

Progetto Definitivo

# PARCO EOLICO OFFSHORE AL LARGO DELLE COSTE DI CIVITAVECCHIA



# RELELE

C0123ER00RELELE00a

# TYRRHENIAN WIND ENERGY

Ministero dell'Ambiente  
e della Sicurezza Energetica

Ministero della Cultura

Ministero delle Infrastrutture  
e dei Trasporti

*Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale  
ex D.lgs. 152/2006*

*Domanda di Autorizzazione Unica  
ex D.lgs. 387/ 2003*

*Domanda di Concessione Demaniale Marittima  
ex R.D. 327/1942*

## RELAZIONE ELETTRICA

Progetto

**Dott. Ing. Luigi Severini**

Ord. Ing. Prov. TA n.776

Elaborazioni

**iLStudio.**

Engineering & Consulting **Studio**



00	Luglio 2023	Emesso per approvazione		
Rev. Est.	Data emissione	Descrizione		Cod. Ela.

Cod.:

<b>C</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>E</b>	<b>R</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>R</b>	<b>E</b>	<b>L</b>	<b>E</b>	<b>L</b>	<b>E</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>a</b>
Tipo	Num. Com.	Anno	Cod. Set.	Tip. Ela.	Prog. Ela.	Descrizione elaborato									Rev. Est.	Rev. Int.	

## SOMMARIO

<b>1. PREMESSA .....</b>	<b>1</b>
<b>2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO .....</b>	<b>2</b>
2.1. Architettura elettrica dell'impianto eolico .....	3
<b>3. DESCRIZIONE DEGLI ELEMENTI FISICI .....</b>	<b>7</b>
3.1. Aereogeneratori.....	7
3.1.1. Descrizione generale.....	7
3.1.2. Sistema elettrico.....	8
3.1.3. Interruttori AT.....	8
3.1.4. Sistema ausiliario .....	8
3.1.5. Controllo turbina.....	8
3.1.6. Sistema di rilevazione d'arco, soppressione incendi e rilevazione di fumo .....	9
3.1.7. Protezione della torre eolica contro le scariche atmosferiche .....	9
3.1.8. Protezione dalla corrosione .....	9
3.1.9. Illuminazione della torre eolica.....	10
3.1.10. Condizioni ambientali .....	10
3.2. Cavi elettrici offshore .....	10
3.2.1. Calcolo preliminare delle correnti .....	12
3.2.2. Calcolo preliminare della corrente nel punto di connessione .....	12
3.2.3. Caratteristiche dei cavi marini 66 kV .....	12
3.2.4. Tratto finale elettrodotto marino 66 kV.....	13
3.2.5. Baia di giunzione.....	15
3.2.6. Cavo di collegamento tra TJB e sottostazione di trasformazione .....	16
3.3. Sottostazione elettrica di trasformazione .....	17
3.3.1. Introduzione.....	17
3.3.2. Norme e disposizioni di legge .....	21
3.3.3. Caratteristiche tecnico-costruttive .....	22
3.3.3.1. Requisiti generali .....	22
3.3.3.2. Condizioni ambientali.....	22
3.3.3.3. Attività sismica .....	23
3.3.3.4. Effetto corona e compatibilità elettromagnetica .....	23
3.3.3.5. Campi elettrici e magnetici .....	23
3.3.3.6. Criterio di coordinamento dell'isolamento.....	23
3.3.3.7. Correnti di corto circuito e correnti termiche nominali .....	23
3.3.3.8. Apparecchiature AT e componenti di stazione.....	23
3.3.4. Consistenza della sezione 380 kV.....	24
3.3.4.1. Caratteristiche stallo 380 kV.....	24
3.3.5. Consistenza della sezione 66 kV .....	25
3.3.5.1. Caratteristiche stallo 66 kV.....	26
3.3.5.2. Sistema STATCOM .....	27
3.3.5.3. Compensazione reattiva.....	27
3.3.6. Trasformatore elevatore .....	27
3.3.7. Sistema di protezione, comando e controllo .....	28
3.3.7.1. Sistema di supervisione della sottostazione elettrica .....	28
3.3.8. Servizi Ausiliari.....	29

3.3.8.1.	Alimentazione C.A. ....	29
3.3.8.2.	Alimentazione C.C. ....	30
<b>3.3.9.</b>	<b>Servizi Generali.....</b>	<b>31</b>
3.3.9.1.	Impianti tecnologici negli edifici .....	31
3.3.9.2.	Impianto di illuminazione e prese f.m. ....	31
3.3.9.3.	Impianto di riscaldamento .....	32
3.3.9.4.	Impianti di condizionamento .....	32
3.3.9.5.	Impianti di rilevazione incendio.....	32
3.3.9.6.	Automazione cancello e sistema di sorveglianza.....	32
3.3.9.7.	Impianto antintrusione.....	33
3.3.9.8.	Impianto telefonico.....	33
3.3.9.9.	Impianto di illuminazione esterna stazione.....	33
3.3.9.10.	Impianti f.m. esterna di stazione .....	34
3.3.9.11.	Impianto anti-ratto.....	34
<b>3.3.10.</b>	<b>Conduttori di collegamento .....</b>	<b>34</b>
3.3.10.1.	Collegamento AT .....	34
3.3.10.2.	Collegamenti MT/BT .....	34
3.3.10.3.	Collegamenti fibre ottiche.....	35
<b>3.3.11.</b>	<b>Impianto di terra .....</b>	<b>35</b>
<b>3.3.12.</b>	<b>Impianto di protezione contro le scariche atmosferiche .....</b>	<b>35</b>
<b>3.3.13.</b>	<b>Opere civili.....</b>	<b>36</b>
3.3.13.1.	Fabbricati .....	36
3.3.13.2.	Strade e piazzole .....	36
3.3.13.3.	Fondazioni e cunicoli cavi .....	36
3.3.13.4.	Ingressi e recinzioni .....	36
3.3.13.5.	Smaltimento acque meteoriche .....	36
<b>3.3.14.</b>	<b>Collaudi, montaggi e documentazione.....</b>	<b>36</b>
<b>3.4.</b>	<b>Elettrodotto terrestre di esportazione 380 kV .....</b>	<b>37</b>
3.4.1.	Caratteristiche del cavo terrestre 380 kV.....	38
3.4.2.	Ubicazione dell'intervento e opere attraversate .....	39
3.4.2.1.	Elenco delle opere attraversate .....	40
<b>3.5.</b>	<b>Sottostazione elettrica di misura e consegna .....</b>	<b>42</b>
3.5.1.	Introduzione.....	42
3.5.2.	Norme e disposizioni di legge .....	44
3.5.3.	Caratteristiche tecnico-costruttive .....	44
3.5.3.1.	Requisiti generali .....	44
3.5.3.2.	Condizioni ambientali.....	44
3.5.3.3.	Attività sismica .....	44
3.5.3.4.	Effetto corona e compatibilità elettromagnetica .....	44
3.5.3.5.	Campi elettrici e magnetici .....	45
3.5.3.6.	Criterio di coordinamento dell'isolamento.....	45
3.5.3.7.	Correnti di corto circuito e correnti termiche nominali .....	45
3.5.3.8.	Apparecchiature AT e componenti di stazione.....	45
<b>3.5.4.</b>	<b>Consistenza della sezione 380 kV.....</b>	<b>45</b>
3.5.4.1.	Caratteristiche stali 380 kV .....	46
	Caratteristiche tecniche .....	46
<b>3.5.5.</b>	<b>Consistenza della sezione 33 kV .....</b>	<b>46</b>
3.5.5.1.	Sistema STATCOM .....	47
<b>3.5.6.</b>	<b>Sistema di protezione, comando e controllo .....</b>	<b>47</b>

<b>PARCO EOLICO OFFSHORE AL LARGO DELLE COSTE DI CIVITAVECCHIA</b>		
PROGETTO DEFINITIVO		
<b>Relazione elettrica</b>		
Codice documento: <b>C0123ER00RELELE00a</b>	Data emissione: <b>Luglio 2023</b>	Pagina <b>III di VII</b>

3.5.7.	Servizi Ausiliari.....	47
3.5.8.	Servizi Generali.....	47
3.5.9.	Conduttori di collegamento .....	48
3.5.10.	Impianto di terra .....	48
3.5.11.	Impianto di protezione contro le scariche atmosferiche .....	48
3.5.12.	Opere civili.....	48
3.5.12.1.	Fabbricati .....	48
3.5.12.2.	Strade e piazzole.....	48
3.5.12.3.	Fondazioni e cunicoli cavi .....	48
3.5.12.4.	Ingressi e recinzioni .....	48
3.5.12.5.	Smaltimento acque meteoriche .....	48
3.5.13.	Collaudi, montaggi e documentazione.....	49
3.6.	Elettrodotto terrestre di connessione a 380 kV.....	49
<b>4.</b>	<b>CAMPI ELETTROMAGNETICI.....</b>	<b>50</b>
4.1.	Richiami normativi .....	50
4.2.	Metodologia di calcolo .....	51
4.3.	Campi elettromagnetici generati dall'elettrodotto.....	51
4.3.1.	Elettrodotto in cavo.....	51
4.4.	Stazioni elettriche .....	51
<b>5.</b>	<b>LOAD FLOW.....</b>	<b>52</b>
5.1	Modello di calcolo .....	52
5.2	Calcolo dei flussi di potenza.....	56
5.3	Calcolo delle correnti di corto circuito .....	58
5.4	Strategia di controllo di tensione e potenza reattiva.....	60
5.4.1	Livello di tensione del punto di consegna 1.0 p.u. ....	61
5.4.2	Livello di tensione del punto di consegna 0.9 p.u. ....	63
5.4.3	Livello di tensione del punto di consegna 1.1 p.u. ....	66

## INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1 – Rete elettrica di trasmissione regione Lazio.....	1
Figura 1.2 – Percorso d'arrivo elettrodotto marino e posizioni delle nuove sottostazioni.....	1
Figura 2.1 – Schema concettuale dell'impianto. ....	2
Figura 2.2 – Ubicazione parco eolico e layout d'impianto.....	3
Figura 2.3 – Layout parco eolico e linee di sottocampo. ....	4
Figura 2.4 – Descrizione parco eolico.....	6
Figura 3.1 – Mappa cavi elettrici offshore.....	11
Figura 3.2 – Cavo marino 66 kV tripolare con conduttore in rame.....	13
Figura 3.3 – Sezione tipica in TOC a mare 66 kV (Tripolare). ....	14
Figura 3.4 – Sezione tipica in trincea a terra 66 kV (Tripolare).....	14
Figura 3.5 – Sottostazioni e percorsi cavo onshore. ....	15
Figura 3.6 – Pianta del pozzetto di giunzione elettrodotto marino/terrestre.....	16
Figura 3.7 – Sezione longitudinale del pozzetto di giunzione elettrodotto marino/terrestre. ....	16
Figura 3.8 – Tipico di posa TOC elettrodotto terrestre 66 kV (Monopolare). ....	17
Figura 3.9 – Tipico di posa trincea elettrodotto terrestre 66 kV (Monopolare). ....	17
Figura 3.10 – Sottostazione di trasformazione Civitavecchia. ....	19
Figura 3.11 – Planimetria elettromeccanica della sottostazione di trasformazione. ....	20
Figura 3.12 – Compensazione reattiva - sottostazione trasformazione e consegna. ....	27
Figura 3.13 – Sezione tipica in TOC a terra elettrodotto 380 kV.....	38
Figura 3.14 – Sezione tipica in trincea elettrodotto 380 kV.....	38
Figura 3.15 – Cavo terrestre 380 kV con conduttore in rame. ....	39
Figura 3.16 – Aree di intervento su limiti comunali.....	41
Figura 3.17 – Sottostazione di misura e consegna. ....	42
Figura 3.18 – Planimetria elettromeccanica della sottostazione di misura e consegna. ....	43
Figura 5.1 – Interfaccia software DigSilent Power Factory.....	52
Figura 5.2 – Layout preliminare disposizione WTG e cavi offshore. ....	53
Figura 5.3 – Layout preliminare disposizione sottostazioni e cavi onshore. ....	54
Figura 5.4 – Schema Unifilare. ....	55
Figura 5.5 – Controllo della tensione di WTG in condizioni nominali, tensione PCC 1.0 p.u. ....	62
Figura 5.6 – Tensione dei cavi di export dal OWF alla ONSS 1 p.u.....	63
Figura 5.7 – Controllo della tensione di WTG in condizioni nominali, tensione PCC 0.9 p.u. ....	64
Figura 5.8 – Tensione dei cavi di export dal OWF alla ONSS 0.9 p.u.....	65
Figura 5.9 – Controllo della tensione di WTG in condizioni nominali, tensione PCC 1.1 p.u. ....	66
Figura 5.10 – Tensione dei cavi di export dal OWF alla ONSS 1.1 p.u.....	67

<b>PARCO EOLICO OFFSHORE AL LARGO DELLE COSTE DI CIVITAVECCHIA</b> PROGETTO DEFINITIVO		
<b>Relazione elettrica</b>		
Codice documento: <b>C0123ER00RELELE00a</b>	Data emissione: <b>Luglio 2023</b>	Pagina <b>V di VII</b>

## **INDICE DELLE TABELLE**

---

Tabella 3.1 – Sistema di raffreddamento.....	7
Tabella 3.2 – Dati protezione corrosione per navicella, torre e mozzo.....	10
Tabella 3.3 – Condizioni ambientali aereogeneratore.....	10
Tabella 3.4 – Lunghezza dei cavi del parco eolico.....	11
Tabella 3.5 – Condizioni ambientali sottostazione elettrica trasformazione e consegna.....	22
Tabella 3.6 – Dati di sistema 380 kV.....	24
Tabella 3.7 – Dati di sistema 66 kV.....	25
Tabella 3.8 – Dati condizione di posa e installazione.....	39
Tabella 3.9 – Condizioni ambientali sottostazione elettrica misura e consegna.....	44
Tabella 3.10 – Dati di sistema 380 kV.....	45
Tabella 3.11 – Dati di sistema 33 kV.....	47
Tabella 5.1 – Identificativi e tipologie cavi.....	56
Tabella 5.2 – Analisi Load Flow.....	57
Tabella 5.3 – Calcolo correnti di corto circuito.....	59

---

## **INDICE DELLE VOCI**

---

<b>AT</b>	Alta Tensione
<b>AAT</b>	Altissima Tensione
<b>ATR</b>	Autotrasformatore
<b>BT</b>	Bassa Tensione
<b>CAV</b>	Calcestruzzo Armato Vibrato
<b>DPA</b>	Distanza di prima approssimazione
<b>FM</b>	Forza Motrice
<b>FO</b>	Fibra Ottica
<b>GE</b>	Gruppo Elettrogeno
<b>GIS</b>	Gas insulated switchgear
<b>IAC</b>	Inter-Array Cable
<b>ICCP</b>	Impressed Current Cathodic Protection
<b>LSI</b>	Line Side Inverter
<b>MMC</b>	Modular Multilevel Converter
<b>MSI</b>	Machine Side Inverter
<b>SMC</b>	Stazione di Misura e Consegna
<b>TSR</b>	Tip Speed Ratio
<b>WTG</b>	Wind Turbine Generator
<b>OFEC</b>	Offshore export cable
<b>ONEC</b>	Onshore export cable
<b>ONS</b>	Onshore Substation
<b>PCC</b>	Point of common coupling
<b>PCM</b>	Power Conversion Module
<b>PGRA</b>	Piano Gestione Rischi Alluvioni
<b>PRFV</b>	Plastica Rinforzata Fibre di Vetro
<b>PVC</b>	Polivinilcloruro
<b>RTN</b>	Rete di Trasmissione Nazionale
<b>RTU</b>	Remote Terminal Unit
<b>SA</b>	Servizi Ausiliari
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition
<b>SF6</b>	Esafluoruro di zolfo
<b>SG</b>	Servizi Generali

---

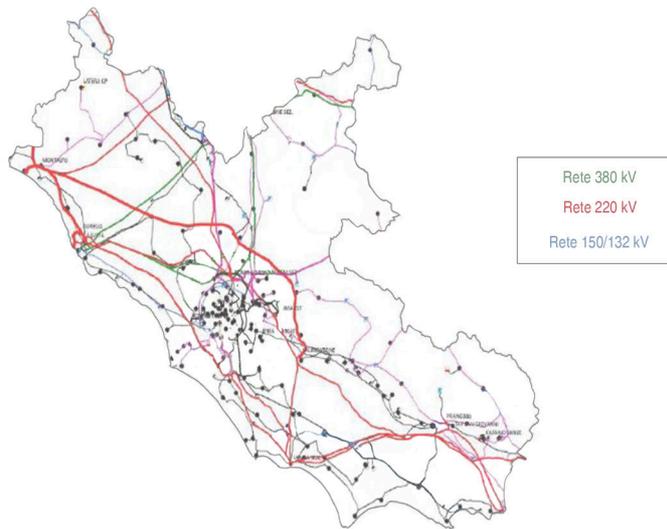
<b>PARCO EOLICO OFFSHORE AL LARGO DELLE COSTE DI CIVITAVECCHIA</b> PROGETTO DEFINITIVO		
<b>Relazione elettrica</b>		
Codice documento: <b>C0123ER00RELELE00a</b>	Data emissione: <b>Luglio 2023</b>	Pagina <b>VII di VII</b>

<b>SPCC</b>	Sistema Protezione Comando e Controllo
<b>SPD</b>	Surge Protection Device
<b>STATCOM</b>	Static Synchronous Compensator
<b>SW</b>	Software
<b>TA</b>	Trasformatore di corrente
<b>TJB</b>	Transition Joint Bays
<b>TOC</b>	Trivellazione Orizzontale Controllata
<b>TR</b>	Trasformatore
<b>TV</b>	Trasformatore di tensione
<b>UPS</b>	Uninterruptible power source
<b>XLPE</b>	Polietilene Reticolato

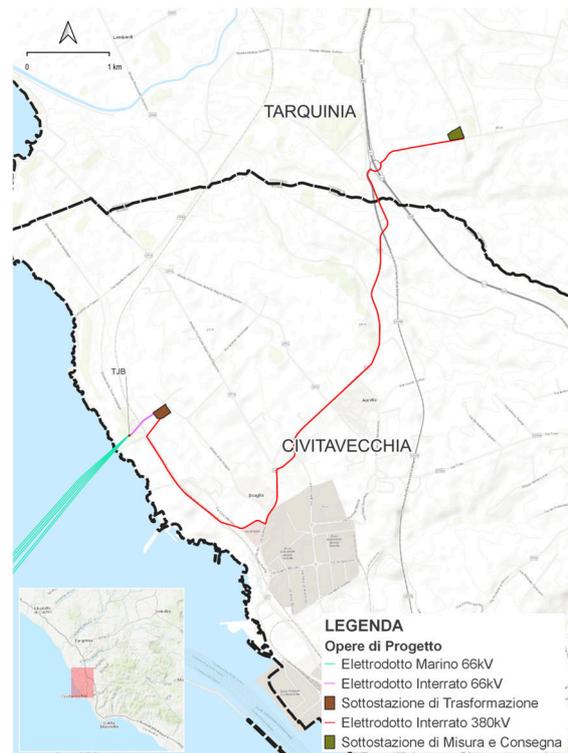
---

## 1. PREMESSA

Il presente elaborato descrive il sistema dei dispositivi di generazione, trasformazione e trasmissione dell'energia elettrica prodotta da fonte eolica con installazioni del tipo offshore galleggiante ubicate nel Mar Tirreno Centro Settentrionale. L'impianto, della potenza nominale complessiva di 504 MW, eroga energia al sistema elettrico del Lazio mediante connessione alla rete elettrica nazionale operata presso la Stazione TERNA "Aurelia" situata in provincia di Viterbo, nel comune di Tarquinia.



**Figura 1.1 – Rete elettrica di trasmissione regione Lazio.**



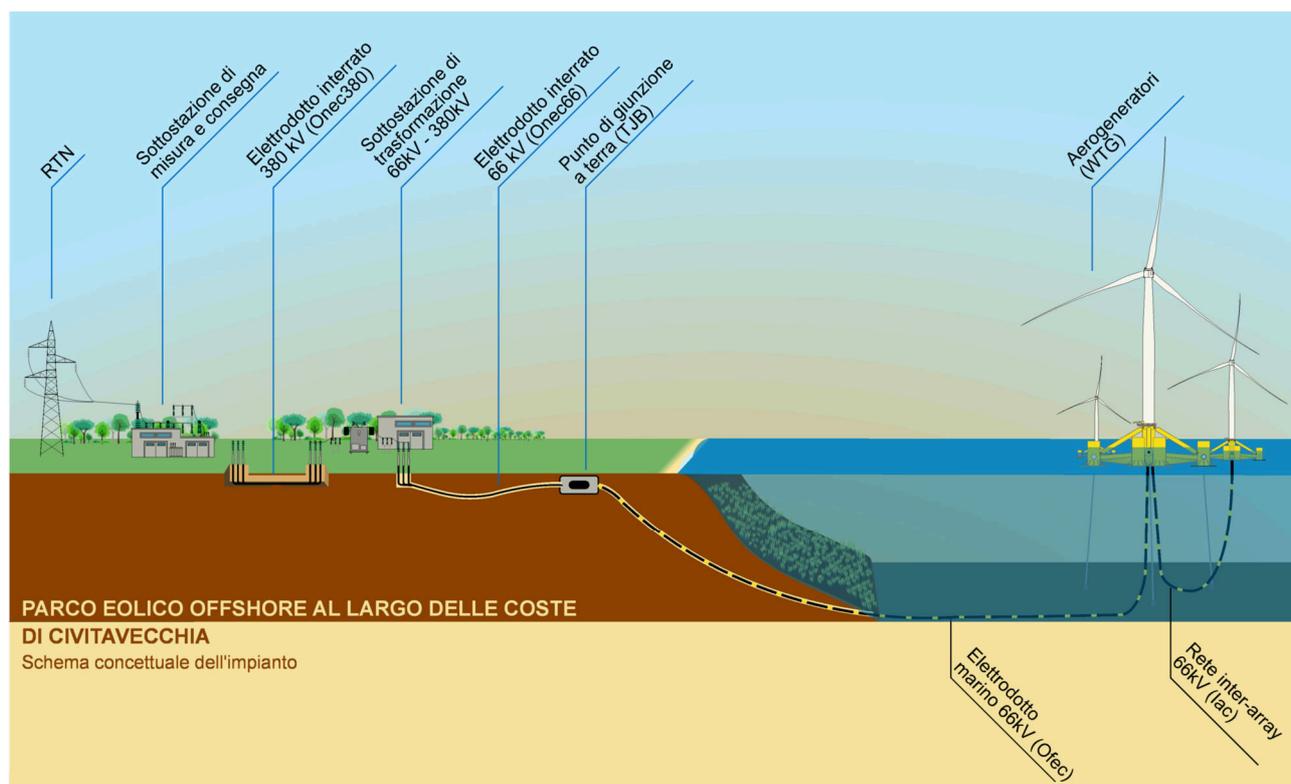
**Figura 1.2 – Percorso d'arrivo elettrodotto marino e posizioni delle nuove sottostazioni.**

## 2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

L'impianto di produzione eolica, verrà realizzato nel mar Tirreno Centro-Settentrionale, a oltre 20 km dalle più vicine coste laziali, garantirà una potenza nominale massima pari a 504 MW attraverso l'utilizzo di 28 aerogeneratori flottanti, sostenuti da innovative fondazioni galleggianti.

L'impiego di questi sistemi consente l'installazione in aree marine profonde e molto distanti dalle coste, dove i venti sono più intensi e costanti e la percezione visiva dalla terraferma è estremamente ridotta, mitigando così gli impatti legati alle alterazioni del paesaggio tipici degli impianti realizzati sulla terraferma o in prossimità delle coste. La collocazione del parco, frutto di una approfondita conoscenza delle caratteristiche del sito, armonizza le risultanze di studi e consultazioni finalizzati alla migliore integrazione delle opere all'interno del contesto naturale e antropico pre-esistente.

L'opera in oggetto, nella sua completezza, si sviluppa secondo una componente a mare (sezione offshore), dedicata prevalentemente alla produzione di energia, ed una a terra (sezione onshore) destinata al suo trasporto e immissione nella rete elettrica nazionale.



**Figura 2.1 – Schema concettuale dell'impianto.**

Elaborazione iLStudio.

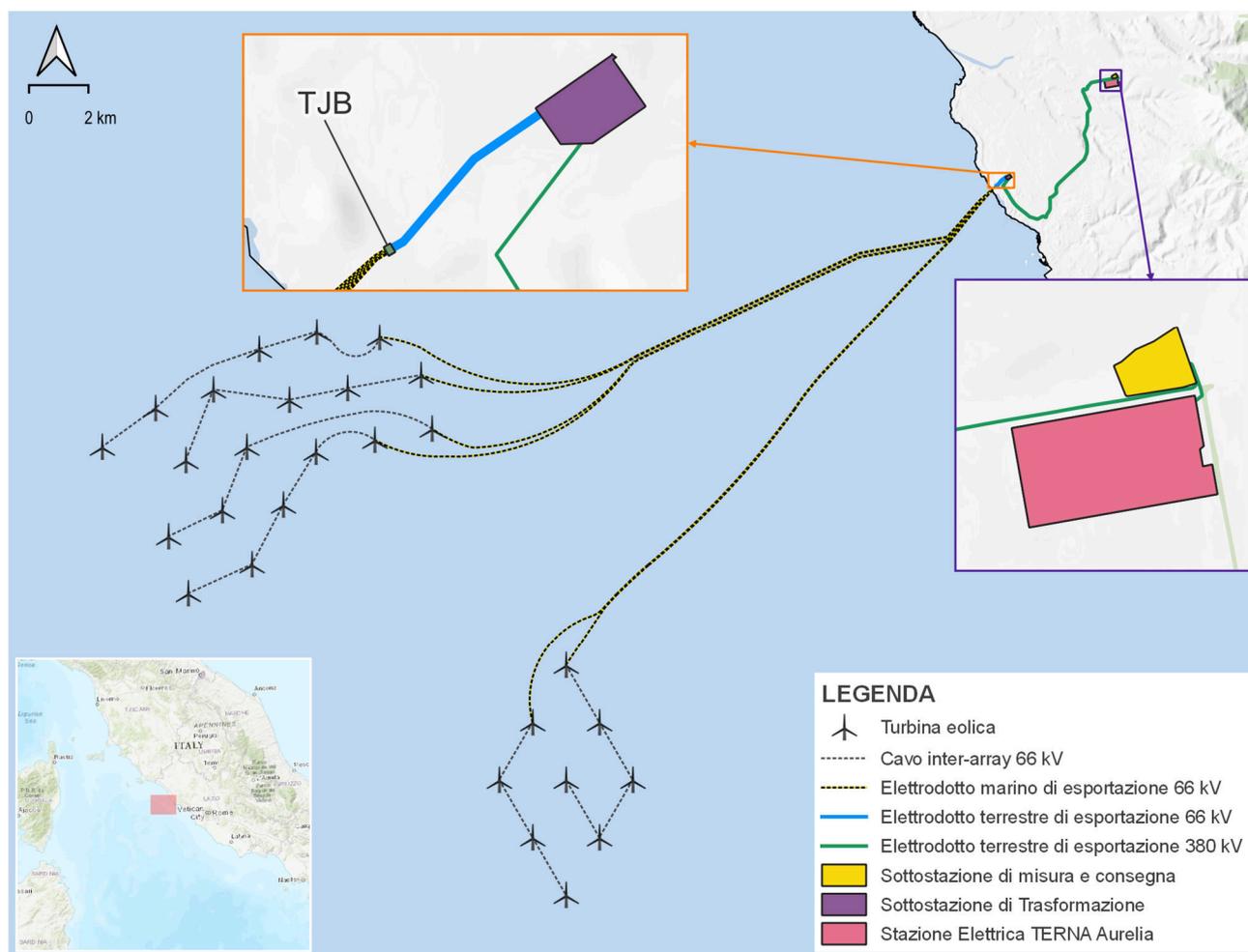
Ciascun aerogeneratore (*Wind Turbine Generator – WTG*) sarà costituito da un rotore tripala con diametro fino a 255 m calettato su torre ad una quota sul livello medio mare fino a 165 m.

L'energia elettrica prodotta in uscita dalle turbine alla tensione di 66 kV sarà collettata attraverso una rete di cavi marini inter-array (*Inter-array cable - IAC*) e convogliata fino al punto di giunzione a terra (*Transition Junction Bay -TJB*) da 6 cavi di export sottomarini offshore (*Offshore export cable - OFEC*). Da qui un elettrodotto di esportazione interrato (*Onshore Export Cable – ONEC*), trasporterà l'energia fino alla sottostazione elettrica di trasformazione di Civitavecchia dotata di due trasformatori elevatori di tensione che innalzano la tensione da 66kV a 380 kV. Una volta effettuata la trasformazione della tensione, in uscita dalla sottostazione partirà un nuovo elettrodotto di esportazione interrato a 380 kV (ONEC) che trasporterà l'energia fino alla sottostazione di misura e consegna che si troverà nel comune di Tarquinia. Da qui un breve elettrodotto interrato di connessione (*Onshore connection cable - ONCC*) permetterà il collegamento alla

stazione già esistente di Terna “Aurelia” per il collegamento alla RTN.

L’opera interessa i seguenti ambiti territoriali:

- la Piattaforma Continentale Italiana, ai fini dell’installazione delle torri eoliche e dei relativi cavi sottomarini di collegamento in alta tensione;
- il mare territoriale, per il passaggio dell’elettrodotto sottomarino sino alla terraferma;
- il territorio della regione Lazio, in particolare dei comuni di Civitavecchia e Tarquinia per il passaggio dell’elettrodotto terrestre in cavo interrato e per la realizzazione della sottostazione di misura e consegna e di quella di trasformazione.



**Figura 2.2 – Ubicazione parco eolico e layout d’impianto.**

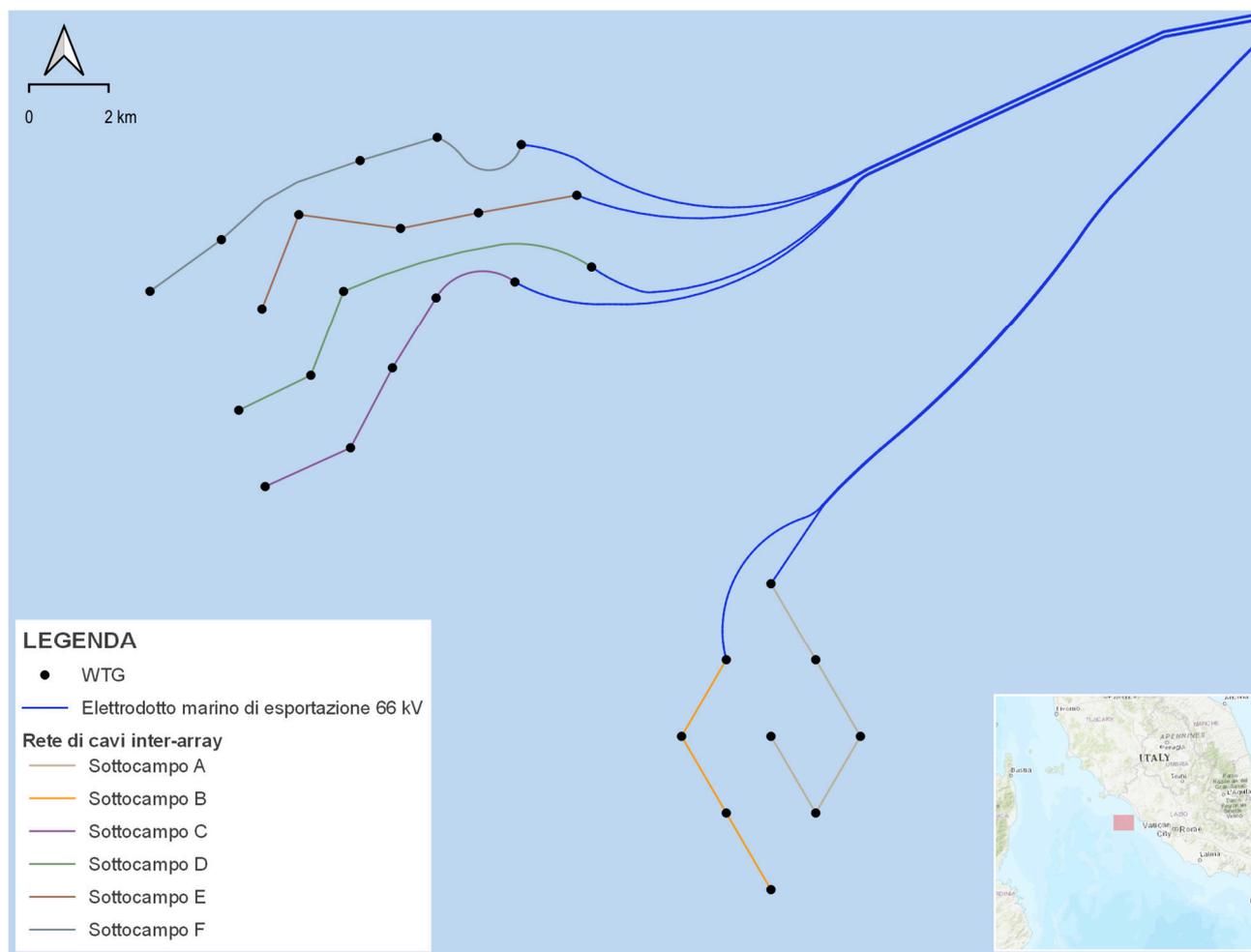
Elaborazione iLStudio.

## 2.1. Architettura elettrica dell’impianto eolico

L’impianto eolico prevede l’installazione di 28 aerogeneratori su fondazioni galleggianti della potenza unitaria di 18 MW per una potenza totale nominale di 504 MW (valore inteso come picco di prestazione dei generatori eolici e variabile, in diminuzione, a seconda delle condizioni meteomarine).

Gli aerogeneratori sono ripartiti secondo 2 sottoparchi (Figura 2.3) rispettivamente un sottoparco da 9 e uno da 19 aerogeneratori, ogni sottoparco è suddiviso in sottocampi costituiti da 5 o 4 aerogeneratori. L’interconnessione tra le turbine è effettuata mediante cavi sottomarini (IAC) a 66 kV i cui nodi di collegamento sono interni alle torri eoliche. Da ogni sottocampo in uscita dall’aerogeneratore più vicino alla costa, partono i cavi di export sottomarini (OFEC) a 66 kV che trasportano l’energia fino al TJB. I 6 cavi di export sono cavi

tripolari elicordati, 4 di questi cavi sono dimensionati per trasportare energia fino a 90 MW (sottocampi da 5 aerogeneratori), mentre gli altri 2 trasportano fino a 72 MW (sottocampi da 4 aerogeneratori), nel picco di produzione. Per ognuno dei 6 sottocampi è previsto l'impiego di un singolo cavo tripolare con struttura ibrida statica-dinamica, ottenuto mediante giunzione di una sezione dinamica e di una sezione statica; la prima interessa il tratto discendente dall'ultimo aerogeneratore di ogni sottocampo fino al relativo touchdown point, la seconda corrisponde invece al tratto orizzontale in contatto col fondale e non soggetto a carichi di tipo dinamico (se non di piccola entità).



**Figura 2.3 – Layout parco eolico e linee di sottocampo.**

Elaborazione iLStudio.

La transizione elettrodotto marino – elettrodotto terrestre si effettua in corrispondenza di una baia di giunzione (TJB, Transition Joint Bay) da realizzarsi al punto di sbarco, a circa 2 chilometri a nord-est dalla stazione Enel “Torrevaldaliga” nel comune di Civitavecchia. I sei cavi tripolari provenienti dal parco eolico offshore sono convertiti in sei cavi unipolari che proseguono verso la sottostazione trasformazione dove i cavi vengono collegati a due trasformatori AT/AAT e la tensione elevata da 66 kV a 380 kV. In uscita dai trasformatori ci saranno due cavi tripolari interrati 380 kV che trasmetteranno l'energia fino alla sottostazione di misura e consegna di Tarquinia. In uscita da quest'ultima mediante un collegamento in cavo 380 kV ridondato, l'energia verrà trasmessa fino alla più vicina stazione RTN TERNA “Aurelia”.

La producibilità annuale netta stimata è 1245 GWh/anno, equivalente al fabbisogno energetico annuo di circa 461 mila abitazioni.

<b>PARCO EOLICO OFFSHORE AL LARGO DELLE COSTE DI CIVITAVECCHIA</b> PROGETTO DEFINITIVO		
<b>Relazione elettrica</b>		
Codice documento: <b>C0123ER00RELELE00a</b>	Data emissione: <b>Luglio 2023</b>	Pagina <b>5 di 68</b>

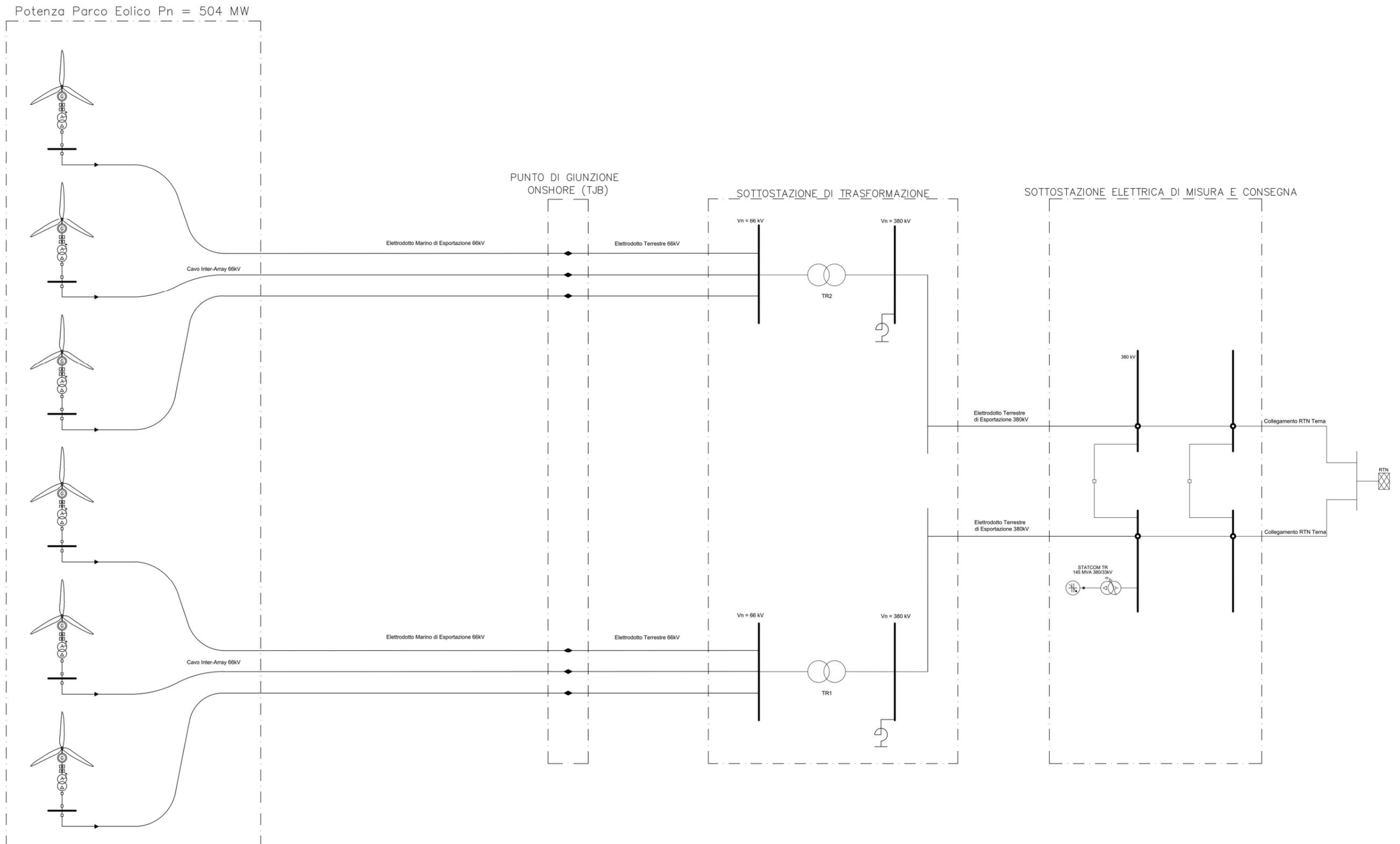
In Figura 2.4 si illustra lo schema del parco eolico. In sintesi, l'impianto è suddiviso in:

Parte a mare, comprendente:

- n. 28 aerogeneratori eolici composti da turbina, torre e fondazione galleggiante;
- cavi sottomarini dinamici 66 kV di interconnessione tra le unità galleggianti;
- cavi sottomarini statici 66 kV di interconnessione tra le unità galleggianti;
- n. 6 cavi di export offshore dinamici (uno per ogni sottocampo);
- n. 6 cavi di export offshore statici (uno per ogni sottocampo).

Parte a terra, comprendente:

- n.1 una sezione di esportazione dal punto di sbarco fino alla TJB, che consiste nel tratto finale dell'elettrodotto marino (Ofec) costituito da sei di cavi tripolari elicordati 66 kV;
- n. 1 baia di giunzione elettrodotto marino – elettrodotto terrestre;
- n.1 sezione di esportazione (Onec) costituita da sei terne di cavi terrestri unipolari 66 kV posati a trifoglio che si sviluppano dalla TJB alla sottostazione di trasformazione;
- n.1 sottostazione elettrica trasformazione;
- n.1 sezione di esportazione (Onec) costituita da una singola terna ridondata di cavi unipolari 380 kV posati a trifoglio che connettono la stazione di trasformazione con la stazione di misura e consegna;
- n.1 elettrodotto di connessione (Oncc) a 380 kV che consente il collegamento tra la stazione di misura e consegna e l'adiacente stazione RTN TERNA Aurelia.



**Figura 2.4 – Descrizione parco eolico.**  
Elaborazione iLStudio.

### 3. DESCRIZIONE DEGLI ELEMENTI FISICI

#### 3.1. Aereogeneratori

Le turbine eoliche hanno una potenza nominale di 18 MW. Sono caratterizzate da un funzionamento a velocità variabile con un sistema attivo di regolazione dell'imbardata e un rotore a tre pale. Le turbine utilizzano un sistema a microprocessore per il controllo del passo e un sistema di conversione dimensionato per garantire un funzionamento a differenti velocità. Questo permette alle turbine di erogare una potenza elettrica circa costante in diverse condizioni operative.

##### 3.1.1. Descrizione generale

Il rotore ha un diametro fino a 255 m. Il sistema idraulico di controllo del passo (pitch system) agisce singolarmente su ogni pala consentendone la regolazione dell'orientazione rispetto al vento modificando la velocità di rotazione del rotore. L'unità idraulica è posizionata nella navicella. Un secondo sistema di regolazione è il sistema di controllo dell'imbardata, azionato da motori elettrici a magneti permanenti.

La torre della turbina ne sostiene l'hub ad una quota sul livello del mare fino a 165 m. Alla base della torre è installato il modulo di conversione PCM (Power Conversion Module), composto da 4 sezioni. Il PCM comprende il trasformatore principale AT, l'inverter lato linea LSI (Line Side Inverter), il pacco batteria di riserva e quadri sistemi ausiliari e di controllo.

La navicella ospita l'inverter lato macchina MSI (Machine Side Inverter) e sistemi ausiliari per la navicella. L'unità idraulica del controllo del passo aziona anche il portello di ingresso alla parte superiore esterna della navicella. La parte esterna è equipaggiata da sensori anemometrici.

Il sistema di raffreddamento è composto da:

- *raffreddamento ad acqua della navicella*: agisce sul sistema idraulico, sistema lubrificante, generatore e inverter. L'inverter è equipaggiato anche con un sistema di riscaldamento in funzione durante gli avviamenti a freddo.
- *raffreddamento ad acqua del modulo di conversione PCM*: agisce sull'inverter lato linea e sul trasformatore.
- *sistema di aerazione*: previa filtrazione dell'aria da particelle inquinanti, forza il flusso di aria fredda verso l'inverter LSI. Per convezione la massa d'aria scorre verso la navicella.

**Tabella 3.1 – Sistema di raffreddamento.**

Componente	Tipo raffreddamento
Navicella	Ventilazione forzata
Sistema lubrificante ad olio	Raffreddamento ad acqua
Generatore	Raffreddamento ad acqua
Unità idraulica	Raffreddamento ad acqua
Torre, internamente	Ventilazione forzata
Convertitore (MSI-LSI)	Raffreddamento ad acqua e ad aria
Trasformatore AT	Raffreddamento ad acqua

### 3.1.2. Sistema elettrico

Il generatore è un motore sincrono a magneti permanenti connesso con la rete attraverso un convertitore. Il convertitore controlla sia il generatore che la qualità dell'energia lato rete. L'inverter lato linea LSI è posizionato nella torre, l'inverter lato macchina MSI è collocato nella navicella. Tensioni tipiche lato macchina e lato rete sono rispettivamente 710 V e 3.1 kV. La potenza viene trasmessa da MSI a LSI, riducendo le perdite legate alla trasmissione. L'inverter lato linea presenta un filtro per ridurre il contenuto armonico.

Il trasformatore AT stella-atterrato/triangolo, 3.1/66 kV è del tipo trifase immerso in liquido, a tre avvolgimenti. Il liquido isolante è ecologico e con bassi livelli di infiammabilità. Il trasformatore è segregato in un locale nella torre. La presenza di tensione è idoneamente segnalata e l'accesso al locale è concesso solo in seguito alla corretta de-energizzazione.

### 3.1.3. Interruttori AT

I quadri AT collocati all'interno della torre sono interconnessi al trasformatore. Il controllo dei quadri è integrato con il sistema di controllo della turbina e degli elementi del trasformatore. Questo garantisce che i dispositivi di protezione siano correttamente inseriti quando componenti in alta tensione sono energizzati ("Ready to protect"). Nel caso di interruzione di alimentazione il sistema UPS alimenta il sistema di controllo ("Ready to protect").

Il sistema di sicurezza descritto e il controllo delle turbine sono integrati nel sistema SCADA. Il sistema SCADA riporta diversi segnali relativi agli interruttori, ad esempio, posizione aperto o chiuso allarmi livello di pressione gas SF6. Il sistema SCADA permette di manovrare da remoto gli interruttori ad esclusione della manovra di messa a terra. Il protocollo di comunicazione segue la norma IEC 61850.

Ogni generatore ha quadri di Alta Tensione (66 kV). Le protezioni tra tutte le apparecchiature sono opportunamente coordinate e automatizzate per garantire la sicurezza dell'impianto.

In relazione agli ambienti di installazione, caratterizzati da forte umidità salina, si devono prevedere adeguati sistemi di protezione dalla corrosione e di isolamento elettrico ed inoltre, per garantire la corretta funzionalità delle apparecchiature (interruttori, sganciatori, etc.) sono utilizzati quadri e blindosbarre isolati in SF6 (esafluoruro di zolfo) a tenuta d'arco.

### 3.1.4. Sistema ausiliario

Il trasformatore ausiliario collocato nella torre (modulo PCM) alimenta tutti componenti esclusi i principali componenti di potenza: sistema imbardata, pompe idrauliche, pompe circuito raffreddamento, ventilatori, sistemi riscaldamento, pompe circuito lubrificante, sistema di controllo, UPS, luce e prese di servizio.

### 3.1.5. Controllo turbina

Il controllo e monitoraggio della singola turbina eolica è gestito da apposito sistema di controllo. Il sistema di controllo si costituisce di una centralina posizionata nella torre e di un sistema di IO distribuito nella torre, navicella e mozzo. La rete di interconnessione è di tipo Ethernet.

Alcune delle principali funzioni del sistema di controllo sono:

- monitoraggio e supervisione delle operazioni di sistema;
- sincronizzazione durante la connessione in rete del generatore per evitare sovracorrenti di inserzione;
- regolazione della turbina eolica per le diverse condizioni operative;
- regolazione automatica dell'imbardata della turbina;
- controllo del passo delle pale;
- controllo della potenza reattiva e della velocità di rotazione;

- monitoraggio delle condizioni ambientali;
- monitoraggio delle caratteristiche di rete.

### **3.1.6. Sistema di rilevazione d'arco, soppressione incendi e rilevazione di fumo**

La turbina è equipaggiata con un sistema di rilevazione di arco elettrico, diviso in tre sotto sistemi distribuiti nelle sezioni bassa (BT) e alta tensione (AT) del flusso di potenza. Il primo sotto-sistema (BT) include l'armadio MSI (Machine Side Inverter), il secondo sotto sistema (BT) include l'armadio LSI (Line Side Inverter) ed il terzo sotto sistema (AT) include il trasformatore alta tensione e gli interruttori di protezione (AT). Ogni sottosistema ha i propri rilevatori d'arco, connessi con il sistema di controllo della turbina.

Alla rilevazione di un arco elettrico i sotto sistemi 1 e 2 si disconnettono tramite l'apertura degli interruttori dei convertitori interrompendo l'alimentazione dell'arco. Il sotto sistema 3 apre gli interruttori in alta tensione e rimuove l'alimentazione dell'intera turbina eolica.

La turbina è equipaggiata con un sistema di soppressione dell'incendio del tipo a gas inerte. Il sistema è localizzato nella sezione LSI. L'innesco della protezione è indipendente dal controllo di turbina, comunque il controllo turbina monitora lo stato delle protezioni.

La turbina è equipaggiata con un sistema di rilevatori di fumo comprendente diversi rilevatori posizionati rispettivamente nella sezione interruttori alta tensione, nella sezione trasformatore alta tensione, nell'armadio LSI, nell'armadio ausiliario principale e all'ingresso della torre eolica, nella navicella vicino al generatore, nell'armadio MSI e nell'armadio ausiliario. I rilevatori di fumo sono connessi al sistema di controllo della turbina e causano l'apertura degli interruttori di protezione in alta tensione.

Il sistema antincendio include multi-sensori, comprendendo sensori ottici e di temperatura. Sono installati inoltre segnalatori acustici connessi al sistema di controllo.

### **3.1.7. Protezione della torre eolica contro le scariche atmosferiche**

La turbina eolica è dotata di un sistema di protezione contro i fulmini in grado di proteggere da danni diretti ed indiretti sia la struttura che gli eventuali operatori presenti. Il sistema di protezione contro i fulmini è costituito da:

- sistema captatori;
- componenti per connessioni;
- protezioni per sovratensioni e sovracorrenti (SPD);
- schermi contro campi elettromagnetici;
- organi di dispersione.

Tutte le apparecchiature installate sulla torre eolica sono dotate di un sistema di messa a terra e scaricatori di sovratensione.

I dispositivi antifulmine dovranno essere conformi agli standard della più elevata classe di protezione (Classe I) e conformi alla classe di protezione 1 richiesta dallo standard internazionale IEC 61400-24 e IEC 62305-1.

### **3.1.8. Protezione dalla corrosione**

Le parti esterne della turbina sono protette dalla corrosione e dagli agenti atmosferici grazie a uno speciale rivestimento multistrato, che soddisfa i requisiti della norma UNI EN ISO 12944.

Una soluzione per proteggere le strutture di sostegno dell'impianto eolico dalla corrosione in ambiente con presenza di acqua marina è la protezione catodica a corrente impressa: "Impressed Current Cathodic Protection" (ICCP).

Gli standard di progettazione della ICCP sono stati integrati con i dati della NACE International che forniscono

delle linee guida a livello internazionale per materiali, pratiche e metodi di controllo della corrosione per strutture fisse e mobili offshore.

Inoltre, per il dimensionamento dei sistemi di protezione, sono adoperate le seguenti norme:

- Norme: ISO 12473 “General principles of cathodic protection in seawater” e EN 12495 “Cathodic protection for fixed steel offshore structures”;
- Linee guida DNV (Det Norske Veritas): DNV-RP-B101 “Corrosion protection of floating production and storage units”.

Il dimensionamento permette l’adeguata protezione delle strutture per l’intera vita utile dell’impianto.

**Tabella 3.2 – Dati protezione corrosione per navicella, torre e mozzo.**

Protezione corrosione	
Aree esterne	C5-M
Apparecchiature interne alla navicella	C3
Apparecchiature interne al mozzo	C4
Parete torre, internamente	C4
Apparecchiature interne alla torre	C3

### 3.1.9. Illuminazione della torre eolica

La turbina eolica presenta sistemi di illuminazione all’interno della torre, della navicella e nel mozzo. Le luci di emergenza in seguito ad una interruzione dell’alimentazione sono alimentate dal sistema di riserva.

Il sistema di emergenza per l’illuminazione consiste in pacchi batteria alloggiati nella navicella e nella torre in condizioni normali sotto carica. In condizioni di emergenza l’alimentazione dell’illuminazione interna alla torre, navicella e mozzo è garantita dai pacchi batteria.

### 3.1.10. Condizioni ambientali

I valori di condizioni ambientali riportati in tabella sono relativi all’altezza del mozzo e secondo le caratteristiche dei sensori e del sistema di controllo turbina.

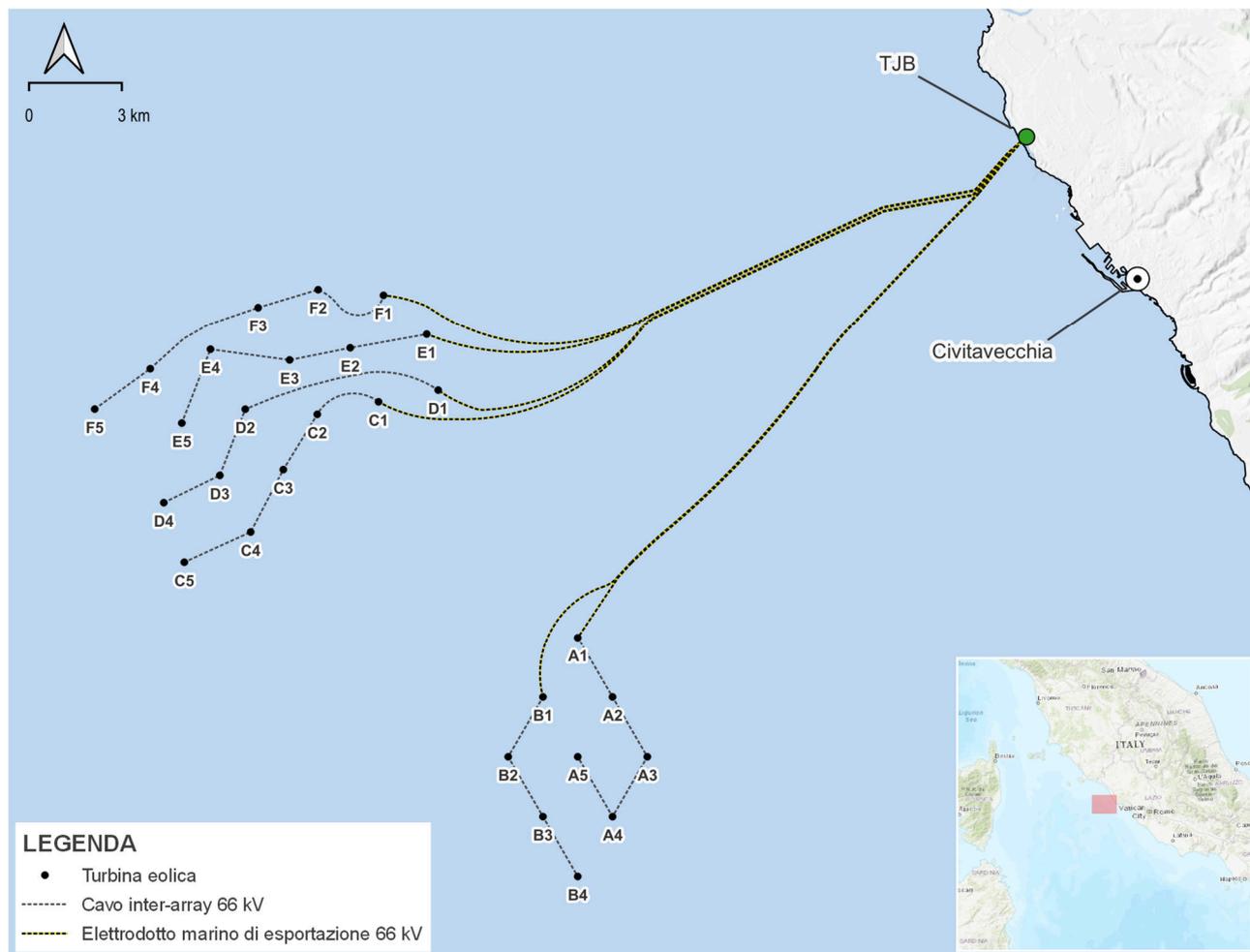
**Tabella 3.3 – Condizioni ambientali aereogeneratore.**

Temperatura ambiente	-15°C / +40°C Ad alte temperature la turbina potrebbe erogare una potenza ridotta
Cut-in (media su 10 minuti)	3 ÷ 4 m/s
Cut-out (media su 10 minuti)	25 ÷ 28 m/s

## 3.2. Cavi elettrici offshore

Come descritto dallo schema del parco eolico di Figura 3.1, le tipologie di cavi che si adottano per l’interconnessione tra le turbine sono di tipo dinamico e statico (66 kV).

La lunghezza del cavo di collegamento tra il nodo terminale di ciascun sottocampo e il punto di giunzione (TJB) è variabile in funzione delle rispettive posizioni delle turbine. In Figura 3.1 i nodi terminali dei sei sottocampi sono indicati come “Lettera” seguita dal numero 1. Invece il nodo più distante per ogni sottocampo è indicato come “Lettera” seguita da 4 o 5 (a seconda del numero di WTG del sottocampo). Per ciascun sottocampo le 5 (4 per i sottocampi minori) sono interconnesse in configurazione entra-esce dal nodo più distante fino al nodo terminale.



**Figura 3.1 – Mappa cavi elettrici offshore.**

Elaborazione iLStudio.

**Tabella 3.4 – Lunghezza dei cavi del parco eolico.**

Tratta	Lunghezza [km]	Sezione cavo [mm <sup>2</sup> ]	Tensione [kV]
<b>1° SOTTOCAMPO</b>			
A5 – A4	2.803	1x3x240 – Cu	66
A4 – A3	2.857	1x3x240 – Cu	66
A3 – A2	2.955	1x3x630 – Cu	66
A2 – A1	2.976	1x3x630 – Cu	66
A1 – TJB	22.164	1x3x800 – Cu	66
<b>2° SOTTOCAMPO</b>			
B4 – B3	2.926	1x3x240 – Cu	66
B3 – B2	2.991	1x3x240 – Cu	66
B2 – B1	3.068	1x3x630 – Cu	66
B1 – TJB	24.941	1x3x800 – Cu	66
<b>3° SOTTOCAMPO</b>			
C5 – C4	2.770	1x3x240 – Cu	66
C4 – C3	2.693	1x3x240 – Cu	66
C3 – C2	3.021	1x3x630 – Cu	66
C2 – C1	3.205	1x3x630 – Cu	66
C1 – TJB	24.039	1x3x800 – Cu	66
<b>4° SOTTOCAMPO</b>			
D4 – D3	6.997	1x3x240 – Cu	66
D3 – D2	2.930	1x3x240 – Cu	66
D2 – D1	2.763	1x3x630 – Cu	66
D1 – TJB	21.988	1x3x800 – Cu	66
<b>5° SOTTOCAMPO</b>			

E5 – E4	2.858	1x3x240 – Cu	66
E4 – E3	2.416	1x3x240 – Cu	66
E3 – E2	3.060	1x3x630 – Cu	66
E2 – E1	3.135	1x3x630 – Cu	66
E1 – TJB	21.445	1x3x800 – Cu	66
<b>6° SOTTOCAMPO</b>			
F5 – F4	3.016	1x3x240 – Cu	66
F4 – F3	2.393	1x3x240 – Cu	66
F3 – F2	4.581	1x3x630 – Cu	66
F2 – F1	2.864	1x3x630 – Cu	66
F1 – TJB	23.008	1x3x800 – Cu	66

### 3.2.1. Calcolo preliminare delle correnti

La corrente erogata dal generatore k-esimo è calcolata preliminarmente con la seguente formula:

$$I_{n,gen,k} = \frac{P_{n,gen}}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi_{gen}} = \frac{18 \times 10^6}{\sqrt{3} \times (66 \times 10^3) \times 1.00} \cong 158 \text{ A} \quad \text{eq.(1)}$$

con  $P_{n,gen}$  la potenza attiva erogata dal singolo generatore e  $V_n$  il livello di tensione di uscita dalla torre (lato 66 kV). La massima corrente nominale  $I_{n,sc,m}$  relativa al sottocampo  $m$  vale quindi:

$$I_{n,sc,m} = \sum_{k=1}^K I_{n,gen,k} = 5 \times 158 = 790 \text{ A} \quad \text{eq.(2)}$$

in cui  $K$  è il numero di generatori sul sottocampo m-esimo.

Per i sottocampi non  $K=4$  generatori si ha:

$$I'_{n,sc,m} = \sum_{k=1}^K I_{n,gen,k} = 4 \times 158 = 632 \text{ A} \quad \text{eq.(3')}$$

La corrente totale del parco  $I_{n,p}$  vale, considerando tutti e sei i sottocampi dove  $M$  è il numero dei sottocampi con 5 aereogeneratori ed  $N$  è il numero dei sottocampi con 4 aereogeneratori:

$$I_{n,p} = \sum_{m=1}^M I_{n,sc,m} + \sum_{m=1}^N I'_{n,sc,m} = (4 \times 790) + (2 \times 632) = 4424 \text{ A} \quad \text{eq.(4)}$$

### 3.2.2. Calcolo preliminare della corrente nel punto di connessione

L'impianto in oggetto ha una potenza nominale di 504 MW quindi per un funzionamento con un  $\cos \varphi$  di 0.9 in uscita dalla stazione di trasformazione la corrente sarà:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V \cos \varphi} = \frac{504 \times 10^6}{\sqrt{3} \times (380 \times 10^3) \times 0.9} \cong 850 \text{ A} \quad \text{eq.(4)}$$

### 3.2.3. Caratteristiche dei cavi marini 66 kV

Il cavo dinamico marino in alta tensione è del tipo tripolare elicordato con conduttori in rame con sezione elettrica nominale da 240 mm<sup>2</sup>, 630 mm<sup>2</sup> e 800 mm<sup>2</sup> in funzione del punto di tratta del cavo.

L'isolamento è del tipo XLPE, l'armatura è doppia in corde d'acciaio, guaina in polietilene e schermi per ciascun conduttore in rame.

Caratteristiche del cavo dinamico marino a 66 kV:

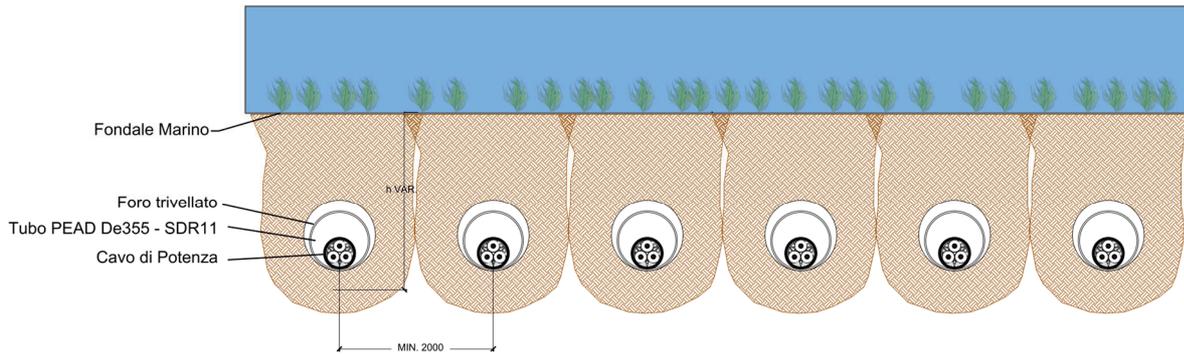
- conduttore: conduttori in rame;
- schermo conduttore: strato semiconduttivo estruso;
- isolamento: XLPE;
- schermo isolante: strato semiconduttivo estruso;
- schermo: schermatura su ciascuna fase in rame;
- unità a fibra ottica: FO con tubo metallico;
- lay up: tre nuclei di potenza elicordati con riempitivo in polipropilene;
- armatura: corde di acciaio zincato;
- guaina esterna: polietilene.

### **3.2.4. Tratto finale elettrodotto marino 66 kV**

I sei cavi tripolari marini a 66 kV dopo lo sbarco percorreranno circa 235 m fino al punto di giunzione (TJB), secondo una posa che prevede l'impiego della tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (Figura 3.3) per circa 210 m (TOC) e della trincea (Figura 3.4), prima dell'ingresso nella TJB, per circa 25 m. Per maggiori approfondimenti da parte degli Enti Competenti (art. 27 D.lgs. 152/2006) e della Commissione PNRR-PNIEC, in merito ai tipici di posa, si rimanda alla tavola C0123ET00SCHCON00.

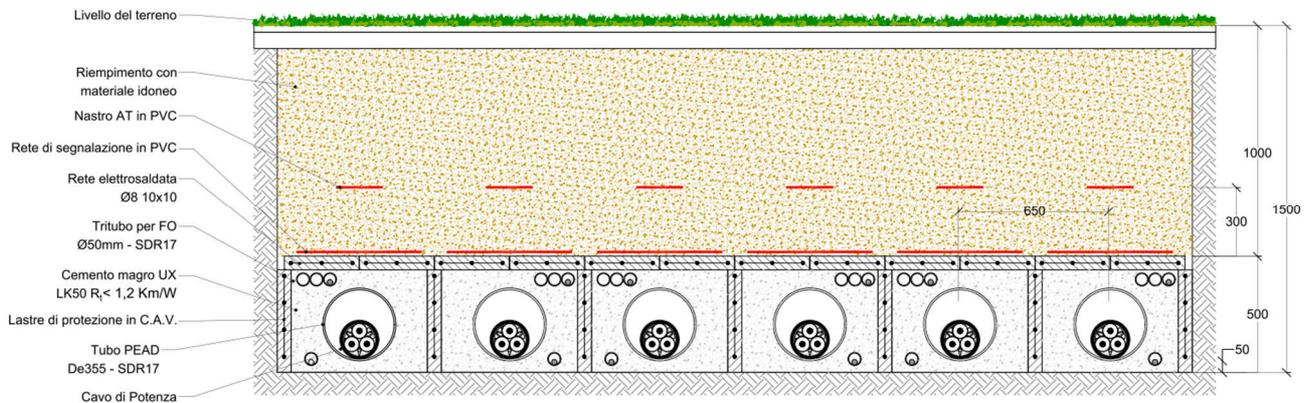


**Figura 3.2 – Cavo marino 66 kV tripolare con conduttore in rame.**



**Figura 3.3 – Sezione tipica in TOC a mare 66 kV (Tripolare).**

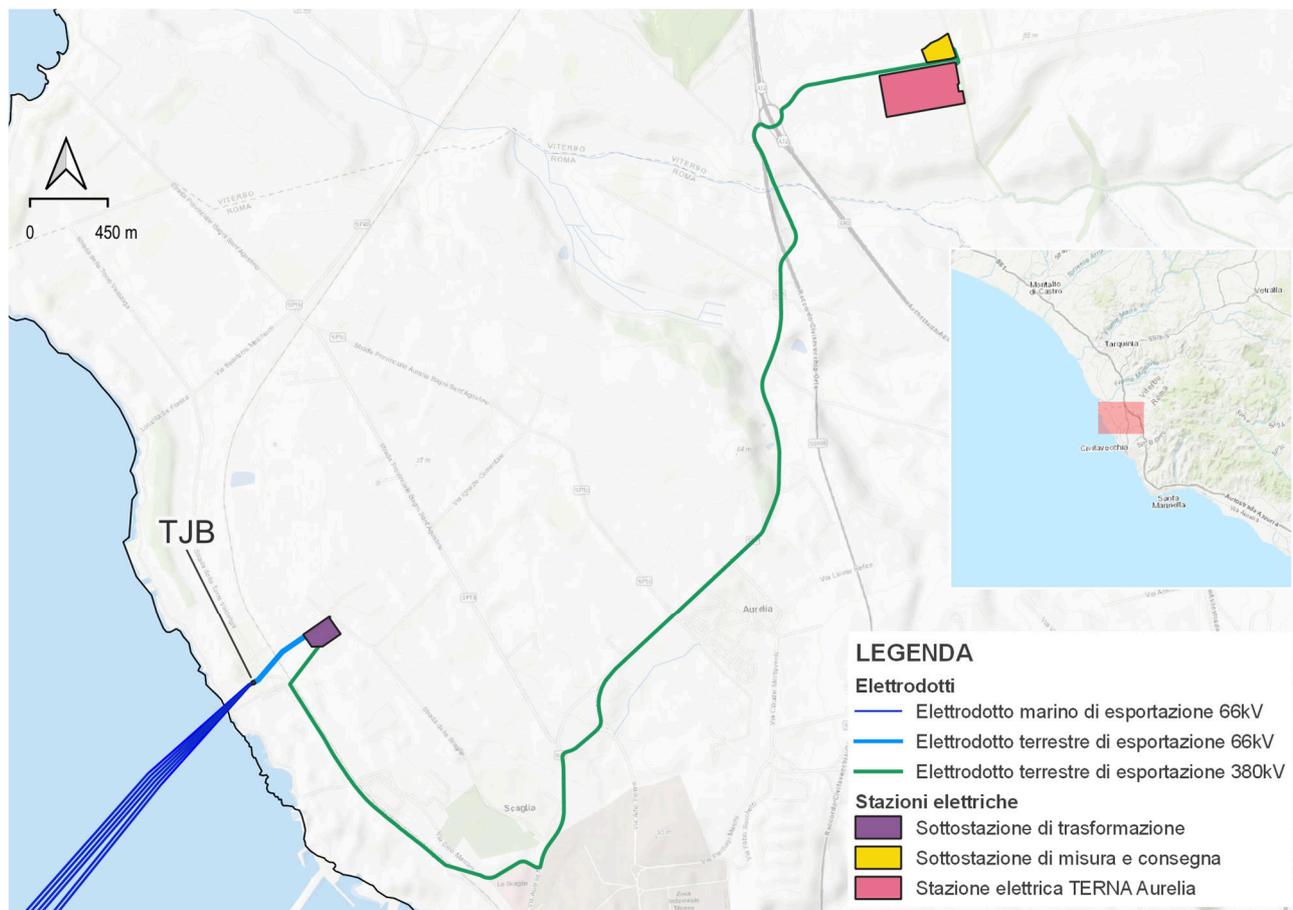
Elaborazione iLStudio.



**Figura 3.4 – Sezione tipica in trincea a terra 66 kV (Tripolare).**

Elaborazione iLStudio.

Nella Figura 3.5 sono evidenziate le sedi di installazione della sottostazione di trasformazione, della sottostazione di misura e consegna e della stazione Terna "Aurelia". Sono riportati anche i diversi tipi di cavi che collegano le sottostazioni, in particolare in azzurro il tratto di elettrodotto interrato 66 kV onshore e in verde l'elettrodotto interrato 380 kV.

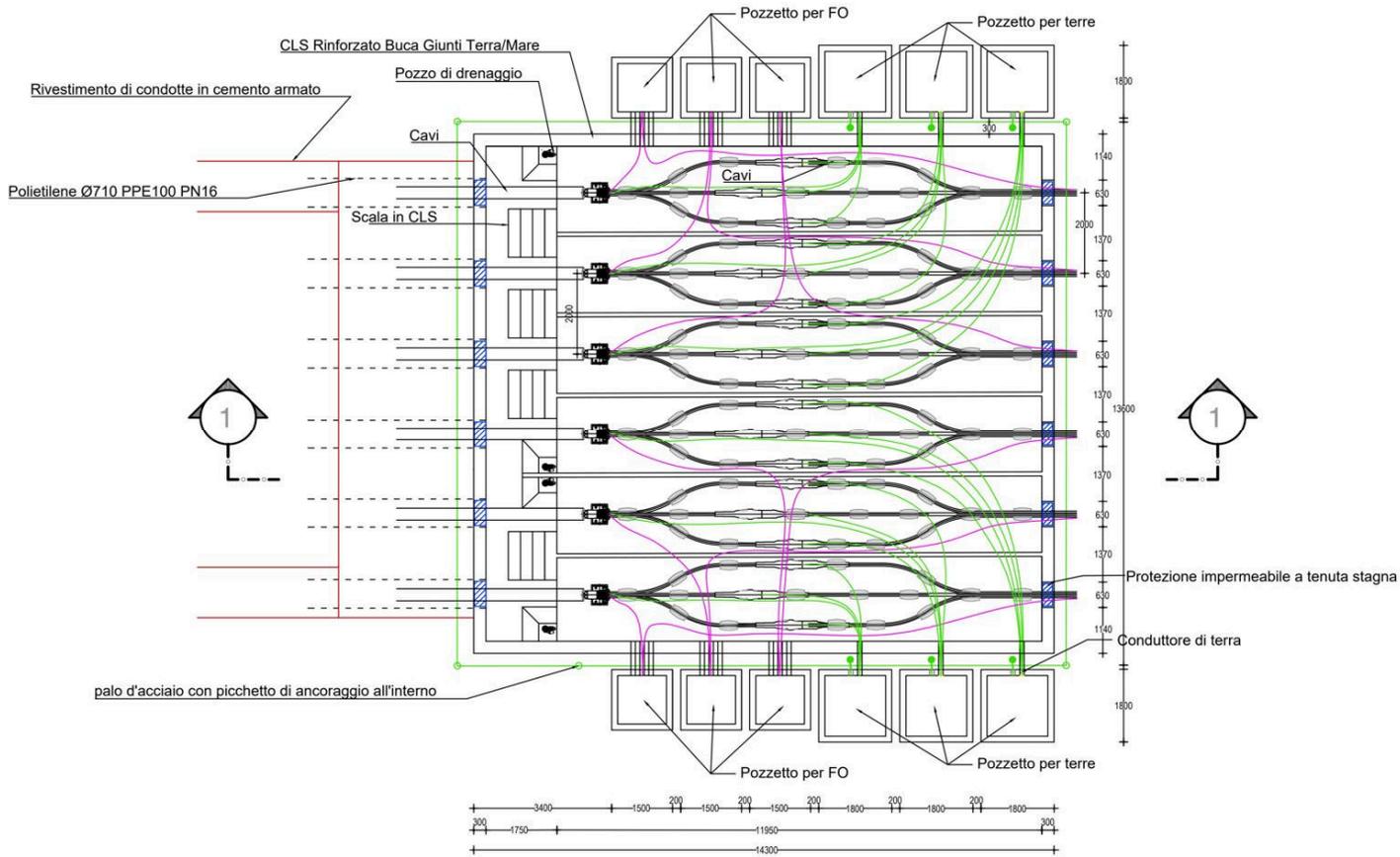


**Figura 3.5 – Sottostazioni e percorsi cavo onshore.**

Elaborazione iLStudio.

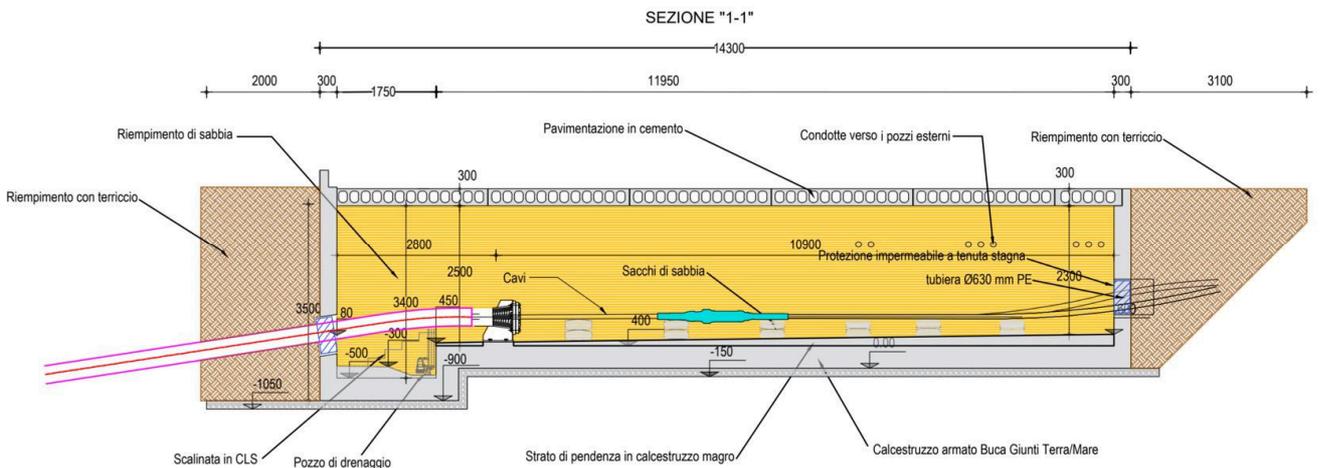
### 3.2.5. Baia di giunzione

Lo sbarco a terra dei cavi di export offshore è previsto nel comune di Civitavecchia. In tale punto sono realizzati sei pozzetti interrati in c.a. dove tramite sei punti di giunzione si verifica il passaggio da cavidotto marino a cavidotto interrato e i 6 cavi di export tripolari diventano 18 cavi unipolari 66 kV. La baia di giunzione occupa un'area di circa 15 m di larghezza, 17 m di lunghezza e 3.5 m di profondità. Il layout della TJB è mostrato in Figura 3.6 e Figura 3.7.



**Figura 3.6 – Pianta del pozzetto di giunzione elettrodoto marino/terrestre.**

Elaborazione iLStudio.



**Figura 3.7 – Sezione longitudinale del pozzetto di giunzione elettrodoto marino/terrestre.**

Elaborazione iLStudio.

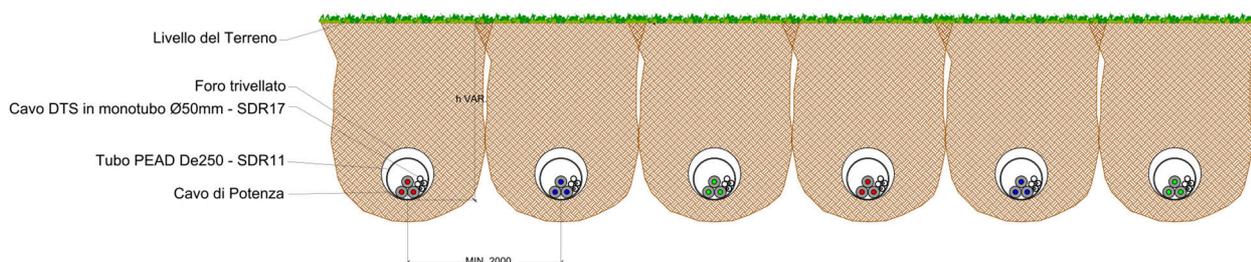
### 3.2.6. Cavo di collegamento tra TJB e sottostazione di trasformazione

All'uscita dalla TJB, le 6 terne di cavi unipolari terrestri a 66 kV posati a trifoglio, si svilupperanno in trincea/TOC/trincea per una lunghezza rispettivamente di circa 25m, 215m e 160m fino alla sottostazione di trasformazione (66 kV – 380 kV). I due tratti in trincea (Figura 3.9) saranno collocati in corrispondenza dell'uscita della TJB e dell'ingresso della sottostazione di trasformazione. La lunghezza totale del cavidotto è di circa 400 metri.

Caratteristiche del cavo interrato a 66 kV:

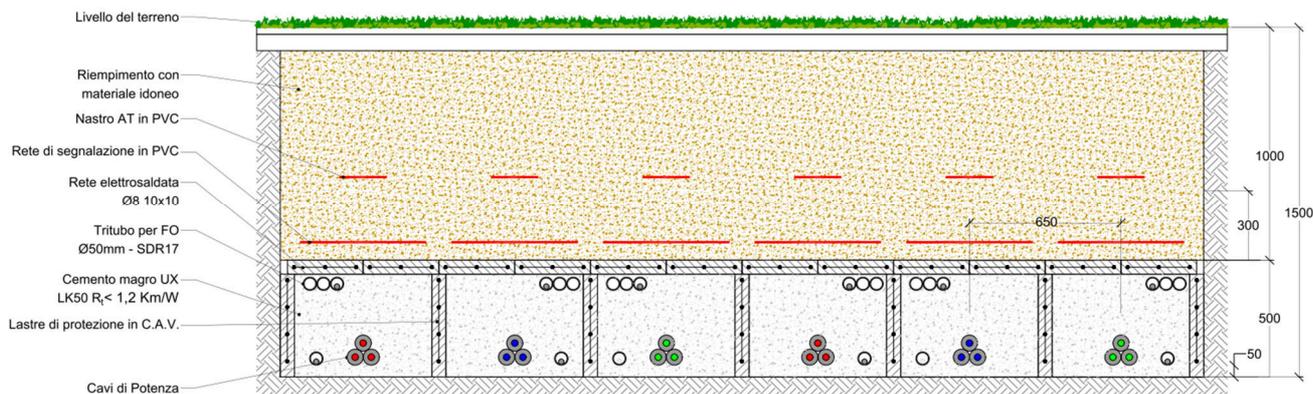
- materiale del conduttore: rame;
- schermo: alluminio;
- sezione del conduttore: 800 mm<sup>2</sup>;
- spessore schermo: 35 mm;
- diametro esterno, D: 67.9 mm;
- peso approssimativo: 9.7 kg/m;
- tensione operativa: 66 kV;
- capacità nominale: 0.35 μF/km;
- portata in corrente con posa interrata: 990 A;
- tenuta d'acqua longitudinale: si;
- temperatura massima di servizio del conduttore: 90 °C.

Per maggiori approfondimenti da parte degli Enti Competenti (art. 27 D.lgs. 152/2006) e della Commissione PNRR-PNIEC, in merito ai tipici di posa, si rimanda alla tavola C0123ET00SCHCON00.



**Figura 3.8 – Tipico di posa TOC elettrodoto terrestre 66 kV (Monopolare).**

Elaborazione iLStudio.



**Figura 3.9 – Tipico di posa trincea elettrodoto terrestre 66 kV (Monopolare).**

Elaborazione iLStudio.

### 3.3. Sottostazione elettrica di trasformazione

#### 3.3.1. Introduzione

Per l'elevazione della tensione dell'impianto eolico al valore di rete richiesto AAT RTN/Terna si rende necessaria la realizzazione di una nuova sottostazione di trasformazione che permetta il passaggio dalla tensione del parco eolico (66 kV) a quella di rete (380 kV). La sottostazione si compone di tutte le apparecchiature necessarie all'interfaccia con la RTN e quelle per la compensazione della potenza reattiva per mantenere l'impianto in ogni condizione di funzionamento secondo le prescrizioni del codice di rete.

Di seguito si descrivono le opere elettriche per l'elevazione della tensione da 66 kV a 380 kV.

La sottostazione trasformazione è costituita da:

- n.1 sistema a doppia sbarra con sezionatori di terra 380 kV;
- n.2 ATR 380/66 kV con potenza di 280 MVA;
- n.2 stalli linea 380 kV in Cavo in uscita;
- n.2 sistema sbarre 66 kV;
- n.2 stalli linea 66 kV in Cavo lato produzione in ingresso ;
- n.2 stalli 66 kV reattori di compensazione;
- n.2 reattori di compensazione;
- n.2 filtri potenza reattiva;
- nell'edificio di stazione: quadri BT, servizi ausiliari e generali e i quadri del sistema di automazione, comando e controllo della stazione.

In aggiunta, per quanto riguarda le opere civili, si riportano:

- fondazioni per le apparecchiature da installare;
- piazzale AT, inclusi cordoli di contenimento, opere di convogliamento pluviale, lastrico stradale ed isolamento superficiale;
- cunicoli cavi;
- edificio GIS, supervisione e controllo.

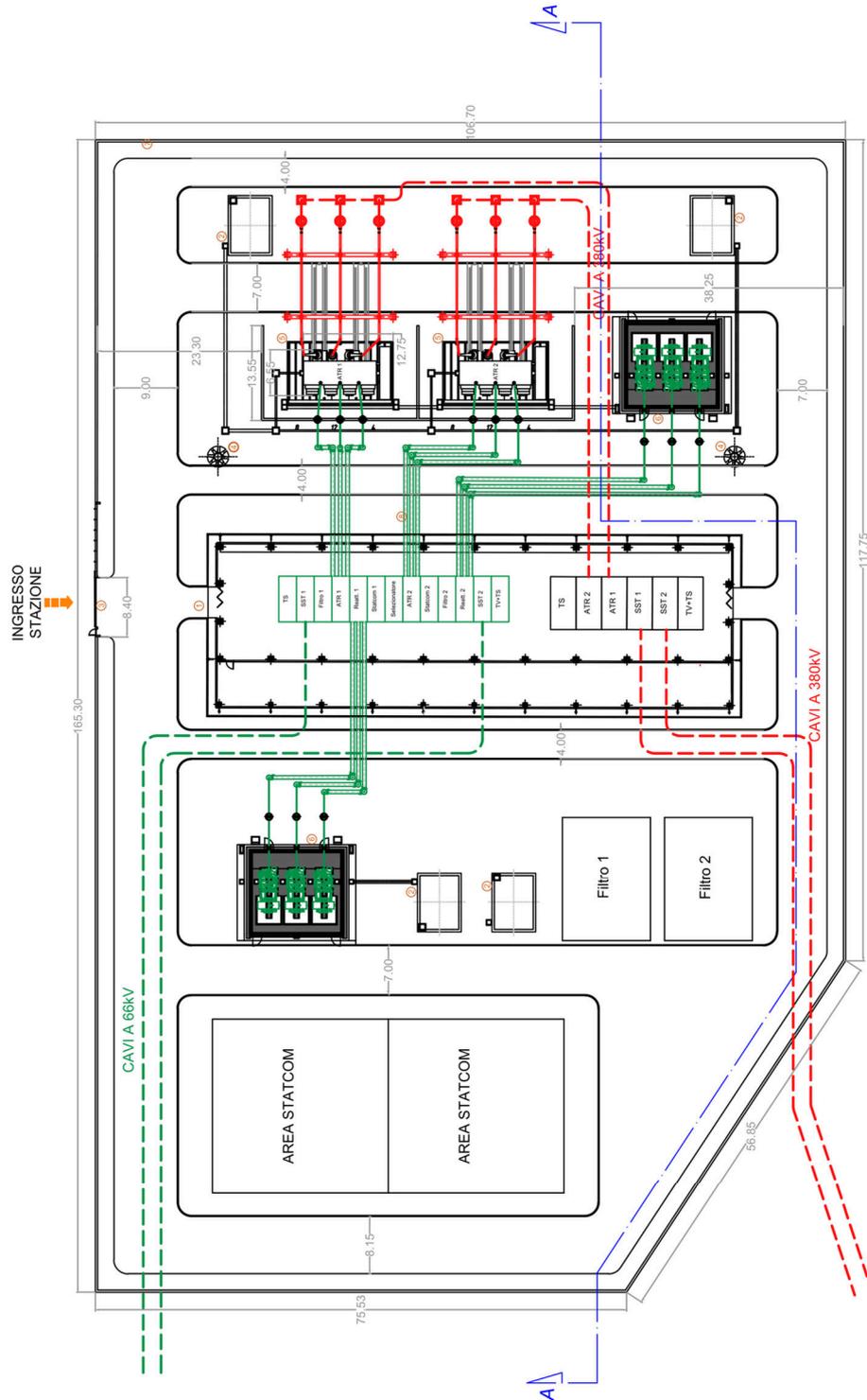
L'intervento prevede inoltre l'impianto di rete di terra di stazione: rete di terra primaria e rete di terra secondaria. Il sistema di protezione dalle scariche atmosferiche per l'intero piazzale ed i fabbricati, inclusa l'area destinata alle postazioni di ulteriori futuri stalli di linea.



**Figura 3.10 – Sottostazione di trasformazione Civitavecchia.**

Elaborazione iLStudio.

All'interno dell'area della sottostazione elettrica di trasformazione è realizzato un edificio atto a contenere le apparecchiature di potenza e controllo della sottostazione stessa, le apparecchiature di misura dell'energia elettrica, i quadri di comando e controllo, gli apparati di teleoperazione, i servizi per il personale di manutenzione, le batterie, i quadri BT c.c. e BT c.a. per l'alimentazione dei servizi ausiliari ed il gruppo elettrogeno d'emergenza. Tutte le apparecchiature saranno ubicate all'interno di un'area, il cui perimetro è reso inaccessibile da recinzione e doppio cancello carrabile. La Figura 3.11 mostra una planimetria tipo elettromeccanica della sottostazione trasformazione.



**Figura 3.11 – Planimetrica elettromeccanica della sottostazione di trasformazione.**  
Elaborazione iLStudio.

### **3.3.2. Norme e disposizioni di legge**

Tutte le apparecchiature ed i componenti d'impianto sono conformi alle relative prescrizioni e/o specifiche Tecniche Terna (si veda allegato A3 al Codice di Rete "Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN") e al Progetto Unificato Terna. Le opere descritte, qualora non diversamente precisato nelle suddette Prescrizioni e/o Specifiche, saranno comunque progettate, costruite e collaudate in conformità alle seguenti normative in vigore:

- Norme IEC / CEI;
- Normative di unificazione UNI/ UNEL;
- Norme ISO;
- Prescrizioni ASL (ex ENPI);
- Prescrizioni INAIL (ex ISPESL).

Tutte le apparecchiature hanno caratteristiche adeguate a un esercizio di lungo periodo nei luoghi previsti dell'installazione. L'impianto in oggetto, ove non diversamente specificato, è realizzato conformemente alla Norma CEI EN 61936-1.

In questa sezione si riportano i principali riferimenti normativi da prendere in considerazione per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dell'intervento oggetto del presente paragrafo.

#### **Salute e Sicurezza sul Lavoro**

- D.Lgs. 81/08 e s.m.i. – Testo unico sulla Salute e Sicurezza sul lavoro
- Accordo 21 Dicembre 2011 – Formazione alla sicurezza di lavoratori, preposti, dirigenti e datori di lavoro RSPP.
- Accordo 22 febbraio 2012 – Individuazione delle attrezzature di lavoro per le quali è richiesta una specifica abilitazione degli operatori.
- D.Lgs. 276/03 e s.m.i. - Attuazione delle deleghe in materia di occupazione e mercato del lavoro.
- D.P.R. 177/11 – Decreto Spazi Confinati
- D.Lgs. 17/10 – Direttiva Macchine
- D.M. 11 aprile 2011 – Disciplina delle verifiche periodiche di cui all'allegato VII del D.Lgs. 81/08.
- D.Lgs. 475/92 e s.m.i. – Dispositivi di Protezione Individuale
- D.M. 2 maggio 2001 - Criteri per l'individuazione e l'uso dei dpi.
- Legge 136/10 – Piano straordinario contro le mafie.
- D.M. 37/08 e s.m.i. – Norme per la sicurezza degli impianti.
- D.P.R. 462/01 – Organismi abilitati alle verifiche.
- Legge 125/01 – Legge quadro in materia di alcol e problemi correlati.
- D.M. 1 settembre 2021 – Criteri generali per il controllo e la manutenzione degli impianti, attrezzature e altri sistemi di sicurezza antincendio.
- D.M. 2 settembre 2021 – Criteri per la gestione dei luoghi di lavoro in esercizio ed in emergenza e caratteristiche dello specifico servizio di prevenzione e protezione antincendio.
- D.M. 3 settembre 2021 - Criteri generali di progettazione, realizzazione ed esercizio della sicurezza antincendio per luoghi di lavoro.
  
- D.P.R. 151/11 e s.m.i. – Nuove attività soggette.
- D.M. del 20 dicembre 2012 - Regola tecnica per la progettazione degli impianti antincendio di protezione attiva nelle attività soggette.
- D.M. 388/03 – Disposizioni sul pronto soccorso aziendale.

## Ambiente

- D.Lgs. 152/06 – Testo unico Ambiente.
- D.M. 161/12 – Terre e rocce da scavo.
- D.Lgs. 36/03 e s.m.i. – Discariche di rifiuti.
- D.M. 27 Settembre 2010 - Definizione dei criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica.
- D.Lgs. 49/14 – rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE).
- D.M. 65/10 - Modalità “semplificate” di gestione dei Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (denominate RAEE) da parte dei distributori, degli installatori e dei centri di assistenza tecnica.
- DPR 126/18 – Regolamento gas fluorurati effetto serra.
- D.Lgs. 163/19 – Sanzioni Gas fluorurati.
- Legge 447/95 - Legge quadro sull' inquinamento acustico.
- Regolamento (CE) n. 1907/2006 e s.m.i. - Registrazione, valutazione, autorizzazione e restrizione delle sostanze chimiche (REACH).
- D.Lgs. 133/09 – Sanzioni REACH
- Legge 10/91 e s.m.i. - Norme per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.

### **3.3.3. Caratteristiche tecnico-costruttive**

#### **3.3.3.1. Requisiti generali**

I requisiti funzionali generali richiesti per la realizzazione della sottostazione elettrica trasformazione e consegna sono:

- ottimizzazione delle scelte di progetto, di esercizio e di manutenzione ordinaria ai fini delle migliori prestazioni in termini di vita utile dell'impianto e di sicurezza delle persone;
- elevate garanzie di sicurezza nel dimensionamento strutturale, effettuato in coerenza con le prestazioni richieste;
- elevato standard di prevenzione ai rischi d'incendio, da ottenersi mediante attenta scelta dei materiali, uso di manufatti non combustibili, applicazione di criteri di segregazione.

#### **3.3.3.2. Condizioni ambientali**

Le condizioni ambientali previste per le apparecchiature installate sono descritte in tabella seguente:

**Tabella 3.5 – Condizioni ambientali sottostazione elettrica trasformazione e consegna.**

<b>Valore minimo temperatura ambiente all'interno:</b>	-5°C
<b>Valore minimo temperatura ambiente all'esterno:</b>	-25°C
<b>Temperatura ambiente di riferimento per la portata delle condutture:</b>	+30°C
<b>Grado di inquinamento</b>	pesante
<b>Irraggiamento</b>	1000 W/m <sup>2</sup>
<b>Altitudine e pressione dell'aria:</b>	poiché l'altitudine è inferiore ai 1000 m s.l.m. non si considerano variazioni della pressione dell'aria
<b>Umidità all'interno:</b>	95%
<b>Umidità all'esterno:</b>	fino al 100% per periodi limitati

### 3.3.3.3. Attività sismica

---

È prescritto un grado di sismicità delle apparecchiature superiore o uguale ad AF2.

### 3.3.3.4. Effetto corona e compatibilità elettromagnetica

---

Sono rispettate le raccomandazioni riportate nei par. 4.2.6 e 9.6 della Norma CEI EN 61936-1.

### 3.3.3.5. Campi elettrici e magnetici

---

Sono rispettati limiti indicati dal DPCM 08/07/03 e successive modifiche ed integrazioni per i valori del campo elettrico e magnetico.

### 3.3.3.6. Criterio di coordinamento dell'isolamento

---

I livelli di isolamento prescritti per la sottostazione elettrica in funzione dei valori normali di tensione massima di un elemento sono pari a:

- sezione 66 kV: 325 kVcr a impulso atmosferico e di 140 kV a frequenza industriale
- sezione 380 kV: 1425 kVcr a impulso atmosferico e di 650 kV a frequenza industriale con distanze minime di isolamento in aria fase-terra 3400 mm (asta-struttura).

La protezione dell'isolamento delle apparecchiature degli stalli linea, ad interruttore aperto, è assicurata da scaricatori ad ossido di zinco senza spinterometri e caratterizzati da:

- sezione 66 kV: tensione massima 72,5 kV, tensione servizio continuo 45 kV, corrente nominale di scarica 20 kA;
- sezione 380 kV: tensione massima 420 kV, tensione servizio continuo 265 kV, corrente nominale di scarica 20 kA.

### 3.3.3.7. Correnti di corto circuito e correnti termiche nominali

---

L'impianto è progettato in modo da sopportare in sicurezza le sollecitazioni meccaniche e termiche derivanti dalle correnti di corto circuito, in conformità a quanto indicato dalle Norme CEI.

Il livello di corrente di corto circuito trifase per il dimensionamento della sezione 66 kV previsto dal progetto (potere interruzione interruttori, corrente di breve durata dei sezionatori e TA, caratteristiche meccaniche degli isolatori portanti, sbarre e collegamenti, e dimensionamento termico della rete di terra dell'impianto) è pari a 31,5 kA.

Il livello di corrente di corto circuito trifase per il dimensionamento della sezione 380 kV previsto dal progetto (potere interruzione interruttori, corrente di breve durata dei sezionatori e TA, caratteristiche meccaniche degli isolatori portanti, sbarre e collegamenti, e dimensionamento termico della rete di terra dell'impianto) è pari a 63 kA.

### 3.3.3.8. Apparecchiature AT e componenti di stazione

---

Nel seguito sono sinteticamente descritte le principali caratteristiche costruttive e funzionali delle apparecchiature e dei componenti principali della sottostazione elettrica:

- Le apparecchiature blindate, con isolamento in gas SF6 saranno conformi alla Specifica Tecnica Terna.
  - I trasformatori di tensione capacitivi saranno conformi alla Specifica Tecnica Terna INSAVS01 rev. 00.
  - Gli scaricatori di sovratensione ad ossido metallico sono conformi alla Specifica Tecnica Terna INSAZS01 rev. 00 e muniti di dispositivo contascariche.
-

- I sostegni dei componenti e delle apparecchiature sono di tipo tubolare per le apparecchiature AT, delle sbarre e degli isolatori per i collegamenti in alta tensione, mentre di tipo tralicciato, formato da profilati aperti a L e a T con giunzioni imbullonate per i portali di amarro e per i sostegni di ingresso delle linee AT. I sostegni sono completi di tutti gli accessori necessari e saranno predisposti per il loro collegamento alla rete di terra di stazione.
- Gli isolatori utilizzati per le sbarre, per i sezionatori (isolatori portanti e di manovra) e per i colonnini portanti sono in porcellana e sono conformi alla Specifica Tecnica Terna INSCIS01 rev.02.
- La morsetteria di stazione è conforme alle Prescrizioni Tecniche Terna INGMORS01 e alle tabelle in essa richiamate. Dove applicabile, si devono osservare le Norme CEI EN 61936-1 e le Norme CEI EN 61284 e CEI EN 60947-7-2.
- Il sistema di sbarre, è realizzato mediante conduttori in tubo in lega di alluminio, in conformità alla Prescrizioni Tecniche Terna, avente diametro est. /int. pari 150/140 mm (220/207 mm sezione 380 kV), vincolati ai sostegni, con appoggi fissi e scorrevoli.
- I collegamenti fra le apparecchiature sono realizzati con conduttori in corda di alluminio crudo di diametro 36 mm (41.1 mm sezione 380 kV) conformi alla Tabella LC5 del Progetto Unificato Terna e tubi in lega di alluminio diametro 100/86 mm (100/80 mm sezione 380 kV).

### 3.3.4. Consistenza della sezione 380 kV

**Tabella 3.6 – Dati di sistema 380 kV.**

<b>Tensione nominale d'esercizio</b>	380 kV
<b>Tensione massima del sistema</b>	420 kV
<b>Frequenza nominale</b>	50 Hz
<b>Tensione di tenuta a frequenza industriale</b>	650 kV
<b>Tensione di tenuta ad impulso atmosferico</b>	1425 kV
<b>Corrente ammissibile di breve durata</b>	63 kA x 1s
<b>Valore di cresta della corrente ammissibile di breve durata</b>	160 kA
<b>Stato del neutro</b>	Efficacemente a terra

La sezione in alta tensione a 380 kV è composta da due stalli linea trasformatori ATR 66/380 kV, due stalli partenza in cavo (per sottostazione Tarquinia), oltre ad uno stallo TV di sbarra e terra sbarre. La sezione a 380 kV è interamente in configurazione GIS, con isolamento in SF6.

La sezione 380 kV è del tipo in semplice sbarra blindata (GIS), così costituita:

- n.1 sistema in semplice sbarra;
- n.2 stalli per connessione arrivo trasformatore ATR 66/380 kV;
- n.2 stalli per connessione delle linee di partenza verso la stazione di misura e consegna;

Ciascuno stallo è comprensivo di interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatore di corrente e tensione (TA e TV), secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni Terna.

Salvo diverse esigenze TERNA le sbarre e le apparecchiature previste in aria presentano una distanza minima di 5.5 m tra le fasi AT 380 kV.

#### 3.3.4.1. Caratteristiche stallo 380 kV

Ciascuno stallo è in configurazione GIS costituito da:

- n.1 interruttore in SF6;
- n.1 sezionatore di linea a monte (per ciascuno sistema sbarre) e 1 a valle dell'interruttore;

- n.1 sezionatore di terra a monte e a valle dell'interruttore;
- n.1 sezionatore di terra rapidi a valle dell'interruttore (lato linea);
- trasformatori di tensione;
- trasformatori di corrente.

Di seguito si descrivono le principali caratteristiche del modulo GIS 380 kV tipo Siemens serie 8DQ1:

**Caratteristiche tecniche**

- tensione nominale: fino 420 kV;
- frequenza nominale: 50/60 Hz;
- tensione nominale di tenuta a frequenza industriale (1 min): fino 650 kV;
- tensione nominale di tenuta a impulso atmosferico (1.2/50  $\mu$ s): fino 1425 kV;
- tensione nominale di tenuta a impulso di manovra (250/2500  $\mu$ s): fino 1050 kV;
- corrente nominale sbarre: fino 6300 A;
- corrente nominale linea: fino 5000 A;
- corrente di interruzione: fino 63 kA;
- corrente di stabilimento nominale di cortocircuito: fino 170 kA;
- durata nominale di corto circuito: fino 3 s;
- durata massima tempo di interruzione: < 2 cicli;
- tasso di perdita annuale unità gas: < 0.1%;
- meccanismo di comando interruttore: a molla;
- sequenza di operazioni 1: O-0.3s-CO-3min-CO;
- sequenza di operazioni 2: CO-15s-CO;
- temperatura ambiente: -30°C / +55°C;
- installazione: interno/esterno;
- vita attesa: > 50 anni;
- standards: IEC/IEEE/GOST

**3.3.5. Consistenza della sezione 66 kV**

**Tabella 3.7 – Dati di sistema 66 kV.**

<b>Tensione nominale d'esercizio</b>	66 kV
<b>Tensione massima del sistema</b>	72.5 kV
<b>Frequenza nominale</b>	50 Hz
<b>Tensione di tenuta a frequenza industriale</b>	140 kV
<b>Tensione di tenuta ad impulso atmosferico</b>	325 kV
<b>Corrente ammissibile di breve durata</b>	31.5 kA x 1s
<b>Valore di cresta della corrente ammissibile di breve durata</b>	80 kA
<b>Stato del neutro</b>	Efficacemente a terra

I sei cavi di arrivo dal parco eolico a 66 kV entreranno nella sottostazione trasformazione e consegna mediante adeguati pozzetti, distinti e separati per destinazione. La sezione 66 kV è interamente in configurazione GIS, con isolamento in SF6.

La sezione 66 kV è del tipo a semplice sbarra blindata (GIS), così costituita:

- n.1 sistema in semplice sbarra;
- n.2 stalli per connessione delle linee in arrivo dalla centrale eolica al sistema di sbarre;
- n.2 stalli per connessione delle linee di partenza ATR 66/380 kV;
- n.2 stalli SR (Shunt Reactor);
- n.2 stalli filtro.

Ciascuno stallo è comprensivo di interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di corrente e tensione (TA e TV).

Salvo diverse esigenze, le sbarre e le apparecchiature previste in aria presentano una distanza minima di 2 m tra le fasi 66 kV. Tutti gli interruttori e sezionatori hanno azionamento motorizzato 110 V c.c. con distribuzione ad anello chiuso in conformità a quanto prescritto dal C.d.R.

Tutti i sezionatori di sbarra prevedono anche la posizione di connessione a terra lato linea e lato sbarre. Le apparecchiature sono posizionate in accordo con la norma CEI 99-2 e CEI 99-3 rispettando in particolare le seguenti prescrizioni:

- altezza minima da terra delle parti in tensione: 4500 mm;
- distanza tra gli assi delle fasi delle apparecchiature: 3200 mm.

### **3.3.5.1. Caratteristiche stallo 66 kV**

Ciascuno stallo è in configurazione GIS costituito da:

- n.1 interruttore in SF6;
- n.1 sezionatore di linea a monte (per ciascuno sistema sbarre) e 1 a valle dell'interruttore;
- n.1 sezionatore di terra a monte e a valle dell'interruttore;
- n.1 sezionatore di terra rapidi a valle dell'interruttore (lato linea);
- trasformatori di tensione;
- trasformatori di corrente.

Di seguito si descrivono le principali caratteristiche del modulo 66 kV:

#### **Caratteristiche tecniche**

- |  |                    |
|--|--------------------|
| – tensione nominale:   | fino 72.5 kV;      |
| – frequenza nominale:  | 50/60 Hz;          |
| – tensione nominale di tenuta a frequenza industriale (1 min):   | fino 140 kV;       |
| – tensione nominale di tenuta a impulso atmosferico (1.2/50 µs): | fino 325 kV;       |
| – corrente di interruzione:                                      | fino 31.5 kA;      |
| – durata nominale di corto circuito:                             | fino 3 s;          |
| – durata massima tempo di interruzione:                          | < 3 cicli;         |
| – tasso di perdita annuale unità gas:                            | < 0.1%;            |
| – meccanismo di comando interruttore:                            | a molla;           |
| – sequenza di operazioni 1:                                      | O-0.3s-CO-3min-CO; |
| – sequenza di operazioni 2:                                      | CO-15s-CO;         |
| – temperatura ambiente:  | -25°C / +55°C;     |
| – installazione:   | interno;           |
| – tensione nominale ausiliare:                                   | 110-250 V c.c.;    |
| – vita attesa:   | > 50 anni;         |

– standards:

IEC/IEEE/GOST.

### 3.3.5.2. Sistema STATCOM

Nella sottostazione è prevista un'area STATCOM per la compensazione della potenza reattiva dell'OWF. Il sistema STATCOM (Static Var Compensator) usa la sola elettronica di potenza come elemento per il rifasamento della potenza.

Nelle fasi successive di progetto tale area verrà definita e dimensionata in base ai requisiti di rete, rispettando il codice di Rete RTN/Terna.

### 3.3.5.3. Compensazione reattiva

La quantità di potenza reattiva generata tende a caricare maggiormente la linea in cavo, riducendo la componente di corrente attiva trasmissibile. La doppia compensazione è pertanto necessaria sia per il rispetto dei vincoli verso la rete sia per massimizzare la trasmissione di potenza attiva.

Sono previsti due stalli di connessione per i reattori di compensazione. Il sistema di compensazione dell'energia reattiva di tipo fisso è scelto in modo da compensare la quota di energia reattiva introdotta dall'utilizzo dei cavi marini di esportazione.

Sono stati dimensionati per la sottostazione:

- n.2 Shunt reactor lato 66 kV, potenza reattiva compensata 45 Mvar caduno
- n.2 Filtri lato 380 kV, 6.5 Mvar caduno



**Figura 3.12 – Compensazione reattiva - sottostazione trasformazione e consegna.**

### 3.3.6. Trasformatore elevatore

Sono previste le seguenti apparecchiature esterne (in aria):

- n.2 ATR 380/66 kV con potenza di 280 MVA;

I trasformatori saranno di tipo trifase in estere sintetico per trasmissione in alta tensione, con tensione primaria

66 KV e secondaria 380 kV, costruiti secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità. I nuclei sono realizzati a sezione gradinata con giunti a 45° e montati a strati sfalsati (esecuzione step lap) per assicurare una riduzione delle perdite a vuoto ed un migliore controllo del livello di rumore.

Gli avvolgimenti vengono tutti realizzati con conduttori in rame elettrolitico Cu 99.9%, ricotto o ad incrudimento controllato, con isolamento in carta di pura cellulosa. Allo scopo di mantenere costante la tensione dell'avvolgimento secondario al variare della tensione primaria il trasformatore è corredato di un commutatore di prese sull'avvolgimento collegato alla rete elettrica soggetto a variazioni di tensione.

Lo smaltimento dell'energia termica prodotta nel trasformatore per effetto delle perdite nel circuito magnetico e negli avvolgimenti elettrici sarà del tipo KNAN/KNAF (circolazione naturale dell'estere e dell'aria / circolazione naturale dell'estere e forzata dell'aria).

Le casse di liquido isolante sono in acciaio elettrosaldato con conservatore e radiatori. Isolatori passanti in porcellana. Il liquido isolante e di raffreddamento è di tipo estere. Il trasformatore è dotato di valvola di svuotamento del liquido a fondo cassa, valvola di scarico delle sovrappressioni sul conservatore del liquido, livello estere, pozzetto termometrico, morsetti per la messa a terra della cassa, golfari di sollevamento, rulli di scorrimento orientabili.

### **3.3.7. Sistema di protezione, comando e controllo**

La stazione può essere controllata da un sistema centralizzato di controllo in sala quadri e un sistema di telecontrollo da una o più postazioni remote.

I sistemi di controllo, di protezione e di misura centralizzati sono installati nell'edificio di stazione ed interconnessi tra loro e con le apparecchiature installate tramite cavi a fibre ottiche ed hanno la funzione di connettere l'impianto con i sistemi remoti di telecontrollo, di provvedere al controllo e all'automazione a livello di impianto di tutta la stazione, alla restituzione dell'oscillografia e alla registrazione cronologica degli eventi.

Dalla sala quadri centralizzata è possibile il controllo della stazione qualora venga a mancare il sistema di teletrasmissione o quando questo è messo fuori servizio per manutenzione. In sala quadri la situazione dell'impianto (posizione degli organi di manovra), le misure e le segnalazioni sono rese disponibili su un display video dal quale è possibile effettuare le manovre di esercizio.

#### **3.3.7.1. Sistema di supervisione della sottostazione elettrica**

Il sistema di supervisione prevede che i segnali di stato per tutte le apparecchiature AT-MT siano concentrati in una RTU (Remote Terminal Unit) attraverso una rete di trasmissione locale dei dati in fibra ottica.

I dati elaborati dalla RTU sono trasmessi attraverso un adeguato collegamento dati (e.g. Modem telefonico) ad un centro remoto di controllo equipaggiato con un modem, PC e stampante. Il PC è corredato di un software di interfaccia uomo macchina.

Il protocollo di comunicazione sarà IEC 61850.

Sono previste inoltre:

- RTU e relative schede Input/Output digitali ed analogiche;
- rete in fibra ottica locale;
- modem in trasmissione e ricezione;
- PC per postazione remoto;
- licenze sw e microscada.

### 3.3.8. Servizi Ausiliari

In generale, per i circuiti di alimentazione in c.c. e c.a., per i raddrizzatori e le batterie valgono i requisiti specificati al par. 9.2 della Norma CEI EN 61936-1.

I servizi ausiliari sono conformi al Codice di Rete Terna Allegato 3.

#### 3.3.8.1. Alimentazione C.A.

Per l'alimentazione dei Servizi Ausiliari in corrente alternata, Terna, di norma, richiede alla società di distribuzione due fonti principali in MT, ognuna in grado di alimentare tutte le utenze della stazione, sia quelle necessarie al funzionamento che quelle accessorie.

Le due linee di alimentazione MT, quando disponibili, devono essere ridondanti al 100%, allacciate a fonti indipendenti, ri-alimentabili in caso di black-out entro 4 ore ed escluse dal piano d'alleggerimento di carico.

È prevista inoltre una terza alimentazione, detta alimentazione di emergenza, in grado di alimentare tutte le utenze. Un sistema di commutazione automatica posto sul quadro di distribuzione in c.a. inserisce la fonte di alimentazione disponibile. In caso di mancanza dell'alimentazione principale, deve essere inserita l'alimentazione di emergenza.

Così lo schema di alimentazione dei servizi ausiliari in c.a. è composto da:

- n.2 linee MT di alimentazione ridondanti al 100 %, allacciate a fonti indipendenti;
- n.2 trasformatori MT/BT con potenza nominale uguale o superiore a 160 kVA;
- n.1 quadro MT di distribuzione;
- n.1 gruppo elettrogeno (G.E.);
- n.1 quadro BT di distribuzione.

#### Quadri media tensione

Per accogliere le due linee di alimentazione MT, secondo i criteri di allacciamento alla rete MT, è previsto un Quadro MT, ivi incluso il Dispositivo Generale. Il Quadro MT è costituito da due semiquadri opportunamente dimensionati.

Ad ogni semiquadro fa capo una linea di alimentazione MT ed un trasformatore MT/BT. Le sbarre dei due semiquadri saranno collegabili fra loro tramite un cavo e sezionatori congiuntori; in caso di perdita di una delle due linee di alimentazione MT è possibile intervenire localmente per il ripristino delle alimentazioni tramite entrambi i trasformatori MT/BT.

#### Trasformatori MT/BT

Sono previsti 2 trasformatori MT/BT con potenza nominale definita in funzione della dimensione della stazione Terna e comunque non inferiore o uguale a 160 kVA.

#### Quadri bassa tensione

È installato un quadro elettrico tipo Power Center, conforme per configurazione, composizione e prestazioni, alle prescrizioni del C.d.R. TERNA All. 3. È prevista una sbarra sezionata da un congiuntore normalmente chiuso ed un trasformatore MT/BT per ogni semisbarra. In condizioni normali, uno dei trasformatori alimenta l'intero quadro; in caso di assenza di tensione sul trasformatore, una commutazione automatica deve permettere di alimentare il quadro del secondo trasformatore.

Allo stesso modo, quando mancano le alimentazioni da entrambi i trasformatori, tutti carichi preferenziali sono alimentati dal gruppo elettrogeno.

#### Gruppo elettrogeno (G.E.)

Il gruppo elettrogeno (G.E.), per l'alimentazione di emergenza, è conforme alla Specifica Tecnica Terna con

un'autonomia non inferiore a 10 ore e opportunamente dimensionato in funzione della stazione Terna e dei carichi delle apparecchiature, comunque non inferiore o uguale a 100 kW.

### **3.3.8.2. Alimentazione C.C.**

Per l'alimentazione dei Servizi Ausiliari in corrente continua è previsto un doppio sistema di alimentazione. In caso di mancanza della sorgente in corrente alternata, la capacità della batteria sarà tale da assicurare il corretto funzionamento dei circuiti alimentati per il tempo necessario affinché il personale di manutenzione possa intervenire, e comunque per un tempo non inferiore a 4 ore.

L'alimentazione dei servizi ausiliari è 110 V con il campo di variazione compreso +10%, -15%. Lo schema di alimentazione dei servizi ausiliari in corrente continua c.c. è composto da:

- n.2 complessi raddrizzatore/batteria in tampone;
- n.1 quadro BT di distribuzione.

I complessi raddrizzatori/batteria sono dimensionati in modo tale da poter svolgere ognuno funzione di riserva in caso di avaria di un complesso (previa commutazione automatica). Ogni raddrizzatore deve avere la capacità di erogare complessivamente la corrente permanente richiesta dall'impianto e la corrente della batteria in fase di ricarica (sia di conservazione che rapida). La batteria deve assicurare la manovrabilità dell'impianto, in assenza d'alimentazione in c.a., per un'autonomia di 4 ore e deve essere in grado di erogare eventuali picchi di corrente richiesti dal carico c.c. durante il normale funzionamento dei raddrizzatori. Le batterie devono essere del tipo ermetico.

Il quadro BT è suddiviso in due semiquadri di distribuzione opportunamente dimensionato ed equipaggiato di dispositivo di scambio automatico delle fonti di alimentazione.

#### **Quadri bassa tensione**

È previsto il Quadro BT di distribuzione conforme alla Specifica Tecnica Terna ed opportunamente dimensionato.

È prevista una sbarra sezionata da un congiuntore normalmente aperto e un complesso raddrizzatore/batteria per ogni semisbarra. In condizioni normali, ogni complesso raddrizzatore/batteria alimenta una parte dei circuiti di stazione; in caso di avaria di uno dei due, è prevista una commutazione automatica che, attraverso il congiuntore di cui sopra, permette di alimentare tutti i carichi da un solo complesso.

#### **Complessi batteria/raddrizzatore**

Sono previsti 2 complessi Batteria/Raddrizzatore in tampone, dimensionati ciascuno in modo tale da poter alimentare l'intero carico dell'impianto in caso di avaria di un complesso (previa commutazione automatica).

Ogni raddrizzatore è quindi dimensionato per erogare complessivamente la corrente permanente richiesta dall'impianto e la corrente di carica della batteria (sia di conservazione che rapida); la batteria è in grado di assicurare la manovrabilità dell'impianto, in assenza dell'alimentazione in c.a., con un'autonomia di 4 ore.

Le batterie sono di tipo ermetico conformi alla Specifica Tecnica Terna. I raddrizzatori sono conformi alla Specifica Tecnica TERNA e sono previsti per il funzionamento in:

- “carica in tampone” con tensione regolabile 110÷120 V;
- “carica rapida” con tensione regolabile 120÷125 V;
- “carica di trattamento” con tensione regolabile 130÷150 V.

### **3.3.9. Servizi Generali**

#### **3.3.9.1. Impianti tecnologici negli edifici**

Nell'edificio di Stazione sono realizzati i seguenti impianti tecnologici:

- illuminazione e prese f.m.;
- riscaldamento, condizionamento e ventilazione;
- rilevazione incendi;
- controllo accessi e antintrusione;
- anti-ratto;
- telefonico.

Gli impianti tecnologici sono realizzati conformemente a quanto è prescritto dalla Specifica Tecnica Terna (per quanto applicabile) e alle norme CEI e UNI di riferimento. Sono, inoltre, impiegate apparecchiature e materiali provvisti di certificazione IMQ o di marchio Europeo internazionale equivalente. In alcuni locali (per esempio: servizi igienici, ripostigli, ecc.) gli impianti sono soggetti agli adempimenti della legge 46/90.

Gli impianti elettrici sono di norma tutti "a vista", cioè con apparecchiature, corpi illuminanti, tubazioni e canaline per i conduttori e scatole di derivazione del tipo "non incassato" nelle strutture murarie. Nella zona sala comandi saranno adottate soluzioni particolarmente curate dal punto di vista architettonico (es. zoccoli attrezzati per canaline e prese, canaline piatte, lampade inserite in controsoffitto).

Gli impianti elettrici hanno di norma il grado di protezione IP40 secondo norme CEI EN 60529. In alcuni locali particolari quali gruppo elettrogeno e servizi igienici gli impianti sono realizzati in conformità alle prescrizioni delle norme 64-8 con conseguente grado di protezione.

I conduttori e i cavi sono di tipo flessibile, con grado di isolamento 4, non propaganti la fiamma e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi secondo CEI 20-22 e CEI 20-37, contrassegnati alle estremità e con sezioni dimensionate in accordo alle CEI 64-8.

Ogni impianto (luce, f.m., antintrusione, rilevazione incendi, telefonico, ecc.) è provvisto di distinte vie cavi. Le canaline e le tubazioni sono in materiale isolante (PVC) e con sezione utile pari almeno al doppio della sezione complessiva dei conduttori contenuti.

#### **3.3.9.2. Impianto di illuminazione e prese f.m.**

Nell'edificio di Stazione, in accordo alla Specifica tecnica Terna, sono previsti due tipi di illuminazione:

- illuminazione principale di 1° livello (200 lux) prevista in tutti i locali dell'edificio, per lo svolgimento delle normali attività;
- illuminazione supplementare di 2° livello (400 lux) nei locali servizi ausiliari, gruppo elettrogeno, locali MT;
- illuminazione supplementare di 2° livello (500 lux) nei locali comandi.

Sono previsti i comandi di accensione e spegnimento per l'illuminazione principale e supplementare costituiti da interruttori, deviatori o da relè ausiliari con pulsanti.

Le plafoniere per l'illuminazione principale e supplementare sono adatte ad ospitare lampade a LED.

Per consentire un'agevole e sicura alimentazione di apparecchi elettrici mobili, in accordo alla Specifica tecnica Terna, sono previsti in tutti i locali i seguenti punti presa:

- prese monofase da 6, 10 e 16 A (presa standard a pettine 2P +T e presa UNEL 2P +T);

- prese monofasi 2P +T e prese trifasi 3P +T da 32 A con interruttore di blocco e fusibili, per apparecchi di grande potenza.

In sintesi, per gli impianti luce e prese f.m. sono previsti i seguenti quadri di distribuzione:

- armadio “Allarmi e alimentazioni servizi generali”, raccoglie tutti gli allarmi e distribuisce le alimentazioni dei diversi impianti che formano i servizi generali;
- armadio “Illuminazione e f.m. edificio comandi”, alimentato dal quadro principale BT di distribuzione SA c.a.;
- armadio “Illuminazione e f.m. edificio Servizi Ausiliari”, alimentato dal quadro principale BT di distribuzione SA c.a..

### **3.3.9.3. Impianto di riscaldamento**

Sono realizzati nell’edificio di stazione (eccetto locale MT), mediante termoconvettori elettrici.

Gli impianti di riscaldamento sono previsti per assicurare una temperatura interna ai locali non inferiore a valori prefissabili mediante termostati (circa 14 – 18 °C in relazione alla presenza o meno di personale) e per impedire la formazione di acqua per condensazione dell’aria umida.

### **3.3.9.4. Impianti di condizionamento**

Sono realizzati nell’edificio di stazione (sala comandi, uffici e sale retroquadro) mediante condizionatori autonomi di tipo split a due sezioni; unità evaporante interna e unità moto-condensante installata all’esterno, aventi potenzialità frigorifere adeguate.

Gli impianti di condizionamento sono previsti per mantenere nei locali, ove sono installati, le seguenti condizioni termo-igrometriche:

- estate: da 26°C a 28°C – u.r. 50% ± 5%;
- inverno: da 18°C a 20°C – u.r. 50% ± 5%.

### **3.3.9.5. Impianti di rilevazione incendio**

Sono realizzati nella sala comandi e servizi ausiliari ed hanno lo scopo di rilevare i principi d’incendio e attivare le segnalazioni necessarie (locali e remote), per consentire gli interventi tendenti a ridurre al minimo i danni conseguenti.

Gli impianti sono conformi alle norme UNI EN 54 e UNI 9795 e realizzati in accordo alla Specifica Tecnica Terna. Ciascun impianto è costituito da:

- centralina ad indirizzamento individuale munita di display dal quale si possono acquisire le segnalazioni e gli allarmi relativi al sistema, completa di tutti i necessari circuiti funzionali (ingressi per le aree da controllare, auto-diagnostica, segnalazioni con display, funzioni di prova, ecc.), morsettiera con contatti puliti liberi da tensione per le segnalazioni locali e remote;
- sistema di alimentazione centralina 230 V c.a. con trasformatore di isolamento;
- cavi di tipo schermato con proprie vie cavi;
- rilevatori ottici di fumo analogici;
- rilevatori di temperatura termovelocimetrici.

### **3.3.9.6. Automazione cancello e sistema di sorveglianza**

Per l’ingresso alla stazione sono previsti un cancello carrabile semiautomatico, scorrevole orizzontalmente tramite moto-riduttori e cremagliera e un cancello pedonale.

Il cancello carrabile è automatizzato mediante l'impiego di logica programmabile e delle apparecchiature necessarie per consentire i comandi di apertura/chiusura locali e dalla sala quadri dell'edificio di sottostazione. Sul cancello carrabile sono inoltre installati i necessari dispositivi di sicurezza.

È previsto anche il comando di sola apertura del cancello pedonale.

Il sistema di sorveglianza è costituito da una postazione citofonica esterna in prossimità del cancello suddetto collegato con una postazione citofonica interna ubicata nella sala comandi dell'edificio di stazione.

Sono adottati particolari accorgimenti per l'impianto di terra, per evitare tensioni di contatto pericolose (eventuale utilizzo di trasformatore d'isolamento).

### **3.3.9.7. Impianto antintrusione**

È realizzato all'interno dell'edificio con protezione delle porte esterne, delle finestre e per il controllo interno alla sala comandi; esso è previsto a scopo preminentemente antivandalico e consente l'invio al posto remoto, mediante gli apparati Terna di tele-operazione, della segnalazione di allarme per "intrusione estranei". L'impianto e i componenti sono conformi alle norme CEI 79-2/3/4.

L'impianto è costituito da:

- sensori a contatti magnetici collegati alla centralina di allarme, installati sulle porte di accesso dall'esterno e sulle finestre;
- sensori volumetrici a raggi infrarossi passivi, collegati alla centralina di allarme, installati nella sala comandi;
- centralina di allarme con batteria in tampone incorporata, completa di tutti i necessari circuiti funzionali (ingressi sensori provenienti dal campo, analisi segnali, segnalazioni con display, antimanomissione dei sensori esterni, ecc.), dispositivi antimanomissione, morsettiera con contatti puliti finali per le segnalazioni locali e remote di "intrusione estranei".

È inoltre prevista una idonea chiave elettronica per l'inserzione/disinserzione volontaria dell'impianto da parte del personale Terna, con segnalazione locale e remota di "presenza personale Terna".

### **3.3.9.8. Impianto telefonico**

È prevista una rete interna alla stazione collegata alla rete telefonica Terna e nella sala comandi una rete telefonica di operatore esterno.

Sono previsti:

- box telefonico con morsettiera telefonica;
- telefoni da tavolo, nella sala comandi;
- suoneria da esterno.

### **3.3.9.9. Impianto di illuminazione esterna stazione**

L'illuminazione della stazione è realizzata pali tradizionali di tipo stradale, con proiettori orientabili. Essa è compatibile con le normative contro l'inquinamento luminoso, in quanto è utilizzata per i corpi illuminanti la tecnologia led, e le lampade saranno orientate in modo che la parte attiva sia parallela alla superficie del terreno.

L'apparecchio illuminante scelto per l'illuminazione dell'area esterna della sottostazione di trasformazione e consegna è un proiettore IP66 in doppio isolamento (classe II) con lampade a LED ed ottica asimmetrica da 101W tipo Indio della Disano o modello equivalente posto sulla sommità del palo e con inclinazione parallela al terreno. Quindi, la morsettiera a cui sono attestati i cavi deve essere anche essa in classe II e i pali utilizzati, se metallici, non devono essere collegati a terra.

L'impiego degli apparecchi a LED rispetto a quelli di tipo tradizionale, a parità di valori illuminotecnici da raggiungere nelle varie aree, comporta potenze di installazione minori per singolo corpo illuminante (favorendo quindi il risparmio energetico) e costi di manutenzione ridotti, grazie alla lunga aspettativa di vita e durata dei LED.

### 3.3.9.10. Impianti f.m. esterna di stazione

Gli impianti f.m. esterna di stazione sono realizzati in accordo alla Specifica Tecnica Terna. È previsto un armadio presa, alimentato dal quadro principale BT di distribuzione SA c.a.

### 3.3.9.11. Impianto anti-ratto

Le apparecchiature, conformi alla normativa CE, permettono di attuare un'efficace azione di prevenzione e lotta ai roditori nel rispetto delle normative europee vigenti in materia di sicurezza ed igiene nei luoghi di lavoro (D.Lgs. n.81/08). Sono tecnologie ecologiche prive di impatto ambientale: infatti non dispensano prodotti chimici o irradiano nell'ambiente onde elettromagnetiche e pertanto non sono fonte di elettrosmog.

L'impianto elettronico integrato di derattizzazione è composto da:

- n.1 centrale di comando e controllo a bassa frequenza, versione a parete, completa di terminali a bassa frequenza in quantità adeguata;
- n.1 centrale di comando e controllo a media frequenza, versione a parete, completa di diffusori a media frequenza in quantità adeguata.

## 3.3.10. Conduttori di collegamento

### 3.3.10.1. Collegamento AT

I collegamenti fra le apparecchiature sono realizzati con conduttori in corda di alluminio crudo di diametro 36 mm (41.1 mm sezione 380 kV) e tubi in lega di alluminio diametro 100/86 mm (100/80 mm sezione 380 kV).

### 3.3.10.2. Collegamenti MT/BT

Le caratteristiche tecniche, i materiali e i metodi di prova relativi a tutti i cavi BT per i circuiti di potenza e di controllo, cavi unipolari per cablaggi interni dei quadri, cavi M.T. e per impianti luce e f.m. sono rispondenti alle Norme CEI e tabelle CEI UNEL di riferimento.

I cavi utilizzati nei collegamenti dei sistemi di protezione, comando e controllo, dei servizi ausiliari e generali e i cavi impiegati nei collegamenti interni ai quadri elettrici installati, sono conformi alla Norma CEI 20-22, cioè cavi non propaganti l'incendio.

All'interno delle Prescrizioni Terna sono classificati quattro gruppi di cavi che oltre a differenziare i cavi per composizione e schermatura, distingue le classi di utilizzo nelle diverse applicazioni:

- gruppo A: cavi unipolari non schermati: utilizzati all'interno dei quadri per lo sviluppo dei circuiti o per il sistema di luce e f.m. degli edifici della stazione elettrica.
- gruppo B: cavi unipolari e multipolari non schermati: utilizzati per la distribuzione dell'energia in corrente alternata.
- gruppo C: cavi multipolari schermati: utilizzati per i collegamenti esterni agli edifici e/o per le alimentazioni ausiliarie in corrente continua e/o per lo sviluppo dei circuiti amperometrici e voltmetrici principali (Sistema di Protezione e Controllo – Servizi Ausiliari – Servizi Generali).
- gruppo D: cavi a quarte schermati: utilizzati per i collegamenti esterni agli edifici e/o per i circuiti in corrente continua sia di comando che di segnalazione (SPCC – SA – SG).

- gruppo E: cavi a coppie o terne schermati: utilizzati per i collegamenti esterni agli edifici e/o per circuiti in corrente continua sia di comando che di segnalazione (SPCC – SA – SG).

Il dimensionamento dei sistemi di distribuzione c.a. e c.c. è effettuato secondo la normativa vigente (in particolare CEI 64-8), con riferimento alle caratteristiche dei carichi, alle condizioni di posa e alle cadute di tensione ammesse.

### 3.3.10.3. Collegamenti fibre ottiche

---

I collegamenti in fibra ottica interessano il Sistema di protezione comando e controllo SPCC e sono in accordo alla Specifica Tecnica Terna.

### 3.3.11. Impianto di terra

---

La rete di terra è dimensionata in accordo alla Norma CEI 99-3. In particolare si procede:

- al dimensionamento termico del dispersore e dei conduttori di terra in accordo all'Allegato C della Norma CEI 99-3;
- alla definizione delle caratteristiche geometriche del dispersore, in modo da garantire il rispetto delle tensioni di contatto e di passo secondo la curva di sicurezza di cui all'allegato B della Norma CEI 99-3.

La definizione della geometria del dispersore al fine di garantire il rispetto dei limiti di tensione di contatto e di passo è effettuata in fase di progetto esecutivo, quando sono noti i valori di resistività del terreno, da determinare con apposita campagna di misure. In via preliminare, sulla base degli standard normalmente adottati e di precedenti esperienze, può essere ipotizzato un dispersore orizzontale a maglia, con lato di maglia di 5 m. In caso di terreno non omogeneo con strati superiori ad elevata resistività si può procedere all'installazione di dispersori verticali (picchetti) di lunghezza sufficiente a penetrare negli strati di terreno a resistività più bassa, in modo da ridurre la resistenza di terra dell'intero dispersore. In ogni caso, qualora si verifici la presenza di zone periferiche con tensioni di contatto superiori ai limiti, si procede all'adozione di uno o più dei cosiddetti provvedimenti "M" di cui all'Allegato E della Norma CEI 99-3.

### 3.3.12. Impianto di protezione contro le scariche atmosferiche

---

La scelta dell'impianto di protezione contro le scariche atmosferiche è funzione del livello di rischio associato alla struttura in studio. Il livello di rischio è la misura della probabile perdita media annua ed è considerato per ciascun tipo di perdita, ossia:

- perdita di vita umana;
- perdita di servizio pubblico;
- perdita di patrimonio culturale insostituibile.

Per ciascuna perdita se il livello di rischio risulta superiore al valore del rischio tollerabile risulta necessario installare delle adeguate misure di protezione atte a diminuire il livello di rischio calcolato.

La struttura in studio coincide con l'edificio blindato all'interno della sottostazione elettrica di trasformazione e consegna. Gli elementi da considerare sono:

- la struttura stessa;
  - gli impianti nella struttura;
  - il contenuto della struttura;
  - le persona nella struttura e quelle nella fascia fino a 3 m all'esterno della struttura;
  - l'ambiente circostante interessato da un danno alla struttura.
-

La protezione non comprende i servizi esterni (linee di telecomunicazione, linee di potenza, tubazioni di acqua, ecc.) connessi alla struttura. La normativa di riferimento per l'impianto contro le scariche atmosferiche è così articolata:

- EN 62305-1: "Protezione contro i fulmini. Principi generali";
- EN 62305-2: "Protezione contro i fulmini. Valutazione del rischio";
- EN62305-3: "Protezione contro i fulmini. Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
- EN 62305-4: "Protezione contro i fulmini. Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture".

### **3.3.13. Opere civili**

#### **3.3.13.1. Fabbricati**

I fabbricati sono costituiti da un edificio quadri comando e controllo ed un edificio GIS. Il pavimento può essere realizzato di tipo flottante con area sottostante adibita al passaggio cavi.

#### **3.3.13.2. Strade e piazzole**

Le piazzole per l'installazione delle apparecchiature sono ricoperte con adeguato strato di ghiaione stabilizzato; tali finiture superficiali contribuiscono a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT.

#### **3.3.13.3. Fondazioni e cunicoli cavi**

Le fondazioni dei sostegni sbarre, delle apparecchiature e degli ingressi linea in stazione, sono realizzate in calcestruzzo armato gettato in opera. Per le sbarre e per le apparecchiature, con l'esclusione degli interruttori, possono essere realizzate anche fondazioni di tipo prefabbricato con caratteristiche uguali o superiori a quelle delle fondazioni gettate in opera.

Le coperture dei pozzetti e dei cunicoli facenti parte delle suddette fondazioni, saranno in PRFV con resistenza di 2000 daN. I cunicoli per cavetteria sono realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, oppure prefabbricati; le coperture in PRFV sono carrabili con resistenza di 5000 daN.

#### **3.3.13.4. Ingressi e recinzioni**

Il collegamento dell'impianto alla viabilità è garantito dalla strada vicinale limitrofa. Per l'ingresso alla stazione, è previsto un cancello carrabile largo 7 m ed un cancello pedonale, per ciascuno degli ingressi previsti, inseriti fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato. La recinzione perimetrale è conforme alla norma CEI 99-2.

#### **3.3.13.5. Smaltimento acque meteoriche**

La sottostazione di trasformazione sorge nelle vicinanze della centrale Termoelettrica "Torrevaldaliga Nord" su di un'area attualmente permeabile.

In prossimità della sottostazione non sono presenti corsi d'acqua; inoltre la sottostazione ricade al di fuori delle fasce di pericolosità idraulica del PGRA redatti dalla regione Lazio.

Intorno allo spiazzo della sottostazione, parzialmente impermeabilizzato, si prevederà ad un sistema di drenaggio formato da elementi di intercettazione, munito di un sistema di laminazione e sollevamento; inoltre sarà realizzato un argine in terra al fine di proteggere l'area dalle acque esterne.

### **3.3.14. Collaudi, montaggi e documentazione**

I criteri utilizzati durante i lavori di installazione sono in accordo con le norme CEI IEC e Codice di Rete TERNA.

Sulle apparecchiature sono eseguite tutte le prove e le verifiche previste nel piano controllo/qualità, in accordo con le normative vigenti: CEI EN 60060 tecniche di prova ad alta tensione.

L'opera è corredata dai seguenti documenti:

- tabella generale dati della sottostazione di trasformazione;
- schema elettrico unifilare sottostazione di trasformazione;
- schemi funzionali sottostazione di trasformazione;
- progetto rete di terra sottostazione di trasformazione;
- progetto rete AT sottostazione di trasformazione;
- elenco principale dei materiali;
- planimetria elettromeccanica sottostazione di trasformazione;
- sezioni elettromeccaniche della sottostazione di trasformazione;
- disegno e calcolo delle strutture;
- tabelle carichi statici e dinamici fondazioni;
- disegni d'ingombro delle apparecchiature;
- certificazioni di prova;
- schede tecniche;
- manuali di installazione e manutenzione.

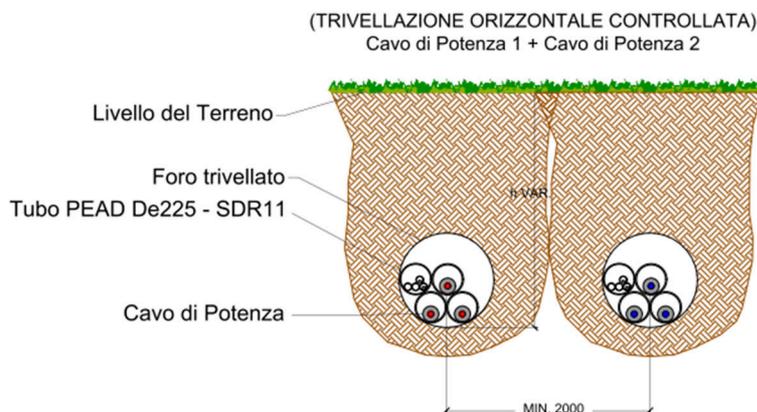
### **3.4. Elettrodotto terrestre di esportazione 380 kV**

L'energia prodotta è inviata dalla sottostazione di trasformazione 380/66 kV alla nuova sezione 380 kV della stazione di misura e consegna di Tarquinia mediante un collegamento in cavo interrato 380 kV in singola terna ridondata. L'elettrodotto in cavo interrato di collegamento tra la SSE di trasformazione e la SE di Tarquinia copre una distanza di circa 8.6 km.

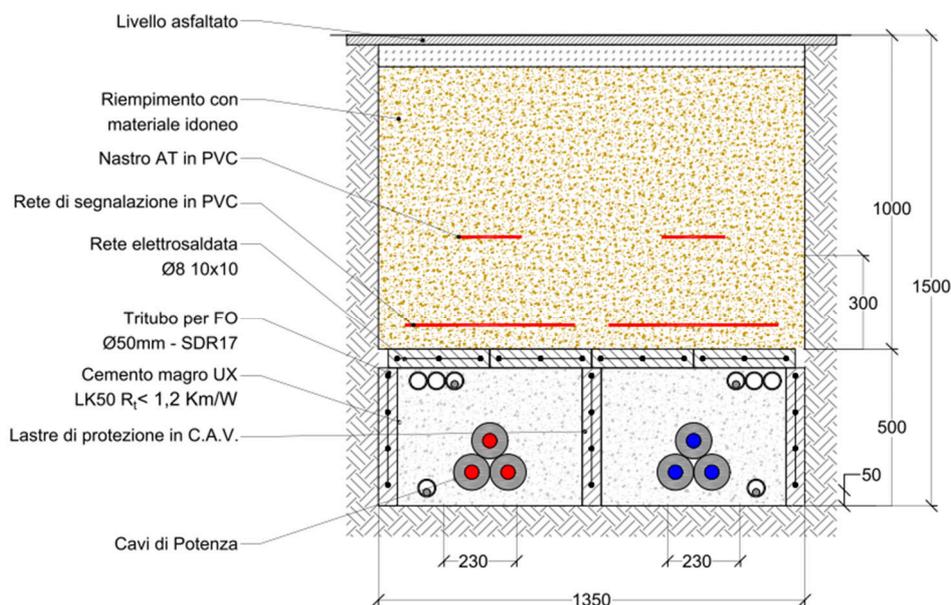
Il percorso cavi dal punto di giunzione alla sottostazione trasformazione e consegna si differenzia per modalità di posa in funzione delle caratteristiche del tratto stradale attraversato. Si possono distinguere due differenti modalità di posa:

- posa in TOC (trivellazione orizzontale controllata); (Figura 3.13)
- posa in trincea; (Figura 3.14)

Per maggiori approfondimenti da parte degli Enti Competenti (art. 27 D.lgs. 152/2006) e della Commissione PNRR-PNIEC, in merito ai tipici di posa, si rimanda alla tavola C0123ET00SCHCON00.



**Figura 3.13 – Sezione tipica in TOC a terra elettrodotta 380 kV.**



**Figura 3.14 – Sezione tipica in trincea elettrodotta 380 kV.**

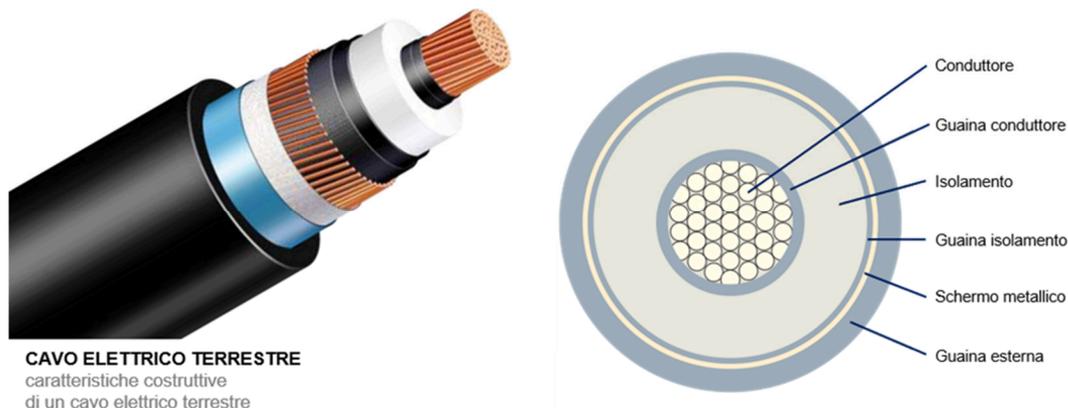
### 3.4.1. Caratteristiche del cavo terrestre 380 kV

L'elettrodotta è costituita da una doppia terna, ognuna composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in rame, isolante in XLPE, schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene. Ciascun conduttore di energia ha una sezione di 1200 mm<sup>2</sup>.

Caratteristiche del cavo terrestre a 380 kV:

- |   |                        |
|---|------------------------|
| – materiale del conduttore:               | rame;                  |
| – schermo:                                | alluminio;             |
| – sezione del conduttore:                 | 1200 mm <sup>2</sup> ; |
| – sezione schermo:                        | 420 mm <sup>2</sup> ;  |
| – diametro esterno, D:                    | 115 mm;                |
| – peso approssimativo:                    | 20 kg/m;               |
| – tensione operativa:                     | 400 kV;                |
| – capacità nominale:                      | 0.18 µF/km;            |
| – portata in corrente con posa interrata: | 950 A;                 |

- massimo sforzo di tiro posa fissa: 72 kN;
- fattore di curvatura durante l’installazione: 35D;
- fattore di curvatura durante l’esercizio: 20D;
- tenuta d’acqua longitudinale: si;
- temperatura massima di servizio del conduttore: 90 °C.



**Figura 3.15 – Cavo terrestre 380 kV con conduttore in rame.**

I cavi sono interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di 1.5 m, con disposizione delle fasi a trifoglio. Nello stesso scavo, è posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati. Il sistema di telecomunicazioni è realizzato per la trasmissione dati dalla stazione di rete alla sottostazione di trasformazione e consegna. È costituito da un cavo con 12 o 24 fibre ottiche.

Tutti i cavi sono posati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, è corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento ‘mortar’. Sono protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da lastre di protezione in cemento armato dello spessore di 6cm.

La restante parte della trincea viene ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto. Gli attraversamenti di eventuali opere interferenti sono eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

**Tabella 3.8 – Dati condizione di posa e installazione.**

Posa	Interrata in letto di sabbia a bassa resistività termica
Messa a terra degli schermi	“cross bonding” o “single point-bonding”
Profondità di posa del cavo	~ 1.50 m
Formazione	Due terne a trifoglio
Tipologia di riempimento	Con sabbia a bassa resistività termica o letto di cemento magro h 0.50 m
Profondità del riempimento	Minimo 1.00 m
Copertura con piastre di protezione (solo per riempimento con sabbia)	Spessore minimo 5 cm
Tipologia di riempimento fino a piano terra	Terra di riporto adeguatamente selezionata
Posa di nastro monitore in PVC-profondità	0.70 m circa

### 3.4.2. Ubicazione dell’intervento e opere attraversate

Tra le possibili soluzioni è stato individuato il tracciato più funzionale, che tenga conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull’ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in

materia.

Il tracciato degli elettrodotti è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art. 121 del T.U. 11/12/1933 n. 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti, cercando in particolare di:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato per occupare la minor porzione possibile di territorio;
- minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
- evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- assicurare la continuità del servizio, la sicurezza e l'affidabilità della Rete di Trasmissione Nazionale;
- permettere il regolare esercizio e manutenzione dell'elettrodotto.

#### **3.4.2.1. Elenco delle opere attraversate**

Le due terne di cavi di esportazione a 380 kV, dopo un tratto in TOC di circa 290 m (al fine di bypassare la linea ferroviaria), percorreranno la strada della Torre Valdaliga per 1.4 km e successivamente vireranno verso nord per immettersi lungo via Dino Marrani. Al fine di raggiungere questo asse stradale si renderà nuovamente necessario oltrepassare la linea ferroviaria e quindi il ricorso alla TOC (per una lunghezza di circa 215 m). Il cavidotto proseguirà su via Dino Marrani per circa 350 m per poi immettersi sulla Strada Statale 1 (Via Aurelia Nord).

L'elettrodotto si svilupperà per altri 5.2 km: proseguirà su via Aurelia Nord, fino all'incrocio con Via Alfio Flores, dove imbotcherà via Aurelia SS1 percorrendola fino a sfociare sulla Strada Sacromonte-Farnesiana.

Infine, dopo circa 1.1 km, raggiungerà la sottostazione di misura e consegna. Di qui, un ulteriore elettrodotto interrato di connessione a 380 kV consentirà la connessione della stazione di misura e consegna alla adiacente stazione AAT RTN/Terna.

Relazione elettrica

Codice documento:  
**C0123ER00RELELE00a**

Data emissione:  
**Luglio 2023**

Pagina  
**41 di 68**

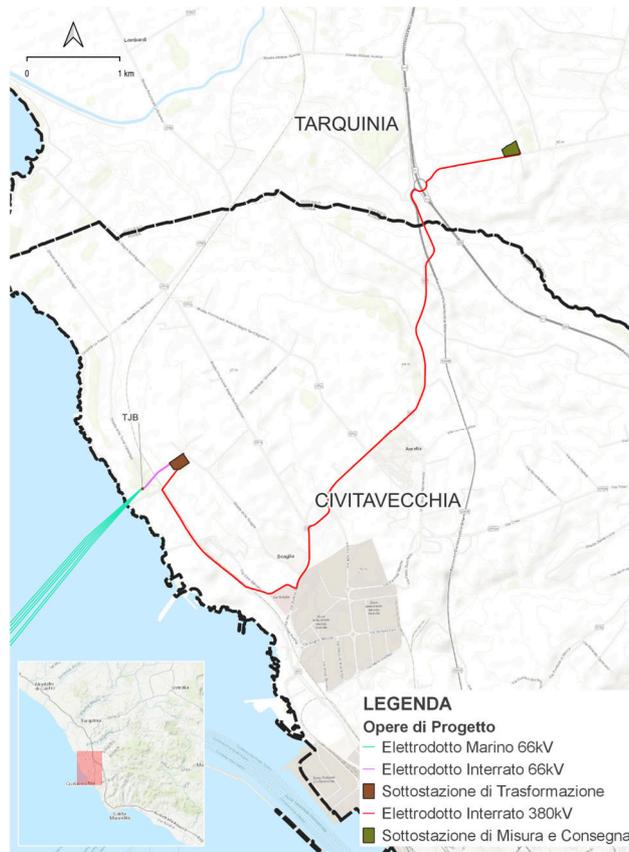
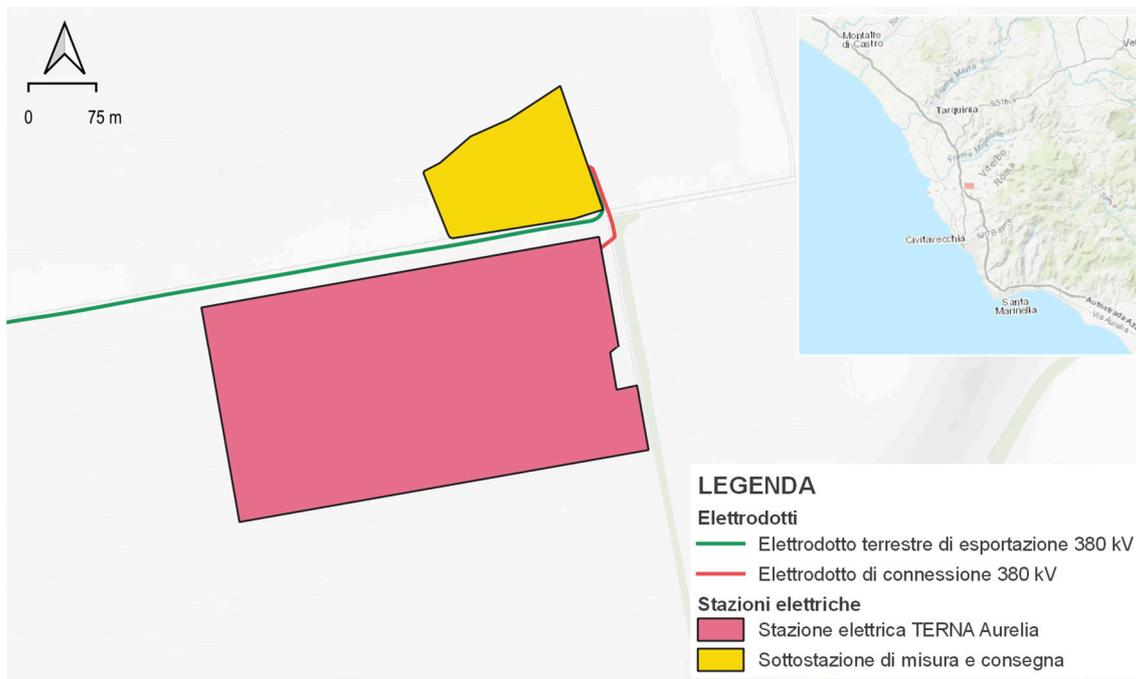


Figura 3.16 – Aree di intervento su limiti comunali.

### 3.5. Sottostazione elettrica di misura e consegna

Il seguente paragrafo ha lo scopo di descrivere la nuova sottostazione di misura e consegna 380 kV di Tarquinia.



**Figura 3.17 – Sottostazione di misura e consegna.**

#### 3.5.1. Introduzione

Di seguito si descrivono le opere elettriche per la misura e la consegna dell'energia elettrica in rete RTN/Terna (Rete di Trasmissione Nazionale Terna).

La sottostazione misura e consegna è costituita da:

- n.2 terminali cavi 380 kV e apparecchiature di protezione 380 kV;
- n.1 edificio comandi e servizi ausiliari;
- n.1 edificio per punti di consegna BT o MT;
- n.2 trasformatori AAT/MT;
- n.6 montanti linea 380 kV (2 arrivo parco, 2 partenza consegna stazione Aurelia e 2 trasformatori);
- n.1 sistema STATCOM;
- n.1 stallo MT;
- n.2 stalli AAT;
- n.2 interruttore MT;
- n. 12 scaricatori MT;
- n.18 scaricatori AAT;
- chioschi per apparecchiature elettriche;
- n.2 terne di cavi a 380kV dall'uscita della sottostazione fino a RTN Terna "Aurelia"

La seguente figura mostra uno schema tipo della centrale di misura e consegna di Tarquinia (101 x 56 m):

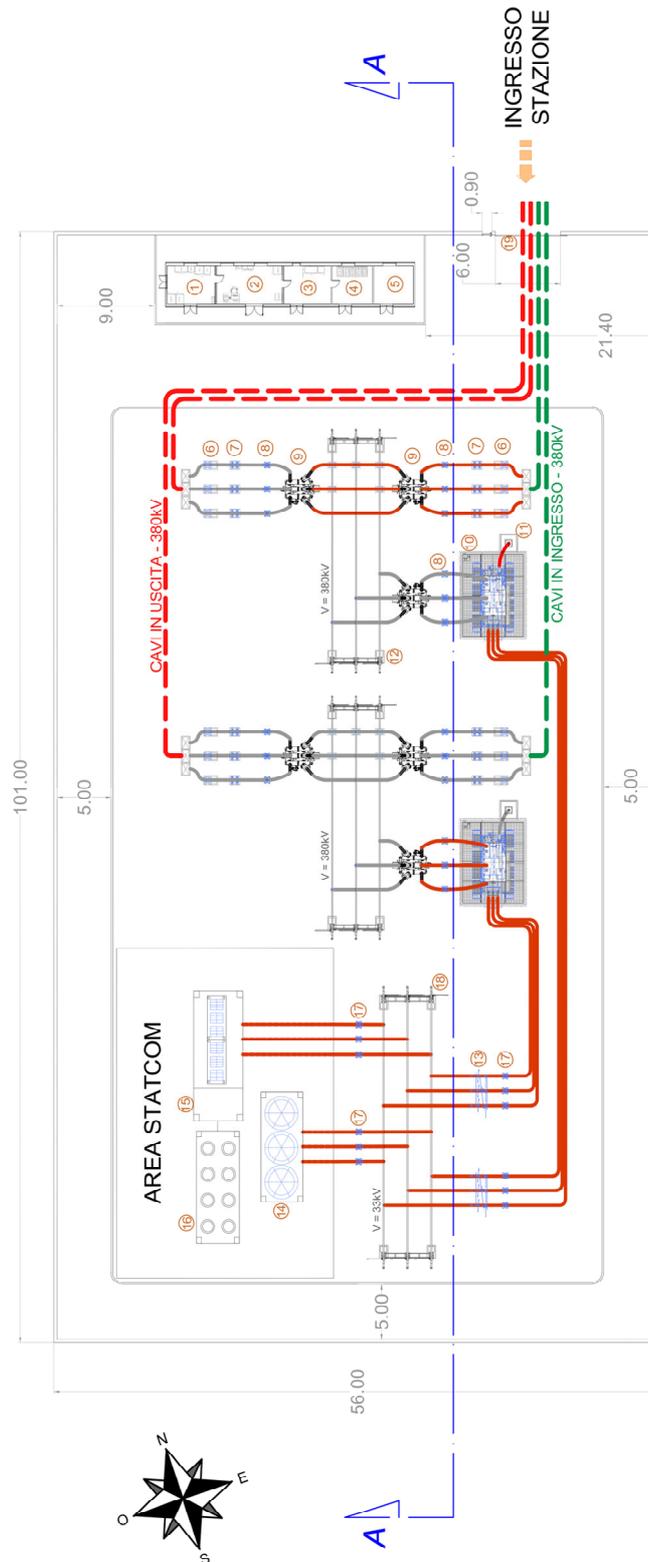


Figura 3.18 – Planimetria elettomeccanica della sossostazione di misura e consegna.  
Elaborazione iLStudio.

L'edificio della sala gestione sarà formato da un unico corpo e sarà destinato a contenere i quadri di comando e controllo della cabina di consegna, gli apparati di teleoperazione e i vettori, le batterie, i quadri B.T. in c.c. e c.a. per l'alimentazione dei servizi ausiliari ed il gruppo elettrogeno d'emergenza. L'edificio comandi e servizi ausiliari conterrà anche le apparecchiature per la sincronizzazione della rete elettrica del parco eolico offshore ed i sistemi di telecomunicazione. La costruzione di tipo prefabbricato (struttura portante costituita da pilastri prefabbricati in c.a.v., pannelli di tamponamento prefabbricati in c.a., finitura esterna con intonaci al quarzo).

La copertura a tetto piano, sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata. Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato naturale. La seguente figura mostra i locali per i servizi ausiliari della cabina di consegna onshore.

### **3.5.2. Norme e disposizioni di legge**

I principali riferimenti normativi da prendere in considerazione per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dell'intervento oggetto del presente paragrafo sono riportati nel paragrafo descrittivo della sottostazione di trasformazione (paragrafo 3.3.2).

### **3.5.3. Caratteristiche tecnico-costruttive**

#### **3.5.3.1. Requisiti generali**

I requisiti funzionali generali richiesti per la realizzazione della sottostazione elettrica misura e consegna sono:

- ottimizzazione delle scelte di progetto, di esercizio e di manutenzione ordinaria ai fini delle migliori prestazioni in termini di vita utile dell'impianto e di sicurezza delle persone;
- elevate garanzie di sicurezza nel dimensionamento strutturale, effettuato in coerenza con le prestazioni richieste;
- elevato standard di prevenzione ai rischi d'incendio, da ottenersi mediante attenta scelta dei materiali, uso di manufatti non combustibili, applicazione di criteri di segregazione.

#### **3.5.3.2. Condizioni ambientali**

Le condizioni ambientali previste per le apparecchiature installate sono descritte in tabella seguente:

**Tabella 3.9 – Condizioni ambientali sottostazione elettrica misura e consegna.**

<b>Valore minimo temperatura ambiente all'interno:</b>	-5°C
<b>Valore minimo temperatura ambiente all'esterno:</b>	-25°C
<b>Temperatura ambiente di riferimento per la portata delle condutture:</b>	+30°C
<b>Grado di inquinamento</b>	pesante
<b>Irraggiamento</b>	1000 W/m <sup>2</sup>
<b>Altitudine e pressione dell'aria:</b>	poiché l'altitudine è inferiore ai 1000 m s.l.m. non si considerano variazioni della pressione dell'aria
<b>Umidità all'interno:</b>	95%
<b>Umidità all'esterno:</b>	fino al 100% per periodi limitati

#### **3.5.3.3. Attività sismica**

È prescritto un grado di sismicità delle apparecchiature superiore o uguale ad AF2.

#### **3.5.3.4. Effetto corona e compatibilità elettromagnetica**

Sono rispettate le raccomandazioni riportate nei par. 4.2.6 e 9.6 della Norma CEI EN 61936-1.

### 3.5.3.5. Campi elettrici e magnetici

Sono rispettati limiti indicati dal DPCM 08/07/03 e successive modifiche ed integrazioni per i valori del campo elettrico e magnetico.

### 3.5.3.6. Criterio di coordinamento dell'isolamento

I livelli di isolamento prescritti per la sottostazione elettrica in funzione dei valori normali di tensione massima di un elemento sono pari a:

- N.2 sezioni 380 kV: 1425 kVcr a impulso atmosferico e di 650 kV a frequenza industriale con distanze minime di isolamento in aria fase-terra 3400 mm (asta-struttura).

La protezione dell'isolamento delle apparecchiature degli stalli linea, ad interruttore aperto, è assicurata da scaricatori ad ossido di zinco senza spinterometri e caratterizzati da:

- N.2 sezioni 380 kV: tensione massima 420 kV, tensione servizio continuo 265 kV, corrente nominale di scarica 20 kA.

### 3.5.3.7. Correnti di corto circuito e correnti termiche nominali

L'impianto è progettato in modo da sopportare in sicurezza le sollecitazioni meccaniche e termiche derivanti dalle correnti di corto circuito, in conformità a quanto indicato dalle Norme CEI.

Il livello di corrente di corto circuito trifase per il dimensionamento della sezione 380 kV previsto dal progetto (potere interruzione interruttori, corrente di breve durata dei sezionatori e TA, caratteristiche meccaniche degli isolatori portanti, sbarre e collegamenti, e dimensionamento termico della rete di terra dell'impianto) è pari a 63 kA.

### 3.5.3.8. Apparecchiature AT e componenti di stazione

Nel paragrafo 3.3.3.8 sono sinteticamente descritte le principali caratteristiche costruttive e funzionali delle apparecchiature e dei componenti principali della sottostazione elettrica.

## 3.5.4. Consistenza della sezione 380 kV

**Tabella 3.10 – Dati di sistema 380 kV.**

<b>Tensione nominale d'esercizio</b>	380 kV
<b>Tensione massima del sistema</b>	420 kV
<b>Frequenza nominale</b>	50 Hz
<b>Tensione di tenuta a frequenza industriale</b>	650 kV
<b>Tensione di tenuta ad impulso atmosferico</b>	1425 kV
<b>Corrente ammissibile di breve durata</b>	63 kA x 1s
<b>Valore di cresta della corrente ammissibile di breve durata</b>	160 kA
<b>Stato del neutro</b>	Efficacemente a terra

La sezione in alta tensione a 380 kV è composta da due stalli arrivo linea in cavo 380 kV, due stalli partenza in cavo (per stazione TERNA), oltre ad uno stallo TV di sbarra e terra sbarre. La sezione a 380 kV è interamente in configurazione GIS, con isolamento in SF6.

La sezione 380 kV è del tipo in semplice sbarra blindata (GIS), così costituita:

- n.2 sistema in semplice sbarra;

- n.2 stalli per connessione arrivo 380 kV in cavo;
- n.2 stalli per connessione delle linee di partenza verso la stazione elettrica RTN “Aurelia”;
- n.2 stalli di misura.

Ciascuno stallo è comprensivo di interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatore di corrente e tensione (TA e TV), secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni Terna.

Salvo diverse esigenze TERNA le sbarre e le apparecchiature previste in aria presentano una distanza minima di 5.5 m tra le fasi AT 380 kV.

### **3.5.4.1. Caratteristiche stalli 380 kV**

Ciascuno stallo è in configurazione GIS costituito da:

- n.1 interruttore in SF6;
- n.1 sezionatore di linea a monte (per ciascuno sistema sbarre) e 1 a valle dell'interruttore;
- n.1 sezionatore di terra a monte e a valle dell'interruttore;
- n.1 sezionatore di terra rapidi a valle dell'interruttore (lato linea);
- trasformatori di tensione;
- trasformatori di corrente.

Di seguito si descrivono le principali caratteristiche del modulo GIS 380 kV tipo Siemens serie 8DQ1:

#### **Caratteristiche tecniche**

- tensione nominale: fino 420 kV;
- frequenza nominale: 50/60 Hz;
- tensione nominale di tenuta a frequenza industriale (1 min): fino 650 kV;
- tensione nominale di tenuta a impulso atmosferico (1.2/50  $\mu$ s): fino 1425 kV;
- tensione nominale di tenuta a impulso di manovra (250/2500  $\mu$ s): fino 1050 kV;
- corrente nominale sbarre: fino 6300 A;
- corrente nominale linea: fino 5000 A;
- corrente di interruzione: fino 63 kA;
- corrente di stabilimento nominale di cortocircuito: fino 170 kA;
- durata nominale di corto circuito: fino 3 s;
- durata massima tempo di interruzione: < 2 cicli;
- tasso di perdita annuale unità gas: < 0.1%;
- meccanismo di comando interruttore: a molla;
- sequenza di operazioni 1: O-0.3s-CO-3min-CO;
- sequenza di operazioni 2: CO-15s-CO;
- temperatura ambiente: -30°C / +55°C;
- installazione: interno/esterno;
- vita attesa: > 50 anni;
- standards: IEC/IEEE/GOST.

### **3.5.5. Consistenza della sezione 33 kV**

**Tabella 3.11 – Dati di sistema 33 kV.**

<b>Tensione nominale d'esercizio</b>	33 kV
<b>Tensione massima del sistema</b>	36 kV
<b>Frequenza nominale</b>	50 Hz
<b>Tensione di tenuta a frequenza industriale</b>	70 kV
<b>Tensione di tenuta ad impulso atmosferico</b>	170 kV
<b>Corrente ammissibile di breve durata</b>	20 kA x 1s
<b>Stato del neutro</b>	Efficacemente a terra

La sezione in media tensione a 33 kV è composta da due stalli che consentono il collegamento con l'area STATCOM per la compensazione della potenza reattiva, necessaria per il successivo collegamento alla RTN Terna.

La sezione tipo 33 kV risulta essere equipaggiata con:

- n.2 interruttore tripolare MT in SF<sub>6</sub> con comando motorizzato e sezionatore con contatto di terra;
- trasformatori di tensione, per le misure e le protezioni;
- trasformatori di corrente;
- relè di protezione multifunzione;
- dispositivo di interfacciamento per trasmissione dati

### **3.5.5.1. Sistema STATCOM**

Il sistema STATCOM si collega alle sbarre 380 kV tramite trasformatore 33/380 kV. Il modulo STATCOM è composto da:

- n.1 sistema di sbarre 33 kV;
- n.1 gruppo reattore;
- n.1 sistema di raffreddamento;
- n.1 container moduli di conversione MMC (Modular Multilevel Converter).

Il sistema STATCOM (Static Var Compensator) usa elettronica di potenza come elemento per il rifasamento della potenza. Se i carichi da compensare sono prevalentemente induttivi, allo STATCOM possono essere aggiunti eventualmente dei condensatori, oppure dei gruppi LC per compensare determinate armoniche.

### **3.5.6. Sistema di protezione, comando e controllo**

Per i sistemi di protezione, comando e controllo si fa riferimento a quello già descritto nel paragrafo 3.3.7 della relazione.

### **3.5.7. Servizi Ausiliari**

In generale, per i circuiti di alimentazione in c.c. e c.a., per i raddrizzatori e le batterie valgono i requisiti specificati al par. 9.2 della Norma CEI EN 61936-1.

I servizi ausiliari sono conformi al Codice di Rete Terna Allegato 3.

Si rimanda al paragrafo 3.3.8 dove sono riportate tutte le informazioni sui servizi ausiliari.

### **3.5.8. Servizi Generali**

Per i servizi generali, si fa riferimento a quanto riportato nel paragrafo 3.3.9, essendo gli stessi servizi generali

adottati per la sottostazione di Civitavecchia di trasformazione.

### **3.5.9. Conduttori di collegamento**

---

Per collegamenti AT, collegamenti MT/BT e collegamenti in fibra ottica si fa riferimento al paragrafo 3.3.10.

### **3.5.10. Impianto di terra**

---

Si fa riferimento a quanto riportato nel paragrafo 3.3.11.

### **3.5.11. Impianto di protezione contro le scariche atmosferiche**

---

Si fa riferimento a quanto riportato nel paragrafo 3.3.12.

### **3.5.12. Opere civili**

#### **3.5.12.1. Fabbricati**

---

I fabbricati sono costituiti da un edificio quadri comando e controllo ed edificio GIS. Il pavimento può essere realizzato di tipo flottante con area sottostante adibita al passaggio cavi.

#### **3.5.12.2. Strade e piazzole**

---

Le piazzole per l'installazione delle apparecchiature sono ricoperte con adeguato strato di ghiaione stabilizzato; tali finiture superficiali contribuiscono a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT.

#### **3.5.12.3. Fondazioni e cunicoli cavi**

---

Le fondazioni dei sostegni sbarre, delle apparecchiature e degli ingressi linea in stazione, sono realizzate in calcestruzzo armato gettato in opera. Per le sbarre e per le apparecchiature, con l'esclusione degli interruttori, possono essere realizzate anche fondazioni di tipo prefabbricato con caratteristiche uguali o superiori a quelle delle fondazioni gettate in opera.

Le coperture dei pozzetti e dei cunicoli facenti parte delle suddette fondazioni, saranno in PRFV con resistenza di 2000 daN. I cunicoli per cavetteria sono realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, oppure prefabbricati; le coperture in PRFV sono carrabili con resistenza di 5000 daN.

#### **3.5.12.4. Ingressi e recinzioni**

---

Il collegamento dell'impianto alla viabilità è garantito dalla strada vicinale limitrofa. Per l'ingresso alla stazione, è previsto un cancello carrabile largo 6 m ed un cancello pedonale 0.9 m, per ciascuno degli ingressi previsti, inseriti fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato. La recinzione perimetrale è conforme alla norma CEI 99-2.

#### **3.5.12.5. Smaltimento acque meteoriche**

---

La sottostazione di misura e consegna, si trova in un'area permeabile, è situata nelle vicinanze della Stazione Terna "SSE Aurelia". In prossimità della sottostazione non sono presenti corsi d'acqua; inoltre la sottostazione ricade al di fuori delle fasce di pericolosità idraulica del PGRA redatti dalla Regione Lazio.

Intorno allo spiazzo della sottostazione, parzialmente impermeabilizzato, si prevedrà ad un sistema di drenaggio formato da elementi di intercettazione, munito di un sistema di laminazione e sollevamento; inoltre sarà realizzato un argine in terra al fine di proteggere l'area dalle acque esterne.

---

### **3.5.13. Collaudi, montaggi e documentazione**

---

Si fa riferimento a quanto riportato nel paragrafo 3.3.14.

### **3.6. Elettrodotto terrestre di connessione a 380 kV**

---

L'elettrodotto avrà le stesse caratteristiche di quello di esportazione a 380 kV: sarà costituito da una singola terna ridondata di cavi unipolari posati a trifoglio come richiesto dalla RTN Terna. L'energia prodotta sarà trasportata fino alla adiacente stazione TERNA "Aurelia".

La lunghezza dell'elettrodotto è di circa 200 metri. Nelle fasi successive di progetto verranno definite in accordo con RTN Terna le opere elettromeccaniche e i dispositivi necessari alla connessione.

Tipici di posa e descrizione dei cavi di collegamento sono riportati al paragrafo 3.4 della relazione.

---

## 4. CAMPI ELETTROMAGNETICI

### 4.1. Richiami normativi

Le linee guida per la limitazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici variabili nel tempo ed ai campi elettromagnetici sono indicate nel 2010 dalla ICNIRP in sostituzione delle precedenti linee guida risalenti al 1998.

Il 12/07/99 il Consiglio dell'Unione Europea ha emesso una Raccomandazione agli Stati Membri volta alla creazione di un quadro di protezione della popolazione dai campi elettromagnetici, che si basa sui migliori dati scientifici esistenti; a tale proposito, il Consiglio ha avallato proprio le linee guida dell'ICNIRP.

Successivamente nel 2001, a seguito di un'ultima analisi condotta sulla letteratura scientifica, un Comitato di esperti della Commissione Europea ha raccomandato alla CE di continuare ad adottare tali linee guida.

Successivamente è intervenuta, con finalità di riordino e miglioramento della normativa allora vigente in materia, la Legge quadro 36/2001, che ha individuato ben tre livelli di esposizione ed ha affidato allo Stato il compito di determinare e di aggiornare periodicamente i limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità, in relazione agli impianti suscettibili di provocare inquinamento elettromagnetico.

L'art 3 della legge 36/2001 ha definito:

- limite di esposizione il valore di campo elettromagnetico da osservare ai fini della tutela della salute da effetti acuti;
- valore di attenzione, come quel valore del campo elettromagnetico da osservare quale misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti a lungo termine;
- l'obiettivo di qualità come criterio localizzativo e standard urbanistico, oltre che come valore di campo elettromagnetico ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione.

Tale legge quadro italiana (36/2001), come ricordato sempre dal citato Comitato, è stata emanata nonostante le raccomandazioni del Consiglio della Comunità Europea del 12/07/99 sollecitassero gli Stati membri ad utilizzare le linee guida internazionali stabilite dall'ICNIRP; tutti i paesi dell'Unione Europea, hanno accettato il parere del Consiglio della CE, mentre l'Italia ha adottato misure più restrittive di quelle indicate dagli Organismi internazionali.

In esecuzione della predetta Legge, è stato infatti emanato il D.P.C.M. 08/07/2003 che, con l'obiettivo di tutelare la salute umana pe l'intero territorio nazionale, ha fissato i seguenti limiti di esposizione (da intendersi espressi in valore efficace):

#### **Campo elettrico**

(riferito al campo non perturbato, in assenza di persone, animali o cose):

- 5 kV/m in aree frequentate da persone per una parte significativa del giorno;
- 10 kV/m in aree in cui l'esposizione è limitata a poche ore al giorno.

#### **Campo magnetico**

- 3  $\mu$ T come obiettivo di qualità;
- 10  $\mu$ T come valore di attenzione a titolo di cautela per la protezione da possibili effetti a lungo termine nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere;
- 100  $\mu$ T per zone di transito di persone;

È stato altresì esplicitamente chiarito che tali valori sono da intendersi come mediana di valori nell'arco delle 24 ore, in condizioni normali di esercizio.

In tal senso, con sentenza n. 307 del 07/10/2003 la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità di alcune leggi regionali in materia di tutela dai campi elettromagnetici, per violazione dei criteri in tema di ripartizione di competenze fra Stato e Regione stabiliti dal nuovo Titolo V della Costituzione. Come emerge dal testo della sentenza, una volta fissati i valori-soglia di cautela per la salute, a livello nazionale, non è consentito alla legislazione regionale derogarli neanche in melius.

## 4.2. Metodologia di calcolo

---

La metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto è stata approvata con Decreto 29 maggio 2008 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti".

Il Decreto dettaglia inoltre la definizione di fascia di rispetto come "[...] lo spazio circostante un elettrodotto, che comprende tutti i punti, al di sopra e al di sotto del suolo, caratterizzati da un'induzione magnetica di intensità maggiore o uguale all'obiettivo di qualità. [...] all'interno delle fasce di rispetto non è consentita alcuna destinazione di edifici ad uso residenziale, scolastico, sanitario ovvero ad uso che comporti una permanenza non inferiore a quattro ore [...]".

È altresì prescritto che la fascia di rispetto possa essere individuata con procedimento semplificato attraverso la determinazione della cosiddetta "distanza di prima approssimazione" (DPA) definita come "[...] la distanza, in pianta sul livello del suolo, della proiezione del centro linea che garantisce che in ogni punto la cui proiezione al suolo disti dalla proiezione del centro linea più di DPA si trovi all'esterno delle fasce di rispetto [...]".

## 4.3. Campi elettromagnetici generati dall'elettrodotto

---

### 4.3.1. Elettrodotto in cavo

---

L'analisi delle emissioni elettromagnetiche è stata effettuata per:

- tratto elettrodotto terrestre interrato 66 kV,
- tratto elettrodotto terrestre interrato 380 kV doppia terna,

ai sensi della norma CEI 106-11.

Per maggiori approfondimenti da parte degli Enti Competenti (art. 27 D.lgs. 152/2006) e della Commissione PNRR-PNIEC, riguardo alle emissioni previste ed alle fasce di rispetto e DPA, si rimanda all'elaborato dal titolo "*Relazione tecnica – Emissioni elettromagnetiche a terra*" (cod. C0123YR00EMFTER00).

## 4.4. Stazioni elettriche

---

L'impianto è progettato e costruito in modo da rispettare i valori di campo elettrico e magnetico, previsti dalla normativa statale vigente (D.Lgs. 159/2016). Nelle stazioni elettriche, normalmente esercite in teleconduzione, non è prevista la presenza di personale se non per interventi di manutenzione ordinaria o straordinaria.

Per le aree esterne alla recinzione delle stazioni elettriche saranno comunque garantiti valori di campo elettrico e magnetico inferiori ai limiti imposti dalla normativa vigente.

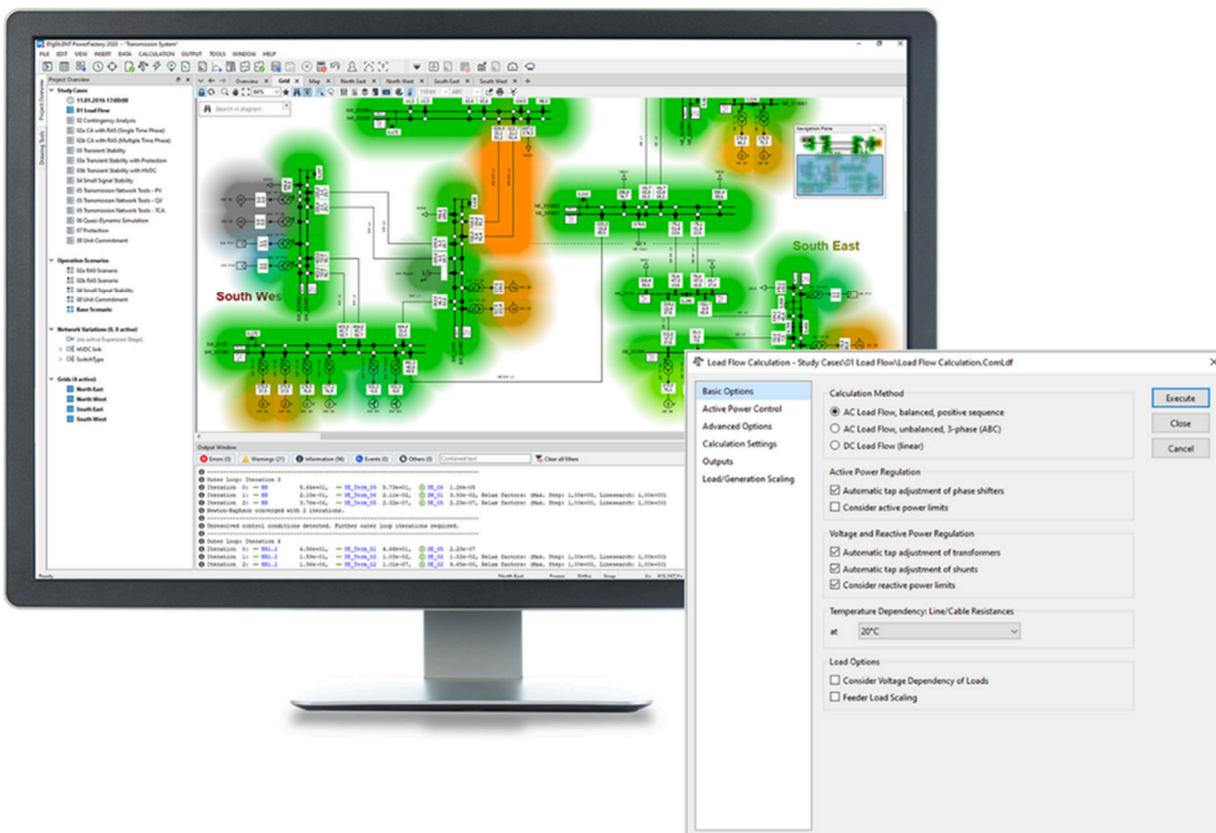
---

## 5. LOAD FLOW

### 5.1 Modello di calcolo

La studio della rete elettrica dell'impianto eolico è eseguito mediante l'uso del software di simulazione digitale DigSILENT – PowerFactory. PowerFactory è un applicativo leader per l'analisi dei sistemi elettrici ampiamente utilizzato nell'analisi di sistemi di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia.

Il software copre un'ampia gamma di funzionalità nel campo della generazione di energia eolica, della generazione distribuita, della simulazione in tempo reale e del monitoraggio delle prestazioni per il test e la supervisione di sistemi complessi.



**Figura 5.1 – Interfaccia software DigSilent Power Factory.**

Fonte: <https://www.digsilent.de>.

Nell'ambito di questa proposta progettuale, il software è impiegato per l'esecuzione dei seguenti studi:

- calcolo dei flussi di potenza (load flow);
- calcolo correnti di corto circuito;
- Strategia di controllo di tensione e potenza reattiva.

Il modello computazionale è realizzato in base allo schema unifilare riportato nella Figura 5.4.

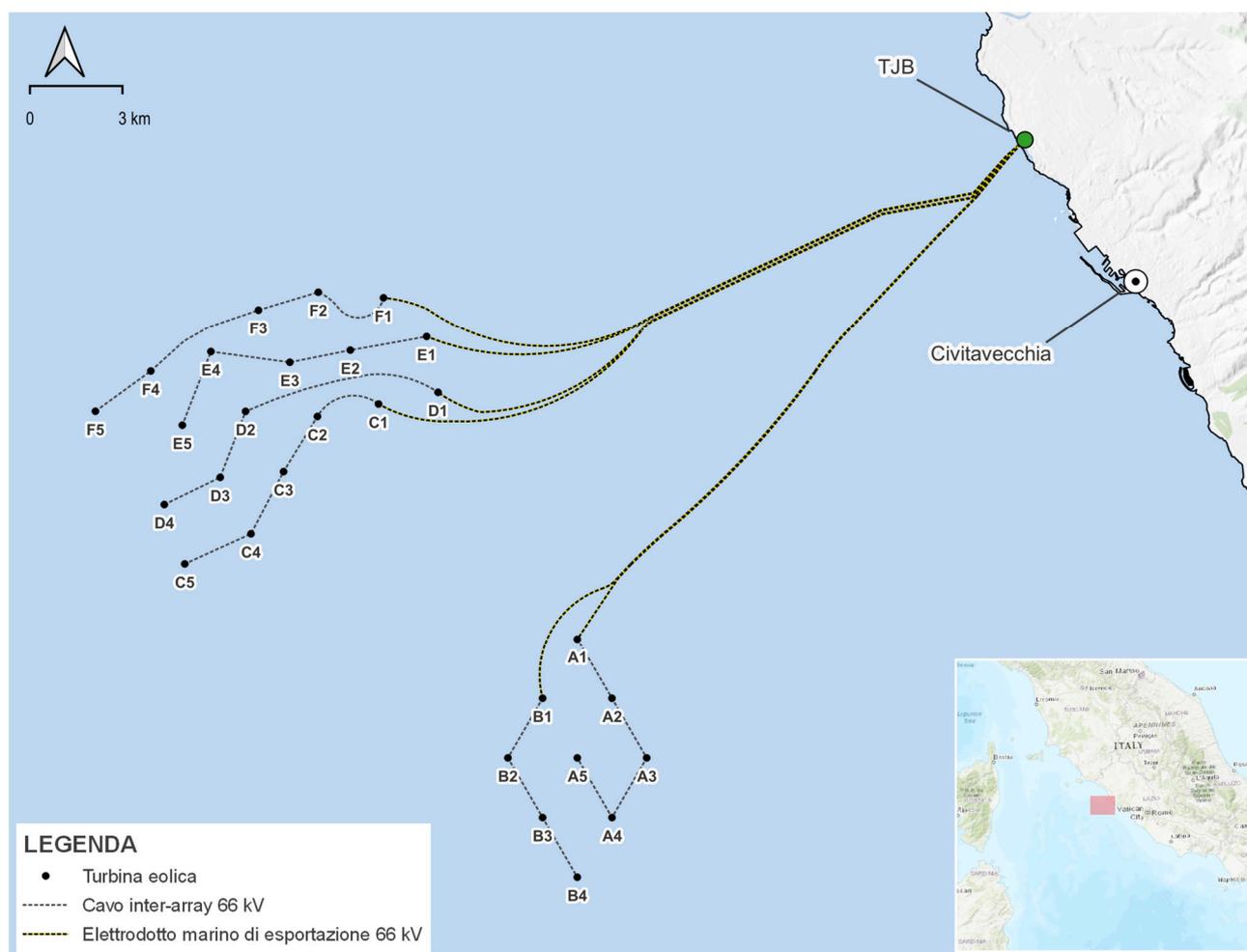
Il software è inizializzato con le caratteristiche elettriche dei dispositivi componenti la rete elettrica oggetto di simulazione compresi i parametri caratteristici delle linee di collegamento quali lunghezza, portata e impedenza. Per quanto riguarda i trasformatori, sono considerati i relativi parametri di progetto come la tensione d'esercizio, l'efficienza elettrica, il gruppo e la potenza d'impiego.

Lo schema unifilare evidenzia i principali elementi di impianto:

- il punto di connessione con la rete PCC (Point of common coupling);
- la sottostazione di trasformazione (Onshore Substation);
- gli elettrodotti terrestri in cavo interrato (Onshore export cable ONEC);
- l'elettrodotto marino di export (Offshore export cable OEC);
- le turbine eoliche offshore (Wind turbine generator WTG);
- la rete inter-array di interconnessione tra le turbine.

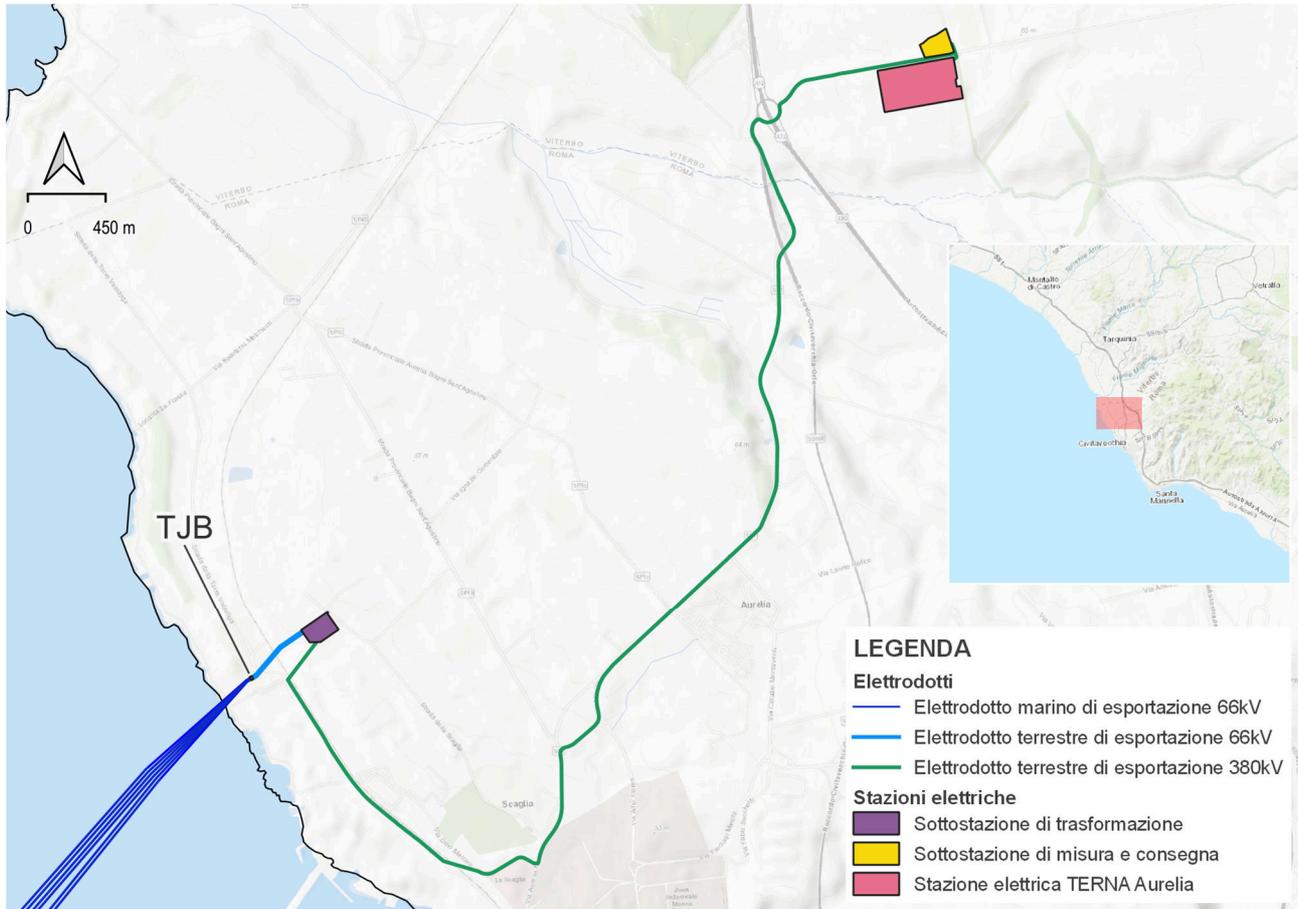
Come descritto in relazione il parco eolico offshore è composto da due sottoparchi (Figura 5.2). Si nota dallo schema unifilare la sottostazione di trasformazione e la sottostazione di misura e consegna in Figura 5.3.

Ognuno dei cavi di collegamento 380 kV fra le due sottostazioni elettriche è dimensionato per trasmettere la potenza richiesta dell'intero parco eolico. In questo modo in caso di guasto di uno dei due cavi di export 380 kV è possibile trasmettere l'intera potenza su un unico cavo, nel rispetto della ridondanza e delle richieste del gestore di rete Terna.



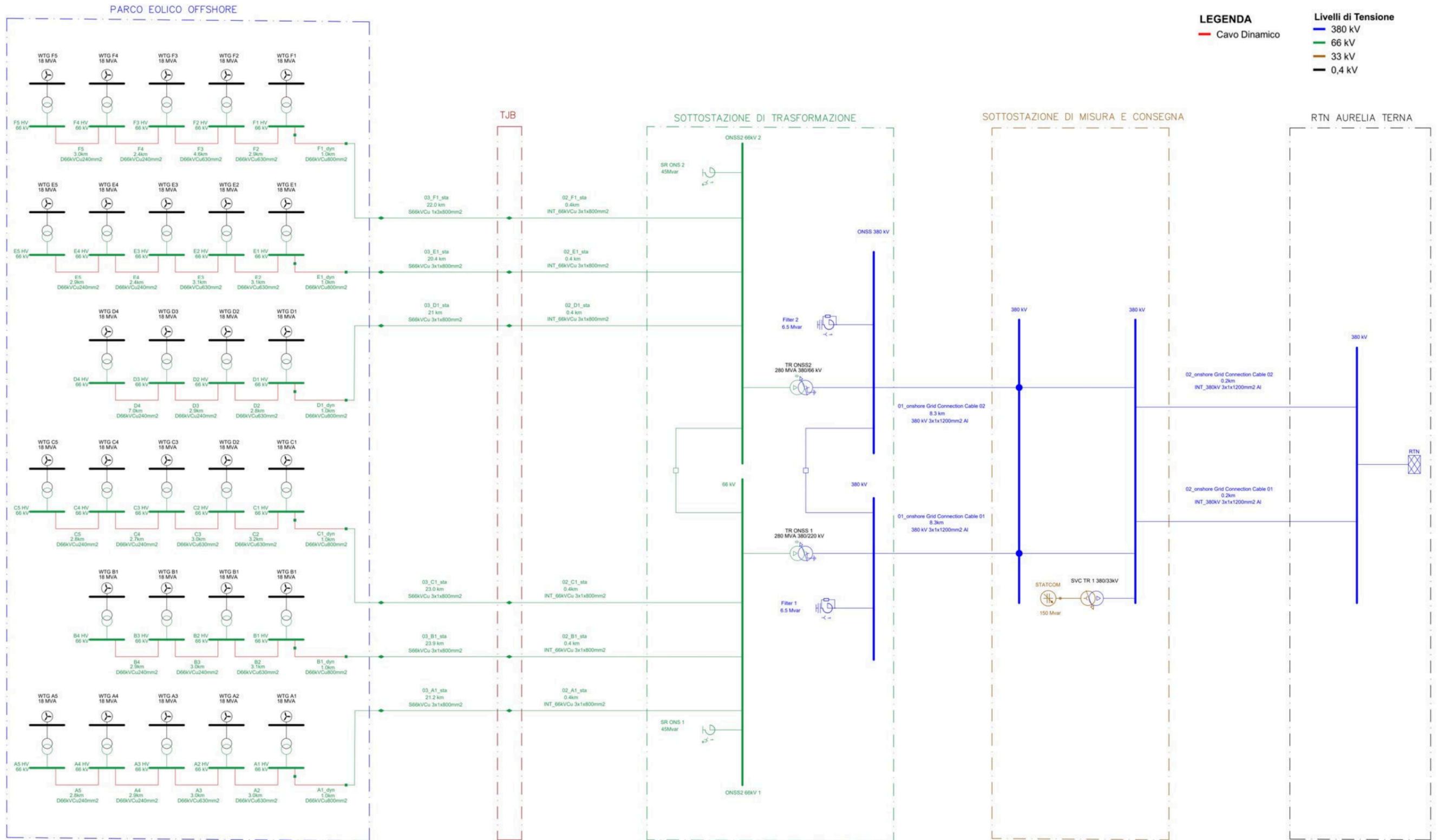
**Figura 5.2 – Layout preliminare disposizione WTG e cavi offshore.**

Elaborazione iLStudio.



**Figura 5.3 – Layout preliminare disposizione sottostazioni e cavi onshore.**

Elaborazione iLStudio.



**Figura 5.4 – Schema Unifilare.**  
Elaborazione iLStudio.

<b>PARCO EOLICO OFFSHORE AL LARGO DELLE COSTE DI CIVITAVECCHIA</b> PROGETTO DEFINITIVO		
<b>Relazione elettrica</b>		
Codice documento: <b>C0123ER00RELELE00a</b>	Data emissione: <b>Luglio 2023</b>	Pagina <b>56 di 68</b>

## 5.2 Calcolo dei flussi di potenza

Lo scopo del calcolo del flusso di potenza (load flow) è quello di verificare che la portata dei cavi selezionati sia compatibile con la condizione di funzionamento a pieno carico in stato stazionario. La condizione a pieno carico si verifica quando gli aerogeneratori producono la potenza massima.

Il dimensionamento del cavo è effettuato considerando condizioni conservative di posa e configurazione, in relazione alle condizioni ambientali quali, ad esempio, temperatura e resistività termica del mezzo (suolo, acqua, aria).

La Tabella 5.1 riassume le principali caratteristiche dei cavi elettrici utilizzati nel parco eolico. Dalla tipologia di cavo si può distinguere il tratto onshore di linea in cavo a 380 kV caratterizzato da due terne di cavi tripolari di sezione pari a 1200 mm<sup>2</sup> (01\_Onshore Grid Connection Cable 01, 01\_Onshore Grid Connection Cable 02) dal tratto di elettrodotto terrestre 66 kV. L'elettrodotto terrestre 66 kV formato da sei cavi unipolari di sezione pari a 800 mm<sup>2</sup> collegato alla TJB (02\_A1\_sta, 02\_B1\_sta, 02\_C1\_sta, 02\_D1\_sta, 02\_E1\_sta, 02\_F1\_sta), dove parte il tratto di elettrodotto marino 66 kV formato da sei cavi tripolari di sezione pari a 800 mm<sup>2</sup>, distinto per il tratto statico (03\_A1\_sta, 03\_B1\_sta, 03\_C1\_sta, 03\_D1\_sta, 03\_E1\_sta, 03\_F1\_sta) e per il tratto dinamico di sezione 800 mm<sup>2</sup> (A1\_dyn, B1\_dyn, C1\_dyn, D1\_dyn, E1\_dyn, F1\_dyn).

La Tabella 5.2 riporta i risultati del calcolo di load flow. Al centro della tabella si legge la corrente caratterizzante i due estremi di ogni cavo e sulla destra della tabella è riportata la percentuale di carico per ogni cavo. La verifica ha risultato positivo se la percentuale di carico è inferiore del 100 %. Ad esempio in riferimento ad uno dei sei cavi statici marini (03\_A1\_sta) lungo 21,164 km: il terminale 1 (LF A1), corrispondente al punto di giunzione cavo marino/ cavo terrestre è caratterizzato da un'ampiezza di corrente uguale a 775.7 A; il terminale 2 (Sta/Dyn A1) corrispondente al punto di giunzione cavo marino statico/ cavo marino dinamico è caratterizzato da un'ampiezza di corrente uguale a 768 A. La percentuale di carico del cavo in funzione del terminale più carico e della portata nominale del cavo è 83.0 %, la verifica perciò è positiva.

L'analisi conferma la correttezza delle scelte progettuali. Il cavo con il carico percentuale più alto corrisponde al tratto di elettrodotto dinamico 66 kV marino, ed in particolare ad una delle due terne costituenti l'elettrodotto: il cavo 03\_A1\_sta ha un carico percentuale del 83.1 %.

**Tabella 5.1 – Identificativi e tipologie cavi.**

Identificativo cavo	Tipologia	Lunghezza [km]	Identificativo cavo	Tipologia	Lunghezza [km]
02_Onshore Grid ConnectionCable 01	380kV 3x1x1200mm2 Al	0.2	02_F1_sta	INT_66kVCu800mm2	0.365
02_Onshore Grid ConnectionCable 02	380kV 3x1x1200mm2 Al	0.2	03_A1_sta	S66kVCu800mm2	22.164
01_Onshore Grid ConnectionCable 01	380kV 3x1x1200mm2 Al	8.619	03_B1_sta	S66kVCu800mm2	24.941
01_Onshore Grid ConnectionCable 02	380kV 3x1x1200mm2 Al	8.619	03_C1_sta	S66kVCu800mm2	24.039
02_A1_sta	INT_66kVCu800mm2	0.365	03_D1_sta	S66kVCu800mm2	21.988
02_B1_sta	INT_66kVCu800mm2	0.365	03_E1_sta	S66kVCu800mm2	21.445
02_C1_sta	INT_66kVCu800mm2	0.365	03_F1_sta	S66kVCu800mm2	23.008
02_D1_sta	INT_66kVCu800mm2	0.365	A1_dyn	D66kVCu800mm2	1
02_E1_sta	INT_66kVCu800mm2	0.365	A2	D66kVCu630mm2	2.803

Identificativo cavo	Tipologia	Lunghezza [km]	Identificativo cavo	Tipologia	Lunghezza [km]
---------------------	-----------	----------------	---------------------	-----------	----------------

**Relazione elettrica**

<b>A3</b>	D66kVCu630mm2	2.857	<b>D2</b>	D66kVCu630mm2	6.997
<b>A4</b>	D66kVCu240mm2	2.955	<b>D3</b>	D66kVCu240mm2	2.930
<b>A5</b>	D66kVCu240mm2	2.976	<b>D4</b>	D66kVCu240mm2	2.763
<b>B1_dyn</b>	D66kVCu800mm2	1	<b>E1_dyn</b>	D66kVCu800mm2	1
<b>B2</b>	D66kVCu630mm2	2.926	<b>E2</b>	D66kVCu630mm2	2.858
<b>B3</b>	D66kVCu240mm2	2.991	<b>E3</b>	D66kVCu630mm2	2.416
<b>B4</b>	D66kVCu240mm2	3.068	<b>E4</b>	D66kVCu240mm2	3.060
<b>C1_dyn</b>	D66kVCu800mm2	1	<b>E5</b>	D66kVCu240mm2	3.135
<b>C2</b>	D66kVCu630mm2	2.770	<b>F1_dyn</b>	D66kVCu800mm2	1
<b>C3</b>	D66kVCu630mm2	2.693	<b>F2</b>	D66kVCu630mm2	3.016
<b>C4</b>	D66kVCu240mm2	3.021	<b>F3</b>	D66kVCu630mm2	2.393
<b>C5</b>	D66kVCu240mm2	3.205	<b>F4</b>	D66kVCu240mm2	4.581
<b>D1_dyn</b>	D66kVCu800mm2	1	<b>F5</b>	D66kVCu240mm2	2.864

**Tabella 5.2 – Analisi Load Flow.**

Identificativo cavo	Terminale 1	Ampiezza corrente terminale 1 [A]	Terminale 2	Ampiezza corrente terminale 2 [A]	Portata nominale cavo [A]	Carico percentuale cavo [%]
<b>02_Onshore Grid Connection Cable 01</b>	RTN Terna (PCC)	372	ONSS meas.	372	950	39.2
<b>02_Onshore Grid Connection Cable 02</b>	RTN Terna (PCC)	372	ONSS meas.	372	950	39.2
<b>01_Onshore Grid Connection Cable 01</b>	ONSS meas.	387	ONSS 380 kV	372	950	40.8
<b>01_Onshore Grid Connection Cable 02</b>	ONSS meas.	387	ONSS 380kV	372	950	40.8
<b>02_A1_sta</b>	ONSS1 66kV	776	LF A1	776	990	78.4
<b>02_B1_sta</b>	ONSS1 66kV	626	LF B1	625	990	63.2
<b>02_C1_sta</b>	ONSS1 66kV	776	LF C1	775	990	78.3
<b>02_D1_sta</b>	ONSS2 66kV	627	LF D1	627	990	63.4
<b>02_E1_sta</b>	ONSS2 66kV	776	LF E1	775	990	78.4
<b>02_F1_sta</b>	ONSS2 66kV	776	LF F1	775	990	78.3
<b>03_A1_sta</b>	LF A1	776	Sta/Dyn A1	768	934	83.1
<b>03_B1_sta</b>	LF B1	625	Sta/Dyn B1	615	934	66.9
<b>03_C1_sta</b>	LF C1	775	Sta/Dyn C1	767	934	83.0
<b>03_D1_sta</b>	LF D1	627	Sta/Dyn D1	617	934	67.1
<b>03_E1_sta</b>	LF E1	775	Sta/Dyn E1	767	934	83.0
<b>03_F1_sta</b>	LF F1	775	Sta/Dyn F1	766	934	83.0
<b>A1_dyn</b>	Sta/Dyn A1	768	WTG HV A1	767	927	82.8
<b>A2</b>	WTG HV A1	614	WTG HV A2	613	827	74.3
<b>A3</b>	WTG HV A2	460	WTG HV A3	459	827	55.6
<b>A4</b>	WTG HV A3	306	WTG HV A4	305	501	61.1

Identificativo cavo	Terminale 1	Ampiezza corrente terminale 1 [A]	Terminale 2	Ampiezza corrente terminale 2 [A]	Portata nominale cavo [A]	Carico percentuale cavo [%]
A5	WTG HV A4	153	WTG HV A5	152	501	30.5
B1_dyn	Sta/Dyn B1	615	WTG HV B1	615	927	66.4
B2	WTG HV B1	46	WTG HV B2	460	827	55.8
B3	WTG HV B2	307	WTG HV B3	306	827	61.3
B4	WTG HV B3	153	WTG HV B4	153	501	30.6
C1_dyn	Sta/Dyn C1	767	WTG HV C1	766	927	82.7
C2	WTG HV C1	613	WTG HV C2	612	827	74.2
C3	WTG HV C2	459	WTG HV C3	458	827	55.5
C4	WTG HV C3	306	WTG HV C4	305	501	61.0
C5	WTG HV C4	153	WTG HV C5	152	501	30.5
D1_dyn	Sta/Dyn D1	617	WTG HV D1	616	927	66.5
D2	WTG HV D1	463	WTG HV D2	459	827	56.0
D3	WTG HV D2	307	WTG HV D3	306	827	61.2
D4	WTG HV D3	153	WTG HV D4	152	501	30.6
E1_dyn	Sta/Dyn E1	767	WTG HV E1	767	927	82.8
E2	WTG HV E1	614	WTG HV E2	613	827	74.2
E3	WTG HV E2	460	WTG HV E3	459	827	55.6
E4	WTG HV E3	306	WTG HV E4	305	501	61.1
E5	WTG HV E4	153	WTG HV E5	152	501	30.5
F1_dyn	Sta/Dyn F1	766	WTG HV F1	766	927	82.7
F2	WTG HV F1	613	WTG HV F2	612	827	74.1
F3	WTG HV F2	459	WTG HV F3	458	501	55.5
F4	WTG HV F3	306	WTG HV F4	304	501	61.0
F5	WTG HV F4	153	WTG HV F5	152	501	30.4
<b>Verifica idoneità tipologia cavo: la scelta del cavo è OK quando il carico percentuale cavo è sotto il 100%. Carico cavo = massima ampiezza di corrente / portata nominale di corrente</b>						

### 5.3 Calcolo delle correnti di corto circuito

La Tabella 5.3 di seguito riporta i risultati del modello di calcolo delle correnti di cortocircuito. Il calcolo prevede due diverse correnti di cortocircuito:

- massima corrente di cortocircuito 3 fasi;
- massima corrente di cortocircuito 1 fase, tra fase e terra.

La corrente di cortocircuito trifase viene calcolata come corto circuito simmetrico tra le 3 fasi, mentre il corto circuito monofase viene calcolato tra il conduttore e lo schermo del conduttore collegato a terra.

La verifica è superata se l'ampiezza di corto circuito effettiva ( $I_k''$ ) risulta essere inferiore alla corrente massima di corto circuito sopportata dai cavi sullo schermo e sul conduttore per 1 secondo.

Come si evince dalla tabella seguente, tale condizione è verificata per tutti i cavi.

**Tabella 5.3 – Calcolo correnti di corto circuito.**

Identificativo cavo	Terminale 1	Terminale 2	Trifase $I_k''$ [kA]	Trifase ip [kA]	$I_{max-1,cond}$ [kA]	Monofase $I_k''$ [kA]	Monofase ip [kA]	$I_{max-2,scher}$ [kA]
01_Onshore Grid Connection Cable 01	PCC	ONSS 380kV	39.306	94.506	172	24.512	59.133	46
01_Onshore Grid Connection Cable 02	PCC	ONSS 380kV	39.306	94.506	172	24.512	59.133	46
02_A1	ONSS 66kV 1	LF A1	19.117	48.436	20	1.679	2.9	3
02_B1	ONSS 66kV 1	LF B1	19.347	48.762	20	1.443	2.565	3
Identificativo cavo	Terminale 1	Terminale 2	Trifase $I_k''$ [kA]	Trifase ip [kA]	$I_{max-1,cond}$ [kA]	Monofase $I_k''$ [kA]	Monofase ip [kA]	$I_{max-2,cond}$ [kA]
02_C1	ONSS 66kV 1	LF C1	19.117	48.436	20	1.673	2.883	3
02_D1	ONSS 66kV 2	LF D1	19.347	48.762	20	1.488	2.676	3
02_E1	ONSS 66kV 2	LF E1	19.117	48.436	20	1.716	2.99	3
02_F1	ONSS 66kV 2	LF F1	19.117	48.436	20	1.7	2.95	3
03_A1_sta	LF A1	Sta/Dyn A1	10.103	22.55	20	1.835	3.075	3
03_B1_sta	LF B1	Sta/Dyn B1	9.673	21.35	20	1.612	2.762	3
03_C1_sta	LF C1	Sta/Dyn C1	9.803	21.797	20	1.838	3.076	3
03_D1_sta	LF D1	Sta/Dyn D1	10.468	23.334	20	1.633	2.826	3
03_E1_sta	LF E1	Sta/Dyn E1	9.872	21.971	20	1.884	3.174	3
03_F1_sta	LF F1	Sta/Dyn F1	9.406	20.811	20	1.884	3.164	3
A1_dyn	Sta/Dyn A1	WTG HV A1	9.876	21.98	20	1.843	3.087	3
A2	WTG HV A1	WTG HV A2	9.492	20.738	20	1.628	2.783	3
A3	WTG HV A2	WTG HV A3	9.03	18.981	20	1.408	2.439	3
A4	WTG HV A3	WTG HV A4	8.619	17.523	20	1.188	2.103	3
A5	WTG HV A4	WTG HV A5	8.268	16.334	20	0.97	1.775	3
B1_dyn	Sta/Dyn B1	WTG HV B1	9.467	20.842	20	1.62	2.775	3
B2	WTG HV B1	WTG HV B2	8.985	19.001	20	1.399	2.43	3
B3	WTG HV B2	WTG HV B3	8.565	17.499	20	1.18	2.093	3
B4	WTG HV B3	WTG HV B4	8.198	16.255	20	0.962	1.764	3
C1_dyn	Sta/Dyn C1	WTG HV C1	9.589	21.264	20	1.847	3.088	3
C2	WTG HV C1	WTG HV C2	9.246	20.137	20	1.632	2.785	3
C3	WTG HV C2	WTG HV C3	8.856	18.604	20	1.41	2.443	3
C4	WTG HV C3	WTG HV C4	8.458	17.184	20	1.191	2.107	3

Identificativo cavo	Terminale 1	Terminale 2	Trifase I <sub>k"</sub> [kA]	Trifase I <sub>p</sub> [kA]	I <sub>max-1,cond</sub> [kA]	Monofase I <sub>k"</sub> [kA]	Monofase I <sub>p</sub> [kA]	I <sub>max-2,scher</sub> [kA]
C5	WTG HV C4	WTG HV C5	8.141	16.084	20	0.973	1.78	3
D1_dyn	Sta/Dyn D1	WTG HV D1	10.227	22.729	20	1.641	2.838	3
D2	WTG HV D1	WTG HV D2	8.565	17.484	20	1.445	2.474	3
D3	WTG HV D2	WTG HV D3	8.17	16.184	20	1.228	2.145	3
D4	WTG HV D3	WTG HV D4	7.89	15.252	20	1.01	1.822	3
E1_dyn	Sta/Dyn E1	WTG HV E1	9.655	21.429	20	1.892	3.187	3
E2	WTG HV E1	WTG HV E2	9.337	20.36	20	1.676	2.881	3
E3	WTG HV E2	WTG HV E3	8.994	18.959	20	1.454	2.538	3
E4	WTG HV E3	WTG HV E4	8.566	17.443	20	1.236	2.201	3
E5	WTG HV E4	WTG HV E5	8.195	16.197	20	1.019	1.872	3
F1_dyn	Sta/Dyn F1	WTG HV F1	9.209	20.325	20	1.893	3.178	3
F2	WTG HV F1	WTG HV F2	8.937	19.387	20	1.677	2.874	3
F3	WTG HV F2	WTG HV F3	8.646	18.158	20	1.455	2.533	3
F4	WTG HV F3	WTG HV F4	8.004	16.09	20	1.245	2.198	3
F5	WTG HV F4	WTG HV F5	7.776	15.246	20	1.026	1.873	3

**I<sub>max-1,cond</sub>**: Max. corrente di cortocircuito sopportata dal conduttore per una durata 1 s.

**I<sub>max-2,scher</sub>**: Max. corrente di cortocircuito sopportata dallo schermo per una durata 1 s.

## 5.4 Strategia di controllo di tensione e potenza reattiva

La progettazione del parco eolico offshore implica un controllo della tensione sia della rete interna del sistema sia nel punto di collegamento alla Rete PCC.

Il controllo della tensione è importante per la protezione delle apparecchiature e dei sistemi da sovratensioni non previste. Inoltre, quando la rete elettrica è costituito principalmente da cavi interrati, questi producono potenza reattiva capacitiva che deve essere compensata attraverso elementi reattivi di tipo induttivo. La strategia di compensazione della potenza reattiva è strettamente legata alla strategia di controllo della tensione poiché il livello di tensione varia a seconda che il sistema produca o assorba potenza reattiva.

Con una buona strategia di controllo, il parco eolico può soddisfare i requisiti definiti dal Codice di rete di Terna e mantenere un profilo di tensione dell'impianto entro i limiti di sicurezza.

L'output di potenza reattiva al PCC è controllato dai sistemi STATCOM mentre gli shunt reactors sono utilizzati per compensare (assorbire) la potenza reattiva prodotta dal parco eolico.

Lo STATCOM è un elemento chiave nel controllo della potenza reattiva per soddisfare i requisiti del codice di rete. Le aree STATCOM sono state previste per entrambe le sottostazioni (di trasformazione e di misura e consegna), tuttavia verranno dimensionate e definite in una fase successiva di progetto.

La strategia di controllo di tensione si divide principalmente in:

- 1) Lato 380 kV della sottostazione di misura e consegna.  
Elettricamente la sottostazione è vicina alla Rete, quindi la tensione è fortemente legata alla tensione del PCC. La potenza reattiva generata dai cavi 380 kV è compensata da reattori shunt.
- 2) Lato 66 kV della sottostazione di trasformazione.

La potenza reattiva generata dai cavi 66 kV del parco eolico (inclusi i cavi di export) viene compensata dai WTG e dagli shunt reactor lato 66 kV.

3) Lato 66 kV della sottostazione di trasformazione.

La tensione viene mantenuta quanto più vicina al valore nominale attraverso i tap changers dei trasformatori (controllo ad azione lenta).

Nei seguenti tre esempi di controllo della tensione si considerano tre condizioni nominali:

- livello di tensione 0.9 p.u. del PCC;
- livello di tensione 1.0 p.u. del PCC;
- livello di tensione 1.1 p.u. del PCC.

#### **5.4.1 Livello di tensione del punto di consegna 1.0 p.u.**

La prima condizione nominale del sistema si verifica con un valore di tensione nel punto di collegamento alla Rete uguale a 380 kV. Questo equivale ad un valore di 1.0 p.u.

La Figura 5.5 mostra i grafici di seguito descritti.

Il grafico in alto a sinistra riporta i valori di tensione al variare della potenza reattiva prodotta. Rispettivamente sono rappresentate le curve: in blu potenza reattiva erogata dal parco eolico (asse X) in funzione della potenza attiva al PCC. Per soddisfare i requisiti del codice di rete deve poter assorbire il 35% della potenza nominale.

Il grafico in alto al centro riporta il carico dei cavi di Export 66 kV. Il carico dei cavi deve necessariamente rimanere al di sotto del 100% in tutti i punti operativi.

Nel grafico in alto a destra vengono riportate le curve della potenza reattiva in uscita di WTG (asse X) in funzione della potenza attiva prodotta (asse Y).

Nel grafico in basso a sinistra sono riportati i valori di tensione in p.u. lato BT e AT (asse X) in funzione della potenza attiva prodotta dalle WTG. Come si nota dal grafico le curve risultano lontane dal limite tratteggiato in rosso.

In basso al centro è raffigurata la curva della potenza reattiva prodotta da reattori shunt variabili lato 380 kV (asse X), in funzione della potenza attiva del parco eolico al PCC (asse Y).

In basso a destra infine sono riportate le tensioni delle sbarre in p.u. lato 66 kV, 380 kV e tensione al PCC (asse X), in funzione della potenza attiva prodotta dal parco eolico (asse Y).

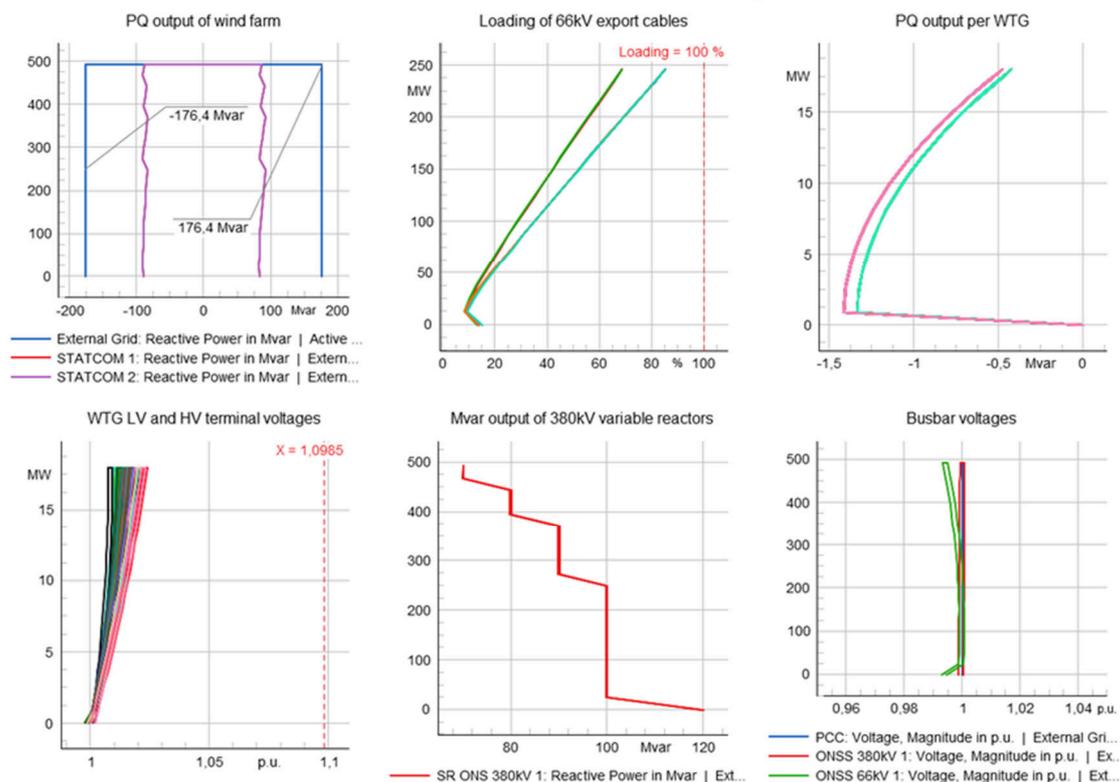


Figura 5.5 – Controllo della tensione di WTG in condizioni nominali, tensione PCC 1.0 p.u.

In Figura 5.6 vengono riportati i valori delle tensioni, in blu, con relativi limiti (linee rosse tratteggiate) dei sei percorsi cavo che partono dalle WTG più lontane dalla costa e sbarcano sulla ONSS 66/380 kV di trasformazione.

Prendendo come esempio la figura in alto a sinistra viene raffigurata la tensione del percorso “A”.

Il percorso del cavo parte nella WTG A5, dove con una serie di cavi dinamici in entra ed esci, collega WTG A4, WTG A3, WTG A2, WTG A1. In uscita dal WTG A1 si ha un tratto di cavo dinamico e successivamente a questo parte il cavo di export 66 kV fino ad arrivare alla sottostazione di trasformazione. Analogamente si ripete lo stesso ragionamento per tutti e sei i percorsi cavo.

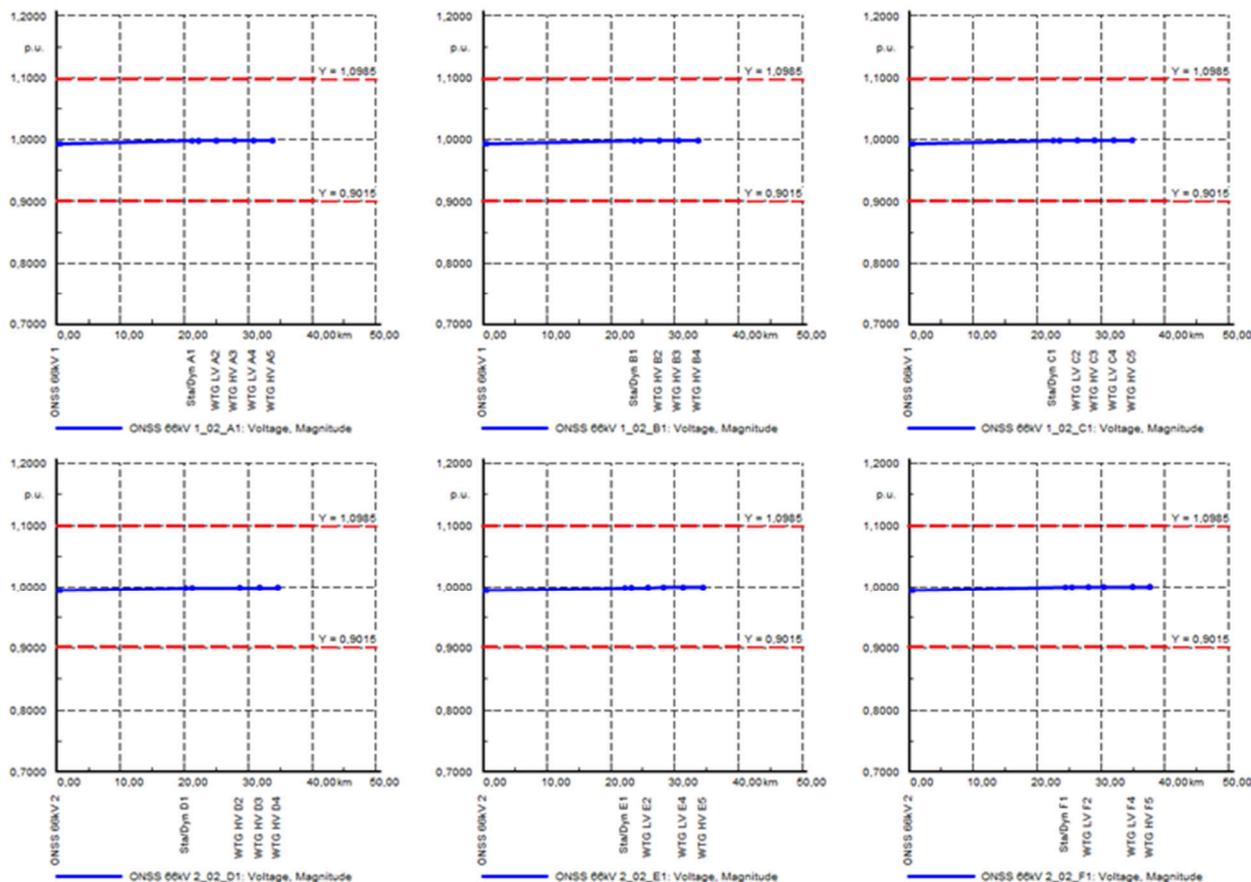
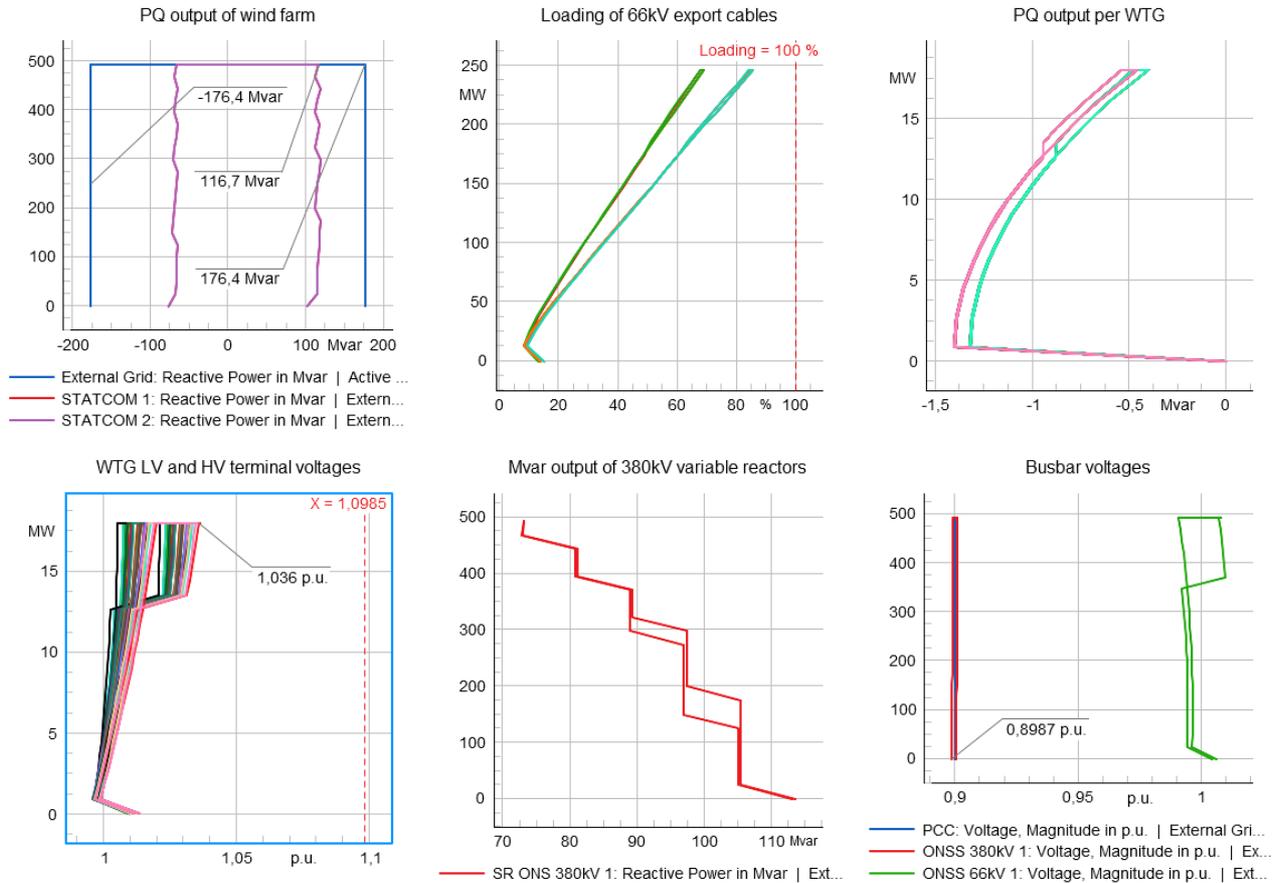


Figura 5.6 – Tensione dei cavi di export dal OWF alla ONSS 1 p.u.

### 5.4.2 Livello di tensione del punto di consegna 0.9 p.u.

La condizione di 0.9 p.u. del punto di collegamento con la Rete Elettrica Nazionale (RTN) è considerata come una tensione nominale diminuita, compatibile con i requisiti del Codice di Rete e pertanto il sistema di generazione e trasmissione del parco eolico deve essere progettato per rispondere a questa condizione.

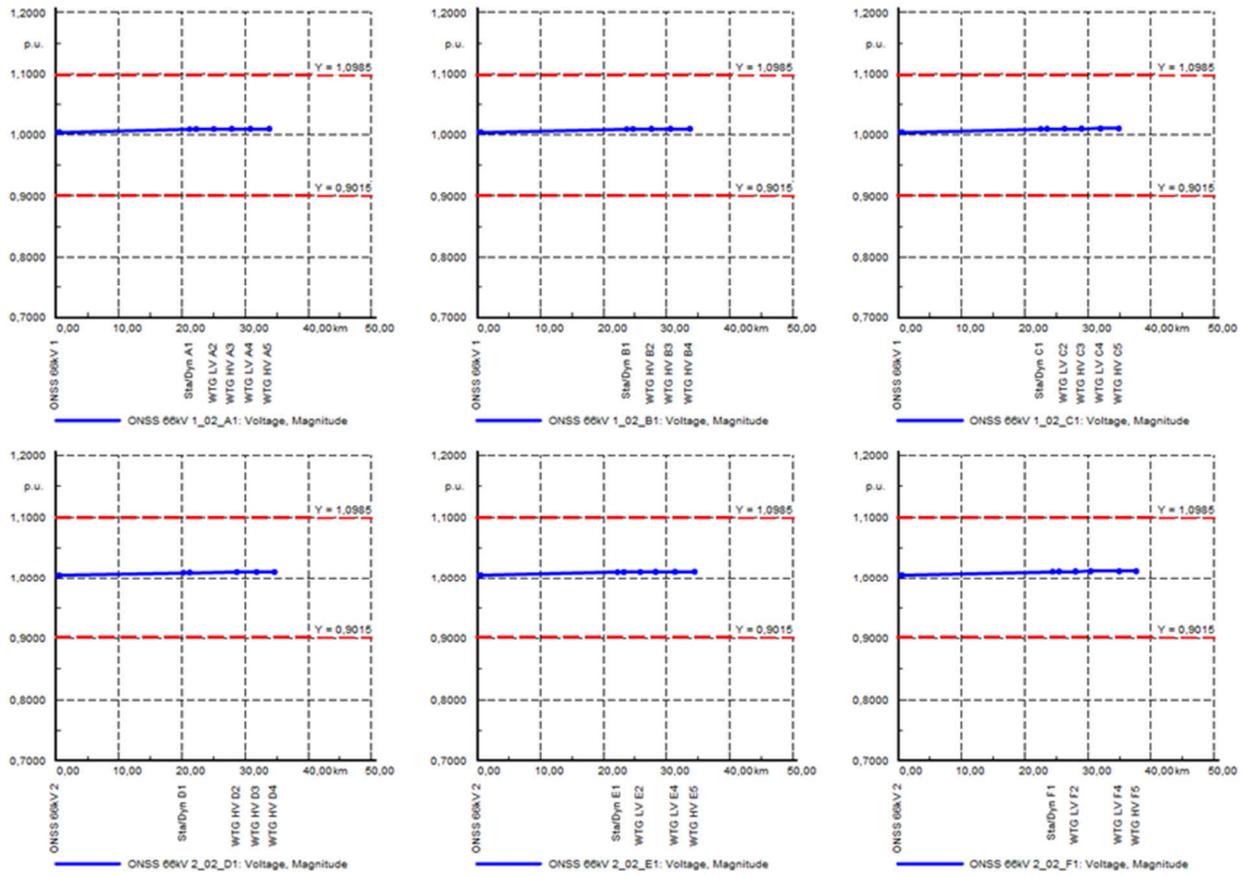
Le Figura 5.7 e Figura 5.8 mostrano i grafici descritti nel paragrafo precedente, questa volta per un livello al punto di consegna di 0.9 p.u.



**Figura 5.7 – Controllo della tensione di WTG in condizioni nominali, tensione PCC 0.9 p.u.**

Da notare come il valore di tensione della sottostazione di misura e consegna è fortemente legato al valore della tensione al PCC (Figura 5.7 in basso a destra).

**Relazione elettrica**

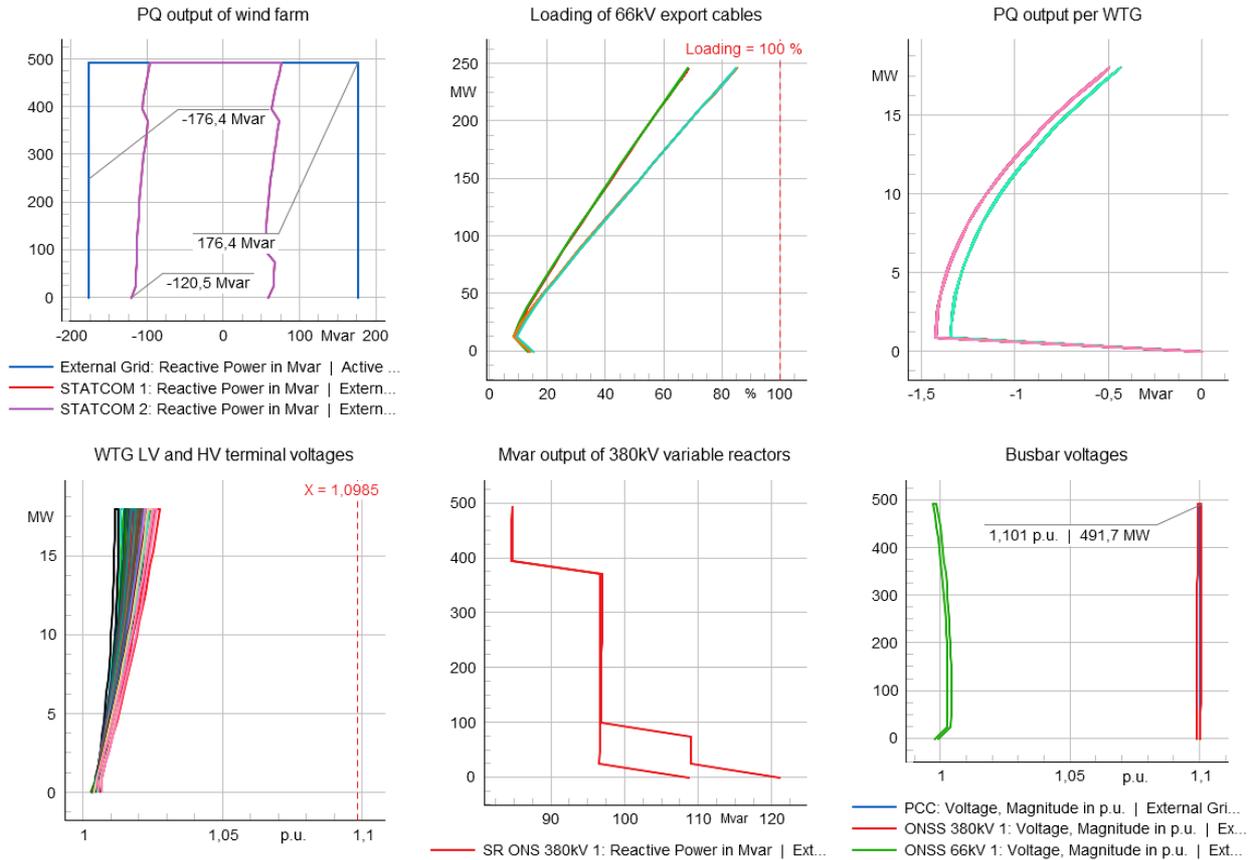


**Figura 5.8 – Tensione dei cavi di export dal OWF alla ONSS 0.9 p.u.**

### 5.4.3 Livello di tensione del punto di consegna 1.1 p.u.

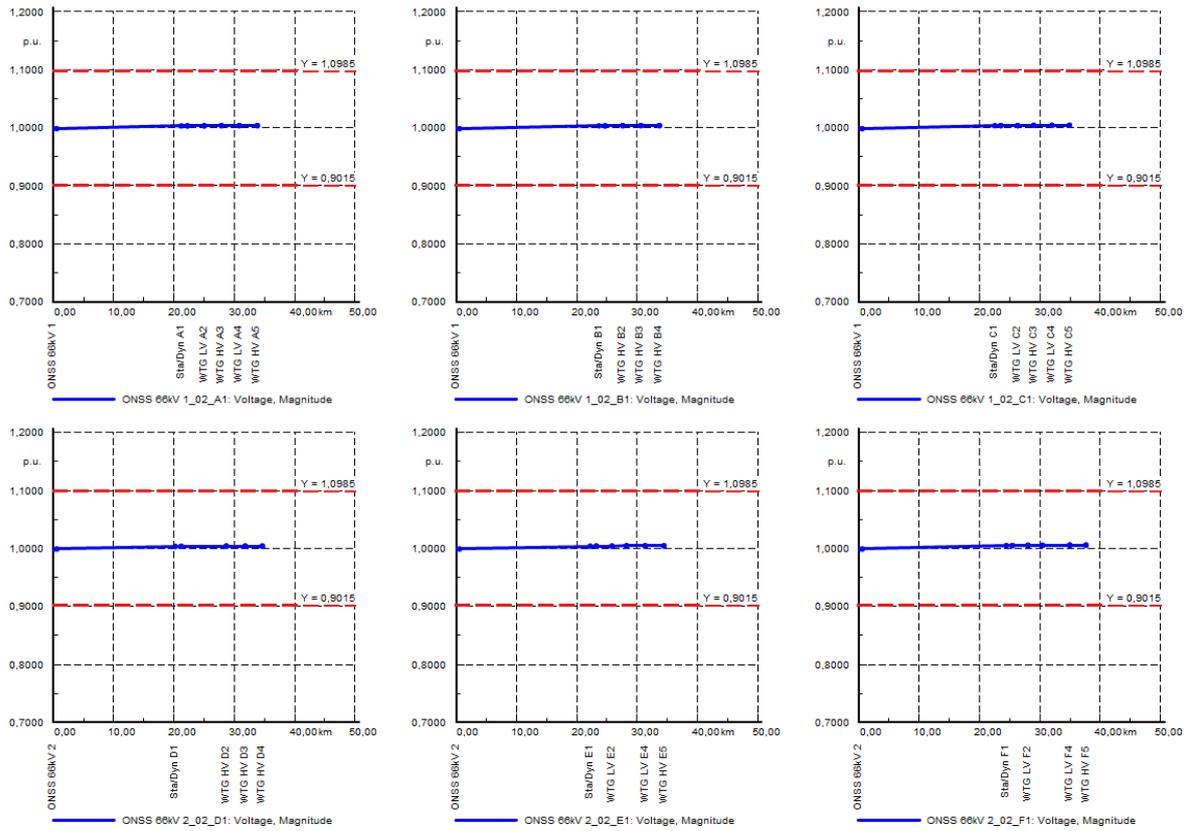
La condizione di 1.1 p.u. del punto di collegamento con la Rete Elettrica Nazionale (RTN) è considerata come una tensione nominale aumentata, compatibile con i requisiti del Codice di Rete e pertanto il sistema di generazione e trasmissione del parco eolico deve essere progettato per rispondere a questa condizione.

Figura 5.9 e Figura 5.10 mostrano i grafici descritti nel paragrafo 5.4.1., questa volta per un livello al punto di consegna di 1.1 p.u.



**Figura 5.9 – Controllo della tensione di WTG in condizioni nominali, tensione PCC 1.1 p.u.**

**Relazione elettrica**



**Figura 5.10 – Tensione dei cavi di export dal OWF alla ONSS 1.1 p.u.**

<b>PARCO EOLICO OFFSHORE AL LARGO DELLE COSTE DI CIVITAVECCHIA</b> PROGETTO DEFINITIVO		
<b>Relazione elettrica</b>		
Codice documento: <b>C0123ER00RELELE00a</b>	Data emissione: <b>Luglio 2023</b>	Pagina <b>68 di 68</b>

*Il presente documento, composto da n. 77 fogli è protetto dalle leggi nazionali e comunitarie in tema di proprietà intellettuali delle opere professionali e non può essere riprodotto o copiato senza specifica autorizzazione del Progettista.*

*Taranto, Luglio 2023*

*Dott. Ing. Luigi Severini*