



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti,  
dell'energia e delle comunicazioni DATEC

**Ufficio federale dell'energia UFE**  
Sezione Approvvigionamento energetico e monitoraggio

---

# **Potenziale, costi e impatto ambientale degli impianti di produzione di energia elettrica**

## **Sintesi**

---



**Data:** Novembre 2017

**Committente:** Ufficio federale dell'energia (UFE)

**Commissionario:** Paul Scherrer Institut – PSI

**Editore:** Christian Bauer e Stefan Hirschberg (PSI)

**Contatti:** [christian.bauer@psi.ch](mailto:christian.bauer@psi.ch), [stefan.hirschberg@psi.ch](mailto:stefan.hirschberg@psi.ch)

**Il rapporto principale è disponibile al seguente link:**

[http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/index.html?lang=de&dossier\\_id=05238](http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/index.html?lang=de&dossier_id=05238)

<https://www.psi.ch/ta/reports-and-working-papers>

La responsabilità dei contenuti e conclusioni del presente rapporto è esclusivamente degli autori.

**Ufficio federale dell'energia UFE**

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; indirizzo postale: CH-3003 Berna

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)



## **Contenuto**

1. Premessa.....	4
2. Potenziale sfruttabile delle energie rinnovabili fino al 2050.....	4
3. Costi di produzione dell'energia elettrica .....	6
4. Aspetti ambientali.....	9



## 1. Premessa

L'Ufficio federale dell'energia (UFE) rileva regolarmente il **potenziale**, i **costi** e l'**impatto ambientale** delle **tecnologie per la produzione di energia elettrica**, dati che costituiscono il punto di partenza per le prospettive energetiche e per il monitoraggio tecnologico (mandato legale secondo la nuova legge sull'energia). Si analizzano anche le tecnologie che non rappresentano delle opzioni per la produzione indigena di energia elettrica, ma che potrebbero giovare alle importazioni di energia elettrica future, come le centrali cimoelettriche e gli impianti eolici offshore. Oltre ai processi di produzione tradizionali sono prese in considerazione anche tecnologie innovative non ancora sufficientemente mature, per le quali il successo e il conseguente contributo all'approvvigionamento elettrico della Svizzera non sono ancora certi (si pensi, per esempio, alla fusione nucleare).

Il presente studio dell'istituto Paul Scherrer, condotto anche nell'ambito del SCCER-SoE e del SCCER BIOSWEET<sup>1</sup>, ha analizzato le seguenti tecnologie: grandi centrali idroelettriche, piccole centrali idroelettriche, impianti eolici (onshore e offshore), fotovoltaico, produzione di energia elettrica a partire da biomassa, centrali geotermiche (geotermia petrotermale), centrali cimoelettriche e mareomotrici, impianti termosolari per la produzione di energia elettrica, centrali nucleari, centrali a gas naturale e a carbone, centrali termoelettriche a blocco a gas naturale, pile a combustibile e tecnologie innovative (metanazione idrotermale a partire da biomassa liquida, tecnologie geotermiche non convenzionali, fusione nucleare e produzione di energia termoelettrica per il recupero del calore residuo).

Lo studio rileva il potenziale di produzione, i costi e l'impatto ambientale nell'arco di tempo tra oggi e il 2050. Il presente lavoro non include dati relativi alla combinazione delle varie tecnologie (aspetti sistemici) e ai costi esterni (come i costi della salute provocati dall'inquinamento atmosferico e i costi causati da incidenti non coperti da un'assicurazione).

La presente sintesi offre una panoramica dei risultati dello studio di maggiore interesse per la Svizzera. Per ulteriori informazioni si rimanda alla sintesi completa contenente le schede tecniche delle varie tecnologie nonché ai singoli capitoli del rapporto. La maggior parte delle cifre riportate in questa sintesi è valida con determinate ipotesi e condizioni quadro che sono descritte nello specifico nelle schede tecniche e nei capitoli del rapporto relativi alle singole tecnologie.

## 2. Potenziale sfruttabile delle energie rinnovabili fino al 2050

La Tabella 1 seguente illustra il potenziale sfruttabile per la produzione di energia elettrica con tecnologie rinnovabili in Svizzera fino al 2050. Il potenziale sfruttabile corrisponde alla quota di potenziale tecnico che rispetta i requisiti «ecologico» e «vantaggioso». Si tengono parzialmente in considerazione anche criteri sociali come l'accettazione, i quali però variano nel tempo e sono pertanto connessi con molte incertezze. Le centrali nucleari e fossili dispongono di un potenziale tecnico teorico illimitato, il cui potenziale sfruttabile dipende da diverse condizioni quadro e non viene calcolato in questa sede. Per ragioni politiche, le centrali fossili e nucleari non rappresentano un'opzione per la futura produzione di energia elettrica in Svizzera. L'energia elettrica prodotta a partire da queste ultime o da altre tecnologie può però essere importata.

---

<sup>1</sup> Swiss Competence Center for Energy Research – Supply of Electricity (SCCER-SoE); Swiss Competence Center for Bioenergy Research (SCCER BIOSWEET).

**Tabella 1:** potenziale sfruttabile degli impianti di produzione di energia elettrica a partire da fonti rinnovabili per la Svizzera (in TWh/a)

Tecnologia	Produzione 2015/2016	2035	2050
Grandi centrali idroelettriche <sup>2</sup>	32.7	32.7-34.0	32.7-34.0
Piccole centrali idroelettriche <sup>3</sup>	3.5	4.3-5.5	4.3-5.5
Energia eolica	0.1	0.7-1.7	1.4-4.3
Fotovoltaico <sup>4</sup>	1.1	5.5-16	11-19
Centrali termoelettriche a blocco (legno)	0.1	0.1-0.6	0.1-1.1
Impianti agricoli a biogas	0.1	0.1-0.7	0.1-1.3
Geotermia profonda	non disponibile	probabilmente non ancora disponibile in grande scala	4.5 (obiettivo)

La tabella precedente indica, a seconda della tecnologia, il potenziale di produzione di energia elettrica sfruttabile; esso comprende la produzione attuale come pure la nuova produzione sfruttabile.

Relativamente agli anni 2035 e 2050, tra le energie rinnovabili in Svizzera sono gli **impianti fotovoltaici** a presentare il maggior potenziale di incremento, nonostante in questo studio siano stati presi in considerazione solo gli impianti sui tetti e il margine di oscillazione delle previsioni sia relativamente ampio. Diversamente da altre fonti di energia rinnovabile, gli impianti fotovoltaici godono di una maggiore accettazione e sembra più realistico ipotizzare un alto sfruttamento del potenziale. Al tempo stesso è necessario elaborare delle misure che garantiscano che le grandi quantità di energia elettrica generate da impianti fotovoltaici decentralizzati, che vengono prodotte in maniera discontinua, si integrino con successo nella rete. Anche gli **impianti eolici** presentano un elevato potenziale di incremento in riferimento ai due anni presi in considerazione. Nel lungo periodo (2050) anche la produzione di energia elettrica a partire dalla **geotermia profonda** potrebbe presentare un potenziale considerevole. Questa alternativa è però collegata a notevoli incertezze dal punto di vista tecnico. Sul medio periodo (2035), a causa degli attuali ostacoli tecnici (soprattutto rischi sismici), economici e sociali, la geotermia profonda non sarà ancora disponibile in grande scala. Per quanto riguarda la **produzione di energia elettrica a partire dalla biomassa**, la tabella precedente individua due tecnologie che potrebbero essere interes-

<sup>2</sup> Conformemente alla riduzione della produzione pari a 1260 GWh/a stabilita dalla legge federale sulla protezione delle acque.

<sup>3</sup> L'UFE stima un potenziale aggiuntivo di 1.3 - 1.6 TWh/a.

<sup>4</sup> Queste cifre si riferiscono agli impianti fotovoltaici sui tetti; il potenziale degli impianti delle facciate che rispettano il requisito «ecologico» è stimato tra 3 e 5.6 TWh/a. Per ragioni di accettazione, gli impianti realizzati su superfici libere non sono presi in considerazione.



santi per la Svizzera nell'orizzonte 2035 e 2050. Al momento solo una piccola parte dei liquami provenienti dall'agricoltura è utilizzata per produrre energia. Anche nel caso della biomassa legnosa, parte del legno attualmente utilizzato per la sola produzione di calore può essere sfruttata anche per produrre energia elettrica attraverso centrali termoelettriche a blocco. Bisogna ricordare che la biomassa (legnosa e umida) può essere utilizzata sotto forma di pellet e biogas anche nel settore del riscaldamento e dei trasporti, ambiti che godono di migliori condizioni quadro logistiche e di politica energetica (p. es. esenzione dalla tassa sul CO<sub>2</sub>) che permettono probabilmente una migliore redditività. Lo stesso potenziale di biomassa può dunque essere impiegato per diversi scopi. Visto il loro basso potenziale di sviluppo, questa sintesi non tiene in considerazione il potenziale degli impianti di incenerimento di rifiuti urbani e di depurazione delle acque. Di norma, tuttavia, le nuove tecnologie permettono di migliorare il grado di efficienza di tali impianti. Anche le **grandi centrali idroelettriche** presentano un certo potenziale di incremento, la cui realizzazione futura dipende principalmente dalle condizioni quadro economiche e politiche. Nonostante non ci si possano aspettare miglioramenti tecnologici sostanziali, il rinnovamento degli impianti promette comunque un certo aumento dell'efficienza. Il potenziale di produzione di energia elettrica delle **piccole centrali idroelettriche** è relativamente basso, anche se non trascurabile. Il loro ulteriore sviluppo dipenderà soprattutto dalla promozione statale e dall'accettazione a livello sociale, dal momento che l'energia elettrica prodotta in questo modo è solitamente più cara e la costruzione di nuove centrali non incontra spesso il favore della popolazione.

### 3. Costi di produzione dell'energia elettrica

Le due tabelle seguenti illustrano i costi di produzione dell'energia elettrica odierni e futuri relativi ai principali tipi di centrale. La Tabella 2 mostra i costi di produzione degli impianti di produzione di energia elettrica con tecnologie rinnovabili (principalmente in Svizzera). La Tabella 3 indica i costi di produzione degli impianti di produzione di energia elettrica convenzionali, costruiti nel medio termine nei Paesi europei piuttosto che in Svizzera<sup>5</sup>. Il rapporto completo contiene i costi di produzione dettagliati relativi a tutti gli impianti. I costi di produzione dell'energia elettrica sono calcolati con il metodo dei *Levelized Costs of Electricity (LCOE) (costi sistemici totali livellati)*. A tal fine i costi futuri vengono aggiornati prendendo in considerazione le seguenti componenti: costi per la costruzione dell'impianto, costi di esercizio nell'arco di vita dell'impianto (costi dei combustibili, costi di esercizio e manutenzione fissi e variabili), costi di smantellamento alla fine del ciclo di vita dell'impianto, costi del capitale (calcolati con un tasso di interesse del capitale del 5 %). I margini di oscillazione rappresentati rispecchiano la variabilità dei costi di produzione a seconda delle condizioni locali specifiche (si pensi alla produzione annua degli impianti fotovoltaici ed eolici), del tipo di tecnologia (p. es. il rendimento e la potenza della centrale elettrica) e dei costi della biomassa. Non si è tenuto conto dei costi delle emissioni di CO<sub>2</sub><sup>6</sup> e altri costi esterni. I costi di produzione indicati includono i ricavi risultanti dal calore<sup>7</sup> prodotto da centrali termoelettriche a blocco funzionanti a biomassa e a gas naturale, pile a combustibile e impianti a biogas agricoli. Queste tecnologie sono solitamente impiegate in modo che parte del calore residuo possa essere venduto o utilizzato internamente.

Entro il 2050, si prevede, da una parte, un aumento dei costi relativi all'energia idroelettrica, alle centrali termoelettriche a blocco (legno), agli impianti agricoli a biogas e alla produzione di energia elettrica a

---

<sup>5</sup> A seguito dell'accettazione da parte del Popolo svizzero della Strategia energetica 2050 il 25 maggio 2017, la costruzione di nuove centrali nucleari è vietata in virtù della legge sull'energia riveduta. L'importanza a medio termine delle centrali a gas a ciclo combinato in Svizzera dipenderà dal futuro assetto del mercato dell'energia elettrica e dalla politica climatica.

<sup>6</sup> I costi dei certificati di CO<sub>2</sub> sono attualmente molto bassi e pertanto trascurabili. Il presente studio non si proponeva di calcolare una stima dei futuri costi del CO<sub>2</sub>.

<sup>7</sup> I ricavi risultanti dalla vendita di calore influiscono in modo sostanziale sulla redditività degli impianti che producono energia elettrica e calore; i ricavi risultanti dal calore ceduto permettono di tenere conto di ciò.



partire da combustibili fossili, e, dall'altra, un dimezzamento dei costi di produzione del fotovoltaico e una diminuzione appena inferiore di quelli dell'energia eolica. I costi di produzione dell'energia elettrica risultante dalle centrali a gas a ciclo combinato resteranno all'incirca allo stesso livello di costo dei piccoli impianti fotovoltaici o di energia eolica senza però tenere conto dei costi del CO<sub>2</sub>. Se questi ultimi non vengono presi in considerazione, anche l'energia elettrica prodotta dalle centrali a carbone sarà relativamente economica in futuro<sup>8</sup>.

**Tabella 2:** costi di produzione dei nuovi impianti di produzione dell'energia elettrica in Svizzera (in ct./kWh) e dell'energia eolica offshore all'estero

Tecnologia	Nuovi impianti		
	oggi	2035	2050
Grandi centrali idroelettriche <sup>9</sup>	7-30	7-30	7-30
Piccole centrali idroelettriche	12-28	14-33	14-34
Energia eolica in Svizzera	13-21	10-17	9-15
Energia eolica offshore (importazioni)	13-27	12-23	10-20
Fotovoltaico: 10 kW 1000 kW	18-31 8-13	9-22 4-10	8-19 3-9
Centrali termoelettriche a blocco (legno) <sup>10</sup>	18-36	18-41	18-45
Impianti agricoli a biogas <sup>11</sup>	20-49	18-50	16-51
Geotermia profonda <sup>12</sup>	non disponibile	16-58	13-47

<sup>8</sup> A un prezzo del CO<sub>2</sub> di 10 franchi per tonnellata, i costi di produzione di una centrale a gas o a carbone aumentano rispettivamente di circa 0,5 ct./kWh e 1 ct./kWh (stime dell'UFE).

<sup>9</sup> Per mancanza di dati, in questa sede non si distingue tra centrali ad acqua fluente e centrali ad accumulazione. I costi di produzione delle attuali centrali elettriche si attestano tra 2 e 10 ct./kWh.

<sup>10</sup> Inclusi i ricavi risultanti dal calore ceduto.

<sup>11</sup> Inclusi i ricavi risultanti dal calore ceduto.

<sup>12</sup> Senza ricavi risultanti dal calore ceduto. Si stima sia difficile trovare acquirenti per grandi quantità di calore.

**Tabella 3:** costi di produzione dei nuovi impianti di produzione dell'energia elettrica convenzionali principalmente nei Paesi europei (in ct./kWh)<sup>13</sup>

Tecnologia	Nuovi impianti		
	oggi	2035	2050
Energia nucleare	5.1 - 12.5 <sup>14</sup>	5.1-12.2 <sup>15</sup>	nessun dato <sup>16</sup>
Centrali a gas a ciclo combinato	10.8-12.3	12.9-14.2	14.5-16
Centrali a gas a ciclo combinato con cattura del CO2	non disponibile	15.3-17.7	17.3-19.8
Centrali termoelettriche a blocco (a gas naturale): 10 kW <sub>el</sub>	22-45	23-45	23-45
1000 kW <sub>el</sub>	10-15	12-17	17-20
Pile a combustibile: 1 kW <sub>el</sub>	65-125	23-64	19-46
300 kW <sub>el</sub>	22-70	14-37	13-24
Centrali elettriche a carbone (estero)	3.9-8.3	4.2-8.7	4.4-8.9
Centrali elettriche a carbone con cattura del CO2	non disponibile	6.3-10.4	5.5-10.6

<sup>13</sup> I costi dei combustibili (gas naturale o carbone) ipotizzati si riferiscono alla Svizzera.

<sup>14</sup> I nuovi reattori GEN III/III+ come quelli costruiti attualmente soprattutto in Asia (ad es. Cina, Corea del Sud).

<sup>15</sup> Gen III (+) o Small modular reactors (SMR).

<sup>16</sup> Per mancanza di dati affidabili non è possibile procedere a stime relative al 2050 per la Generation IV.





Il presente studio fornisce anche delle previsioni relative all'evoluzione dei prezzi delle energie fossili, importanti, ad esempio, sia per le centrali a gas a ciclo combinato che per gli impianti di cogenerazione. Sono stime che si basano soprattutto sui dati del World Energy Outlook 2016 dell'Agenzia internazionale dell'energia (AIE). La Tabella 4 seguente illustra l'evoluzione dei prezzi stimata (CHF) per MWh per consumatori industriali in Svizzera. I prezzi non includono tasse o imposte. Entro il 2050 si prevede un aumento pari a circa il 50 per cento dei prezzi di carbone e gas naturale, che rappresentano i principali vettori energetici della produzione tradizionale di energia elettrica.

**Tabella 4:** previsioni relative all'evoluzione dei prezzi dell'energia per l'industria in base ai dati dell'AIE (CHF per MWh) <sup>17</sup>.

Vettore energetico	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Carbone	13.1	18.4	19.0	19.7	20.2	20.6	21.0	21.4
Olio leggero	45.6	53.5	63.9	73.5	78.2	82.3	85.1	87.4
Olio pesante	31.0	50.0	56.5	62.0	64.6	66.9	68.5	69.8
Gas naturale	55.7	57.1	64.6	71.7	74.6	76.9	78.9	80.5

#### 4. Aspetti ambientali

Per quantificare e valutare l'impatto ambientale provocato dalla produzione di energia elettrica ci si serve del metodo dell'analisi del ciclo di vita (Life Cycle Assessment, LCA), che prende in considerazione l'intera catena energetica (incluse la promozione e la messa a disposizione dei vettori energetici, dell'infrastruttura, ecc.).

Il presente lavoro utilizza le emissioni di gas a effetto serra e il loro impatto ambientale come indicatore ambientale primario relativo alle tecnologie di produzione dell'energia elettrica attuali e future. Il rapporto principale fornisce informazioni riguardo a ulteriori conseguenze sull'ambiente delle tecnologie attuali. Il metodo dell'analisi del ciclo di vita permette di quantificare l'impatto ambientale del «normale esercizio» delle centrali elettriche e delle catene di approvvigionamento di combustibile. Non vengono prese in considerazione possibili conseguenze di gravi incidenti. L'analisi del ciclo di vita non permette di misurare le conseguenze sull'ambiente a livello locale o relativamente a una determinata zona, come può essere il caso delle piccole centrali idroelettriche nei confronti dell'ecosistema circostante. La tabella 4 illustra le emissioni di gas a effetto serra legate alla produzione di energia con le tecnologie attuali e future. I margini di oscillazione rappresentati rispecchiano la variabilità determinata da fattori legati al sito (p. es. la produzione annuale degli impianti fotovoltaici ed eolici della Svizzera), dalle tecnologie impiegate (p. es. il rendimento e la potenza degli impianti) e dalle caratteristiche dei combustibili. Nel caso delle centrali termoelettriche a blocco e delle pile a combustibile, le emissioni sono ripartite in base al contenuto di exergja<sup>18</sup> tra energia elettrica e calore.

<sup>17</sup> Nel rapporto i prezzi sono indicati in CHF par GJ. Sono riportate anche indicazioni per i prezzi dell'energia in Europa e in altri settori (economie domestiche, circolazione stradale).

<sup>18</sup> L'exergja permette di misurare la qualità dell'energia; l'energia elettrica ha un valore più alto del calore, specialmente quando si tratta di energia termica a bassa temperatura



Un confronto tra le varie tecnologie rivela che la produzione di energia elettrica nelle centrali idroelettriche e nucleari e negli impianti eolici provoca il minor volume di emissioni di gas a effetto serra, mentre le centrali a carbone detengono il primato opposto. In futuro la cattura del CO<sub>2</sub> permetterà una sensibile riduzione delle emissioni di gas a effetto serra prodotte dalle centrali a gas a ciclo combinato e dalle centrali a carbone. In termini generali entro il 2050 è prevista una generale diminuzione delle emissioni di gas a effetto serra della maggior parte delle tecnologie, tranne nel caso delle centrali idroelettriche e nucleari, che non dispongono di un grande potenziale di riduzione. Inoltre, la diminuzione della concentrazione di uranio potrebbe portare a un aumento dei costi di estrazione e delle emissioni. In futuro la diminuzione delle risorse disponibili potrebbe interessare anche le centrali a gas naturale e a carbone, provocando un conseguente aumento delle emissioni.

**Tabella 5: emissioni di gas a effetto serra delle tecnologie di produzione dell'energia elettrica attuali e future (in g CO<sub>2</sub>eq/kWh)**

Tecnologia	Nuovi impianti	
	oggi	2050
Centrali ad acqua fluente	5-10	5-10
Centrali ad accumulazione	5-15	5-15
Piccole centrali idroelettriche	5-10	5-10
Energia eolica in Svizzera	8-27	5-30
Energia eolica offshore (importazioni)	8-16	5-20
Fotovoltaico: policristallino monocristallino a film sottile	39-69 62-109 25-43	7-45 11-71 8-30
Combustione e gassificazione di legno	10-120	10-100
Impianti agricoli a biogas <sup>19</sup>	150-450	nessun dato
Geotermia profonda	non disponibile	27-84
Energia nucleare	10-20	5-40
Centrali a gas a ciclo combinato	387-400	346-363
Centrali a gas a ciclo combinato con cattura del CO <sub>2</sub>	non disponibile	70-100
Centrali termoelettriche a blocco (a gas naturale): 10 kW <sub>el</sub> 1000 kW <sub>el</sub>	583-633 459-500	546-601 423-468
Pile a combustibile: 1 kW <sub>el</sub> 300 kW <sub>el</sub>	560-780 370-650	440-570 340-450
Centrali elettriche a carbone (estero)	823-1022	734-850
Centrali elettriche a carbone con cattura del CO <sub>2</sub>	non disponibile	34-214

<sup>19</sup> A causa della possibile fuoriuscita di metano, le emissioni di gas a effetto serra degli impianti a biogas sono connesse a numerosi fattori di incertezza.