

REGIONE ABRUZZO
PROVINCIA DI CHIETI

Comune:
Ortona

PROGETTO PRELIMINARE PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE
DI ENERGIA ELETTRICA OFFSHORE DA FONTE FOTOVOLTAICA

Sezione 0:

RELAZIONI GENERALI

Titolo elaborato:

RELAZIONE ELETTRICA

N. Elaborato: 0.3

Scala: -

Committente



Fred Olsen Renewables Italy S.r.l.

Viale Castro Pretorio 122
Roma (RM) - 00185
P.IVA 15604711000
pec fred.olsenrenewablesitaly@legalmail.it

Progettazione



sede legale e operativa
San Martino Sannita (BN) Località Chianarile snc, Area industriale
sede operativa
Lucera (FG) via Alfonso La Cava 114
P.IVA 01465940623
Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873

Procuratore speciale
Lorenzo Longo


Progettista
Dott. Ing. Vittorio Iacono



Rev.	Data	Elaborazione	Approvazione	Emissione	DESCRIZIONE
00	Novembre 2022	GVE sigla	SS sigla	VI sigla	Progetto preliminare

Nome File sorgente	PP.OP.FOR01.0.3.R00.doc	Nome file stampa	PP.OP.FOR01.0.3.R00.pdf	Formato di stampa	A4
--------------------	-------------------------	------------------	-------------------------	-------------------	----

	RELAZIONE ELETTRICA	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OP.FOR01.0.3.R00 18/11/2022 25/11/2022 00 1 di 20
---	----------------------------	---	--

INDICE

1	PREMESSA	4
2	DESCRIZIONE DEL PROGETTO	5
2.1	DESCRIZIONE GENERALE E UBICAZIONE	5
2.2	NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO	6
3	CARATTERIZZAZIONE ELETTRICA DELL' IMPIANTO	7
3.1	SINTESI DELLA CONFIGURAZIONE D'IMPIANTO	7
3.2	ELEMENTI COSTITUTIVI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	7
3.2.1	IL GENERATORE FOTOVOLTAICO	7
3.2.2	IL SISTEMA DI CONVERSIONE CC/CA E TRASFORMAZIONE	9
3.3	IL SISTEMA DI ACCUMULO	11
3.4	RETE ELETTRICA SOTTOMARINA 30 kV	11
3.4.1	CAVO SOTTOMARINO 30 kV	11
3.4.2	SCHEMA DI COLLEGAMENTO MT	12
3.4.3	METODOLOGIE DI POSA DEI CAVI SOTTOMARINI	14
3.5	COLLEGAMENTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE (RTN)	16
3.5.1	STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE OFFSHORE 30/150 kV	16
3.5.2	CAVO SOTTOMARINO 150 kV	16
3.5.3	CAVO TERRESTRE 150 kV	17
3.5.4	BUCA GIUNTI PER LA TRANSIZIONE DA CAVO MARINO A TERRESTRE	18
3.6	CAMPO ELETTROMAGNETICO GENERATO DAI CAVI	18
	ALLEGATO 1	20

	RELAZIONE ELETTRICA	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OP.FOR01.0.3.R00 18/11/2022 25/11/2022 00 2 di 20
---	----------------------------	---	--

INDICE FIGURE

Figura 1 – inquadramento impianto	5
Figura 2: Rappresentazione tipo di un sottocampo	8
Figura 3: Collegamento blocco 1 verso sottostazione MT/AT	8
Figura 4:caratteristiche del gruppo di conversione	10
Figura 5: Cavo tripolare sottomarino MT	12
Figura 6: schema di collegamento dell'impianto fotovoltaico e BESS	12
Figura 7: Metodologie di posa del cavo sottomarino attraverso interrimento	15
Figura 8: Metodologie di posa del cavo sul fondale.....	16
Figura 9:Cavo tripolare sottomarino AT	17
Figura 10: Cavo terrestre AT.....	17
Figura 11: Sezione di posa del cavidotto terrestre	18

 TENPROJECT	RELAZIONE ELETTRICA	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OP.FOR01.0.3.R00 18/11/2022 25/11/2022 00 3 di 20
---	----------------------------	---	--

INDICE TABELLE

Tabella 1:Schema di collegamento MT.....	13
Tabella 2:Limiti di esposizione, limiti di attenzione e obiettivi di qualità del DPCM 08/07/03, confrontati con i livelli di riferimento della Raccomandazione 1999/512CE.....	19

	RELAZIONE ELETTRICA	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OP.FOR01.0.3.R00 18/11/2022 25/11/2022 00 4 di 20
---	----------------------------	---	--

1 PREMESSA

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto fotovoltaico galleggiante di potenza nominale in DC pari a 101,3 MWp comprensivo di un sistema di accumulo (BESS) da 20 MW per una potenza totale di connessione pari a 100 MW da installare nello specchio d'acqua marino antistante il comune di Ortona (CH).

Proponente dell'iniziativa è la società Fred Olsen Renewables Italy S.r.l. con sede in Viale Castro Pretorio 122- 00185 ROMA.

L'impianto fotovoltaico è costituito da 151200 moduli bifacciali in silicio monocristallino, organizzati su 40 piattaforme galleggianti, ciascuna di dimensioni pari a 200m x 200m.

Il progetto prevede, inoltre, l'installazione di un sistema di accumulo da 20 MW e di una stazione di trasformazione offshore MT/AT entrambi da ubicare in prossimità dell'area di impianto offshore.

L'energia elettrica, prodotta da ogni gruppo di moduli fotovoltaici in corrente continua, viene trasmessa agli inverter che provvedono alla conversione in corrente alternata. Sulla stessa piattaforma sono collocati anche i trasformatori MT/BT a partire dai quali si sviluppano le linee MT a 30 kV per consentire il trasferimento dell'energia alla stazione elettrica di trasformazione offshore 30/150 kV. Da quest'ultima una volta innalzata alla tensione di 150 kV, l'energia viene trasferita al punto di consegna alla rete RTN, mediante un cavidotto a 150 kV parte marino e parte terrestre.

La presente relazione elettrica, nel dettaglio, illustra le caratteristiche e la configurazione elettrica degli elementi di impianto che consentono la generazione e trasmissione dell'energia alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)

	RELAZIONE ELETTRICA	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OP.FOR01.0.3.R00 18/11/2022 25/11/2022 00 5 di 20
---	----------------------------	---	--

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 Descrizione generale e ubicazione

Il progetto prevede l'installazione di una centrale fotovoltaica offshore comprensiva di un sistema di accumulo, da realizzare nello specchio di mare antistante la costa di Ortona (CH), ad una distanza che va da circa 2,5 km nel punto più prossimo a 3,5 km nel punto più distante dalla costa.

Più in particolare, l'impianto si compone come segue:

- 151.200 moduli fotovoltaici ognuno di potenza pari a 670 Wp;
- Un sistema di accumulo (BESS) da 20 MW da installare su piattaforma a fondazioni fisse di dimensioni pari a 50 x 50 m;
- 40 piattaforme galleggianti di dimensioni pari a 200 x 200 m atte ad ospitare l'installazione dei moduli;
- 10 piattaforme galleggianti/fisse di dimensioni pari a 40 x 40 m atte ad ospitare l'installazione dei gruppi di conversione e trasformazione BT/MT;
- Una stazione di trasformazione MT/AT offshore 150 /30 kV da installare su piattaforma a fondazione fissa;
- Una rete elettrica MT di tensione nominale pari a 30 kV interna all'area di impianto, che collega tra loro i sottocampi. Il cavidotto giungerà, successivamente, alla stazione di trasformazione offshore 30/150 kV ;
- Un cavidotto marino AT di tensione nominale pari a 150 kV che consenta il trasporto dell'energia elettrica dalla stazione di trasformazione offshore fino al punto di giunzione;
- Una buca giunti per la transizione da cavo AT marino a cavo AT terrestre;
- Un cavidotto terrestre AT di tensione nominale pari a 150 kV che dal punto di giunzione consenta il trasporto dell'energia elettrica fino al punto di inserimento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)



Figura 1 – inquadramento impianto

	RELAZIONE ELETTRICA	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OP.FOR01.0.3.R00 18/11/2022 25/11/2022 00 6 di 20
---	----------------------------	---	--

L'impianto sarà connesso alla RTN mediante cavidotto a 150 kV.

Dalla stazione offshore il cavidotto marino si collega alla terraferma tramite un percorso di circa di 3,1 km. Il punto di approdo è previsto in località Ariella nel comune di Ortona (CH).

A partire dal punto di approdo, il cavidotto terrestre interrato, che è previsto venga realizzato lungo la viabilità esistente, giungerà al punto di inserimento alla RTN indicato nella richiesta della soluzione di connessione inviata al Gestore di Rete ovvero la linea RTN 150 kV "Ortona-Miglianico".

Si sottolinea che il punto di approdo così come il percorso del cavidotto, potrebbero variare a seguito dell'emissione della Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) da parte di Terna.

2.2 Norme e leggi di riferimento

Il progetto è stato condotto sulla base della seguente documentazione di riferimento:

1. CEI 42-5 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
2. CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica-Linee in cavo;
3. CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
4. 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;
5. DPCM 8 luglio 2003 - Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz;
6. IEC 60502-2: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV (Um=1.2 kV) up to 30 kV (Um=36 kV) – Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV (Um=7.2 kV) up to 30 kV (Um=36 kV) (03/2005);
7. CEI EN 60909 (11-25) – Calcolo di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata (12/2001);
8. IEC 60287: Electric cables – Calculation of the current rating (12/2006);
9. Allegato A.68 Terna- Guida Tecnica Centrali Fotovoltaiche Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo;
10. TERNA – Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete

	RELAZIONE ELETTRICA	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OP.FOR01.0.3.R00 18/11/2022 25/11/2022 00 7 di 20
---	----------------------------	---	--

3 CARATTERIZZAZIONE ELETTRICA DELL' IMPIANTO

3.1 Sintesi della configurazione d'impianto

L'impianto fotovoltaico offshore comprensivo di sistema di accumulo in progetto è costituito da 151200 moduli bifacciali in silicio monocristallino ognuno di potenza pari a 670 Wp. Tali moduli sono collegati tra di loro in stringhe da 30; i gruppi di stringhe sono collegati, a loro volta, ai sistemi di conversione cc/ca.

Nel dettaglio, il progetto prevede la realizzazione/installazione di:

- N° 151200 moduli fotovoltaici da 670 Wp collegati in stringhe e installati su apposite strutture galleggianti;
- N° 20 power station che prevedono, in un unico modulo di conversione e trasformazione:
 - N° 20 inverter di potenza nominale in corrente alternata 4000 kVA;
 - N° 20 trasformatori MT/BT di potenza nominale 4000 kVA;
- Un sistema di accumulo (BESS) da 20 MW;
- Un cavidotto sottomarino MT di tensione nominale pari a 30 kV per il collegamento interno al campo fotovoltaico e per il collegamento verso la stazione di trasformazione offshore dei sottocampi fotovoltaici e del sistema di accumulo di lunghezza pari a circa 8987 m;
- Una stazione di trasformazione MT/AT offshore per l'innalzamento della tensione da 30 kV a 150 kV;
- Un cavidotto sottomarino AT di tensione nominale pari a 150 kV per il collegamento dalla stazione di trasformazione offshore fino al punto di giunzione di lunghezza pari a circa 2100 m;
- Una buca giunti per la transizione da cavo AT marino a cavo AT terrestre;
- Un cavidotto terrestre AT di tensione nominale pari a 150 kV che dal punto di giunzione consenta il collegamento fino al punto di inserimento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) ipotizzato pari a circa 3100 m.

3.2 Elementi costitutivi dell'impianto fotovoltaico

3.2.1 Il generatore fotovoltaico

Il progetto prevede l'installazione di 151200 moduli fotovoltaici bifacciali di potenza di picco per singolo pannello pari a 670 Wp, del tipo GCL-M12/66GDF o similari. L'impianto è complessivamente suddiviso in 20 sottocampi così organizzati:

- **SOTTOCAMPO 1:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 2:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 3:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 4:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 5:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 6:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 7:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 8:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 9:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;

- **SOTTOCAMPO 10:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 11:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 12:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 13:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 14:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 15:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 16:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 17:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 18:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 19:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;
- **SOTTOCAMPO 20:** composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli;

I singoli sottocampi sono caratterizzati da una potenza nominale in DC di 5,06 MWp e in AC si 4 MW (Rif. Fig.2).

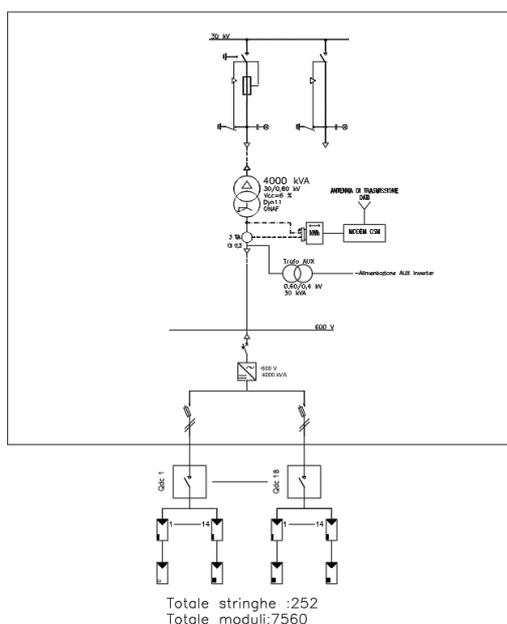


Figura 2: Rappresentazione tipo di un sottocampo

Gruppi di cinque sottocampi sono collegati tra loro a formare un blocco unico di potenza nominale in AC di 20 MW la cui energia elettrica è trasferita in stazione elettrica MT/AT con un unico cavo sottomarino di media tensione (Rif.Fig.3 ed elaborato grafico PP.OP.FOR01.4.1).

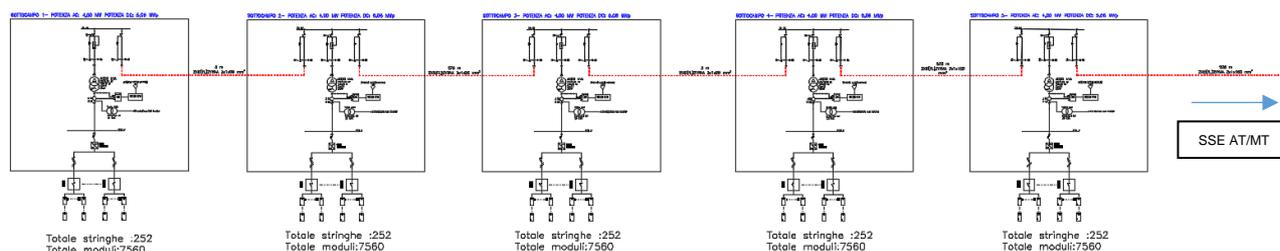


Figura 3: Collegamento blocco 1 verso sottostazione MT/AT

	RELAZIONE ELETTRICA	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OP.FOR01.0.3.R00 18/11/2022 25/11/2022 00 9 di 20
---	----------------------------	---	--

3.2.2 Il sistema di conversione CC/CA e trasformazione

Per il progetto in esame si prevede l'adozione di un unico modulo di conversione e trasformazione, caratterizzato per ogni sottocampo, da una soluzione compatta comprensiva di inverter e trasformatore MT/BT.

Gli inverter di progetto sono in grado di seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT) con un'efficienza superiore al 99%, per cui è insignificante la curva caratteristica dei moduli. Inoltre, costruiscono l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori limiti di rete stabiliti dalla CEI 0-16.

Le uscite degli inverter a 600 Vca saranno collegate al secondario dei relativi trasformatori MT/BT.

I gruppi di conversione adottati per tale tipologia di impianto sono, quindi, composti dal componente principale inverter e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento, protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

I gruppi di conversione di progetto saranno del tipo SMA MV POWER STATION 4000-S2 o similare; si riportano nel seguito le caratteristiche principali.

Technical Data	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4000 UP or 1 x SCS 3450 UP or 1 x SCS 3450 UP-XT	1 x SC 4200 UP or 1 x SCS 3600 UP or 1 x SCS 3600 UP-XT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	o	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3600 kVA	4200 kVA / 3780 kVA
Rated power at SCS UP (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3075 kVA
Charging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3590 kVA / 3000 kVA	3770 kVA / 3150 kVA
Discharging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / o / o	● / o / o
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / o / o	● / o / o
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / o / o	● / o / o
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	o	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Inverter efficiency		
Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective devices		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C	● / o / o	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / o	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / o	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / o	
Fresh air consumption of inverter	6500 m ³ /h	
Features		
DC terminal	Terminal lug	
AC connection	Outer-cone angle plug	
Tap changer for MV-transformer: without / with	● / o	
Shield winding for MV-Transformer: without / with	● / o	
Monitoring package	o	
Station enclosure color	RAL 7004	
Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / o / o / o / o / o / o / o	
Medium-voltage switchgear: without / 1 feeder / 3 feeders	● / o / o	
2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / o / o	
Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1s)	● / o / o	
Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / o / o / o / o	
Integrated oil containment: without / with	● / o	
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● Standard features o Optional features – Not available		
Type designation	MVPS-4000-S2	MVPS-4200-S2

Figura 4:caratteristiche del gruppo di conversione

A monte di ogni inverter ed all'interno della stessa cabina di campo è prevista l'installazione di trasformatori elevatori MT/BT 30000/600 V per il collegamento alla stazione di trasformazione offshore.

	RELAZIONE ELETTRICA	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OP.FOR01.0.3.R00 18/11/2022 25/11/2022 00 11 di 20
---	----------------------------	---	---

La soluzione tecnica adottata potrà essere adeguata in conformità allo sviluppo della tecnologia fotovoltaica offshore nelle successive fasi di progetto.

3.3 Il sistema di accumulo

L'impianto in progetto si completa con un sistema di accumulo (BESS) da 20 MW/20 MWh da installare anch'esso su piattaforme offshore.

In dettaglio il Battery Energy Storage System comprende gli elementi di accumulo, il sistema di conversione DC/AC e il sistema di elevazione con trasformazione e quello di interfaccia.

In questa fase di progettazione preliminare si stanno analizzando le migliori soluzioni ad oggi disponibili sul mercato con layout containerizzato. Per l'installazione del BESS, nel dettaglio, si prevede una soluzione come segue:

- N° 5 container Batterie sistema HVAC ed impianti tecnologici (sistema rilevazione e spegnimento incendi, sistema antintrusione, sistema di emergenza) pannelli Rack per inserimento moduli batterie e relativi sistemi di sconnessione e sistema di gestione controllo batterie;
- N° 5 container ognuno dotato di unità inverter e relativi impianti tecnologici per la corretta gestione ed utilizzo; completo di quadri servizi ausiliari e relativi pannelli di controllo e trasformazione BT/MT.

Il sistema BESS sarà equipaggiato con tutti i dispositivi previsti dal regolamento:

- Phasor Measurement Unit (PMU);
- Unità Periferica per il Distacco e Monitoraggio (UPDM);
- Unità per la Verifica della Regolazione Rapida di Frequenza (UVRF);
- Apparati per lo scambio informativo.

3.4 Rete elettrica sottomarina 30 kV

3.4.1 Cavo sottomarino 30 kV

Il cavidotto sottomarino MT di tensione nominale pari a 30 kV è funzionale al collegamento dei singoli sottocampi interni al parco fotovoltaico ed anche al collegamento verso la stazione di trasformazione AT/MT offshore.

Per questi collegamenti si utilizzano cavi sottomarini tripolari, con isolamento principale in XLPE, conduttore in rame (o in alternativa alluminio), comprensivi di fibra ottica il cui tubetto è inglobato all'interno dell'armatura del conduttore e idonei alla posa sottomarina e conformi alle norme IEC 60502-2 e alle Norme CEI 20-13 e 20-56 tipo 2XS(FL)2YRAA o similare.

Nel dettaglio si utilizzeranno cavi in rame di sezione pari a 95 mm² e 150 mm² come meglio specificato nella tabella 1 del paragrafo 3.4.2.



Figura 5: Cavo tripolare sottomarino MT

3.4.2 Schema di collegamento MT

Per il collegamento elettrico in media tensione, nella tabella 1 si riportano i collegamenti in cavo sottomarino attraverso i quali i sottocampi individuati sono connessi tra loro ed alla stazione di trasformazione offshore 30/150 kV.



Figura 6: schema di collegamento dell'impianto fotovoltaico e BESS

	RELAZIONE ELETTRICA	Codice	PP.OP.FOR01.0.3.R00
		Data creazione	18/11/2022
		Data ultima modif.	25/11/2022
		Revisione	00
		Pagina	13 di 20

Le ragioni di questa suddivisione sono legate alle caratteristiche elettriche e termiche dei cavi che si andranno ad utilizzare, alla topologia della rete, alla potenza trasmessa su ciascuna linea in cavo ed alle perdite connesse al trasporto dell'energia elettrica prodotta.

Il dimensionamento della sezione dei cavi sottomarini è stato eseguito considerando la massima potenza producibile dal singolo sottocampo.

In via preliminare è stata valutata la corrente che, erogata dal generatore, è trasmessa attraverso i cavidotti 30 kV valutando un fattore di potenza unitario secondo la formula di seguito riportata.

$$I_{n,gen,k} = \frac{P_{n,gen}}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos \varphi_{gen}}$$

Considerando le correnti circolanti su ogni tratta, è stato eseguito un calcolo preliminare di load flow sulla base delle specifiche tecniche di costruttori di cavi sottomarini di cui si riportano le caratteristiche tecniche principali.

SEZIONE CAVO RAME (mm ²)	PORTATA NOMINALE (A)
95	361
150	459
CONDIZIONI DI POSA <ul style="list-style-type: none"> • Resistività termica del letto marino pari a 0,7 K*m/W; • Profondità di posa nel letto marino 1.0 m; • Temperatura ambiente massima 10 °C. 	

Al fine di considerare eventuali condizioni di posa peggiorative rispetto a quanto sopra indicato, la portata effettiva dei cavi è stata ridotta dell'85% rispetto a quella nominale riportata nel datasheet preso come riferimento. Si riporta nella tabella a seguire un'indicazione sintetica delle sezioni definite per ogni tratta.

Tabella 1: Schema di collegamento MT

COLLEGAMENTI 30 kV IMPIANTO FOTVOLTAICO E BESS		SEZIONE CONDUTTORE [mm ²]	MATERIALE CONDUTTORE	LUNGHEZZA [m]
GRUPPO 1	SOTTOCAMPO 1- SOTTOCAMPO 2	95	Cu	5
	SOTTOCAMPO 2- SOTTOCAMPO 3	95	Cu	570
	SOTTOCAMPO 3- SOTTOCAMPO 4	95	Cu	5
	SOTTOCAMPO 4- SOTTOCAMPO 5	150	Cu	570
GRUPPO 2	SOTTOCAMPO 6- SOTTOCAMPO 7	95	Cu	5
	SOTTOCAMPO 7- SOTTOCAMPO 8	95	Cu	570
	SOTTOCAMPO 8- SOTTOCAMPO 9	95	Cu	5
	SOTTOCAMPO 9- SOTTOCAMPO 10	150	Cu	570

GRUPPO 3	SOTTOCAMPO 11- SOTTOCAMPO 12	95	Cu	5
	SOTTOCAMPO 12- SOTTOCAMPO 13	95	Cu	570
	SOTTOCAMPO 13- SOTTOCAMPO 14	95	Cu	5
	SOTTOCAMPO 14- SOTTOCAMPO 15	150	Cu	570
GRUPPO 4	SOTTOCAMPO 16- SOTTOCAMPO 17	95	Cu	5
	SOTTOCAMPO 17- SOTTOCAMPO 18	95	Cu	570
	SOTTOCAMPO 18- SOTTOCAMPO 19	95	Cu	5
	SOTTOCAMPO 19- SOTTOCAMPO 20	150	Cu	570
COLLEGAME NTO ESTERNO 1	GRUPPO 1-SE OFFSHORE	150	Cu	926
COLLEGAME NTO ESTERNO 2	GRUPPO 2-SE OFFSHORE	150	Cu	325
COLLEGAME NTO ESTERNO 3	GRUPPO 3-SE OFFSHORE	150	Cu	926
COLLEGAME NTO ESTERNO 4	GRUPPO 4-SE OFFSHORE	150	Cu	325
COLLEGAME NTO ESTERNO 5	BESS-SE OFFSHORE	150	Cu	1885

3.4.3 Metodologie di posa dei cavi sottomarini

La metodologia di posa dei cavi sottomarini più diffusa prevede l'interramento sul fondale marino con diverse tecniche, tra cui:

- Interramento;
- getto / fluidificazione (nel caso di sedimenti morbidi);
- aratura (nel caso di sedimenti morbidi);
- taglio meccanico (nel caso di sedimenti rocciosi);
- dragaggio a trincea aperta.

L'aratura, in particolare, consente la simultanea operazione di scavo della trincea per la posa del cavo e l'interramento con il sedimento estratto in un'unica operazione. Gran parte del materiale movimentato rimane all'interno della trincea e non può essere disperso nelle immediate zone limitrofe da eventuali correnti sottomarine; successivamente le correnti marine contribuiscono in modo naturale a ricoprire completamente il cavo e quindi a garantire una immobilizzazione totale del cavo e una sua efficace protezione.

	RELAZIONE ELETTRICA	Codice	PP.OP.FOR01.0.3.R00
		Data creazione	18/11/2022
		Data ultima modif.	25/11/2022
		Revisione	00
		Pagina	15 di 20

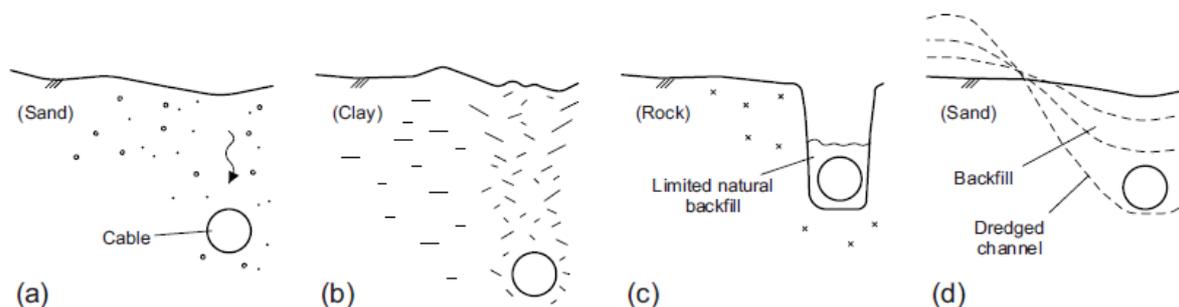


Figura 7: Metodologie di posa del cavo sottomarino attraverso interrimento

In alternativa, in particolari condizioni, si può prevedere, invece, la posa del cavo sul fondale stabilizzato con una protezione adeguata.

A titolo esemplificativo le condizioni in cui può rendersi necessaria questa tipologia di posa sono:

- nelle immediate vicinanze delle unità offshore, dove l'interrimento non è praticabile;
- in corrispondenza di attraversamenti di infrastrutture, ad esempio tra cavo elettrico e conduttura;
- attraverso campi di massi, ciottoli o ghiaia o in fondali marini molto duri (rocciosi), comprese le aree con uno spessore di sedimenti insufficiente, dove lo scavo di trincea potrebbe non essere fattibile o economico;
- in aree con sedimenti mobili;
- dove le attività di installazione (ad esempio, l'aratura) sono state interrotte e il cavo è stato posato in superficie oppure non è stato possibile raggiungere la profondità minima di interrimento;
- nei punti di riparazione dei cavi (giunti);

I principali sistemi di protezione previsti sono:

- Protezione tubolare, che consiste in manicotti protettivi costituiti da sezioni in poliuretano o in ferro duttile. Questi sistemi possono rendere il cavo più suscettibile al carico idrodinamico o al trascinarsi di ancore e attrezzi da pesca e sono spesso utilizzati in combinazione con materassini o posa di rocce.
- Materassi o sacchi. I materassi sono reticoli di blocchi di calcestruzzo o di bitume segmentati e prodotti in stampo collegati da corde di polipropilene che possono essere posate sopra un cavo per stabilizzarlo e schermarlo, spesso in corrispondenza di attraversamenti di cavo. Piccole sezioni del cavo o spazi tra i materassi possono essere protetti anche da sacchi di malta preriempiti o da gabbioni. Gli scudi in calcestruzzo possono essere un metodo di protezione adatto in caso di rischio di aggressioni esterne estreme, ad esempio in una zona di approdo.
- Il posizionamento di rocce prevede l'installazione sottomarina di pietre frantumate, di varie dimensioni, per formare una barriera protettiva sul cavo. Il posizionamento di rocce è utilizzato, ad esempio, per la protezione dalle correnti d'aria, in corrispondenza di attraversamenti di infrastrutture o dove non si raggiunge la profondità minima di interrimento e il cavo non è sufficientemente protetto.

	RELAZIONE ELETTRICA	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OP.FOR01.0.3.R00 18/11/2022 25/11/2022 00 16 di 20
---	----------------------------	---	---

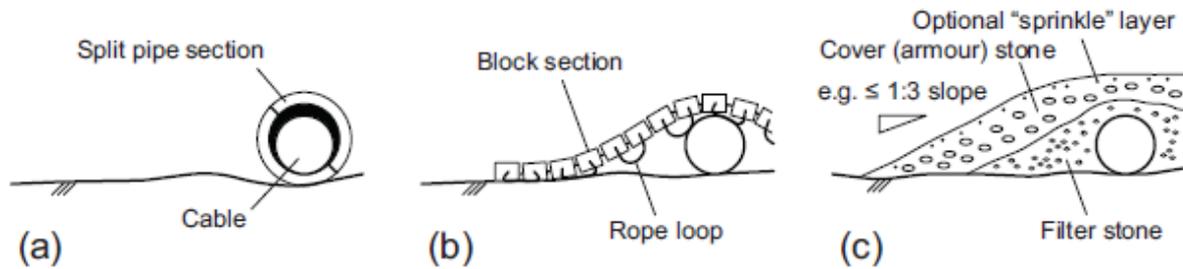


Figura 8: Metodologie di posa del cavo sul fondale

Per le attività di posa dei cavi di interconnessione tra le isole e la stazione elettrica su piattaforma marina e dell'elettrodotto marino AT, si prevede di utilizzare navi posacavi di adeguate dimensioni opportunamente attrezzate.

3.5 Collegamento dell'impianto fotovoltaico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)

3.5.1 Stazione elettrica di trasformazione offshore 30/150 kV

Le infrastrutture elettriche relative alla stazione di trasformazione 30/150 kV saranno collocate anch'esse su piattaforma offshore a circa 2100 m dalla costa.

Le apparecchiature saranno disposte in maniera tale da prevedere l'ingresso dei cavi a 30 kV dal lato d'impianto e l'uscita dei collegamenti a 150 kV lato costa.

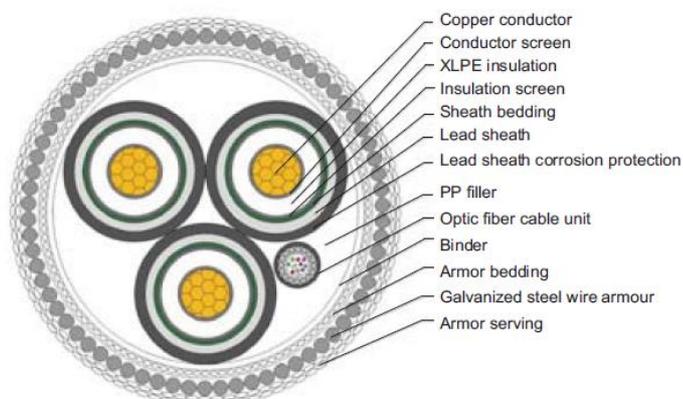
Si riportano a seguire i principali componenti:

- Quadro 30 kV con sbarre blindate in aria per il collegamento dei sottocampi in arrivo dall'area d'impianto. Il quadro sarà costituito da due semi-sbarre che potranno essere collegate attraverso un congiuntore.
- N°2 trasformatori MT/AT per l'innalzamento della tensione dal valore nominale da 30 kV a 150 kV. I trasformatori in progetto hanno una potenza nominale di 75 MVA.
- N°2 Stalli a 150 kV per il collegamento della porzione AT dei trasformatori e la partenza linea per il collegamento sottomarino a 150 kV.
- Il sistema batterie e UPS per i servizi di monitoraggio e controllo.
- Il sistema SCADA
- Un generatore di emergenza e serbatoio per lo stoccaggio del gasolio.

3.5.2 Cavo sottomarino 150 kV

Il collegamento sottomarino, di lunghezza pari a circa 2100 m, è costituito da un cavo tripolare a 150 kV, che a partire dalla stazione di trasformazione offshore consente il trasporto dell'energia elettrica prodotta dal campo fino al punto di approdo situato nei pressi di località Ariella nel territorio comunale di Ortona (CH).

Si utilizzeranno cavi con isolamento principale in XLPE, conduttore in rame (o in alternativa alluminio), comprensivi di fibra ottica e di sezione pari a 630 mm².


Figura 9: Cavo tripolare sottomarino AT

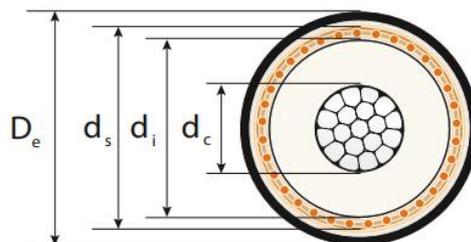
3.5.3 Cavo terrestre 150 kV

La parte finale del collegamento alla rete RTN è realizzata attraverso la posa di un cavidotto 150 kV che a partire dal punto di giunzione permette il collegamento nel punto di inserimento ipotizzato in fase di richiesta di connessione.

Nel dettaglio si è ipotizzato il collegamento in derivazione rigida sulla linea RTN 150 kV "Ortona-Miglianico". Il cavidotto AT sarà costituito da una terna di cavi unipolari a 150 kV con conduttore in alluminio e isolamento in XLPE di sezione pari a 630 mm² e per una lunghezza di circa 3100 m.

Nel dettaglio si riportano le caratteristiche elettriche principali del sistema elettrico in alta tensione sono:

- sistema elettrico 3 fasi – c.a.
- frequenza 50 Hz
- tensione nominale 150 kV
- tensione massima 170 kV
- categoria sistema A
- tensione di isolamento U₀ 87 kV


Figura 10: Cavo terrestre AT

Il cavidotto AT di collegamento verrà posato lungo la viabilità esistente, secondo le modalità valide per le reti di distribuzione elettrica riportate nella norma CEI 11-17, ovvero modalità di posa tipo M con protezione meccanica supplementare. Per la posa del cavidotto si dovrà predisporre uno scavo a sezione ristretta della larghezza di 0.70 m, per una profondità tale che il fondo dello scavo risulti ad una quota di 1.70 m dal piano campagna.

Si riporta a seguire l'indicazione della sezione di posa del cavidotto AT 150 kV

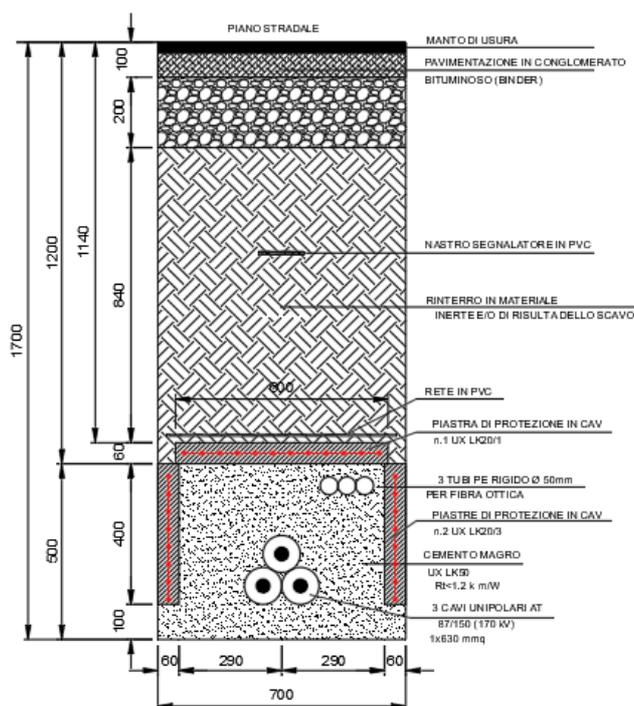


Figura 11: Sezione di posa del cavidotto terrestre

3.5.4 Buca giunti per la transizione da cavo marino a terrestre

La transizione da cavo marino a terrestre avverrà in un'area in prossimità della costa priva di insediamenti. In particolare, sarà realizzata in una vasca interrata in cemento avente dimensioni 5 m x 5 m circa. Il giunto sarà interrato e opportunamente segnalato mediante apposito cartello.

3.6 Campo elettromagnetico generato dai cavi

La normativa di riferimento in Italia per le linee elettriche è il DPCM del 08/07/2003 (G.U. n. 200 del 29.08.2003) "Fissazione dei limiti massimi di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti"; tale decreto, per effetto di quanto fissato dalla legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico, stabilisce:

- I limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la tutela della salute della popolazione nei confronti dei campi elettromagnetici generati a frequenze non contemplate dal D.M. 381/98, ovvero i campi a bassa frequenza (ELF) e a frequenza industriale (50 Hz);

	RELAZIONE ELETTRICA	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OP.FOR01.0.3.R00 18/11/2022 25/11/2022 00 19 di 20
---	----------------------------	---	---

- I limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la tutela della salute dei lavoratori professionalmente esposti nei confronti dei campi elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 0 Hz e 300 GHz (esposizione professionale ai campi elettromagnetici);
- Le fasce di rispetto per gli elettrodotti.

Relativamente alla definizione di limiti di esposizione, valori di attenzione e obiettivi di qualità per l'esposizione della popolazione ai campi di frequenza industriale (50 Hz) relativi agli elettrodotti, il DPCM 08/07/03 propone i valori descritti in tabella 2, confrontati con la normativa europea.

Tabella 2: Limiti di esposizione, limiti di attenzione e obiettivi di qualità del DPCM 08/07/03, confrontati con i livelli di riferimento della Raccomandazione 1999/512CE

Normativa	Limiti previsti	Induzione magnetica B (μT)	Intensità del campo elettrico E (V/m)
<i>DPCM</i>	Limite d'esposizione	100	5.000
	Limite d'attenzione	10	
	Obiettivo di qualità	3	
<i>Racc. 1999/512/CE</i>	Livelli di riferimento (ICNIRP1998,OMS)	100	5.000

L'obiettivo di qualità di 3 μT si applica alle nuove linee elettriche, in particolare tale valore corrisponde approssimativamente al livello di induzione prevedibile, per linee a pieno carico, alle distanze di rispetto stabilite dal vecchio DPCM 23/04/92.

Si ricorda che i limiti di esposizione fissati dalla legge sono di 100 μT per lunghe esposizioni e di 1000 μT per brevi esposizioni.

Per la realizzazione del cavidotto di collegamento in AT saranno considerati tutti gli accorgimenti che consentono la minimizzazione degli effetti elettrici e magnetici sull'ambiente e sulle persone. In particolare, la scelta di operare con linee in AT interrate permette di eliminare la componente elettrica del campo, grazie all'effetto schermante del terreno.

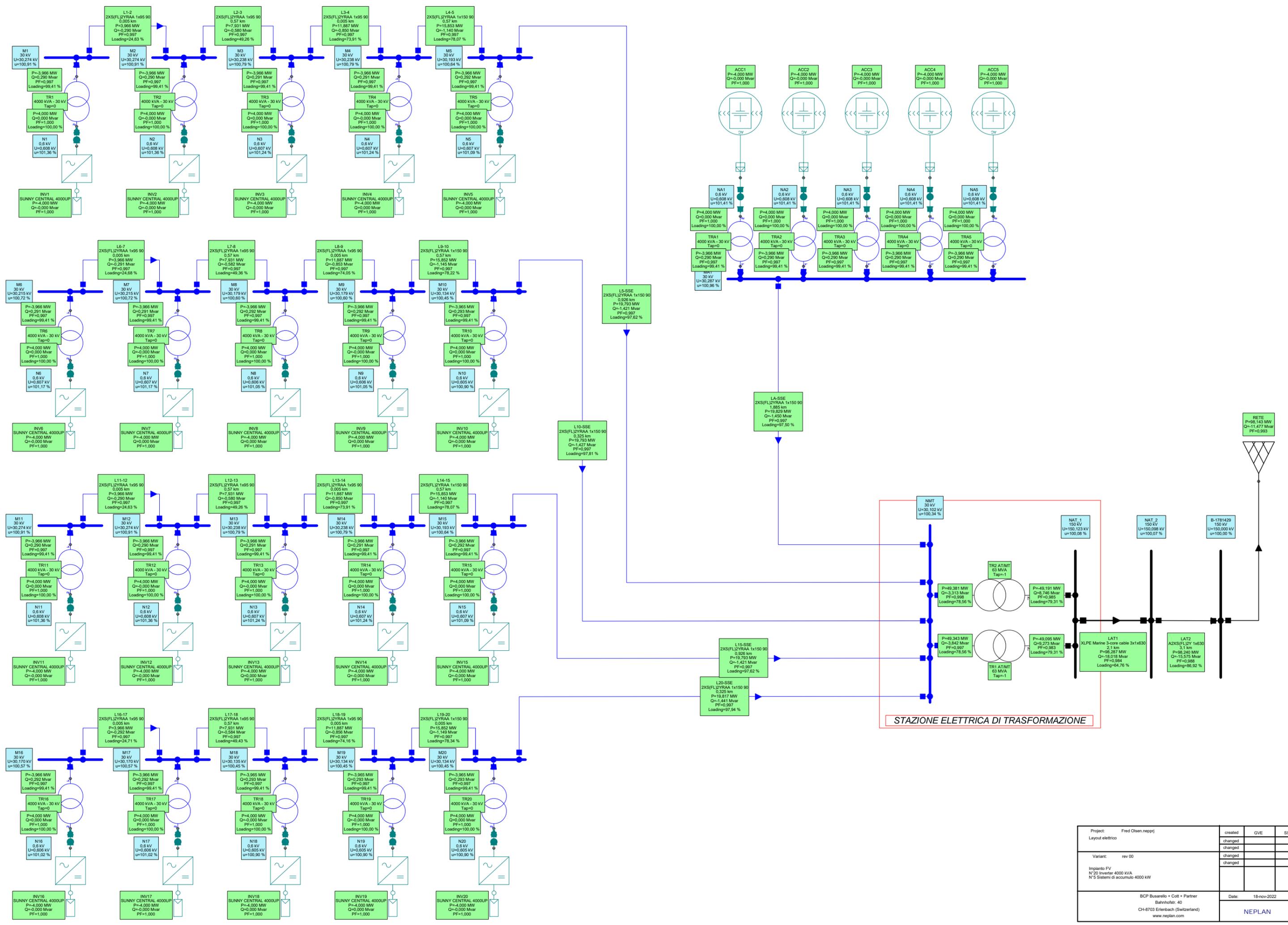
Inoltre, la disposizione a trifoglio con cordatura elicoidale determina l'annullamento della risultante di campo nel dominio del cavo e il suo rapido decadimento all'esterno dello stesso cosicché, l'obiettivo di qualità di 3 μT, sia già raggiunto entro un metro di distanza dal cavo.

Per maggiori dettagli circa lo studio dei campi elettromagnetici generati dai cavi si rimanda all'elaborato "PP.OP.FOR01.5.3.R00".

 TENPROJECT	RELAZIONE ELETTRICA	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OP.FOR01.0.3.R00 18/11/2022 25/11/2022 00 20 di 20
---	----------------------------	---	---

ALLEGATO 1

CALCOLO DI LOAD FLOW



Project: Fred Olsen neppj	created	GVE	SS
Layout elettrico	changed		
Variant: rev 00	changed		
Impianto FV N°20 Inverter 4000 kVA N°5 Sistemi di accumulo 4000 kW	changed		
BCP Busarello + Cott + Partner Bahnhofstr. 40 CH-8703 Erlenbach (Switzerland) www.neplan.com	Date:	18-nov-2022	NEPLAN