



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

REGIONE RAS



PROVINCIA DI SASSARI



COMUNE DI SASSARI

CENTRALE FOTOVOLTAICA IN ZONA AGRICOLA "PUTZULU"

Progetto per la costruzione e l'esercizio di una Centrale Fotovoltaica a terra e delle relative opere di connessione alla RTN, con potenza del campo fotovoltaico pari a **50,12 MWp**, capacità di generazione pari a **48,30 MW**, con mantenimento dell'attività agro-zootecnica esistente, da realizzare nel Comune di Sassari (SS).

Area agricola in Regione Cuguragiu presso SP 56 (Bancali - Abbacurrente) -
Strada vicinale Ponti Pizzinnu, Proprietà F.Ili Putzulu, Fg. 4 Comune Censuario di Sassari (I452A)

FASE DI PROGETTO :
DEFINITIVO PER A.U.

OTTENIMENTO AUTORIZZAZIONE UNICA (Art.12, D. Lgs 387/03)

con associata

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (Art.23, D. Lgs 152/06)

Proponente dell'impianto FV:



INE CUGULARGIU S.R.L.
A Company of ILOS New Energy Italy

INE CUGULARGIU S.r.l.

Piazza di Santa Anastasia n. 7
00186 Roma (RM)
PEC: inecugulargiust@legalmail.it

Gruppo di progettazione:

Ing. Silvestro Cossu - Progettazione generale.

Dott. Geologo Giovanni Calia - Studi e indagini geologiche, idrogeologiche e geotecniche, Studio di Impatto Ambientale.

Dott. Roberto Cogoni - Analisi e valutazioni naturalistiche, caratterizzazione biotica, SIA.

Dott. Agronomo Giuliano Sanna - Analisi e valutazioni agronomiche.

Dott. Pianificatore Antonio Ganga - Indagini e Analisi delle proprietà pedologiche.

Dott.ssa Archeologa Noemi Fadda - Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico.

Dott.ssa Arch. Patrizia Sini - Assetto paesaggistico e opere di mitigazione.

Ing. Marietta Lucia Brau - Progettazione tecnica.

Per. Ind. Alessandro Licheri - Sviluppo soluzione progettuale ed elaborati tecnici per l'impianto FV e per Opere di Connessione alla rete AT.

Per. Ind. Fabiana Casula - Sviluppo progettuale layout elettrico e dimensionamento elettrico centrale fotovoltaico, elaborati grafici tecnici.

Coordinatore generale della progettazione
per il gruppo ILOS New Energy Italy s.r.l.



M2 ENERGIA S.r.l.

Via C. D'Ambrosio n. 6, 71016,
San Severo (FG)
PEC: m2energia@pec.it

Proponenti responsabili

Spazio riservato agli uffici:

| | | | | | | |
|-------------------------|--|----------------|-------------|---------------|--------------------------|--------------------------------------|
| VIA | Nome elaborato: | | | | Codice elaborato | |
| | Presentazione del Proponente e impegni | | | | GG PP | |
| N. progetto SS0Ss01 | N. commessa Z2W | Codice pratica | Protocollo | Scala - | Formato di stampa: A4 | |
| Rev. 00 del 15/11/21 | Rev. 01 del | Rev. 02 del | Rev. 03 del | Verificato il | Approvato il | Rif. file : SS01Ss01_GG_PP_00 |

PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE E IMPEGNI

INDICE

1. PREMESSA SU QUADRO REGOLATORIO DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI FER

- 1.1 Le origini e i principi del quadro regolatorio Nazionale e Comunitario.
- 1.2 Il vigente quadro regolatorio Nazionale e Comunitario.

2. IL PROPONENTE E IL GRUPPO SOCIETARIO DI RIFERIMENTO

- 2.1 Generalità
- 2.2 Estremi delle società e dei responsabili.

3. GLI INVESTIMENTI SU GRANDI IMPIANTI FV IN ZONA AGRICOLA

- 3.1 Il quadro legislativo vigente per gli impianti fotovoltaici in aree agricole – condizioni per l'accesso agli incentivi.
- 3.2 Soluzione tipiche per gli impianti agrovoltaici.
- 3.3 Condizioni per la realizzazione in termini vantaggiosi di un impianto agrovoltaico.
- 3.4 La scelta della soluzione ottimale nel sito in oggetto.

4. IMPEGNI DEL PROPONENTE – MISURE COMPENSATIVE

- 4.1 Le eventuali misure compensative previste dalla legislazione vigente.
- 4.2 Impegni di compensazione monetaria proporzionali ai risultati della produzione.
- 4.3 Impegni per il mantenimento/potenziamento dell'attività zootecnica preesistente.

Il presente documento contiene impegni per la **corresponsione annuale di Oneri di Compensazione, correlati ai risultati economici di esercizio della centrale**, e sulla conduzione agro-zootecnica dell'insediamento; gli impegni sono assunti dai Sigg.ri:

Sergio Chiericoni: legale rappresentante della società proponente **INE CUGULARGIU s.r.l.**
nato a Roma (RM) il 26/04/1967; CF: CHR SRG 67D26H501O
Domiciliato per il ruolo che ricopre in Piazza di Sant'Anastasia, 7 – 00186 Roma

Sascha Klos: legale rappresentante della società **ILOS NEW ENERGY ITALY s.r.l.**,
socio unico della società proponente INE CUGULARGIU s.r.l.
nato a Heidelberg Germania il 20/01/1981; CF: KLS SCH 81A20Z112G
Domiciliato per il ruolo che ricopre in Piazza di Sant'Anastasia, 7 – 00186 Roma

Giancarlo Dimauro: legale rappresentante della società **M2 Energia s.r.l.**
nato a San Severo (FG) il 17/11/1955; CF: DMR GCR 55S171158F
Domiciliato per il ruolo che ricopre in Via La Marmora, 3 – 71016 San Severo (FG)

con modalità da perfezionarsi con gli interlocutori istituzionali qualificati che saranno definiti in sede di Autorizzazione.

1. PREMESSA SUL QUADRO REGOLATORIO DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI FER

1.1 Le origini e i principi del quadro regolatorio Nazionale e Comunitario.

L'emanazione della Direttiva 2001/77/CE del 27/09/2001, costituisce, di fatto, il primo importante passo della Comunità Europea verso la promozione dell'utilizzo delle Fonti Rinnovabili di Energia (FER), per contrastare il riscaldamento climatico del pianeta, in accordo con gli indirizzi tracciati nel protocollo di Kyoto del 1997.

I principi e gli impegni Comunitari contenuti nella D. 2001/77/CE hanno trovato applicazione in Italia con l'emanazione del DIs 387/2003.

L'art.12 del DIs 387/2003 disciplina le modalità di Autorizzazione alla Costruzione ed Esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da FER; tale disciplina è stata successivamente oggetto di modifiche e semplificazioni che al momento si concretizzano nei contenuti della L.108/21 di conversione del DL n.77/21 di semplificazione.

Ad oggi, in Italia (e nella UE), risulta pertanto quanto segue:

1. L'attività di **produzione di energia elettrica è libera** (cfr. DIs 79/99 e punti 1.1 e 1.3 del DM 10/09/10) e si esplica all'interno di una disciplina di tipo **autorizzatorio** e non più **concessorio** (come avveniva prima della Direttiva 96/92/CE).
2. Un impianto di produzione di energia da FER può essere realizzato da chiunque, nei termini di legge (DIs 387/03 e DIs 28/11 e s.m.i.) e il Gestore di Rete con **obbligo di connessione di terzi** (questo si *concessionario* della rete di Trasmissione o di Distribuzione) **ha l'obbligo di connettere alla rete l'impianto di produzione da FER**, purché siano rispettati i dovuti requisiti tecnici (DIs 387/03, Art.14 comma 2, lettera f-quater: **obbligo anche in caso in cui la rete non sia tecnicamente in grado di ricevere l'energia prodotta ma possano essere adottati interventi di adeguamento congrui**).
3. Il regime **autorizzatorio** (sancito dall'art.6 della D. 2001/77/CE e recepito dall'art.12 del DIs 387/03 e dal DIs 28/11, oggetto di recenti e importanti modifiche con la L.108/21 del 29/07/21), **è tale da favorire l'iniziativa privata, privilegiando la realizzazione degli impianti e ponendo in subordine le problematiche di rete**.
4. Tale impostazione generale, unitamente ai sostegni operativi concessi (incentivi sulla produzione) si è dimostrata strumento valido per favorire l'evoluzione dello sfruttamento delle FER, in special modo nel sud Italia, **e consentirà ancora (nel prossimo decennio) all'iniziativa privata, di realizzare grandi impianti in grado di produrre energia pulita a prezzi di mercato (ancora ed in special modo nel sud Italia)**.

1.2 Il vigente quadro regolatorio Nazionale e Comunitario.

Alla data odierna il quadro regolatorio comunitario è costituito, in via principale, dai seguenti due provvedimenti:

1. il **Regolamento UE n.2018/1999** dell'11/12/2018, sulla **Governance dell'Unione dell'Energia**, che definisce i traguardi per il 2030 in materia di energia e clima di ciascun stato membro (Art.4) e che è stato oggetto di recente aggiornamento con regolamento **UE n.2021/1119 del 30/06/21, che sancisce l'obiettivo vincolante di neutralità climatica al 2050** (Art.1);
2. la **Direttiva UE n.2018/2001** dell'11/12/2018, sulla **Promozione dell'uso dell'energia da Fonti Rinnovabili**, che stabilisce la quota di energia da Fonti Rinnovabili sul Consumo Finale Lordo (CFL) di Energia nell'unione al 2030 (**art.3: 32% di FR sul CFL**).

La proposta di **PNIEC** (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) elaborata dallo Stato Italiano (versione del dicembre 2019), unitamente al **PNRR** (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza dell'Aprile 2021) risponde agli impegni dettati da tali due provvedimenti sovraordinati (obiettivo Italia: **30% di FR sul CFL**) e **dovrà adeguarsi al nuovo e più sfidante regolamento UE n.2021/1119.**

Il regolamento **UE 2021/1119 del 30/06/21** stabilisce infatti i seguenti tre obiettivi/traguardi:

- 1. Obiettivo vincolante della neutralità climatica nell'Unione al 2050 (art.1).**
- 2. Traguardo vincolante di riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra (emissioni al netto degli assorbimenti) di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030 (art.4)**
- 3. Emissioni negative nell'Unione successivamente al 2050 (art.2).**

In termini numerici i pozzi naturali in grado di assorbire maggiori quantità di carbonio rispetto a quella che emettono (suolo, foreste, oceani), **ad oggi rimuovono circa 9,5 ÷ 11 Gtonn/y di gas antropogenici; nel 2019 le emissioni globali di CO₂ hanno superato di più di tre volte (circa 38 Gtonn/y) la capacità di assorbimento dei pozzi naturali** (fonte: Parlamento Europeo, Direz. Gen. Comunicazione, Articolo del 28/06/21).

Ad oggi, nessun pozzo di assorbimento artificiale è in grado di rimuovere la necessaria quantità di carbonio dall'atmosfera necessaria a combattere il riscaldamento globale.

Il carbonio conservato nei pozzi naturali come le foreste è rilasciato nell'atmosfera attraverso gli incendi, i cambiamenti nell'uso del terreno e i disboscamenti.

Per questo motivo è fondamentale ridurre le emissioni di carbonio per poter raggiungere la neutralità climatica.

L'UE aspira a diventare il primo continente a togliere dall'atmosfera almeno tanta CO₂ quanta ne produce, entro il 2050.

Si legge nell'art.4 del regolamento UE 2021/1119: *“Al fine di garantire che siano profusi sforzi di mitigazione sufficienti fino al 2030, ai fini del presente regolamento e fatto salvo il riesame della legislazione dell'Unione di cui al paragrafo 2, il contributo degli assorbimenti netti al traguardo dell'Unione in materia di clima per il 2030 è limitato a 225 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente (0,225 Gtonn/y ndr). Al fine di potenziare il pozzo di assorbimento del carbonio in linea con l'obiettivo del conseguimento della neutralità climatica entro il 2050, l'Unione punta ad aumentare il volume del proprio pozzo netto di assorbimento del carbonio nel 2030.”*

In questo contesto il ruolo numerico e temporale svolto dalla produzione di energia da FER è rilevante.

Considerato che **un ettaro di foresta assorbe attorno a 20 ÷ 50 tonn CO₂/y** e che una pala eolica da **un MW**, che produce annualmente circa 2500 MWh/y, evita emissioni di CO₂ per circa (2500 MWh/y x 0,544 tonn/MWh) **1360 tonn/y**, si percepisce la portata delle FER ai fini della riduzione globale della CO₂.

Una pala eolica da 1 MW, la cui messa in esercizio può richiedere poco più di un anno (al netto dei tempi per l'ottenimento delle autorizzazioni), **evita pertanto emissioni di CO₂ corrispondenti a circa:**

$$\frac{1360 \text{ tCO}_2 \text{ evitata/y}}{20\div 50 \text{ tCO}_2 \text{ assorbita/ha y}} = \text{ordini di grandezza} \approx 27 \div 68 \text{ ha di foresta}$$

Ad analoghi risultati si giunge considerando un ettaro di terreno “impiantato” per la produzione di energia elettrica fotovoltaica.

Peraltro i tempi necessari per l'impianto e la "messa in esercizio" di nuove foreste non sono paragonabili con i tempi di costruzione e messa in esercizio di un impianto di produzione energia da FER.

La produzione di energia da FER costituisce pertanto, sia per celerità di messa in esercizio che per quantità di emissioni antropogeniche evitate, il primo strumento oggi disponibile per il raggiungimento dell'obiettivo di decarbonizzazione nei tempi necessari ad evitare l'irreversibilità del riscaldamento globale del pianeta e i cambiamenti climatici.

In questo contesto normativo e programmatico che promuove e incentiva la produzione di energia elettrica da Fonti Rinnovabili, all'interno del generale "***principio di massima diffusione delle fonti di energia rinnovabili***" di dettato comunitario e costituzionale (cfr. sentenza Corte Costituzionale n. 224 del 2012), gli obiettivi sopra delineati potranno essere raggiunti in via principale con l'installazione, **da parte di soggetti privati**, di impianti Eolici e Fotovoltaici, che ad oggi rappresentano le tecnologie più mature in termini di produzione sostenibile di energia elettrica da Fonti Rinnovabili.

Il Fotovoltaico in particolare ha oramai raggiunto un livello affidabilità tecnologica e costi unitari che, almeno per gli impianti Utility Scale, lo rendono in grado di autosostenersi, **senza necessità di ulteriori incentivi pubblici**.

In definitiva, nel rispetto del quadro autorizzatorio vigente, lo sviluppo degli impianti è oggi (in via prevalente) lasciato alla libera iniziativa privata, ovvero il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del pianeta dipendono da investimenti di privati che effettueranno tali investimenti in condizioni di sostenibilità economica (eventualmente adjuvata da incentivi e contributi o in assenza di questi).

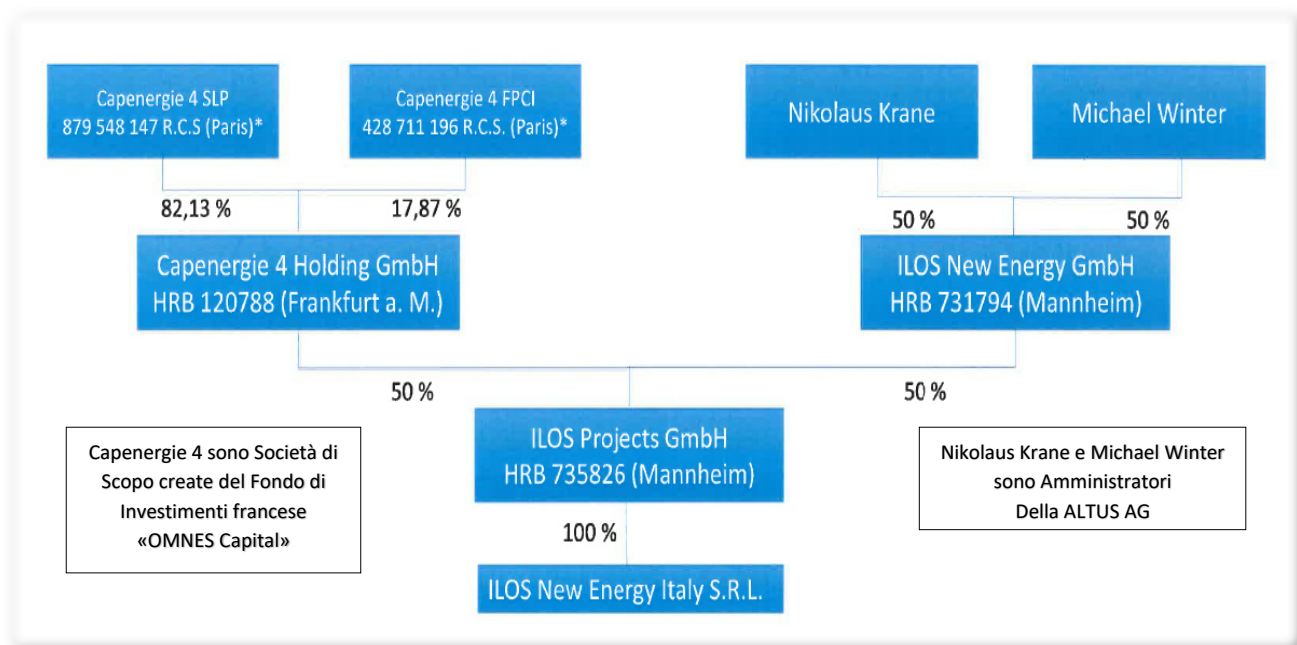
2. IL PROPONENTE E IL GRUPPO SOCIETARIO DI RIFERIMENTO

2.1 Generalità

All'interno del quadro regolatorio e degli obiettivi numerici sopra delineati, nonché del tornaconto economico associabile a corretti investimenti nel settore delle FER, il fondo francese **OMNES Capital**, in partnership con la **ILOS NEW ENERGY GMBH (ex ALTUS NEW ENERGY GMBH)** società referenziata nella costruzione e gestione di impianti di produzione di energia elettrica da Fonti Rinnovabili, hanno creato la **ILOS PROJECTS GMBH** attraverso la quale hanno pianificato, nel medio-lungo periodo, investimenti in tutta Europa e pertanto anche in Italia, per la realizzazione di nuovi impianti da FER.

Per lo sviluppo degli investimenti in Italia è stata costituita la società specifica **ILOS NEW ENERGY ITALY S.R.L.** (le cui quote sono possedute al 100% dalla **ILOS PROJECTS GMBH**) con il compito (oggetto sociale) di progettare, costruire e gestire, centrali elettriche da Fonti Rinnovabili.

Di seguito l'esemplificazione dell'assetto del gruppo societario.



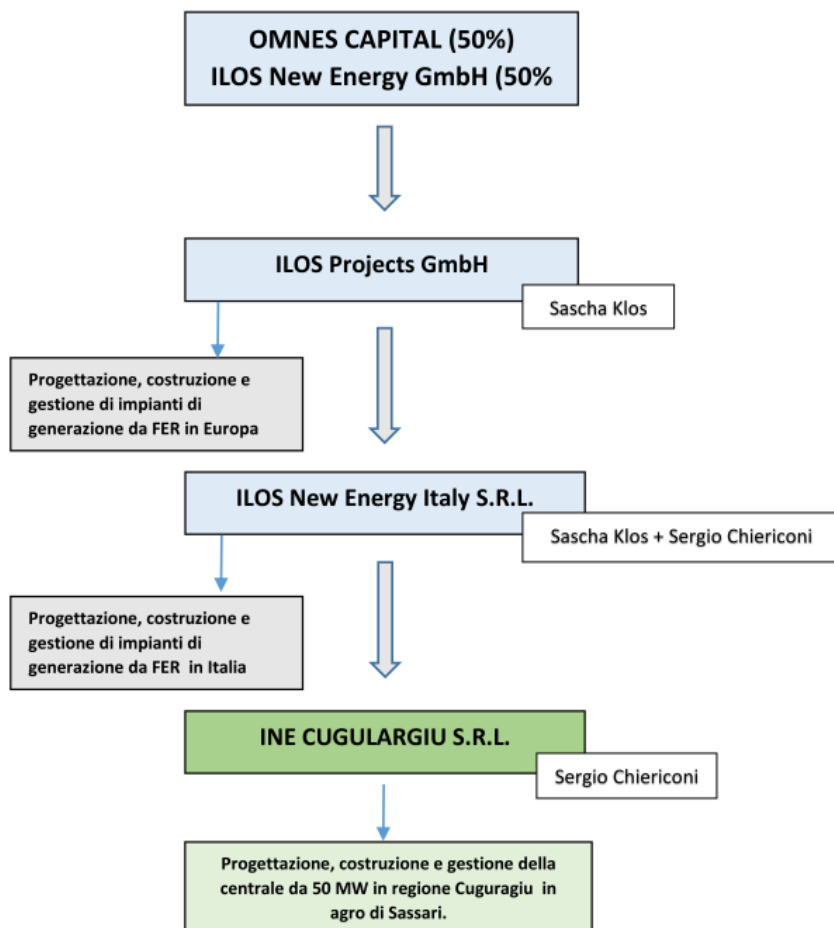
ILOS Projects GmbH è stata fondata dalla ALTUS – società tedesca referenziata nella costruzione e gestione di impianti di produzione di energia elettrica da Fonti Rinnovabili – nel 2018 con l'obiettivo di sviluppare il fotovoltaico anche in Europa.

Dopo circa 18 mesi Omnes Capital, una delle principali società di private equity francese approvate dalle autorità finanziarie francesi, con oltre 3,8 miliardi di euro di asset in gestione, ha acquisito il 50% in ILOS al fine di facilitarne la crescita attraverso la fornitura di capitale di sviluppo e finanziamenti per la costruzione.

La visione del Gruppo ILOS è diventare un IPP che sviluppa, costruisce e gestisce asset fotovoltaici nei mercati principali di Italia, Spagna, Paesi Bassi, Grecia, Regno Unito, Irlanda e, più recentemente, anche in Austria.

Alla fine del 2019 ILOS Projects GmbH ha fondato **ILOS New Energy Italy** per crescere significativamente nel mercato delle FER italiano, avendo individuato in Italia il giusto contesto per avviare un programma di investimenti sul lungo periodo.

La società proponente del presente progetto **INE CUGULARGIU s.r.l.** (le cui quote sono possedute al 100% dalla **ILOS NEW ENERGY ITALY S.R.L.**), rappresenta pertanto una SPV di scopo, appositamente costituita per lo sviluppo del progetto della centrale fotovoltaica nel sito individuato e contrattualizzato in regione Cuguragiu in agro di Sassari.



A lato l'organigramma societario sopra descritto.

Per lo sviluppo degli investimenti in Italia la società ILOS New Energy Italy s.r.l. si avvale della società di coordinamento:

M2 ENERGIA s.r.l. con sede a San Severo (FG).

La società M2 ENERGIA s.r.l. è la società proponente per gli aspetti agrovoltai e avrà inoltre il compito di gestire le operazioni di O&M degli impianti realizzati in Italia, in simbiosi con la conduzione agricola e zootecnica dei fondi interessati dagli impianti.

2.2 Estremi delle società e dei responsabili.

Le Società del Gruppo:

ILOS PROJECT GMBH

Sede legale: Karlsruhe Kleinoberfeld 5 - Germania

Amministratore: **Sascha Klos**

Scopo sociale: Progettazione, costruzione e gestione di impianti da FER in **Europa**

ILOS NEW ENERGY ITALYS S.R.L.

Sede legale: Piazza di Santa Anastasia, 7 – 00186 Roma (RM); CF/P.IVA 15478381005

Scopo sociale: Progettazione, costruzione e gestione di impianti da FER in **Italia**

Amministratori: **Sascha Klos**
Nikolaus Krane

INE CUGULARGIU S.R.L.

Sede legale: Piazza di Santa Anastasia, 7 – 00186 Roma (RM); CF/P.IVA 16208211009

Scopo sociale: Società di scopo per la progettazione, costruzione e gestione
della centrale in oggetto.

Amministratori: **Sascha Klos**
Roberto Braghieri
Sergio Chiericoni

M2 ENERGIA S.R.L. (Società Partner)

Sede legale: Via La Marmora, 3 – 71016 San Severo (FG); CF/P.IVA 03894230717

Scopo sociale: Società per la gestione degli impianti da FER in Italia.

Amministratore: **Giancarlo di Mauro**

Le persone di riferimento per il presente progetto:

Sergio Chiericoni: legale rappresentante della società proponente **INE CUGULARGIU s.r.l.**
nato a Roma (RM) il 26/04/1967; CF: CHR SRG 67D26H501O
Domiciliato per il ruolo che ricopre in Piazza di Sant'Anastasia, 7 – 00186 Roma

Sascha Klos: legale rappresentante della società **ILOS NEW ENERGY ITALY s.r.l.**,
socio unico della società proponente INE CUGULARGIU s.r.l.
nato a Heidelberg Germania il 20/01/1981; CF: KLS SCH 81A20Z112G
Domiciliato per il ruolo che ricopre in Piazza di Sant'Anastasia, 7 – 00186 Roma

Giancarlo Dimauro: legale rappresentante della società **M2 Energia s.r.l.**
nato a San Severo (FG) il 17/11/1955; CF: DMR GCR 55S171158F
Domiciliato per il ruolo che ricopre in Via La Marmora, 3 – 71016 San Severo (FG)

3. GLI INVESTIMENTI SU GRANDI IMPIANTI FV IN ZONA AGRICOLA

3.1 Il quadro legislativo vigente per gli impianti fotovoltaici in aree agricole – condizioni per l'accesso agli incentivi.

Gli impianti in aree agricole sono ammissibili ai sensi dell'art.12, comma 7 del Dls 387/03, così come integrato dal comma 9 dell'art.5 del DM 19/02/07, *“anche gli impianti Fotovoltaici possono essere realizzati in aree classificate agricole dai vigenti piani urbanistici senza la necessità di effettuare la variazione di destinazione d'uso dei siti di ubicazione dei medesimi impianti fotovoltaici”*.

Tale disposizione è ripresa nel punto 15.3 del DM 10/09/10 che nel secondo periodo recita: *“Gli impianti possono essere ubicati in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici, nel qual caso l'autorizzazione unica non dispone la variante dello strumento urbanistico”*.

Peraltro, per gli impianti a terra ricadenti in aree agricole, il comma 1 dell'art.65 della legge n°27/12, **dispone il divieto di accesso ad incentivi**: *“Agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole, non è consentito l'accesso agli incentivi statali di cui al Dls N°28/11”*.

Di recente il Decreto semplificazioni N.77/21, convertito dalla **Legge 108/21 del 29/07/21**, ha esteso agli impianti **“agrovoltaici”** la possibilità di accesso agli incentivi seppur con determinate prescrizioni; dispone infatti il comma 5 dell'art.31 della Legge n.108/21:

5. *All'articolo 65 del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, dopo il comma 1 -ter sono inseriti i seguenti:*

«1 -quater. Il comma 1 non si applica agli impianti agrovoltaici che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione.

1 -quinqües. L'accesso agli incentivi per gli impianti di cui al comma 1 -quater è inoltre subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

1 -sexies. Qualora dall'attività di verifica e controllo risulti la violazione delle condizioni di cui al comma 1 -quater, cessano i benefici fruiti»

3.2 Soluzione tipiche per gli impianti agrovoltaici.

Le indicazioni fornite ai fini dell'accesso agli incentivi poggiano su diversi studi, tesi a conciliare la produzione di energia con l'utilizzo agricolo dei terreni sottostanti i moduli, fra i quali rileva lo studio effettuato dall'Oregon State University, secondo cui (rapporto pubblicato il 07/08/19) **l'ombreggiamento di porzioni di terreno, limitando il fenomeno dell'evaporazione, conduce ad un miglioramento della resa vegetativa del suolo.**

Infatti la desertificazione dipende dallo squilibrio che si crea fra l'evaporazione dell'acqua contenuta nel suolo, in ragione dell'energia solare incidente su questo, rispetto a quanto apportato dalle normali piogge di stagione. **La riduzione dell'energia solare incidente sul suolo, per quanto captato e trasformato dai moduli FV (circa l'8%÷10% della radiazione al suolo), si traduce in un'azione di riequilibrio che aumenta l'umidità relativa del suolo occupato dall'impianto.**

Il miglioramento del microclima che si verifica sul suolo per via della riduzione della radiazione solare incidente su questo, induce pertanto verso lo sviluppo di soluzioni integrate che consentono di continuare ad utilizzare buona parte del suolo (seppur con gli ostacoli derivanti dalla presenza delle strutture dei moduli) **anche con aumento della produttività agricola del medesimo.**

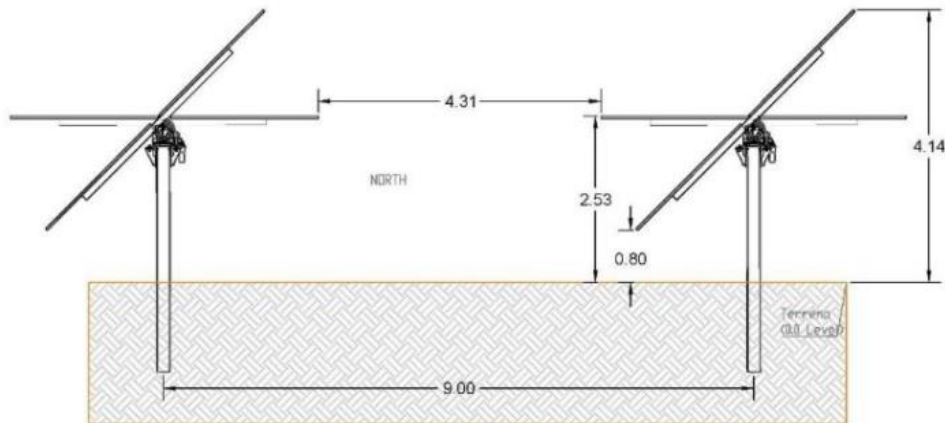
Per conciliare tali soluzioni integrate sono state sviluppate soluzioni tecnologiche che prevedono la rotazione dei moduli su tracker (inseguitori) **disposti su due file** ad una considerevole altezza dal suolo.

Rimane in tal modo inalterata (rispetto alla soluzione convenzionale con un solo modulo in rotazione ed a parità di condizioni di ombreggiamento dei moduli) la quantità di moduli insediata per ettaro di superficie (parametro MWp/ha).

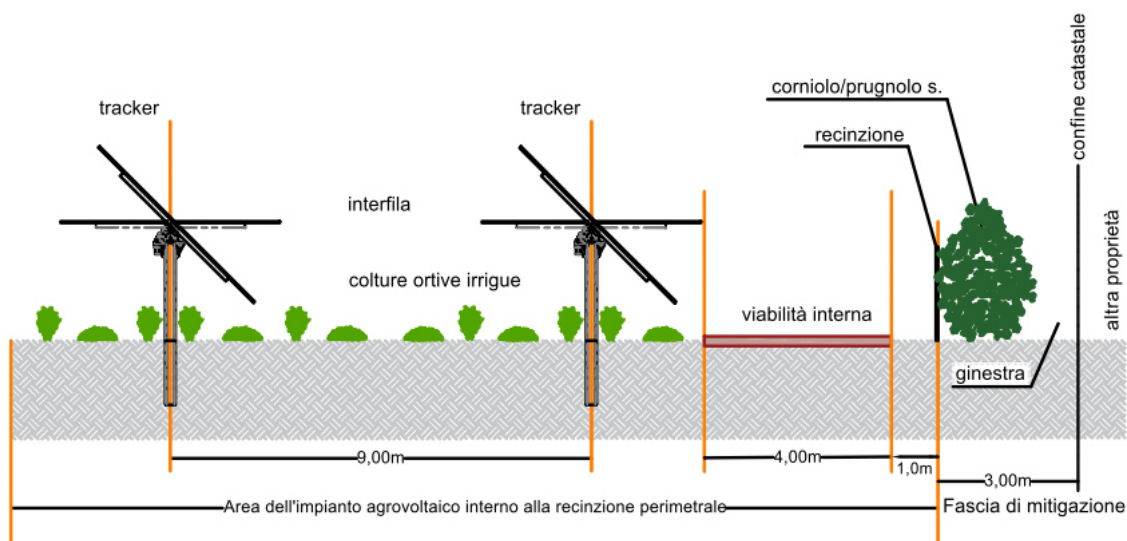
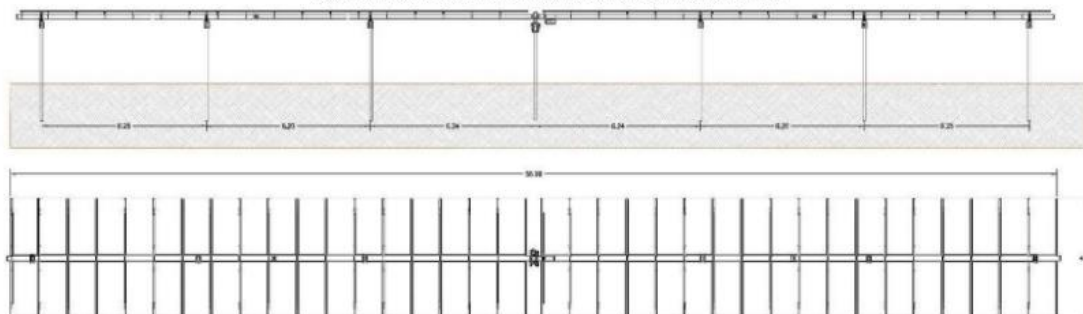
Di seguito immagini tipiche della installazione agrivoltaica prospettata nel progetto del gruppo ILOS previsto nell'impianto in Comune di Nardò (LE).

Figura 3.1. Prospetto trasversale e longitudinale delle strutture da installare

Sezione trasversale dei tracker con inclinazione 0° e 45°



Vista frontale e vista dall'alto dei tracker con inclinazione 0°



In questo contesto la società **ILOS NEW ENERGY S.R.L.**, avvalendosi della operatività della società **M2 ENERGIA s.r.l.**, e tramite specifiche società di scopo, ha già sviluppato e presentato diversi progetti di impianti Agrivoltaici nella regione Puglia, fra i quali si segnalano:

1. Agrovoltaico “Mezzana Grande” da circa 45 MW nel Comune di Ascoli Satriano (FG)-Puglia
2. Agrovoltaico “Maramonti” da circa 67 MW nel Comune di Nardò (FG)-Puglia
3. Agrovoltaico “Masseria Sterpara Sottana” da circa 20 MW nel Comune di Montemilone (PZ)-Basilicata

Inoltre la società **M2 ENERGIA s.r.l.**, in accordo con l’Università degli Studi di Foggia – Dipartimento di Scienze Agrarie degli Alimenti e dell’Ambiente, ha attivato un protocollo d’intesa con il Comune di San Severo (FG) (D.GC n.164 del 29/09/21) per la realizzazione di un impianto pilota a carattere sperimentale con la finalità di:

“sperimentare, validare, agronomicamente ed economicamente, la consociazione tra coltivazioni orticole/vegetali/officinali con l’utilizzo di coperture in pieno campo di strutture che generano un ombreggiamento dinamico, comparando i risultati, mettendo in luce i punti di forza e debolezza e contestualizzando il progetto nell’ambito del dibattito scientifico mondiale;”

Tali soluzioni tipologiche, sono attualmente **“sponsorizzate” dal PNRR**; lo schema di Decreto Legislativo di attuazione della Direttiva UE 20018/2001 e del PNRR, approvato dal Consiglio dei Ministri in data 04/08/21, al comma 1, lettera c) nell’art.14 (*“Criteri specifici di coordinamento fra misure del PNRR e strumenti di incentivazione settoriali”*) dispone infatti:

“c) in attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 “Sviluppo del sistema agrivoltaico”, sono definiti criteri e modalità per incentivare la realizzazione di impianti agrivoltaici attraverso la concessione di prestiti o contributi a fondo perduto, realizzati in conformità a quanto stabilito dall’articolo 65, comma 1-quater, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, che, attraverso l’implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione energetica, non compromettano l’utilizzo dei terreni dedicati all’agricoltura. Con il medesimo decreto sono definite le condizioni di cumulabilità con gli incentivi tariffari di cui al Capo II del presente decreto legislativo;”

3.3 Condizioni per la realizzazione in termini vantaggiosi di un impianto agrovoltaico.

Le condizioni per un fattivo sviluppo della soluzione ibrida sopra delineata, sono sostanzialmente le seguenti:

1. Disponibilità di grandi estensioni di terreni pianeggianti, necessari per l’insediamento dei tracker (in siti scevri da vincoli cogenti di natura ambientale, paesaggistica, archeologica, ecc.).
2. Siti e terreni di qualità agricola adeguata alle coltivazioni di prodotti ortofrutticoli o affini, che comportino una attività di lavorazione con mezzi leggeri, di ingombro ridotto, compatibili con gli ostacoli frapposti dalle strutture dei tracker.
3. Contesto agricolo già vocato alla lavorazione, trasformazione, confezionamento e commercializzazione di prodotti agricoli, in modo economicamente sostenibile e compatibile con la soluzione ibrida.
4. Suolo con caratteristiche geotecniche tali da permettere l’infissione di sostegni (di altezza e interasse elevato) con battipalo, in grado di sostenere le strutture dei tracker ed in particolare di sopportare le grandi sollecitazioni dovute alla spinta del vento, senza esecuzione di opere di fondazione in cls (inconciliabili con l’utilizzo e la conservazione agricola del fondo).

3.4 La scelta della soluzione ottimale nel sito in oggetto.

Le caratteristiche geotecniche del suolo del sito in oggetto, dedotte da una molteplicità di sondaggi, per la presenza di roccia a circa 50 cm di profondità dal suolo, **di fatto impediscono la realizzazione della soluzione tipologica “standard” necessaria per un utilizzo agrovoltaiico del fondo.**

Le strutture destinate a sorreggere le “vele” dei moduli, per sopportare la spinta del vento avrebbero richiesto importanti opere di fondazione in cls, assolutamente inammissibili in area agricola.

Si è pertanto optato per l’installazione di una struttura “bassa”, convenzionale, di basso impatto visivo, con un solo modulo in rotazione East-West.

Altresì le caratteristiche pedologiche del suolo non sono consone ad un utilizzo agricolo profittevole del medesimo.

Per il sito in esame, pertanto, non sussistono le condizioni tecniche per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico sollevato dal suolo (utilizzabile per colture agricole sostenibili) ed eventualmente incentivabile.

La centrale fotovoltaica in progetto è pertanto finalizzata alla produzione di energia elettrica da vendere sul libero mercato (in assenza di incentivi), direttamente a traders con prezzi orari derivanti dal MGP (Mercato del Giorno Prima) ovvero con contratti a lungo termine (PPA - Power Purchase Agreement) a prezzi prefissati.

4. IMPEGNI DEL PROPONENTE – MISURE COMPENSATIVE

4.1 Le eventuali misure compensative previste dalla legislazione vigente.

Gli impianti FV durante l'esercizio non producono rumore, vibrazioni, luce, calore, radiazioni, emissioni in atmosfera, reflui, rifiuti e non impegnano risorse idriche.

Per contro contribuiscono in modo tangibile alla decarbonizzazione del pianeta e concorrono alla riduzione del riscaldamento globale origine dei cambiamenti climatici.

Su scala locale, il principale impatto ambientale associato all'insediamento di un impianto FV a terra, è riconducibile alla trasformazione del territorio e all'alterazione degli equilibri naturalistici tipici del sito, **derivanti dall'inserimento di un corpo estraneo di grandi dimensioni, totalmente avulso al contesto naturale preesistente all'insediamento.**

Una attenta progettazione, nel rispetto delle caratteristiche dell'habitat, degli aspetti paesaggistici e dell'utilizzo agro-zootecnico preesistente, volta alla mitigazione degli impatti visivi e alla creazione di prospettive per il mantenimento e il potenziamento delle attività economiche esistenti, certamente contribuisce a rendere meno invasivo ogni insediamento.

Il proponente ha piena consapevolezza dell'impatto (nel caso in esame prevalentemente paesaggistico), associato alla realizzazione dell'impianto **e soprattutto è consapevole degli impatti, in senso più esteso, che potranno derivare da una moltitudine di impianti che verosimilmente saranno installati nelle aree agricole della Sardegna**, in ragione delle sue favorevoli caratteristiche di irraggiamento, per il raggiungimento degli obiettivi comunitari.

Ai fini dell'accettazione delle comunità locali di tali insediamenti ineluttabili, nonché a parziale compensazione degli impatti derivanti, il proponente ritiene pertanto necessario assicurare al territorio significative ricadute economiche, anche proporzionate all'effettiva produzione energetica degli impianti.

Si ritiene infatti opportuno e auspicabile che, oltre alle ricadute economiche dirette associabili alle attività di costruzione e gestione dell'impianto e al mantenimento/potenziamento dell'attività agro-zootecnica, **anche una quota parte del valore economico derivante dalla produzione di energia elettrica possa ricadere sul territorio che ospita gli impianti.**

Ai fini della definizione delle misure compensative è bene ribadire quanto attualmente disposto dalla legislazione vigente.

Come già osservato nel primo capitolo della presente, **l'attività di produzione di energia elettrica è libera** (cfr. Dls 79/99) e si esplica all'interno di una disciplina di tipo **autorizzatorio tale da favorire l'iniziativa privata**; *“A tale attività si accede in condizioni di uguaglianza, senza discriminazioni nelle modalità, condizioni e termini per il suo esercizio”* (art. 1.1 del DM 10/09/10).

Vale pertanto la pena di soffermarsi ancora a riflettere sul fatto che gli obiettivi di decarbonizzazione del pianeta possono raggiungersi solo in forza di investimenti di natura privata che, come tali, saranno attivati sulla scorta di un piano industriale sostenibile per l'investitore.

Un impianto di produzione di energia da FER può essere realizzato ed esercito da chiunque, nei termini di legge (Dls 387/03 e Dls 28/11) e per esso **non si possono imporre condizioni e/o misure compensative economiche.**

Ai sensi del punto 13.4 del DM10/09/10 *“Le Regioni o le Province delegate non possono subordinare la ricevibilità, la procedibilità dell’istanza o la conclusione del procedimento alla presentazione di prevee convenzioni ovvero atti di assenso o gradimento da parte dei comuni il cui territorio è interessato dal progetto”*.

A termini dell’art. 12, comma 6, del DIs 387/03 e del punto 2, dell’Allegato 2 al DM 10/09/10, **l’Autorizzazione Unica alla costruzione ed esercizio NON può essere subordinata e NON può prevedere misure compensative a favore di Regione e Province, né meramente patrimoniali o economiche ai Comuni (punto 14.15 DM 10/09/10).**

Il punto 2, dell’Allegato 2 al DM 10/09/10, definisce il quadro regolatorio per *“l’eventuale fissazione di misure compensative”* e dispone:

2. Fermo restando, anche ai sensi del punto 1.1 e del punto 13.4 delle presenti linee-guida, che per l’attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non è dovuto alcun corrispettivo monetario in favore dei Comuni, l’Autorizzazione unica può prevedere l’individuazione di misure compensative a carattere non meramente patrimoniale, a favore degli stessi comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi, nel rispetto dei seguenti criteri:

- a) non dà luogo a misure compensative, in modo automatico, la semplice circostanza che venga realizzato un impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili, a prescindere da ogni considerazione sulle sue caratteristiche e dimensioni e dal suo impatto sull’ambiente (Cons. di Stato parere n.2849 del 14/10/08);*
- b) le «misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale» sono determinate in riferimento a «concentrazioni territoriali di attività, impianti ed infrastrutture ad elevato impatto territoriale», con specifico riguardo alle opere in questione (sentenze Corte Cost. n.383/05 e n.248/06);*
- c) le misure compensative devono essere concrete e realistiche, cioè determinate tenendo conto delle specifiche caratteristiche dell’impianto e del suo specifico impatto ambientale e territoriale;*
- d) secondo l’articolo 1, comma 4, lettera f) della legge n. 239 del 2004, le misure compensative sono solo «eventuali», e correlate alla circostanza che esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di attività, impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale;*
- e) possono essere imposte misure compensative di carattere ambientale e territoriale e non meramente patrimoniali o economiche solo se ricorrono tutti i presupposti indicati nel citato articolo 1, comma 4, lettera f) della legge n. 239 del 2004 (elevate concentrazioni territoriali di impianti e infrastrutture – ndr);*
- f) le misure compensative sono definite in sede di conferenza di servizi, sentiti i Comuni interessati, anche sulla base di quanto stabilito da eventuali provvedimenti regionali e non possono unilateralmente essere fissate da un singolo Comune;*
- g) nella definizione delle misure compensative si tiene conto dell’applicazione delle misure di mitigazione in concreto già previste, anche in sede di valutazione di impatto ambientale (qualora sia effettuata). A tal fine, con specifico riguardo agli impianti eolici, l’esecuzione delle misure di mitigazione di cui all’allegato 4, costituiscono, di per sé, azioni di parziale riequilibrio ambientale e territoriale;*
- h) le eventuali misure di compensazione ambientale e territoriale definite nel rispetto dei criteri di cui alle lettere precedenti **non possono comunque essere superiori al 3 per cento dei proventi, comprensivi degli incentivi vigenti, derivanti dalla valorizzazione dell’energia elettrica prodotta annualmente dall’impianto.***

All'interno di questo quadro regolatorio cogente che non vieta al gruppo proponente di riconoscere al territorio (locale/regionale) una ricaduta economica proporzionata ai risultati derivanti dall'esercizio dell'impianto, sono state elaborate le proposte compensative di seguito descritte.

4.2 Impegni di compensazione monetaria proporzionali ai risultati della produzione.

In linea del tutto generale il proponente osserva che negli impianti realizzati in market parity, laddove il ritorno economico dell'investimento deriva dalla mera vendita dell'energia ad un prezzo unitario che può avere valore variabile di anno in anno (in questo momento è molto difficile effettuare delle previsioni in merito al costo unitario dell'energia negli anni a venire del prossimo decennio), **una volta predefinito, in sede di Business Plan, il valore unitario medio annuale di vendita dell'energia (€/MWh) che consente il ritorno atteso dell'investimento, qualora a fine anno tale prezzo unitario sia risultato maggiore al prezzo di riferimento, una aliquota (prefissata) del surplus economico può essere resa disponibile al territorio.**

Nel business plan sviluppato al proprio interno dal proponente, il valore medio unitario netto di vendita dell'energia che rende equilibrato e sostenibile l'investimento (anche tenendo conto del decadimento delle prestazioni dovute all'invecchiamento dei moduli) risulta pari a **50 €/MWh (prezzo fisso per 30 anni).**

Qualora il valore medio annuale unitario di vendita (al netto dei costi di sbilanciamento e degli oneri di sistema), **superi tale valore**, l'investitore/gestore della centrale avrà un surplus di ricavi che migliorerà le performance dell'investimento (a tutela del rischio finanziario intrinsecamente connesso).

Verificandosi tale situazione il proponente manifesta la propria disponibilità a conferire ad un soggetto pubblico il 20% di tale surplus di ricavi.

L'importo derivante dall'applicazione di tale aliquota ai ricavi, sarà pertanto reso disponibile annualmente (con modalità da perfezionarsi con gli interlocutori istituzionali qualificati) ad un soggetto pubblico (locale/regionale), **che costituirà un fondo col fine specifico e vincolante di adoperarlo per i seguenti scopi** (in accordo con le finalità stabilite dall'Allegato 2 al DM 10/09/10, sopra richiamate):

- impianto di nuove aree a bosco;
- rimboschimenti di aree percorse da incendi;
- ristoro di soggetti danneggiati da incendi boschivi;
- opere per la prevenzione e mitigazione del rischio idrogeologico;
- ristoro di soggetti danneggiati da eventi meteorologici eccezionali e/o da altre calamità naturali;
- interventi per la protezione e la salvaguardia di habitat e bio-diversità;
- ogni altra opera di protezione, mitigazione, compensazione e miglioramento ambientale.

1. Modalità di calcolo degli oneri di compensazione proposti nel caso di vendita a prezzi orari di mercato:

Assunte le seguenti definizioni e formule:

- **Pa** [MWh/y]: produzione netta annuale dell'energia immessa in rete e venduta;
- **Ra** [k€/y]: ricavi annuali netti (documentabili), derivanti dalla vendita dell'energia;
- **Vr** [€/MWh]: valore unitario di vendita (valore di riferimento) che rende equilibrato e sostenibile l'investimento (prefissato in 50 €/MWh);
- **C%**: oneri percentuali di compensazione **fissati al 20%** del surplus derivante dalla Vendita;
- **Vum** [€/MWh]: valore unitario medio annuale di vendita; calcolato con la seguente formula:

$$\mathbf{Vum = Ra / Pa}$$

- **S** [€/MWh]: scostamento, valutabile a consuntivo al termine di ogni annualità, fra valore unitario medio di vendita e valore di riferimento, calcolato con la seguente formula:

$$S = V_{um} - V_r$$

- **OCu** [€/MWh]: Oneri di compensazione unitari, calcolati con la seguente formula:

$$OCu = C\% \times S$$

Si ottengono infine gli **Oneri di Compensazione annuale**:

- **OC** [k€/y]: oneri di compensazione annuali proposti per vendita a prezzo medio unitario (V_{um}) superiore al Valore di riferimento (V_r), calcolati con la seguente formula

$$OC = OCu \times Pa$$

A titolo di esempio, se nell'anno 20xy l'impianto ha prodotto e venduto:

$$Pa = 80.000 \text{ MWh}$$

Se il ricavo dalla vendita a prezzi orari di mercato è risultato complessivamente:

$$Ra = 4.800 \text{ k€}$$

Risulta il seguente valore unitario medio di vendita:

$$V_{um} = Ra/Pa = 4.800 \text{ k€} / 80.000 \text{ MWh} = 60 \text{ €/MWh}$$

Si calcola lo scostamento con il valore di riferimento $V_r = 50 \text{ €/MWh}$ e si ottiene:

$$S = V_{um} - V_r = 60 - 50 = 10 \text{ €/MWh}$$

Il 20% di tale scostamento vale:

$$OCu = 20\% \times 10 \text{ €/MWh} = 2 \text{ €/MWh} \quad \text{che è il valore unitario di compensazione.}$$

Il valore assoluto annuale di compensazione risulta pertanto:

$$OC = OCu \times Pa = 2 \text{ €/MWh} \times 80.000 \text{ MWh} = 160.000 \text{ €}$$

Che saranno versati sul fondo dedicato precostituito.

Verificandosi il caso di risultato economico che comporti un valore unitario di vendita V_{um} inferiore al Valore di riferimento prefissato $V_r=50 \text{ €/MWh}$, **lo scostamento sarà negativo e nulla potrà essere versato al termine di tale annualità.**

Peraltro, in una logica di partecipazione al rischio di investimento da parte del territorio, il valore negativo risultato dai calcoli, sarà conguagliato (detratto) negli anni successivi allorché vengano maturati risultati positivi.

Si procederà al versamento dei corrispettivi di compensazione solo in quelle annualità per le quali il conguaglio, derivante dalla somma algebrica del risultato dell'anno in analisi con l'anno o gli anni precedenti, risulti positivo.

La tabella che segue effettua delle simulazioni che non lasciano adito ad incertezze sulle modalità di calcolo suesposte.

| ESEMPIO DI CALCOLO DEGLI ONERI COMPENSATIVI | | | | | | | | | |
|--|-----------|--|---|---|---|--|---|---|--|
| ESEMPI INDICATIVI | Annualità | Produzione annuale netta della centrale (es. su stima) | Entità del ricavo annuale derivante dalla vendita a prezzi orari (es. su stima) | Calcolo del valore unitario medio derivante dalla vendita annuale | Scostamento rispetto al valore unitario di riferimento Vr (€/MWh) | Valore unitario e percentuale degli oneri di compensazione OCu; C% | Calcolo del valore annuale degli Oneri di Compensazione OC (k€) (positivi o negativi) | Incidenza degli Oneri di Compensazione sui ricavi derivanti dalla vendita | Nota per i casi di vendita ad un valore medio inferiore al valore di riferimento |
| | | Pa | Ra | Vum=Ra/Pa | S=Vum-Vr | OCu = C% x S | OC= OCu x Pa | OC/Ra x 100 | Importi da conguagliare quando risultano OC positivi |
| | | MWh | k€ | €/MWh | €/MWh | €/MWh | k€ | % | k€ |
| GLI ONERI DI COMPENSAZIONE SONO RIPORTATI IN BLU | | | | | | | | | |
| Annualità con ricavi superiori al valore di riferimento | 20xy | 80.000,00 | 4.000,00 | 50,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00% | |
| | 20xy | 80.000,00 | 4.800,00 | 60,00 | 10,00 | 2,00 | 160,00 | 3,33% | |
| | 20xy | 80.000,00 | 5.600,00 | 70,00 | 20,00 | 4,00 | 320,00 | 5,71% | |
| | 20xy | 80.000,00 | 7.200,00 | 90,00 | 40,00 | 8,00 | 640,00 | 8,89% | |
| Talune annualità con ricavi inferiori al valore di riferimento | 20xy | 80.000,00 | 3.600,00 | 45,00 | -5,00 | -1,00 | -80,00 | -2,22% | -80,00 |
| | 20xy+1 | 80.000,00 | 3.800,00 | 47,50 | -2,50 | -0,50 | -40,00 | -1,05% | -40,00 |
| | 20xy+2 | 80.000,00 | 3.900,00 | 48,75 | -1,25 | -0,25 | -20,00 | -0,51% | -20,00 |
| | 20xy+3 | 80.000,00 | 5.600,00 | 70,00 | 20,00 | 4,00 | 320,00 | 5,71% | 180,00 |
| Altro esempio ibrido | 20xy | 85.000,00 | 3.900,00 | 45,88 | -4,12 | -0,82 | -70,00 | -1,79% | -70,00 |
| | 20xy+1 | 86.000,00 | 4.500,00 | 52,33 | 2,33 | 0,47 | 40,00 | 0,89% | -30,00 |
| | 20xy+2 | 80.000,00 | 4.100,00 | 51,25 | 1,25 | 0,25 | 20,00 | 0,49% | -10,00 |
| | 20xy+3 | 75.000,00 | 5.000,00 | 66,67 | 16,67 | 3,33 | 250,00 | 5,00% | 240,00 |
| Altro esempio ibrido | 20xy | 85.000,00 | 4.000,00 | 47,06 | -2,94 | -0,59 | -50,00 | -1,25% | -50,00 |
| | 20xy+1 | 86.000,00 | 4.600,00 | 53,49 | 3,49 | 0,70 | 60,00 | 1,30% | 10,00 |
| | 20xy+2 | 79.000,00 | 3.900,00 | 49,37 | -0,63 | -0,13 | -10,00 | -0,26% | -10,00 |
| | 20xy+3 | 77.000,00 | 5.000,00 | 64,94 | 14,94 | 2,99 | 230,00 | 4,60% | 220,00 |

2. Modalità di calcolo degli oneri di compensazione proposti nel caso di vendita a prezzi fissi derivanti da contratti di PPA.

Qualora il gestore della centrale assuma l'impegno di cedere l'energia all'interno di un contratto PPA a lungo termine, gli oneri di compensazione proposti vengono fissati, per ogni annualità, nella misura del 3% dei ricavi annuali, a termini del comma 2, lettera h, dell'Allegato 2 al DM 10/09/10.

A titolo esemplificativo:

se il risultato della vendita nell'anno 20xy risulta pari a:

$$Ra = 4.800 \text{ k€}$$

Il valore assoluto di compensazione per l'annualità 20xy risulterà pertanto:

$$OC = 3\% \times Ra = 3\% \times 4.800 \text{ k€} = 144.000 \text{ €}$$

Che saranno versati sul fondo dedicato precostituito.

4.3 Impegni per il mantenimento/potenziamento dell'attività zootecnica preesistente.

Il progetto dell'impianto FV ha previsto l'insediamento dei tracker con i moduli nelle aree pianeggianti destinate a coltura di frumento e foraggio, concesse in Diritto di Superficie.

L'inserimento dei campi FV nelle superfici disponibili è stata effettuata **salvaguardando totalmente i muretti a secco e l'alberazione ivi presente e l'intera fascia tutelata** (art.142 Dls 42/04) **di 150 m dal Rio d'Ottava**; vengono così impegnati dall'impianto **circa 55 ha su un totale di circa 73 ha concessi**.

Non risulta altresì interessata dal campo fotovoltaico la porzione di azienda attualmente utilizzata per l'allevamento dei bovini (circa 60 capi).

Restano in tal modo disponibili per la continuità aziendale di allevamento bovini **circa 18 ha** (di quelli concessi in DDS) che sommati ad altre aree nella disponibilità del predio aziendale (aree vicine al Rio d'Ottava) conducono a complessivi **circa 24 ha disponibili per attività agro-zootecniche**.

La società **M2 Energia s.r.l.**, strettamente collegata da un rapporto di collaborazione continuativa con il gruppo ILOS New Energy Italy s.r.l. sovrintenderà le operazioni di O&M degli impianti fotovoltaici, avvalendosi di imprese locali.

Nella prospettiva sopra rappresentata di realizzazione di impianti agrovoltai in Puglia, la società M2 Energia s.r.l. si è impegnata a gestire le operazioni agricole associate alla produzione di energia elettrica.

Tale funzione sarà effettuata anche nell'impianto in oggetto relativamente alla conduzione dell'azienda agro-zootecnica.

Il proponente, pertanto, si impegna a mantenere, migliorare e (compatibilmente con le potenzialità associate agli spazi resi disponibili dal progetto) potenziare **l'attività di allevamento bovini**.

In particolare, in relazione a quanto riportato nella relazione agronomica, sarà impiantato, mantenuto e migliorato nel tempo, un **prato polifita permanente** nelle aree impegnate dai moduli, finalizzato al miglioramento della fertilità del terreno, sul quale condurre anche **attività di pascolo e apicoltura** (cfr. Relazione Agronomica).

Pertanto, oltre a mantenere attiva l'azienda zootecnica esistente, si attueranno tutte le iniziative al contorno atte a generare la migliore simbiosi possibile fra l'attività di produzione di energia e l'attività agro-zootecnica.

Per il proponente
INE CUGULARGIU s.r.l.
SERGIO CHIERICONI

*(documento informatico firmato digitalmente
ai sensi dell'art. 24 D.Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii)*

Per la società
ILOS NEW ENERGY s.r.l.
(Socio unico della società proponente)
Il procuratore
Sergio Chiericoni

Per il proponente l'utilizzo agrovoltai
M2 ENERGIA s.r.l.
GIANCARLO DIMAURO
*(documento informatico firmato digitalmente
ai sensi dell'art. 24 D.Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii)*