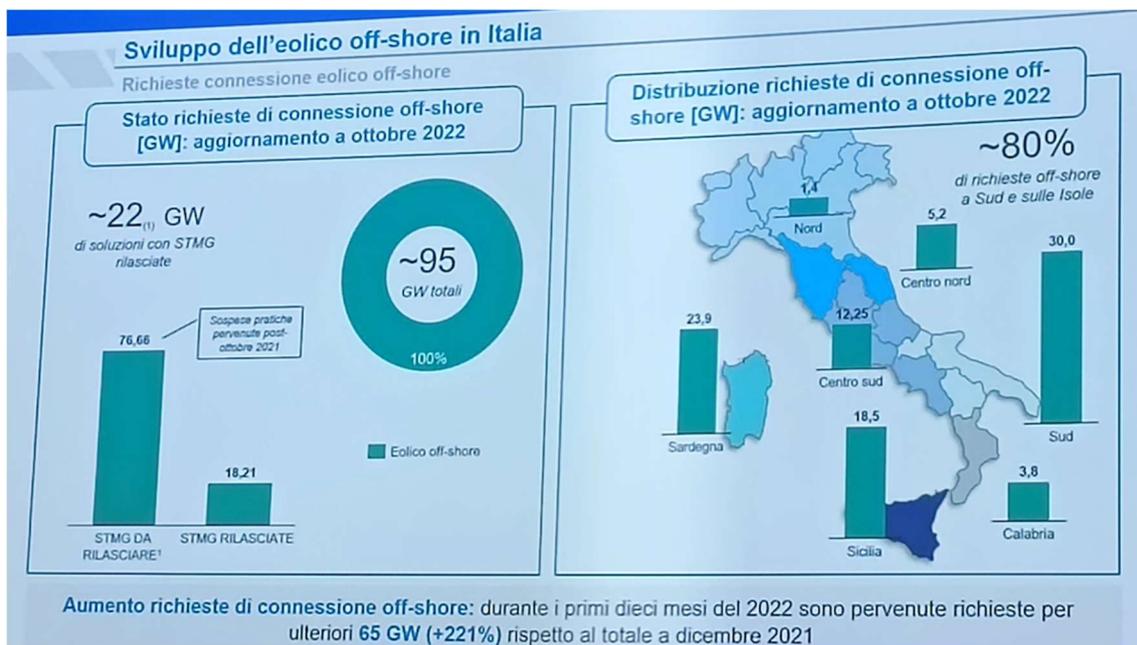


Figura 5: Richieste di connessione eolico offshore, aggiornamento a Ottobre 2022 (Terna)

Le richieste di connessione per progetti eolici offshore sono incrementate per 65 GW durante i primi dieci mesi del 2022, per un totale di 95 GW di richieste per connessioni di impianti nelle acque italiane.



Terna, in particolare per l'area Nord Italia, ha previsto impianti offshore con capacità installata di 1.4 GW entro il 2030, che potranno realizzarsi nei mari antistanti Emilia-Romagna, Veneto, Friuli-Venezia Giulia e Liguria.

Da sottolineare il discostamento negativo delle richieste di connessione pervenute a Ottobre 2022 rispetto allo scenario di riferimento, questo ad evidenziare la necessità di realizzare impianti offshore nell'alto Adriatico con capacità installate maggiori di 1 GW entro il 2030.

Come si può notare dal confronto con i dati dello Scenario Terna e le richieste di connessione pervenute in Figura sotto, è riscontrabile un significativo discostamento, sia in termini di quantità specifiche che di mix tecnologico, e, in tema di eolico offshore, le richieste di connessione raggiungono quote nel Sud Italia ed Isole che variano dal + 400% al + 600% rispetto al Piano di Sviluppo Terna relazionato con gli sviluppi e le capacità future delle infrastrutture della Rete di Trasmissione Nazionale.

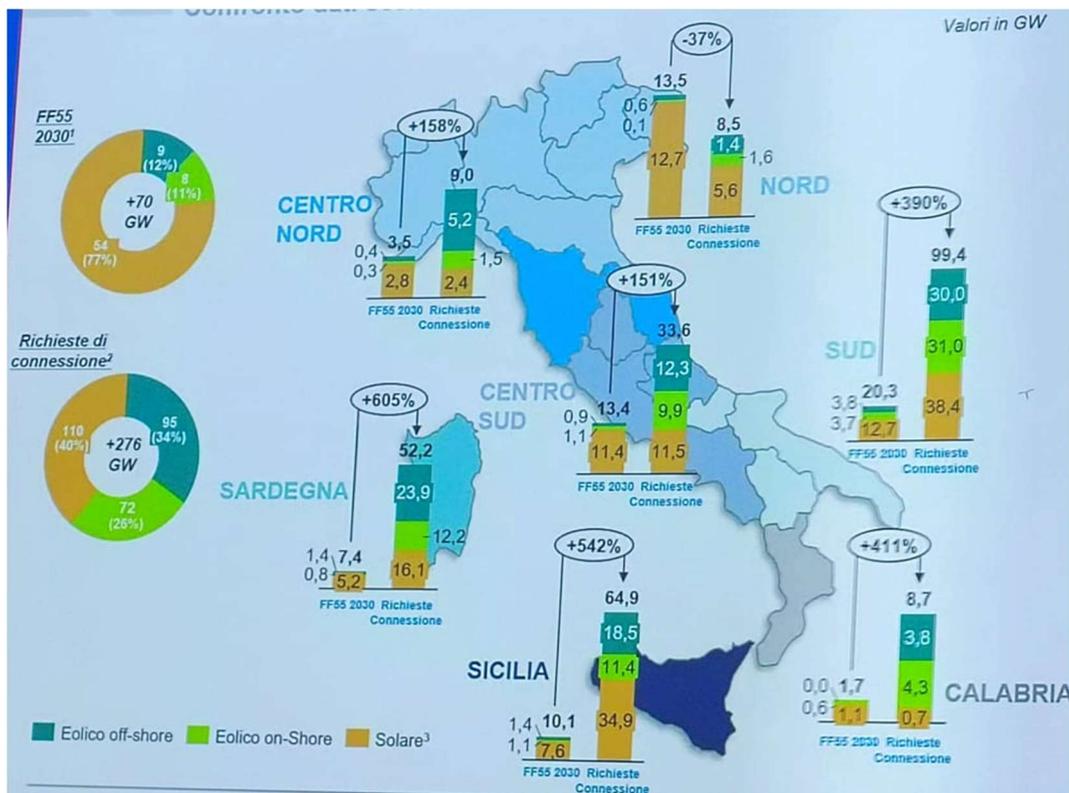


Figura 6: Confronto dati scenario PdS Terna con richieste di connessione aggiornate a Ottobre 2022 (Terna)

Come anticipato, l'unica area nella quale lo scostamento tra Piano di Sviluppo e STMG accettate risulta negativo è il Nord Italia.



Il Progetto Agnes Romagna 1&2, includendo la futura espansione progettuale dell'impianto offshore Romagna 3, potrà arrivare ad una potenza installata di impianti eolici e fotovoltaici offshore di 1.1 GW e sarà quindi in grado di accorciare il divario tra le richieste di connessione e lo scenario 2030 di Terna relazionato al FF55.

### 4.3 Risvolti sul fabbisogno energetico provinciale e regionale

Un'altra grande motivazione per la realizzazione del Progetto sono i risvolti positivi sul fabbisogno energetico provinciale e regionale.

Innanzitutto, si fa notare che, secondo i dati del GSE (Rapporto Statistico 2019, 2021), nel 2019 (anno di riferimento per questa analisi in quanto antecedente all'avvento della pandemia di covid-19) la regione fosse la seconda in Italia per consumi finali lordi di energia con 12.634 ktep, seconda solo alla Lombardia. Mentre prendendo in considerazione solo i consumi di energia elettrica, è in terza posizione con 27.583 GWh. Ciò è dovuto principalmente all'elevato grado di sviluppo economico, al tessuto manifatturiero importante e alla grandezza della popolazione rapportata alle altre regioni italiane.

Sempre nel 2019, dal lato di capacità installata di impianti alimentati da FER, l'Emilia-Romagna si è classificata come sesta, con circa 3.137 MW tra idroelettrico, eolico, solare, geotermico e bioenergie (dato GSE).

Tuttavia, se si considera l'incidenza dell'elettricità prodotta da FER sui consumi finali lordi di energia (escluso il settore dei trasporti), la regione scivola in penultima posizione, con circa l'11,3% di copertura, a fronte di una media del 17,1% a livello nazionale.

In sintesi, l'Emilia-Romagna è una regione energivora che produce notevoli quantità di elettricità da fonti FER, che però purtroppo sono di gran lunga insufficienti per avere un'incidenza rilevante nel contrastare le sue emissioni.



Relazione elettrica generale  
 AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

Anno	Eolico	Fotovoltaico	Geotermoelettrico	Idrico	Termoelettrico	Anno	Eolico	Fotovoltaico	Geotermoelettrico	Idrico	Termoelettrico
2000	563,1	6,3	4.705,2	50.899,6	220.454,9	2000	563,1	6,3	4.705,2	50.899,6	220.454,9
2001	1.178,6	4,8	4.506,6	53.925,7	219.378,9	2001	1.178,6	4,8	4.506,6	53.925,7	219.378,9
2002	1.404,2	4,1	4.662,3	47.262,0	231.068,7	2002	1.404,2	4,1	4.662,3	47.262,0	231.068,7
2003	1.458,4	5,0	5.340,5	44.276,8	242.784,4	2003	1.458,4	5,0	5.340,5	44.276,8	242.784,4
2004	1.846,5	4,0	5.437,3	49.908,0	246.125,3	2004	1.846,5	4,0	5.437,3	49.908,0	246.125,3
2005	2.343,4	4,0	5.324,5	42.926,9	253.073,1	2005	2.343,4	4,0	5.324,5	42.926,9	253.073,1
2006	2.970,7	2,3	5.527,4	43.425,0	262.164,9	2006	2.970,7	2,3	5.527,4	43.425,0	262.164,9
2007	4.034,4	39,0	5.569,1	38.481,3	265.764,2	2007	4.034,4	39,0	5.569,1	38.481,3	265.764,2
2008	4.861,3	193,0	5.520,3	47.226,5	261.328,4	2008	4.861,3	193,0	5.520,3	47.226,5	261.328,4
2009	6.542,9	676,5	5.341,8	53.442,7	226.637,9	2009	6.542,9	676,5	5.341,8	53.442,7	226.637,9
2010	9.125,9	1.905,7	5.375,9	54.406,7	231.248,0	2010	9.125,9	1.905,7	5.375,9	54.406,7	231.248,0
2011	9.856,4	10.795,7	5.654,3	47.756,9	228.506,6	2011	9.856,4	10.795,7	5.654,3	47.756,9	228.506,6
2012	13.407,1	18.861,7	5.591,7	43.854,0	217.561,4	2012	13.407,1	18.861,7	5.591,7	43.854,0	217.561,4
2013	14.897,0	21.588,6	5.659,2	54.671,6	192.986,8	2013	14.897,0	21.588,6	5.659,2	54.671,6	192.986,8
2014	15.178,3	22.306,4	5.916,3	60.256,3	176.171,2	2014	15.178,3	22.306,4	5.916,3	60.256,3	176.171,2
2015	14.843,9	22.942,2	6.185,0	46.969,5	192.053,5	2015	14.843,9	22.942,2	6.185,0	46.969,5	192.053,5
2016	17.688,7	22.104,3	6.288,6	44.257,0	199.429,7	2016	17.688,7	22.104,3	6.288,6	44.257,0	199.429,7
2017	17.741,9	24.377,7	6.201,2	38.024,7	209.484,6	2017	17.741,9	24.377,7	6.201,2	38.024,7	209.484,6
2018	17.716,4	22.653,8	6.105,4	50.502,8	192.730,0	2018	17.716,4	22.653,8	6.105,4	50.502,8	192.730,0
2019	20.202,0	23.688,9	6.074,9	48.153,5	195.733,9	2019	20.202,0	23.688,9	6.074,9	48.153,5	195.733,9
2020	18.761,6	24.941,5	6.026,1	49.495,3	181.306,6	2020	18.761,6	24.941,5	6.026,1	49.495,3	181.306,6
2021	20.927,3	25.039,0	5.913,8	47.478,4	189.711,1	2021	20.927,3	25.039,0	5.913,8	47.478,4	189.711,1

Figura 7: Confronto fra la produzione di energia elettrica per fonte in Emilia-Romagna (a sinistra) e la produzione di energia elettrica per fonte in Italia (a destra)

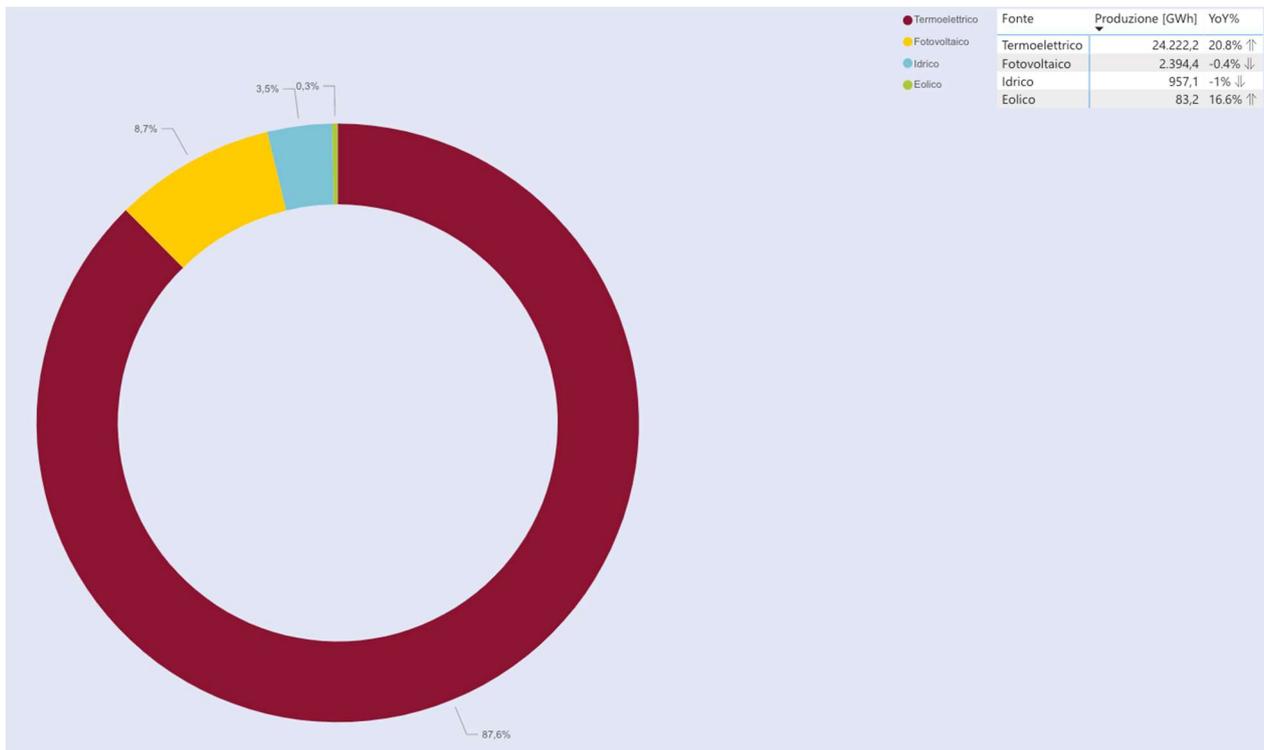


Figura 8: Percentuali di produzione di energia elettrica per fonte in Emilia-Romagna



Relazione elettrica generale  
 AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

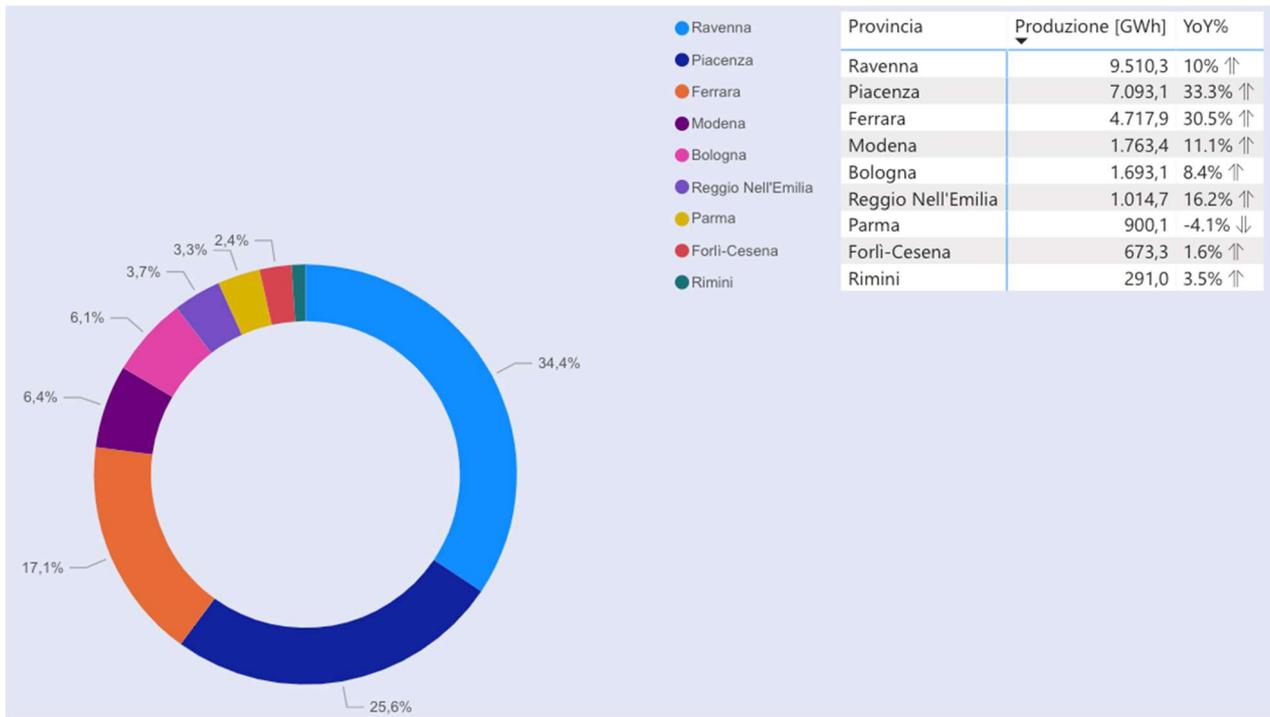


Figura 9: Produzione di energia elettrica nelle province dell'Emilia-Romagna

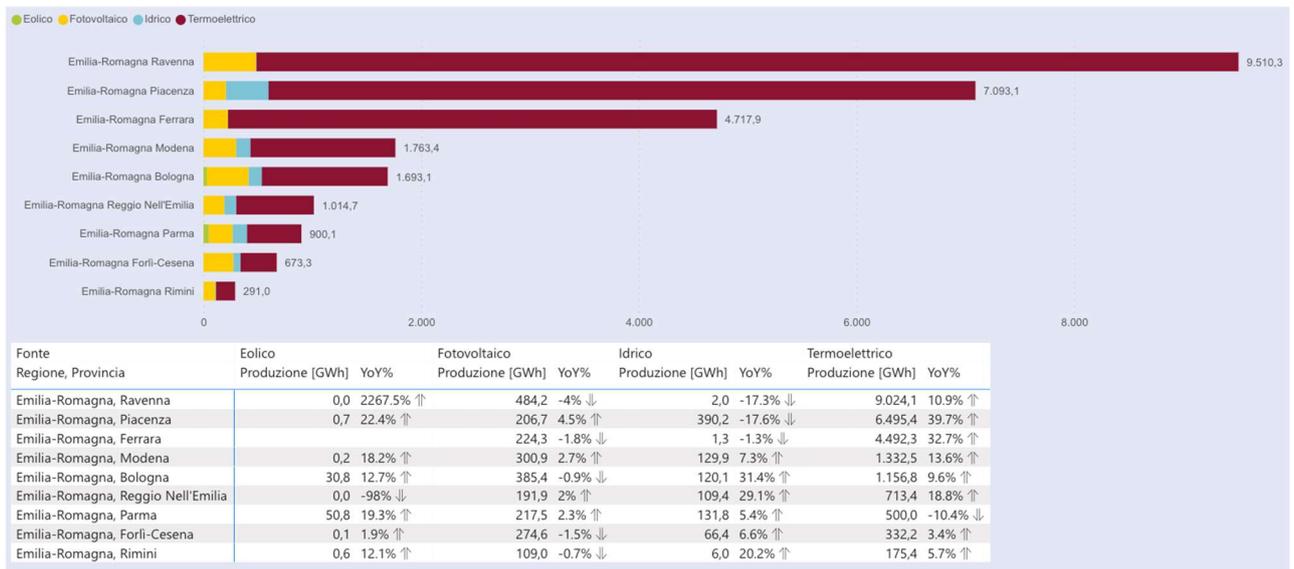


Figura 10: Produzione di energia elettrica per fonte nelle province dell'Emilia-Romagna



Relazione elettrica generale  
 AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

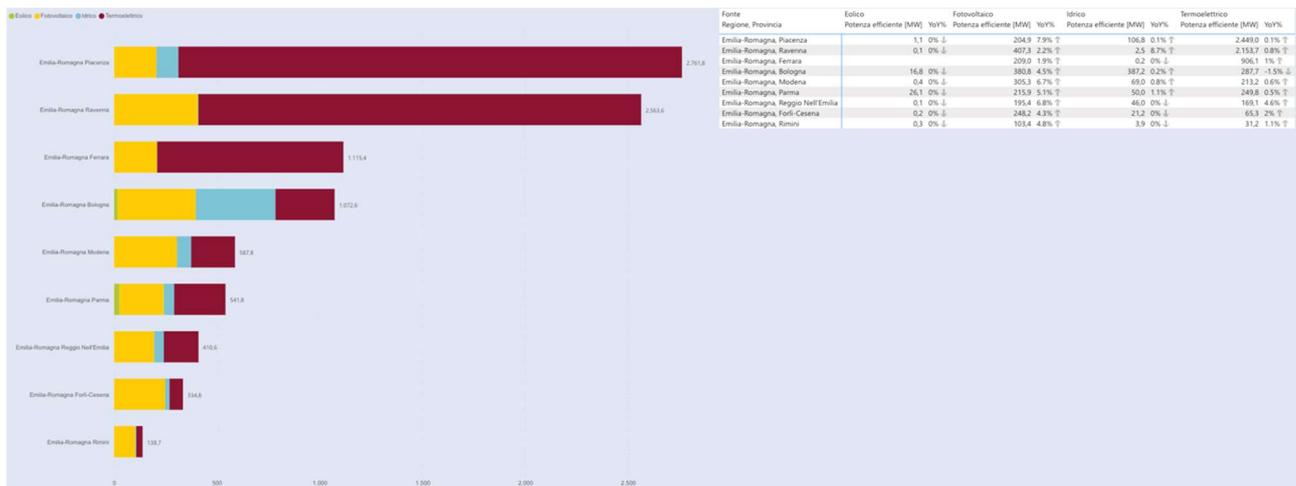


Figura 11: Potenza efficiente installata (MW) per province dell'Emilia-Romagna

Come intuibile dai grafici rappresentati derivanti dalle statistiche di Terna aggiornate al 2021, l'Emilia-Romagna si contraddistingue per avere una produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile al 12.5%, un parametro che necessita di un grande incremento nel breve termine.

Analizzando la produzione di energia tra le varie province, la provincia di Ravenna emerge come quella più produttiva, con il 34.4% dell'energia totale prodotta tramite i 9.510 GWh prodotti nel 2021, distaccando la provincia di Piacenza la quale ha prodotto 7093 GWh di energia elettrica nello stesso anno.

Tale primato non coincide però con la produzione di energia tramite fonti rinnovabili, che si attesta al solo 5% con il rimanente 95% che proviene da fonte termoelettrica.

Lo stesso trend si può ovviamente riscontrare seguendo il parametro della potenza installata, con il 16% di potenza che rappresenta gli impianti a fonte rinnovabile (407.3 MW di fotovoltaico, 2,5 MW di idrico, 0.1 MW di eolico) rispetto ai 2153,7 MW di produzione da fonte termoelettrica.

Avendo le fonti rinnovabili un valore di *capacity factor* minore rispetto alle fonti convenzionali, è richiesta una potenza installata maggiore.

Anche alla luce di ciò, di seguito si propone un'analisi, rappresentata in Tabella 1, che mostra il risvolto del Progetto sul fabbisogno energetico provinciale e regionale. Si precisa che l'analisi è stata elaborata sulla base dello storico dei *Dati statistici sull'energia elettrica*, pubblicati ogni anno da Terna. I dati utilizzati per la produzione di elettricità dell'hub energetico provengono invece dalla relazione di Progetto disponibile con codice AGNROM\_EP-R\_REL-PRODUZIONE.



Tabella 1: Analisi sui risvolti del Progetto sul fabbisogno energetico (rielaborazione interna su dati di Terna del 2019)

Indicatori	Provincia di Ravenna	Regione Emilia-Romagna
Consumo di energia elettrica	3.179 GWh	27.583 GWh
Produzione netta di energia elettrica	8.748 GWh	23.684 GWh
Differenza consumo e produzione di energia elettrica	5.569 GWh	3.899 GWh
Produzione di elettricità da FER	486 GWh	3.291 GWh
<b>Quota elettricità prodotta da FER su consumi</b>	<b>15%</b>	<b>12%</b>
Incremento produzione di elettricità da FER (post progetto, best case scenario)	446%	66%
<b>Nuova quota elettricità prodotta da FER su consumi (post progetto, best case scenario)</b>	<b>84%</b>	<b>22%</b>
Incremento produzione di elettricità da FER (post progetto, worst case scenario)	329%	41%
<b>Nuova quota elettricità prodotta da FER su consumi (post progetto, worst case scenario)</b>	<b>66%</b>	<b>20%</b>

Come si evince dai dati, il risvolto sul fabbisogno energetico sia provinciale che regionale sarebbe notevole. Considerando il *best case scenario*, nel primo caso la quota di elettricità da FER sui consumi passerebbe dal 15% al 84% a livello provinciale, mentre a livello regionale dal 12% al 22%.

#### 4.3.1 Breve excursus del distretto energetico di Ravenna

Il distretto energetico di Ravenna è nato nel 1952 come Settore AGIP. Proprio in quell'anno l'AGIP stava svolgendo attività di ricerca di idrocarburi verso la fascia meridionale della Pianura Padana, trovando alle porte della città un giacimento di gas onshore. Da lì in poi partì l'espansione delle ricerche in altre regioni italiane, ma soprattutto otto anni dopo tale scoperta l'AGIP intraprendeva, prima di tutte le altre società europee, l'avventura dell'esplorazione di giacimenti offshore, al largo delle coste di Ravenna.

Grazie alla scoperta del giacimento denominato "Ravenna Mare", il primo impianto di estrazione gas offshore dell'Europa occidentale entrò in funzione nel 1964, anticipando le aziende basate nel Mare del Nord di 3 anni. Dalla divisione AGIP dell'ENI, circa 11 miliardi di metri cubi di gas provenivano dai giacimenti offshore di Ravenna, testimoniando lo straordinario contributo al fabbisogno energetico di un Paese che stava vivendo una grande crescita economica. Parallelamente, grazie anche all'ingresso del gruppo ENI nel settore della chimica, Ravenna diventò di diritto un punto fermo dell'industrializzazione italiana.

Nel corso degli anni la centralità del Distretto di Ravenna nel panorama energetico si è rafforzata grazie alla nascita di diverse imprese che, principalmente basate in area portuale, si specializzarono nel settore offshore ed acquisirono un ruolo importante anche a livello internazionale. La rilevanza di queste imprese venne rafforzata nel 1992 con la creazione di ROCA – Ravenna Offshore Contractors Association, la quale l'anno successivo assunse un ruolo da protagonista nell'organizzazione della prima edizione dell'Offshore



Mediterranean Conference, destinata a diventare la più importante fiera e conferenza dell'Oil & Gas nel Mar Mediterraneo, consacrando il Distretto di Ravenna come capitale in questo settore di questa area geografica.

Tuttavia, dopo il picco di produzione domestica di gas metano raggiunto nel 1994, il settore dell'oil&gas italiano e di conseguenza anche il distretto di Ravenna cominciarono a registrare un lento declino. Come si evince dal grafico in Figura 12, la produzione domestica di gas metano è stata in costante calo ad eccezione del periodo 2010-2012, sia a terra che a mare.

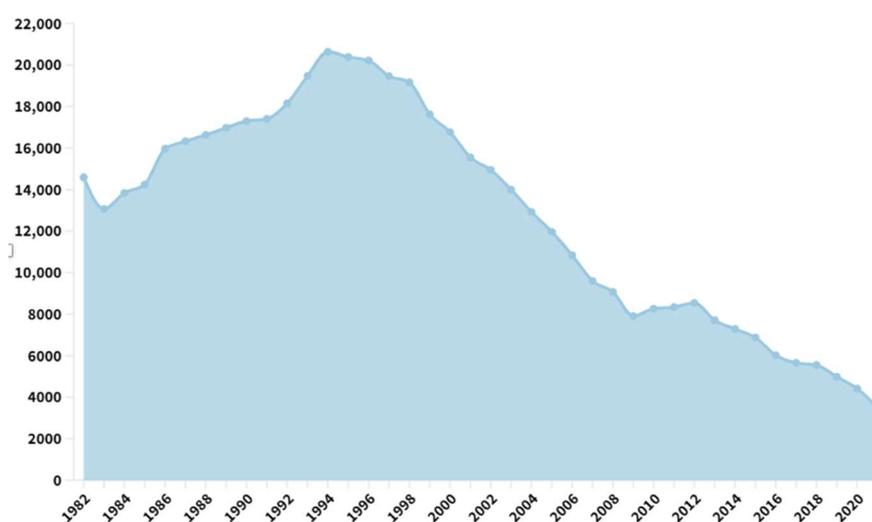


Figura 12: Trend di produzione di gas metano a livello nazionale (in milioni di Smc)

Le ripercussioni sul piano socioeconomico in area ravennate sono state certamente intense. In un'intervista rilasciata a Federmanager da parte del Presidente di ROCA Franco Nanni, è emerso che negli '90 il Distretto di Ravenna occupava circa 10.000 persone. Successivamente, lo stato di salute del Distretto è stato ben diverso. Si riportano in tabella i dati riferiti da ROCO dopo il 2010.

Tabella 2: Addetti occupati e fatturato del distretto O&G di Ravenna nel quinquennio 2014-2018

ANNO	NUMERO ADDETTI	FATTURATO CUMULATO (Mln €)
2014	6.000	1.700
2015	3.660	1.000
2016	3.400	0,750
2017	2.250	0,490
2018	2.000	0,450



In questo contesto di crisi s'inquadrano gli sforzi di diverse imprese del Distretto di Ravenna di espandere le attività anche nel settore delle energie rinnovabili, al fine di far fronte ad una diminuzione delle commesse nel settore convenzionale dell'Oil&Gas.

Il know-how tecnologico prezioso disponibile nel Distretto di Ravenna è quindi già utilizzato per fornire servizi e prodotti a livello internazionale nel settore dell'eolico offshore e ci si attende una progressiva importanza di questo settore nei prossimi anni.

Limitando l'analisi dal punto di vista qualitativo, vi sono aspetti vantaggiosi nella realizzazione del Progetto Agnes Romagna 1&2 nel contesto locale appena descritto, riassumibili nei seguenti punti:

- Creazione di una filiera corta per la produzione, assemblaggio e stoccaggio di parte dei componenti (torri, fondazioni, lame, strutture per il fotovoltaico galleggiante, ecc.)
- Utilizzo di servizi specialistici in fase di esercizio e manutenzione ordinaria e straordinaria
- Arricchimento del know-how tecnologico nei settori inerenti alla transizione ecologica
- Promozione del Distretto di Ravenna come hub energetico, sia per le fonti fossili che rinnovabili
- Attrazione di nuove risorse, sia umane che finanziarie

#### 4.4 Futura espansione dell'hub energetico

La società proponente Agnes sta già lavorando alla futura espansione dell'hub energetico. L'oggetto della presente istanza di VIA è il progetto Agnes Romagna 1&2, che comprende le opere terrestri di connessione e gli impianti a mare ubicati in due aree distinte, definite Romagna 1 e Romagna 2.

In futuro, con istanze di VIA e AU separate, si provvederà a presentare alle autorità il progetto Romagna 3, ubicato tra le due aree sopra menzionate (Figura 13).

Il parco Romagna 3 è attualmente in fase di progettazione preliminare e si conta di avviare l'iter autorizzativo nel corso del 2023. Il parco potrà comprendere fino a 40 aerogeneratori da 8 o 10 MW l'uno, per una potenza totale che oscillerà tra 320 e 400 MW. Il parco ospiterà anche una sottostazione elettrica di trasformazione 66/220 kV.

L'hub energetico Agnes Romagna, considerando quindi tutti e tre i parchi, potrà avere una capacità installata fino a 1.100 MW.



Relazione elettrica generale  
AGNROM\_EP-R\_REL-ELETTRICA

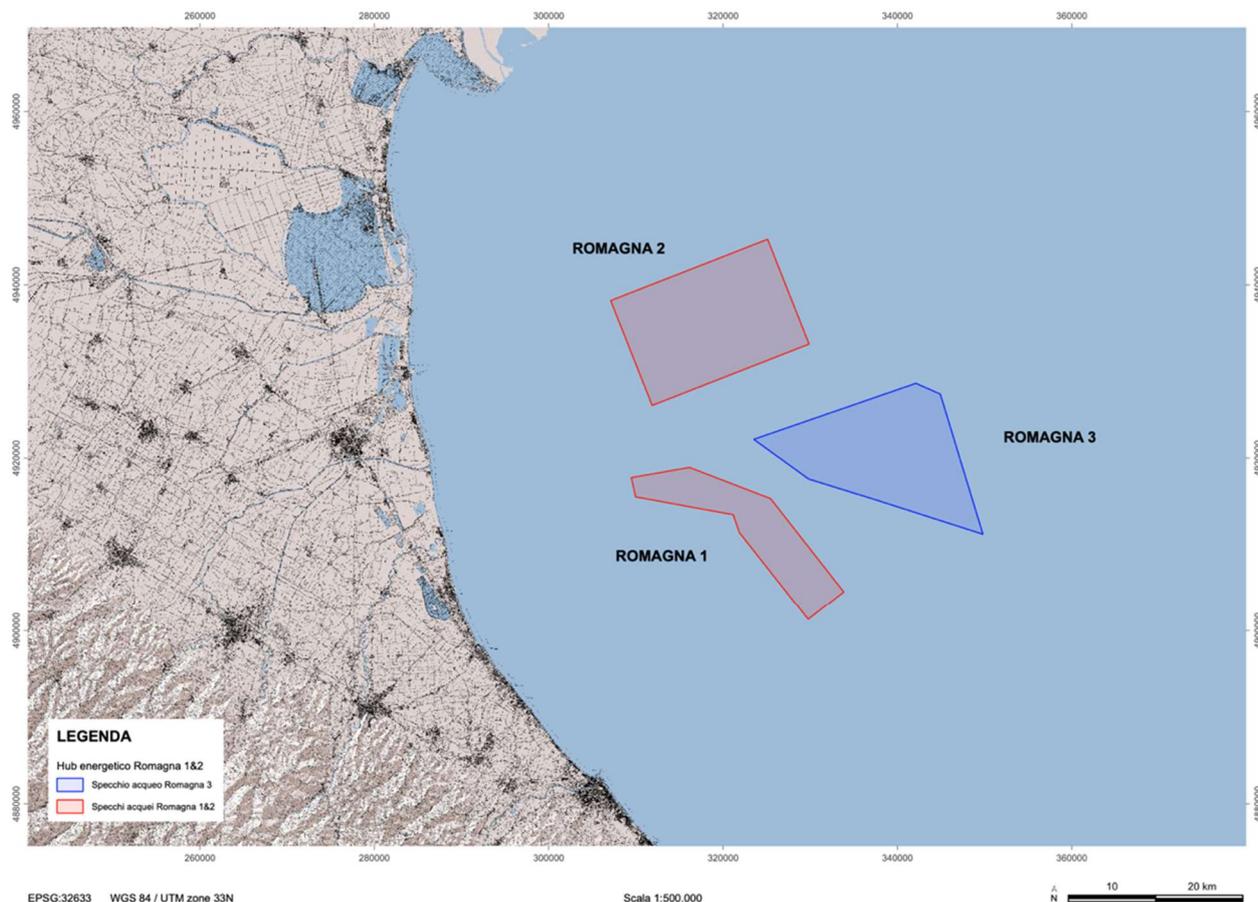


Figura 13: Ubicazione dell'involucro progettuale di Romagna 3 per la futura espansione dell'hub energetico

È opportuno menzionare che le opere di connessione del Progetto Romagna 1&2 presentate con l'attuale istanza di VIA sono già progettate per trasmettere 1.100 MVA (quindi sia per Romagna 1&2 che Romagna 3). Tale scelta ingegneristica è stata compiuta per poter creare semplificazioni, vantaggi finanziari e minori impatti ambientali per la futura espansione dell'hub con Romagna 3.



## 5. SISTEMI DI PRODUZIONE ENERGIA

La produzione di energia elettrica è realizzata tramite le Unità di Produzione (UP) offshore comprese nel comparto marino del Progetto Agnes Romagna, il quale è suddiviso in due aree distinte, denominate appunto “AGNES Romagna 1 (AR1)” e “AGNES Romagna 2 (AR2)”, entrambe posizionate nella frazione del Mare Mediterraneo classificata come Mare Adriatico settentrionale italiano.

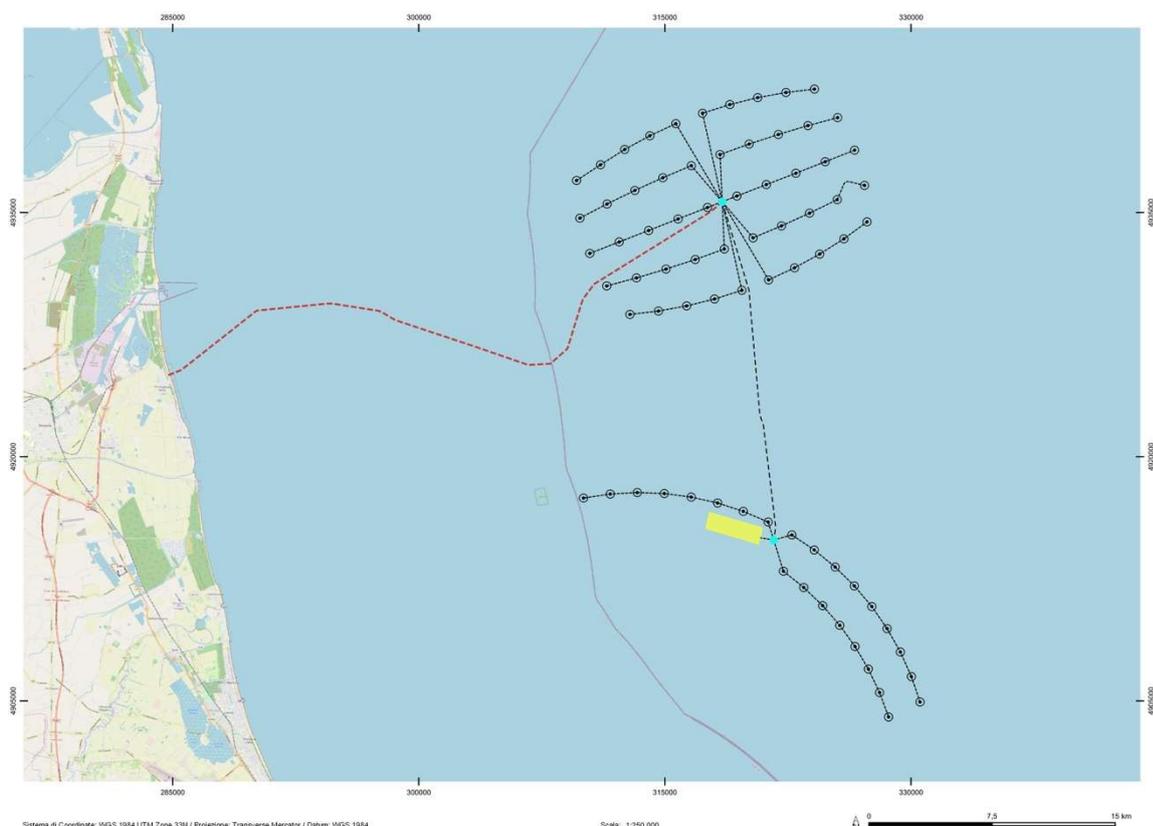


Figura 14: Planimetria delle opere a mare

I due hub energetici sono localizzati in aree distinte ed hanno conformazione differente, come mostrato in Figura 14; in particolare, “Romagna 2” comprende 50 aerogeneratori mentre “Romagna 1” è composto da 25 aerogeneratori e dalle piattaforme galleggianti dell’impianto fotovoltaico, per un totale di 100 MW installati.

Romagna 1 possiede le seguenti caratteristiche generali:

- Area SAR: Capitaneria di Ravenna; Guardia Costiera di Cesenatico; Capitaneria di Rimini
- Municipalità a terra: Provincia di Ravenna, Provincia di Rimini
- Area: 123.670.627 m<sup>2</sup>



- Minima distanza dalla costa: 12 mn
- Massima distanza dalla costa: 24 mn
- Minima profondità del fondale marino: -27 m
- Massima profondità del fondale marino: -43.5 m

Le coordinate del poligono rappresentante lo specchio acqueo dell'hub di produzione energetica rinnovabile offshore Romagna 1 sono indicate nella tabella sottostante (EPSG 32633 -WGS 84 UTM 33N):

Tabella 3: Coordinate dei vertici di Romagna 1

Coordinate specchio acqueo Romagna 1			
	ID	X	Y
1	SA01	309476.64	4917735.51
2	SA02	316150.012	4918910.93
3	SA03	325456.281	4915313.90
4	SA04	333855.634	4904513.19
5	SA05	329768.548	4901293.69
6	SA06	321866.959	4911406.95
7	SA07	321162.418	4913456.30
8	SA08	309975.094	4915512.50

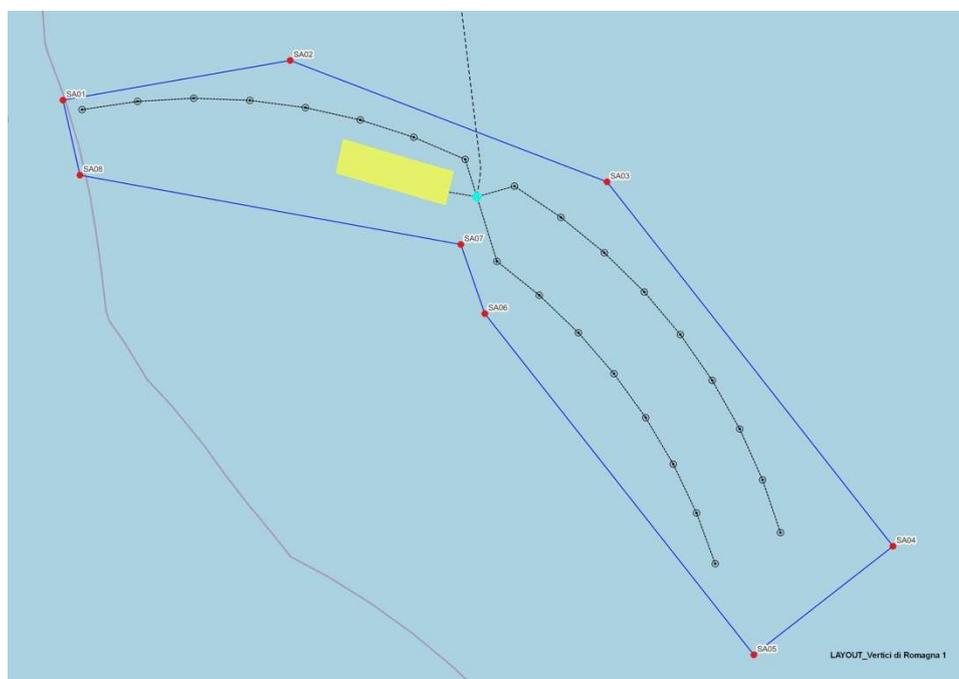


Figura 15: Posizionamento dello specchio acqueo di Romagna 1



L'area interessata dallo specchio acqueo risulta sensibilmente maggiore rispetto allo spazio effettivamente occupato dalle opere, con il fine di poter effettuare eventuali modifiche di layout in sede di progettazione esecutiva, se richiesto in fase istruttoria di valutazione sull'impatto ambientale che in fase di ottimizzazione sul design nel posizionamento esecutivo degli aerogeneratori e delle piattaforme flottanti di fotovoltaico.

Romagna 1 viene definito hub di produzione energetica rinnovabile offshore poiché integra differenti tecnologie di produzione elettrica, nello specifico il parco comprende:

- un parco eolico offshore con fondazioni fisse, composto da 25 aerogeneratori di 8 MW, per una potenza installata di 200 MW
- impianto fotovoltaico galleggiante da 100 MW di potenza installata
- stazione di conversione elettrica 66/220 kV e le opere di collegamento connesse (cavi marini di interconnessione tra i sistemi di produzione elettrica e la sottostazione, cavi marini di trasmissione)

Il tratto di mare nel quale sono localizzate le opere di Romagna 1 si estende da 12 miglia nautiche dalla costa di Lido di Dante fino a 21,3 miglia nautiche dalla costa di Cervia, mentre la profondità del fondale oscilla dai 27 ai 43 metri.

Il layout della componente eolica è costituito da due linee curve quasi parallele: la più lunga, formata da 17 aerogeneratori, si estende per 12 miglia nautiche in direzione Sud-Est a partire dalla turbina più vicina a terra, collocata a 12 miglia dalla costa; la seconda, più corta, inizia da circa 18 miglia nautiche e si estende in direzione Sud-Est per 5,6 miglia nautiche, ospitando 8 aerogeneratori.

I confini dello specchio acqueo sono delimitati dai seguenti elementi naturali e/o antropici:

- A Nord, dalla principale rotta marittima per l'arrivo delle imbarcazioni nel proto di Ravenna e dalla presenza delle piattaforme oil&gas identificate come il cluster delle Amelie di proprietà ENI S.p.A., la quale ha il permesso di utilizzo nell'area A.C 2.AS
- Ad Ovest, dall'area SIC "Paguro" e dal cluster di piattaforme oil&gas Porto Corsini, di proprietà ENI S.p.A
- A Sud-Ovest, dalla concessione dell'area denominata "Cervia Mare" dove è installato il cluster oil&gas "Arianna", di proprietà ENI S.p.A
- A Sud, dalla presenza della concessione ENI S.p.A di A.C.21.AG
- A Est, a 9 miglia nautiche, dalla rotta principale di navigazione Nord-Sud del Mare Adriatico

Il secondo impianto di produzione di energia rinnovabile offshore "Romagna 2" si traduce in un impianto eolico offshore con fondazioni fisse composto da:

- 50 aerogeneratori di 8 MW, per una potenza totale installata di 400 MW
- stazione di conversione elettrica 66/220 kV e le opere di collegamento connesse (cavi marini di interconnessione tra gli aerogeneratori, cavi marini di trasmissione)



Romagna 2 possiede le seguenti caratteristiche generali:

- Area SAR: Capitaneria di Ravenna
- Municipalità a terra: Provincia di Ravenna
- Area: 251.521.441 m<sup>2</sup>
- Minima distanza dalla costa: 12 mn
- Massima distanza dalla costa: 25 mn
- Minima profondità del fondale marino: -28 m
- Massima profondità del fondale marino: -41 m

Le coordinate del poligono rappresentante lo specchio acqueo dell'impianto eolico offshore Romagna 2 sono indicate nella tabella sottostante (EPSG 32633 -WGS 84 UTM 33N):

Tabella 4: Coordinate dei vertici di Romagna 2

Coordinate specchio acqueo Romagna 2			
	ID	X	Y
1	SA09	307109.61	4938174.19
2	SA10	325112.62	4945250.89
3	SA11	329871.65	4933153.00
4	SA12	311870.44	4926071.73

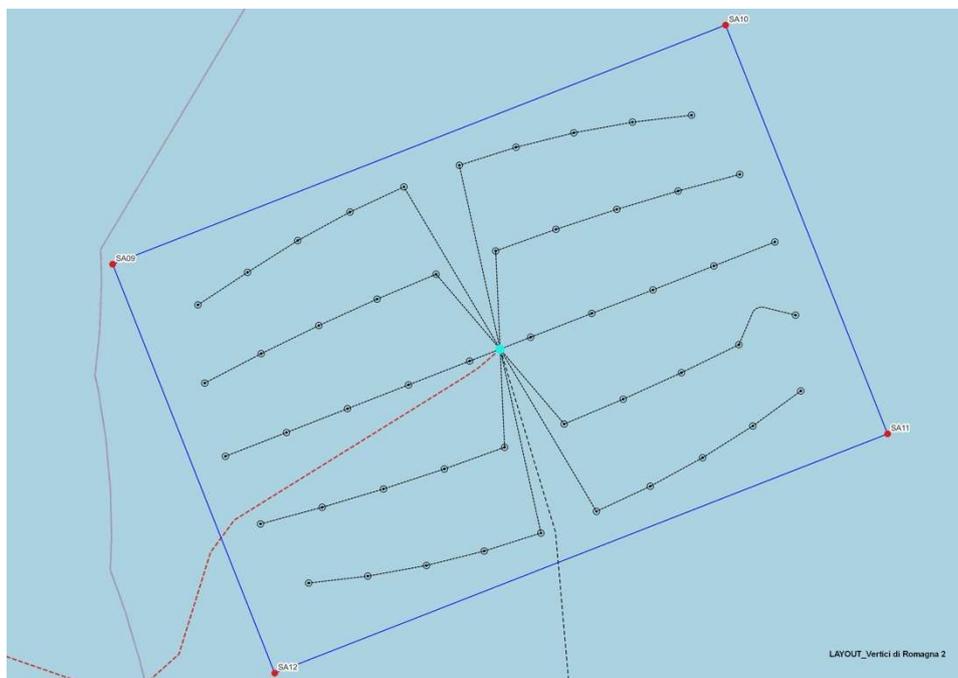


Figura 16: Posizionamento dello specchio acqueo di Romagna 2



Il tratto di mare nel quale sono localizzate le opere di Romagna 2 si estende da 12 miglia nautiche dalla linea di costa che va da Casalboretto a Marina di Ravenna fino a circa 25 miglia nautiche, con la profondità del fondale che oscilla tra i 28 ed i 41 metri.

Il layout di questo impianto eolico è “a cluster”; disposto su cinque file, ognuna composta da dieci aerogeneratori con inter-distanze eccedenti i sette diametri nominali potenzialmente raggiungibili dagli aerogeneratori.

In posizione centrale, è collocata la stazione elettrica di conversione, verso la quale convergono tutti gli elettrodotti da 66 kV dell’impianto eolico Romagna 2, ma anche i cavidotti export di interconnessione con la sottostazione di Romagna 1 e, come da espansione progettuale futura, dai cavidotti export derivanti dal successivo impianto eolico Romagna 3.

Nella progettazione del layout di Romagna 2 si sono tenute in considerazione la presenza di gasdotti nel fondale, il limite delle acque territoriali insieme con l’accesso al porto di Ravenna previsto dal nuovo schema di separazione del traffico progettato dalla Capitaneria di Porto di Ravenna e attivo da Settembre 2022.

Il perimetro di Romagna 2 è un poligono di 4 vertici e, anche in questo caso, l’area richiesta in concessione è eccedente rispetto allo spazio effettivamente occupato dalle opere, per poter permettere eventuali modifiche al layout in fase di progettazione esecutiva.

I confini dello specchio acqueo di Romagna 2 sono interessati dai seguenti elementi naturali e/o antropici:

- A Nord, dal permesso di ricerca A.R 94 PY di proprietà Po Valley Operations PTY
- A Nord-Ovest, dalle zone esclusive per l’esercizio militare TEMPORARY ECHO 346 B1 e B2
- Ad Ovest, dai due cluster oil&gas di proprietà ENI S.p.A. identificati come Garibaldi e Agostino e dal relativo permesso A.C 1.AG, così come dalla linea delle acque territoriali coincidente con le 12 miglia nautiche dalla costa
- A Sud, dalla rotta di navigazione secondaria per l’arrivo nel porto di Ravenna
- A Sud-Ovest, dal nuovo schema del traffico portuale attivo da Settembre 2022
- A Est, dal deposito di sabbie relitte utili per il ripascimento del litorale terrestre

Le opere offshore non rientranti all’interno degli specchi acquei “Romagna 1” e “Romagna 2” coincidono con il corridoio di interconnessione coincidente con i due cavidotti export che collegano la sottostazione elettrica di Romagna 1 (SSR2) e quella di Romagna 2 (SSR2), ed il corridoio che parte dalla sottostazione elettrica di Romagna 2 (SSR2) fino all’area di approdo terrestre coincidente con il pozzetto di transizione terra-mare che verrà realizzato tramite opera trenchless.



### 5.1.1 Prescrizioni generali del Codice di Rete

Gli schemi d'inserimento e di connessione, nonché la struttura dell'impianto, saranno conformi al Codice di Rete ed in aggiunta che:

- le Centrali (impianti eolici e fotovoltaici) siano dotati di almeno un interruttore (interruttore generale), che realizzi la separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore e quelle di competenza del titolare della Centrale;
- gli interruttori di linea AT siano del tipo a comando uni-tripolare per i montanti delle linee in modo da non impedire l'adozione di richiuse rapide automatiche unipolari;
- gli avvolgimenti AT dei trasformatori MT/AT e BT/AT siano ad isolamento uniforme e collegati a stella, con terminale di neutro accessibile e predisposto per l'eventuale connessione a terra, e gli avvolgimenti MT e BT siano collegati a triangolo. La connessione a terra dell'avvolgimento AT è decisa dal Gestore in relazione alle esigenze della rete nel punto di connessione e deve essere realizzata senza interposizione di organi di manovra (interruttori o sezionatori);
- l'avvolgimento AT dei trasformatori elevatori MT/AT sia dotato di un variatore di tensione sotto carico con regolatore automatico in grado di consentire, con più gradini, una variazione della tensione a vuoto compresa almeno tra  $\pm 12\%$  della tensione nominale;
- i trasformatori MT/AT siano opportunamente dimensionati per consentire il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima, e comunque con una potenza apparente complessiva almeno pari al 110% della  $P_n$  dell'impianto;
- analogamente i trasformatori di macchina BT/MT siano opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima;
- in corrispondenza della potenza attiva  $P=0$  ed in assenza di regolazione della tensione, l'impianto dovrà essere progettato in modo che siano minimizzati gli scambi di potenza reattiva con la rete al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, ad impianto fermo, in caso di potenze reattive scambiate superiori a 0,5 MVar, dovranno essere previsti sistemi di bilanciamento della potenza reattiva capacitiva prodotta dalla rete MT di parco in modo da garantire un grado di compensazione al punto di connessione compreso fra il 110% e il 120% della potenza reattiva prodotta dalla rete MT a  $V_n$ . Tipicamente tali sistemi di bilanciamento saranno rappresentati da reattanze shunt; in presenza di parchi molto estesi, dovrà essere previsto un loro frazionamento al fine di garantire la compensazione indicata a fronte di fuori servizio di parte del campo eolico. Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla centrale eolica tali sistemi di compensazione potranno poter essere esclusi in maniera automatica in modo da bilanciare, almeno in parte, il maggior assorbimento



di potenza reattiva dei trasformatori degli aerogeneratori e dei trasformatori elevatori MT/AT di impianto e garantire il rispetto delle capability richieste al Punto di Consegna;

- in funzione delle necessità della rete locale, Terna si riserverà di chiedere sistemi di bilanciamento delle perdite induttive dei trasformatori a carichi elevati eventualmente non coperte dalle capability degli aerogeneratori e degli inverter. Tipicamente tali sistemi di bilanciamento saranno rappresentati da banchi di condensatori.

Di seguito sono riportati alcuni adempimenti che saranno soddisfatti:

- sottoscrivere gli opportuni Regolamenti di Esercizio che contengono tra l'altro le relazioni funzionali con il Gestore ed altri eventuali soggetti coinvolti;
- effettuare le manovre sull'impianto di competenza ed eseguire in tempo reale gli ordini impartiti dal Gestore ai fini della sicurezza del sistema elettrico, mediante un sistema di teleconduzione, ovvero tramite il presidio degli impianti attivo 24 ore al giorno; in particolare si disporrà di personale autorizzato sempre rintracciabile;
- effettuare tutte le azioni necessarie affinché l'impianto sia integrato nei processi di controllo (in tempo reale e in tempo differito) e di conduzione della RTN;
- rendere disponibili al Gestore le telemisure ed i telesegnali di impianto, necessari per l'osservabilità ed il controllo remoto della rete;
- garantire l'efficienza degli organi di manovra e d'interruzione, degli automatismi, degli interblocchi e delle protezioni;
- garantire il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti.

Per esigenze di sicurezza della rete, il Gestore può effettuare l'apertura dei collegamenti della rete verso la Centrale Eolica / Fotovoltaica senza preavviso determinando la disalimentazione del sito. Pertanto, qualora necessario, sarà cura predisporre una soluzione tecnica per garantire l'alimentazione dei propri servizi essenziali (connessione di emergenza in MT).

#### 5.1.1.1 Limiti di funzionamento

Gli impianti eolici e fotovoltaici ed i relativi macchinari ed apparecchiature saranno progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare, le Centrali, in ogni condizione di carico, dovranno essere in grado di rimanere in parallelo alla rete AT, per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nel seguente intervallo:

$$85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n$$

con  $V_n$  la tensione nominale del punto di connessione.



Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete AT in funzione della frequenza, le Centrali dovranno rimanere connesse alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

Le Centrali dovranno inoltre poter funzionare in parallelo alla rete senza disconnessione con valori di derivata di frequenza fino a 2,5Hz/s, valutata su un numero di cicli pari ad almeno 5 (100ms).

### 5.1.1.2 Insensibilità alle variazioni di tensione

Per gli aerogeneratori e gli inverter dell'impianto fotovoltaico vengono richieste caratteristiche di insensibilità alle variazioni di tensione *Fault Ride Through* (FRT) identiche in tutte le configurazioni di connessione alla rete (in entra-esci, in antenna, in derivazione rigida) per evitare di condizionare il *commissioning* delle macchine allo schema di connessione delle Centrali. È richiesto che gli aerogeneratori e gli inverter siano in grado di mantenere la connessione con la rete in caso di guasti esterni, osservando i profili di sotto-tensione e sovra-tensione riprodotti in Figura 17.

Tali profili tengono conto sia della necessità di attraversare i buchi di tensione provocati da guasti in rete (caratteristica *Under Voltage Ride Through*), sia della necessità di resistere agli aumenti di transitori di tensione nelle fasi post-guasto (caratteristica *Over Voltage Ride Through*). Si richiede di poter sostenere il totale annullamento della tensione per 200ms. Nel primo tratto di 100ms il limite superiore è definito dal costruttore, ma comunque non deve risultare inferiore a 130% della tensione nominale  $V_n$ . Il tempo finale del tratto inclinato della caratteristica di UVRT dipende dal livello di tensione nominale del Punto di Connessione: 2s per le reti a 132/150 kV e 2,8 s per le reti a 220 kV.

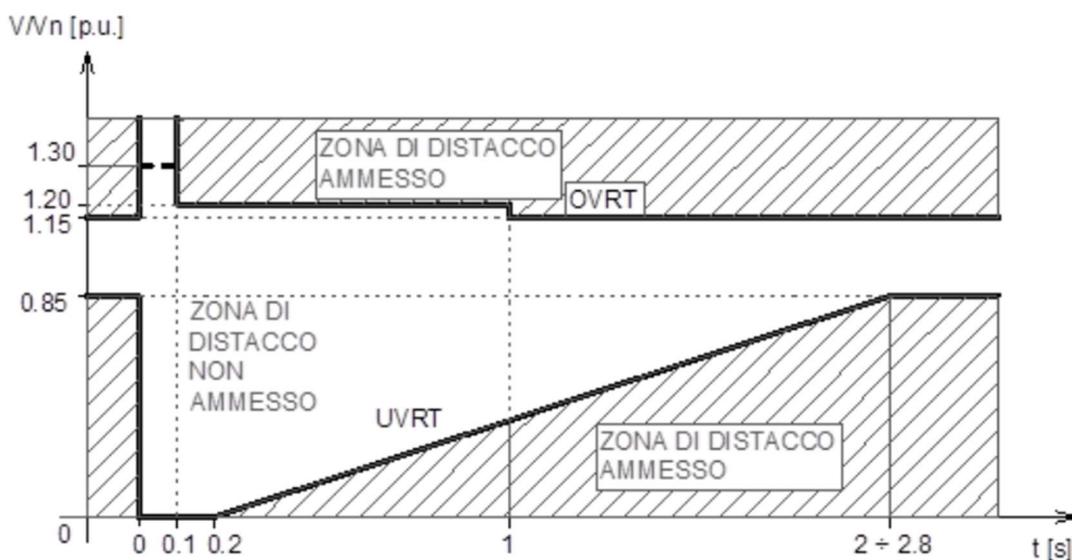


Figura 17: Caratteristica FRT al Punto di Connessione per Centrali Eoliche (Codice di Rete)



All'interno dell'area di distacco non ammesso, quando il valore della tensione al punto di connessione è inferiore a  $0,85 V_n$  o superiore a  $1,15 V_n$  non vengono imposte prescrizioni rigide sull'erogazione di potenza attiva e reattiva. In ogni caso è richiesto che la limitazione della potenza attiva erogata sia correlata alla profondità del buco/picco di tensione e con limitato coinvolgimento delle fasi non interessate all'abbassamento/innalzamento di tensione. All'interno di tale intervallo, dovranno essere comunque ripristinati, in un tempo non superiore a 2 s, la regolazione di potenza reattiva impostata ed almeno il 90% della produzione attiva precedente al transitorio. Tale recupero dovrà essere totalmente completato entro 4 s.

Saranno comunque specificate le tecniche di gestione della potenza attiva erogata durante gli abbassamenti di tensione e le regolazioni relative dovranno essere concordate con il Gestore di Rete.

## 5.2 Impianti eolici

La produzione di energia eolica sarà garantita attraverso due impianti eolici offshore per una potenza complessiva installata di 600 MWp, caratterizzata appunto dall'installazione di 75 aerogeneratori con potenza 8 MWp ciascuno.

Caratteristiche tecniche idonee per ottimizzare le conversioni dell'energia eolica medio-bassa tipica delle condizioni presenti nell'area mediterranea è di fondamentale importanza per poter ottenere una soddisfacente producibilità degli aerogeneratori, cercando di migliorare le efficienze con bassi valori di ventosità.

Le caratteristiche generali degli aerogeneratori in Progetto che potranno essere installati nei parchi di Romagna 1&2 sono i seguenti:

- Diametro del rotore fino a 260 metri
- Altezza mozzo dalla sezione di transizione tra fondazione e torre fino a 170 metri
- Altezza di tip (altezza della fondazione + elemento di transizione + altezza mozzo + lunghezza della pala) fino a 300 metri

Dimensioni sugli aerogeneratori di tale portata, accoppiati con potenze nominali non troppo elevate, sono infatti fondamentali per poter assicurare una tipologia di macchina ottimizzata per ventosità medio-basse, garantendo alte performance e migliori efficienze con range di vento modesto (3-8m/s), rispetto agli aerogeneratori standard che incrementano sempre di più le potenze nominali per poter ottimizzare l'effetto scala e produrre sempre di più.

Per le condizioni meteomarine presenti nell'area progettuale di interesse, anche aerogeneratori di Classe III, con i dovuti approfondimenti del caso, potrebbero essere applicati per poter ottenere una corrispondenza



concreta tra le necessità sito-specifiche e macchine commercializzate e presenti sul mercato. Campagna di misurazione del vento in sito avviata dal Proponente

L'analisi definitiva della risorsa eolica del sito di progetto sarà effettuata attraverso specifica campagna di misurazione LIDAR, già avviata dal proponente, in grado di fornire dati orari del vento ad altissima precisione, fino ad un'altezza di 300 m.s.l.m.

Due sistemi LIDAR sono stati installati a maggio 2022 su due strutture offshore presenti nelle immediate vicinanze dei siti di sviluppo di Romagna 1 e Romagna 2, e hanno già raccolto dati del vento relativi al periodo estivo e autunnale, completando una prima parte della campagna che avrà durata di almeno un anno. I dati di re-analisi verranno quindi incrociati con i dati reali per avere un quadro più ampio e più preciso del regime anemologico della zona.

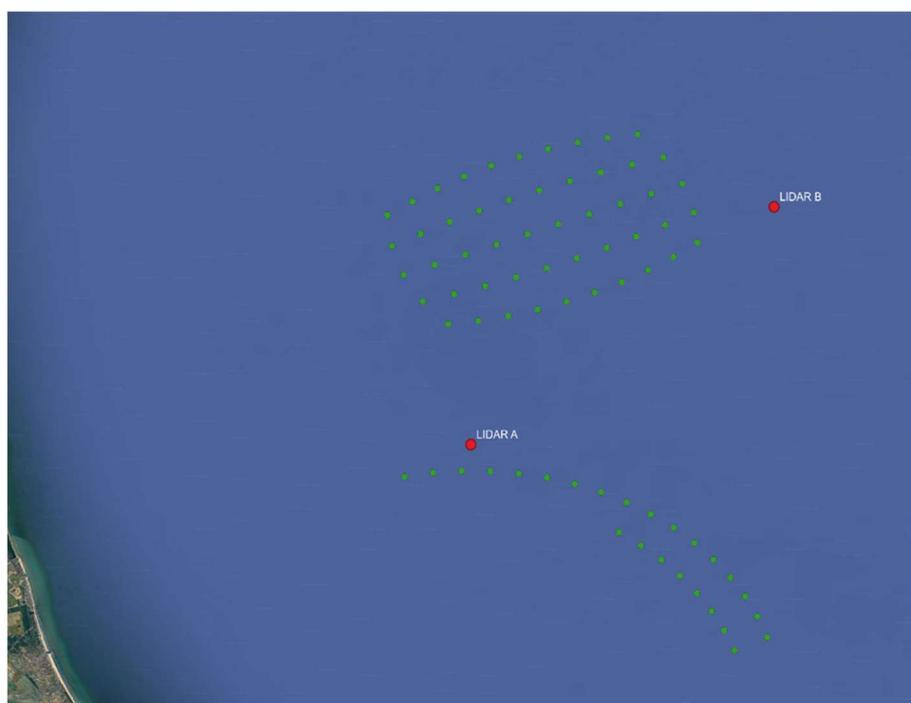


Figura 18: Ubicazione dei device lidar per la misurazione del vento nel sito di Progetto

Al termine del 12esimo mese di misurazione, si procederà con l'elaborazione dei dati acquisiti, con lo scopo di verificare la validità delle misure per ognuno dei parametri misurati. In particolare, si prevede una procedura di filtraggio volta all'individuazione di possibili anomalie e malfunzionamenti dei sensori, sia di velocità che di direzione.

A seguito dell'ottenimento di una climatologia di lungo periodo, verrà effettuato nuovamente lo studio di produzione degli impianti eolici Romagna 1 e Romagna 2, riducendo fortemente le incertezze introdotte dalla volatilità del vento.



Ad ogni modo, i due siti di progetto sono stati selezionati fin dall'inizio per la combinazione di diversi fattori favorevoli:

- 1) Densità energetica dell'area: la zona risulta attraversata da venti di sufficiente intensità da garantire una producibilità annua apprezzabile grazie anche al design innovativo degli aerogeneratori adottati.
- 2) Distanza dalla costa: gli Aerogeneratori di Agnes Romagna hanno dimensioni considerevoli e la loro imponenza, naturalmente, li rende facilmente avvistabili; questo è uno dei motivi per cui si è scelto di collocare entrambi i parchi eolici oltre le 12 miglia nautiche dalla costa. A tale distanza, un osservatore, infatti, sarebbe in grado di scorgere le torri in lontananza e solo in condizioni di buona visibilità, l'impatto visivo atteso è quindi notevolmente ridotto.
- 3) Batimetria: tipicamente il fattore limitante per impianti offshore a fondazioni fisse, nel caso di Agnes Romagna, la batimetria ha un andamento favorevole. La scelta di collocare gli impianti oltre le 12 miglia nautiche dalla costa è stata resa possibile grazie alla scarsa profondità del fondale.

Per maggiori informazioni riguardanti la producibilità degli impianti eolici offshore si rimanda alla "Relazione di producibilità dell'hub energetico", doc. AGNROM\_EP-R\_REL-PRODUZIONE.

### 5.2.1 Layout dei parchi eolici

Gli aerogeneratori presenti nell'hub energetico Romagna 1 sono disposti con un layout curvilineo e situati in acque con valori batimetrici tra i 27 e i 42 metri, ogni macchina con generatori di potenza nominale 8 MWp per una potenza totale di 200 MWp. I 25 aerogeneratori sono disposti lungo due archi, uno più esteso che comprende 17 macchine le quali partono da una distanza di 12 miglia nautiche per giungere le 22 miglia nautiche dalla costa.

Le coordinate degli aerogeneratori dell'impianto eolico offshore Romagna 1 sono indicate nella tabella sottostante (EPSG 32633 -WGS 84 UTM 33N):

Tabella 5: Coordinate degli aerogeneratori di Romagna 1

	ID_1	X	Y	Batimetria
1	AG001	310036,46	4917453,84	-27.77
2	AG002	311668,27	4917698,17	-29.13
3	AG003	313315,71	4917789,98	-30.43
4	AG004	314964,57	4917728,49	-31.61
5	AG005	316600,43	4917512,93	-32.75
6	AG006	318209,79	4917148,98	-36.71
7	AG007	319778,01	4916635,99	-34.83
8	AG008	321291,87	4915979,67	-36.12



Relazione elettrica generale  
 AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

9	AG009	322738,25	4915185,65	-37.48
10	AG010	324104,70	4914260,82	-38.70
11	AG011	325378,75	4913212,34	-39.59
12	AG012	326550,46	4912050,76	-40.40
13	AG013	327610,53	4910786,34	-41.22
14	AG014	328547,61	4909428,26	-41.83
15	AG015	329354,70	4907989,13	-42.21
16	AG016	330024,51	4906481,62	-42.69
17	AG017	330551,70	4904917,70	-43.10
18	AG018	322222,92	4912958,68	-36.62
19	AG019	323467,37	4911953,03	-37.80
20	AG020	324616,07	4910839,91	-38.75
21	AG021	325660,61	4909627,32	-39.74
22	AG022	326591,29	4908325,84	-40.51
23	AG023	327401,70	4906946,26	-41.22
24	AG024	328084,62	4905499,33	-41.60
25	AG025	328634,99	4903996,97	-41.75



Figura 19: Posizionamento degli aerogeneratori di Romagna 1



Il parco eolico Romagna 2 è composto da un cluster di 50 aerogeneratori sempre con potenza nominale 8MWp, con 5 linee da 10 macchine ciascuno che vanno da una distanza minima di 14.3 miglia nautiche fino alle 23 miglia nautiche dalla costa.

Le coordinate degli aerogeneratori dell'impianto eolico offshore Romagna 2 sono indicate nella tabella sottostante (EPSG 32633 -WGS 84 UTM 33N):

Tabella 6: Coordinate degli aerogeneratori di Romagna 2

	ID_1	X	Y	Batimetria
1	AG026	309613,53	4936968,96	-30.24
2	AG027	311072,09	4937934,08	-30.91
3	AG028	312547,76	4938874,76	-31.55
4	AG029	314079,94	4939718,41	-31.99
5	AG030	315664,03	4940462,17	-32.57
6	AG031	317292,61	4941102,64	-33.18
7	AG032	318958,98	4941637,18	-33.88
8	AG033	320656,23	4942063,58	-34.60
9	AG034	322377,37	4942380,09	-35.39
10	AG035	324115,29	4942585,40	-36.06
11	AG036	309814,59	4934655,62	-30.02
12	AG037	311472,38	4935526,99	-30.88
13	AG038	313165,27	4936358,61	-31.61
14	AG039	314876,11	4937141,67	-32.29
15	AG040	316608,60	4937878,02	-32.93
16	AG041	318359,26	4938566,21	-33.56
17	AG042	320131,74	4939207,55	-34.28
18	AG043	321917,60	4939798,99	-35.18
19	AG044	323717,64	4940341,01	-35.90
20	AG045	325530,73	4940833,39	-36.07
21	AG046	310420,70	4932488,80	-30.12
22	AG047	312214,22	4933193,80	-31.06
23	AG048	314007,73	4933898,80	-31.94
24	AG049	315801,25	4934603,81	-32.63
25	AG050	317594,77	4935308,81	-33.13
26	AG051	319388,29	4936013,81	-33.81
27	AG052	321181,80	4936718,82	-34.79
28	AG053	322979,40	4937413,42	-35.86
29	AG054	324770,57	4938124,42	-36.81
30	AG055	326562,36	4938833,83	-35.99
31	AG056	311452,33	4930489,24	-30.59



Relazione elettrica generale  
 AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

32	AG057	313265,52	4930981,64	-31.53
33	AG058	315065,78	4931523,74	-32.44
34	AG059	316851,90	4932115,28	-32.88
35	AG060	318622,07	4932755,77	-33.31
36	AG061	320372,35	4933443,74	-34.17
37	AG062	322104,88	4934180,04	-35.91
38	AG063	323815,99	4934963,16	-36.90
39	AG064	325505,23	4935792,86	-36.67
40	AG065	327168,47	4936667,00	-36.23
41	AG066	312866,87	4928739,50	-31.98
42	AG067	314604,85	4928944,26	-32.20
43	AG068	316326,09	4929260,23	-32.88
44	AG069	318023,48	4929686,10	-33.46
45	AG070	319690,01	4930220,12	-34.40
46	AG071	321318,80	4930860,07	-35.85
47	AG072	322903,12	4931603,32	-37.09
48	AG073	324436,44	4932446,80	-37.44
49	AG074	325912,41	4933387,02	-37.96
50	AG075	327323,14	4934424,67	-38.67

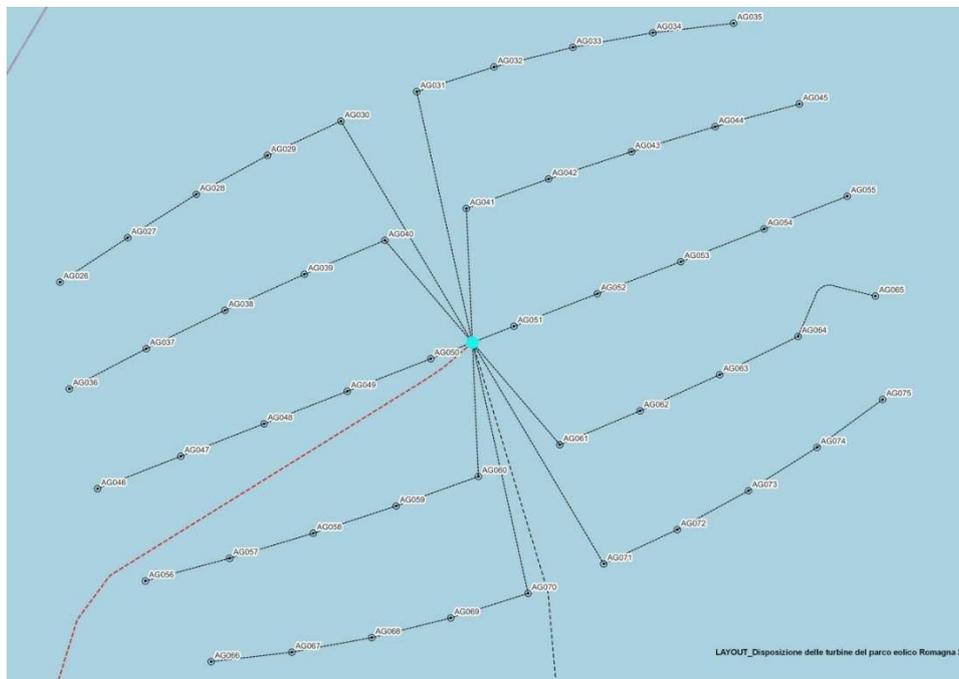


Figura 20: Posizionamento degli aerogeneratori di Romagna 2



## 5.2.2 Aerogeneratori

Ogni aerogeneratore in Progetto è composto da una torre, una navicella, un rotore connesso alle tre pale, il tutto sorretto da una fondazione fissa così detta *fixed bottom*, realizzabile grazie alle batimetrie caratterizzanti l'area progettuale.



Figura 21: Esempio di aerogeneratore offshore

Gli aerogeneratori scelti sono ad asse orizzontale e rotore tripala, con potenze nominali pari a 8 MW, con la parte rotante composta dalle 3 pale che potrà spazzare un'area di diametro fino a 260 metri (53.100 m<sup>2</sup> di superficie spazzata).

La torre tubolare di tipo tronco conico è il sostegno che supporta la navicella dell'aerogeneratore, costituita da un basamento ed un involucro esterno nel quale sono alloggiati il generatore elettrico, l'albero veloce, il moltiplicatore di giri, l'albero lento di trasmissione, il sistema di controllo per l'orientamento della navicella e delle pale, ed i vari dispositivi ausiliari come il sistema di raffreddamento, gli inverter di potenza, il trasformatore elettrico, il quadro elettrico, gli attuatori idraulici, ecc.

La vita nominale dell'impianto è attestata a 32 anni, considerando al massimo 29 anni di funzionamento dell'impianto, 1 anno prima dell'avvio dell'impianto e 2 anni per il decommissioning delle macchine.

Di seguito si elencano le caratteristiche principali dell'aerogeneratore previsto in Progetto, per il quale si può visionare il tipico nel documento AGNROM\_EP-D\_DIS-OWT "Assieme dell'aerogeneratore – segnalazioni".



Tabella 7: Caratteristiche tecniche aerogeneratore

AGN 8MW - 260m	Unità di misura	Valore
Tipologia		Asse orizzontale
Numero di pale		3, direzione upwind
Lunghezza pale	m	fino a 130
Altezza mozzo	m.s.l.m.m.	fino a 170
Diametro rotore	m	fino a 260
Area spazzata	m <sup>2</sup>	fino a 53 100
Altezza di tip	m	fino a 300
Potenza singola macchina	MW	8
Numero macchine		75
Potenza totale installata	MVA	600
Velocità cut-in	m/s	2
Velocità nominale	m/s	9
Velocità cut-off	m/s	23
Classe di ventosità (IEC)		Ib-IIIb / S
Producibilità eolica	TWh	1.8
Vita delle macchine		32 anni
Sistema di controllo		pitch
Distanza di <i>clearance</i>	m	22

Le caratteristiche tecniche appena mostrate in tabella sono idonee per ottimizzare le conversioni dell'energia eolica medio-bassa tipica delle condizioni presenti nell'area mediterranea. Ciò è di fondamentale importanza per poter ottenere una soddisfacente producibilità degli aerogeneratori, cercando di migliorare le efficienze con bassi valori di ventosità.

La tipologia degli aerogeneratori applicata per i due parchi eolici è stata progettata per le condizioni sito specifiche e progetto specifiche, considerando la risorsa eolica disponibile a cui le macchine saranno esposte. Per maggiori informazioni si rimanda al documento AGNROM\_EP-R\_REL-OWT "Relazione tecnica sugli aerogeneratori".

La classe dell'aerogeneratore è solo uno dei fattori da considerare durante il complesso processo di definizione della soluzione più idonea per il Progetto, e la classe, seguendo lo standard internazionale IEC 61400, è definita principalmente dai tre parametri di velocità media del vento, raffica estrema su 50 anni, e turbolenza.



L'intensità di turbolenza è quantificata in base alla variazione del vento tipicamente all'interno di range temporali di 10 minuti misurate considerando una velocità di 15 m/s, mentre le velocità estreme di raffiche vengono valutate con una media nei 3 secondi.

Considerando le caratteristiche di ventosità nel sito di interesse (per approfondimenti si rimanda alla Relazione Meteomarina "AGNROM\_EP-R\_REL-METEO"), gli aerogeneratori applicabili per il progetto possono andare da prodotti in Classe IIIb (bassa ventosità, turbolenza minore del 16%) fino a prodotti più commercializzati ad oggi da Classe Ia (alta ventosità, turbolenza maggiore del 18%).

La classe IIIb prevede velocità estreme su 50 anni fino a 52.5 m/s (189 km/h), con il parametro di turbolenza che risulta minore del 16%, valori che risultano di gran lunga superiori con i parametri di ventosità nell'area progettuali, enunciati nel precedente capitolo.

La classe "S" prevede parametri del vento e relativi parametri della macchina che sono specificati dal costruttore.

L'altezza dell'hub rientra in un range da 130 a 170 m s.l.m., in funzione della dimensione effettiva delle pale, dell'altezza effettiva di torre ed elemento di transizione, che dovranno essere calcolate in fase di progettazione esecutiva in seguito alla definizione del fornitore tramite gara di appalto ed in base alle condizioni meteomarine di progetto.

I sistemi di sicurezza presenti nelle macchine sono molteplici e vanno dai sistemi di protezione delle messe a terra, sistemi di protezione dai fulmini, ai sistemi di arresto automatici in caso di guasti o malfunzionamenti dei componenti, controllati in maniera automatica da un sistema SCADA per il monitoraggio della sensoristica.

La leggerezza della navicella è un parametro fondamentale per poter ridurre il dimensionamento della torre e delle fondazioni; questa soluzione innovativa comporta quindi vantaggi non trascurabili di costo su costruzione, trasporto e installazione.

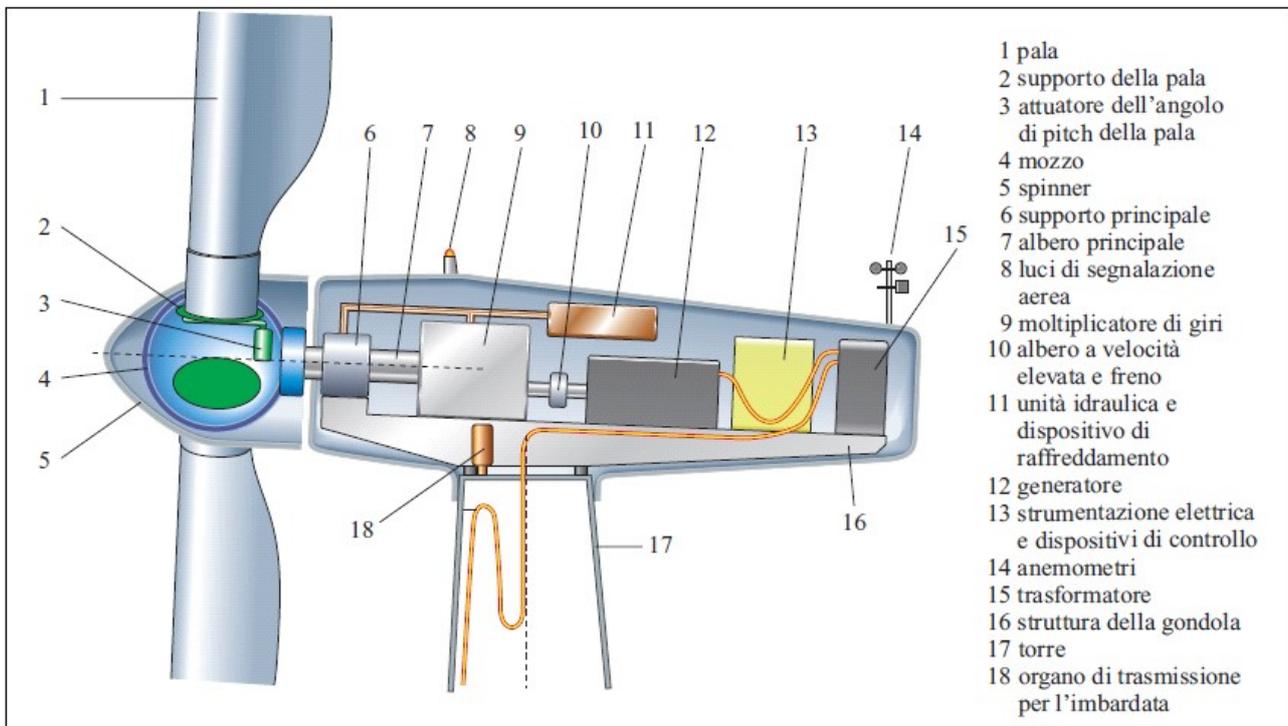


Figura 22: Schema descrittivo di un aerogeneratore ad asse orizzontale

La navicella, identificata come la struttura collegata sulla testa della torre eolica, contiene al suo interno una componentistica strutturale di telaio e casting esterno, giunto rotore e cuscinetti sugli elementi rotanti, componenti elettromeccaniche tra cui il generatore, il blocco convertitore, i sistemi di controllo di regolazione dell'inclinazione delle lame nelle pale, sistema di orientamento del vento e sistema di raffreddamento, ed elementi per la sicurezza come illuminazioni varie, freni ed estintori di emergenza.

Il rotore è costituito da un mozzo in acciaio sul quale vengono montate le 3 pale in materiale composito; l'energia cinetica del vento in spinta aerodinamica viene trasformata in energia meccanica rotazionale nel rotore, il quale trasmette l'energia tramite il riduttore e gli alberi ad alta e bassa velocità al generatore elettrico.

Il sistema di cuscinetti è realizzato tramite rulli conici a doppia fila, per poter trasferire il carico del rotore alla struttura di supporto della trasmissione, senza che il carico sul rotore influisca sul riduttore andandone a diminuire la funzionalità.

La potenziale integrazione tra generatore e riduttore può beneficiare sulla compattezza della macchina, adottando una tecnologia di azionamento ibrido. Il riduttore a media-velocità evita l'alto tasso di guasto che accade con alte velocità operative del riduttore, mentre il generatore sincrono a magnete permanente con media velocità può risultare più ridotto in dimensione e in peso rispetto alla soluzione standard.



Inoltre, le basse velocità di rotazione, aumentano l'affidabilità della macchina nonché la durata di vita delle operazioni, con meno componenti rotanti.

I generatori che verranno applicati al Progetto potranno essere a generatore sincrono con magneti permanenti oppure con sistemi ibridi detti "hybrid drive", i quali alternano differenti modalità di generazione a seconda della velocità del vento.

Il sistema ibrido ha la potenzialità di sfruttare la trasmissione diretta con l'opzione del generatore sincrono a magneti permanenti, e, quando più conveniente, il tipico sistema di trasmissione. Il design più compatto comporta una riduzione nel peso della navicella e della torre, che contribuisce alla riduzione nel costo delle fondazioni, del trasporto, installazione e servizi ingegneristici legati all'aerogeneratore. Inoltre, il design riduce la distanza tra rotore e torre, tramite l'integrazione di sistema di trasmissione, riduttore e generatore.

Le 3 pale, con una lunghezza fino a 130 metri, sono composte da fibra di vetro e resina epossidica con rinforzi dati da materiali compositi.

La torre di forma tronco-conica viene realizzata in acciaio e divisa in più sezioni, ospitante all'interno della struttura materiali elettrici per la trasmissione dell'energia, dispositivi di sicurezza (illuminazione, estintori), strutture interne secondarie come piattaforme, scale, montacarichi che rendono possibile l'accessibilità e le attività di manutenzione ordinaria e straordinaria sulla componentistica.

I sistemi di controllo e orientamento hanno la funzionalità di ottimizzare l'energia da estrarre alla risorsa eolica, in funzione della velocità e direzione del vento. Il controllo dell'orientamento della navicella in maniera tale che mantenga il parallelismo tra l'asse della macchina e la direzione del vento, così come il controllo delle rotazioni del pitch, l'angolo di calettamento alla radice delle pale variabile in funzione della velocità del vento, sono funzionalità fondamentali per l'ottimizzazione dell'energia prodotta.

Tali funzioni sono regolate elettronicamente dal sistema di controllo automatico della macchina, così come tutti gli stati di funzionamento dell'aerogeneratore, compreso il controllo di imbardata il quale consente di orientare le pale seguendo la direzione del vento, ottimizzando quindi l'efficienza della macchina, di agire da sistema frenante principale con la frenata aerodinamica quando la macchina deve fermarsi, oppure di assumere una posizione libera di stallo e di sicurezza quando l'intensità del vento supera i valori massimi operativi.

#### 5.2.2.1 *Comparazione con aerogeneratori presenti in commercio*

I modelli di aerogeneratori tutt'ora sul mercato che si avvicinano alle caratteristiche della macchina nominale considerata sono i modelli Goldwind 230 da 8.5 MW, Ming Yang Energy Group 230 da 9 MW adattabile a diventare da 8.5 MW, così come altri modelli simili da altri produttori minori.



Per semplicità, l'analisi di producibilità degli impianti di produzione eolica (Ref. Relazione di producibilità dell'hub energetico, "AGNROM\_EP-R\_REL-PRODUZIONE"), ha considerato la turbina nominale FD260-8000, così come le turbine ad oggi commercializzate GW 8.5-230 e MySE9.0-230.

Nelle fasi successive di procurement con la definizione della supply chain, degli appaltatori per la fornitura e commissioning, così per le attività di trasporto, stoccaggio e installazione, l'aerogeneratore che verrà selezionato potrà avere una potenza nominale fino a 9 MW di potenza.

Considerando infatti le unità di potenza corrispondenti agli impianti rinnovabili offshore, l'energia prodotta soddisfa la potenza in immissione nella Rete di Trasmissione Nazionale, la potenza dell'Unità di Consumo corrispondente con l'impianto di produzione idrogeno verde e il sistema di accumulo energia che agisce sia in immissione che in prelievo.

L'incremento delle Unità di Produzione da 8 MW a 9 MW incrementerebbe la potenza installata della componente eolica a 675 MW con la componente fotovoltaica che viene confermata a 100 MW, per un totale di 775 MW.

Come da STMG Terna con codice 201901778, è stata riservata una potenza di 650 MW in immissione e 50 MW in prelievo per la componente eolica e di stoccaggio di elettricità con batterie, mentre l'STMG con codice 202002598 garantisce 100 MW in immissione per la componente solare.

Il surplus di energia prodotta derivante dalla discrepanza di 25 MW nella componente eolica tra produzione ed immissione in rete viene soddisfatta dall'unità di consumo corrispondente all'impianto di produzione di idrogeno verde tramite elettrolisi da 60 MW di richiesta energia in entrata. Tale impianto potrà sempre garantire almeno 40 MW in funzione, poiché la manutenzione ordinaria dell'impianto viene eseguita su un singolo modulo da 20 MW.

Qui di seguito la tabella riepilogativa dell'aerogeneratore nominale considerato, così come i due modelli di aerogeneratori attualmente presenti sul mercato, per poter avvalorare e comparare i risultati ottenuti sulla producibilità dell'impianto.

Tabella 8: Tabella di comparazione degli aerogeneratori

Produttore Aerogeneratore	Xinjiang Goldwind Technology Co	Ming Yang Smart Energy Group	AGN 8MW - 260m (turbina nominale)
Modello aerogeneratore	GW 8.5-230	MySE9.0-230	FD260-8000
Diametro rotore [m]	230	230	260
Altezza hub [m]	140	140	170
Altezza tip [m]	255	255	300
Cut-in speed [m/s]	2.5	3	2
Rated speed [m/s]	10	12	9
Cut off speed [m/s]	23	25	23
Potenza nominale WTF [MW]	8.5	9.0	8.0



N° aerogeneratori	75	75	75
Potenza totale installata [MW]	637.5	675	600

La turbina nominale utilizzata in questo Progetto Definitivo è la AGN 8.0-260, i cui valori sono ipotetici. Si è deciso di espandere l'analisi alla GW 8.5-230 e MySE 9.0-230 per comparare i risultati a turbine presenti sul mercato.

### 5.2.2.2 Motivazioni principali sulla scelta dell'aerogeneratore

La progettazione di impianti di produzione eolica offshore al largo delle coste emiliano-romagnole, per quanto complessa, è da sempre sottostimata da enti e soggetti privati. È credenza comune, infatti, che l'Alto Adriatico non abbia una ventosità sufficiente per giustificare la realizzazione di impianti eolici. Ciò poteva essere vero in passato, quando la maturità tecnologica dell'eolico offshore ancora non garantiva la possibilità di massimizzare la conversione di energia eolica in elettricità con costi competitivi.

In merito a ciò, si segnala che in ambito europeo, durante l'ultimo ventennio, si è registrata un'evoluzione tecnologica degli aerogeneratori onshore, i quali inizialmente prevedevano modelli sul mercato in classe IA e IB, adatti per aree con ventosità elevate, che successivamente sono stati adattati sempre di più ad applicazioni con ventosità medio-basse, con modelli fino a classe IV, per poter avere applicazioni sempre più competitive anche nell'area mediterranea, dove l'energia eolica è minore rispetto alle condizioni del nord Europa.

Tali adattamenti, riscontrabili nell'ultimo periodo anche in ambito offshore, sono principalmente costituiti da un allungamento del rotore a parità di potenza nominale installata.

La progettazione di aerogeneratori adatti alle condizioni mediterranee è necessaria per poter ottenere una maggiore producibilità, ricercando maggiori efficienze nelle fasce di vento tipiche dell'area mediterranea.

L'allungamento delle pale per poter aumentare l'area spazzata è fondamentale per l'adattamento della tecnologia di eolico offshore all'area mediterranea, per ottenere elevate prestazioni e alte efficienze con basse velocità del vento (3-8m/s) ed essere in grado di raggiungere la potenza nominale con una velocità inferiore rispetto agli standard di aerogeneratori offshore attuali.

Lo spostamento della curva di potenza verso sinistra si ottiene con un rapporto tra area spazzata (m<sup>2</sup>) e potenza nominale (kW) compreso in un intervallo di 4.5/5, per ottenere una corrispondenza tra le nuove dimensioni delle turbine eoliche offshore (230 - 250 m di diametro) e la potenza nominale delle turbine eoliche che si avvicina agli 8 MWp.



Questi requisiti possono essere facilmente ottenuti con turbine progettate per la Classe di vento III, potenzialmente applicabili a un'area specifica in cui le raffiche di ritorno a 100 anni si attestano entro i 35 m/s.

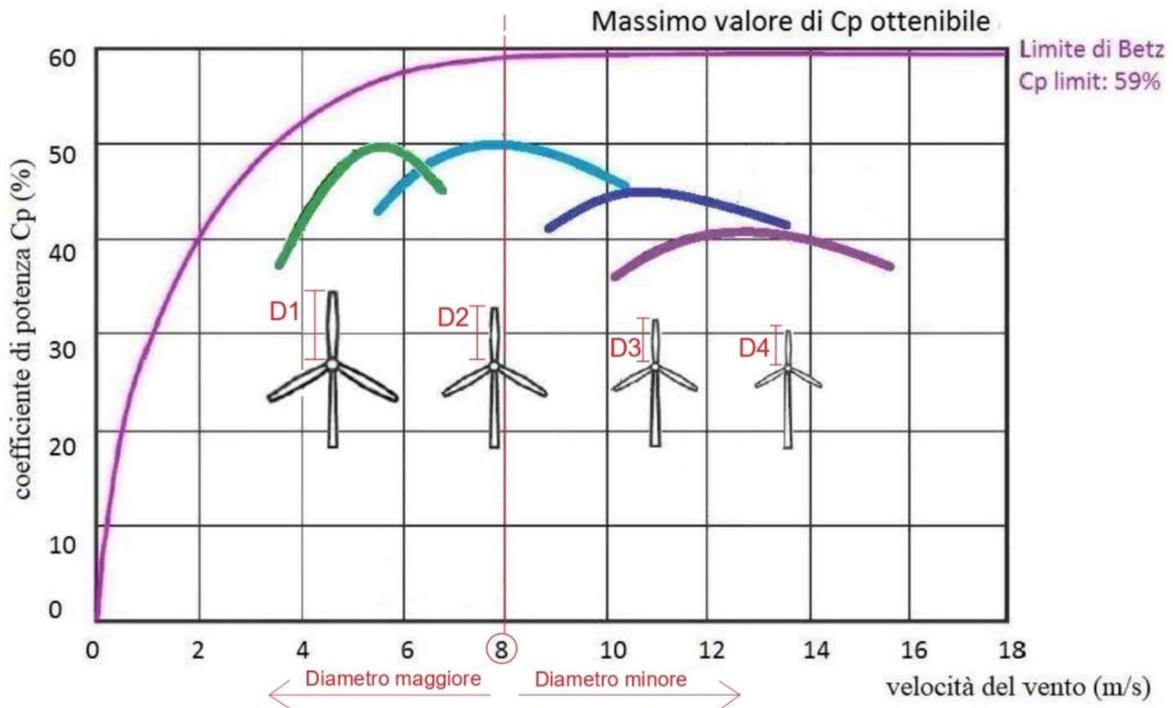


Figura 23: Grafico rappresentante la variazione di efficienza al variare del diametro

Data l'equazione di potenza eolica che è  $P = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 c_p v^3 \eta$ ; dove  $\rho$  è la densità media dell'aria,  $A$  è l'area spazzata rappresentata dalla formula  $\pi r^2$  e  $v$  è la velocità del vento,  $c_p$  è il coefficiente di potenza detto anche limite di Betz, e  $\eta$  rappresenta il fattore di efficienza dato dalla sommatoria delle efficienze derivanti dalle singole componenti di generazione e trasmissione dell'energia. Si può notare come la potenza generata non sia in funzione solo della ventosità ma anche del diametro della turbina.

In condizioni di vento medio-basso, quindi, è necessario allargare il diametro della turbina per aumentare l'area spazzata (*actuator disk*) e poter estrarre più energia eolica dal flusso del vento.

Come esempio pratico basta comparare il rapporto fra area spazzata e potenza nominale di due tipi:

- aerogeneratori progettati per il mare del Nord Europa, in cui la velocità media annuale può essere maggiore ai 10 m/s. Ad esempio, la turbina General Electric Haliade-X da 220 m di rotore e 14 MW di potenza nominale ha un rapporto di 2,7.



- aerogeneratori progettati per il mare asiatico, in cui la velocità media annuale può oscillare tra i 6 e 7 m/s, quindi con condizioni simili a quelle registrabili nell'Alto Adriatico. Ad esempio, la turbina Goldwind da 230 m di rotore e 8.5 MW di potenza nominale ha un rapporto di 4,9.

Gli aerogeneratori con il rapporto area spazzata-potenza nominale maggiore sono di gran lunga preferibili per il sito di Progetto, avendo una curva di produzione che permette di raggiungere la potenza nominale con intensità di vento minori. Solo recentemente però i grandi produttori europei di turbine eoliche offshore hanno cominciato a fissare l'entrata in commercio di tali macchine.

La proponente, che ha ideato il Progetto nel 2017, ha in questo senso anticipato il mercato, da sempre professando che per la fase finale dell'attività di procurement e aggiudicazione del contratto di fornitura degli aerogeneratori offshore, vi sarebbero stati prodotti in commercio adattati alle condizioni offshore del sito di Progetto. La produzione di elettricità da fonte di energia eolica, nel caso del sito del Progetto, è stata spesso valutata negli anni precedenti sulla base di tecnologie non idonee per l'Alto Adriatico, e più in generale del Mar Mediterraneo. Ciò purtroppo sottostima le potenzialità del sito. Come esempio rafforzativo, nel grafico sottostante sono state comparate due curve di produzione di aerogeneratori offshore: una macchina Goldwind di potenza nominale 8.500 kW di 230 m di diametro (caso 1) e una macchina Vestas di potenza nominale 8.000 kW di 164 m di diametro (caso 2).

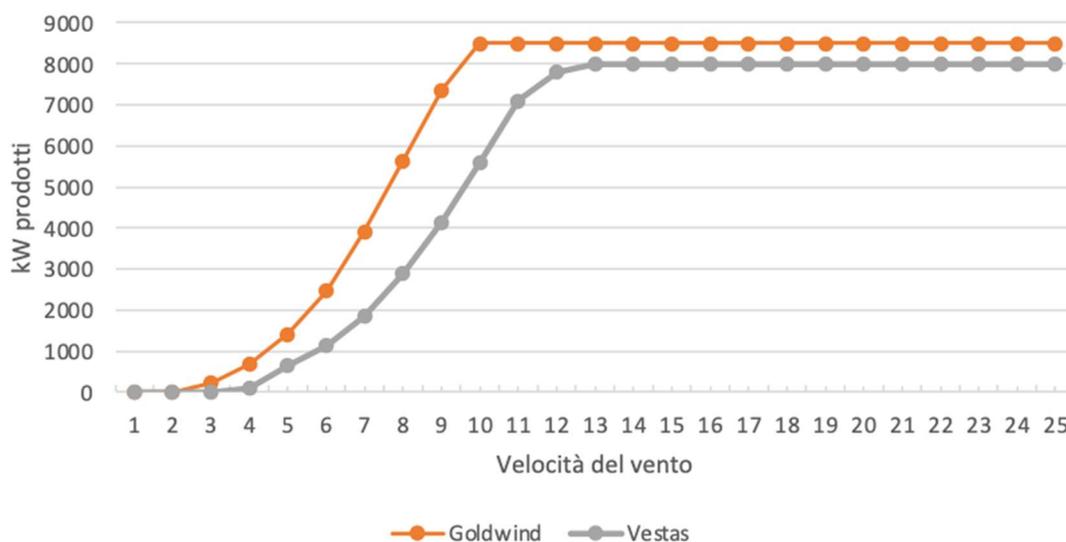


Figura 24: Grafico di comparazione delle curve di produzione tra due aerogeneratori

Lo spostamento della curva verso sinistra del caso 1 rispetto al caso 2 è relativo alle differenti *cut-in speed* e *rated wind speed* delle macchine: nel caso 1, la turbina comincia a generare elettricità e raggiunge la potenza massima a velocità di vento minori. Questo è dovuto al fatto che, grazie ad un rotore e ad una



conseguente area spazzata più grandi, nel caso 1 è possibile estrarre più energia eolica, convertendola successivamente in energia meccanica e quindi elettricità.

In sintesi, l'adozione di questi nuovi aerogeneratori permetterà efficienze e fattori di capacità un tempo impensabili in condizioni di vento medio-basso.

### 5.2.2.3 Produzione di energia nell'aerogeneratore

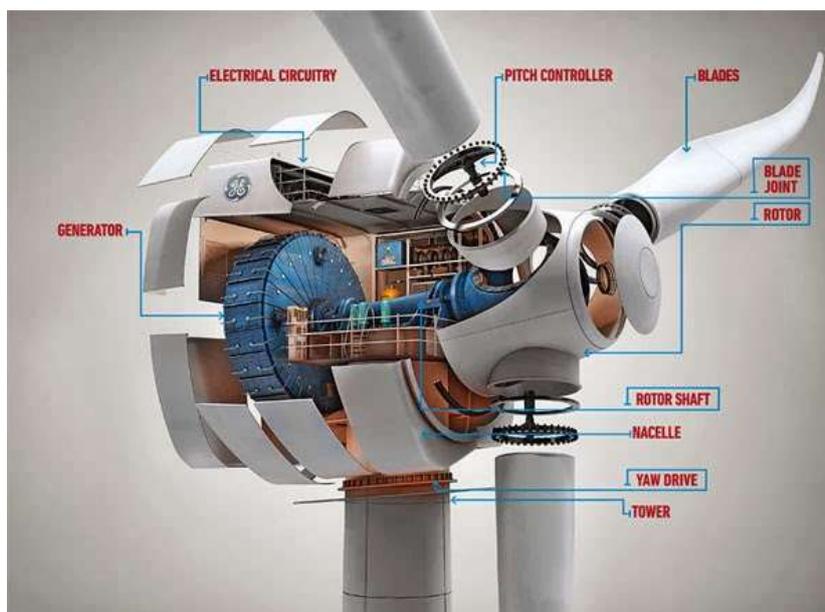


Figure 25: Componenti di produzione della turbina

#### LAME

Il movimento delle lame creatosi dall'energia eolica è la prima trasmissione di energia che si crea dall'effetto naturale.

Le 3 lame hanno una lunghezza massima di 130 metri, con pesi stimati di  $3 \times 53 \text{ t} \pm 3\%$ , e sono composte da fibra di vetro e resina epossidica con rinforzi in materiali compositi.

Il design della struttura della lama è costituito da due gusci e due strati di supporto principale, posizionando il materiale di supporto sul bordo esterno della lama (il guscio esterno).

La strategia di controllo della protezione contro il congelamento dell'unità sarà sviluppata appositamente per garantire la massima produzione di energia, in condizioni di sicurezza dell'unità.

A causa dell'elevata umidità presente nel sito, della nebbia salina e della velocità lineare della punta delle pale che può arrivare a 85 m/s, la corrosione del bordo d'attacco della pala è una questione da tenere in considerazione, la quale influisce sulla produzione e sull'affidabilità delle turbine eoliche offshore.



La pala nel suo complesso sarà rivestita di gel (topcoat) per la protezione, utilizzando una vernice protettiva del bordo d'attacco per la punta della pala e utilizzando parti speciali prefabbricate per la punta della pala di almeno 10 m, con prestazioni migliori in termini di resistenza alla salsedine, resistenza alla luce, resistenza alla pioggia, e conforme alla norma "Q/GW" 201179-2019\_Design Requirements for Wind Turbine Blade Leading Edge Protection System.

Secondo lo standard IEC61400-23, vengono eseguiti test di frequenza della lama, test di carico statico e test di fatica; si verificano la rigidità della lama, la deformazione e altre informazioni attraverso il test di carico statico, e allo stesso tempo si verifica la capacità della lama di resistere a carichi estremi in condizioni di lavoro estremo; si esegue, infine, il test di fatica (completato con 1 milione di test di oscillazione, 4 milioni di test di pendolo) per verificare la capacità della lama di resistere ai carichi di fatica, al fine di garantire una durata della lama di 25 anni.

### ROTORE

Il rotore è composto da cuscinetti, mozzo, sistema di pitch, sistema di lubrificazione e scala per garantire l'accesso per attività di manutenzione. Ogni pala è dotata di un meccanismo di pitch indipendente, che utilizza un ingranaggio, azionato da un motore, per regolare attivamente l'angolo di pitch della pala.

L'angolo di pitch delle pale può essere regolato dal sistema di azionamento del pitch in base alla velocità del vento e alla potenza erogata.

L'hub è collegato al cuscinetto di pitch per sostenere le tre pale e trasmettere il carico dalle pale all'albero rotante del generatore.

L'angolo di elevazione della cabina, l'angolo del cono del mozzo e la pre-curvatura delle pale sono considerati in modo completo per garantire che la distanza minima tra la punta delle pale e la torre soddisfi i requisiti di sicurezza.

### SISTEMA DI TRASMISSIONE MECCANICA

Il gruppo della catena di trasmissione è un meccanismo che converte la velocità di rotazione e la coppia dell'energia meccanica trasmessa dal rotore, e allo stesso tempo trasmette i carichi per reggere il rotore e le lame, come il momento flettente e la spinta del rotore alla base.

Il sistema è composto principalmente da albero principale, cuscinetto principale, riduttore, sistema di raffreddamento del riduttore, generatore, raffreddamento del generatore, lubrificazione del riduttore, sistema frenante, ecc.

Il riduttore adotta uno schema planetario a tre stadi, l'ingranaggio è flottante e con ripartizione del carico e le estremità di ingresso e uscita sono collegate da flange.



L'interfaccia tra il riduttore e il sistema di trasmissione comprende principalmente il collegamento tra l'estremità di ingresso e l'albero principale, il collegamento tra il braccio di coppia e il supporto elastico, il collegamento tra l'albero di uscita e il rotore del generatore, il collegamento tra la flangia della cassa posteriore e lo statore del generatore.

Verrà adottato un supporto elastico idraulico e le unità idrauliche sul lato cuscinetto e sul lato non cuscinetto del braccio di coppia del riduttore saranno collegate tra loro da tubazioni idrauliche.

#### SISTEMA DI IMBARDATA

Si adotterà un design attivo di imbardata al vento. Quando il sensore rileva che la direzione del vento cambia, il sistema di controllo, tramite segnale del sensore del vento che controlla l'imbardata, ruota la navicella in maniera tale da allinearsi alla direzione del vento prevalente.

Le funzioni principali del sistema di imbardata sono le seguenti:

- a) azionare la rotazione e il posizionamento della navicella;
- b) sostenere il carico dell'intera ogiva.

#### GENERATORE

L'unità di generazione dell'energia elettrica potrà essere composta da generatori a media velocità e generatori ad azionamento diretto, sulla stessa linea.

Dopo la rotazione del rotore, l'ingranaggio accelera per azionare il generatore in modo da produrre una tensione ed una frequenza variabili.

L'energia AC prodotta dalla turbina, in uscita dal trasformatore MT/AT, è connessa alla rete attraverso il dispositivo di commutazione. Il filtro è posto tra il convertitore lato rete e la rete per sopprimere la distorsione di tensione e le armoniche di corrente.

#### CONVERTITORE

Poiché la potenza di uscita del generatore sincrono a magneti permanenti può essere inviata alla rete solo dopo essere stata regolata dal dispositivo elettronico di potenza, un sistema di convertitori a piena potenza e ad alta efficienza garantisce la qualità della potenza del sistema. I convertitori di potenza avanzati garantiranno l'elevata efficienza del sistema di generazione di energia nell'intera gamma di velocità del vento o del rotore eolico.

La tecnologia a magneti permanenti a media velocità segue ancora il design a doppia sbarra.

Il modulo del convertitore integra il modulo di commutazione lato macchina e configura il livello di protezione contro i fulmini della macchina.



I componenti di potenza lato rete seguono l'algoritmo di controllo a tre livelli di connessione alla rete per eseguire le funzioni di controllo, di verifica della qualità dell'energia per l'adattabilità alla rete e per rilevamento di guasti.

L'ondulazione armonica della coppia sul lato motore viene efficacemente ridotta o soppressa dal filtro e l'influenza sul  $du/dt$  dell'avvolgimento del motore viene anch'essa ridotta. Con l'impiego della tecnologia di modulazione dell'ampiezza degli impulsi PWM, le armoniche di uscita vengono efficacemente ridotte e la capacità del sistema viene migliorata. L'intero convertitore adotta un design modulare, riducendo il volume di ciascun componente, e grazie all'ottimizzazione del controllo, le prestazioni della rete elettrica rientrano nell'intervallo consentito dagli standard tecnici internazionali.

Attraverso il controllo dell'ampiezza della tensione e della fase del convertitore a piena potenza, è possibile regolare la potenza attiva e reattiva immessa in rete, in modo che il fattore di potenza della produzione di energia elettrica possa funzionare nell'intervallo compreso tra 0,95 (lag) e 0,95 (leading), senza necessità di compensazione o assorbimento della rete, stabilizzando la tensione di rete.

Il convertitore sarà dotato anche di una funzione di "ride-through" a bassa tensione, che soddisfa anche i requisiti degli standard di accesso domestici. Quando la tensione di rete si abbassa brevemente e si riprende rapidamente, l'unità può continuare a funzionare senza essere scollegata dalla rete, fornendo supporto alla rete.

Se la caduta di tensione supera l'intervallo di tempo specificato dalla norma, verrà considerata come un guasto della rete e l'unità verrà spenta.

#### SISTEMA DI ALIMENTAZIONE

Il livello di tensione 1140VAC e l'alimentazione delle apparecchiature elettriche dell'unità è centralizzata da un trasformatore da 1140V/400V collocato sulla piattaforma della sala macchine. L'alimentazione viene fornita rispettivamente alle apparecchiature nella parte inferiore della torre, nella sala macchine e nel mozzo. Il filtro di alimentazione è stato progettato a 400VAC per migliorare la qualità dell'alimentazione EMC dell'unità. All'estremità dell'alimentazione a 400 V del circuito secondario viene aggiunto un filtro resistore-condensatore per migliorare la qualità dell'alimentazione a 400 V.

Il trasformatore di distribuzione del sottosistema di controllo e alimentazione è utilizzato per l'alimentazione del ventilatore e funge principalmente da trasformatore, cioè la tensione di 1140 V viene trasformata in 400 V e utilizzata dalle apparecchiature del ventilatore.

Per garantire che il ventilatore completi il processo di spegnimento sicuro sotto l'azione del sistema di controllo quando l'alimentazione di rete è anomala, il sistema adotta un gruppo di continuità a 230 V, convertito in una tensione di 24 V CC attraverso un alimentatore switching, che alimenta principalmente il sistema di sicurezza a catena e il sistema di controllo. La temperatura di funzionamento dell'alimentatore



switching e dell'UPS è nell'intervallo di  $-25^{\circ}\text{C}\sim 55^{\circ}\text{C}$  e l'umidità relativa dell'ambiente è dello  $0\%\sim 95\%$ . Il gruppo di continuità è in grado di restituire lo stato di base dell'apparecchiatura, le informazioni di avvertimento e di accettare le impostazioni degli interruttori e dei parametri.



Figure 26: Trasformatore, GIS, connettori e hang-off

## TRASFORMATORE

Il trasformatore può essere azionato e mantenuto dalla sola bobina, e sarà in grado di innalzare la tensione da media a 66 kV corrispondenti alla tensione di trasmissione sui cavi marini di interconnessione.

Il trasformatore è progettato con un design anti-allentamento, anti-vibrazione e anti-ribaltamento, in grado di soddisfare le condizioni di trasporto terrestre e marittimo.

Le protezioni minime che saranno previste per il trasformatore elevatore MT/AT contro i guasti interni all'impianto sono le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore lato AT a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51);
- Differenziale di trasformatore (87T);
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato MT ad una o due soglie di intervento ritardato (51).



Le protezioni di massima corrente di fase lato AT e il differenziale del trasformatore devono essere allocati in apparati distinti. Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni sono l'apertura degli interruttori AT ed MT del trasformatore elevatore.

Per la protezione di massima corrente di fase MT, l'azione indicata è quella di apertura del solo interruttore lato MT. Le regolazioni delle protezioni saranno concordate con il Gestore della Rete.

#### QUADRO ELETTRICO ISOLATI A GAS

Il modulo del quadro elettrico è installato tra l'unità di potenza e la rete elettrica e collega il cavo ad alta tensione dell'unità con la rete di cavi sottomarini del parco eolico. Il quadro elettrico è in grado di controllare l'ingresso e l'uscita dell'unità dalla rete elettrica e, allo stesso tempo, di fornire all'unità una protezione contro i cortocircuiti, le sovracorrenti e i guasti a terra. Il quadro elettrico si trova nella parte inferiore della torre. Il GIS (gas insulated switchgear) considerato, con dimensioni di circa 3x2x1.5 m, si basa sulla tecnologia di separazione del circuito in alta tensione con interruzione a vuoto. Questa tecnologia di commutazione è una soluzione ecologica, in quanto il vuoto viene utilizzato per estinguere l'arco elettrico durante le operazioni di commutazione degli interruttori. La tecnologia di interruzione a vuoto utilizza aria pulita come mezzo isolante. L'aria, pulita e priva di umidità, è composta approssimativamente per l'80% da azoto e per il 20% da ossigeno. La tecnologia ad aria pulita ha un potenziale di riscaldamento globale (GWP) pari a 0, è un mezzo non tossico, non nocivo e sicuro, a differenza delle comuni soluzioni adottate che prevedono l'utilizzo del gas inerte SF6. Per il trasporto, la movimentazione e il funzionamento del GIS ad aria pulita non è necessario personale appositamente formato.

#### HANG-OFF

I gruppi di terminazione hang-off statici, noti anche semplicemente come morsetti hang-off, sono installati nel punto in cui il cavo si collega all'aerogeneratore (hang-off statico), per trasferire il carico di trazione dal cavo a questo gruppo. In genere questo gruppo comprende una serie di componenti: un collare che stringe l'esterno del cavo e un gruppo flangiato in cui i fili dell'armatura del cavo sono accolti dopo essere stati sdoppiati.

#### *5.2.2.4 Sistema di controllo e potenza*

Le principali funzionalità richieste agli impianti eolici sono le seguenti:

- Controllo della produzione
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete
- Regolazione della potenza reattiva
- Regolazione della potenza attiva
- Inerzia



- Sistemi di teledistacco della produzione

Le funzioni principali dei sottosistemi di controllo e alimentazione sono lo switch completo dello stato della macchina, il controllo logico, la protezione dai guasti, il controllo coordinato e la protezione dell'intera macchina; i sottosistemi di controllo, inoltre, si occupano della raccolta delle informazioni sullo stato di ciascun sottosistema della macchina, attraverso le interconnessioni di controllo e di comunicazione, per fornire l'interfaccia uomo-macchina, l'archiviazione locale dei dati e l'interfaccia di comunicazione per lo scambio di dati a distanza. Il sistema di distribuzione dell'alimentazione fornisce l'alimentazione richiesta alle apparecchiature di autoconsumo di ciascun sottosistema della macchina, a partire dal quadro di controllo principale, fino al modulo del sensore di trasmissione, ecc.

I sistemi di controllo e orientamento hanno la funzionalità di ottimizzare l'energia da estrarre alla risorsa eolica, in funzione della velocità e direzione del vento. Tali sistemi gestiscono il controllo dell'orientamento della navicella in maniera tale da mantenere il parallelismo tra l'asse della macchina e la direzione del vento, il controllo delle rotazioni del pitch e l'angolo di calettamento alla base delle pale; tutte le funzioni di controllo sono regolate elettricamente. Il sistema di controllo elettrico è progettato sulla base del sistema PLC e si basa sullo standard IEC61400-1.

Il sistema esegue anche il monitoraggio del pitch, imbardata, velocità e direzione del vento, temperatura, vibrazioni e altri parametri; la parte inferiore della torre è responsabile della comunicazione con la navicella, del controllo della conversione di frequenza e della comunicazione esterna. Il controllo automatico, il controllo locale e il controllo remoto della sala di controllo centrale del parco eolico possono essere realizzati attraverso il sistema di controllo elettrico.

Le funzioni principali del sistema di controllo sono:

- a) Raccogliere dati dell'intero ventilatore per controllarne il funzionamento;
- b) Commutazione completa dello stato della macchina, giudizio logico, protezione dai guasti, controllo coordinato e protezione di sicurezza dell'intera macchina;
- c) Controllo coordinato e protezione di sicurezza dello stato del sistema di pitch;
- d) Controllo coordinato e protezione di sicurezza dello stato del sistema di conversione;
- e) Monitoraggio della rete elettrica e regolazione della potenza attiva e reattiva;
- f) Interazione uomo-macchina, memorizzazione dei dati locali e interfaccia di comunicazione interattiva dei dati remoti;
- g) Risoluzione dei problemi e registrazione;
- h) Comunicazione con il monitoraggio centrale e trasmissione di informazioni sui dati.

Il sistema di controllo può controllare direttamente il sistema di frenatura del rotore, il sistema di imbardata e il convertitore e altri attuatori di azione, e può controllare la coppia del generatore e l'interruttore di rete



attraverso il convertitore, oltre a controllare il funzionamento in tempo reale attraverso il sistema di pitch rotore-elettrico per garantire l'angolo di vento desiderato ed ottenere l'energia prevista di cattura e trasmissione.

Allo stesso tempo, il sistema di controllo principale è responsabile del monitoraggio delle condizioni a tutto tondo e dell'identificazione dei rischi, e attua misure di protezione del collegamento per l'intera macchina nel più breve tempo possibile. Inoltre, i sistemi a corrente variabile e a pitch sono dotati di controllori indipendenti e di meccanismi di autoprotezione che, insieme al controllore principale dell'intera macchina, formano una rete distribuita di controllo e protezione multistrato. Dalla base della torre alla cima della torre, vengono utilizzati supporti in fibra ottica per la trasmissione e la sala macchine integra la rete di debug.

Il sistema di pitch adotta un sistema elettro-meccanico ad ingranaggi per controllare le pale individualmente, tramite tecnologia ampiamente utilizzata nel settore dell'energia eolica, presentando vantaggi di un basso tasso di guasti, un'elevata efficienza di trasmissione e un'accurata precisione del sistema di controllo.

### CONTROLLO DELLA PRODUZIONE

Le caratteristiche costruttive della centrale e dei sistemi di gestione della potenza devono essere tali da garantire una immissione di potenza attiva controllabile. Al solo fine di garantire la sicurezza della rete il Gestore può, nei casi sottoindicati, richiedere una limitazione temporanea della produzione, compreso l'annullamento dell'immissione in rete. A tale scopo è necessario che la riduzione, attuata dall'Utente e sotto la sua responsabilità, avvenga senza ritardi ed in tempi brevi, ovvero entro un massimo di 15 minuti dall'invio della comunicazione.

Le cause della limitazione della produzione dovute a motivi di sicurezza si possono, a titolo esemplificativo e non esaustivo, così riassumere:

- Congestione di rete in atto e/o rischio di sovraccarico sulla RTN
- Problematiche di adeguatezza del sistema elettrico
- Possibili problemi di tensione
- Rischi potenziali di instabilità del sistema elettrico

La limitazione deve essere possibile in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposto dal Gestore.

Deve essere possibile ridurre la produzione secondo gradini di ampiezza massima pari al 5% della potenza installata. L'ordine di riduzione da parte del Gestore verrà inviato per via telematica o tramite procedure che garantiscano la tracciabilità della richiesta. Sarà poi l'Utente ad eseguire l'ordine. L'Utente può richiedere al Gestore l'invio diretto, con modalità indicate dal medesimo Gestore, di un telesegnale (set-point) che imponga all'impianto il valore di potenza immessa in rete ai fini dell'erogazione di eventuali servizi di rete (ad esempio la regolazione secondaria di frequenza).



## MODALITA' DI AVVIAMENTO E RICONNESSIONE ALLA RETE

Il parco eolico, al fine di evitare transitori di frequenza/tensione indesiderati con la rete delle Centrali Eoliche, queste si dovranno sincronizzare con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente. Per garantire l'inserimento graduale della potenza immessa in rete, dovrà essere rispettato un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della  $P_n$  degli impianti eolici. Tale prescrizione si applica sia in casi di rientro in servizio della Centrale (rientro da fermata intenzionale) sia a seguito di riconnessione dopo l'intervento di protezioni per guasti o transitori di frequenza.

La connessione con la rete può avvenire, previo consenso di Terna all'interno del range di funzionamento di tensione e frequenza indicati nei "Limiti di funzionamento" del paragrafo 5.1.1.1.

In caso di disservizi in corso o condizioni non favorevoli dell'impianto per la connessione alla rete, Terna potrà non consentire il rientro in servizio e la Centrale dovrà mantenere aperti gli interruttori AT di separazione dalla rete, anche in presenza di valori di tensione e frequenza interni agli intervalli indicati sopra. In ogni caso l'entrata in servizio della Centrale Eolica con immissione di potenza è condizionata ad una frequenza di rete non superiore a 50.2 Hz.

## REGOLAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA E REATTIVA

Il parco eolico in parallelo con la rete dovrà essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico. Tale controllo deve essere realizzato in funzione del segnale di tensione prelevato dai TV installati nella sezione AT del parco. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato dal Gestore e dovrà essere applicato dall'Utente (logica locale), anche in tempo reale (entro e non oltre 15 minuti dalla richiesta pervenuta da Terna); inoltre il sistema di controllo dell'impianto eolico deve essere predisposto affinché il valore della tensione di riferimento o della potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante telecomando o tele-segnale di regolazione inviato da un centro remoto del Gestore (logica remota). Al punto di connessione, la capability equivalente dell'impianto risente della produzione di reattivo eventualmente non compensata della rete in cavo AT e, soprattutto per alti valori di potenza attiva prodotta, delle perdite di potenza reattiva nei trasformatori degli aerogeneratori BT/MT e nei/nei trasformatori elevatori MT/AT. Le curve limite in sovra e sotto-eccitazione della capability hanno pertanto un andamento curvo dipendente dal dimensionamento dei trasformatori.

L'impianto nel suo complesso fornirà una regolazione di tipo continuo nell'area minima con campitura rossa, descritta in Figura 27 e Figura 28.

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata superiore ad una soglia del 10÷20% della  $P_{nd}$ , si richiede che:

- il limite di capability in sotto-eccitazione deve essere almeno pari al 35%  $P_{nd}$  per ogni valore di potenza attiva;



- il limite di capability in sovra-eccitazione può variare secondo una curva (diversa per ogni impianto) dal valore di 35%  $P_{nd}$  fino ad un valore minimo di 20%  $P_{nd}$  in corrispondenza di un valore di potenza attiva pari alla  $P_{nd}$ .

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata inferiore alla precedente soglia del 10÷20% della  $P_{nd}$ , si prefigurano due diverse modalità di funzionamento:

- In caso sia possibile l'erogazione di potenza reattiva anche a potenza nulla, si richiede che il valore massimo erogabile/assorbibile sia ancora pari al 35%  $P_{nd}$ ;
- In caso non sia possibile tale modalità di funzionamento, si richiede una diminuzione progressiva del valore di potenza reattiva  $Q$  erogabile fino ad annullare il contributo per valori di potenza attiva  $P$  nulla. Questo funzionamento è richiesto per evitare brusche variazioni a gradini della potenza reattiva a seguito dello stop dell'impianto per discesa della velocità del vento al di sotto del valore di cut-in. In questo caso non si danno prescrizioni vincolanti sulla forma esatta dei limiti di capability.

All'interno delle aree a campitura rossa e grigia indicate in Figura 27, sono escluse regolazioni a gradini attraverso inserzioni/distacchi di elementi statici di compensazione ad eccezione dei due casi descritti di seguito.

- Al di sopra di una soglia di potenza attiva concordata fra Terna e l'Utente a livello di Regolamento di Esercizio, potrà essere prevista la disconnessione delle reattanze shunt di compensazione della rete di impianto recuperando aree di regolazione di reattivo.
- In caso di presenza di banchi di condensatori (se presenti) questi devono essere inseriti al di sopra di una soglia di potenza attiva e al di sotto di una certa tensione concordate fra Terna e l'Utente a livello di Regolamento di Esercizio in modo da compensare parzialmente le perdite induttive residue. Si richiede che tramite tale compensazione sia garantito per valori di potenza attiva  $P_{nd}$  un valore di potenza reattiva capacitiva prodotta del 35%  $P_{nd}$ , con una precisione minima del  $\pm 2\%$   $P_{nd}$  a  $V_n$ .

Per tensioni esterne al range  $\pm 10\%$   $V_n$ , si accettano riduzioni sulla capability messa a disposizione dell'impianto.

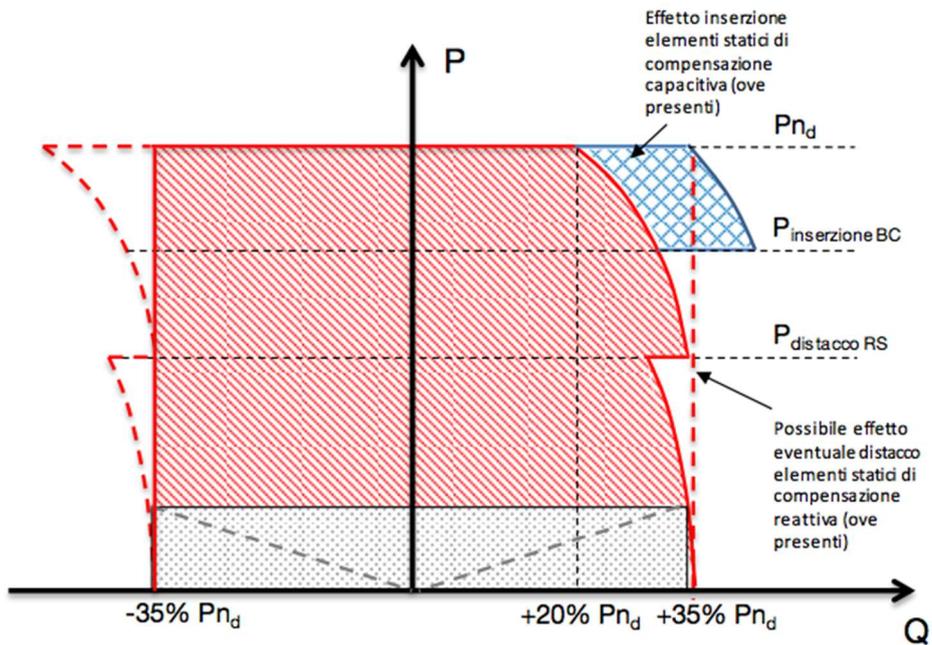


Figura 27: Curva capability P/Q al Punto di Connessione AT alla tensione nominale  $V_n$

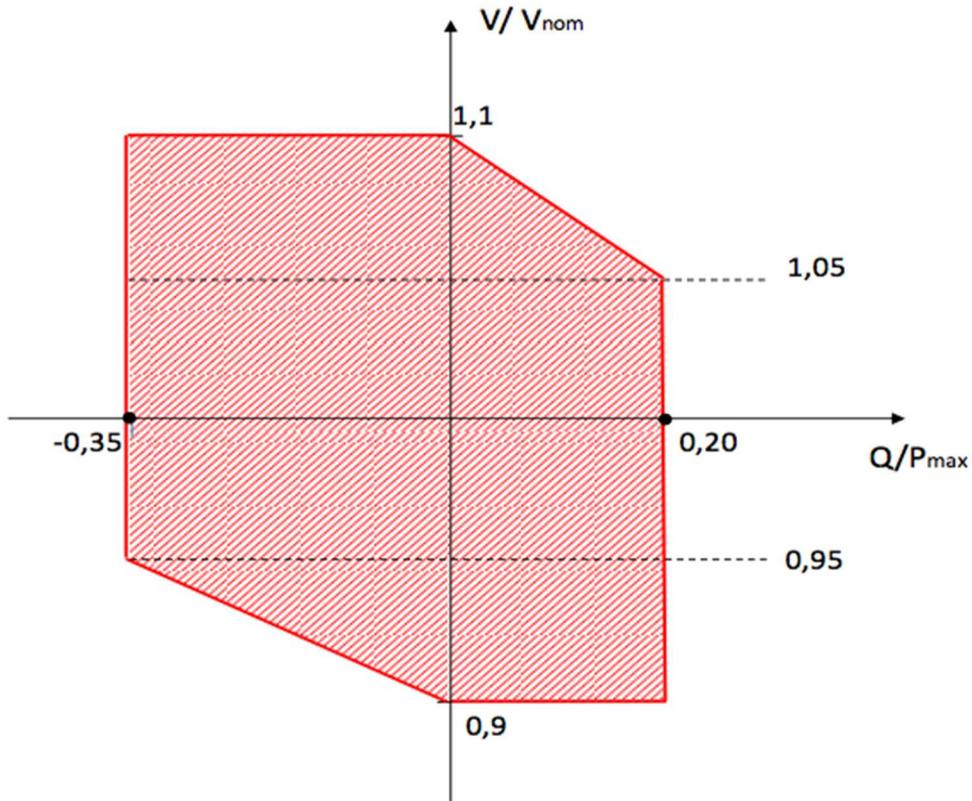


Figura 28: Curva capability V/Q al Punto di Connessione AT alla potenza nominale disponibile  $P_{nd}$



L'erogazione o l'assorbimento di potenza reattiva dell'impianto dovrà avvenire secondo la curva caratteristica  $Q=f(\Delta V)$ . L'erogazione della potenza reattiva avverrà in maniera proporzionale allo scarto presente fra il set-point impostato e il valore di tensione AT misurato. Il sistema di regolazione dovrà utilizzare un valore di  $V_{rif}$  lato AT comunicato da Terna.

Tale valore di  $V_{rif}$ , potrà essere comunicato in tempo reale da Terna mediante comunicazione telefonica o con mezzi informatici e/o con telesegnali.

Il range minimo di variabilità di  $V_{rif}$  deve essere all'interno dell'intervallo:  $95\% V_n \leq V_{rif} \leq 105\% V_n$ .

Il passo di variabilità di  $V_{rif}$  richiesto è minore o uguale a  $0,1\% V_n$ .

Il Gestore fisserà in funzione del sito di connessione i valori di tensione  $V_{max}$  e  $V_{min}$ . Al fine di garantire una precisione sufficiente alla regolazione di tensione, verrà richiesto che l'errore massimo accettato sulla misura di tensione prelevata sia di  $0,5\% V_n$ . L'acquisizione del valore di tensione dal campo deve avvenire con campionamento minimo di 1 s. Terna si riserva di specificare tempi di aggiornamento dei valori superiori per necessità di stabilità del controllo. Tenendo conto della variabilità del limite di capability in sovra-eccitazione con la potenza attiva deve essere prevista la possibilità di gestire pendenze diverse fra la parte in sovra-eccitazione e sotto-eccitazione.

All'esterno della fascia di regolazione ( $\Delta V_{min}$ ;  $\Delta V_{max}$ ) la Centrale dovrà comunque fornire la massima potenza reattiva in erogazione/assorbimento possibile.

I seguenti parametri dovranno essere regolabili e tarati su indicazione di Terna:

- Banda morta regolabile da 0 (zero) fino al 1% della  $V_n$  a passi non superiori a  $0,1\% V_n$
- Fascia di insensibilità del regolatore tarabile da 0 (zero) fino al 1%  $V_n$  a passi non superiori a  $0,1\% V_n$

A seguito di una variazione di tensione in rete  $\Delta V$  verrà richiesto che l'impianto sia in grado di erogare il 90% della variazione di potenza reattiva richiesta entro 2 s e il 100% entro 5 s con precisione  $\leq 5\%$  del valore della massima potenza reattiva erogabile oppure  $\leq 0,2$  MVar.

Gli impianti eolici dovranno essere predisposti anche per ricevere da Terna un set-point in potenza reattiva elaborato da un sistema remoto attraverso adeguati canali di telecomunicazione. Tale riferimento dovrà essere inseguito tramite la regolazione degli aerogeneratori fino ai limiti di capability dell'impianto con una precisione non inferiore al 5% della massima potenza reattiva erogabile.

Al fine di permettere a Terna il calcolo più preciso del segnale da inviare, l'impianto fornirà attraverso lo stesso canale i limiti massimi di potenza reattivi disponibili in tempo reale. Tale scambio di informazioni dovrà avvenire almeno ogni 4s.



A seguito di una variazione del reattivo richiesto  $\Delta Q$  si richiede che l'impianto sia in grado di erogare il 90% della quantità richiesta entro 2 s e il 100% entro 5 s con precisione  $\leq 5\%$  del valore della massima potenza reattiva erogabile oppure  $\leq 0,2$  MVar.

### REGOLAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA IN FUNZIONE DELLA FREQUENZA

Tale regolazione è necessaria ai fini del controllo della frequenza del sistema elettrico.

In considerazione dei tempi di risposta necessari al contenimento del degrado di frequenza, le azioni descritte non possono essere effettuate manualmente dall'operatore ma devono essere attuate da sistemi automatici che monitorano la frequenza di rete.

Considerando la potenza  $P_e$  erogabile, tale valore non deve ridursi a fronte di transitori di sotto-frequenza di durata inferiore a 1 minuto. Si distinguono tre zone:

- Regolazione intorno alla frequenza nominale (FSM)
- Regolazione in sotto-frequenza (LFSM-U)
- Regolazione in sovra-frequenza (LFSM-O)

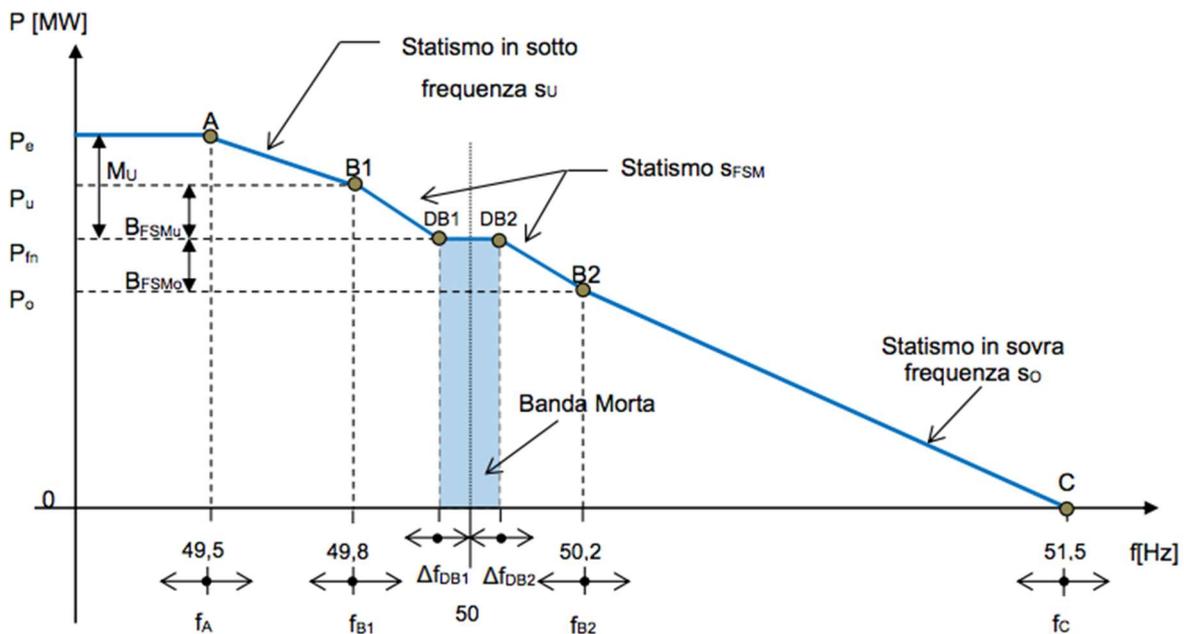


Figura 29: Curva  $P(f)$  per una Centrale Eolica (Codice di Rete)

Gli impianti eolici dovranno essere predisposti per poter fornire una regolazione primaria di frequenza con modalità analoga ai gruppi rotanti convenzionali intorno alla frequenza nominale. Tale modalità denominata Frequency Sensitive Mode (FSM) dovrà poter essere attivabile su richiesta del Gestore.



Si dovrà fornire supporto nei transitori di sotto-frequenza erogando tutto il Margine in incremento qualora disponibile  $MU = P_e - P_{fn}$  al superamento della soglia di sotto-frequenza  $f_{B1}$ .

Tale modalità denominata Limited Frequency Sensitive Mode Under-Frequency (LFSM-U) sarà fornita dalla Centrale Eolica ogni volta che la potenza immessa in rete sia inferiore a quella massima erogabile.

Si dovrà fornire supporto nei transitori di sovra-frequenza riducendo la potenza immessa in rete in funzione dell'entità di errore di frequenza. Tale modalità denominata Limited Frequency Sensitive Mode Over-Frequency (LFSM-O) è attiva per frequenze comprese tra  $f_{B2}$  e  $f_C$  secondo uno statismo  $s_0$  tale annullare la potenza immessa per la frequenza di 51,5 Hz.

### INERZIA

Gli impianti eolici dovranno essere predisposti per poter fornire su richiesta del Gestore una funzionalità di risposta inerziale attivo in caso di transitori di sotto-frequenza. Il sistema di controllo degli aerogeneratori dovrà prevedere un anello di regolazione che permetta, in funzione dello scostamento di frequenza, l'erogazione di una risposta inerziale modificando le logiche di regolazione. Per un tempo predefinito dovranno essere erogati valori di potenza più elevati a spese di una minore velocità di rotazione (zona di funzionamento per potenza inferiore alla  $P_n$ ) o variando l'angolo di pitch (zona a  $P$  costante). È richiesto che tale sistema inizi ad operare per discesa della frequenza al di sotto di un valore di riferimento regolabile nell'intervallo [49,5 Hz; 50 Hz] con passo 0,05 Hz e valore di default pari a 49,8 Hz.

L'intervento di tale modalità ha priorità sui set-point e limitazioni impostati e sulle altre regolazioni della frequenza.

L'attivazione della funzione deve avvenire nel minor tempo possibile senza ritardi intenzionali. In ragione a possibili vincoli meccanici ed elettrici, tale funzione sarà attivabile qualora la potenza erogata al momento dell'inizio del transitorio sia superiore ad un valore limite indicato dal costruttore dell'aerogeneratore e comunque non superiore al 30% della potenza nominale disponibile  $P_{nd}$ .

Tale funzionalità potrà essere bloccata durante le fasi di Fault Ride Through.

È richiesta l'erogazione di un surplus di potenza pari ad un valore regolabile fra  $[0; 10\%P_{nd}]$  con valore di default pari a  $6\% P_{nd}$ . A seguito dell'erogazione del surplus di potenza, in caso di funzionamento nella zona a potenza inferiore alla  $P_n$ , occorre ripristinare le condizioni di ottimo riaccelerando il rotore della turbina eolica. Tale processo (recovery) deve avvenire in maniera graduale al verificarsi di una delle seguenti condizioni:

- a) ritorno della frequenza al di sopra del valore di attivazione
- b) al superamento di un tempo limite regolabile dall'inizio del transitorio (tempo di recovery). Tale tempo deve essere regolabile tra i valori  $[0s; 30s]$ ; valore di default 10 s.



In caso di funzionamento degli aerogeneratori nella zona a potenza costante, non è necessario il recovery. La maggior produzione deve essere quindi sostenuta quanto più possibile dai dimensionamenti elettrici e termici degli aerogeneratori, ma comunque per un tempo di almeno 10s. La disponibilità di tale risposta inerziale su transitori di sotto-frequenza successivi è possibile se è già terminata la fase di recovery della potenza o comunque sono trascorsi almeno 60s dal termine dell'ultima erogazione di potenza supplementare. Per l'implementazione di tale funzione è necessario un opportuno sistema di filtraggio della frequenza.

#### 5.2.2.5 Sistema di protezione

Il sistema di protezione della Centrale Eolica include gli apparati di norma dedicati alla protezione degli impianti e della rete sia per guasti interni, che per i guasti esterni.

La Centrale dovrà essere in grado di restare connessa alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la presenza del guasto comporti la perdita della connessione; gli aerogeneratori dovranno quindi poter sostenere il regime transitorio provocato da guasti successivi in rete tali che l'energia non immessa a causa dei guasti stessi negli ultimi 30 minuti sia inferiore a  $P_n \cdot 2s$ .

Nell'ipotesi che tali guasti siano correttamente eliminati dalle protezioni di rete e che la loro intensità e durata siano compatibili con la caratteristica FRT, le protezioni di Centrale non devono comandare anticipatamente la separazione della Centrale dalla rete stessa o la fermata degli aerogeneratori.

Per l'eliminazione dei guasti interni alla Centrale, che potrebbero coinvolgere altri impianti della rete, si prevederà la rapida apertura degli interruttori generali. Inoltre, la Centrale dovrà essere dotata di protezioni in grado di individuare guasti esterni il cui intervento dovrà essere coordinato con le altre protezioni di rete.

Anche l'intervento delle protezioni per guasti esterni deve prevedere l'apertura degli interruttori generali e, contemporaneamente, degli interruttori di ogni aerogeneratore.

Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni sono definite dal Gestore e devono essere impostate sugli apparati a cura del Titolare dell'impianto, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate. Le tarature delle protezioni contro i guasti interni, che prevedono un coordinamento con le altre protezioni della rete, dovranno essere concordate con il Gestore in sede di accordo preliminare alla prima entrata in esercizio della Centrale.

In ogni caso, il Gestore può richiedere giustificate modifiche o integrazioni di tali requisiti con l'obiettivo di mantenere, o aumentare, il livello di continuità del prelievo, dell'alimentazione e la sicurezza dell'esercizio, caratteristici della rete di connessione.

Con periodicità minima di 4 anni, l'Utente dovrà provvedere alla verifica degli apparati di protezione e mantenere un registro di tali prove, da fornire a Terna su richiesta. Il sistema di protezione, e le relative



tarature, hanno anche l'obiettivo di mantenere la stabilità dell'intero sistema elettrico. Pertanto, tutte le tarature richieste dal Gestore, o proposte dal Titolare, dovranno essere coerenti con il campo di funzionamento. All'interno di tale campo l'impianto deve poter funzionare senza danneggiamenti. Nel seguito sono forniti i requisiti di protezione degli impianti ed i valori di taratura degli apparati che normalmente sono prescritti per le Centrali Eoliche.

Il sistema di protezione di sicurezza comprenderà la protezione del software di controllo e della catena di sicurezza indipendente dal sistema di controllo.

La protezione del software del sistema di controllo ha le seguenti funzioni principali:

- a) quando la velocità del vento raggiunge la velocità del vento di cut-in richiesta dalla velocità di rotazione dell'unità, l'unità entra nello stato di avvio dallo stato di standby;
- b) con l'aumento della velocità del vento, la produzione del generatore aumenta. Quando la velocità del vento è superiore alla velocità nominale del vento, l'unità inizia a cambiare il passo per mantenere stabile la potenza;
- c) quando la velocità del vento è superiore alla velocità del vento di cut-out, l'unità si arresta normalmente;
- d) quando si verifica un guasto generale, l'unità si spegne normalmente; quando si verifica un guasto specifico o in caso di emergenza, l'unità si spegne rapidamente;
- e) Nello stato di standby, il rotore ruota liberamente, riducendo il carico di forza dell'unità;
- f) Quando la temperatura ambiente supera il campo di funzionamento, l'unità si arresta normalmente; quando la temperatura ambiente è normale, l'unità si riavvia automaticamente;
- g) Se la rete elettrica non è in condizioni standard, l'unità si spegne; il sistema di controllo elettronico si resetta e si riavvia automaticamente dopo il ritorno alla normalità del sistema.

Il sistema di protezione autonomo è indipendente dal sistema di controllo principale e può avviare autonomamente il sistema di frenatura dell'unità. Quando il sistema di controllo non è in grado di garantire il funzionamento dell'unità entro il normale intervallo di protezione o di attivare i parametri limite di sicurezza, viene intrapresa l'azione di protezione di sicurezza. Il compito del sistema di sicurezza autonomo è quello di garantire che la funzione di sicurezza del ventilatore non venga meno in condizioni normali e in condizioni di guasto e che l'unità operi in condizioni di sicurezza.

Sulla macchina saranno presenti tre pulsanti di arresto di emergenza. Dopo l'attivazione di uno qualsiasi dei pulsanti di emergenza, la macchina si arresterà nel modo più rapido e potrà essere avviata solo dopo il ripristino manuale. Inoltre, quando si presentano vari guasti, come guasto alla rete, guasto al trasformatore, cortocircuito, superamento delle vibrazioni, superamento del cavo intrecciato, sovra velocità e altri guasti, la macchina si arresta.



Tutti gli impianti si devono dotare di Unità Periferiche dei sistemi di Difesa e Monitoraggio (UPDM), atte ad eseguire le funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure e, in genere, tutte le attività sugli impianti che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico.

I sistemi di teledistacco consentono la riduzione parziale, compreso l'annullamento completo della produzione per mezzo di un telesegnale inviato da un centro remoto del Gestore.

Affinché la Centrale Eolica possa modificare la potenza immessa in rete, deve essere dotata di un sistema in grado di attuare il distacco parziale degli aerogeneratori/riduzione rapida nella misura compresa fra lo 0 e il 100% della potenza nominale, a seguito del ricevimento di un telesegnale inviato da Terna. Su richiesta del Gestore la riduzione potrà essere scaglionata in 4 blocchi. Il distacco resterà attivo sino al ricevimento di appositi comandi di revoca impartiti attraverso lo stesso mezzo.

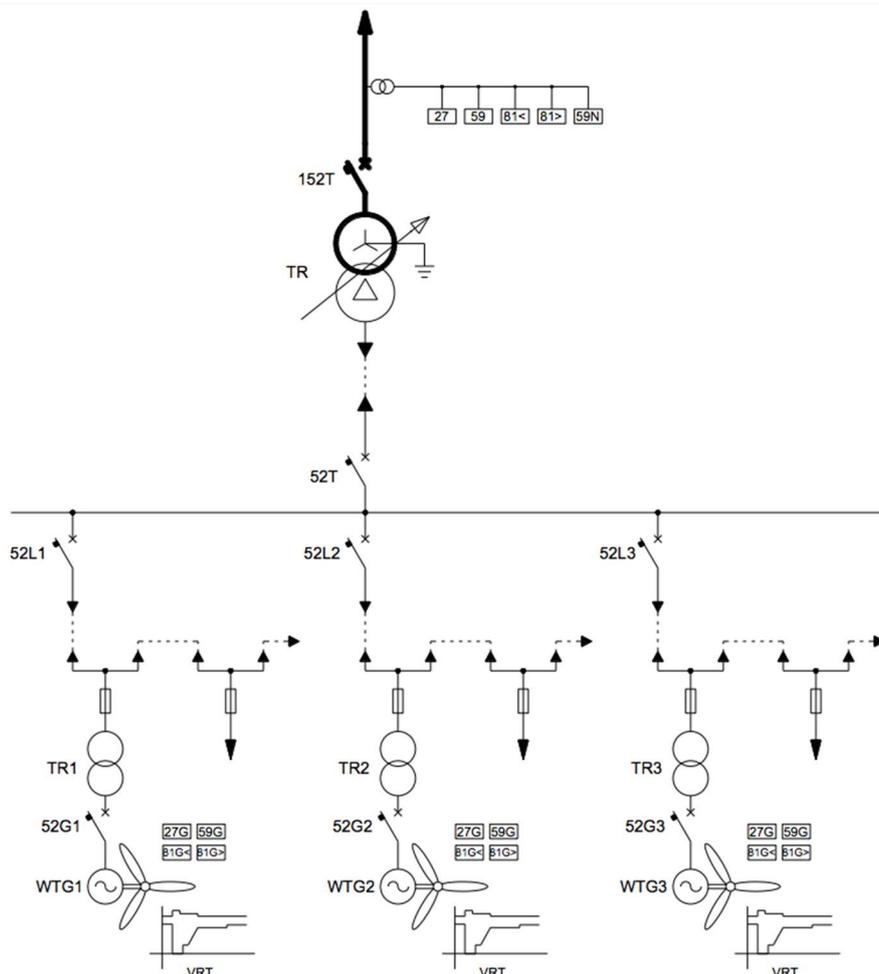


Figura 30: Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete di una Centrale Eolica (Codice di Rete)



Di seguito si riportano le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete con i campi di regolazione ed i valori di taratura che verranno installati nella sezione AT della Centrale Eolica ed a bordo degli aerogeneratori:

- Protezione di minima tensione rete (27)
- Protezione di massima tensione rete (59)
- Protezione di minima frequenza rete (81<)
- Protezione di massima frequenza rete (81>)
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

Per le prime quattro protezioni è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la quinta, presente solo sul lato AT, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle normali tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella. L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'interruttore generale. Le Centrali Eoliche devono essere predisposte per ricevere dalla stazione comandi di apertura degli interruttori AT.

Si potranno adottare ulteriori protezioni, rispetto alla lista precedente, purché coerenti con i criteri di protezione citati e non limitanti il campo di funzionamento garantito.

In tal caso, il Titolare informerà il Gestore della presenza di ulteriori apparati e concorderà con lo stesso le relative tarature.

#### 5.2.2.6 Sistema di monitoraggio

Il sistema di monitoraggio potrà garantire le funzioni di monitoraggio della produzione di energia, statistiche di allarme e di guasto, statistiche di analisi dei dati e del funzionamento, nonché fornire funzioni al sistema di controllo e monitoraggio generale del parco eolico, come il confronto e l'analisi degli indicatori di funzionamento del parco eolico. Fornisce il monitoraggio e gli allarmi di funzionamento del parco eolico, la gestione dell'energia, l'analisi e l'interrogazione dei dati e l'assistenza nel completamento dell'eliminazione dei guasti e nella preparazione dei rapporti.

Il sistema SCADA potrà far visualizzare lo stato di funzionamento di tutte le apparecchiature.

L'interfaccia visualizza lo stato di ciascuna apparecchiatura e alcuni parametri operativi principali, consentendo agli utenti di individuare i difetti di funzionamento:

- a) Panoramica delle apparecchiature di generazione di energia. Le apparecchiature per la produzione di energia elettrica visualizzano i parametri operativi in due forme: monitoraggio a matrice e monitoraggio a elenco.



- b) Panoramica della stazione ausiliaria, che mostra lo stato di comunicazione della stazione ausiliaria e gli indicatori più importanti, come la potenza attiva totale e la potenza reattiva totale, e fornisce collegamenti per accedere all'interfaccia dei dettagli.
- c) Panoramica dell'AGC, che mostra i parametri principali, come lo stato in tempo reale dell'AGC e la tensione, e fornisce collegamenti per accedere all'interfaccia dei dettagli. d) Panoramica di altre apparecchiature come i contatori di energia elettrica, che mostra agli utenti lo stato di funzionamento dei contatori di energia elettrica, delle apparecchiature di stringa, delle torri di misurazione del vento, delle torri di misurazione della luce e di altre apparecchiature, e fornisce collegamenti per accedere all'interfaccia dei dettagli.
- d) Interrogazione rapida degli allarmi della stazione, che supporta l'interrogazione degli allarmi dei tifoni e l'interrogazione degli allarmi storici della stazione.

Il sistema di gestione dell'energia del parco eolico è responsabile di seguire in modo efficiente il dispacciamento della rete, i sistemi di distribuzione dell'energia o i comandi di controllo della potenza attiva emessi localmente. Le principali istruzioni di controllo del sistema di gestione dell'energia su SCADA comprendono l'apertura/chiusura del controllo automatico della potenza attiva, l'impostazione del valore target locale della potenza attiva, l'apertura e la chiusura della catena di sicurezza virtuale, il controllo dello stato di accensione/spegnimento dell'AGC; l'accensione indica il controllo della potenza attiva per ricevere le istruzioni di programmazione, mentre lo spegnimento significa l'utilizzo del valore target impostato manualmente per entrare nella regolazione della potenza attiva.

L'impianto dell'Utente deve essere integrato nei processi di controllo sia in tempo reale sia in tempo differito per consentire:

- nel primo caso, attraverso la visibilità di telemisure e telesegnali, l'attuazione da parte del Gestore di tutte le azioni necessarie alla salvaguardia del sistema elettrico;
- nel secondo caso, attraverso i sistemi di monitoraggio, le analisi dei guasti compresa la verifica del corretto funzionamento delle protezioni e del comportamento atteso della Centrale durante le perturbazioni di rete.

Anche i valori di potenza attiva e reattiva massime disponibili al punto di connessione dovranno essere inviate a Terna in tempo reale con opportune telemisure con frequenza minima di 4s.

Dovrà essere garantita la funzione di monitoraggio con l'installazione di sistemi dedicati di registrazione oscillo-perturbografica.



## 5.3 Impianti fotovoltaici galleggianti

La produzione di energia fotovoltaica sarà garantita da impianti fotovoltaici galleggianti offshore (OFPV) per una potenza totale nominale pari a 100 MWp. I sistemi di fotovoltaico galleggiante sono inclusi nell'hub di Romagna 1, che comprende in totale 25 aereogeneratori, la sottostazione elettrica 66/220 kV e le opere di connessione a 66 kV. L'area per il sito OFPV si trova a 16.1 miglia nautiche dal litorale di Lido di Classe (Comune di Ravenna); la scelta di localizzare l'impianto OFPV lontano dalla costa è stata fatta seguendo 4 principi:

- La vicinanza alla sottostazione di Romagna 1, che consente di risparmiare sul bilancio degli impianti;
- La creazione di sinergie tra l'O&M dell'OWF e dell'OFPV;
- La riduzione pressoché totale dell'impatto visivo dalla costa;
- L'eliminazione dei canoni di concessione demaniale entro le 12 miglia nautiche.

La tecnologia del fotovoltaico galleggiante offshore è molto recente e, in quanto tale, soggetta a ulteriori ottimizzazioni; per tale motivo, si sono considerate due alternative tecnologie nel Progetto, in particolare la tecnologia a struttura sopraelevata e la tecnologia a membrana galleggiante. Le due soluzioni verranno definite rispettivamente alternativa tecnologica 1 (AT1) e (AT2).

Per dettagli sull'impianto di fotovoltaico galleggiante si fa riferimento al documento AGNROM\_EP-R\_REL-OFPV "Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico galleggiante", così alle relative tavole tecniche ed inquadramenti.

I due sistemi sono molto differenti tra di loro, ma considerando che ad oggi appaiono entrambe applicabili al sito di Progetto, si è deciso di considerarle entrambe. Nei paragrafi seguenti, inoltre, si considera l'impianto da 100 MW come *stand alone*, cioè l'impianto fotovoltaico galleggiante sarà situato in un'unica area nel sito di Romagna 1.

Tuttavia, l'accoppiamento del fotovoltaico con la turbina è, ad oggi, la soluzione più diffusa nei progetti europei di fotovoltaico galleggiante. Per questo motivo, si considera un'alternativa di ubicazione, in cui si analizza l'accoppiamento del fotovoltaico galleggiante con le turbine.

### 5.3.1 Nomenclatura impianto fotovoltaico galleggiante

Tabella 9: Nomenclatura impianto OFPV

Alternativa tecnologica 1: struttura sopraelevata	
Impianto	Si intende il sistema complessivo da 100 MW
Struttura esagonale	Si intende la struttura da 7.7 MW che compone l'impianto
Piattaforma triangolare	Si intende il modulo triangolare che compone la struttura esagonale



Alternativa tecnologica 2: struttura a membrana	
Impianto	Si intende il sistema complessivo da 100 MW
Cluster	Si intende il gruppo da 6.664 MW che compone l'impianto
Piattaforma circolare	Si intende la membrana circolare da 0.664 MW che compone il cluster

### 5.3.2 Alternativa tecnologica 1

La AT1 si basa su una struttura sopraelevata, rispetto al livello del mare, con la presenza di galleggianti; il sistema è modulare, composto dalla stessa struttura esagonale da 7.7 MW, che verrà ripetuta fino al raggiungimento dell'obiettivo di 100 MWp. Ogni struttura esagonale è composta da 96 piattaforme triangolari.

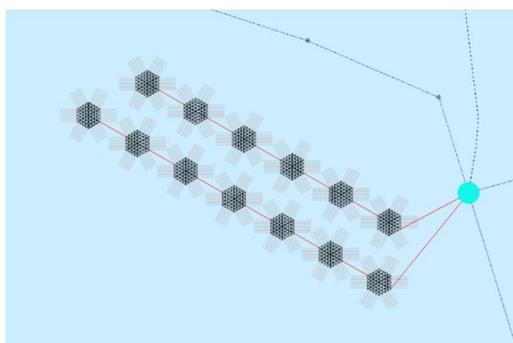


Figure 31: Impianto fotovoltaico alternativa 1

Tabella 10: Parametri principali impianto fotovoltaico galleggiante

Elemento	Descrizione
Impianto fotovoltaico galleggiante	Sistema modulare
Potenza totale installata	100 MW
Numero di strutture esagonali installate	13
Potenza singola struttura esagonale	7.7 MW
Numero di piattaforme triangolari per struttura esagonale	96
Potenza singola piattaforma triangolare	81.2 kW

#### 5.3.2.1 Generalità

L'area per il sito OFPV ha un'estensione compresa tra i 450 e 510 ha e si trova a 16.1 miglia nautiche dal litorale di Lido di Classe (Comune di Ravenna); dagli studi batimetrici condotti, la profondità del mare in quell'area varia tra i 33 e i 35 metri.



Ogni struttura esagonale produce una potenza pari a 7.7 MWp: le strutture esagonali necessarie per arrivare a 100 MWp sono 13. Ogni piattaforma esagonale è composta da 96 piattaforme e una di queste accoglie il trasformatore da 0,8kV/66kV, da cui parte il cavo dinamico che collega la piattaforma triangolare alla successiva. La disposizione scelta permette il collegamento in serie degli impianti; in particolare, si prevede di disporre le 13 strutture esagonali su due linee parallele, una da 6 strutture e l'altra da 7. Le due linee parallele sono connesse alla sottostazione di Romagna 1 da due cavi dinamici da 66 kV posati sul fondale, con sezioni pari a  $240 \text{ mm}^2$ , in quanto la potenza massima trasportata è pari a 54 MW su una linea e 46 MW sull'altra. Il layout scelto assicura un giusto bilanciamento tra le aree esposte all'irraggiamento e quelle parzialmente coperte dalle piattaforme, in quanto si prevede una copertura effettiva dello specchio acqueo minore del 30%. Inoltre, la distanza di diversi metri tra il livello del mare e le strutture agisce anche come misura di mitigazione, per permettere alla luce solare di penetrare e riflettere.

#### 5.3.2.1 Pannelli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici per le strutture sopraelevate sono bifacciali a doppio vetro con potenza nominale pari a 660 Watt: per assicurare una potenza di circa 81 kW per piattaforma è necessario installare su ognuna delle piattaforme 123 moduli fotovoltaici. I moduli applicati hanno le dimensioni di 2384x1303x35 mm. La disposizione dei pannelli solari segue la direzione est-ovest, con un angolo di dieci gradi: in questo modo si può ottenere la massima producibilità per unità di superficie e, tale disposizione, non risente dell'effetto di ombreggiamento dei pannelli solari adiacenti. L'angolo di inclinazione di dieci gradi consente, inoltre, ai pannelli solari di auto pulirsi in caso di pioggia. I pannelli sono installati su una struttura portante costituita da travi in alluminio estruso, come il resto della struttura. La struttura sarà dettagliatamente descritta nei paragrafi successivi. È bene notare che i parametri dei moduli fotovoltaici appena descritti sono da ritenersi indicativi e potrebbero subire variazioni in fasi di progettazione future di minor misura, dando luogo ad ogni modo a modifiche non sostanziali.

Potenza nominale	660 W
------------------	-------



Potenza nominale posteriore	462 W
Tensione nominale a STC	38.09 V
Corrente nominale a STC	12.14 A
Tensione a vuoto	45.88 V
Corrente di cortocircuito	12.89 A
Efficienza del modulo	21.2%
Temperatura nominale operativa del modulo	43±2°C
Tensione massima	1500 V <sub>DC</sub>
Numero di diodi	3

Figura 32: Pannello fotovoltaico bifacciale

#### 5.3.2.2 Connessione BT

Il sistema di connessione BT prevede l'utilizzo di componenti elettrici standard utilizzati in impianti fotovoltaici terrestri, con aggiunta di scatole di protezione per riparare i componenti dalle condizioni marine. Per il trasferimento dei cavi BT e dei cavi di stringa attraverso le piattaforme verranno utilizzate guide/cavi flessibili. Al fine di utilizzare inverter di taglia maggiore, per diminuire le perdite lungo la linea, si collegano stringhe anche appartenenti a piattaforme triangolari differenti; il passaggio dei cavi avverrà utilizzando come supporto le passerelle fisse che collegano le piattaforme tra di loro. I sistemi di protezione lato bassa tensione che si prevedono sono gli stessi utilizzati per impianti tradizionali onshore, come ad esempio l'utilizzo di interruttori automatici magnetotermici, dimensionati con il valore di corrente massima in uscita dall'inverter. Per una visione più dettagliata dello schema elettrico unifilare, si consulti "Schema unifilare elettrico dell'impianto fotovoltaico galleggiante - alternativa 1", con codice identificativo AGNROM\_EP-D\_UNIF-OPPV-A1.

#### 5.3.2.3 Inverter

Gli inverter trasformano la corrente, prodotta dai moduli fotovoltaici, da continua in alternata. La stringa DC dei pannelli solari è di 1000 V o 1500 V in funzione del tipo di inverter: nel caso in esame, si è adottato l'inverter con stringhe da 1500 V, per ridurre le perdite di stringa e realizzare stringhe più grandi. Inoltre, gli



inverter selezionati hanno una tensione di uscita di 800 V: l'elevata tensione di uscita dell'inverter in AC consente l'ottimizzazione del cablaggio di ciascun sottocampo, riducendo le sezioni dei cavi e le perdite. Ogni piattaforma è sufficientemente grande da coprire più stringhe. Gli inverter utilizzati sono ad alta potenza, con potenza nominale compresa tra 175 a 225 kW.

### 5.3.2.1 Cabina di trasformazione

Il trasformatore è alloggiato in un container marittimo 40' HC (High-Cube) in acciaio Corten (spesso indicato con Cor-Ten), un materiale resistente alle condizioni atmosferiche offshore. Le specifiche del container sono mostrate in tabella:

Tabella 11: Caratteristiche container

		Container 40 piedi High Cube
Dimensioni (m)		Metri
Esterne	Lunghezza	12.1292
	Larghezza	2.438
	Altezza	2.896
Interne	Lunghezza	12.032
	Larghezza	2.352
	Altezza	2.698
Apertura della porta	Larghezza	2.340
	Altezza	2.585
Peso		kg
Peso lordo massimo		30480
Peso container		4010
Carico massimo		26470
Capacità interna		Metri cubi
		76.4

All'interno del container sono ospitati i sistemi di protezione in bassa tensione, il trasformatore 66/0.8 kV e il GIS da 66 kV.

### 5.3.2.2 GIS

La funzione principale di una sottostazione GIS è quella di commutare, separare, trasformare, misurare e distribuire l'energia elettrica nei sistemi di alimentazione. Il GIS (gas insulated switchgear) considerato, con dimensioni di circa 3x2x1.5 m, si basa sulla tecnologia di separazione del circuito in alta tensione con interruzione a vuoto. Questa tecnologia di commutazione è una soluzione ecologica, in quanto il vuoto viene utilizzato per estinguere l'arco elettrico durante le operazioni di commutazione degli interruttori. La tecnologia di interruzione a vuoto utilizza aria pulita come mezzo isolante. L'aria, pulita e priva di umidità, è composta approssimativamente per l'80% da azoto e per il 20% da ossigeno.



La tecnologia ad aria pulita ha un potenziale di riscaldamento globale (GWP) pari a 0, è un mezzo non tossico, non nocivo e sicuro, a differenza delle comuni soluzioni adottate che prevedono l'uso del gas inerte SF6.

Per il trasporto, la movimentazione e il funzionamento del GIS ad aria pulita non è necessario personale appositamente formato.

### 5.3.2.3 Trasformatore

Il trasformatore che eleva la tensione da 0.8/66 kV è del tipo a fluido immerso. Il trasformatore in esame, infatti, ha dimensione compatte e si presta all'installazione offshore. Il trasformatore è progettato con un design anti-allentamento, antivibrazione e antiribaltamento, in grado di soddisfare le condizioni di trasporto terrestre e marittimo.

### 5.3.3 Alternativa tecnologica 2

La tecnologia si basa su una struttura a membrana a diretto contatto col mare, ispirata ai sistemi dell'acquacoltura del Nord Europa; il sistema è modulare, composto dallo stesso cluster da 6.64 MW, che verrà ripetuto fino al raggiungimento dell'obiettivo di 100 MWp.

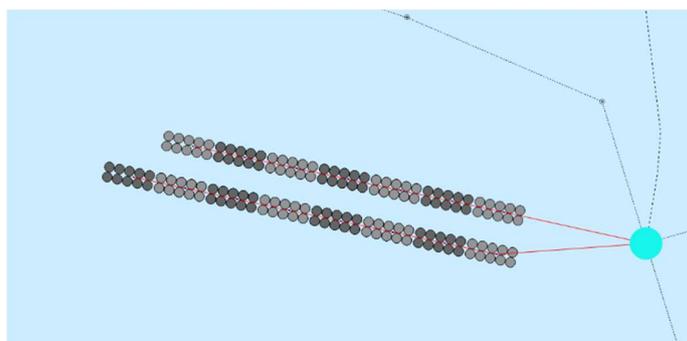


Figure 33: Impianto fotovoltaico alternativa 2

Tabella 12: Parametri principali impianto fotovoltaico galleggiante

Elemento	Descrizione
Impianto fotovoltaico galleggiante	Sistema modulare
Potenza totale installata	100 MW
Numero di cluster installate	15
Potenza singolo cluster	6.64 MW
Numero di piattaforme circolari per cluster	10
Potenza singola piattaforma circolare	664 kW



### 5.3.3.1 Generalità

L'area per il sito OFPV ha un'estensione compresa tra i 225 e 230 ha e si trova a 16.1 miglia nautiche dal litorale di Lido di Classe (Comune di Ravenna); dagli studi batimetrici condotti, la profondità del mare in quell'area varia tra i 33 e i 35 metri. Ogni cluster è composto da 10 piattaforme circolari e produce una potenza pari a 6.64 MWp: i cluster necessari per arrivare a 100 MWp sono 15. L'estensione dell'impianto è molto minore rispetto alla AT1 e ciò è dovuto alla vicinanza tra le piattaforme galleggianti. I cluster sono composti da 10 piattaforme circolari da 0.664 MW l'una e collegate alla cabina di trasformazione 0,8kV/66kV galleggiante situato al centro del cluster, da cui parte il cavo dinamico che collega il cluster al successivo. La disposizione scelta dell'impianto, come mostrato nella figura sopra, permette il collegamento in serie dei cluster; in particolare, si prevede di disporre i 15 cluster su due linee parallele, una da 7 cluster e l'altra da 8. Le due linee parallele sono connesse alla sottostazione di Romagna 1 da due cavi dinamici da 66 kV posati sul fondale, con sezioni dei due cavi con sezione costante e pari a  $240 \text{ mm}^2$ , in quanto la potenza massima trasportata è pari a 53 MW su una linea e 47 MW sull'altra. Il layout scelto assicura un giusto bilanciamento tra le aree esposte all'irraggiamento e quelle parzialmente coperte dalle piattaforme circolari, in quanto si prevede una copertura effettiva dello specchio acqueo minore del 30%.

### 5.3.3.1 Pannelli fotovoltaici

I pannelli fotovoltaici sono fissati direttamente alla membrana, per cui si prevedono moduli mono facciali. Ogni piattaforma circolare ha una potenza nominale di 0.664 MW: sono presenti, pertanto, 1427 pannelli con potenza nominale pari a 465W.

I pannelli solari sono flessibili, in silicio monocristallino, per garantire un'elevata efficienza e al tempo stesso resistere al continuo movimento della piattaforma circolare dovuto al moto ondoso. Le dimensioni dei pannelli sono 1980x1136x5 mm, con inclinazione di 0 gradi.

I moduli vengono fissati alla membrana inserendo un profilo di alluminio scanalato negli angoli del pannello, per poi farli scorrere nel "keder", che è saldato alla membrana. Il keder è un frame in linee parallele che consente agilità nelle operazioni di installazione e fissaggio del pannello.

In questa alternativa tecnologica è prevista l'applicazione di specifici pannelli fotovoltaici brevettati da dall'azienda produttrice della tecnologia a membrana, i quali presentano connettori innovativi per diminuire l'ingresso dell'acqua nelle giunzioni e frame in alluminio anodizzato per contrastare efficacemente la corrosione dovuta all'acqua marina.

### 5.3.3.1 Connessione BT

Il sistema di connessione BT prevede l'utilizzo di componenti elettrici standard utilizzati in impianti fotovoltaici terrestri, con aggiunta di scatole di protezione per riparare i componenti dall'ambiente marino.



Per il trasferimento dei cavi BT, in uscita dal *combiner box*, si adottano tubature galleggianti, che convergono tutte alla cabina di trasformazione situata in una piattaforma flottante. Su ogni piattaforma circolare sarà presente un trasformatore ausiliario per l'alimentazione dei dispositivi di dissuasione. Per una visione più dettagliata dello schema elettrico unifilare, si consulti "Schema unifilare elettrico dell'impianto fotovoltaico galleggiante - alternativa 2", con codice identificativo AGNROM\_EP-D\_UNIF-OPV-A2.

### 5.3.3.1 Inverter

Gli inverter utilizzati sono inverter ad alta potenza da 200 kW, con tensione di uscita pari a 0.8 kV. Ogni piattaforma circolare presenta 3 inverter, situati nella cornice (frame), e sono collegati tutti al *combiner box*, per avere in uscita dalla piattaforma un solo cavo. Il *combiner box* è posizionato anch'esso nel frame. Gli inverter sono rialzati e protetti dagli agenti esterni, con l'utilizzo di scatole di protezione.

I ragionamenti effettuati per i sistemi di trasformazione e GIS dell'alternativa tecnologica 1 possono essere applicati anche a questa seconda alternativa tecnologica.

### 5.3.4 Alternativa di ubicazione

Il fotovoltaico galleggiante è una tecnologia recente e, in quanto tale, è soggetta a numerosi variazioni e cambiamenti. Ad oggi diversi progetti che stanno nascendo accoppiano il fotovoltaico galleggiante alle turbine, diversamente dall'impianto stand alone che si sta considerando. Per tale motivo, si considera anche questa opzione di layout. Nel caso specifico, tale ragionamento è esteso sia per la AT1 che AT2.

Per entrambe le tecnologie, la potenza installata e, quindi, il numero complessivo delle strutture/cluster necessarie non varia. Il vantaggio principale di questa alternativa di layout consiste nell'utilizzare un unico trasformatore, sia per la turbina sia per il fotovoltaico galleggiante, oltre all'assenza dei cavi dinamici da 66 kV di interconnessione tra i vari impianti fotovoltaici collegati in serie. Il trasformatore condiviso è solitamente ubicato all'interno della torre della turbina eolica.

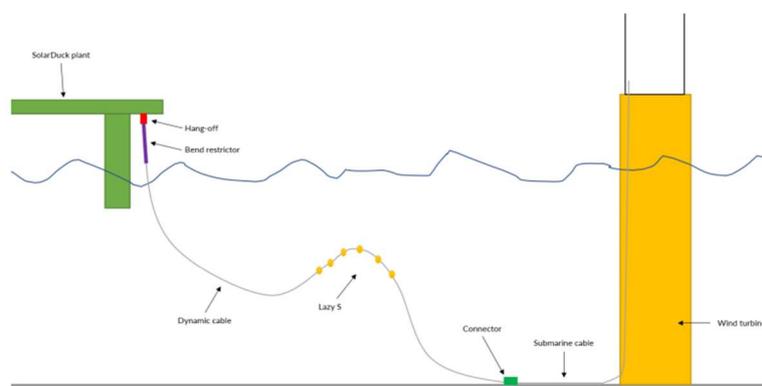


Figura 34: Schema connessione nell'alternativa di ubicazione



### **Alternativa Tecnologica 1**

Per la tecnologia di a struttura rigida sopraelevata, si prevede l'installazione delle 13 piattaforme esagonali da 7.7 MW, ognuna delle quali è posizionata su una turbina, come mostrato in figura.



*Figura 35: Alternativa di ubicazione struttura sopraelevata*

A differenza del layout precedentemente descritto, non vi è più la necessità di ospitare la cabina di trasformazione su una piattaforma triangolare: in questa configurazione, le 96 piattaforme triangolari ospitano tutti i pannelli fotovoltaici. Il numero, pertanto, dei moduli per struttura esagonale varia da 11685 a 11808. Si prevede, pertanto, che sulla struttura esagonale vi sia un combiner box che raggruppa tutti i cavi in uscita dagli inverter per avere un singolo cavo in uscita dalla struttura da 7.7 MW. Il cavo arriverà, così, al trasformatore della turbina. I sistemi di ormeggio e ancoraggio rimangono invariati.

### **Alternativa Tecnologica 2**

Per la tecnologia a membrana, si prevede l'installazione di 4 MW, che corrispondono a 6 piattaforme circolari, su ognuna delle turbine di Romagna 1, per un totale di 25 cluster, come mostrato in figura.



Figura 36: Alternativa di ubicazione struttura a membrana

Le 6 piattaforme circolari saranno interconnesse tra loro tramite un combiner box e con l'uso di pipe galleggianti, per poi arrivare al trasformatore della turbina. I sistemi di ormeggio e ancoraggio rimangono invariati.

### 5.3.5 Sistema di protezione

Il sistema di protezione della Centrale Fotovoltaica include gli apparati di norma dedicati alla protezione degli impianti e della rete sia per guasti interni, che per i guasti esterni.

La Centrale dovrà essere in grado di restare connessa alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione; gli aerogeneratori dovranno quindi poter sostenere il regime transitorio provocato da guasti successivi in rete tali che l'energia non immessa a causa dei guasti stessi negli ultimi 30 minuti sia inferiore a  $P_n \cdot 2s$ .

Nell'ipotesi che tali guasti siano correttamente eliminati dalle protezioni di rete e che la loro intensità e durata siano compatibili con la caratteristica FRT, le protezioni di Centrale non devono comandare anticipatamente la separazione della Centrale dalla rete stessa o la fermata degli inverter.

Per l'eliminazione dei guasti interni alla Centrale, che potrebbero coinvolgere altri impianti della rete, si prevederà la rapida apertura degli interruttori generali. Inoltre, la Centrale dovrà essere dotata di protezioni in grado di individuare guasti esterni il cui intervento dovrà essere coordinato con le altre protezioni di rete.



Anche l'intervento delle protezioni per guasti esterni deve prevedere l'apertura degli interruttori generali e contemporaneamente degli interruttori di ogni aerogeneratore.

Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni sono definite dal Gestore e devono essere impostate sugli apparati a cura del Titolare dell'impianto, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate. Le tarature delle protezioni contro i guasti interni, che prevedono un coordinamento con le altre protezioni della rete, dovranno essere concordate con il Gestore in sede di accordo preliminare alla prima entrata in esercizio della Centrale.

In ogni caso, il Gestore può richiedere giustificate modifiche o integrazioni di tali requisiti con l'obiettivo di mantenere, o aumentare, il livello di continuità del prelievo, dell'alimentazione e la sicurezza dell'esercizio, caratteristici della rete di connessione.

Con periodicità minima di 4 anni l'Utente dovrà provvedere alla verifica degli apparati di protezione e mantenere un registro di tali prove, da fornire a Terna su richiesta. Il sistema di protezione, e le relative tarature, hanno anche l'obiettivo di mantenere la stabilità dell'intero sistema elettrico. Pertanto, tutte le tarature richieste dal Gestore, o proposte dal Titolare, dovranno essere coerenti con il campo di funzionamento. All'interno di tale campo l'impianto deve poter funzionare senza danneggiamenti. Nel seguito sono forniti i requisiti di protezione degli impianti ed i valori di taratura degli apparati che normalmente sono prescritti per le Centrali Fotovoltaiche.

Alle Centrali Fotovoltaiche è richiesto di sostenere richiuse rapide e lente in rete senza controllo di sincronismo e quindi anche in condizione di rete asincrona.

Nella Figura 37 è rappresentata una connessione tipica con sezione AT in aria con le principali protezioni previste. Possono essere richiesti dal Gestore adeguamenti del sistema protettivo in funzione delle esigenze della rete a cui l'impianto è connesso.

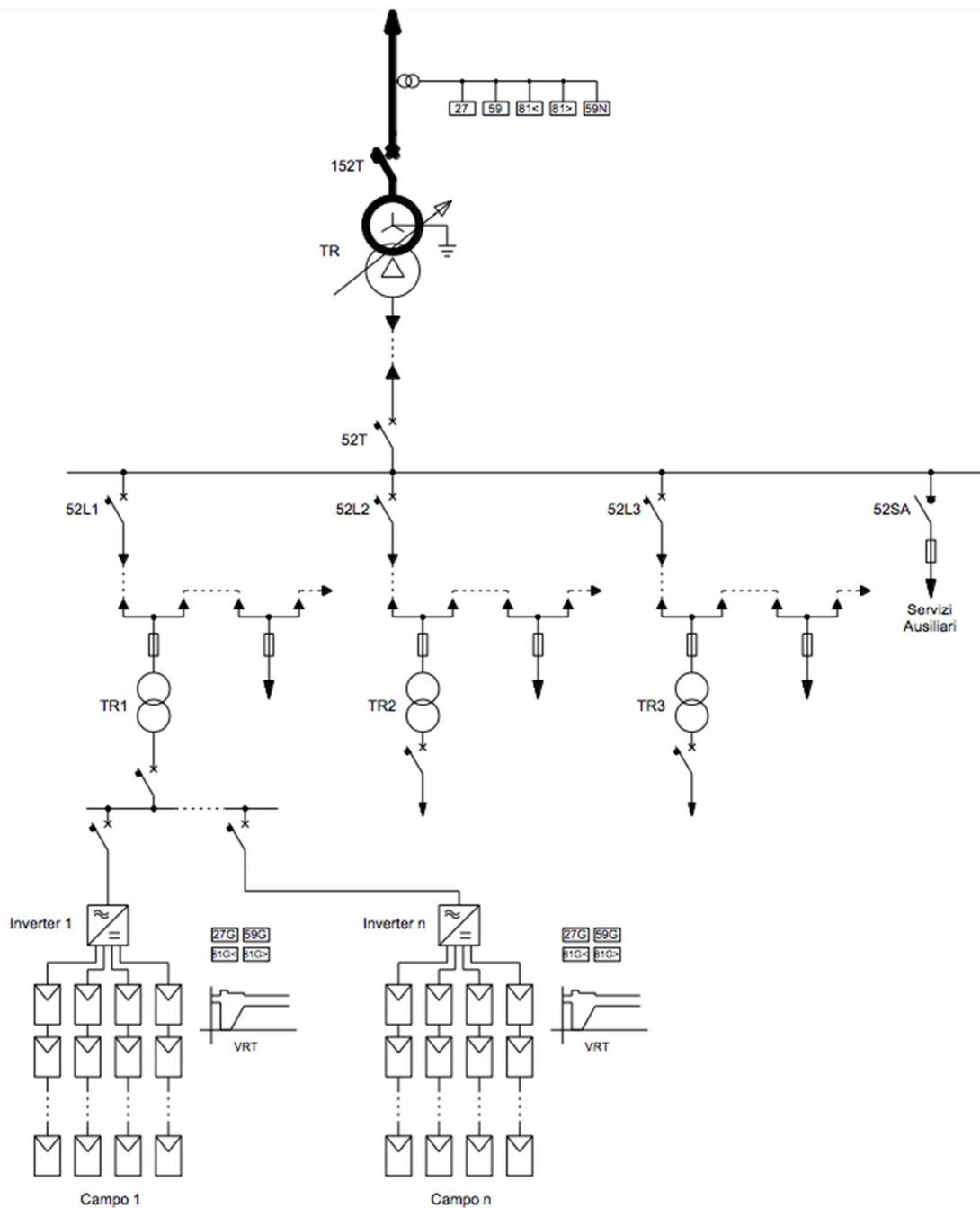


Figura 37: Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete di connessione AT di una Centrale Fotovoltaica (Codice di Rete)

### PROTEZIONE CONTRO GUASTI ESTERNI

Di seguito si riportano le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete con i campi di regolazione ed i valori di taratura tipici da installare nella sezione AT della Centrale Fotovoltaica ed a bordo degli inverter:



- Protezione di minima tensione rete (27)
- Protezione di massima tensione rete (59)
- Protezione di minima frequenza rete (81<)
- Protezione di massima frequenza rete (81>)
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

Per le prime quattro protezioni è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la quinta, presente solo sul lato AT, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle normali tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella. L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'interruttore generale. Le Centrali Fotovoltaiche devono essere predisposte per ricevere dalla stazione affacciata comandi di apertura degli interruttori AT.

Si potranno adottare ulteriori protezioni, rispetto alla lista precedente, purché coerenti con i criteri di protezione citati e non limitanti il campo di funzionamento garantito. In tal caso, il Titolare informerà il Gestore della presenza di ulteriori apparati e concorderà con lo stesso le relative tarature. Le tarature sono stabilite dal Gestore in accordo ai criteri stabiliti nell'allegato A.11 al Codice di Rete.

Altre protezioni sensibili ad eventi di rete diverse da quelle indicate (es. protezioni carichi squilibrati, ecc.) dovranno essere dichiarate dal Titolare e le tarature relative concordate con il Gestore in modo da garantire il coordinamento con le tarature delle protezioni di rete.

#### PROTEZIONE CONTRO GUASTI INTERNI

Le protezioni contro i guasti interni devono isolare tempestivamente, e selettivamente, la sola parte della Centrale Fotovoltaica che è stata coinvolta dal disservizio senza coinvolgere la rete esterna o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

#### PROTEZIONI DEI TRASFORMATORI AT/BT

Le protezioni minime che devono essere previste per il trasformatore elevatore BT/AT contro i guasti interni all'impianto sono le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore lato AT a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51)
- Differenziale di trasformatore (87T)
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato BT ad una o due soglie di intervento ritardato (51)

Le protezioni di massima corrente di fase lato AT e il differenziale del trasformatore devono essere allocate in apparati distinti. Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni sono l'apertura degli interruttori AT ed BT del trasformatore elevatore.



Le regolazioni delle protezioni suddette devono essere concordate con il Gestore della Rete. Alle protezioni elettriche suddette si aggiungono anche quelle normalmente previste a bordo del trasformatore, ad esempio, Buchholz (97), minimo livello olio (63), massima temperatura (26), ecc... i cui livelli d'intervento nonché i relativi comandi sono decisi dal costruttore della macchina e/o dall'esercente.

#### PROTEZIONI INSTALLATE NELLA SEZIONE BT

Saranno adottati idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto o componente della sezione BT di impianto e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT.

### 5.3.6 *Sistemi di regolazione e controllo*

Le principali funzionalità richieste agli impianti fotovoltaici sono i seguenti:

- Controllo della produzione
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete
- Regolazione della potenza reattiva
- Regolazione della potenza attiva
- Sistemi di teledistacco della produzione

#### CONTROLLO DELLA PRODUZIONE

Le caratteristiche costruttive della Centrale e dei sistemi di gestione della potenza devono essere tali da garantire una immissione di potenza attiva controllabile. Al solo fine di garantire la sicurezza della rete il Gestore può, nei casi sottoindicati, richiedere una limitazione temporanea della produzione, compreso l'annullamento dell'immissione in rete.

A tale scopo è necessario che la riduzione, attuata dall'Utente e sotto la sua responsabilità, avvenga senza ritardi ed in tempi brevi, ovvero entro un massimo di 15 minuti dall'invio della comunicazione.

Le cause della limitazione della produzione dovute a motivi di sicurezza si possono, a titolo esemplificativo e non esaustivo, così riassumere:

- Congestione di rete in atto e/o rischio di sovraccarico sulla RTN
- Problematiche di adeguatezza del sistema elettrico
- Possibili problemi di tensione
- Rischi potenziali di instabilità del sistema elettrico

La limitazione deve essere attuata dall'Utente da remoto e comunque entro 15 minuti. Deve essere possibile in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposto dal Gestore. Deve essere possibile ridurre la produzione secondo gradini



di ampiezza massima pari al 5% della potenza installata. L'ordine di riduzione da parte del Gestore verrà inviato per via telematica o per il tramite di procedure che garantiscano la tracciabilità della richiesta. Sarà poi l'Utente ad eseguire l'ordine. Si potrà richiedere al Gestore l'invio diretto, con modalità indicate dal medesimo Gestore, di un telesegnale (set-point) che imponga all'impianto il valore di potenza immessa in rete ai fini dell'erogazione di eventuali servizi di rete (ad esempio la regolazione secondaria di frequenza).

#### MODALITA' DI AVVIAMENTO E RICONNESSIONE ALLA RETE

Al fine di evitare transitori di frequenza/tensione indesiderati al parallelo con la rete delle Centrali Fotovoltaiche queste si devono sincronizzare con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente.

Per garantire l'inserimento graduale della potenza immessa in rete deve essere rispettato un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della  $P_n$  del campo fotovoltaico. Per evitare fenomeni oscillatori sui flussi di potenza nelle fasi iniziali della connessione, è ammesso che la rampa di presa di carico inizi quando la potenza erogata dall'inverter raggiunge il valore di 5%  $P_{n,d}$ .

Tale prescrizione si applica sia in casi di rientro in servizio della Centrale (rientro da fermata intenzionale) sia a seguito di riconnessione dopo l'intervento di protezioni per guasti o transitori di frequenza.

La connessione con la rete può avvenire, previo consenso di Terna all'interno del range di funzionamento di tensione e frequenza indicati al paragrafo 5.1.1.1 "Limiti di funzionamento". In caso di disservizi in corso o condizioni non favorevoli per il parallelo con la rete Terna potrà non consentire il rientro in servizio e la Centrale dovrà mantenere aperti gli interruttori AT di separazione dalla rete, anche in presenza di valori di tensione e frequenza interni agli intervalli indicati sopra. In ogni caso l'entrata in servizio della Centrale Fotovoltaica con immissione di potenza è condizionata ad una frequenza di rete non superiore a 50.2 Hz.

#### REGOLAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA

La Centrale in parallelo con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico. Tale controllo deve essere realizzato in funzione del segnale di tensione prelevato dai TV installati nella sezione AT della Centrale. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato dal Gestore e dovrà essere applicato dall'Utente (logica locale), anche in tempo reale (entro e non oltre 15 minuti dalla richiesta pervenuta da Terna); inoltre il sistema di controllo della Centrale deve essere predisposto affinché il valore della tensione di riferimento o della potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante telecomando o tele-segnale di regolazione inviato da un centro remoto del Gestore (logica remota).

Al punto di connessione, la capability equivalente dell'impianto risente della produzione di reattivo eventualmente non compensata della rete in cavo BT e, soprattutto per alti valori di potenza attiva prodotta, delle perdite di potenza reattiva nei trasformatori degli inverter BT/BT e nel/nei trasformatori elevatori BT/AT.



Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata superiore ad una soglia del 10÷20% della  $P_{nd}$ , si richiede che:

- il limite di capability in sotto-eccitazione deve essere almeno pari al 35%  $P_{nd}$  per ogni valore di potenza attiva;
- il limite di capability in sovra-eccitazione può variare secondo una curva (diversa per ogni impianto) dal valore di 35%  $P_{nd}$  fino ad un valore minimo di 30%  $P_{nd}$  in corrispondenza di un valore di potenza attiva pari alla  $P_{nd}$ .

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata inferiore alla precedente soglia del 10÷20% della  $P_{nd}$ , si prefigurano due diverse modalità di funzionamento.

- In caso sia possibile l'erogazione di potenza reattiva anche a potenza nulla, si richiede che il valore massimo erogabile/assorbibile sia ancora pari al 35%  $P_{nd}$ .
- In caso non sia possibile tale modalità di funzionamento, si richiede una diminuzione progressiva del valore di potenza reattiva  $Q$  erogabile fino ad annullare il contributo per valori di potenza attiva  $P$  nulla. Questo funzionamento è richiesto per evitare brusche variazioni a gradini della potenza reattiva a seguito dello stop dell'impianto per discesa dell'irraggiamento al di sotto del valore di arresto. In questo caso non si danno prescrizioni vincolanti sulla forma esatta dei limiti di capability.

Qualora il parco fotovoltaico sia in grado di fornire campi di funzionamento più ampi di quelli prescritti, l'Utente è tenuto a concordare con il Gestore le relative modalità di gestione. All'interno delle aree a campitura rossa e grigia, sono escluse regolazioni a gradini attraverso inserzioni/distacchi di elementi statici di compensazione ad eccezione dei due casi descritti di seguito.

- Al di sopra di una soglia di potenza attiva concordata fra Terna e l'Utente a livello di Regolamento di Esercizio ( $P_{distaccoRS}$ ) 5 può essere prevista la disconnessione delle reattanze shunt di compensazione della rete MT di impianto (se presenti) recuperando aree di regolazione di reattivo.
- In caso di presenza di banchi di condensatori (se richiesti da Terna) questi devono essere inseriti al di sopra di una soglia di potenza attiva ( $P_{inserzione BC}$ ) 6 e al di sotto di una certa tensione ( $V_{inserzione BC}$ ) 7 concordate fra Terna e l'Utente a livello di Regolamento di Esercizio in modo da compensare parzialmente le perdite induttive residue come indicato dall'area campite in azzurro. Si richiede che tramite tale compensazione sia garantito per valori di potenza attiva  $P_{nd}$  un valore di potenza reattiva capacitiva prodotta del 35%  $P_{nd}$ , con una precisione minima del  $\pm 2\%$   $P_{nd}$  a  $V_n$ . La curva di capability  $V/Q$  alla massima potenza  $P_{nd}$  richiesta (senza elementi di compensazione capacitivi opzionali) è rappresentata in Fig. 5 con bordo rosso. Per tensioni esterne al range  $\pm 10\%$   $V_n$ , si accettano riduzioni sulla capability messa a disposizione dell'impianto.

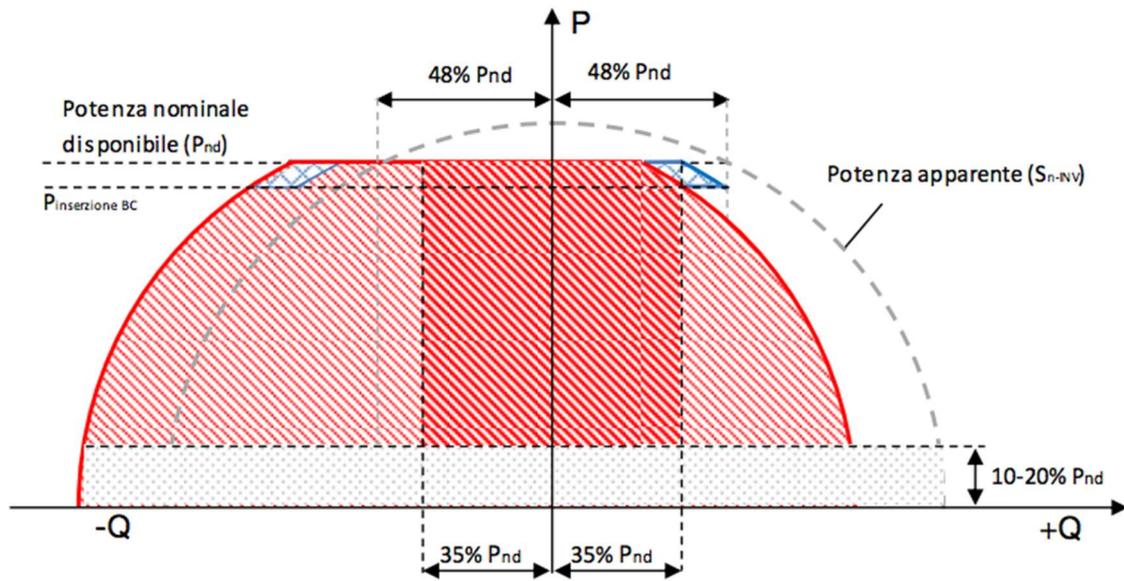


Figura 38: Curva capability P/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla tensione nominale  $V_n$

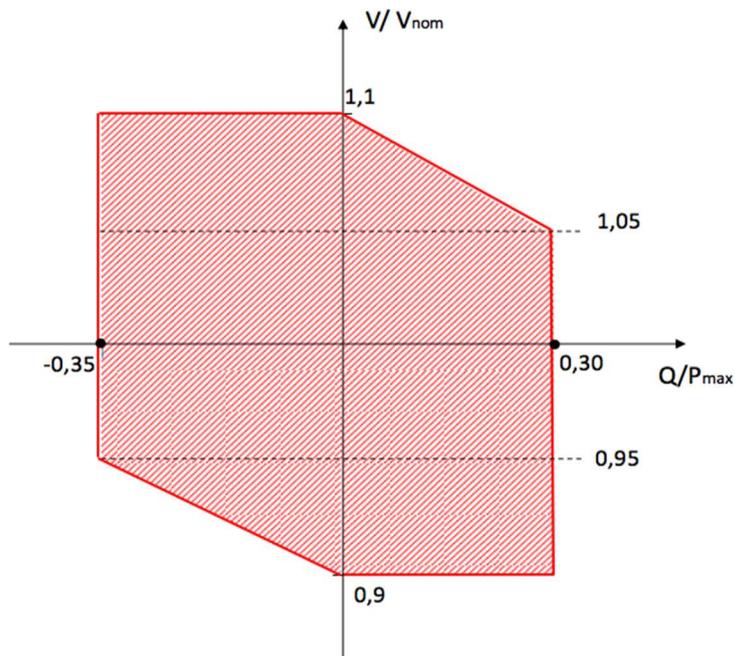


Figura 39: Curva capability V/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla Potenza nominale disponibile ( $P_{nd}$ )



## REGOLAZIONE LOCALE DELLA POTENZA REATTIVA

Per la regolazione della potenza reattiva basata su set-point di tensione lato AT devono essere previste due modalità: modalità base e modalità estesa.

L'erogazione o l'assorbimento di potenza reattiva dell'impianto dovrà avvenire secondo una curva caratteristica  $Q=f(\Delta V)$  rappresentata in figura sottostante.

L'erogazione della potenza reattiva avverrà in maniera proporzionale allo scarto presente fra il set-point impostato e il valore di tensione AT misurato. Il sistema di regolazione dovrà utilizzare un valore di  $V_{rif}$  lato AT comunicato da Terna.

Tale valore di  $V_{rif}$ , potrà essere comunicato in tempo reale da Terna mediante comunicazione telefonica o con mezzi informatici e/o con telesegnali. Terna specificherà nel dettaglio il flusso dati per lo scambio del set-point nel Regolamento di Esercizio di ogni Centrale. Il range minimo di variabilità di  $V_{rif}$  deve essere all'interno dell'intervallo:  $95\% V_n \leq V_{rif} \leq 105\% V_n$

Il passo di variabilità di  $V_{rif}$  richiesto è minore o uguale a  $0,1\% V_n$ .

Al fine di garantire una precisione sufficiente alla regolazione di tensione, si richiede che l'errore massimo accettato sulla misura di tensione prelevata sia di  $0,5\% V_n$ . L'acquisizione del valore di tensione dal campo deve avvenire con campionamento minimo di 1 s. Terna si riserva di specificare tempi di aggiornamento dei valori superiori per necessità di stabilità del controllo. Tenendo conto della variabilità del limite di capability in sovra-eccitazione con la potenza attiva deve essere prevista la possibilità di gestire pendenze diverse fra la parte in sovra-eccitazione e sotto-eccitazione.

In questa modalità, il valore massimo richiesto per la regolazione è del  $35\% P_{nd}$ ; per le potenze al di sotto di  $10-20\% P_{nd}$  valgono le medesime precisazioni indicate nei paragrafi precedenti. In tali aree i limiti di reattivo utilizzati divengono via via più bassi avvicinandosi a potenza nulla.

Il sistema di regolazione dovrà rendere possibile l'implementazione, su richiesta, di una banda morta intorno alla tensione di riferimento. Devono essere implementati due tratti lineari nell'area induttiva e capacitiva fra 0 e  $Q_{max}$  funzione dello scostamento in tensione  $\Delta V\%$  calcolato come % della  $V_n$ .

Per limitare fenomeni di eccessiva mobilità intorno al punto di equilibrio è richiesta la possibilità di poter attivare una fascia di insensibilità del regolatore intorno alla caratteristica lineare descritta.

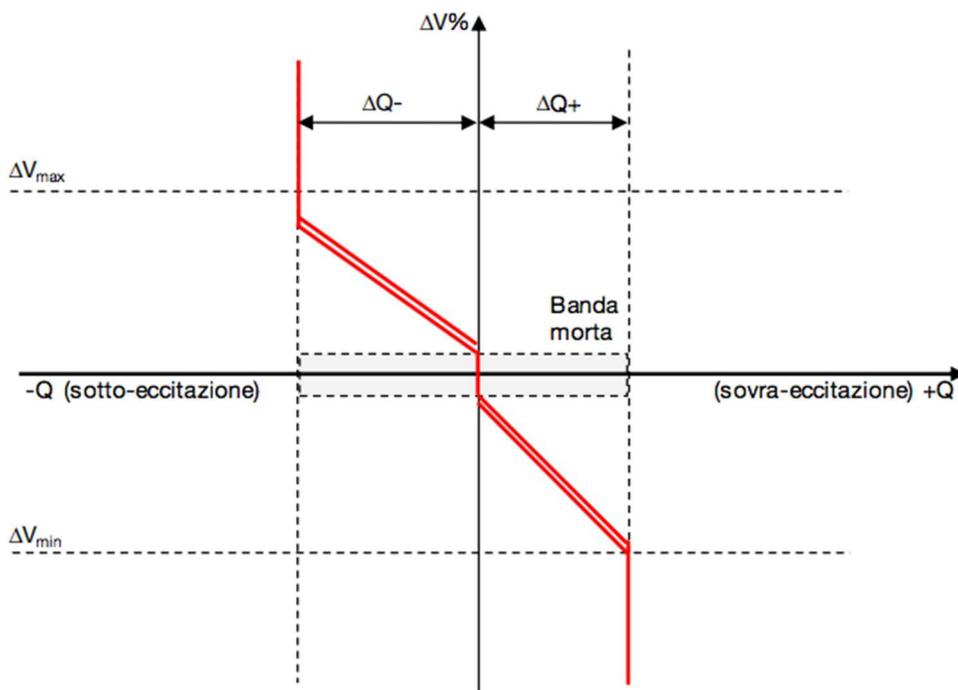


Figura 40: Curva caratteristica  $Q=f(\Delta V)$  - Modalità base

Al fine di evitare fenomeni di instabilità locale sul ciclo di regolazione del reattivo, dovrà essere implementata su richiesta del Gestore una regolazione in anello chiuso di tipo proporzionale/integrale.

I parametri saranno ottimizzati in fase di commissioning al fine di ottenere una risposta sufficientemente rapida senza sovra elongazioni o andamenti oscillatori.

All'esterno della fascia di regolazione ( $\Delta V_{\min}$ ;  $\Delta V_{\max}$ ) la Centrale dovrà comunque fornire la massima potenza reattiva in erogazione/assorbimento possibile.

I seguenti parametri dovranno essere regolabili e tarati su indicazione di Terna:

- Banda morta regolabile da 0 (zero) fino al 1% della  $V_n$  a passi non superiori a 0,1 %  $V_n$
- Fascia di insensibilità del regolatore tarabile da 0 (zero) fino al 1%  $V_n$  a passi non superiori a 0,1 %  $V_n$

A seguito di una variazione di tensione in rete  $\Delta V$  si richiede che l'impianto sia in grado di erogare il 90% della variazione di potenza reattiva richiesta entro 2 s e il 100% entro 5 s con precisione del 5% del valore della massima potenza reattiva erogabile oppure 0,2 MVar.

Per  $P=P_{nd}$  i valori di  $Q_{\max}$  coincidono ancora con il 35%  $P_{nd}$ , mentre al diminuire della potenza immessa tali valori si ampliano, mantenendo comunque un opportuno margine dal semicerchio limite. Saranno specificati due valori  $\Delta V_{\min}$  e  $\Delta V_{\max}$  asimmetrici per tener conto della traslazione della caratteristica al Punto di



Connessione. Per quanto riguarda range di setting, performance e accuratezze non ci sono differenze rispetto alla modalità base.

L'impianto fotovoltaico deve essere predisposto anche per ricevere da Terna un set-point in potenza reattiva elaborato da un sistema remoto attraverso adeguati canali di telecomunicazione. Tale riferimento dovrà essere inseguito tramite la regolazione degli inverter fino ai limiti di capability dell'impianto con una precisione non inferiore al 5% della massima potenza reattiva erogabile. Al fine di permettere a Terna il calcolo più preciso del segnale da inviare, l'impianto fornirà attraverso lo stesso canale i limiti massimi di potenza reattivi disponibili in tempo reale. Tale scambio di informazioni dovrà avvenire almeno ogni 4s. A seguito di una variazione del reattivo richiesto  $\Delta Q$  si richiede che l'impianto sia in grado di erogare il 90% della quantità richiesta entro 2 s e il 100% entro 5 s con una precisione del 5% del valore della massima potenza reattiva erogabile oppure 0,2 MVar.

#### REGOLAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA IN FUNZIONE DELLA FREQUENZA

Tale regolazione è necessaria ai fini del controllo della frequenza del sistema elettrico.

In considerazione dei tempi di risposta necessari al contenimento del degrado di frequenza, le azioni descritte non possono essere effettuate manualmente dall'operatore ma devono essere attuate da sistemi automatici che monitorano la frequenza di rete.

Considerando la potenza erogabile  $P_e$  tale valore non deve ridursi a fronte di transitori di sotto-frequenza di durata inferiore a 1 minuto. La curva di regolazione della potenza attiva richiesta è descritta in *Figura 41*.

Si distinguono tre zone:

- Regolazione intorno alla frequenza nominale (FSM)
- Regolazione in sotto-frequenza (LFSM-U)
- Regolazione in sovra-frequenza (LFSM-O)

Gli impianti fotovoltaici dovranno essere predisposti per poter fornire una regolazione primaria di frequenza con modalità analoga ai gruppi rotanti convenzionali intorno alla frequenza nominale. Tale modalità denominata Frequency Sensitive Mode (FSM) dovrà essere attivabile su richiesta del Gestore in caso di necessità del sistema.

Per valori di potenza  $P_e$  inferiori a 15%  $P_{nd}$  si accettano limitazioni nell'erogazione di tale regolazione. L'intervento di tale modalità ha priorità sui set-point e limitazioni impostati.

Gli impianti fotovoltaici dovranno essere predisposti per poter fornire supporto nei transitori di sotto frequenza fornendo tutto il Margine in incremento disponibile  $M_{U} = P_e - P_{fn}$  al superamento di una determinata soglia di sotto-frequenza  $f_{B1}$ . Tale modalità denominata Limited Frequency Sensitive Mode Under-Frequency



(LFSM-U) sarà fornita dalla Centrale Fotovoltaica ogni volta che la potenza immessa in rete sia inferiore a quella massima erogabile.

Gli impianti fotovoltaici devono fornire supporto nei transitori di sovra-frequenza riducendo la potenza immessa in rete in funzione dell'entità di errore di frequenza. Tale modalità denominata Limited Frequency Sensitive Mode Over-Frequency (LFSM-O) è attiva per frequenze comprese tra  $f_{B2}$  e  $f_c$  secondo uno statismo  $s_0$  tale annullare la potenza immessa per la frequenza di 51,5 Hz.

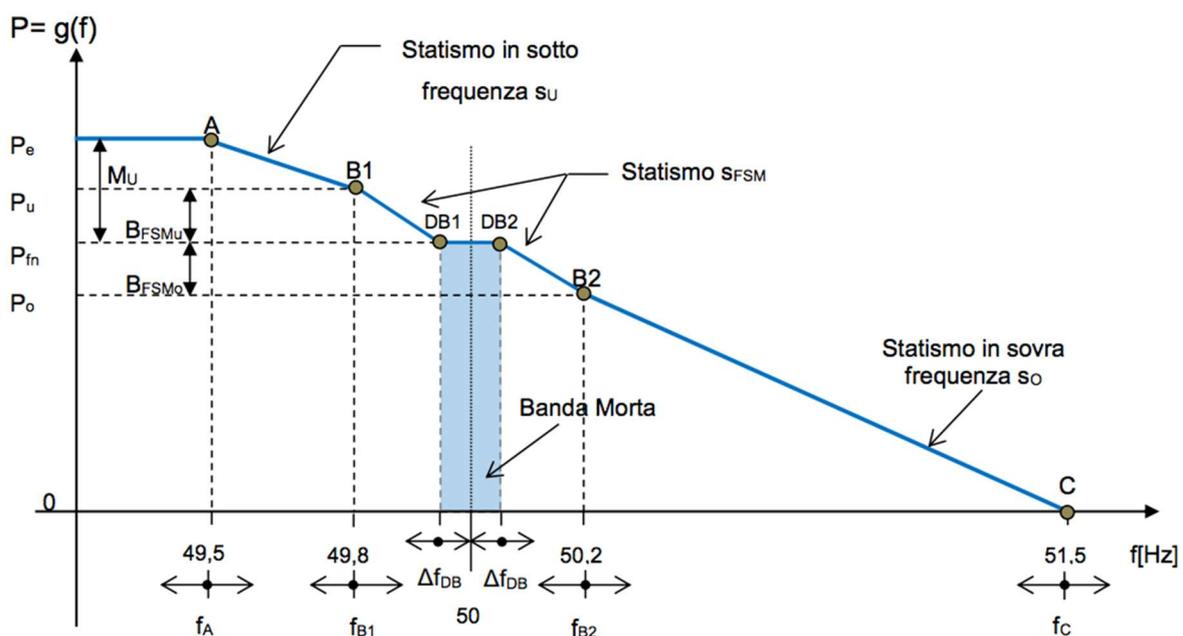


Figura 41: Curva P/f per una Centrale Fotovoltaica (Codice di Rete)

È richiesta un'insensibilità massima di 10mHz.

Il tempo di erogazione di tali riserve dovrà essere inferiore a 2 s.

### 5.3.7 Sistema di monitoraggio

L'impianto dell'Utente deve essere integrato nei processi di controllo sia in tempo reale sia in tempo differito per consentire:

- nel primo caso, attraverso la visibilità di telemisure e telesegnali, l'attuazione da parte del Gestore di tutte le azioni necessarie alla salvaguardia del sistema elettrico;



- nel secondo caso, attraverso i sistemi di monitoraggio, le analisi dei guasti compresa la verifica del corretto funzionamento delle protezioni e del comportamento atteso della Centrale durante le perturbazioni di rete.

L'invio delle tele informazioni che devono pervenire al sistema di controllo del Gestore è necessario per integrare l'impianto nei processi di controllo.

La funzione di monitoraggio con l'installazione di sistemi dedicati di registrazione oscillo-perturbografica deve avvenire in conformità e secondo le specifiche per impianti di taglia complessiva superiore a 50 MW secondo il Codice di Rete.

In particolare, è prescritta la registrazione delle tensioni e delle correnti al Punto di Connessione alla rete e l'acquisizione dei segnali relativi alle protezioni per guasti interni ed esterni all'impianto dell'Utente

Dovranno essere svolte prove preliminari di invio di file di oscillo-perturbografia preliminarmente all'ingresso in esercizio dell'impianto con modalità definite dal Gestore.



## 6. SISTEMI DI TRASMISSIONE ELETTRICA

### 6.1 Cavi elettrici marini

Gli aspetti e i parametri chiave dell'installazione dei cavi sono riepilogati nelle tabelle di seguito.

Tabella 13: Dimensioni principali dei corridoi dei cavi export 220 kV

Connessione	Parametro	Valore	Note
Export Nord corridoio	Numero di Linee	2	*Inclusiva della parte HDD (0.83 km)
	Larghezza	250 m	
	Lunghezza totale	40.24* km	
Export Sud corridoio	Numero di Linee	2	alternativa all' Export Nord. *Inclusiva della parte HDD (0.83 km)
	Larghezza	250 m	
	Lunghezza totale	40.22* km	
Connessione Romagna 1 & 2 corridoio	Numero di Linee	2	
	Larghezza	250 m	
	Lunghezza totale	21.13 km	

Tabella 14: Dimensioni principali dei trench di installazione dei cavi export 220 kV

Connessione	Parametro	Valore	Note	
Export Nord - trench di installazione	Numero	2	Dipendentemente dai rischi naturali e antropogenici	
	Depth of Lowering	1.0 - 2.0 m		
	Larghezza	1.5m - 2.5m		
	Area di disturbo / interferenza	*15 m di larghezza per trincea		*15m considerando lo scenario più invasivo (es. utilizzo del plough)
	Distanza tra gli assi dei trench	30 m - 40 m		
Export Sud - trench di installazione	Numero	2	Dipendentemente dai rischi naturali e antropogenici	
	Depth of Lowering	1.0 - 2.0 m		
	Larghezza	1.5m - 2.5m		
	Area di disturbo / interferenza	*15 m di larghezza per trincea		*15m considerando lo scenario più invasivo (es. utilizzo del plough)



Connessione	Parametro	Valore	Note
	Distanza tra gli assi dei trench	30 m - 40 m	
Connessione Romagna 1 & 2 - trench di installazione	Numero	2	
	Depth of Lowering	1.0 m	
	Larghezza	1.5m	
	Area di disturbo / interferenza	*15 m di larghezza per trincea	*15m considerando lo scenario più invasivo (es. utilizzo del plough)
	Distanza tra gli assi dei trench	30 m - 40 m	

Tabella 15: Dimensioni principali dei corridoi dei cavi inter-array 66 kV

Connessione	Parametro	Valore	Note
Cavi inter-array Romagna 1 "corridoio"	Numero di Linee	1	Per 1 linea si intende il n° di cavi necessari per la connessione di due aerogeneratori in serie.
	Lunghezza totale	41 km	
Cavi inter-array Romagna 2 "corridoio"	Numero di Linee	1	
	Lunghezza totale	115 km	

Tabella 16: Dimensioni principali dei trench di installazione dei cavi inter-array 66 kV

Connessione	Parametro	Valore	Note
Romagna 1	Numero	1	
	Depth of Lowering	1.0 m	
	Larghezza	1.5m – *5.0m	*5.0m considerando lo scenario più invasivo (es. utilizzo del plough)
	Area di disturbo / interferenza	*15 m di larghezza	*15m considerando lo scenario più invasivo (es. utilizzo del plough)
Romagna 2	Numero	1	
	Depth of Lowering	1.0 m	
	Larghezza	1.5m – *5.0m	*5.0m considerando lo scenario più invasivo (es. utilizzo del plough)
	Area di disturbo / interferenza	*15 m di larghezza	*15m considerando lo scenario più invasivo (es. utilizzo del plough)

I corridoi export sono previsti con due cavi da 220 kV installati con una separazione di 40 metri circa tra ogni linea, all'interno del corridoio di installazione. Ogni cavo sarà interrato ad una profondità minima di 1.0 m e



massima di 2.0 m (fare riferimento al documento “Valutazione dei rischi e definizione del sotterramento degli elettrodotti marini”, con codice AGNROM\_EP-R\_CBRA).

Per i cavi 66 kV inter-array è prevista una sola linea all'interno del corridoio di installazione. Ogni cavo, sarà interrato a una profondità minima di 1.0 m (fare riferimento al documento AGNROM\_EP-R\_CBRA).

A seconda della tipologia del fondale marino e del metodo di posa utilizzato, ciascuna trincea avrà una larghezza compresa tra 1 m e 5 m con un'area di disturbo del fondale associata di 15 m – 20 m di larghezza. Tali misure tengono in considerazione il metodo di installazione tramite *plough*, lo scenario più invasivo, il quale crea generalmente trincee più larghe rispetto a quelle create tramite *jetting*.

La soluzione del *jetting* sarà la tipologia di esecuzione favorita per la totalità delle tratte poiché la componente di sedimento maggiormente rappresentata entro l'area di progetto è il silt, se non per l'eccezione dell'area costiera prossima al punto di approdo dell'elettrodotto lungo la quale si osserva una successione da costa verso il largo di sabbia, sabbia siltosa, sabbia e silt e silt sabbioso. Quest'ultimo è presente anche nella porzione nord-occidentale del “Parco Romagna 2” in corrispondenza dei depositi di sabbie relitte.

I risultati derivanti dalla campagna geofisica/geomorfologica effettuata e dalle indagini sui sedimenti effettuati nell'area progettuale, avvalorano il fatto che il metodo ritenuto più adatto nella fase di interrimento del terreno è senza alcun dubbio il *jetting*, per il quale sono previste trincee di larghezza approssimativa di 1.5 m – 2.5 m.

L'appaltatore dell'installazione dei cavidotti marini intraprenderà lo sviluppo dettagliato finale del percorso del corridoio di installazione. L'ottimizzazione dei corridoi definitivi di passaggio dei cavi marini è stata progettata sulla base dei seguenti fattori: considerazioni ambientali; condizioni del fondale marino; potenziale di interazione con altri utenti marini, come le attività di pesca e navigazione; protezione dei cavi offshore. Per maggiori dettagli si può visionare il documento AGNROM\_EP-R\_REL-CAVI-MARE “Relazione tecnica dei cavi elettrici marini” e il documento AGNROM\_EP-R\_CBRA “Valutazione dei rischi e definizione del sotterramento degli elettrodotti marini”.

### 6.1.1 *Sviluppi progettuali da Progetto Preliminare a Progetto Definitivo*

Il tratto di mare antistante la costa romagnola risulta altamente antropizzato. Si riscontra prima di tutto un numero elevato di infrastrutture per l'estrazione di idrocarburi, sebbene il trend produttivo sia in netto calo, passando da circa 13 miliardi di metri cubi di gas prodotti nel 1993 a circa 4 miliardi nel 2013, con ulteriori diminuzioni di produzione durante le attività estrattive degli ultimi anni.

Prendendo in considerazione esclusivamente Ravenna, al largo della costa sono presenti più di 30 infrastrutture per l'estrazione di idrocarburi, quali piattaforme, strutture di supporto, terminali marini, con



la presenza di condotte di collegamento tra le stesse, oltreché numerosi metanodotti per il trasporto del gas a terra nelle due centrali di raccolta e trattamento, rispettivamente ubicate a Casalborsetti e Lido Adriano.

In fase di progettazione preliminare la società proponente si è adoperata per non interferire con le attività di estrazione di idrocarburi, posizionando gli hub energetici al di fuori delle fasce di rispetto delle attività di estrazione e ad una distanza ragguardevole dalle piattaforme, come si evince dall'estratto dell'inquadramento del progetto sulla mappa delle attività degli idrocarburi.

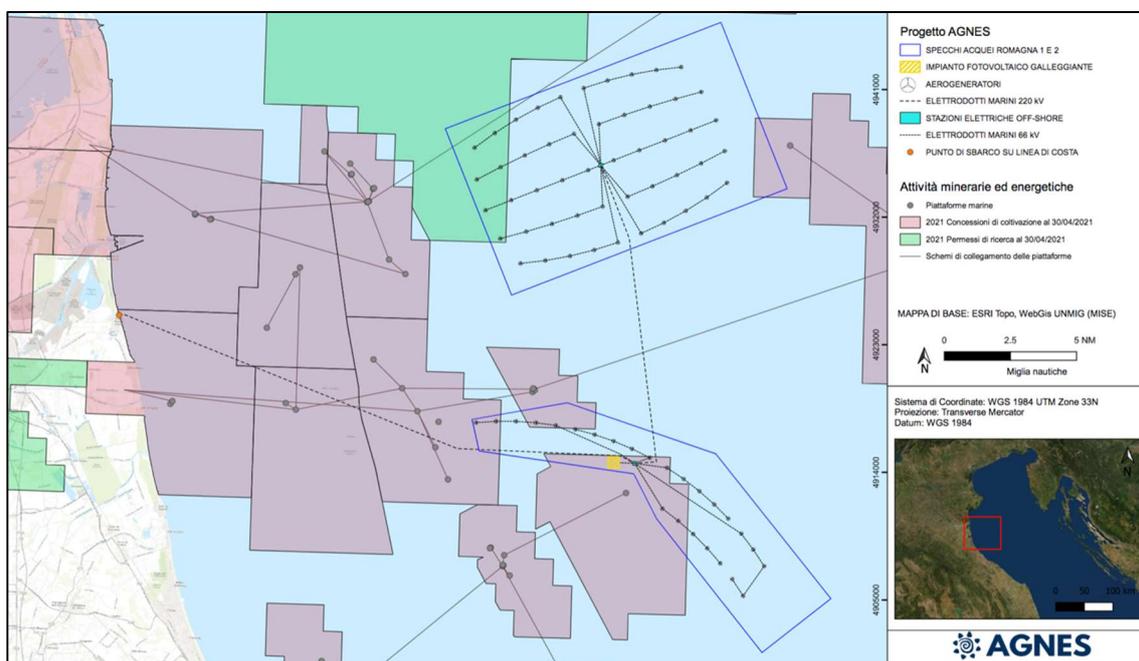


Figura 42: Planimetria riferita al Progetto Preliminare

Durante la fase di Progettazione Preliminare svolta in concomitanza dell'avvio ufficiale dell'iter di autorizzazione del Progetto, ai sensi dell'art. 12 del D.lgs 387/2003 e secondo quanto disposto dalla circolare n. 40/2012 del MIT (ora MIMS), le informazioni a disposizione riguardanti le infrastrutture dedicate all'estrazione di risorse minerarie non sono risultate complete.

In merito alle sovrapposizioni con le aree destinate alla ricerca e coltivazione degli idrocarburi, si segnala che è stata svolta, per le opere di Progetto che le competono, ma tenendo conto del Progetto nella sua interezza, una Conferenza di Servizi per la Concessione Demaniale Marittima, svoltasi ai sensi dell'art 14-bis della Legge n 241/1990, così come disposto dalla circolare N°42 del 05/01/2012 dell'allora Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (Ora MIMS); tale procedura amministrativa, la cui gestione è stata delegata dal MIMS alla Capitaneria di Porto di Ravenna, prevedeva come fase iniziale un vaglio preliminare sulla sicurezza della navigazione e sull'interferenza con le attività minerarie in ambito marittimo.



Relativamente a quest'ultima parte, l'UNMIG, a valle di incontri e accordi intercorsi con i titolari delle concessioni, ha rilasciato alla società proponente il *Nulla Osta* alla realizzazione dell'elettrodotto di collegamento, con nota protocollata n°0018396 del 13/06/2022.

Come detto sopra, pur essendo relativa al solo corridoio di elettrodotti di trasmissione export (perché unico elemento di progetto ricadente nel demanio marittimo), la procedura non poteva prescindere dall'esame dell'opera nel suo insieme, il che comprendeva l'aspetto di sovrapposizione dell'impianto con le aree citate.

Nelle successive fasi progettuali, le interferenze con le infrastrutture esistenti sono state analizzate più approfonditamente, fino a giungere allo stato di fatto rappresentato nella Figura 43.

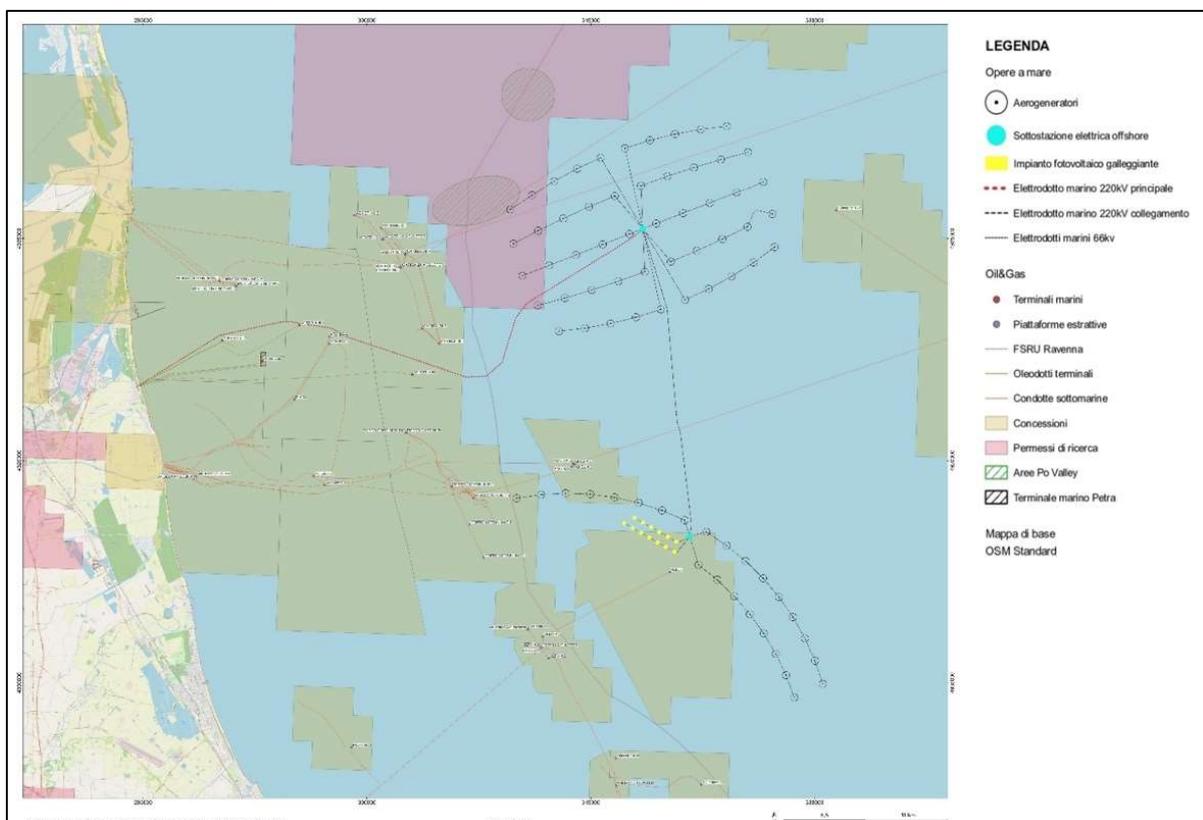


Figura 43: Estratto di inquadramento delle opere a mare su planimetria infrastrutture Oil & Gas esistenti

Per quel che riguarda le intersezioni degli elettrodotti a servizio degli impianti di generazione con condotte O&G esistenti, la modifica progettuale del corridoio di cavi export ha minimizzato ulteriormente il numero di interferenze, diminuendo quindi gli impatti cumulativi tra il progetto ex-novo di Agnes Romagna e le infrastrutture offshore esistenti.



Il nuovo tragitto dei cavidotti export di trasmissione energia a terra è passato dalla presenza di più di 10 interferenze all'annullamento totale della necessità di *crossings*, a valle di ottimizzazioni progettuali.

Per quanto riguarda le interferenze della rete di collegamento progettuale con le condotte sottomarine esistenti, le intersezioni sono state quindi ridotte a 4, non ottimizzabili poiché interferenze inevitabili:

- tra il fascio di elettrodotti di collegamento tra Romagna 1 e Romagna 2, composto da n. 2 cavi elettrici, e il fascio di condotte gas-glicole-acqua "AMELIA B-TEA"
- Tra n. 2 cavi elettrici da 66 kV all'interno di Romagna 2 e la condotta gas "GARIBALDI K-IVANA A"

Queste intersezioni, denominate "crossing", sono risolte e messe in sicurezza tramite specifiche misure di protezione, per maggiori dettagli in merito si rimanda alle tavole tecniche rappresentanti i tipici dei *crossings* AGNROM\_EP-D\_DIS-IAC-CROSSING e AGNROM\_EP-D\_DIS-EC-CROSSING rispettivamente con i cavidotti elettrici di interconnessione nel parco eolico Romagna 2 e con i cavidotti elettrici di collegamento tra le due sottostazioni elettriche di conversione.

Infine, in Figura 44 risulta evidente che gli elettrodotti principali da 220 kV, nel loro percorso verso terra, intersecano due aree di precauzione interdette al traffico navale, ovvero le aree di sicurezza di 500m di raggio dai terminali marini; si tratta dei terminali "Agip Petroli 1" (T1), e "Agip Petroli 3" (T3).

In primo luogo, si fa presente che questa interdizione è una misura di sicurezza relativa al transito delle imbarcazioni in superficie, non alla posa di condotte o cavi interrati; in secondo luogo, si segnala che il Terminale T3 è stato affondato e ne rimane solamente una parte sommersa delle fondazioni, mentre il Terminale T1 è attualmente in fase di dismissione.

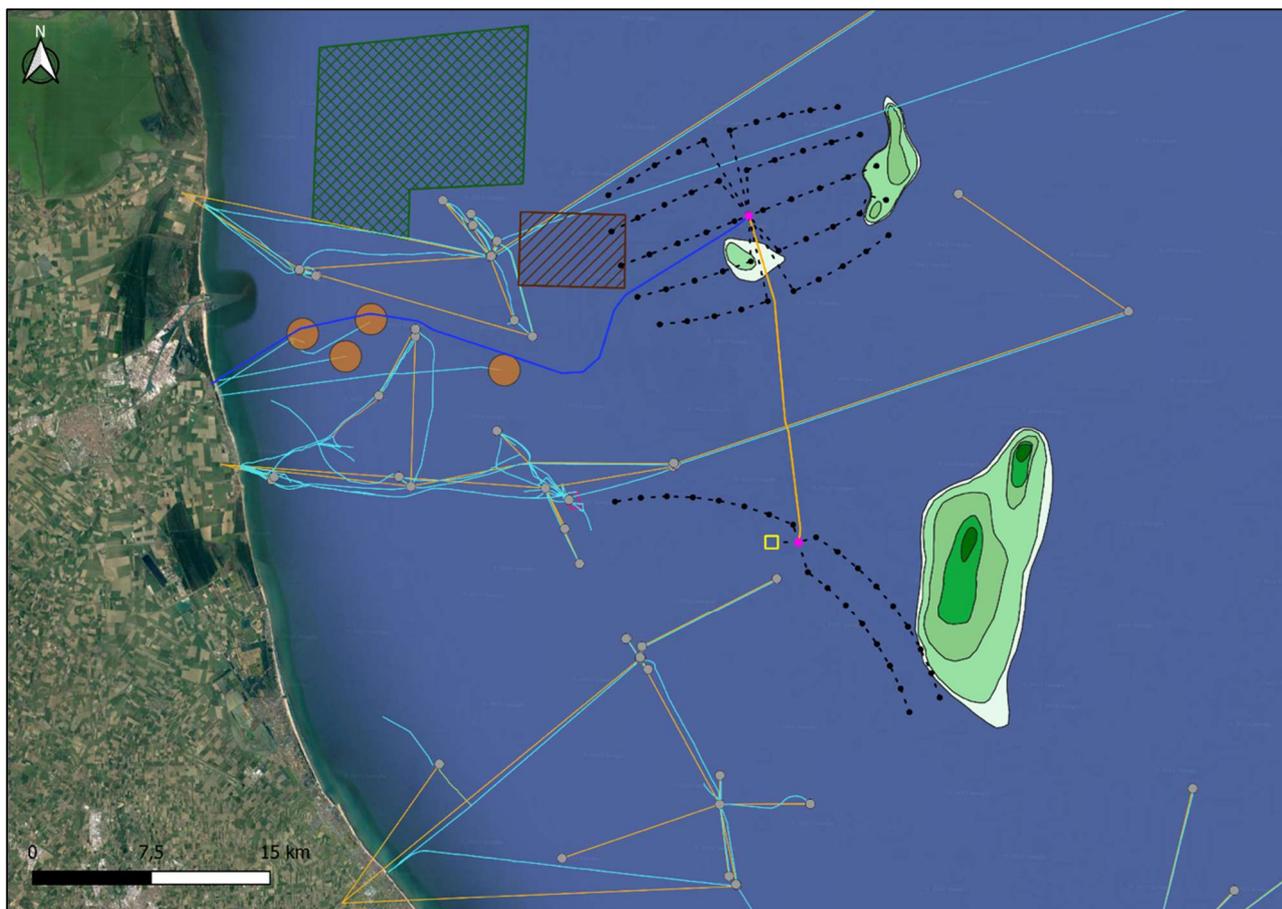


Figura 44: Mappa degli oggetti di rilievo presenti nell'area marittima di interesse per il progetto in esame

In generale, comunque, gli elettrodotti saranno posati a distanza di sicurezza dai terminali, e per le imbarcazioni posacavi, se ancora necessario, le modalità e le tempistiche di avvicinamento alle strutture durante le operazioni di installazione degli elettrodotti saranno in accordo con la Capitaneria di Porto di Ravenna.

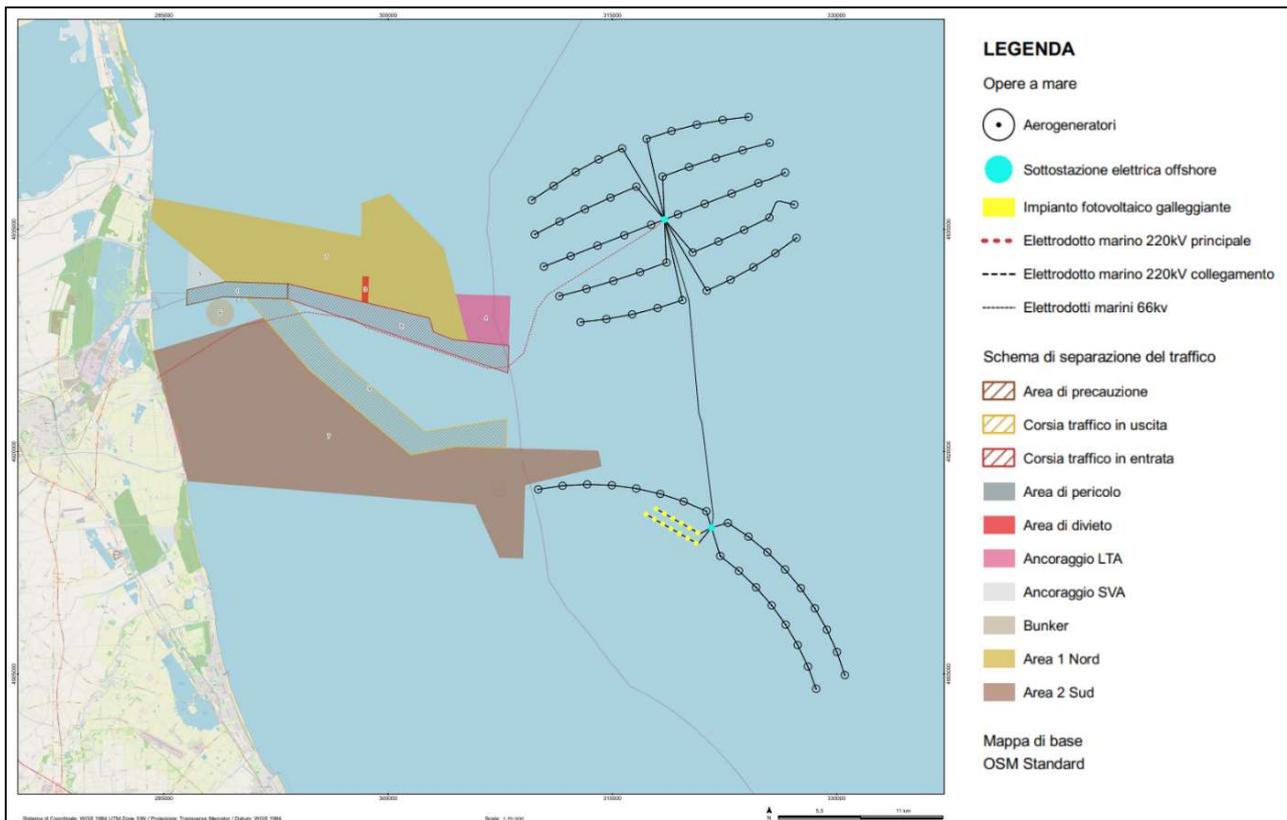


Figura 45: Sovrapposizione di Agnes Romagna 1&2 al nuovo TSS della Capitaneria di Porto di Ravenna. Fonte: Elaborazione Gis su layer desunti dalla carta nautica del nuovo TSS di Ravenna

Il nuovo percorso del corridoio di cavidotti export minimizza le interferenze anche con il nuovo TSS (schema di separazione del traffico), istituito dalla Capitaneria di Porto di Ravenna con ordinanza n. 32/2022 ed è entrato in vigore il 7 settembre 2022. Lo stralcio del nuovo TSS mostrato in *Figura*, con la sovrapposizione degli elementi del Progetto, indica le nuove aree introdotte dal TSS con principalmente tre novità rispetto al TSS superato:

- L'entrata e uscita al porto suddivise in due diverse corsie, separate da un'"area da evitare";
- La creazione di una zona di ancoraggio a lungo termine (LTA) a est del parco Romagna 2;
- La creazione di un *anchorage grid*, a est della zona LTA.

Il nuovo TSS comprende diversi elementi, alcuni dei quali si protendono a largo fino anche oltre le 12 miglia nautiche; tra queste vi sono le due corsie di entrata e uscita dal porto, che secondo l'Art. 8 Comma 1 dell'ordinanza non possono essere attraversate dalle navi non obbligate al loro utilizzo; e la zona di ancoraggio LTA ("Long Term Anchorage"), all'interno della quale secondo l'Art. 8 Comma 4 dell'ordinanza è vietata la pesca marittima e "ogni altra attività connessa agli usi pubblici del mare non espressamente autorizzata dalla Capitaneria di Porto di Ravenna".



Per quanto riguarda il corridoio di cavidotti export principale di collegamento a terra, la Proponente ha avuto cura di evitare, nella progettazione definitiva del tracciato, le aree destinate all'ancoraggio in rada a breve e lungo termine indicate in grigio chiaro e rosa in legenda, nonché la corsia di ingresso al porto, la quale è stata solamente costeggiata dal tracciato; lo stesso non si può dire della corsia d'uscita, che non è stato possibile evitare. Quest'ultima infatti è attraversata dal tracciato per un breve tratto; il *crossing* di questo canale ad opera degli elettrodotti è stato progettato con una configurazione quasi perpendicolare, al fine di minimizzare la lunghezza dell'attraversamento, inoltre si è scelto di far passare gli elettrodotti a una distanza dall'ingresso del porto sufficiente, almeno a una prima analisi, per non essere raggiunto dalle periodiche operazioni ipotizzabili nell'ambito della manutenzione e dragaggio del canale di transito delle imbarcazioni. L'area in marrone attraversata dalla parte terminale dell'elettrodotto, indicata in legenda come "Area 2 sud" è invece un'area interdetta alla pesca a strascico per la fitta presenza di condotte sottomarine; quindi, di fatto non consiste in una restrizione o un pericolo per il cavo.

Per ulteriori approfondimenti sulle ottimizzazioni progettuali e sulle analisi del percorso cavidotti marini, si rimanda al documento AGNROM\_EP-R\_CBRA "Valutazione dei rischi e definizione del sotterramento degli elettrodotti marini" nel quale viene presentato il *risk assessment* del percorso scelto e delle relative profondità di sepoltura dei cavi in conformità con i rischi presenti lungo i corridoi.

### 6.1.2 Cavi di interconnessione aerogeneratori da 66 kV

I cavi inter-array collegano gli aerogeneratori in serie convogliando l'energia prodotta verso le sottostazioni di conversione elettrica offshore.

I cavi marini utilizzati per il collegamento inter-array hanno una composizione che presenta generalmente elementi comuni.

In primis la presenza di un conduttore interno che può essere rame o alluminio avvolto da uno strato che svolge la funzione di protezione del conduttore. Altro elemento fondamentale che costituisce parte del cavo è lo strato isolante che sarà realizzato con un polimero. Anche in questo caso il polimero può essere XLPE, EPR o LDPE.

Il layout del Parco Eolico Romagna 1 è costituito da due linee curve parallele: la più lunga, formata da 17 aerogeneratori, si estende per 12 miglia nautiche in direzione Sud-Est a partire dalla turbina più vicina a terra, collocata a 12 miglia dalla costa; la seconda, più corta, inizia da circa 18 miglia nautiche e si estende in direzione Sud-Est per 5 miglia nautiche, ospitando 8 aerogeneratori. L'impianto fotovoltaico è localizzato 1 km a ovest della stazione di trasformazione, a cui sono collegati gli impianti energetici, localizzata tra la nona e la decima turbina.



Per quanto riguarda lo specchio acqueo di Romagna 1 richiesto in concessione, esso è costituito da un poligono di 8 vertici. L'area risulta maggiore rispetto allo spazio effettivamente occupato dalle opere per lasciar spazio ad eventuali modifiche di layout in sede di progettazione esecutiva.

I cavi da 66 kV collegano gli aerogeneratori che hanno una disposizione radiale, unendo rispettivamente tre raggi da 8, 8 e 9 aerogeneratori in serie fino ad arrivare alla sottostazione offshore OSS 1.

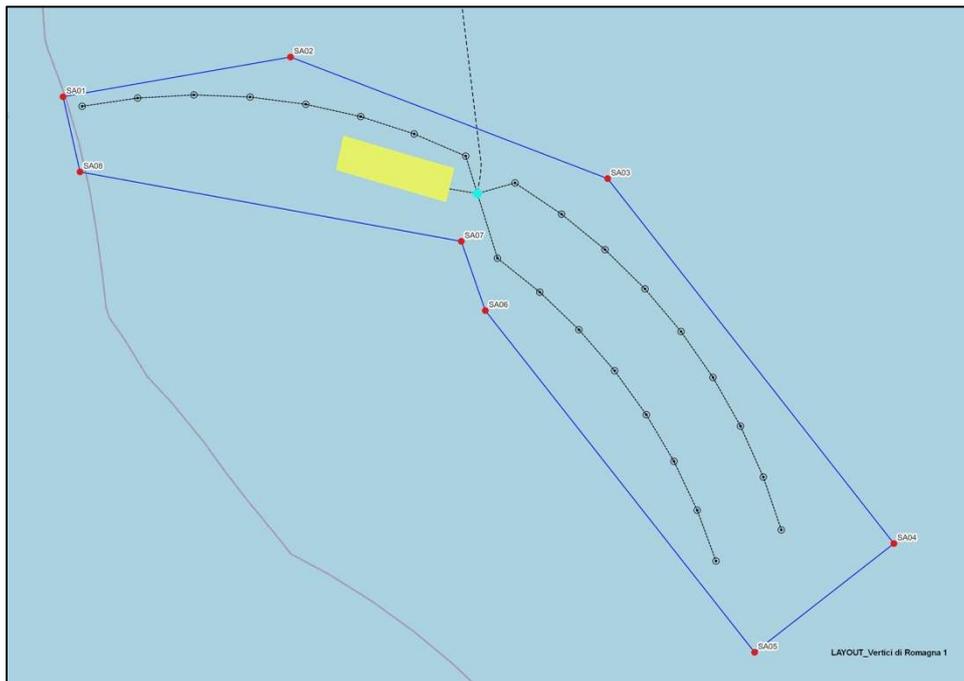


Figura 46: Posizionamento dello specchio acqueo di Romagna 1

La dimensione di sezione trasversale del cavo che si predilige utilizzare è di  $240\text{mm}^2$  dal primo (partendo dall'esterno) al sesto aerogeneratore, passando poi ad una dimensione di sezione trasversale di  $630\text{mm}^2$  per le ultime turbine, fino ad arrivare alla sottostazione.

La scelta della dimensione della sezione trasversale è stata guidata dallo studio dei parametri quali ad esempio la resistività termica del fondale nell'area di installazione, la profondità alla quale saranno interrati i cavi e la variazione della temperatura dell'acqua.

La lunghezza totale prevista dei cavi inter-array in Romagna 1 sarà di 41 km, divisi rispettivamente in 31.2 km di cavi da  $240\text{mm}^2$  e 9.8 km da  $630\text{mm}^2$ .

Di seguito si riportano in tabella i dati di dimensionamento per Romagna 1.



Tabella 17: Dati cavi Inter-Array per Romagna 1

ROMAGNA 1	N° WTG	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8	WTG 9	Total length 240 (CS)	Total length 630 (CS)
R1_1a	P (MWp)	8MW	16MW	24MW	32MW	40MW	48MW	56MW	64MW			
	V (kV)	66	66	66	66	66	66	66	66			
	I (A)	71,5	143,0	214,5	286	357,5	429	500,5	572			
	CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	240	630	630			
	L (m)	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1260		10500	3010
R1_2a	P (MWp)	8MW	16MW	24MW	32MW	40MW	48MW	56MW	64MW	72MW		
	V (kV)	66	66	66	66	66	66	66	66	66		
	I (A)	71,5	143,0	214,5	286	357,5	429	500,5	572	643,5		
	CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	240	630	630	630		
	L (m)	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1250	10500	3000
R1_3a	P (MWp)	8MW	16MW	24MW	32MW	40MW	48MW	56MW	64MW			
	V (kV)	66	66	66	66	66	66	66	66			
	I (A)	71,5	143,0	214,5	286	357,5	429	500,5	572			
	CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	240	630	630			
	L (m)	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	2100		10200	3800

Nel parco eolico Romagna 2 invece, lo schema dei cavi elettrici inter-array assume una disposizione simmetrica rispetto alla sottostazione, con 10 connessioni radiali in cui ogni cavo conterà 5 aerogeneratori in serie. Anche in questo caso i cavi saranno da 66 kV con sezione trasversale di 240mm<sup>2</sup>.

I cavi inter-array da 66 kV di Romagna 2 si estenderanno per una lunghezza prevista di 115 km e saranno interrati preferibilmente ad una profondità di 1 metro.

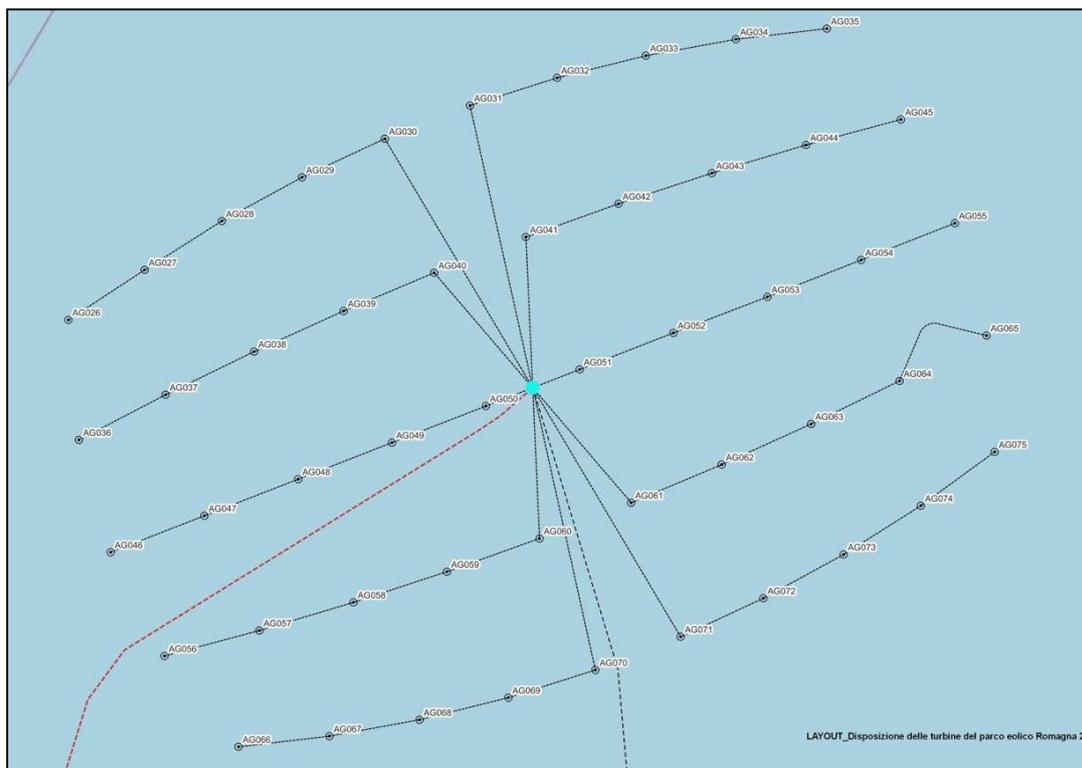


Figura 47: Posizionamento dello specchio acqueo di Romagna 2

Il tratto di mare nel quale sono localizzate le opere di Romagna 2 si estende da 13.6 miglia marine dalla linea di costa che va da Casalborsetti a Marina di Ravenna fino a circa 23 miglia marine. La profondità del fondale oscilla da 29 a 40 metri. Il layout di questo parco eolico è “a cluster”; disposto su cinque file, ognuna contenente dieci aerogeneratori, e in posizione centrale è collocata la stazione elettrica di trasformazione verso la quale convergono tutti gli elettrodotti da 66 kV con sezione trasversale di 240mm<sup>2</sup>. Tale layout è stato progettato per consentire un’adeguata inter-distanza tra il centro del rotore di ogni aerogeneratore, che eccede sempre i sette diametri.

Il perimetro di Romagna 2 è un poligono di 4 vertici, e anche in questo caso, l’area richiesta in concessione è preliminarmente più grande dello spazio effettivamente occupato dalle opere per permettere eventuali aggiustamenti al layout in fase di progettazione esecutiva, a valle della campagna geotecnica prevista per il Q3 2023.



## Relazione elettrica generale

AGNR0M\_EP-R\_REL-ELETRICA

Tabella 18: Dati cavi Inter-Array per Romagna 2

ROMAGNA 2	N° WTG	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	Total length 240 (CS)
R2_1b	P (MWp)	8MW	16MW	24MW	32MW	40MW	
	V (kV)	66	66	66	66	66	
	I (A)	71,5	143,0	214,5	286	357,5	
	CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	
	L (m)	1.850	1.850	1.850	1.850	5.670	13.070
R2_2b	P (MWp)	8MW	16MW	24MW	32MW	40MW	
	V (kV)	66	66	66	66	66	
	I (A)	71,5	143,0	214,5	286	357,5	
	CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	
	L (m)	1.980	1.980	1.980	1.980	3.010	10.930
R2_3b	P (MWp)	8MW	16MW	24MW	32MW	40MW	
	V (kV)	66	66	66	66	66	
	I (A)	71,5	143,0	214,5	286	357,5	
	CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	
	L (m)	2.030	2.030	2.030	2.030	1.070	9.190
R2_4b	P (MWp)	8MW	16MW	24MW	32MW	40MW	
	V (kV)	66	66	66	66	66	
	I (A)	71,5	143,0	214,5	286	357,5	
	CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	
	L (m)	1.980	1.980	1.980	1.980	3.010	10.930
R2_5b	P (MWp)	8MW	16MW	24MW	32MW	40MW	
	V (kV)	66	66	66	66	66	
	I (A)	71,5	143,0	214,5	286	357,5	
	CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	
	L (m)	1.850	1.850	1.850	1.850	5.670	13.070
R2_6b	P (MWp)	8MW	16MW	24MW	32MW	40MW	
	V (kV)	66	66	66	66	66	
	I (A)	71,5	143,0	214,5	286	357,5	
	CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	
	L (m)	1.850	1.850	1.850	1.850	5.670	13.070
R2_7b	P (MWp)	8MW	16MW	24MW	32MW	40MW	
	V (kV)	66	66	66	66	66	
	I (A)	71,5	143,0	214,5	286	357,5	
	CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	
	L (m)	1.980	1.980	1.980	1.980	3.010	10.930
R2_8b	P (MWp)	8MW	16MW	24MW	32MW	40MW	
	V (kV)	66	66	66	66	66	
	I (A)	71,5	143,0	214,5	286	357,5	
	CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	
	L (m)	2.030	2.030	2.030	2.030	1.070	9.190
R2_9b	P (MWp)	8MW	16MW	24MW	32MW	40MW	
	V (kV)	66	66	66	66	66	
	I (A)	71,5	143,0	214,5	286	357,5	
	CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	
	L (m)	2.480	1.980	1.980	1.980	3.010	11.430
R2_10b	P (MWp)	8MW	16MW	24MW	32MW	40MW	
	V (kV)	66	66	66	66	66	
	I (A)	71,5	143,0	214,5	286	357,5	
	CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	
	L (m)	1.850	1.850	1.850	1.850	5.670	13.070



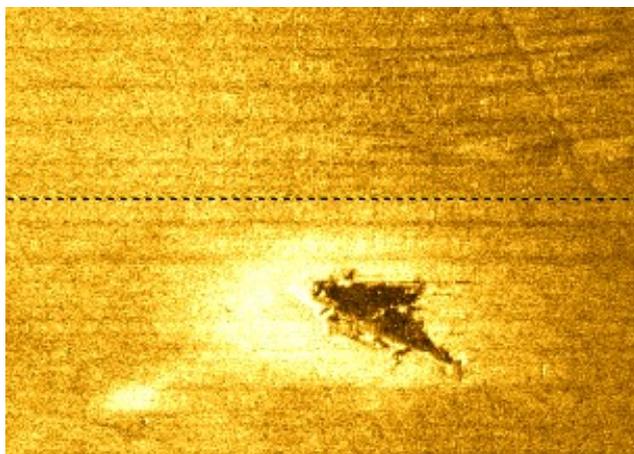
Il percorso seguito dai cavi è stato selezionato in seguito all'esecuzione di analisi di layout, nelle quali è stata presa in considerazione anche la presenza di depositi di sabbie relitte.

Da sottolineare che per due delle connessioni radiali di Romagna 2 tra quelle poste a EST della sottostazione (la terza e la quarta da Nord) siano state apportate delle modifiche rispetto al layout simmetrico. La modifica più impattante risiede nella quarta linea da Nord ed è una conseguenza derivante dall'impatto con un'area di sabbie relitte che potranno essere utilizzate in futuro per il ripascimento delle sabbie.

Nell'area di interesse è stata rilevata una zona nella quale la componente superficiale sabbiosa arriva ad un range di 50-100 cm, rendendo quindi idonea una eventuale attività di prelievo dei depositi sabbiosi.

La modifica meno evidente è riferita alla terza linea e costituisce lo spostamento del cavidotto di interconnessione di circa 100 metri, con lo scopo di evitare il target T35 rilevato durante la campagna di *Side Scan Sonar* affiorante dal tetto topografico del fondale marino e potenzialmente identificabile come relitto.

Il target è stato sottoposto ad ispezioni ROV che hanno confermato l'ipotesi di relitto di imbarcazione ed hanno causato la modifica progettuale del corridoio dell'elettrodotta per poter mantenere una distanza di almeno 50 metri dal relitto rilevato.



*Figura 48: Immagine da SSS del relitto con localizzazione (325588,14E; 4938453,34N) in coordinate WGS 84 UTM/UPS 33 N in riferimento al percorso elettrodotta prima della modifica*

I corridoi export sono previsti con due cavi da 220 kV installati con una separazione di 40 metri circa tra ogni linea, all'interno del corridoio di installazione. Ogni cavo, sarà interrato a una profondità minima di 1.0 m, massima di 2.0 m (fare riferimento al documento AGNROM\_EP-R\_CBRA).

Per i cavi 66 kV inter-array è prevista una sola linea all'interno del corridoio di installazione. Ogni cavo, sarà interrato a una profondità minima di 1.0 m (fare riferimento al documento AGNROM\_EP-R\_CBRA).



A seconda della tipologia del fondale marino e del metodo di posa utilizzato, ciascuna trincea avrà una larghezza compresa tra 1 m e 5 m con un'area di disturbo del fondale associata di 15 m – 20 m di larghezza. Tali misure tengono in considerazione il metodo di installazione tramite plough, lo scenario più invasivo, il quale, crea generalmente trincee più larghe rispetto a quelle create tramite jetting.

Nella figura seguente si riporta un esempio di sezione trasversale di un cavo con conduttore in rame. Allegate anche le tabelle con i parametri per entrambi i cavi, con sezione trasversale da 240mm<sup>2</sup> e sezione trasversale da 630mm<sup>2</sup>.

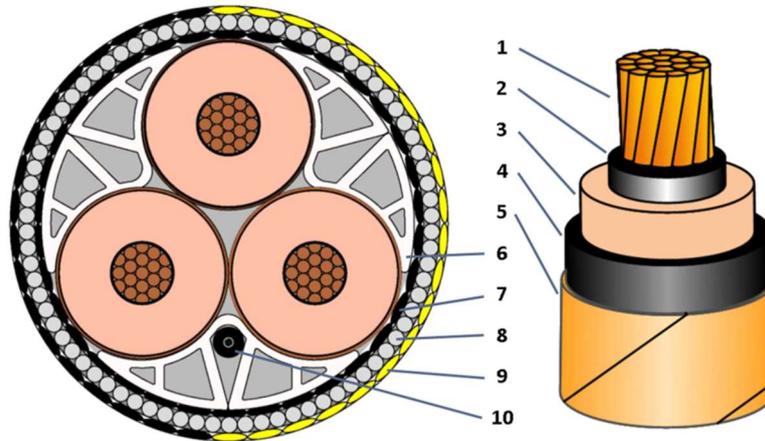


Figura 49: Sezione trasversale cavo 66kV

Tabella 19: Design cavo inter-array 66kV

1	Conduttore – Rame. Resistenza del conduttore conforme alla norma IEC 60228
2	Schermo conduttore
3	Isolamento – EPR
4	Schermo isolamento - Nastro semiconduttore impermeabile
5	Schermo metallico
6	Riempitivo
7	Letto armatura – PP
8	Armatura – Filo in acciaio zincato con bitume
9	Armatura esterna - PP
10	Fibra ottica



Tabella 20: Descrizione caratteristiche cavo inter-array 66 kV

Area sezione trasversale conduttore [mm <sup>2</sup> ]	Diametro conduttore [mm]	Spessore schermo conduttore [mm]	Spessore nominale isolamento [mm]	Spessore indicativo schermo isolamento [mm]	Diametro centrale indicativo [mm]	Diametro del filo di armatura [mm]	Diametro esterno [mm]
3 x 240	19.2	1.2	12	1.3	49	5.0	126 ± 6%
3 x 630	30.4	1.2	11	1.3	58	5.0	147 ± 6%

Tabella 21: Parametri di prestazione meccanica del cavo 66kV

Area sezione trasversale conduttore [mm <sup>2</sup> ]	MBR (Minimum Bending Radius) [m]		Tensione di trazione rettilinea [kN]		Peso, approx. [kg/m]	
	Cavo sottomarino		-	a MBR	In aria	In acqua
	Installazione (con carico)	In opera (no carico)				
3 x 240	1.9	1.3	85	76	26 ± 1	16 ± 1
3 x 630	2.2	1.5	222	88	44 ± 1	30 ± 1

Tabella 22: Parametri di prestazione elettrica del cavo 66kV

Area sezione trasversale conduttore [mm <sup>2</sup> ]	Resistenza conduttore CC 20°C [Ω/km]	Capacitanza nominale per fase [μF/km]	Induttanza per fase [mH/km]
3 x 240	0.0745	0.201	0.382
3 x 630	0.0283	0.292	0.322

Rispetto allo standard datato 33 kV impiegato durante la prima generazione di parchi eolici offshore, il cavo di interconnessione 66 kV permette di incrementare la portata elettrica di una singola stringa, aumentando quindi il numero di aerogeneratori connessi su una singola linea ottimizzando quindi la lunghezza complessiva dei cavi e diminuendo le connessioni elettriche sulle sottostazioni di conversione elettriche offshore, rendendo più affidabile e meno complessa l'impiantistica.

Tale soluzione da 66 kV interconnessi in serie, presuppone quindi un minor impatto ambientale poiché la lunghezza dei cavi viene ottimizzata così come il sistema di per sé che si semplifica, in confronto a soluzioni con 33 kV o interconnessioni non radiali ma con formazioni ad "anello" o ibride.



Il metodo di installazione previsto include l'utilizzo di un dispositivo ROV che tramite l'espulsione di un getto di acqua pressurizzata realizza una traccia nella sabbia, all'interno della quale sarà poi posizionato il cavo ed interrato.

Per il tipo di sedimento presente nell'area che attraverseranno i cavi, allo stato di progettazione attuale, l'esecuzione di opere di protezione post installazione è prevista nelle sezioni in cui il cavo incontrerà altre opere sottomarine (come, ad esempio, le condotte per il trasporto di idrocarburi). Non si esclude tuttavia la possibile necessità di eseguire opere di protezione per i cavi, quali ad esempio il posizionamento di massi naturali.

### 6.1.3 Cavi dinamici di interconnessione impianto fotovoltaico da 66 kV

#### 6.1.3.1 Cavi dinamici impianto fotovoltaico galleggiante

I cavi dinamici collegano le strutture esagonali in serie e convogliano l'energia prodotta verso le sottostazioni di conversione elettrica offshore. Per l'alternativa tecnologica a struttura rigida sopraelevata, la configurazione prevede due linee separate connesse alla sottostazione di Romagna 1 le quali collegano 6 strutture esagonali nella prima linea e 7 strutture nella seconda. Per l'alternativa tecnologica a membrana, invece, la configurazione prevede due linee indipendenti connesse alla sottostazione di Romagna 1, le quali collegano 7 cluster nella prima linea e 8 nella seconda.



Figura 50: Stratigrafia Cavo dinamico

Il cavo dinamico è composto da più strati, che garantiscono un'elevata resistenza meccanica e termica, oltre ad un buon isolamento; gli strati presenti e i relativi materiali sono mostrati nella seguente tabella.



Tabella 23: Composizione cavi dinamici

	STRATO	MATERIALE
3 x Cavo 66 kV	Conduttore	Rame
	Nastro idrorepellente	Nastro semiconduttore
	Primo schermo	Composto semiconduttore
	Isolamento Principale	TR-XLPE
	Schermo isolamento principale	Composto semiconduttore
	Nastro idrorepellente	Nastro semiconduttore
	Schermo metallico	Filo e nastro in rame
	Nastro idrorepellente	Nastro semiconduttore
	Nastro	MDPE
Cablaggio (riempimento)	PVC	
Nastro isolante	Materiale isolante	
Guaina interna	MDPE	
Armatura	GSW	
Nastro	Nylon	
Armatura	GSW	
Nastro	Nylon	
Guaina esterna	HDPE	

### 6.1.3.2 Possibili configurazioni di interconnessione dell'impianto fotovoltaico galleggiante

Per la trasmissione dell'energia dell'impianto fotovoltaico galleggiante, si dovrà effettuare un'ottimizzazione del collegamento elettrico, considerando due cavi dinamici da 66 kV che collegano in serie le strutture esagonali/cluster galleggianti su due linee. La natura dinamica dei cavi è necessaria per assecondare il movimento delle strutture galleggianti senza che si generino carichi che vanno a sostituire la funzione delle linee di ormeggio. I cavi dinamici hanno infatti più strati di armatura ad eliche contrapposte e comprendono i tre conduttori elettrici tipicamente in rame o alluminio, i rivestimenti per l'isolamento elettrico, la fibra ottica, la guaina interna ed esterna. Il design dei fasci di armatura deve garantire sia la resistenza ai carichi di installazione, sia la resistenza ai carichi dinamici in esercizio durante la vita utile della connessione elettrica. Le soluzioni in fase di analisi per la connessione delle strutture/cluster sono:

- W-shaped cable;
- Lazy-S cable.

Al fine di rendere più semplice la comprensione delle due tipologie di connessione, di seguito sono rappresentati esempi delle possibili configurazioni di connessione tra le strutture/cluster.

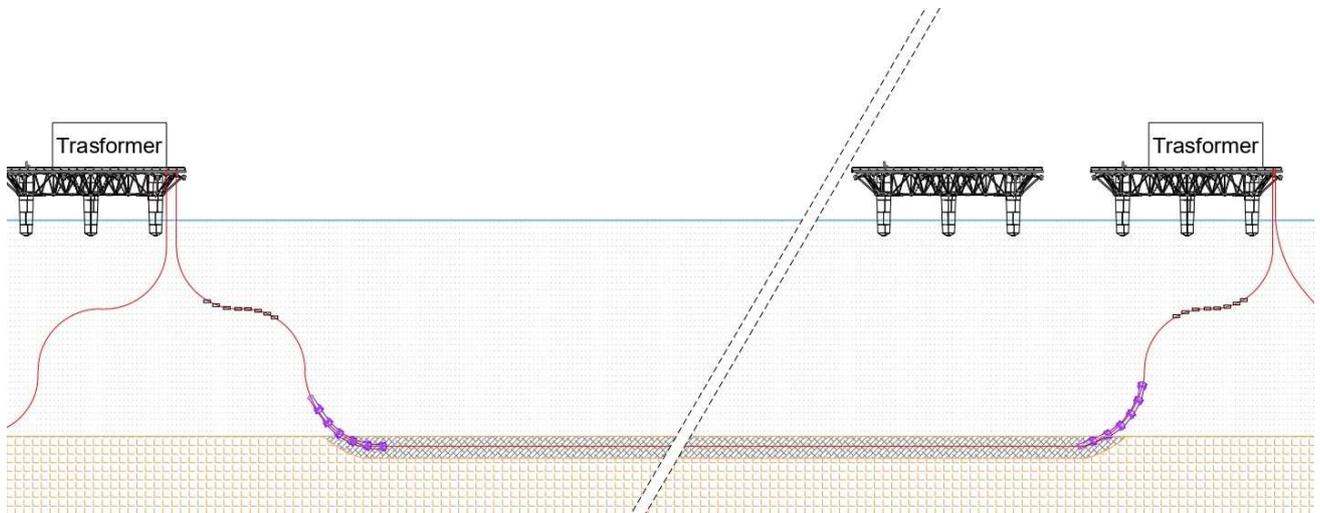


Figura 51: Collegamento Lazy-S con trincea su fondale marino

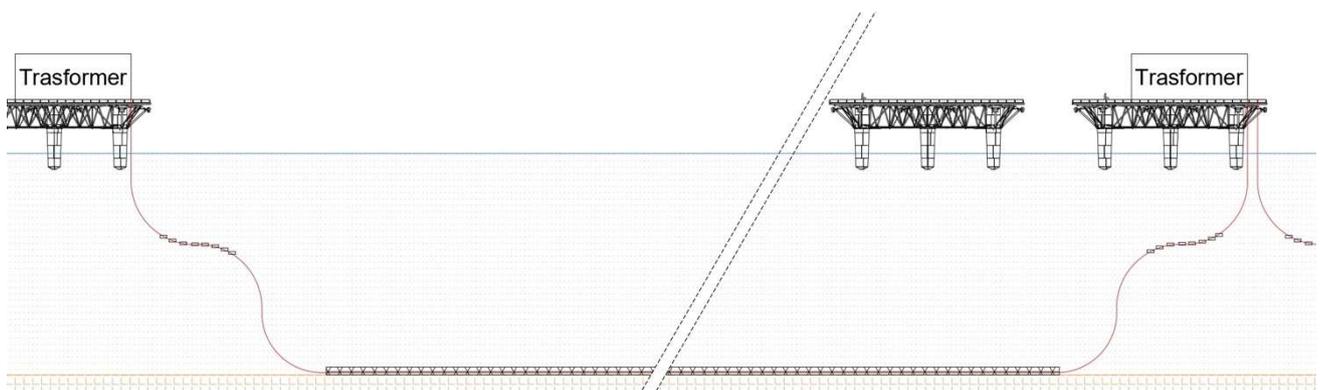


Figura 52: Collegamento Lazy S con posa su fondale con protezione mediante massi naturali

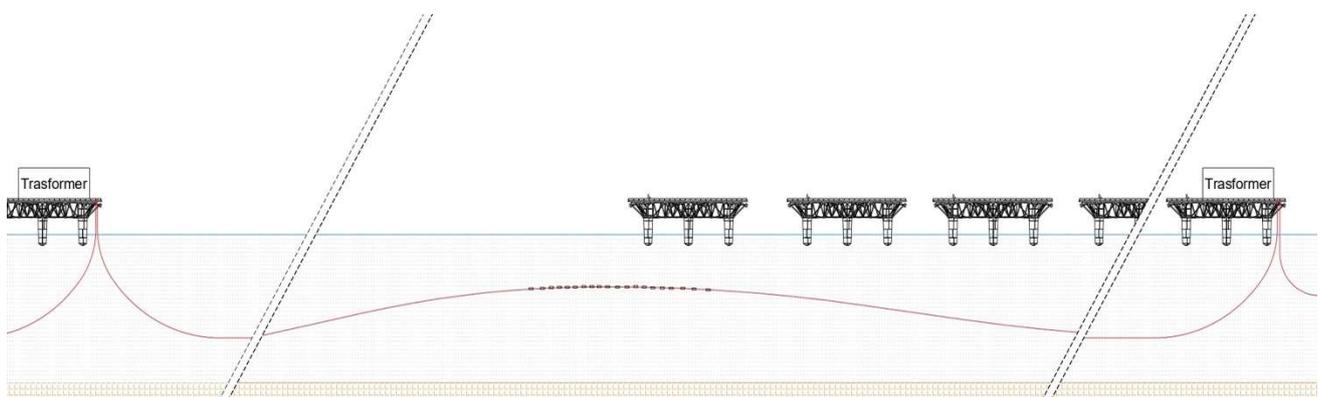


Figura 53: Collegamento W-shaped

La configurazione più economica per poter interconnettere le strutture/cluster galleggianti dell'impianto fotovoltaico flottante è tramite cavi *W-shaped*, con conformazione a W, considerando che le distanze tra le strutture/cluster sono ridotte rispetto alle inter-distanze tra gli aereogeneratori nel sito eolico.



Tale configurazione riduce le forze assiali nel cavo, traducendosi in una migliore risposta dinamica da parte del cavo. Inoltre, la lunghezza totale per assicurare la connessione si riduce, poiché non è necessario che il cavo raggiunga il fondale marino. In aggiunta, l'inter-distanza tra le strutture flottanti si riduce, non dovendo rispettare la distanza minima per ottenere due configurazioni a *lazy-S* e la posa di intermezzo in trincea

La configurazione a *lazy-W* mediante applicazione di moduli di galleggiamento compensa il movimento delle strutture flottanti evitando il tensionamento.

La configurazione *lazy-S*, tuttavia, permetterebbe di semplificare la progettazione del percorso del cavo, molto complessa a causa del gran numero di sistemi di ormeggio e ancoraggio. Un ulteriore vantaggio di questa tecnologia è rappresentato dalla sua grande diffusione nei parchi eolici flottanti, che garantisce informazioni chiare e precise da parte degli *stakeholder*. Tuttavia, come precedentemente menzionato, il limite principale di questa tipologia di connessione risiede nel maggior distanziamento tra le piattaforme e nell' aumento dei costi legato alle opere di posa sul fondale del cavo.

La soluzione adottata per il progetto è la configurazione *lazy-S*, poiché le distanze tra le strutture esagonali o, più precisamente, da una piattaforma che ospita la cabina di trasformazione a quella successiva sono di circa 650 m e questo non permetterebbe di adottare la soluzione W-shaped, in quanto gli sforzi esercitati sul cavo risulterebbero eccessivi.

Il ragionamento si estende anche per la connessione tra l'ultima struttura/cluster di ognuna delle due linee con la sottostazione di Romagna, in quanto la distanza di connessione è di circa 1-1.5 km, a seconda della linea.

#### 6.1.3.3 Dimensionamento cavi alternativa tecnologica 1

Nel dimensionamento dei cavi, si considera la lunghezza di ogni singolo tratto e la potenza trasportata dal cavo in quel tratto. Dalle informazioni ottenute dai produttori di cavi, un cavo dinamico da 66 kV, con sezione 240 mm<sup>2</sup>, può trasportare una potenza massima di circa 60 MW, mentre per un cavo con la medesima tensione, ma con sezione di 500 mm<sup>2</sup>, la potenza massima trasportabile è pari a 85 MW. Al di sopra di tale potenza si adottano cavi dinamici da 800 mm<sup>2</sup>.

Nella Tabella 24 seguente è mostrata la potenza (P), la tensione nominale del cavo (V), la sezione del cavo adottata (CS) e la lunghezza (L) per ogni tratto dell'impianto fotovoltaico galleggiante. È importante osservare come la distanza tra le strutture esagonali sia riferita alla distanza tra l'ultima piattaforma di una struttura esagonale e la prima della struttura successiva. Le distanze adottate per il dimensionamento dei cavi considerano le distanze tra le cabine di trasformazione con un aumento di 100 m legato alla configurazione *lazy-S*.

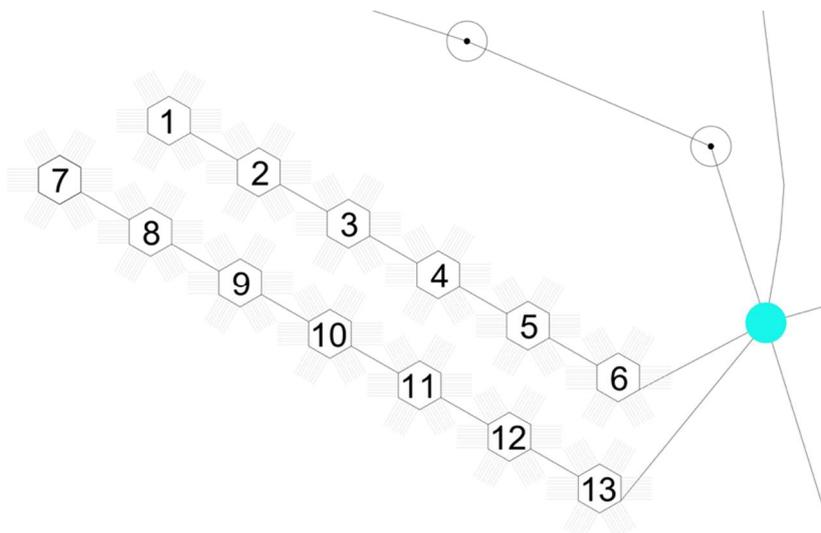


Figura 54: Numerazione strutture esagonali

Tabella 24: Dimensionamento cavi dinamici

TRATTO	OFPV1 – OFPV2	OFPV2 – OFPV3	OFPV3 – OFPV4	OFPV4 – OFPV5	OFPV5 – OFPV6	OFPV6 – SSR1	
P (MW <sub>p</sub> )	7.7 MW	15.4 MW	23.1 MW	30.8 MW	38.5 MW	46.2 MW	
V (kV)	66	66	66	66	66	66	
CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	240	
L (m)	750	750	750	750	750	1000	
TRATTO	OFPV7 – OFPV8	OFPV8 – OFPV9	OFPV9 – OFPV10	OFPV10 – OFPV11	OFPV11 – OFPV12	OFPV12 – OFPV13	OFPV13 – SSR1
P (MW <sub>p</sub> )	7.7 MW	15.4 MW	23.1 MW	30.8 MW	38.5 MW	46.2 MW	53.9 MW
V (kV)	66	66	66	66	66	66	66
CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	240	240
L (m)	750	750	750	750	750	750	1500

Di seguito sono riportati i valori tecnici del cavo dinamico da 66 kV con sezione trasversale di 240 mm<sup>2</sup>.



Tabella 25: Caratteristiche cavo dinamico

Caratteristiche	Parametri
Diametro	155.6 mm $\pm$ 3 mm
Spessore della guaina esterna	6.0 mm
Peso in aria (kg/m)	41.6 kg/m
Peso in acqua (kg/m)	22.1 kg/m
Peso specifico	2.2 kg/m/m
Rigidità assiale	780 MN
Rigidità a flessione	13.9 kNm <sup>2</sup>
Rigidità torsionale	255 kNm <sup>2</sup>
Capacità di trazione, installazione	770 kN
Capacità di trazione, funzionamento	610 kN
Raggio di curvatura minimo	2.0 m
Raggio di curvatura massimo	2.6 m

La lunghezza totale dei cavi dinamici è di 10750 metri.

#### 6.1.3.1 Dimensionamento cavi alternativa tecnologica 2

Nel dimensionamento dei cavi, si considera la lunghezza di ogni singolo tratto e la potenza trasportata dal cavo in quel tratto. Dalle informazioni ottenute dai produttori di cavi, un cavo dinamico da 66 kV, con sezione 240 mm<sup>2</sup>, può trasportare una potenza massima di circa 60 MW, mentre per un cavo con la medesima tensione, ma con sezione di 500 mm<sup>2</sup>, la potenza massima trasportabile è pari a 85 MW. Al di sopra di tale potenza si adottano cavi dinamici da 800 mm<sup>2</sup>. In Tabella 26 è mostrata la potenza (P), la tensione nominale del cavo (V), la sezione del cavo adottata (CS) e la lunghezza (L) per ogni tratto dell'impianto fotovoltaico galleggiante. È importante osservare come la distanza tra i cluster, sia riferita alla distanza tra l'ultima piattaforma di un cluster e la prima del cluster successivo. Le distanze adottate per il dimensionamento dei cavi, considerano le distanze tra le cabine di trasformazione, con un aumento di 100 m legato alla configurazione a *lazy-S*.



Relazione elettrica generale  
 AGNR0M\_EP-R\_REL-ELETRICA

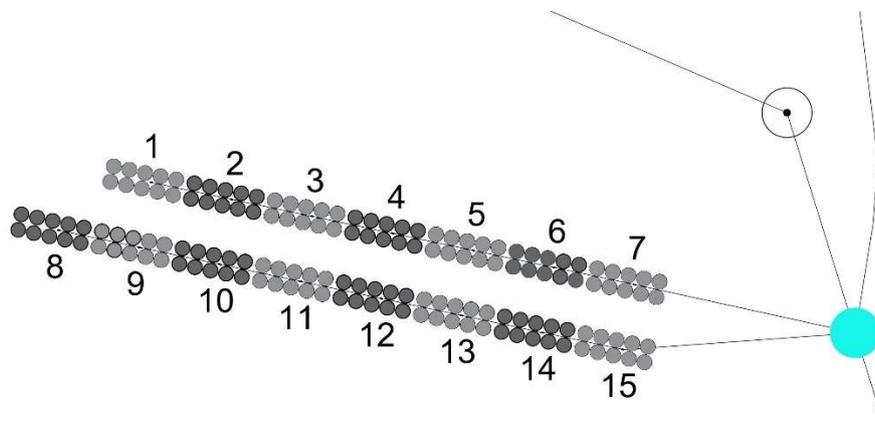


Figura 55: Numerazione cluster

Tabella 26: Dimensionamento cavi dinamici

TRATTO	OFPV1 – OFPV2	OFPV2 – OFPV3	OFPV3 – OFPV4	OFPV4 – OFPV5	OFPV5 – OFPV6	OFPV6 – OFPV7	OFPV7 – SSR1
P (MW <sub>p</sub> )	6.7 MW	13.3 MW	20 MW	26.7 MW	33.3 MW	40 MW	46.7
V (kV)	66	66	66	66	66	66	66
CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	240	24
L (m)	500	500	500	500	500	500	1200
TRATTO	OFPV8 – OFPV9	OFPV9 – OFPV10	OFPV10 – OFPV11	OFPV11 – OFPV12	OFPV12 – OFPV13	OFPV13 – OFPV134	OFPV14 – OFPV15
P (MW <sub>p</sub> )	6.7 MW	13.3 MW	20 MW	26.7 MW	33.3 MW	40 MW	46.7
V (kV)	66	66	66	66	66	66	66
CS (mm <sup>2</sup> )	240	240	240	240	240	240	240
L (m)	500	500	500	500	500	500	500
TRATTO	OFPV15 – SSR1						
P (MW <sub>p</sub> )	53.4 MW						
V (kV)	66						
CS (mm <sup>2</sup> )	240						
L (m)	1400						

Le proprietà del cavo dinamico sono le medesime. La lunghezza complessiva è di 9100 metri.



#### 6.1.4 Cavi di trasmissione export da 220 kV

Saranno installati per collegare la sottostazione dell'impianto Romagna 1 alla sottostazione dell'impianto Romagna 2 e poi a partire da quest'ultima fino al punto di arrivo alla costa, dove saranno posizionati i giunti tra i cavi di export marini e quelli terrestri.

Per chiarezza, i cavi di export saranno suddivisi in due tratti:

- Il primo tratto, denominato MEC-I, che connette la sottostazione di Romagna 1 alla sottostazione di Romagna 2, per una lunghezza totale stimata di 21.3 km. Saranno previsti 2 cavi trifase con una sezione trasversale di 500 mm<sup>2</sup>;
- Il tratto successivo, denominato MEC-P, connette la sottostazione di Romagna 2 alla costa, per una lunghezza totale stimata di 40.3 km. Saranno previsti 2 cavi trifase con una sezione trasversale di 2000 mm<sup>2</sup>. La sezione andrà comunque verificata in fase di progettazione esecutiva.

In entrambi i tratti di percorrenza saranno installati due cavi in parallelo, entrambi da 220 kV e con una distanza tra loro di 30 - 40 metri. Questo al fine di garantire continuità nella trasmissione elettrica, poiché in caso di guasto rilevato su uno dei due cavi e conseguente necessità di intervento per manutenzione o riparazione, sarà possibile continuare la trasmissione con il secondo cavo di esportazione. I cavi saranno interrati ad una profondità (DoL) da 1.0 a 2.0 m.

L'obiettivo nella scelta della disposizione è stato quello di minimizzare le sovrapposizioni tra i cavi di export del Progetto e le infrastrutture presenti nell'area, quali prevalentemente condotte per il trasporto di idrocarburi che collegano terminal e piattaforme di estrazione, di cui alcune ancora in produzione mentre altre ormai inattive.

I cavi di export diretti alla costa, in uscita dalla sottostazione di Romagna 2, sono stati dimensionati considerando non solo l'apporto energetico che sarà prodotto dall'hub Romagna 1 (300 MWp) e dal parco eolico Romagna 2 (400 MWp), ma considerando anche l'hub energetico Romagna 3. Questo ultimo rappresenta la futura espansione del progetto Agnes Romagna.

In totale quindi, i cavi di export dalla sottostazione Romagna 2 al punto di approdo potranno assicurare una trasmissione totale maggiore di 1000 MWp di potenza nominale.

Inoltre, il percorso identificato, in corrispondenza delle ultime 7 miglia nautiche, predispone il passaggio dei cavi export in una zona distante dal corridoio di uscita dal porto, al fine di attraversare il corridoio in batimetrie più elevate e dando la possibilità di evitare la sovrapposizione in questo tratto con condotte sottomarine.

Il passaggio è previsto nella parte sud del terminal marittimo Pir-Petroli, dove in futuro sarà posizionato il rigassificatore (FSRU – Floating Storage and Regassification Unit).



Il percorso selezionato per il passaggio di cavi export è frutto di un'attenta analisi di disposizione, nella quale sono stati presi in considerazione diversi elementi fondamentali come l'annullamento di interferenze con condotte sottomarine esistenti, evitare l'area di sosta navi cargo, evitare la presenza di ordigni e minimizzare la sovrapposizione con i corridoi di transito navale in ingresso e uscita dal porto.

Le posizioni del corridoio di installazione marino, largo 250 m, sono descritte per l'Export Nord e per l'Export Sud, dalla distanza misurata da ovest a est, indicata come indicatori KP (punto chilometrico) su una linea centrale indicativa del corridoio, a partire dal KP 0 all'approdo di Punta Marina e continuando fino al centro di Romagna 2. Analogamente per il corridoio di installazione marino della Connessione Romagna 1 & 2, anch'esso largo 250 m; in questo caso il KP 0 è posto al centro dello specchio acqueo Romagna 2 e sono descritte dalla distanza misurata da nord a sud.

Entrambi i tracciati sono stati progettati dopo un'analisi estensiva dei vincoli naturali e antropogenici durata circa 2 anni. Si rimanda ai seguenti documenti per informazioni specifiche:

- AGNROM\_SIA-R\_SIA-VOLUME 2: Volume 2 dello SIA contenente la caratterizzazione ambientale dell'area di Progetto, con i risultati delle survey per la geomorfologia dei fondali e le anomalie magnetiche e per i sedimenti;
- AGNEOM\_EP-R\_REL-INT-MARE: Relazione sulle principali interferenze a mare e motivazione dell'adeguatezza rispetto ad esse;
- AGNROM\_EP-R\_CBRA: Valutazione dei rischi e definizione del sotterramento degli elettrodotti marini.

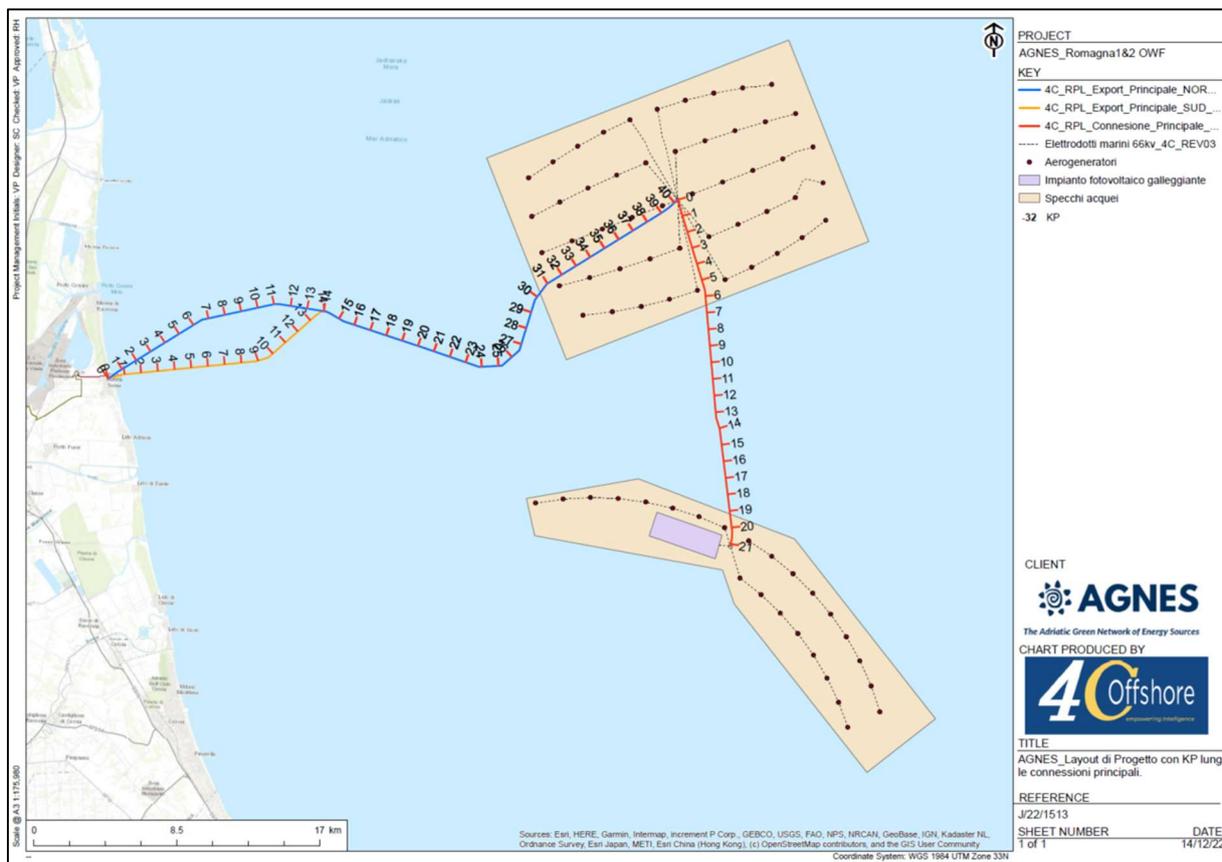


Figura 56: Planimetria delle opere a mare e KP dei cavi a 220 kV

### Export Nord e Sud

Il corridoio di installazione marino per l'Export Nord con tensione a 220 kV si estende dal punto chilometrico (KP) 0, presso l'approdo di Punta Marina (Ravenna), al KP 40.24, con circa 9.95 km di corridoio all'interno dello specchio acqueo di Romagna 2.

L'Export Sud, attualmente considerato come una soluzione alternativa all'Export Nord, si estende dal punto chilometrico (KP) 0, presso lo stesso approdo di Punta Marina (Ravenna), al KP 40.22. L'avvicinamento dell'Export Nord con quello Sud avviene attorno al KP 14.1, con gli ultimi 9.95 km che ricadono all'interno dello specchio acqueo di Romagna 2.

### Connessione Romagna 1&2

La Connessione Romagna 1 & 2 con tensione a 220 kV ha il suo punto chilometrico (KP) 0 posto al centro dello specchio acqueo Romagna 2, mentre il centro dello specchio acqueo Romagna 1 posto a sud viene raggiunto al KP 21.13. La Connessione Romagna 1 & 2 ricade all'interno dello specchio acqueo Romagna 2 fino al KP 6.55 a Nord, mentre entra all'interno dello specchio acqueo Romagna 1 dal KP 18.7 a Sud.



I cavi di export diretti alla costa, come anticipato, sono stati dimensionati considerando non solo l'apporto energetico che sarà prodotto dall' hub Romagna 1 (300 MWp) e dal parco eolico Romagna 2 (400 MWp), ma considerando anche l'hub energetico Romagna 3, futura espansione progettuale.

Inoltre, il percorso identificato, in corrispondenza delle ultime 7 miglia nautiche, predispone il passaggio dei cavi export in una zona distante dal corridoio di uscita dal porto, al fine di attraversare batimetrie più elevate e dando la possibilità di evitare la sovrapposizione in questo tratto con condotte sottomarine.

Il passaggio è previsto nella parte sud del terminal marittimo Pir-Petroli, dove in futuro sarà posizionato il rigassificatore (FSRU – Floating Storage and Regassification Unit).

Il percorso selezionato per il passaggio di cavi export è frutto di un'attenta analisi di disposizione, nella quale sono stati presi in considerazione diversi elementi fondamentali come evitare l'incrocio con condotte sottomarine, evitare l'area di sosta navi cargo ed evitare la presenza di ordigni e minimizzare la sovrapposizione con i corridoi di transito navale in ingresso e uscita dal porto.

In Figura 57 è riportato un esempio di sezione trasversale del cavo da 220kV e nelle tabelle successive i parametri di prestazione elettrica e meccanica dei cavi.

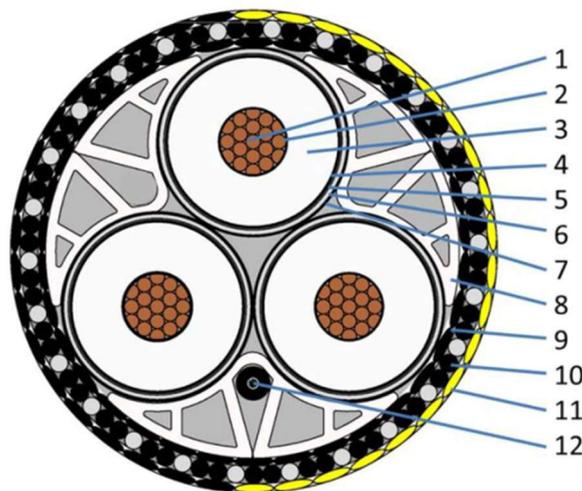


Figura 57: Sezione trasversale cavo 220 kV

Tabella 27: Design cavo 220kV

1	Conduttore – Rame
2	Schermo conduttore
3	Isolamento – XLPE
4	Schermo isolamento
5	Tenuta all'acqua



6	Guaina metallica
7	Guaina interna
8	Riempitivo
9	Letto armatura – PP
10	Armatura – strato miscelato: stainless steel + PE
11	Armatura esterna - PP
12	Fibra ottica

Tabella 28: Design cavo 220 kV da 2000 mm<sup>2</sup>

		<b>Spessore Nominale [mm]</b>	<b>Diametro Indicativo [mm]</b>
<u>1</u>	<u>Conduttore – Rame</u>	-	<u>53.4</u>
<u>2</u>	<u>Nastro tenuta acqua semi-conduttivo</u>	<u>0.3</u>	<u>54.6</u>
<u>3</u>	<u>Schermo conduttore</u>	<u>1.8</u>	<u>58.2</u>
<u>4</u>	<u>Isolamento – XLPE</u>	<u>24.0</u>	<u>106.6</u>
<u>5</u>	<u>Schermo isolamento</u>	<u>1.4</u>	<u>109.4</u>
<u>6</u>	<u>Nastro tenuta acqua semi-conduttivo</u>	<u>1.0</u>	<u>111.4</u>
<u>7</u>	<u>Guaina metallica</u>	<u>2.2</u>	<u>115.2</u>
<u>8</u>	<u>Guaina interna</u>	<u>3.0</u>	<u>121.2</u>
<u>9</u>	<u>Riempitivo</u>	-	<u>261.8</u>
<u>10</u>	<u>Raccoglitore</u>	<u>0.1*2</u>	<u>262.2</u>
<u>11</u>	<u>Letto armatura – PP</u>	<u>1.5</u>	<u>265.2</u>
<u>12</u>	<u>Armatura – strato miscelato: stainless steel + PE</u>	<u>6.0 (0.2)</u>	<u>275.2</u>
<u>13</u>	<u>Armatura esterna - PP</u>	<u>4.0</u>	<u>283.2</u>
<u>14</u>	<u>Fibra ottica</u>	-	-

Tabella 29: Dati meccanici del cavo 220 kV da 2000 mm<sup>2</sup>

<b>Dati meccanici</b>	
<u>Peso, approx. in aria [kg/m]</u>	<u>157.1</u>
<u>Peso, approx. in acqua [kg/m]</u>	<u>102.2</u>
<u>Forza massima a trazione del cavo (kN)</u>	<u>350</u>
<u>Massima tensione ammissibile @MBR (kN)</u>	<u>190</u>
<u>Raggio di curvatura minimo durante l'installazione (m)</u>	<u>4.3</u>
<u>Raggio minimo di curvatura durante lo stoccaggio (m)</u>	<u>3.5</u>

Tabella 30: Dati elettrici del cavo 220 kV da 2000 mm<sup>2</sup>

<b>Dati elettrici</b>	
<u>Frequenza nominale Hz</u>	<u>50</u>
<u>Tensione di illuminazione a impulsi (kV)</u>	<u>1050</u>
<u>Massima resistenza CA del conduttore alla temperatura di esercizio (Ω/km)</u>	<u>0.018</u>
<u>Capacità (μF/km)</u>	<u>0.236</u>



Dati elettrici	
Induttanza del conduttore (mH/km)	0.360
Reattanza del conduttore ( $\Omega$ /km)	0.113
Induttanza della guaina metallica (mH/km)	0.152
Reattanza della guaina metallica ( $\Omega$ /km)	0.049
Stress dielettrico sulla superficie interna dell'isolamento (kV/mm)	7.257
Stress dielettrico sulla superficie esterna dell'isolamento (kV/mm)	3.977
Corrente di carica per un cavo (fase) (A/km)	9.407
Corrente di corto circuito non adiabatica per conduttore 1s (kA/s)	287.3
Corrente di corto circuito non adiabatica per schermo metallico 1s (kA/s)	18.8
Corrente nominale continua sepolta nel fondale marino (stato stazionario, 15°C, 1,5 m, 0,8 K.m/W) (A)	1324.1
Perdite totali (W/m)	132.499

Tabella 31: Design cavo 220 kV con sezione da 500 mm<sup>2</sup>

		Spessore Nominale [mm]	Diametro Indicativo [mm]
1	Conduttore – Rame	-	26.3
2	Nastro tenuta acqua semi-conduttivo	0.3	27.5
3	Schermo conduttore	1.8	31.1
4	Isolamento – XLPE	27	85.5
5	Schermo isolamento	1.4	88.3
6	Nastro tenuta acqua semi-conduttivo	1.0	90.3
7	Guaina metallica	2.5	94.7
8	Guaina interna	3.0	100.7
9	Riempitivo	-	217.5
10	Raccoglitore	0.1*2	217.9
11	Letto armatura – PP	1.5	220.9
12	Armatura	6.0 (0.2)	230.9
13	Armatura esterna - PP	4.0	238.9
14	Fibra ottica	-	-

Tabella 32: Dati meccanici del cavo 220 kV da 500 mm<sup>2</sup>

Dati meccanici	
Peso, approx. in aria [kg/m]	98.4
Peso, approx. in acqua [kg/m]	59.3



Forza massima a trazione del cavo (kN)	250
Massima tensione ammissibile @MBR (kN)	130
Raggio di curvatura minimo durante l'installazione (m)	3.6
Raggio minimo di curvatura durante lo stoccaggio (m)	2.9

Tabella 33: Dati elettrici del cavo 220 kV da 500 mm<sup>2</sup>

Dati elettrici	
Frequenza nominale Hz	50
Tensione di illuminazione a impulsi (kV)	1050
Massima resistenza CA del conduttore alla temperatura di esercizio (Ω/km)	0.049
Capacità (μF/km)	0.140
Induttanza del conduttore (mH/km)	0.466
Reattanza del conduttore (Ω/km)	0.146
Induttanza della guaina metallica (mH/km)	0.156
Reattanza della guaina metallica (Ω/km)	0.050
Stress dielettrico sulla superficie interna dell'isolamento (kV/mm)	8.115
Stress dielettrico sulla superficie esterna dell'isolamento (kV/mm)	2.966
Corrente di carica per un cavo (fase) (A/km)	5.585
Corrente di corto circuito non adiabatica per conduttore 1s (kA/s)	72.2
Corrente di corto circuito non adiabatica per schermo metallico 1s (kA/s)	17.3
Corrente nominale continua sepolta nel fondale marino (stato stazionario, 15°C, 1,5 m, 0,8 K.m/W) (A)	700.4
Perdite totali (W/m)	112.578

Tabella 34: Parametri di prestazione meccanica del cavo 220kV

MBR (Minimum Bending Radius) [m]		Peso, approx. [kg/m]	
Cavo sottomarino			
Installazione (Con carico)	In opera (No carico)	In aria	In acqua
3	2.7	137	89

Tabella 35: Parametri di prestazione elettrica del cavo 220 kV

Resistenza conduttore CC 20°C [Ω/km]	Capacitanza per fase [μF/km]	Induttanza per fase [mH/km]	Corrente di carica a tensione nominale



			<b>[A/km]</b>
0,009	0,224	0,352	8,9

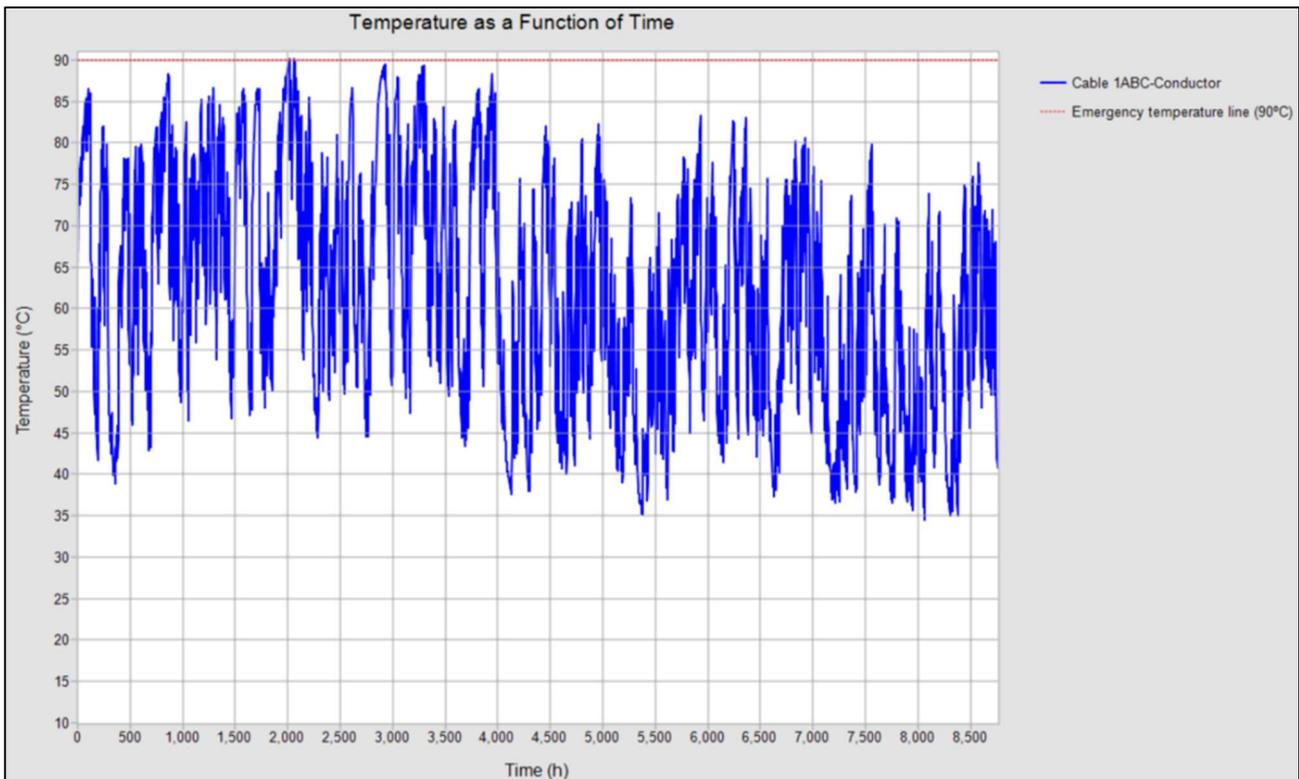


Figura 58: Curva dinamica della temperatura del conduttore (corrente dinamica massima 1443 A)

In fase di progettazione esecutiva, i dati ottenuti dalla successiva campagna geotecnica permetteranno di individuare i parametri esatti di resistività termica per poter effettuare verifiche più esaustive.

Sarà infatti necessario effettuare un calcolo di dettaglio del dimensionamento del cavo. Nel caso in cui la soluzione del cavo con sezione di 2000 mm<sup>2</sup> non dovesse soddisfare i requisiti di portata di corrente, potrà essere considerata anche la soluzione con cavo da 2500 mm<sup>2</sup>. Eventualmente potrebbe essere richiesto al Contractor di effettuare calcoli e studi di progettazione interna del sistema di cavi di esportazione per quanto riguarda la portata dei cavi e, in particolare, la portata dei cavi nella sezione di approdo dove potrebbe essere necessario un sistema di raffreddamento forzato.

Nello specifico, bisognerà verificare il calcolo ed i valori nominali dei cavi sia dinamici che statici (tenendo conto del profilo di generazione variabile - operando tra gli estremi di tensione, fattore di potenza e carico previsti) per le condizioni installate, comprese quelle del fondale marino, di approdo e le porzioni dei j-tube, le variazioni di temperatura stagionali e le diverse proprietà termiche dei terreni lungo il percorso del cavo



di esportazione, così come i calcoli delle perdite per i cavi alla tensione e alla corrente nominale, compresa la fornitura di profili di perdita per carichi variabili (comprese le perdite dielettriche e di armatura).

L'Appaltatore dovrà fornire i cavi sottomarini sia da 66kV che da 220 kV con lunghezza continua più lunga possibile, al fine di ridurre al minimo i tempi di giunzione in mare aperto.

Lungo il corridoio di collegamento tra le sottostazioni OSS1 e OSS2 è prevista la posa e l'interramento di due cavi export 220 kV da 500 mm<sup>2</sup>. Attorno al KP 13.7 è previsto però un *crossing* con una pipeline di ENI gas-glicole-acqua rispettivamente di 10"- 3"- 3", che collega la piattaforma TEA con il cluster di piattaforme AMELIA, in particolare AMELIA B. Dalle immagini SSS tale pipeline, per quanto visibile, risulta interrata a conferma dei dati SBP, dai quali risulta una profondità di interramento di circa 1.2m.

Analogamente, a nord di Romagna 2, è previsto un *crossing* della pipeline attiva INA in due punti differenti con i cavi inter-array. In questo caso l'interramento risulta visibile da dati SBP nell'intorno di 1.0m.

In corrispondenza di due punti del percorso dei cavi IAC (*Inter Array Cables*), dovranno essere infatti eseguiti due *crossings* con un gasdotto da 16" che collega le piattaforme Ivana A ed Ivana K con la piattaforma Garibaldi.

Tabella 36: Crossing visibili da immagini SBP (Ref "Report delle indagini geofisiche a mare" Appendice A dello Studio Impatto Ambientale)

Easting	Northing	Linea SPB	Crossing	Profondità di interramento (m)	Immagine
320920	4922130	16_030056	Pipeline ENI - cavo 220kV di connessione Romagna 1 & Romagna2	1.2	
316632	4938822	15_214851	Pipeline INA - cavo 66kV inter-array (Romagna 2)	1.0	



317706	4939169	15_183826	Pipeline INA - cavo 66kV inter-array (Romagna 2)	1.0	
--------	---------	-----------	--	-----	--

I tipici con dettagli completi vengono presentati negli elaborati con codice AGNROM\_EP-D\_DIS-IAC-CROSSING e AGNROM\_EP-D\_DIS-EC-CROSSING.

## 6.2 Stazioni elettriche di trasformazione offshore

Le sottostazioni elettriche di trasformazione offshore si comportano da nodo di interconnessione per gli impianti di produzione di energia, connessi tra loro in serie dal sistema di cavi marini da 66 KV che giungono ai trasformatori ubicati nelle sottostazioni, una per ciascun hub energetico:

- La sottostazione Romagna 1 (SSR1) nel polo energetico Romagna 1, raccoglie 300 MWe di potenza nominale generata da 25 aerogeneratori e dall'impianto di fotovoltaico galleggiante (OFPV);
- La sottostazione Romagna 2 (SSR2) nel polo energetico Romagna 2, raccoglie 400 MWe di potenza nominale generata da 50 aerogeneratori.

Ogni sottostazione ospiterà due trasformatori per poter elevare la tensione da 66 kV a 220 kV, le relative apparecchiature elettriche necessarie, come i reattori shunt ed i sistemi GIS, i sistemi di ventilazione delle apparecchiature e dei luoghi chiusi come unità AHU, i condensatori ed il relativo sistema HVAC, sistemi di sicurezza, sistemi di comunicazione e alloggi temporanei in condizioni di emergenza per il personale, con i relativi servizi.

L'accesso alle sottostazioni sarà possibile attraverso due sistemi di attracco per imbarcazioni di servizio, in modo da permettere al personale di raggiungere la sede di lavoro ed accedere ai locali per eseguire le attività di manutenzione.

Le sottostazioni raccoglieranno la produzione dagli impianti eolici e dall'impianto di fotovoltaico galleggiante, attraverso i cavi di interconnessione che saranno instradati dal fondo del mare al GIS da 66 kV tramite *J-tubes* fissati alla fondazione della sottostazione.

A valle della trasformazione da 66 kV a 220 kV nella sottostazione SSR2, l'energia totale raccolta, comprendente quella prodotta in Romagna 1, viene inviata verso l'area di giunzione terra-mare con due cavi da 220 kV.



Il *topside*, struttura ospitante tutta la componentistica necessaria per la trasmissione dell'energia e l'innalzamento della tensione da 66 kV a 220 kV, sarà realizzato con soluzioni semplici ed efficienti, al fine di ottimizzare la trasmissione elettrica e minimizzare l'impatto di questi elementi offshore.

Entrambe le sottostazioni SSR1 e SSR2 comprenderanno, oltre alla sovrastruttura (*topside*), una fondazione fissa del tipo jacket (oppure monopalo o multipalo).

Il *topside*, struttura ospitante tutta la componentistica necessaria per la trasmissione dell'energia e l'innalzamento della tensione da 66 kV a 220 kV, sarà realizzato con soluzioni semplici ed efficienti, al fine di ottimizzare la trasmissione elettrica e minimizzare l'impatto di questi elementi offshore.

Per maggiori dettagli riguardanti le sottostazioni di conversione elettrica a mare si fa riferimento al documento AGNROM\_EP-R\_REL-SSR-MARE "Relazione tecnica delle sottostazioni elettriche a mare".

### 6.2.1 Posizione delle sottostazioni

In Figura 59 viene riportato il layout del Progetto per il comparto marino; questa include l'indicazione dell'ubicazione delle sottostazioni elettriche a mare e di seguito si riportano le coordinate (EPSG 32633 - WGS 84 UTM 33N) delle rispettive posizioni ed i valori di batimetria nella zona.

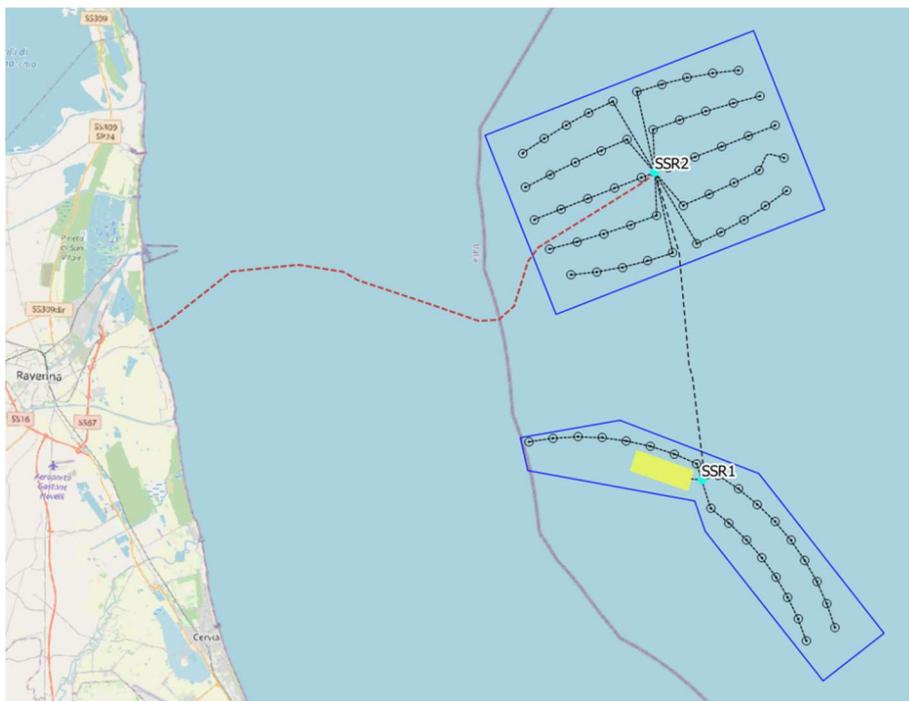


Figura 59: Posizione delle sottostazioni elettriche a mare nel progetto Agnes Romagna



Tabella 37: Posizione, batimetria e distanze delle sottostazioni elettriche a mare

	Sottostazione elettrica R1	Sottostazione elettrica R2
Posizione (x; y)	321633,39 ; 4914871,52	318491,53 ; 4935661,31
Batimetria	36,5 m	34 m
Distanza dalla costa	35 km	33 km

## 6.2.2 Topside

L'impiego della soluzione di tipologia modulare, rispetto al *topside* delle sottostazioni dal design tradizionale, permette di ottenere una riduzione fino al 30% del volume occupato dal topside e fino al 33% in peso consentendo una diminuzione dei tempi di costruzione del 20%, con conseguente riduzione dei costi totali fino al 20%.

La progettazione di questo sistema viene eseguita conformemente agli standard certificati e nel rispetto dell'ambiente, in linea con l'agenda europea per la sostenibilità.

Con la revisione del regolamento *F-Gas*, la Commissione Europea ha presentato una legislazione innovativa in grado di combinare ambizione, flessibilità e lungimiranza per modernizzare le reti elettriche europee. I gas fluorurati non saranno più necessari nella tecnologia di rete.

La Commissione Europea propone di fissare, per la tecnologia di rete, la soglia di riferimento del potenziale di riscaldamento globale (GWP) ad un valore pari a 10 ( $GWP < 10$ ).

L'impiego di tecnologie senza gas fluorurati (*F-gas free technology*) ridurrebbe a zero gli impatti, poiché come gas isolante sarebbe utilizzata l'aria. Avrebbero un GWP pari a zero e non avrebbero alcun impatto negativo sulla salute umana, sulla sicurezza dei lavoratori o sull'ambiente. Sulla base della valutazione del ciclo di vita (LCA), l'impronta di CO<sub>2</sub> del quadro di comando è ridotta al minimo.

Sono molteplici gli aspetti di convenienza della tecnologia *F-gas free*, tra i quali troviamo l'azzeramento dei costi operativi, minori costi di produzione e di conseguenza un limitato impatto sulle spese di capitale.

Le tempistiche proposte nel regolamento sui gas fluorurati offrono tempo sufficiente per colmare le lacune e le differenze tecnologiche e per consentire agli operatori del settore di prepararsi. Tutti i produttori avranno tempo sufficiente per modificare le tecnologie e renderle *gas-free*, con termini ultimi che variano in funzione del voltaggio.

Le sottostazioni del progetto Agnes Romagna saranno dotate di attrezzature conformi alle norme europee in fatto di emissioni e materie prime utilizzate.



Le date di FAT previste e definite in fase di Progettazione Esecutiva per gli *equipment* elettrici andranno a definire le prescrizioni che dovranno avere tutti i componenti elettrici così come previsto dalle normative europee in ambito F-gas.

Si prevede che il topside delle sottostazioni comprenda i seguenti componenti principali:

- Trasformatori;
- Reattori *shunt*;
- HV & MV GIS;
- Sistema per la messa a terra;
- Trasformatore ausiliario;
- Sistema a basso voltaggio & utenze;
- Gruppi elettrogeni a diesel e sistema di alimentazione;
- Sistema HVAC;
- Gru di bordo (*Davit*);
- Uffici e sale di controllo;
- Traliccio per la comunicazione;
- Area di raccolta;
- Area sul ponte per le operazioni di elisoccorso tramite verricello.

### 6.2.3 *Apparecchiature elettriche*

Le sottostazioni supporteranno le apparecchiature per la trasformazione, la trasmissione e la distribuzione ad alta tensione ed altre strutture come generatori diesel e quadri per i sistemi di controllo.

Le apparecchiature ed i sistemi delle sottostazioni dovranno essere in grado di funzionare nelle seguenti condizioni di intervallo, senza guasti o interruzioni:

- Temperatura ambiente in ambienti condizionati: 0°C ÷ 40°C
- Temperatura ambiente in ambienti non condizionati: -15°C ÷ 50°C

Si prevede che il *topside* delle sottostazioni comprenda i seguenti componenti principali:

- Trasformatori;
- Reattori *shunt*;
- HV & MV GIS;
- Sistema per la messa a terra;
- Trasformatore ausiliario;
- Sistema a basso voltaggio & utenze;
- Gruppi elettrogeni a diesel e sistema di alimentazione;
- Sistema HVAC;



- Gru di bordo (*Davit*);
- Uffici e sale di controllo;
- Traliccio per la comunicazione;
- Area di raccolta;
- Area sul ponte per le operazioni di elisoccorso tramite verricello.

È necessario evidenziare le distinzioni tra le apparecchiature presenti nella sottostazione in Romagna 1 (SSR1) e le apparecchiature nella sottostazione in Romagna 2 (SSR2).

In particolare, si avrà per Romagna 1:

- 1 GIS 220kV con sistema a singola sbarra, 3 interruttori, con LCC;
- 1 GIS 66kV con sistema a singola sbarra, 6 interruttori, con LCC;
- 2 trasformatori (PTR) 175MVA 220/66kV ONAF/ONAN/OFWF;
- 2 reattori shunt 50 MVAr 220kV;
- 2 trasformatori ausiliari 400kVA 66/0,4kV;
- 1 set quadri P&C e Power Scada;
- Connessioni 66kV tra trasformatore e GIS 66kV;
- Connessioni 220kV tra trasformatore e GIS 220kV.

Per Romagna 2:

- 1 GIS 220kV con sistema a singola sbarra, 8 interruttori, con LCC;
- 1 GIS 66kV con sistema a singola sbarra, 12 interruttori, con LCC;
- 2 trasformatori (PTR) 250MVA 220/66kV ONAF/OFWF;
- 2 reattori shunt 100 MVAr 220kV;
- 2 trasformatori ausiliari 400kVA 66/0,4kV;
- 1 set quadri P&C e Power Scada;
- Connessioni 66kV tra trasformatore e GIS 66kV;
- Connessioni 220kV tra trasformatore e GIS 220kV.

Si ricorda che in fase operativa non è previsto che la piattaforma sia presidiata.

### 6.2.3.1 *Trasformatori*

La tipologia di trasformatori è ad olio. Oltre al ruolo dielettrico, il fluido trasferisce il calore dagli avvolgimenti alla superficie del serbatoio e ai raffreddatori. L'olio minerale è il mezzo isolante e di raffreddamento più comunemente utilizzato nei trasformatori. L'uso di olio in grandi quantità nei trasformatori può rappresentare un problema importante nelle installazioni offshore, in quanto combina aspetti legati alla manutenzione, all'impatto con l'ambiente e a problemi di sicurezza (sia antincendio che ambientali). I sistemi utilizzati per la protezione dell'olio contro gli impatti ambientali dell'aria includono la norma IEC 60076-1:

- Sistema a respirazione libera o sistema conservatore in cui c'è una comunicazione libera tra l'aria ambiente e uno spazio di espansione pieno d'aria sopra la superficie dell'olio, nel serbatoio o in un



vaso di espansione separato (conservatore). Nel collegamento con l'atmosfera è solitamente presente uno sfiatoio per la rimozione dell'umidità.

- Sistema di conservazione dell'olio a membrana in cui un volume d'aria di espansione a pressione atmosferica è presente sopra l'olio, ma impedito dal contatto diretto con l'olio da una membrana flessibile o da una vescica.
- Sistema di pressione a gas inerte in cui uno spazio di espansione al di sopra dell'olio è riempito con gas inerte secco in leggera sovrappressione, collegato a una sorgente a pressione controllata o a una vescica elastica.
- Sistema a serbatoio sigillato con cuscino di gas, in cui un volume di gas sopra la superficie dell'olio in un serbatoio rigido accoglie l'espansione dell'olio a pressione variabile.
- Sistema sigillato, completamente riempito, in cui l'espansione dell'olio è assorbita dal movimento elastico del serbatoio permanentemente sigillato, solitamente ondulato.

Ciascuno dei due trasformatori presenti nella sottostazione Romagna 1 avrà le seguenti caratteristiche principali:

*Tabella 38: Caratteristiche trasformatori sottostazione Romagna 1*

Potenza nominale	175 MVA
Tensione nominale	220/66 kV
Gruppo	YNd11
Raffreddamento	ONAF/ONAN/OFWF

I due trasformatori presenti nella sottostazione Romagna 2 avranno, invece, le seguenti caratteristiche principali:

*Tabella 39: Caratteristiche trasformatori sottostazione Romagna 2*

Potenza nominale	250 MVA
Tensione nominale	220/66 kV
Gruppo	YNd11
Raffreddamento	ONAF/OFWF

Il raffreddamento può avvenire ad aria o ad acqua. Il raffreddamento ad aria può avvenire tramite radiatori convenzionali, con o senza flusso d'aria forzato. Il flusso d'aria forzato riduce le dimensioni del sistema di raffreddamento, ma richiede ventole che necessitano di manutenzione. I raffreddatori ad acqua richiedono pompe e tubazioni che sono leggermente costose e richiedono spazio. Il raffreddamento ad acqua può essere considerato in due modi: uno è quello ad acqua di mare (acqua aperta) e l'altro è quello ad acqua chiusa. Con il raffreddamento ad acqua di mare, i detriti e gli ostacoli marini si depositano all'interno delle tubazioni, dei



raffreddatori ad acqua e delle pompe e devono essere puliti per mantenere la capacità di raffreddamento durante il funzionamento. Di solito l'acqua del sistema di raffreddamento deve essere divisa in due sistemi. Il sistema primario utilizza acqua di mare, mentre il sistema secondario utilizza acqua pura (sistema chiuso). In alternativa, è possibile utilizzare un sistema di raffreddamento ad acqua chiuso, che non utilizza acqua di mare. Tutti questi sistemi sono disponibili sia per i trasformatori immersi in liquido che per quelli isolati in gas.

#### 6.2.3.2 GIS

Ogni sottostazione disporrà di due container, ognuno dei quali ospiterà le apparecchiature per le rispettive sezioni da 66kV e 220kV. In entrambi i casi si avrà una tecnologia che prevede l'isolamento ad aria, riducendo a zero il peso di SF<sub>6</sub> o altri gas fluorurati ad effetto serra, raggiungendo un GWP pari a 0.

La durata di vita prevista è superiore a 50 anni, con una prima importante ispezione dopo i 25 anni.

La sezione a 220kV sarà della tipologia con isolamento ad aria (*F-gas free*) con le seguenti componenti:

- sistema a sbarra singola con sezionatori di terra e di misurazione;
- stalli linea in cavo;
- stalli trasformatori.

La sezione a 66kV sarà della tipologia con isolamento ad aria (*F-gas free*) con le seguenti componenti:

- sistema a singola sbarra;
- stalli linea arrivo n° 10 SSR2 e n° 5 stalli SSR1;
- stallo messa a terra e misurazione;
- stallo trasformazione servizi ausiliari.

#### 6.2.3.3 Impianto di terra

Ogni impianto elettrico deve essere dotato di una protezione basata su un sistema di messa a terra/mare, progettato innanzitutto per assicurare che una persona nelle vicinanze dell'impianto non sia esposta al pericolo di scosse elettriche critiche, quando l'impianto è in condizioni di guasto. Il sistema di messa a terra/mare deve inoltre fornire i mezzi per trasportare le correnti elettriche a terra senza superare i limiti operativi e delle apparecchiature.

L'impianto di messa a terra sarà realizzato tenendo conto di ogni componente della rete del parco eolico e sarà dimensionato per una corrente di guasto di 63kA.



#### 6.2.3.4 Sistema a basso voltaggio

Il sistema a basso voltaggio delle sottostazioni sarà progettato, conformemente agli standard elettrici nazionali, per fornire energia ai servizi ausiliari.

Le utenze di protezione, interruttori e sezionatori, segnalazioni, impianto di illuminazione, ecc. saranno alimentati in corrente continua in bassa tensione.

#### 6.2.4 Sistemi ausiliari

I sistemi ausiliari della piattaforma sono definiti come tutti i sistemi secondari, quelli cioè non appartenenti alle apparecchiature elettriche descritte nel paragrafo 6.2.3, necessari per il funzionamento in sicurezza della piattaforma. I sistemi ausiliari sono:

- Alimentazione ausiliaria comprendente generatore diesel, BT, MT, batterie, convertitori, e quadri elettrici;
- Illuminazione;
- Messa a terra e protezione dai fulmini;
- Sistema di riscaldamento, ventilazione e condizionamento dell'aria;
- Pompe sommerse e scambiatori di calore;
- Gestione dell'acqua; acqua dolce, acqua di mare;
- Sistema di drenaggio; acque nere e grigie;
- Contenimento dell'olio; aree protette e serbatoi di scarico/scarico;
- Separazione olio/acqua;
- Sistemi di rilevazione e sistemi antincendio;
- Luci di navigazione e identificazione diurna;
- Sistemi aeronautici;
- Sistemi di rifornimento;
- Getto d'acqua per la pulizia dei ponti;
- Gru;
- Scialuppe di salvataggio;
- Sistema di altoparlanti pubblici (PA).



### 6.2.4.1 Disposizione delle apparecchiature e degli elementi strutturali SSR1

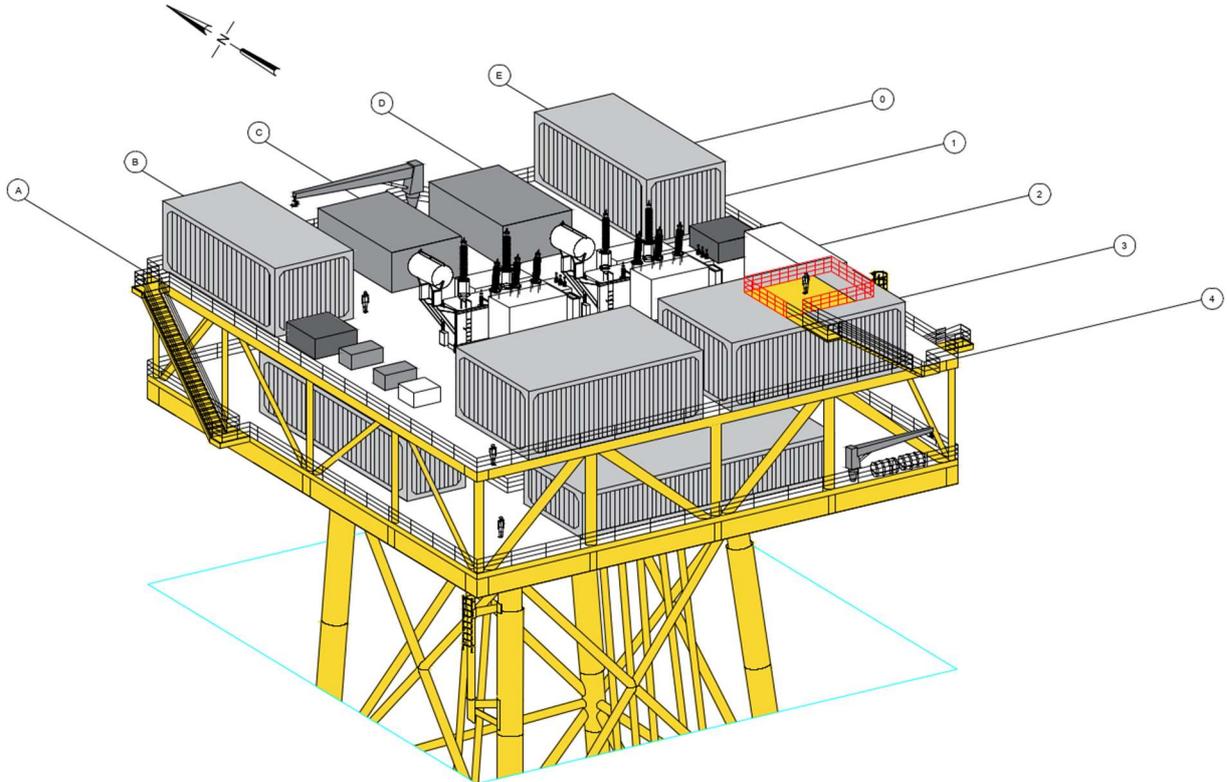


Figura 60: Vista isometrica della sottostazione SSR1

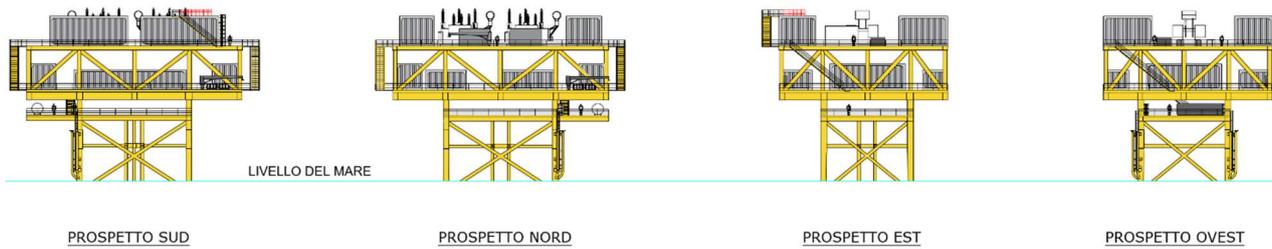
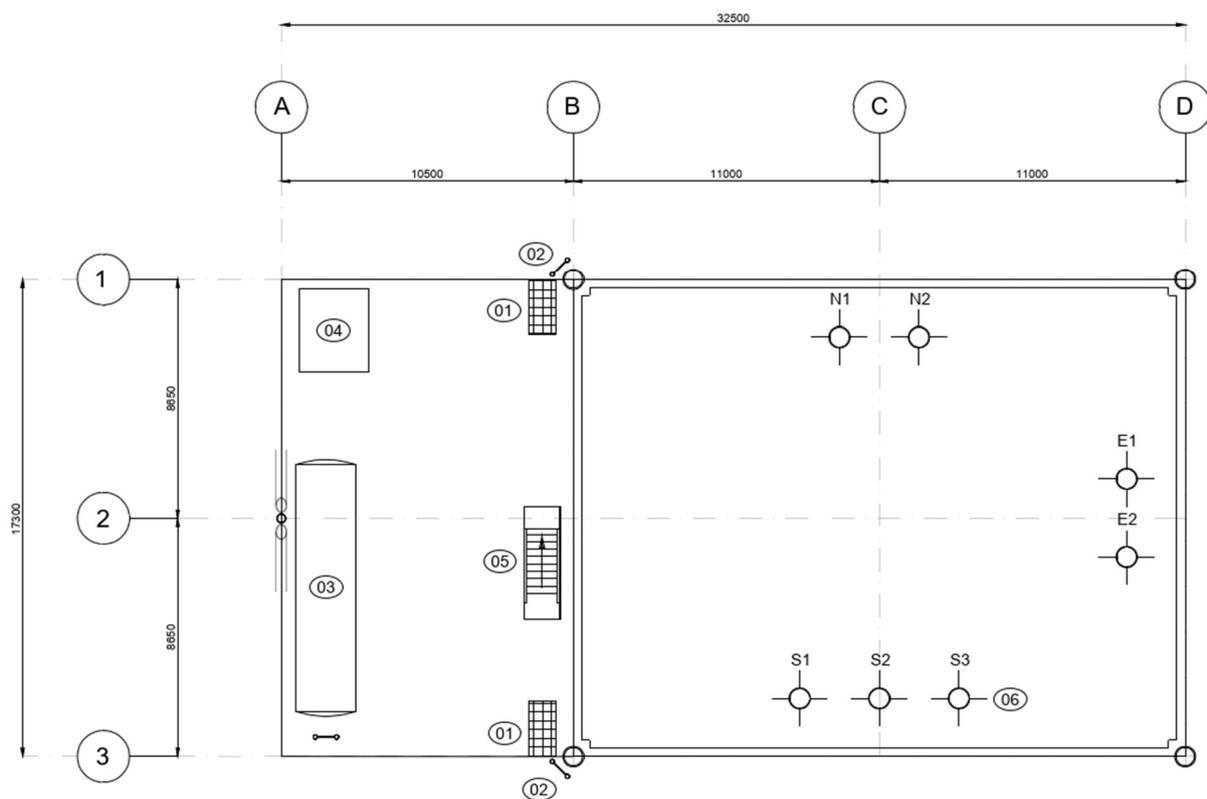


Figura 61: Viste in prospettiva della sottostazione SSR1

Per una consultazione più approfondita si rimanda alle tavole tecniche di Progetto con codici AGNR0M\_EP-D\_PLA-SSR1.



Relazione elettrica generale  
 AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

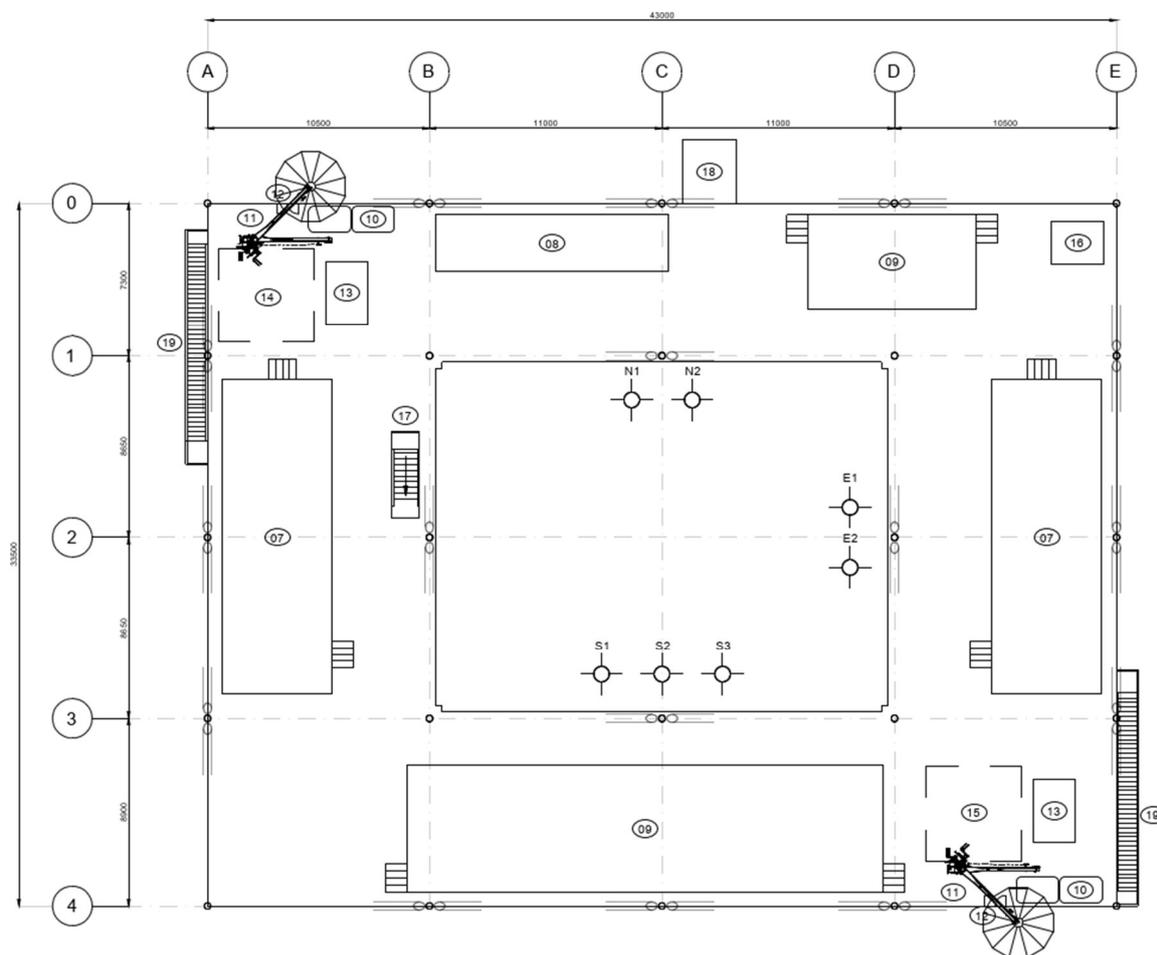


LEGENDA SIMBOLI ELETTRICI			
SIMBOLO	DESCRIZIONE	SIMBOLO	DESCRIZIONE
01	GABBIA DI PROTEZIONE PER L'ACCESSO COMPLETAMENTE CHIUSA		
02	SCALA DI ACCESSO ALLA SOTTOSTAZIONE		
03	SERBATOIO DI RACCOLTA FLUIDI		
04	AREA DI DEPOSITO		
05	SCALA DI ACCESSO AL LOWER DECK		
06	J-TUBE		

Figura 62: Planimetria sottostazione SSR1 – Cable deck, elevazione +13 m TOS



Relazione elettrica generale  
 AGNR0M\_EP-R\_REL-ELETRICA

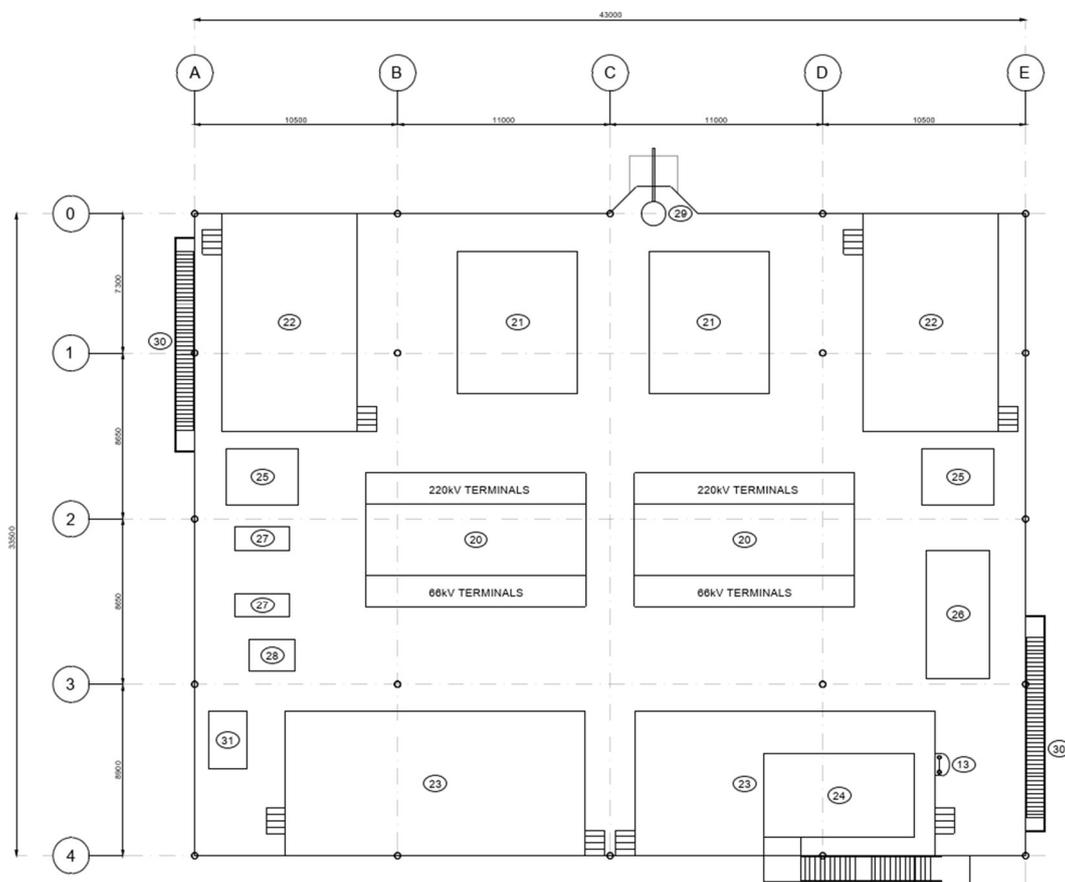


LEGENDA SIMBOLI ELETTRICI			
SIMBOLO	DESCRIZIONE	SIMBOLO	DESCRIZIONE
07	SALA DI CONTROLLO		
08	RIFUGIO DI EMERGENZA		
09	MAGAZZINO		
10	ZATTERE DI SALVATAGGIO		
11	GRU DAVIT PER ZATTERE DI SALVATAGGIO		
12	AMPIO CANCELLO DI ACCESSO		
13	SPOGLIATOIO		
14	PUNTO DI RACCOLTA PRIMARIO		
15	PUNTO DI RACCOLTA SECONDARIO		
16	SEPARATORE OLIO/ACQUA		
17	SCALA DI ACCESSO AL CABLE DECK		
18	AREA DI DEPOSITO		
19	2 x SCALA DI ACCESSO AL UPPER DECK		

Figura 63: Planimetria sottostazione SSR1 – Lower deck, elevazione +18 m TOS



Relazione elettrica generale  
 AGNR0M\_EP-R\_REL-ELETRICA



LEGENDA SIMBOLI ELETTRICI			
SIMBOLO	DESCRIZIONE	SIMBOLO	DESCRIZIONE
20	TRASFORMATORE AT/AT - 2 X 220/66kV 175 MVA		
21	REATTORE SHUNT - 2 x 220kV 50 MVar		
22	CONTAINER GIS - 2 x 220kV		
23	CONTAINER GIS - 2 x 66kV		
24	PUNTO DI ACCESSO TRAMITE VERRICELLO DA ELICOTTERO		
25	TRASFORMATORI AUSILIARI - 2 x 66/0.4kV		
26	GENERATORE DIESEL PRINCIPALE		
27	2 x GENERATORI DIESEL DI EMERGENZA		
28	SERBATOIO PER IL CARBURANTE		
29	GRU "DAVIT"		
30	2 x SCALA DI ACCESSO AL LOWER DECK		
31	AREA DI DEPOSITO		

Figura 64: Planimetria sottostazione SSR1 – Upper deck, elevazione +27 m TOS



### 6.2.4.2 Disposizione delle apparecchiature e degli elementi strutturali SSR2

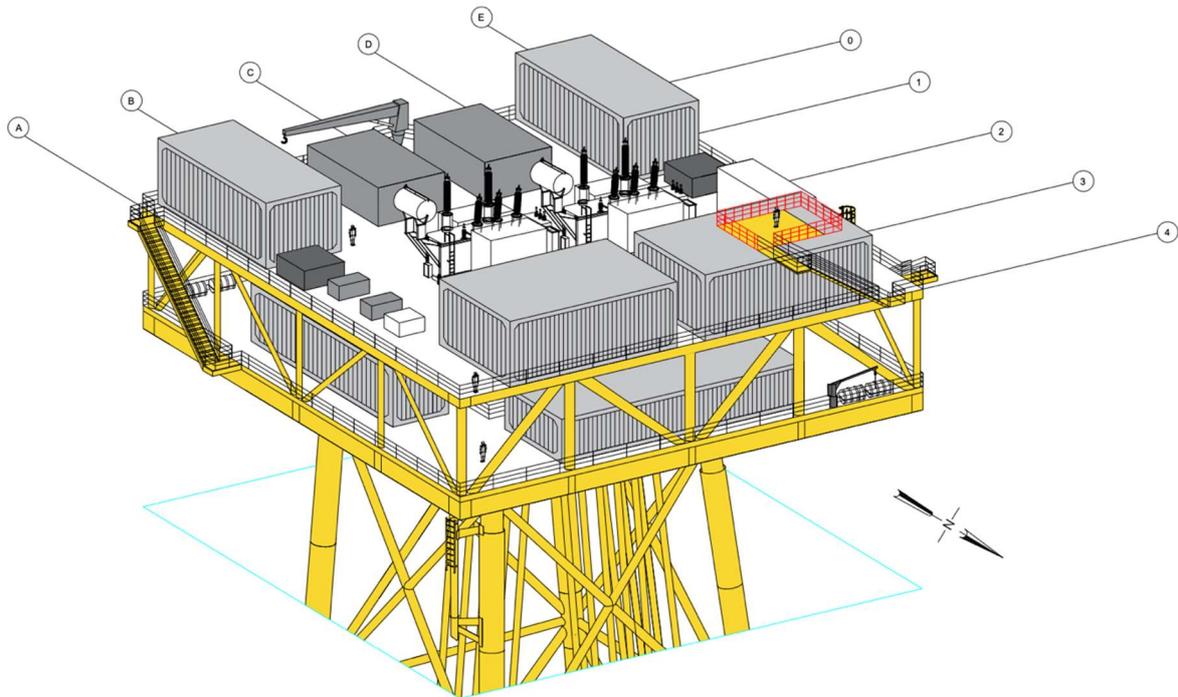


Figura 65: Vista isometrica della sottostazione SSR2

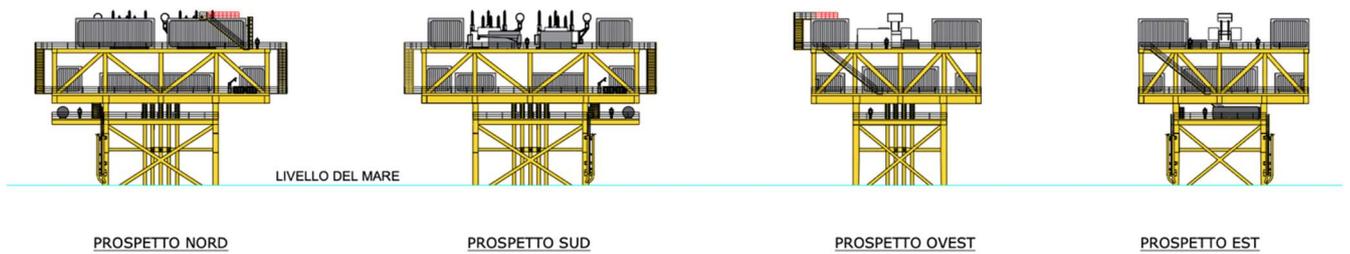
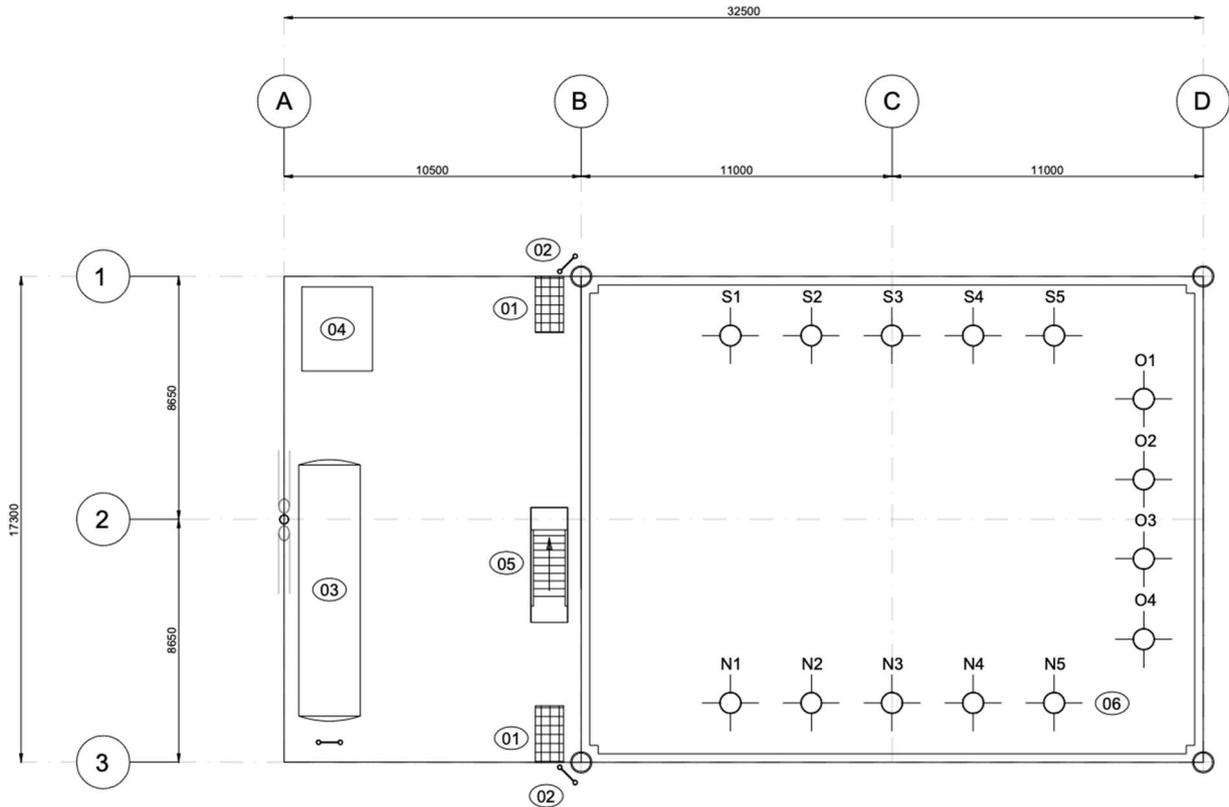


Figura 66: Viste in prospettiva della sottostazione SSR2

Per una consultazione più approfondita si rimanda alle tavole tecniche di Progetto con codici AGNROM\_EP-D\_PLA-SSR2.



Relazione elettrica generale  
 AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

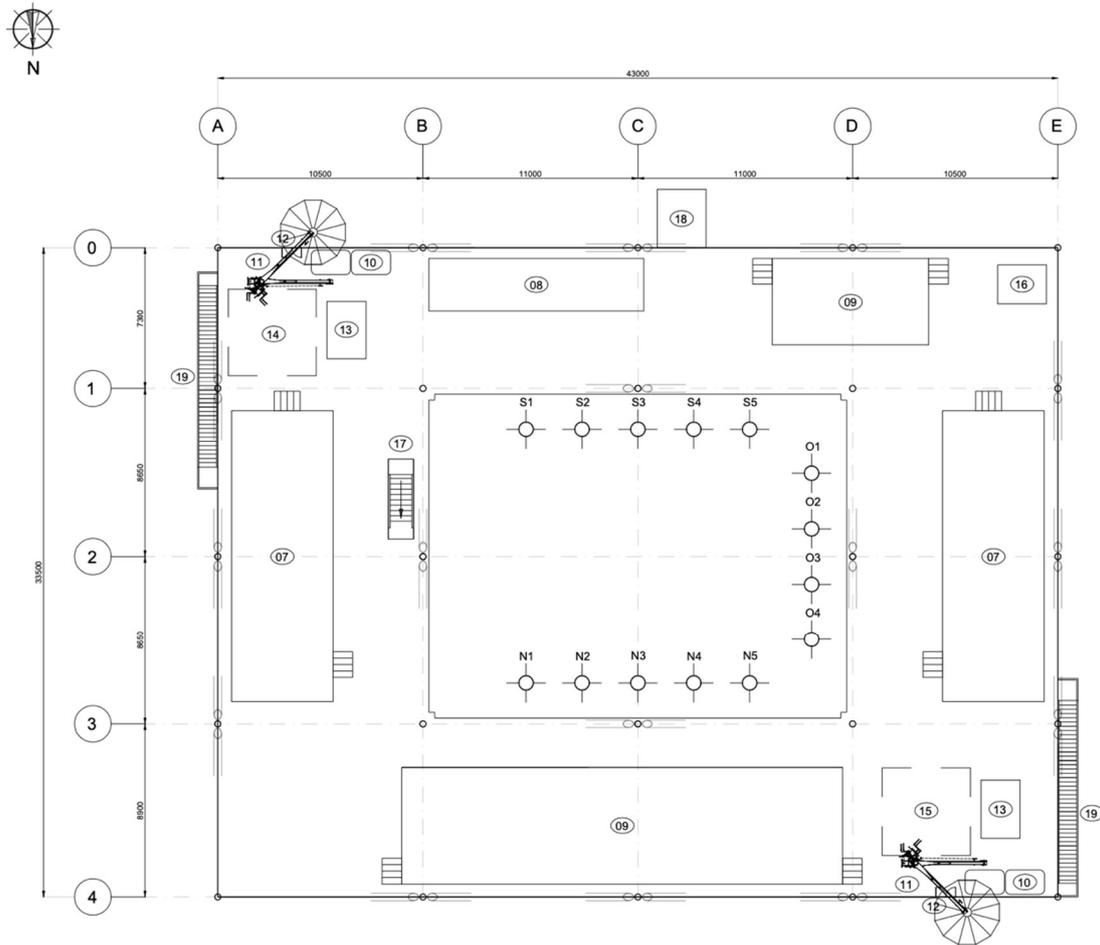


LEGENDA SIMBOLI ELETTRICI			
SIMBOLO	DESCRIZIONE	SIMBOLO	DESCRIZIONE
01	GABBIA DI PROTEZIONE PER L'ACCESSO COMPLETAMENTE CHIUSA		
02	SCALA DI ACCESSO ALLA SOTTOSTAZIONE		
03	SERBATOIO DI RACCOLTA FLUIDI		
04	AREA DI DEPOSITO		
05	SCALA DI ACCESSO AL LOWER DECK		
06	J-TUBE		

Figura 67: Planimetria sottostazione SSR2 – Cable deck, elevazione +13 m TOS



Relazione elettrica generale  
 AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

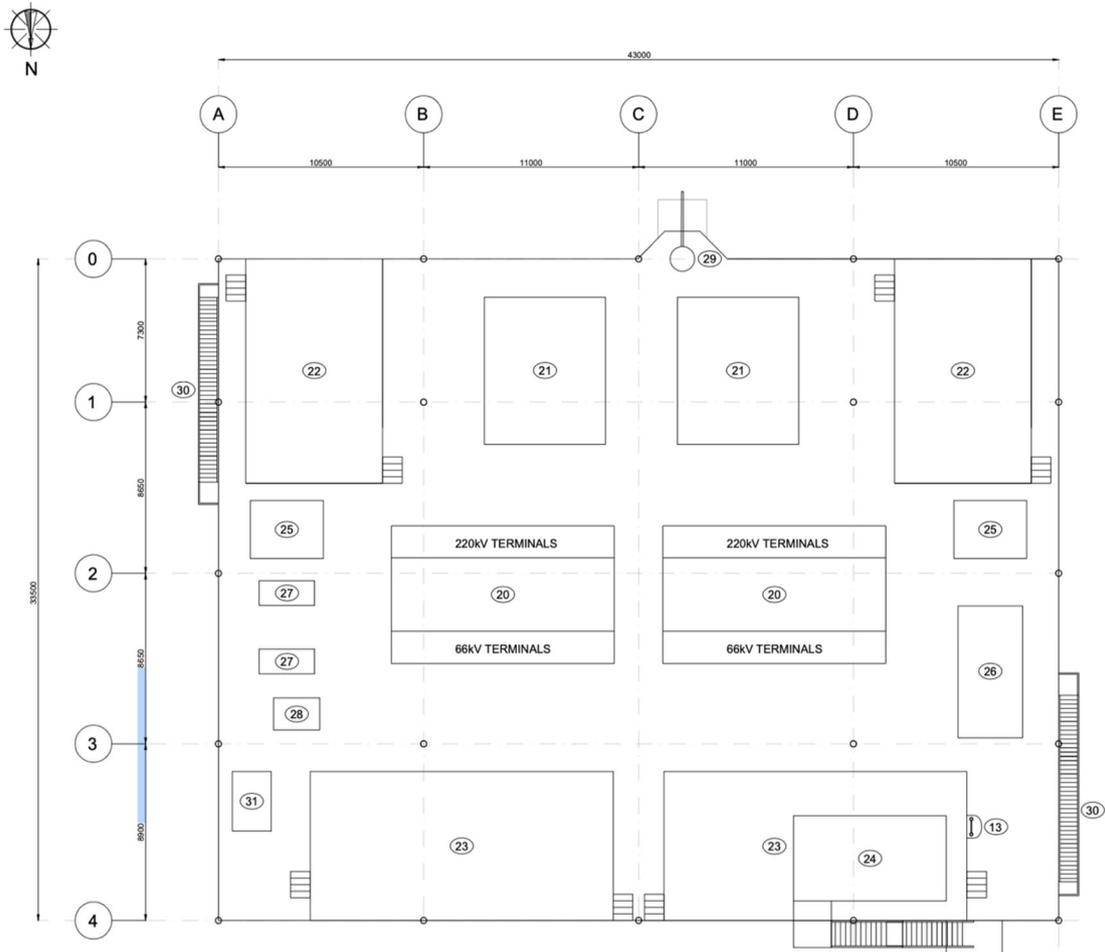


LEGENDA SIMBOLI ELETTRICI			
SIMBOLO	DESCRIZIONE	SIMBOLO	DESCRIZIONE
07	SALA DI CONTROLLO		
08	RIFUGIO DI EMERGENZA		
09	MAGAZZINO		
10	ZATTERE DI SALVATAGGIO		
11	GRU DAVIT PER ZATTERE DI SALVATAGGIO		
12	AMPIO CANCELLO DI ACCESSO		
13	SPOGLIATOIO		
14	PUNTO DI RACCOLTA PRIMARIO		
15	PUNTO DI RACCOLTA SECONDARIO		
16	SEPARATORE OLIO/ACQUA		
17	SCALA DI ACCESSO AL CABLE DECK		
18	AREA DI DEPOSITO		
19	2 x SCALA DI ACCESSO AL UPPER DECK		

Figura 68: Planimetria sottostazione SSR2 – Lower deck, elevazione +18 m TOS



Relazione elettrica generale  
 AGNROM\_EP-R\_REL-ELETTRICA



LEGENDA SIMBOLI ELETTRICI			
SIMBOLO	DESCRIZIONE	SIMBOLO	DESCRIZIONE
(20)	TRASFORMATORE AT/IAT - 2 X 220/66kV 250 MVA		
(21)	REATTORE SHUNT - 2 x 220kV 100 MVA <sub>r</sub>		
(22)	CONTAINER GIS - 2 x 220kV		
(23)	CONTAINER GIS - 2 x 66kV		
(24)	PUNTO DI ACCESSO TRAMITE VERRICELLO DA ELICOTTERO		
(25)	TRASFORMATORI AUSILIARI - 2 x 66/0.4kV		
(26)	GENERATORE DIESEL PRINCIPALE		
(27)	2 x GENERATORI DIESEL DI EMERGENZA		
(28)	SERBATOIO PER IL CARBURANTE		
(29)	GRU "DAVIT"		
(30)	2 x SCALA DI ACCESSO AL LOWER DECK		
(31)	AREA DI DEPOSITO		

Figura 69: Planimetria sottostazione SSR2 – Upper deck, elevazione +27 m TOS



## 6.2.5 Connessione delle sottostazioni

Nelle sottostazioni di connessione elettrica marine, per proteggere i cavi inter-array in ingresso alla stazione ed i cavi export in uscita dalla stazione, saranno presenti dei *J-tubes*.

I *J-tubes*, letteralmente tubi con forma a J, sostengono e proteggono i cavi nel punto critico tra il fondale e la fondazione della sottostazione a cui sono collegati. Forniscono il riparo necessario e sono una parte essenziale di qualsiasi struttura di fondazione offshore.

Costituiti in acciaio, sono tubi con dimensioni tipiche comprese tra 450 mm e 650 mm di diametro, piegati per raggiungere un angolo di inclinazione alla base che rispetti i requisiti di progetto. Nel caso in cui sia utilizzata la fondazione *jacket*, alle operazioni di tiraggio e allacciamento del cavo seguirà l'installazione della protezione da fenomeni di erosione, alla base della fondazione. Lo strato di roccia installato svolgerà anche una funzione di protezione nei confronti del punto di curvatura del cavo.

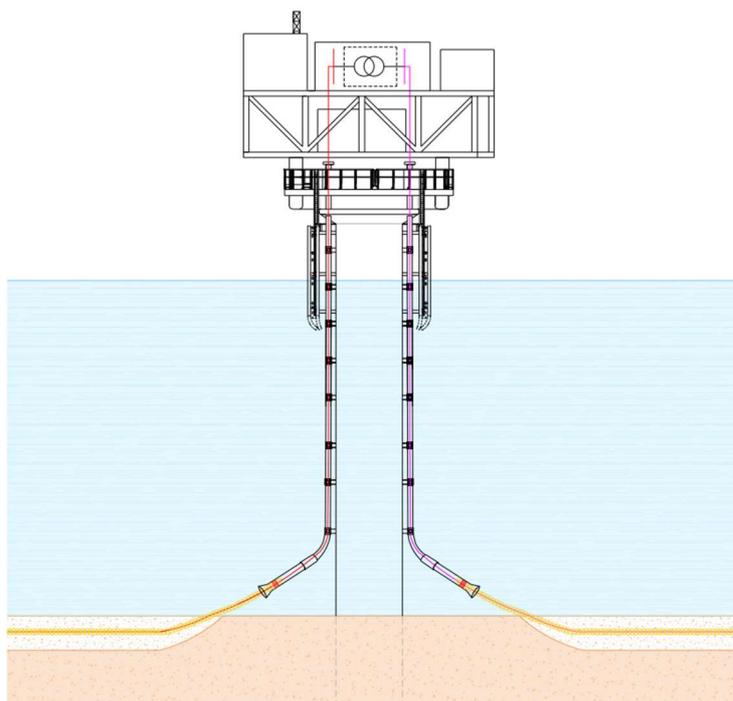


Figura 70: Tipico della sottostazione elettrica marina con fondazione di tipo monopalo

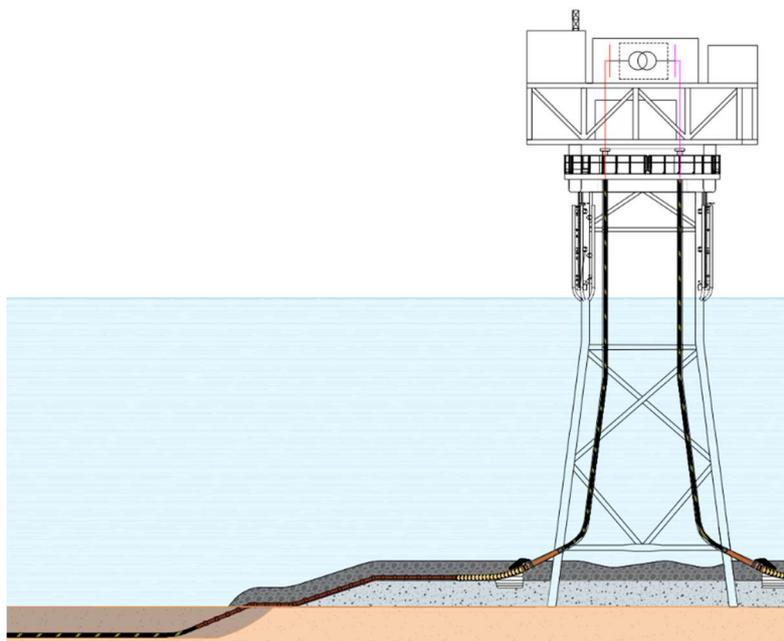


Figura 71: Tipico della sottostazione elettrica marina con fondazione di tipo jacket

La configurazione dei *J-tubes* su SSR1 è basata su 7 tubi con disposizione preliminare all'esterno del monopalo, mentre nel caso della fondazione jacket i *J-tubes* sarebbero disposti all'interno. In ogni caso la disposizione sul lato superiore sarà la seguente:

- Piattaforma nord: 2 cavi array;
- Piattaforma est: 2 cavi di interconnessione;
- Piattaforma sud: 3 cavi array;
- Piattaforma ovest: lato libero riservato alle operazioni di sollevamento.

La configurazione dei 14 *J-tubes* sul lato superiore della SSR2 sarà la seguente:

- Piattaforma nord: 5 cavi array;
- Piattaforma est: lato libero riservato alle operazioni di sollevamento;
- Piattaforma Sud: 2 cavi di interconnessione, 3 cavi array;
- Piattaforma ovest: 2 cavi per l'esportazione, 2 cavi array.

Nella configurazione, per cavi array si intendono i cavi di connessione tra i singoli aerogeneratori e la sottostazione, e tra le singole piattaforme dell'impianto fotovoltaico e la sottostazione. I cavi di interconnessione collegano la sottostazione di Romagna 1 alla sottostazione di Romagna 2. Infine, con cavi di esportazione ci si riferisce ai cavi in uscita dalla sottostazione di Romagna 2 in direzione dell'area di approdo alla costa.



In ogni sottostazione sarà mantenuto un lato libero dalla presenza di cavi marini, al fine di predisporre un'area all'interno della quale potrà posizionarsi la nave incaricata delle operazioni di installazione delle sottostazioni.

Nelle seguenti figure si riporta la disposizione d'esempio comprendente l'area di esclusione dei cavi. Si ricorda che, per convenzione, il riferimento nord della piattaforma è inclinato di 45° rispetto al nord reale.

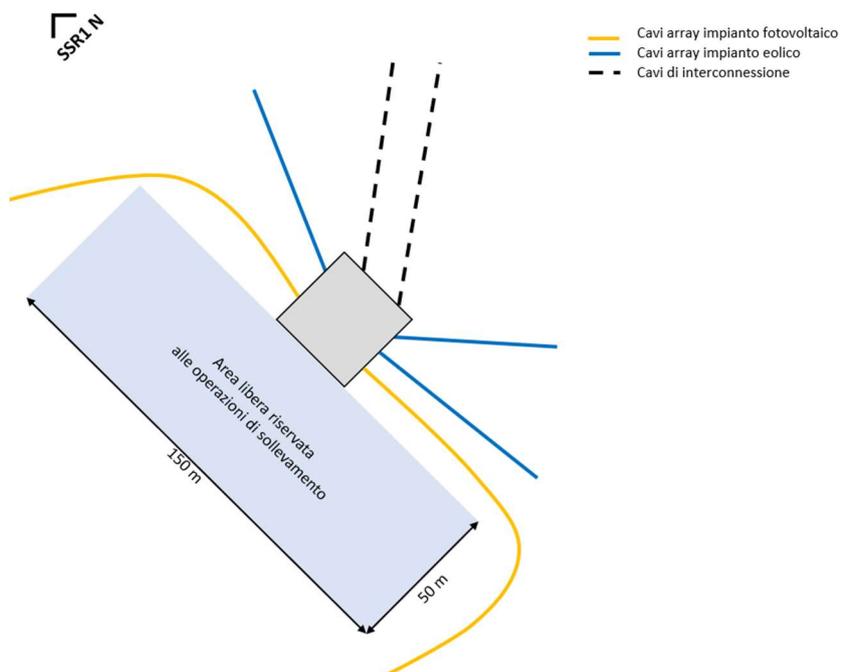


Figura 72: Schema ingresso cavi alla sottostazione Romagna 1

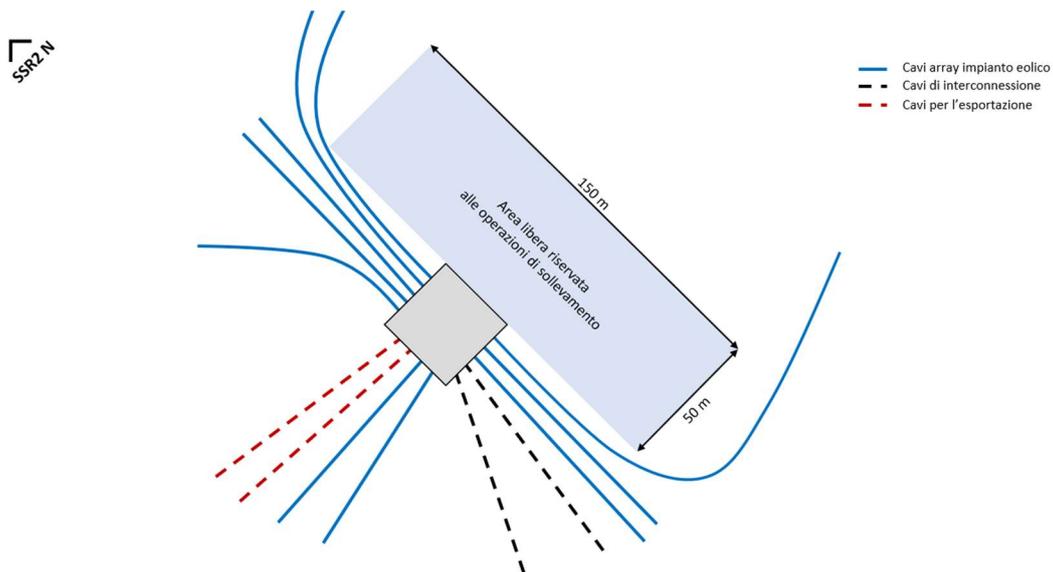


Figura 73: Schema ingresso cavi alla sottostazione Romagna 2

Si ricorda che la disposizione presentata dei J-tubes rappresenta l'approccio adottato in questa fase del progetto, non si esclude che in vista di futuri sviluppi del progetto la configurazione possa essere aggiornata per accogliere l'apporto energetico della futura espansione progettuale concretizzata nell'impianto offshore Romagna 3.

Si rimanda alle rappresentazioni AGNROM\_EP-D\_UNIF-SSR1 e AGNROM\_EP-D\_UNIF-SSR2 per consultare lo schema elettrico unifilare delle sottostazioni.

### 6.2.6 Operazione di protezione anti scouring

Lo *scouring* si riferisce alla rimozione di sedimenti del fondale marino o di altro materiale mediante l'azione delle correnti e delle onde. Informazioni dettagliate sono disponibili nella relazione "Relazione tecnica dei cavi elettrici marini", con codice AGNROM\_EP-R\_REL-CAVI-MARE.

## 6.3 Opera di approdo

Il punto di approdo rappresenta l'interfaccia tra la trasmissione elettrica terrestre e la trasmissione elettrica marina del Progetto. L'area di approdo è prevista in un parcheggio pubblico a circa 250 metri della spiaggia di Punta Marina (RA) nei pressi di Viale delle Sirti. Da lì, una coppia di cavi terrestri 220 kV giungerà fino alla zona portuale, a sud della Pialassa del Piomboni.



L'area di approdo terrestre coincide con il pozzetto di transizione terra-mare dal quale parte l'opera trenchless (HDD), con lunghezza che risulta pari a circa 830 m tra il suo punto di ingresso e il suo punto di uscita.

Se nella sua parte centrale il tratto risulta diritto, le sue estremità risulteranno curvilinee con un raggio di curvatura  $R = 800$  m tali da permetterne il raccordo sia con il pozzetto verso terra sia con il suo prolungamento a mare. In questo caso la larghezza del corridoio dell'HDD è stimata in circa 80 m.

Per maggiori informazioni sulle modalità di HDD e la vasca giunti, si rimanda alla "Relazione tecnica delle opere per approdo in zona costiera" con codice AGNROM\_EP-R\_REL-APPRODO-HDD.

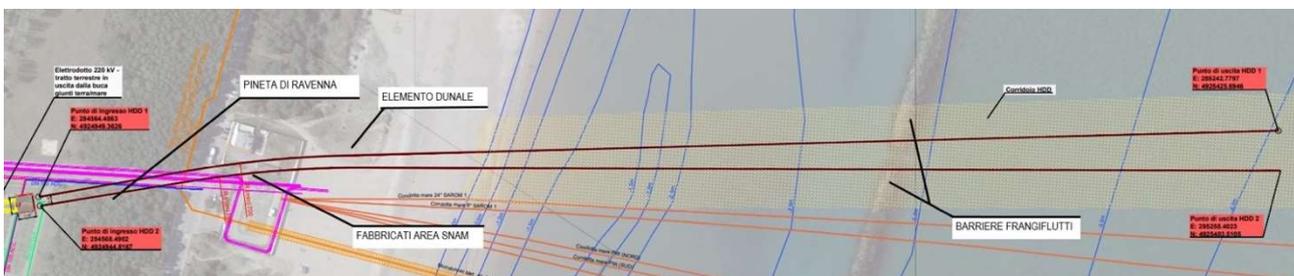


Figura 74: Area di approdo e caratteristiche dell'opera in HDD

### 6.3.1 Sezioni tipologiche

Il collegamento sottomarino prevede la posa di 2 cavi marini a tensione di 220 kV.

Per il progetto sarà scelto un cavo *tricore* con fibra integrata e sezione  $3 \times 2000$  mmq. Tuttavia, per la presente progettazione dell'opera HDD, per via cautelativa, si è preso in considerazione un cavo sovradimensionato, con le caratteristiche tipiche di un cavo di sezione 2500 mmq, per il quale si riportano i dati in Figura 75.

Potranno infatti essere utilizzati cavi marini fino a  $3 \times 2500$  mmq soprattutto nella sezione corrispondente all'area di approdo, nella quale, se verrà richiesta in fase di Progettazione Esecutiva una trasmissione energetica superiore ad 1 GW nominale, potrebbero essere necessari dei sovradimensionamenti del cavo da 2000 a 2500 mmq.



Relazione elettrica generale  
 AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

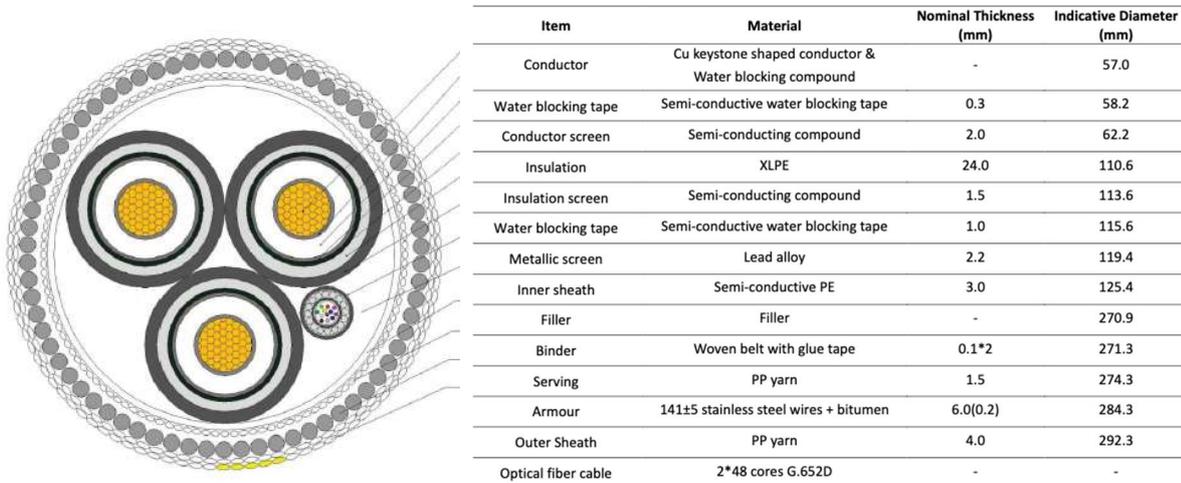


Figura 75: Tipologico cavo AT offshore da 2500 mq

Nello specifico, sono state assunte le seguenti caratteristiche geometriche:

$D_{est}$  300 mm

$W_{acqua}$  102 kg/m

Per cui è prevista la posa all'interno di un tubo in PEAD dalle seguenti caratteristiche:

- Tubo: HDPE PN 12,5 SDR 13,5
- Diametro esterno: 800 mm
- Spessore: 58,8 mm
- Lunghezza (\*) HDD: ~830 m

*\* si è considerata la massima lunghezza attesa ai fini del dimensionamento della tubazione*

Tabella 40: Caratteristiche geometriche delle tubazioni

MATERIALE	DIAMETRO ESTERNO	DIAMETRO INTERNO	SPESSORE	Di tubo / Di cavo
PE 100 PN 10 SDR17	800 mm	682,40 mm	58,80 mm	2,27

La posa all'interno del tubo avrà la seguente configurazione.

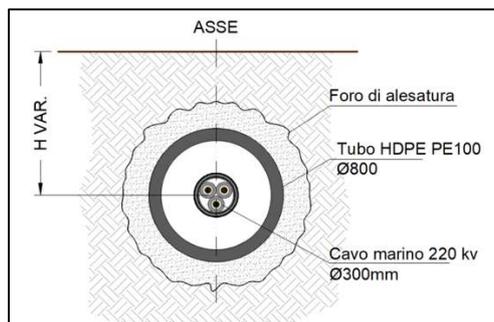


Figura 76: Sezione tipologica perforazione

Il presente dimensionamento della tubazione è pertanto da intendersi funzionale alla verifica degli sforzi e stress attesi sia durante la fase di installazione che durante la fase permanente e andrà verificato a valle della definizione del cavo da installare, una volta aggiudicato il contratto di fornitura dello stesso.

#### 6.4 Area di giunzione tra comparto terrestre e marino

In prossimità del punto di sbarco a terra delle due linee di cavidotti export marini, verrà realizzata l'opera solitamente denominata "shore approach" o "sea landing" tramite la quale viene assicurato l'approdo terrestre del sistema di trasmissione elettrica marino.

L'opera di *shore approach* garantisce quindi il passaggio dei cavidotti senza attività di *trenching* nell'ultimo tratto offshore limitrofo alla costa e lascia libera da scavi a cielo aperto l'area costiera e in generale tutta l'area demaniale, compresa la Riserva Statale della pineta, l'area interessata dal corpo dunoso, tutta la zona costiera interessata dal futuro progetto di "Parco Marittimo", e le barriere frangiflutti poste a 100 metri circa dal litorale costiero.

I cavidotti di trasmissione elettrica marini arrivano all'area di pozzetto di giunzione terra-mare, elemento cardine progettuale che permette la transizione tra il settore marittimo e quello terrestre e permette la connessione tra i cavidotti marini ed i cavidotti terrestri.

Gli interventi di realizzazione della componente onshore di progetto partono dall'area di giunzione tra cavidotti marini e terrestri situata in località Punta Marina, Comune di Ravenna, in un'area di parcheggio pubblico. Qui avviene la transizione tra i cavidotti export marini e quelli export terrestri a 220kV, che seguiranno con andamento da Est verso Ovest un percorso di circa 2,1 km, fino alla nuova Stazione Elettrica situata nell'area Cassa di Colmata "A" limitrofa a via Trieste, denominata "Agnes Ravenna Porto".

Il pozzetto di giunzione (Transition Joint Bay, TJB) sarà quindi ubicato in area di parcheggio pubblico, localizzato a 250 metri dalla costa della spiaggia di Punta Marina (RA) nei pressi di Viale delle Sirti.



Verrà realizzato tramite un pozzo scavato e rivestito con calcestruzzo, nel quale le due linee sottomarine trifase in entrata si connettono ad una coppia di cavi terrestri 220 kV, le quali giungeranno fino alla zona portuale, a sud della Pialassa del Piomboni.

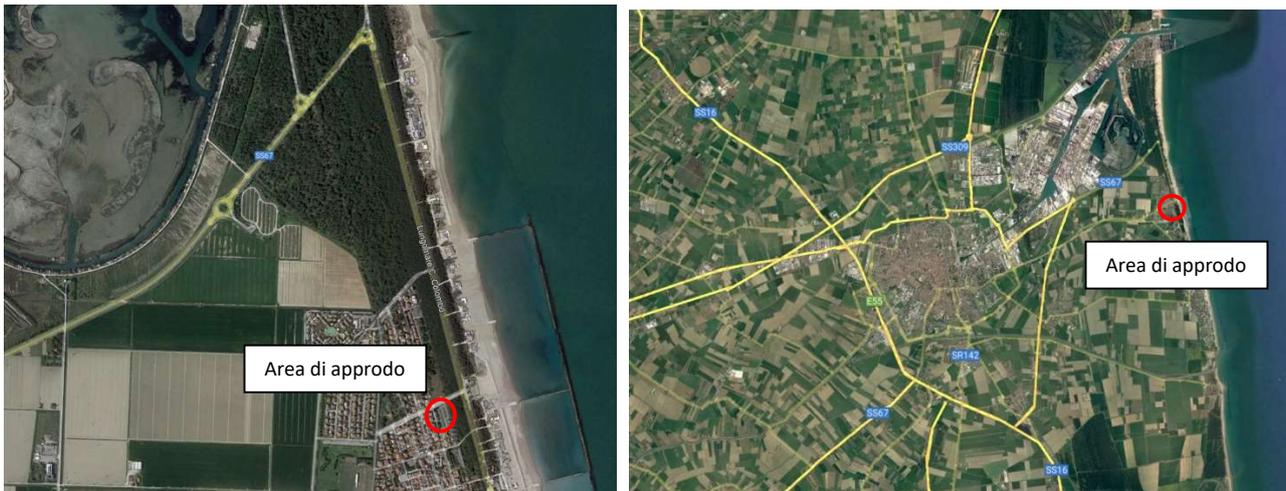


Figura 77: Inquadramento area di approdo

La vasca in calcestruzzo ha base rettangolare di dimensioni 1100x1150 cm e profondità pari a 2 m (quota di estradosso della platea di fondazione).

Le pareti laterali, di spessore 25 cm, presentano delle forature che consentiranno il passaggio dei cavi.

In particolare, due delle quattro pareti saranno caratterizzate da:

- 2 fori per il passaggio di 2 cavi marini all'interno di due tubi in PEAD di diametro minimo DN500;
- 6 fori per il passaggio di 6 cavi terrestri all'interno di tubi in PEAD di diametro DN280 (linea 220 kV).

La platea di base, di spessore 25 cm, è realizzata su un getto di calcestruzzo magro con spessore minimo di 10 cm.

Una volta realizzata la vasca e i giunti di transizione, l'opera risulterà completamente interrata.



Relazione elettrica generale  
 AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

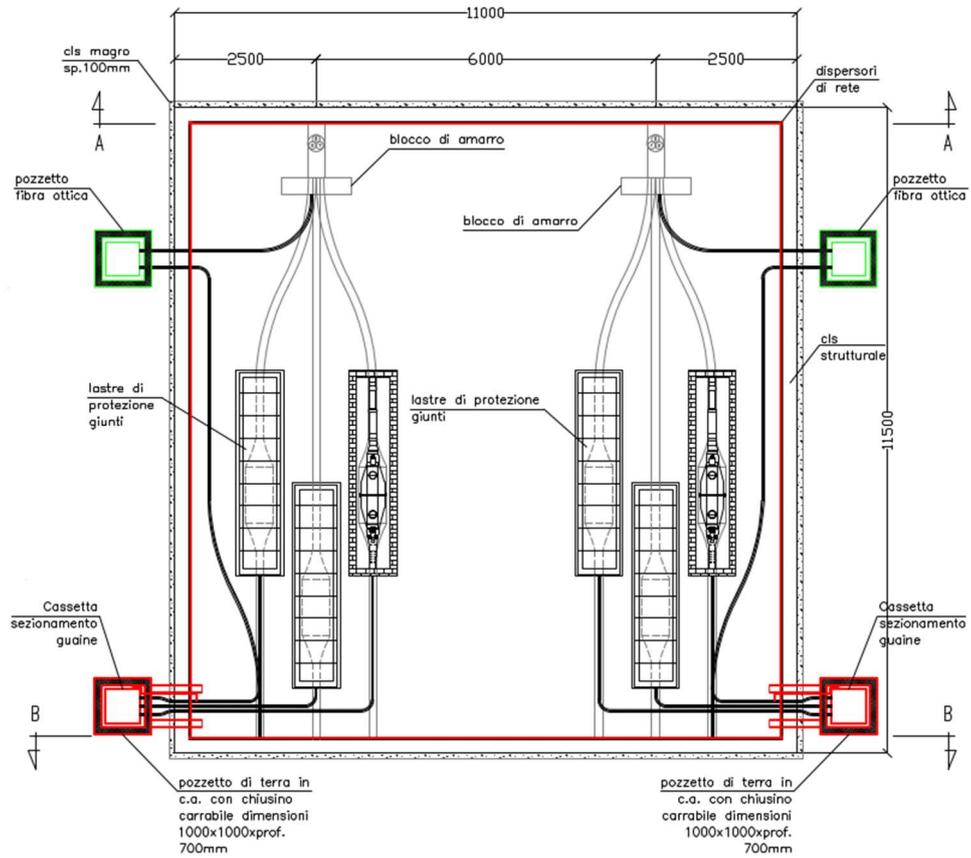
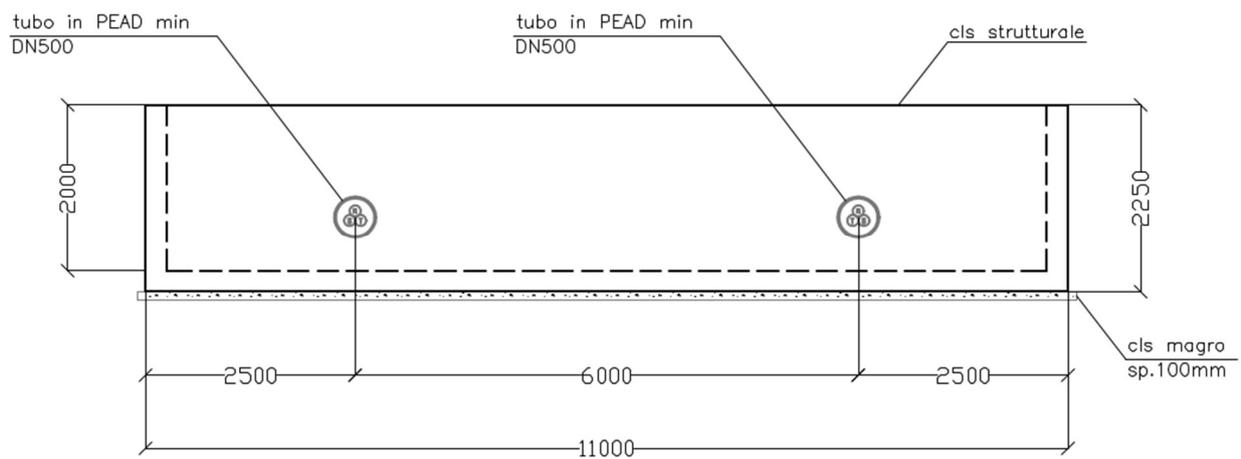


Figura 78: Geometria generale vasca dei giunti di transizione in pianta



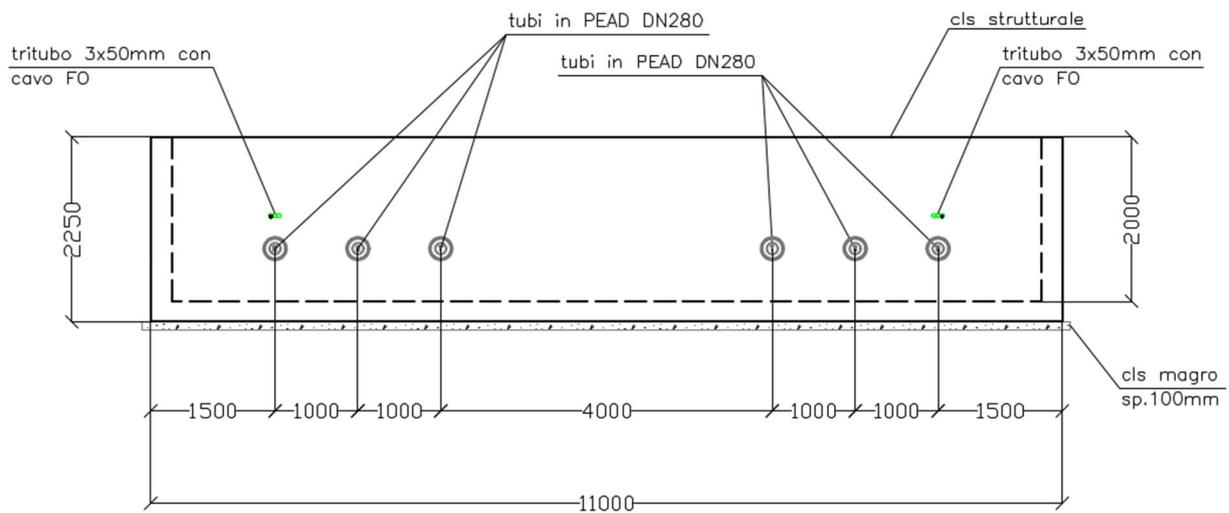


Figura 79: Sezioni della vasca dei giunti di transizione

Nell'area in oggetto al momento risulta presente una rete di sottoservizi ed in particolare:

- Acquedotto
- Fognatura bianca
- Gas

Per quanto riguarda le tubazioni del Gas è segnalata una condotta di 7ma specie DN100 e DN150 longitudinale al parcheggio e ubicata in posizione centrale e periferica.

Per quanto riguarda le tubazioni dell'acquedotto sono segnalate tubazioni in ghisa e ca DN100 e DN200 adiacenti e parallele a quelle del gas.

Infine, è presente un collettore per lo scarico delle acque di piattaforma in CLS Diam. 400 dislocato lungo le vie di percorrenza del parcheggio ed i collegamenti trasversali.

Per visionare la distribuzione dei sottoservizi insistenti nell'area più completa si rimanda al documento "Relazione sulle interferenze delle opere terrestri" con codice AGNROM\_EP-R\_REL-INT-TERRA.



*Figura 80: Esempio di un giunto di transizione all'interno del pozzetto*

La garanzia di accessibilità ordinaria per i pozzetti di giunzione non è prevista durante le fasi di esercizio e operazione degli impianti; tuttavia, devono essere previste delle botole di accessibilità straordinaria per permettere l'accesso al personale autorizzato, tramite la realizzazione di tombini di accesso.

## 6.5 Cavidotti terrestri di collegamento tra il punto di approdo e la Stazione di Trasformazione Elettrica onshore

Il tracciato dell'elettrodotto interrato a 220 kV parte dall'area di giunzione terra-mare posta in località Punta Marina, e arriva all'area della sottostazione di conversione elettrica denominata "Agnes Ravenna Porto" tramite un corridoio di 2,1 km.

Per maggiori dettagli consultare la "Relazione tecnica cavidotti terrestri 220 kV", doc. AGNROM\_EP-R\_REL-LTEC-TERRA.



Relazione elettrica generale  
 AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

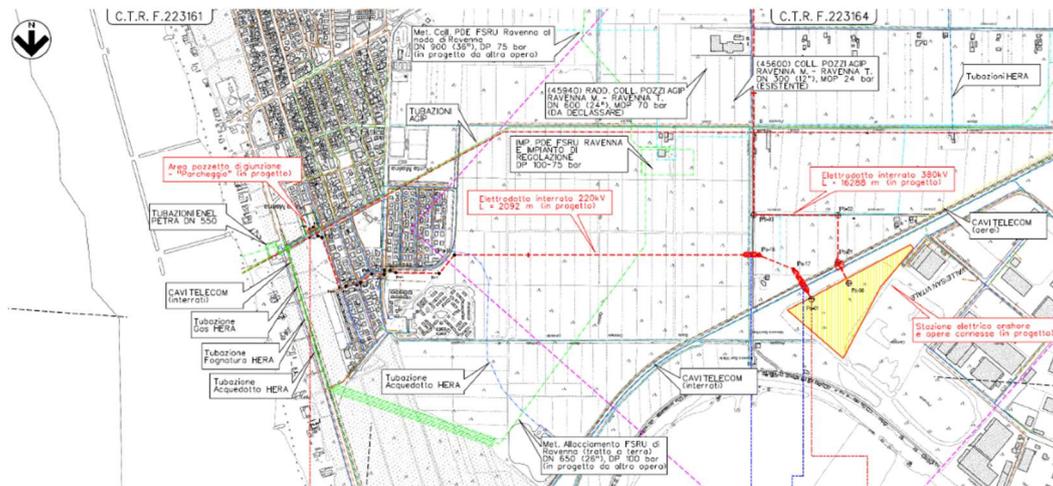


Figura 81: Percorso del tracciato di cavidotto 220 kV

L'elettrodotto sarà costituito da due linee interrate, ciascuna composta da tre cavi unipolari realizzati con conduttore in rame, isolante in XLPE, schermatura in guaina di alluminio e guaina esterna in PE. Ciascun conduttore di energia avrà una sezione di circa 2500 mm<sup>2</sup>.

La posa dei cavi avverrà prevalentemente in piano direttamente interrato, non all'interno di tubi, eccezione fatta per alcune specifiche situazioni generate dalle singolarità riscontrabili lungo il tracciato, come ad esempio approfondimenti localizzati per sottopasso di altre infrastrutture, posa con trivellazione controllata (TOC) per attraversamento di rii e canali, o la presenza in adiacenza di altre sorgenti di calore o per vicinanza a recettori sensibili.

Le caratteristiche elettriche di ciascuna delle due linee costituenti l'elettrodotto sono indicate nella Tabella seguente:

Tabella 41: Caratteristiche dell'elettrodotto in cavo 220kV

<b>Frequenza nominale</b>	50 Hz
<b>Tensione nominale</b>	220 kV
<b>Corrente nominale</b>	1445 A
<b>Potenza nominale</b>	550 MVA

L'elettrodotto è costituito dai seguenti componenti:

- n°6 giunti unipolari diritti sezionati per la connessione tra cavi export marini e cavi export terrestri, posti nella buca di giunzione in area di approdo, località Punta Marina;
- n°6 cavi unipolari di energia;



- buche giunti, poste a circa 500-700 m tra loro, ognuna composta da n°3 giunti unipolari diritti sezionati;
- per ogni buca giunti una relativa cassetta tripolare di sezionamento guaine, idonea al collegamento in cross-bonding schermi metallici dei cavi a 220 kV in corrispondenza dei giunti sezionati, costituita principalmente da involucro in acciaio inossidabile con grado di protezione IP67, da barre di connessione in rame stagnato per la connessione degli schermi metallici dei cavi;
- n°3+3 terminali unipolari adatti a connessione GIB posti in area esterna della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380kV denominata "Agnes Ravenna Porto";
- n°6 cassette unipolari di sezionamento e messa a terra degli schermi metallici dei cavi in corrispondenza dei terminali, ognuna costituita principalmente da un involucro in poliestere con grado di protezione IP65 e barre di connessione in rame stagnato, poste per ognuno dei sostegni porta terminali ubicati in area esterna della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380kV denominata "Ravenna Porto";
- q.b. collari unipolari per il fissaggio del cavo AT ai sostegni porta terminali;
- q.b. collari per il fissaggio del cavo di messa a terra schermi metallici dei cavi AT posti in area esterna della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380kV denominata "Ravenna Porto";
- sistema di telecomunicazioni;
- sistema di monitoraggio cavi in trincea.

I giunti unipolari saranno posizionati lungo il percorso dei cavi, a circa 500-700 m l'uno dall'altro, ed ubicati all'interno di apposite buche giunti.

Il posizionamento dei giunti sarà determinato in funzione delle interferenze sotto il piano campagna e della possibilità di trasporto.

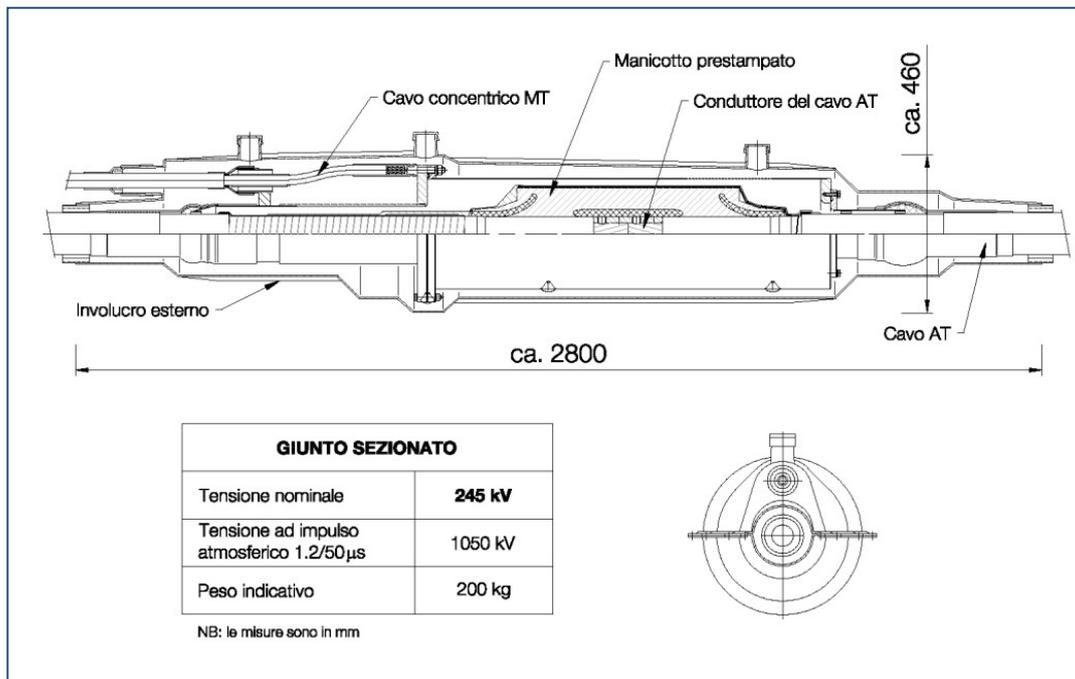


Figura 82: Giunto sezionato 220kV

Ciascun cavo da 220 kV sarà costituito da un conduttore in rame di sezione nominale pari a 2500 mm<sup>2</sup> tamponato, uno schermo semiconduttivo sul conduttore, uno strato di isolamento in polietilene reticolato (XLPE), uno schermo semiconduttivo sull'isolamento, dei nastri in materiale igroespandente, una guaina di alluminio, una guaina esterna in PE. La tensione nominale di isolamento è  $U_0/U = 127/220\text{kV}$ , la tensione massima permanente di esercizio è  $U_m = 245\text{kV}$ .

Di seguito la figura del cavo con conduttore in rame compatto e le Tabelle dei dati tecnici.

Tabella 42: Parametri di sistema dell'elettrodotto in cavo 220kV

Descrizione	Unità	Valore
Tensione nominale $U_0$	kV	220
Tensione di fase U	kV	127
Tensione massima di funzionamento $U_m$	kV	245
Livello di tenuta ad impulso atmosferico $U_p$	kVp	1050
Corrente nominale $I_n$	A	1445
Fattore di carico	%	100
Massima corrente di corto circuito $I_{cc}$	kA	Da definirsi
Durata del corto circuito	s	0,5



Tabella 43: Dati costruttivi dell'elettrodotto in cavo 220kV

Dati costruttivi	Unità	Valore/Descrizione
Materiale del conduttore		Rame
Tipo di conduttore		Milliken, tamponato
Schermo semiconduttivo interno		Strato polimerico semiconduttivo estruso
Materiale dell'isolante		XLPE
Schermo semiconduttivo esterno		Uno strato polimerico semiconduttivo estruso Uno nastro semiconduttivo igroespandente
Schermo metallico		Nastro di alluminio saldato longitudinalmente <sup>2</sup>
Guaina esterna		PE estruso
Sezione conduttore	mm <sup>2</sup>	2500
Diametro esterno cavo	mm	131
Peso netto del cavo	Kg/m	39
Raggio minimo di curvatura sotto trazione (MBR)	m	4,0
Sigla del cavo		Definizione in carico al costruttore

Tabella 44: Parametri elettrici del cavo 220kV

Descrizione	Unità	Valore
Resistenza ohmica del conduttore a 20°C in CC	Ω/km	0,0072
Capacità	μF/km	0,24
Reattanza	Ω/km	0,175
Massima temperatura del conduttore in condizioni normali	°C	90



	1	<b>Conductor</b> Longitudinal watertight segmental stranded and compacted copper, including binder tape
	2	<b>Conductor screen</b> Extruded semiconducting copolymer compound
	3	<b>Insulation</b> Extruded XLPE
	4	<b>Insulation screen</b> Extruded semiconducting copolymer compound
	5	<b>Bedding</b> Semiconducting water blocking tapes
	6	<b>Metallic sheath</b> Aluminium welded sheath
	7	<b>Outer sheath</b> Extruded PE

Figura 83: Esploso della composizione del cavo 220kV

Per la trasmissione dati per il sistema di protezione, comando e controllo dell'impianto, sarà utilizzato un sistema di telecomunicazioni tra le stazioni terminali dei collegamenti.

Il sistema di monitoraggio sarà costituito da un cavo a fibre ottiche destinato principalmente a misurare/monitorare la temperatura (DTS-Distributed Temperature Sensing) lungo il percorso dell'elettrodotto, ma che potrà essere utilizzato per altre funzioni di controllo.

## 6.6 Modalità di posa e di attraversamento dei cavi 220 kV

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea profonda 1,5 m per posa su strada urbana ed extraurbana, di 1,6 m per posa in terreno agricolo, con disposizione delle fasi in piano come da tipici dell'elaborato "Cavidotto 220kV terrestre - Sezione di scavo e posa dei cavi con indicazioni buche giunti".

Le profondità di posa dei cavi, intese come profondità dei piani di appoggio, saranno quindi di 1,4 e 1,5 m, rispettivamente per posa su strada urbana ed extraurbana, e per posa in terreno agricolo.



Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un tritubo di diametro 50 mm; all'interno di uno dei tre tubi che lo compongono verrà installato un cavo con fibre ottiche (FO) da 48 fibre, per la trasmissione dati e le protezioni elettriche delle linee.

Per maggiori dettagli consultare la "Relazione tecnica cavidotti terrestri 220 kV", doc. AGNROM\_EP-R\_REL-LTEC-TERRA.

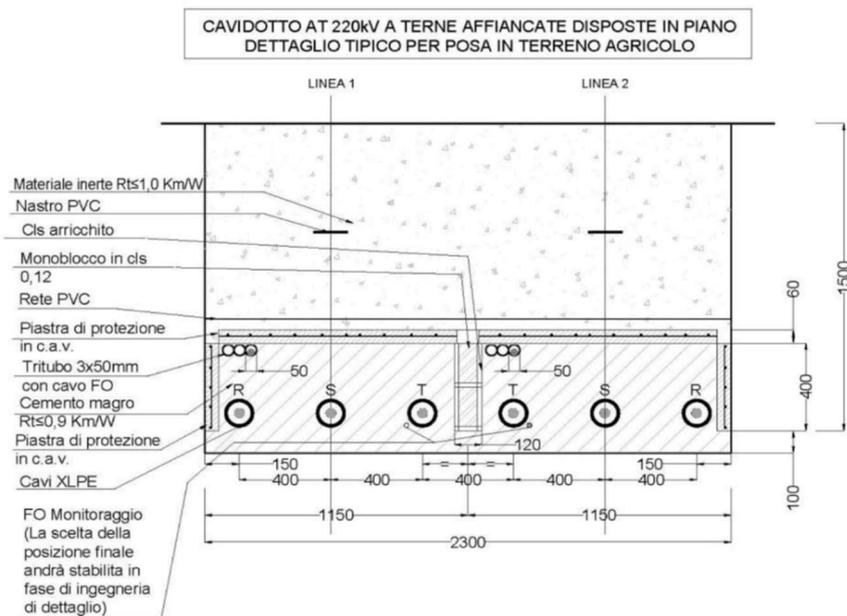


Figura 84: Sezione tipica di scavo e posa elettrodotto 220 kV su terreno agricolo

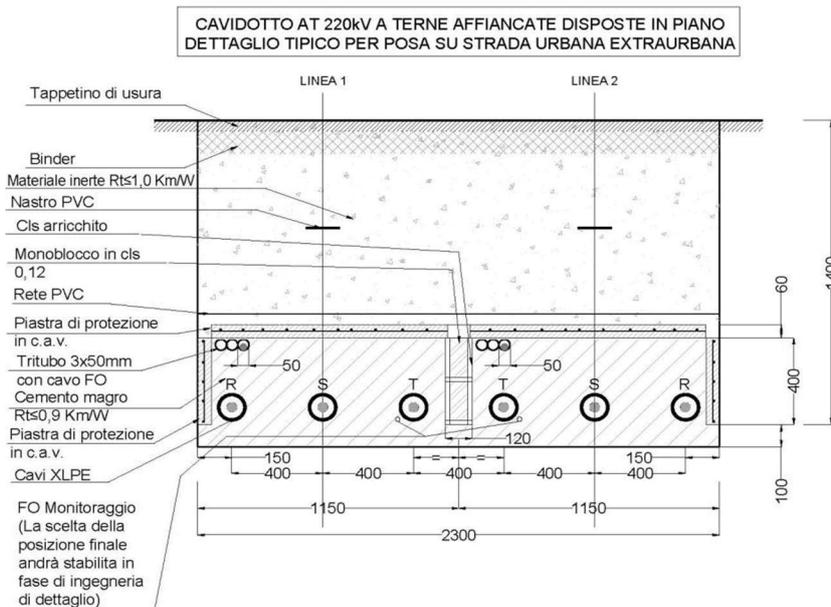


Figura 85: Sezione tipica di scavo e posa elettrodotto 220 kV su strada



Relazione elettrica generale  
AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

Tutti i cavi verranno alloggiati in trincea e ricoperti con uno strato di sabbia vagliata o cemento magro di idonea resistività termica pari a  $\leq 0,9 \text{ k}^*\text{m}/\text{W}$ ; la trincea verrà poi riempita di materiale inerte con resistività termica  $\leq 1,0 \text{ k}^*\text{m}/\text{W}$ .

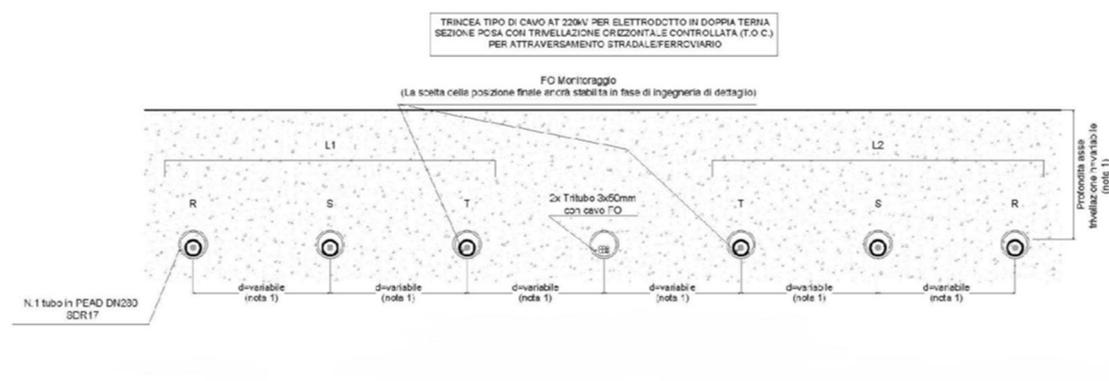
Saranno protetti superiormente e sui due lati mediante piastre di protezione in c.a.v. e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico in PVC. Tra le due terne verrà installato un monoblocco di separazione in calcestruzzo e lastre in calcestruzzo arricchito.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera o in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici. Nella fase di posa dei cavi, per limitare al massimo eventuali disagi al traffico veicolare locale, le linee saranno posate in modo da poter destinare al transito, in linea generale, almeno una metà della carreggiata.

Gli attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

In particolari, i punti critici del tracciato caratterizzati da flussi di traffico e/o in presenza di manufatti superficiali di difficoltoso attraversamento, o attraversamento di ferrovia o di altro servizio che non consenta l'interruzione del traffico, o in presenza di canali e rii, l'installazione potrà essere realizzata mediante tecniche di trivellazione orizzontale, come spingi tubo o perforazione teleguidata T.O.C., che non comportano alcun tipo di interferenza con le strutture superiori esistenti che verranno attraversate in sottopasso.

L'avanzamento dello scavo avviene tramite l'erosione del terreno mediante fanghi che, passando attraverso le aste di perforazione, fuoriescono ad alta pressione dalla testa di perforazione. La tecnica prevede la realizzazione preliminare di un foro pilota che viene successivamente allargato fino a raggiungere il diametro richiesto per l'alloggiamento della condotta. La tubazione di alloggiamento viene posizionata mediante trascinamento. La T.O.C. può essere adottata in presenza di terreni coesivi, in roccia tenera e consistente, ed in terreni incoerenti; rispetto a questi ultimi, la presenza di ghiaia, sabbia e ciottoli può creare difficoltà.





Relazione elettrica generale  
 AGNROM\_EP-R\_REL-ELETRICA

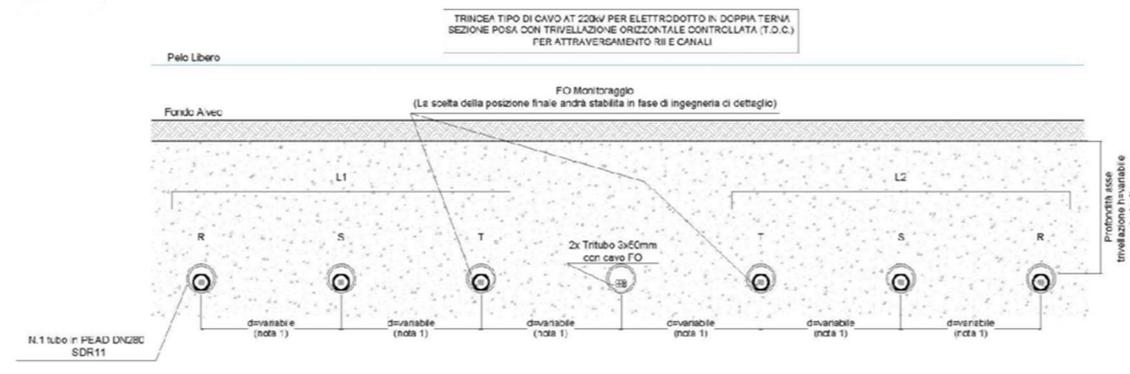


Figure 86 e 87: Sezioni di posa di elettrodotto in cavi 220kV con T.O.C. per attraversamento stradale, ferroviario, rii e canali

Nel caso in cui non sia possibile eseguire gli scavi con l'interramento del cavo, in prossimità di particolari attraversamenti di opera esistenti lungo il tracciato (strade, fiumi, ecc.), potrà essere utilizzato il sistema di attraversamento in *trenchless* come descritto nella figura di seguito:

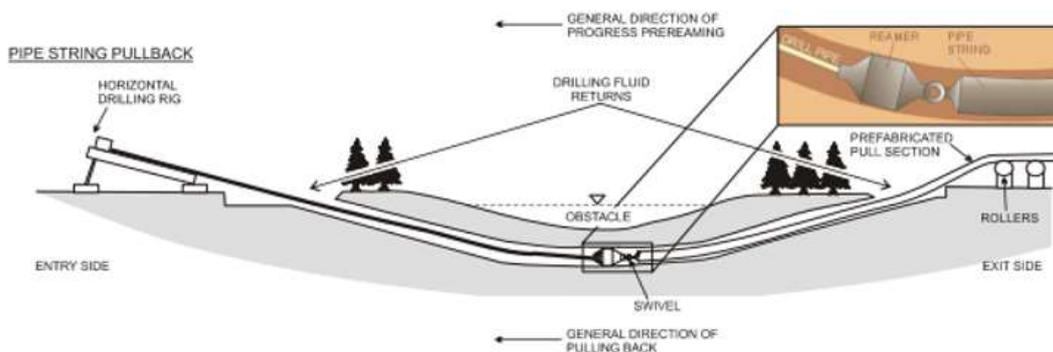


Figura 88: Modalità tipica per attraversamenti con sistema teleguidato di elettrodotto in cavi 220kV

Tra le possibili modalità di collegamento degli schermi metallici sarà utilizzata la cosiddetta modalità del *cross bonding*, in cui il collegamento in cavo viene suddiviso in tre tratte elementari (o multipli di tre) di uguale lunghezza, generalmente corrispondenti con le pezzature di posa. In tale configurazione gli schermi vengono messi francamente a terra, ed in corto circuito tra loro all'estremità di partenza della prima tratta ed all'estremità di arrivo della terza, mentre tra due tratte adiacenti gli schermi sono isolati da terra o a terra mediante scaricatori, e uniti fra loro con collegamento incrociato. La quarta pezzatura di cavo, in arrivo alla Stazione Elettrica "Ravenna Porto" avrà gli schermi collegati a terra ad una sola estremità (*single point bonding*), salvo ottimizzazioni sul numero di giunti (riduzione a due) in fase di progetto esecutivo.



Lungo il tracciato, in uscita da ogni buca giunti, verrà eseguita la trasposizione ciclica dei cavi disposti in piano.

Il rinterro della trincea realizzata per la posa in opera dei cavi verrà eseguito con speciali precauzioni per evitare danni ai cavi ed ai manufatti in essa posti in opera.

Il rinterro verrà eseguito a partire dal piano di posa su cui vengono posati i cavi, per lo spessore di 10 cm di cemento magro con  $R_t \leq 0,9 \text{ k}^* \text{m/W}$ , e poi con ulteriore strato di cemento magro  $R_t \leq 0,9 \text{ k}^* \text{m/W}$  a protezione dei cavi per lo spessore di 40 cm. Le due linee in cavo, posate a terne affiancate in piano, verranno separate tra loro da monoblocchi in calcestruzzo di spessore 12 cm, uniti tra loro con calcestruzzo arricchito. Superiormente e lateralmente al cemento magro verranno posate piastre di protezione in c.a.v. con rete elettrosaldata dello spessore di 6 cm per ognuna delle due linee in cavo. Superiormente alle piastre di protezione in c.a.v. poste parallelamente al terreno, verrà installata una rete in PVC per ognuna delle due linee e più sopra un nastro di segnalazione in PVC di colore rosso. Il riempimento finale dell'ulteriore parte di trincea verrà effettuato mediante materiale inerte proveniente dallo scavo stesso, o altro materiale idoneo, avente  $R_t \leq 1,0 \text{ k}^* \text{m/W}$  costipato a mano o con mezzi meccanici.

I materiali dovranno essere costipati fino ad ottenere il valore di compattamento richiesto per evitare ulteriore assestamento.

Nel caso di posa in strada urbana ed extraurbana o attraversamento delle medesime, al di sopra dello strato di riempimento verrà ripristinata la stratigrafia del pacchetto stradale. Per quanto possibile lo strato di misto granulare stabilizzato o cementato verrà realizzato con materiale idoneo, ovvero avente caratteristiche di materiale da sottofondazione stradale proveniente da scavi. Lo strato bituminato di usura della pavimentazione stradale verrà ripristinato su tutta l'estensione della carreggiata interessata allo scavo.

Nel caso di posa con trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.), da eseguirsi in prossimità di particolari attraversamenti di opere esistenti lungo il tracciato, i cavi verranno posati all'interno di tubi, secondo UNI EN 12201-2, in PEAD DN280 SDR17 per attraversamenti stradali e ferroviari e in PEAD DN280 SDR11 per attraversamenti di canali e rii, a loro volta installati all'interno del foro eseguito con alesatore alla profondità di trivellazione stabilita rispetto all'opera esistente.

Le operazioni di scavo della trincea e di installazione dei cavi richiederanno l'apertura di una pista di lavoro, denominata "area di passaggio". Questa pista dovrà essere il più continua possibile ed avere una larghezza tale, da consentire la buona esecuzione dei lavori ed il transito dei mezzi di servizio e di soccorso.

Per i lavori in oggetto, l'area di passaggio prevista per l'elettrodotto 220kV sarà:

- normale: larghezza complessiva pari a 12,00 m
- su strada: larghezza complessiva pari a 8,00 m



La realizzazione dell'opera di cavo interrato 220 kV avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in tratti limitati della linea di progetto (500/700 metri), con un avanzamento progressivo sul corridoio.

Le attività si articolano nelle tre fasi sequenziali di realizzazione infrastrutture provvisorie, realizzazione di opere di escavazione e infine la posa dei cavi con collaudo e ripristino dell'area.

Le fasi di costruzione si possono quindi semplificare negli step seguenti:

- Realizzazione delle opere per la cantierizzazione temporanea dell'area e controllo sulla sicurezza del cantiere, segregazione delle aree di lavoro con idonea recinzione, preparazione dell'area di lavoro con rimozione degli ostacoli superficiali, realizzazione delle piazzole di stoccaggio per il deposito delle bobine dei cavi
- Picchettamento e tracciamento del percorso cavi e delle buche giunti
- Apertura del cantiere (fascia di lavoro) e scavo della trincea, scarificazione dell'asfalto, dove necessario, per mezzo di fresatrice a freddo, scavo della trincea mediante escavatore con benna o macchina scava-trincea
- Posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni, con posizionamento dell'argano e delle bobine contenenti i cavi
- Collaudo
- Ricopertura della linea e ripristini con compattazione del materiale di rinterro mediante piastra vibrante e, dove necessario, compattazione degli strati di asfalto per mezzo di rullo compattatore

Tutti i sottoservizi esistenti dovranno essere esattamente localizzati al fine di evitare danneggiamenti durante le fasi di scavo ed installazione. Gli scavi in prossimità dei sottoservizi dovranno essere eseguiti a mano.

Per tratti interni a zone residenziali (es. località di Punta Marina Terme), così come in corrispondenza degli attraversamenti, le modalità dovranno essere differenti e si procederà con la posa dei cavi successivamente alla realizzazione dello scavo e all'installazione dei tubi in PEAD DN280 SDR17 per attraversamenti stradali e ferroviari e in PEAD DN280 SDR11 per attraversamenti di canali e rii, a loro volta installati all'interno del foro eseguito con alesatore alla profondità di trivellazione stabilita rispetto all'opera esistente.

In corrispondenza di attraversamenti di infrastrutture (strade, metanodotti, canali, ferrovie, ecc.), e di punti particolari (realizzazione buche giunti) l'area di cantiere, per esigenze operative, potrebbe risultare più ampia dell'area di passaggio.

Gli attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

Per lo studio del tracciato degli elettrodotti in progetto, al fine di minimizzare gli impatti su aree abitative o in corso di sviluppo si è cercato di focalizzare la posa sotto strada.



Pertanto, le principali percorrenze sotto strada in progetto sono:

- Elettrodotto 220kV:
  - Viale della Medusa (L=200.00 m circa)
  - Via del Marinaio (L=170.00 m circa)
- Elettrodotto 380kV:
  - Via dei Germani (L=300.00 m circa)
  - Via dell'Idrovora (L=920.00 m circa)
  - Via Destra Canale Molinetto (L=1920.00 m circa)
  - Via Staggi (L=40.00 m circa)
  - Via Luciano Lama (L=200.00 m circa)
  - Via Chiavica Romea (L=225.00 m circa)

La realizzazione delle percorrenze, per i tratti sopra riportati, sarà realizzata con la posa mediante “scavo a cielo aperto”.

## 6.7 Cavidotti terrestri di collegamento tra la Stazione di Trasformazione Elettrica onshore e la stazione di Terna “La Canala”

Con riferimento alla corografia allegata, il tracciato in progetto dei cavi interrati a 380 kV parte dalla Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380 kV di nuova realizzazione, in area “Agnes Ravenna Porto” localizzata nella vecchia Cassa di Colmata “A” limitrofa a Via Trieste ed arriva all'esistente stazione elettrica Terna denominata “La Canala”.

Per maggiori dettagli consultare la “Relazione tecnica cavidotti terrestri 380 kV”, doc. AGNROM\_EP-R\_REL-LTEC-TERRA.



Figura 89: Planimetria generale del tracciato elettrodotto in cavo interrato 380kV



L'elettrodotto sarà costituito da una linea interrata composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in rame, isolante in XLPE, schermatura in guaina di alluminio e guaina esterna in PE. Ciascun conduttore di energia avrà una sezione di circa 2500 mm<sup>2</sup>.

La posa dei cavi avverrà prevalentemente in piano direttamente interrati, non all'interno di tubi, con limitazioni generate dalle singolarità riscontrabili lungo il tracciato, come ad esempio la necessità di approfondimenti localizzati per sottopasso di altre infrastrutture, la posa con trivellazione controllata (TOC) per attraversamento di rii e canali, o la presenza in adiacenza di altre sorgenti di calore o per vicinanza a recettori sensibili.

Le caratteristiche elettriche della linea costituente l'elettrodotto sono indicate nella Tabella seguente:

*Tabella 45: Caratteristiche dell'elettrodotto in cavo 380kV*

<b>Frequenza nominale</b>	50 Hz
<b>Tensione nominale</b>	380 kV
<b>Corrente nominale</b>	1673 A
<b>Potenza nominale</b>	1100 MVA

L'elettrodotto è costituito dai seguenti componenti:

- N°3 cavi unipolari di energia;
- buche giunti, poste a circa 500-800 m tra loro, ognuna composta da n°3 giunti unipolari diritti sezionati;
- per ogni buca giunti una relativa cassetta tripolare di sezionamento guaine, idonea al collegamento in cross-bonding degli schermi metallici dei cavi a 380 kV in corrispondenza dei giunti sezionati, costituita principalmente da involucro in acciaio inossidabile con grado di protezione IP67, da barre di connessione in rame stagnato per la connessione degli schermi metallici dei cavi;
- N°3 terminali unipolari adatti a connessione GIB posti in area esterna della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380kV;
- N°3 terminali unipolari per esterno adatti a connessione AIS posti in area esterna della esistente Stazione Elettrica Terna "La Canala";
- N°3 cassette unipolari di sezionamento e per messa a terra degli schermi metallici dei cavi in corrispondenza dei terminali, ognuna costituita principalmente da un involucro in poliestere con



- grado di protezione IP65 e barre di connessione in rame stagnato, poste per ognuno dei sostegni porta terminali ubicati in area esterna della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380kV;
- N°3 cassette unipolari di sezionamento e per messa a terra degli schermi metallici dei cavi in corrispondenza dei terminali, ognuna costituita principalmente da un involucro in poliestere con grado di protezione IP65 e barre di connessione in rame stagnato, poste per ognuno dei sostegni porta terminali ubicati in area esterna della esistente Stazione Elettrica Terna “La Canala”;
  - q.b. collari unipolari per il fissaggio del cavo AT ai sostegni porta terminali;
  - q.b. collari per il fissaggio del cavo di messa a terra schermi metallici dei cavi AT posti in area esterna della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380kV e dell’esistente Stazione Elettrica Terna “La Canala”;
  - sistema di telecomunicazioni;
  - sistema di monitoraggio cavi in trincea.

I giunti unipolari saranno posizionati lungo il percorso dei cavi, a circa 500-800 m l’uno dall’altro, ed ubicati all’interno di apposite buche giunti. Il posizionamento dei giunti sarà determinato in funzione delle interferenze sotto il piano campagna, della possibilità di trasporto delle bobine di cavo e dalla necessità di realizzare tre tratte di cavo di lunghezza uguale per ogni sezione di cross bonding.

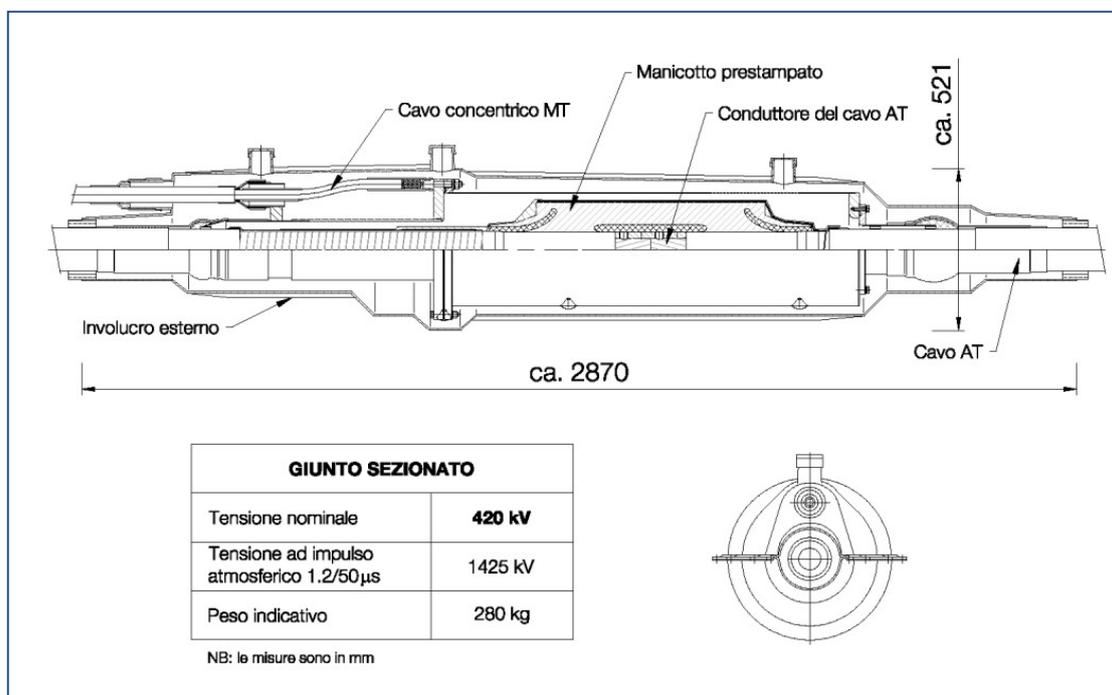


Figura 90: Giunto sezionato 380kV

Ciascun cavo d’energia a 380 kV sarà costituito da:

- conduttore in rame di sezione nominale pari a circa 2500 mm<sup>2</sup> tamponato;



- schermo semiconduttivo sul conduttore;
- isolamento in polietilene reticolato (XLPE);
- schermo semiconduttivo sull'isolamento;
- nastri in materiale igroespandente;
- guaina di alluminio;
- guaina esterna in PE.

Tensione nominale di isolamento:  $U_0/U = 220/380\text{kV}$ ; tensione massima permanente di esercizio:  $U_m = 420\text{kV}$ .

Di seguito la figura del cavo con conduttore in rame e le Tabelle dei dati tecnici.

Tabella 46: Parametri di sistema dell'elettrodotto in cavo 380kV

Descrizione	Unità	Valore
Tensione nominale $U_0$	kV	380
Tensione di fase U	kV	220
Tensione massima di funzionamento $U_m$	kV	420
Livello di tenuta ad impulso atmosferico $U_p$	kVp	1425
Corrente nominale $I_n$	A	1673
Fattore di carico	%	100
Massima corrente di corto circuito $I_{cc}$	kA	Da definirsi
Durata del corto circuito	s	0,5

Tabella 47: Caratteristiche costruttive cavo 380kV

Dati costruttivi	Unità	Valore/Descrizione
Materiale del conduttore		Rame
Tipo di conduttore		Milliken, tamponato
Schermo semiconduttivo interno		Strato polimerico semiconduttivo-estruso
Materiale dell'isolante		XLPE
Schermo semiconduttivo esterno		Uno strato polimerico semiconduttivo estruso



		Un nastro semiconduttivo igroespandente
Schermo metallico		Nastro di alluminio saldato longitudinalmente <sup>2</sup>
Guaina esterna		PE estruso
Sezione conduttore	mm <sup>2</sup>	2500
Diametro esterno	mm	139
Peso netto del cavo	Kg/m	40,6
Raggio minimo di curvatura sotto trazione (MBR)	m	4,2
Sigla del cavo		definizione in carico al costruttore

Tabella 48: Parametri elettrici del cavo 380kV

Descrizione	Unità	Valore
Resistenza ohmica del conduttore a 20°C in CC	Ω/km	0,0072
Capacità	μF/km	0,22
Reattanza	Ω/km	0,189
Massima temperatura del conduttore in condizioni normali	°C	90



	1	<b>Conductor</b> Longitudinal watertight segmental stranded and compacted copper, including binder tape
	2	<b>Conductor screen</b> Extruded semiconducting copolymer compound
	3	<b>Insulation</b> Extruded XLPE
	4	<b>Insulation screen</b> Extruded semiconducting copolymer compound
	5	<b>Bedding</b> Semiconducting water blocking tapes
	6	<b>Metallic sheath</b> Aluminium welded sheath
	7	<b>Outer sheath</b> Extruded PE

Figura 91: Esploso della composizione del cavo 380kV

Per la trasmissione dati per il sistema di protezione, comando e controllo dell'impianto, sarà utilizzato un sistema di telecomunicazioni tra le stazioni terminali dei collegamenti.

Il sistema di monitoraggio sarà costituito da un cavo a fibre ottiche destinato principalmente a misurare/monitorare la temperatura (DTS-Distributed Temperature Sensing) lungo il percorso dell'elettrodotto, ma che potrà essere utilizzato per altre funzioni di controllo.

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di 1,5 m per posa su strada urbana ed extraurbana, di 1,6 m per posa in terreno agricolo, con disposizione delle fasi in piano come da tipici "Sezioni di scavo e posa" nelle figure seguenti.

Le profondità di posa dei cavi intese come profondità dei piani di appoggio saranno quindi di 1,4 e 1,5 m, rispettivamente per posa su strada urbana ed extraurbana e per posa in terreno agricolo.

Le profondità reali di posa saranno meglio definite in fase di progetto esecutivo dell'opera.

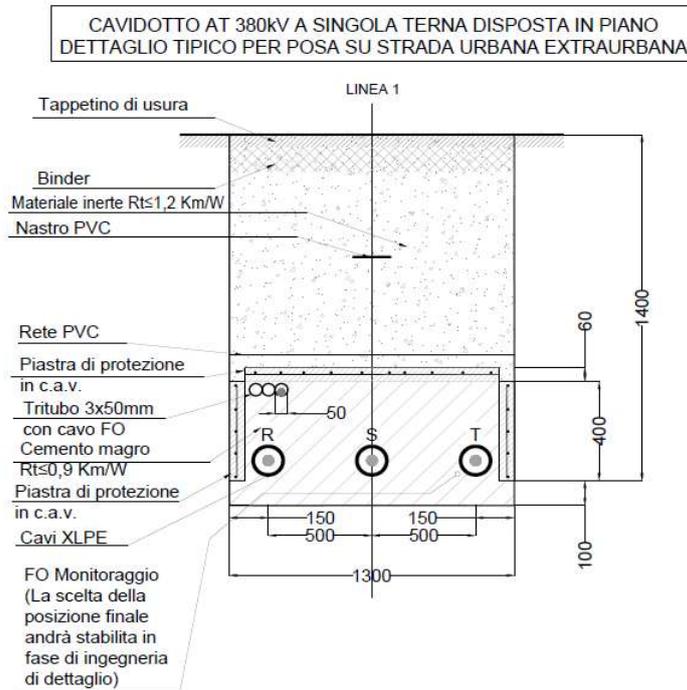


Figura 92: Sezione tipica di scavo e posa elettrodotto 380 kV su strada

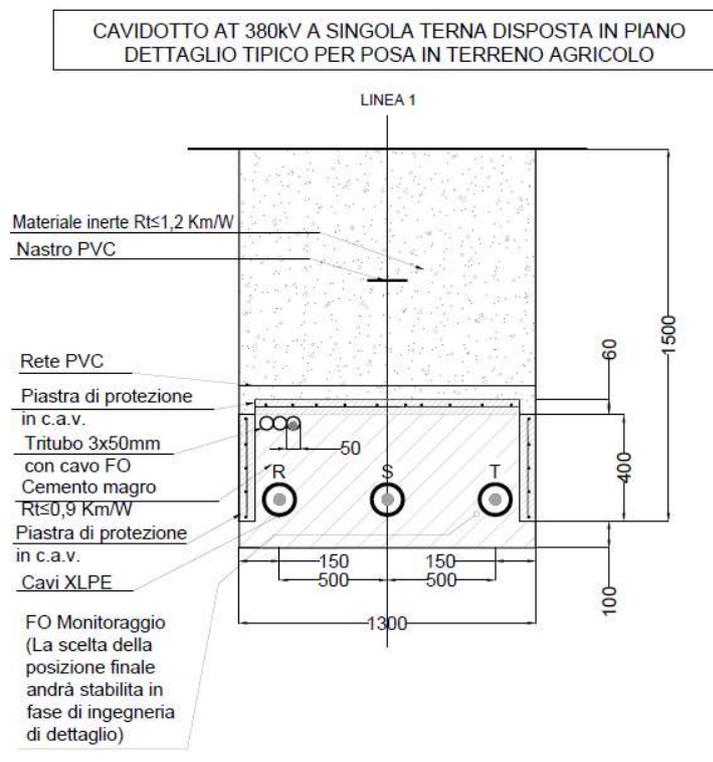


Figura 93: Sezione tipica di scavo e posa elettrodotto 380 kV su terreno agricolo



Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un tritubo di diametro 50 mm, dove all'interno di un tubo del tritubo verrà installato un cavo con fibre ottiche (FO) da 48 fibre per trasmissione dati e protezioni elettriche delle linee.

Tutti i cavi verranno alloggiati in trincea e ricoperti con sabbia vagliata o cemento magro di idonea resistività termica pari a  $\leq 0,9$  km/W; la trincea verrà poi riempita di materiale inerte con resistività termica  $\leq 1,2$  km/W.

Saranno protetti superiormente e sui due fianchi mediante piastre di protezione in c.a.v. e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico in PVC.

La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale inerte.

Nel caso in cui non sia possibile eseguire gli scavi con l'interramento del cavo, in prossimità di particolari attraversamenti di opera esistenti lungo il tracciato (strade, fiumi, ecc.), potrà essere utilizzato il sistema di attraversamento in trenchless, come descritto nella figura di seguito:

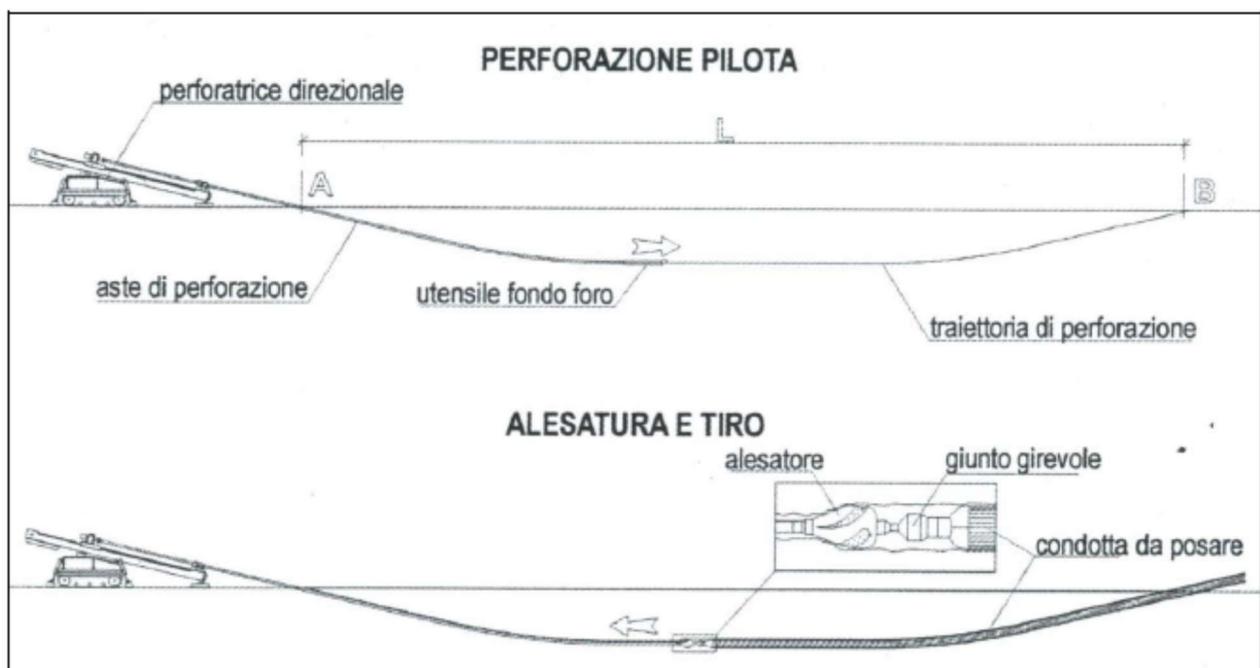


Figura 94: Modalità tipica per attraversamenti con sistema teleguidato di elettrodotto in cavi 380kV

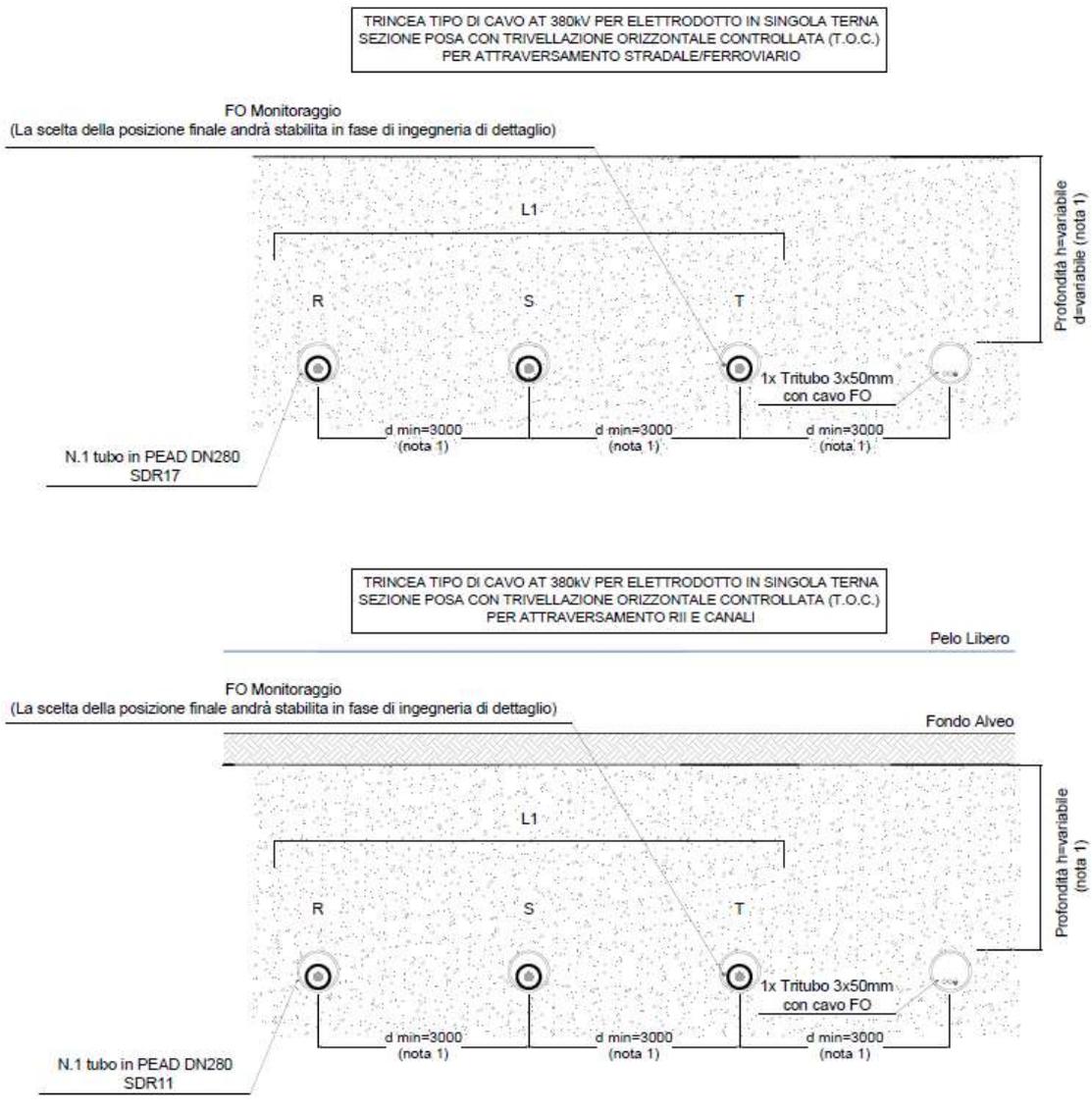


Figure 95 e 96: Sezioni di posa di elettrodotto in cavi 380kV con T.O.C. per attraversamento stradale, ferroviario, rii e canali

Le operazioni di scavo della trincea e di installazione dei cavi richiederanno l'apertura di una pista di lavoro, denominata "area di passaggio". Questa pista dovrà essere il più continua possibile ed avere una larghezza tale, da consentire la buona esecuzione dei lavori ed il transito dei mezzi di servizio e di soccorso.

Per i lavori in oggetto, l'area di passaggio prevista per l'elettrodotto 380kV sarà:

- normale: larghezza complessiva pari a 12,00 m
- su strada: larghezza complessiva pari a 7,00 m



Per quanto riguarda le indicazioni tecnico-descrittive delle fasi di costruzione durante la cantierizzazione, le soluzioni adottate saranno le stesse medesime presentate per i cavidotti interrati da 220 kV

## 6.8 Modalità di posa e di attraversamento dei cavi 380 kV

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di 1,5 m per posa su strada urbana ed extraurbana, di 1,6 m per posa in terreno agricolo, con disposizione delle fasi in piano come da tipici "Sezioni di scavo e posa" nelle figure seguenti.

Le profondità di posa dei cavi intese come profondità dei piani di appoggio saranno quindi di 1,4 e 1,5 m, rispettivamente per posa su strada urbana ed extraurbana e per posa in terreno agricolo.

Le profondità reali di posa saranno meglio definite in fase di progetto esecutivo dell'opera.

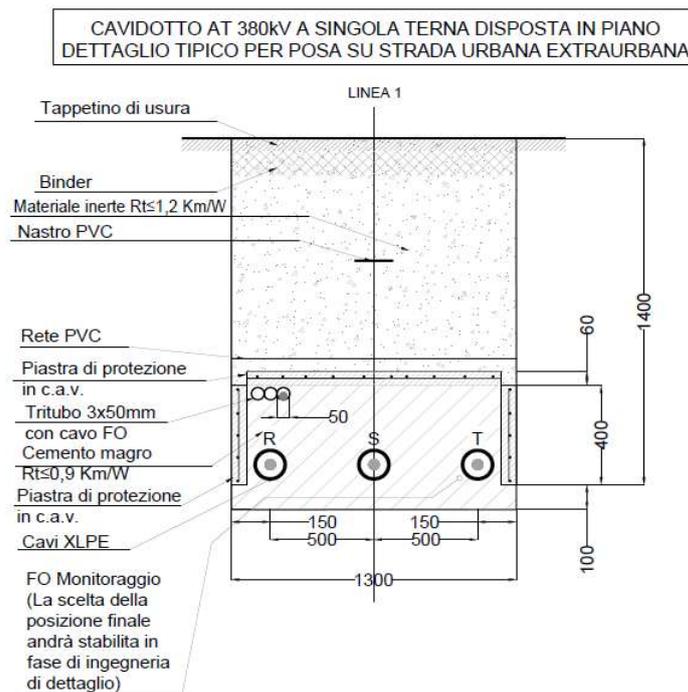


Figure 97: Sezione tipica di scavo e posa elettrodotto 380 kV su strada

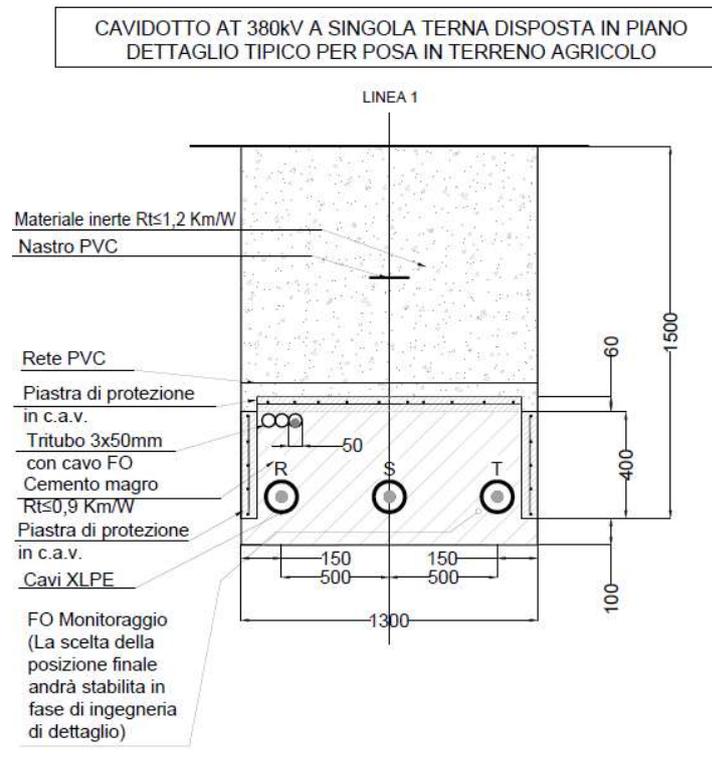


Figure 98: Sezione tipica di scavo e posa elettrodotto 380 kV su terreno agricolo

Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un tritubo di diametro 50 mm, dove all'interno di un tubo del tritubo verrà installato un cavo con fibre ottiche (FO) da 48 fibre per trasmissione dati e protezioni elettriche delle linee.

Tutti i cavi verranno alloggiati in trincea e ricoperti con sabbia vagliata o cemento magro di idonea resistività termica pari a  $\leq 0,9 \text{ km/W}$ ; la trincea verrà poi riempita di materiale inerte con resistività termica  $\leq 1,2 \text{ km/W}$ .

Saranno protetti superiormente e sui due fianchi mediante piastre di protezione in c.a.v. e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico in PVC.

La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale inerte.

Nel caso in cui non sia possibile eseguire gli scavi con l'interramento del cavo, in prossimità di particolari attraversamenti di opera esistenti lungo il tracciato (strade, fiumi, ecc.), potrà essere utilizzato il sistema di attraversamento in trenchless, come descritto nella figura di seguito:

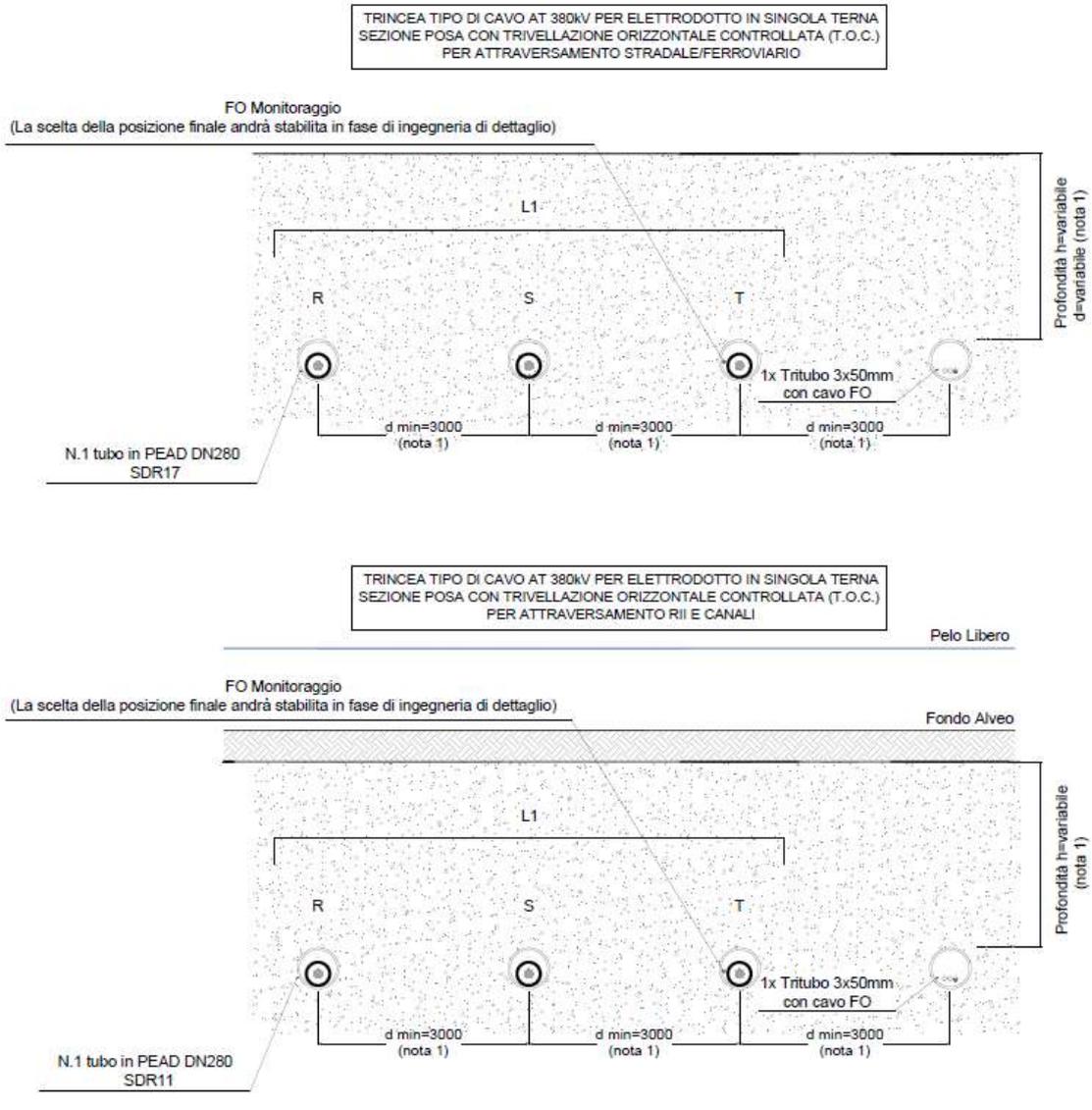


Figure 99: Sezioni di posa di elettrodotto in cavi 380kV con T.O.C. per attraversamento stradale, ferroviario, rii e canali

Le operazioni di scavo della trincea e di installazione dei cavi richiederanno l'apertura di una pista di lavoro, denominata "area di passaggio". Questa pista dovrà essere il più continua possibile ed avere una larghezza tale, da consentire la buona esecuzione dei lavori ed il transito dei mezzi di servizio e di soccorso.

Per i lavori in oggetto, l'area di passaggio prevista per l'elettrodotto 380kV sarà:

- normale: larghezza complessiva pari a 12,00 m
- su strada: larghezza complessiva pari a 7,00 m



Per quanto riguarda le indicazioni tecnico-descrittive delle fasi di costruzione durante la cantierizzazione, le soluzioni adottate saranno le stesse medesime presentate per i cavidotti interrati da 220 kV.

## 6.9 Agnes Ravenna Porto

Il progetto Agnes Ravenna Porto (ARP) è la naturale estensione dell'hub energetico in zona terrestre ed è destinato ad ospitare 3 macro-sistemi, articolati come riportato nella figura sottostante:

- Stazione elettrica di trasformazione da 380/220/30/0,4 kV, che riceve in ingresso l'energia generata degli impianti di produzione a mare
- Impianto di accumulo (BESS) da 50 MW/200 MWh
- Impianto di produzione, compressione, stoccaggio e distribuzione di idrogeno



Figura 100: Planimetria di Agnes Ravenna Porto con classificazione funzionale delle aree occupate



Per la consultazione della planimetria tecnica di dettaglio dell'area ARP si prega di consultare l'elaborato con codice AGNROM\_EP-D\_PLA-ARP-TECH.

L'area ARP risulta di proprietà del Gruppo SAPIR, che costituisce un'importante realtà imprenditoriale del porto di Ravenna, specializzata in imbarco/sbarco e movimentazione delle più varie tipologie di merci. Il Gruppo gestisce in Darsena San Vitale il principale terminal operator del porto e uno dei più grandi in Italia, controlla Terminal Nord S.p.A. in sinistra Canale, specializzato in inerti, ed è proprietaria di TCR (Terminal Container Ravenna).

Parte dell'area d'interesse per il progetto ed è stata adibita in parte a cassa di colmata, nell'ambito del progetto n. 114° dell'Autorità Portuale di Ravenna. Il progetto n. 114° ha individuato quattro casse di colmata per conferire il materiale estratto al seguito delle operazioni di approfondimento dei fondali dei Canali Candiano e Baiona.

La cassa di colmata su cui in parte insiste l'opera è la "A". Come si evince in figura seguente, la sommità degli argini in progetto n. 114° erano fissate a circa 8 metri s.l.m., mentre la parte centrale a circa 6 metri.

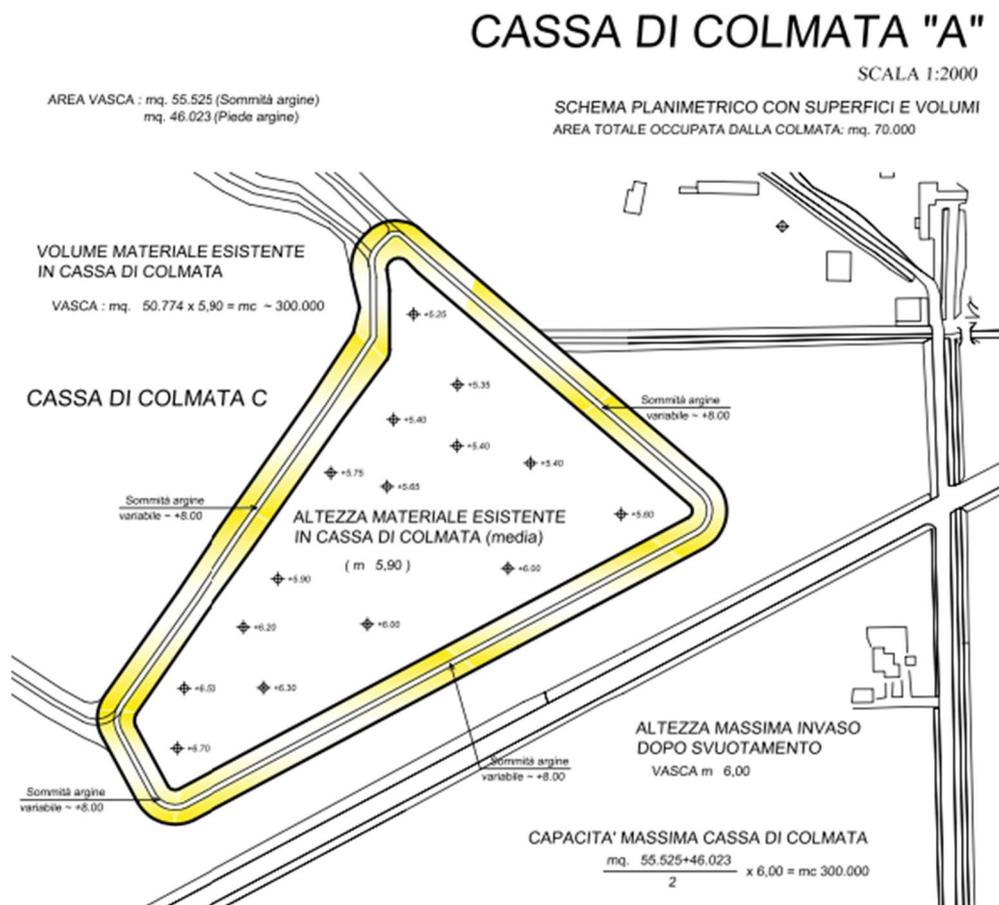


Figura 101: Cassa di Colmata "A" in Progetto dell'Autorità Portuale



Relazione elettrica generale  
AGNR0M\_EP-R\_REL-ELETRICA

Ad oggi, si rilevano lavori in corso nella cassa di colmata per abbassare ulteriormente gli argini e le zone centrali della cassa. In tal senso, la Figura 101 mostra lo stato attuale e il futuro stato di Progetto preinstallazione delle opere dell'area AGNES Ravenna Porto. Il target è un'altezza degli argini variabile tra i 5,5 e 6 m.s.l.m. e l'area centrale spianata ad una quota di 2,5 m.

Nella Figura 102 si riporta il rilievo plano altimetrico dell'area eseguito prima dei lavori di abbassamento degli argini oltre alle sezioni tipo con visibili le quote allo stato iniziale e allo stato di progetto.

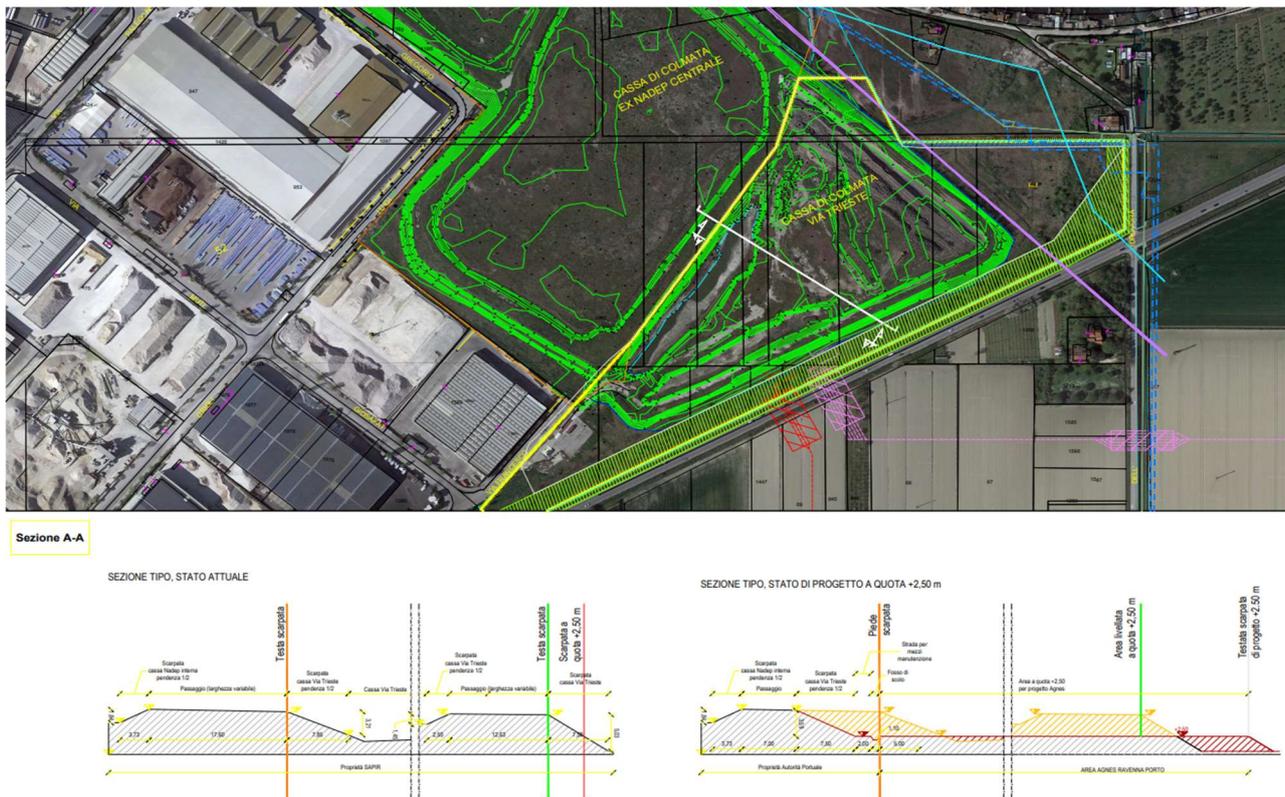


Figura 102: Plano-altimetrico dell'area Agnes Ravenna Porto

In sostanza, quindi, i conferimenti di materiali dragati sono già terminati e le opere di rimozione dei sedimenti e successivo spianamento dell'area, iniziate ad inizio 2022 hanno in programma di essere terminate entro la fine del 2023.

La parte restante dell'area di proprietà del Gruppo Sapir è composta a NE da un'area verde, a S da una cintura verde e a SO da una strada in cui è attualmente presente una pesa a ponte per camion in stato di abbandono. All'interno dell'area, oltre alla Stazione Elettrica di trasformazione 380/220/30/0,4 kV saranno localizzati un impianto di accumulo di energia da 50MW/200MWh (BESS) ed un impianto di produzione e stoccaggio di idrogeno verde. In Figura 103 si riporta un rendering dell'area con i futuri impianti oggetto del presente



progetto.



*Figura 103: Rendering dell'area Agnes Ravenna Porto*

I tre macro-sistemi saranno opportunamente distanziati l'uno dall'altro secondo le normative vigenti ed in ossequio alle eventuali prescrizioni impartite dagli enti autorizzati, con la presenza di aree destinate ad estensioni future degli impianti di BESS e P2Hy, così come aree previste per infrastrutture civili come edifici per uffici e parcheggi.

Dall'area della Sottostazione Elettrica "ARP", parte il corridoio di cavidotto 380 kV, il quale segue un percorso di circa 16,3 km fino alla esistente Stazione Elettrica Terna "La Canala", individuata come punto di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Il tracciato degli elettrodotti terrestri, così come il posizionamento della sottostazione di conversione elettrica 220/380 kV, dell'impianto di accumulo (BESS) da 50MW/200MWh e dell'impianto di produzione e stoccaggio di idrogeno verde, è stato definito nel rispetto delle legislazioni vigenti (Norme di attuazione dei PRG e Vincoli paesaggistici, ambientali, archeologici, ecc.) e della normativa tecnica relativa alla progettazione di queste opere, applicando i criteri di buona progettazione. La scelta del luogo e la progettazione delle opere hanno la finalità di minimizzare gli impatti sulle componenti antropiche e ambientali sia in fase di cantierizzazione che in fase di esercizio degli impianti.

L'area dovrà essere delimitata e resa accessibile solo dagli operatori addetti e dovrà essere utilizzata la cartellonistica di avviso, attenzione e pericolo di cui al D.Lgs. 81/2008 comprensiva di cartelli indicatori dei livelli massimi di tensione in kV.



### 6.9.1 Vie cavo e vie condotte

I cunicoli per cavetteria BT e cavi MT saranno realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, oppure prefabbricati, con coperture asportabili carrabili e provvisti di adeguati drenaggi per lo smaltimento delle acque.

Le tubazioni per cavi MT o BT saranno in PVC, serie pesante. Lungo le tubazioni ed in corrispondenza delle deviazioni di percorso, saranno inseriti pozzetti ispezionabili di opportune dimensioni.

Lo stesso approccio vale per il sistema di piping che assicurerà tramite condotte la trasmissione e distribuzione di acqua in input, idrogeno e ossigeno in output. I collegamenti tra i sistemi di compressione, di stoccaggio e di utilizzo di idrogeno e ossigeno sarà effettuato tramite idonee tubazioni conformi alla normativa vigente; per la progettazione di tali elementi si rimanda alla successiva progettazione esecutiva.

Il dimensionamento delle condotte sarà ottimizzato in base ai valori operativi del sistema in fase esecutiva e alle dimensioni presenti nei sistemi standard skid mounted dell'impianto, seguendo le normative ASME B31.12 - 2019 – "Hydrogen piping and pipelines" e EN 13480.

## 6.10 Stazione Elettrica onshore

La progettazione della sottostazione di conversione elettrica terrestre in area "Agnes Ravenna Porto" è stata sviluppata tenendo in considerazione un sistema di indicatori sociali, ambientali e territoriali che hanno permesso di valutare gli effetti della pianificazione elettrica nell'ambito territoriale considerato, nel pieno rispetto degli obiettivi della salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente, della protezione della salute umana e dell'utilizzo accorto e razionale delle risorse naturali.

La nuova Stazione Elettrica di Trasformazione è stata studiata in conformità con le normative e le leggi applicabili, tenendo in considerazione le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti, cercando in particolare di:

- minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate e di interesse urbanistico;
- limitare, per quanto possibile, le interferenze con sottoservizi dei sistemi di distribuzione e trasporto acqua, gas, oleodotti, illuminazione pubblica, rete elettrica, telecomunicazioni;
- assicurare la continuità di servizio, la sicurezza e l'affidabilità della Rete di Trasmissione Nazionale;
- permettere il regolare esercizio e manutenzione della stazione elettrica.

Per le apparecchiature della sezione AT si è selezionata l'esecuzione in blindato, con tale scelta che è stata dettata dalla necessità di:



- minimizzare il layout complessivo di sottostazione, sia per ragioni di impatto visivo/ambientale che per massimizzare lo spazio disponibile per i sistemi BESS e Idrogeno. Una soluzione più compatta garantisce maggiore flessibilità nel posizionamento dei suddetti impianti (specialmente l'impianto idrogeno), anche a fronte di eventuali incrementi delle relative dimensioni;
- minimizzare le problematiche inerenti al campo elettromagnetico/rumore;
- garantire il miglioramento complessivo dei livelli di affidabilità del sistema;
- garantire la minore sensibilità degli isolamenti esterni delle apparecchiature AT alle condizioni atmosferiche/ambientali particolarmente gravose vista la vicinanza al mare.

La Stazione Elettrica di Trasformazione è quindi composta dai seguenti sistemi:

- una sezione GIS isolata in gas SF<sub>6</sub> a 220 kV con relativi Servizi di Controllo e Protezione, posta in edificio;
- una sezione di trasformazione 220/35 kV;
- una sezione di trasformazione 220/380 kV;
- una sezione reattori 220 kV;
- una sezione GIS isolata in gas SF<sub>6</sub> a 380 kV con relativi Servizi di Controllo e Protezione, posta in edificio;
- una sezione reattori 380 kV;
- un edificio per i servizi generali ed ausiliari;

I macchinari principali costituenti i sistemi 220 kV e 380 kV saranno del tipo ad isolamento aria AIS, quali:

- tre autotrasformatori trifase di potenza 220/380 kV 400MVA;
- due trasformatori trifase di potenza 220/35 kV 125 MVA;
- sei reattori unipolari 220 kV 40 MVAR;
- tre reattori unipolari 380 kV 60 MVAR;
- due resistori di neutro trasformatore 220/35 kV;

Le apparecchiature principali costituenti i sistemi 220 kV e 380 kV saranno del tipo ad isolamento in gas SF<sub>6</sub> e ad isolamento in aria AIS, quali:

L' apparecchiatura blindata GIS 220 kV in fabbricato è composta da:

- un doppio sistema di sbarre;
- due montanti arrivo linea, con uscita SF<sub>6</sub> e interfaccia SF<sub>6</sub> - cavo;
- un montante congiuntore di sbarre;
- due montanti trasformatore AT/MT con uscita in condotto isolato in SF<sub>6</sub> e interfaccia SF<sub>6</sub> – olio;
- tre montanti autotrasformatore AT/AAT con uscita in condotto isolato in SF<sub>6</sub> e interfaccia SF<sub>6</sub>– olio;
- due montanti Terra Sbarre con TV;



- due montanti Terra Sbarre.

L' apparecchiatura blindata GIS 220 kV in area esterna è composta da sei terminali cavi unipolari, mentre l'apparecchiatura AIS 220 kV è composta da sei scaricatori di sovratensione e sei isolatori portanti a colonnino.

L' apparecchiatura blindata GIS 380 kV in fabbricato è composta da:

- un singolo sistema di sbarre;
- un montante arrivo linea, con uscita SF6 e interfaccia SF6 - cavo;
- tre montanti autotrasformatore AT/AAT con uscita in condotto isolato in SF6 e interfaccia SF6 – olio;
- un montante Terra Sbarre con TV.

L' apparecchiatura blindata GIS 380 kV in area esterna è composta da tre terminali cavi unipolari, mentre l'apparecchiatura AIS 380 kV è composta da tre scaricatori di sovratensione e tre isolatori portanti a colonnino.

Gli Impianti blindati GIS e le singole apparecchiature costituenti gli stessi soddisferanno i requisiti previsti per la condizione di servizio normale, con classe di temperatura -25 °C interno.

Le parti poste all'esterno degli edifici e le apparecchiature poste all'esterno soddisferanno i requisiti previsti per la condizione di servizio normale, con classe di temperatura -25 °C esterno e classe 10 °C per lo spessore del ghiaccio.

Gli Impianti blindati GIS e le singole apparecchiature costituenti gli stessi soddisferanno il livello di qualificazione sismica moderato (accelerazione a periodo nullo ZPA pari a 2,5 m/s<sup>2</sup>) secondo la Norma CEI EN 62271-207 per prova sismica con oscillogramma.

I montanti "linea in cavo" a 220 kV e 380 kV in uscita dai blindati GIS saranno equipaggiati all'esterno con terminali cavi AT del tipo per ingresso blindato SF<sub>6</sub>.

Le sezioni trasformatori 220 kV e 380 kV saranno equipaggiate con condotti sbarre isolati in SF6 (IPB) per la connessione tra il relativo stallo in blindato ed il trasformatore. La connessione con il trasformatore sarà eseguita mediante terminali in ingresso blindato SF<sub>6</sub>.

Gli stalli blindati "linea in cavo" si collegheranno mediante il passante SF6/aria, posto nella parte terminale del condotto sbarre isolato in SF<sub>6</sub> (IPB), ai reattori 220 kV e 380 kV I cui stalli saranno equipaggiati con apparecchiature e componenti AIS, quali scaricatori di sovratensione ed isolatori portanti connessi tra loro mediante conduttore in corda nuda.

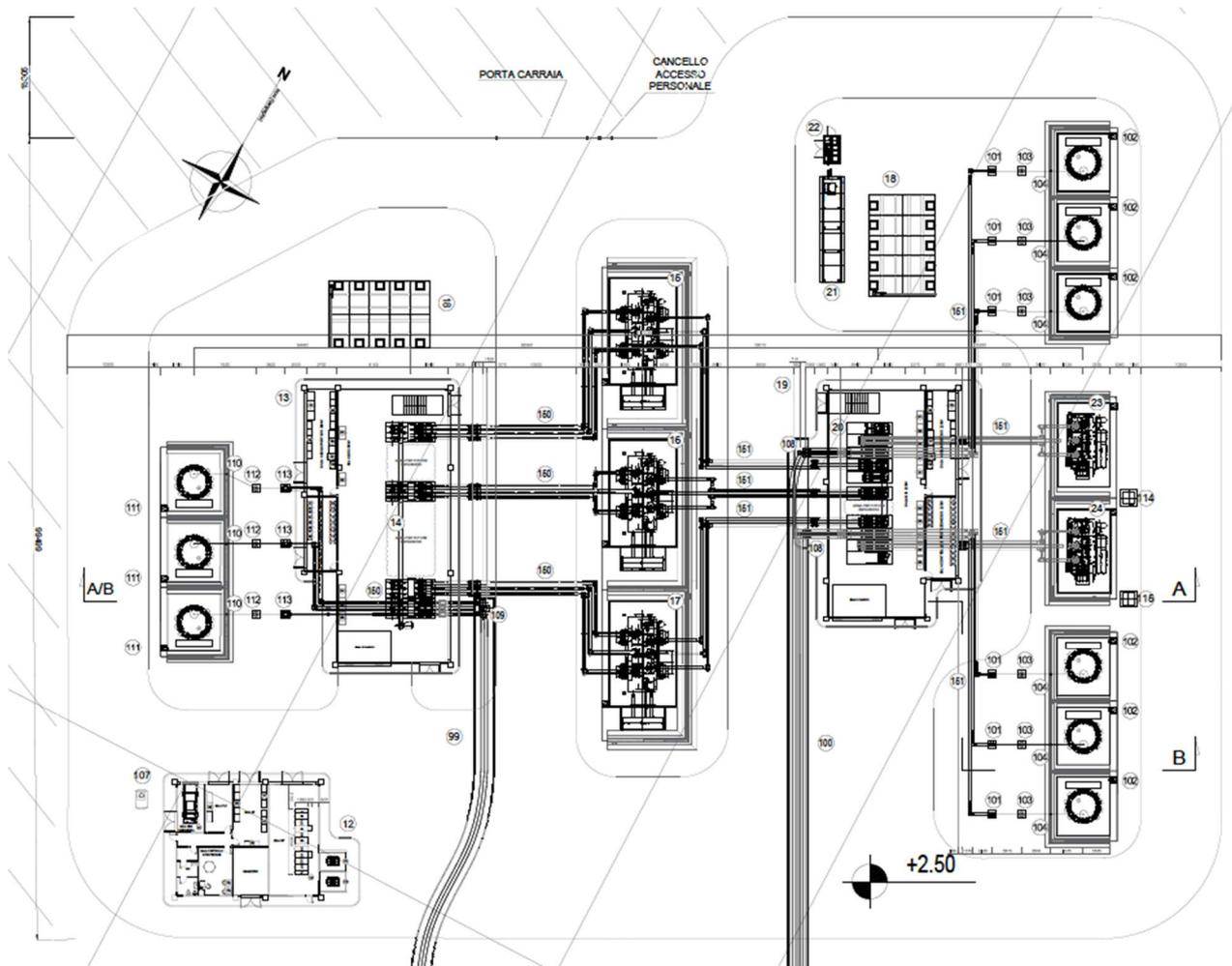


Figura 104: Planimetria generale della Stazione Elettrica di trasformazione 220/380kV

I livelli di tensione in output, per la parte AT, sono quelli imposti dalla tensione degli elettrodotti e della rete al punto di consegna presso la stazione Terna di La Canala.

Per la parte MT e BT si è optato di realizzare la soluzione di cui all'unifilare di riferimento. In particolare, la sezione MT a 30 kV ha lo scopo di alimentare anche i due sistemi BESS e Idrogeno.

La sezione BT con le tensioni di 400 V in corrente alternata e 110 V in corrente continua, risponde agli standard per la distribuzione degli ausiliari di stazione.

Per quanto riguarda il macchinario di stazione, si è optato per tre autotrasformatori 380/220kV, ciascuno di taglia pari a 400MVA; la scelta deriva, da un lato, dalla massima potenza tipica per macchine trifase (risparmiandosi così le complicazioni inerenti all'installazione di macchine monofase) e dall'altro lato dalla necessità di garantire il dispacciamento della massima potenza attualmente prevista per i sistemi di



generazione, anche nell'ipotesi di avere una delle tre macchine fuori servizio per guasto o manutenzione programmata.

### Gestione dell'SF<sub>6</sub>

Come noto le stazioni di tipo blindato sono isolate in SF<sub>6</sub>, gas dall'alto potenziale serra ma con ottime caratteristiche dielettriche e di estinzione arco elettrico. Al fine di limitare il più possibile le dispersioni di SF<sub>6</sub> nell'atmosfera le seguenti mitigazioni sono considerate.

- I GIS sono costruiti in modo tale da garantire tassi di perdita di gas inferiore o uguali a 0,1% /anno
- Tutti i comparti interni del GIS sono dotati di pressostati con più soglie di allarme che permettono di monitorare ed intervenire tempestivamente in caso di perdite anomale limitando al massimo le dispersioni di SF<sub>6</sub> nell'atmosfera
- Tutti gli scomparti GIS sono dotati di specifiche valvole di riempimento gas, che permettono tramite l'uso di specifica apparecchiatura, di recuperare e stoccare il gas SF<sub>6</sub> senza dispersioni di gas nell'ambiente
- I GIS sono internamente compartimentati: anche in caso di eventi catastrofici come la rottura di un elemento di tenuta, il volume di SF<sub>6</sub> rilasciato in aria è limitato quello del singolo comparto

È altresì da segnalare che allo stato attuale lo sforzo dell'industria elettromeccanica è volto alla ricerca di gas alternativi che possano sostituire il SF<sub>6</sub>. I maggiori costruttori mondiali stanno iniziando a proporre sul mercato i primi progetti pilota di soluzioni GIS con gas alternativi a basso impatto serra, partendo dai livelli di tensione più bassi (145 – 170 kV).

Sarà quindi possibile durante la fase di EPC del progetto verificare il passaggio ad una soluzione blindata con gas alternativi senza significative modifiche al progetto sia in termini di ingombri sia in termini di performance elettriche.

Per avere ulteriori delucidazioni in merito si fa riferimento al documento AGNROM\_EP-R\_REL-SSRP "Relazione tecnica della sottostazione elettrica onshore".

Per approfondimenti relativi agli schemi unifilari si veda l'elaborato "Schema elettrico unifilare della SSE 220/380 kV e degli impianti BESS e di idrogeno" con codice AGNROM\_EP-D\_UNIF-OPERE-TERRA.

#### **6.10.1 Edificio Elettrico MT/BT e Servizi Ausiliari**

L'Edificio Elettrico MT/BT e Servizi Ausiliari è un edificio a pianta pressoché rettangolare e di altezza complessiva di circa 4.00 m costituito da pilastri in c.a. e pannelli prefabbricati di spessore circa 200 mm, caratterizzati dalla presenza di bucatore di diverse dimensioni, che saranno meglio precisate nella successiva fase della progettazione. La fondazione, al momento ipotizzata a platea su pali, verrà meglio definita a valle



della campagna geognostica, successivamente alla quale saranno stabiliti la tipologia, il diametro e la lunghezza dei pali di fondazione.

La disposizione e suddivisione di apparecchiature e locali sono indicate al documento AGNROM\_EP-D\_PLA-SSRP-ELEMEC "SSE 220/380kV - Planimetria elettromeccanica", ed illustrate nella Figura seguente:

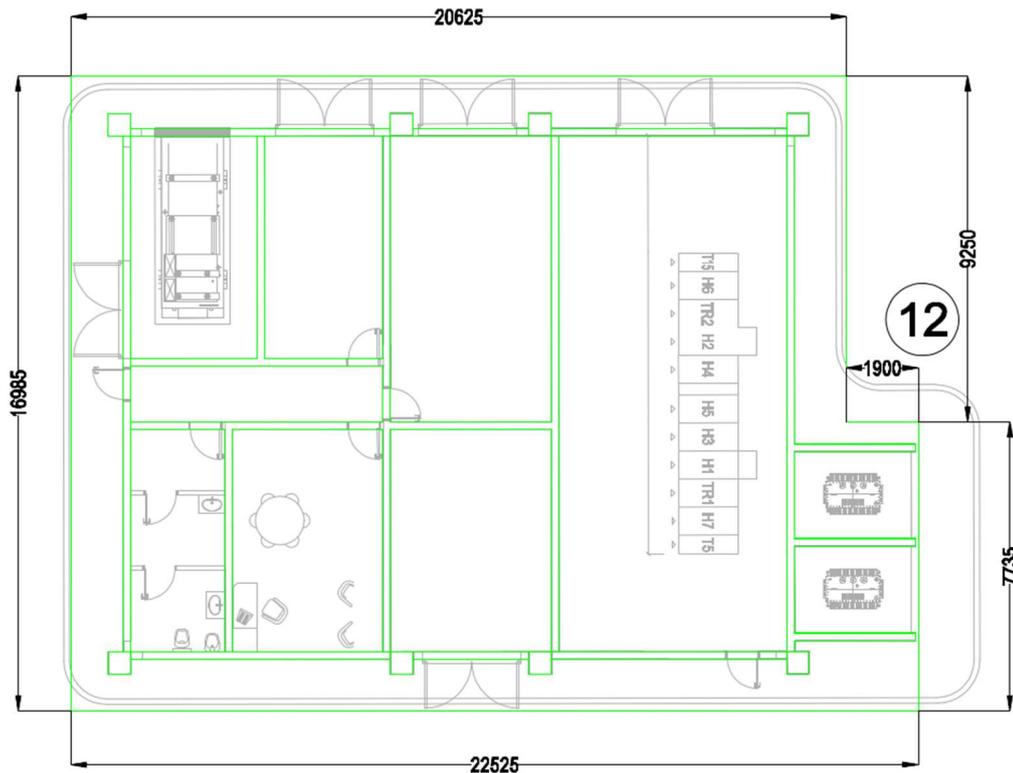


Figura 105: Planimetria Edificio Elettrico MT/BT e Servizi Ausiliari

L'edificio è destinato ad accogliere in appositi locali il sistema di protezione, comando, controllo ed automazione della stazione, gli apparati ed i vettori di telecomunicazione per tele protezione, tele conduzione, telecontrollo e monitoraggio da remoto, scada, i quadri BT e comuni, i quadri BT del sistema HVAC, distribuzione luce e FM, il quadro BT del generatore di emergenza, il quadro MT di distribuzione principale, i trasformatori SA MT/BT, il generatore diesel di emergenza, il magazzino ed i servizi per il personale di manutenzione che non presiederà continuamente l'impianto.

La quota di calpestio dei locali sarà posta a +0,30 m rispetto al piazzale, definito convenzionalmente a quota 0,00 m. In alcuni locali sarà previsto il pavimento flottante sopraelevato. Per l'ingresso dei cavi provenienti dai cunicoli o banchi tubi esterni al fabbricato e per i collegamenti tra i diversi locali, saranno previste apposite forature e percorrenze. I percorsi dei cavi MT e BT saranno tra loro separati.

La copertura è piana, e sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata.



Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato naturale. Particolare cura sarà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla Legge n. 373 del 1976 e successivi aggiornamenti nonché alla Legge n. 10 del 1991 e successivi regolamenti di attuazione.

La presenza del gruppo elettrogeno richiederà che il locale dove è installato sia munito di aperture con griglia per la necessaria ventilazione e raffreddamento dell'apparecchiatura. Particolare attenzione sarà altresì riposta nella segregazione in apposito cunicolo delle tubazioni di adduzione del gasolio connesse al serbatoio ausiliario interrato in area esterna, della capacità di 3.000 litri. Il gruppo elettrogeno sarà introdotto all'interno di opportuno cabinato, posizionato su apposito basamento all'interno del locale, e completo di tutti gli apprestamenti necessari al corretto funzionamento ed alla sicurezza. Il gruppo sarà altresì completo di serbatoio integrato della capacità di circa 120 litri. Il serbatoio ausiliario, necessario per garantire la necessaria autonomia al gruppo elettrogeno, sarà interrato ad una distanza non inferiore ai 3 m dalla parete esterna del locale contenente il gruppo, facente parte dell'Edificio Elettrico.

L'Edificio Elettrico presenta addossati ad una parete perimetrale esterna, i trasformatori ausiliari MT/BT a loro volta contenuti in box prefabbricati con copertura spiovente. I box saranno separati tra loro mediante pareti, muniti ognuno di cancello metallico di accesso e segregazione di sicurezza e realizzati in modo tale da garantire una adeguata e sufficiente ventilazione naturale per il raffreddamento dei trasformatori.

### 6.10.2 Edificio SF6 220kV

L'edificio GIS 220 kV è un edificio a pianta pressoché rettangolare e di altezza complessiva di circa 10.15 m costituito da pilastri in c.a. e pannelli prefabbricati di spessore circa 200 mm caratterizzati dalla presenza di bucaure di diverse dimensioni, che saranno meglio precisate nella successiva fase della progettazione. La fondazione, al momento ipotizzata a platea su pali, verrà meglio definita a valle della campagna geognostica, successivamente alla quale saranno stabiliti la tipologia, il diametro e la lunghezza dei pali di fondazione.

La sua disposizione e suddivisione sono indicate al documento n° AGNROM\_EP-D\_PLA-SSRP-ELEMEC "SSE 220/380kV - Planimetria elettromeccanica", ed illustrate nella Figura seguente:

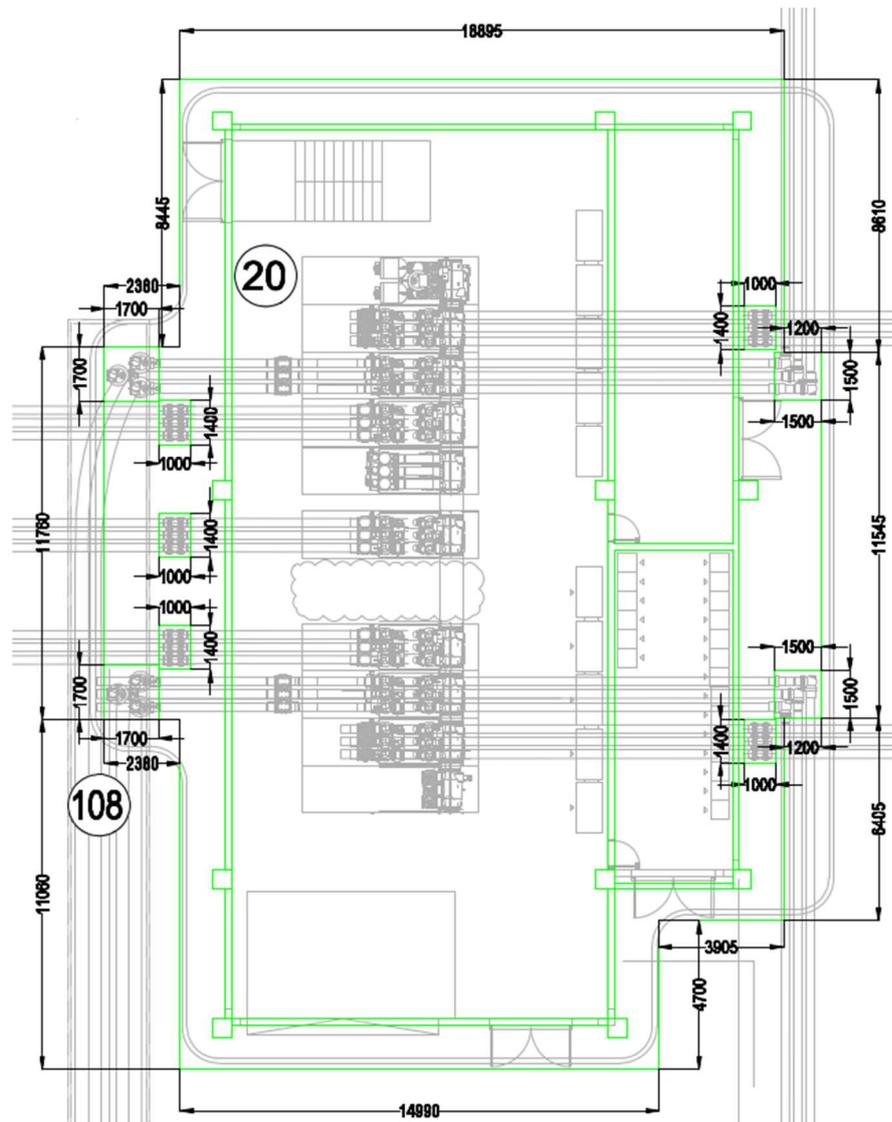


Figura 106: Planimetria Edificio SF6 220 kV

Il fabbricato è destinato ad accogliere in apposito locale l'apparecchiatura blindata GIS isolata in gas SF6 220 kV, il sistema di comando e controllo locale, i relativi condotti sbarre isolati in gas SF6, il carroponte e la gru per il sollevamento e lo spostamento dell'apparecchiatura blindata. In un secondo locale separato sarà installato il sistema di protezione, comando, controllo dell'apparecchiatura blindata a 220 kV, e in un terzo locale i sistemi ausiliari costituiti dal quadro BT di distribuzione servizi, il quadro UPS di sezione, il quadro di distribuzione luce e prese, batterie e raddrizzatore, il quadro di distribuzione in CC.

La quota di calpestio dei locali sarà posta a +0,30 m rispetto al piazzale, definito convenzionalmente a quota 0,00 m. Nei locali contenenti i sistemi di protezione e controllo ed i servizi ausiliari BT sarà previsto il



pavimento flottante sopraelevato. Per l'ingresso dei cavi provenienti dai cunicoli o banchi tubi esterni al fabbricato e per i collegamenti tra i diversi locali, saranno previste apposite forature e percorrenze.

La copertura è piana, e sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata.

Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato naturale. Particolare cura sarà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla Legge n. 373 del 1976 e successivi aggiornamenti nonché alla Legge n. 10 del 1991 e successivi regolamenti di attuazione.

L'accesso da esterno al locale GIS avviene attraverso portoni e porte a doppie ante. L'accesso da esterno ai locali contenenti i sistemi di protezione e controllo ed i sistemi ausiliari avviene da esterno a mezzo porte a doppie ante e da interno, dal locale GIS, attraverso porte a singola anta.

La presenza di batterie ermetiche richiederà che il locale dove sono installate abbiano un ricambio di aria adeguato, qualora non sia sufficiente la ventilazione naturale ottenibile tramite aperture sugli infissi sarà necessario prevedere la ventilazione forzata.

### 6.10.3 Edificio SF6 380kV

L'edificio GIS 380 kV è un edificio a pianta pressoché rettangolare e di altezza complessiva di circa 10.15 m costituito da pilastri in c.a. e pannelli prefabbricati di spessore circa 200 mm caratterizzati dalla presenza di bucaure di diverse dimensioni, che saranno meglio precisate nella successiva fase della progettazione. La fondazione, al momento ipotizzata a platea su pali, verrà meglio definita a valle della campagna geognostica, successivamente alla quale saranno stabiliti la tipologia, il diametro e la lunghezza dei pali di fondazione.

La sua disposizione e suddivisione sono indicate al documento AGNROM\_EP-D\_PLA-SSRP-ELEMEC "SSE 220/380kV - Planimetria elettromeccanica", ed illustrate nella Figura seguente:

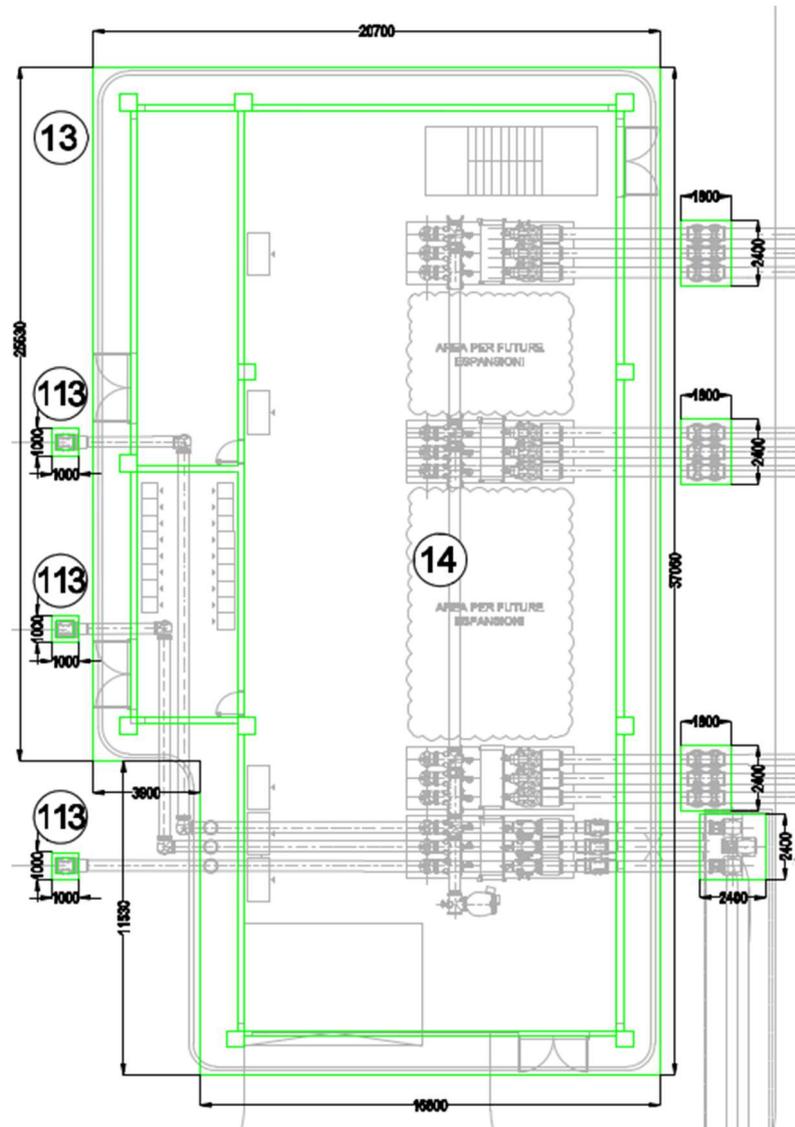


Figura 107: Planimetria Edificio SF6 380 kV

Il fabbricato è destinato ad accogliere in apposito locale l'apparecchiatura blindata GIS isolata in gas SF6 380 kV, il sistema di comando e controllo locale, i relativi condotti sbarre isolati in gas SF6, il carroponete e la gru per il sollevamento e lo spostamento dell'apparecchiatura blindata. In un secondo locale separato sarà installato il sistema di protezione, comando, controllo dell'apparecchiatura blindata a 380 kV, e in un terzo locale i sistemi ausiliari costituiti dal quadro BT di distribuzione servizi, il quadro UPS di sezione, il quadro di distribuzione luce e prese, batterie e raddrizzatore, il quadro di distribuzione in CC.

La quota di calpestio dei locali sarà posta a +0,30 m rispetto al piazzale, definito convenzionalmente a quota 0,00 m. Nei locali contenenti i sistemi di protezione e controllo ed i servizi ausiliari BT sarà previsto il pavimento flottante sopraelevato. Per l'ingresso dei cavi provenienti dai cunicoli o banchi tubi esterni al



fabbricato e per i collegamenti tra i diversi locali, saranno previste apposite forature e percorrenze. La copertura è piana, e sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata.

Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato naturale. Particolare cura sarà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla Legge n. 373 del 1976 e successivi aggiornamenti nonché alla Legge n. 10 del 1991 e successivi regolamenti di attuazione.

L'accesso da esterno al locale GIS avviene attraverso portoni e porte a doppie ante. L'accesso da esterno ai locali contenenti i sistemi di protezione e controllo ed i sistemi ausiliari avviene da esterno a mezzo porte a doppie ante e da interno, dal locale GIS, attraverso porte a singola anta.

La presenza di batterie ermetiche richiederà che il locale dove sono installate abbiano un ricambio di aria adeguato, qualora non sia sufficiente la ventilazione naturale ottenibile tramite aperture sugli infissi sarà necessario prevedere la ventilazione forzata.



## 7. SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA

### 7.1 Riferimenti normativi

#### DELIBERAZIONE 4 OTTOBRE 2022 (472/2022/R/ eel)

Con tale provvedimento ARERA integra la disciplina regolatoria definita dalla deliberazione 109/2021/R/eel in materia di erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all'energia elettrica prelevata dalla rete e destinata all'accumulo per la re-immissione in rete e ai servizi ausiliari di generazione,

In particolare, il presente documento per la consultazione definisce:

- i principi e le modalità di determinazione delle penali nel caso di superamento del valore del 110% della potenza dichiarata per i servizi ausiliari e/o per il funzionamento in assorbimento dei sistemi di accumulo;
- la procedura per la sostituzione delle apparecchiature di misura ai fini della rilevazione oraria dei dati di misura dell'energia elettrica funzionali al calcolo dell'energia prelevata per la successiva immissione in rete.

#### DISCIPLINA DEL SISTEMA DI REMUNERAZIONE DELLA DISPONIBILITA' DI CAPACITA' PRODUTTIVA DI ENERGIA ELETTRICA

Tramite Decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 28 ottobre 2021, è stata approvata la disciplina del Mercato della Capacità e i documenti ad essa allegati, contenenti le regole di funzionamento del Mercato della Capacità adottate ai sensi del decreto legislativo 19 dicembre 2003 n.379 e in conformità ai criteri e alle condizioni definite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente con delibera ARG/elt 98/11 e s.m.i. e alla Legge del 3 Agosto 2017 n. 123.

### 7.2 Informazioni di carattere generale

Il BESS (Battery Energy Storage System) è un insieme di apparecchiature, componenti e connessioni finalizzate all'immagazzinamento di energia elettrica all'interno di celle elettrochimiche ed ha lo scopo di garantire uno scambio bidirezionale di energia con un collegamento in media tensione. Il componente principale del sistema è la connessione di blocchi di celle elettrochimiche contenuti all'interno di container in acciaio.

Il Battery Energy Storage Systems (BESS) consente l'immagazzinamento dell'energia per un uso posticipato e per migliorare la flessibilità della rete.



Il mercato globale di BESS è dominato da batterie agli ioni di litio che richiedono una gestione e un funzionamento intelligenti. I sistemi tradizionali e gli strumenti analitici sono inadeguati per massimizzare il potenziale di queste batterie. Le piattaforme di gestione recenti delle batterie e l'IoT aiuta gli operatori ad ottimizzare la durata del ciclo e ottenere migliori prestazioni nel controllo.

La combinazione con la piattaforma software crea un sistema "intelligente" in grado di autoregolarsi autonomamente o, nell'eventualità, ad essere regolato da remoto in base alle esigenze del caso.

La piattaforma abbina la capacità di accumulo di energia delle batterie con tecniche di intelligenza artificiale e algoritmi di *machine learning* per coordinare la produzione di energia e sistemi di controllo computerizzati, decidendo quando stoccare l'energia per fornire riserve, rilasciarla alla rete o alimentare il sistema di produzione idrogeno tramite elettrolisi. L'energia viene rilasciata dal sistema di accumulo a batterie nei momenti di picco della domanda, mantenendo i costi bassi e l'elettricità in circolazione.

Fanno parte del sistema di BESS anche inverter, trasformatori, sistemi di controllo, e tutte le apparecchiature elettriche ed elettroniche che consentono il funzionamento dell'impianto. I componenti costituenti l'impianto sono alloggiati in appositi container in acciaio, montati su supporti in calcestruzzo e posizionati su platee in c.a. volte ad eliminare ogni fonte di materiale combustibile come erba, piante e cespugli nell'intorno dei singoli container.

Il BESS previsto in progetto ha potenza nominale complessiva di 50 MW combaciante con la potenza di immissione/prelievo di 50 MW come da Soluzione Tecnica Minima Generale di Terna. La capacità di accumulo corrisponde a 200 MWh, valore che consente di ottenere a piena potenza un C-rate massimo di  $0,25 \text{ h}^{-1}$ , il quale corrisponde ad un ciclo di completa carica/scarica in un intervallo di tempo di 4 ore.

La capacità prevista rappresenta il minimo valore richiesto per poter accedere a molti servizi di dispacciamento all'interno della rete e permettendo inoltre un'accettabile flessibilità all'interno delle proprie operazioni.

I moduli delle batterie sono alimentati da corrente in BT a 0,69 kV che verrà poi portata a 20 kV dopo il passaggio tramite il trasformatore BT/MT. All'interno dell'impianto è previsto un sistema di distribuzione e connessione elettrica adeguato mediante cavidotti interrati in BT ed un cavidotto in MT per collegare in parallelo in trasformatori stessi all'adiacente sottostazione di Agnes Ravenna Porto.

Il corretto funzionamento dell'impianto è regolato mediante sistemi di monitoraggio e gestione integrati nei vari container con cablaggio dedicato per la trasmissione di dati e segnali.

### 7.3 Motivazioni dell'inserimento del BESS nel Progetto

Il trend di crescita degli ultimi anni del settore delle energie rinnovabili ha modificato i requisiti richiesti per la stabilità della rete del sistema elettrico; una delle tecnologie idonee a rispondere a questa esigenza è,



infatti, rappresentata dai sistemi di immagazzinamento dell'energia elettrica che, relativamente alla capacità di erogare servizi di rete, sono certamente più rispondenti rispetto alla capacità di erogazione di servizi fornita dalle unità di produzione termoelettrica.

Il sistema di immagazzinamento che si intende installare all'interno del Progetto di hub energetico Romagna 1&2 potrà fornire servizi di regolazione di frequenza e di bilanciamento ed inoltre, potrà fornire eventuali nuovi servizi specifici che potrebbero essere richiesti dall'operatore della rete di trasmissione nell'ambito dei progetti pilota sostenuti da ARERA con la delibera 300/2017/R/eel.

Dato il rapporto fra capacità e potenza dell'impianto di accumulo previsto, si potranno soddisfare le richieste di risoluzione delle congestioni e di bilanciamento ma anche quelle di riserva secondaria e terziaria di sostituzione, sia nella modalità "a salire" e/o "a scendere".

#### 7.4 Caratteristiche principali del sistema BESS

L'impianto di accumulo, situato nella porzione sud-ovest dell'area, insiste su una superficie di 14361 m<sup>2</sup> e si compone di 102 container batteria e 17 sistemi di trasformatori ed inverter.

La configurazione esecutiva del sistema BESS, in termini di numero di PCS e di numero di moduli batteria, sarà effettuata in funzione delle scelte progettuali che verranno definite a valle della definizione del fornitore del sistema, così come il numero di PCS che saranno connessi al quadro MT.

Nell'area si prevedono inoltre un edificio adibito a sala controllo con accesso riservato a personale altamente specializzato ed un locale magazzino utile allo stoccaggio di materiale di ricambio/ manutenzione.

L'impianto è dotato di una rete di drenaggio delle acque antincendio collegata a ciascun container e a un bacino di contenimento con interposte valvole di non ritorno; il bacino di contenimento è inoltre collegato ad un bacino di infiltrazione dotato di valvola di isolamento di sicurezza.

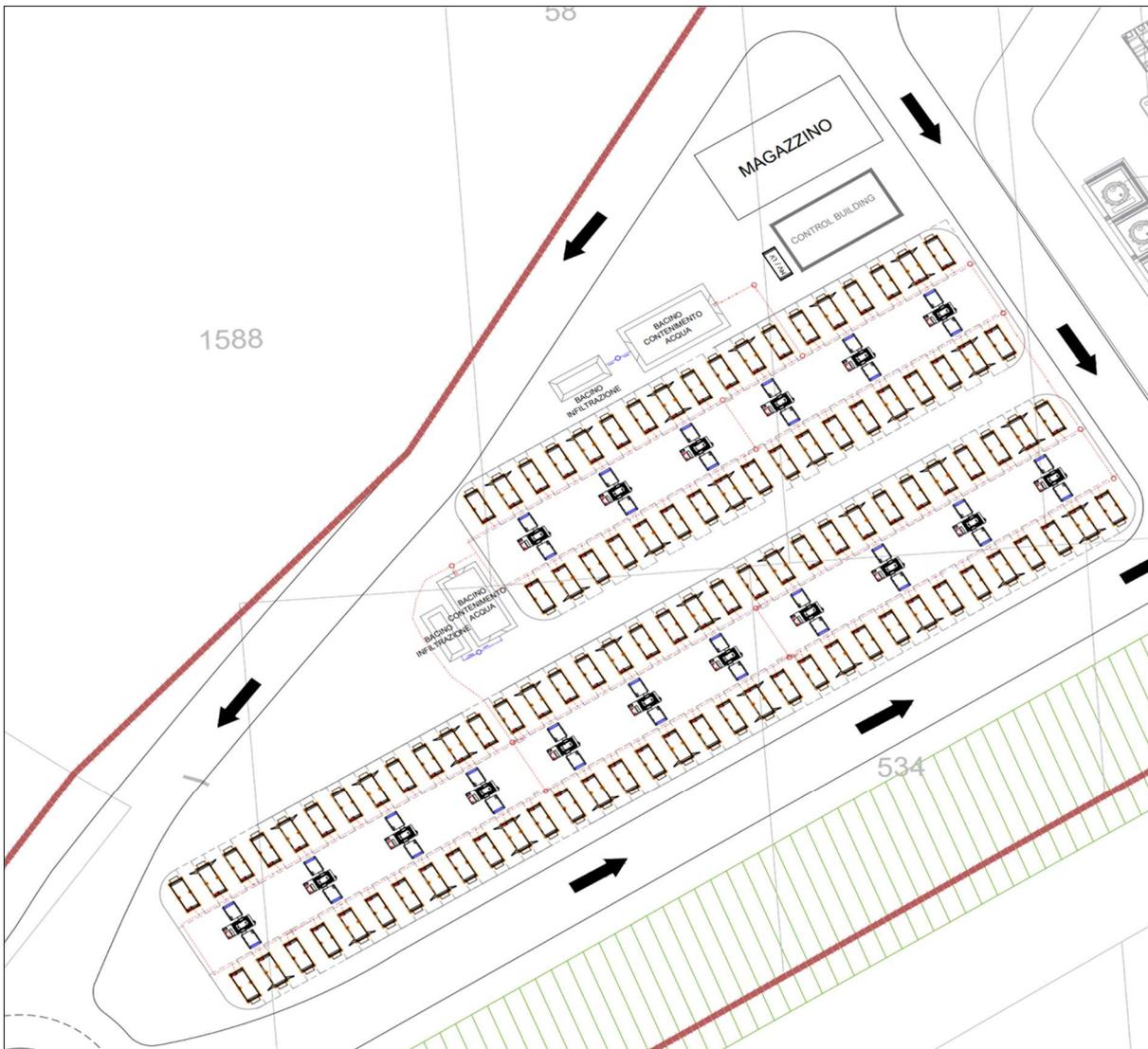


Figura 108: Planimetria opere on shore: area adibita a impianto BESS

La tecnologia degli accumulatori (batterie) che costituiscono il sistema BESS è composto da celle elettrochimiche al litio. Le singole celle sono tra loro elettricamente collegate in serie ed in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli, a loro volta, vengono elettricamente collegati tra loro ed assemblati in appositi armadi/container in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente. Ogni “assemblato batterie” è gestito, controllato e monitorato, in termini di parametri elettrici e termici, dal proprio sistema BMS.

Di seguito è riportata la lista dei componenti principali del sistema BESS:

- Sistema di accumulo (BESS) composto da:
  - Celle elettrochimiche assemblate in moduli e armadi (Assemblato Batterie)



- Sistema bidirezionale di conversione dc/ac (PCS)
  - Trasformatori di potenza MT/BT
  - Quadro Elettrico di potenza MT
  - Sistema di gestione e controllo locale di assemblato batterie (BMS)
  - Sistema locale di gestione e controllo integrato di impianto (SCI)
  - Sistema Centrale di Supervisione (SCCI) che coordina l'esercizio del Gruppo della centrale e del sistema BESS
  - Servizi Ausiliari
  - Sistemi di protezione elettriche
  - Cavi di potenza e di segnale
  - Trasformatore di isolamento MT/MT
- Estensione /derivazione del Condotti Sbarre MT, di collegamento al sistema elettrico dei gruppi;
  - Container o quadri ad uso esterno equipaggiati di sistema di condizionamento ambientale, sistema antincendio e rilevamento fumi.

Una volta installato, il sistema sarà in grado di assorbire e rilasciare energia al punto di connessione, in relazione alla taglia del sistema stesso.

Le condizioni di servizio saranno le seguenti:

- Per le condizioni di emergenza e di ripristino tra 47,5 Hz e 51,5 Hz come da Allegato 15 del TSO Terna;
- Condizione di funzionamento normali con inseguimento segnale di errore inviato dal TSO per la regolazione secondaria tra 49,7 Hz e 50,3 Hz;
- Condizione di funzionamento normali per la partecipazione alla regolazione primaria in salita di carico secondo curva di statismo (indicata sotto) per frequenze comprese 49,3 e 49,7 Hz;
- Condizione di funzionamento normali per la partecipazione alla regolazione primaria in discesa di carico secondo curva di statismo (indicata sotto) per frequenze comprese 50,3 e 51,5 Hz;
- Per il regime di frequenza con statismo compreso tra 2% e 8% per la regolazione primaria citata alla due voci sopra;
- Per il regime di tensione sulla rete AT, nel punto di connessione con il TSO, in condizioni di funzionamento normali tra 90% Vn e 110% Vn.

Il sistema BESS potrà quindi partecipare alla regolazione primaria, secondaria e terziaria di rete (eventualmente ad altri servizi ancillari di rete, come riserva rotante, solo su esplicita richiesta del TSO) nel punto di connessione in accordo all'Allegato 15 del codice di rete.



## 7.5 Condizioni generali di connessione alla Rete

### 7.5.1 Prescrizioni generali

Le presenti specifiche presuppongono che gli schemi d'inserimento e di connessione alla rete, nonché la struttura dell'impianto, siano conformi al Codice di Rete ed in aggiunta che:

- la connessione di un impianto di accumulo alla RTN non darà luogo ad alcun degrado delle prestazioni o dell'affidabilità della RTN stessa né danneggerà gli altri Utenti della RTN e deve invece contribuire alla sicurezza ed alla qualità del servizio elettrico;
- l'impianto sarà progettato e realizzato nel rispetto della normativa nazionale ed internazionale vigente in materia di sicurezza e tutela dell'incolumità delle persone e delle cose (conformemente alle norme CEI, IEC, CENELEC, UNI, ISO); gli impianti devono quindi essere costruiti utilizzando materiali e componenti realizzati ed installati a regola d'arte;
- un impianto di accumulo, poiché integrato in un impianto di produzione, deve essere dotato di un interruttore che permetta la separazione dell'impianto di accumulo dal resto della rete dell'impianto di produzione;
- gli interruttori di linea AT devono essere del tipo a comando uni-tripolare per i montanti delle linee in modo da non impedire l'adozione di richiuse rapide automatiche unipolari;
- gli avvolgimenti AT dei trasformatori MT/AT dell'impianto di accumulo devono essere ad isolamento uniforme e collegati a stella, con terminale di neutro accessibile per la connessione a terra, e gli avvolgimenti MT devono essere collegati a triangolo; la connessione a terra dell'avvolgimento AT è decisa dal Gestore in relazione alle esigenze della rete nel Punto di Connessione e deve essere realizzata senza interposizione di organi di manovra (interuttori o sezionatori);
- l'avvolgimento AT dei trasformatori elevatori MT/AT dell'impianto di accumulo devono essere dotati di un variatore di tensione sotto carico con regolatore automatico in grado di consentire, con più gradini, una variazione della tensione a vuoto compresa almeno tra  $\pm 12\%$  della tensione nominale;
- i trasformatori elevatori MT/AT dell'impianto di accumulo devono essere opportunamente dimensionati per consentire il transito anche contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima dei SdA sottostanti, limitando le perdite reattive. Il dimensionamento può essere ridotto fino a un minimo del 110% della  $P_n$ , purché sia garantita, in ogni condizione di funzionamento, la possibilità di transito della potenza attiva e reattiva massime rispettando i requisiti di capability al Punto di Consegna descritti nei paragrafi successivi;
- i trasformatori elevatori MT/AT garantiranno il sufficiente margine necessario per consentire il transito anche contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima dei SdA sottostanti garantendo il rispetto dei requisiti di capability al Punto di Consegna;



- i trasformatori BT/MT dei SdA di un impianto di accumulo devono essere opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima del SdA;
- in corrispondenza della potenza attiva immessa  $P=0$  di un impianto di accumulo devono essere minimizzati gli scambi di potenza reattiva con la rete al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, in caso di potenze reattive scambiate a  $P=0$  superiori a 0,5 MVar, saranno previsti sistemi di bilanciamento della potenza reattiva utilizzando la capacità di regolazione dell'Impianto di accumulo stesso oppure ricorrendo a sistemi esterni di compensazione (tipicamente reattanze shunt) in modo da garantire un grado di compensazione al punto di connessione compreso fra il 110% e il 120% della potenza reattiva scambiata a  $P=0$  ed a  $V_n$ ;
- i trasformatori TA e TV dei trasduttori delle misure elettriche utilizzate dal sistema di controllo dell'impianto di accumulo devono essere di classe 0.2 o migliore;
- i convertitori di misura delle grandezze utilizzate dal sistema di controllo dell'impianto di accumulo devono essere di classe 0.1 o migliore. Si ricorda infine che, per esigenze di sicurezza della rete, il Gestore può senza preavviso effettuare l'apertura dei collegamenti della rete verso l'impianto di accumulo o l'impianto di produzione ospitante, determinando quindi la disalimentazione del sito. Pertanto, qualora necessario, sarà cura dell'Utente predisporre una soluzione tecnica capace di garantire l'alimentazione dei propri servizi essenziali durante questi eventi (ad esempio connessione secondaria di riserva o di emergenza in MT).

### 7.5.2 Limiti di funzionamento

Gli impianti di accumulo (ed i relativi macchinari ed apparecchiature che lo compongono) saranno progettati, costruiti ed eserciti per restare connessi alla rete elettrica in tutti gli stati del sistema.

Essi dovranno essere in grado di restare connessi alla rete e funzionare per un tempo indefinito per tutti i valori di potenza attiva e reattiva quando la tensione nel punto di connessione si trova nei seguenti intervalli:

$$85\%V_n \leq V \leq 110\%V_n$$

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete AT in funzione della frequenza, l'impianto di accumulo deve rimanere connesso alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47,5\text{Hz} \leq f \leq 51,5\text{Hz}$$

e devono rimanere connessi alla rete per tempi limitati quando la frequenza si trova al di fuori dell'intervallo in Tabella sottostante:



Tabella 49: Intervalli di frequenza

Intervallo [Hz]	Tempo minimo di funzionamento
46,5 – 47 Hz	Frazione di secondo
47 – 47,5 Hz	60 secondi
51,5 – 52 Hz	30 minuti

L'impianto di accumulo dovrà inoltre essere in grado di restare connesso alla rete e di funzionare con valori di derivata di frequenza fino a 2,5Hz/s. La derivata di frequenza deve essere calcolata su un numero di cicli pari ad almeno 5 (100ms).

### 7.5.3 Protezione e taratura

Il sistema di protezione di un impianto di accumulo deve includere gli apparati dedicati alla protezione degli impianti e della rete sia per guasti interni, che per i guasti esterni.

Il SdA deve essere in grado di restare connesso alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione. Nell'ipotesi che tali guasti siano correttamente eliminati dalle protezioni di rete e che la loro profondità e durata siano compatibili con la caratteristica FRT, le protezioni del SdA non devono comandare anticipatamente la separazione del SdA dalla rete stessa o la fermata degli inverter. Ogni impianto di accumulo deve contribuire all'eliminazione dei guasti nei tempi previsti dal sistema di protezione, in accordo a quanto definito nel Codice di Rete.

Per l'eliminazione dei guasti interni all'impianto di accumulo, che potrebbero coinvolgere anche altri impianti della rete, si deve prevedere la rapida apertura degli interruttori generali.

Inoltre, l'impianto deve essere dotato di protezioni in grado di individuare guasti esterni il cui intervento dovrà essere coordinato con le altre protezioni di rete.

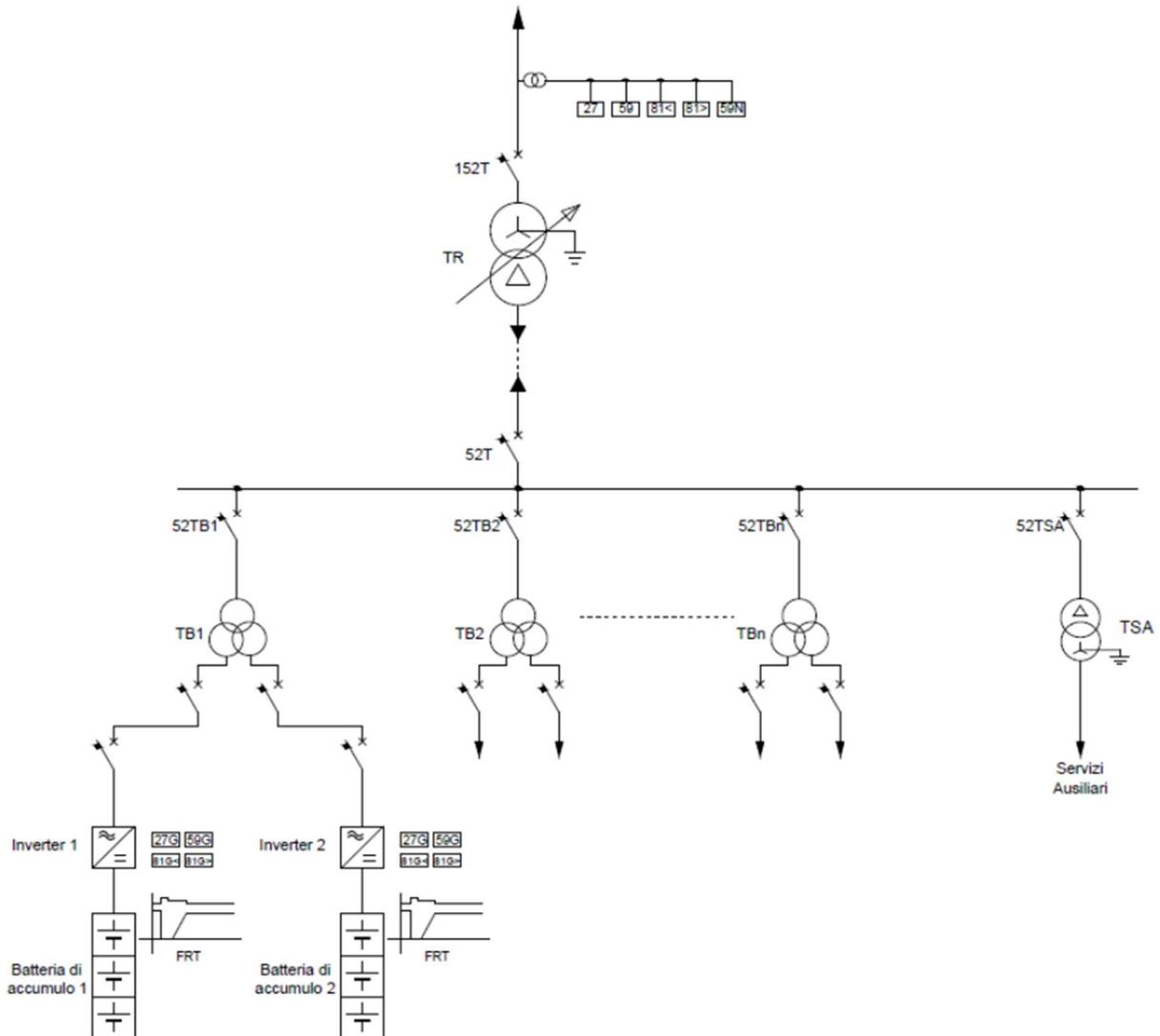
Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni saranno definite dal Gestore e devono essere impostate sugli apparati dell'impianto, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate. Le tarature delle protezioni contro i guasti interni, che prevedono un coordinamento con le altre protezioni della rete, dovranno essere concordate con il Gestore in sede di accordo preliminare alla prima entrata in esercizio dell'impianto di accumulo.

Con periodicità minima di 4 anni l'Utente dovrà provvedere alla verifica degli apparati di protezione e mantenere un registro di tali prove, da fornire al Gestore su richiesta. Il sistema di protezione, e le relative tarature, hanno anche l'obiettivo di mantenere la stabilità del SEN.



Agli impianti di accumulo è richiesto di sostenere richiuse rapide e lente in rete senza controllo di sincronismo e quindi anche in condizione di rete asincrona.

Figura 109: Assetto delle protezioni contro guasti e perturbazioni nella rete di connessione per un impianto di accumulo (Codice di Rete)



Di seguito si riportano le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete da installare nella sezione AT dell'impianto di accumulo (SdA):

- Protezione di minima tensione rete (27)
- Protezione di massima tensione rete (59)
- Protezione di minima frequenza rete (81<)



- Protezione di massima frequenza rete (81>)
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

Per le prime quattro protezioni è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la quinta, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle normali tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella. L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura degli interruttori generali.

Le tarature sensibili agli eventi in rete sono stabilite dal Gestore in accordo ai criteri generali stabiliti nel Codice di Rete [CdR] e sono riportate nel Regolamento di Esercizio dell'impianto di accumulo. In relazione alle esigenze del SEN a cui è connesso l'impianto di accumulo, le tarature potranno anche essere discordanti da quelle indicate nei paragrafi successivi. Altre protezioni sensibili ad eventi di rete diverse da quelle indicate (es. protezioni carichi squilibrati, ecc.) saranno dichiarate e le tarature relative concordate con il Gestore in modo da garantire il coordinamento con le tarature delle protezioni di rete.

Poiché l'impianto di accumulo è integrato ad impianti eolici o fotovoltaici, le protezioni nella sezione AT indicati nei Codici di Rete A.17 e A.68 contro i guasti e le perturbazioni nella rete AT coprono l'intero impianto e quindi anche il Sistema di Accumulo.

Le protezioni a bordo degli inverter contro gli eventi sono rappresentate in Tabella seguente.

Tabella 50: Tarature di riferimento per le protezioni degli inverter

PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	SOGLIA	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27I)	1ª soglia	85 % $V_{ni}$ <sup>(1)</sup>	2,0 + 4,0 s <sup>(2)</sup>	Arresto inverter
	2ª soglia (opzionale)	Vedi nota <sup>(3)</sup>	Vedi nota <sup>(3)</sup>	
Massima tensione (59I)	1ª soglia	115 % $V_{ni}$ <sup>(1)</sup>	1,0 s	
	2ª soglia (se presente)	120 % $V_{ni}$ <sup>(1)</sup>	0,1 s	
Minima frequenza (81I <) <sup>(4)</sup>	1ª soglia	47,5 Hz	4,0 s	
	2ª soglia	46,5 Hz	0,1 s <sup>(6)</sup>	
Massima frequenza (81I >) <sup>(5)</sup>	1ª soglia	51,5 Hz	1,0 s	
	2ª soglia	52,5 Hz	0,1 s <sup>(6)</sup>	
Note: <sup>(1)</sup> $V_{ni}$ è la tensione nominale dell'inverter; <sup>(2)</sup> Valori di ritardo: 2,0 s per impianti connessi nelle reti a 132-150 kV; 2,8 s nelle reti a 220 kV; 4,0 s nelle reti a 380 kV <sup>(3)</sup> Coppia di valori tensione e tempo coincidente con un punto del tratto inclinato della caratteristica di UVRT, riportata ai morsetti dell'inverter (Es. 30% $V_{ni}$ . 0.85 s per gli impianti connessi nelle reti a 132-150 kV) <sup>(4)</sup> Tensione operativa raccomandata: 0,2 $V_{ni}$ <sup>(5)</sup> Tensione operativa raccomandata: 0,8 $V_{ni}$ <sup>(6)</sup> Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori.				



Le protezioni minime contro i guasti interni all'impianto che devono essere previste per i trasformatori MT/AT di un impianto di accumulo sono le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore lato AT a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51);
- Differenziale di trasformatore (87T);
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato MT ad una o due soglie di intervento ritardato (51).

Le protezioni di massima corrente di fase lato AT e differenziale trasformatore devono essere allocate in apparati distinti. Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni sono l'apertura degli interruttori AT e MT del trasformatore elevatore. È consigliata l'azione di scatto con blocco in apertura di tali interruttori. Per la protezione di massima corrente di fase MT l'azione indicata è quella di apertura del solo interruttore lato MT. Le regolazioni delle protezioni suddette devono essere concordate con il Gestore della Rete.

Alle protezioni elettriche suddette si aggiungono anche quelle normalmente previste a bordo dei trasformatori come, ad esempio, Buchholz (97), minimo livello olio (63), massima temperatura (26), ecc... i cui livelli d'intervento nonché i relativi comandi sono decisi dal costruttore e/o dall' esercente.

È inoltre richiesto di adottare idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto del SdA e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT e delle altre sezioni MT dell'impianto.

Poiché l'impianto di accumulo è collegato direttamente ad impianti di produzione e consumo, potranno essere adottate soglie di intervento più larghe e tempi di intervento più alti se, dopo il distacco dalla rete, è richiesto che gli impianti funzionino in isola separata insieme al Sistema di Accumulo. Questi casi saranno esaminati singolarmente e risolti in accordo con Terna.

#### 7.5.4 Sistemi di regolazione e controllo

Le principali funzionalità richieste agli impianti di accumulo sono le seguenti:

- Controllo della produzione
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete
- Regolazione della potenza reattiva
- Regolazione della potenza attiva
- Sistemi di teledistacco e modulazione rapida della produzione
- Black start
- Inerzia sintetica
- Supporto alla tensione durante i guasti
- Gestione dello stato di carica



Per maggiori dettagli riguardanti tali funzionalità si fa riferimento al Cap.8 dell'Allegato A.79 del Codice di Rete Terna.

## 7.6 Funzionalità del sistema

Un sistema BESS può fornire diverse tipologie di servizi sia all' hub energetico Agnes Romagna 1&2 che alla Rete di Trasmissione Nazionale. Lo sviluppo di tecnologie di accumulo energetico ad alta efficienza è cruciale nella realizzazione di una rete stabile all'avanguardia che possa garantire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione europea. Il sistema BESS di progetto ben si configura in questo scenario.

### 7.6.1 Servizi ausiliari e di dispacciamento

I sistemi di accumulo energia possono garantire servizi di regolazione primaria di frequenza, secondaria e terziaria di rete oltre che altri servizi ausiliari di rete.

Dato il rapporto fra capacità e potenza dell'impianto di accumulo previsto, si potranno soddisfare le richieste di risoluzione delle congestioni e di bilanciamento ma anche quelle di riserva secondaria e terziaria di sostituzione, sia nella modalità "a salire" e/o "a scendere".

L'inquadramento dei sistemi di accumulo nei mercati elettrici dipende da un quadro normativo e regolatorio che si trova in un periodo di estrema evoluzione ed incertezza.

Fermo restando la possibilità di entrare nei mercati dell'energia (nel quale la valutazione che certamente può essere fatta è la compravendita di energia sfruttando i differenziali orari di prezzo nei vari momenti della giornata) e nel capacity market (con una cap fisso di valorizzazione basato sulla capacità disponibile) l'ARERA con la deliberazione 560/2021/R/EEL ha posticipato al 1 gennaio 2023 l'applicazione della regolamentazione che permette un accesso più semplice dello storage sul mercato per i servizi di dispacciamento.

L'applicazione della regolazione in materia di erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata è funzionale a consentire la successiva immissione in rete.

La modifica al Codice di Rete Terna del Settembre 2022 va nella direzione di poter far partecipare i sistemi di accumulo energia all'interno del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) e Mercato dell'energia.

### 7.6.2 Regolazione immissione in rete

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non prevedibili come il vento ed il sole può essere soggetta a brusche ed improvvise variazioni sia in salita che in discesa. Inoltre, può essere variabile essendo soggetta a continue oscillazioni che possono essere causate da un'improvvisa raffica di vento, il passaggio di una nuvola o altri eventi simili. Il ruolo del BESS sarà anche quello di limitare queste improvvise variazioni,



creando un gradiente meno brusco del flusso elettrico di immissione in rete oppure stabilizzando un flusso oscillante di corrente. Queste operazioni sono fondamentali per evitare fenomeni di stress all'interno della rete elettrica nazionale, contribuendo anche ad un migliore ritorno economico del progetto.

Tali funzioni si possono tradurre concretamente con i seguenti servizi:

- Servizio coordinato alla regolazione primaria per contrastare le variazioni di frequenza che si verificano nella rete elettrica;
- Migliorare la risposta dinamica del sistema elettrico.

L'attuale fase di evoluzione del mercato elettrico avviato da ARERA (Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente) e Terna (Operatore del sistema elettrico nazionale), permette di inserire il sistema di accumulo energia in questione come nuova risorsa che contribuisce a garantire più stabilità, sicurezza e qualità di servizio, conformemente a quanto previsto dalle delibere del 5 maggio 2017 N. 300/2017/R/EEL, del 26 luglio 2018 N. 402/2018/R/EEL e del 03 giugno 2020 N. 200/2020/R/EEL.

### 7.6.3 Operazioni di shifting

Un'altra problematica legata alla sempre maggiore diffusione degli impianti di produzione a energia rinnovabile è quella legata all'essere in grado di fornire elettricità nei momenti di carenza di vento o di sole o comunque nei momenti di maggiore necessità. Questo problema può essere risolto, almeno parzialmente, con operazioni di shifting, cioè di carica delle batterie nei momenti di picco nella rete e di scaricare questa elettricità nei momenti di maggior bisogno. Anche questa operazione consente una maggiore stabilità alla rete, oltre che ad un ritorno economico.

### 7.6.4 Ottimizzazione sulla produzione di idrogeno

La produzione di idrogeno verde è una parte fondamentale dell'hub energetico di Agnes Romagna. È affidata ad un sistema di elettrolizzatori situati in un'area vicina al BESS e si occuperà di realizzare un vettore energetico in grado di contribuire alla decarbonizzazione in settori hard-to-abate. Data la flessibilità e la velocità di cambio carico dei moderni elettrolizzatori anche loro verranno probabilmente coinvolti nelle operazioni sopra citate per quanto riguarda la regolazione dei flussi elettrici. Per garantire una lunga vita agli elettrolizzatori questi dovranno essere spenti il meno possibile ma, essendo anche loro dipendenti all'intermittenza dell'elettricità prodotta, senza una fonte energetica di riserva subirebbero un logoramento molto accelerato, riducendo inoltre la produzione di idrogeno totale. Questo problema sarà risolto sempre grazie al supporto del BESS nelle ore di maggiore scarsità energetica o nei momenti di maggior richiesta di idrogeno.



## 8. Impianto di produzione e stoccaggio di idrogeno verde

L'impianto di idrogeno verde per la produzione e lo stoccaggio di gas verde, viene inserito, come per l'impianto di accumulo di energia, in area Agnes Ravenna Porto, con connessione elettrica diretta con l'impianto di sottostazione terrestre di conversione dell'energia elettrica, per la trasformazione dell'energia elettrica proveniente dagli impianti di produzione offshore da alta tensione a 220 kV a media tensione in ingresso all'impianto di idrogeno.

Per visionare i dettagli riguardanti gli impianti interessati dalla produzione fino alla fornitura dell'idrogeno verde si fa riferimento al documento AGNR0M\_EP-R\_REL-P2HY "Relazione tecnica dell'impianto di produzione e stoccaggio di idrogeno verde".

L'impianto in Progetto viene definito come sistema Power-to-Hydrogen (P2HY), in quanto utilizza l'elettricità prodotta dagli impianti ubicati in mare (n. 2 parchi eolici e n. 1 parco fotovoltaico galleggiante) e acqua demineralizzata per la generazione di idrogeno tramite il processo di elettrolisi.

Con una potenza complessiva a livello nominale di 60 MW, a pieno regime l'impianto sarà in grado di produrre 1160 kg/h o 12900 Nm<sup>3</sup>/h di puro idrogeno, 12000 Nm<sup>3</sup>/h come flusso operativo. L'impianto di stoccaggio è invece progettato per ospitare simultaneamente fino a circa 16,7 tonnellate di idrogeno con pressione di esercizio a 300 bar.

Attualmente la società proponente Agnes S.r.l. sta valutando insieme a partner locali diverse opportunità commerciali per l'idrogeno prodotto:

- la miscelazione nella rete di gas metano gestita da Snam
- la fornitura alle industrie in zona portuale rientranti nei settori hard-to-abate
- il rifornimento di autobus appartenenti alla flotta della società responsabile del trasporto pubblico locale

Per facilitare la distribuzione futura dell'idrogeno, l'impianto in Progetto prevede anche la realizzazione di una baia di carico e di una Hydrogen Refueling Station (HRS), che servono rispettivamente per rifornire carri bombolai e mezzi di trasporto (es. autobus) alimentati a gas.

Oltre che alla produzione di idrogeno, l'impianto in Progetto consentirà eventualmente di testare la possibilità di integrare gli elettrolizzatori all'interno dei sistemi di rete. Il costante e necessario incremento della penetrazione delle energie rinnovabili all'interno del mix energetico italiano ed europeo ha però come controindicazione l'aumento delle instabilità all'interno della rete. Questo perché le fonti energetiche rinnovabili non prevedibili come il vento o il sole non sono fonti programmabili come può esserlo la generazione di energia da un impianto a gas o a carbone o, in minima parte, da impianti di tipo idroelettrico.



Dato che le rinnovabili non programmabili producono sempre e solo quando la fonte è disponibile, non sempre si verifica che la domanda e la generazione energetica siano bilanciate, fattore fondamentale per la stabilità della rete. Per ovviare a questa problematica diverse applicazioni sono già in studio e verranno implementate nella rete italiana ed europea; una di questa è l'utilizzo di sistemi accumulatori elettrochimici (o semplicemente batterie) come quello che sarà in funzione nell'hub energetico. Altri sono in via sperimentale e gli impianti di produzione e stoccaggio di idrogeno verde si sono candidati come potenziali soluzioni alternative.

In ragione di ciò, le tecnologie negli ultimi anni hanno subito una notevole evoluzione consentendo di creare elettrolizzatori in grado di regolare il loro consumo di potenza molto velocemente, anche nel giro di qualche secondo. Questo apre alla possibilità di cambiare il loro carico in funzione alle necessità di rete, assorbendo più o meno elettricità prodotta dagli impianti rinnovabili in base alle richieste del gestore di rete. Questo permette, ad esempio, di diminuire l'immissione di elettricità in rete in un momento di picco di produzione generale aumentando la produzione di idrogeno oppure, al contrario, diminuire la produzione di idrogeno quando c'è la necessità di energia elettrica da parte del sistema produttivo.

L'alimentazione elettrica del sistema sarà gestita dalla già menzionata sottostazione, con un collegamento MT/AT che abbasserà la tensione da 220 kV, a quella operativa degli elettrolizzatori di 20/30 kV. Poiché il collegamento elettrico con gli impianti di produzione è diretto, quindi con fattore emissivo considerato nullo, e l'elettricità sarà interamente prodotta da impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili, l'idrogeno prodotto ha tutte le caratteristiche necessarie per rientrare nella categoria di "idrogeno verde", ovvero l'idrogeno che soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4% rispetto a un combustibile fossile di riferimento di 94 g CO<sub>2</sub>/MJ, ovvero idrogeno che comporta meno di 3 tCO<sub>2</sub>eq/tH<sub>2</sub>.

L'impianto di produzione di idrogeno verde sarà composto dai seguenti elementi:

- Celle elettrolitiche
- Sistema elettrico (trasformatori, inverter, quadri elettrici)
- Sistema di automazione del sistema (DCS/SCADA, quadri di controllo e monitoraggio elettrico, UPS)
- Unità di purificazione ed essiccazione idrogeno (PDU)
- Unità di purificazione ed essiccazione ossigeno (PDU)
- Demineralizzatori per l'acqua in ingresso
- Refrigeratori e scambiatori di calore per l'acqua
- Sistema di circolo per l'azoto
- Sistemi di circolazione dell'aria
- La "Process Unit", composta da:
  - o Separatori gas/liquido per idrogeno e per ossigeno
  - o Refrigeratori e condensatori
  - o Pompe di circolazione per l'elettrolita (applicabile solo per tecnologia AEL)



- Scambiatori di calore per l'elettrolita (applicabile solo per tecnologia AEL)
- Sistemi di monitoraggio delle concentrazioni (analizzatore di gas e dell'acqua)
- Sistema di interconnessione elettrica
- Sistema interconnessione idraulica tramite tubazioni
- Unità di compressione idrogeno
- Unità di compressione ossigeno
- Unità di stoccaggio dell'idrogeno
- Unità di stoccaggio dell'ossigeno
- Baia di carico per rifornimento di idrogeno per carri bombolai
- Baia di carico per rifornimento di ossigeno per carri bombolai
- Stazione di rifornimento (HRS) per veicoli alimentati ad idrogeno (es. autobus o van)

Il sistema elettrico si compone di trasformatori, utilizzati per la conversione di energia da alto voltaggio a medio voltaggio, apparecchiatura elettrica di distribuzione di potenza agli stack, inverter per la conversione di energia da corrente alternata a corrente continua, e la messa a terra, posta solitamente tra anodo e catodo di ogni coppia di stack.

Il sistema UPS (uninterrupted power supply system) garantirà la potenza al sistema di controllo e ad alcune valvole nel caso di scenari di perdita di potenza dal sistema generale a bassa tensione.

Gli elettrolizzatori previsti in Progetto si avvalgono della tecnologia alcalina, la tecnologia più affidabile e consolidata sul mercato. La potenza nominale dell'impianto è di 60 MW, corrispondente ad una produzione di 1160 kg/h o 12900 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno, 12000 Nm<sup>3</sup>/h in funzione normale operativa, alla purezza di 99,9% o superiore a carico massimale.

Tabella 51: Consumo elettrico per produzione idrogeno verde

Disponibilità	%	< 98
Consumo di energia di design (DC)	kWh/Nm <sup>3</sup>	4,5
Consumo di energia di design (AC) Includendo trasformazione/rettifica, compressione, consumi elettrici degli ausiliari	kWh/Nm <sup>3</sup>	4,9

I Nm<sup>3</sup> sono definiti come 1 m<sup>3</sup> di gas a 273.15 K e 1.013 bar.