

BOZZA

HYDRO SOLAR POWER PROJECTS : PERCHE'?

Riflessioni per promuovere lo sviluppo di grandi impianti a energie rinnovabili in sede locale su aree scarsamente utilizzate o infrastrutture dismesse

Dott. P.I. Rocco Morelli – IEng MIET (UK) – TCM A AICE/ICEC



Il recente mercato energetico ce lo sta dicendo: per il bene comune, esiste un gran bisogno di aumentare l'indipendenza energetica del nostro Paese; e – visto che la luce del sole è ancora gratuita e non tassata - il ricorso al fotovoltaico sembra stia divenendo uno dei modi convenienti per farlo. Per 2 decenni il nostro Paese ha importato pannelli fotovoltaici per decine di miliardi di euro, con una ricaduta prevalentemente estera dell'investimento. L'iniziativa ENEL di creare in Sicilia una linea di approvvigionamento nazionale, può fare la differenza, specialmente perché punta su pannelli bifacciali che promettono un incremento di producibilità dal 10 al 25% rispetto ai pannelli tradizionali e mostrano un prezzo convergente verso di essi. Alle nostre latitudini (Roma) con esposizione ottimale si hanno producibilità annuali intorno ai 1300 kWh/kW installato (vedasi Fig.4). Negli impianti siciliani programmati da ENEL si attendono producibilità che sfiorano i 2000 kWh/kW installato. Di norma 1 kW di picco (kWp) si ottiene con 10 m² di pannelli. Mentre per le aree necessarie ai campi fotovoltaici, si stimano 1,5 ha/MW, anche per questioni di esercizio e manutenzione. Inoltre si rileva che il fotovoltaico si integra bene con gli impianti idroelettrici di pompaggio che può avvenire a spese dell'energia solare prodotta dal fotovoltaico (Figg. 3.A e 3.B di seguito).

Vista, però, la sede Accademica dell'Incontro, più che certezze pare opportuno suscitare interrogativi, affinché possano aprirsi spazi d'investigazioni scrupolose ed autorevoli che facciano chiarezza su alcuni dei temi generali che sembra vadano assumendo aspetti controversi, almeno secondo la percezione di molti:

1) L'Italia è importatore di energia (e non solo elettrica)

La dipendenza del nostro Paese da fonti di approvvigionamento estere è un fatto assodato. Di energia elettrica ne importiamo circa dal 7% al 15%. Nel 2022 le importazioni di combustibili fossili hanno coperto ben il 78% del fabbisogno di energia dell'Italia: restiamo dunque uno dei Paesi in Europa con la più alta dipendenza energetica dall'estero. Questo ci rende fragili e, in un contesto di libero mercato, secondo alcuni, ci espone alla speculazione poiché quote di energia a noi necessarie possono essere accordate a prezzo più alto ad altri "più abbienti" determinando penuria di fatto e lievitazione di prezzo sul mercato nazionale. Ciò apre problemi di sicurezza e sufficienza energetica che implicano diversificazione geopolitica delle fonti di approvvigionamento e diversificazione delle tecnologie di produzione, senza esclusione alcuna, nucleare *in primis*. Ma quanto, in generale, è sostenibile ancora il ricorso al termoelettrico e quindi ai combustibili fossili, sebbene *low-carbon* (ossia gas), attraverso la detenzione di certificati verdi a copertura delle emissioni conseguenti, quando esistono 2000 GWe globali installati, con vita media di 15 anni, solo per il carbone)?



Fig, 1

2) Stabilità delle Reti Elettriche Nazionali e Locali

Dinanzi a ipotizzati progetti eolici *off-shore* in Sicilia per un totale di circa 3 GW – più 4 GW previsti per il fotovoltaico su un parco di potenza già esistente localmente di circa 9,5 GW - ci si deve interrogare se continuando l'espansione degli impianti fotovoltaici ed eolici, la rete elettrica su cui tali impianti si connettono possa restare stabile. Si ha notizia che altri paesi Europei, spingendo l'acceleratore sulle rinnovabili, abbiano sperimentato problemi di instabilità, anche perché, di solito, la regolazione in frequenza e potenza, nel passato avveniva in sede di dispacciamento nazionale, in Alta Tensione (AT), mentre oggi sempre più impianti eolici e fotovoltaici vengono connessi sulle reti di Media o Bassa Tensione (MT/BT). E non tutti sono convinti che la regolazione operata sulla rete AT sia immediatamente efficace anche sulle reti locali in MT/BT ovunque dislocate. Costoro sbagliano?

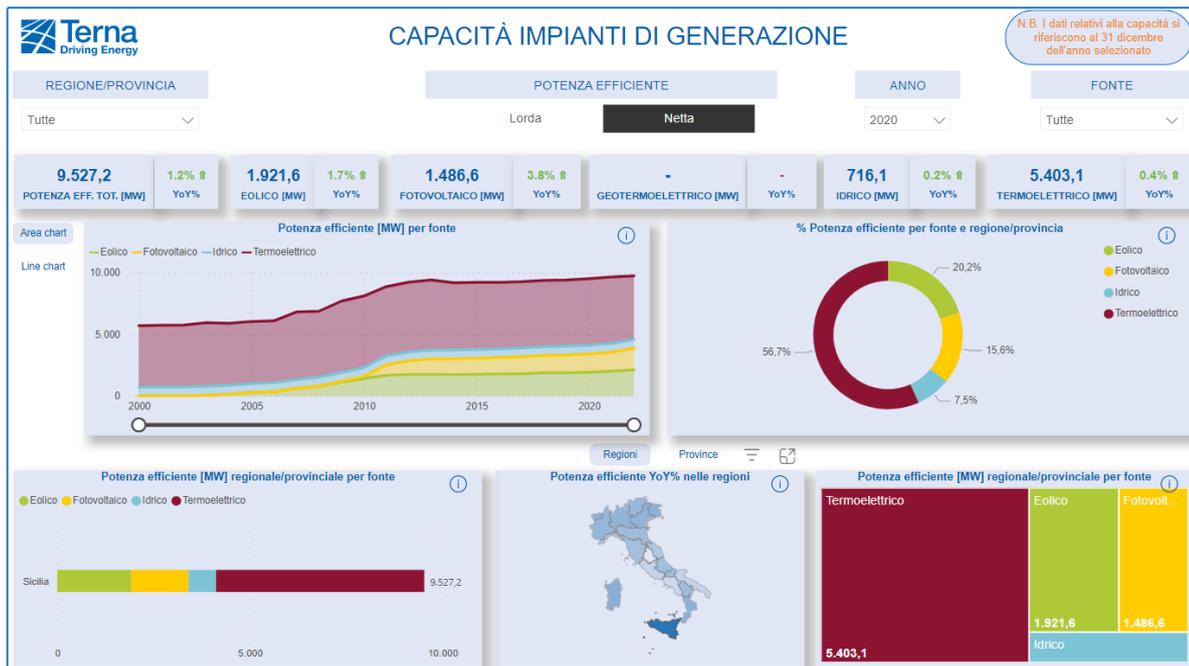


Fig.2

3) Compatibilità tra sostenibilità e crescita nel cambiamento climatico in atto.

A prescindere dalle controversie tra i propugnatori delle cause antropiche e quelli delle cause cicliche naturali, il cambiamento climatico sembra trovare incontestabile evidenza nelle misurazioni e controlli di oggettivi parametri geofisici, come pure in concreti effetti ambientali che scienza e tecnologia moderna rendono disponibili attraverso il monitoraggio continuo. L'insieme delle possibili cause (antropiche, cicliche, geologiche, astrofisiche, etc.) sembra spingere i legislatori – al di là della ricerca causa-effetto - a dover tener conto di un "principio di precauzione". Questo anche sotto la spinta di campagne informative o mediatiche, più o meno mirate, che amplificano la risonanza di un "catastrofismo" non da tutti condiviso per un'inderogabile adozione di modelli energetici rivolti alla decarbonizzazione delle economie. Tutto ciò proprio mentre alcune di tali economie rifiutano il nucleare (modello tedesco) e altre lo adottano a sostegno delle loro politiche *green* (modello svedese). Di fatto, punte avanzate della ricerca (per es. MIT) hanno sempre avvertito sull'impossibilità della transizione energetica globale senza il nucleare, e la stessa UE auspicava (nella primitiva *Energy Road Map 2050*) un *mix* di nucleare per una quota del 20-30% nei suoi Paesi membri, benché Paesi come il nostro abbiano deciso diversamente (per es. *import* di tale quota). Mentre lo studio dei cambiamenti in atto prosegue e si affina, è inevitabile che si ampli lo spettro delle possibili cause prese in considerazione; cause talvolta ancora da indagare a pieno. Inoltre, sebbene gli effetti sull'ambiente naturale siano anch'essi molto studiati, sembrano sottovalutati quelli socioeconomici e geopolitici, salvo la formulazione da parte di talune scuole di pensiero (vedasi *Report 2019 dell'European Environmental Bureau-EEB*) di una inevitabile politica di "decrescita", cui talvolta viene abbinato in maniera manipolativa – specie in Italia - l'attributo di

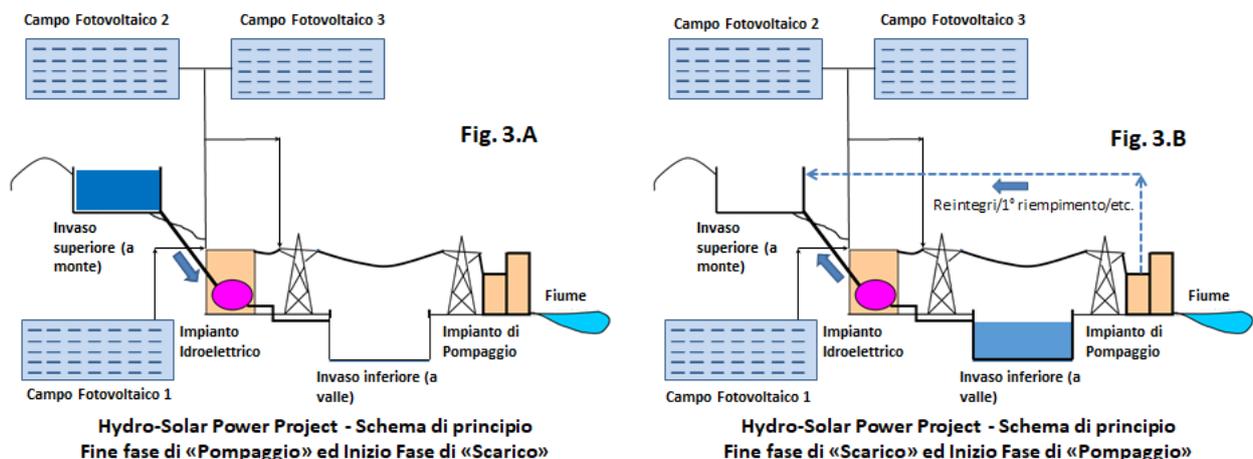
"felice". L'incompatibilità tra sostenibilità e sviluppo, viene data per comprovata (non solo da EEB) anche in un contesto di crescita *green* e molto timidamente si incominciano a prospettare i primi studi socio-economici e geo-politici sugli effetti di una decrescita (che in Italia, per altre cause, si è già affacciata da tempo). Le riflessioni su tali temi sembrano individuare con preoccupazione in eventuali politiche di decrescita e nella monocultura dell'energia da gas, "*green & low carbon*", il rischio di insostenibilità dei debiti pubblici e la messa a repentaglio della stabilità politico-sociale e finanziaria, nonché della pace globale, proprio mentre si profila all'orizzonte una ripresa degli armamenti e delle politiche conflittuali non solo in campo commerciale (per es. guerra dei dazi e valutarie) tra le grandi economie, ma tra diverse visioni "egemoniche" del mondo. Non è forse tutto questo che ha riportato la guerra in Europa, noncuranti dell'impatto ambientale che essa provoca, a partire dalle perdite di metano per bombardamento dei gasdotti *Nord Stream*? Allora di quale ecologismo si pretende di parlare in Europa?

4) Ammesso che la fusione nucleare si realizzi presto.

Ben che vada, forse, ne beneficeranno i nostri nipoti! Ma, il problema della fusione non è solo quello di realizzarla in modo stabile e sfruttabile a fini pacifici. E già su quest'ultimo aspetto si incominciano a nutrire dubbi, aldilà dei quali si aprirebbe anche il problema di mettere una fonte illimitata di energia nelle mani di una società ispirata a modelli di crescita continua, orientata a produrre e consumare sempre più, senza poter accettare restrizioni, per le conseguenti contrazioni sulla crescita. Pertanto, siccome la Termodinamica non mente, l'atmosfera terrestre resta, aldilà di tutto, una coltre isolante in un sistema che non permetterà di turbare l'equilibrio radiativo del nostro pianeta verso lo spazio quando s'immetterà energia in quantità illimitata sulla crosta terrestre, pena l'aumento di temperatura e quindi il cambiamento climatico per "cause antropiche vere", non da accertare. Diverso è nello spazio profondo (ben oltre la termosfera), che è un pozzo freddo senza limitazioni. Da qui pensare a modelli di sviluppo con economia stazionaria il passo è breve. Allora ci si chiede se lo stato stazionario in economia alla maniera di Herman E. Daly, oppure il modello economico di Solow-(Swan), dove si cresce solo innovando, possono essere ancora considerati utopici, mentre la realtà continua ad operare con riferimenti al mercato libero, luogo dove la natura (risorse naturali) continua a divenire merce, sempre più cara, in cambio di un corrispettivo comunque cartaceo senza alcun altro vero valore collaterale?

5) Un possibile punto di svolta del quadro attuale

In conformità con le direttive della UE e delle Nazioni Unite, per la decarbonizzazione dell'economia e in particolare per la creazione di un futuro più equo e sostenibile, appare opportuno intraprendere sul nostro territorio "progetti idro-solari" di pompaggio – Vedi Figg. 3A e 3B.



Ciò sembra opportuno e necessario, integrando progetti fotovoltaici con progetti idroelettrici di pompaggio, li dove il territorio lo consente. Questi progetti sono necessari per la produzione di energia elettrica a spese dell'energia solare, ma soprattutto opportuni per stabilità e regolazione delle reti elettriche in vista del futuro aumento delle iniziative industriali con impianti eolici e fotovoltaici, che

forniscono una produzione elettrica ecologicamente pulita, ma elettricamente sporca perché troppo variabile. I "progetti idrosolari" non solo forniscono attraverso l'energia solare l'energia idroelettrica da pompaggio utile alla regolazione primaria e secondaria (stabilità di frequenza e tensione) di una rete elettrica, ma possono dare anche accesso all'*emission trading* sulle borse mondiali attraverso la creazione di certificati verdi negoziabili per le emissioni di CO₂. La produzione di elettricità con combustibili fossili sarà consentita in futuro solo a chi possiede un certificato di emissioni per la quantità equivalente di anidride carbonica prodotta dalla combustione di combustibili fossili usati nelle centrali termoelettriche convenzionali¹. Inoltre, i progetti idrosolari proposti sono iniziative che:

- i. **nascono e si sviluppano localmente, senza dare luogo a dipendenze di tipo geopolitico.**
- ii. **sono ancorati al territorio e possono originare organismi (cooperative, consorzi, associazioni, etc.) di autoproduzione e autoconsumo, ossia "comunità energetiche e di autoconsumo collettivo".**
- iii. **sono ad alta intensità di lavoro e quindi creano lavoro privilegiando l'intrapresa industriale piuttosto che la finanza.**
- iv. **hanno una elevata ricaduta dell'investimento in sede locale.**
- v. **integrano fotovoltaico e idroelettrico rispondendo a criteri di sostenibilità ambientale posti alla base della transizione energetica nell'ottica di una decarbonizzazione delle economie. Di fatto non si opera attraverso sbarramenti e diversioni di bacino, che generano tratti morti delle vene fluide utilizzate, né comportano rilocalizzazioni di interi villaggi o abitati, come talvolta è accaduto in grandi progetti idroelettrici.**
- vi. **integrano fotovoltaico e idroelettrico presentandosi come "strumento per il servizio di punta" adatto a colmare vuoti di potenza e di energia generati da situazioni contingenti o anche dalla mancanza di una preventiva analisi di "insufficienza e insicurezza energetica" particolare, che hanno portato a nudo, con evidenza, l'*energy poverty* di cui si parla nelle Sedi Europee.**
- vii. **massimizzano l'integrazione tra fotovoltaico e idroelettrico allorquando l'energia fotovoltaica prodotta è uguale o maggiore a quella necessaria per il ripompaggio notturno, nel bacino a monte, dell'acqua turbinata giornalmente per assicurare il servizio elettrico.**
- viii. **mutano la nozione stessa di potenziale idroelettrico di una regione. Infatti, anche in una regione che non avesse potenziale idroelettrico naturale o lo avesse già esaurito, perché già sfruttato, purché abbia ancora un rilievo a monte ed un fiume a valle, nonché sufficienti superfici destinabili al fotovoltaico, il potenziale idroelettrico lo si può creare "artificialmente" con un impianto di pompaggio a spese dell'energia solare. Non si tratta di retorica, ma di un fatto concreto, fattibile e che vale la pena di approfondire e verificare sulle singole iniziative.**
- ix. **consentono di generare attraverso la *borsa dei certificati verdi* introiti per *emission trading* che costituiscono porzioni discrete del costo d'investimento, utili al ripagamento del progetto.**

La Direttiva UE 2018/2001, cosiddetta FER II, è intervenuta chiedendo agli stati membri di favorire al massimo la possibilità di auto-consumare l'energia prodotta, anche collettivamente, e di normare giuridicamente le Comunità di energia rinnovabile.

In vista di un impegno globale e generalizzato di tutti i Paesi nel contrastare e mitigare gli effetti negativi del cambiamento climatico, divenuto sempre più evidente e problematico per le attività umane, è rifiutabile un progetto avente i requisiti qui sopra descritti?

Si prega di tenere in evidenza questo interrogativo, almeno sino a quando non sia stato realizzato il primo grande impianto "idrosolare" in questo Paese!

Al nostro progetto "idrosolare" serve solo "spazio", preferibilmente collinare ed esposto a sud, e non destinato ad altri usi utili! Ve ne sono in abbondanza nel Paese; suoli da recuperare, e possono essere anche ad ubicazione dispersa sul territorio, ma possono essere destinati a servire uno stesso progetto data l'esistenza di una rete elettrica di interconnessione.

¹ Il meccanismo ETS odierno funziona con il sistema CAP & TRADE un po' diversamente da come qui ipotizzato, ma potrebbe evolvere in questa direzione. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/what-eu-ets_en

6) Esempi

Sono state simulate 7 diverse opzioni d'impianto che vengono riportate nei riepiloghi 1 e 2 di seguito. L'opzione 1 può ovviamente esistere solo in abbinamento con la 2 o la 3. Per ciascuna di essa è stata eseguita una analisi economica ed una analisi simulativa di redditività. In assenza di un vero progetto ingegneristico i risultati nei riepiloghi 1 e 2 e nelle altre tabelle hanno solo valore indicativo preliminare.

Per realizzare 100 MW di idroelettrico (con pompaggio notturno, servizio diurno di 7 ore, 3 Mm³ di bacino) occorrono 300 MW di fotovoltaico su 450 ettari di terreno (equivalente ad un'area di 2,1x2,1 km). Se nel corso di tutta la sua vita utile, il valore in borsa della tonnellata di CO₂ evitata oscillasse tra i 30 e 60 euro/ton CO₂, come nel corso del 2021, l'impianto idroelettrico da 100 MW genererebbe nel suo ciclo di vita certificati verdi per valori mediamente superiori a 100 M€ e l'impianto fotovoltaico da 300 MW genererebbe nel suo ciclo di vita certificati verdi per valori mediamente superiori a 200 M€

Il costo (*overnight*) senza oneri finanziari dei progetti sono:

- per realizzare 100 MW di idroelettrico con pompaggio: 347 M€ (rif. stima **eia**-US Energy Inf. Adm.)
- per realizzare 300 MW di fotovoltaico: 330 M€ (rif. ns. indagine + stima **eia**-US Energy Inf. Adm.)

Per altre informazioni : (vedasi riepiloghi 1 e 2 di seguito, l'analisi CO₂ evitata, i grafici di redditività per i progetti maggiori).

7) Un avvertimento conclusivo agli addetti ai lavori

Un avvertimento conclusivo a chiunque, e a qualunque titolo, sia coinvolto negli eventuali progetti del tipo qui sopra delineati, nel loro sviluppo, nella loro promozione ed approvazione affinché la realizzazione possa prendere luogo:

La capacità di un progetto di generare adeguati flussi di cassa per ripagare l'investimento occorso e garantire al tempo stesso un ritorno - per finanziatori ed eventuali soggetti giuridici (quale una società di scopo) per la realizzazione, esercizio e manutenzione, dismissione a fine ciclo – sebbene costituisca una condizione necessaria, nella pratica non si rivela quasi mai come una condizione sufficiente a portare il progetto alla sua naturale condizione di avvio, gestione e conclusione del ciclo produttivo per cui il progetto è nato.

Anche l'eventuale progetto che ci si augura possa emergere dal presente lavoro, sebbene fondamentalmente basato e sviluppato su presupposti tecnico-economici e ambientali condivisibili, non è immune dal rischio, di fatto, di essere "abbandonato" prima ancora di nascere. Non tanto per i rivoli innumerevoli dell'apparato burocratico-istituzionale che avrebbe dovuto accoglierlo, quanto per la "libera opposizione di parte" che può generare. Opposizione che spesso ha costretto e costringe amministratori e organismi decisorie a far leva su epiloghi essenzialmente amministrativi, decisi da apparati che faticano a riscoprire come solo un sistema consolidato di valori comuni possa essere la base per la generazione di valore economico, per tutti, attraverso l'intrapresa, da cui dipende la stessa stabilità e sopravvivenza del sistema istituzionale locale e nazionale.

A ben guardare, le storie di successo o insuccesso dei diversi tipi di progetto sembra piuttosto ragionevole congetturare che sia il sistema di valori entro cui il progetto si contestualizza e si svolge a concorrere in maniera decisiva nel determinarne gli esiti; dando qui alla nozione di valori il significato ampio di norme, comportamenti, obiettivi e atteggiamenti condivisi che si strutturano e rafforzano in tutto il corpo sociale di una società civile, in contrapposizione ad una condizione di diffusa anomia, se non addirittura di conflitto tra valori percepiti come opposti.

Buon lavoro a chiunque voglia raccogliere la sfida di vedere realizzato un solo eventuale progetto tra quelli esaminati nel presente lavoro.

Se tutto ciò non convince, o addirittura fa sorridere, o repelle, non c'è altra scelta che il Nucleare.

RMo/rmo - 18/09/2023

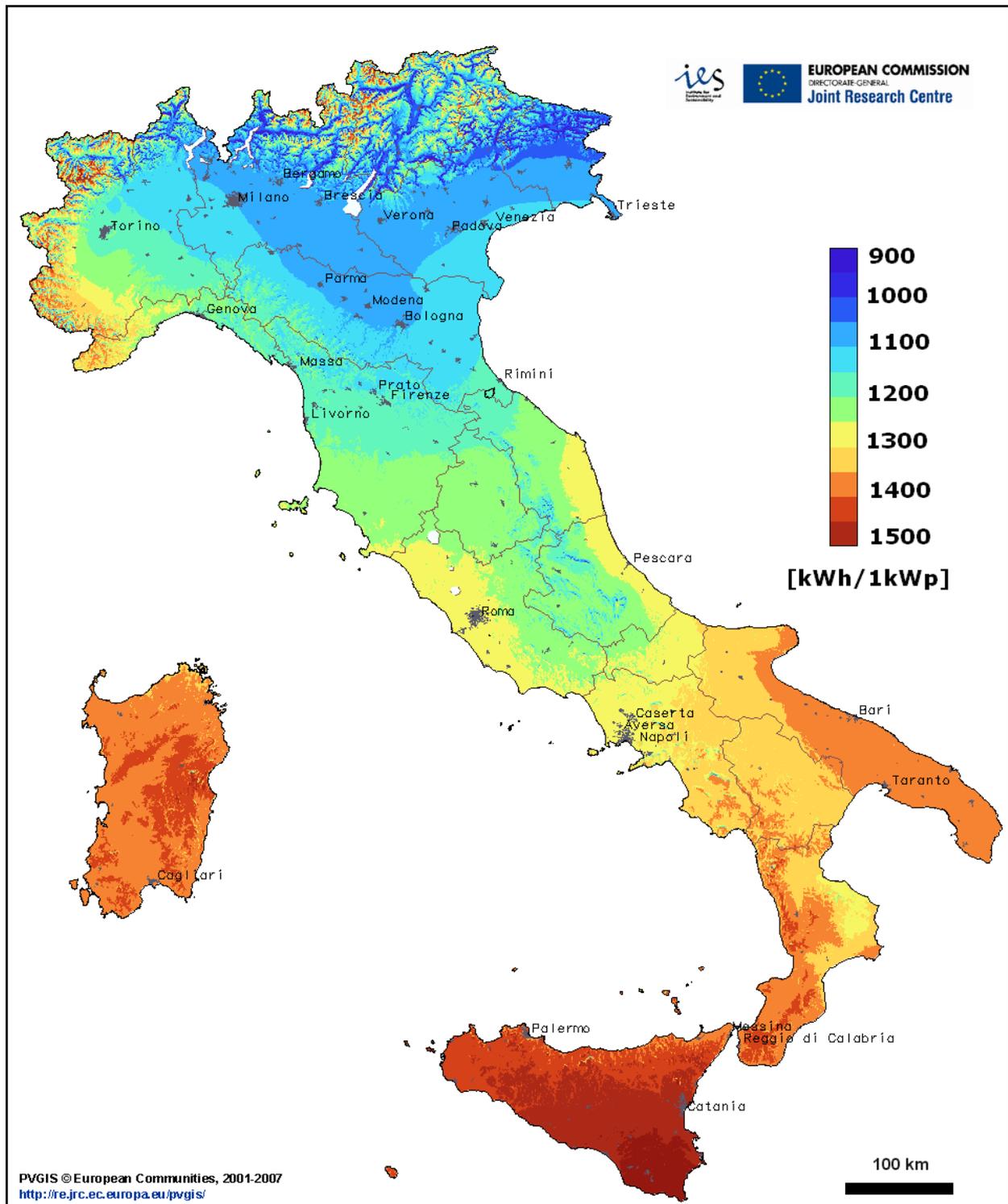


Fig. 4 - Producibilità annua in kWh/kWp in diverse zone d'Italia

«Il sistema elettrico europeo è interconnesso: un problema sugli scambi energetici nell'area dei Balcani si ripercuote sull'intero continente.

Al sistema elettrico dei prossimi decenni si pongono numerose sfide per mantenere la frequenza stabile, e con essa l'affidabilità della fornitura, tramite risorse affidabili ed economiche».

Fonte: https://dossierse-archivio.it/images/2018/04/DossieRSE_4.pdf

OPZIONI CON PREZZI kWh DI COLLOCAZIONE IN RETE PROSSIMI ALL' ATTUALE MERCATO ELETTRICO ITALIANO MA DIFFICILMENTE BANCABILI - (Riepilogo 1)							
RIEPILOGO DELLE DIVERSE OPZIONI CONSIDERATE IN VIA PRELIMINARE PER UN EVENTUALE HYDROSOLAR POWER PROJECT CHE RISULTANO DIFFICILMENTE SOSTENIBILI A DETERMINATE CONDIZIONI TECNICO-ECONOMICHE ESPLICITATE							
Voce	U.M.	Hydro 100 MW (1)	Fotov. 300 MW (2)	Fotov. 400 MW (3)	Fotov. 100 MW (4)	Fotov. 200 MW (5)	Fotov. 50 MW (6)
Team di Progetto,etc.	(min. x anni)	0	0	0	0	0	0
Potenza di picco	kW	100.000	300.000	400.000	100.000	200.000	50.000
Area necessaria	mq	0	4.500.000	6.000.000	1.500.000	3.000.000	750.000
Canone Annuo Terreno	€/mq	0	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Costo Unitario Investimento Impianto	€/kW	3470	1100	1100	1100	1100	1100
Costo Investimento impianto	€	347.000.000	330.000.000	440.000.000	110.000.000	220.000.000	55.000.000
Tasso d'Interesse	(r)	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
Anni di Ripagamento Prestito	(n)	12	12	12	12	12	12
Quota Annua Ripagamento	(A)	38.054.167	36.189.842	48.253.123	12.063.281	24.126.562	6.031.640
Ore di funz. 7x365		2555					
Producibilità annua per kW	kWh/anno kW	2555	1300	1300	1300	1300	1300
Producibilità Annua	kWh	255.500.000	390.000.000	520.000.000	130.000.000	260.000.000	65.000.000
Costi fissi O&M	€/kW anno	50	20	20	20	20	20
Costi Variabili	€/kWh	0,002					
Tranche 1	kWh	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000
Prezzo unitario Tranche1 collocazione in rete fino a 1.500.000 kWh	€/MWh	230	160	160	160	160	160
Tranche 2		254.000.000	388.500.000	518.500.000	128.500.000	258500000	63.500.000
Prezzo unitario Tranche2 collocazione in rete oltre 1.500.000 kWh	€/MWh	230	160	160	160	160	160
Altri Oneri, Costi, Etc,		0	0	0	0	0	0
Totale Margine Annuo in € dopo Costi Principali (escluso fiscali, smalt,etc.)		15.199.833	19.085.158	25.446.877	6.361.719	12.723.438	3.180.860
Caratteristiche della OPZIONE		1+2) Solo Esigenze Nazionali (Regolazione) 1+3) Esigenze Nazionali + Esigenze Locali PROGETTO INTEGRATO "HYDROSOLAR"			Solo Esigenze Energ. Locali (4)	Supera Esigenze Energ. Locali (5)	Insuff. x Esigenze Energ. Locali (6)
ANALISI DI REDDITIVITA' (non automatica)	VAN (NPV) a r=4,5%	41.273.591 €	35.336.024 €	47.114.698 €	11.778.675 €	23.557.349 €	5.889.337 €
	TIR (IRR)	>5%	>5%	>5%	>5%	>5%	>5%
	Ripagam. Fin. (PAY BACK)	16° anno di esercizio	16° anno di esercizio	16° anno di esercizio	16° anno di esercizio	16° anno di esercizio	16° anno di esercizio
	Serv. Debito (DSCR)	1,54	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
	Serv. Deb. DSCR considerando Interessi Costruzione	0,58	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
Opzione	N°	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
N.B.	L'Opzione N° (1) può esistere solo in accoppiata con la N°(3) o tutt'al più con la N°(2)						

OPZIONI CON PREZZI kWh DI COLLOCAZIONE IN RETE PIU' ALTI DELL' ATTUALE MERCATO ELETTRICO ITALIANO MA PIU' FACILMENTE BANCABILI - (Riepilogo 2)							
RIEPILOGO DELLE DIVERSE OPZIONI CONSIDERATE IN VIA PRELIMINARE PER UN EVENTUALE <input type="text"/> HYDROSOLAR POWER PROJECT CHE RISULTANO SOSTENIBILI A DETERMINATE CONDIZIONI TECNICO-ECONOMICHE ESPLICITE							
Voce	U.M.	Hydro 100 MW (1)	Fotov. 300 MW (2)	Fotov. 400 MW (3)	Fotov. 100 MW (4)	Fotov. 200 MW (5)	Fotov. 50 MW (6)
Team di Progetto,etc.	(min. x anni)	0	0	0	0	0	0
Potenza di picco	kW	100.000	300.000	400.000	100.000	200.000	50.000
Area necessaria	mq	0	4.500.000	6.000.000	1.500.000	3.000.000	750.000
Canone Annuo Terreno	€/mq	0	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Costo Unitario	€/kW	3470	1100	1100	1100	1100	1100
Investimento Impianto	€	347.000.000	330.000.000	440.000.000	110.000.000	220000000	55.000.000
Tasso d'Interesse	(r)	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
Anni di Ripagamento	(n)	12	12	12	12	12	12
Prestito Quota Annuo Ripagamento	(A)	38.054.167	36.189.842	48.253.123	12.063.281	24.126.562	6.031.640
Ore di funz. 7x365		2555					
Producibilità annua per kW	kWh/anno kW	2555	1300	1300	1300	1300	1300
Producibilità Annua	kWh	255.500.000	390.000.000	520.000.000	130.000.000	260.000.000	65.000.000
Costi fissi O&M	€/kW anno	50	20	20	20	20	20
Costi Variabili	€/kWh	0,002					
Tranche 1	kWh	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000
Prezzo unitario Tranche1 collocazione in rete fino a 1.500.000 kWh	€/MWh	500	300	300	300	300	300
Tranche 2		254.000.000	388.500.000	518.500.000	128.500.000	258500000	63.500.000
Prezzo unitario Tranche2 collocazione in rete oltre 1.500.000 kWh	€/MWh	500	300	300	300	300	300
Altri Oneri, Costi, Etc,		0	0	0	0	0	0
Totale Margine Annuo in € dopo		84.184.833	73.685.158	98.246.877	24.561.719	49.123.438	12.280.860
Caratteristiche della OPZIONE		1+2) Solo Esigenze Nazionali (Regolazione)			Solo Esigenze Energ. Locali (4)	Supera Esigenze Energ. Locali (5)	Insuff. x Esigenze Energ. Locali (6)
		1+3) Esigenze Nazionali + Esigenze Locali PROGETTO INTEGRATO "HYDROSOLAR"					
ANALISI DI REDDITIVITA' (non automatica)	VAN (NPV) a r=4,5%	419.341.235 €	374.794.129 €	499.725.505 €	124.931.376 €	249.862.753 €	62.465.688 €
	TIR (IRR)	>10%	>11%	>11%	>11%	>11%	>11%
	Ripagam. Fin. (PAY BACK)	7° anno di esercizio	9° anno di esercizio	9° anno di esercizio	9° anno di esercizio	9° anno di esercizio	9° anno di esercizio
	Serv. Debito (DSCR)	3,36	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23
	Serv. Deb. DSCR considerando Interessi Costruzione	1,23	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
Opzione	N°	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
N.B.		L'Opzione N° (1) può esistere solo in accoppiata con la N°(3) o tutt'al più con la N°(2)					



Fig. 5 - Andamento dei prezzi della CO₂ (in €/t) nei primi dieci mesi del 2021

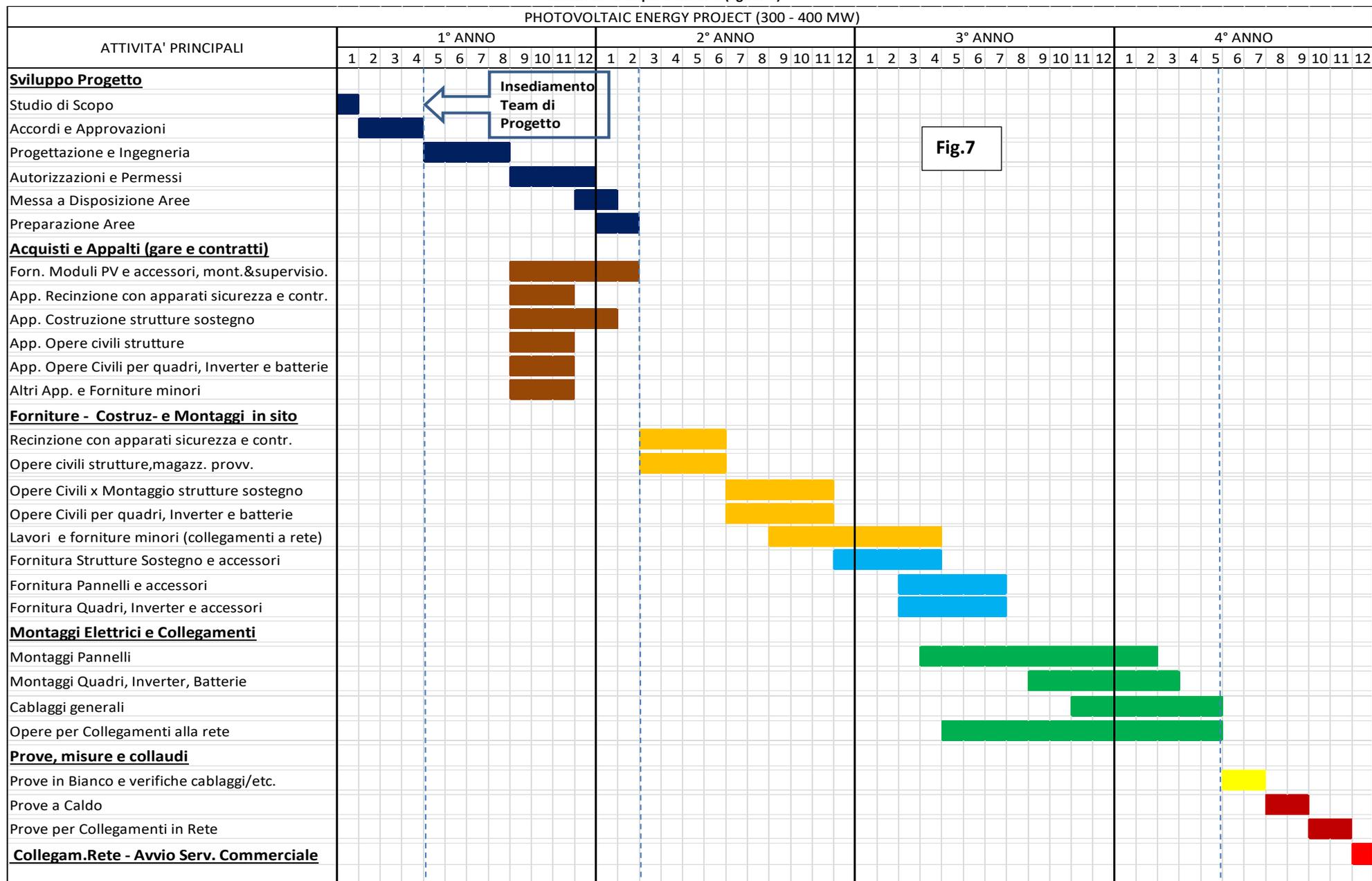
STIMA DELLA CO2 EVITATA DA CIASCUNA OPZIONE E RELATIVO COSTO (Rispetto a Produzione da Combustibili Fossili)							
Voce	U.M.	Hydro 100 MW (1)	Fotov. 300 MW (2)	Fotov. 400 MW (3)	Fotov. 100 MW (4)	Fotov. 200 MW	Fotov. 50 MW (6)
Producibilità annua per kW	kWh/anno kW	2555	1300	1300	1300	1300	1300
Producibilità Annua	kWh	255.500.000	390.000.000	520.000.000	130.000.000	260.000.000	65.000.000
Valore Medio di Riferimento di CO ₂ /kWh	kg di CO ₂ /kWh	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Stima specifica di CO ₂ prodotta da ciascuna opzione nel suo ciclo di vita	kg di CO ₂ /kWh	0,106	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053
Stima totale di CO ₂ evitata da ciascuna opzione in ogni anno di esercizio	Tonnellate	108.332	186.030	248.040	62.010	124.020	31.005
Vita Utile	Anni	30	25	25	25	25	25
Stima di CO₂ evitata da ciascuna opzione nel suo ciclo di vita	Tonnellate	3.249.960	4.650.750	6.201.000	1.550.250	3.100.500	775.125
Valor medio ufficiale dei permessi di emissione CO ₂ (nei primi 10 mesi 2021)	Euro/Tonn.	44	44	44	44	44	44
Costo evitato per permessi di emissione CO₂ (base 2021)	Milioni di Euro	143	205	273	68	136	34

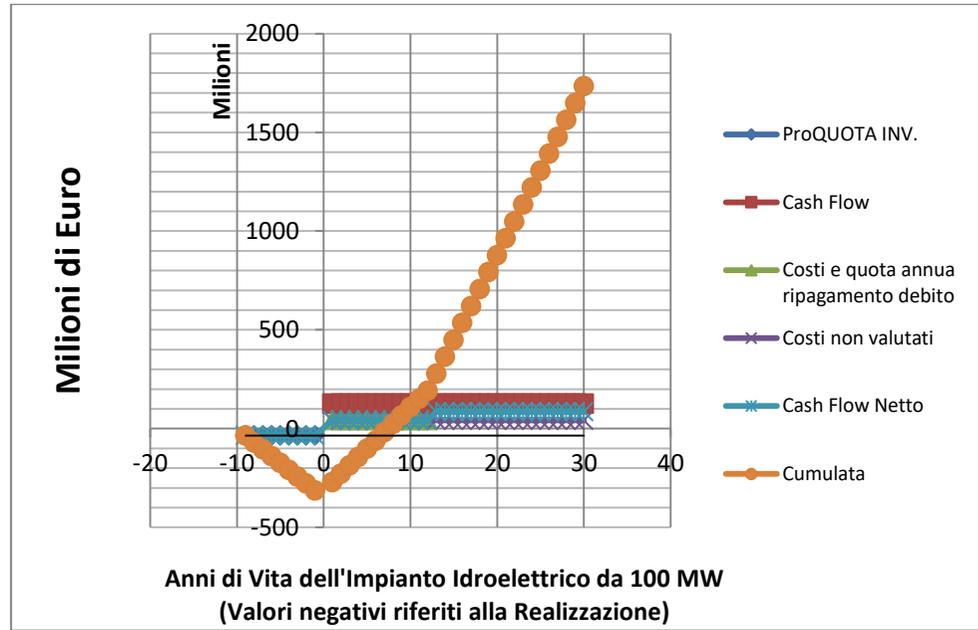
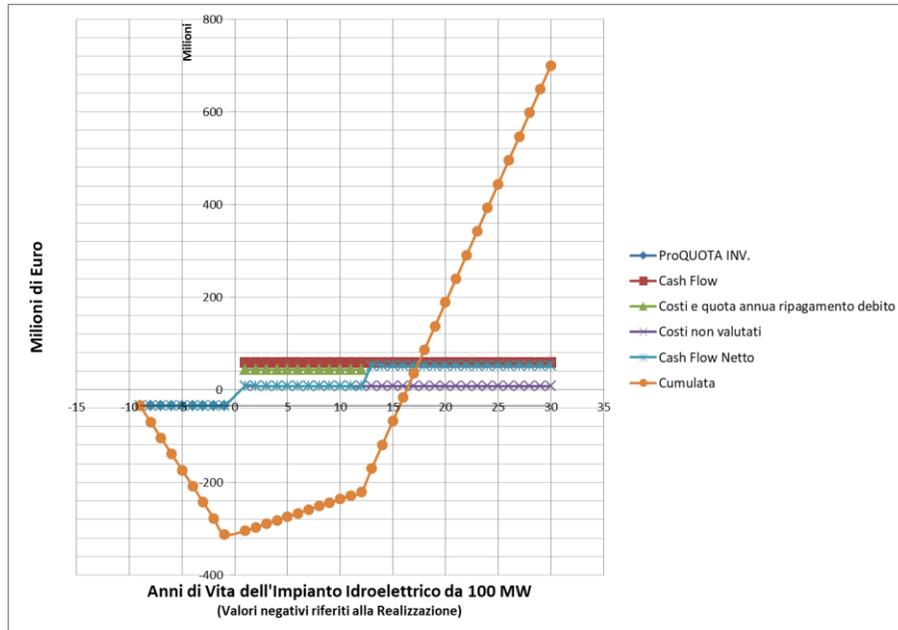
Stima ETS "WHAT_IF"²

² Vedasi nota 1

INCONTRO ALL'UNIVERSITA' DI ROMA "LA SAPIENZA" DEL 12/10/2023

Relazione di Inquadramento (agli Atti)

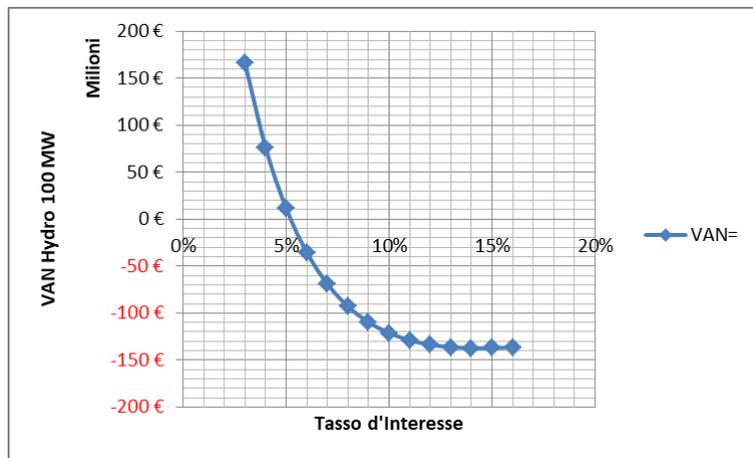




HYDRO 100 MW - Tasso di Interesse 4,5%

Costo m. di Prod. kWh 171 €/MWh – Prezzo di Vendita 230 €/MWh

Vicino ai prezzi di Mercato – **“BANCABILE” con difficoltà**



HYDRO 100 MW - Tasso di Interesse 4,5%

Costo m. di Prod. kWh 171 €/MWh – Prezzo di Vendita 500 €/MWh

Lontano dai prezzi di Mercato – **“BANCABILE”**

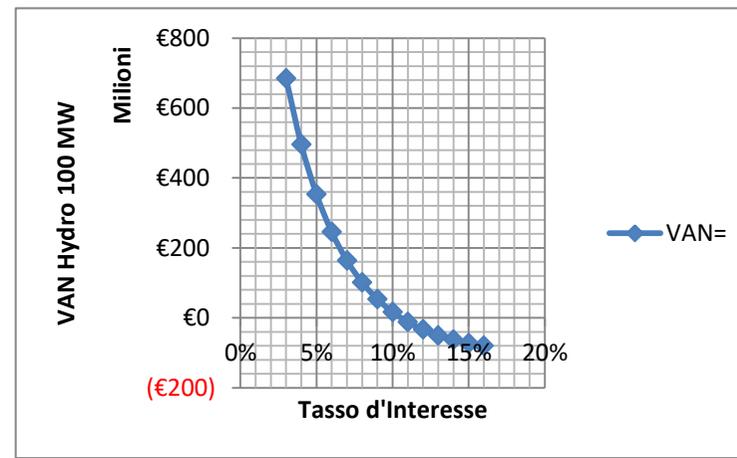
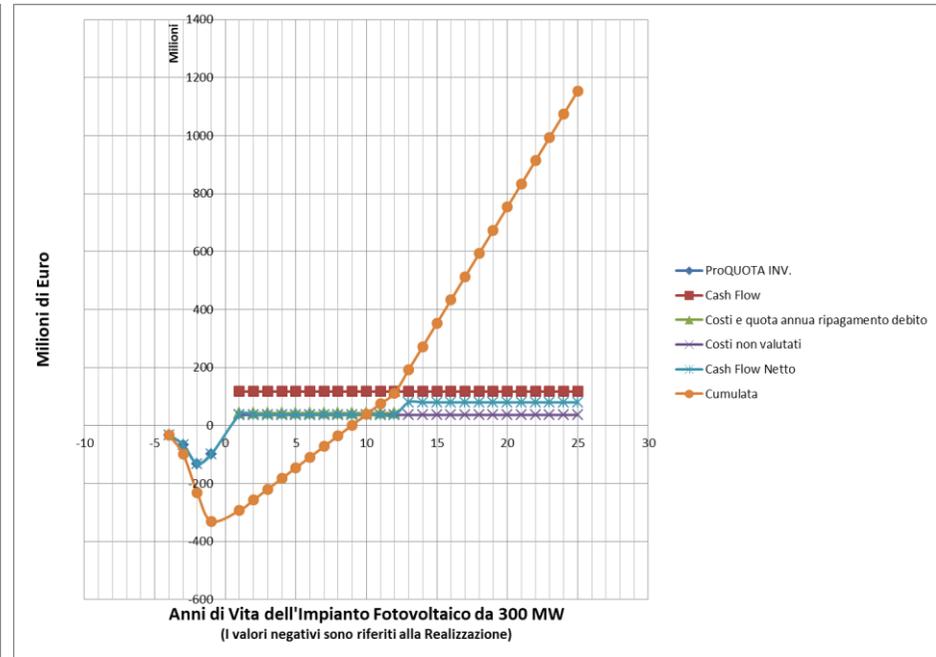
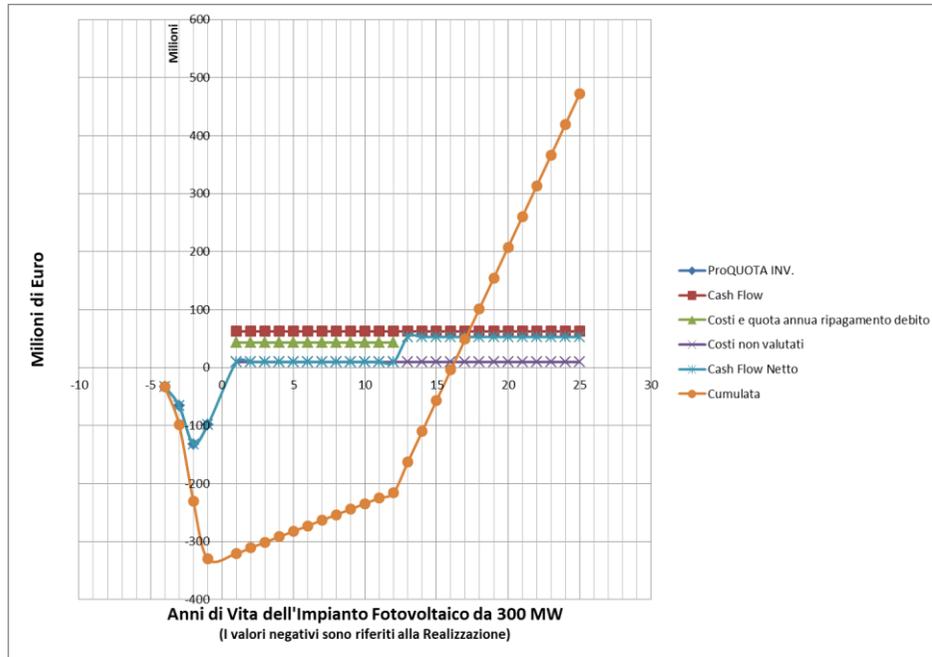


Fig. 8



PHOTOVOLT. 300 MW - Tasso di Interesse 4,5%

Costo m. di Prod. kWh 111 €/MWh – Prezzo di Vendita 160 €/MWh

Vicino ai prezzi di Mercato – **"BANCABILE" con difficoltà**

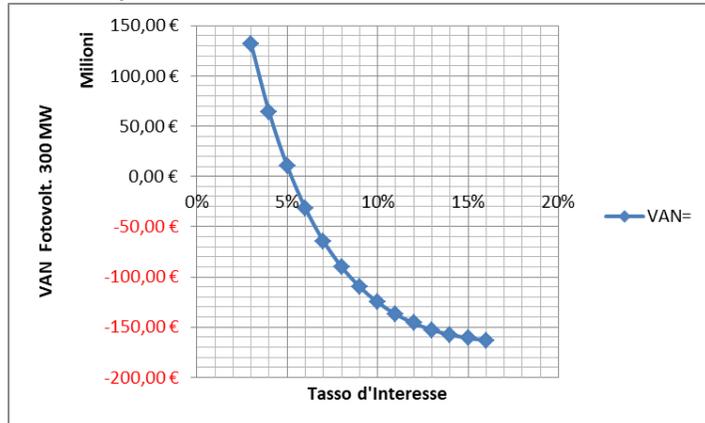
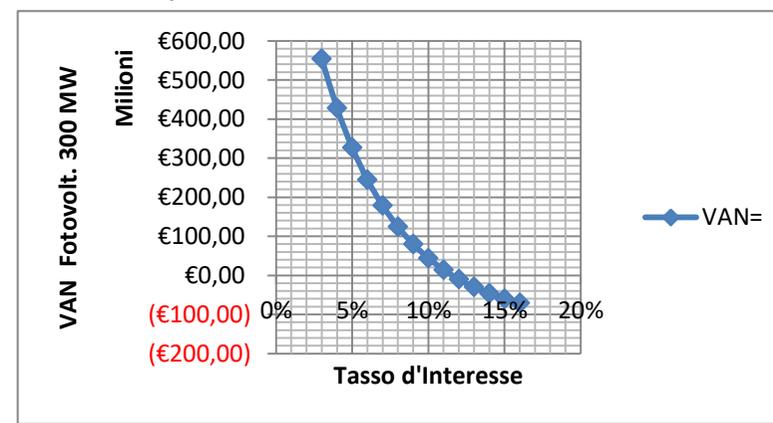


Fig. 9

PHOTOVOLT. 300 MW - Tasso di Interesse 4,5%

Costo m. di Prod. kWh 111 €/MWh – Prezzo di Vendita 300 €/MWh

Lontano dai prezzi di Mercato – **"BANCABILE"**



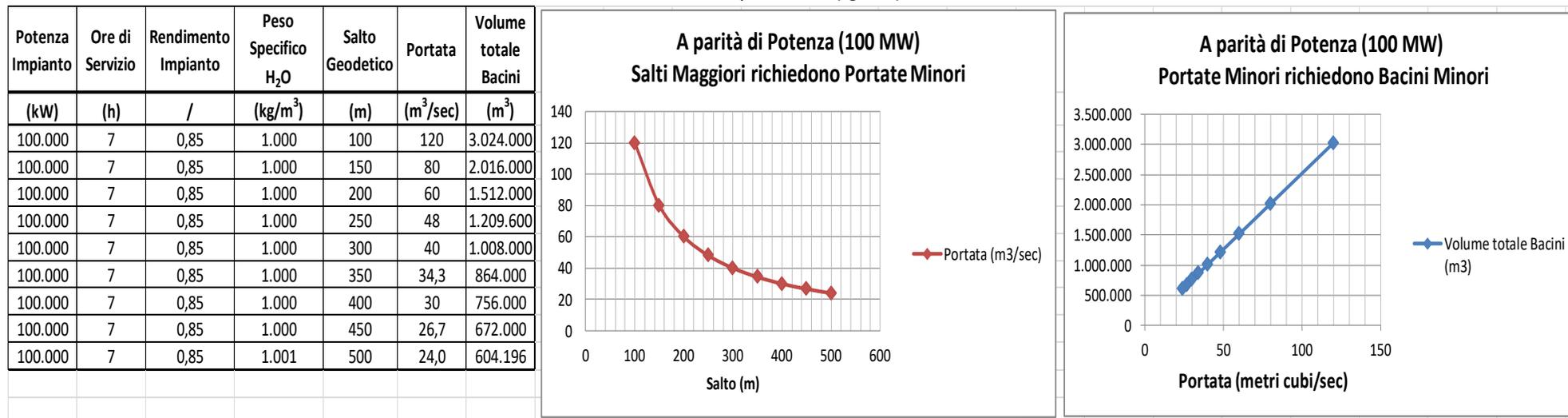


Fig. 10 – Trattandosi di Salti Artificialmente creati: Ottimizzare i Progetti con Salti geodetici più elevati possibili per ridurre i costi di Bacini, Condotte forzate, Macchinario, Etc. – Piccoli Salti con Alte Portate di norma aumentano i costi d’Investimento

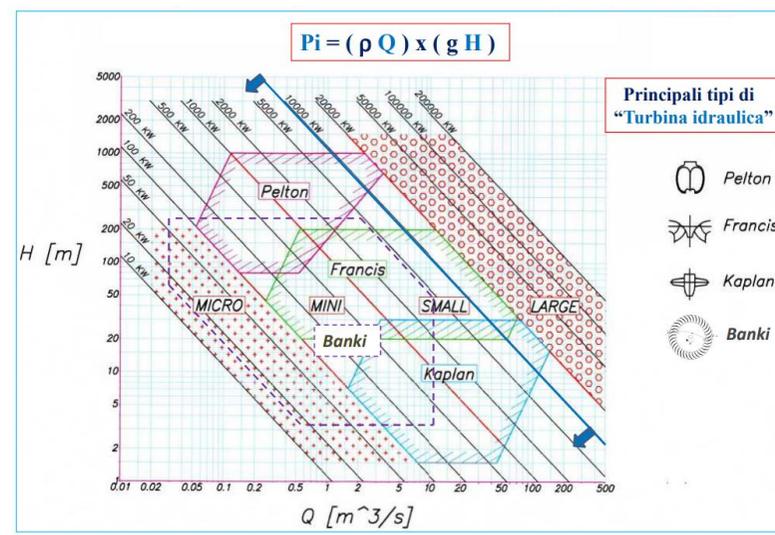
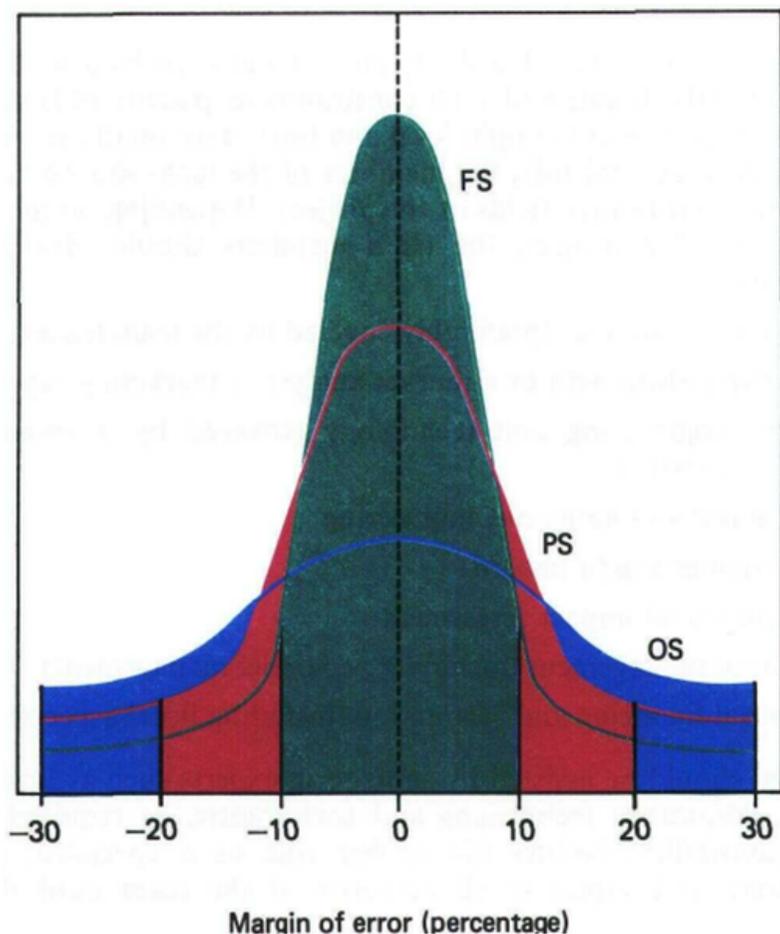


Fig. 12 - Scelta del tipo di turbina idraulica secondo Salto e Portata

Appare a questo punto opportuno evidenziare che l'affidabilità di una stima per un progetto è tanto più elevata quanto più è affinata la fase di sviluppo, ossia tanto più quanto si va verso uno studio finale di "fattibilità bancabile" completo di progetto ingegneristico, calcolazioni e disegni necessari, con business planning e analisi di redditività.



Si riporta qui accanto un estratto dal Manuale UNIDO per la preparazione degli Studi di Fattibilità di Progetti Industriali. Si può vedere che in fase di studi iniziali il margine di errore può essere anche del $\pm 30\%$ ed in fase di "fattibilità bancabile", dove la stima è computata sulla base di un computo metrico derivante dal progetto, si riduce al $\pm 10\%$. Lo stesso Manuale riporta i costi degli studi di pre-investimento espressi in percentuali dei costi di investimento, che sono approssimativamente le seguenti:

- * 0,2-1,0 per cento per uno studio di opportunità
- * 0,25-1,5 per cento per uno studio di prefattibilità
- * 1,0-3,0 per cento per uno studio di fattibilità per piccole e medie imprese progetti industriali
- * 0,2-1,0 per cento nel caso di grandi industrie o grandi progetti con tecnologie sofisticate o mercati difficili.

Key: FS = Feasibility study
PS = Pre-feasibility study
OS = Opportunity study

Note: The area covered under each curve between the reliability margins (expressed in percentage deviation) indicates the approximate probability of the final implementation budget falling within the confidence limits of the estimates.

Fig.11

Per una Valutazione dell'Impatto Ambientale

Da uno Studio UNECE (Commissione Economica Europea presso le Nazioni Unite) del 2019-2021, che riguarda l'intero «ciclo di vita» delle varie opzioni per la generazione di elettricità, si conferma un più basso impatto ambientale e una più alta efficienza di conversione per tutte le rinnovabili e per il nucleare, rispetto agli impianti alimentati con combustibili fossili. Circa l'idroelettrico, in particolare, appaiono considerevolmente apprezzabili quelle degli impianti di potenza fino a 360 MW.

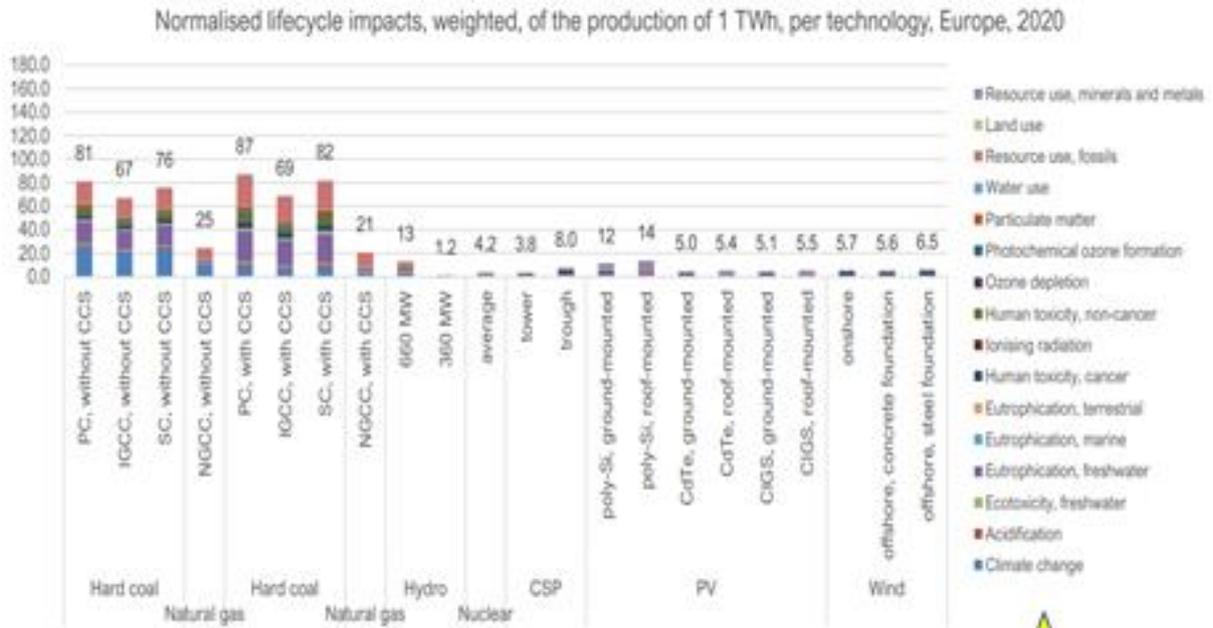


Figure 54. Normalised, weighted, environmental impacts of the generation of 1 TWh of electricity.



https://unece.org/sites/default/files/2021-09/202109_UNECE_LCA_1.2_clean.pdf

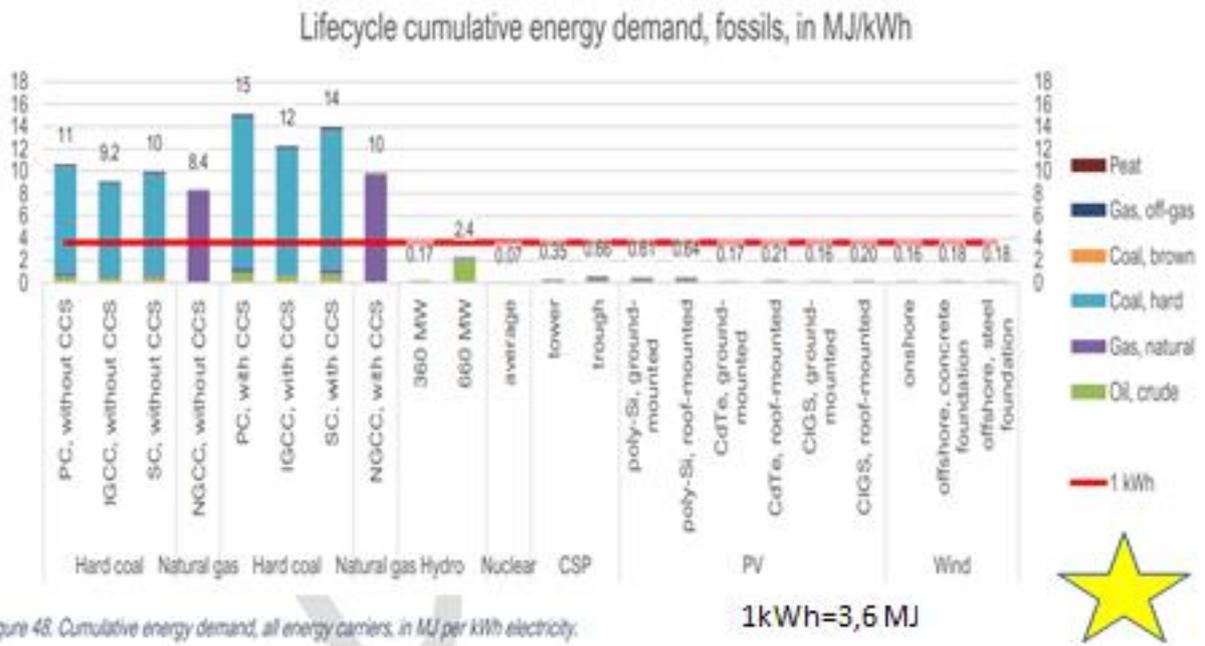


Figure 48. Cumulative energy demand, all energy carriers, in MJ per kWh electricity.

https://unece.org/sites/default/files/2021-09/202109_UNECE_LCA_1.2_clean.pdf

Bibliografia di Riferimento

- *Quaderni di Energetica – I° Serie – ENERGIA SOLARE – FISICA E TECNOLOGIA DEI DISPOSITIVI FOTOVOLTAICI – G. Martinelli - Edizioni SIDEREA – Roma – 1987*
- *Dossierse 01/2017 - 3 novembre 2017- FREQUENZA DI RETE E SBILANCI, LE SFIDE DELLA REGOLAZIONE - https://dossierse-archivio.it/images/2018/04/DossierSE_4.pdf*
- *Manuale ENEA-SICENEA - REGIONE SICILIANA - ASSESSORATO INDUSTRIA - PROGETTARE E INSTALLARE UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO a cura di Francesco P. Vivoli - Testi di: S. Castello, F. De Lia, G. Graditi, A. Scognamiglio, L. Zingarelli, R. Schioppo. Contributi di: P. Signoretti, F. Spinelli - ISBN 88-8286-159-7 – ENEA 2008
<https://www.pubblicazioni.enea.it/component/jdownloads/?task=download.send&id=354&catid=3&m=0&Itemid=101>*
- *Life cycle assessment of electricity generation options- https://unece.org/sites/default/files/2021-09/202109_UNECE_LCA_1.2_clean.pdf*
- *Suppl. 1 numero 5 Serie Speciale L'ENERGIA NELLA SCUOLA giornale di fisica Società Italiana di Fisica Bologna 2014 ACQUA, TERRA, VENTO A cura di Gianluca Alimonti e Enzo De Sancti della Società Italiana di Fisica*
- *ELETTRICITÀ DA CELLE FOTOVOLTAICHE – Quaderni di elettrificazione n. 57 – editoriale Delfino (Milano)- 1982*
- *Università degli Studi di Ancona – Facoltà Ingegneria – LA CONVERSIONE FOTOELETTRICA DELL'ENERGIA – R.Rubbi – ESA Editrice – Roma – 1981 http://www.inf.infn.it/edu/materiale/fascicoli/Acqua_Terra_Vento.pdf*
- *Studio SETA Srl – Faenza - METODOLOGIA A MOLTI CRITERI PER LA VALUTAZIONE DI PROPOSTE PROGETTUALI DI IMPIANTI IDROELETTRICI Ing. Massimo ALBERTI - Ing. Christian SEVERINO - Ing. Pierluigi ZANOTTI - RELAZIONE FINALE Committente: Provincia del Verbano Cusio Ossola Via dell'Industria, 25 - 28924 Verbania <https://provincia.verbanocusio-ossola.it/media/33102/allegato-alla-dcp-n-17-del-22042011.pdf>*
- *U.S. Energy Information Administration | Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2022 https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf*
- *R.Morelli – 2023 - BREVE INDAGINE DI MERCATO SUL COSTO DEL FOTOVOLTAICO IN ITALIA <https://zenodo.org/record/8330899>*
- *ENERGIA IDROELETTRICA - Mod. 1 - FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA - ing. Giacomo Cenni- Dipartimento di Energetica "Sergio Stecco"- Università degli Studi di Firenze <https://www.area-c54.it/public/fonti%20rinnovabili%20di%20energia.%20l'energia%20idroelettrica.pdf>*
- *LE DECISIONI DI INVESTIMENTO: VAN, TIR E METODI ALTERNATIVI Prof. G. Sancetta – Università La Sapienza – Roma https://web.uniroma1.it/dip_management/sites/default/files/le%20decisioni%20di%20investimento.pdf*
- *UNIDO - MANUAL FOR THE PREPARATION OF INDUSTRIAL FEASIBILITY STUDIES - W. Behrens P. M. Hawranek https://www.unido.org/sites/default/files/files/2021-02/manual_for_the_preparation_of_industrial_feasibility_studies.pdf*
- *UNIDO – Guidelines for Project Evaluation –1984*
- *UNIDO - Guide to Practical Project Appraisal – Social Benefit Cost Analysis in Developing Counties*
- *TECHYDRO Srl – PICCOLE TURBINE IN ITALIA - BILANCIO , TIPOLOGIE , CARATTERISTICHE, E PROSPETTIVE - Livio Magri - Aldai, Milano: 19 Marzo 2015 https://milano.federmanager.it/wp-content/uploads/2017/01/Piccole_Turbine_in_Italia_-_Techydro.pdf*
- *COSTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI Rapporto commissionato da AEEG al Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia - LUGLIO 2013*
- *ENEL Blu Solar Srl – Augusta 2 – In Alta Srl - COMPUTO METRICO ESTIMATIVO - PROGETTO DEFINITIVO – Dott. Ing. Serafino Torregrossa - Dott. Ing. Paola Pintagro et Alia*
- *The Energy Journal – Volume 24 – N. 3 – IAAE – 2003 (Emission Trading)*
- *CENTRALI ELETTRICHE – Camillo Zanchi – Parti I-II-III . Masson Italia Editore – Milano 1977*
- *ANALISI FINANZIARIA DEGLI INVESTIMENTI INDUSTRIALI – P.L.Piccari – U. Santori – Editore Il Sole 24 Ore . 1995*
- *ESTIMO GENERALE CON APPLICAZIONI DI MATEMATICA FINANZIARIA _ I.Micheli – Editore Calderini . 1982*
- *IL BUSINESS PLAN –L. Pinson –J. Jinnett – Franco Angeli Editore*
- *PROJECT FINANCING – W.Ternau – Franco Angeli Editore – 1996*
- *COME VALUTARE UN PREVENTIVO FOTOVOLTAICO – M. Menichella - Consulente Energia – Ediz. 2020*
- *VIVERE CON IL SOLE – G.B. Zorzoli – 1978 . Tascabili Bompiani*
- *ENERGIA DOLCE - Amory B. Lovins – 1979 . Tascabili Bompiani*
- *MATERIE PRIME STRATEGICHE – RAPPORTO SULLA DIPENDENZA – E. Sassoon . Edizioni SUGARCO – 1982*
- *AMBIENTE ED ECONOMIA DELLE RISORSE – A. H. Cottrell - Edizioni Il Mulino – 1078*
- *Sesto Rapporto al Club di Roma ENERGIA: CONTO ALLA ROVESCIA – Edizioni EST MONDADORI*
- *Fondazione FORD – PROGETTO PER UNA POLITICA DELL'ENERGIA - Edizioni EST MONDADORI*