

Regione PUGLIA



Comune CASTELLANETA



Provincia di TARANTO



**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO DENOMINATO "CASTELLANETA 2" COSTITUITO DA 15 AEROGENERATORI CON POTENZA COMPLESSIVA DI 99 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.**

*Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici*

ELABORATO

**PR02**

**PROPONENTE:**

**RENEWABLES ENERGY CAST.2 S.R.L.**  
Contrada Cacapentima snc  
74014 Laterza (TA)  
pec: renewableenergycast.2@pec.it

cod. id.: E-RENEW

**CONSULENTI:**

Dott.ssa Elisabetta NANNI  
Dott. Ing. Rocco CARONE  
Dott. Biol. Fau. Lorenzo GAUDIANO  
Dott. Agr. For. Mario STOMACI  
Dott. Geol. Michele VALERIO

**PROGETTISTI:**

  
**ATECH** SOCIETÀ DI INGEGNERIA  
Via Caduti di Nassiriya 55  
70124 Bari (BA)  
e-mail: atechsr@libero.it  
pec: atechsr@legalmail.it

  
**P.M.** Innovative Engineering  
STUDIO PM SRL  
Via dell'Artigianato 27 75100 Matera (MT)  
e-mail: paolo.montefinese@pm-studio  
pec: studiopm@mypec.eu

DIRETTORE TECNICO  
Dott. Ing. Orazio TRICARICO  
Ordine ingegneri di Bari n. 4985



Dott. Ing. Paolo MONTEFINESE  
Ordine ingegneri di Matera n. 968



Dott. Ing. Alessandro ANTEZZA  
Ordine ingegneri di Bari n. 10743



EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE
0	Agosto 2023	B.C.C - C.C	A.A.	O.T.	Progetto definitivo

<b>A.1.a</b>	<b>PREMESSA.....</b>	<b>2</b>
<b>A.1.b</b>	<b>COMPONENTI DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>2</b>
<b>A.1.c</b>	<b>TIPOLOGIA ED ALTEZZA DELLE TORRI .....</b>	<b>3</b>
<b>A.1.d</b>	<b>DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI FONDAZIONI.....</b>	<b>11</b>
<b>A.1.e</b>	<b>QUADRO DI CAMPO MT .....</b>	<b>12</b>
<b>A.1.f</b>	<b>CAVI DI COLLEGAMENTO MT.....</b>	<b>13</b>
<b>A.1.g</b>	<b>RETE DI TERRA .....</b>	<b>16</b>
	➤ <i>RETE DI TERRA AEROGENERATORI</i>	<i>17</i>
	➤ <i>RETE DI TERRA CABINA DI CONSEGNA</i>	<i>17</i>
	➤ <i>MESSA A TERRA DELLO SCHERMO DEI CAVI MT</i>	<i>19</i>
<b>A.1.H</b>	<b>CABINE ELETTRICHE .....</b>	<b>19</b>
<b>A.1.I</b>	<b>STAZIONI ELETTRICHE UTENTE E DI RETE.....</b>	<b>22</b>
<b>A.1.J</b>	<b>GRUPPI DI MISURA E PUNTI DI CONSEGNA .....</b>	<b>23</b>
<b>A.1.K</b>	<b>SISTEMA DI CONTROLLO.....</b>	<b>24</b>

## **A.1.a    PREMESSA**

Il disciplinare descrittivo e prestazionale precisa, sulla base delle specifiche tecniche, i contenuti prestazionali degli elementi previsti nel progetto. Esso contiene inoltre la descrizione, anche estetica, delle caratteristiche, della forma e delle principali dimensioni dell'intervento, dei materiali e dei componenti previsti in progetto. Di seguito verranno fornite indicazioni specifiche su alcuni elementi tecnici previsti in progetto, inteso che la Società proponente **RENEWABLES ENERGY CAST.2 S.r.l.** ha intenzione di costruire una centrale eolica di potenza nominale pari a 99 MW costituita da n.15 aerogeneratori da 6,6 MW cadauno e le relative opere di connessione, il tutto in agro di **Castellaneta (Provincia di Taranto, in Regione Puglia)**.

## **A.1.b    COMPONENTI DELL'IMPIANTO**

L'impianto eolico è costituito da n. 15 Aerogeneratori della potenza nominale complessiva di 99 MW, interconnessi da una rete di cavi interrati MT 36kV.

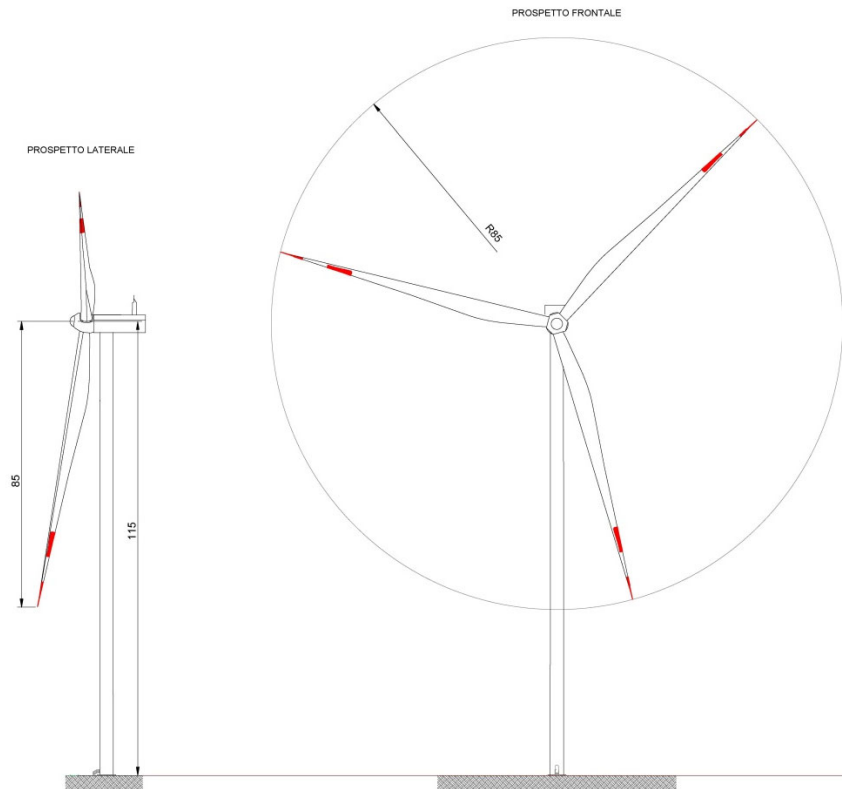
L'energia prodotta dall'insieme degli aerogeneratori viene convogliata, attraverso quattro dorsali AT interrate provenienti dalle quattro cabine di smistamento, alla cabina di consegna utente a 36kV, per poi essere rilanciata su un futuro ampliamento della sezione 36 kV della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 380/150 kV di Castellaneta (TA), come da Preventivo di connessione ricevuto da Terna con CP 202204042.

**A.1.c TIPOLOGIA ED ALTEZZA DELLE TORRI**

Gli aerogeneratori costituenti il parco eolico in oggetto hanno tutti lo stesso numero di pale (tre), la stessa altezza e il medesimo senso di rotazione. Si riportano qui di seguito le caratteristiche tecniche massime previste per l'aerogeneratore tipo:

<b>Potenza nominale</b>	<i>6.6 MW</i>
<b>Numero di pale</b>	3
<b>Diametro rotore</b>	<i>170 m</i>
<b>Altezza del mozzo</b>	<i>115 m</i>
<b>Velocità del vento di cut-in</b>	<i>3 m/s</i>
<b>Velocità del vento di cut-out</b>	<i>25 m/s</i>
<b>Velocità del vento nominale</b>	<i>11,5 m/s</i>
<b>Generatore</b>	<i>Asincrono</i>
<b>Tensione</b>	<i>690 V</i>

Ciascuna torre sarà dotata di un proprio trasformatore 36 kV/690 V, al fine di consentire il trasporto dell'energia verso la sottostazione utente ad un livello di tensione superiore, minimizzando così le perdite per effetto Joule.



**Figura c-1: Struttura aerogeneratore**

Per l'architettura dell'aerogeneratore e le dimensioni caratteristiche si rimanda all'Elaborato Grafico EP.16

Gli aerogeneratori sono costituiti da tre elementi principali:

- una torre di sostegno;
- un rotore a tre pale;
- una navicella con gli organi meccanici di trasmissione.

La torre è di tipo tubolare di altezza pari a 115 m. La struttura è realizzata in acciaio, di forma tronco-conica, divisa in 5 tronchi, prodotti in officina e trasportati singolarmente in cantiere dove verranno assemblati. Per garantire la protezione alla corrosione, la torre sarà rivestita con un sistema di verniciatura multistrato in conformità alla norma EN ISO 12944; tutte le saldature saranno

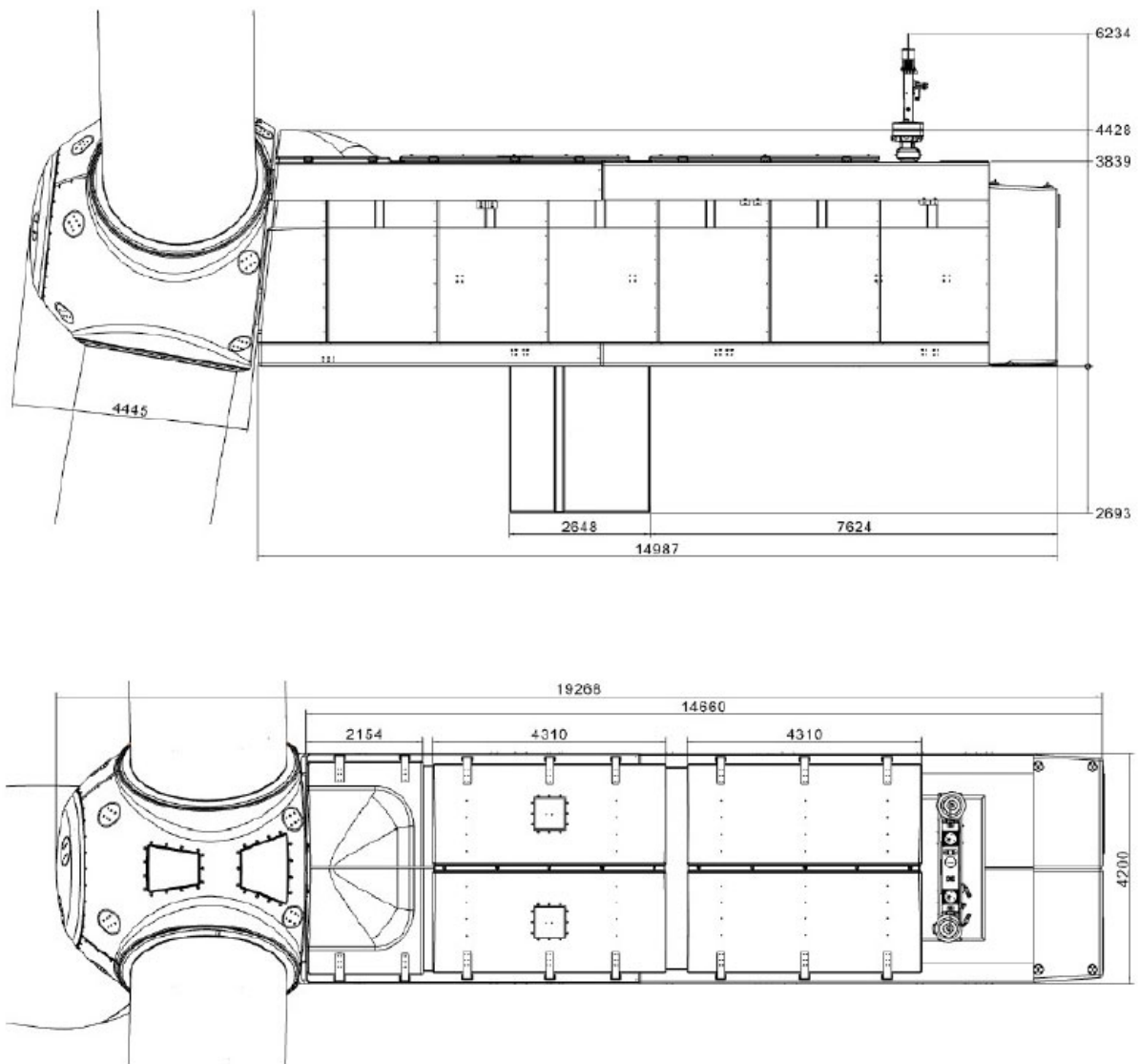
verificate a raggi X o con equivalenti sistemi ad ultrasuoni. La finitura esterna della struttura sarà di colore chiaro RAL 7035.

Le pale della macchina sono collegate a un mozzo e con questo formano il rotore. Le pale hanno una lunghezza pari a 85 m, e sono realizzate in materiale composito formato da fibre di vetro rinforzata con carbonio.

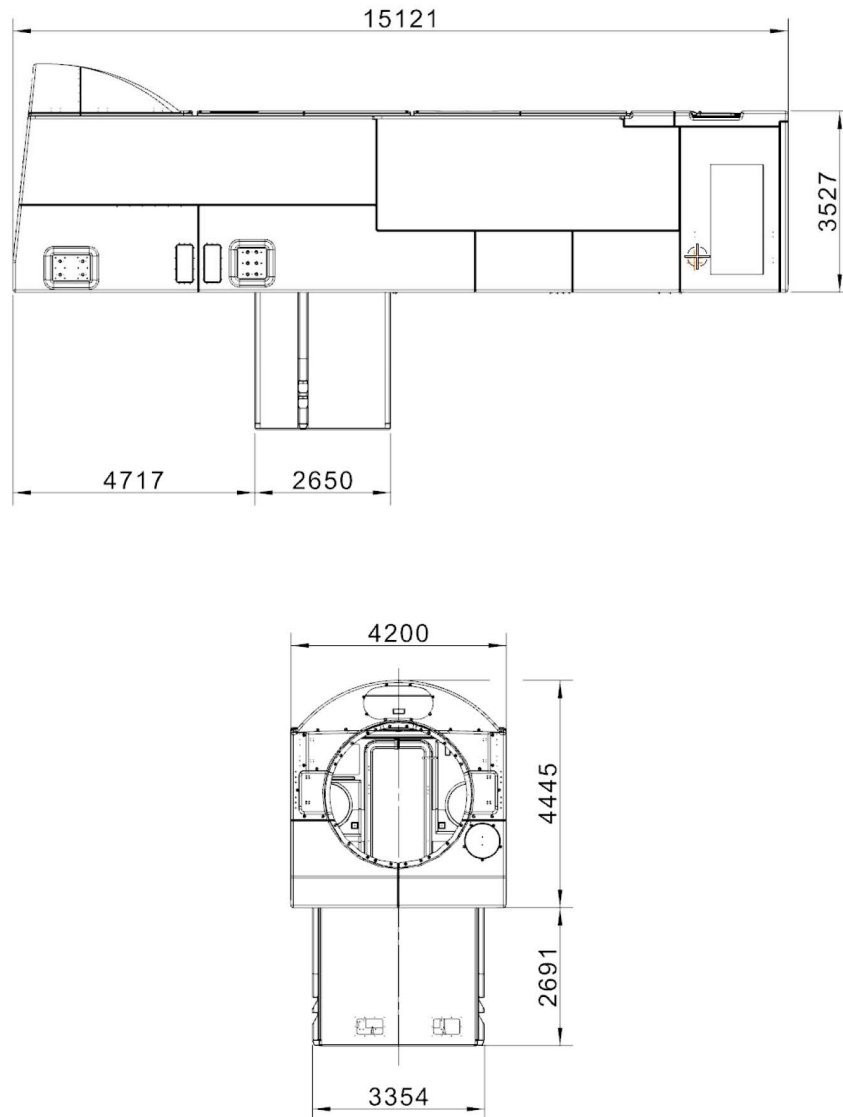
Le pale sono costruite con un profilo alare che ottimizza la produzione di energia in funzione della velocità variabile del vento. Per offrire un impatto minore possibile sull'ambiente, le pale saranno verniciate con colore RAL 7035, una delle tre avrà una colorazione diversa per ridurre l'effetto "motion smear". È previsto un sistema parafulmine integrato che protegga le pale dalle scariche atmosferiche.

Considerando quindi un'altezza della torre di 115 m e un rotore di diametro 170 m, l'altezza totale dell'aerogeneratore raggiunge i 200 m.





**Figura c-2: Tipico navicella**



**Figura c-3: Tipico navicella**

Durante il funzionamento, i sistemi di controllo della velocità e del passo interagiscono per ottenere il rapporto ottimale tra massima resa e minimo carico.

Nel caso in cui la velocità del vento sia bassa il generatore eolico opera a passo delle pale costante e velocità del rotore variabile, sfruttando costantemente la miglior aerodinamica possibile al fine di ottenere un'efficienza ottimale. A potenza nominale e ad alte velocità del vento il sistema di controllo del rotore agisce sull'attuatore del passo delle pale per mantenere una generazione di potenza



costante. Le raffiche di vento fanno accelerare il rotore che viene gradualmente rallentato dal controllo del passo. Questo sistema di controllo permette una riduzione significativa del carico sul generatore eolico fornendo contemporaneamente alla rete energia ad alto livello di compatibilità.

La navicella è il corpo centrale dell'aerogeneratore, costituita da una struttura portante in acciaio e rivestita da un guscio in materiale composito (fibra di vetro in matrice epossidica), è vincolata alla testa della torre tramite un cuscinetto a strisciamento che le consente di ruotare sul suo asse di imbardata. La sospensione su tre punti del gruppo di trasmissione con un cuscinetto centrale del rotore e due supporti elastici a sostegno della scatola ingranaggi, nella sua configurazione a cono inclinato, permette di ottenere una costruzione leggera e molto compatta del basamento che, seppure in acciaio saldato, ha tuttavia un alto grado di rigidità.

La migliore condizione di funzionamento di un aerogeneratore si verifica quando il rotore risulta perfettamente allineato alla direzione del vento principale. In questa posizione si evitano infatti carichi aggiuntivi, che gravano sulla macchina, e si sfruttano al massimo grado le capacità produttive ottenendo la migliore produzione attesa. Per assumere la posizione ideale in ogni condizione, l'aerogeneratore è dotato di due banderuole che, attraverso un sensore, rilevano lo scostamento dell'asse dell'aerogeneratore rispetto alla direzione del vento, e azionano un motore che riallinea la navicella. Il basamento del sistema è ancorato alla torre attraverso una ralla a quattro contatti con una dentatura esterna. Il sistema di imbardata della navicella è regolato da un sistema di motoriduttori. Con questo meccanismo, tra un movimento di imbardata e l'altro, gli spostamenti della navicella vengono regolati dal freno d'imbardata, evitando che i sistemi di regolazione di direzione siano sottoposti a forti pressioni causate dal vento. Durante l'imbardata la dentatura potrebbe subire un'inversione di direzione, per evitare ciò e per proteggere il meccanismo, la pressione del freno viene ridotta.

La regolazione dei freni di imbardata avviene attraverso una centralina oleodinamica così come avviene per il freno di sicurezza del sistema di trasmissione.

Per garantire il funzionamento del sistema frenante in ogni condizione, l'impianto idraulico è dotato di accumulatori che consentono di regolare la pressione dei freni anche nel caso in cui venisse a mancare l'alimentazione.

Ogni funzione dell'aerogeneratore viene monitorata e controllata attraverso un sistema a microprocessori connesso, in tempo reale, ad un'architettura multiprocessore. I segnali originati dagli aerogeneratori vengono trasmessi attraverso i sensori di cavi a fibre ottiche. In questo modo il sistema risulta maggiormente protetto contro le correnti vaganti ed i fulmini ed è ottimizzata la velocità di trasferimento del segnale. I dati raccolti dalle macchine vengono registrati e analizzati attraverso un computer, collegato al sistema, da cui è possibile anche regolare i valori di velocità del rotore e del passo delle pale. Questo sistema garantisce quindi anche la supervisione dell'impianto elettrico e del meccanismo di regolazione del passo ubicato nel mozzo. Restituisce tutte le informazioni relative alla velocità del rotore e del generatore, alla tensione di rete, alla frequenza, alla fase, alla pressione dell'olio, alle vibrazioni, alle temperature di funzionamento, allo stato dei freni, ai cavi e perfino alle condizioni meteorologiche. Le apparecchiature e i meccanismi più sensibili vengono monitorati continuamente e, in caso di emergenza, è possibile arrestarne il funzionamento attraverso un circuito cablato, anche senza l'uso di un computer e di un'alimentazione esterna. Con questo tipo di sistema di controllo, è possibile monitorare tutte le componenti l'impianto anche a distanza, attraverso un computer collegato mediante una linea telefonica. In questo modo possono essere attivate in tempo reale le operazioni di manutenzione e si può garantire la continuità di funzionamento dell'impianto. Il sistema di controllo è inoltre strutturato a vari livelli, ognuno protetto da password, che permettono in alcuni casi anche il telecomando dell'aerogeneratore.

Di seguito vengono elencate le caratteristiche tecniche degli aerogeneratori certificate dal costruttore nel documento tecnico **D2830475\_015 SGRE ON SG 6.6-170 Developer Package**.



## 14. Electrical Specification

### Nominal output and grid conditions

Nominal power .....	6600 kW
Nominal voltage .....	690 V
Power factor correction.....	Frequency converter control
Power factor range .....	0.9 capacitive to 0.9 inductive at nominal balanced voltage

### Generator

Type.....	DFIG Asynchronous
Maximum power .....	6750 kW @20°C ext. ambient

### Nominal speed .....

1120 rpm-6p (50Hz)
1344 rpm-6p (60Hz)

### Generator Protection

Insulation class .....	Stator H/H Rotor H/H
Winding temperatures.....	6 Pt 100 sensors
Bearing temperatures .....	3 Pt 100
Slip Rings .....	1 Pt 100
Grounding brush.....	On side no coupling

### Generator Cooling

Cooling system .....	Air cooling
Internal ventilation .....	Air
Control parameter.....	Winding, Air, Bearings temperatures

### Frequency Converter

Operation .....	4Q B2B Partial Load PWM
Switching .....	2.5 kHz
Switching freq., grid side...	Liquid/Air
Cooling .....	

### Main Circuit Protection

Short circuit protection.....	Circuit breaker
Surge arrester.....	varistors

### Peak Power Levels

10 min average .....	Limited to nominal
----------------------	--------------------

### Grid Capabilities Specification

Nominal grid frequency .....	50 or 60 Hz
Minimum voltage .....	85 % of nominal
Maximum voltage .....	113 % of nominal
Minimum frequency.....	92 % of nominal
Maximum frequency.....	108 % of nominal
Maximum voltage imbalance (negative sequence of component voltage).....	≤5 %
Max short circuit level at controller's grid	
Terminals (690 V).....	82kA.

### Power Consumption from Grid (approximately)

At stand-by, No yawing .....	10 kW
At stand-by, yawing.....	23 kW

### Controller back-up

UPS Controller system.....	Online UPS, Li battery
Back-up time .....	1 min
Back-up time Scada.....	Depend on configuration

### Transformer Specification

Transformer impedance requirement.....	8.5 % - 10.5%
Secondary voltage .....	690 V
Vector group .....	Dyn 11 or Dyn 1 (star point earthed)

### Earthing Specification

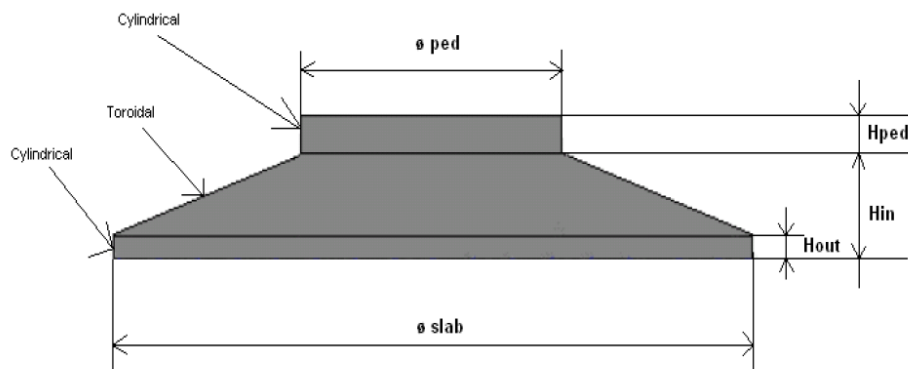
Earthing system .....	Acc. to IEC62305-3 ED 1.0:2010
Foundation reinforcement ..	Must be connected to earth electrodes
Foundation terminals.....	Acc. to SGRE Standard

HV connection.....	HV cable shield shall be connected to earthing system
--------------------	---

### A.1.d DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI FONDAZIONI

Le torri eoliche sono ancorate stabilmente al suolo mediante delle fondazioni in c.a. di forma tronco-conica.

La fondazione prevista per le turbine in progetto è in calcestruzzo armato, con pianta di forma circolare di diametro  $De = 20.80$  m, a spessore variabile da un minimo di 0.5 mt, sul bordo esterno, ad un massimo di 3mt in corrispondenza della zona centrale di attacco della parte in elevazione della torre.



FOUNDATION GEOMETRY	
$\varnothing slab$ = Slab diameter [m]	20.80
Hout= Outer edge height [m]	0.50
Hin= Inner edge height [m]	3.0
$\varnothing ped$ = Pedestal diameter [m]	5.50
Hped= Pedestal height [m]	0.50

**Figura d-1: Sezione tipo del plinto fondazione**

La base della torre è solidarizzata alla struttura fondale mediante un sistema di tirafondi (anchor cages) pre-tesi ed annegati nel getto del plinto di fondazione.

Il progetto scaturisce dalle azioni provenienti dalle strutture in elevazione – torri eoliche – e dalla caratterizzazione geologica del sito sulle quali dovranno essere edificate.

Il piano di posa delle stesse è situato a circa 3mt dal piano campagna, ben al di sotto della coltre del terreno vegetale, ed altresì dello strato interessato da gelo e/o significative variazioni di umidità

stagionali; a tale profondità inoltre il piano di posa garantisce il riparo da fenomeni di erosione superficiale. Il piano di posa sarà opportunamente regolarizzato con conglomerato magro.

La base della torre è ancorata al plinto mediante un sistema di barre in acciaio pre-tese che vengono annegate all'interno del getto (anchor cages).

La fondazione viene poi armata con acciai da armatura lenta e successivamente gettato il calcestruzzo in opera. Le caratteristiche meccaniche degli elementi strutturali sono determinate nella fase esecutiva del progetto.

L'area interessata dalla realizzazione del parco eolico sarà interessata dalla costruzione delle opere di fondazione degli altri manufatti a servizio dell'impianto – cabina di consegna utente AT a 36kV.

Le fondazioni di questi manufatti avranno dimensioni variabili, a seconda di quanti riportato sulle tavole di progetto esecutivo, e avranno profondità tale da raggiungere una quota che garantisca la sicurezza del manufatto stesso e da non interessare il terreno vegetale.

### **A.1.e QUADRO DI CAMPO AT a 36kV**

Per ogni aerogeneratore si prevede l'installazione di un quadro AT a bordo macchina per la connessione elettrica alla linea di raccolta interna al parco eolico, nella configurazione a singolo o doppio ingresso, in funzione della posizione dell'aerogeneratore all'interno del sistema elettrico di produzione secondo quanto previsto nello schema elettrico unifilare di progetto (EP17.02), al fine di minimizzare la lunghezza della linea AT a 36kV e di migliorare la continuità di servizio.

Le tipologie di quadro AT a installarsi nell'impianto eolico in oggetto, sono le seguenti:

- tipologia 1: scomparto arrivo trafo e scomparto uscita linea AT;
- tipologia 2: scomparto arrivo trafo, scomparto uscita linea AT e scomparto arrivo linea AT;
- tipologia 3: scomparto arrivo trafo, scomparto uscita linea AT e doppio scomparto arrivo linea AT.

Si riportano di seguito le principali caratteristiche del quadro MT a bordo aerogeneratore:

Tensione nominale	36kV
Corrente nominale	630A
Corrente nominale ammissibile di breve durata (1s)	16kA
Corrente nominale alle sbarre	630A
Tipo di interruzione	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sezionatore sottocarico (on/off)</li> <li>• Sezionatore di terra (on/off)</li> </ul>
Cablaggio compartimento cavi	Resistenti all'arco elettrico
3 terminali (passaggio cavi/sbarre)	630A

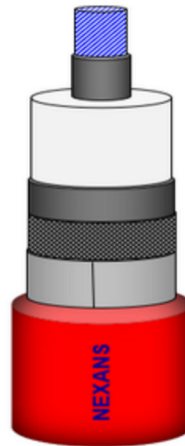
### **A.1.f CAVI DI COLLEGAMENTO AT**

Nel presente paragrafo si descrive il sistema di distribuzione dell'energia prodotta da ciascun aerogeneratore, fino alla connessione finale al quadro AT della cabina di consegna a 36kV, da cui dopo le necessarie protezioni, il cavo a 36kV proseguirà al nuovo stallo AT all'interno della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 380/150kV di Castellaneta, il tutto come indicato dal preventivo di connessione TERNA.

Il cavo selezionato per il trasporto dell'energia prodotta è del tipo unipolare per applicazioni in media tensione, che presenta le seguenti caratteristiche tecniche principali:

- Tensione di isolamento  $U_0/U = 20,8/36$  kV;
- Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio;
- Mescola in elastomero termoplastico (qualità HPTE);
- Guaina in polietilene di colore rosso (qualità DMP 2).

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante, per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.



ARE4H5EE 20,8/36kV 1x... SK2															
Type	Conductor diameter nominal mm	Insulation thickness min. mm	Insulation diameter nominal mm	Sheaths thickness nominal mm	Cable diameter approx mm	Cable weight indicative kg/km	Electrical resistance of conductor		X at 50 Hz Ω/km	C μF/km	Current capacity		Short circuit current		
							at 20 °C - d.c. max Ω/km	at 90 °C - a.c. Ω/km			in ground at 20 °C A	in free air at 30 °C A	conductor T <sub>max</sub> 250°C kA x 1,0 s	screen T <sub>max</sub> 150°C kA x 0,5 s	
1x120	13,1	7,9	30,7	2,0+2,0	43,8	1.520	0,253	0,325	0,132	0,185	253	334	11,3	2,2	
1x150	14,3	7,6	31,3	2,0+2,0	44,4	1.600	0,206	0,265	0,127	0,201	282	377	14,2	2,2	
1x185	16,0	7,4	32,6	2,0+2,0	45,8	1.740	0,1640	0,211	0,122	0,221	320	432	17,5	2,3	
1x240	18,5	7,1	34,5	2,0+2,0	47,8	1.960	0,1250	0,161	0,116	0,252	370	510	22,7	2,3	
1x300	20,7	6,8	36,1	2,0+2,0	49,5	2.160	0,1000	0,129	0,111	0,283	417	584	28,3	2,4	
1x400	23,5	6,9	39,1	2,0+2,0	52,6	2.510	0,0778	0,101	0,107	0,308	478	681	37,8	2,6	
1x500	26,5	7,0	42,6	2,0+2,0	56,3	2.960	0,0605	0,079	0,104	0,337	545	792	47,2	2,9	
1x630	30,0	7,1	46,3	2,0+2,0	60,2	3.510	0,0469	0,063	0,100	0,367	620	920	59,5	3,0	

**Figura f-1: – Caratteristiche elettriche e dimensionali cavo ARE4H5EE unipolare 20,8/36 kV**

Il cavo verrà posato direttamente all'interno del terreno, in apposita trincea, in conformità alla norma CEI 11- 17.

La sezione dei cavi di distribuzione in media tensione è stata definita in accordo con la normativa di riferimento IEC 60502, "Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV)".

Ogni circuito di media tensione sarà caratterizzato da una disposizione a trifoglio composta di tre cavi unipolari MT posati a una profondità di 1,2 m.

Nel caso di più circuiti posati all'interno dello stesso scavo di media tensione, la distanza tra gli stessi (distanza asse trifoglio - asse trifoglio) sarà pari a 20 centimetri.

Il dimensionamento dei suddetti circuiti è stato realizzato in conformità alla norma IEC 60502-2, nel rispetto dei criteri posa e verifica della portata dei circuiti di media tensione col metodo della massima caduta di tensione ammissibile.

Per il dimensionamento delle sezioni effettive dei cavi di distribuzione si sono tenuti in considerazione i coefficienti di riduzione applicati alla portata nominale del cavo scelto. Questi sono di seguito elencati:

K1: Fattore di correzione per temperature ambiente nel suolo diverse da 20°C (Tabella B.11 – IEC60505-2);

K2: Fattore di correzione per aggruppamenti di circuiti trifase costituiti da cavi unipolari direttamente interrati nel suolo (Tabella B.11 – IEC60505-2);

K3: Fattore di correzione per profondità di posa diverse da 0,8 m per cavi direttamente interrati nel suolo (Tabella B.12 – IEC60505-2);

K4: Fattore di correzione per resistività termiche del suolo diverse da 1,5 k\*m/W.

Le singole sezioni individuate al punto precedente, sono state verificate considerando che il cavo deve avere una portata  $I_z$  uguale o superiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito. E' stato così verificato ogni tratto del cavidotto in base al numero di terne affiancate nello stesso scavo e in base alla corrente che interessa ciascun circuito.

Innanzitutto è stata calcolata la portata termica del cavo prescelto, nelle condizioni di posa suddette, considerando un fattore cautelativo di riduzione del 30% a causa della coesistenza di più circuiti in parallelo, come mostrato di seguito:

**$I_z = 177,1 \text{ A}$**  nel caso di terna di sezione pari a 120 mmq

**$I_z = 292 \text{ A}$**  nel caso di terna di sezione pari a 300 mmq

Il calcolo suddetto è stato effettuato sulla base delle indicazioni della casa costruttrice.

In ogni caso la porta termica del conduttore, determinata in regime stazionario, risulta essere maggiore della corrente di impiego determinata alla massima potenza di generazione dell'aerogeneratore.



## **A.1.g RETE DI TERRA**

L'impianto di terra sarà dimensionato in modo da rendere le tensioni di passo e contatto, all'interno e nelle vicinanze delle aree su cui insistono gli impianti, inferiori ai valori prescritti dalle Norme di riferimento (CEI EN 50522). Inoltre, l'impianto di terra garantirà la protezione di impianti ed apparecchiature contro l'elettricità statica.

L'impianto di terra e l'impianto di protezione contro le scariche atmosferiche, sarà dimensionato per resistere anche alle sollecitazioni meccaniche ed alla corrosione; particolare cura sarà posta nella realizzazione delle connessioni e delle saldature tra le varie parti dell'impianto di terra, al fine di garantire l'adeguata continuità metallica dell'intero dello stesso.

Le specifiche tecniche per la realizzazione dell'impianto di terra devono seguire le indicazioni previste dalla seguente normativa di riferimento:

- Norma CEI 11-62 "Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria"
- Norma CEI 11-32 "Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di reti di terza categoria"
- Norma CEI 11-37 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra per sistemi di I, II, III categoria"
- Norma CEI 11-25 "Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifase a corrente alternata"
- Requisiti delle stazioni elettriche di Terna con tensioni superiori a 120kV.
- Norma CEI 11-1 Cap. 9 "Impianti di Terra"

Per un corretto dimensionamento della rete di terra è necessario richiedere all'ente distributore le correnti di guasto monofase e bifase a terra e i relativi tempi di intervento delle protezioni al fine di poter coordinare il sistema di protezione del distributore (TERNA) con quello dell'utente. Nel seguito, si dettaglia quella che è stata sviluppata come prima ipotesi di rete di terra globale delle diverse sezioni di impianto, seguendo le norme precedentemente descritte.

### ➤ **Rete di terra aerogeneratori**

All'interno della canalizzazione per la posa dei cavi di media tensione interrata per il collegamento "entra - esci" fra gli aerogeneratori, verrà posato un ulteriore cavo di rame nudo di sezione non inferiore a 120 mm<sup>2</sup> per la connessione tra le diverse reti di terra degli aerogeneratori.

### ➤ **Rete di terra cabina di consegna**

Per la progettazione dell'impianto di terra si deve fare riferimento ad un insieme di dati che dipendono dalle caratteristiche di alimentazione e di quelle del sito di installazione della cabina. I principali parametri di riferimento di cui si deve disporre sono:

- la corrente massima di guasto a terra (IF);
- il tempo di eliminazione del guasto (tc);
- le tensioni di contatto e di passo tollerabili (UTP, USP);
- la configurazione e le caratteristiche della rete di alimentazione in media tensione;
- il luogo in cui l'impianto di terra deve essere realizzato;
- l'area da proteggere, (forma e caratteristiche del terreno);
- eventuali vincoli in relazione alla messa a terra del neutro in bassa tensione.

Durante la progettazione, al fine di tenere conto di possibili variazioni nel tempo dei citati parametri, è opportuno scegliere gli stessi in relazione alle condizioni più sfavorevoli che si possano verificare.

Solitamente per le cabine si utilizzano dispersori ad anello che consentono di ottenere con maggiore facilità basse resistenze di terra. L'anello viene realizzato interrando un conduttore nudo (tondino, corda o piattina di acciaio zincato a caldo o di rame o di acciaio ramato) intorno alla fondazione della cabina ad una profondità di almeno 0,5 m. Questo tipo di dispersore può essere integrato con spandenti e picchetti per ridurre, ove necessario, la resistenza di terra. È opportuno che i picchetti siano collocati in pozzetti ispezionabili, con coperchi isolanti per evitare pericolose tensioni di passo.

I conduttori di terra si dipartono dal collettore e vanno a collegare le masse da mettere a terra. Le sezioni dei conduttori di terra non devono essere inferiori a 16 mm<sup>2</sup> se di rame, 35 mm<sup>2</sup> se d'alluminio, 50 mm<sup>2</sup> se d'acciaio.

I conduttori di terra devono avere percorsi brevi ed essere posati preferibilmente nudi.

Si collegheranno all'impianto di terra i seguenti elementi metallici:

- ripari di protezione dei circuiti AT a 36kV;
- la carpenteria metallica degli scomparti AT a 36kV;
- il cassone del trasformatore AT/BT per servizi ausiliari;
- la carcassa dei TA e TV ed un polo del circuito secondario;
- i telai dei sezionatori di terra;
- le intelaiature di supporto degli isolatori;
- i terminali e le guaine dei cavi AT provenienti dalla cabina di smistamento;
- i cavi di rame nudo per la connessione della rete di terra tra la cabina di smistamento e la cabina di consegna;
- i ganci di ancoraggio delle linee aeree AT a 36kV;
- gli organi di manovra manuale delle apparecchiature;
- i quadri porta sbarre BT e porta interruttori;
- gli interruttori BT;
- la cassa dei condensatori BT;
- la corda di rame nudo da 63 mm<sup>2</sup> per la connessione alla rete di Cabina di Consegna Utente.
- la corda di rame nudo da 35 mm<sup>2</sup> per la connessione dei pali di illuminazione dell'area di Cabina di Consegna Utente.

### ➤ **Messa a terra dello schermo dei cavi AT**

Lo schermo dei circuiti di media tensione va collegato a terra ad entrambe le estremità.

Per collegamenti di grande lunghezza è preferibile mettere a terra il rivestimento metallico anche in corrispondenza dei giunti a distanze non superiori ai 5 km. Per collegamenti corti, normalmente non superiori al km, è tuttavia ammessa la messa a terra del rivestimento metallico in un solo punto purché vengano adottate le opportune cautele indicate nella norma CEI 11-17 al par 5.3.2 (CEI 20-89).

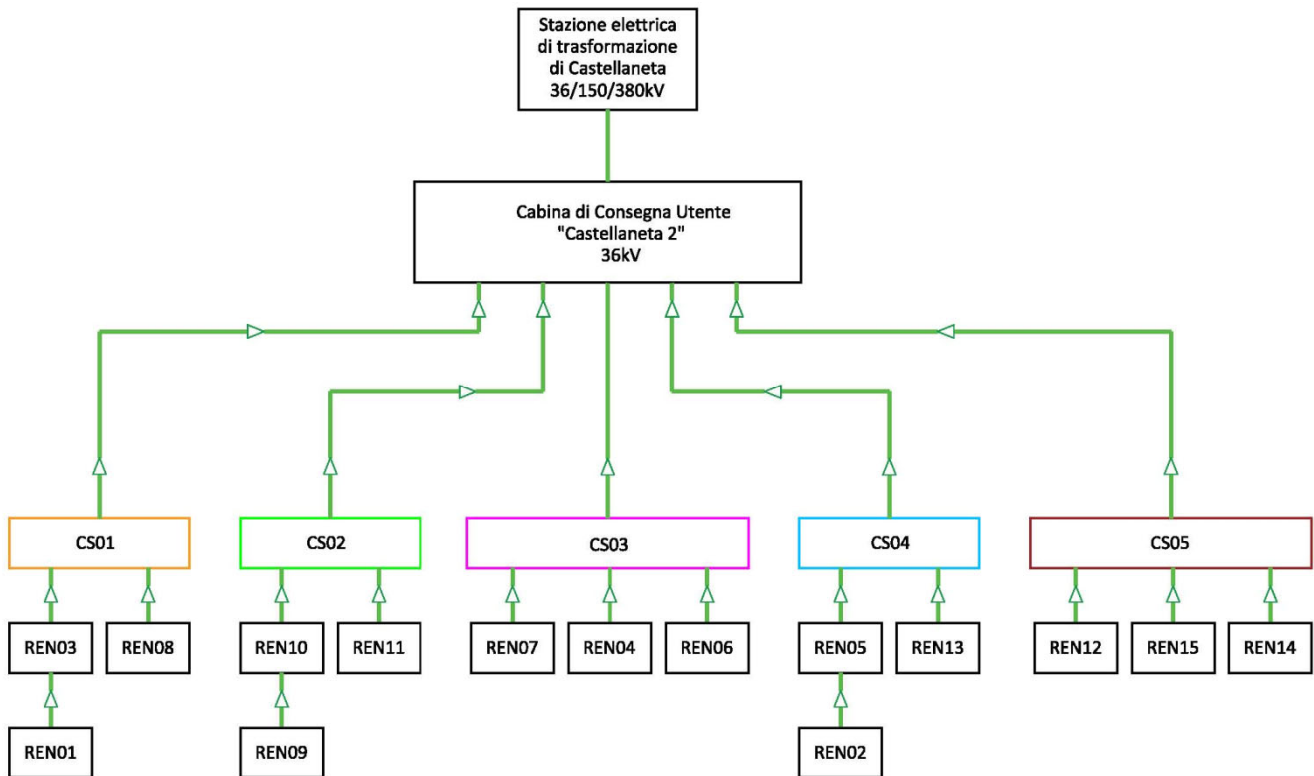
Tuttavia la norma consente di collegare a terra lo schermo di un cavo, lungo fino a 1 Km, ad una sola estremità nei casi in cui:

- Lo schermo, se accessibile, sia considerato a tensione pericolosa all'estremità non collegata a terra e nelle giunzioni;
- La guaina di materiale isolante che ricopre lo schermo sopporti la tensione totale dell'impianto di terra al quale è collegata l'altra estremità.

Nel caso di impianti eolici poiché gli aerogeneratori sono dotati del proprio impianto di terra è consigliabile collegare allo stesso entrambe le estremità del cavo al fine di realizzare una globale equipotenzialità in caso di guasto a terra.

## **A.1.H CABINE ELETTRICHE AT**

Nel presente paragrafo si descrive il sistema di connessione alla rete di trasmissione elettrica nazionale a 36 kV, come indicato dal preventivo di connessione ricevuto (STMG). Come ampiamente descritto nell'elaborato "PR05 - Relazione tecnica generale impianti elettrici", i 15 aerogeneratori saranno collegati a n°5 cabine elettriche di smistamento (CS01 – CS05) secondo lo schema in figura:



Ciascun circuito terminale di collegamento tra le n°5 Cabine di Smistamento (CS01 - CS05) verrà collegato al quadro AT della cabina di consegna utente AT a 36kV e attestato in apposito scomparto aT. Le caratteristiche tecniche degli scomparti AT presenti nelle Cabine di Smistamento e nella cabina AT all'interno della cabina di consegna utente (CCU) sono le seguenti:

Tipo di isolamento	SF6
Tensione nominale di isolamento	36kV
Frequenza nominale	50Hz
Tensione nominale di tenuta frequenza industriale	50kV
Tensione di tenuta ad impulso	125kV
Corrente nominale in uscita	1250A
Corrente nominale ammissibile di breve durata (1s)	20kA
Corrente alle sbarre	2000A

Unità funzionale	<ul style="list-style-type: none"><li>• Sezionatore a vuoto (sbarre)</li><li>• Interruttore SF6</li><li>• Sezionatore di terra</li></ul>
Sistema di protezione lato Mt	Sonde di temperatura Protezione di back-up della turbina Soglie
Tensione ausiliari elettrici	230 V
Numero di cicli di operazioni	1000



### **A.1.I STAZIONI ELETTRICHE UTENTE E DI RETE**

Lo schema di allacciamento alla RTN, in base al Preventivo di connessione ricevuto da Terna con CP 202204042, a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV di Castellaneta (TA).

In prossimità della esistente Stazione Terna 380/150 kV di Castellaneta (TA), è prevista la Cabina di Consegna Utente a 36kV con collegamento in antenna a 36 kV alla SE.

All'interno dell'area della Cabina di Consegna AT a 36kV saranno realizzate diverse cabine atte a contenere le apparecchiature di potenza e controllo relative alla sottostazione stessa; saranno previsti i seguenti locali:

- Locale quadri di controllo e di distribuzione per l'alimentazione dei servizi ausiliari– sala BT;
- Locale contenente il quadro di Alta Tensione a 36kV;
- Locale trafo servizi ausiliari da 100kVA;
- Locale contenente il gruppo elettrogeno per l'alimentazione dei servizi ausiliari in situazione di emergenza – sala GE;
- Locale contenente i quadri di comando e controllo del parco eolico.

La Cabina di Consegna AT a 36kV sarà opportunamente recintata e sarà previsto un ingresso carraio collegato al sistema viario più prossimo. Essa contiene, oltre alle apparecchiature AT ed BT, una serie di impianti e di sistemi che rendono possibile il sicuro funzionamento dell'intera installazione, e le comunicazioni al suo interno e verso il mondo esterno (Terna, Produttore remoto).

Le caratteristiche di queste ultime sono qui trattate.

## **A.1.J GRUPPI DI MISURA E PUNTI DI CONSEGNA**

Il sistema di misura dell'energia prodotta sarà fondamentalmente costituito da:

- Trasformatore di misura di corrente (TA);
- Trasformatore di misura di tensione (TV);
- Apparecchiatura di misura (ADM) principale;
- Apparecchiature di misura addizionali;
- Dispositivo di comunicazione.

Saranno installati contatori anche per misure addizionali ovvero un contatore per ogni singola linea proveniente dal parco e collegante i gruppi di aerogeneratori e un contatore per la misura dell'energia assorbita dai servizi ausiliari.

### **❖ Teletrasmissione delle misure – RTU**

In ottemperanza ai dettami delle Guide Tecniche, il Gestore dovrà acquisire dagli impianti di produzione le informazioni che possono esserle utili al fine del corretto funzionamento della rete stessa, ovvero:

- Telemisure: potenza attiva e reattiva bidirezionali misurate sul montante AT 36 kV, corrente AT (una fase), tensione AT (concatenata), posizione del VSC in scala assoluta (misure obbligatorie);
- direzione ed intensità del vento da un anemometro ritenuto rappresentativo dell'intero parco (misure facoltative);
- Tele segnali: stato dell'interruttore AT (152) dell'impianto criterizzato con il sezionatore generale (189).

Tali informazioni sono trasmesse al Dispacciamento Terna via CDN alla sede di Pozzuoli e via FR (di operatore distinto rispetto alla CDN) alla sede di Roma Nord. Eventuali sedi diverse sono da concordarsi con il gestore di rete.



A tale fine sarà prevista una Unità Remota (RTU) a CPU ridondata, da installare nel locale quadri BT dell'edificio utente, avente il compito di gestire la comunicazione con TERNA, acquisire i dati locali di I/O. L'unità comunica con postazioni remote attraverso i protocolli standard, studiati appositamente per le applicazioni nel settore elettrico, IEC870-5-104 ed IEC870-5-101.

## **A.1.K SISTEMA DI CONTROLLO**

### **❖ Sistema di protezione e comando/controllo**

Compito del sistema sarà quello di garantire la protezione dell'impianto contro tutti i possibili guasti interni ed il distacco dello stesso dalla rete per guasti o anomalie su di essa. Il sistema sarà inoltre chiamato a garantire la massima affidabilità di esercizio per la sicurezza delle persone e dell'impianto. Esso provvederà alla sicura ed efficiente gestione sia dei singoli componenti che dell'impianto visto nel suo insieme, garantendone in ogni istante le proprietà di controllabilità, osservabilità e raggiungibilità.

Il disegno del complessivo elettromeccanico e gli schemi saranno da prodursi a cura del quadrista in sede di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del sistema di controllo succitate, quali la controllabilità, l'osservabilità e la raggiungibilità vengono di seguito dettagliate.

- La controllabilità consiste nella possibilità di analizzare in tempo reale o differito lo stato dell'impianto, attraverso la conoscenza delle variabili acquisite (stati, misure, allarmi, eventi, trasferimento di file).
- L'osservabilità definisce la possibilità di estrarre informazioni dall'impianto stesso.
- La raggiungibilità implica la possibilità di poter interagire con l'impianto (tramite comandi e regolazioni).

Le suddette proprietà consentiranno l'espletamento delle seguenti attività:

- a. Conduzione: attuazione delle manovre di esercizio normale e di emergenza avvalendosi della conoscenza in tempo reale dello stato dell'impianto;

- b. Teleconduzione: remotizzazione totale o parziale dell'attività di conduzione;
- c. Telecontrollo: invio al sistema di controllo centralizzato del cliente di informazioni in tempo reale (stati, eventi, allarmi, misure) o in tempo differito;
- d. Manutenzione: operazioni ed interventi atti a conservare, migliorare o ripristinare il livello di efficienza dell'impianto.

Per sistema di comando e controllo si intende il complesso degli apparati e circuiti predisposti a fini di comando degli organi di protezione, di registrazione locale, di misura, di rilevazione di segnali di stato, di anomalia, di perturbazione, di sintesi degli stessi, di segnalazione sui quadri locali di comando, di interfacciamento con gli apparati di comando e controllo remoti. Al par. 8 della Norma CEI 11-1 sono indicati alcuni requisiti generali del sistema di protezione, comando e controllo riferito ai seguenti aspetti:

- Funzionali (es. funzioni di protezione, manovre elementari, sequenze logiche, controlli ed interblocchi, grandezze processate, segnalazioni visive, etc.);
- Di configurabilità, parametrizzazione e taratura (campi di regolazione, parametri regolabili, I/O, etc.)
- Di precisione;
- Di autodiagnostica, monitoraggio interno ed interfaccia uomo-macchina (MMI);
- Di compatibilità, in termini di interfacce e comunicazione, con altri sistemi.

Il sistema di comando, di tipo modulare e di facile espandibilità, avrà di base la seguente filosofia:

- dovrà ottimizzare l'uso dello stallo minimizzando il numero di manovre nel massimo rispetto della sicurezza;
- dovrà permettere quante più manovre possibili (al limite tutte) anche dalla centrale di controllo remota, condizionando tali manovre con opportuni interblocchi hardware e software, di modo che la teleconduzione avvenga in massima sicurezza, evitando manovre con personale presente in stazione o addirittura in campo.

Pertanto la teleconduzione da centro remoto sarà verificata e subordinata a effettive condizioni di sicurezza per il personale addetto. Più in generale la possibilità di diverse modalità di comando impone un coordinamento tra di esse: non sarà possibile la presenza contemporanea di due modalità di comando ed eventualmente sarà definito un livello di priorità.

Le manovre devono essere condizionate da interblocchi che evitino sequenze pericolose per il personale, dannose per gli organi stessi o comunque incompatibili per il loro stato.

Il comando interruttori proveniente dalle protezioni utilizzerà una via diretta e indipendente dalle altre: a prescindere dalla possibilità di comando remoto, le apparecchiature saranno predisposte per poter governare l'impianto in locale a livello di stallo. La conduzione locale avverrà da opportuno pannello di comando installato all'interno del locale comando e controllo dell'edificio utente.

In pratica il comando e controllo dell'impianto avverrà su tre livelli:

- a. livello di stallo;
- b. livello di stazione;
- c. livello remoto.

Le funzioni di acquisizione dati, monitoraggio locale e comando, interblocchi, protezione, sono collocati a livello di stallo. Le funzioni di supervisione, monitoraggio, comando, registrazione di eventi e allarmi, reporting storico, diagnosi sono collocate a livello di stazione. I due livelli comunicheranno fra loro tramite opportuno sistema. Tipicamente la connessione fisica avviene tramite porta seriale, tra il pannello del livello di stallo e il computer server del livello di stazione.

Inoltre tale computer server sarà collegato tramite rete geografica (ADSL) al livello remoto in cui saranno collocate le stesse funzioni del livello di stazione ovvero le funzioni di supervisione, monitoraggio, comando, registrazione di eventi e allarmi, reporting storico e diagnosi.

Il livello di stallo è fisicamente rappresentato da un pannello di controllo (componente di classe secondaria) direttamente collegato con gli organi di manovra, TA e TV (componenti di classe primaria), installato nel locale comando e controllo.

Il livello di stazione sarà fisicamente rappresentato da un computer server, in cui saranno installati opportuni software che permetteranno di acquisire i dati provenienti dal livello inferiore, elaborarli ed impartire comandi ai dispositivi di livello inferiore stessi.

Anche il livello remoto sarà fisicamente rappresentato da un computer server con gli opportuni software di acquisizione ed elaborazione dati e per l'invio di segnali di comando, è sarà installato nella centrale di controllo remota.

Gli apparati a livello di stallo sono di classe primaria (apparecchi di manovra, TA e TV) e classe secondaria (componenti dedicati alla protezione e controllo dei componenti primari).

Pertanto ciascun componente di classe primaria dovrà essere "accessoriato" con componenti di classe secondaria. Tali componenti dovranno "dialogare" fra loro e con il livello superiore (livello di stazione), che comprende l'apparecchiatura di supervisione e monitoring. Il protocollo di interfaccia dovrà essere tale da assicurare la comunicazione con il PC-server del livello di stazione.

Pertanto, l'accesso all'intera stazione avviene attraverso le apparecchiature a livello di stallo di "classe secondaria", intendendo per accesso l'acquisizione di dati e la possibilità di impartire comandi.

Le principali funzioni che genericamente sono denominate di "protezione e controllo" sono:

- a. Protezione
- b. Misure
- c. Monitoring
- d. Supervisione
- e. Controllo

I dispositivi a livello di stallo (dispositivo di controllo e supervisione, relé di protezione, trasduttori), sono fisicamente installati in un unico pannello installato nel locale di comando e controllo.

Il dispositivo a livello di stallo dovrà assicurare almeno le seguenti funzioni base:

- a. Monitoraggio locale
- b. Comando
- c. Ordini di apertura/chiusura

- d. Interblocchi
- e. Richiusura automatica unipolare, tripolare, uni-tripolare
- f. Clock interno
- g. Informazioni su data e ora (leggibili a livelli superiori)
- h. Gestione di eventi e allarmi
- i. Funzioni di controllo

Pertanto, oltre ad acquisire ed elaborare i segnali binari di ingresso provenienti dai dispositivi di misura e protezione, detto pannello di stallo, sarà equipaggiato con un modello di comando per inviare gli ordini di apertura/chiusura all'apparecchiatura di manovra.

I dispositivi a livello di stallo per il controllo e la supervisione dell'apparecchiatura primaria, acquisiranno direttamente i dati delle apparecchiature primarie stesse, tipicamente con tecnologia convenzionale, cioè fili e contatti.

Funzioni software, normalizzate o adattate alle esigenze del cliente, quali il comando degli apparecchi AT, gli interblocchi, la richiusura automatica, saranno effettuate a livello di stallo con lo stesso hardware del pannello di controllo.

Il sistema così progettato con un livello di stallo rappresentato da un terminale di controllo (componente di classe secondaria) direttamente collegato con gli organi di manovra, TA e TV (componenti di classe primaria), assicurerà anche nel caso di perdita della comunicazione tra i due livelli (livello di stallo e livello di stazione):

- Funzionalità della protezione
- Controllo dell'apparecchiatura primaria
- Monitoraggio dello stato dell'apparecchiatura primaria
- Visualizzazione degli allarmi più importanti a livello di stallo.

Inoltre si provvederà affinché opportune sicurezze evitino manovre da remoto in concomitanza di presenza di operatori in campo.

Le soluzioni realizzative proposte dovranno essere individuate nel rispetto dei seguenti requisiti:

- Aderenza agli standard internazionali tecnici e di mercato (MMI, importazione/esportazione dei dati, protocolli di commutazione);
- Interoperabilità, al fine di minimizzare lo sforzo di integrazione tra apparati di costruttori o serie costruttive diversi;
- Remotizzazione delle funzioni diagnostiche e di configurazione degli apparati;
- Modularità ed adattabilità delle apparecchiature a diverse configurazioni/espansioni di impianto;
- Gestione flessibile degli aggiornamenti (scalabilità);
- Affidabilità;
- Adeguatezza delle prestazioni;
- Conformità alla normativa internazionale di riferimento in termini di compatibilità elettromagnetica, immunità, caratteristiche elettriche e meccaniche;
- Compatibilità con il sistema di controllo del Cliente.

❖ **Caratteristiche quadro protezioni e controllo:**

Il quadro sarà costruito in lamiera verniciata, spessore 2 mm, con struttura autoportante, fondo chiuso da piastre asportabili per ingresso cavi e sarà composto da più pannelli.

All'interno del quadro saranno montati e connessi:

- n.1 set di relè ausiliari;
- n.1 set di interruttori automatici modulari.

❖ **Caratteristiche sistema di supervisione per la cabina di consegna AT a 36kV**

Sarà previsto un pannello cablato con montato e connesso:

Redazione: **Atech Srl - Studio PM srl**

Proponente: **Renewables Energy Cast.2 Srl**

**PROGETTO DEFINITIVO**

*Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato "Castellaneta 2" costituito da 15 turbine con una potenza complessiva di 99 MW e relative opere di connessione alla R.T.N.*

- alimentatore 110V cc / 24 V cc;
- unità di acquisizione dati apparecchiature AT;
- GPS;
- Server tipo SICAM PAS.



**PM**  
Innovative Engineering

Elaborato: **Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici**

Rev. 0 – Agosto2023

Pag. **30** a **30**