



Regione Umbria

Regione Umbria
Provincia di Perugia
Comuni di Nocera Umbra e Valtopina



Impianto Eolico denominato "Monte Busseto" ubicato nel comune di Nocera Umbra (PG) e Valtopina (PG) costituito da 10 (dieci) Aerogeneratori di potenza nominale massima 4,32 MW per un totale di 43,20 MW con relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili nei comuni di Nocera Umbra, Valtopina e Foligno (PG)

Titolo:

RELAZIONE FATTIBILITA' TECNICA - ECONOMICA

Numero documento:

Commissa						Fase	Tipo doc.	Prog. doc.	Rev.
2	3	4	3	0	4	D	R	0 1 0 3	0 0

Proponente:

FRI-EL

FRI-EL S.p.A.
Piazza della Rotonda 2
00186 Roma (RM)
fri-elspa@legalmail.it
P. Iva 01652230218
Cod. Fisc. 07321020153

PROGETTO DEFINITIVO

Progettazione:



PROGETTO ENERGIA S.R.L.

Via Cardito, 202 | 83031 | Ariano Irpino (AV)
Tel. +39 0825 891313
www.progettoenergia.biz | info@progettoenergia.biz

SERVIZI DI INGEGNERIA INTEGRATI
INTEGRATED ENGINEERING SERVICES



Progettista:

Ing. Massimo Lo Russo



Sul presente documento sussiste il DIRITTO DI PROPRIETA'. Qualsiasi utilizzo non preventivamente autorizzato sarà perseguito ai sensi della normativa vigente

REVISIONI	N.	Data	Descrizione revisione	Redatto	Controllato	Approvato
		00	26.05.2023	EMISSIONE PER AUTORIZZAZIONE	FRI-EL S.p.A.	FRI-EL S.p.A.

INDICE

1. SCOPO	3
2. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO	3
2.1. Ubicazione del progetto	3
2.2. Dati generali d'impianto	4
3. ANALISI DEI COSTI	4
3.1. Costi di costruzione (CAPEX)	4
3.2. Costi di manutenzione ed esercizio (OPEX)	5
4. ANALISI DEI PROVENTI	5
5. AMMORTAMENTO	5
6. IMPOSTE	6
7. CONCLUSIONI	6

ALLEGATO:

1. ALLEGATO 1

1. SCOPO

Scopo del presente documento è la redazione dello studio di fattibilità tecnico-economica di massima, finalizzata all'ottenimento dei permessi necessari alla costruzione e all'esercizio di un impianto di produzione di energia rinnovabile da fonte eolica, denominato "Monte Busseto" ubicato nel comune di Nocera Umbra (PG) e Valtopina (PG) costituito da 10 (dieci) Aerogeneratori di potenza nominale massima 4,32 MW per un totale di 43,20 MW con relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili nei comuni di Nocera Umbra, Valtopina e Foligno in provincia di Perugia, collegato in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) da inserire in entra-esce alla linea RTN a 132 kV "Nocera Umbra – Gualdo Tadino", ubicata nel comune di Nocera Umbra. Lo studio di fattibilità elaborato si basa su un'analisi dei flussi di cassa di tipo unlevered. Si prevede però di finanziare il progetto per il 25% con capitale proprio e per il restante 75% con finanziamento esterno.

2. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

2.1. Ubicazione del progetto

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto di produzione energia rinnovabile da fonte eolica nei comuni di Nocera Umbra e Foligno, quest'ultimo interessato dalle sole opere connesse ed infrastrutture indispensabili. L'Impianto Eolico in oggetto è costituito da n. 10 aerogeneratori, con potenza nominale massima di 4,32 MW per un totale di 43,20 MW, e dalle relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili, ed è collegato in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) da inserire in entra-esce alla linea RTN a 132 kV "Nocera Umbra – Gualdo Tadino", ubicata nel comune di Nocera Umbra.

In tabella 1, si riportano le coordinate in formato UTM (WGS84) degli aerogeneratori.

AEROGENERATORE	COORDINATE AEROGENERATORE UTM (WGS84) - FUSO 33		COMUNE
	Long. E [m]	Lat. N [m]	
WTG VT01	321065	4769197	VALTOPINA
WTG VT02	320785	4769791	VALTOPINA
WTG NU03	320863	4770532	NOCERA UMBRA
WTG VT04	320514	4771128	VALTOPINA
WTG VT05	320200	4772166	VALTOPINA
WTG NU6	320970	4772126	NOCERA UMBRA
WTG NU7	320424	4773063	NOCERA UMBRA
WTG NU8	323533	4779799	NOCERA UMBRA
WTG NU9	323769	4780641	NOCERA UMBRA
WTG NU10	323229	4781022	NOCERA UMBRA

Tab. 1 - Coordinate in formato UTM (WGS84) degli aerogeneratori

2.2. Dati generali d'impianto

Nello specifico, il progetto prevede:

- n. 10 aerogeneratori, ciascuno con potenza massima di 4,32 MW, rotore tripala a passo variabile, diametro massimo pari a 155 m e altezza complessiva massima fuori terra pari a 180 m;
- viabilità di accesso, con carreggiata di larghezza pari a 5,00 m;
- n. 10 piazzole di costruzione, necessarie per accogliere temporaneamente sia i componenti delle macchine che i mezzi necessari al sollevamento dei vari elementi, di dimensioni di circa 40 x 60 m;
- rete di elettrodotto interrato a 36 kV di collegamento interno fra gli aerogeneratori;
- rete di elettrodotto interrato costituito da dorsali a 36 kV di collegamento tra gli aerogeneratori e la Cabina di Consegna a 36 kV;
- Cabina di Consegna a 36 kV;
- Impianto di Utente per la Connessione, costituito dall'elettrodotto a 36 kV per il collegamento in antenna dell'impianto sulla Stazione Elettrica della RTN;
- Impianto di Rete per la Connessione, costituito dallo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta Stazione.

Il tipo di aerogeneratore previsto per l'impianto in oggetto (aerogeneratore di progetto) è ad asse orizzontale con rotore tripala e una potenza massima di 4,32 MW, avente le caratteristiche principali di seguito riportate:

- rotore tripala a passo variabile, di diametro massimo pari a 155 m, posto sopravvento
- alla torre di sostegno, costituito da 3 pale generalmente in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro e da mozzo rigido in acciaio;
- navicella in carpenteria metallica con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico, il moltiplicatore di giri, il convertitore elettronico di potenza, il trasformatore BT/36 kV e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- torre di sostegno tubolare troncoconica in acciaio;
- altezza complessiva massima fuori terra dell'aerogeneratore pari a 180,00 m;
- diametro massimo alla base del sostegno tubolare: 4,80 m;
- area spazzata massima: 18.869 m².

Ai fini degli approfondimenti progettuali e dei relativi studi specialistici, si sono individuati alcuni specifici modelli commerciali di aerogeneratore ad oggi esistenti sul mercato, idonei ad essere conformi all'aerogeneratore di progetto.

Nello specifico i modelli di aerogeneratore considerati risultano i seguenti:



0. Vestas V136– HH 112m – limitata a 4,32 MW,
1. Vestas V150– HH 105m – limitata a 4,32 MW,
2. Nordex N149 – HH105m – limitata a 4,32 MW,
3. Siemens Gamesa SG155 - HH 102,5m – limitata a 4,32 MW,
4. General Electric GE137 – HH 111,5m – 4,0 MW.

La scelta di un singolo modello è da considerarsi antieconomica ed inopportuna sia dal punto di vista progettuale che tecnologico, infatti, al momento dell'autorizzazione, si opterà per il modello presente sul mercato più performante e con minor impatto ambientale.

3. ANALISI DEI COSTI

Il presente studio comprende l'analisi dei costi dell'intero impianto e delle opere e infrastrutture connesse necessarie per la realizzazione, la gestione, la manutenzione e l'esercizio durante la vita utile dello stesso.

3.1. Costi di costruzione (CAPEX)

	<p style="text-align: center;">RELAZIONE FATTIBILITA' TECNICA - ECONOMICA</p> <p style="text-align: center;"><i>Impianto Eolico denominato "Monte Busseto" ubicato nel comune di Nocera Umbra (PG) e Valtopina (PG) costituito da 10 (dieci) Aerogeneratori di potenza nominale massima 4.32 MW per un totale di 43,20 MW con relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili nei comuni di Nocera Umbra, Valtopina e Foligno (PG)</i></p>	
Codifica Elaborato: 234304_D_R_0103 Rev. 00		

L'importo complessivo per la realizzazione dell'opera, al netto dell'IVA iva, si attesta intorno a 54.051.847 Euro. I capex sono così suddivisi:

- Aerogeneratori: il costo totale si intende comprensivo di fornitura, trasporto, montaggio, apparecchiatura elettronica di funzionamento ed ausiliaria, strumentazione opzionale per illuminazione ecc.. Il prezzo di riferimento si basa sui valori delle recenti contrattazioni.
- Opere Elettromeccaniche: il costo, come da computo metrico, comprende la fornitura e la posa in opera dei cavidotti di media tensione (comprensivi della corda di rame di messa a terra e della fibra ottica) nonché il costo di realizzazione cabina di consegna a 36kV.
- Opere Civili: comprende il costo totale delle opere civili, come da computo metrico, relative alla realizzazione di tutte le temporanee e permanenti necessarie per la realizzazione, manutenzione ed esercizio dell'impianto.
- Costo dello sviluppo: questo costo ricomprende gli oneri per i professionisti interni ed esterni nonché le spese per indagini e studi necessarie alla progettazione ed autorizzazione del progetto sino allo stato di cantierabilità.
- Altri costi di costruzione: è stata computata una voce generica che comprende diverse spese "minori" che tiene conto dei costi delle tasse e degli atti notarili relativi agli accordi con tutti i proprietari dei terreni necessari per la realizzazione ed esercizio dell'impianto, dei costi di connessione alla RTN ed eventuali costi ulteriori e non schedulati.

3.2. Costi di manutenzione ed esercizio (OPEX)

I costi di manutenzione ed esercizio sono composti dalle seguenti voci:

- Costi di Manutenzione: comprendono tutti i costi per la manutenzione ordinaria di tutte le opere, meccaniche, elettriche e civili dell'impianto.
- Assicurazioni: comprendono le assicurazioni per eventuali danni a terzi arrecati dall'impianto o dal personale che cura la gestione dello stesso, ed eventuali danni ad opere, linee di comunicazione ecc. di natura pubblica.
- Affitto terreni.
- Misure compensative: il costo imputabile alle compensazioni ambientali è pari al 3% del fatturato dell'impianto.
- Contratti Inter Company: sono contratti di natura tecnica ed amministrativa.
- Spese varie più una voce extra a copertura di eventuali manutenzioni straordinarie in capo alla società.
- Tasse e imposte varie (IMU/TASI).

I costi di manutenzione ed esercizio vengono indicizzati annualmente con un tasso medio di mercato (IMU esclusa).

4. ANALISI DEI PROVENTI

Il calcolo dei ricavi si basa sui dati di produzione di energia elettrica calcolati sulla base della Relazione Anemologica (elaborato 234304_D_R_0309).

Per lo scenario utilizzato la produzione annuale risulta essere di 153 GWh con una media di ore equivalenti pari a 3542 h. Questa produzione è stata calcolata con una probabilità di eccedenza P75 rispetto alla stima centrale.

Per il calcolo dei ricavi i prezzi vengono stimati sulla base delle informazioni fornite da un consulente esterno.

Il prezzo lordo viene modificato sottraendo la trader fee e aggiungendo le GO (garanzia d'origine).

5. AMMORTAMENTO

Le quote di ammortamento dell'investimento sono deducibili a partire dall'esercizio di entrata in funzione del parco eolico. Il coefficiente di ammortamento risulta essere 4%, ridotte a tre quarti per il primo esercizio.

6. IMPOSTE

Le imposte previste sono di seguito illustrate:

IRES: Imposta sul Reddito delle Società = 24%

IRAP: Imposta Regionale sulle Attività Produttive = 3,9%

7. CONCLUSIONI

Nella seguente relazione sono stati stimati i costi di investimento e manutenzione relativi al progetto eolico denominato "Monte Busseto". Il piano economico presentato si sviluppa, come visto, su un orizzonte temporale di 30 anni e ha permesso di dimostrare la bontà dell'investimento. Si allega una tabella riepilogativa di quanto sopra descritto.

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
Total Revenues	-	11.822	17.492	17.806	17.706	17.832	17.361	16.917	16.903	17.626	17.161	16.928	17.181	16.863	16.623	16.778	17.228	17.154	17.070	17.222	17.375	17.523	17.673	17.818	18.064	18.310	18.562	18.813	19.070	19.317	19.569	6.533
Total Opex	-	(1.593)	(2.199)	(2.241)	(2.270)	(2.308)	(2.327)	(2.348)	(2.383)	(2.442)	(2.464)	(2.495)	(2.541)	(2.569)	(2.602)	(2.647)	(2.703)	(2.743)	(2.784)	(2.833)	(2.882)	(2.933)	(2.985)	(3.037)	(3.093)	(3.151)	(3.210)	(3.270)	(3.331)	(3.393)	(3.456)	(917)
EBITDA	-	10.229	15.294	15.565	15.436	15.524	15.034	14.569	14.520	15.184	14.697	14.434	14.640	14.293	14.022	14.131	14.525	14.411	14.286	14.389	14.492	14.590	14.688	14.781	14.971	15.159	15.352	15.543	15.739	15.924	16.114	5.616
Depreciation & Amortization	-	(1.624)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(2.156)	(532)	-	-	-	-	-
EBIT	-	8.605	13.138	13.409	13.280	13.368	12.878	12.413	12.364	13.028	12.541	12.278	12.484	12.137	11.866	11.975	12.369	12.255	12.130	12.233	12.336	12.434	12.532	12.625	12.815	13.003	14.820	15.543	15.739	15.924	16.114	5.616
Total Tax	(4.684)	1.560	(2.945)	(3.742)	(3.707)	(3.731)	(3.594)	(3.465)	(3.451)	(3.636)	(3.500)	(3.427)	(3.484)	(3.388)	(3.312)	(3.342)	(3.452)	(3.421)	(3.386)	(3.414)	(3.443)	(3.470)	(3.498)	(3.524)	(3.577)	(3.629)	(4.136)	(4.338)	(4.393)	(4.444)	(4.497)	(1.567)
Change in WK	-	(848)	(435)	(19)	13	(4)	43	40	7	(51)	42	24	(13)	31	25	(5)	(28)	13	14	(4)	(4)	(4)	(4)	(3)	(11)	(11)	(11)	(11)	(11)	(10)	(11)	791
Total CapEx	(46.837)	(7.215)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA-TAX	(51.520)	3.726	11.914	11.803	11.743	11.789	11.482	11.145	11.076	11.498	11.239	11.031	11.142	10.937	10.735	10.784	11.045	11.004	10.914	10.970	11.045	11.116	11.187	11.254	11.383	11.519	11.204	11.194	11.335	11.470	11.606	4.840