

IMPIANTO AGROVOLTAICO DI PRODUZIONE DI ENERGIA
DA FONTE SOLARE DENOMINATO "CRACO" DI POTENZA NOMINALE
PARI A 18,0 MVA E POTENZA INSTALLATA PARI A 19,998 MW

REGIONE BASILICATA
PROVINCIA di MATERA
COMUNE DI CRACO

PROGETTO DEFINITIVO

Tav.:

Titolo:

R23a

Studio di impatto ambientale
Quadro Programmatico

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

n.a.

A4

R23a_StudioFattibilitaAmbientale_23a

Progettazione:

Committente:



Dott. Ing. Fabio CALCARELLA

Via B. Ravenna, 14 - 73100 Lecce
Mob. +39 340 9243575
fabio.calcarella@gmail.com - fabio.calcarella@ingpec.eu

BEE Craco s.r.l.

Largo Michele Novaro 1/A
CAP 43121 - PARMA (PR)
PEC - beecraco@pec.it



Fabio Calcarella

Enest. BEE

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Ottobre 2021	Prima emissione	STC	FC	BEE Craco Srl

Sommario

1.	QUADRO PROGRAMMATICO	2
2.	ACCORDI INTERNAZIONALI E STRUMENTI COMUNITARI	4
1.1.1	Principali accordi internazionali su clima ed energia rinnovabile.....	4
1.1.2	Direttiva (UE) 2018/2001 (Fonte Camera dei Deputati – Servizio Studi)	11
1.1.3	Il recepimento della Direttiva (UE) 2018/2001 (cosiddetta RED II) - Fonte Camera dei Deputati – Servizio Studi.....	13
1.1.4	Il PNIEC (Fonte Camera dei Deputati – Servizio Studi).....	15
1.1.5	Le Fonti Rinnovabili nel PNNR (Fonte Camera dei Deputati – Servizio Studi)	16
1.1.6	Strategia Energetica Nazionale (SEN).....	18
1.1.7	Obiettivi del PIEAR.....	19
	Aree idonee e non idonee.....	21
	Conclusioni	24
3.	STRUMENTI NORMATIVI PER LE AUTORIZZAZIONI NORME NAZIONALI E REGIONALI	26
1.2.1	L’attuazione della Direttiva 2001/77/CE: il D.Lgs. 387/03	26
1.2.3	D.Lgs 3 marzo 2011 n.28.....	27
1.2.4	D.M. 5 luglio 2012 Ministero dello Sviluppo Economico Grid Parity e Market Parity	27
1.2.7	D.lgs. 16 marzo 1999 n. 79.....	28
1.2.8	D.lgs 115/2008.....	28
1.2.9	D.Lgs. 152/2006 Testo Unico dell’ Ambiente e s.m.i.....	29
1.2.10	Legge Regionale 54/2015	29
4.	PIANIFICAZIONE URBANISTICA E TERRITORIALE	33
1.2	Piano Paesaggistico Regionale -PPR.....	33
	PPR - Finalità.....	33
	PPR – Descrizione del territorio. Gli Ambiti Paesaggistici	34
	Sistema delle tutele	35
	PPR – Obiettivi strategici per la gestione del territorio	36
1.3	Compatibilità del progetto a vincoli e indirizzi di tutela del PPR.....	37
	Verifica di compatibilità del progetto rispetto ai vincoli del PPR.....	37
1.4	Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)	39
	Autorità di Bacino Distrettuale dell’ Appennino Meridionale	39
	Piano di Assetto Idrogeologico (PAI).....	40

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 e strumenti comunitari relativi all'incentivazione e al sostegno delle fonti rinnovabili:
 - **Direttiva 2001/77/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
 - **Direttiva 2006/32/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.
 - **Direttiva 2009/28/CE (cosiddetta Red I)** del Parlamento Europeo e del Consiglio, 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.
 - **Direttiva (UE) 2018/2001 (cosiddetta Red II)** del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, testo modificativo e di rifusione della direttiva 2009/28/CEE.
- Strategia Energetica Nazionale (SEN);
- Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)
- Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale – Regione Basilicata (PIEAR).

Principali Leggi nazionali:

- **D.P.R.12 aprile 1996.** Atto di indirizzo e coordinamento per l’attuazione dell’art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- **D.lgs. 112/98.** 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.
- **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.
- **D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387.** Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità. Prevede fra l’altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- **D.lgs 152/2006 e s.m.i. (D.lgs 104/207) Testo Unico ambientale**
- **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/CE.
- **D.L. 16 luglio 2020** (Decreto Semplificazioni) convertito in Legge n. 120 del 11.09.2020 – in cui sono introdotte delle semplificazioni degli iter autorizzativi per impianti FER
- **Legge 22 aprile 2021, n. 53 – Legge di Delegazione Europea.** All’art. 5 delega il Governo per il recepimento della Direttiva (UE) 2018/2001 (cosiddetta Red II)
- **DL 31 maggio 2021 n. 77** (PNNR) convertito in Legge n. 108 del 29.07.2021 – Governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza

Legislazione Regionale:

- **L.R. n.1 del 19 gennaio 2010** “Norme in materia di energia e Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale”, con la quale è stato approvato il Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR) attualmente vigente che contiene gli obiettivi da raggiungere nel decennio: contenimento consumi energetici, aumento efficienza energetica, sviluppo FER;
- **D.G.R. n.2260 del 29/12/2010** come modificata dalla D.G.R. n.41 del 19/01/2016 di approvazione del Disciplinare ai sensi dell’art.3 della L.R. n.1/2010 e dell’art.14, comma

2, e 15 della L.R. n.8/2012 “Procedure per l'attuazione degli obiettivi del Piano di Indirizzo Energetico Ambientale (PIEAR) e disciplina del procedimento di cui all'art.12 del D.Lgs.29/12/2003, n.387 e dell'art.6 del D.Lgs.3/03/2011 n.28 per il rilascio dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili e linee guida tecniche per la progettazione degli impianti stessi”

- **L.R. n.8 del 26 aprile 2012** "Disposizioni in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili";
- **L.R. n.54 del 30 dicembre 2015** "Recepimento dei criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili ai sensi del D.M. 10.9.2010", con la quale sono state individuate le cosiddette aree non idonee alla installazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili di energia (FER);
- **L.R. n.38 del 22 novembre 2018** Seconda variazione al bilancio di previsione pluriennale 2018/2020 e disposizioni in materia di scadenza di termini legislativi e nei vari settori di intervento della Regione Basilicata, nella quale sono stati introdotti alcuni articoli di modifica delle precedenti leggi regionali e del PLEAR.

Pianificazione territoriale ed urbanistica:

- Piano Paesaggistico Regionale (PPR Basilicata);
- PRG del Comune di Craco;
- Piano di bacino stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) dell'Autorità di Bacino dell'Appennino Meridionale - Regione Basilicata;

2. ACCORDI INTERNAZIONALI E STRUMENTI COMUNITARI

1.1.1 Principali accordi internazionali su clima ed energia rinnovabile

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 conferenza sul clima, la COP26, si è tenuta a Glasgow, in Gran Bretagna, dal 1 al 12 novembre 2021. Il testo finale degli accordi siglati non è stato ancora reso noto al momento della redazione del presente progetto.

1.1.2 **Direttiva (UE) 2018/2001** (Fonte Camera dei Deputati – Servizio Studi)

Direttiva 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

La Direttiva (UE) 2018/2001 (cosiddetta RED II) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (testo modificativo e di rifusione della pregressa Direttiva 2009/28/UE, cd. RED I) fa parte del pacchetto di interventi legislativi adottato in sede europea, noto come *Winter package o Clean energy package*. I Regolamenti e le direttive del Clean Energy Package fissano il quadro regolatorio della governance dell'Unione per l'energia e il clima, funzionale al raggiungimento degli obiettivi europei al 2030 in materia.

In questo quadro, il maggiore ricorso all'energia rinnovabile costituisce una parte integrante delle misure volte alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nell'ambito degli impegni assunti con l'accordo di Parigi del 2015 sui cambiamenti climatici e delle politiche dell'energia e del clima al 2030

Appare opportuno segnalare in proposito che il Quadro regolatorio 2030 per il clima e l'energia è in via di aggiornamento con la revisione al rialzo degli obiettivi in materia di energie rinnovabili e di efficienza energetica ivi previsti. E' infatti in corso di esame presso le istituzioni dell'Unione europea la proposta di regolamento per una "legge europea sul clima", presentata nell'ambito *Green Deal* e volta a sancire l'obiettivo giuridicamente vincolante della

neutralità climatica entro il 2050.

La Direttiva (UE) 2018/2001 dispone che gli Stati membri provvedono collettivamente a far sì che, nel 2030, la quota di energia **da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo** di energia dell'Unione sia almeno pari al **32%** (articolo 1 e articolo 3, par. 1) e la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti sia almeno pari al 14% del consumo finale in tale settore (articolo 25, par. 1).

Tale previsione in Italia è stata già adempiuta posto che il **PNIEC nazionale** per il periodo 2020-2030 è stato predisposto e notificato nella sua versione definitiva alla Commissione UE.

All'interno di detto Piano sono contenuti, tra l'altro, **gli obiettivi per l'Italia** in materia di consumo di energie rinnovabili, che in sintesi prevedono:

- una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%;
- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22%, obiettivo più alto del target UE (14%).

Si consideri che tale obiettivo consiste in un obbligo che gli Stati membri devono imporre in capo ai fornitori di carburante per assicurare che entro il 2030 la quota di energia da FER fornita sia almeno il 14 % del consumo finale di energia nel settore dei trasporti (articolo 25, par. 1).

Funzionali al raggiungimento degli obiettivi 2030 sono le norme contenute nella Direttiva stessa che forniscono agli Stati membri i principi e i criteri per disciplinare (articolo 1):

- il sostegno finanziario all'energia elettrica da fonti rinnovabili (articoli 4-6 e 13);
- l'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta da tali fonti (articoli 21 e 22);
- l'uso di energia da FER nel settore del riscaldamento e raffrescamento e nel settore dei trasporti (articoli 23-24 e 25-28);
- la cooperazione tra gli Stati membri e tra gli Stati membri e i paesi terzi su progetti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (9-12 e 14);
- le garanzie di origine dell'energia da FER (articolo 19), le procedure amministrative improntate a garantire un favore per la produzione da FER e l'informazione e la formazione sulle FER (articoli 15-18).

La Direttiva fissa altresì criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa (articoli 29-31).

Strumentale alla nuova disciplina è il **quadro definitorio** (contenuto nell'articolo 2), integrato – rispetto alla Direttiva 2009/28/UE – in base alle novità introdotte (cfr. infra). Si segnala, in proposito, che anche la più dettagliata definizione di energia rinnovabile quale l'energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire **energia eolica, solare (solare termico e fotovoltaico) e geotermica, energia dell'ambiente, energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas**.

Gli Stati membri devono aver recepito nel diritto nazionale la direttiva entro il 30 giugno 2021. La direttiva entrerà in vigore a partire dal 1° luglio 2021 (articolo 36). A decorrere da tale data è abrogata la precedente Direttiva in materia di promozione dell'uso di fonti rinnovabili (Direttiva 2009/28/UE, come modificata dalla Direttiva 2013/18/UE e dalla Direttiva (UE) 2015/1513) (articolo 37 e Allegato X)

1.1.3 Il recepimento della Direttiva (UE) 2018/2001 (cosiddetta RED II) - Fonte Camera dei Deputati – Servizio Studi

La delega al Governo per il recepimento della Direttiva RED II è contenuta nell'articolo 5 della Legge di Delegazione europea 2019 (legge 22 aprile 2021, n. 53).

I principi e criteri di delega per l'attuazione della Direttiva sono molto numerosi (venticinque) e appare opportuno segnalare che taluni di essi **si intersecano strettamente**, come meglio si esporrà nel capitolo successivo, con l'attuazione dei progetti e delle riforme previsti nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (**PNRR**). Il Piano peraltro, profila un futuro aggiornamento del **PNIEC**, di cui l'articolo 5 della Legge di Delega costituisce sostanziale attuazione, in materia di sviluppo delle FER.

Può dunque osservarsi che il recepimento della Direttiva RED II, ma anche i più ambiziosi obiettivi delineati dall'Unione all'indomani dell'adozione del *Green Deal* e di *Next generation EU* costituisce parte integrante dei progetti e delle Riforme di settore contenuti nel PNRR.

L'articolo 5 della legge di delegazione europea 2019 delega, fra l'altro, il Governo a:

1. Prevedere una disciplina per la individuazione delle **superfici e delle aree idonee e**

- non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili** aventi una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC). Il processo programmatico di individuazione delle aree idonee deve essere effettuato da ciascuna regione o provincia autonoma in attuazione della disciplina dettata a livello centrale, di cui al precedente punto, entro sei mesi. Nel caso di mancata adozione, si dispone l'applicazione della disciplina sui poteri sostitutivi dello Stato (lett. a) e b)). Ai fini dell'installazione degli impianti nelle aree e siti idonei, **individuare procedure abilitative semplificate**, proporzionate alla tipologia di interventi e alla loro localizzazione, secondo un principio di sussidiarietà verticale (lett. c)) (art. 30 dl 77);
2. Individuare **procedure abilitative semplificate per gli interventi di rifacimento** totale e parziale, riattivazione, integrale ricostruzione e potenziamento su impianti a fonti rinnovabili già esistenti (lett. d));
 3. Introdurre misure **per la razionalizzazione, la valorizzazione e l'incremento** della produzione del parco di impianti **a fonti rinnovabili esistente** (lett. s));
 4. Riordinare e semplificare la normativa vigente in materia di procedure di qualificazione degli installatori di impianti a fonti rinnovabili (lett. dd));
 5. quanto **all'autoconsumo e ai criteri di accumulo**, riordinare e semplificare la normativa vigente in materia di configurazioni per l'autoconsumo, ivi inclusi i sistemi efficienti di utenza (SEU) (lett. e)). Nelle configurazioni di autoconsumo collettivo e nelle comunità dell'energia deve essere garantito un accesso paritario e non discriminatorio a tutti i pertinenti regimi di sostegno di natura normativa o regolatoria, con particolare riguardo ai meccanismi di valorizzazione dell'autoconsumo stesso (lett. h)). Devono anche essere adottati meccanismi di monitoraggio degli effetti della diffusione dell'autoconsumo, valutando altresì il trasferimento alla fiscalità generale degli oneri non direttamente connessi ad obiettivi di sviluppo ambientalmente sostenibile o di contrasto alla povertà energetica (lett. f)).
 6. adottare misure per favorire l'installazione di impianti a FER negli edifici esistenti con l'introduzione di meccanismi d'obbligo, fatti salvi i vincoli paesaggistici e i limiti dati dalla tipologia dell'edificio (lett. g)) e, contestualmente, individuare incentivi alla costituzione delle comunità di energia rinnovabile per la partecipazione di queste alla realizzazione degli impianti (lett. h)), prevedere la sostituzione di impianti obsoleti e incentivare quelli tecnologicamente avanzati per la riduzione dei gas di scarico e dei

particolati inquinanti, promuovendo la realizzazione di impianti fotovoltaici su edifici esistenti, anche al fine della completa rimozione dell'eternit o dell'amianto (lett. p));

7. Aggiornare e **potenziare i meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili**, in coerenza con le esigenze di tutela ambientale, valorizzando l'energia prodotta da biogas per la trasformazione in biometano o in digestato equiparato ai sensi della normativa relativa (D.M. 25 febbraio 2016). Incentivare anche la trasformazione ad uso plurimo di invasi, traverse e dighe esistenti, sia grandi, sia piccole, promuovendone, ove compatibile con gli ecosistemi, la pianificazione energetica (lett.o e p)). In aggiunta ai meccanismi di incentivazione economica per incrementare il consumo di energia da fonti rinnovabili, semplificare e stimolare il ricorso agli accordi di compravendita di energia elettrica da FER a lungo termine (lett.r));

1.1.4 **Il PNIEC (Fonte Camera dei Deputati – Servizio Studi)**

Le **Fonti energetiche rinnovabili (FER)** svolgono un **ruolo di primo piano** nell'ambito del sistema energetico italiano, trainate da meccanismi di **sostegno pubblico**, prevalentemente finanziati mediante una specifica quota inserita nelle **bollette energetiche** di imprese e famiglie. Lo sviluppo delle FER è funzionale ad un **sistema energetico più sostenibile ed efficiente**, meno dipendente dai combustibili fossili e dunque meno inquinante.

Le misure di promozione hanno prodotto risultati importanti: l'Italia è tra i Paesi con le migliori performance in termini di sfruttamento delle energie rinnovabili, avendo raggiunto **in anticipo**, sin dall'anno 2014, gli **obiettivi europei al 2020**. L'attuale target italiano per il 2030 è pari al 30% dei consumi finali, rispetto al 20% del 2020. L'inquadramento strategico e l'evoluzione futura del sistema è fornito nel **Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNIEC)** e nella Strategia di Lungo Termine per la Riduzione delle Emissioni dei Gas a Effetto Serra, entrambi in fase di aggiornamento per riflettere il nuovo livello di ambizione definito in ambito europeo.

Gli attuali obiettivi al 2030 fissati - ai sensi della nuova Direttiva europea Direttiva 2018/2001/UE RED II dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (**PNIEC**) per gli anni 2021-2030, **indicano una percentuale di copertura dei consumi (CFL) mediante le fonti rinnovabili pari al 30% al 2030**.

Il PNIEC si prefigge, inoltre, come obiettivo al 2030 nei trasporti il raggiungimento di una quota di energia da FER pari al 22%. Il target in questione non è direttamente confrontabile

con il target del 10% fissato per il 2020 ai sensi della Direttiva RED I, in quanto dovrà essere calcolato con criteri differenti, ai sensi della nuova Direttiva RED II.

Per il settore elettrico è prevista una quota FER del 55% al 2030, il cui contributo principale è atteso dallo sviluppo del **fotovoltaico (52 GW al 2030, + 32 GW dagli attuali 20 GW) e dell'eolico (circa 19 GW al 2030, +9 GW rispetto agli attuali 10 GW)**. Per raggiungere tali obiettivi sarà attuato un ampio portafoglio di misure sia per grandi che per piccoli impianti, come nuove procedure competitive per l'assegnazione di incentivi nell'ambito di contratti per differenza *PPA - Power Purchase Agreement* (accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine), promozione delle comunità energetiche e dell'autoconsumo, semplificazione delle procedure autorizzative, ottimizzazione delle principali produzioni esistenti.

1.1.5 Le Fonti Rinnovabili nel PNRR (Fonte Camera dei Deputati – Servizio Studi)

Nel PNRR, i progetti d'investimento in materia di transizione energetica e fonti rinnovabili sono enunciati nella Missione 2. In particolare, nella Componente C1 "Economia circolare e agricoltura sostenibile", sono previsti investimenti sui parchi agricoli (1,5 miliardi), e, nella Componente C2 "Energia rinnovabile, Idrogeno, Rete e Mobilità sostenibile", hanno sede la quasi totalità dei programmi di investimento e ricerca per le FER, lo sviluppo della filiera dell'idrogeno, le reti e le infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica. Questi programmi assorbono complessivamente 15,64 miliardi di euro (il 65,8% delle risorse RRF della Componente C2, destinata, per la parte residua, 8,14 miliardi, agli interventi per il trasporto locale sostenibile e l'elettrificazione dei trasporti, tra cui i bus elettrici (cfr. infra, quadro delle risorse della componente M2C2).

Nella Missione 3, si segnalano i progetti finalizzati all'utilizzo di energia rinnovabile nei porti (green ports, per cui sono stanziati 270 milioni di euro). I progetti di investimento per la ricerca e sviluppo in materia di idrogeno e batterie saranno raccordati con gli IPCEI - Important Projects of Common European Interest i quali sono complessivamente sostenuti dal PNRR con 1,5 miliardi di euro, all'interno della Missione M4 "Istruzione e ricerca" componente C2 "Dalla ricerca all'Impresa".

QUADRO DELLE MISURE E RISORSE (MILIARDI DI EURO):



M2C2 - ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITA' SOSTENIBILE

23,78

Mld

Totale

Ambiti di intervento/Misure	Totale
1. Incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile	5,90
Investimento 1.1: Sviluppo agro-voltaico	1,10
Investimento 1.2: Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo	2,20
Investimento 1.3: Promozione Impianti Innovativi (incluso <i>off-shore</i>)	0,68
Investimento 1.4: Sviluppo biometano	1,92
Riforma 1.1: Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili <i>onshore</i> e <i>offshore</i> , nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno	-
Riforma 1.2: Nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile	-
2. Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete	4,11
Investimento 2.1: Rafforzamento <i>smart grid</i>	3,61
Investimento 2.2: Interventi su resilienza climatica delle reti	0,50
3. Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno	3,19
Investimento 3.1: Produzione in aree industriali dismesse	0,50
Investimento 3.2: Utilizzo dell'idrogeno in settori <i>hard-to-abate</i>	2,00
Investimento 3.3: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	0,23
Investimento 3.4: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	0,30
Investimento 3.5: Ricerca e sviluppo sull'idrogeno	0,16
Riforma 3.1: Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno	-
Riforma 3.2: Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno	-
4. Sviluppare un trasporto locale più sostenibile	8,58
Investimento 4.1: Rafforzamento mobilità ciclistica	0,60
Investimento 4.2: Sviluppo trasporto rapido di massa	3,60
Investimento 4.3: Sviluppo infrastrutture di ricarica elettrica	0,74
Investimento 4.4: Rinnovo flotte bus e treni verdi	3,64
Riforma 4.1: Procedure più rapide per la valutazione dei progetti nel settore dei sistemi di trasporto pubblico locale con impianti fissi e nel settore del trasporto rapido di massa	-
5. Sviluppare una leadership internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione	2,00
Investimento 5.1: Rinnovabili e batterie	1,00
Investimento 5.2: Idrogeno	0,45
Investimento 5.3: Bus elettrici	0,30
Investimento 5.4: Supporto a start-up e venture capital attivi nella transizione ecologica	0,25

Fonte PNNR

Quali riforme si settore, connesse agli interventi, il Piano prospetta, in linea con la delega al Governo per il recepimento della Direttiva RED II:

- a. La semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili onshore e offshore, e l'adozione di un nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e la proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno (M2-C2-R.1.1);
- b. L'adozione di una nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile (biometano) (M2-C2-R.1.2)
- c. La semplificazione amministrativa e la riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno (M2- C3 – R 3.1)
- d. L'adozione di misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno (M2-C3-R.3) incidono sullo stesso ambito di intervento.

1.1.6 **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).

1.1.7 Obiettivi del PIEAR

Quanto riportato in questo paragrafo e nel successivo è stato integralmente ripreso dall'Allegato 5 al verbale del Comitato Tecnico Paritetico – Protocollo di Intesa tra MIC-MITE e Regione Basilicata Verbale della seduta del 22 luglio 2021 denominato “Criteri Metodologici per lo sviluppo del tema 2B.2) del Documento Programmatico – Localizzazione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili, a sua volta allegato alla DGR 741/2021.

Il PIEAR vigente prevede sostanzialmente il raggiungimento entro il 2020 di tre macro obiettivi:

1. *Costituzione di un distretto energetico*
2. *Sostegno ad azioni di contenimento e di risparmio energetico con la riduzione del costo della bolletta energetica*
3. *Incremento della produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia*

Con riferimento al terzo punto, di nostro interesse, il PIEAR prevede lo sfruttamento di tutte le fonti rinnovabili esistenti in funzione delle peculiari condizioni climatico ambientali, al fine di raggiungere specifici obiettivi di produzione mediante l'installazione di impianti opportunamente collocati sul territorio regionale nel rispetto delle condizioni di sviluppo locale e delle specifiche peculiarità ambientali.

Il PIEAR ha valutato un deficit produttivo di circa il 50% rispetto al fabbisogno energetico, con importazione della quota occorrente dall'esterno.

La produzione di energia in ambito regionale era dovuta essenzialmente all'utilizzo di fonti fossili derivanti dal petrolio, con grave nocimento per l'ambiente causato dall'inquinamento ambientale. Mentre le fonti rinnovabili di energia risultavano utilizzate in modo marginale ad eccezione dell'idroelettrico nonostante le potenzialità espresse dalla loro presenza.

L'obiettivo del PIEAR prevede pertanto, in linea con le politiche europee e nazionali, l'incremento di produzione finalizzato al soddisfacimento del fabbisogno interno di energia elettrica, nonché la riduzione delle emissioni in atmosfera dei cosiddetti gas climalteranti, in particolare l'anidride carbonica attraverso l'installazione di impianti

da fonte rinnovabile quali: eolica, solare idraulica e da biomassa.

Rispetto alle specifiche potenzialità espresse da ciascuna fonte rinnovabile il PIEAR ha definito le quote percentuali di incremento produttivo di energia elettrica (e corrispondentemente di potenza) di ciascuna fonte da raggiungere entro il 2020, illustrate dalla tabella seguente.

FORTE ENERGETICA	Ripartiz. (%)	Energia Prodotta (GWh/anno)	Rendimento elettrico (%)	Ore equivalenti di funzionamento (h)	Potenza installabile (MWe)
Eolico	60	1374	70	2000	981
Solare Fotovoltaico e termodinamico	20	458	85	1500	359
Biomasse	15	343	85	8000	50
Idroelettrico	5	114	80	3000	48
TOTALE	100	2289			1438

Obiettivi PIEAR in termini di potenza installata per ciascuna fonte FER

Con l'entrata in vigore del DM del MiSE del 15.03.2012 sono stati definiti e qualificati gli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definite le modalità per il raggiungimento degli obiettivi attribuiti a ciascuna regione.

Fermi restando gli obiettivi assegnati dal Burden Sharing ciascuna Regione poteva incrementarli sino a 1,5 volte, nei propri strumenti di pianificazione energetica.

La Regione Basilicata con LR 8/2012 ha previsto l'incremento di produzione di 1,5 volte per ciascuna fonte FER rispetto ai valori inizialmente definiti dal PIEAR, giungendo infine ai valori installabili indicati in tabella.

FORTE ENERGETICA	Energia Prodotta (GWh/a)	> 1,5 volte (GWh/a)	Potenza installabile (MWe)	> 1,5 volte (MWe)
Eolico	1374	2.061	981	1.471,5
Solare Fotovoltaico e termodinamico	458	687	359	538,5

A partire dal gennaio 2015 a tutt'oggi sono state acquisite numerose istanze di richiesta di Autorizzazione Unica ai sensi del D.lgs. 387/03 per la costruzione ed esercizio di impianti FER.

Ad oggi per impianti fotovoltaici sono state presentate 170 istanze per una potenza complessiva di 2.076 MW a fronte di un obiettivo PIEAR (1,5 volte obiettivo Burden Sharing) di 538,5 MW.

Le Autorizzazioni ad oggi rilasciate sono state 36 (22 provincia di Matera, 14 provincia di Potenza) per una potenza complessiva di 105,3 MW circa, quindi inferiori all'obiettivo

del PIEAR.

In definitiva abbiamo un gap di 433,2 MW potenzialmente colmabile con gli impianti in iter autorizzativo che hanno una potenza complessiva di 1.755 MW circa.

Aree idonee e non idonee

Nel 2018 è partita una nuova fase di programmazione con il Piano Integrato per l'Energia e per il Clima (PNIEC) che stabilisce i nuovi obiettivi nazionali per il 2030 su efficienza energetica, fonti rinnovabili, riduzione di CO2, sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia, sviluppo e mobilità sostenibile delineando per ciascuno di essi le misure da attuare per il raggiungimento.

In tabella riportiamo gli obiettivi Italia 2030 confrontati con gli obiettivi Italia 2020.

	OBIETTIVI 2020		OBIETTIVI 2030	
FER	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
	20%	17%	32%	30%
Efficienza energetica	-20%	-24%	-32,5%	-43%

La quota prevista in aumento di produzione è ripartita fra le Regioni.

Nel caso della Basilicata non si può comunque prescindere dal contributo che questa regione fornisce all'approvvigionamento energetico nazionale in termini di energie da fonti fossili. Dai giacimenti Lucani proviene il 77% del greggio estratto in Italia, con stime in aumento

La Direttiva UE 2018/2001 impone all'art. 36 agli stati membri entro il 30 giugno 2021 il recepimento della stessa e la individuazione di aree idonee e non idonee all'installazione di impianti da energia rinnovabile.

L'Italia con la Legge 22 aprile 2021, n. 53 detta Legge di Delegazione Europea 2019-2020 ha delegato il Governo all'attuazione di dette Direttive Europee.

All'art. 5 in particolare stabilisce che il Governo, nell'esercizio della delega in tema FER, deve prevedere, previa intesa con la Conferenza Unificata Stato Regioni, al fine del concreto raggiungimento degli obiettivi indicati nel PNIEC una disciplina per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili nel rispetto delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e forestali, della qualità dell'aria e dei corpi idrici, privilegiando superfici di strutture edificate, quali capannoni industriali e parcheggi, e aree non utilizzabili per altri scopi.

Sulla base di tali criteri, entro 6 mesi dall'emanazione del DM che sancisce l'intesa, ciascuna Regione identificherà le superfici e aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili e l'individuazione delle procedure.

Nel novembre del 2020, in previsione della Legge Delegazione, è stato istituito un gruppo di lavoro tecnico per la definizione di "aree idonee e non idonee" coordinato dal

Ministero per la Transizione Ecologica (MiTE), cui hanno partecipato i Ministeri della Cultura, delle Politiche Agricole e Forestali, il CREA, le Regioni, il GSE e RSE.

Sulla base dell'obiettivo espresso dal MiSE ovvero di stabilire un nuovo "burden sharing" non più sulla potenza complessiva da realizzare ma sulle aree e superfici idonee che ogni regione dovrebbe mettere a disposizione per l'installazione delle Rinnovabili, in modo che risultino sufficienti nell'insieme a realizzare gli obiettivi nazionali, le Regioni hanno fornito due elementi:

- *Database vincolistico*
- *Elenco priorità di aree idonee e non idonee*

I lavori del gruppo tecnico riguardo la definizione di Area Idonea sono stati conclusi nel marzo 2021 con la evidenziata necessità di definire il concetto di area idonea improntata a una certa flessibilità (per rispondere al meglio all'evoluzione delle tecnologie e alle specificità dei territori) caratterizzata da un opportuno livello di generalità, ma nel contempo contraddistinta da rilevanza, per contemperare le diverse esigenze attese di tutela del patrimonio culturale, del paesaggio, dell' della produzione di energia elettrica. Anche la Regione Basilicata ha analizzato e comunicato le aree potenzialmente idonee (con priorità massima e priorità secondaria).

Fermo restando che le aree non idonee sono oggetto della L.R. 54/2015, di seguito la tabella che la Regione Basilicata ha trasmesso al MiSE, confermando le aree potenzialmente non idonee di esclusione prioritaria.

Area da analizzare come POTENZIALE AREA NON IDONEA (valutazione comunque preliminare e non vincolante)	Z (esclusione prioritaria) o Y (esclusione secondaria o non certa o a seconda dei casi) o niente	
	Priorità esclusione FOTOVOLTAICO	Priorità esclusione EOLICO
Aree naturali protette (parchi, riserve) ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale) istituite ai sensi della Legge n. 394/1991 e dalle diverse leggi regionali.	Z	Z
Aree Umide – Convenzione Ramsar	Z	Z
Aree Rete Natura 2000 (SIC, ZPS), I.B.A (Important Bird Areas) e riproduzione, alimentazione e transito di specie faunistiche protette (Convenzioni Berna, Bonn, Parigi, Washington, Barcellona) e dalle Direttive comunitarie (79/409/CEE e 92/43/CEE), specie rare, endemiche, vulnerabili, a rischio di estinzione.	Z	Z
Terreni agricoli interessati da coltivazioni arboree certificate DOP, DOC, DOCG e IGT	Z	Z
Terreni agricoli irrigati per mezzo di impianti di distribuzione/irrigazione gestiti dai Consorzi di Bonifica	Z	Z
Aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrate nei Piani di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) adottati dalle competenti Autorità di Bacino ai sensi del D.L. n. 180/1998 e s.m.i. (Hi3, Hi4, Hg3, Hg4)	Z	Z
Parte II del Dlgs 42/2004 (art. 10)	Z	Z
Parte III del Dlgs 42/2004 (artt. 136, 142, 143 e 157)	Z	Z
Paesaggi storici agrari	Z	Z
Siti Unesco	Z	Z
Rete ecologica	Z	Z

Si sottolinea che tra le aree non idonee appartenenti alla macro area tematica “aree agricole” della L.R. 54/2015 sono confermate le tipologie di aree agricole di pregio e di importanza strategica per la sicurezza alimentare e l’economia agricola regionale:

1. Aree agricole interessate da produzioni agricole alimentari di qualità: superfici dedicate a prodotti agro alimentari a denominazione di origine e a indicazione geografica riconosciuti dalla UE (DOP, IGP, STG, DOCG, DOC, IGT)
2. Territori caratterizzati da elevata capacità d’uso del suolo: sono le aree ricadenti in prima e seconda classe di capacità di uso del suolo così come individuati a partire dalla carta della capacità d’uso dei suoli a fini agricoli e forestali

3. *Aree agricole servite da schemi ed impianti irrigui consortili, così come identificati nella cartografia delle Aree irrigue della Basilicata*
4. *Le aree comprese nei paesaggi rurali e storici*

Conclusioni

Dalla lettura e analisi dei documenti indicati negli ultimi due paragrafi di diretta emanazione regionale (PIEAR e nuova programmazione nazionale e regionale), si evince:

1. Gli obiettivi di produzione di energia da fonti rinnovabili previsti per il 2020 dal PIER non sono stati ad oggi raggiunti, sebbene ci siano progetti in iter autorizzativo potenzialmente in grado di raggiungere tali obiettivi.
2. Il PNIEC ha fissato nuovi obiettivi per il 2030, per i quali sicuramente sarà necessario in tutte le Regioni estendere gli obiettivi già fissati in termini di potenza installata e quindi di energia prodotta.
3. Il nuovo “*burden sharing*” dipenderà non più sulla potenza complessiva da realizzare ma sulle aree e superfici idonee che ogni regione dovrebbe mettere a disposizione per l’installazione delle Rinnovabili
4. il concetto di area idonea è improntata a una certa flessibilità (per rispondere al meglio all’evoluzione delle tecnologie e alle specificità dei territori) caratterizzata da un opportuno livello di generalità, ma nel contempo contraddistinta da rilevanza, per contemperare le diverse esigenze attese di tutela del patrimonio culturale, del paesaggio, dell’attività di produzione di energia elettrica

3. 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..

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 (connesse alla rete elettrica di distribuzione in Media Tensione MT), o centrali fotovoltaiche utilityscale (connesse alla rete elettrica di trasmissione in Alta Tensione AT).

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 Legge Regionale 54/2015

Con la Legge Regionale n. 54 del 30 dicembre 2015 la Regione Basilicata ha recepito i criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti rinnovabili ai sensi del D.M. 10 settembre 2010.

In Premessa all'Allegato A della L.R. 54/2010 sono indicate le procedure seguite dalla Regione Basilicata e **i criteri seguiti per la definizione delle Aree non Idonee all'installazione di impianti FER**. Riteniamo sia utile, pertanto riportare integralmente il testo di tale Premessa.

Sulla Gazzetta Ufficiale n. 219 del 18/9/2010 sono state pubblicate le "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" emanate con D.M. 10 settembre 2010 di concerto tra il Ministero dello Sviluppo Economico, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, in attuazione a quanto previsto dall'art. 12 del D.Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387. Tale decreto demanda alle Regioni il compito di avviare *"un'apposita istruttoria avente ad oggetto la ricognizione delle disposizioni volte alla tutela dell'ambiente del paesaggio del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale che identificano obiettivi di protezione non compatibili con l'insediamento in determinate aree di specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti..."*. Nel 2011, con D.G.R. n. 879/2011 la Regione Basilicata ha approvato lo schema di Protocollo di Intesa con il MIBAC ed il MATTM per la definizione congiunta del PPR, in applicazione dell'art. 143 comma 2 del D.Lgs. n. 42/2004. L'Intesa è stata firmata in data 14/9/2011 avviando, così, la collaborazione istituzionale con i due Ministeri, con l'impegno a garantire la corretta gestione del territorio, un'efficace ed efficiente tutela e valorizzazione dei suoi caratteri paesaggistici, storici, culturali e naturalistico - ambientali. In particolare, le parti hanno stabilito *"di individuare prioritariamente e congiuntamente la metodologia per il riconoscimento delle aree non idonee alla localizzazione degli impianti da fonti rinnovabili, ai sensi del D.M. Sviluppo economico 10 settembre 2010"* "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" sulla base dei criteri di cui all'Allegato 3 paragrafo 17 Criteri per l'individuazione di aree non idonee del citato DM". In attuazione di dette disposizioni è stata avviata l'istruttoria per l'individuazione delle aree e dei siti non idonei a cura di un apposito Gruppo di Lavoro interistituzionale e interdipartimentale. In tale operazione si è tenuto conto delle peculiarità del territorio conciliando le politiche di tutela dell'ambiente e del paesaggio, del territorio rurale e delle tradizioni agro-alimentari locali con quelle di sviluppo e valorizzazione delle energie rinnovabili. La metodologia utilizzata, con riferimento all'Allegato 3 del D.M. 10 settembre 2010, ha portato all'individuazione di **4 macro aree tematiche**:

1. aree sottoposte a tutela del paesaggio, del patrimonio storico, artistico e archeologico;
2. aree comprese nel Sistema Ecologico Funzionale Territoriale;
3. aree agricole;
4. aree in dissesto idraulico ed idrogeologico;

Per ciascuna macro area tematica sono state identificate diverse tipologie di beni ed aree ritenute "non idonee" procedendo **alla mappatura sia delle aree non idonee già identificate dal PIEAR (L.R. n. 1/2010), sia delle aree non idonee di nuova identificazione in attuazione delle linee guida**. Rispetto alle aree già identificate dal PIEAR (L.R. n. 1/2010), per alcuni beni sono stati ampliati i buffer di riferimento e riportate le relative motivazioni. La sovrapposizione delle informazioni, ha consentito la produzione di una cartografia di sintesi che individua siti e aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili; tali cartografie sono da

considerarsi non esaustive per l'indisponibilità in formato vettoriale di alcuni dati

Pertanto in tutti gli ambiti di riferimento risulta necessario porre un particolare livello di attenzione nella redazione dei progetti per l'installazione degli impianti, anche integrando gli elaborati progettuali con appositi studi a scale adeguate riferiti all'insieme delle aree e siti non idonei di seguito considerati. Risulta altresì necessario porre un particolare livello di attenzione nella valutazione dei progetti che, al fine di garantire il corretto inserimento degli impianti sul territorio, dovrà tener conto della situazione di base - impianti già realizzati - in cui il nuovo intervento dovrà inserirsi e dei potenziali effetti cumulativi del medesimo (anche in termini di co-visibilità) in rapporto ad altri progetti già autorizzati o presentati. La valutazione cui l'Amministrazione competente è chiamata non può esaurirsi nell'esame del progetto proposto quale fatto a se stante, avulso dal contesto edilizio, ambientale e territoriale di fondo, né da proposte di progetti in territori attigui.

E' stata quindi effettuata una verifica di ubicazione delle aree di progetto e delle relative opere di connessione per ciascuna delle quattro aree macro tematiche finalizzata a verificare che le aree di progetto non ricadessero in Aree o Siti non idonei all'installazione di impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile (impianti FER). Si riporta nelle Tabelle delle pagine successive l'esito della verifica. Ciascuna Tabella è riferita ad una macro area individuata dalla Legge Regionale. Facciamo presente che la presenza di un progetto in area non idonea non ne preclude a priori la possibilità di realizzazione.

AREE E SITI NON IDONEI ALL'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI FER	
1. AREE SOTTOPOSTE A TUTELA DEL PAESAGGIO, DEL PATRIMONIO STORICO, ARTISTICO E ARCHEOLOGICO	Area progetto
1.1. Siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO. È previsto un buffer di 8000 mt dal perimetro del sito.	NO
1.2. Beni monumentali e relativo buffer di 1.000 m	NO
1.3. Beni archeologici e relativo buffer di 300 m, Beni Archeologici tutelati ope legis: tutelati ai sensi degli art. 10, 12, 45 del D.lgs. 42/2004, beni per i quali è in corso il procedimento di dichiarazione di interesse culturale ai sensi degli art. 14 e 46 del D.lgs 42/2004. Tratturi vincolati ai sensi del DM 22.12.1983, Zone individuate ai sensi dell'art. 142, lett. m del D.lgs 42/2004 Aree di interesse archeologico intesi come contesti di giacenza storicamente rilevante	NO
1.4. Beni paesaggistici:	NO
• i territori costieri compresi in una fascia della profondità di 5000 metri dalla linea di battigia;	NO
• i territori contermini ai laghi ed invasi artificiali compresi in una fascia della profondità di 1000 metri dalla linea di battigia;	NO
• i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 500 metri ciascuna;	NO
• le montagne per la parte eccedente 1.200 metri sul livello del mare per la catena appenninica;	NO
• le aree assegnate alle università agrarie e le zone gravate da usi civici;	NO
• i percorsi fratturali. Si intendono come percorsi tratturali le tracce dell'antica viabilità legata alla transumanza, in parte già tutelate con D.M. del 22 dicembre 1983;	NO
• le aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a vincolo di conservazione A1 e A2;	NO
• le aree di crinale individuate dai Piani Paesistici di Area Vasta come elementi lineari di valore elevato;	NO
• le aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a Verifica di Ammissibilità;	NO
• i centri urbani considerando il perimetro dell'Ambito Urbano dei Regolamenti Urbanistici (LUR 23/99) o, per i comuni sprovvisti di Regolamento Urbanistico, il perimetro riportato nella tavola di Zonizzazione dei PRG/PdF. Si prevede un buffer di 3000 mt a partire dai suddetti perimetri;	NO
• i centri storici, intesi come dalla zona A ai sensi del D.M. 1444/68 prevista nello strumento urbanistico comunale vigente. È previsto un buffer di 5.000 mt dal perimetro della zona A per gli impianti eolici e fotovoltaici di grande generazione e per gli impianti solari termodinamici;	SI

Dalla verifica riferita alle *Aree sottoposte a tutela del paesaggio, del patrimonio storico artistico e archeologico*, si evince che l'area di progetto ricade nel buffer di 5 km dal Centro Storico di Craco. Nello Studio di Impatto Visivo riportato nel Quadro Ambientale del SIA è stato redatto uno specifico studio finalizzato a dimostrare la compatibilità del progetto proposto, nonostante questo ricada ad una distanza di 3,7 km dal Centro Storico di Craco.

2. AREE COMPRESSE NEL SISTEMA ECOLOGICO FUNZIONALE TERRITORIALE	Area Impianto
2.1. Aree Protette Ricadono in questa tipologia le 19 Aree Protette, ai sensi della L. 394/91 compreso un buffer di 1000 mt a partire dal relativo perimetro.	NO
2.2. Zone Umide Rientrano in questa tipologia le zone umide, elencate nell'inventario nazionale compreso un buffer di 1000 mt a partire dal relativo perimetro.	NO
2.3. Oasi WWF	NO
2.4. Rete Natura 2000	No
2.5. IBA	SI
2.6. Rete Ecologica	NO
2.7. Alberi monumentali	NO
2.8. Boschi	NO

Dalla verifica riferita alle Aree comprese nel Sistema Ecologico Funzionale si evince che le aree di progetto ricadono nell'IBA denominato Calanchi della Basilicata. Si rimanda al Quadro Ambientale in cui è stata verificata l'effettiva interferenza del progetto su tale area di interesse conservazionistico.

3 AREE AGRICOLE	Area di progetto
3.1. Vigneti DOC	NO
3.2. Territori caratterizzati da elevata capacità d'uso del suolo (Carta della capacità d'uso dei suoli ai fini agricoli e forestali)	NO

4 AREE IN DISSESTO IDRAULICO ED IDROGEOLOGICO	Area di progetto
Aree a rischio idrogeologico medio - alto ed aree soggette a rischio idraulico (sono comprese aree individuate dai Piani Stralcio delle Autorità di Bacino)	NO

Non si riscontrano interferenze del progetto con aree agricole di pregio e con aree soggette a rischio idrogeologico o idraulico.

4. PIANIFICAZIONE URBANISTICA E TERRITORIALE

1.2 Piano Paesaggistico Regionale -PPR

PPR - Finalità

Sul sito istituzionale della Regione Basilicata (ppr.regione.basilicata.it) si afferma quanto segue:

La Legge regionale 11 agosto 1999, n. 23 Tutela, governo ed uso del territorio stabilisce all'art. 12 bis che "la Regione, ai fini dell'art. 145 del D. Lgs. n. 42/2004, redige il Piano Paesaggistico Regionale quale unico strumento di tutela, governo ed uso del territorio della Basilicata sulla base di quanto stabilito nell'Intesa sottoscritta da Regione, Ministero dei Beni e delle attività Culturali e del Turismo e Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare". Tale strumento, reso obbligatorio dal D.Lgs. n. 42/04, rappresenta ben al di là degli adempimenti agli obblighi nazionali, una operazione unica di grande prospettiva, integrata e complessa che prefigura il superamento della separazione fra politiche territoriali, identificandosi come processo "proattivo", fortemente connotato da metodiche partecipative e direttamente connesso ai quadri strategici della programmazione, i cui assi prioritari si ravvisano su scala europea nella competitività e sostenibilità. Il quadro normativo di riferimento per la pianificazione paesaggistica regionale è costituito dalla Convenzione europea del paesaggio (CEP) sottoscritta a Firenze nel 2000, ratificata dall'Italia con L. 14/2006 e dal Codice dei beni culturali e del paesaggio D.Lgs. n. 42/2004 che impongono una struttura di piano paesaggistico evoluta e diversa dai piani paesistici approvati in attuazione della L. 431/85 negli anni novanta. L' approccio "sensibile" o estetico-percettivo (che individua le eccellenze e i quadri di insieme delle bellezze naturali e dei giacimenti culturali da conservare) si tramuta in un approccio strutturale che coniuga la tutela e la valorizzazione dell'intero territorio regionale.

Il PPR rappresenta pertanto il quadro di riferimento e di coordinamento per lo sviluppo sostenibile dell'intero territorio e degli atti di programmazione e pianificazione, proponendo una modalità di interpretazione del territorio attraverso un innovativo processo di conoscenza, riprogettazione e gestione delle risorse presenti.

Il PPR definisce il quadro conoscitivo da cui partire per la pianificazione del territorio e la progettazione di opere di interesse territoriale.

E ancora sempre sul sito ppr.regione.basilicata.it

Il censimento dei beni culturali e paesaggistici ha interessato gli immobili e le aree oggetto di provvedimenti di tutela emanati in base alla legge 1089/1939 "Tutela delle cose di interesse artistico e storico", alla legge 1497/1939 "Protezione delle bellezze naturali", al D. Lgs. 490/1999 "Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali", e, infine, al D. Lgs. 42/2004 "Codice dei beni culturali e del paesaggio".

Tali attività hanno permesso la realizzazione di un sistema costituito da:

-Cartografia digitale in ambiente GIS, che fornisce su supporto cartografico la georeferenziazione e poligonazione dei beni oggetto di provvedimenti di vincolo;

-Data base “Beni”, contenente le principali informazioni relative al singolo bene tutelato ed al relativo decreto;

-Catalogo “Immagini”, contenente le scansioni di tutti i provvedimenti di vincolo corredati della pertinente documentazione agli atti e delle schede identificative dei beni paesaggistici validate dalla Regione e dal MiBACT.

Il sistema viene costantemente aggiornato sulla base dei dati relativi ai provvedimenti progressivamente approvati.

PPR – Descrizione del territorio. Gli Ambiti Paesaggistici

In conformità a quanto stabilito dall’art. 135 comma 2 del Codice dei Beni Culturali (D.lgs 42/2004) il PPR Basilicata individuata nel territorio regionale degli Ambiti Paesaggistici ovvero sistemi complessi che abbiano un carattere ed una identità ben riconoscibile da un punto di vista paesaggistico, ambientale e storico – insediativo.

Gli Ambiti Paesaggistici individuati dal PPR sono:

1. Complesso vulcanico del Vulture
2. La montagna interna
3. La collina e i terrazzi del Bradano
4. L’altopiano della Murgia Materana
5. L’alta Valle dell’Agri
6. La collina argillosa
7. La pianura e i terrazzi costieri
8. Il Massiccio del Pollino

La suddivisione del territorio regionale in Ambiti Paesaggistici con spiccata identità fisica e geografica, ha permesso, tra l’altro, di semplificare il primo obiettivo del PPR, ovvero quello di offrire uno strumento di conoscenza del territorio alla portata e a disposizione di tutti anche con l’ausilio dei moderni sistemi cartografici digitali e a un Sistema Informativo Territoriale (SIT) in cui agli oggetti presenti in cartografia sono associate informazioni non grafiche del territorio.

Ciascun Ambito Paesaggistico non solo è descritto con l’individuazione di caratteristiche e criticità ma sono indicati gli obiettivi di qualità paesaggistica da mantenere e conseguire.

La fase di descrizione del territorio è stata completata con l’individuazione cartografica e perimetrazione dei beni paesaggistici, in particolare di quelli tutelati ai sensi degli articoli 136, 142 del Codice dei Beni Culturali (D.lgs. 42/2004).

Sistema delle tutele

Il PPR prescrive la tutela dei beni individuati ai sensi del D.Lgs 42/04 (artt. 10, 45 136, 142, 143), in particolare:

1. Territori costieri e relative fasce di rispetto (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. a)
2. Territori contermini a laghi e relative fasce di rispetto (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. a)
3. i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna (D.lgs 42/2004 art. 142 comma 1, lett. c)
4. Montagne eccedenti i 1.200 m s.l.m. (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. d)
5. Ghiacciai (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. e)
6. Parchi e riserve nazionali e regionali, nonché territori di protezione esterna dei parchi (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. f)
7. Territori coperti da foreste e da boschi ancorchè danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. g)
8. Aree assegnate alle università agrarie e le zone gravate da usi civici (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. h)
9. Zone umide (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. i)
10. Vulcani (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. l)
11. Zone di interesse archeologico (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. m)
12. le cose immobili che hanno cospicui caratteri di bellezza naturale, singolarità geologica o memoria storica, ivi compresi gli alberi monumentali (D.lgs 142/2004 art. 136 comma 1, lett. a)
13. ville, giardini e parchi, che si distinguono per la loro non comune bellezza (D.lgs 142/2004 art. 136 comma 1, lett. b)
14. i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici (D.lgs 142/2004 art. 136 comma 1, lett. c)
15. le bellezze panoramiche e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico, dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze (D.lgs 142/2004 art. 136 comma 1, lett. d).
16. Aree protette: SIC, ZPS, aree Rete Natura 2000, parchi nazionali e regionali
17. Beni culturali mobili e immobili di interesse storico, artistico, archeologico tutelati ai sensi dell'art. 10 del D.lgs 42/2004

18. Beni Parchi della rimembranza tutelati dalle Leggi Regionali della Basilicata

19. Alberi monumentali tutelati dalle Leggi Regionali della Basilicata

Sono altresì tutelate dal PPTR:

1. Territori ricompresi nei parchi nazionali o regionali e nelle altre aree naturali protette;
2. Riserve e monumenti naturali e altre aree di rilevanza naturalistica e ambientale.

PPR – Obiettivi strategici per la gestione del territorio

Il PPR Basilicata ha come obiettivo strategico la tutela e la valorizzazione dello spazio rurale multifunzionale e del suo legame con il sistema insediativo urbano, da perseguire attraverso i seguenti obiettivi prioritari di gestione del territorio:

1. Conservazione e tutela della biodiversità
2. Intervento su temi di governo del territorio:
 - a. Contenimento del consumo del suolo
 - b. Sostenibilità delle scelte energetiche
 - i. Attività di ricerca e coltivazione degli idrocarburi
 - ii. Localizzazione degli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile
 - c. Sostenibilità delle scelte dei piani di settore: attività di coltivazione di cave e torbiere e di inerti negli alvei dei corsi d'acqua
3. Creazioni di Reti
4. Mantenimento o ricostruzione di qualità dei paesaggi (bordi urbani e infrastruttura verde urbana)

E' chiaro che la realizzazione del progetto di impianto fotovoltaico in esame può potenzialmente incidere su due temi: la Conservazione e Tutela della Biodiversità e la Localizzazione degli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile.

1.3 Compatibilità del progetto a vincoli e indirizzi di tutela del PPR

La verifica di compatibilità del progetto al PPR parte dall'Analisi Vincolistica delle aree di progetto con individuazione di eventuali criticità e modalità di superamento delle stesse. In particolare con l'ausilio delle tavolette allegate sarà verificata la compatibilità del progetto rispetto ai vincoli imposti dal PPR, in gran parte coincidenti con i vincoli di tutela individuati nel Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D.lgs 42/2004).

Sarà, poi, effettuata una analisi di compatibilità del progetto e dell'area di progetto con gli obiettivi strategici di gestione del territorio individuati dallo stesso PPR, con specifico riferimento a:

- ✓ Conservazione e tutela della biodiversità
- ✓ Corretta localizzazione dell'impianto FER. L'analisi di corretta localizzazione sarà svolta:
 - Utilizzando le Mappe di Intervisibilità Teorica (MIT), come strumento di Analisi dell'Intervisibilità Territoriale, si andrà a definire la visibilità (o Intervisibilità) dell'impianto da alcuni punti notevoli nell'intorno dell'area di intervento.
 - Valutando il numero di impianti fotovoltaici esistenti nell'intorno dell'area di impianto correlati con le aree effettivamente utilizzabili per l'installazione degli impianti stessi, per verificare la Saturazione dell'area, ovvero per verificare se la realizzazione dell'impianto in oggetto è sopportabile dal contesto territoriale.

Verifica di compatibilità del progetto rispetto ai vincoli del PPR

La verifica di compatibilità del progetto rispetto ai vincoli imposti dal PPR sarà fatta utilizzando come strumento di verifica le Tavolette allegate alla presente Relazione Paesaggistica. Nelle Tavolette è indicata su base cartografica (ortofoto o CTR) l'area di impianto con buffer di 3 km dal perimetro, le opere di connessione (cavidotto MT, SSE, cavidotto AT) e tutti vincoli individuati dal PPTR, suddivisi per categoria. Da tali sovrapposizioni si evince che:

1. l'area di impianto propriamente detta non è interessata da alcun vincolo PPR
2. nell'area buffer dei 3 km, troviamo solo zone di rispetto da corsi d'acqua tutelate ai sensi del comma 1, lettera c, art. 142 del D.lgs. 42/04:

- a. *La Sottostazione elettrica ricade nella fascia di 150 m di rispetto di un corso d'acqua ad una distanza minima dal reticolo stesso di 90 m circa*
 - b. *Il cavidotto interrato MT ricade per un tratto sempre nella stessa fascia di rispetto di un corso d'acqua.*
 - c. *Un breve tratto del cavidotto AT interrato ricade nella fascia di rispetto del corso d'acqua.*
3. non sono presenti nell'area di progetto e nella relativa Area di Studio (Area buffer di 3 km) altre aree e immobili tutelati dal Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D.lgs. 42/2004)

L'interferenza con il vincolo paesaggistico (fascia di rispetto di 150 m dal reticolo) è indagata nel Quadro Ambientale del SIA a cui si rimanda.

1.4 Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)

Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale

Con D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. sono state **soppresse le Autorità di Bacino** di cui alla ex L.183/89 e istituite, in ciascun distretto idrografico, le **Autorità di Bacino Distrettuali**. Ai sensi dell'art. 64, comma 1, del suddetto D.lgs. 152/2006, come modificato dall'art. 51, comma 5 della Legge 221/2015, il territorio nazionale è stato ripartito in 7 distretti idrografici tra i quali quello **dell'Appennino Meridionale**, comprendente i bacini idrografici nazionali Liri-Garigliano e Volturno, i bacini interregionali Sele, Sinni e Noce, Bradano, Saccione, Fortore e Biferno, Ofanto, Lao, Trigno ed i bacini regionali della Campania, della Puglia, della Basilicata, della Calabria, del Molise.

Le Autorità di Bacino Distrettuali, dalla data di entrata in vigore del D.M. n. 294/2016, a seguito della soppressione delle Autorità di Bacino Nazionali, Interregionali e Regionali, esercitano le funzioni e i compiti in materia di difesa del suolo, tutela delle acque e gestione delle risorse idriche previsti in capo alle stesse dalla normativa vigente nonché ogni altra funzione attribuita dalla legge o dai regolamenti. Con il DPCM del 4 aprile 2018 (pubblicato su G.U. n. 135 del 13/06/2018) - emanato ai sensi dell'art. 63, c. 4 del decreto legislativo n. 152/2006 - è stata infine data definitiva operatività al processo di riordino delle funzioni in materia di difesa del suolo e di tutela delle acque avviato con Legge 221/2015 e con D.M. 294/2016.

L'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale, in base alle norme vigenti, ha fatto proprie le attività di pianificazione e programmazione a scala di Bacino e di Distretto idrografico relative alla difesa, tutela, uso e gestione sostenibile delle risorse suolo e acqua, alla salvaguardia degli aspetti ambientali svolte dalle ex Autorità di Bacino Nazionali, Regionali, Interregionali in base al disposto della ex legge 183/89 e concorre, pertanto, alla difesa, alla tutela e al risanamento del suolo e del sottosuolo, alla tutela quali-quantitativa della risorsa idrica, alla mitigazione del rischio idrogeologico, alla lotta alla desertificazione, alla tutela della fascia costiera ed al risanamento del litorale (in riferimento agli articoli 53, 54 e 65 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.).

La pianificazione di bacino fino ad oggi svolta dalle ex Autorità di Bacino ripresa ed integrata dall'Autorità di Distretto, costituisce riferimento per la programmazione di azioni condivise e partecipate in ambito di governo del territorio a scala di bacino e di distretto idrografico.

Pertanto il **PAI vigente** nell'area di interesse è quello redatto dall'Autorità di Bacino della

Basilicata, approvato con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 19 luglio 2019, pubblicato su GU Serie Generale n.265 del 12-11-2019, unitamente al 2° aggiornamento 2016 PAI Aree di versante e Fasce Fluviale ed al 1° aggiornamento 2017 PAI Aree di versante.

Verifichiamo inoltre che sono stati adottati due progetti di variante (2018 e 2019) del PAI vigente tuttavia le varianti non interessano aree ricadenti nel Comune di Craco.

Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)

Il PAI è un piano sovraordinato rispetto a tutti i Piani di settore compresi i piani urbanistici, ha la funzione di eliminare, mitigare o prevenire i maggiori rischi derivanti da fenomeni calamitosi di natura geomorfologica (dissesti gravitativi dei versanti) o di natura idraulica (esondazioni dei corsi d'acqua), perimetrando le aree a maggior rischio idraulico o geomorfologico.

Il Piano ha l'obiettivo di promuovere gli interventi di manutenzione del suolo e delle opere di difesa per assicurare il progressivo miglioramento delle condizioni di sicurezza privilegiando gli interventi di riqualificazione e rinaturalizzazione che favoriscano:

- ✓ La riattivazione e l'avvio di processi evolutivi naturali e il ripristino degli ambienti umidi
- ✓ Il ripristino e l'ampliamento delle aree a vegetazione spontanea, allo scopo di ristabilire, ove possibile, gli equilibri ambientali e idrogeologici, gli habitat preesistenti e di nuova formazione
- ✓ Il recupero di territori perifluviali ad uso naturalistico e ricreativo

I principali elaborati grafici del PAI sono due:

1. Rischio Frana (piano stralcio aree di versante, B – carta del rischio, con tavole in scala 1:25.000 e scala 1:10.000)
2. Rischio Alluvioni (Piano stralcio fasce fluviali, F – carta delle aree soggette a rischio idraulico, con tavole in scala 1:5.000)

Altri elaborati del Piano sono:

1. Piano stralcio aree di versante, A - carta inventario delle frane, tavole scala 1:25.000
2. Piano stralcio fasce fluviali, C - carta dei bacini imbriferi e dei reticoli idrografici, tavole scala 1:100.000
3. Piano stralcio fasce fluviali, D - carta inventario delle intersezioni, degli insediamenti e delle opere in alveo, tavole in scala 1:25.000

4. Piano stralcio fasce fluviali, E - carta degli eventi calamitosi, tavole in scala 1:200.000
5. Piano stralcio fasce fluviali, G - carta degli areali interessati da studi, tavole in scala 1:10.000
6. Piano stralcio fasce fluviali, H - carta degli areali interessati soggetti a prescrizioni, tavole in scala 1:10.000

A tali elaborati grafici si aggiungono poi la Relazione e le Norme Tecniche di Attuazione

I bacini individuati dal PAI Basilicata sono

1. Bacino del Fiume Bradano
2. Bacino del Fiume Basento
3. Bacino del Fiume Cavone
4. Bacino del Fiume Agri
5. Bacino dei Fiumi Sinni e San Nicola
6. Bacini deli Fiumi Noce e Noce a mare

Il Comune di Craco ricade in parte del Bacino del Fiume Agri in parte nel Bacino del Fiume Cavone, l'area di progetto ricade nel Bacino del Fiume Agri



Piano Stralcio delle Aree di Versante

Nel Piano Stralcio delle Aree di Versante sono trattate le tematiche inerenti (art. 12 NTA PAI):

- a. L'individuazione e la perimetrazione di aree con fenomeni di dissesto in atto e/o potenziale
- b. La definizione di modalità di gestione del territorio che, nel rispetto delle specificità morfologico – ambientali e paesaggistiche connesse ai naturali processi evolutivi dei versanti, determinino migliori condizioni di equilibrio, in particolare nelle situazioni di interferenza dei dissesti con insediamenti antropici
- c. La definizione degli interventi necessari per la minimizzazione del rischio di abitati o infrastrutture ricadenti in aree di dissesto o potenziale dissesto, nonché la definizione di politiche insediative rapportate alla pericolosità.

Il rischio idrogeologico, correlato ai livelli di pericolosità registrati o stimati nelle singole porzioni di territorio, è la misura del danno arrecabile dagli eventi calamitosi in una determinata area (art. 15 NTA PAI)

In conformità al DPCM 28 settembre 1998, il Piano considera quattro classi di rischio secondo la seguente classificazione: molto elevato R4, elevato R3, medio R2, moderato R1 (art. 15, comma 2, NTA PAI).

Nella **Carta del Rischio del Piano Stralcio delle Aree di Versante** sono individuate e perimetrate le aree, nel territorio regionale, in base alla tipologia di rischio sopra indicata, inoltre sono perimetrate le aree a Pericolosità idrogeologica (P) e le Aree assoggettate a verifica idrogeologica (ASV):

- R4 Aree a rischio molto elevato – art 16 NTA PAI
- R3 aree a rischio elevato – art 17 NTA PAI
- R2 aree a rischio medio - – art 18 NTA PAI
- R1 aree a rischio moderato - – art 19 NTA PAI
- P- Aree a pericolosità idrogeologica – art 20 NTA PAI
- ASV - Aree assoggettate a verifica idrogeologica – art. 21 NTA PAI

Dall'esame di detta Carta del Rischio si evince **che le aree in cui è prevista la realizzazione dell'impianto fotovoltaico sono interessate in parte da aree R1 a rischio moderato.**

Ai sensi del comma 1 dell'art. 19, sono classificate come aree a rischio idrogeologico moderato ed a pericolosità moderata quelle aree in cui è possibile l'instaurarsi di fenomeni comportanti danni sociali ed economici marginali al patrimonio ambientale e culturale.

In queste aree sono consentiti gli interventi di nuova costruzione purché non determinino situazioni di pericolosità idrogeologica.

Per il progetto in esame in aree a rischio idrogeologico moderato R1 è prevista l'installazione di inseguitori mono assiali. Gli inseguitori sono montati su paletti

direttamente infissi nel terreno (tecnica del battipalo o del vitone), tale tipo di installazione non determina alcun aggravio delle condizioni di sicurezza del territorio e non costituiscono elemento pregiudizievole all'attenuazione o eliminazione definitiva delle specifiche cause di rischio esistenti.

Le aree in cui è prevista la realizzazione della sottostazione non interessano aree con rischio idrogeologico.

Piano Stralcio delle Fasce Fluviali

A sensi dell'art. 5 delle NTA del PAI le finalità del Piano Stralcio delle Fasce Fluviali sono:

- a) L'individuazione degli alvei, delle aree golenali, delle fasce di territorio inondabili per piene con tempi di ritorno fino a 30 anni, per piene con tempi di ritorno fino a 200 anni e per piene con tempi di ritorno fino a 500 anni, dei corsi d'acqua compresi nel territorio dell'AdB della Basilicata: fiume Bradano, fiume Basento, fiume Cavone, fiume Agri, fiume Sinni, fiume Noce. Il PAI definisce prioritariamente la pianificazione delle fasce fluviali del reticolo idrografico principale e una volta conclusa tale attività, la estende ai restanti corsi d'acqua di propria competenza
- b) La definizione per dette aree e per i restanti tratti della rete idrografica, di una strategia di gestione finalizzata a superare gli squilibri in atto conseguenti a fenomeni naturali o antropici, a salvaguardare le dinamiche idrauliche naturali, con particolare riferimento alle esondazioni e alla evoluzione morfologica degli alvei, a salvaguardare la qualità ambientale dei corsi d'acqua attraverso la tutela dell'inquinamento dei corpi idrici e dei depositi alluvionali permeabili a essi direttamente connessi, a favorire il mantenimento e/o il ripristino, ove possibile, dei caratteri di naturalità del reticolo idrografico
- c) La definizione di una politica di minimizzazione del rischio idraulico attraverso la formulazione di indirizzi relativi alle scelte insediative e la predisposizione di un programma di azioni specifiche, definito nei tipi di intervento e nelle priorità di attuazione, per prevenire, risolvere o mitigare le situazioni a rischio.

Nella **Carta delle Aree soggette a Rischio Idraulico del Piano Stralcio delle Fasce Fluviali** sono individuate fasce di territorio di pertinenza dei corsi d'acqua con rischio di inondazione, le quali sono distinte in fasce di rischio con tempi di ritorno di 30, 200, e 500 anni:

- Aree a rischio di inondazione con tempi di ritorno (Tr)=30 anni (pericolosità idraulica molto elevata)
- Aree a rischio di inondazione con tempi di ritorno (Tr)= 200 anni (pericolosità idraulica elevata)

- Aree a rischio di inondazione con tempi di ritorno (T_r)=500 anni (pericolosità idraulica moderata)

Dalla consultazione della Carta del Rischio Inondazioni si evince che le aree di progetto (area impianto e area sottostazione) non ricadono in alcuna delle aree sopra elencate.