



Unione Europea



Repubblica Italiana



Regione Autonoma della Sardegna



**Titolo del progetto:**  
**Progetto di una centrale eolica offshore (potenza 292,8 MW) sito nel Sud Sardegna, in acque profonde e denominato "Del Toro 2"**  
**PROGETTO PRELIMINARE**

**Livello di progettazione: Progettazione preliminare**

**Gruppo progettazione:**



Dott. Ing. Sesto Avolio



Dott. Ing. Eugenio di Belgiojoso



ELETECH 2000 S.r.l.

Dott. Ing. Roberto Aresi



CEO Studio tecnico d'Ingegneria:  
Ing. Vincenzo Vergelli

Dott. Ing. Vincenzo Vergelli

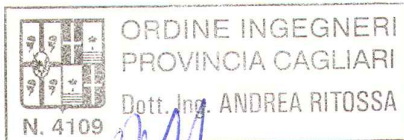
**Redazione Studio Preliminare Ambientale:  
Coordinamento:**

**ING. ANDREA RITOSSA S.R.L.**



ISO 14001:2015 ISO 9001:2015 ISO 45001:2018

CEO Ing. Andrea Ritossa S.r.l.  
Dott. Ing. Andrea Ritossa



Dott. Ing. Enrico Arangino

**Consulenza specialistica:**



Esperta ambientale e acquacultura

(Dott. ssa Martina Bocci)



Esperto in geologia marina

(Dott. Geol. Antonello Gellon)

Dott. Maurizio Medda

Esperto ambientale

Dott. Pier Augusto Panzalis

Esperto in biologia marina

Dott. ssa Renata Arcaini

Esperta in archeologia

**Codice Elaborato:**

**F**

**Tipologia elaborato:**

**PP - Rel**

**Titolo elaborato:**

**Relazione elettrica**

**Scala:**

-

**Formato :**

A4

**Committente:**



Portoscuso (SU) Z.I., Portovesme SNC CAP 09010  
Fully Owned by  
Seawind Ocean Technology Holding B.V.  
Kabelweg 22 1014 BB Amsterdam The Netherlands



**RIF. ELABORATO:**

REVISIONI	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	OGGETTO
00	Maggio 2022	Ing. Vergelli V.V.	Ing. Vergelli V.V.	SEAWIND S.A.	Prima emissione - CONSEGNA
01					
02					

Amministratore e Direttore del progetto: Dott. Ing. Fabio Paravento  
Vice Direttore tecnico: Dott. Ing. Sesto Avolio



**PROGETTO CENTRALE EOLICA OFF-SHORE "DEL TORO 2"**

**POTENZA NOMINALE DI 292,8 MVA**





**RELAZIONE ELETTRICA**

REVISIONI	N.	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	APPROVATO
	00	Aprile 2022	Emissione	Ing. Vincenzo Vergelli	Seawind Italia Srl



  

NOME ELABORATO	 Studio tecnico d'ingegneria Ing. Vincenzo Vergelli
REL.F – Relazione elettrica	

	<b>RELAZIONE ELETTRICA</b> PARCO EOLICO OFF-SHORE FLOTTANTE "DEL TORO 2" P = 292,8 MVA	
Codifica Elaborato:	<b>REL.F – Relazione elettrica</b>	Rev. <b>00</b>

## INDICE

<b>1. INTRODUZIONE</b> .....	3
<b>2. NORME TECNICHE DI RIFERIMENTO</b> .....	3
<b>3. RIFERIMENTI ATLANTE DI RETE TERNA S.P.A.</b> .....	5
<b>4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO E DEI COMPONENTI D'IMPIANTO</b> .....	6
<b>4.1. L'AEROGENERATORE FLOTTANTE</b> .....	7
<b>4.2. LA STAZIONE OFF-SHORE GALLEGGIANTE</b> .....	15
<b>4.3. TRACCIATO, CARATTERISTICHE E DIMENSIONAMENTO CAVI MARINI</b> .....	16
<b>4.3.1. CAVI MARINI "INTER ARRAY" 66 kV</b> .....	17
<b>4.3.2. CAVI MARINI 220 kV</b> .....	20
<b>4.4. CAVO TERRESTRE 220 kV</b> .....	22
<b>4.5. STAZIONE ON-SHORE 220/380 kV</b> .....	25
<b>4.6. CAVO TERRESTRE 380 kV</b> .....	26
<b>5. MISURE DI COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA</b> .....	27
<b>6. CAMPI ELETTROMAGNETICI</b> .....	28
<b>6.1. CAMPO ELETTROMAGNETICO CAVO TERRESTRE 220 kV</b> .....	28
<b>6.2. CAMPO ELETTROMAGNETICO CAVO TERRESTRE 380 kV</b> .....	32
<b>6.3. CAMPO ELETTROMAGNETICO CAVO MARINO 66 kV</b> .....	35
<b>6.4. CAMPO ELETTROMAGNETICO CAVO MARINO 220 kV</b> .....	38
<b>7. CAMPI ELETTROMAGNETICI GENERATI NELLA STAZIONE ON-SHORE</b> .....	41



	<b>RELAZIONE ELETTRICA</b> PARCO EOLICO OFF-SHORE FLOTTANTE "DEL TORO 2" P = 292,8 MVA	
Codifica Elaborato:	<b>REL.F – Relazione elettrica</b>	Rev. <b>00</b>

## 1. INTRODUZIONE

L'iniziativa in oggetto riguarda la realizzazione di una centrale eolica off-shore, denominata "Del Toro 2", della potenza installata di 292,8 MVA, basata su n. 24 aerogeneratori ad asse orizzontale e con rotore bipala del tipo "Seawind 12" della potenza elettrica nominale di 12.200 kW cadauno, su fondazioni galleggianti e ubicati nella zona di mare localizzata al largo della Sardegna nella parte sud-occidentale in acque profonde a circa 93 km dal Comune di Sant'Antioco, nella Provincia del Sud Sardegna.

## 2. NORME TECNICHE DI RIFERIMENTO

- 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
- 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

	<b>RELAZIONE ELETTRICA</b> PARCO EOLICO OFF-SHORE FLOTTANTE "DEL TORO 2" P = 292,8 MVA	
Codifica Elaborato:	<b>REL.F – Relazione elettrica</b>	Rev. <b>00</b>

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", 1998
- 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, 2001
- CEI EN 60044-5, "Trasformatori di misura", Parte 5: Trasformatori di tensione capacitivi, 1 edizione, 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
- Normativa Tecnica Terna S.p.A:
  - Doc. INSIX1016 – Criteri di coordinamento dell'isolamento nelle reti AT
  - Doc. DRRPX04042 – Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV
  - Doc. DRRPX02003 – Criteri di automazione delle stazioni elettriche a tensione uguale o superiore a 120 kV
  - Doc. DRRPX03048 – Specifica funzionale per sistema di monitoraggio delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 120 kV
  - Doc. UX LK 401 "Prescrizioni per il progetto elettrico e la progettazione del tracciato dei collegamenti in cavo"
  - Doc. UX LK 411 "Prescrizioni per l'esecuzione delle opere civili connesse alla posa dei cavi"

### 3. RIFERIMENTI ATLANTE DI RETE TERNA S.P.A.

L'impianto sarà connesso alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) tramite una connessione in antenna sulla futura sezione 380 kV della Stazione Terna denominata "Sulcis S/E" (Figura 1).



Figura 1 – Atlante di rete con punto di connessione



#### 4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO E DEI COMPONENTI D'IMPIANTO

Il progetto Floating Wind IT1201 (nome in codice "Del Toro 1") ha una capacità totale di 292,8 MW. L'elettricità viene prodotta utilizzando 24 generatori a turbina eolica galleggiante, brevettata da Seawind, con una capacità di 12,2 MW ciascuna.

Gli aerogeneratori si trovano nel mare della Sardegna Sud-occidentale, oltre il limite delle acque territoriali. (Figura 2).



Figura 2 – Inquadramento dell'intervento su ortofoto satellitare

	<p style="text-align: center;"><b>RELAZIONE ELETTRICA</b></p> <p style="text-align: center;">PARCO EOLICO OFF-SHORE FLOTTANTE "DEL TORO 2" P = 292,8 MVA</p>	
Codifica Elaborato:	<b>REL.F – Relazione elettrica</b>	Rev. 00

Il presente documento descrive le principali componenti elettriche del sistema e definisce le scelte tecniche di base per la realizzazione dell'opera in oggetto, comprendenti:

- 1. L'aerogeneratore flottante;**
- 2. La stazione off-shore galleggiante;**
- 3. Il tracciato, le caratteristiche e il dimensionamento dei cavi marini AT 66 kV e 220 kV;**
- 4. Il tracciato, le caratteristiche e il dimensionamento del cavo interrato AT 220 kV;**
- 5. La stazione elettrica on-shore di elevazione della tensione al livello di connessione;**
- 6. Il tracciato, le caratteristiche e il dimensionamento del cavo interrato AT 380 kV fino al punto di connessione;**

#### **4.1.L'AEROGENERATORE FLOTTANTE**

Ciascuno dei n.24 aerogeneratori flottanti (mod. Seawind 12) sarà costituito da:

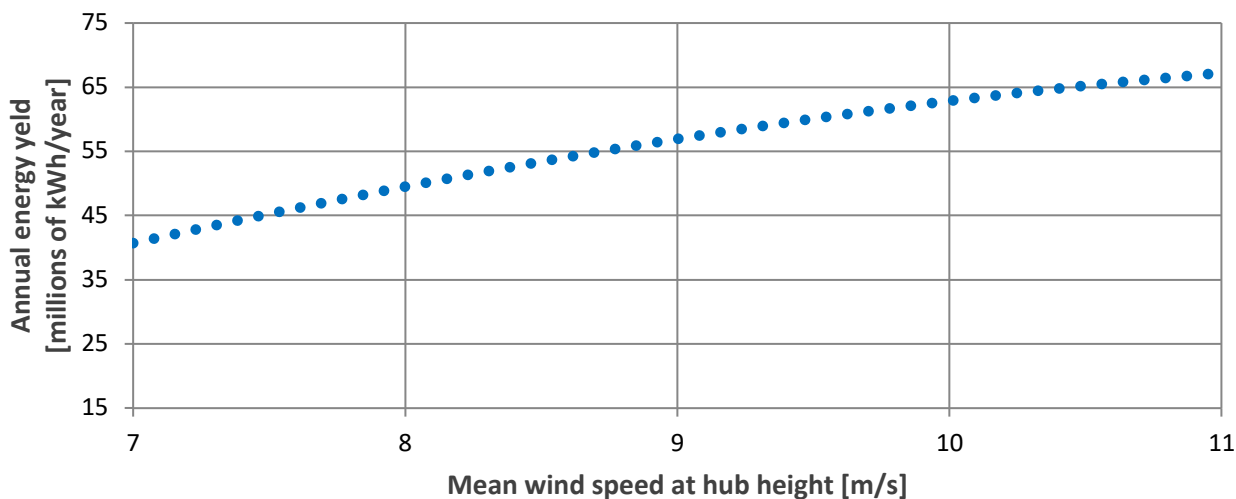
- Struttura della navicella in acciaio di tipo tubolare;
- Rotore bipala, con pale collegate direttamente al mozzo senza meccanismi di regolazione di passo;
- Rotore collegato alla testa d'albero mediante una cerniera elastica;
- Testa d'albero collegata all'albero mediante un giunto speciale;
- Albero su due robusti cuscinetti, uno radiale e l'altro radiale e assiale con supporti splittati;
- Moltiplicatore di giri con cassa ancorata direttamente alla struttura della navicella splittata e splittata per piena accessibilità agli stadi;
- Controllo di potenza mediante regolazione dell'angolo di imbardata;
- Generatore elettrico a gabbia di scoiattolo;
- Convertitore elettrico a piena potenza a 3.3 kV accoppiato al trasformatore 3.3/66kV;
- Torre in acciaio;
- Piattaforma in calcestruzzo armato, senza sistema attivo di zavorra, con una colonna centrale e tre floaters periferici e bracci di collegamento;
- Cime di ormeggio con catene di acciaio.

Di seguito si riporta la scheda tecnica con le principali caratteristiche dell'aerogeneratore Seawind 12.





<b>Seawind 12™</b>	
<b>POWER REGULATION</b>	<b>Variable speed yaw control</b>
<b>OPERATING DATA</b>	
Rated power	12 000/12200 kW
Cut-in wind speed	3.5 m/s
Rated wind speed	10.8 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Survival wind speed	50 m/s
Wind class	IEC IB
<b>ROTOR</b>	
Rotor diameter	225
Swept area	39760 m <sup>2</sup>
Number of blades:	2, with teeter hinge
Rated rotor speed	11.8 rpm
<b>ELECTRICAL</b>	
Generator	Asynchronous, squirrel cage
Grid connection:	Full power converter
Grid frequency	50 Hz
<b>GEARBOX</b>	
Type	three planetary stages
<b>TOWER</b>	
Hub height	site-specific
<b>Weights</b>	
Single blade	78 ton
Nacelle and rotor	639 ton



Assumptions:

One wind turbine, Standard air density = 1.225, 10% t.i., k factor = 2, 100% availability

Il WTG (mod. Seawind 12) è rappresentato in Figura 3.

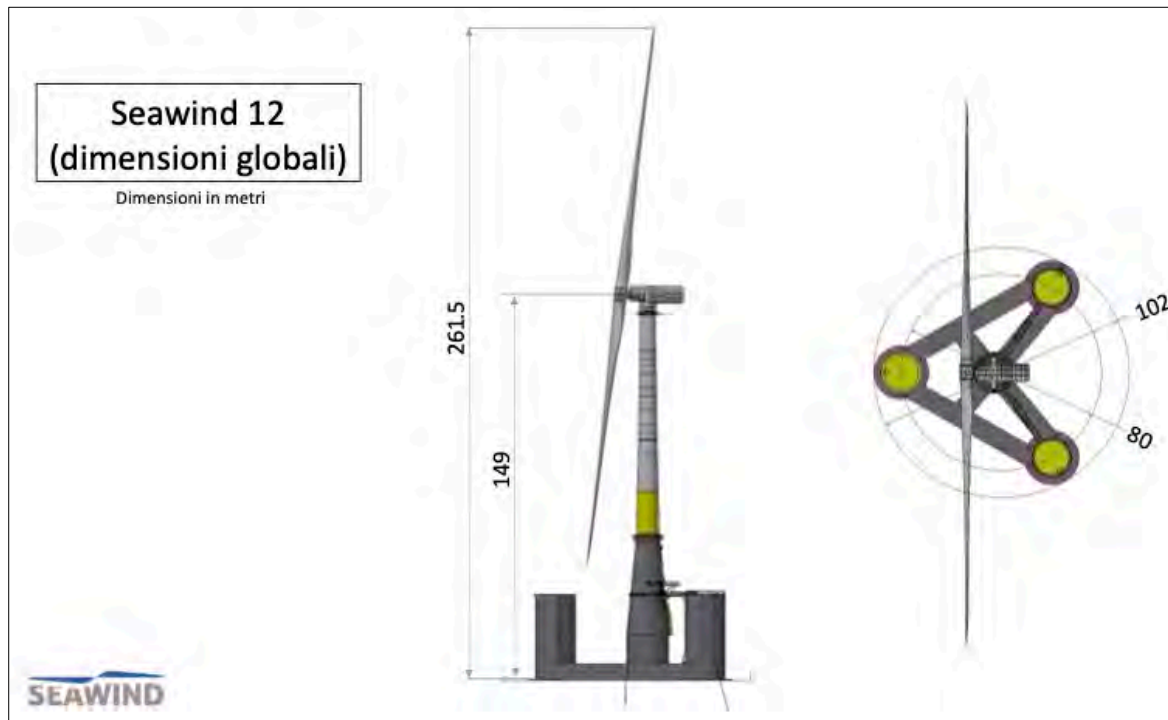


Figura 3 – Dimensioni aerogeneratore mod. Seawind 12

I WTG's si differenziano in turbine di linea (con linea 66 kV "inter array" passante) e turbine di testa, dove è collocata la stazione di trasformazione off-shore 66/220 kV (Figura 4).

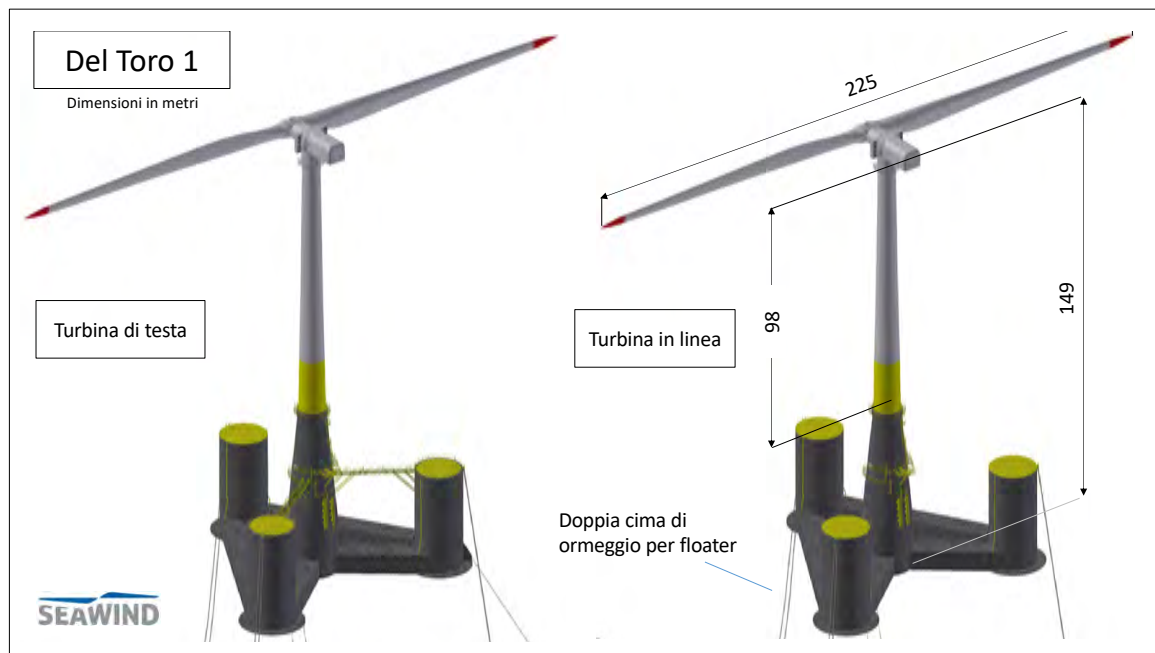


Figura 4 – Turbina di testa e di linea mod. Seawind 12 – ingombri e dimensioni

Le apparecchiature elettriche saranno collocate all'interno dei due tipi di aerogeneratore, secondo quanto riportato in Figura 5.

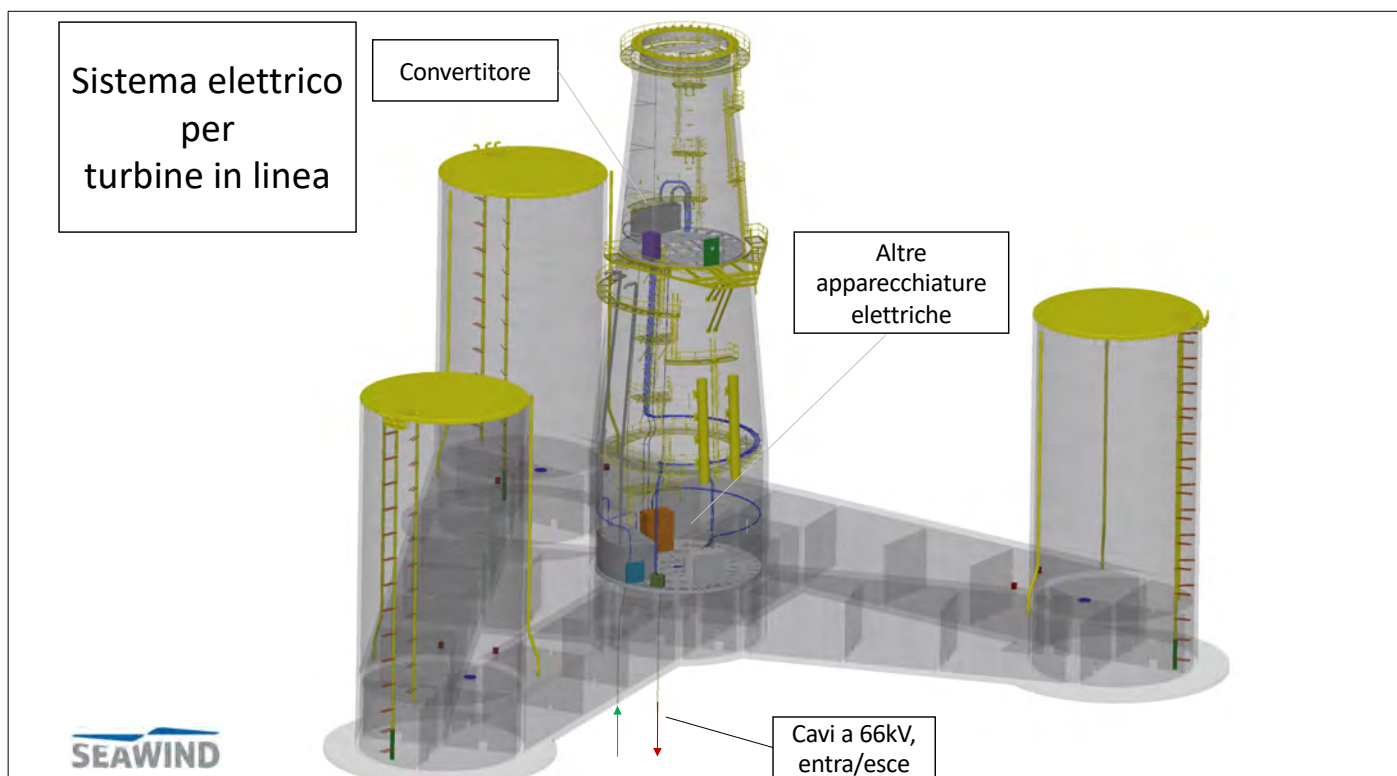
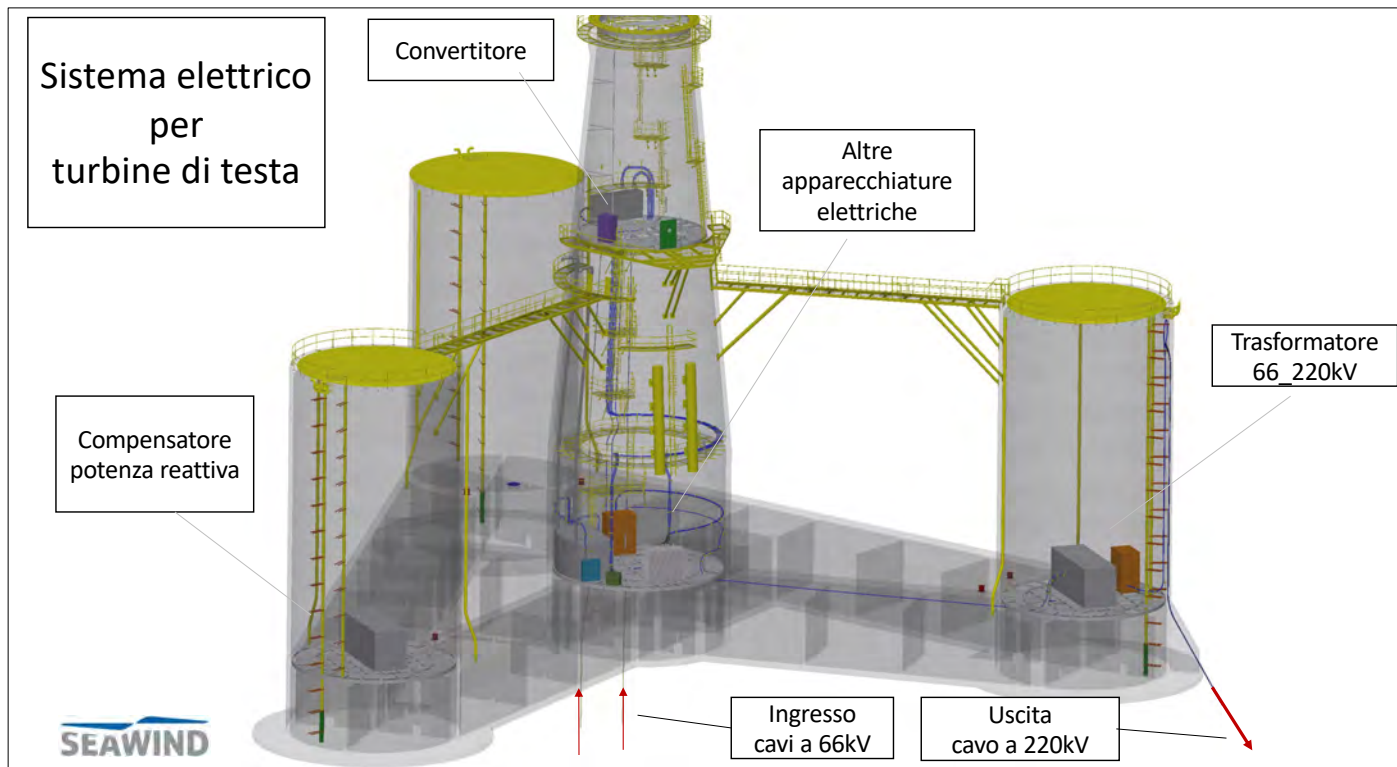


Figura 5 – Turbina di testa e di linea mod. Seawind 12 – Disposizione apparati elettrici

Ogni turbina sarà dotata di trasformatore da 3,3/66 kV e di modulo PASS M00 (interruttore automatico SF6 e sezionatore) riportato in Figura 6 e 7.

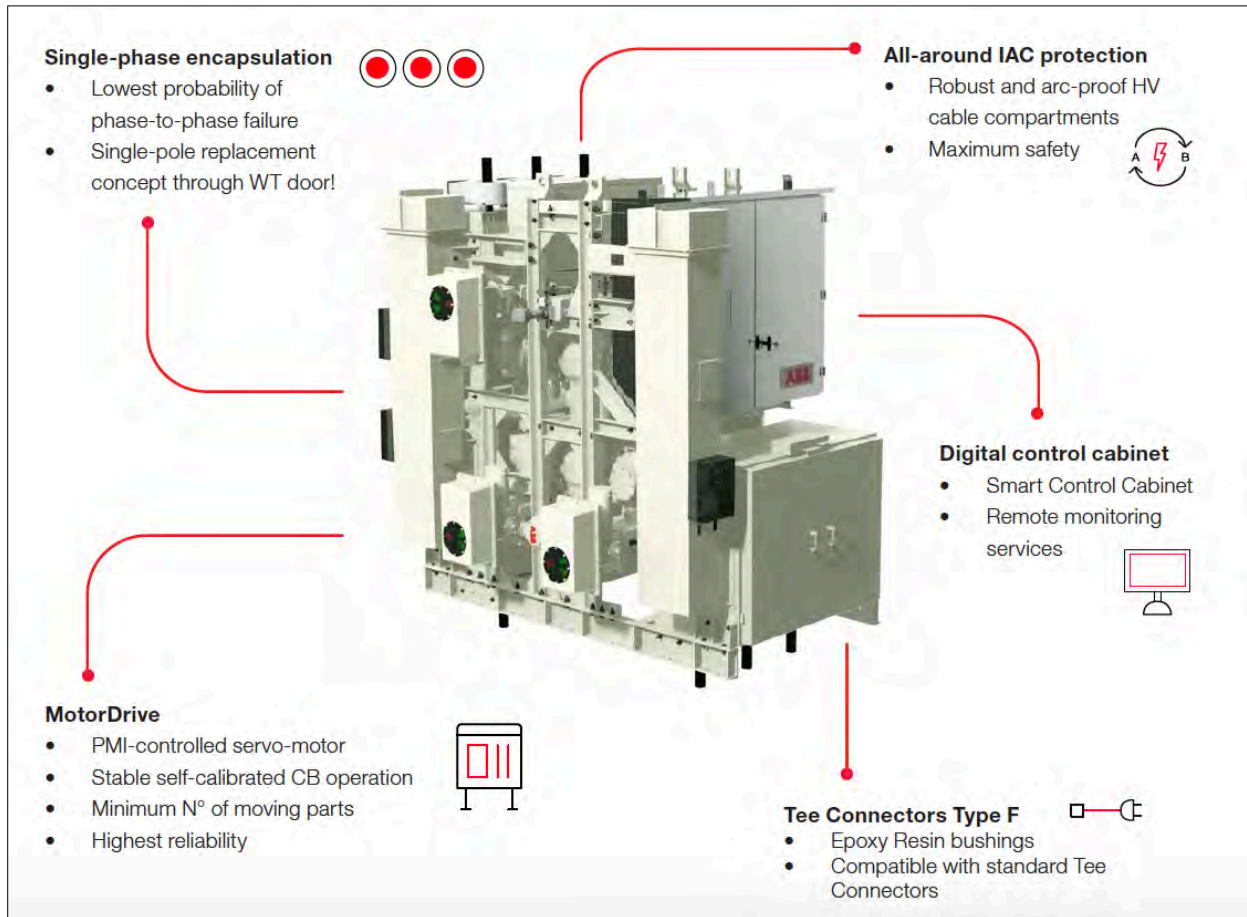


Figura 6 - modulo PASS M00 di turbina

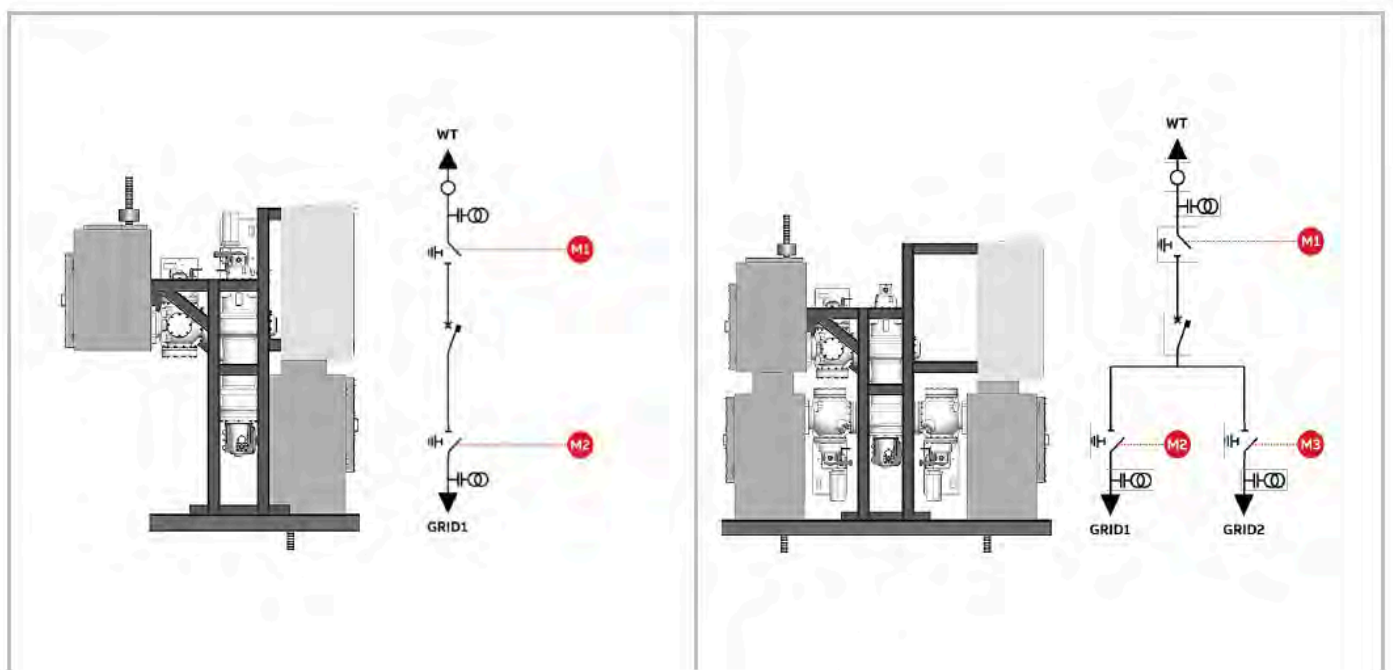


Figura 7 – tipologie di modulo PASS M00 (turbina di testa e di entra-esci)

Lo schema elettrico di turbina "di linea" e del collegamento "entra-esci", viene riportato in Figura 8.

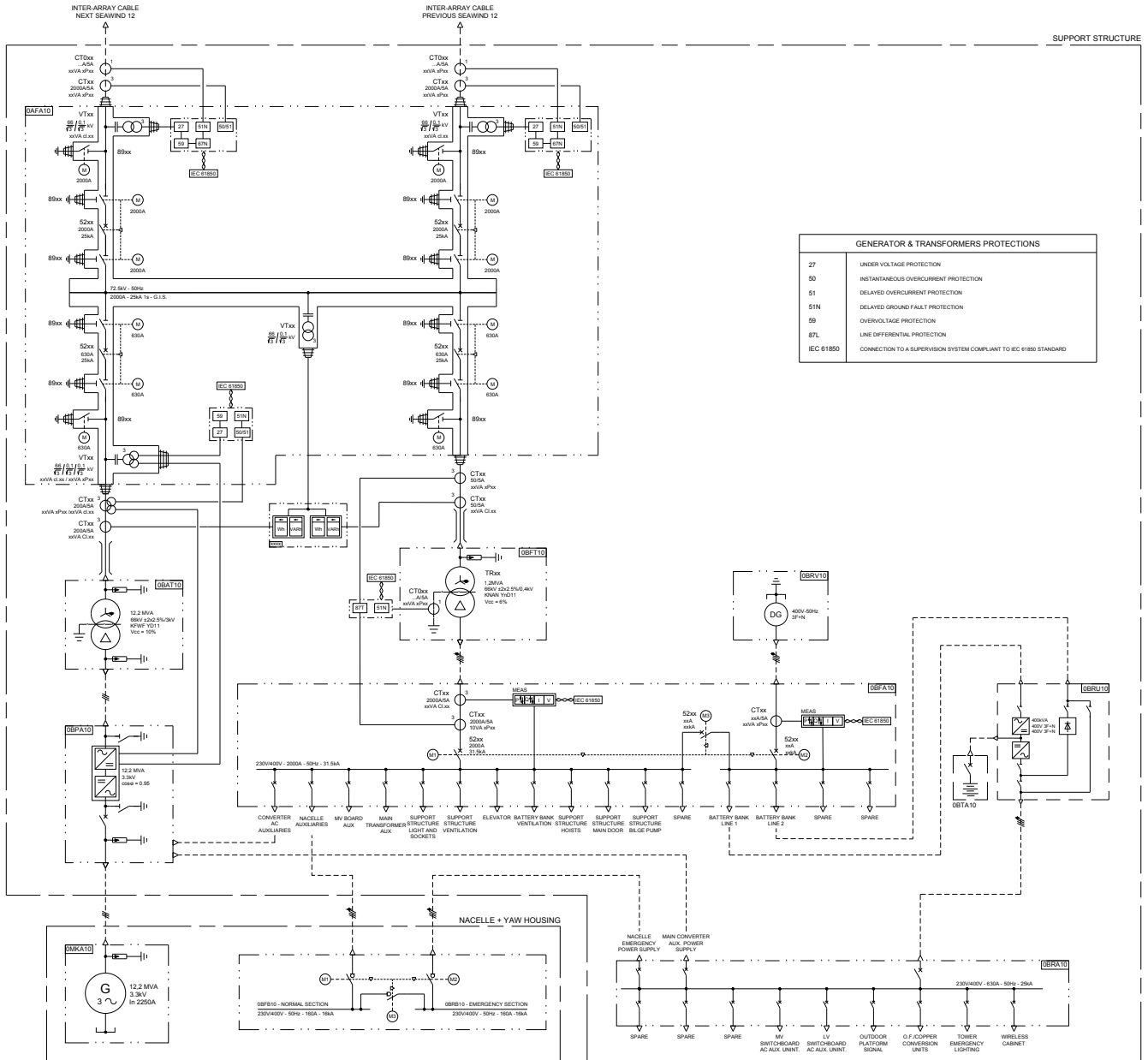


Figura 8 – Schema elettrico turbina di linea e del collegamento "entra-esci"



Lo schema elettrico di turbina “di testa” e della stazione di trasformazione off-shore 66/220 kV, viene riportato in Figura 9.

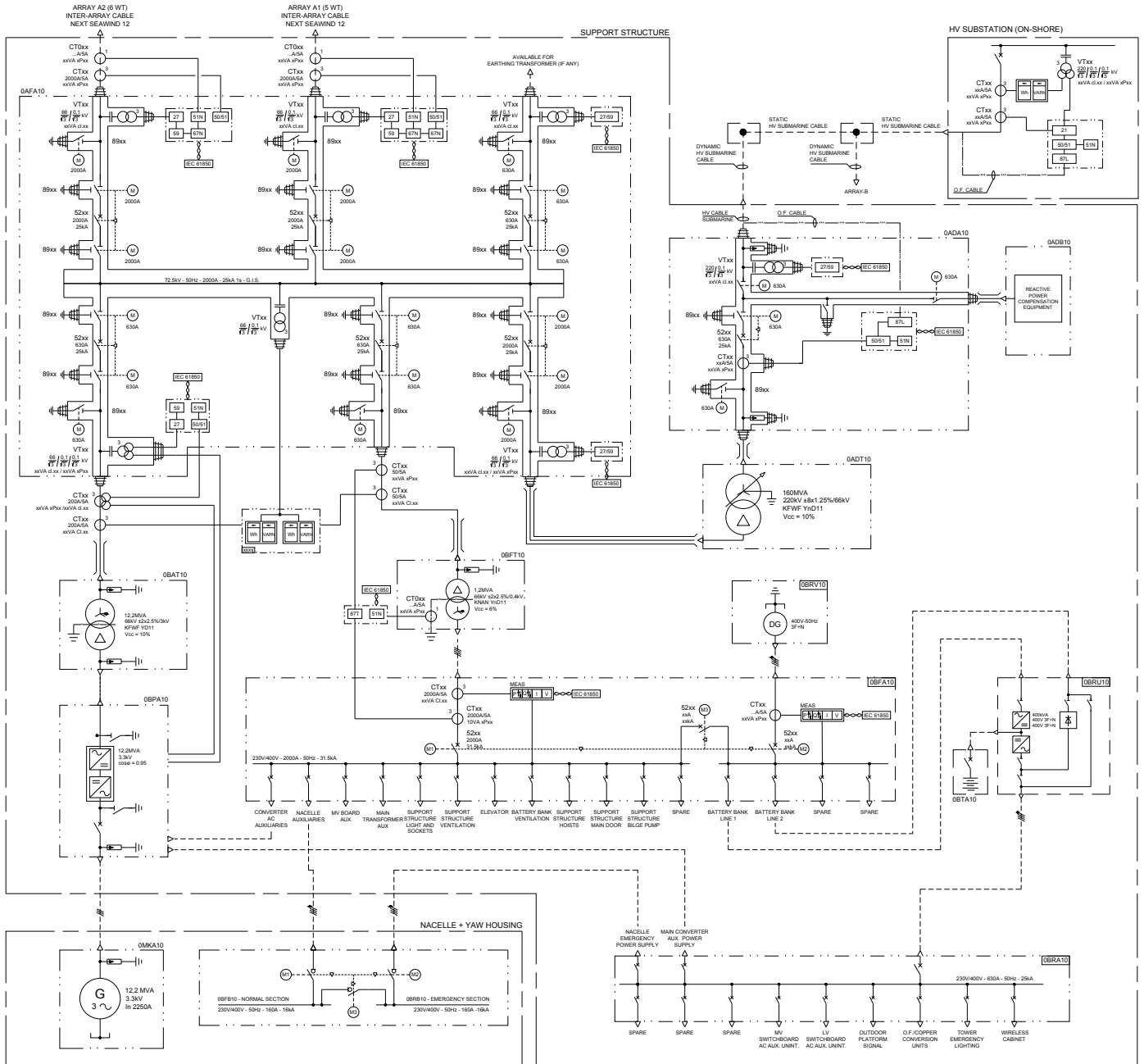


Figura 9 – Schema elettrico turbina di testa e della stazione di trasformazione off-shore 66/220 kV



Nella Figura 10 si riporta lo schema unifilare strumentato di uno dei n.2 settori d'impianto.

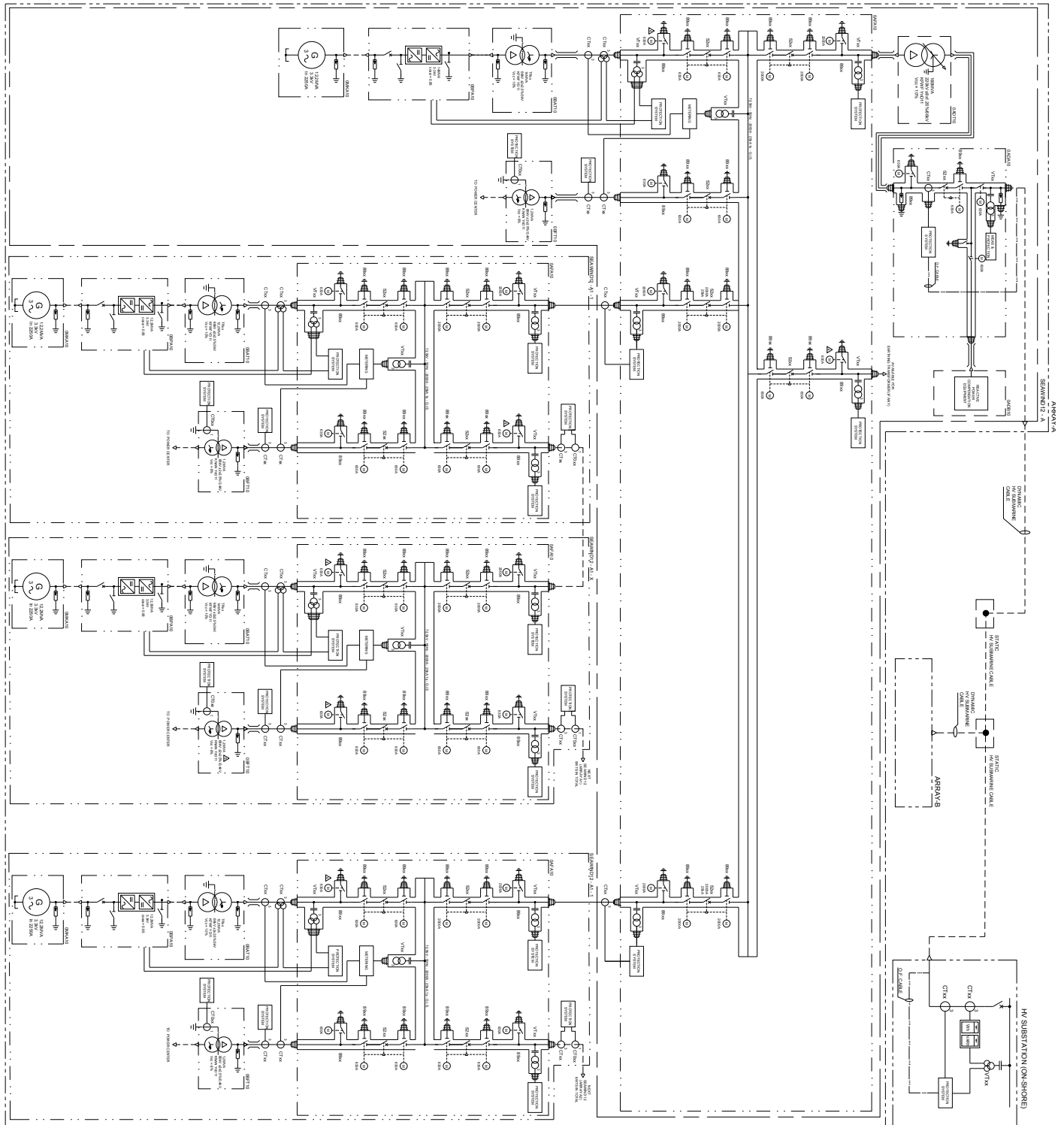


Figura 10 – Schema elettrico unifilare strumentato di settore d'impianto

## 4.2.LA STAZIONE OFF-SHORE GALLEGGIANTE

L'impianto sarà dotato di n.2 stazioni "off-shore" galleggianti situate all'interno di una torre di floating come in figura 11.

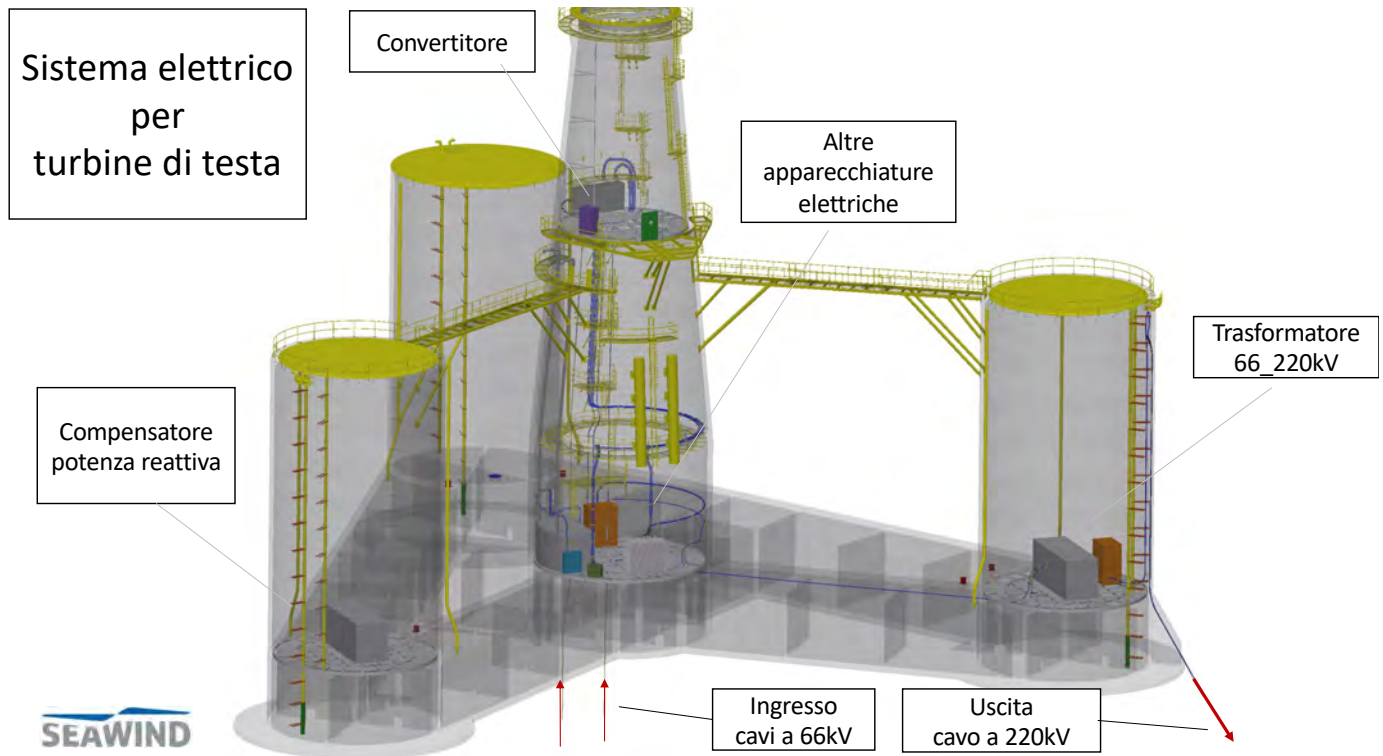


Figura 11 - WTG Seawind 12 turbina di testa con stazione off-shore 66/220 kV

Infatti l'impianto è suddiviso in n.2 settori da n.12 WTG's ciascuno. E' prevista una stazione elettrica di trasformazione (SET) off-shore per ciascun settore (A, B), che sarà collocata all'interno della fondazione di uno degli aerogeneratori.

Ciascuna stazione di trasformazione farà da nodo di interconnessione comune per tutti gli aerogeneratori del settore, trasformando la tensione da 66 kV a 220 kV.

Ogni SET sarà del tipo compatta in GIS sia per ridurre al minimo gli ingombri e i pesi che per l'elevato grado di salinità presente negli ambienti.

Le n.2 stazioni elettriche di trasformazione 66/220 kV saranno collegate con cavo dinamico 220 kV su unico cavo statico 220 kV fino alla stazione on-shore sita nell'area industriale di Portovesme e non distante dalla stazione di consegna Terna "Sulcis S/E".

Nella Figura 12 viene riportato lo schema elettrico unifilare delle stazioni di trasformazione off-shore.



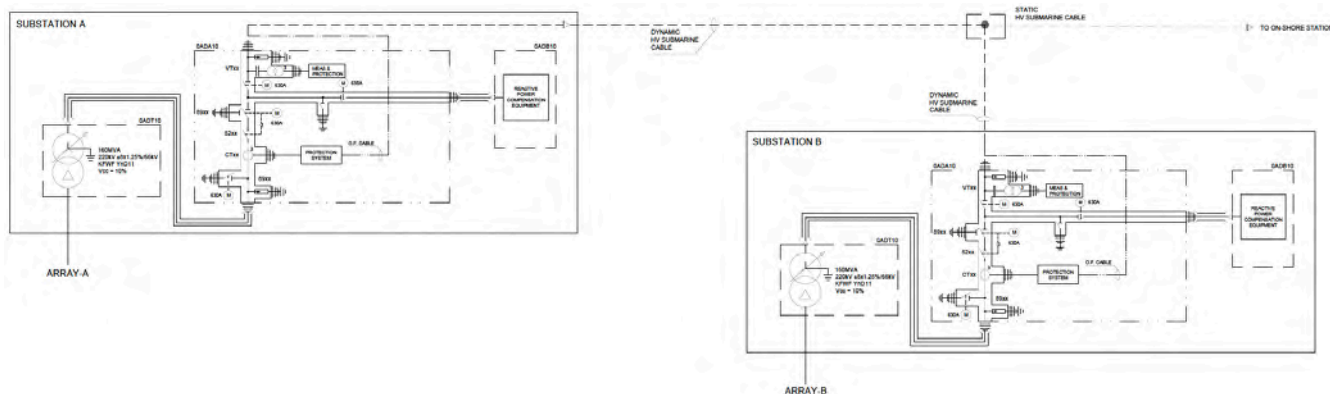


Figura 12 – Schemi di stazione off-shore 66/220 kV

Riepilogando, ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da:

- Quadro a 66 kV di parallelo arrivo linee dal parco e partenza trafo;
- N. 1 trasformatore elevatore di tensione 66/220 kV da 160 MVA;
- Quadro a 220 kV in esecuzione compatta GIS per partenza linea a 220 kV;
- Quadri BT per azionamento, comandi e per i servizi di Stazione;
- Gruppo Elettrogeno Diesel per sistema di emergenza;
- Sistema di backup con gruppo accumulatori a litio;
- Unità di trattamento aria e ventilazione;
- SCADA di Stazione e impianto;
- SCADA Aerogeneratori;
- Gruppi di Misura non fiscali;

### 4.3. TRACCIATO, CARATTERISTICHE E DIMENSIONAMENTO CAVI MARINI

Per il trasporto dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fino al punto di connessione alla RTN, esistono alcune principali tipologie di cavo elettrico sottomarino:

- Cavi marini "inter-array" (dinamico) di potenza di alta tensione 66 kV, con sezione tale di permettere il trasporto dell'energia prodotta da ciascun gruppo di WTG's;
- Cavo marino (dinamico e statico) ad altissima tensione 220 kV, dalla stazione del settore "A" e dalla stazione del settore "B" fino al punto di giunzione (Manifold);
- Cavo marino (statico) ad altissima tensione 220 kV, dal punto di giunzione (Manifold) al giunto terra-mare;
- Cavi a bassa tensione per la strumentazione ed il controllo delle turbine eoliche galleggianti. Questi sono integrati all'interno dei cavi di potenza, tipicamente come cavi di trasmissione dati in fibra ottica;

### 4.3.1. CAVI MARINI "INTER ARRAY" 66 kV

Per i cavi inter-array 66 kV sarà utilizzato un cavo del tipo tripolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio, con le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale: 66 kV;
- Frequenza nominale: 50 Hz;
- Formazione: 3x240, 3x630;
- Tipo di conduttore: Rame
- Isolamento: XLPE
- Tensione massima permanente di esercizio: 72,5 kV

Nella Figura 13 viene riportato il cavo marino con isolamento in XLPE (per maggiori informazioni si può fare riferimento all'ALLEGATO 1).

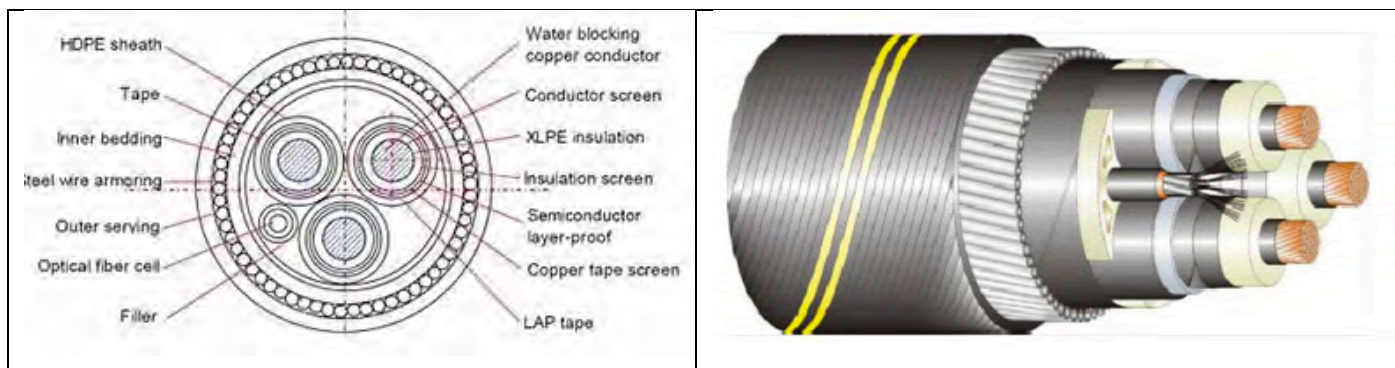


Figura 13 - cavo marino con isolamento in XLPE.

Nel caso in oggetto, i cavi inter-array risultano avere un tratto dinamico di uscita dal WTG fino al successivo WTG. I cavi 66 kV, dotati di boe di galleggiamento, seguiranno una disposizione secondo una catenaria, mantenendo una quota variabile di 100 – 200 m sotto la superficie marina (Figura 14).

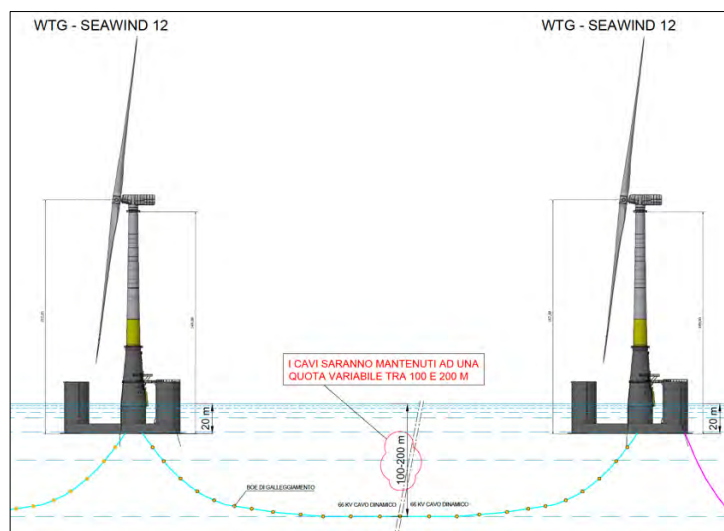


Figura 14 - cavo marino 66 kV dinamico con isolamento in XLPE posato sul fondo.

Nella Figura 15 si riporta il layout d'impianto con le linee 66 kV di congiunzione tra WTG'S.

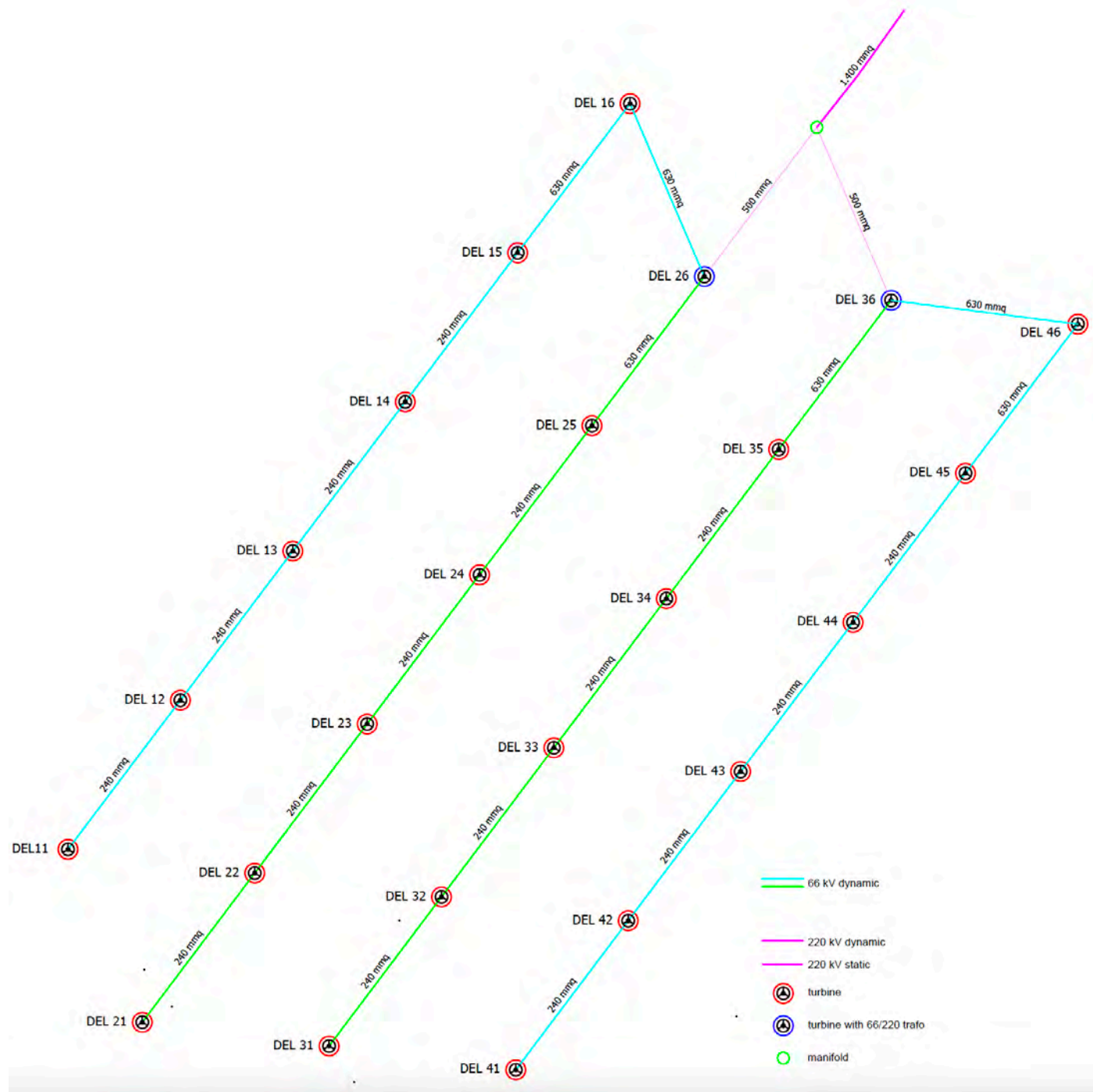


Figura 15 – Layout d'impianto con linee elettriche di collegamento.

Nella Figura 16 si riporta una sezione tipo (WTG 10 – WTG 11) di posa dei cavi inter-array 66 kV.



Figura 16 – Tipico di sezione di posa

Nella seguente tabella si riportano invece i calcoli di dimensionamento delle linee inter array 66 kV.

from	to	# of wtg	voltage [kV]	distance [m]	power [MW]	dynamic cable length [m]	Current [A]	Size [mm <sup>2</sup> ]	material	R [Ω/km] (*)	losses [kW/km]	losses [kW]
DEL-11	DEL-12	1	66	4800	12,2	4896	112,47	240	cu	0,097	2,1	10,4
DEL-12	DEL-13	2	66	4800	24,4	4896	224,94	240	cu	0,097	8,5	41,6
DEL-13	DEL-14	3	66	4800	36,6	4896	337,42	240	cu	0,097	19,1	93,7
DEL-14	DEL-15	4	66	4800	48,8	4896	449,89	240	cu	0,097	34,0	166,5
DEL-15	DEL-16	5	66	4800	61	4896	562,36	630	cu	0,0462	25,3	123,9
DEL-16	DEL-26	6	66	4837	73,2	4934	674,83	630	cu	0,0462	36,4	179,8
DEL-21	DEL-22	1	66	4800	12,2	4896	112,47	240	cu	0,097	2,1	10,4
DEL-22	DEL-23	2	66	4800	24,4	4896	224,94	240	cu	0,097	8,5	41,6
DEL-23	DEL-24	3	66	4800	36,6	4896	337,42	240	cu	0,097	19,1	93,7
DEL-24	DEL-25	4	66	4800	48,8	4896	449,89	240	cu	0,097	34,0	166,5
DEL-25	DEL-26	5	66	4800	61	4896	562,36	630	cu	0,0462	25,3	123,9
DEL-41	DEL-42	1	66	4800	12,2	4896	112,47	240	cu	0,097	2,1	10,4
DEL-42	DEL-43	2	66	4800	24,4	4896	224,94	240	cu	0,097	8,5	41,6
DEL-43	DEL-44	3	66	4800	36,6	4896	337,42	240	cu	0,097	19,1	93,7
DEL-44	DEL-45	4	66	4800	48,8	4896	449,89	240	cu	0,097	34,0	166,5
DEL-45	DEL-46	5	66	4800	61	4896	562,36	630	cu	0,0462	25,3	123,9
DEL-46	DEL-36	6	66	4837	73,2	4934	674,83	630	cu	0,0462	36,4	179,8
DEL-31	DEL-32	1	66	4800	12,2	4896	112,47	240	cu	0,097	2,1	10,4
DEL-32	DEL-33	2	66	4800	24,4	4896	224,94	240	cu	0,097	8,5	41,6
DEL-33	DEL-34	3	66	4800	36,6	4896	337,42	240	cu	0,097	19,1	93,7
DEL-34	DEL-35	4	66	4800	48,8	4896	449,89	240	cu	0,097	34,0	166,5
DEL-35	DEL-36	5	66	4800	61	4896	562,36	630	cu	0,0462	25,3	123,9
												2103,9

### 4.3.2. CAVI MARINI 220 kV

Per il collegamento delle stazioni di trasformazione alla terra sarà utilizzato un cavo di altissima tensione 220 kV AC del tipo tripolare con isolamento in XLPE "ULTRA CLEAN". (per maggiori informazioni si può fare riferimento all'ALLEGATO 1). Il cavo sarà del tipo riportato in Figura 17.

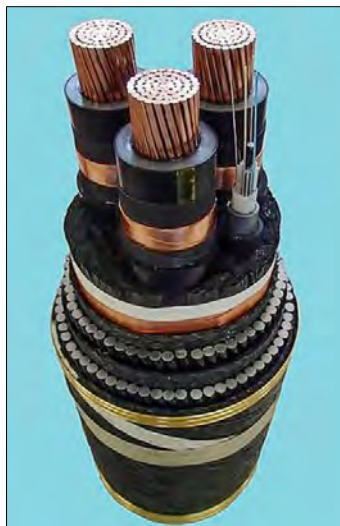


Figura 17 – Cavo marino 220 kV AC

Il cavo di altissima tensione 220 kV AC collega le sottostazioni 66/220 kV dei n.2 settori al manifold e quest'ultimo al giunto terra-mare sito sulla zona di approdo della costa.

Il cavo statico sarà posizionato sul fondo del mare e nell'ultimo tratto, prima dell'approdo sulla costa, sarà interrato tramite T.O.C. per evitare interferenze con i banchi di posidonia.

Nella tabella seguente si riportano i calcoli di dimensionamento delle linee in cavo marino 220 kV.



from	to	# of wtg	voltage [kV]	distance [m]	power [MW]	dynamic cable length [m]	static cable length [m]	Total length [m]	Current [A]	Size [mm <sup>2</sup> ]	material	R [Ω/km] (*)	losses [kW/km]	losses [kW]
DEL-26	manifold	12	220		146,4	6000	0	6000	404,90	500	cu	0,049	13,9	83,5
DEL-36	manifold	12	220		146,4	6000	0	6000	404,90	500	cu	0,049	13,9	83,5
manifold	shore	24	220		292,8	0	104038	104038	809,80	1400	al	0,03	34,1	3545,1
														3712,1

Pertanto nei tratti di collegamento delle n. 2 stazioni di trasformazione off-shore al manifold verrà adottata una sezione pari a 500 mm<sup>2</sup> (580 A), invece nel tratto statico comune fino al giunto terra-mare sarà adottata una sezione pari a 1.400 mm<sup>2</sup> (899 A).

$$I\left(\frac{1}{2}\right) = \frac{146.400}{380 \times \sqrt{3} \times \cos\varphi} = 404,9 \text{ A} \quad I = \frac{292.800}{380 \times \sqrt{3} \times \cos\varphi} = 809,8 \text{ A}$$

L'installazione del cavo di collegamento sottomarino fino al punto sbarco sarà preceduta da indagini geofisiche approfondite lungo tutto il percorso del cavidotto.

Si procederà quindi, con opportuni mezzi, all'operazione di messa in opera della protezione. (Trincee di allestimento cavi o tegoli protettivi).

	<b>RELAZIONE ELETTRICA</b> PARCO EOLICO OFF-SHORE FLOTTANTE "DEL TORO 2" P = 292,8 MVA	
Codifica Elaborato:	<b>REL.F – Relazione elettrica</b>	Rev. 00

A circa 1 km della costa, il cavo sottomarino verrà o tirato tramite tecnica TOC (trivellazione orizzontale controllata) fino al pozzetto di giunzione (Figura 18), ciò al fine di evitare interferenze con i banchi di posidonia antistanti la costa.

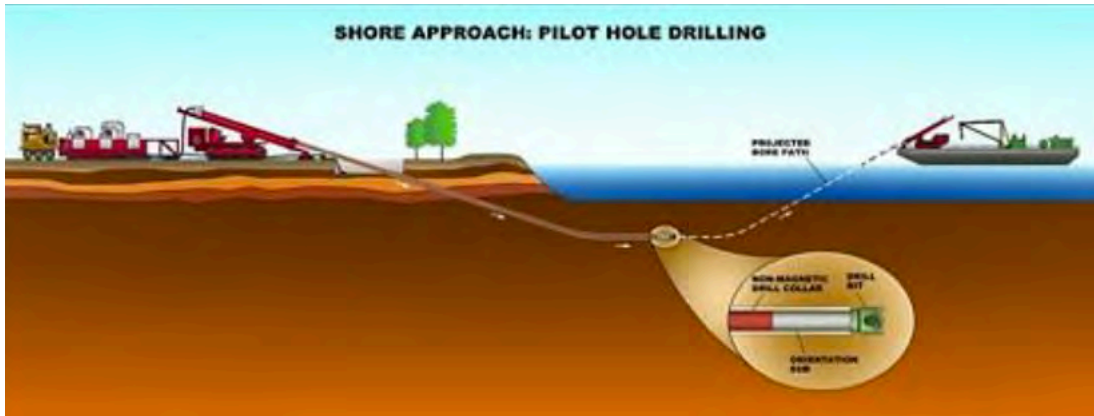


Figura 18 – trasporto alla camera di giunzione tramite tecnica TOC

La trivellazione con TOC avverrà posizionando la macchina in corrispondenza dell'estremità lato terra (buca giunti), effettuando pertanto i fori con avanzamento verso il mare. Giunti all'altra estremità, si procederà al trascinamento in senso opposto dei tubi PEAD, dotati di apposita testa per l'ancoraggio all'utensile della macchina. La posa avverrà ad una profondità non inferiore a 2 m.

#### 4.4.CAVO TERRESTRE 220 kV

Il cavo sottomarino di altissima tensione AC 220 kV, giunto in prossimità della costa verrà unito al cavo interrato terrestre, nel cosiddetto punto di sbarco, tramite un giunto denominato "terra-mare".

Il punto di sbarco corrisponde alla zona di transizione tra il settore marino e il settore terrestre e sarà localizzato a sud del molo di ponente del Porto di Portovesme (Figura 19).



Figura 19 – Punto di arrivo del cavidotto marino (giunto terra-mare)

In tale punto sarà realizzato un pozzetto interrato in c.a. denominato "buca giunti" di cui si riporta il particolare in Figura 20.

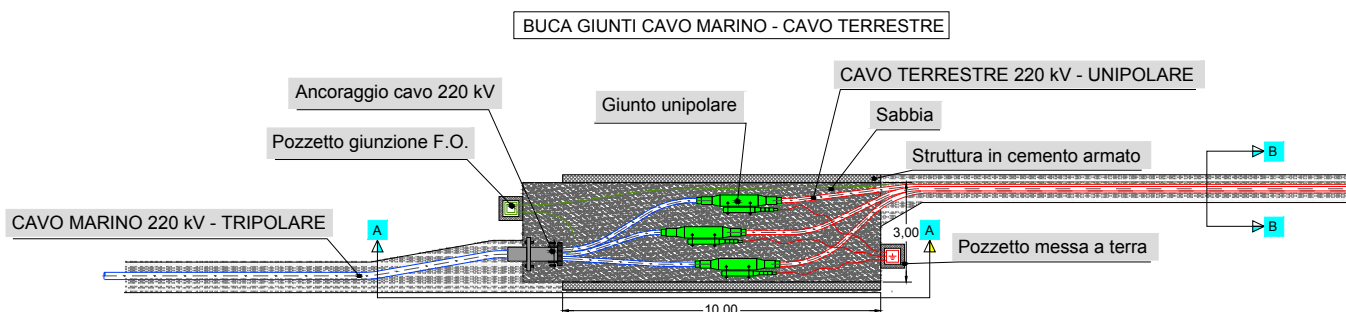


Figura 20 – Buca giunti (giunto terra-mare)

Nel pozzetto verranno realizzati dei giunti su ciascuna fase del cavo tripolare marino con le rispettive fasi dell'unipolare terrestre. Il cavo 220 kV terrestre, sempre del tipo in XLPE, giunto sulla terra verrà posato secondo le modalità indicate in Figura 21.

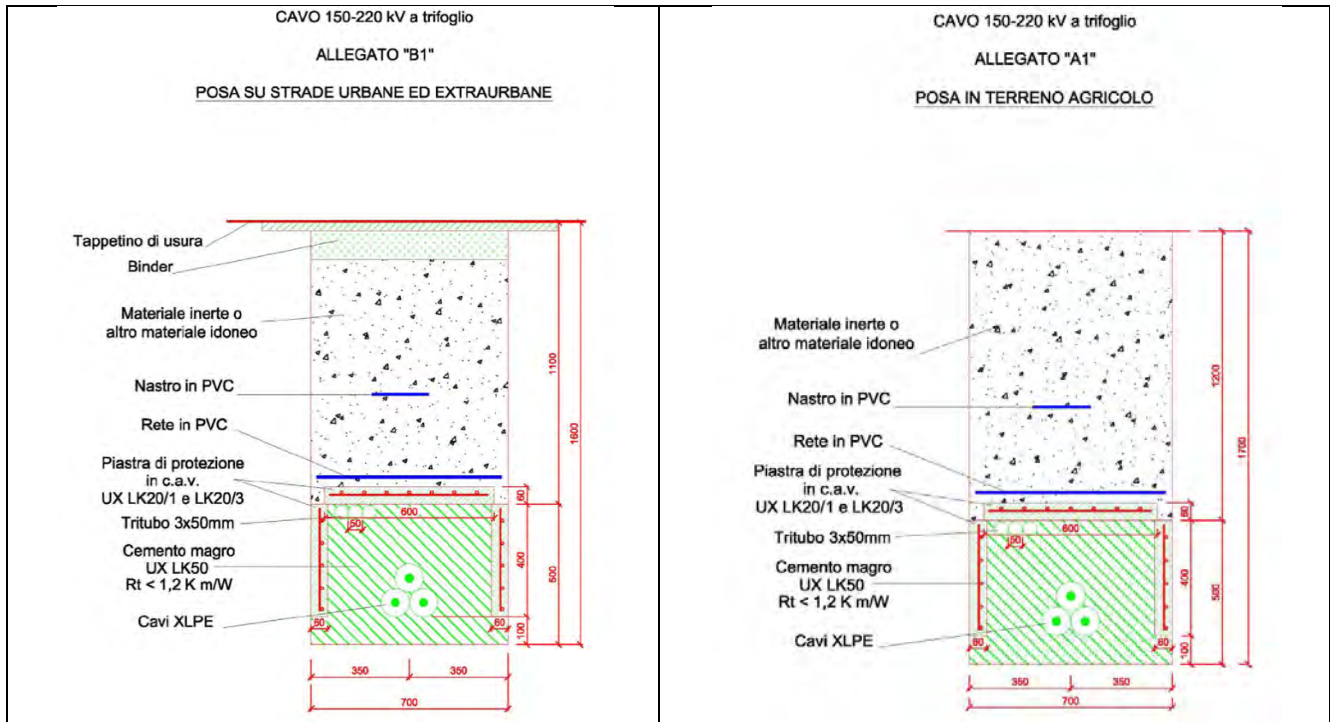


Figura 21 – Modalità di posa del cavo 220 kV terrestre

Il cavo 220 kV terrestre interrato, si svilupperà per circa 2,5 km, interessando principalmente strade esistenti nell'area industriale di Portovesme. Il tracciato viene riportato nella Figura 22 e nei particolari.



Figura 22 – Tracciato cavidotto interrato 220 kV



Lungo il percorso il cavo attraversa alcune strade e altre infrastrutture; in questi luoghi, qualora necessario, verrà eseguita l'operazione di perforazione orizzontale (TOC) vedi Figura 23.

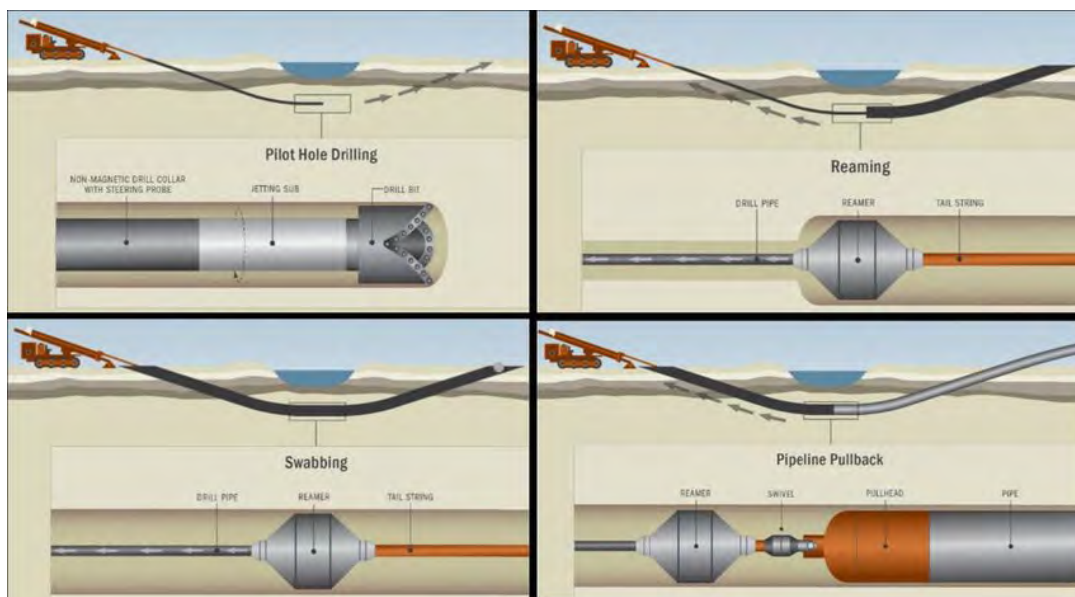


Figura 23 – Attraversamenti in TOC

Il cavo terrestre sarà di tipo unipolare con conduttori in alluminio e sezione pari a 1600 mm<sup>2</sup>, con isolamento in XLPE.

Caratteristiche del cavo terrestre a 220 kV:

- Materiale del conduttore: alluminio;
- Schermo: filo di rame.
- Sezione del conduttore: 1600 mm<sup>2</sup>;
- Sezione schermo: 60 mm<sup>2</sup>;
- Diametro esterno, D: 110 mm;
- Tensione operativa: 230 kV;
- Capacità nominale: 0,167 μF/km;
- Portata in corrente con posa interrata: 977 A.
- Fattore di curvatura durante l'installazione: 30D;
- Fattore di curvatura durante l'esercizio 15D;
- Temperatura massima di servizio del conduttore: 90 °C.

Pertanto, tale sezione, risulta essere sicuramente adeguata alla corrente massima generata dall'impianto.

$$I = \frac{292.800}{220 \times \sqrt{3} \times \cos\varphi} = 809,8 \text{ A}$$

### 4.5. STAZIONE ON-SHORE 220/380 kV

Nell'area industriale di Portovesme verrà realizzata una stazione utente di trasformazione 220/380 kV al fine di elevare la tensione dai 220 kV ai 380 kV della S.E. Terna di Sulcis S/E.

La stazione utente che sarà realizzata in tale area, avrà quindi sia lo scopo di adeguare la tensione a quella di connessione (380 kV), che quella di permettere la gestione dell'impianto, effettuare le misure fiscali dell'energia e regolare la potenza reattiva tramite apparecchiature di rifasamento.

Il cavo 220 kV entrerà pertanto in suddetta stazione e successivamente, dopo aver effettuato un'elevazione di tensione, uscirà un cavo interrato 380 kV verso la stazione 380 kV RTN di Sulcis S/E dove viene individuato il "punto di connessione".

Nella Figura 23 si riporta il layout della stazione "on-shore" 220/380 kV.

#### STAZIONE ON-SHORE 220/380 kV - PLANIMETRIA E SEZIONE ELETTROMECCANICA

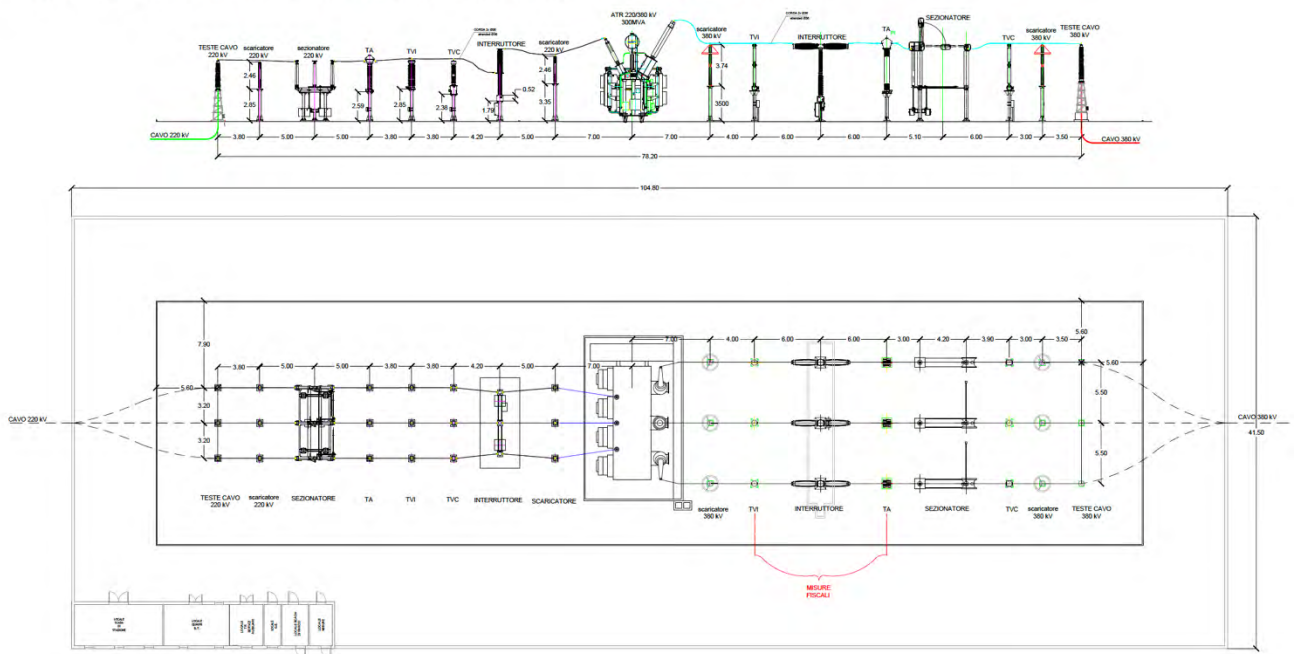


Figura 23 – Layout stazione on-shore 220/380 kV

#### 4.6. CAVO TERRESTRE 380 kV

Il cavo 380 kV terrestre si svilupperà per circa 2,3 km dalla stazione on-shore 220/380 kV fino al punto di connessione sulla Stazione Terna Sulcis S/E.

Il tracciato interesserà principalmente strade esistenti nell'area industriale di Portovesme. (Vedi Figura 21 precedente). Il cavo del tipo XLPE in Figura 25 avrà una sezione pari a 1000 mm<sup>2</sup> con caratteristiche riportate nella tabella seguente.

La portata del cavo di circa 900 A garantisce che la sezione è ampiamente sufficiente al trasporto di una portata massima di generazione pari a circa 469 A.

$$I = \frac{292.800}{380 \times \sqrt{3} \times \cos\varphi} = 468,8 \text{ A}$$



Figura 25 – Cavo HVAC 380 kV in XLPE

Tipo di conduttore	Unipolare in XLPE (polietilene reticolato)
Sezione	1000 mm <sup>2</sup>
Materiale del conduttore	Unipolare in rame
Schermo semiconduttore interno	A base di polietilene drogato
Materiale isolamento	Polietilene reticolato
Schermo semiconduttore esterno (sull'isolante)	A base di polietilene drogato
Materiale della guaina metallica	Rame corrugato
Materiale della blindatura in guaina anticorrosiva	Polietilene, con grafite refrigerante (opzionale)
Materiale della guaina esterna	Polietilene
Tensione di isolamento	380 kV

Il cavo verrà posato secondo le modalità indicate in Figura 26.

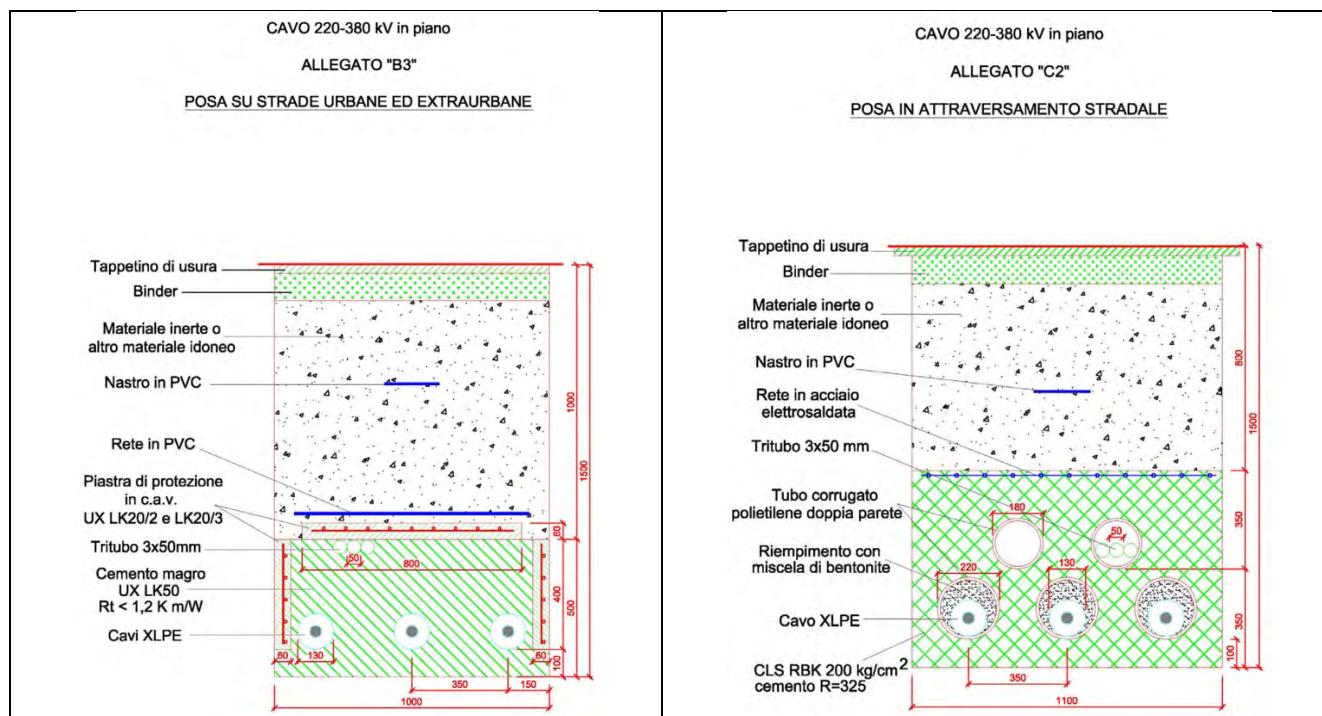


Figura 26 – Modalità di posa del cavo 380 kV terrestre



Il collegamento elettrico interrato terminerà presso la stazione elettrica TERNA 380 kV "SULCIS S/E" dove sarà necessario realizzare un nuovo stallo di arrivo in cavo 380 kV per la consegna dell'energia elettrica proveniente dall'impianto eolico.

## 5. MISURE DI COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA

Secondo l'Allegato A.17 del CDR di Terna S.p.A, è necessario poter effettuare una regolazione di potenza reattiva ed in particolare: "La Centrale in parallelo con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico. Tale controllo deve essere realizzato in funzione del segnale di tensione prelevato dai TV installati nella sezione AT della Centrale. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato dal Gestore e dovrà essere applicato dall'Utente (logica locale), anche in tempo reale (entro e non oltre 15 minuti dalla richiesta pervenuta da Terna); inoltre il sistema di controllo della Centrale deve essere predisposto affinché il valore della tensione di riferimento o della potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante telecomando o tele-segnale di regolazione inviato da un centro remoto del Gestore (logica remota)..... L'impianto eolico deve essere predisposto anche per ricevere da Terna un set-point in potenza reattiva elaborato da un sistema remoto attraverso adeguati canali di telecomunicazione."

Per i suddetti motivi, tale componente reattiva deve essere compensata prima dell'iniezione in rete.

Questa operazione sarà concordata con TERNA per definire la tipologia di intervento e la taglia del gruppo

	<p style="text-align: center;"><b>RELAZIONE ELETTRICA</b></p> <p style="text-align: center;">PARCO EOLICO OFF-SHORE FLOTTANTE "DEL TORO 2" P = 292,8 MVA</p>	
Codifica Elaborato:	<b>REL.F – Relazione elettrica</b>	Rev. <b>00</b>

di compensazione della potenza reattiva da installare.

Inoltre la potenza reattiva generata riduce la componente di corrente attiva trasmissibile tramite i cavi.

La compensazione è quindi necessaria, sia per il rispetto dell'allegato 17 del Cdr, sia per massimizzare la trasmissione di potenza attiva.

La compensazione della potenza reattiva potrà essere effettuata tramite apparecchiature poste:

- nell'aerogeneratore (tramite il convertitore a bordo);
- sottostazione di trasformazione offshore;
- sottostazione di consegna onshore.

Infatti sarà necessario compensare la potenza reattiva sia sui wtg's che nelle stazioni off-shore e on-shore al fine di compensare anche la componente reattiva generata dai cavi di trasporto dell'energia.

La prima regolazione potrà quindi essere effettuata tramite il convertitore di macchina.

Nella stazione off-shore verrà installato un gruppo di compensazione della potenza reattiva direttamente all'interno di una torre di floating (vedi Figura 5).

Ciò comporterà un miglioramento del fattore di potenza nel punto di generazione dell'energia e quindi una riduzione la potenza reattiva generata.

Infine verrà realizzato un compensatore di potenza reattiva anche all'interno della stazione on-shore soprattutto al fine di compensare la componente reattiva generata dal cavo di trasporto dell'energia.

Allo stesso tempo, tale apparecchiatura, permetterà anche di ridurre le armoniche nella corrente di linea e regolare la tensione.

## 6. CAMPI ELETTROMAGNETICI

### 6.1. CAMPO ELETTROMAGNETICO CAVO TERRESTRE 220 kV

Per quanto riguarda il tratto di cavidotto AAT 220kV interrato della lunghezza di circa 2,5 km che collega il giunto terra-mare con la sottostazione di trasformazione 220/380 kV, la massima potenza su cui viene effettuata la verifica elettromagnetica corrisponde a quella di massima generazione P = 292,8 MVA (tra l'altro mai raggiungibile al netto delle perdite).

Considerando una tensione di generazione di 220 kV e un  $\cos\phi = 0,95$ , osserviamo che l'aliquota di intensità di corrente prodotta nella stazione di trasformazione è pari a:

$$I = \frac{P}{V_{eser} \cdot \cos\phi \cdot \sqrt{3}}$$

da cui: I = 809,8 A (approssimato a 810 A)

Il cavo AAT 220 kV avrà una sezione pari a 1.600 mmq e un diametro esterno pari a 110 mm. Quindi nel caso di un sistema bilanciato, come quello in esame, considerando le caratteristiche dell'elettrodotto (formazione dei conduttori a trifoglio - profondità di posa della linea 1,5 m – Figura 27) a distanza verticale di 1,0 metri dal centro linea (altezza uomo) si avranno le condizioni determinate nella tabella di seguito:

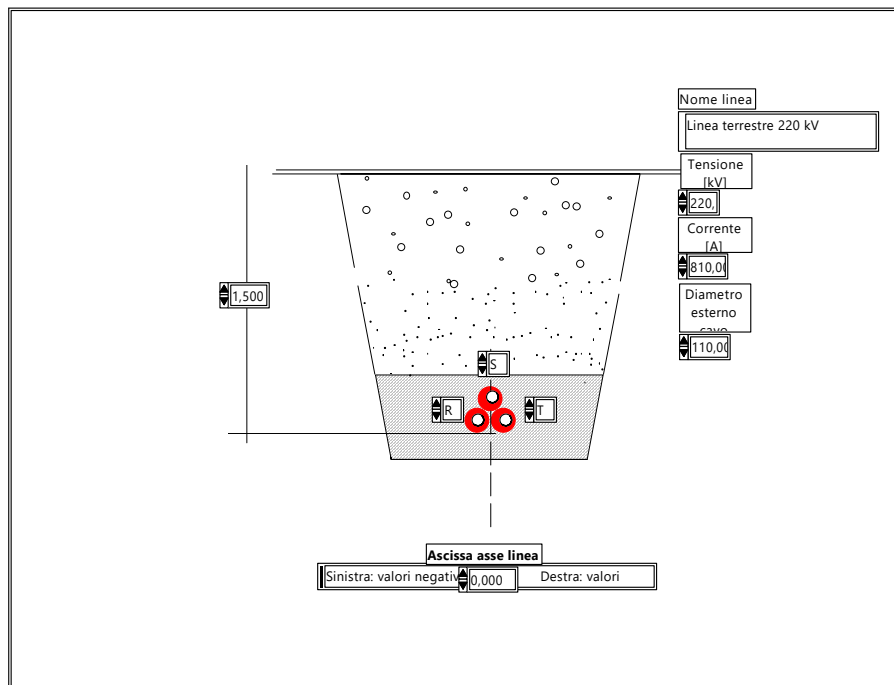


Figura 27 – Posa cavo terrestre 220 kV



Distanza [m]	E orizzontal [kV/n]	E verticale [kV/n]	E risult. [kV/n]	B orizzontal [μT]	B verticale [μT]	B risult. [μT]
-30.000	NaN	NaN	NaN	0.017	0.017	0.024
-29.000	NaN	NaN	NaN	0.018	0.018	0.026
-28.000	NaN	NaN	NaN	0.020	0.020	0.028
-27.000	NaN	NaN	NaN	0.021	0.021	0.030
-26.000	NaN	NaN	NaN	0.023	0.023	0.032
-25.000	NaN	NaN	NaN	0.024	0.024	0.035
-24.000	NaN	NaN	NaN	0.027	0.026	0.038
-23.000	NaN	NaN	NaN	0.029	0.029	0.041
-22.000	NaN	NaN	NaN	0.032	0.031	0.045
-21.000	NaN	NaN	NaN	0.035	0.034	0.049
-20.000	NaN	NaN	NaN	0.038	0.038	0.054
-19.000	NaN	NaN	NaN	0.042	0.042	0.059
-18.000	NaN	NaN	NaN	0.047	0.047	0.066
-17.000	NaN	NaN	NaN	0.052	0.052	0.074
-16.000	NaN	NaN	NaN	0.059	0.059	0.083
-15.000	NaN	NaN	NaN	0.067	0.067	0.095
-14.000	NaN	NaN	NaN	0.077	0.076	0.108
-13.000	NaN	NaN	NaN	0.089	0.088	0.125
-12.000	NaN	NaN	NaN	0.103	0.103	0.146
-11.000	NaN	NaN	NaN	0.122	0.121	0.172
-10.000	NaN	NaN	NaN	0.147	0.145	0.206
-9.000	NaN	NaN	NaN	0.179	0.177	0.251
-8.000	NaN	NaN	NaN	0.223	0.219	0.313
-7.000	NaN	NaN	NaN	0.284	0.279	0.398
-6.000	NaN	NaN	NaN	0.372	0.366	0.522
-5.000	NaN	NaN	NaN	0.505	0.496	0.708
-4.000	NaN	NaN	NaN	0.711	0.703	1.000
-3.000	NaN	NaN	NaN	1.037	1.045	1.472
-2.000	NaN	NaN	NaN	1.541	1.601	2.222
-1.000	NaN	NaN	NaN	2.241	2.283	3.199
0.000	NaN	NaN	NaN	2.720	2.580	3.749
1.000	NaN	NaN	NaN	2.241	2.283	3.199
2.000	NaN	NaN	NaN	1.541	1.601	2.222
3.000	NaN	NaN	NaN	1.037	1.045	1.472
4.000	NaN	NaN	NaN	0.711	0.703	1.000
5.000	NaN	NaN	NaN	0.505	0.496	0.708
6.000	NaN	NaN	NaN	0.372	0.366	0.522
7.000	NaN	NaN	NaN	0.284	0.279	0.398
8.000	NaN	NaN	NaN	0.223	0.219	0.313
9.000	NaN	NaN	NaN	0.179	0.177	0.251
10.000	NaN	NaN	NaN	0.147	0.145	0.206
11.000	NaN	NaN	NaN	0.122	0.121	0.172
12.000	NaN	NaN	NaN	0.103	0.103	0.146
13.000	NaN	NaN	NaN	0.089	0.088	0.125
14.000	NaN	NaN	NaN	0.077	0.076	0.108
15.000	NaN	NaN	NaN	0.067	0.067	0.095
16.000	NaN	NaN	NaN	0.059	0.059	0.083
17.000	NaN	NaN	NaN	0.052	0.052	0.074
18.000	NaN	NaN	NaN	0.047	0.047	0.066
19.000	NaN	NaN	NaN	0.042	0.042	0.059
20.000	NaN	NaN	NaN	0.038	0.038	0.054
21.000	NaN	NaN	NaN	0.035	0.034	0.049
22.000	NaN	NaN	NaN	0.032	0.031	0.045
23.000	NaN	NaN	NaN	0.029	0.029	0.041
24.000	NaN	NaN	NaN	0.027	0.026	0.038
25.000	NaN	NaN	NaN	0.024	0.024	0.035
26.000	NaN	NaN	NaN	0.023	0.023	0.032
27.000	NaN	NaN	NaN	0.021	0.021	0.030
28.000	NaN	NaN	NaN	0.020	0.020	0.028
29.000	NaN	NaN	NaN	0.018	0.018	0.026
30.000	NaN	NaN	NaN	0.017	0.017	0.024

Tabella dell'andamento del campo magnetico cavo 220 kV

Il contributo del campo elettrico, per le tensioni in gioco e per la presenza delle schermature del cavo, è da ritenersi pari a zero.

Di seguito si riportano in Figura 28 e 29 i grafici dell'andamento del campo magnetico ad altezza uomo: profilo laterale e piano orizzontale.

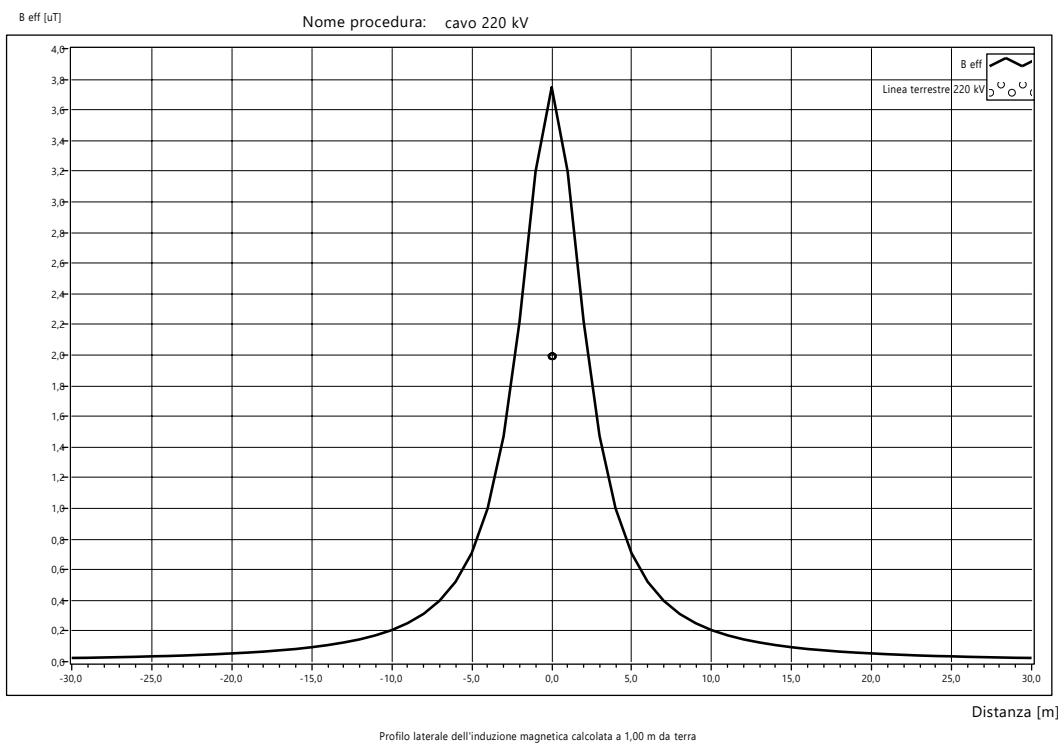


Figura 28 – Andamento campo magnetico: profilo laterale

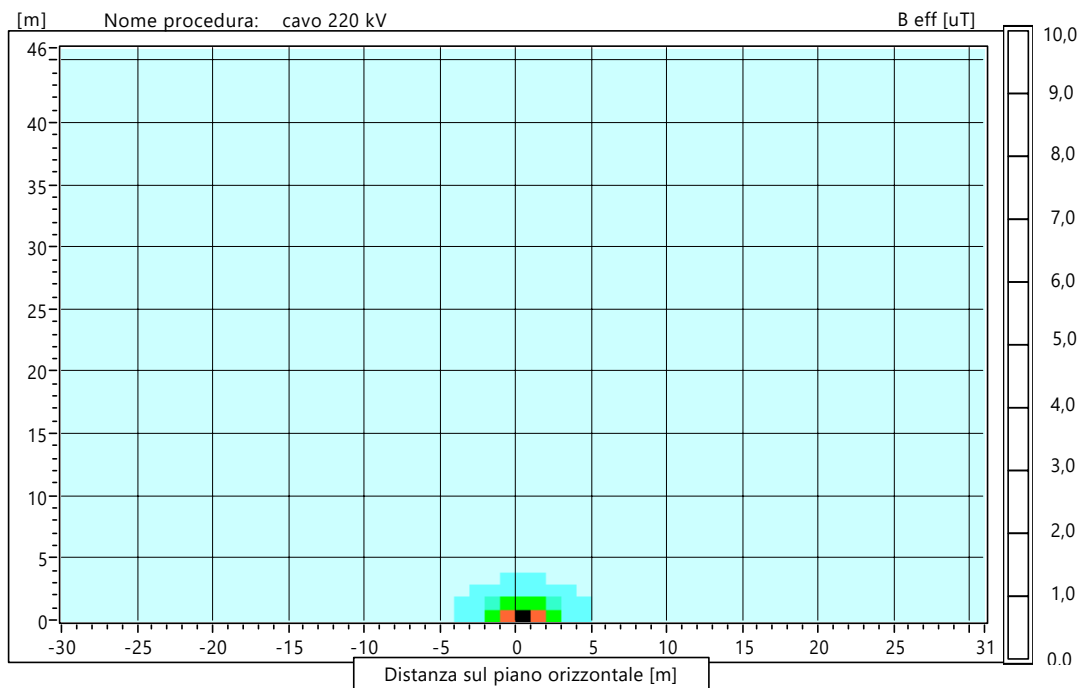


Figura 29 – Andamento campo magnetico: piano orizzontale

A poco più di 1 m dalla sorgente il campo magnetico presenta un valore inferiore a  $3\mu\text{T}$  che rappresenta "l'obiettivo qualità". Si può concludere che la verifica dell'osservanza dei limiti di cui al DPCM 08/07/2003 è dunque da ritenersi soddisfatta.



## 6.2.CAMPO ELETTROMAGNETICO CAVO TERRESTRE 380 kV

Per quanto riguarda il tratto di cavidotto AAT 380kV interrato della lunghezza di circa 1 km che collega la sottostazione di trasformazione 220/380 kV con la stazione Terna 380 kV "Sulcis", la massima potenza su cui viene effettuata la verifica elettromagnetica corrisponde a quella di massima generazione  $P = 292,8$  MVA (tra l'altro mai raggiungibile al netto delle perdite).

Considerando una tensione di generazione di 380 kV e un  $\cos\phi = 0,95$ , osserviamo che l'aliquota di intensità di corrente prodotta nella stazione di trasformazione è pari a:

$$I = \frac{P}{V_{eser} \cdot \cos\phi \cdot \sqrt{3}}$$

da cui:  $I = 469$  A

Il cavo AAT 380 kV avrà una sezione pari a 1.000 mm<sup>2</sup> e un diametro esterno pari a 110 mm. Quindi nel caso di un sistema, come quello in esame, considerando le caratteristiche dell'elettrodotta (formazione dei conduttori in piano - profondità di posa della linea 1,5 m – Figura 30) a distanza verticale di 1,0 metri dal centro linea (altezza uomo) si avranno le condizioni determinate nella tabella di seguito:

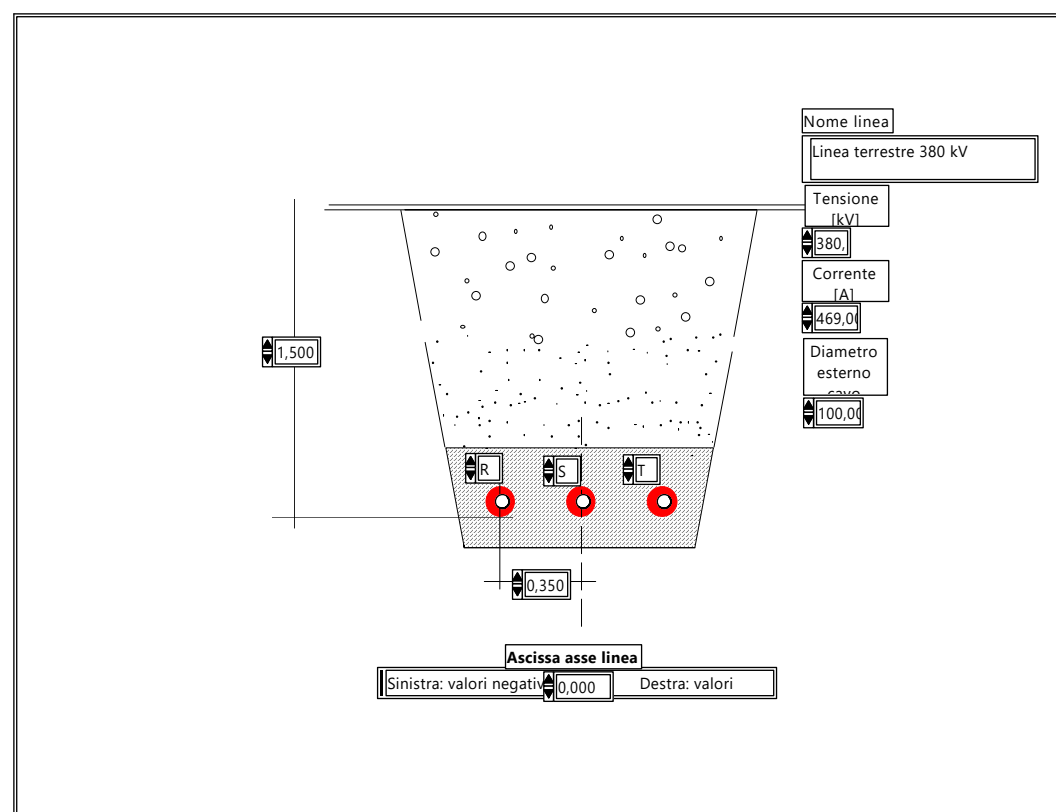


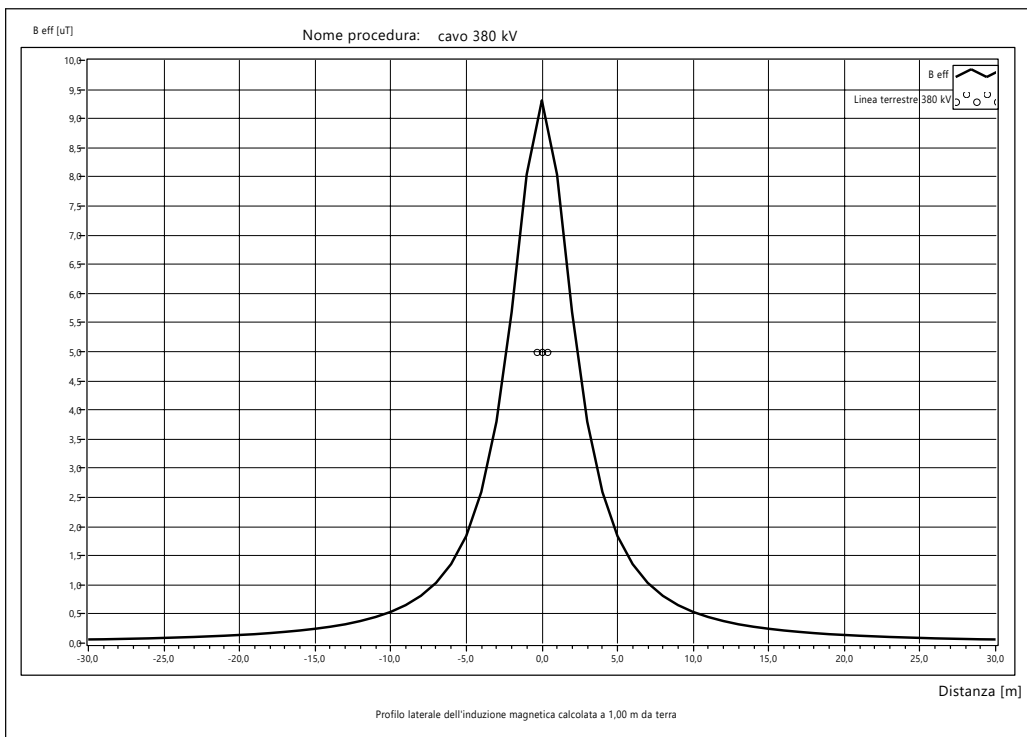
Figura 30 – Posa cavo terrestre 380 kV



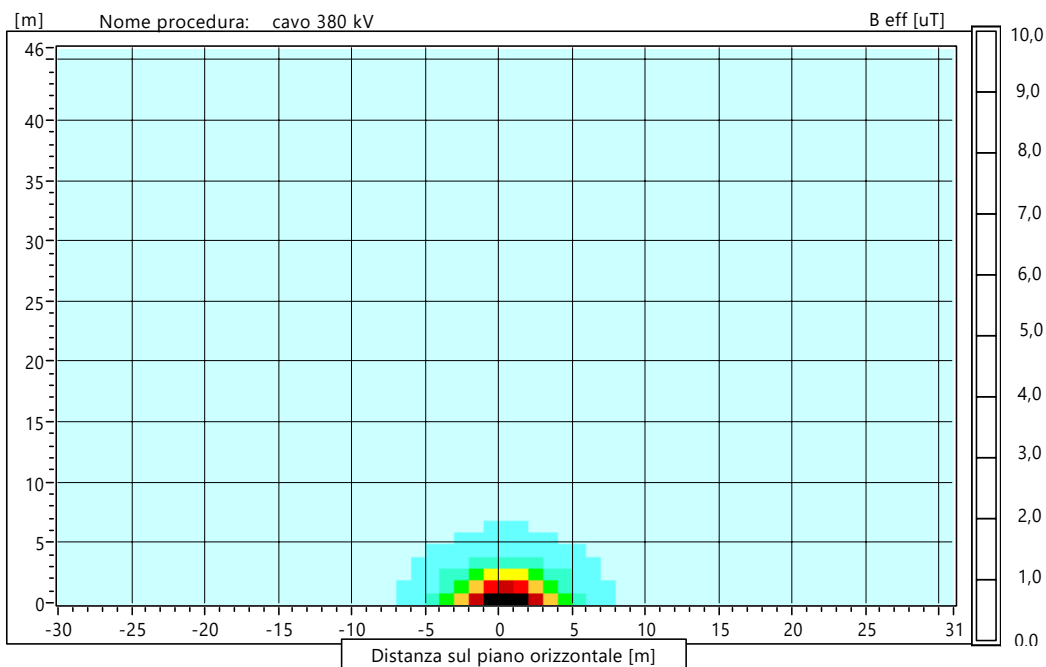
Distanza [m]	E orizzontal [kV/n]	E verticale [kV/n]	E risult. [kV/n]	B orizzontal [μT]	B verticale [μT]	B risult. [μT]
-30.000	NaN	NaN	NaN	0.010	0.062	0.063
-29.000	NaN	NaN	NaN	0.011	0.066	0.067
-28.000	NaN	NaN	NaN	0.013	0.071	0.072
-27.000	NaN	NaN	NaN	0.014	0.076	0.077
-26.000	NaN	NaN	NaN	0.016	0.082	0.083
-25.000	NaN	NaN	NaN	0.018	0.088	0.090
-24.000	NaN	NaN	NaN	0.020	0.096	0.098
-23.000	NaN	NaN	NaN	0.022	0.104	0.106
-22.000	NaN	NaN	NaN	0.026	0.113	0.116
-21.000	NaN	NaN	NaN	0.029	0.124	0.127
-20.000	NaN	NaN	NaN	0.034	0.136	0.140
-19.000	NaN	NaN	NaN	0.039	0.150	0.155
-18.000	NaN	NaN	NaN	0.046	0.166	0.172
-17.000	NaN	NaN	NaN	0.054	0.185	0.193
-16.000	NaN	NaN	NaN	0.065	0.207	0.217
-15.000	NaN	NaN	NaN	0.078	0.233	0.246
-14.000	NaN	NaN	NaN	0.096	0.265	0.282
-13.000	NaN	NaN	NaN	0.118	0.303	0.325
-12.000	NaN	NaN	NaN	0.149	0.349	0.379
-11.000	NaN	NaN	NaN	0.190	0.406	0.448
-10.000	NaN	NaN	NaN	0.249	0.476	0.537
-9.000	NaN	NaN	NaN	0.332	0.564	0.655
-8.000	NaN	NaN	NaN	0.456	0.674	0.814
-7.000	NaN	NaN	NaN	0.647	0.809	1.036
-6.000	NaN	NaN	NaN	0.952	0.967	1.357
-5.000	NaN	NaN	NaN	1.458	1.122	1.840
-4.000	NaN	NaN	NaN	2.317	1.166	2.593
-3.000	NaN	NaN	NaN	3.730	0.735	3.801
-2.000	NaN	NaN	NaN	5.544	1.244	5.682
-1.000	NaN	NaN	NaN	5.548	5.823	8.043
0.000	NaN	NaN	NaN	0.766	9.284	9.315
1.000	NaN	NaN	NaN	5.548	5.823	8.043
2.000	NaN	NaN	NaN	5.544	1.244	5.682
3.000	NaN	NaN	NaN	3.730	0.735	3.801
4.000	NaN	NaN	NaN	2.317	1.166	2.593
5.000	NaN	NaN	NaN	1.458	1.122	1.840
6.000	NaN	NaN	NaN	0.952	0.967	1.357
7.000	NaN	NaN	NaN	0.647	0.809	1.036
8.000	NaN	NaN	NaN	0.456	0.674	0.814
9.000	NaN	NaN	NaN	0.332	0.564	0.655
10.000	NaN	NaN	NaN	0.249	0.476	0.537
11.000	NaN	NaN	NaN	0.190	0.406	0.448
12.000	NaN	NaN	NaN	0.149	0.349	0.379
13.000	NaN	NaN	NaN	0.118	0.303	0.325
14.000	NaN	NaN	NaN	0.096	0.265	0.282
15.000	NaN	NaN	NaN	0.078	0.233	0.246
16.000	NaN	NaN	NaN	0.065	0.207	0.217
17.000	NaN	NaN	NaN	0.054	0.185	0.193
18.000	NaN	NaN	NaN	0.046	0.166	0.172
19.000	NaN	NaN	NaN	0.039	0.150	0.155
20.000	NaN	NaN	NaN	0.034	0.136	0.140
21.000	NaN	NaN	NaN	0.029	0.124	0.127
22.000	NaN	NaN	NaN	0.026	0.113	0.116
23.000	NaN	NaN	NaN	0.022	0.104	0.106
24.000	NaN	NaN	NaN	0.020	0.096	0.098
25.000	NaN	NaN	NaN	0.018	0.088	0.090
26.000	NaN	NaN	NaN	0.016	0.082	0.083
27.000	NaN	NaN	NaN	0.014	0.076	0.077
28.000	NaN	NaN	NaN	0.013	0.071	0.072
29.000	NaN	NaN	NaN	0.011	0.066	0.067
30.000	NaN	NaN	NaN	0.010	0.062	0.063

Tabella dell'andamento del campo magnetico cavo 380 kV

Il contributo del campo elettrico, per le tensioni in gioco e per la presenza delle schermature del cavo, è da ritenersi pari a zero. Di seguito si riportano in Figura 31 e 32 i grafici dell'andamento del campo magnetico ad altezza uomo: profilo laterale e piano orizzontale.



**Figura 31 – Andamento campo magnetico: profilo laterale**



**Figura 32 – Andamento campo magnetico: piano orizzontale**

A circa 3,5 m dalla sorgente il campo magnetico presenta un valore inferiore a  $3\mu\text{T}$  che rappresenta "l'obiettivo qualità". Ad altezza uomo, perpendicolarmente al tracciato del cavo, il valore è comunque inferiore al valore di attenzione dei  $10\mu\text{T}$ . Si può concludere che la verifica dell'osservanza dei limiti di cui al DPCM 08/07/2003 è dunque da ritenersi soddisfatta.

### 6.3.CAMPO ELETTROMAGNETICO CAVO MARINO 66 kV

In merito ai cavi AT 66 kV marini, che collegano tra loro gli aerogeneratori, si è fatto riferimento ai tratti di cavo nel punto di massima generazione elettrica e quindi maggior influenza del C.E.M.

Infatti nel tratto con maggior portata transitante  $P = 73,2$  MVA (ad esempio DEL 16 – DEL 26), considerando una tensione di generazione di 66 kV e un  $\cos\phi = 0,95$ , osserviamo che l'aliquota di intensità di corrente prodotta nella stazione di trasformazione è pari a:

$$I = \frac{P}{V_{eser} \cdot \cos\phi \cdot \sqrt{3}}$$

da cui:  $I = 674,8$  A (approssimato a 675 A)

Il cavo AT 66 kV avrà una sezione pari a 630 mmq e un diametro esterno pari a 192 mm. Quindi nel caso di un sistema bilanciato, come quello in esame, considerando le caratteristiche dell'elettrodotto (formazione dei conduttori a trifoglio - posa sul fondale marino – Figura 33) a distanza verticale di 1,0 metro dal centro linea, si avranno le condizioni determinate nella tabella di seguito:

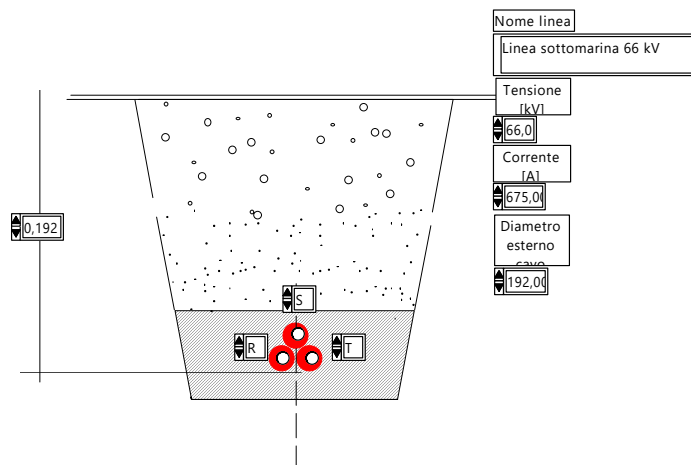


Figura 33 – Posa cavo marino 66 kV



Distanza [m]	E orizzontal [kV/n]	E verticale [kV/n]	E risult. [kV/n]	B orizzontal [μT]	B verticale [μT]	B risult. [μT]
-30.000	NaN	NaN	NaN	0.025	0.025	0.035
-29.000	NaN	NaN	NaN	0.027	0.027	0.038
-28.000	NaN	NaN	NaN	0.029	0.029	0.040
-27.000	NaN	NaN	NaN	0.031	0.031	0.043
-26.000	NaN	NaN	NaN	0.033	0.033	0.047
-25.000	NaN	NaN	NaN	0.036	0.036	0.051
-24.000	NaN	NaN	NaN	0.039	0.039	0.055
-23.000	NaN	NaN	NaN	0.042	0.042	0.060
-22.000	NaN	NaN	NaN	0.046	0.046	0.065
-21.000	NaN	NaN	NaN	0.051	0.051	0.072
-20.000	NaN	NaN	NaN	0.056	0.056	0.079
-19.000	NaN	NaN	NaN	0.062	0.062	0.088
-18.000	NaN	NaN	NaN	0.069	0.069	0.098
-17.000	NaN	NaN	NaN	0.078	0.077	0.109
-16.000	NaN	NaN	NaN	0.088	0.087	0.123
-15.000	NaN	NaN	NaN	0.100	0.099	0.140
-14.000	NaN	NaN	NaN	0.114	0.114	0.161
-13.000	NaN	NaN	NaN	0.132	0.132	0.187
-12.000	NaN	NaN	NaN	0.155	0.154	0.219
-11.000	NaN	NaN	NaN	0.185	0.183	0.260
-10.000	NaN	NaN	NaN	0.223	0.221	0.314
-9.000	NaN	NaN	NaN	0.275	0.272	0.387
-8.000	NaN	NaN	NaN	0.348	0.342	0.488
-7.000	NaN	NaN	NaN	0.453	0.444	0.634
-6.000	NaN	NaN	NaN	0.614	0.597	0.856
-5.000	NaN	NaN	NaN	0.877	0.845	1.217
-4.000	NaN	NaN	NaN	1.348	1.280	1.859
-3.000	NaN	NaN	NaN	2.304	2.149	3.150
-2.000	NaN	NaN	NaN	4.565	4.272	6.252
-1.000	NaN	NaN	NaN	10.148	11.426	15.282
0.000	NaN	NaN	NaN	22.967	18.545	29.520
1.000	NaN	NaN	NaN	10.148	11.426	15.282
2.000	NaN	NaN	NaN	4.565	4.272	6.252
3.000	NaN	NaN	NaN	2.304	2.149	3.150
4.000	NaN	NaN	NaN	1.348	1.280	1.859
5.000	NaN	NaN	NaN	0.877	0.845	1.217
6.000	NaN	NaN	NaN	0.614	0.597	0.856
7.000	NaN	NaN	NaN	0.453	0.444	0.634
8.000	NaN	NaN	NaN	0.348	0.342	0.488
9.000	NaN	NaN	NaN	0.275	0.272	0.387
10.000	NaN	NaN	NaN	0.223	0.221	0.314
11.000	NaN	NaN	NaN	0.185	0.183	0.260
12.000	NaN	NaN	NaN	0.155	0.154	0.219
13.000	NaN	NaN	NaN	0.132	0.132	0.187
14.000	NaN	NaN	NaN	0.114	0.114	0.161
15.000	NaN	NaN	NaN	0.100	0.099	0.140
16.000	NaN	NaN	NaN	0.088	0.087	0.123
17.000	NaN	NaN	NaN	0.078	0.077	0.109
18.000	NaN	NaN	NaN	0.069	0.069	0.098
19.000	NaN	NaN	NaN	0.062	0.062	0.088
20.000	NaN	NaN	NaN	0.056	0.056	0.079
21.000	NaN	NaN	NaN	0.051	0.051	0.072
22.000	NaN	NaN	NaN	0.046	0.046	0.065
23.000	NaN	NaN	NaN	0.042	0.042	0.060
24.000	NaN	NaN	NaN	0.039	0.039	0.055
25.000	NaN	NaN	NaN	0.036	0.036	0.051
26.000	NaN	NaN	NaN	0.033	0.033	0.047
27.000	NaN	NaN	NaN	0.031	0.031	0.043
28.000	NaN	NaN	NaN	0.029	0.029	0.040
29.000	NaN	NaN	NaN	0.027	0.027	0.038
30.000	NaN	NaN	NaN	0.025	0.025	0.035

Tabella dell'andamento del campo magnetico cavo marino 66 kV

Il contributo del campo elettrico, per le tensioni in gioco e per la presenza delle schermature del cavo, è da ritenersi pari a zero.

Di seguito si riportano in Figura 34 e 35 i grafici dell'andamento del campo magnetico ad 1 metro dal cavo: profilo laterale e piano orizzontale.

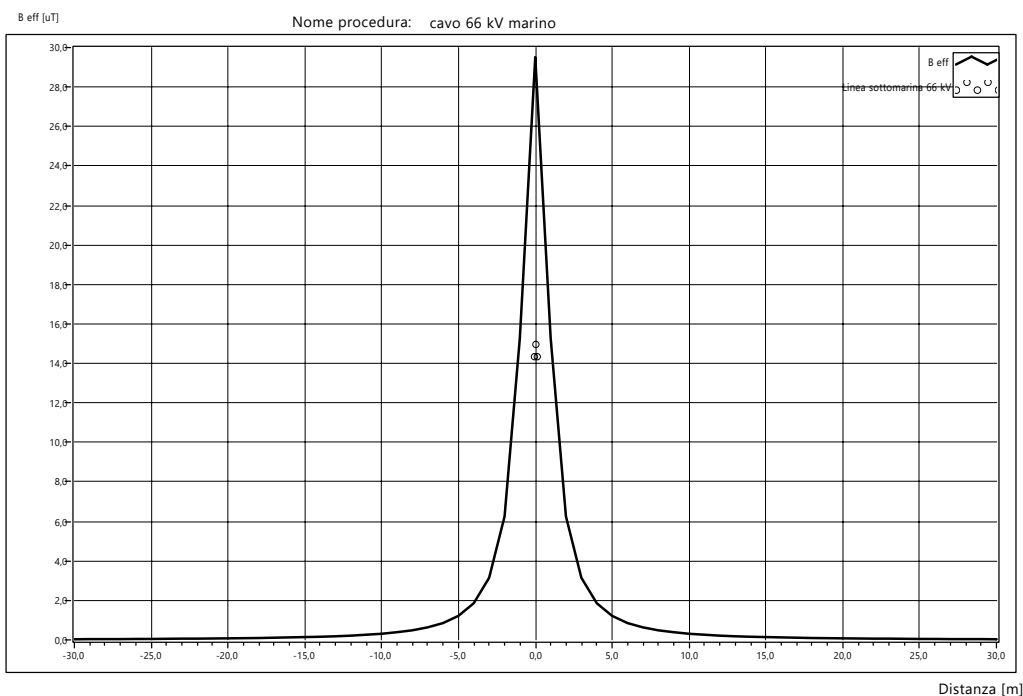


Figura 34 – Andamento campo magnetico: profilo laterale

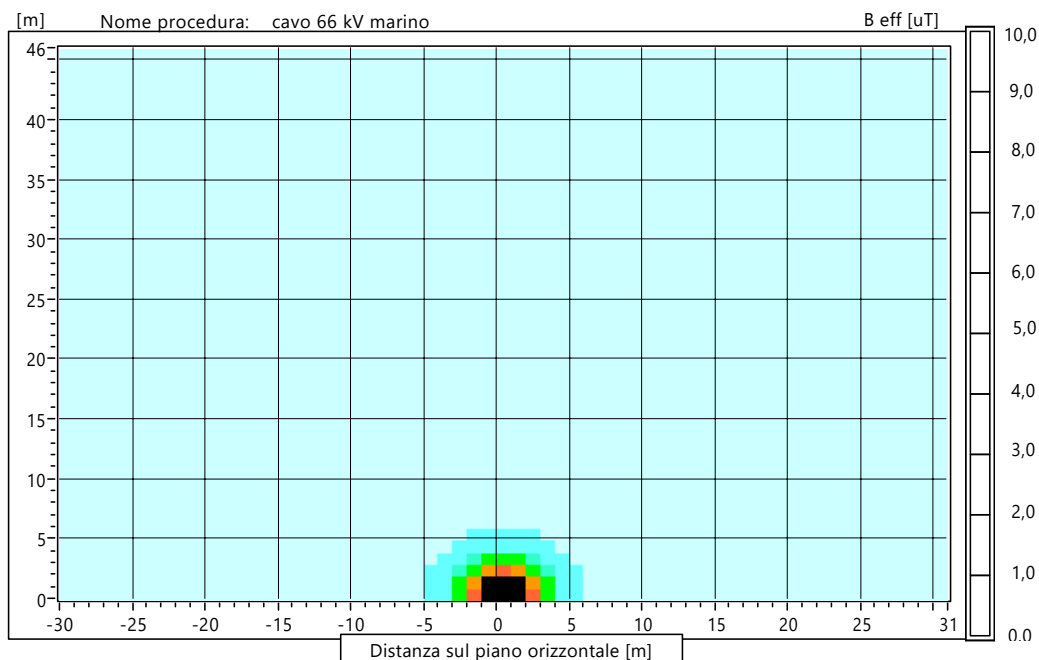


Figura 35 – Andamento campo magnetico: piano orizzontale

A poco più di 3 m dalla sorgente il campo magnetico presenta un valore inferiore a  $3\mu\text{T}$  che rappresenta "l'obiettivo qualità". Si può concludere che la verifica dell'osservanza dei limiti di cui al DPCM 08/07/2003 è dunque da ritenersi soddisfatta.

N.B: Per la stima degli effetti sulla fauna marina, associati ai campi magnetici, si può fare riferimento al relativo studio specialistico: "Analisi degli impatti elettromagnetici sulla fauna marina".

## 6.4.CAMPO ELETTROMAGNETICO CAVO MARINO 220 kV

Per ciò che concerne il tratto di cavidotto AAT 220kV marino della lunghezza (nei tratti statici) di circa 104 km che collega l'impianto con il giunto terra-mare, la massima potenza su cui viene effettuata la verifica elettromagnetica corrisponde a quella di massima generazione  $P = 292,8$  MVA (tra l'altro mai raggiungibile al netto delle perdite).

Considerando una tensione di generazione di 220 kV e un  $\cos\phi = 0,95$ , osserviamo che l'aliquota di intensità di corrente prodotta nella stazione di trasformazione è pari a:

$$I = \frac{P}{V_{eser} \cdot \cos\phi \cdot \sqrt{3}}$$

da cui:  $I = 809,8$  A (approssimato a 810 A)

Il cavo AAT 220 kV avrà una sezione pari a 1.400 mmq e un diametro esterno pari a 258 mm. Quindi nel caso di un sistema bilanciato, come quello in esame, considerando le caratteristiche dell'elettrodotto (formazione dei conduttori a trifoglio - posa sul fondale marino – Figura 36) a distanza verticale di 1,0 metri dal centro linea, si avranno le condizioni determinate nella tabella di seguito:

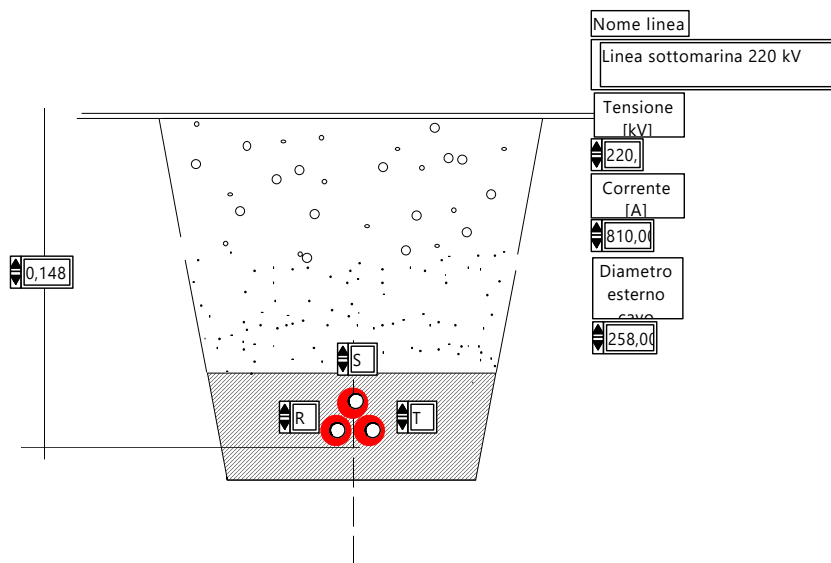


Figura 36 – Posa cavo marino 220 kV



Distanza [m]	E orizzontal [kV/n]	E verticale [kV/n]	E risult. [kV/n]	B orizzontal [μT]	B verticale [μT]	B risult. [μT]
-30.000	NaN	NaN	NaN	0.040	0.040	0.057
-29.000	NaN	NaN	NaN	0.043	0.043	0.061
-28.000	NaN	NaN	NaN	0.046	0.046	0.065
-27.000	NaN	NaN	NaN	0.050	0.050	0.070
-26.000	NaN	NaN	NaN	0.054	0.053	0.076
-25.000	NaN	NaN	NaN	0.058	0.058	0.082
-24.000	NaN	NaN	NaN	0.063	0.063	0.089
-23.000	NaN	NaN	NaN	0.068	0.068	0.097
-22.000	NaN	NaN	NaN	0.075	0.075	0.106
-21.000	NaN	NaN	NaN	0.082	0.082	0.116
-20.000	NaN	NaN	NaN	0.090	0.090	0.128
-19.000	NaN	NaN	NaN	0.100	0.100	0.141
-18.000	NaN	NaN	NaN	0.112	0.111	0.158
-17.000	NaN	NaN	NaN	0.125	0.125	0.177
-16.000	NaN	NaN	NaN	0.141	0.141	0.199
-15.000	NaN	NaN	NaN	0.161	0.160	0.227
-14.000	NaN	NaN	NaN	0.184	0.183	0.260
-13.000	NaN	NaN	NaN	0.214	0.212	0.301
-12.000	NaN	NaN	NaN	0.251	0.249	0.353
-11.000	NaN	NaN	NaN	0.299	0.295	0.420
-10.000	NaN	NaN	NaN	0.361	0.356	0.507
-9.000	NaN	NaN	NaN	0.446	0.438	0.625
-8.000	NaN	NaN	NaN	0.564	0.552	0.789
-7.000	NaN	NaN	NaN	0.735	0.716	1.026
-6.000	NaN	NaN	NaN	0.998	0.964	1.388
-5.000	NaN	NaN	NaN	1.431	1.365	1.978
-4.000	NaN	NaN	NaN	2.214	2.072	3.032
-3.000	NaN	NaN	NaN	3.832	3.486	5.180
-2.000	NaN	NaN	NaN	7.803	7.002	10.484
-1.000	NaN	NaN	NaN	17.950	20.417	27.186
0.000	NaN	NaN	NaN	47.157	34.309	58.317
1.000	NaN	NaN	NaN	17.950	20.417	27.186
2.000	NaN	NaN	NaN	7.803	7.002	10.484
3.000	NaN	NaN	NaN	3.832	3.486	5.180
4.000	NaN	NaN	NaN	2.214	2.072	3.032
5.000	NaN	NaN	NaN	1.431	1.365	1.978
6.000	NaN	NaN	NaN	0.998	0.964	1.388
7.000	NaN	NaN	NaN	0.735	0.716	1.026
8.000	NaN	NaN	NaN	0.564	0.552	0.789
9.000	NaN	NaN	NaN	0.446	0.438	0.625
10.000	NaN	NaN	NaN	0.361	0.356	0.507
11.000	NaN	NaN	NaN	0.299	0.295	0.420
12.000	NaN	NaN	NaN	0.251	0.249	0.353
13.000	NaN	NaN	NaN	0.214	0.212	0.301
14.000	NaN	NaN	NaN	0.184	0.183	0.260
15.000	NaN	NaN	NaN	0.161	0.160	0.227
16.000	NaN	NaN	NaN	0.141	0.141	0.199
17.000	NaN	NaN	NaN	0.125	0.125	0.177
18.000	NaN	NaN	NaN	0.112	0.111	0.158
19.000	NaN	NaN	NaN	0.100	0.100	0.141
20.000	NaN	NaN	NaN	0.090	0.090	0.128
21.000	NaN	NaN	NaN	0.082	0.082	0.116
22.000	NaN	NaN	NaN	0.075	0.075	0.106
23.000	NaN	NaN	NaN	0.068	0.068	0.097
24.000	NaN	NaN	NaN	0.063	0.063	0.089
25.000	NaN	NaN	NaN	0.058	0.058	0.082
26.000	NaN	NaN	NaN	0.054	0.053	0.076
27.000	NaN	NaN	NaN	0.050	0.050	0.070
28.000	NaN	NaN	NaN	0.046	0.046	0.065
29.000	NaN	NaN	NaN	0.043	0.043	0.061
30.000	NaN	NaN	NaN	0.040	0.040	0.057

Tabella dell'andamento del campo magnetico cavo marino 220 kV

Il contributo del campo elettrico, per le tensioni in gioco e per la presenza delle schermature del cavo, è da ritenersi pari a zero.



Di seguito si riportano in Figura 37 e 38 i grafici dell'andamento del campo magnetico ad 1 metro dal cavo: profilo laterale e piano orizzontale.

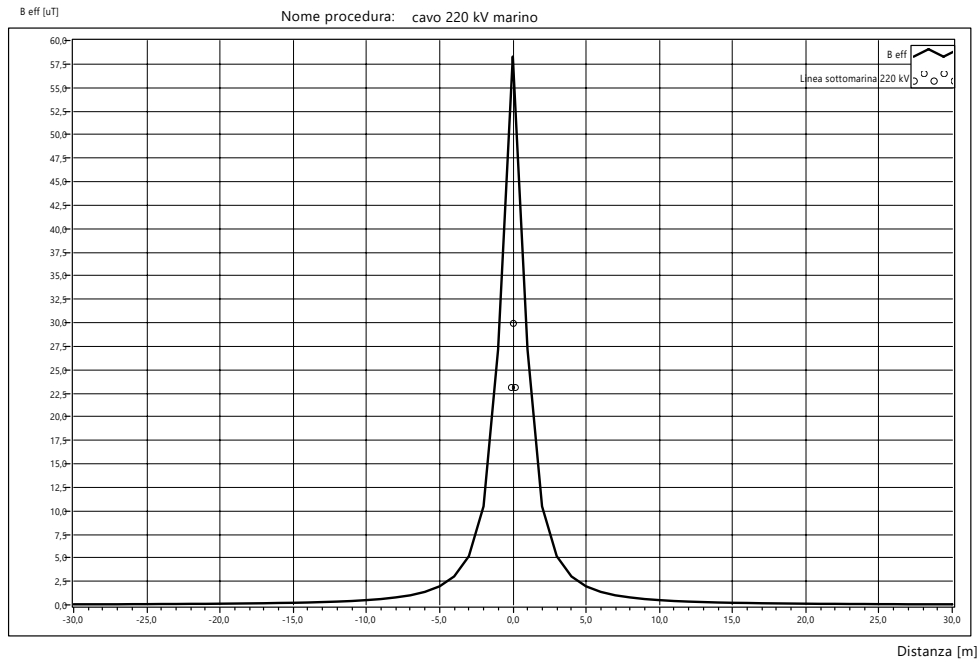


Figura 37 – Andamento campo magnetico: profilo laterale

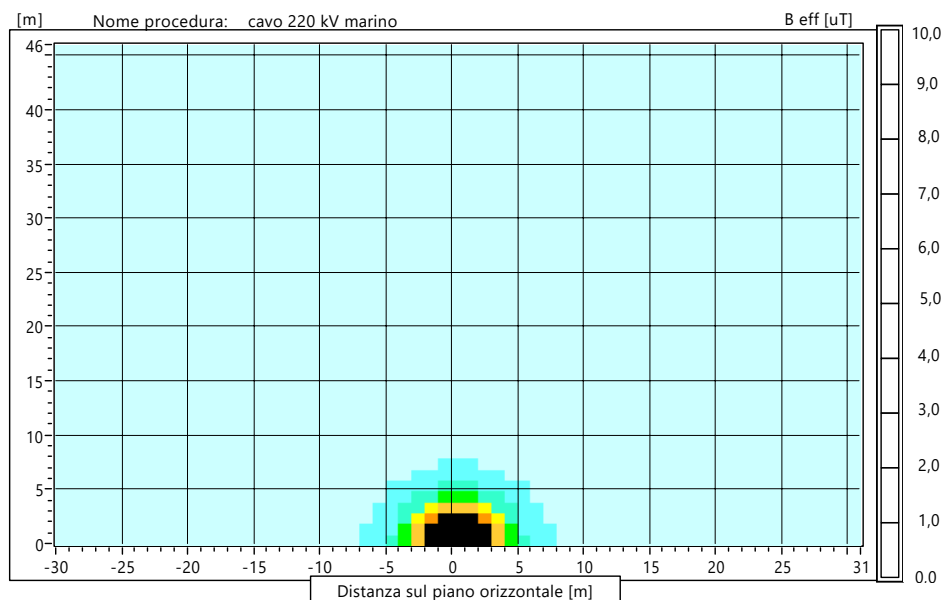


Figura 38 – Andamento campo magnetico: piano orizzontale

A poco più di 4 m dalla sorgente il campo magnetico presenta un valore inferiore a  $3\mu\text{T}$  che rappresenta "l'obiettivo qualità". Si può concludere che la verifica dell'osservanza dei limiti di cui al DPCM 08/07/2003 è dunque da ritenersi soddisfatta.

N.B: Per la stima degli effetti sulla fauna marina, associati ai campi magnetici, si può fare riferimento allo studio: "Analisi degli impatti elettromagnetici sulla fauna marina".

## 7. CAMPI ELETTROMAGNETICI GENERATI NELLA STAZIONE ON-SHORE

Di seguito viene riportata l'analisi dei campi elettrico e magnetico generati dalla stazione utente di trasformazione 220/380 kV per il vettoriamento dell'energia prodotta dalla centrale eolica off-shore.

Considerando una tensione di generazione di 380 kV e un  $\cos\phi = 0,95$ , osserviamo che l'aliquota di intensità di corrente prodotta nella stazione di trasformazione è pari a:

$$I = \frac{P}{V_{eser} \cdot \cos\phi \cdot \sqrt{3}}$$

da cui:  $I = 469 \text{ A}$

Considerando che la disposizione dei conduttori delle sbarre (o conduttori) del quadro all'aperto AAT 380 kV di una stazione è assimilabile a quella riportata nella Figura 39 per una linea 380 kV.

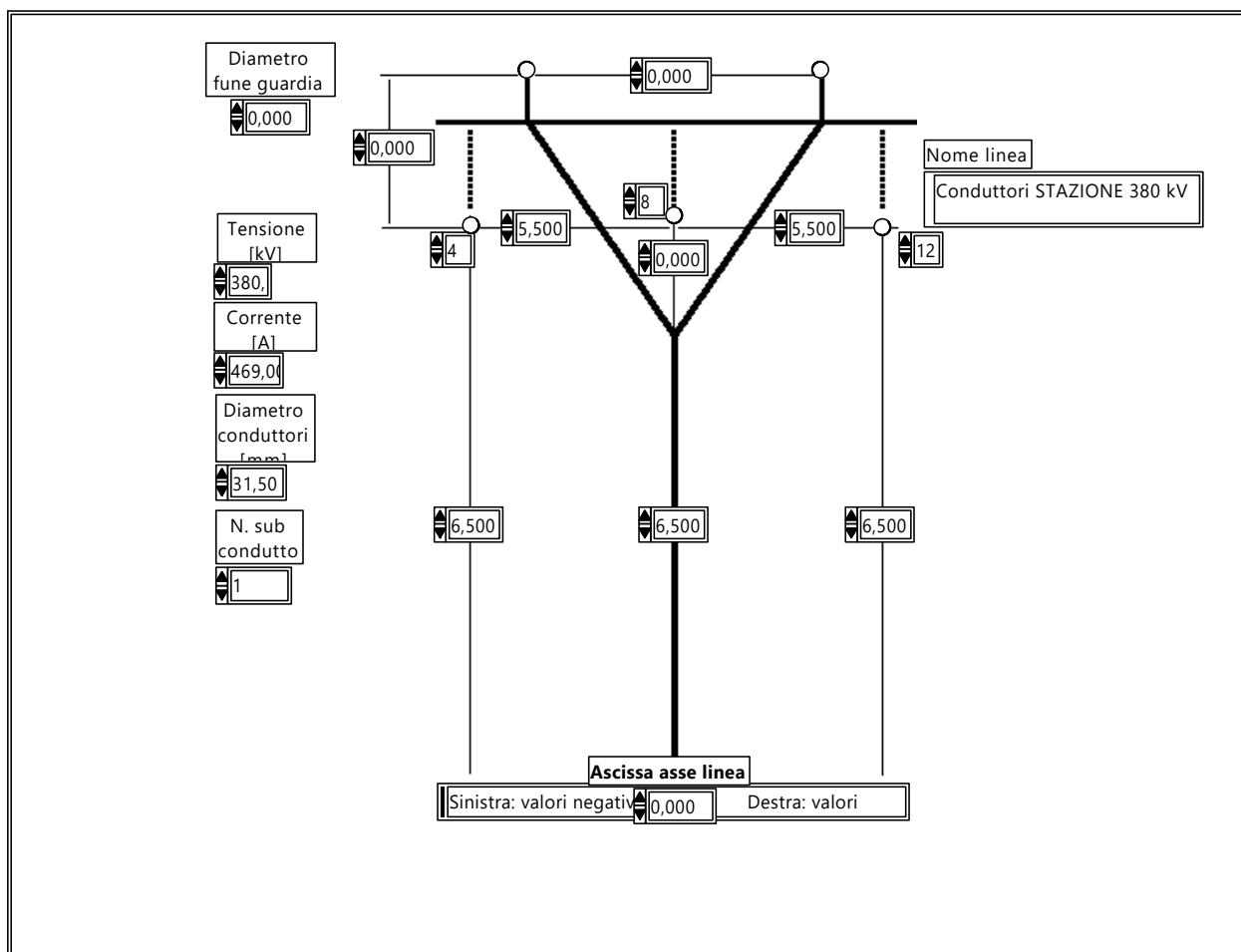


Figura 39 – Sezione conduttori stazione 380 kV

Dalla seguente tabella è possibile osservare l'andamento dei valori del campo magnetico.



Distanza [m]	E orizzontal [kV/n]	E verticale [kV/n]	E risult. [kV/n]	B orizzontal [μT]	B verticale [μT]	B risult. [μT]
-30.000	NaN	NaN	NaN	0.366	0.926	0.996
-29.000	NaN	NaN	NaN	0.406	0.986	1.066
-28.000	NaN	NaN	NaN	0.451	1.051	1.143
-27.000	NaN	NaN	NaN	0.503	1.122	1.230
-26.000	NaN	NaN	NaN	0.563	1.201	1.326
-25.000	NaN	NaN	NaN	0.633	1.287	1.434
-24.000	NaN	NaN	NaN	0.715	1.382	1.556
-23.000	NaN	NaN	NaN	0.811	1.486	1.693
-22.000	NaN	NaN	NaN	0.926	1.601	1.850
-21.000	NaN	NaN	NaN	1.063	1.728	2.029
-20.000	NaN	NaN	NaN	1.227	1.867	2.235
-19.000	NaN	NaN	NaN	1.427	2.019	2.472
-18.000	NaN	NaN	NaN	1.670	2.184	2.749
-17.000	NaN	NaN	NaN	1.969	2.360	3.074
-16.000	NaN	NaN	NaN	2.340	2.543	3.456
-15.000	NaN	NaN	NaN	2.803	2.727	3.910
-14.000	NaN	NaN	NaN	3.383	2.895	4.452
-13.000	NaN	NaN	NaN	4.112	3.022	5.102
-12.000	NaN	NaN	NaN	5.023	3.064	5.884
-11.000	NaN	NaN	NaN	6.149	2.954	6.822
-10.000	NaN	NaN	NaN	7.496	2.605	7.936
-9.000	NaN	NaN	NaN	9.010	2.005	9.230
-8.000	NaN	NaN	NaN	10.520	1.815	10.675
-7.000	NaN	NaN	NaN	11.694	3.426	12.186
-6.000	NaN	NaN	NaN	12.111	6.240	13.624
-5.000	NaN	NaN	NaN	11.508	9.375	14.844
-4.000	NaN	NaN	NaN	10.097	12.099	15.759
-3.000	NaN	NaN	NaN	8.649	13.909	16.378
-2.000	NaN	NaN	NaN	8.046	14.711	16.767
-1.000	NaN	NaN	NaN	8.290	14.823	16.984
0.000	NaN	NaN	NaN	8.527	14.770	17.055
1.000	NaN	NaN	NaN	8.290	14.823	16.984
2.000	NaN	NaN	NaN	8.046	14.711	16.767
3.000	NaN	NaN	NaN	8.649	13.909	16.378
4.000	NaN	NaN	NaN	10.097	12.099	15.759
5.000	NaN	NaN	NaN	11.508	9.375	14.844
6.000	NaN	NaN	NaN	12.111	6.240	13.624
7.000	NaN	NaN	NaN	11.694	3.426	12.186
8.000	NaN	NaN	NaN	10.520	1.815	10.675
9.000	NaN	NaN	NaN	9.010	2.005	9.230
10.000	NaN	NaN	NaN	7.496	2.605	7.936
11.000	NaN	NaN	NaN	6.149	2.954	6.822
12.000	NaN	NaN	NaN	5.023	3.064	5.884
13.000	NaN	NaN	NaN	4.112	3.022	5.102
14.000	NaN	NaN	NaN	3.383	2.895	4.452
15.000	NaN	NaN	NaN	2.803	2.727	3.910
16.000	NaN	NaN	NaN	2.340	2.543	3.456
17.000	NaN	NaN	NaN	1.969	2.360	3.074
18.000	NaN	NaN	NaN	1.670	2.184	2.749
19.000	NaN	NaN	NaN	1.427	2.019	2.472
20.000	NaN	NaN	NaN	1.227	1.867	2.235
21.000	NaN	NaN	NaN	1.063	1.728	2.029
22.000	NaN	NaN	NaN	0.926	1.601	1.850
23.000	NaN	NaN	NaN	0.811	1.486	1.693
24.000	NaN	NaN	NaN	0.715	1.382	1.556
25.000	NaN	NaN	NaN	0.633	1.287	1.434
26.000	NaN	NaN	NaN	0.563	1.201	1.326
27.000	NaN	NaN	NaN	0.503	1.122	1.230
28.000	NaN	NaN	NaN	0.451	1.051	1.143
29.000	NaN	NaN	NaN	0.406	0.986	1.066
30.000	NaN	NaN	NaN	0.366	0.926	0.996

Tabella dell'andamento del campo magnetico conduttori stazione 380 kV

Il contributo del campo elettrico, per le tensioni in gioco, è da ritenersi pari a zero. Di seguito si riportano in Figura 40 e 41 i grafici dell'andamento del campo magnetico ad altezza uomo: profilo laterale e piano orizzontale.

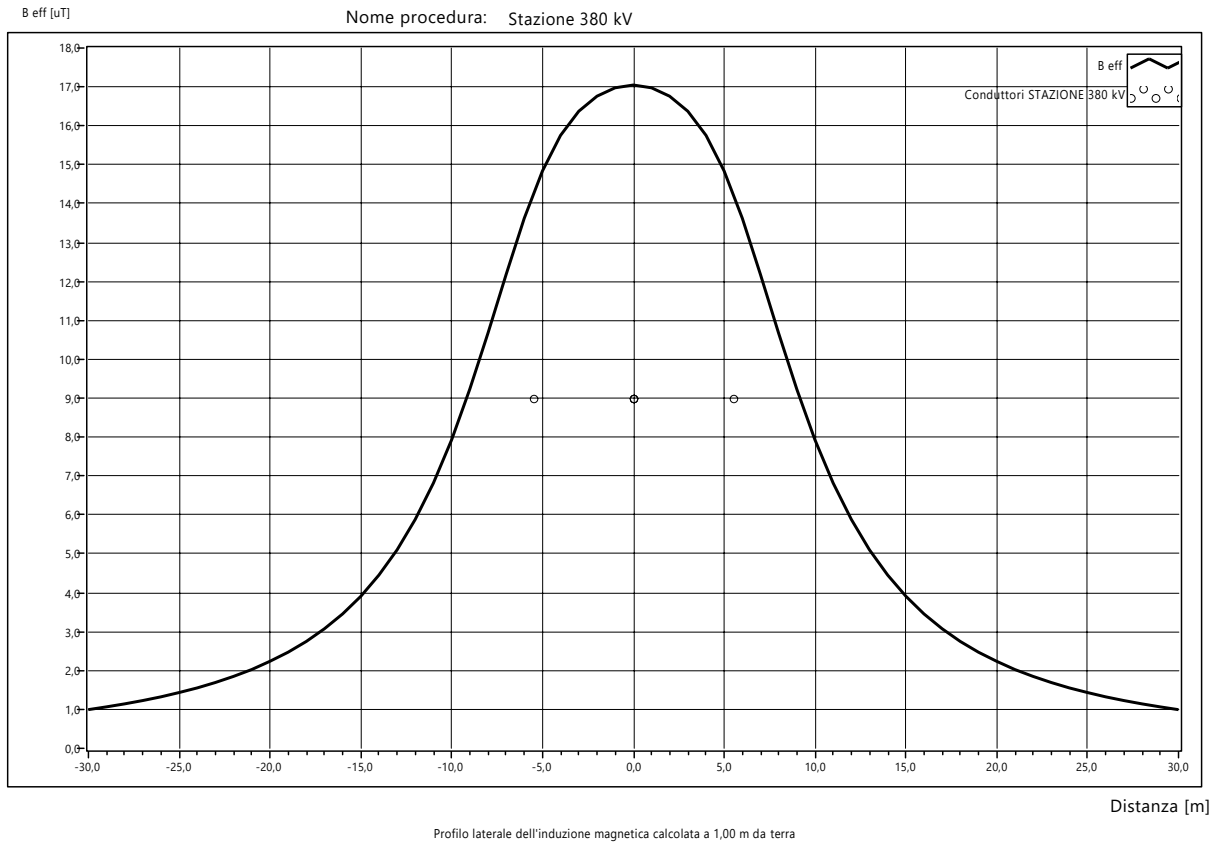


Figura 40 – Andamento campo magnetico: profilo laterale

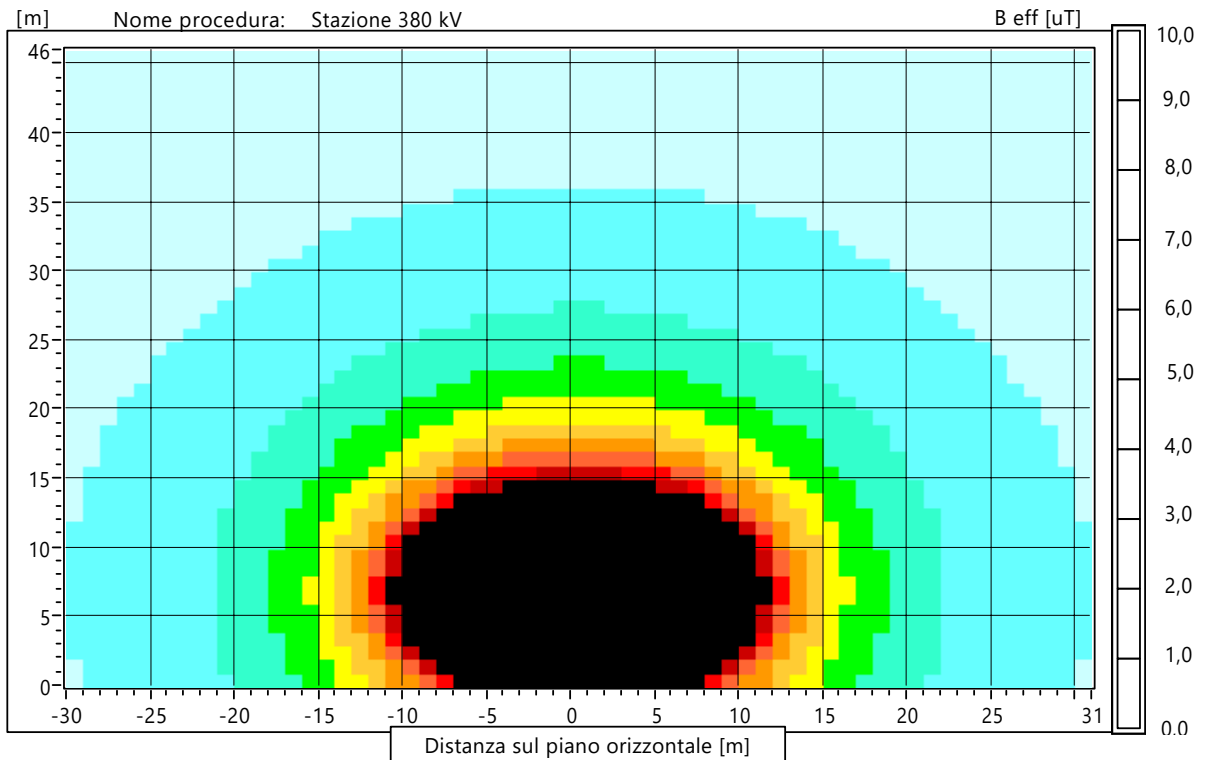




Figura 41 – Andamento campo magnetico: piano orizzontale

	<p style="text-align: center;"><b>RELAZIONE ELETTRICA</b></p> <p style="text-align: center;">PARCO EOLICO OFF-SHORE FLOTTANTE "DEL TORO 2" P = 292,8 MVA</p>	
Codifica Elaborato: <span style="float: right;"><b>REL.F - Relazione elettrica</b></span>	Rev. <b>00</b>	

Si può concludere che il campo elettromagnetico complessivo "post operam", determinato dal quadro all'aperto AAT 220/380 kV, presenterà ad altezza d'uomo un valore inferiore al limite di normativa di  $3 \mu\text{T}$  a circa 17 m da asse stallo.

Pertanto sarà stabilita una Dpa pari a + 17 m a destra e a sinistra dell'asse dei conduttori.

All'interno del perimetro della stazione si ottiene un valore comunque inferiore al valore di attenzione dei  $10 \mu\text{T}$ .

Si può concludere che la verifica dell'osservanza dei limiti di cui al DPCM 08/07/2003 è dunque da ritenersi soddisfatta.

Progettista

(ing. Vincenzo VERGELLI)



**ALLEGATO 1 – REL.H Relazione elettrica**

**Cable Technical Design Report**



		Cable Engineering Department	
Y.Σ.:		Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Date – Revision:	8/4/2022-0	Reviewed by:	V. Rizou
Client		Approved by:	V. Kanas

Contents

1 Executive Summary .....3

2 Detailed description of the project.....3

3 Detailed Description of the composite submarine cable system.....3

4 Basis of the Design .....4

5 Composite submarine cables with copper conductor– Inter array cable design at 66 kV.....5

5.1 3X240 mm<sup>2</sup> CU composite submarine cable description..... 5

5.1.1 *CU/XLPE/CWS/PE/PE/PE/DWA/PE* ..... 5

5.2 3X630 mm<sup>2</sup> CU composite submarine cable description..... 11

5.2.1 *CU/XLPE/CWS/PE/PE/PE/DWA/PE* ..... 11

6 Composite submarine cables with aluminium conductor– Static export cable design at 220 kV .....17

6.1 3X1200 mm<sup>2</sup> AL composite submarine cable description ..... 17

6.1.1 *AL/XLPE/PB/PE/PPY/HSWA/PPY* ..... 17

6.1 3X1400 mm<sup>2</sup> AL composite submarine cable description ..... 22

6.1.1 *AL/XLPE/PB/PE/PPY/HSWA/PPY* ..... 22

7 Composite submarine cables with copper conductor– Dynamic export cable design at 220 kV .....27

7.1 3X500 mm<sup>2</sup> CU composite submarine cable description..... 27

7.1.1 *CU/XLPE/CWCS/PE/PE/PE/DWA/PE* ..... 27

8 Integrated fiber optic cables .....33

9 Cable handling temperature .....34

Υ.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

## 1 Executive Summary

This document presents the detailed description of technical documentation and summary for the supply of the appropriate inter array submarine cables rated at 66 kV and for the export cables rated at 220 kV for the Del Toro project

## 2 Detailed description of the project

Currently the project is under the development phase. Based on the provided feedback the following items shall be adopted for the cable offer

Dynamic cables						
Power	Voltage	Current	Size	material	MVA	Req MVA
MW	kV	A	mm			
85,4	66	787,3	630	cu	89,9	90
146,4	220	404,9	500	cu	154,1	160
Static cables						
292,8	220	809,8	1400	al	308,2	320

## 3 Detailed Description of the composite submarine cable system

According to the technical documentation, the current rating and the sizing of the cable shall be based on the following assumptions:

- Rated voltage : 38/66 (72.5) kV or 127/220 (245) kV
- Frequency : 50 Hz
- Number of integrated FO units: 1 (assumed)
- Number of fibres inside the FO unit: 48 SM (assumed)
- Conductor Construction : Stranded
- Basic Insulating Level (BIL): 325 kV or 1050 kV
- Maximum Conductor Operating Temperature: 90 °C
- Maximum Conductor Short-Circuit Temperature: 250 °C

Based on the above requirements for the inter array cables, the following solutions are proposed:

### Dynamic cables 66 kV

1. 3x240 mm<sup>2</sup> CU/XLPE/CWS/PE/PE/DWA/PE rated at 38/66 (72.5) kV
2. 3x630 mm<sup>2</sup> CU/XLPE/CWS/PE/PE/DWA/PE rated at 38/66 (72.5) kV

### Dynamic Cables 220 kV

1. 3x500 mm<sup>2</sup> CU/XLPE/CWCS/PE/PE/DWA/PE rated at 127/220 (245) kV

Y.Σ.:		Cable Engineering Department	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas



**Static cables 220**

1. 3x1400 mm<sup>2</sup> AL/XLPE/PB/PE/PPY/SWA/PPY rated at 127/220 (245) kV
2. 3x1200 mm<sup>2</sup> AL/XLPE/PB/PE/PPY/SWA/PPY rated at 127/220 (245) kV (optional)

Note: please note that since any information regarding the installation conditions are yet available, the ampacity calculations of the cables have performed based on assumptions. Furthermore the ampacity calculations shall be repeated in a later stage when the installation conditions will be available

**4 Basis of the Design**

The design of the offered cables has been based on the following international standards and recommendations

- IEC 60949
- IEC 60228
- GIGRE TB 490
- CIGRE TB 623
- ITU G652D
- IEC 60793
- EN 10257-2
- IEC 63026
- IEC 60840

The short circuit calculations have been performed in accordance with IEC 60949.

Finally, the mechanical calculation which are presented in this document have been performed according to CIGRE TB 623

Υ.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

**5 Composite submarine cables with copper conductor– Inter array cable design at 66 kV**

**5.1 3X240 mm<sup>2</sup> CU composite submarine cable description**

**5.1.1 CU/XLPE/CWS/PE/PE/PE/DWA/PE**

Three-core composite submarine cable with copper round compacted conductors, XLPE insulation, copper wire screen helically applied, semi conductive polyethylene sheath, semi conductive polyethylene bedding , two layers of galvanized steel wires , PE serving, with one interstitial optical fibre cable

**General Description:**

Cable code:	71621807751470
Standard specification:	According to IEC 63026, CIGRE TB 623 CIGRE TB 490 and our offer
Type of cable:	CU/XLPE/CWS/PE/PE/DWA/PE
Rated voltage U <sub>0</sub> /U (U <sub>max</sub> ):	38/66 (72.5) KV
Number of cores x Nominal cross-section:	3x240mm <sup>2</sup>
Number of fibre optical cables x Number of optical fibres:	1x 48 SM
Approximate cable overall diameter (mm)	172
Approximate cable overall weight in air (kg/m)	47.1
Approximate cable overall weight in water (kg/m):	27.3

**Core identification:**

Embossed on the PE sheath of each core: Core 1: "Phase A", Core 2: "Phase B", Core 3: "Phase C"

**Power cable marking:**

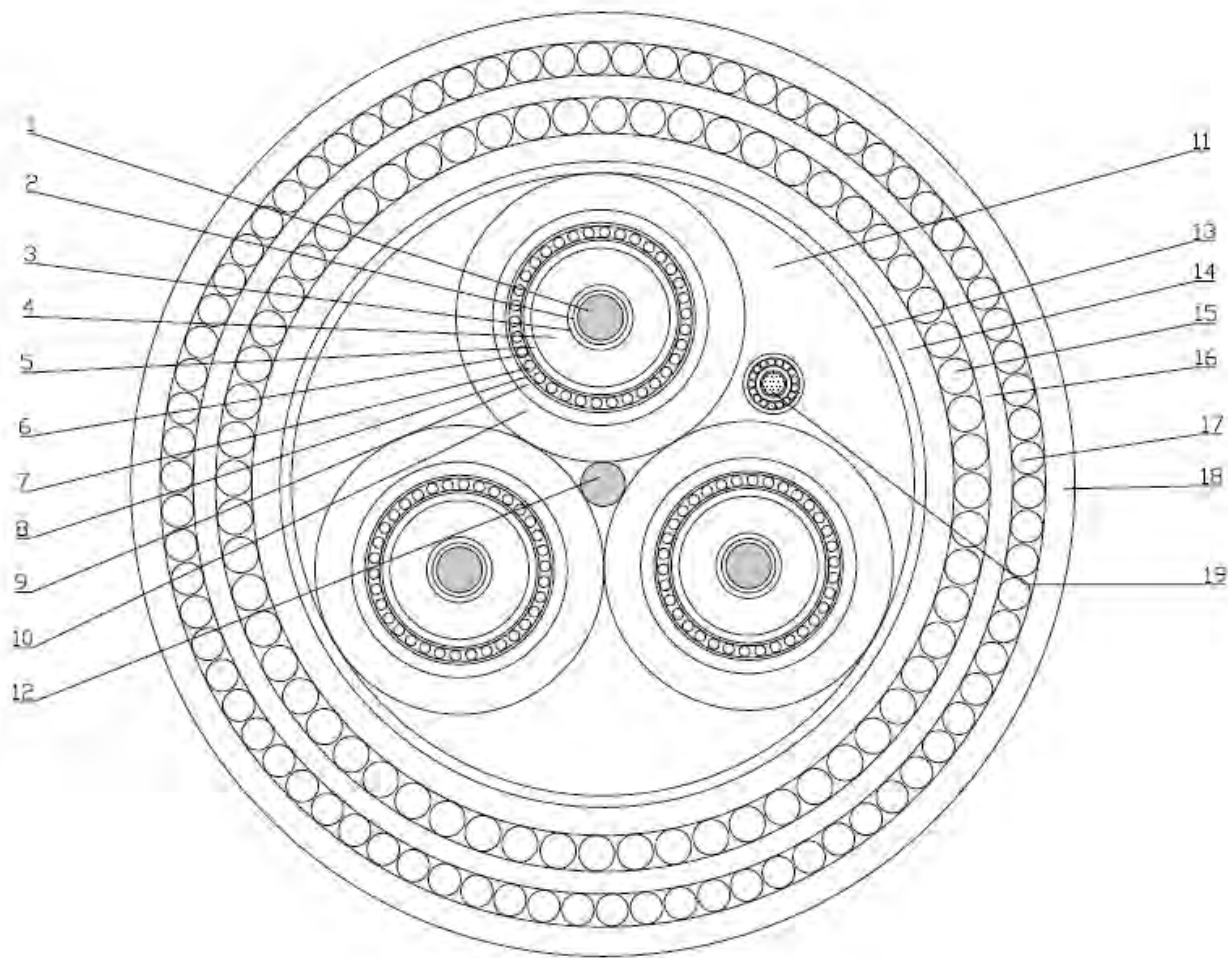
By embossing on the PE sheath of each core at max. 50 cm intervals:

HELLENIC CABLES GROUP SUBMARINE ELECTRIC CABLE 3X240 CU 38/66 (72.5) KV IEC 63026 "X\*"

X\* Year of manufacture

**Cable Structure:**

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas



Note: Drawing is not to scale.

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

- 1 - Copper round compacted class 2 according to IEC 60228 of nominal cross-section equal to 240 sq.mm, longitudinally water sealed by special water-blocking compound.
- 2 - Semiconducting tape applied with overlap
- 3 - Conductor non-metallic extruded screen: Extruded semiconducting compound
- 4 - Insulation: XLPE according to IEC 63026 of 11.1 mm nominal thickness <sup>1</sup>
- 5 - Core non-metallic extruded screen: Extruded semiconducting compound bonded to outer surface of insulation.
- 6 - Semiconducting waterblocking tape(s) applied with overlap.
- 7 -Metallic screen: Copper wires helically applied over each individual core  
Cross-section of copper wire screen: 20 (sq.mm)
- 8 – Copper equalization tape helically applied in counter helix to the CWS (nominal cross section : 1 mm<sup>2</sup>)
- 9 - Semiconducting waterblocking tape(s) applied with overlap.
- 10 - Sheath: Semi conductive MDPE type ST7 of 3.0 mm nominal thickness. Sheath colour: Black
- 11 - Extruded fillers at the outer interstices between cores in order to give the cable a circular cross-section.
- 12 - polypropylene round central fille
- 13 - Binding tape(s) helically applied with overlap. (manufacturer's option)
- 14 - Semiconductive Polyethylene layer (bedding) of 3 mm approximate thickness.
- 15 - Armour consisting of one layer of helically applied bitumen compound coated galvanized round steel wires of grade 34, class A, 4.25 mm nominal diameter according to EN 10257-2
- 16 - Two layers of polypropylene yarns with total approximate thickness of 3.0 mm. Over the inner (first) layer bitumen compound is applied. Also, the outer (second) layer shall consist of black and yellow polypropylene yarns as to form a helical yellow stripe.
- 17 - Second armouring layer consisting of one layer of helically applied bitumen compound coated galvanized round steel wires of grade 34, class A, 4.6 mm nominal diameter according to EN 10257-2
- 18 - Serving consisting of extruded HDPE with 4 mm approximate thickness.
- 19 – One armoured optical unit of 13 mm approximate diameter that consists of a stainless steel tube, PE inner sheath, stainless steel wire armour and PE overshath. Each F.O unit contains 48 Single Mode fibres.

**Notes:** 1) The XLPE insulation system has undergone the long term ageing test at 500 Hz according to the HD 605  
2) The XLPE insulation system has undergone the long term test according to VDE 0276/620 (6/10, 12/20, 18/30 kV)

#### Dimensional characteristics

Conductor diameter (mm)	18.5 (approx.)
Inner semiconducting layer thickness (mm):	1.0 (approx. )
XLPE insulation thickness (mm)	11.1 (nominal )
Outer semiconducting layer thickness (mm)	1.0 (approx. )
PE sheath thickness (mm):	3 (nominal)
Core diameter (mm)	59 (approx.)
Lay length of cores (m)	2.1 (approx.)
Thickness of the bedding (mm)	3.0 (nominal)
Diameter of the armouring wires of the first layer (mm):	4.25 (nominal)
Lay length of armouring wires (m) :	2.2 (approx.)
Thickness of the second bedding (mm) :	2 (approx.)
Diameter of the armouring wires of the second layer (mm):	4.6 (nominal)
Lay length of armouring wires (m) :	2.6 (approx.)

		Cable Engineering Department	
		Y.Σ.:	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Reviewed by:	V. Rizou
Client		Approved by:	V. Kanas

Thickness of the serving (mm) :	4.0 (nominal)
Outer diameter (mm)	172 (approx.)

Mechanical Characteristics:	
Cable weight in air (kg/m (approx.))	47.1
Cable weight in water (flooded/unflooded) (kg/m (approx.))	27.3/ 22.3
Cable Density (flooded):	>1854 kg/m <sup>3</sup> (corresponding to specific gravity >1.80)
Minimum Bend Radius of Composite Cable (Static storage) (m)	2.2 (at turntable)
Minimum Bend Radius of Composite Cable (Dynamic) (m)	2.7 (sheave)
Minimum Bend Radius of Power Core (Static installed) (m) (single bending with former)	0.9
Recommended pulling tension at MBR (kN/m):	108 (at sheave radius)
Recommended allowable sidewall pressure (kN/m):	40
Recommended allowable tension for straight pulling (kN/m)	120
Maximum allowable impact energy (as per TB 623 §6.6) (kJ)	0.245
Maximum possible production length (km)	Up to 20 (without any planned factory joints in the cable cores)
Cable coiling feasibility	NO

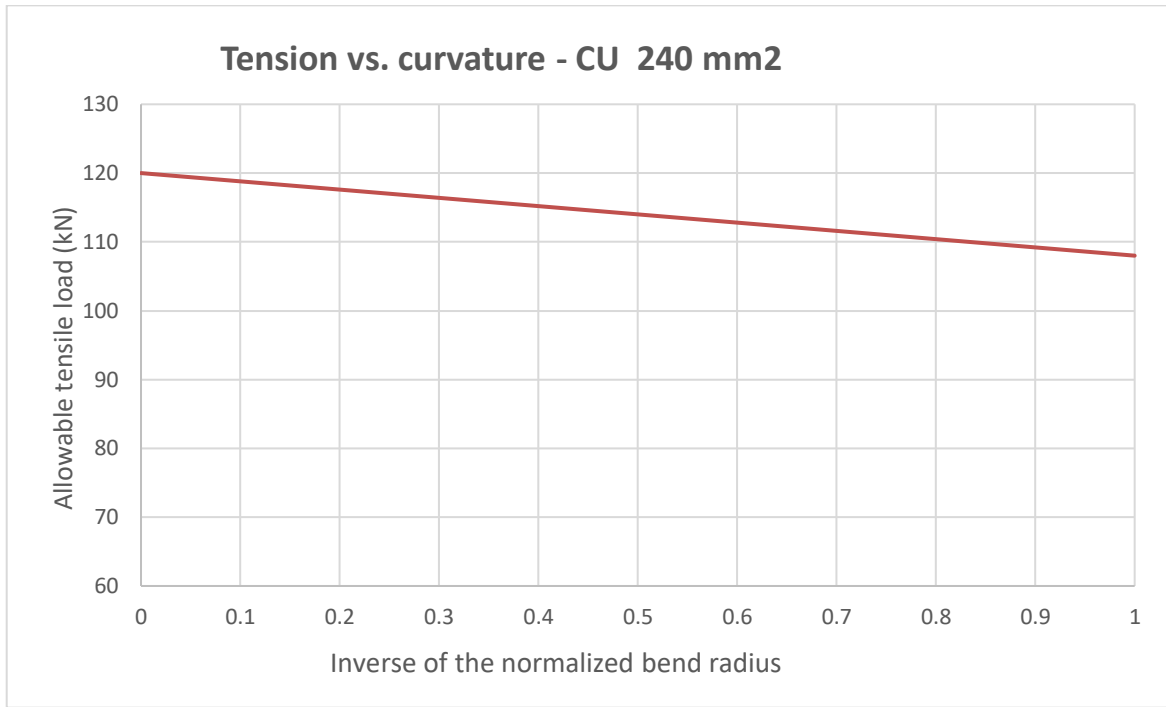


Figure 5-1: Tension vs curvature for the dynamic section of the cable

Y.Σ.:		Cable Engineering Department	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

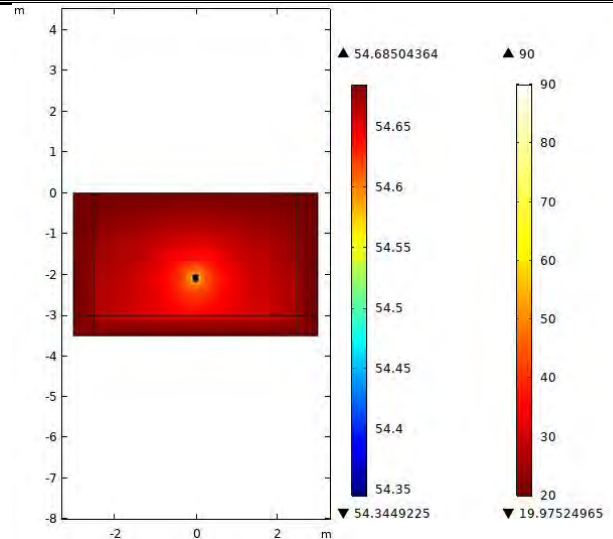
**Electrical Characteristics:**

Frequency (Hz)	50
Impulse voltage (kV)	325
Nominal electrical stress (kV/mm)	5.0 at conductor screen 2.5 at insulation screen
Conductor DC resistance at 20oC (Ω/km)	0.0754
Maximum Conductor temperature (oC)	90
Resistance of the conductor AC at 90 ° C (Ω/km)	0.097
Skin effect coefficient (ks)	1
Proximity effect coefficient (kp)	1
Dielectric Loss factor of insulation for Uo	0.004
Metal sheath DC resistance at 20oC: (only CWS) (Ω/km)	0.97
Metal sheath DC resistance at 80oC: (only CWS) (Ω/km)	1.2
Inductance phase to earth at 50 Hz (mH/km)	0.43
Nominal Capacitance (μF/km)	0.2 (calculated based on nominal dimensions)
Charging current (A/km)	2.4 (calculated based on nominal dimensions, U0=38 kV)
Maximum short circuit withstand capability of metallic sheath (kA)	3.6 kA/1 s (adiabatic calculation, duration of 1s) Initial / Final Temperature: 80/250 °C
Maximum short circuit withstand capability of conductor (kA)	34.8 kA/1 s adiabatic calculation, duration of 1s) Initial / Final Temperature: 90/250 °C

**Ampacity calculations**

Continuous current (Load factor: 1.0) carrying capacity of cable directly buried in seabed\*<sup>cat</sup>:

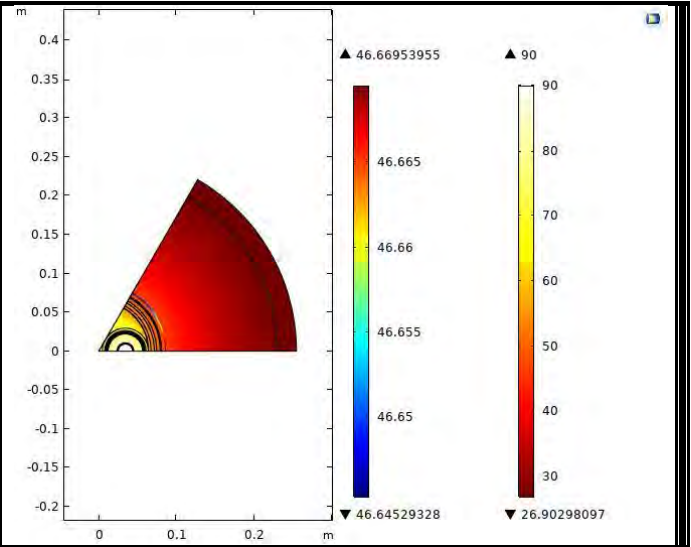
- Seabed temperature: 15 °C (assumed)
- Soil thermal resistivity: 0.7 Km/W (assumed)
- One thermally isolated cable
- Burial depth: 1.2 m (TOC) (assumed)
- Maximum conductor temperature: 90 °C
- Rated current : 473 A



Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

Continuous current (Load factor: 1.0) carrying capacity of cable in J tube:

- Ambient temperature: 23 °C (assumed)
- Solar radiation: 750 W/m<sup>2</sup> (assumed)
- J-tube diameter (inner/outer): 560/640 mm (assumed)
- J-tube material: Steel
- J-tube length in air: 15 m (assumed)
- One thermally isolated cable
- J –tube closed on both sides (assumed)
- J-tube absorptivity: 0.9 (assumed)
- J-tube emissivity of the outer surface: 0.9 (assumed)
- J tube emissivity of the inner surface: 0.4 (assumed)
- Maximum wind velocity: 10 m/s (assumed)
- Rated current : 500A
- Maximum conductor temperature: 90 °C



Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

**5.2 3X630 mm<sup>2</sup> CU composite submarine cable description**

**5.2.1 CU/XLPE/CWS/PE/PE/PE/DWA/PE**

Three-core composite submarine cable with copper round compacted conductors, XLPE insulation, copper wire screen helically applied, semi conductive polyethylene sheath, semi conductive polyethylene bedding , two layers of galvanized steel wires , PE serving, with one interstitial optical fibre cable

**General Description:**

Cable code:	71621808151470
Standard specification:	According to IEC 63026, CIGRE TB 623 CIGRE TB 490, client document "Appendix 1 - RFQ5 Detailed Scope of Work" and our offer
Type of cable:	CU/XLPE/CWS/PE/PE/DWA/PE
Rated voltage U <sub>0</sub> /U (U <sub>max</sub> ):	38/66 (72.5) KV
Number of cores x Nominal cross-section:	3x630mm <sup>2</sup>
Number of fibre optical cables x Number of optical fibres:	1x 48 SM
Approximate cable overall diameter (mm)	192
Approximate cable overall weight in air (kg/m)	64.1
Approximate cable overall weight in water (kg/m):	39.6

**Core identification:**

Embossed on the PE sheath of each core: Core 1: "Phase A", Core 2: "Phase B", Core 3: "Phase C"

**Power cable marking:**

By embossing on the PE sheath of each core at max. 50 cm intervals:

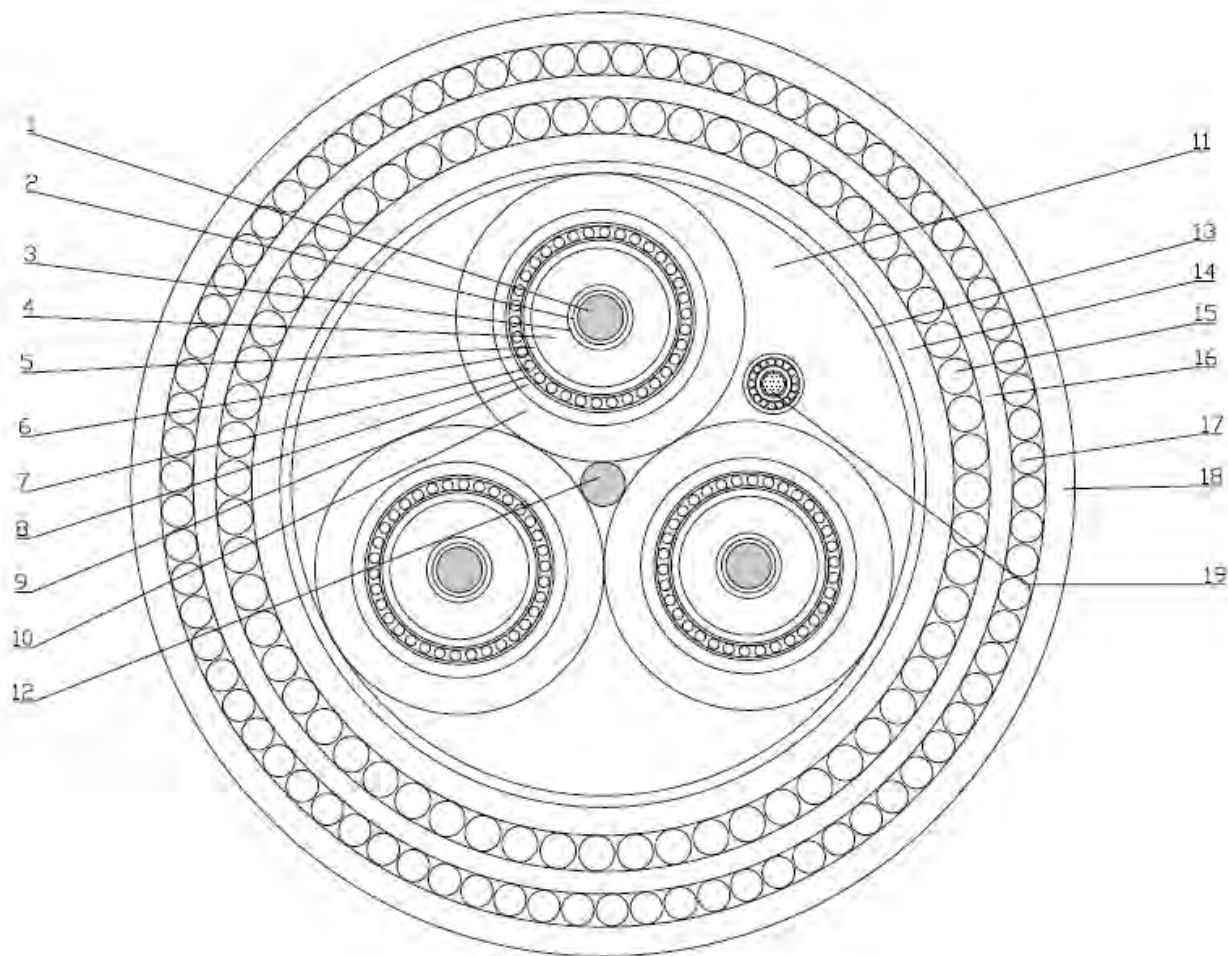
HELLENIC CABLES GROUP SUBMARINE ELECTRIC CABLE 3X630 CU 38/66 (72.5) KV IEC 63026 "X\*"

X\* Year of manufacture

**Cable Structure:**

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas





Note: Drawing is not to scale.

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

- 1 - Copper round compacted class 2 according to IEC 60228 of nominal cross-section equal to 630 sq.mm, longitudinally water sealed by special water-blocking compound.
- 2 - Semiconducting tape applied with overlap
- 3 - Conductor non-metallic extruded screen: Extruded semiconducting compound
- 4 - Insulation: XLPE according to IEC 63026 of 9.7 mm nominal thickness <sup>1</sup>
- 5 - Core non-metallic extruded screen: Extruded semiconducting compound bonded to outer surface of insulation.
- 6 - Semiconducting waterblocking tape(s) applied with overlap.
- 7 -Metallic screen: Copper wires helically applied over each individual core  
Cross-section of copper wire screen: 20 (sq.mm)
- 8 – Copper equalization tape helically applied in counter helix to the CWS (nominal cross section : 1 mm<sup>2</sup>)
- 9 - Semiconducting waterblocking tape(s) applied with overlap.
- 10 - Sheath: Semi conductive MDPE type ST7 of 3.0 mm nominal thickness. Sheath colour: Black
- 11 - Extruded fillers at the outer interstices between cores in order to give the cable a circular cross-section.
- 12 - polypropylene round central fille
- 13 - Binding tape(s) helically applied with overlap. (manufacturer's option)
- 14 - Semiconductive Polyethylene layer (bedding) of 3 mm approximate thickness.
- 15 - Armour consisting of one layer of helically applied bitumen compound coated galvanized round steel wires of grade 34, class A, 4.25 mm nominal diameter according to EN 10257-2
- 16 - Two layers of polypropylene yarns with total approximate thickness of 3.0 mm. Over the inner (first) layer bitumen compound is applied. Also, the outer (second) layer shall consist of black and yellow polypropylene yarns as to form a helical yellow stripe.
- 17 - Second armouring layer consisting of one layer of helically applied bitumen compound coated galvanized round steel wires of grade 34, class A, 4.6 mm nominal diameter according to EN 10257-2
- 18 - Serving consisting of extruded HDPE with 4 mm approximate thickness.
- 19 – One armoured optical unit of 13 mm approximate diameter that consists of a stainless steel tube, PE inner sheath, stainless steel wire armour and PE overshath. Each F.O unit contains 48 Single Mode fibres.

**Notes:** 1) The XLPE insulation system has undergone the long term ageing test at 500 Hz according to the HD 605  
2) The XLPE insulation system has undergone the long term test according to VDE 0276/620 (6/10, 12/20, 18/30 kV)

**Dimensional characteristics**

Conductor diameter (mm)	30.4 (approx.)
Inner semiconducting layer thickness (mm):	1.0 (approx. )
XLPE insulation thickness (mm)	9.7 (nominal )
Outer semiconducting layer thickness (mm)	1.0 (approx. )
PE sheath thickness (mm):	3 (nominal)
Core diameter (mm)	68 (approx.)
Lay length of cores (m)	2.4 (approx.)
Thickness of the bedding (mm)	3.0 (nominal)
Diameter of the armouring wires of the first layer (mm):	4.25 (nominal)
Lay length of armouring wires (m) :	2.5 (approx.)
Thickness of the second bedding (mm) :	2 (approx.)
Diameter of the armouring wires of the second layer (mm):	4.6 (nominal)
Lay length of armouring wires (m) :	2.9 (approx.)

		Cable Engineering Department	
		Y.Σ.:	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Reviewed by:	V. Rizou
Client		Approved by:	V. Kanas

Thickness of the serving (mm) :	4.0 (nominal)
Outer diameter (mm)	192 (approx.)

<b>Mechanical Characteristics:</b>	
Cable weight in air (kg/m (approx.))	64.1
Cable weight in water (flooded/unflooded) (kg/m (approx.))	39.6/ 34.5
Cable Density (flooded):	>1854 kg/m <sup>3</sup> (corresponding to specific gravity >1.80)
Minimum Bend Radius of Composite Cable (Static storage) (m)	2.5 (at turntable)
Minimum Bend Radius of Composite Cable (Dynamic) (m)	3.0 (sheave)
Minimum Bend Radius of Power Core (Static installed) (m) (single bending with former)	1.1
Recommended pulling tension at MBR (kN/m):	120 (at sheave radius)
Recommended allowable sidewall pressure (kN/m):	40
Recommended allowable tension for straight pulling (kN/m)	160
Maximum allowable impact energy (as per TB 623 §6.6) (kJ)	0.245
Maximum possible production length (km)	Up to 20 (without any planned factory joints in the cable cores)
Cable coiling feasibility	NO

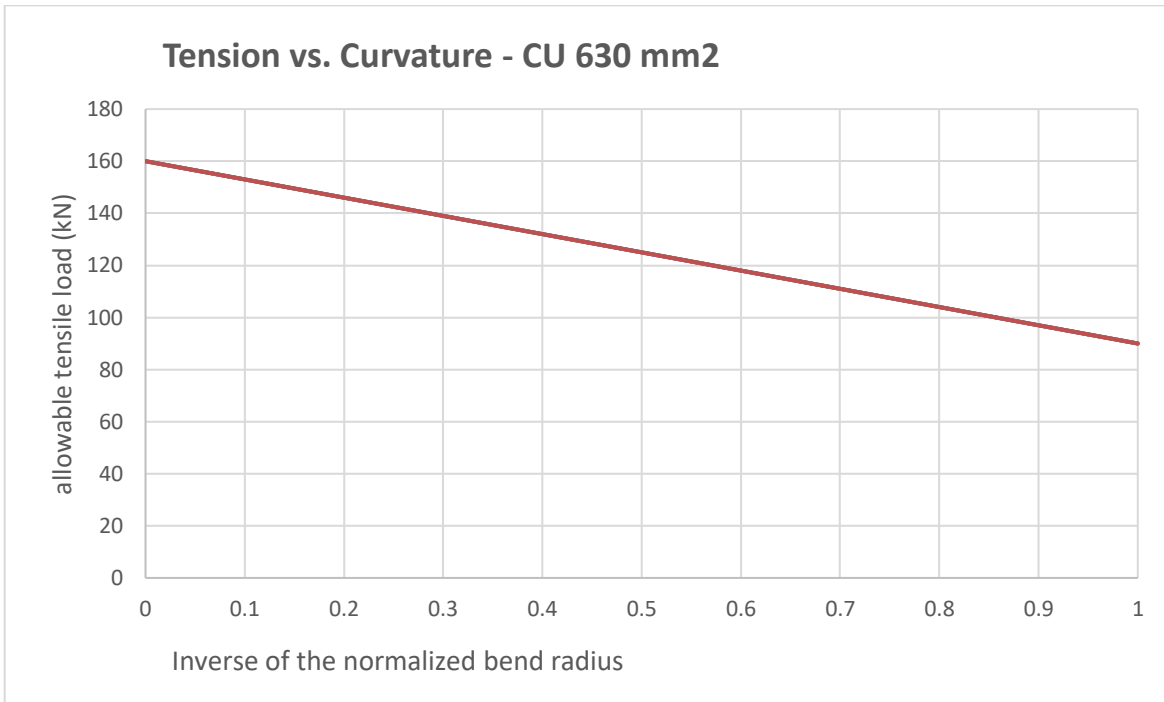


Figure 5-2: Tension vs curvature for the dynamic section of the cable

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

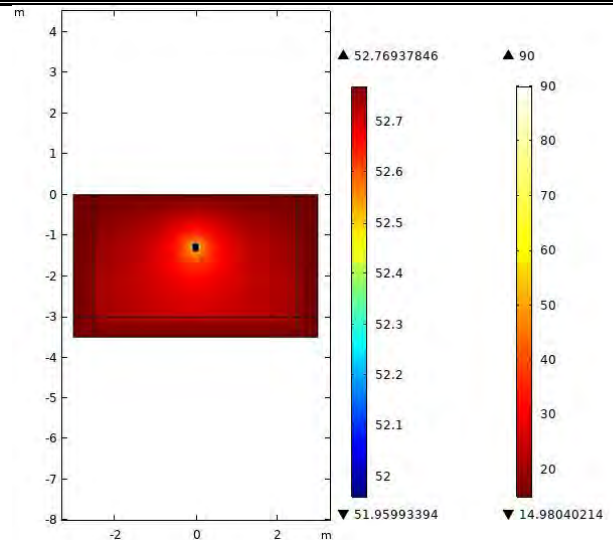
**Electrical Characteristics:**

Frequency (Hz)	50
Impulse voltage (kV)	325
Nominal electrical stress (kV/mm)	5.0 at conductor screen 3.1 at insulation screen
Conductor DC resistance at 20oC ( $\Omega$ /km)	0.0283
Maximum Conductor temperature (oC)	90
Resistance of the conductor AC at 90 ° C ( $\Omega$ /km)	0.04
Skin effect coefficient (ks)	1
Proximity effect coefficient (kp)	1
Dielectric Loss factor of insulation for U <sub>0</sub>	0.004
Metal sheath DC resistance at 20oC: (only CWS) ( $\Omega$ /km)	0.97
Metal sheath DC resistance at 80oC: (only CWS) ( $\Omega$ /km)	1.2
Inductance phase to earth at 50 Hz (mH/km)	0.36
Nominal Capacitance ( $\mu$ F/km)	0.3 (calculated based on nominal dimensions)
Charging current (A/km)	3.6 (calculated based on nominal dimensions, U <sub>0</sub> =38 kV)
Maximum short circuit withstand capability of metallic sheath (kA)	3.6 kA/1 s (adiabatic calculation, duration of 1s) Initial / Final Temperature: 80/250 °C
Maximum short circuit withstand capability of conductor (kA)	90.9 kA/1 s adiabatic calculation, duration of 1s) Initial / Final Temperature: 90/250 °C

**Ampacity calculations**

Continuous current (Load factor: 1.0) carrying capacity of cable directly buried in seabed\*<sup>c</sup>at:

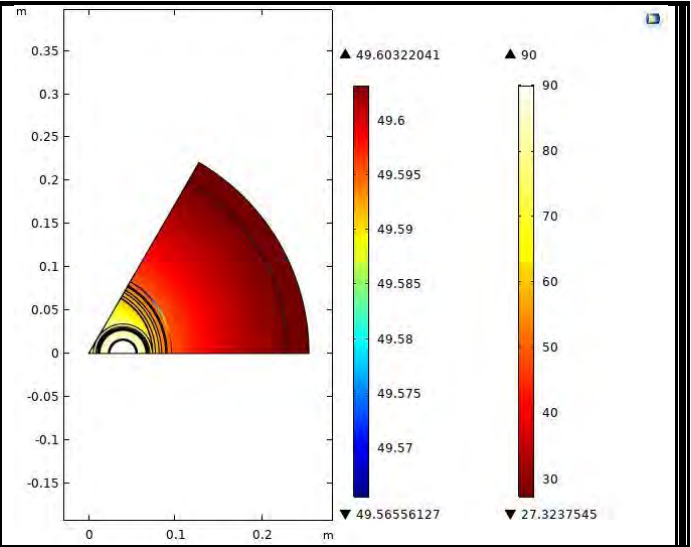
- Seabed temperature: 15 °C (assumed)
- Soil thermal resistivity: 0.7 Km/W (assumed)
- One thermally isolated cable (assumed)
- Burial depth: 1.2 m (TOC) (assumed)
- Maximum conductor temperature: 90 oC
- Rated current : 790 A



Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

Continuous current (Load factor: 1.0) carrying capacity of cable in J tube:

- Ambient temperature: 23 °C (assumed)
- Solar radiation: 750 W/m<sup>2</sup> (assumed)
- J-tube diameter (inner/outer): 460/510 mm (assumed)
- J-tube material: Steel
- J-tube length in air: 15 m (assumed)
- One thermally isolated cable
- J-tube closed on both sides (assumed)
- J-tube absorptivity: 0.9 (assumed)
- J-tube emissivity of the outer surface: 0.9 (assumed)
- J-tube emissivity of the inner surface: 0.4 (assumed)
- Maximum wind velocity: 10 m/s (assumed)
- Rated current : 787.3A



Υ.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

**6 Composite submarine cables with aluminium conductor– Static export cable design at 220 kV**

**6.1 3X1200 mm<sup>2</sup> AL composite submarine cable description**

**6.1.1 AL/XLPE/PB/PE/PPY/HSWA/PPY**

Three-core submarine cable with aluminium round compacted conductors, XLPE insulation, lead alloy sheath, semiconducting polyethylene sheath, PPY, armouring layer consisting of a single layer galvanized round steel wires and plastic rods and PPY with one interstitial optical fibre cables

**General Description:**

Cable code:	75647118053070
Standard specification:	According to IEC 62067 where applicable, CIGRE TB 490, CIGRE TB 623, client's specification "North Falls Cable RFI" and our offer
Type of cable:	AL/XLPE/PB/SCPE/PPY/HSWA/PPY
Rated voltage U <sub>0</sub> /U (U <sub>max</sub> ):	127/220 (245) KV
Number of cores x Nominal cross-section:	3x1200mm <sup>2</sup>
Number of fibre optical cables x Number of optical fibres:	1x48 SM
Approximate cable overall diameter:	253 mm

**Core identification:**

Embossed on the PE sheath of each core: "L1", Core 2: " L2", Core 3: " L3"

**Power cable marking:**

By embossing on the PE sheath of each core at max. 50 cm intervals:

HELLENIC CABLES SUBMARINE ELECTRIC CABLE 3x1200 AL 127/220 (245) KV 2021\*

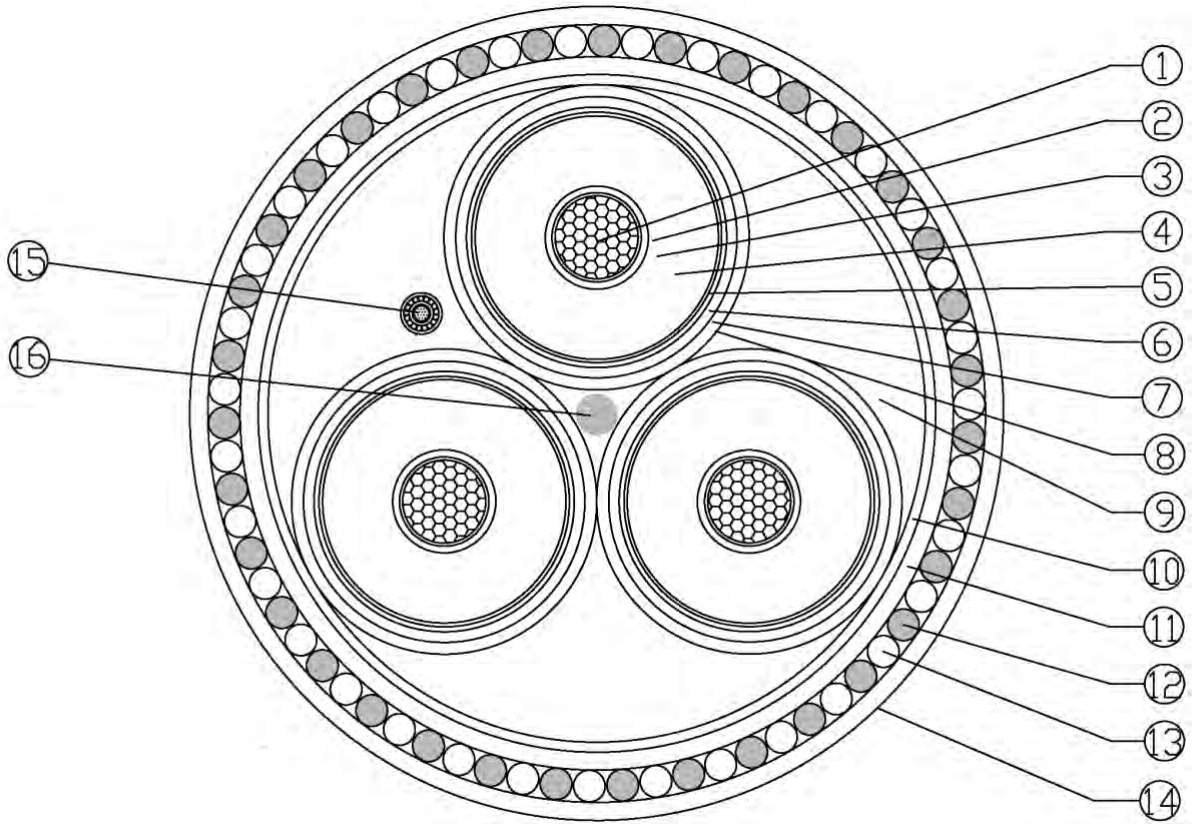
\* Year of manufacture

**Meter marking:**

By plastic tape rings, on the outer layer of polypropylene yarns (every 100 m)

**Cable Structure:**

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas



**Note:** Drawing is not to scale.

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

- 1 - Aluminium round compacted class 2 according to IEC 60228 of nominal cross-section equal to 1200 sq.mm, longitudinally water sealed by special water-blocking compound.
- 2 - Semiconducting tape applied with overlap
- 3 - Conductor non-metallic extruded screen: Extruded semiconducting compound
- 4 - Insulation: XLPE ultra clean according to IEC 62067 of 20.9 mm nominal thickness
- 5 - Core non-metallic extruded screen: Extruded semiconducting compound bonded to outer surface of insulation.
- 6 - Semiconducting waterblocking tape(s) applied with overlap.
- 7 - Lead-alloy sheath type PK021S or equivalent according to EN 50307 of 2.3 mm nominal thickness.
- 8 - Sheath: Semiconducting polyethylene sheath of 3.0 mm nominal thickness. Sheath colour: Black.
- 9 - Extruded profile fillers at the outer interstices between cores in order to give the cable a circular cross-section.
- 10 - Binding synthetic tape(s) helically applied with overlap.
- 11 - One layer of polypropylene yarns of approximate thickness of 2 mm.
- 12 - 13: Armour consisting of helically applied bitumen compound coated galvanised round steel wires of 6.2 mm of nominal diameter, according to EN 10257 in combination with HDPE (plastic) rods of 6.2 mm diameter. The steel wires are positioned alternately to the plastic wires leading to a 50%-50% distribution over the cable circumference.
- 14 - Two layers of polypropylene yarns with total approximate thickness of 4.0 mm. Over the inner (first) layer bitumen compound is applied. Also, the outer (second) layer shall consist of black and yellow polypropylene yarns as to form a helical yellow stripe.
- 15 - One armoured optical unit of 13 mm approximate diameter that consists of a stainless steel tube., PE inner sheath, galvanized steel wire armour and PE oversheath. The FO unit contains 48 SM single-mode optical fibres
- 16 - Central polypropylene filler

<b>Dimensional Characteristics:</b>	
Conductor diameter (mm)	41.4 (approx.)
Inner semiconducting layer thickness (mm)	2.0 (approx.)
XLPE insulation thickness (mm)	20.9 (nominal)
Outer semiconducting layer thickness (mm)	1.5 (approx.)
Lead sheath thickness (mm)	2.3 (nominal.)
Polyethylene over sheath thickness	3.0 (nominal)
Core Diameter (mm)	105 (approx.)
Lay length of cores (m)	3.2 (approx.)
Armour wire diameter (mm)	6.2 (nominal)
Lay length of armour wires (mm)	3.3 (approx.)
Cable diameter: (mm)	253 (approx.)

		<b>Cable Engineering Department</b>	
Y.Σ.:		Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Date – Revision:	8/4/2022-0	Reviewed by:	V. Rizou
Client		Approved by:	V. Kanas



<b>Mechanical Characteristics:</b>	
Cable weight in air (kg/m)	81.7 (approx.)
Cable weight in water (flooded/unflooded): (kg/m)	37.8 / 29.9 (approx.)
Specific weight:	>1854 kg/m <sup>3</sup> (Corresponds to SG equal to 1.80) (1.80*1030kg/m <sup>3</sup> = 1854kg/m <sup>3</sup> )
Minimum Bend Radius of Composite Cable (Static storage) (m)	3.3 (at turntable)
Minimum Bend Radius of Composite Cable (Dynamic) (m)	3.9 (sheave)
Minimum Bend Radius of Power Core (Static installed) (single bending with former) (m)	1.6
Recommended pulling tension at MBR (sheave) (kN)	156
Maximum sidewall pressure (kN/m)	40
Recommended allowable tension for straight pulling (kN)	200
Permissible impact energy (J)	245
Crush resistance for cable inside a coil (storage) [kN/m]	30

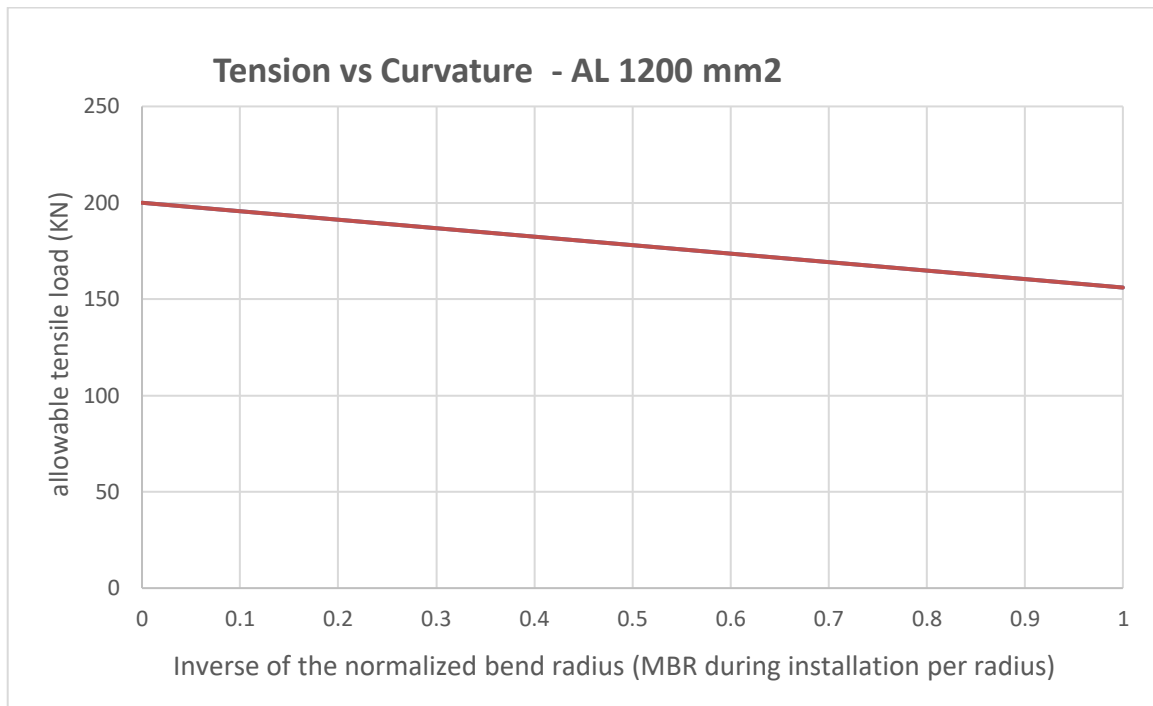


Figure 6-1: Tension vs curvature for the dynamic section of the cable

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

Electrical Characteristics:	
Frequency (Hz)	50
Impulse voltage (kV)	1050
Nominal electrical stress (kV/mm)	8.5 at conductor screen 4.5 at insulation screen
Conductor DC resistance at 20oC:( Ω/km)	0.0247 according to IEC 60228
Conductor AC resistance at 20oC: (Ω/km)	0.03 (calculated)
Conductor AC resistance at 90oC (Ω/km)	0.036 (calculated)
Metal sheath DC resistance at 20oC: (Ω/km)	0.34 (calculated)
Metal sheath DC resistance at 80oC: (Ω/km)	0.42 (calculated)
Inductance phase to earth at 50 Hz (mH/km)	0.38 (calculated)
Nominal Capacitance (μF/km)	0.21 (calculated based on nominal dimensions)
Charging current (A/km)	8.2 (calculated based on nominal dimensions, Uo=127kV)
Maximum short circuit withstand capability of metallic sheath: (kA)	15.8 (non adiabatic calculation- duration of 1s) Initial / Final Temperature: 80/180 °C
Maximum short circuit withstand capability of conductor (kA)	114.3 (non adiabatic calculation-duration of 1s) Initial / Final Temperature: 90/250 °C

Ampacity calculations		
<p>Continuous current (Load factor: 1.0) carrying capacity of cable directly buried in seabed*<sup>c</sup>at:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Seabed temperature: 15 °C</li> <li>Soil thermal resistivity: 0.7 Km/W</li> <li>Burial depth: 1.2 m (TOC)</li> <li>One thermally isolated cable</li> </ul>	867	A
<p>Continuous current (Load factor: 1.0) carrying capacity of cable in J tube:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ambient temperature: 23 °C (assumed)</li> <li>Solar radiation: 750 W/m<sup>2</sup> (assumed)</li> <li>J-tube diameter (inner/outer): 460/510 mm (assumed)</li> <li>J-tube material: Steel</li> <li>J-tube length in air: 15 m (assumed)</li> <li>One thermally isolated cable</li> <li>J –tube closed on both sides (assumed)</li> <li>J-tube absorptivity: 0.9 (assumed)</li> <li>J-tube emissivity of the outer surface: 0.9 (assumed)</li> <li>J tube emissivity of the inner surface: 0.4 (assumed)</li> <li>Maximum wind velocity: 10 m/s (assumed)</li> <li>Rated current : 860A</li> </ul>		

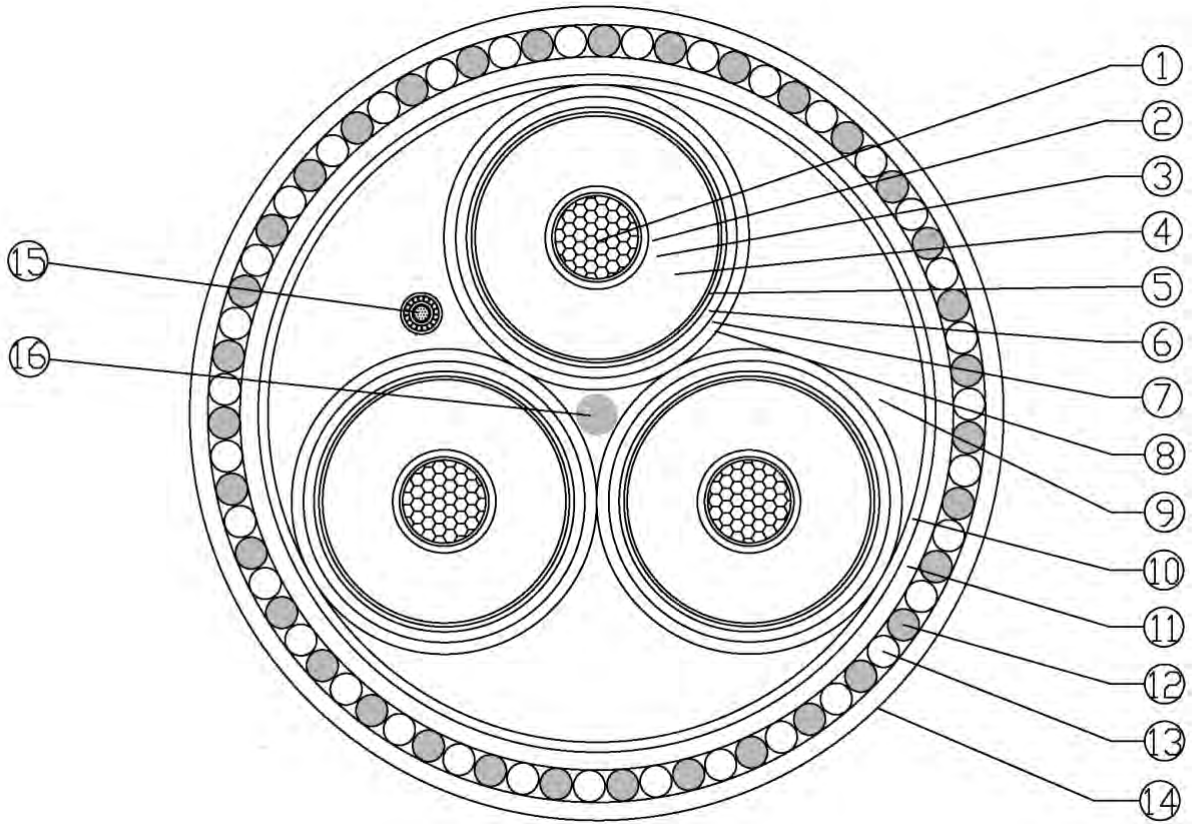
Cable Engineering Department			
Y.Σ.:		Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Date – Revision:	8/4/2022-0	Reviewed by:	V. Rizou
Client		Approved by:	V. Kanas

**6.1 3X1400 mm<sup>2</sup> AL composite submarine cable description**

**6.1.1 AL/XLPE/PB/PE/PPY/HSWA/PPY**

Three-core submarine cable with aluminium round compacted conductors, XLPE insulation, lead alloy sheath, semiconducting polyethylene sheath, PPY, armouring layer consisting of a single layer galvanized round steel wires and plastic rods and PPY with one interstitial optical fibre cables	
<b>General Description:</b>	
Cable code:	75647118853070
Standard specification:	According to IEC 62067 where applicable, CIGRE TB 490, CIGRE TB 623, and our offer
Type of cable:	AL/XLPE/PB/SCPE/PPY/HSWA/PPY
Rated voltage U <sub>0</sub> /U (U <sub>max</sub> ):	127/220 (245) KV
Number of cores x Nominal cross-section:	3x1400mm <sup>2</sup>
Number of fibre optical cables x Number of optical fibres:	1x(48 SM)
Approximate cable overall diameter:	258 mm
<b>Core identification:</b>	
Embossed on the PE sheath of each core: "L1", Core 2: " L2", Core 3: " L3"	
<b>Power cable marking:</b>	
By embossing on the PE sheath of each core at max. 50 cm intervals: HELLENIC CABLES SUBMARINE ELECTRIC CABLE 3x1400 AL 127/220 (245) KV 2021*	
* Year of manufacture	
<b>Meter marking:</b>	
By plastic tape rings, on the outer layer of polypropylene yarns (every 100 m)	
<b>Cable Structure:</b>	

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas



**Note:** Drawing is not to scale.

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

- 1 - Aluminium round compacted class 2 according to IEC 60228 of nominal cross-section equal to 1400 sq.mm, longitudinally water sealed by special water-blocking compound.
- 2 - Semiconducting tape applied with overlap
- 3 - Conductor non-metallic extruded screen: Extruded semiconducting compound
- 4 - Insulation: XLPE ultra clean according to IEC 62067 of 20.4 mm nominal thickness
- 5 - Core non-metallic extruded screen: Extruded semiconducting compound bonded to outer surface of insulation.
- 6 - Semiconducting waterblocking tape(s) applied with overlap.
- 7 - Lead-alloy sheath type PK021S or equivalent according to EN 50307 of 2.3 mm nominal thickness.
- 8 - Sheath: Semiconducting polyethylene sheath of 3.0 mm nominal thickness. Sheath colour: Black.
- 9 - Extruded profile fillers at the outer interstices between cores in order to give the cable a circular cross-section.
- 10 - Binding synthetic tape(s) helically applied with overlap.
- 11 - One layer of polypropylene yarns of approximate thickness of 2 mm.
- 12 - 13: Armour consisting of helically applied bitumen compound coated galvanised round steel wires of 6.3 mm of nominal diameter, according to EN 10257 in combination with HDPE (plastic) rods of 6.3 mm diameter. The steel wires are positioned alternately to the plastic wires leading to a 50%-50% distribution over the cable circumference
- 14 - Two layers of polypropylene yarns with total approximate thickness of 4.0 mm. Over the inner (first) layer bitumen compound is applied. Also, the outer (second) layer shall consist of black and yellow polypropylene yarns as to form a helical yellow stripe.
- 15 - One armoured optical unit of 13 mm approximate diameter that consists of a stainless steel tube., PE inner sheath, galvanized steel wire armour and PE oversheath. The FO unit contains 48 SM single-mode optical fibres
- 16 - Central polypropylene filler

**Dimensional Characteristics:**

Conductor diameter (mm)	44.6 (approx.)
Inner semiconducting layer thickness (mm)	2.0 (approx.)
XLPE insulation thickness (mm)	20.4 (nominal)
Outer semiconducting layer thickness (mm)	1.5 (approx.)
Lead sheath thickness (mm)	2.3 (nominal.)
Polyethylene over sheath thickness	3.0 (nominal)
Core Diameter (mm)	108 (approx.)
Lay length of cores (m)	3.7 (approx.)
Armour wire diameter (mm)	6.3 (nominal)
Lay length of armour wires (mm)	3.8 (approx.)
Cable diameter: (mm)	258 (approx.)

		Cable Engineering Department	
Υ.Σ.:		Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Date – Revision:	8/4/2022-0	Reviewed by:	V. Rizou
Client		Approved by:	V. Kanas

<b>Mechanical Characteristics:</b>	
Cable weight in air (kg/m)	85.3 (approx.)
Cable weight in water (flooded/unflooded): (kg/m)	39.4 / 31.4 (approx.)
Specific weight:	>1854 kg/m <sup>3</sup> (Corresponds to SG equal to 1.80) (1.80*1030kg/m <sup>3</sup> = 1854kg/m <sup>3</sup> )
Minimum Bend Radius of Composite Cable (Static storage) (m)	3.3 (at turntable)
Minimum Bend Radius of Composite Cable (Dynamic) (m)	4.0 (sheave)
Minimum Bend Radius of Power Core (Static installed) (single bending with former) (m)	1.7
Recommended pulling tension at MBR (sheave) (kN)	160
Maximum sidewall pressure (kN/m)	40
Recommended allowable tension for straight pulling (kN)	210
Permissible impact energy (J)	245
Crush resistance for cable inside a coil (storage) [kN/m]	30
Maximum production length of cable without factory joint on the power cores	12 km approx.

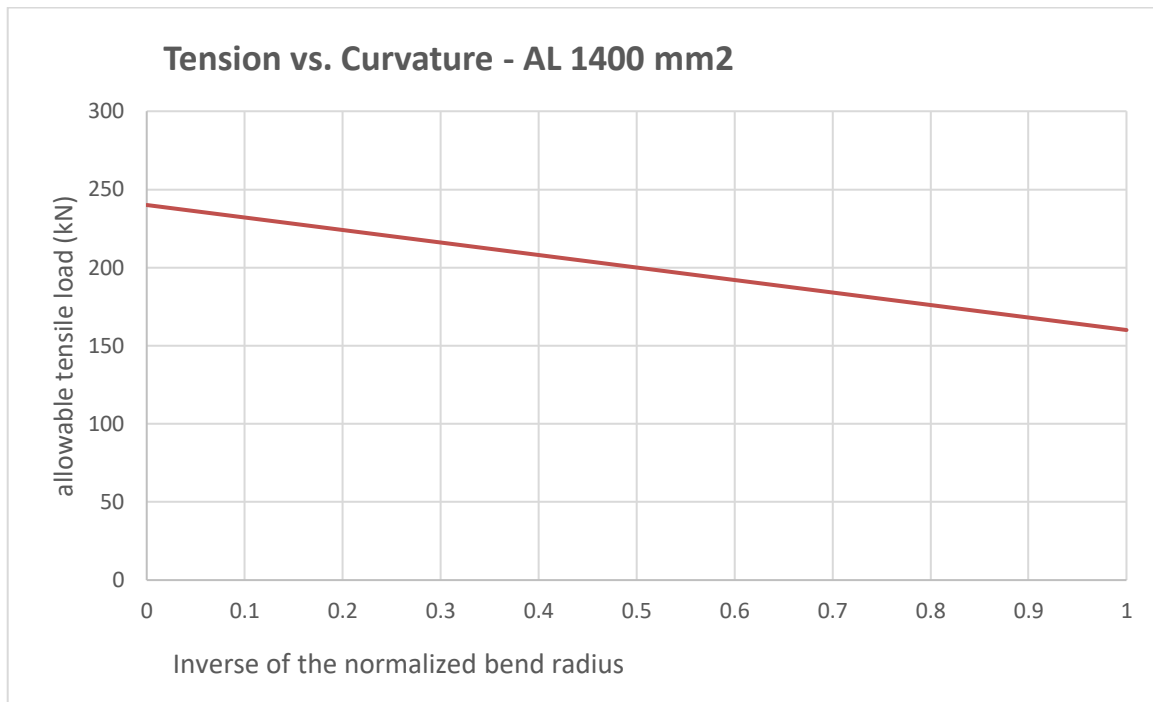


Figure 6-2: Tension vs curvature for the dynamic section of the cable

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

Electrical Characteristics:	
Frequency (Hz)	50
Impulse voltage (kV)	1050
Nominal electrical stress (kV/mm)	8.5 at conductor screen 4.7 at insulation screen
Conductor DC resistance at 20oC:( Ω/km)	0.0212 according to IEC 60228
Conductor AC resistance at 90oC (Ω/km)	0.03 (calculated)
Metal sheath DC resistance at 20oC: (Ω/km)	0.33 (calculated)
Metal sheath DC resistance at 80oC: (Ω/km)	0.41 (calculated)
Inductance phase to earth at 50 Hz (mH/km)	0.37 (calculated)
Nominal Capacitance (μF/km)	0.22 (calculated based on nominal dimensions)
Charging current (A/km)	8.8 (calculated based on nominal dimensions, U <sub>0</sub> =127kV)
Maximum short circuit withstand capability of metallic sheath: (kA)	16.2 (non adiabatic calculation- duration of 1s) Initial / Final Temperature: 80/180 °C
Maximum short circuit withstand capability of conductor (kA)	133.3 (non adiabatic calculation-duration of 1s) Initial / Final Temperature: 90/250 °C

Ampacity calculations		
<p>Continuous current (Load factor: 1.0) carrying capacity of cable directly buried in seabed*at:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Seabed temperature: 15 °C (assumed)</li> <li>Soil thermal resistivity: 0.7 Km/W (assumed)</li> <li>One thermally isolated cable (assumed)</li> <li>Burial depth: 1.2 m (TOC) (assumed)</li> <li>Maximum conductor temperature: 90 °C</li> </ul>	899	A
<p>Continuous current (Load factor: 1.0) carrying capacity of cable in J tube:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ambient temperature: 23 °C (assumed)</li> <li>Solar radiation: 750 W/m<sup>2</sup> (assumed)</li> <li>J-tube diameter (inner/outer): 460/510 mm (assumed)</li> <li>J-tube material: Steel</li> <li>J-tube length in air: 15 m (assumed)</li> <li>One thermally isolated cable</li> <li>J –tube closed on both sides (assumed)</li> <li>J-tube absorptivity: 0.9 (assumed)</li> <li>J-tube emissivity of the outer surface: 0.9 (assumed)</li> <li>J tube emissivity of the inner surface: 0.4 (assumed)</li> <li>Maximum wind velocity: 10 m/s (assumed)</li> <li>Rated current : 885A</li> </ul>		

Cable Engineering Department			
Y.Σ.:		Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Date – Revision:	8/4/2022-0	Reviewed by:	V. Rizou
Client		Approved by:	V. Kanas

**7 Composite submarine cables with copper conductor– Dynamic export cable design at 220 kV**

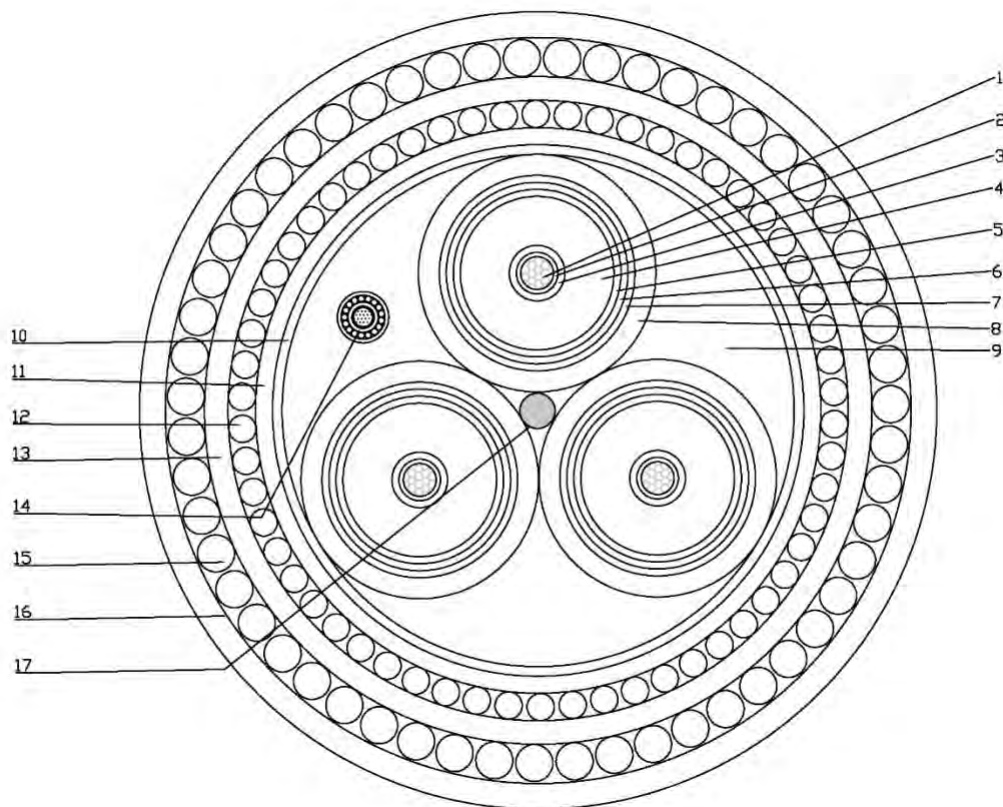
**7.1 3X500 mm<sup>2</sup> CU composite submarine cable description**

**7.1.1 CU/XLPE/CWCS/PE/PE/PE/DWA/PE**

Three-core composite submarine cable with copper round compacted conductors, XLPE insulation, copper welded corrugated screen , polyethylene sheath, polyethylene bedding , two layers of galvanized steel wires , PE serving, with one interstitial optical fibre cable	
<b>General Description:</b>	
Cable code:	71615708053270
Standard specification:	According to IEC 62067, CIGRE TB 623 CIGRE TB 490, and our offer
Type of cable:	CU/XLPE/CWCS/PE/PE/DWA/PE
Rated voltage U <sub>o</sub> /U (U <sub>max</sub> ):	127/220 KV
Number of cores x Nominal cross-section:	3x500mm <sup>2</sup>
Number of fibre optical cables x Number of optical fibres:	1x 48 SM
Approximate cable overall diameter (mm)	285
Approximate cable overall weight in air (kg/m)	121
Approximate cable overall weight in water (kg/m):	68.6
<b>Core identification:</b> Embossed on the PE sheath of each core: Core 1: "Phase A", Core 2: "Phase B", Core 3: "Phase C"	
<b>Power cable marking:</b> By embossing on the PE sheath of each core at max. 50 cm intervals: HELLENIC CABLES GROUP SUBMARINE ELECTRIC CABLE 3X500 CU 127/220 (245) KV IEC 62067 "X*" <p>X* Year of manufacture</p>	
<b>Cable Structure:</b>	

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas





Note: Drawing is not to scale.

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

- 1 - Copper round compacted class 2 according to IEC 60228 of nominal cross-section equal to 500 sq.mm, longitudinally water sealed by special water-blocking compound.
- 2 - Semiconducting tape applied with overlap
- 3 - Conductor non-metallic extruded screen: Extruded semiconducting compound
- 4 - Insulation: XLPE according to IEC 62067 of 24.9 mm nominal thickness
- 5 - Core non-metallic extruded screen: Extruded semiconducting compound bonded to outer surface of insulation.
- 6 - Semiconducting waterblocking tape(s) applied with overlap.
- 7 -Metallic screen: copper welded corrugated sheath of nominal thickness of 0.7 mm over the core.
- 8 - Sheath: PE sheath of 5 mm nominal thickness
- 9 - Extruded profile fillers at the outer interstices between cores in order to give the cable a circular cross-section.
- 10 - Binding tape(s) helically applied with overlap. (manufacturer's option)
- 11 - Polyethylene layer (bedding) of 3 mm approximate thickness.
- 12 - Armour consisting of one layer of helically applied bitumen compound coated galvanized round steel wires of grade 34, class A, 6.3 mm nominal diameter according to EN 10257-2
- 13 - Two layers of polypropylene yarns with total approximate thickness of 3.0 mm. Over the inner (first) layer bitumen compound is applied. Also, the outer (second) layer shall consist of black and yellow polypropylene yarns as to form a helical yellow stripe.
- 14 - Armoured optical unit of 13 mm approximate diameter that consists of a stainless steel tube, PE inner sheath, stainless steel wire armour and PE oversheath. The F.O unit contains 48 Single Mode fibres.
- 15 - Second armouring layer consisting consisting of one layer of helically applied bitumen compound coated galvanized round steel wires of grade 34, class A, 6.8 mm nominal diameter according to EN 10257-2
- 16 - Serving consisting of extruded HDPE with 4 mm approximate thickness.
- 17 - Central Polypropylene filler.

**Notes:** 1) The XLPE insulation system has undergone the long term ageing test at 500 Hz according to the HD 605  
2) The XLPE insulation system has undergone the long term test according to VDE 0276/620 (6/10, 12/20, 18/30 kV)

**Dimensional characteristics**

Conductor diameter (mm)	26.6 (approx.)
Inner semiconducting layer thickness (mm):	2.0 (approx. )
XLPE insulation thickness (mm)	24.9 (nominal )
Outer semiconducting layer thickness (mm)	1.0 (approx. )
Thickness of Copper corrugated screen (mm)	0.7 (nominal)
PE sheath thickness (mm):	5 (nominal)
Core diameter (mm)	109 (approx.)
Lay length of cores (m)	3.8 (approx.)
Thickness of the bedding (mm)	3.0 (nominal)
Diameter of the armouring wires of the first layer (mm):	6.3 (nominal)
Lay length of armouring wires (m) :	3.9 (approx.)
Thickness of the second bedding (mm) :	2.0 (approx.)
Diameter of the armouring wires of the second layer (mm):	6.8 (nominal)
Lay length of armouring wires (m) :	4.4 (approx.)
Thickness of the serving (mm) :	4.0 (nominal)
Outer diameter (mm)	285 (approx.)

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

<b>Mechanical Characteristics:</b>	
Cable weight in air (kg/m (approx.))	121
Cable weight in water (flooded/unflooded) (kg/m (approx.))	68.6/ 56
Cable Density (flooded):	>1854 kg/m <sup>3</sup> (corresponding to specific gravity >1.80)
Minimum Bend Radius of Composite Cable (Static storage) (m)	3.7 (at turntable)
Minimum Bend Radius of Composite Cable (Dynamic) (m)	4.4 (sheave)
Minimum Bend Radius of Power Core (Static installed) (m) (single bending with former)	1.7
Recommended pulling tension at MBR (kN/m):	176 (at sheave radius)
Recommended allowable sidewall pressure (kN/m):	40
Recommended allowable tension for straight pulling (kN/m)	240
Maximum allowable impact energy (as per TB 623 §6.6) (kJ)	0.245
Maximum possible production length (km)	Up to 12 (without any planned factory joints in the cable cores)
Cable coiling feasibility	NO

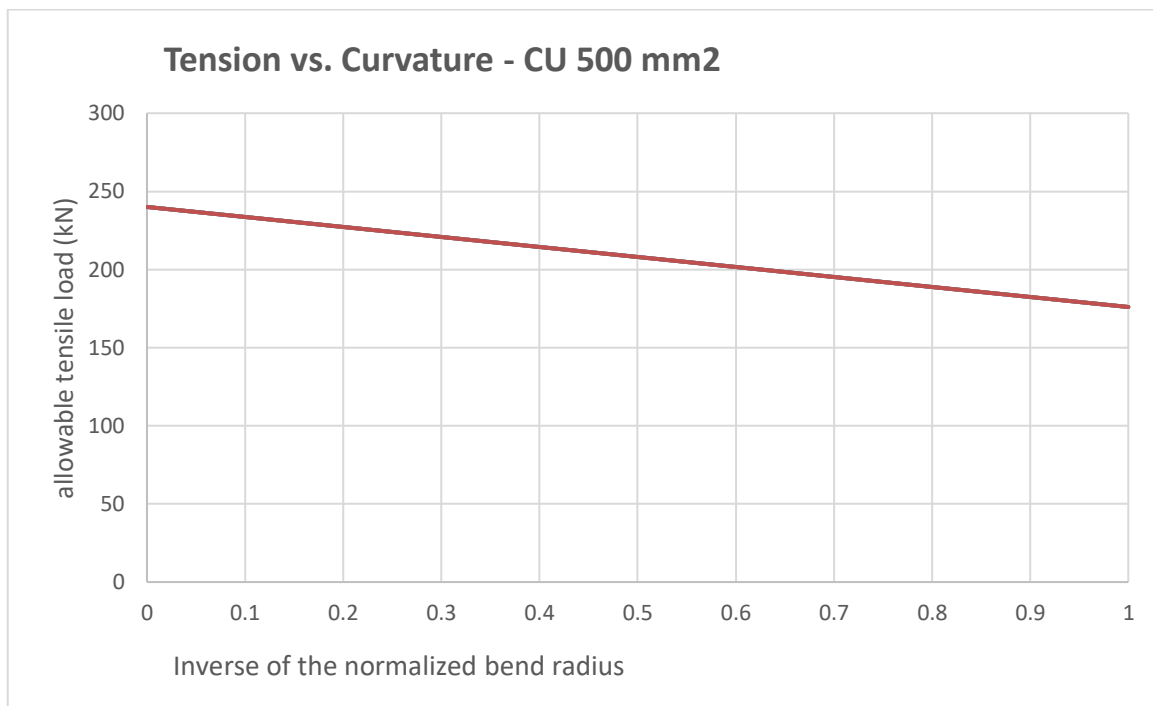


Figure 7-1: Tension vs curvature for the dynamic section of the cable

		<b>Cable Engineering Department</b>	
Y.Σ.:		Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Date – Revision:	8/4/2022-0	Reviewed by:	V. Rizou
Client		Approved by:	V. Kanas

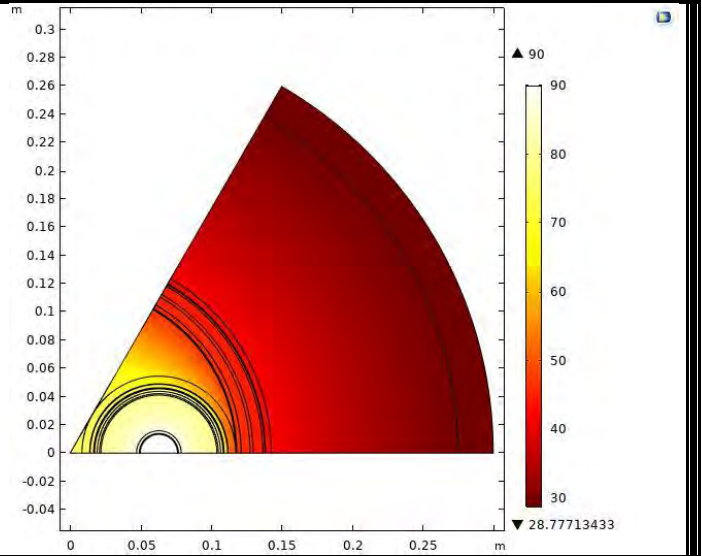
Electrical Characteristics:	
Frequency (Hz)	50
Impulse voltage (kV)	1050
Nominal electrical stress (kV/mm)	8.5 at conductor screen 3.3 at insulation screen
Conductor DC resistance at 20oC (Ω/km)	0.0366
Maximum Conductor temperature (oC)	90
resistance of the conductor AC at 90 ° C (Ω/km)	0.049
Skin effect coefficient (ks)	1
Proximity effect coefficient (kp)	1
Dielectric Loss factor of insulation for U <sub>0</sub>	0.001
Metal sheath DC resistance at 20oC: (Ω/km)	0.11
Metal sheath DC resistance at 80oC: (Ω/km)	0.14
Inductance phase to earth at 50 Hz (mH/km)	0.48
Nominal Capacitance (μF/km)	0.14 (calculated based on nominal dimensions)
Charging current (A/km)	5.5 (calculated based on nominal dimensions, U <sub>0</sub> =127 kV)
Maximum short circuit withstand capability of metallic sheath (kA)	13.9 kA/1 s (adiabatic calculation, duration of 1s) Initial / Final Temperature: 80/180 °C
Maximum short circuit withstand capability of conductor (kA)	72.2 kA/1 s adiabatic calculation, duration of 1s) Initial / Final Temperature: 90/250 °C

Ampacity calculations		
Continuous current (Load factor: 1.0) carrying capacity of cable directly buried in seabed* <sup>c</sup> at: <ul style="list-style-type: none"> <li>Seabed temperature: 15 °C (assumed)</li> <li>Soil thermal resistivity: 0.7 Km/W (assumed)</li> <li>One thermally isolated cable (assumed)</li> <li>Burial depth: 1.2 m (TOC) (assumed)</li> <li>Maximum conductor temperature: 90 °C</li> </ul>	580	A

Y.Σ.:		Cable Engineering Department	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

Continuous current (Load factor: 1.0) carrying capacity of cable in J tube:

- Ambient temperature: 23 °C (assumed)
- Solar radiation: 750 W/m<sup>2</sup> (assumed)
- J-tube diameter (inner/outer): 460/510 mm (assumed)
- J-tube material: Steel
- J-tube length in air: 15 m (assumed)
- One thermally isolated cable
- J –tube closed on both sides (assumed)
- J-tube absorptivity: 0.9 (assumed)
- J-tube emissivity of the outer surface: 0.9 (assumed)
- J tube emissivity of the inner surface: 0.4 (assumed)
- Maximum wind velocity: 10 m/s (assumed)
- Rated current : 500A



Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

## 8 Integrated fiber optic cables

<b>ARMOURED FO ELEMENT FOR COMPOSITE SUBMARINE CABLES</b> 44 SM 9/125 ITU-T G.652D		
<b>CABLE DESIGN – CONSTRUCTUAL DETAILS</b>		
<p style="text-align: center;"><b>Note:</b> drawing is not to scale</p>	<p><b>1. Optical fibers:</b> 48 SM coloured glass fibres (in 4 bundles of 12 ).</p> <p><b>2. Secondary protection:</b> Welded stainless steel tube, filled with jelly filling compound, doped with hydrogen absorbent component (scavenger).</p> <p><b>3. Inner sheath:</b> Black SCPE compound.</p> <p><b>4. Armouring:</b> Layer of single wire armour consisting of non-magnetic stainless steel and FRP wires .</p> <p><b>5. Outer protection:</b> Black SCPE compound.</p>	
Parameter	Thickness (mm)	Diameter Ø (approx.) (mm)
Steel tube (nominal)	0.2	3.6
Inner SCPE sheath (min. average)	1.4	6.4
Layer of single wire armour consisting of non-magnetic stainless steel and FRP wires .	18x1.2	8.8
Outer protection ( SCPE jacket) (min. average)	2	13
Cable overall diameter (nominal) (mm)		13
Cable weight in air (nominal) (kg/km)		246
Cable weight in water (nominal) (kg/km)		155
<b>CABLE MECHANICAL &amp; ENVIRONMENTAL CHARACTERISTICS</b>		
Parameter	Offered value	
Minimum bending radius (static)	600mm	
Minimum bending radius (dynamic)	1000mm	

<b>FO ELEMENT FOR COMPOSITE SUBMARINE CABLES</b> 48 SM 9/125 ITU-T G.652D											
<b>FIBER IDENTIFICATION COLOUR CODING (per 12-fiber bundle)</b>											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Blue	Orange	Green	Brown	Grey	White	Red	Black	Yellow	Violet	Pink	Turquoise
<b>Note:</b> Other fiber and / or binder colour coding can be provided if requested. Alternatively ring marking identification can be applied instead of binder yarns (if applicable).											
<b>BASIC CHARACTERISTICS OF OPTICAL FIBERS</b>											
<b>SINGLE-MODE LOW WATER PEAK OPTICAL FIBERS ACCORDING TO ITU-T G.652D</b>											
Parameter	Offered value										
Cladding diameter	125.0 ± 0.7 μm										
Coating diameter (non-colored)	245 ± 5 μm										
Core / Cladding concentricity error	≤ 0.5 μm										
Cladding non-circularity	≤ 1.0 %										
Coating-Cladding concentricity error	≤ 12 μm										

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas

Mode field diameter at 1310 nm	9.0 ± 0.4 μm
Mode field diameter at 1550 nm	10.4 ± 0.5 μm
Attenuation coefficient from 1285 up to 1330 nm (individual fiber)	TBA dB/km
Attenuation coefficient at 1310 nm (individual fiber)	TBA dB/km
Attenuation coefficient at 1383 nm (individual fiber)	TBA dB/km
Attenuation coefficient from 1480 up to 1580 nm (individual fiber)	TBA dB/km
Attenuation coefficient at 1550 nm (individual fiber)	TBA dB/km
Attenuation coefficient at 1625 nm (individual fiber)	TBA dB/km
Cable cut-off wavelength λ <sub>cc</sub>	λ <sub>cc</sub> ≤ 1260 nm
Chromatic dispersion coefficient at 1285-1330 nm	≤ 3.5 ps/(nm·km)
Chromatic dispersion coefficient at 1550 nm	≤ 18 ps/(nm·km)
Zero-dispersion wavelength λ <sub>o</sub>	1302 < λ <sub>o</sub> < 1322 nm
Zero-dispersion slope S <sub>o</sub>	≤ 0.089 ps/(nm <sup>2</sup> ·km)
PMD	≤ 0.2 ps/√km
Macrobent loss at 1550nm & 1625nm (radius 37.5mm, 100 turns)	≤ 0.05 dB
Proof test elongation (stress applied)	≥ 1% (100 kpsi or 0.7 GPa)
Group refractive index at 1310 nm	1.467
Group refractive index at 1550 nm	1.468
*: cabled values	

## 9 Cable handling temperature

The cable can be safely stored at a range of ambient temperatures varying from -10 °C to +45°C. For long term storage the submarine cable will experience cooling cycles every year given the mechanical pressure on the layers of the cable due to the stacked coils. This may have an adverse effect on cable's life expectancy. In order to eliminate such harsh factors a minimum ambient temperature of -10 °C is recommended for long term storage

During cable laying operations the minimum bending radius and the relevant allowable forces on the cables, as above mentioned have to be respected at any time. During the cable laying the air temperature measured in close proximity to the cable surface (less than 1 m) shall be within the range given below:

- Lowest permissible temperature during laying: 0 °C
- Highest permissible temperature during laying: + 45 °C

Attention: For temperatures below 0 °C consultation with Hellenic Cables is obligatory.

Y.Σ.:		<b>Cable Engineering Department</b>	
Date – Revision:	8/4/2022-0	Issued by:	G. V. Glenis, K Grivas
Client		Reviewed by:	V. Rizou
		Approved by:	V. Kanas