

RWE

Impianto Eolico Offshore *Puglia 1*

**Istanza di avvio della consultazione per la
definizione dei contenuti dello Studio di
Impatto Ambientale**

Relazione elettrica

Codice elaborato: Rel_03



Impianto Eolico Offshore Puglia 1

Istanza di avvio della consultazione per la definizione dei contenuti dello Studio di Impatto Ambientale

Relazione elettrica

Codice elaborato: Rel_03

Preparato e approvato da: RWE Renewables Italia S.r.l.

Verificato da Tecnoconsult Engineering Construction S.r.l.

Data: 16 marzo 2023

Testo: © RWE Renewables Italia S.r.l., 2023

Mappe e disegni schematici: © RWE Renewables Italia S.r.l., 2023, eccetto dove specificato

Immagini: © RWE AG, 2023, eccetto dove specificato

RWE Renewables Italia S.r.l.

Sede legale:

Via Andrea Doria 41/G

00192 Roma, Italia

Telefono: +39 0695056362

Fax: +39 0695056108

Sito web: it.rwe.com

PEC: rwerenewablesitaliasrl@legalmail.it

Capitale Sociale: € 20.000.000,00 interamente versato

Partita IVA / Codice Fiscale: 06400370968

R.E.A. RM 1284519

Soggetta a direzione e coordinamento del socio unico RWE Renewables International Participations B.V.

Indice

1. Premessa.....	1
2. Leggi e normativa di riferimento.....	1
2.1 Legislazione.....	1
2.2 Normativa CEI/UNI/IEC.....	2
3. Generalità.....	4
3.1 Caratteristiche generali.....	5
3.2 Caratteristiche degli aerogeneratori.....	6
3.3 Protezione delle apparecchiature utilizzate.....	7
3.4 Segnalazione aerea e marittima.....	8
4. Cavidotti e connessione alla rete.....	9
4.1 Opere in mare e a terra.....	9
Opere in mare.....	9
Opere a terra per la connessione alla RTN.....	9
4.1 Dimensionamento dei cavi elettrici marini inter-array.....	10
Accorgimenti per la posa dei cavi sommersi.....	14
4.2 Dimensionamento cavidotto di esportazione di potenza (Export) - 275 kV.....	15
4.2.1 Accorgimenti per la posa del cavidotto di esportazione sommerso.....	16
4.2.2 Accorgimenti per la posa del cavidotto di esportazione interrato.....	18
Coesistenza tra i cavi AT e i sottoservizi.....	18
Coesistenza tra cavi di energia e telecomunicazione:.....	18
Coesistenza tra cavi di energia e tubazioni o serbatoi metallici interrati:.....	19
Serbatoi di liquidi e gas infiammabili.....	19
5. Fibra ottica.....	19
6. Sottostazioni di trasformazione.....	20
6.1 Stazione elettrica offshore.....	20
6.1.1 Apparecchiature di misura in sottostazione.....	21
6.1.2 Protezione lato AT 66 kV.....	21
6.1.3 Protezione del trasformatore 275/66 kV.....	22
6.2 Stazione elettrica onshore.....	22
6.2.1 Rete di terra.....	23
6.2.2 Sistemi di protezione.....	23
6.2.3 Apparecchiature di misura in sottostazione.....	23



6.2.4 RTU della sottostazione e dell'impianto AT di consegna.....	23
6.2 Connessione alla rete 380 kV	24
7. Bibliografia.....	24

1. Premessa

La presente relazione tecnica è relativa alla redazione del progetto per la realizzazione di un impianto eolico offshore denominato **Impianto Eolico Offshore “Puglia 1”** (o anche “Progetto”) e proposto dalla società RWE Renewables Italia S.r.l.

Il Progetto è finalizzato alla realizzazione di un impianto eolico offshore per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica, costituito da n. 60 aerogeneratori, installati su piattaforme flottanti, ciascuno di potenza nominale pari a 15 MW per una potenza complessiva di 900 MW.

Il sito (o area d’interesse) del Progetto si trova a circa 37 km (punto più vicino) dalla costa di Santa Maria di Leuca, frazione di Castrignano del Capo (LE) in Puglia. Nell’area di interesse insistono gli aerogeneratori e la sottostazione di trasformazione offshore 275/66 kV.

La successiva stazione di trasformazione onshore 380/275 kV sarà realizzata nei pressi della stazione elettrica (“SE”) a 380 kV della RTN denominata “Galatina”, punto di consegna richiesto a TERNA S.p.A. (“TERNA”).

2. Leggi e normativa di riferimento

Il progetto elettrico oggetto della presente relazione è stato realizzato nel rispetto dei criteri di tecnica impiantistica, nel rispetto della “regola dell’arte”, nonché delle leggi, norme e disposizioni vigenti. In particolare:

2.1 Legislazione

- Legge sulla prevenzione degli infortuni sul lavoro: D. Lgs 81/08;
- Regio Decreto 11 dicembre 1933 n° 1775 “Testo Unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici”;
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 “Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia”;
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36, “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”;
- DPCM 8 luglio 2003, “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”;
- Decreto 29 maggio 2008, “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”;
- DPR 8 giugno 2001 n°327 “Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di Pubblica Utilità” e ss.mm.ii.;

Impianto Eolico Offshore *Puglia 1* – Relazione elettrica

- Legge 24 luglio 1990 n° 241, "Norme sul procedimento amministrativo in materia di conferenza dei servizi" come modificato dalla Legge 11 febbraio 2005, n. 15, dal Decreto legge 14 marzo;
- 2005, n. 35 e dalla Legge 2 aprile 2007, n. 40;
- Decreto Legislativo 22 gennaio 2004 n° 42 "Codice dei Beni Ambientali e del Paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137";
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 12 dicembre 2005 "Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42";
- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale" e ss.mm.ii.;
- Legge 5 novembre 1971 n. 1086. "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica. Applicazione delle norme sul cemento armato";
- Decreto Interministeriale 21 marzo 1988 n. 449 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne";
- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991 n. 1260 "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne";
- Decreto Interministeriale del 05/08/1998 "Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
- D.M. 14.01.2018 Norme tecniche per le costruzioni;
- D.M. 03.12.1987 Norme tecniche per la progettazione, esecuzione e collaudo delle costruzioni prefabbricate;
- CNR 10025/98 Istruzioni per il progetto, l'esecuzione ed il controllo delle strutture prefabbricate in calcestruzzo;
- D.lgs n. 192 del 19 agosto 2005 Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- D.Lgs. 17/2010 (Direttiva Macchine).

2.2 Normativa CEI/UNI/IEC

- CEI 11-4, "Esecuzione delle linee elettriche esterne", quinta edizione, 1998-09;
- CEI 11-60, "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne", seconda edizione, 2002-06;
- CEI 211-4, "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche", seconda edizione, 2008-09;

Impianto Eolico Offshore *Puglia 1* – Relazione elettrica

- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", prima edizione, 2001-01;
- CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto", terza edizione, 1997:12;
- CEI 106-11, "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) - Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo", prima edizione, 2006:02;
- CEI EN 61936-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. - Parte 1: Prescrizioni comuni";
- CEI EN 50522 "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.";
- CEI 33-2, "Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi", terza edizione, 1997;
- CEI 36-12, "Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V", prima edizione, 1998;
- CEI 57-2, "Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata", seconda edizione, 1997;
- CEI 57-3, "Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate", prima edizione, 1998;
- CEI 64-2, "Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione" quarta edizione", 2001;
- CEI 64-8/1, "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua", sesta edizione, 2007;
- CEI EN 50110-1-2, "Esercizio degli impianti elettrici", prima edizione, 1998-01;
- CEI EN 60076-1, "Trasformatori di potenza", Parte 1: Generalità, terza edizione, 1998;
- CEI EN 60076-2, "Trasformatori di potenza Riscaldamento", Parte 2: Riscaldamento, terza edizione, 1998;
- CEI EN 60137, "Isolatori passanti per tensioni alternate superiori a 1000 V", quinta edizione, 2004;
- CEI EN 60721-3-4, "Classificazioni delle condizioni ambientali", Parte 3: Classificazione dei gruppi di parametri ambientali e loro severità, Sezione 4: Uso in posizione fissa in luoghi non protetti dalle intemperie, seconda edizione, 1996;
- CEI EN 60721-3-3, "Classificazioni delle condizioni ambientali e loro severità", Parte 3: Classificazione dei gruppi di parametri ambientali e loro severità, Sezione 3: Uso in posizione fissa in luoghi protetti dalle intemperie, terza edizione, 1996;

- CEI EN 60068-3-3, “Prove climatiche e meccaniche fondamentali”, Parte 3: Guida – Metodi di prova sismica per apparecchiature, prima edizione, 1998;
- CEI EN 60099-4, “Scaricatori ad ossido di zinco senza spinterometri per reti a corrente alternata”, Parte 4: Scaricatori ad ossido metallico senza spinterometri per reti elettriche a corrente alternata, seconda edizione, 2005;
- CEI EN 60129, “Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V”, 1998r;
- CEI EN 60529, “Gradi di protezione degli involucri”, seconda edizione, 1997
- CEI EN 62271-100, “Apparecchiatura ad alta tensione”, Parte 100: Interruttori a corrente alternata ad alta tensione, sesta edizione, 2005;
- CEI EN 62271-102, “Apparecchiatura ad alta tensione”, Parte 102: Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata per alta tensione, prima edizione, 2003;
- CEI EN 60044-1, “Trasformatori di misura”, Parte 1: Trasformatori di corrente, edizione quarta, 2000;
- CEI EN 60044-2, “Trasformatori di misura”, Parte 2: Trasformatori di tensione induttivi, edizione quarta, 2001*;
- CEI EN 60044-5, “Trasformatori di misura”, Parte 5: Trasformatori di tensione capacitivi, edizione prima, 2001;
- CEI EN 60694, “Prescrizioni comuni per l’apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione”, seconda edizione 1997;
- CEI EN 61000-6-2, “Compatibilità elettromagnetica (EMC)”, Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali, terza edizione, 2006;
- CEI EN 61000-6-4, “Compatibilità elettromagnetica (EMC)”, Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali, seconda edizione, 2007;
- UNI EN 54, “Sistemi di rivelazione e di segnalazione d’incendio”, 1998;
- UNI 9795, “Sistemi automatici di rilevazione e di segnalazione manuale d’incendio”, 2005;
- IEC 61400-24 “Wind energy generation systems - Part 24: Lightning protection”
- IEC 62305-1 “Protection against lightning – Part 1: General principles”;
- Prescrizioni e raccomandazioni TERNA Spa: guide e specifiche tecniche.

3. Generalità

Scopo del documento e dei relativi elaborati grafici è quello di descrivere le caratteristiche tecniche e progettuali del Progetto, al fine del rilascio delle autorizzazioni previste dalla legislazione vigente. Il documento definisce in particolare le scelte tecniche di base per la realizzazione dell’opera in oggetto, comprendenti:

- il tracciato e il dimensionamento dei cavi marini;

Impianto Eolico Offshore *Puglia 1* – Relazione elettrica

- la stazione di trasformazione 275/66 kV di utenza, in mare;
- il tracciato e il dimensionamento dei cavi terrestri interrati, dall'approdo sulla costa fino alla stazione di trasformazione 380/275 kV;
- la stazione di trasformazione onshore 380/275 kV comprensiva di interfaccia con la Rete di Trasmissione Nazionale ("RTN") contenente gli apparati di misura e i sistemi per la compensazione della potenza reattiva del cavo;
- il collegamento alla RTN, da realizzarsi in linea in cavo o in antenna in funzione delle prescrizioni TERNA a 380 kV, tra la stazione di interfaccia e la stazione RTN (SE Galatina).

3.1 Caratteristiche generali

L'impianto eolico offshore per la produzione di energia elettrica avrà le seguenti caratteristiche generali:

- n° 60 aerogeneratori, installati su piattaforma flottante, della potenza massima di circa 15 MW ciascuno ed avente generatore di tipo asincrono, con diametro del rotore pari a 236 m, altezza mozzo pari a 146 m, per un'altezza massima (punta della pala) pari a 270 m, comprensivi al loro interno di cabine elettriche di trasformazione AT/BT;
- rete di collettori elettrici "inter-array" a 66 kV per l'interconnessione tra gli aerogeneratori con cavo dinamico tra di loro e con la sottostazione di trasformazione flottante;
- n° 1 sottostazione elettrica offshore di trasformazione 275/66 kV nei pressi dell'impianto eolico installata su piattaforma flottante;
- rete elettrica per esportazione della potenza prodotta in alta tensione ("AT") 275 kV in cavo posato sul fondale tra la sottostazione offshore e il punto di approdo a terra;
- punto di sbarco del cavidotto su terra ubicato sulla costa indicativamente in una porzione di territorio tra il comune di Otranto (LE) e Santa Cesarea Terme (LE), dove si prevede l'interramento del cavidotto fino al pozzetto di giunzione;
- pozzetto di giunzione indicativamente in una porzione di territorio tra il comune di Otranto (LE) e Santa Cesarea Terme (LE), dove ci sarà la transizione tra cavidotto marino a cavidotto terrestre;
- rete elettrica per esportazione della potenza prodotta in AT 275 kV in cavo interrato tra il pozzetto di giunzione e la sottostazione elettrica onshore;
- n° 1 sottostazione elettrica onshore di trasformazione 380/275 kV da realizzarsi indicativamente nei pressi della stazione elettrica a 380 kV della RTN, denominata "Galatina";
- raccordo in alta tensione ("AT") 380 kV tra la sottostazione elettrica onshore e la stazione elettrica di Galatina;

Impianto Eolico Offshore *Puglia 1* – Relazione elettrica

- rete di monitoraggio in fibra ottica per acquisizione dati e controllo dell'impianto eolico mediante trasmissione dati via modem o satellitare.

Nell'ottica di ottimizzare funzionalità e flessibilità dell'impianto nel suo complesso i seguenti criteri sono stati considerati per la redazione del progetto preliminare dell'impianto elettrico:

- Gli aerogeneratori sono stati collegati con soluzione "entra-esce" raggruppandoli anche in funzione del percorso delle linee in cavo da installare, ottimizzando la scelta delle sezioni dei cavi e lunghezza totale degli stessi. Si sono così individuati 10 sottocampi da sei turbine;
- La sottostazione di trasformazione offshore 275/66 kV è stata ipotizzata nei pressi dell'impianto eolico e permette di raccogliere tutta la potenza prodotta dall'impianto;
- Dalla sottostazione offshore la potenza raccolta verrà convogliata attraverso un cavidotto sommerso e un pozzetto di giunzione allo sbarco prima, e un cavidotto interato poi, verso la sottostazione onshore 380/275 kV situata nei pressi del punto di connessione alla stazione 380kV indicata da TERNA;
- I percorsi delle linee, illustrati nei disegni, potranno essere meglio definiti in fase di progettazione definitiva ed esecutiva nell'ottica di evitare interferenze con altre infrastrutture e parti di altri impianti di qualunque genere; limitando percorsi tortuosi; per facilitare la posa delle condutture e un pronto ripristino delle condizioni *ante-operam*.

3.2 Caratteristiche degli aerogeneratori

Le turbine eoliche ("aerogeneratori") impiegate avranno una potenza indicativa di 15 MW ciascuna, ipotizzandone come tipologia la turbina V236-15 MW di Vestas o similare, il cui prototipo è stato installato in Danimarca nel mese di novembre del 2022 ed entrerà in commercio nel 2024.

In considerazione dello sviluppo tecnologico dei futuri aerogeneratori ed in funzione del percorso autorizzativo e progettuale previsto per l'opera, si potrà prevedere più in avanti l'utilizzo di aerogeneratori con caratteristiche tecniche tali da incrementare le performance energetiche e ambientali del progetto. Lo stesso dicasi per la configurazione delle infrastrutture elettriche. Trattasi di aerogeneratori trifase con potenza massima di 15 MW e tensione nominale preliminarmente definita in 690 V.

Ogni turbina eolica è costituita da una torre, una navicella e un rotore a tre pale; l'intera struttura è sorretta da una fondazione galleggiante. Ogni fondazione galleggiante è fissata a linee di ormeggio ancorate a loro volta sul fondo del mare.

La navicella contiene elementi strutturali (telaio, giunto rotore, cuscinetti), componenti elettromeccanici (generatore, blocco convertitore, sistema di orientamento, sistema di regolazione della pala, sistema di raffreddamento) ed elementi di sicurezza (illuminazione, estintori, freni).

Le pale sono normalmente costruite in fibra di vetro e resina epossidica con rinforzi in materiali compositi. La torre eolica è realizzata in acciaio e divisa in diverse sezioni.

Essa contiene strutture interne secondarie (piattaforme, scale, montacarichi), materiale elettrico e dispositivi di sicurezza (illuminazione, estintori). Le sezioni della torre sono assemblate mediante flange bullonate.

Ogni turbina eolica dovrà essere conforme agli standard internazionali per la sicurezza degli impianti.

La corretta operatività di ogni aerogeneratore è garantito da un sistema di acquisizione continua dei dati di funzionamento (SCADA) e un sistema di controllo integrato che tra le altre cose garantisce:

- il controllo della potenza, che viene eseguito ruotando le pale intorno al proprio asse principale in maniera da aumentare o ridurre la superficie esposta al vento, in base al profilo delle pale e alla velocità del vento;
- il controllo e la direzione della navicella, che serve ad inseguire la direzione del vento, ma che può essere anche utilizzato anche per il controllo della potenza;
- l'avviamento della macchina e la fermata della macchina;
- la comunicazione da e verso la sottostazione offshore e la centrale di controllo remoto.

La tipologia di sistema elettrico generatore-convertitore scelto è del tipo *full-scale converter*. La tipologia indicata sfrutta convertitori di potenza posti elettricamente in serie a ciascuna delle fasi del generatore. La presenza del convertitore conferisce alle turbine una maggiore capacità di regolazione dell'energia reattiva.

3.3 Protezione delle apparecchiature utilizzate

Il sistema delle protezioni sarà conforme alla norma CEI 11-32 per sistemi elettrici di III categoria e relativa variante V1 per gli impianti di produzione eolica, con i livelli di affidabilità che competono ad un sistema non presidiato ed ubicato in località poco accessibili.

Allo scopo dovrà essere previsto un livello di protezione doppio: un sistema di gestione rete digitale interconnesso in fibra ottica per la selettività logica, ed una serie di protezioni tradizionali a relè elettronico quale back-up in caso di disservizio del sistema centrale.

Le protezioni saranno interfacciate con la rete mediante una serie di sensori di tipo tradizionale.

All'eventuale stato di avaria del gestore di rete (realizzato con ampia ridondanza) saranno chiamati a rispondere in logica di selettività tradizionale alcune apparecchiature tradizionali che saranno comunque installate negli scomparti AT a protezione delle funzioni più significative, quali ad esempio:

- interruttori a corrente differenziale;

Impianto Eolico Offshore *Puglia 1* – Relazione elettrica

- sezionatori a corrente verso terra;
- sezionatori a primo guasto a terra per le parti esercite a neutro isolato.

Resta inteso che quanto sopra descritto sarà quota parte del sistema di controllo e protezione integrato, che verrà caratterizzato e dimensionato nelle fasi di progetto successive, tramite un opportuno studio di selettività e coordinamento di dettaglio, che includerà apparati e logiche per ogni livello di *step-up* e delle sottostazioni AT ad essi corrispondenti.

La protezione del generatore è garantita dal costruttore e comprenderà le protezioni preventive, atte a mantenere l'isolamento.

Ogni generatore sarà connesso mediante un trasformatore elevatore trifase, con avvolgimento in alluminio o rame, che eleverà la tensione da BT a 66 kV.

Le protezioni del trasformatore di torre dovranno essere concordate con il fornitore e coordinate in modo da consentire l'interruzione monte/valle con differenziale di corrente e protezione termica per sovraccarico così come protezioni dal corto circuito.

Gli interruttori a monte e valle saranno quindi chiamati a isolarlo sia in caso di guasto interno, che in caso di guasto esterno (sul generatore o sul quadro).

La turbina eolica sarà 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.

Tutte le apparecchiature installate sulla torre eolica dovranno essere dotate di un sistema di protezione dalle scariche atmosferiche con messa a terra tramite scaricatori.

I dispositivi antifulmine dovranno essere conformi allo standard internazionale IEC 61400-24 Ediz.1 e IEC 62305-1 "Protezione parafulmine - paragrafo 1: generale".

Per proteggere le strutture di sostegno dell'impianto eolico dalla corrosione in ambiente con presenza di acqua marina, si dovrà effettuare una 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, il dimensionamento dei sistemi di protezione sarà in accordo alle norme italiane, europee ed internazionali vigenti, affinché un opportuno dimensionamento consenta l'adeguata protezione delle strutture per una vita utile di 30 anni.

3.4 Segnalazione aerea e marittima

La turbina sarà equipaggiata con apposite luci di segnalazione per la navigazione marittima ed aerea, in accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile) e del Comando della Marina Militare.

Per quanto riguarda la navigazione marittima sono applicabili, ad esempio, le seguenti specifiche fornite dalla *International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities (IALA)*:

- Raccomandazione O-139 in merito alla segnalazione di strutture artificiali in mare;
- Raccomandazione E-110 in merito alle caratteristiche ritmiche delle segnalazioni luminose di supporto alla navigazione.

Queste raccomandazioni definiscono, in particolare, le dimensioni, le forme, il colore e il tipo (intermittente, fisso etc.) dei segnali luminosi o elettromagnetici da predisporre. Il piano di segnalamento marittimo sarà sottoposto al parere del Comando Zona dei Fari e dei Segnalamenti Marittimi (MARIFARI) competente per la zona. Inoltre, come raccomandato da IALA O-139, le fondazioni saranno dipinte di giallo, fino a 15 metri sopra il livello delle più alte maree astronomiche.

Infine, ogni turbina eolica dovrà inoltre essere dotata di un tag AIS (*Automatic Identification System*), in modo che le navi con i ricevitori AIS possano vederle e localizzarle con precisione.

4. Cavidotti e connessione alla rete

4.1 Opere in mare e a terra

L'elettrodotto in oggetto costituisce la linea di connessione dell'impianto eolico offshore "Puglia 1" alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). L'intera opera prevede infatti:

Opere in mare

- 60 aerogeneratori di potenza nominale unitaria pari a 15 MW, per una capacità complessiva di 900 MW, di tipo flottante;
- Una rete elettrica sottomarina a tensione nominale pari a 66 kV che collega gli aerogeneratori in serie, raggruppandoli in 10 sezioni principali, per poi connettersi alla stazione elettrica marina di trasformazione 275/66 kV;
- Una piattaforma marina che ospita la stazione di trasformazione elettrica 275/66 kV, attrezzata con 2 trasformatori da 530 MVA, apparecchiature, quadri di controllo e manufatti di servizio;
- Un elettrodotto sottomarino di collegamento tra la stazione elettrica offshore e la buca giunti terra-mare, costituito da una coppia di cavi (uno per ogni trasformatore) AT 275 kV di lunghezza pari a circa 52 km;

Opere a terra per la connessione alla RTN

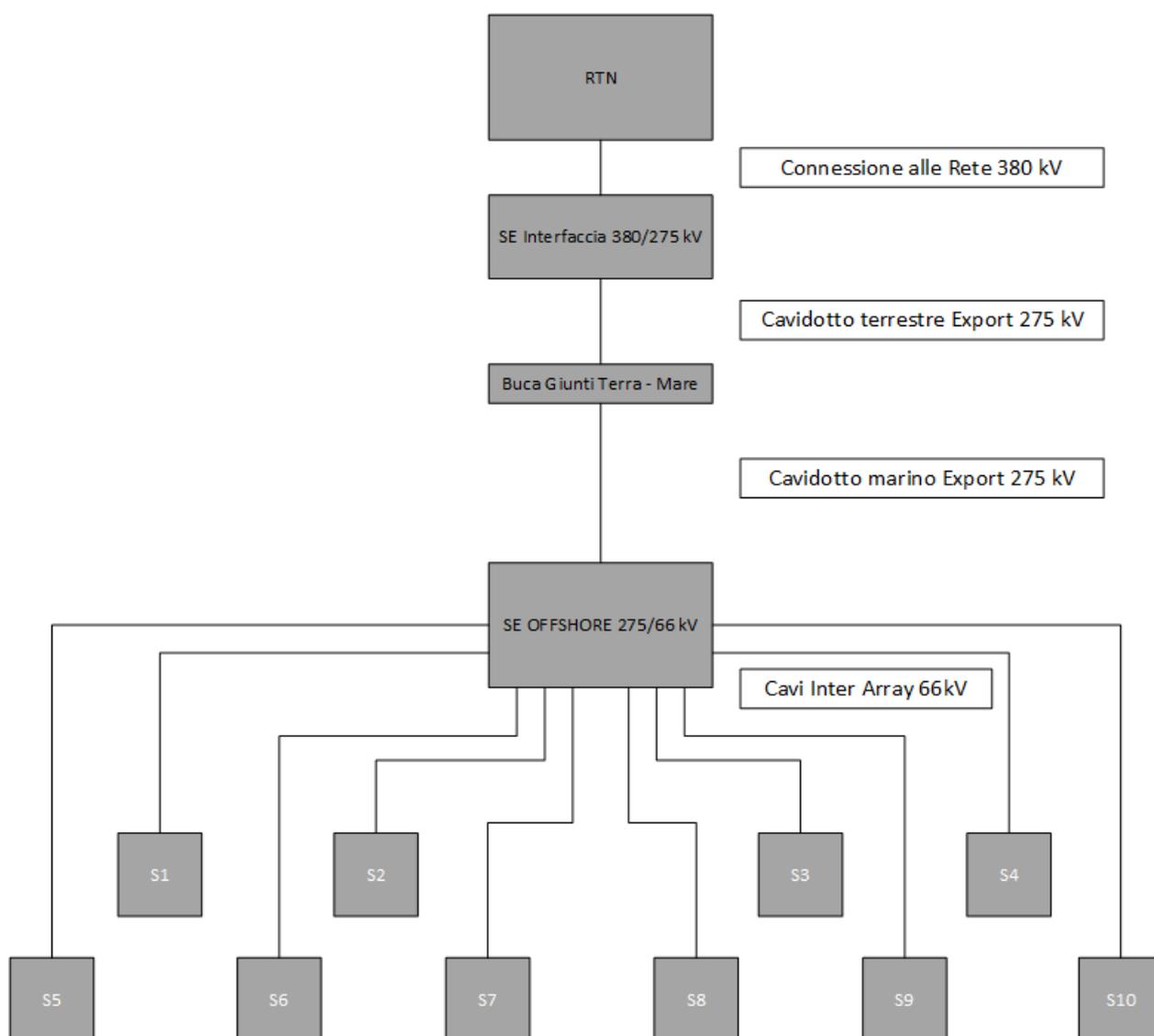
- Una buca giunti interrata, in cui avviene la giunzione tra l'elettrodotto sottomarino e quello terrestre, interrata e posizionata in prossimità dell'approdo dei cavi marini;
- Un elettrodotto terrestre interrato costituito da due circuiti isolati in AT 275 kV, di lunghezza pari a circa 38 km, che raggiungerà una stazione di trasformazione 380/275 kV da realizzarsi in prossimità della stazione elettrica TERNA denominata

Impianto Eolico Offshore *Puglia 1* – Relazione elettrica

“Galatina”, che ospiterà due trasformatori, il reattore per la compensazione della potenza reattiva, le apparecchiature elettromeccaniche, i locali quadri e misure e l’ultimo tratto di cavo interrato per il collegamento alla stazione RTN;

- Uno nuovo stallo a 380 kV posizionato nell’ampliamento della stazione TERNA “Galatina”.

Nella figura seguente è riportato uno schema a blocchi delle connessioni elettriche dell’impianto eolico, come sopra descritte.



4.1 Dimensionamento dei cavi elettrici marini inter-array

I cavidotti marini “inter-array” collegheranno gli aerogeneratori all’interno di ciascun sottocampo in entra-esce per poi collegare l’ultimo aerogeneratore del sottocampo alla stazione offshore.

Impianto Eolico Offshore *Puglia 1* – Relazione elettrica

I cavi utilizzati saranno in rame, per posa sommersa, di tipo multipolare, isolati in XLPE, per una tensione di 66 kV, dotati di schermo metallico comprensivi di fibra ottica a 24 o 48 fibre che sarà alloggiata all'interno del cavo di energia protetto da idoneo setto separatore.

La potenza elettrica raccolta dall'area di produzione (66kV) è trasferita in elettrodotto, in esecuzione sommersa, fino alla sottostazione di trasformazione offshore (275/66kV).

L'elettrodotto si compone di due sezioni fondamentali:

- il collegamento delle diverse torri tra di loro;
- il collegamento dei gruppi di macchine con la sottostazione di trasformazione offshore.

Preliminarmente sono state utilizzate sezioni da 400 e 1000 mm² con tensione nominale pari a 66 kV.

Nelle tabelle seguenti sono riportati i risultati dei calcoli delle correnti di impiego (a tensione e potenza nominale e $\cos\phi$ 0,95), la scelta delle sezioni e la portata dei cavi AT per la posa sommersa. I coefficienti di calcolo sono stati assunti secondo le seguenti ipotesi:

- resistività termica dell'acqua ipotizzata pari a 1.0 K·m/W (coefficiente C_i);
- temperatura dell'acqua ipotizzata pari a 20° C (coefficiente C_a);
- fattori di riduzione se nel cavidotto sono presenti più condutture (coefficiente C_g);
- profondità di posa non applicabile per posa sommersa (coefficiente C_d);
- condizioni di posa con la situazione termica più critica.

La scelta della sezione è stata effettuata considerando che il cavo deve avere una portata I_z uguale o superiore alla corrente di impiego I_b del circuito.

Per la scelta del numero di cavi e della sezione si è tenuto conto anche della caduta di tensione sulla linea in un'ottica di minimizzazione delle perdite elettriche.

La progettazione definitiva ed esecutiva dei cavidotti verrà effettuata in stretta collaborazione con il fornitore dei cavi in un'ottica di ottimizzazione dei costi di produzione dell'energia elettrica per la durata utile dell'impianto. Per la disposizione e la nomenclatura degli aerogeneratori si faccia riferimento alla planimetria ed allo schema unifilare.

Sottocampo 1

From	To	Length (m)	No WTG	Cross Section (mm ²)	Peak Current (I _b)	Cable Rating (I _z)
OSP	50	2375.58	6	1000	787	850
50	49	2015.32	5	1000	656	850
49	48	2015.32	4	400	525	590
48	47	2015.32	3	400	394	590
47	46	2015.32	2	400	262	590
46	45	2015.32	1	400	131	590

Impianto Eolico Offshore *Puglia 1* - Relazione elettrica

Sottocampo 2

From	To	Length (m)	No WTG	Cross Section (mm²)	Peak Current (I_b)	Cable Rating (I_z)
OSP	33	5136.67	6	1000	787	850
33	32	2015.32	5	1000	656	850
32	31	2015.32	4	400	525	590
31	30	2015.32	3	400	394	590
30	29	2015.32	2	400	262	590
29	28	2015.32	1	400	131	590

Sottocampo 3

From	To	Length (m)	No WTG	Cross Section (mm²)	Peak Current (I_b)	Cable Rating (I_z)
OSP	34	3737.26	6	1000	787	850
34	15	6203.15	5	1000	656	850
15	14	2015.32	4	400	525	590
14	13	2015.32	3	400	394	590
13	12	2015.32	2	400	262	590
12	4	3210.41	1	400	131	590

Sottocampo 4

From	To	Length (m)	No WTG	Cross Section (mm²)	Peak Current (I_b)	Cable Rating (I_z)
OSP	35	2409.09	6	1000	787	850
35	17	4961.25	5	1000	656	850
17	16	2015.32	4	400	525	590
16	7	3918.86	3	400	394	590
7	6	2015.32	2	400	262	590
6	5	2015.32	1	400	131	590

Sottocampo 5

From	To	Length (m)	No WTG	Cross Section (mm²)	Peak Current (I_b)	Cable Rating (I_z)
OSP	18	5661.58	6	1000	787	850
18	9	3918.86	5	1000	656	850
9	8	2015.32	4	400	525	590
8	3	3210.41	3	400	394	590
3	2	2015.32	2	400	262	590
2	1	2015.32	1	400	131	590

Impianto Eolico Offshore *Puglia 1* - Relazione elettrica

Sottocampo 6

From	To	Length (m)	No WTG	Cross Section (mm ²)	Peak Current (Ib)	Cable Rating (Iz)
OSP	36	1526.51	6	1000	787	850
36	21	3210.41	5	1000	656	850
21	20	2015.32	4	400	525	590
20	19	2015.32	3	400	394	590
19	11	3210.41	2	400	262	590
11	10	2015.32	1	400	131	590

Sottocampo 7

From	To	Length (m)	No WTG	Cross Section (mm ²)	Peak Current (Ib)	Cable Rating (Iz)
OSP	37	2199.07	6	1000	787	850
37	22	3210.41	5	1000	656	850
22	23	2015.32	4	400	525	590
23	24	2015.32	3	400	394	590
24	25	2015.32	2	400	262	590
25	26	2015.32	1	400	131	590

Sottocampo 8

From	To	Length (m)	No WTG	Cross Section (mm ²)	Peak Current (Ib)	Cable Rating (Iz)
OSP	38	3498.95	6	1000	787	850
38	39	2015.32	5	1000	656	850
39	40	2015.32	4	400	525	590
40	41	2015.32	3	400	394	590
41	42	2015.32	2	400	262	590
42	27	3210.41	1	400	131	590

Sottocampo 9

From	To	Length (m)	No WTG	Cross Section (mm ²)	Peak Current (Ib)	Cable Rating (Iz)
OSP	57	10003.77	6	1000	787	850
57	43	3197.21	5	1000	656	850
43	44	2015.32	4	400	525	590
44	58	3197.21	3	400	394	590
58	59	2015.32	2	400	262	590
59	60	2015.32	1	400	131	590

Sottocampo 10

From	To	Length (m)	No WTG	Cross Section (mm ²)	Peak Current (Ib)	Cable Rating (Iz)
OSP	51	2292.19	6	1000	787	850
51	52	2015.32	5	1000	656	850
52	53	2015.32	4	400	525	590
53	54	2015.32	3	400	394	590
54	55	2015.32	2	400	262	590
55	56	2015.32	1	400	131	590

Accorgimenti per la posa dei cavi sommersi

Considerata la profondità media del fondale in corrispondenza del sito di ca. 700 m, la tipologia di connessione dei cavi array sarà oggetto di attenta analisi costi benefici e ad oggi sono ipotizzabili due tipologie di connessione:

- *Seabed Daisy Chain* in cui ogni collegamento è costituito da una parte “dinamica” soggetta a movimenti ed una parte pressoché “statica” adagiata sul fondale. La porzione di tipo dinamico sarà costituita dal cavo elettrico dinamico e vari accessori subacquei per garantire la sua integrità e formare la curva ad "S";
- *Hanging Daisy Chain* anche detta *w-shaped cable* in cui ogni collegamento risulta interamente costituito da cavi dinamici con i dovuti accessori/accorgimenti subacquei in grado di garantirne integrità e funzionalità.

Gli accessori subacquei principali sono:

- Il *J tube* ovvero un tubo metallico convogliatore del cavo elettrico in uscita dalla turbina
- il limitatore di piegatura in poliuretano *bend stiffener* che protegge il raggio di curvatura del cavo in corrispondenza della sua connessione alla piattaforma galleggiante;
- le boe in poliuretano che forniscono la forma del cavo *lazy-wave*;
- i gusci in poliuretano che proteggono localmente il cavo dall'abrasione al suo contatto sul fondo del mare (*touchdown point*).
- *bend restrictors* e *stress termination* che giuntano il cavidotto dinamico a quello statico.



Immagine 1 - Illustrazione di un layout generale di cavidotti inter-array (Fonte: NREL, 2023)

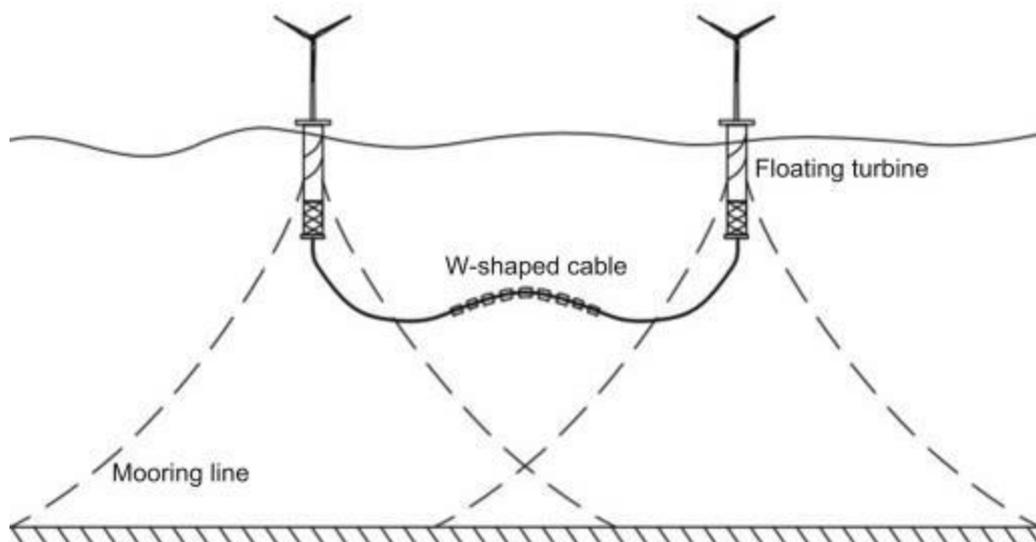


Immagine 2 – Schema del cavo di collegamento dinamico tra le turbine (Fonte: Srinil, N., 2016)

4.2 Dimensionamento cavidotto di esportazione di potenza (Export) – 275 kV

Il cavidotto in questione collegherà la sottostazione offshore 275/66 kV con il pozzetto di giunzione posto immediatamente vicino al punto di sbarco sulla costa.

I cavi utilizzati saranno in rame, per posa sommersa, di tipo unipolare, isolati in XLPE, per una tensione di 275 kV, dotati di schermo metallico e saranno comprensivi di fibra ottica.

Per ognuno dei due cavi previsti è stata utilizzata preliminarmente una sezione da 1600 mm² con tensione nominale 275 kV.

Nella sottostazione offshore ci saranno 2 trasformatori 275/66 kV da cui partiranno altrettante linee (ciascuna con formazione 3x1x1600) che raggiungeranno il pozzetto di giunzione sulla costa.

Con approccio cautelativo sono state ipotizzate le condizioni per posa interrata più restrittive rispetto a quelle per posa sommersa. I coefficienti di calcolo sono stati assunti secondo le seguenti ipotesi:

- resistività termica del terreno pari a 1 K·m/W (coefficiente Ci);
- temperatura del terreno ipotizzata pari a 15° C (coefficiente Ca);
- profondità di posa pari a 1,5 m (coefficiente Cd);
- condizioni di posa con la situazione termica più critica;
- conduttori di rame (per la componente statica anche la scelta dell'alluminio può diventare un'alternativa in base a considerazioni tecnico/economiche);
- voltaggio nominale tra le fasi 275 kV;
- voltaggio massimo in fase operativa 300 kV;

Impianto Eolico Offshore *Puglia 1* – Relazione elettrica

- frequenza rete 50 Hz;
- intensità di corrente alla massima temperatura del conduttore 1.150°;
- diametro esterno 265 mm;
- peso del cavo in acqua dopo la posa 72 kg/m;
- standard internazionale di riferimento IEC 62067.

La scelta della sezione è stata effettuata considerando che il cavo deve avere una portata I_z uguale o superiore alla corrente di impiego I_b del circuito. Per la scelta del numero di cavi e della sezione si è tenuto conto di criteri di ridondanza, economie di scala in fase di acquisto oltre che anche della caduta di tensione sulla linea.

4.2.1 Accorgimenti per la posa del cavidotto di esportazione sommerso

La rotta del tracciato è stata studiata cercando di contemperare al meglio gli interessi pubblici e privati coinvolti e ha considerato in particolare:

- l'individuazione di aree idonee per il sito di approdo (nei quali collocare anche i rispettivi giunti terramare);
- le attività di pesca e marittime esercitate nelle aree, in quanto costituiscono il principale fattore di danneggiamento di cavi marini;
- la eventuale presenza di aree marine protette;
- cavi e condotte sottomarine esistenti, in esercizio e fuori servizio;
- la tipologia del fondale e l'andamento batimetrico.

La scelta dei tracciati è stata determinata, oltre che dalla localizzazione degli approdi, in base alla profondità, alle caratteristiche del fondale e alla necessità di incrociare altri cavi e gasdotti esistenti con angoli opportuni.

Tenuto conto del sistema di posa dei cavi e dell'attuale pratica ingegneristica, in accordo con la linea guida *Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance* approvata dall'ente TÜV SÜD, si è valutata un'inter-distanza tra i singoli cavi pari a circa 50 m. L'involuppo del corridoio comprendente tutti i cavi di trasmissione verso terra tra l'impianto eolico offshore e il punto di giunzione a terra ha una larghezza pari a 150m e una lunghezza di circa 51 km.

Ogni collegamento è costituito da una parte "dinamica" soggetta a movimenti ed una parte pressoché "statica" adagiata sul fondale. La porzione di tipo dinamico sarà costituita dal cavo elettrico dinamico e vari accessori subacquei per garantire la sua integrità e formare la curva a *lazy wave*.

RWE considera la tecnologia dei cavi dinamici AAT pronta per il mercato a partire dal 2028.

Nel caso in cui la tempistica non dovesse essere rispettata, RWE sta investigando anche l'opzione di una sottostazione di trasformazione completamente sottomarina (già in uso con taglie minori nell'industria degli idrocarburi offshore) che non prevederebbe alcun cavo di tipo dinamico alla tensione di 275 kV.

Impianto Eolico Offshore *Puglia 1* – Relazione elettrica

Come nel caso dei cavi “inter array” gli accessori principali sono:

- il limitatore di piegatura in poliuretano *bend stiffener* che protegge il raggio di curvatura del cavo in corrispondenza della sua connessione alla piattaforma galleggiante;
- le boe in poliuretano che forniscono la forma del cavo *lazy wave*;
- i gusci in poliuretano che proteggono localmente il cavo dall'abrasione al suo contatto sul fondo del mare (“touchdown point”).
- *Bend restrictors* e *stress termination* che giuntano il cavidotto dinamico a quello statico.

Inoltre, a protezione del cavidotto marino da fenomeni antropologici e naturali, sarà necessario adottare particolari accorgimenti come la protezione tramite dei materassi in CRP



Immagine 3 – Schema di protezione con materassi (Fonte: Taormina, B. *et al.*, 2018)

L'approccio alla costa sarà caratterizzato da una convergenza graduale dei cavi da una distanza di 1.5 km fino a 1 km dalla costa raggiungendo una inter-distanza limite pari a 10m.

In accordo con la linea guida *Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance* citata sopra e l'attuale pratica ingegneristica, il punto di giunzione tra cavi marini e cavi terrestri sarà localizzato in prossimità della costa e sarà formato da un pozzetto interrato, da realizzarsi generalmente in calcestruzzo armato. Le dimensioni indicative della vasca sono di circa 40 x 20 x 1,5 m (L x H x P).

Eventuali successivi studi, avvalorati dalla collaborazione con il futuro fornitore dei cavi, riguardanti l'interazione termica ed elettromagnetica tra i singoli cavi, potranno condurre alla riduzione delle dimensioni di tale manufatto.

4.2.2 Accorgimenti per la posa del cavidotto di esportazione interrato

I cavi posati in trincea saranno con disposizione a “trifoglio”, ad una profondità 1,5 m (quota piano di posa) su di un letto di sabbia dello spessore di 10 cm circa. I cavi saranno ricoperti sempre di sabbia per uno strato di 70 cm, sopra il quale sarà posata una lastra in calcestruzzo armato avente funzione di protezione meccanica dei cavi., poco sopra la lastra sarà posata una rete rossa in PVC con funzione di segnalazione e, a circa 50 cm di profondità, un nastro di segnalazione in PVC, riportante la dicitura “ELETTRODOTTO A.T. 275.000 V”. All’interno della trincea è prevista l’installazione di n°3 tubi HDPE Ø 50 mm entro i quali sarà posata la fibra ottica; saranno inoltre presenti eventualmente delle corde nude di rame per la messa a terra, da dimensionare in fase di progettazione esecutiva.

Nell’attraversamento di aree private fino all’imbocco delle strade pubbliche dovrà essere segnalata la presenza dell’elettrodotto interrato posizionando opportuna segnaletica.

Su viabilità pubblica si dovranno apporre in superficie opportune paline segnaletiche con l’indicazione della tensione di esercizio e con i riferimenti della Società responsabile dell’esercizio della rete AT.

Successivamente alle operazioni di posa e comunque prima della messa in servizio, l’isolamento dei cavi a AT, dei giunti e dei terminali, sarà verificato attraverso opportune misurazioni secondo le norme CEI 11-17.

La curvatura dei cavi deve essere tale da non provocare danni agli stessi. Le condizioni ambientali (temperatura, umidità) durante la posa dei cavi dovranno essere nel range fissato dal produttore dei cavi.

Il tracciato è stato individuato seguendo lo stesso criterio di quello marino e prediligendo un percorso quasi interamente stradale, in modo da garantire allo stesso tempo sia una buona accessibilità che una discreta facilità di posa. Una ipotesi di percorso è riportato nelle tavole allegate.

Coesistenza tra i cavi AT e i sottoservizi

Lungo il percorso del cavidotto si potrebbero riscontrare interferenze con dei sottoservizi (acquedotto, gas, telecomunicazione ecc.); a tal proposito saranno verificate, in sede di conferenza di servizio, eventuali interferenze con i gestori dei sottoservizi. Di seguito sono state indicate le distanze da mantenere da eventuali sottoservizi secondo quanto indicato dalla norma CEI 11-17.

Coesistenza tra cavi di energia e telecomunicazione:

Nei percorsi dove vi potrebbe essere l’incrocio con cavi di telecomunicazioni, la tubazione dei cavi di energia dovrà essere posta al di sotto del cavo di telecomunicazioni ad una distanza non inferiore di 0,30 m.

Nei percorsi paralleli, i cavi di energia ed i cavi di telecomunicazione devono essere posati alla maggiore possibile distanza tra loro, comunque non inferiore, in proiezione su di un piano

orizzontale, a 0,30 m. Nel caso in cui i cavi di energia e di telecomunicazione dovranno essere posati nello stesso manufatto, occorrerà posare i cavi in tubazioni distinte in modo tale da evitare che possano venire a diretto contatto fra loro.

Coesistenza tra cavi di energia e tubazioni o serbatoi metallici interrati:

L'incrocio fra cavi di energia e tubazioni metalliche adibite al trasporto e alla distribuzione di fluidi (acquedotti, oleodotti e simili) non deve effettuarsi sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni metalliche stesse. Non si dovranno effettuare giunti sui cavi di energia a distanza inferiore a 1 m dal punto di incrocio.

In ogni caso la distanza minima, misurata fra le superfici esterne di cavi di energia e di tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali loro manufatti di protezione dovrà essere di 0,50 m. La distanza di cui sopra può essere ridotta, previo accordo con gli Enti proprietari o Concessionari, se entrambe le strutture sono contenute in manufatto di protezione non metallico.

Serbatoi di liquidi e gas infiammabili

I cavidotti contenenti cavi di energia dovranno distare almeno 1 m dalle superfici esterne di serbatoi contenenti liquidi e gas infiammabili.

5. Fibra ottica

L'intero impianto sarà dotato di una rete dati in Fibra Ottica. Le caratteristiche del cavo a fibre ottiche sono rappresentate nella seguente tabella:

Caratteristiche	Valori
Numero delle fibre	fino a 48
Tipo di fibra	multimodale 62.5/125 µm
Diametro cavo	11,7 mm
Lunghezza d'onda	1300 nm
Banda	500 MHz/Km
Peso del cavo	130 kg/km circa
Massima trazione a lungo termine	3000 N
Massima trazione a breve termine	4000 N
Minimo raggio di curvatura in installazione	20 m

6. Sottostazioni di trasformazione

Come da diagramma unifilare allegato per la connessione di rete saranno necessarie due sottostazioni di trasformazione: una offshore su piattaforma galleggiante, in prossimità dell'impianto eolico, con livelli di tensione 275/66 kV, l'altra onshore, in prossimità della stazione elettrica TERNA con livelli di tensione 380/275 kV.

6.1 Stazione elettrica offshore

La sottostazione di trasformazione offshore è il nodo di interconnessione comune per tutti gli aerogeneratori dei sottoparchi. Nel caso in esame, la sottostazione riceverà energia dalle 60 turbine al livello di tensione 66 kV operandone la trasformazione al livello di uscita HVAC 275 kV. Un elettrodotto in corrente alternata HVAC 275 kV provvederà come abbiamo visto al trasporto di energia fino alla terraferma.



Immagine 4 – Stazione di trasformazione offshore dell'impianto eolico offshore RWE Arkona in Germania

Il progetto della sottostazione elettrica di trasformazione offshore prevede che sia l'entrata dei cavi AT provenienti dall'impianto eolico (66 kV) che l'uscita dei cavi AT (220 kV), avvenga mediante posa sommersa.

La sottostazione 275/66 kV comprenderà due montanti AT per l'impianto in oggetto, ciascuno dei quali sarà principalmente costituito da uno stallo trasformatore.

Ciascuno stallo trasformatore AT/MT sarà composto da:

- trasformatore di potenza 275/66 kV;
- Terna di scaricatori 275 kV;
- Terna di TV induttivi 275 kV;

Impianto Eolico Offshore *Puglia 1* – Relazione elettrica

- quadro di distribuzione ibrido 275 kV (costituito da TA, interruttore tripolare e sezionatore tripolare);
- Terna di scaricatori più terminale 275 kV per il raccordo con la linea in partenza verso il pozzetto di giunzione sulla costa prima e la stazione onshore poi;

La struttura sarà di tipo a impalcato su travi e presenta 4 piani per l'allocazione di impianti e servizi mentre l'impalcato di copertura è utilizzato come piattaforma di atterraggio dell'elicottero.

Oltre alle apparecchiature elettriche, la stazione offshore includerà le protezioni antincendio, i generatori di emergenza e altri sistemi ausiliari, quali sistemi di ventilazione, sistemi di sicurezza e sistemi di comunicazione, così come gli alloggi temporanei per il personale e relativi servizi. Gli alloggi sono da intendersi per condizioni di emergenza e per ridotti periodi in cui gli equipaggi staranno a bordo.

La manutenzione, ed in generale l'accesso alla piattaforma, sarà normalmente effettuata tramite un'imbarcazione di servizio che potrà attraccare alla struttura in una zona apposita servita da scale per permettere al personale di raggiungere la sede di lavoro.

La sottostazione sarà assemblata a terra, trasportata presso l'area di installazione a mare mediante rimorchiatori e vincolata ai sistemi di ormeggio.

6.1.1 Apparecchiature di misura in sottostazione

La misura dell'energia avverrà:

- sul lato AAT (275 kV) in sottostazione di trasformazione (con apparecchiature ridondanti);
- nel quadro AT (66 kV) in sottostazione;
- eventualmente sul lato BT in corrispondenza dei servizi ausiliari in sottostazione.

La sottostazione offshore 275/66 kV sarà conforme alle prescrizioni della normativa ENEL, TERNA e alle norme CEI già citate. Tutti i componenti sono stati dimensionati in base ai calcoli effettuati sulla producibilità massima dell'impianto eolico, con i dovuti margini di sicurezza, e in base ai criteri generali di sicurezza elettrica.

6.1.2 Protezione lato AT 66 kV

La sottostazione sarà dotata di interruttori automatici AT per le linee di raccolta, sezionatori di terra, lampade di presenza rete ad accoppiamento capacitivo, trasformatori di misura. Gli interruttori AT (con azionamento motorizzato) forniranno tramite relè indiretto la protezione dai corto circuiti, dai sovraccarichi, dai guasti a terra.

Sarà presente anche un doppio stadio di trasformazione, 66/30 kV prima e 30/0,4 kV poi, per l'alimentazione dei servizi ausiliari di sottostazione. L'energia assorbita da tali utenze sarà misurata attraverso apposito misuratore ai fini fiscali.

6.1.3 Protezione del trasformatore 275/66 kV

La protezione di macchina è costituita da due interruttori automatici, uno sul lato 66 kV, l'altro sul lato 275 kV, corredati di relativi sezionatori e sezionatori di terra, lampade di presenza tensione ad accoppiamento capacitivo, scaricatori di sovratensione, trasformatori di misura e di rilevazione guasti. Sarà così realizzata sia la protezione dai corto-circuiti e dai sovraccarichi che la protezione differenziale.

6.2 Stazione elettrica onshore

La sottostazione onshore 380/275 kV, da realizzarsi nei pressi del punto di consegna proposto a TERNA, è il punto di trasformazione del livello di tensione da 275 kV a 380 kV per consentire il collegamento alla stazione SE TERNA denominata "Galatina".

Il progetto della sottostazione elettrica prevede che l'entrata dei cavi AT provenienti dalla stazione elettrica offshore (275 kV) avvenga mediante posa interrata, mentre la l'indicazione suggerita da TERNA nella proposta di STMG prevede una connessione in antenna singola in AT 380 kV verso la sottostazione elettrica di TERNA.

La sottostazione onshore 380/275 kV comprenderà due montanti AT per l'impianto in oggetto, che saranno principalmente costituiti da due stalli di arrivo linea, due stalli trasformatore e uno stallo linea di partenza verso il punto di connessione.

Ciascuna delle due montanti sarà costituita da:

- Stallo arrivo linea:
 - terminale linea di arrivo 275 kV;
 - Terna di scaricatori 275 kV;
 - TV capacitivo 275 kV;
 - sezionatore tripolare orizzontale con lame di terra 275 kV;
 - TA 275 kV;
 - interruttore tripolare 275 kV;
 - sezionatore tripolare verticale 275 kV.
- Stallo trasformatore:
 - autotrasformatore 380/275 kV;
 - Terna di scaricatori di sovratensione 380 kV;
 - TA 380 kV;
 - interruttore tripolare 380 kV;
 - sezionatore tripolare verticale 275 kV.
- Lo stallo linea invece sarà costituito da:
 - sezionatore tripolare verticale 275 kV;
 - interruttore tripolare 380 kV;
 - TA 380 kV;
 - sezionatore tripolare orizzontale con lame di terra 380 kV;
 - TV induttivo 380 kV;
 - Terna di scaricatori di sovratensione 380 kV;
 - terminale linea 380 kV.

Allo stato attuale di progettazione si prevede di realizzare all'interno dell'area recintata della sottostazione uno o più edifici per la collocazione dei punti di consegna alimentazione MT, quadri di comando, servizi ausiliari, apparecchiature periferiche sistema di controllo nonché un locale magazzino.

6.2.1 Rete di terra

L'area destinata alla recinzione della cabina di consegna utente sarà servita da un impianto di terra unico, i cui dispersori saranno uniti a costituire un unico dispersore mediante giunti galvanicamente protetti, ispezionabili e sezionabili per misura e manutenzione. Il piano di calpestio del piazzale sarà reso equipotenziale tramite una rete elettrosaldata annegata nel calcestruzzo, ciascuna posta in intimo contatto col proprio dispersore, ed isolata con un manto di bitume di spessore superiore a 8 cm.

L'impianto di terra sarà unico per l'intera cabina di consegna utente. Il valore della resistenza di terra sarà dimensionato in relazione alle correnti di terra dichiarate da TERNA per il punto di connessione. Tale valore sarà in grado di garantire una equi potenzialità interna al sistema ed un gradiente di potenziale ai margini tale da assicurare la sicurezza delle persone e degli impianti.

L'impianto di terra sarà costituito, conformemente alle prescrizioni della Norma CEI EN 50522 ed alle prescrizioni della Guida CEI 99-5, da una maglia di terra realizzata con conduttori nudi in rame elettrolitico interrati ad una profondità di almeno 0,7 m. La scelta finale deriverà dai calcoli effettuati in fase di progettazione esecutiva. In base alle prescrizioni di TERNA potrà essere necessario anche un collegamento dell'impianto di terra della sottostazione con quello dell'impianto di consegna AT.

6.2.2 Sistemi di protezione

I sistemi di protezione non sono stati dimensionati in questa fase di progettazione preliminare e se ne rimanda la definizione a una fase di progettazione più avanzata in considerazione delle prescrizioni di TERNA e della strategia di protezione da essa richiesta.

6.2.3 Apparecchiature di misura in sottostazione

La misura dell'energia avverrà sul lato AT (380 kV) in sottostazione di trasformazione ed eventualmente sul lato BT in corrispondenza dei servizi ausiliari in sottostazione.

Esatto posizionamento e tipo delle apparecchiature di misura saranno definiti in fase di progettazione esecutiva conformemente alle prescrizioni di TERNA e alle norme CEI già citate.

6.2.4 RTU della sottostazione e dell'impianto AT di consegna

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 ad un centro remoto di controllo. Per la comunicazione è previsto l'uso del protocollo IEC 61850.

L'interconnessione con il sistema TERNA avverrà attraverso bobine di sbarramento e dispositivi di accoppiamento (2 fasi su 3, con una in back-up) su entrambe le connessioni entra - esci in base a quanto previsto dal C.d.R. All. 3, cap. 11.1.9.

Tale sistema deve rispondere alle specifiche TERNA S.p.A. Le caratteristiche degli apparati periferici RTU devono essere tali da rispondere ai requisiti di affidabilità e disponibilità richiesti e possono variare in funzione della rilevanza dell'impianto.

La RTU dovrà svolgere i seguenti compiti:

- Interrogazione delle protezioni della sottostazione, per l'acquisizione di segnali e misure attraverso le linee di comunicazione;
- Comando della sezione AT della sottostazione;
- Acquisizione di segnali generali di tutta la rete elettrica;
- Trasmettere a TERNA i dati richiesti dal Regolamento di Esercizio, secondo i criteri e le specifiche dei documenti TERNA.

La RTU sarà comandabile in locale dalla sottostazione tramite un quadro sinottico che riporterà lo stato degli organi di manovra di tutta la rete MT e AT, i comandi, gli allarmi e le misure delle grandezze elettriche. A tal fine sono previste quindi:

- RTU e relative schede I/O digitali ed analogiche;
- Rete in fibra ottica locale;
- Modem in trasmissione e ricezione;
- PC per postazione remoto;

6.2 Connessione alla rete 380 kV

La connessione alla rete di trasmissione nazionale avverrà secondo le prescrizioni di TERNA al momento in fase di definizione nella pratica di STMG. Se ne rimanda quindi la progettazione ana fase più avanzato di sviluppo del progetto in cui i dettagli di connessione saranno disponibili.

7. Bibliografia

- Taormina, B. *et al.* (2018). *A review of potential impacts of submarine power cables on the marine environment: Knowledge gaps, recommendations and future directions*. Renewable and Sustainable Energy Reviews – Volume 96, November 2018. Disponibile all'URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118305355>
- Srinil Narakorn. *Cabling to connect offshore wind turbines to onshore facilities*. Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation. 2016. Disponibile all'URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081007792000131>

RWE Aktiengesellschaft

RWE Platz 1
45141 Essen
Germany
www.rwe.com