

ITALIA SOLARE

MEMORIA SU

AC 2809

CONVERSIONE IN LEGGE DEL DECRETO-LEGGE 20 febbraio 2026, n. 21

Misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico

Signor Presidente, onorevoli Deputati,

vi ringraziamo per averci dato la possibilità di esporre le nostre valutazioni su questo importante provvedimento.

ITALIA SOLARE è un ente del terzo settore (ETS), con circa 1.500 associati, tra enti pubblici, cittadini, professionisti e imprese.

Siamo la principale associazione europea sul fotovoltaico, e riteniamo di essere un valido e utile riferimento per tutto quanto sia utile per una la maggiore diffusione dell'energia solare fotovoltaica in Italia. Ci distingue da altre associazioni il fatto che siamo un ETS e non una mera rappresentanza di interessi economici: il nostro impegno, dunque, è a sostegno dell'intero settore fotovoltaico, come soluzione per l'economicità della fornitura di energia, per la sicurezza energetica, per la riduzione delle emissioni inquinanti e dei gas a effetto serra.

I nostri commenti sono riferiti solo ad alcuni articoli del decreto legge, che impattano direttamente sul settore elettrico e sul fotovoltaico in particolare. Questi articoli sono il 2, il 3, il 4, il 6, il 7 e l'8.

Vorremmo innanzitutto evidenziare che, a nostro parere, sarebbe un errore presentare questo provvedimento come rapidamente risolutivo del problema del caroenergia in Italia. Troppo complessi sono i meccanismi previsti, molti dagli esiti incerti, alcuni con oneri sicuri a carico dei consumatori e benefici tutti da valutare.

La complessità della strumentazione messa in campo è plasticamente dimostrata dal fatto che nel testo del decreto legge si trovano molte decine di fondamentali provvedimenti attuativi, affidati prevalentemente ad ARERA e GSE, da cui dipenderà l'effettiva efficacia delle norme adottate.

Siamo invece fermamente convinti che lo strumento più semplice e immediatamente disponibile per abbattere i costi dell'elettricità di famiglie e imprese sia: più elettricità da fotovoltaico e accumuli a sufficienza. Pochi mesi fa, il GSE ha assegnato al **fotovoltaico quasi 9.000 MW di nuova capacità da costruire**, e i soggetti che realizzeranno questi impianti si sono impegnati a immettere in rete l'elettricità, per venti anni, a un **prezzo** medio ponderato intorno a **60 €/MWh**, circa la metà del PUN medio annuale degli ultimi cinque anni! Si tratta di risultati ottenuti con impianti la cui taglia media è circa 15 MW, progettati tipicamente per immettere in rete l'intera produzione e ottimizzati per produrre a costi contenuti, che concorreranno a ridurre il prezzo medio di mercato dell'elettricità. Benefici immediati e diretti ai consumatori derivano dall'utilizzo del fotovoltaico in autoconsumo, valorizzando le varie modalità previste dalla legge.

Nell'anno trascorso Governo e Parlamento sono intervenuti molte volte con norme sulle rinnovabili; ci permettiamo di dire, anzi, troppe volte, ma in modo disorganico e generando tante incertezze, rallentamenti, aumento dei costi. Basti dire che il cosiddetto testo unico FER è stato modificato ben quattro volte in due mesi, l'ultima dal decreto legge qui in esame. Peraltro con risultati non esaltanti dal punto di vista delle semplificazioni autorizzative. Anche le norme sulle aree idonee sembrano dettate più dalla volontà di frenare che di accelerare, benché formalmente le rinnovabili siano qualificate di interesse pubblico prevalente. In generale, tutti gli interventi sono stati effettuati in fretta e furia perché necessari per realizzare "riforme" previste dal PNRR, funzionali ai diversi pagamenti da parte di Bruxelles. Un modo di fare discutibile, perché si è persa l'occasione di dimostrare una seria e determinata volontà di sfruttare subito e appieno il vasto ed economico giacimento di energia solare di cui disponiamo.

Ma veniamo a ciascuno degli articoli di nostro interesse contenuti in questo decreto legge.

Articolo 2 - Misure urgenti per la riduzione della componente A_{sos} delle bollette elettriche e il sostegno alle utenze non domestiche

Prevede due meccanismi ad adesione volontaria, aventi la finalità di ridurre temporaneamente gli oneri di sistema associati ai primi quattro conti energia del fotovoltaico. Il primo meccanismo consiste in una riduzione del 15% o 30% della tariffa premio spettante per un anno e mezzo (secondo semestre 2026 - tutto il 2027), in cambio di un'estensione della convenzione di incentivazione, rispettivamente di 3 o 6 mesi. Il secondo meccanismo consiste in una fuoriuscita volontaria dai meccanismi di incentivazione (entro 10 GW), con riconoscimento max del 90% del valore attualizzato degli incentivi spettanti (la percentuale sarà stabilita con gara al ribasso, tranne che per chi accetta la riduzione per un anno e mezzo, che hanno anche priorità ai fini dell'adesione a questo meccanismo). L'importo riconosciuto è erogato in dieci anni, con rivalutazione a un tasso individuato dal GSE comunque non superiore al 6%. Devono però essere rispettate diverse e complicate condizioni¹.

Posizione. ITALIA SOLARE esprime apprezzamento per l'adozione di meccanismi ad adesione volontaria, con l'intento aggiuntivo di stimolare il rifacimento di impianti che a breve raggiungeranno il fine vita tecnico, peraltro con stimolando l'adesione a meccanismi come il FerX e il FerZ e la stipula di PPA: in definitiva, favorendo il ribaltamento a vantaggio dei consumatori del basso costo del nuovo fotovoltaico. Temiamo, però, che questi condivisibili obiettivi saranno frustrati da alcune carenze della norma, che qui segnaliamo.

In primo luogo, ci sembra che il meccanismo della riduzione della tariffa in cambio di un prolungamento del diritto alla tariffa stessa non sia congegnato al meglio: infatti, il periodo di prolungamento (i tre o sei mesi di cui si è detto) potrebbero capitare in un periodo di bassa producibilità (ad esempio in inverno, o in una fase di fermo impianto). Riterremmo più equo ed efficace che il prolungamento del periodo di diritto sia riferito a una produzione energetica aggiuntiva cui riconoscere la tariffa incentivante.

Un secondo punto, che ci sembra del tutto ignorato, è che molto frequentemente gli impianti interessati ai meccanismi proposti sono stati realizzati su terreni di proprietà di terzi, con contratti di affitto di durata

¹ Il rifacimento integrale è da effettuare dal 1° gennaio 2028 ed entro il 31 dicembre 2030, usando solo moduli fotovoltaici lettere b) e c) del registro ENEA, istituito dall'articolo 12 del DL 181/2023. Deve inoltre essere ottenuto un incremento minimo della producibilità, con diritto di partecipazione a FerX e FerZ limitatamente alla potenza corrispondente all'incremento di producibilità. Il resto della potenza deve essere impiegata per contrattualizzazione a termine, anche tramite PPA, oppure per partecipazione a FerX e FerZ se la cosa è compatibile con la disciplina UE sugli aiuti di Stato

pari al periodo di diritto alle tariffe. L'estensione del periodo di diritto (di alcuni mesi nel primo meccanismo, di 20 anni nel secondo) presuppone il prolungamento o il rinnovo dei contratti di diritto di superficie, cosa resa più complessa e costosa da recenti normative che hanno sensibilmente incrementato la tassazione sui diritti di superficie; benché recentissimi orientamenti dell'amministrazione fiscale lascino margini interpretativi meno onerosi, gli effetti sono tutti da comprendere. Riteniamo che il problema vada affrontato, direttamente nel decreto, oppure con un mandato al Mase affinché, nei meccanismi di sostegno cui avrebbero diritto di accesso gli impianti oggetto di rifacimento integrale (la seconda opzione) gli oneri connessi ai diritti di superficie siano adeguatamente considerati.

Segnaliamo poi un altro aspetto che potrebbe rendere difficile, per gli operatori, decidere se aderire o meno ai meccanismi. Nel decreto, il termine fissato per aderire al primo meccanismo è il 31 maggio 2026, per il secondo il termine è 30 settembre 2026. Ma l'adesione sarà condizionata dalla struttura e dai contenuti dei decreti attuativi degli [articoli 6, 7 e 7-bis del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199](#), richiamati nel decreto, non ancora emanati. Suggeriamo di modificare le date entro cui indicare la scelta facendo riferimento alla data di emanazione del primo decreto attuativo dei citati articoli 6, 7 e 7 bis (ad esempio: non entro il 31 maggio 2026, ma entro 60 giorni dalla data di emanazione del primo decreto attuativo degli articoli 6, 7 e 7-bis).

Infine, tra le condizioni da rispettare per i rifacimenti integrali, vi è l'obbligo di utilizzo di moduli fotovoltaici di cui alle lettere b) e c) dell'apposito registro istituito presso ENEA. Questa condizione è posta anche da altri meccanismi, come l'iperammortamento (legge di bilancio 2026) e vari bandi ministeriali di Mimit, Mase e Masaf. Il nostro timore è che non vi sia sufficiente offerta di questi moduli entro i termini previsti. Suggeriamo di considerare l'ipotesi di includere anche i moduli di cui alla lettera a) dello stesso registro ENEA.

Art. 3 – Disposizioni in materia di aliquota IRAP per le imprese del comparto energetico

Per i periodi d'imposta 2026 e 2027 l'aliquota base IRAP è aumentata di due punti percentuali (da 3,9% a 5,9%)² per i soggetti esercenti, in via prevalente, le attività economiche individuate da alcuni codici ATECO riferiti al settore energetico, tra i quali i seguenti:

D - fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata, - 35.1 Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica.

Gettito stimato in 469,6 ML€ nell'anno 2026, 545,4 ML€ nell'anno 2027 e 74,5 ML€ nell'anno 2028, destinato alla riduzione della componente della ASOS per le utenze non domestiche.

Posizione. Esprimiamo netta critica: non si capisce l'accanimento contro le imprese del settore energetico. Sarebbe più equo (e con gettito ben superiore) imporre un aumento del contributo a tutte le imprese (a prescindere dal settore) nel caso in cui, in un dato periodo di imposta rispetto a un altro precedente periodo di imposta, hanno ottenuto un aumento degli utili eccedente un dato valore, al netto di operazioni straordinarie.

² Si parla di aliquota "base" in quanto le regioni hanno la facoltà di variare (in aumento o in diminuzione) l'aliquota fino ad un massimo di 0,92 punti percentuali

Art. 4 - Disposizioni urgenti per promuovere la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese

Promuove contratti di lungo termine tra imprese, anche associate, e produzione Fer che non beneficia di meccanismi di sostegno. Il GSE può fare da garante di ultima istanza, anche usando le risorse già stanziare dall'articolo 28 del decreto legislativo 199/2021 (45 ML€ annui per ciascuno degli anni dal 2025 al 2027), esaurite le quali si può avvalere del supporto di SACE, la quale è autorizzata a rilasciare garanzie, nel limite massimo degli impegni assumibili da SACE stessa pari a 250 ML€ (per le successive annualità l'importo è fissato in legge di bilancio).

È poi previsto che AU, a condizione stabilite dall'ARERA, svolge servizi di aggregazione della domanda di energia elettrica finalizzati a favorire la contrattazione di lungo termine della produzione da fonti rinnovabili da parte delle imprese, anche mediante schemi di contratto standard, che tengano conto della distribuzione temporale dell'energia oggetto del contratto e degli specifici profili di consumo.

In tale ambito, è attribuito un premio agli impianti che sono selezionati da AU e ricadono tra quelli che hanno beneficiato (e non beneficiano più) di passati meccanismi di sostegno, compresi i cinque conti energia. Il premio è pari al 15% della differenza (se positiva) tra la media annua ponderata, sulle quantità contrattualizzate, dei prezzi del mercato spot nella zona in cui è localizzato l'impianto e il prezzo riconosciuto nell'ambito del servizio di aggregazione (non proprio chiaro...).

Sempre per favorire la stipula di contratti a lungo termine, i Consorzi per le Aree di Sviluppo Industriale (ASI) possono individuare superfici da destinare alla realizzazione di impianti di energia elettrica da fonti rinnovabili oggetto di successiva contrattualizzazione a lungo termine. A tal fine, i medesimi Consorzi, possono avvalersi del supporto del GSE, per effettuare:

- 1) il censimento della disponibilità di coperture o aree pertinenti funzionali alla realizzazione di impianti fotovoltaici nelle aree dei Consorzi;
- 2) la stima del potenziale dell'autoconsumo istantaneo e delle altre forme di autoconsumo previste;
- 3) l'analisi della composizione dell'aggregato, espresso su base volontaria, dei consumi dei propri consorziati per la partecipazione a contratti di lungo termine.

Sono poi introdotte alcune modifiche alla disciplina di legge inerente l'energy release.

Posizione. Osserviamo che, finora, le disposizioni a favore dei PPA non hanno prodotto grandi risultati: forse un confronto preventivo con produttori e consumatori avrebbe aiutato a capire le ragioni e a individuare i meccanismi di stimolo più efficaci.

Detto ciò, le novità introdotte da questo intervento legislativo paiono positive. MA un giudizio compiuto e la valutazione concreta sulla efficacia è al momento difficile, perché è necessario che i numerosi attori coinvolti (GSE, GME, SACE, AU, ARERA, ASI...) svolgano compiutamente i compiti a ciascuno di essi affidati. In termini sistemici, notiamo che, mentre da un lato si intendono promuovere i PPA, dall'altro, con l'articolo 6, si interviene radicalmente sul meccanismo di formazione dei prezzi del mercato elettrico (con risultati che saranno incerti per lungo tempo, vista la necessità di via libera della CE), riferimento essenziale affinché produttori e consumatori possano valutare la convenienza di un PPA. Non esattamente un esempio di coerenza.

Art. 6 - Misure urgenti per la riduzione degli oneri del gas naturale prelevato ai fini della produzione di energia elettrica e per il rafforzamento della concorrenzialità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica

L'articolo comprende un mandato ad Arera in materia di vigilanza del comportamento dei produttori sul mercato del giorno prima ("con riferimento alle offerte di vendita presentate nel mercato del giorno prima, i costi opportunità stimabili al momento della negoziazione sono gli unici legittimi motivi economici per offrire ad un prezzo superiore al costo marginale della capacità di generazione³..). "Il produttore potrà dunque legittimamente offrire a un prezzo superiore al costo marginale solo se ciò è giustificato da un costo opportunità (ad esempio: rinunciare a vendere in un altro mercato, o a conservare combustibile o acqua per una produzione futura più remunerativa), che sia valutabile *ex ante*"⁴.

Si prevede poi che alcuni oneri del sistema gas (parti variabili tariffe di trasporto, oneri generali di sistema gas) applicati ai prelievi di gas per la produzione termoelettrica immessa in rete siano rimborsati ai produttori. Questo rimborso sarà coperto con le tariffe elettriche.

In aggiunta (norma più controversa), si dà mandato ad Arera di disciplinare il rimborso ai produttori elettrici dei costi che sostengono (facendo riferimento a un ciclo combinato efficiente) per le emissioni ETS. Anche questo rimborso va sulle tariffe elettriche. Attenzione: l'efficacia di questa misura è subordinata alla preventiva autorizzazione della CE. È poi previsto, a cura Arera, un adeguamento delle condizioni economiche del mercato della capacità.

Per assicurare che effettivamente il prezzo dell'elettricità scenda, si dà un duro mandato ad Arera affinché verifichi che i rimborsi citati siano pienamente trasferiti nelle offerte di vendita, con penalità ove non accada.

Non detto esplicitamente ma ovvio (ed essenziale affinché la misura dia un beneficio netto ai consumatori elettrici): l'abbassamento del prezzo dell'elettricità da gas si rifletterà sui ricavi delle produzioni non soggette a ETS.

Posizione. La misura di maggiore impatto potenziale è sicuramente quella sull'ETS.

ITALIA SOLARE è consapevole che l'ETS, con costi crescenti della CO2 fino a sfiorare i 100 €/ton e con ulteriori possibili aumenti, ha significativi impatti sui prezzi dell'energia elettrica, determinati, nel mercato del giorno prima, dalla regola del maginal price; soprattutto a causa della cattiva gestione comunitaria dell'ETS e del mercato elettrico, nonché della contestuale spinta, anch'essa comunitaria, a strumenti di sostegno diretto alle fonti a basse emissioni.

Quindi, bene porre le questioni ma, diamine, ci sembra ci siano seri problemi di metodo e di merito.

³ Da line guida ACER citate in norma: opportunity costs. Opportunity costs represent the expected value of the most valuable choice that was not taken. In wholesale electricity markets, this can for example, represent offering at a different point in time for energy-limited available generation assets, e.g. reservoir hydropower units. It can also represent offering in a different sequential market (such as forward, day-ahead or intraday markets) for available generation assets, based on said expectations. Ultimately, the expectation on the value of electricity in real time, including expected outages and considering the volume to be traded, will impact the opportunity costs.

⁴ Così uffici studi di Camera e Senato

Sul metodo: una riforma così radicale, con impatti rilevanti sul mercato energetico che, al pari del mercato ETS, è unico ed europeo, viene trasformata in legge senza alcun confronto con le categorie e, si ritiene neppure con la CE!

In effetti, quella sull'ETS è una riforma con efficacia subordinata alla preventiva autorizzazione della CE, e si capisce, essendo ETS ed elettricità due mercati europei. A prescindere dall'esito, è sicuro che il confronto tra Governo e CE durerà assai a lungo: basti pensare che il DM FerX, un semplice decreto di sostegno alle rinnovabili mediante contratti per differenza, è fermo a Bruxelles da molti mesi. Qui si parla, invece, di un radicale sovvertimento delle modalità di funzionamento di due importanti (seppur criticabilissimi) mercati unici europei!

Quindi un solo risultato è per ora sicuro: incertezza, assenza di riferimenti, forte rallentamento degli investimenti nel settore energetico e addirittura blocco totale di nuovi PPA (che, paradossalmente, l'articolo 4 del DL vorrebbe promuovere...), oltre che grandi incognite sui PPA già siglati. Questo per il metodo.

Quanto al merito, solleviamo diverse questioni.

In primo luogo, la tecnica prescelta genera, per i consumatori costi certissimi, mentre i benefici vengono affidati a una guardia arcigna di Arera, messa a controllo dei produttori termoelettrici da gas, con un approccio che, più che di regolazione e vigilanza del mercato, sembra di imposizione di prezzi praticamente amministrati.

E poi, venendo più direttamente a quanto riguarda il fotovoltaico, non c'è alcuna tutela per chi ha realizzato o sta avviando progetti di produzione senza ricorrere a meccanismi pubblici di sostegno, ma confidando sui ricavi di mercato, o magari ha basato l'investimento su un PPA: ebbene, questi produttori si troveranno completamente spiazzati, con il rischio di fallimento di imprese e di progetti. Parimenti trascurati gli investimenti in sistemi di accumulo, che sovente basano parte significativa dei ricavi da mercato sugli spread di prezzo nel corso della giornata. Stranamente, l'unica attenzione è stata riservata al capacity market... Né si vede alcuna preoccupazione per gli effetti della misura sull'autoconsumo, che pure il Governo sta sostenendo con una serie di misure di vari Ministeri.

Insomma, il problema c'è, la soluzione è sbagliata. Pensiamo sia **opportuno che la norma sia eliminata**. E tuttavia siamo disponibili sin da subito al confronto per affrontare il problema dell'ETS in modo equilibrato e senza spaventare gli investitori, e con contestuale confronto con la CE. Con la quale andrebbe affrontato anche il tema della adeguatezza dell'assetto del mercato elettrico, ancora funzionale a gestire produzioni centralizzate con costo di generazione dipendente sostanzialmente dai costi di esercizio, con parziali correttivi finalizzati alla integrazione delle rinnovabili (distribuite e con costo di generazione dipendente sostanzialmente dall'investimento).

Art. 7 - Misure urgenti per la connessione alla rete degli impianti alimentati a fonti rinnovabili

L'intervento normativo prevede una serie di passaggi per riformare la disciplina delle connessioni e, contestualmente, superare il problema della saturazione virtuale, in particolare sulle reti di alta tensione. L'approccio scelto è di offrire a tutti la possibilità di avere una soluzione di connessione alla rete, ma

l'assegnazione definitiva della capacità di rete avviene a vantaggio di coloro che ottengono l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto. Vi sono poi alcune tutele a vantaggio dei progetti con iter più avanzato e una certa attenzione alle esigenze delle reti di distribuzione, che ci sembra opportuna e condivisibile.

Nel complesso, ci sembra una riforma che, pure determinando la decadenza di molte soluzioni di connessioni, sia divenuta ormai inevitabile, anche per evitare che dati poco significativi di potenze rinnovabili (esagerate e che non vedranno mai la luce) continuino a circolare e ad essere utilizzati strumentalmente, come spauracchio contro inesistenti speculazioni e invasioni di campi fotovoltaici ed eolici.

Posizione. Il nostro giudizio è complessivamente positivo, seppure molto dipenderà da come la riforma sarà attuata: sono infatti previsti atti ministeriali, di Arera, di Terna, e assicuriamo che intendiamo partecipare attivamente al percorso attuativo delle norme in questione.

Nel merito, proprio nell'ottica scelta dal Governo (dare priorità di connessione agli impianti autorizzati), proponiamo di aggiungere un comma con il quale i gestori di rete TSO e DSO, sulla base della programmazione regionale sulle aree di accelerazione e sulla potenza installabile in ciascuna di tali aree, si coordinino al fine di portare in tali aree infrastrutture di rete idonee al trasporto della potenza installabile, a prescindere dalle richieste di connessione e quindi in formale deroga al meccanismo generale sopra descritto. La deroga sarebbe solo formale perché, di fatto, le aree di accelerazione sono quelle scelte dal legislatore perché, per assenza di vincoli, sono valutate come le più adatte per installare gli impianti, e quindi meritano una procedura per la realizzazione degli impianti il più accelerata possibile. Tale procedura non potrà essere davvero accelerata, però, se non c'è subito disponibile una adeguata capacità di trasporto dell'energia elettrica prodotta.

Art. 8 - Procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni ai progetti di centri dati

Prevede che i centri dati siano autorizzati nell'ambito di un procedimento unico, non dissimile da quello applicato in altri settori.

Posizione. Non abbiamo particolari obiezioni, ma una proposta.

Questi centri dati richiedono molta potenza e assorbono molta energia; secondo alcuni esperti, potrebbero mettere sotto stress la rete elettrica. Pensiamo che questo rischio si possa attenuare richiedendo che ogni centro dati si doti di impianti di autoproduzione da rinnovabili, in una delle forme previste dal decreto legislativo 199/2021 e che ricorra ad adeguati PPA, di capacità commisurata alla potenza elettrica richiesta in prelievo, e con profilo di fornitura adeguata al profilo dei consumi.