

AGROFOTOVOLTAICO TRE TORRI

AGRICOLTURA 4.0

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA,
CON PANNELLI COLLOCATI IN ALTEZZA, DI POTENZA IN GENERAZIONE
PARI A 26,8643 MW E POTENZA IMMESSA IN RETE PARI A 25,82 MW,
DENOMINATO "AFV TRETORRI AGRICOLTURA 4.0"

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA di BRINDISI
COMUNI di SAN PANCRAZIO SALENTINO ed ERCHIE
opere connesse nel COMUNE DI ERCHIE (Br) contrada "Tre Torri"
Località ubicazione impianto AFV: Masseria Tre Torri - Erchie (Br)

PROGETTO DEFINITIVO

Id AU 3A3A5H1



Tav.: R34a	Titolo: STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO PROGRAMMATICO	
Scala:	Formato Stampa:	Codice Identificatore Elaborato
n.d.	A4	3A3A5H1_StudioImpattoAmbientale_34a

Progettazione:	Committente:
ENERWIND s.r.l. Via San Lorenzo 155 - cap 72023 MESAGNE (BR) P.IVA 02549880744 - REA BR-154453 - enerwind@pec.it MSC innovative solutions s.r.l.s. Via Milizia n.55 - 73100 LECCE (ITALY) P.IVA 05030190754 - msc.innovativesolutions@pec.it Ing. Santo Masilla Responsabile progetto Ing. Fabio Calcarella	TRE TORRI ENERGIA s.r.l. Piazza del Grano n.3 - 39100 BOLZANO (BZ) p. iva 0305799214 - REA BZ 283988 tretorrienergia@legalmail.it SOCIETA' DEL GRUPPO FRI-EL GREEN POWER S.p.A. Piazza della Rotonda, 2 - 00186 Roma (RM) - Italia Tel. +39 06 6880 4163 - Fax. +39 06 6821 2764 Email: Info@fri-el.it - P. IVA 01533770218

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Luglio 2022	Prima emissione	M.S.C. S.r.l.s.	Santo Masilla	Tre Torri Energia S.r.l.

Sommario

1.	QUADRO PROGRAMMATICO	3
1.1	Accordi internazionali e strumenti comunitari	4
1.1.1	Programmazione energetica a livello europeo.....	4
1.1.2	Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 rifusione della Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE	10
1.1.3	Strategia Energetica Nazionale (SEN).....	14
1.2	Strumenti normativi per le autorizzazioni, Norme Nazionali e Regionali.....	15
1.2.1	L'attuazione della Direttiva 2001/77/CE: il D.Lgs. 387/03	15
1.2.2	Deliberazione della Giunta Regionale n.3029 del 30 dicembre 2010	18
1.2.3	D.Lgs 3 marzo 2011 n.28.....	19
1.2.4	D.M. 5 luglio 2012 Ministero dello Sviluppo Economico Grid Parity e Market Parity	19
1.2.5	D.P.R. 12 aprile 1996.....	21
1.2.6	D.lgs 112/1998 del 31 marzo 1998.....	21
1.2.7	D.lgs. 16 marzo 1999 n. 79.....	21
1.2.8	D.lgs 115/2008.....	21
1.2.9	D.Lgs. 152/2006 Testo Unico dell'Ambiente e s.m.i.....	21
1.2.10	D.Lgs. 104/2017 Testo Unico dell'Ambiente	21
1.2.11	Legge regionale n. 31 del 21/10/2008,	21
1.2.12	Legge Regionale 24 settembre 2012, n. 25 aggiornata con la Legge Regionale 16 luglio 2018 n. 38	22
1.2.13	Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29.....	22
1.2.14	Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012	22
1.2.15	Legge Regionale 16 luglio 2018, n. 38 –.....	22
1.2.16	Piano Paesaggistico Territoriale Regionale.....	22
1.2.17	Regolamento Regionale n.24 del 30 Dicembre 2010	26
1.2.18	Regolamento Regionale n.24 del 30 dicembre 2010 (Allegato 1)	27
1.2.19	Determina Dirigenziale n°1 del 3 gennaio 2011	29
1.2.20	Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Brindisi.....	29
1.2.21	Piano Faunistico Venatorio Regionale	32
1.2.22	Aree percorse da incendi	33
1.2.23	PRAE	33
1.2.24	Piano di Tutela delle Acque.....	33
1.2.25	Piano di bacino stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI)	34
1.2.26	Carta Idrogeomorfologica - Autorità di Bacino della Regione Puglia	35
1.2.27	Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (Direttiva Habitat).....	35
1.2.28	Codice dei beni culturali e del paesaggio ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2001, n. 137 (D.L. 22/01/2004 n. 42, approvato con G.U. 24/02/2004)	35
1.2.29	Codice dei beni culturali e del paesaggio ai sensi dell'articolo 10 della legge 6	

	luglio 2001, n. 137 (D.L. 22/01/2004 n. 42, approvato con G.U. 24/02/2004)	
		35
1.2.30	Orientamento e modernizzazione del settore forestale, a norma dell'articolo 7 della legge 5 marzo 2001 n. 57 (D.L. 18/05/2001 n. 227).....	36
1.2.31	Strategia dell'UE per la biodiversità fino al 2020.....	36
1.2.32	DGR 2442/2018.....	36
1.2.33	Convenzione sul commercio internazionale delle specie minacciate di estinzione (CITES).....	36
1.2.34	Strumenti urbanistici comunali.....	36

1. QUADRO PROGRAMMATICO

Nell'ambito di questo capitolo sono stati analizzati gli aspetti relativi all'inquadramento del Progetto in relazione alla programmazione ed alla legislazione di settore a livello comunitario, nazionale, internazionale, regionale e provinciale, e in rapporto alla pianificazione territoriale ed urbanistica, verificando la coerenza degli interventi proposti rispetto alle norme, alle prescrizioni ed agli indirizzi previsti dai vari strumenti di programmazione e di pianificazione esaminati.

Sono stati consultati i documenti di programmazione e di pianificazione di seguito indicati.

Programmazione di settore:

- Programmazione energetica a livello europeo;
- Strumenti comunitari relativi all'incentivazione e al sostegno delle fonti rinnovabili;
- Strategia Energetica Nazionale (SEN);
- Programma Operativo Interregionale "Energie rinnovabili e risparmio energetico" 2007-2013 (POI);
- Programma Operativo Regionale (POR);
- Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR).

Strumenti normativi per le autorizzazioni:

- Attuazione direttiva 2001/77/CE del 27 settembre 2001: il D.Lgs 387/03;
- D.M. 10 settembre 2010 Ministero dello Sviluppo Economico. Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- Regolamento Regionale n.24 del 30 Dicembre 2010 (Regolamento attuativo del DM 10 Settembre 2010);
- Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010, Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- D.Lgs 3 marzo 2011 n. 28;
- D.M. 5 luglio 2012 Ministero dello Sviluppo Economico.

Pianificazione territoriale ed urbanistica:

- Piano Urbanistico Territoriale Tematico “Paesaggio” (PUTT/P);
- Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR);
- Allegato 1 al Regolamento Regionale n.24 del 30 Dicembre 2010;
- Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) – Brindisi;
- Piano Faunistico Venatorio della Provincia – Brindisi;
- P.R.G. del Comune di San Pancrazio Salentino (BR);
- P.U.G. del Comune di Erchie (BR);
- Piano di bacino stralcio per l’Assetto Idrogeologico (PAI) dell’Autorità di Bacino della Regione Puglia;
- Carta Idrogeomorfologica redatta dall’Autorità di Bacino della Regione Puglia.

1.1 Accordi internazionali e strumenti comunitari

1.1.1 Programmazione energetica a livello europeo

In ambito europeo, il settore dell’energia sta attraversando un periodo di rilevanti cambiamenti per l’effetto combinato delle politiche comunitarie d’integrazione e di apertura alla concorrenza, delle iniziative nazionali di liberalizzazione e privatizzazione dell’industria energetica e delle politiche ambientali.

L’Unione Europea considera il settore energetico un settore chiave, che raggiunge livelli di integrazione politica ed economica sempre maggiori e la cui responsabilità coinvolge ormai non solo il livello nazionale ma anche quello sovranazionale.

Per questi motivi la Commissione ha elaborato, nel 1995, il Libro Bianco per una politica energetica dell’Unione Europea che costituisce un quadro di riferimento e un punto di partenza per una politica energetica coerente e coordinata tra i diversi Stati membri. I principali obiettivi della politica energetica europea descritti nel Libro Bianco sono il raggiungimento:

- della competitività attraverso l’integrazione dei mercati nazionali dell’energia;
- della sicurezza degli approvvigionamenti;
- dello sviluppo sostenibile.

La programmazione e gli obiettivi e in materia sono stati aggiornati e rielaborati nel Libro Verde del 2006 “Una strategia europea per un’energia sostenibile, competitiva e sicura”, nel quale si focalizzano sei settori prioritari:

- (i) completamento dei mercati interni europei dell’energia elettrica e del gas;

- (ii) mercato interno di solidarietà tra stati membri (sicurezza degli approvvigionamenti);
- (iii) mix energetico più sostenibile, efficiente e diversificato;
- (iv) approccio integrato per affrontare i cambiamenti climatici;
- (v) promozione dell'innovazione;
- (vi) politica energetica esterna comune e coerente.

Vengono fissati i tre obiettivi principali da perseguire:

- Sviluppo sostenibile: (i) sviluppare fonti rinnovabili di energia competitive e altre fonti energetiche e vettori a basse emissioni di carbonio, in particolare combustibili alternativi per il trasporto, (ii) contenere la domanda di energia in Europa e (iii) essere all'avanguardia nell'impegno globale per arrestare i cambiamenti climatici e migliorare la qualità dell'aria a livello locale.
- Competitività: (i) assicurare che la liberalizzazione del mercato dell'energia offra vantaggi ai consumatori e all'intera economia e favorisca allo stesso tempo gli investimenti nella produzione di energia pulita e nell'efficienza energetica, (ii) attenuare l'impatto dei prezzi elevati dell'energia a livello internazionale sull'economia e sui cittadini dell'UE e (iii) mantenere l'Europa all'avanguardia nel settore delle tecnologie energetiche.
- Sicurezza dell'approvvigionamento: affrontare la crescente dipendenza dalle importazioni con un approccio integrato – ridurre la domanda, diversificare il mix energetico dell'UE utilizzando maggiormente l'energia locale e rinnovabile competitiva e diversificando le fonti e le vie di approvvigionamento per l'energia importata, (ii) istituendo un quadro di riferimento che incoraggerà investimenti adeguati per soddisfare la crescente domanda di energia, (iii) dotando l'UE di strumenti più efficaci per affrontare le emergenze, (iv) migliorando le condizioni per le imprese europee che tentano di accedere alle risorse globali e (v) assicurando che tutti i cittadini e le imprese abbiano accesso all'energia.

Per raggiungere questi obiettivi sono considerati strumenti essenziali la realizzazione del Mercato Interno dell'Energia, la promozione dell'utilizzo delle energie rinnovabili e, soprattutto, la realizzazione di un sistema di reti energetiche integrato ed adeguato non solo all'interno dei Paesi Europei, ma anche tra l'Europa e le principali aree terze fornitrici di energia.

Come punto di partenza della propria politica energetica e della creazione del Mercato Interno dell'Energia, la Commissione Europea pone la liberalizzazione dei

mercati energetici e l'introduzione della concorrenza, in particolare nel settore dell'energia elettrica e del gas. Alla base di questo processo vi è il recepimento, da parte degli Stati Membri, delle Direttive europee sul mercato interno dell'elettricità e del gas (Direttive 96/92/CE del 19 dicembre 1996 e 98/30/CE del 22 giugno 1998).

Con le successive Direttive 2003/54/CE “Norme Comuni per il Mercato Interno dell'Energia Elettrica in abrogazione della Direttiva 96/92/CE” e 2003/55/CE “Norme Comuni per il Mercato Interno del Gas Naturale in abrogazione della Direttiva 98/30/CE” del 26 giugno 2003 si è cercato di accelerare e migliorare i processi di liberalizzazione del mercato in atto, attraverso due differenti ordini di provvedimenti.

L'Unione europea (UE) ha adottato un quadro concernente l'efficienza energetica degli usi finali e i servizi energetici emanando la Direttiva 2006/32/CE del 5 aprile 2006.

Tale quadro comprende, tra l'altro, un obiettivo indicativo di risparmio energetico applicabile agli Stati membri, degli obblighi per le autorità pubbliche nazionali in materia di risparmio energetico e acquisto di energia efficiente, nonché misure per promuovere l'efficienza energetica e i servizi energetici.

La direttiva si propone l'obiettivo di rendere gli usi finali dell'energia più economici ed efficienti.

Infine, la Direttiva 2009/72/CE del 13 luglio 2009 “Norme Comuni per il Mercato Interno dell'Energia Elettrica in abrogazione della Direttiva 2003/54/CE”, attualmente aggiornata dalla Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018, stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione e la fornitura dell'energia elettrica, unitamente a disposizioni in materia di protezione dei consumatori al fine di migliorare e integrare i mercati competitivi dell'energia elettrica nella Comunità europea. Inoltre definisce le norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore dell'energia elettrica, l'accesso aperto al mercato, i criteri e le procedure da applicarsi nei bandi di gara e nel rilascio delle autorizzazioni nonché nella gestione dei sistemi.

Sono state introdotte misure finalizzate ad avviare un processo di liberalizzazione progressiva della domanda, per consentire a tutte le imprese di beneficiare dei vantaggi della concorrenza, a prescindere dalla loro dimensione, al fine di ridurre i prezzi anche per i consumatori domestici e di giungere ad un'effettiva parità delle

condizioni praticate in tutti gli stati UE in modo da creare effettivamente un unico ed integrato mercato comune.

All'interno delle direttive sono inoltre contenute una serie di misure finalizzate al miglioramento strutturale del mercato dell'energia elettrica, con una fondamentale regolazione dell'accesso dei terzi alle infrastrutture stesse, basato su tariffe pubblicate e non discriminatorie e sulla separazione fra gestori dell'infrastruttura ed erogatori dei servizi.

Un'altra priorità della politica energetica europea è lo sviluppo di un adeguato sistema di reti per l'energia, considerato uno strumento essenziale per migliorare la capacità del mercato del gas e dell'energia elettrica. Il fine è quello di svilupparsi in modo concorrenziale, per rafforzare la cooperazione con i Paesi fornitori in Europa e nell'area del Mediterraneo, per ridurre gli impatti ambientali ampliando la disponibilità di combustibili a basse emissioni di CO₂, e soprattutto per raggiungere un maggior livello di sicurezza degli approvvigionamenti a livello europeo, diversificando le aree di importazione ed i fornitori.

Uno degli obiettivi fondamentali è inoltre il raggiungimento di uno sviluppo sostenibile, ovvero un livello quantitativo e qualitativo di sviluppo economico, e quindi di consumo energetico, compatibile con il mantenimento di un adeguato standard di qualità ambientale e di utilizzo delle risorse naturali. La politica di sviluppo sostenibile è stata progressivamente promossa attraverso una serie di iniziative internazionali, a partire dalla Conferenza di Rio de Janeiro nel 1992, finalizzata all'affermazione di uno sviluppo ecologicamente sostenibile e socialmente equilibrato e dal Protocollo siglato nel 1997 a Kyoto (di cui si tratterà nel dettaglio più avanti), ratificato dall'Italia con la Legge 120/2002, che prevede una progressiva riduzione delle emissioni in atmosfera di gas serra dei Paesi firmatari.

L'Italia ha ratificato, nell'ottobre del 2016, l'Accordo di Parigi (di cui si tratterà nel dettaglio più avanti) sulla lotta al riscaldamento globale a seguito dell'intesa raggiunta il 12 dicembre 2015 alla Conferenza dell'Onu sul clima di Parigi (Cop21). L'Accordo impegna i paesi firmatari a contenere il riscaldamento globale entro 2 gradi dal livello pre-industriale, e se possibile anche entro 1,5 gradi. I governi dovranno stabilire ed attuare

obiettivi di riduzione dei gas serra prodotti dalle attività umane (anidride carbonica in primo luogo, ma anche metano e refrigeranti Hfc). Sono previste verifiche quinquennali degli impegni presi, a partire dal 2023. I paesi più ricchi dovranno aiutare finanziariamente quelli più poveri: con la legge di ratifica l'Italia ha stabilito di contribuire con 50 milioni di euro all'anno al Fondo Verde per il Clima.

➤ Protocollo di Kyoto (dicembre 1997)

Il Protocollo di Kyoto è il primo accordo storico internazionale, che ha coinvolto molte nazioni industriali del mondo, dove si sono posti accordi per ridurre le emissioni di gas ad effetto serra, al fine di prevenire il riscaldamento globale. Il problema del riscaldamento globale rappresenta uno dei problemi ambientali più seri causati unicamente dalla presenza dell'uomo sulla terra. La caratteristica principale del protocollo di Kyoto è che fissa obiettivi vincolanti per ridurre le emissioni a meno 5%, rispetto ad una baseline presa nel 1990. Il Protocollo è stato adottato a Kyoto, in Giappone, in data 11 dicembre 1997, durante il **COP3**, ma entrato in vigore solo il 16 febbraio 2005, 176 Parti della Convenzione hanno approvato il relativo protocollo ad oggi, ad eccezione degli Stati Uniti. Firmando il Protocollo di Kyoto la Comunità Europea si è impegnata ad abbattere, nel periodo 2008-2012, le emissioni dell'8% rispetto ai livelli del 1990 raggiungendo, inoltre, un accordo sulla ripartizione degli oneri tra i vari Paesi membri (Burden Sharing Agreement).

Per l'Italia l'impegno di riduzione delle emissioni è stato del 6,5%. A tal proposito il Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) ha aggiornato le "Linee guida per le politiche e misure nazionali delle emissioni di gas serra" nella delibera n.123 del 19 dicembre 2002, definendo gli oneri di riduzione a carico dei diversi comparti produttivi. Al settore elettrico è stato richiesto di sostenere i 2/3 della riduzione prevista per il complesso delle attività produttive, nonostante il comparto influisca per poco più di un ¼ sull'inquinamento da gas serra del nostro Paese.

Per raggiungere tale obiettivo è stato previsto **un notevole sviluppo dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili** e un significativo miglioramento dell'efficienza del parco centrali termoelettriche.

Tuttavia, il protocollo non è diventato legge internazionale fino a più di metà del periodo 1990-2012. A quel punto, le emissioni globali erano già aumentate.

Il secondo periodo di tentativi e nuovi obiettivi sono entrati in vigore nel 2013 e si concluderanno nel 2020. Per ora non si può dire che il Protocollo sia stato un successo, ma sicuramente, dopo il **COP21 di Parigi**, si sono riposti degli obiettivi comuni, che si spera verranno rispettati da tutti.

➤ Accordo di Parigi 2015 (COP 21)

Nel 1995 si è tenuta la prima **Conferenza delle parti della Convenzione Onu sul climate-change** (UNFCCC). Il primo trattato internazionale ad occuparsi del riscaldamento globale. La Convenzione è conosciuta anche come Accordo di Rio, dal momento che deve la sua nascita allo storico **Summit per la Terra** di Rio de Janeiro, nel 1992.

Per tradizione le conferenze si tengono le prime settimane del mese di dicembre.

I successi delle COP non sono mai stati notevoli ma la ventunesima conferenza delle Parti svoltasi al Parigi dal 30 novembre al 12 dicembre 2015 – COP21, porta a casa il primo grande risultato, ossia un patto climatico globale e condiviso.

A differenza del **Protocollo di Kyoto**, il nuovo accordo chiede a tutti gli Stati firmatari di agire, di individuare i propri obiettivi di riduzione delle emissioni (Intended Nationally Determined Contribution, **INDC**) e di impegnarsi a rivederli ogni cinque anni. L'UE ha già indicato il proprio obiettivo di riduzione del 40% entro il 2030. Inoltre **chiede ai Paesi più ricchi di sostenere finanziariamente i Paesi più poveri** perché sviluppino fonti di energia meno inquinanti. I punti principali dell'accordo di Parigi sono stati:

- Riscaldamento globale: contenere l'aumento della temperatura ben al di sotto dei 2 gradi centigradi rispetto ai livelli pre-industriali, con l'impegno a limitare l'aumento di temperatura a 1,5 gradi (articolo 2 dell'accordo);
- Obiettivo a lungo termine sulle emissioni: L'articolo 3 prevede che i Paesi "puntino a raggiungere il picco delle emissioni di gas serra il più presto possibile", e proseguano "rapide riduzioni dopo quel momento" per arrivare a "un equilibrio tra le emissioni da attività umane e le rimozioni di gas serra nella seconda metà di questo secolo".
- Impegni nazionali e revisione: In base all'articolo 4, tutti i Paesi "dovranno preparare, comunicare e mantenere" degli impegni definiti a livello nazionale, con revisioni regolari che "rappresentino un progresso" rispetto agli impegni precedenti e "riflettano ambizioni più elevate possibile". I paragrafi 23 e 24 della

decisione sollecitano i Paesi che hanno presentato impegni al 2025 "a comunicare entro il 2020 un nuovo impegno, e a farlo poi regolarmente ogni 5 anni", e chiedono a quelli che già hanno un impegno al 2030 di "comunicarlo o aggiornarlo entro il 2020". La prima verifica dell'applicazione degli impegni è fissata al 2023, i cicli successivi saranno quinquennali.

L'accordo è stato firmato il 22 aprile 2016, in occasione della **Giornata mondiale della Terra**, alle Nazioni Unite a New York da 175 Paesi. Le regole per la sua entrata in vigore (avvenuta il 4 novembre 2016) prevedevano che venisse ratificato da almeno 55 Paesi che rappresentassero almeno il 55% delle emissioni di gas serra. L'Italia lo ha ratificato il 27 ottobre 2016, giusto in tempo per l'inizio della COP22 tenutasi in Marocco dal 7 a 18 novembre 2016.

Quella tenutasi in Marocco è stata la prima COP tecnica dopo il summit Parigino; la Conferenza in Marocco si è chiusa con l'approvazione dell'**Alleanza di Marrakech** per l'azione climatica globale. L'assemblea ha redatto la bozza di un piano comune per l'implementazione dell'Accordo di Parigi; un primo insieme di regole con cui gli impegni di riduzione nazionali dovranno essere rilanciati: l'obiettivo è creare **un sistema condiviso** per giudicare l'efficacia delle politiche degli Stati sul clima e misurare i tagli alle emissioni.

Al di fuori dei negoziati, Laurence Tubiana, Ambasciatrice francese per il cambiamento climatico, e a Hakima El Haite, Ministro dell'Energia del Marocco, hanno lanciato la **"Marrakech Partnership for Global Climate Action"**, primo piano di azione che prevede la valorizzazione del ruolo degli attori non nazionali, come regioni e città, nelle azioni di mitigazione e adattamento nel periodo 2017-2020.

La prossima conferenza sul clima, "Santiago Climate Change Conference" la COP25, si terrà in Cile dal 2 al 13 dicembre 2019.

1.1.2 **Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018
rifusione della Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso
dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle
direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE**

La presente direttiva stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Fissa obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.

Per fare questo fissa obiettivi nazionali per gli Stati Membri per la propria quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia. Tali obiettivi nazionali generali obbligatori sono coerenti con l'obiettivo di una quota pari almeno al 27% di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia della Comunità nel 2030.

Gli obiettivi nazionali generali per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel 2020 sono indicati nella tabella sotto riportata.

E' noto che l'Italia ha già raggiunto nel 2016 gli obiettivi. Attualmente la quota di consumo di energia da fonte rinnovabile si aggira intorno al 17,5%.

	Quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2005 (S ₂₀₀₅)	Obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2020 (S ₂₀₂₀)
Belgio	2,2 %	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
Repubblica ceca	6,1 %	13 %
Danimarca	17,0 %	30 %
Germania	5,8 %	18 %
Estonia	18,0 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grecia	6,9 %	18 %
Spagna	8,7 %	20 %
Francia	10,3 %	23 %
Italia	5,2 %	17 %
Cipro	2,9 %	13 %
Lettonia	32,6 %	40 %
Lituania	15,0 %	23 %
Lussemburgo	0,9 %	11 %
Ungheria	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Paesi Bassi	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %
Polonia	7,2 %	15 %
Portogallo	20,5 %	31 %
Romania	17,8 %	24 %
Slovenia	16,0 %	25 %
Repubblica slovacca	6,7 %	14 %
Finlandia	28,5 %	38 %
Svezia	39,8 %	49 %
Regno Unito	1,3 %	15 %

Tabella A dell'Allegato 1 Direttiva (UE) 2018/2001
Obiettivi nazionali generali per la quota di energia da fonti
rinnovabili sul consumo finale di energia nel 2020

Ogni Stato membro adotta un piano di azione nazionale per le energie rinnovabili. I piani di azione nazionali per le energie rinnovabili fissano gli obiettivi nazionali degli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e raffreddamento nel 2020.

- OM (97) 599 - Libro Bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità - Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili

Il Libro Bianco, pubblicato dalla Commissione Europea nel 1997, definisce un piano d'azione per lo sviluppo delle energie rinnovabili e comporta una stretta correlazione tra le misure promosse dalla Comunità e dai singoli stati membri.

In particolare, il documento indica come obiettivo minimo da perseguire al 2010 il raddoppio del contributo percentuale delle rinnovabili al soddisfacimento del fabbisogno energetico comunitario, invitando gli Stati membri a individuare obiettivi specifici nell'ambito del quadro più generale e a elaborare strategie nazionali per perseguirli.

Con il Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili, approvato dal Cipe nell'Agosto 1999, il Governo raccoglie l'invito dell'Unione Europea. Nella pubblicazione si attribuisce rilevanza strategica alle fonti rinnovabili in relazione al contributo che possono fornire per la maggiore sicurezza del sistema energetico, la riduzione del relativo impatto ambientale e le opportunità in termini di tutela del territorio e di sviluppo sociale.

L'obiettivo perseguito al 2008-2012 è di incrementare l'impiego di energia da fonti rinnovabili fino a 20.3 Mtep, rispetto ai 11.7 Mtep registrati nel 1997. Nel contempo, si intende favorire la creazione di condizioni idonee ad un ancora più esteso ricorso alle rinnovabili nei decenni successivi.

- OM (2006) 105 - Libro Verde - Strategia Europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura

Il Libro Verde della Commissione individua sei settori chiave per una nuova strategia europea nel settore energetico improntata su criteri di sostenibilità competitività e sicurezza nell'approvvigionamento. Tra questi, quelli maggiormente attinenti al

progetto proposto sono:

- l'identificazione di un mix energetico più sostenibile, efficiente, diversificato e generale, che provenga da fonti di energia sicure e a basse emissioni di carbonio, quali le fonti locali rinnovabili come l'energia eolica, la biomassa e i biocarburanti, e le piccole centrali idroelettriche;
- un approccio integrato per affrontare i cambiamenti climatici, utilizzando in primis la politica di coesione dell'UE, che individua tra gli obiettivi a sostegno dell'efficienza energetica lo sviluppo delle fonti alternative e rinnovabili. A questo proposito la Commissione invita gli Stati e le regioni, all'atto della redazione dei Quadri di riferimento strategici nazionali e dei programmi operativi per il periodo 2007-2013, a rendere effettivo l'utilizzo delle possibilità offerte dalla politica di coesione a sostegno della presente strategia. La Commissione presenterà anche una Road Map dell'energia rinnovabile, considerando in particolare gli obiettivi necessari oltre il 2010 e fornendo un'attenta valutazione dell'impatto, intesa a valutare le fonti energetiche rinnovabili rispetto alle altre opzioni disponibili;
- la promozione dell'innovazione e della ricerca, dall'energia rinnovabile alle applicazioni industriali delle tecnologie pulite, da nuovi settori energetici quali l'idrogeno alla fissione nucleare avanzata, coinvolgendo le imprese private, gli Stati membri e la Commissione mediante partenariati tra i settori pubblico e privato o l'integrazione dei programmi di ricerca sull'energia, condotti a livello nazionale e comunitario;
- l'elaborazione di una politica comune esterna dell'energia, partendo dalla costruzione di nuove infrastrutture necessarie alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici dell'UE ed arrivando a istituire una comunità paneuropea dell'energia e concludendo un vero accordo di cooperazione con la Russia, nonché un accordo internazionale sull'efficienza energetica.

➤ Regolamento (CE) n. 663/2009 European Energy Programme for Recovery, "EEPR"

Il 13 luglio 2009 la Commissione Europea ha pubblicato il Regolamento (CE) n. 663/2009 che istituisce un programma per favorire la ripresa economica tramite la concessione di un sostegno finanziario comunitario a favore di progetti nel settore dell'energia (European Energy Programme for Recovery, "EEPR"). Lo strumento

finanziario è mirato alla ripresa economica, alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nei settori (ciascuno con un proprio sottoprogramma):

- a) delle infrastrutture per il gas e per l'energia elettrica;
- b) dell'energia eolica in mare;
- c) della cattura e dello stoccaggio del carbonio.

Nel primo sottoprogramma si pone l'obiettivo di connessione ed integrazione delle fonti di energia rinnovabile.

1.1.3 Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Il documento sulla Strategia Energetica Nazionale è approvato con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente in data 10 novembre 2017.

Le priorità di azione tracciate nel documento sono:

1) Migliorare la **competitività del Paese**, continuando a ridurre il gap di prezzo e costo dell'energia rispetto alla UE e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta il sistema industriale italiano ed europeo a favore di quello extra-UE;

2) Traguardare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, con un'ottica ai futuri traguardi stabiliti nella COP21 e in piena sinergia con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile;

3) Continuare a migliorare la **sicurezza di approvvigionamento** e la **flessibilità e sicurezza dei sistemi e delle infrastrutture**.

Nella SEN ci si propone di raggiungere questi obiettivi attraverso le seguenti priorità di azione:

1. Lo sviluppo delle rinnovabili;
2. L'efficienza energetica;
3. Sicurezza Energetica;
4. Competitività dei Mercati Energetici;
5. L'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema phase-out dal carbone;
6. Tecnologia, Ricerca e Innovazione.

In tutti gli scenari previsti nella SEN sia di base che di policy, intesi in ogni caso come supporto alle decisioni, si prevede un aumento di consumi di energia da fonte rinnovabile al 2030 mai inferiore al 24% (rispetto al 17,5% registrato del 2016).

1.2 Strumenti normativi per le autorizzazioni, Norme Nazionali e Regionali

1.2.1 L'attuazione della Direttiva 2001/77/CE: il D.Lgs. 387/03

Il D.Lgs 387/2003 di attuazione della Direttiva 2001/77/CE, relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, è finalizzato principalmente a:

- Promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi nazionali per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane

Le disposizioni di maggior rilievo introdotte sono le seguenti:

- l'incremento annuale di 0,35 punti percentuali, a partire dal 2004 fino al 2006, per la quota di energia rinnovabile da immettere nella rete elettrica;
- l'inclusione dei rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili, con indicazione di alcune categorie e/o fattispecie di rifiuti non ammessi al rilascio dei certificati verdi;
- nuove modalità per il riconoscimento dell'esenzione dall'obbligo dei Certificati Verdi per l'energia elettrica rinnovabile importata;
- la razionalizzazione e la semplificazione delle procedure autorizzative per la costruzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, considerati di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti;
- l'introduzione delle centrali ibride che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di co-combustione (che producono energia elettrica mediante combustione contemporanea di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili), come impianti a

cui riconoscere l'incentivazione con i certificati verdi, esclusivamente per la quota di energia imputabile alla fonte rinnovabile.

Il Decreto Legislativo 387/2003 ha, inoltre, introdotto il rilascio della garanzia d'origine (GO) dell'energia prodotta da fonti rinnovabili quale strumento di promozione dell'energia verde mediante il quale i produttori possono offrire ulteriori opzioni ai clienti attenti alle tematiche ambientali.

All'art.12 lo stesso Decreto "Realizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative" cita l'**Autorizzazione Unica (AU)** è il procedimento a cui sono soggetti "la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi [...]".

L'AU è sempre rilasciata dalla Regione o da altro soggetto istituzionale delegato dalla Regione, a seguito di un procedimento "Conferenza di Servizi", che vede coinvolti tutti i soggetti e le amministrazioni interessate.

Il D.Lgs 387/2003, inoltre, prevede l'emanazione di Linee Guida atte a indicare le modalità procedurali e i criteri tecnici da applicarsi alle procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, con riferimento anche ai criteri di localizzazione. Tali Linee Guida sono state emanate solo recentemente con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 come di seguito specificato..

D.Lgs. n. 76 del 16/07/2020 «Decreto Semplificazioni» Istituzione della Commissione Tecnica PNIEC per lo svolgimento delle procedure di valutazione ambientale di competenza statale dei progetti.

Semplificazioni procedurali e riduzione dei tempi per l'espletamento della procedura di assoggettabilità a VIA. D.L n.77 del 31/5/2021 «Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure»

Semplificazioni procedurali (applicazione della Procedura Abilitativa Semplificata), per l'attività di costruzione ed esercizio di impianti fotovoltaici di potenza sino a 10 MW connessi alla rete elettrica di media tensione e localizzati in area a destinazione industriale, produttiva o commerciale. •

Modifica delle soglie di cui all'Allegato IV, punto 2, lettera b), alla Parte seconda del D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006, per la procedura di verifica di

assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale di cui all'art. 19 del medesimo decreto, che si intendono elevate a 10 MW, per la tipologia di impianti sopra richiamati.

Trasferimento allo Stato della competenza in merito agli impianti di potenza > 10 MW (Art. 31). PNRR del 13/7/2021 «Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza dell'Italia»

Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili, ad esempio tramite: → l'omogeneizzazione delle procedure autorizzative su tutto il territorio nazionale. → La semplificazione delle procedure di impatto ambientale. → La condivisione a livello regionale di un piano di identificazione di aree adatte a fonti rinnovabili. → L'incentivazione di investimenti pubblici e privati. L. n. 113 del 6/8/2021 «Conversione in legge, con modificazioni del D.L. n. 80 del 9/06/2021»

Trasferimento allo Stato, della competenza in merito agli impianti di potenza >10 MW, per istanze presentate a partire dal 31/7/2021. L. n. 108 del 29/7/2021 «Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. n. 77 del 31 maggio 2021»

Identificazione delle misure di semplificazione, per l'applicazione del PNRR, tra le quali: → innalzamento della soglia minima ai fini dell'assoggettabilità a screening VIA degli impianti fotovoltaici (da 1 a 10 MW). → Innalzamento della soglia minima ai fini dell'assoggettabilità degli impianti fotovoltaici a AU (da 20 a 50 MW). → Possibilità di procedere con Procedura Abilitativa Semplificata (PAS), per impianti fotovoltaici fino a 20 MW (se localizzati in discariche, cave dismesse, in aree a destinazione commerciale, produttiva o industriale); → istituzione di una Commissione tecnica Via per lo svolgimento delle procedure di valutazione ambientale di competenza statale. A dicembre 2019, il Ministero dello Sviluppo Economico, in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, ha messo a punto e inviato alla Commissione Europea, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), comprendente le nuove disposizioni individuate dal Decreto Legge sul Clima e le indicazioni sugli investimenti contenute nella Legge di Bilancio 2020, per il Green New Deal. IMPIANTO AGRIVOLTAICO "LA COMUNA" ELABORATO VIA 2 Studio di Impatto Ambientale rev 00 Data 10.11.2021 Pagina 12 di 161 FLYNIS PV 2 Srl. | P. IVA 12024550969 | Sede

legale: via Statuto, 10, 20121 Milano (MI) Attraverso il PNIEC, l'Italia elenca gli obiettivi da raggiungere entro il 2030 e le modalità strategiche, da mettere in atto al fine di garantirne l'esito positivo, in termini di efficienza energetica, di potenziamento della produzione di energia da fonti rinnovabili e di riduzione delle emissioni di CO₂. In particolare, al fine di conseguire al 2030 l'obiettivo di copertura (32%) del consumo finale lordo da fonti rinnovabili, il Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC) ha definito un percorso di sviluppo sostenibile delle fonti energetiche rinnovabili (FER), che prevede l'implementazione di una serie di misure atte a favorire tale crescita verso l'obiettivo nazionale di 33 Mtep all'orizzonte temporale dato. Nell'ambito del contributo delle FER al soddisfacimento dei consumi finali lordi al 2030 viene confermato il ruolo trainante del settore elettrico con una quota-obiettivo pari al 55%, seguito dal settore termico e da quello dei trasporti.

1.2.2 Deliberazione della Giunta Regionale n.3029 del 30 dicembre 2010

Con la Deliberazione della Giunta Regionale 30/12/2010, n.3029, pubblicata sul Bollettino Ufficiale n.14 del 26/01/2011, la Regione Puglia ha approvato la disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica, secondo quanto disposto dal D.M. 10/09/2010, recante le Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Si ricorda infatti che la Parte V, punto 18.4, delle citate Linee Guida prevede che le Regioni adeguino le rispettive discipline entro 90 giorni dalla data della loro entrata in vigore (e cioè dal 03/10/2010). A tale fine, la Giunta Regionale ha adeguato la Disciplina del procedimento unico di autorizzazione, già adottata con la D.G.R. 35/2007, al fine di conformare il procedimento regionale a quanto previsto dalle Linee Guida nazionali.

Il provvedimento in esame entra in vigore dal 01/01/2011 e prevede puntuali disposizioni per regolare il periodo transitorio. In particolare, le nuove disposizioni si applicano ai procedimenti in corso alla data del 01/01/2011, i quali, peraltro, si concludono invece, ai sensi della citata D.G.R. 35/2007, qualora riferiti a progetti completi della soluzione di connessione di cui al punto 2.2, lettera m) e per i quali siano intervenuti i pareri ambientali prescritti. Per i procedimenti in corso, cui si applicano le nuove disposizioni, il proponente, a pena di improcedibilità, integra l'istanza con la

documentazione prevista al punto 2, entro il 01/04/2011, salvo richiesta di proroga per un massimo di ulteriori 30 giorni per comprovate necessità tecniche. Nel caso in cui le integrazioni riguardino opere soggette a valutazioni di impatto ambientale sono fatte salve le procedure e le tempistiche individuate nella Parte II del D.Lgs 152/2006 o dalle pertinenti norme regionali di attuazione.

1.2.3 D.Lgs 3 marzo 2011 n.28

Definisce strumenti, meccanismi, incentivi e quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n.96.

1.2.4 D.M. 5 luglio 2012 Ministero dello Sviluppo Economico Grid Parity e Market Parity

Definisce il quadro normativo e di incentivazione per le fonti rinnovabili elettriche (quinto conto energia) introducendo nuove procedure di incentivazione e definendo le quantità di potenza incentivabili per ogni singola fonte, al fine di poter controllare lo sviluppo del mercato.

Terminato il 6 luglio 2013, “lascia spazio” ad una nuova tendenza che vuole raggiungere la “grid-parity”. Solitamente con tale espressione si fa riferimento alla parità fra costo di produzione dell'energia elettrica da impianto fotovoltaico e costo di acquisto dell'energia dalla rete. Tuttavia si considera raggiunta la “grid-parity” quando l'investimento in un impianto fotovoltaico è economicamente conveniente, in termini di rendimento dell'investimento, anche in assenza di incentivi. La “grid-parity” per il fotovoltaico in Italia è un traguardo alla portata, ovviamente con notevoli differenze nella convenienza dell'investimento, dovute alla tipologia di impianto, alla sua localizzazione ed all'uso fatto dell'energia che produce.

La remunerazione economica ottenuta con la “grid-parity” è somma:

- della quota parte di energia elettrica scambiata con la rete e valorizzata economicamente in regime di Ritiro Dedicato o Scambio sul posto;
- del mancato costo di acquisto dell'energia elettrica per la quota auto-consumata.

I due regimi commerciali gestiti dal GSE, prevedono modalità di esercizio in autoconsumo totale o parziale, in ragione della classe di potenza impiantistica kWp, e del profilo energivoro del cliente produttore soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico.

All'esercizio in “grid-parity” è associato un costo di generazione del kWh fotovoltaico (Levelised Energy Cost), ma anche un Tasso interno di rendimento dell'investimento nella realizzazione impiantistica che deve essere confrontato con valori benchmark del TIR, per valutare se rischiare l'investimento (Condizione di Raggiungibilità della Grid-Parity).

Quando si realizza un impianto che produce energia elettrica in assenza di incentivi ed in assenza di autoconsumo, si parla anche di “market-parity”. Nella pratica, la “market-parity” indica la produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica in assenza di incentivi, realizzata per mezzo di centrali fotovoltaiche multimegawatt (collegate alla rete elettrica di distribuzione in Media Tensione MT), o centrali fotovoltaiche utilityscale (collegate alla rete elettrica di trasmissione in Alta Tensione AT).

1.2.5 D.P.R. 12 aprile 1996

Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art.40 comma 1, della legge 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.

1.2.6 D.lgs 112/1998 del 31 marzo 1998

Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59.

1.2.7 D.lgs. 16 marzo 1999 n. 79.

Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.

1.2.8 D.lgs 115/2008

Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE" è il decreto con cui la Repubblica Italiana ha promosso la diffusione dell'efficienza energetica in tutti i settori.

1.2.9 D.Lgs. 152/2006 Testo Unico dell'Ambiente e s.m.i.

Il Decreto ha inglobato varie disposizioni in materia di Ambiente. Definisce, fra l'altro, il quadro normativo relativo alle modalità di redazione e i contenuti dello Studio di Impatto Ambientale.

1.2.10 D.Lgs. 104/2017 Testo Unico dell'Ambiente

Recepisce la direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio e riforma la disciplina della valutazione di impatto ambientale mediante numerose modifiche al D. lgs. 152/2006.

1.2.11 Legge regionale n. 31 del 21/10/2008,

Norme in materia di produzione da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale.

1.2.12 Legge Regionale 24 settembre 2012, n. 25 aggiornata con la Legge Regionale 16 luglio 2018 n. 38

Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

1.2.13 Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29

Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia."

1.2.14 Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012

con la quale la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi sulla valutazione degli effetti cumulativi di impatto ambientale con specifico riferimento a quelli prodotti da impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

1.2.15 Legge Regionale 16 luglio 2018, n. 38 –

Modifiche e integrazioni alla legge regionale 24 settembre 2012, n. 25.

1.2.16 Piano Paesaggistico Territoriale Regionale

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR), istituito con D.G.R. n. 357 del 27 marzo 2007, aggiorna il PUTT/P vigente e costituisce un nuovo Piano in coerenza con il Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs n. 42 del 22 gennaio 2004). Il PPTR non prevederà pertanto solo azioni vincolistiche di tutela di specifici ambiti territoriali ricadenti nelle categorie di valore paesistico individuate dal PUTT (Ambiti Territoriali Estesi A, B, C e D), ma anche azioni di valorizzazione per l'incremento della qualità paesistico-ambientale dell'intero territorio regionale.

Il PPTR rappresenta quindi lo strumento per riconoscere i principali valori identificativi del territorio, definirne le regole d'uso e di trasformazione e porre le condizioni normative idonee ad uno sviluppo sostenibile.

Per quanto concerne gli aspetti di produzione energetica, il PPTR richiama il Piano Energetico Regionale, il quale prevede un notevole incremento della produzione di

energie rinnovabili (tra cui il fotovoltaico) ai fini della riduzione della dipendenza energetica e della riduzione di emissioni di inquinanti in atmosfera.

A fronte dei suddetti aspetti positivi, il PPTR individua comunque potenziali condizioni di criticità dal punto di vista paesaggistico, derivanti dalla presenza di nuovi impianti eolici quali detrattori della qualità del paesaggio. In particolare, considerate le previsioni quantitative in atto (in termini di installazioni in progetto nel territorio pugliese), il PPTR si propone l'obiettivo di andare oltre i soli termini autorizzativi delle linee guida specifiche, ma, più articolatamente in merito a localizzazioni, tipologie di impianti ed altezze dei generatori, coinvolgere gli operatori del settore in ambiti di programmazione negoziata, anche in relazione alla qualità paesistica degli impianti.

Obiettivi specifici del PPTR, per il settore delle rinnovabili (in particolare riguardo all'fotovoltaico), sono:

- favorire lo sviluppo delle energie rinnovabili sul territorio;
- definire standard di qualità territoriale e paesaggistica nello sviluppo delle energie rinnovabili;
- progettare il passaggio dai “campi alle officine”, favorendo la concentrazione delle nuove centrali di produzione di energia da fonti rinnovabili in aree produttive o prossime ad esse;
- misure per cointeressare i comuni nella produzione di megafotovoltaico (riduzione).

Nelle linee guida del PPTR sono esplicitate, da un lato, le direttive relative alla localizzazione degli impianti da FER, dall'altro le raccomandazioni, intese come suggerimenti alla progettazione per un buon inserimento nel paesaggio di impianti di produzione energetica da fonti rinnovabili.

Le direttive e le raccomandazioni sono in alcuni casi accompagnate da scenari e da simulazioni che rendono più efficaci i concetti espressi e le loro conseguenze a livello territoriale.

Per rendere più articolati ed operativi gli obiettivi di qualità paesaggistica che lo stesso PPTR propone, si utilizza la possibilità offerta dall'art. 143 comma 8 del Codice dei

Beni Culturali e del Paesaggio che prevede: “il piano paesaggistico può anche individuare linee guida prioritarie per progetti di conservazione, recupero, riqualificazione, valorizzazione di aree regionali, individuandone gli strumenti di attuazione, comprese le misure incentivanti”.

In coerenza con questi obiettivi, il PPTR dedica un capitolo alle “Linee Guida per la progettazione e localizzazione di impianti di energie rinnovabili (fotovoltaico, biomassa)”, in cui si danno specifiche direttive riguardo i criteri localizzativi e tipologici per questo tipo di impianti.

Criticità paesaggistiche individuate dal PPTR

Le principali criticità che impianti fotovoltaici di grossa taglia generano sul paesaggio individuate nel PPTR sono legate:

- alle dimensioni dell'impianto;
- alla loro ubicazione non coerente con gli elementi strutturanti del paesaggio in cui si inseriscono.

Oltre alle criticità di natura percettiva, la costruzione di un impianto comporta delle modifiche e delle trasformazioni del territorio in cui si inserisce che, se non controllate con un progetto sensibile alle condizioni espresse dal territorio stesso, danneggia in modo irreversibile il paesaggio.

Le principali modifiche del territorio che possono costituire ulteriori elementi di criticità sono:

- opportuno distanziamento dell'impianto da siti archeologici;
- opportuno distanziamento dell'impianto da edifici rurali, strade e centri abitati.

Nello Studio di Impatto ambientale sarà verificato, tra l'altro, che la localizzazione dell'impianto sia coerente con le indicazioni individuate dal PPTR e che superi le criticità individuate nello stesso piano.

Analisi del sistema delle tutele

Il PPTR individua, in conformità a quanto previsto dal Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs. 42/2004) le aree sottoposte a tutela paesaggistica e gli ulteriori contesti che il Piano intende sottoporre a tutela paesaggistica. Le aree sottoposte a tutela dal PPTR si dividono pertanto in:

- **beni paesaggistici**, ai sensi dell'art.134 del Codice, distinti in immobili ed aree di notevole interesse pubblico (ex art. 136) ed aree tutelate per legge (ex art. 142)
- **ulteriori contesti paesaggistici** ai sensi dell'art. 143 comma 1 lett. e) del Codice.

L'insieme dei beni paesaggistici e degli ulteriori contesti paesaggistici è organizzato in tre strutture (idrogeomorfologica, ecosistemica-ambientale, antropica e storico-culturale), a loro volta articolate in componenti.

Di seguito, in questo paragrafo, sarà riportato l'esito della verifica puntuale delle tutele previste dal PPTR rispetto al progetto proposto.

Struttura idrogeomorfologica

Componenti geomorfologiche

Dalla puntuale analisi delle cartografie del PPTR si evince che le aree di impianto e delle opere connesse non ricadano in zone identificate nel sistema di tutela di tali contesti paesaggistici.

Componenti idrologiche

Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come Componenti idrologiche dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica.

Struttura eco sistemica-ambientale

Componenti botanico-vegetazionali

Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come Componenti botanico vegetazionali dal PPTR, le aree di impianto e le opere connesse non ricadono in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica.

L'area 2 Est di impianto è ubicata a circa 35m dell'area di rispetto (area buffer) di una zona a macchia, rimanendone quindi totalmente fuori.

Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici

Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica.

Struttura antropica e storico-culturale

Componenti culturali e insediative

Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come Componenti culturali e insediative dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica.

Componenti dei valori percettivi

Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come Componenti dei valori percettivi dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica.

1.2.17 Regolamento Regionale n.24 del 30 Dicembre 2010

Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.

Ha la finalità di accelerare e semplificare i procedimenti di autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e delle opere connesse.

Il Regolamento ha per oggetto l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili, come previsto dal Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico 10 settembre 2010.

Nelle aree e nei siti elencati nell'Allegato 3 non è consentita la localizzazione delle specifiche tipologie di impianti da fonti energetiche rinnovabili indicate per ciascuna area e sito.

L'idoneità delle singole aree o tipologie di aree è definita tenendo conto degli specifici valori dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale, che sono ritenuti meritevoli di tutela e quindi evidenziandone l'incompatibilità con determinate

tipologie di impianti da fonti energetiche rinnovabili.

1.2.18 Regolamento Regionale n.24 del 30 dicembre 2010 (Allegato 1)

In riferimento all'Allegato 1 del R.R. n°24 (riportante i principali riferimenti normativi, istitutivi e regolamentari che determinano l'idoneità di specifiche aree all'installazione di determinate dimensioni e tipologie di impianti da fonti rinnovabili e le ragioni che evidenziano un'elevata probabilità di esito negativo delle autorizzazioni) si è verificata l'eventuale interferenza dell'impianto fotovoltaico in progetto (moduli fotovoltaici, cavidotto MT, tra CdS e Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, e SSE Utente 30/150 kV) con aree non idonee ai sensi del richiamato Regolamento, di cui si riporta l'elenco puntuale.

- Aree naturali protette nazionali: non presenti
- Aree naturali protette regionali: non presenti
- Zone umide Ramsar: non presenti
- Sito d'Importanza Comunitaria (SIC): non presenti
- Zona Protezione Speciale (ZPS): non presenti
- Important Bird Area (IBA): non presenti
- Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità (Vedi PPTR, Rete ecologica Regionale per la conservazione della Biodiversità): non presenti
- Siti Unesco: non presenti
- Beni Culturali +100 m (Parte II D.Lgs 42/2004, Vincolo L.1089/1939): non presenti
- Immobili ed aree dichiarati di notevole interesse pubblico (art. 136 D.Lgs 42/2004, Vincolo L.1497/1939): non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Territori costieri fino a 300 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Laghi e Territori contermini fino a 300 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Fiumi, torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m: non presenti

- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Boschi + buffer di 100 m: non presenti.
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Zone Archeologiche + buffer di 100 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Tratturi + buffer di 100 m: non presenti
- Aree a pericolosità idraulica: presente

Il cavidotto MT esterno di collegamento tra la CdS e la SSE attraversa due aree a media pericolosità idraulica. Si fa presente che l'attraversamento delle aree MP è su strada esistente (SP144) e sarà realizzato mediante un cavo interrato di tipo AIRBAG. In ogni caso, per scongiurare qualsiasi rischio il rinterro verrà eseguito con gli stessi materiali dello scavo o materiali permeabili aventi pezzatura maggiore per facilitare il deflusso delle acque.

- Aree a pericolosità geomorfologica: non presenti
- Ambito A (PUTT): non presenti
- Ambito B (PUTT): non presenti
- Area edificabile urbana + buffer di 1 km: non presenti
- Segnalazione carta dei beni + buffer di 100 m: non presenti
- Coni visuali: non presenti
- Grotte + buffer di 100 m: non presenti
- Lame e gravine: non presenti
- Versanti: non presenti
- Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità (Biologico, D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G.): le posizioni dei moduli fotovoltaici, delle piste, delle cabine elettriche, del cavidotto MT (tra CdS e Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV) e della SSE Utente 30/150 kV sono tali da non interferire con aree coltivate a vigneto e uliveto.

Da detta analisi è pertanto emerso che non si hanno interferenze dirette dell'impianto con tali aree.

1.2.19 Determina Dirigenziale n°1 del 3 gennaio 2011

Nell'allegato A di tale Determina (Autorizzazione Unica ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 - DGR n.3029 del 30.12.2010 - Approvazione delle "Istruzioni tecniche per la informatizzazione della documentazione a corredo dell'Autorizzazione Unica" e delle "Linee Guida Procedura Telematica") si riportano le istruzioni tecniche per l'informatizzazione della documentazione a corredo dell'Autorizzazione Unica.

Il documento, nel particolare, fornisce indicazioni di tipo tecnico per la redazione degli elaborati richiesti dalla normativa vigente, riportandone la descrizione e la relativa modalità di restituzione. Ciò al fine di facilitare i rapporti tra operatori del settore e pubblica amministrazione.

1.2.20 Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Brindisi

Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale definisce gli assetti fondamentali del territorio brindisino delineati nei Documenti Preliminari del PTCP con i quali la società brindisina ha avviato la costruzione di un condiviso futuro modello di sviluppo socio economico. Questo lavoro propedeutico tiene conto delle prevalenti vocazioni e delle caratteristiche geologiche, geomorfologiche, idrogeologiche, paesaggistiche, ambientali e culturali della provincia.

Il PTCP persegue ed attua quanto previsto dalla L.n.142/1990, dalla L.n. 59/1997, dal D.Lgs n. 267/2000, dalla Legge Cost. n.3/2001 e dalla L.urb. reg. n. 20/2001 ed Atti di indirizzo; in particolare l'art. 6 e 7 della L. urb. reg. n. 20/2001 intende:

- delineare il contesto generale di riferimento e specificare le linee di sviluppo del territorio provinciale;
- stabilire, in coerenza con gli obiettivi e con le specificità dei diversi ambiti territoriali, i criteri per la localizzazione degli interventi di competenza provinciale;
- individuare le aree da sottoporre a specifica disciplina nelle trasformazioni al fine di perseguire la tutela dell'ambiente, con particolare riferimento ai Siti Natura 2000 di cui alle direttive n. 79/409/CEE e n. 92/43/CEE;
- individuare le aree, nell'esclusivo ambito delle previsioni del Piano Urbanistico Territoriale Tematico (PUTT) delle stesse, da sottoporre a specifica disciplina nelle trasformazioni al fine di perseguire la tutela dell'ambiente.

Il PTCP rappresenta lo strumento per mezzo del quale la Provincia partecipa a processi di pianificazione e programmazione promossi dallo Stato, dalla Regione Puglia e da altri soggetti pubblici aventi titolo. Tutti i soggetti sopra richiamati che operano nel territorio della Provincia, nel rispetto delle proprie competenze, sono tenuti a perseguire gli obiettivi alla base del presente piano e con esso coordinarsi.

Il PTCP si relaziona con l'attività di pianificazione comunale individuando ambiti e temi oggetto di azione coordinata tra più comuni, al fine di realizzare al meglio il coordinamento nelle materie di competenza precipua della Provincia.

Il PTCP indica gli indirizzi, le direttive e le prescrizioni che debbono essere recepite dalle Amministrazioni comunali nei loro strumenti di programmazione e di pianificazione.

Dalla consultazione della cartografia del PTCP di Brindisi, in merito agli elementi sopra riportati, risulta:

- Tav 1P “Vincoli e tutele operanti”: Dall’analisi dei vincoli segnalati nella tavola, si evince che:
 - L’area di impianto non è interessata da vincoli statali
 - L’area di impianto non è interessata da vincoli regionali
 - L’area di impianto non è interessata da vincoli idro-geologici
 - L’area di impianto non è interessata da Aree Protette
- Tav 2P “Caratteri fisici e fragilità ambientali”. Dall’analisi delle emergenze segnalate nella tavola, si evince che:
 - L’area di impianto non è interessata da grotte, pozzi, elementi idrografici superficiali lineari, elementi idrografici superficiali aereali, cave, geositi, discariche dismesse, SIN da bonificare, impianti a rischio di incidente rilevante.
 - L’area di impianto non presenta fragilità ambientali quali: elevata salinizzazione delle acque sotterranee e con divieto di captazione, tratti di costa interessati da erosione, rischio idrogeologico, rischi antropici legati alla presenza di discariche attive.

- Tav 3P “Caratteri storico-culturali”: l’impianto e le sue infrastrutture non ricadono in corrispondenza di elementi tutelati o comunque individuati nella cartografia, in particolare l’area di impianto e il suo intorno non è interessata da:
 - siti archeologici principali vincolati o segnalati,
 - “specchie” principali,
 - elementi di valore archeologico principali isolati,
 - strutture religiose principali ipogee e di superficie esterne ai centri urbani (vincolate o segnalate),
 - masserie e masserie fortificate principali (vincolate o segnalate),
 - torri fortificate costiere e dell’entroterra,
 - tratti principali di viabilità storica (tratturi),
 - insediamento sparso storico di trulli,
 - oliveti secolari e relativi assetti agrari,
 - elementi di bonifica novecentesca,
 - usi civici
- Tav 4P “Sistema insediativo ed infrastrutturale”: l’impianto e le sue infrastrutture non interferiscono direttamente con il sistema insediativo ed infrastrutturale (come aree urbanizzate, asse ferroviario, assi di potenziamento infrastrutturale, ecc.);
- Tav 5P “carta dei paesaggi e dei progetti prioritari per il paesaggio”: l’impianto in progetto ricade in due Ambiti: la Campagna Brindisina e il Tavoliere Salentino individuati dal PPTR, ulteriormente classificati in questa cartografia del PTCP come “La campagna irrigua della piana brindisina” e “Il paesaggio del vigneto di eccellenza”. Le aree di impianto non ricadono in alcuna delle aree interessate dai progetti prioritari del paesaggio individuati dal PTCP.

- Tav 6P “Rete ecologica”: dall’analisi di vincoli ed emergenze individuate in questa cartografia si evince che l’area dell’impianto in progetto non è interessata da
 - zone di elevata naturalità: zone umide, boschi, ambienti semi naturali, biotipi, geotipi;
 - aree protette: parchi e riserve nazionali, parchi e riserve regionali con relative fasce di protezione, zone Natura 2000, SIC, ZPS;
 - corridoi ecologici principali;
 - aree di transizione principali: aree ad alta concentrazione di uliveti storici, aree di bonifica principali, area dei trulli, oasi di protezione faunistica in aree prevalentemente agricole
 - della potenziale interferenza con corsi d’acqua individuati.
- Tav 7P “Progetto della struttura insediativa a livello sovracomunale”: dall’analisi di questa cartografia si evince che l’area dell’impianto in progetto ricade nell’Ambito 5 di Coordinamento (Comuni di Cellino S. Marco, San Donaci, San Pancrazio S., San Pietro Vernotico, Torchiarolo), non è interessato da assi di potenziamento dell’infrastruttura viaria.

Sulla base della consultazione della cartografia del PTCP, il progetto risulta conforme, dal punto di vista ambientale e paesistico, rispetto alle scelte di indirizzo descritte, in quanto:

- Non interferisce con fragilità ambientali;
- Non interferisce con aree di tutela ambientale e di naturalità (oasi di protezione, SIC, ZPS, etc.);
- Nell’area non sono presenti vincoli e segnalazioni architettoniche/archeologiche;
- L’area non è interessata da assi di potenziamento del sistema infrastrutturale;
- L’area di impianto non ricade in alcuna delle aree interessata dai progetti prioritari del paesaggio individuati dal PTCP

1.2.21 Piano Faunistico Venatorio Regionale

Il Piano Faunistico Venatorio Regionale 2018-2023 (di seguito PFVR) é stato adottato in prima lettura dalla Giunta Regionale con deliberazione n.798 del 22/05/2018 ed é stato pubblicato sul Bollettino Ufficiale della Regione Puglia n. 78 del 12/06/2018.

Dalle cartografie allegate alla proposta di Piano faunistico Venatorio 2018-2023 si evince che l'impianto fotovoltaico e le sue infrastrutture non ricadono in aree sottoposte a vincolo Ambientale, Paesaggistico e Faunistico.

1.2.22 Aree percorse da incendi

L'area di intervento non rientra tra quelle censite dal Corpo Forestale dello Stato e facenti parte del Catasto incendi ai sensi della Legge n. 353 del 21 novembre 2000.

1.2.23 PRAE

Dalla consultazione della Cartografia relativa al Piano Regione delle Attività Dalla consultazione della Cartografia relativa al Piano Regione delle Attività Estrattive redatta dalla Regione Puglia – Ufficio Attività Estrattive non vi sono cave attive nell'immediato intono dell'impianto in progetto.

1.2.24 Piano di Tutela delle Acque

Dall'analisi degli stralci cartografici inerente i vincoli del PTA, le aree oggetto di intervento (campi fotovoltaici e sottostazione) risultano interferenti con “Aree di tutela quali-quantitativa”, mentre non interessano aree sensibili o caratterizzate da vulnerabilità da nitrati di origine agricola.

In particolare per le “Aree di tutela quali-quantitativa”, sono state introdotte delle verifiche in fase di rilascio e/o rinnovo delle autorizzazioni, al fine di limitare la diffusione del fenomeno di salinizzazione dell'acqua rendendo di fatto inutilizzabile questa risorsa.

Le opere in oggetto, infine, non risultano interferenti con Zone di Protezione Speciale Idrogeologica, così come definite dal Piano di Tutela delle Acque, come aree destinate all'approvvigionamento idrico di emergenza, per le quali vigono specifiche misure di controllo sull'uso del suolo.

Nelle aree di progetto è presente solo l'acquifero carsico della Murgia Costiera, al limite con quello del Salento (cosiddetta “Falda di base”), che circola all'interno della successione carbonatica mesozoica.

Pertanto, considerato che le opere in progetto non prevedono, nel corso dell'esercizio,

emungimenti e/o prelievi ai fini irrigui o industriali, l'intervento risulta compatibile e coerente con le misure previste dal PTA.

Per approfondimenti sul tema si veda la Relazione "7PZH6K7_RelazioneCompatibilitaPTA_22".

1.2.25 Piano di bacino stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI)

Il Piano di Assetto Idrogeologico della Regione Puglia (PAI) è stato approvato dall'Autorità di Bacino della Regione Puglia il 30 novembre 2005.

Il PAI definisce i concetti di rischio idrogeologico, di pericolosità di frana e di pericolosità idrogeologica. Il rischio (R) è definito come l'entità del danno atteso in seguito al verificarsi di un particolare evento calamitoso, in un intervallo di tempo definito, in una data area; esso è correlato alla pericolosità (P) ovvero la probabilità di accadimento dell'evento calamitoso entro un definito arco temporale (frequenza), con determinate caratteristiche di magnitudo (intensità).

In riferimento all'assetto idraulico, le Norme Tecniche di Attuazione del PAI definiscono aree ad alta pericolosità idraulica (AP), a media pericolosità idraulica (MP), ed a bassa pericolosità idraulica (BP). Le aree in cui sarà installato l'impianto fotovoltaico non ricadono in aree di AP, MP o BP. Per quanto riguarda le opere accessorie (cavidotti, SSE, etc.), il cavidotto MT esterno di collegamento tra la CdS e la SSE attraversa due aree a media pericolosità idraulica. Si fa presente che l'attraversamento delle aree MP è su strada esistente (SP144) e sarà realizzato mediante un cavo interrato di tipo AIRBAG. In ogni caso, per scongiurare qualsiasi rischio il rinterro verrà eseguito con gli stessi materiali dello scavo o materiali permeabili aventi pezzatura maggiore per facilitare il deflusso delle acque.

In riferimento all'assetto geomorfologico le Norme Tecniche di Attuazione del PAI definiscono aree a pericolosità geomorfologica molto elevata (PG3), a pericolosità geomorfologica elevata (PG2) ed a pericolosità geomorfologica media e moderata (PG1).

Le aree in cui sarà installato l'impianto fotovoltaico e le opere accessorie (cavidotti, SSE, etc.) non ricadono in aree a pericolosità geomorfologica PG1, PG2 o PG3.

Per quanto concerne la classificazione del rischio, il PAI definisce quattro classi di rischio: moderato (R1), per il quale i danni sociali, economici ed al patrimonio ambientale sono marginali;

medio (R2), per i quali sono possibili danni minori agli edifici, alle infrastrutture ed al patrimonio ambientale che non pregiudicano l'incolumità del personale, l'agibilità degli edifici e la funzionalità delle attività economiche;

elevato (R3), per il quale sono possibili problemi per l'incolumità delle persone, danni

funzionali agli edifici ed alle infrastrutture, con conseguente inagibilità degli stessi, l'interruzione di funzionalità delle attività socioeconomiche e danni rilevanti al patrimonio ambientale;

molto elevato (R4), per il quali sono possibili la perdita di vite umane e lesioni gravi alle persone, danni gravi agli edifici, alle infrastrutture ed al patrimonio ambientale e la distruzione delle attività socioeconomiche.

Le aree in cui sarà installato l'impianto fotovoltaico e le opere accessorie (cavidotti, SSE, etc.) non ricadono in aree classificate a rischio R1, R2, R3 o R4.

La verifica è stata effettuata sulla cartografia consultabile sul sito dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia ed aggiornata al 19 gennaio 2016.

1.2.26 Carta Idrogeomorfologica - Autorità di Bacino della Regione Puglia

Dalla consultazione della Carta Idrogeomorfologica redatta dall'Autorità di Bacino della Regione Puglia e scaricabile dal SIT Puglia, risulta che nessuna delle opere accessorie necessarie alla realizzazione dell'impianto interferisce con componenti idro – geomorfologiche.

1.2.27 Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (Direttiva Habitat)

Ha lo scopo di promuovere il mantenimento della biodiversità mediante la conservazione degli habitat naturali nel territorio europeo, e disciplina l'istituzione della rete europea di aree protette denominata Rete Natura 2000. La direttiva individua tipi di habitat necessari di conservazione, definiti di interesse comunitario; tra questi ve ne sono alcuni, definiti prioritari, per la cui conservazione l'UE ha una responsabilità particolare. Tali habitat sono elencati nell'allegato I della direttiva. Analogamente, la direttiva individua anche un set di specie di interesse comunitario e prioritarie, elencate negli allegati II, IV e V.

1.2.28 Codice dei beni culturali e del paesaggio ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2001, n. 137 (D.L. 22/01/2004 n. 42, approvato con G.U. 24/02/2004)

Promuove e disciplina la tutela e la valorizzazione del patrimonio culturale, costituito dai beni culturali e dai beni paesaggistici.

1.2.29 Codice dei beni culturali e del paesaggio ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2001, n. 137 (D.L. 22/01/2004 n. 42, approvato con G.U. 24/02/2004)

Orientamento e modernizzazione del settore forestale, a norma dell'articolo 7 della

legge 5 marzo 2001 n. 57 (D.L. 18/05/2001 n. 227)

1.2.30 Orientamento e modernizzazione del settore forestale, a norma dell'articolo 7 della legge 5 marzo 2001 n. 57 (D.L. 18/05/2001 n. 227)

Ha le finalità di valorizzare la selvicoltura quale elemento fondamentale per lo sviluppo socio-economico e per la salvaguardia ambientale del territorio della Repubblica italiana, nonché la conservazione, l'incremento e la razionale gestione del patrimonio forestale nazionale.

1.2.31 Strategia dell'UE per la biodiversità fino al 2020

È stata adottata dalla Commissione europea nel maggio 2011; essa definisce il quadro per l'azione dell'UE nel prossimo decennio al fine di conseguire l'obiettivo chiave per il 2020 in materia di biodiversità. La strategia si articola attorno a sei obiettivi complementari e sinergici incentrati sulle cause primarie della perdita di biodiversità e volti a ridurre le principali pressioni esercitate sulla natura e sui servizi ecosistemici nell'UE.

1.2.32 DGR 2442/2018

Individua e localizza gli habitat e delle specie animali e vegetali inserite negli allegati delle Direttive 92/43/CEE e 9/147/CEE presenti nel territorio della Regione Puglia.

1.2.33 Convenzione sul commercio internazionale delle specie minacciate di estinzione (CITES)

Regolamenta il commercio internazionale di fauna e flora selvatiche in pericolo di estinzione. L'applicazione della CITES in Italia si applica con la L. 7 febbraio 1992 n. 150.

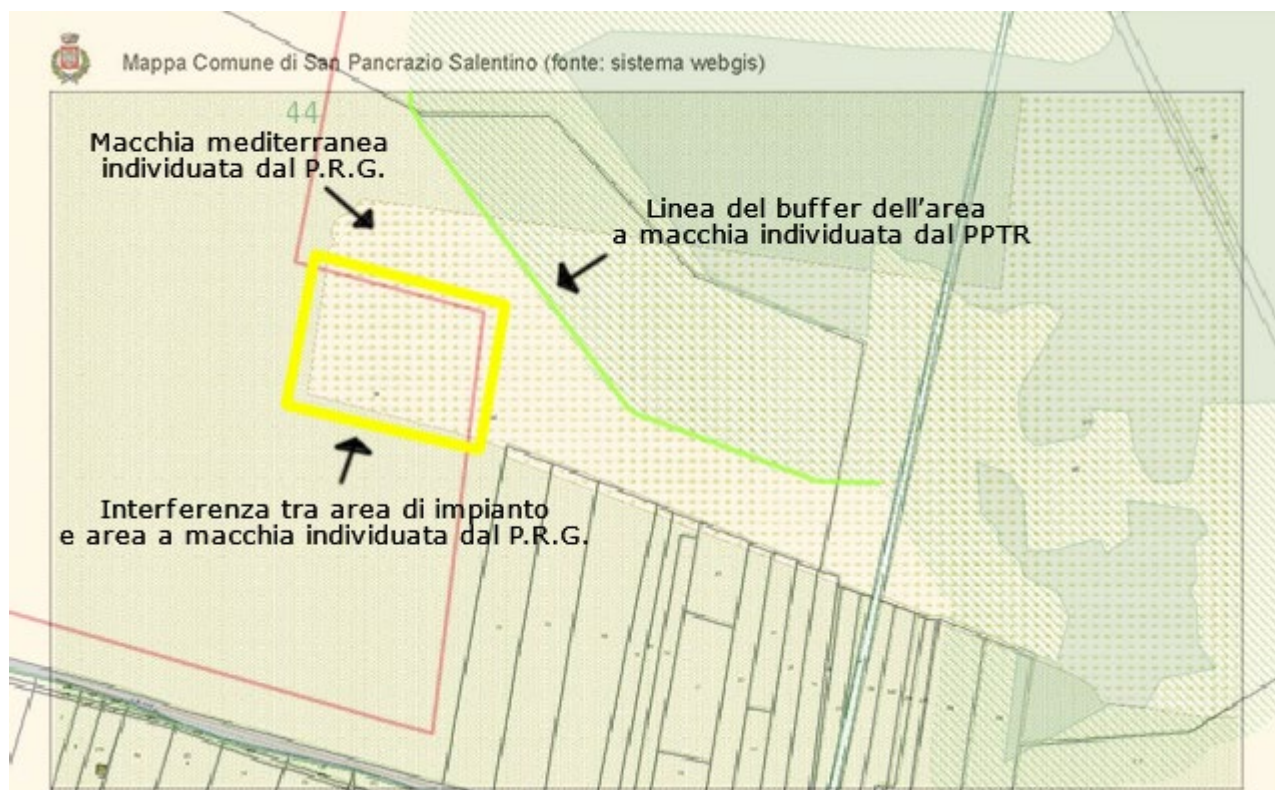
1.2.34 Strumenti urbanistici comunali

Le aree di Impianto ricadono in zona agricola come si evince dalla cartografia di progetto riportata nell'elaborato "*Studio di Inserimento Urbanistico*".

Nello specifico, l'area ricadente nel comune di San Pancrazio Salentino (BR) è individuata dal P.R.G. come *Zona a parco agricolo produttivo (E2)*, zone prevalentemente interessate dalle colture tradizionali dell'olivo, del vigneto e da altre colture arboree, che costituiscono elementi caratterizzanti il paesaggio agricolo da salvaguardare. In tali zone è prescritto il mantenimento delle essenze arboree esistenti. A tal proposito si rammenta che l'impianto sarà realizzato in aree a seminativo e non è previsto espianto di essenze arboree (olivi, vigneti e altre colture arboree)

caratterizzanti il paesaggio agrario. L'AREA EVIDENZIATA IN GIALLO, non sarà tuttavia interessata da installazione di traker fotovoltaici.

Fa eccezione una piccola porzione di impianto che ricade in una zona individuata a macchia mediterranea ma in realtà è ad uso seminativo come di seguito precisato.



Sovrapposizione P.R.G. con PPTR e area di impianto

Da verifica effettuata sul campo è evidente che l'area in questione risulta arata e anche se in passato era presente della macchia mediterranea, adesso non c'è più e non è pensabile che si ricostituisca in tempi brevi atteso che l'area circostante presenta le stesse caratteristiche di antropizzazione.



Inquadramento dell'area su ortofoto

D'altra parte lo stesso PPTR di più recente redazione perimetra l'area a macchia e relativa area di rispetto (buffer) in maniera diversa e sicuramente più aderente allo stato attuale dei luoghi ed esclude da detta perimetrazione la piccola porzione di area interessata dall'impianto fotovoltaico in progetto.

L'area ricadente nel comune di Erchie (BR) è individuata dal P.U.G. come area Zona E TA2 – *Aree agricole*.