



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Abteilung Energiewirtschaft und Versorgung

Bericht vom 21. November 2025

Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung in ausgewählten EU- Mitgliedstaaten

Ein Bericht für das Bundesamt für Energie (BFE)



Datum: 21. November 2025

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Frontier Economics
Im Zollhafen 24, DE-50678 Köln
www.frontier-economics.com

Autor/in:

Maria Paula Torres, maria.paula.torres@frontier-economics.com
Michael Zähringer, michael.zaehringer@frontier-economics.com
Jasmina Biller, jasmina.biller@frontier-economics.com
Anna Basten
Isabel Boldrick
Henri Herrmann
Roger Medina Juidias
Celestine Deleuze

BFE-Projektbegleitung: Beat Goldstein, beat.goldstein@bfe.admin.ch
Regula Petersen, regula.petersen@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/200503-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autor/innen dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

FÖRDERUNG DER ERNEUERBAREN STROMERZEUGUNG IN AUSGEWÄHLTEN EU-MITGLIEDSTAATEN

Ein Bericht für das Bundesamt für Energie
(BFE)

21. NOVEMBER 2025

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	8
1 Einleitung	13
2 Rahmenbedingungen für die Förderung erneuerbarer Energien und des Eigenverbrauchs in der EU	15
3 Österreich	24
4 Deutschland	32
5 Frankreich	42
6 Italien	51
7 Spanien	59
8 Niederlande	66
9 Ländervergleich und Schlussfolgerungen	77

ZUSAMMENFASSUNG

Als Grundlage für die Genehmigung und Umsetzung des Stromabkommens zwischen der Schweiz und der Europäischen Union hat das Bundesamt für Energie (BFE) Frontier Economics Ltd. (Frontier) mit einer Übersicht zur Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung in sechs ausgewählten EU-Mitgliedstaaten beauftragt. Analysiert werden die Nachbarländer Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich sowie die Niederlande und Spanien, die aufgrund ihrer hohen Photovoltaik-Leistung pro Kopf beziehungsweise des hohen PV-Anteils an der Gesamtstromproduktion von Interesse sind.

Ziel ist es, die Bandbreite an Förderregimen für erneuerbare Energien in den untersuchten Ländern darzustellen und gemeinsame Ansätze zu identifizieren. Wir stellen dazu die politischen und regulatorischen Entwicklungen zwischen den Jahren 2020 und 2025 vor. Wir untersuchen direkte und indirekte Fördermechanismen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, einschliesslich Instrumenten, die Anforderungen auf der Nachfrageseite enthalten. Zudem analysieren wir die Markt- und Netzintegration sowie die Regelungen für den Eigenverbrauch.

Im Folgenden fassen wir die Ergebnisse der Fallstudien zusammen. Eine detaillierte Gegenüberstellung der Länder findet sich in Kapitel 9.

Der EU-Rechtsrahmen ist ein wichtiger Treiber für gemeinsame Trends und nationale Unterschiede in der EE-Förderung

In den sechs untersuchten Ländern (Österreich, Deutschland, Frankreich, Italien, Spanien und den Niederlanden) hat sich die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) seit dem Jahr 2020 weiterentwickelt. Trotz nationaler Unterschiede in der Ausgestaltung lassen sich mehrere gemeinsame Entwicklungen erkennen. Dies ist auf regulatorische Vorgaben auf EU-Ebene zurückzuführen. EU-Direktiven (wie die Erneuerbaren-Energien-Direktive, aktuelle Fassung «RED III») müssen in nationales Recht übersetzt werden. Hierbei bestehen gewisse Freiheitsgrade für EU-Mitgliedsstaaten (bspw. das Setzen ambitionierterer EE-Ziele). Vorgaben von EU-Verordnungen (wie die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung, «EBM-VO») sind hingegen unmittelbar in allen Mitgliedsstaaten bindend. Darüber hinaus setzen EU-Beihilferichtlinien Anforderung an die Notifizierung¹ nationaler Fördergesetze.

Die EU-Vorgaben haben sich im Zeitverlauf weiterentwickelt. Da nationale Fördergesetze jeweils den zum Zeitpunkt des Inkrafttretens aktuellen Stand der EU-Regulierung abbilden, können nationale Unterschiede auftreten. Nationale Fördergesetze werden zudem nur auf eine begrenzte Zeit notifiziert und müssen beim Auslaufen an den aktuellen Beihilferechtsrahmen angepasst werden (wie bspw. das deutsche EEG bis Ende des Jahres 2026 und das österreichische EAG bis zum Jahr 2030).

¹ Notifizierung bezeichnet in der Europäischen Union das Anmelde- und Genehmigungsverfahren für nationale Förderregelungen, die beihilferechtlich geprüft werden müssen.

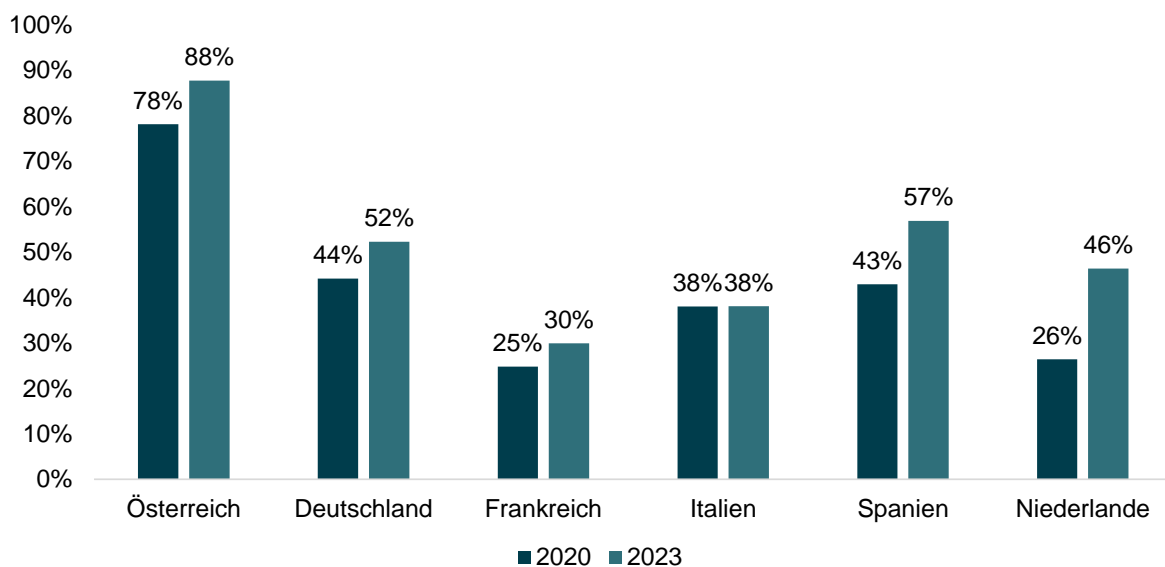
Hierbei ist zu beachten, dass es in der Regel einen Bestandsschutz gibt: selbst wenn sich die Förderregeln, wie bspw. das Aussetzen der Förderung in Perioden mit negativen Stunden, weiterentwickeln, behalten Bestandsanlagen die Vorgaben zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme oder Förderzusage (je nach Fördersystem und nationaler Umsetzung). So erhalten bspw. Neuanlagen in Deutschland ab dem Jahr 2025 keine Förderung bei einem negativen Preis in einem 15-Minuten-Intervall während für Anlagen, die 2020 in Betrieb gingen, erst ab 6 aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Preisen Förderzahlungen ausgesetzt werden.

Anhebung nationaler EE-Ziele und beschleunigter Ausbau seit dem Jahr 2020

Alle Länder haben seit 2020 ihre nationalen Ziele für erneuerbare Energien angehoben, im Einklang mit der überarbeiteten EU-Richtlinie für erneuerbare Energien und den aktualisierten nationalen Energie- und Klimaplänen (NECP). Neben diesen EE-Zielen, die als Anteil an der gesamten Stromerzeugung oder am Stromverbrauch definiert sind, legen einige Länder (wie Frankreich, Deutschland und Spanien) zusätzlich technologiespezifische Kapazitätsziele fest.

In Folge ist der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in allen sechs Ländern gestiegen (Abbildung 1), wobei Spanien und die Niederlande ein besonders starkes Wachstum bei der Solarenergie verzeichnen.

Abbildung 1 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 2020 und 2023



Quelle: Frontier Economics basierend auf Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren_custom_18892997/default/table

Hinweis: Jahreswerte für 2024 noch nicht verfügbar.

Förderung grosser Anlagen über Marktprämienmodelle oder CfDs zunehmend wettbewerblich bestimmt, Kleinanlagen weiterhin administrativ unterstützt

Für die direkte Förderung von EE-Anlagen kommen unterschiedliche Instrumente zum Einsatz. Darunter fallen Einspeisetarife (Feed-in Tariff, «FiT»), Prämienmodelle (Feed-in Premium, «FiP»), Differenzverträge (Contract for Difference, «CfD») und Investitionszuschüsse. Dabei ist zu beachten, dass bei Bezeichnung und Ausgestaltung nationale Unterschiede bestehen und die Abgrenzung teilweise fließend ist. So kann eine Marktprämie bspw. ein fixer Aufschlag auf den Marktpreis (fixe Marktprämie) oder in Abhängigkeit der Marktpreishöhe (gleitende Marktprämie) ausgestaltet sein. Zudem können Prämienmodelle mit oder ohne Rückzahlungsverpflichtung bei hohen Marktpreisen ausgestaltet sein (auch als symmetrische bzw. asymmetrische Marktprämie bezeichnet). Der Übergang zwischen einer gleitenden Marktprämie mit Rückzahlungsverpflichtung und einem CfD ist hierbei fließend.

Bei Grossanlagen hat sich zunehmend eine wettbewerbliche Festlegung der Förderhöhen durchgesetzt, meist über Ausschreibungen, in denen CfDs oder Marktprämien zum Einsatz kommen. Mittलगrosse Anlagen erhalten in der Regel gesetzlich (administrativ) festgelegte Marktprämien oder CfDs, kleinere profitieren weiterhin von Einspeiseentgelten oder Investitionszuschüssen, häufig kombiniert mit Steuererleichterungen und vereinfachten Verfahren. Diese Entwicklung geht massgeblich auf die EU-Vorgaben im Beihilferahmen («KUEBLL») zurück, der Schwellenwerte für Direktvermarktung und wettbewerbliche Förderbestimmung festlegt. Mitgliedstaaten nutzen hierbei Handlungsspielräume, etwa durch eine wettbewerbliche Festlegung der Förderhöhe auch für kleinere Anlagen oder unterschiedliche Ausgestaltungen der Marktprämienmodelle. In Deutschland sind diese asymmetrisch ausgestaltet, ohne Rückzahlungsverpflichtung bei hohen Strompreisen, während Österreich, Frankreich, Italien und Spanien für gewisse Anlagen eine Rückzahlungsverpflichtung bei hohen Marktpreisen vorsehen.

Parallel dazu bestehen auch indirekte Förderinstrumente wie zinsgünstige Darlehen, Steueranreize oder reduzierte Netzentgelte, insbesondere für kleine Anlagen, Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften. Instrumente auf der Nachfrageseite bleiben dagegen bislang begrenzt. Italien nimmt in diesem Zusammenhang eine Sonderrolle ein. Das Programm «Energy Release 2.0» fördert den Bezug von Strom aus erneuerbaren Quellen durch energieintensive Endkunden. Die EU-Strommarktreform (Verordnung 2024/1747) stärkt die Nutzung von Strombezugsverträgen (PPA), indem sie die Mitgliedstaaten verpflichtet, Garantiefonds oder vergleichbare Instrumente zur Absicherung von Zahlungsausfallrisiken bereitzustellen. Diese Garantieregelungen sollen insbesondere den Abschluss von PPAs mit neuen Anlagen aus erneuerbaren Energien erleichtern und dürfen keine fossilen Stromquellen begünstigen. Bisher wurden in Frankreich, Italien und Spanien bereits staatlich unterstützten PPA-Garantien eingeführt.

Förderung von Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften über finanzielle Anreize mit regulatorischen Vereinfachungen

Alle sechs untersuchten Länder erkennen Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften gesetzlich an. Dies spiegelt die EU-Ziele zur Förderung einer dezentralen Beteiligung an der Erzeugung erneuerbarer Energien wider. Die entsprechenden Rahmenbedingungen bauen weitgehend auf bestehenden Förderinstrumenten für kleine Anlagen auf und ergänzen diese um gezielte Massnahmen wie reduzierte oder befreite Netzentgelte, steuerliche Anreize und Beratungsprogramme. Österreich, Italien, Frankreich und die Niederlande setzen dabei vor allem auf finanzielle Anreize – eine Kombination aus Betriebsprämien, Investitionszuschüssen und lokalen Steuererleichterungen – während Deutschland und Spanien den Schwerpunkt auf regulatorische Vereinfachungen und Beteiligungsmechanismen legen.

Stärkere Marktintegration durch Bilanzverantwortung und Aussetzung von Förderzahlungen bei negativen Marktpreisen

Ein weiterer zentraler Trend ist die zunehmende Marktintegration erneuerbarer Energien. Die meisten Länder sind – nicht zuletzt aufgrund der EU-Beihilfevorgaben – von festen Einspeisevergütungen zu marktbasierter Prämienmodellen oder CfDs übergegangen. Produzenten erneuerbarer Energien tragen nun in der Regel die Verantwortung für Erzeugungsprognosen und den bilanziellen Ausgleich, mit Ausnahmen für Kleinanlagen. Der Vorrang der Einspeisung wurde weitgehend abgeschafft, abgesehen von kleinen Anlagen.

Ein weiterer Aspekt der stärkeren Marktintegration betrifft die Aussetzung von Förderzahlungen in Perioden negativer Strompreise. Gemäss Beihilferichtlinien sollen EE-Erzeuger in diesen Perioden mit negativen Preisen keine Förderzahlungen erhalten, um Marktverzerrungen zu verhindern und effiziente Dispatch-Anreize zu setzen. Daher kommen in allen untersuchten Ländern sogenannte «Negativpreisregeln» zum Einsatz, die festlegen, bei welchem Auftreten von negativen Preisen an der Strombörse keine Förderung ausbezahlt wird. Der wesentliche Unterschied in den nationalen Förderregimen ist hierbei die Dauer, ab der die Förderzahlungen eingestellt werden. Sie reicht von einer 15-Minuten-Periode in Deutschland bis zu 6 Stunden in Österreich. Die Grenze bildet jeweils den zum Inkrafttreten der Fördergesetze geltende EU-Rechtsrahmen ab. Die nationalen Gesetze sehen in der Regel einen Ausgleich für entgangene Förderzahlungen während Negativpreisperioden vor: Deutschland verlängert die Förderdauer während Frankreich eine jährliche Pauschalprämie in Abhängigkeit der Zahl der Negativpreisstunden gewährt. Spanien und die Niederlande setzen auf eine automatische Anpassung der Marktprämie, die die Marktsignale direkt widerspiegelt.

Die Förderregime werden auch zukünftig weiter angepasst werden, um neuen EU-Vorgaben Rechnung zu tragen

Die nationalen Förderregime werden sich fortwährend weiterentwickeln, um den sich ändernden EU-Vorgaben Rechnung zu tragen.

FÖRDERUNG DER ERNEUERBAREN STROMERZEUGUNG IN AUSGEWÄHLTEN EU-MITGLIEDSTAATEN

Zukünftig sollen gemäss EU-Vorgaben (EBM-VO) alle Fördermechanismen Rückzahlungsmechanismen enthalten; das Zielmodell ist der symmetrisch ausgestaltete CfD, weshalb etwa das deutsche EEG und das niederländische SDE++ bis zum Jahr 2027 angepasst werden müssen.

Auch die Marktintegration von Erneuerbaren wird weiter vorangetrieben werden. Die EU-Beihilfe-Leitlinien sehen vor, dass während Negativpreisstunden prinzipiell keine Förderung mehr ausgezahlt wird. Ausnahmen sind nur für Kleinanlagen zulässig. Deutschland und die Niederlande haben entsprechende Regeln schon umgesetzt, die anderen Förderregime werden dies spätestens beim Auslaufen der Notifizierungsdauer umsetzen.

Diese Änderungen gelten jedoch nur für Neuanlagen, die nach Inkrafttreten neuer Gesetze in Betrieb genommen werden. Bestandsanlagen geniessen Bestandsschutz.

RÉSUMÉ

En vue de l'approbation et de la mise en œuvre de l'accord sur l'électricité entre la Suisse et l'Union européenne (UE), l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a mandaté Frontier Economics Ltd. (Frontier) pour établir une vue d'ensemble des dispositifs de soutien à la production d'électricité renouvelable dans six États membres de l'UE. L'analyse porte sur les pays voisins que sont l'Allemagne, la France, l'Italie et l'Autriche, ainsi que sur les Pays-Bas et l'Espagne, qui présentent un intérêt particulier en raison de leur puissance photovoltaïque élevée par habitant ou de la part importante du photovoltaïque dans leur production totale d'électricité.

L'objectif est de présenter la diversité des régimes de soutien aux énergies renouvelables dans les pays étudiés et d'en dégager les approches communes. À cette fin, nous examinons les évolutions politiques et réglementaires entre 2020 et 2025. Notre analyse couvre les mécanismes de soutien directs et indirects à la production d'électricité renouvelable, y compris les instruments comportant des exigences du côté de la demande. Nous analysons également l'intégration au marché et au réseau, ainsi que les dispositions relatives à l'autoconsommation.

Les résultats des études de cas sont résumés ci-après. Une comparaison détaillée des pays est présentée au chapitre 9.

Le cadre juridique de l'UE constitue un moteur important des tendances communes et des différences nationales dans le soutien aux énergies renouvelables

Dans les six pays étudiés (Autriche, Allemagne, France, Italie, Espagne et Pays-Bas), le soutien à la production d'électricité à partir de sources renouvelables (EnR) a continué d'évoluer depuis 2020. Malgré des différences nationales dans la conception des dispositifs, plusieurs évolutions communes peuvent être observées. Celles-ci s'expliquent par les exigences réglementaires établies au niveau de l'UE. Les directives de l'UE – telles que la directive sur les énergies renouvelables, dans sa version actuelle « RED III » – doivent être transposées dans le droit national. Les États membres disposent à cet égard d'une certaine marge de manœuvre, par exemple pour fixer des objectifs plus ambitieux en matière d'énergies renouvelables. En revanche, les règlements européens – tels que le règlement sur le marché intérieur de l'électricité (« EBM-VO ») – sont directement contraignants pour l'ensemble des États membres. En outre, les lignes directrices européennes en matière d'aides d'État définissent les conditions de notification² des régimes nationaux de soutien.

Le cadre réglementaire européen a lui-même évolué au fil du temps. Étant donné que les législations nationales en matière de soutien reflètent l'état du droit européen en vigueur au

² La notification désigne, au sein de l'UE, la procédure de déclaration et d'approbation des régimes nationaux de soutien qui doivent faire l'objet d'un examen au regard des règles en matière d'aides d'État.

moment de leur adoption, des différences nationales peuvent apparaître. Les régimes nationaux de soutien ne sont par ailleurs notifiés que pour une durée limitée et doivent, à leur expiration, être adaptés au cadre européen d'aides d'État en vigueur (par exemple, la loi allemande sur les énergies renouvelables – EEG – jusqu'à fin 2026 et la loi autrichienne sur les énergies renouvelables – EAG – jusqu'en 2030).

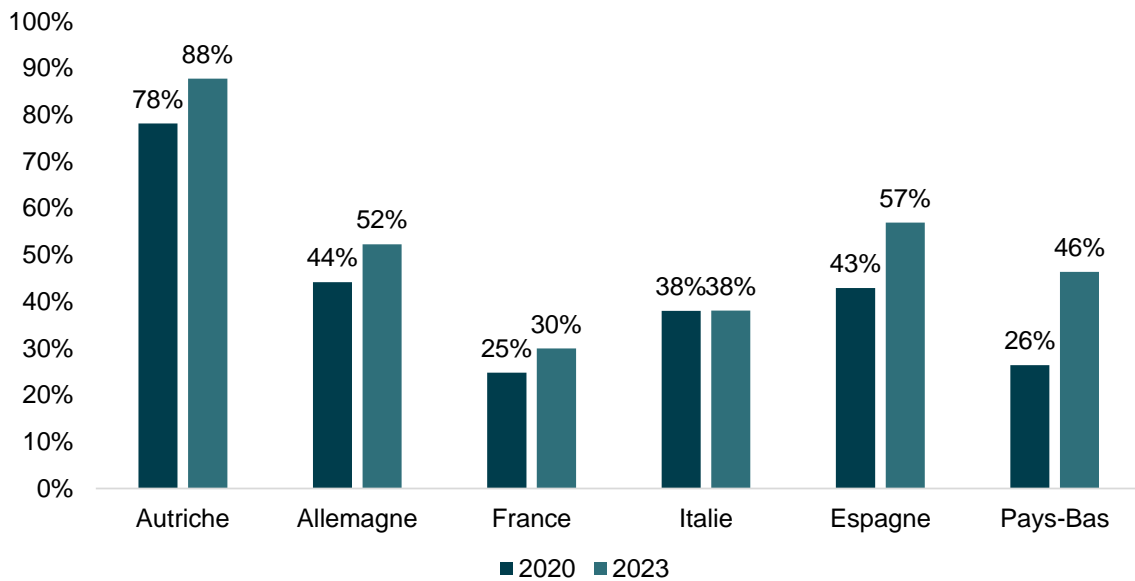
Il convient de noter qu'un droit acquis (clause de sauvegarde) s'applique généralement : même si les règles de soutien évoluent – par exemple la suspension des aides pendant les périodes de prix horaires négatifs –, les installations existantes conservent les conditions en vigueur au moment de leur mise en service ou de l'octroi de l'aide (selon le système de soutien et la mise en œuvre nationale). Ainsi, en Allemagne, les nouvelles installations ne bénéficieront plus, à partir de 2025, d'un soutien lorsque le prix de l'électricité est négatif pendant un intervalle de 15 minutes, tandis que les installations mises en service en 2020 ne verront leurs paiements suspendus qu'après six heures consécutives de prix négatifs.

Relèvement des objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables et accélération du développement depuis 2020

Depuis 2020, tous les pays ont relevé leurs objectifs nationaux pour les énergies renouvelables, conformément à la directive révisée de l'UE sur les énergies renouvelables et aux plans nationaux énergie-climat (PNEC) actualisés. Outre ces objectifs, exprimés en part de la production ou de la consommation totale d'électricité, certains pays – tels que la France, l'Allemagne et l'Espagne – fixent également des objectifs de capacité spécifiques à certaines technologies.

En conséquence, la part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité a augmenté dans les six pays (Figure 1), l'Espagne et les Pays-Bas enregistrant une croissance particulièrement forte de l'énergie solaire.

Figure 1 Part des énergies renouvelables dans la consommation brute d'électricité en 2020 et 2023



Source : Frontier Economics, d'après Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren_custom_18892997/default/table

Remarque : Les valeurs annuelles pour 2024 ne sont pas encore disponibles.

Soutien aux grandes installations de plus en plus déterminé par la concurrence à travers des modèles de prime de marché ou des CfD, tandis que les petites installations continuent de bénéficier d'un soutien administratif

Pour le soutien direct à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, différents instruments sont utilisés. Parmi ceux-ci figurent les tarifs d'achat garantis (*Feed-in Tariff*, « FiT »), les modèles de prime (*Feed-in Premium*, « FiP »), les contrats pour différence (*Contract for Difference*, « CfD ») ainsi que les subventions à l'investissement. Il convient de noter que les appellations et les modalités diffèrent selon les pays, et que les frontières entre les instruments sont parfois floues. Ainsi, une prime de marché peut, par exemple, prendre la forme d'une prime fixe ajoutée au prix de marché (prime fixe) ou d'une prime variable en fonction du niveau du prix de marché (prime glissante). En outre, les modèles de prime peuvent être conçus avec ou sans obligation de remboursement en cas de prix de marché élevés (on parle alors de prime de marché symétrique ou asymétrique). La distinction entre une prime glissante avec obligation de remboursement et un CfD est dans ce cas fluide.

Pour les grandes installations, la détermination du niveau de soutien repose de plus en plus sur la concurrence, le plus souvent à travers des appels d'offres dans lesquels sont attribués des CfD ou des primes de marché. Les installations de taille moyenne bénéficient en général de primes de marché ou de CfD fixés par voie légale (de manière administrative), tandis que les petites installations continuent de profiter de tarifs d'achat ou de subventions à l'investissement, souvent combinés à des allègements fiscaux et à des procédures simplifiées.

Cette évolution découle principalement du cadre européen en matière d'aides d'État (« KUEBLL »), qui fixe des seuils pour la commercialisation directe et pour la détermination concurrentielle des soutiens. Les États membres disposent toutefois de marges de manœuvre, par exemple en appliquant des procédures concurrentielles de fixation des soutiens également pour de plus petites installations ou en adaptant la conception de leurs modèles de prime de marché. En Allemagne, ces primes sont asymétriques, c'est-à-dire sans obligation de remboursement en cas de prix de l'électricité élevés, tandis qu'en Autriche, en France, en Italie et en Espagne, une obligation de remboursement est prévue pour certaines catégories d'installations.

Parallèlement, il existe également des instruments de soutien indirects tels que des prêts à taux préférentiels, des incitations fiscales ou des réductions de tarifs d'utilisation des réseaux, en particulier pour les petites installations, l'autoconsommation et les communautés énergétiques. Les instruments agissant du côté de la demande demeurent en revanche limités. L'Italie fait figure d'exception à cet égard avec le programme « Energy Release 2.0 », qui vise à encourager l'approvisionnement des clients industriels fortement consommateurs en électricité renouvelable. La réforme du marché de l'électricité de l'UE (Règlement 2024/1747) renforce l'utilisation des contrats d'achat d'électricité (*Power Purchase Agreements*, « PPA ») en obligeant les États membres à mettre en place des fonds de garantie ou des instruments équivalents pour couvrir les risques de défaut de paiement. Ces mécanismes de garantie visent à faciliter la conclusion de PPA pour de nouvelles installations renouvelables et ne doivent pas favoriser les sources d'électricité fossiles. Des dispositifs publics de garantie des PPA ont déjà été introduits en France, en Italie et en Espagne.

Soutien à l'autoconsommation et aux communautés énergétiques à travers des incitations financières et des simplifications réglementaires

Les six pays étudiés reconnaissent juridiquement l'autoconsommation et les communautés énergétiques. Cela reflète les objectifs de l'UE visant à encourager la participation décentralisée à la production d'énergie renouvelable. Les cadres correspondants s'appuient largement sur les instruments de soutien existants pour les petites installations et les complètent par des mesures ciblées telles que la réduction ou l'exonération des tarifs d'utilisation des réseaux, des incitations fiscales et des programmes de conseil. L'Autriche, l'Italie, la France et les Pays-Bas privilégient principalement les incitations financières – une combinaison de primes à l'exploitation, de subventions à l'investissement et d'allègements fiscaux locaux – tandis que l'Allemagne et l'Espagne mettent l'accent sur les simplifications réglementaires et les mécanismes de participation.

Intégration accrue au marché grâce à la responsabilité d'équilibre et à la suspension des paiements de soutien en cas de prix de marché négatifs

Une autre tendance majeure est la progression de l'intégration au marché des énergies renouvelables. La plupart des pays sont passés – notamment en raison des exigences

européennes en matière d'aides d'État – de tarifs d'achat fixes à des modèles de primes de marché ou à des CfD. Les producteurs d'électricité renouvelable assument désormais, en règle générale, la responsabilité de leurs prévisions de production et de leur équilibre de bilan, à l'exception des très petites installations. La priorité d'injection a été largement supprimée, sauf pour les petites installations.

Un autre aspect de cette intégration accrue au marché concerne la suspension des paiements de soutien pendant les périodes de prix de l'électricité négatifs. Conformément aux lignes directrices européennes sur les aides d'État, les producteurs d'énergie renouvelable ne doivent pas percevoir d'aides pendant ces périodes, afin d'éviter les distorsions de marché et de renforcer les signaux de dispatch efficaces. Ainsi, dans tous les pays étudiés, des « règles de prix négatifs » sont en place : elles précisent les conditions dans lesquelles aucun paiement de soutien n'est versé lorsque les prix de marché deviennent négatifs sur la bourse de l'électricité. La principale différence entre les régimes nationaux réside dans la durée à partir de laquelle les paiements de soutien sont suspendus. Elle varie d'une période de 15 minutes en Allemagne à six heures en Autriche. Ces seuils reflètent le cadre juridique européen en vigueur au moment de l'entrée en application des lois nationales de soutien. Les législations nationales prévoient généralement une compensation pour les paiements suspendus pendant les périodes de prix négatifs: en Allemagne, la durée de soutien est prolongée d'autant, tandis qu'en France une prime annuelle forfaitaire est versée en fonction du nombre d'heures de prix négatifs. L'Espagne et les Pays-Bas appliquent un ajustement automatique de la prime de marché, reflétant directement les signaux du marché.

Les régimes de soutien continueront d'évoluer afin de tenir compte des nouvelles exigences de l'UE

Les régimes nationaux de soutien continueront à évoluer afin de s'adapter aux nouvelles exigences de l'UE.

Conformément aux dispositions européennes (« EBM-VO »), tous les mécanismes de soutien devront à l'avenir inclure des mécanismes de remboursement. Le modèle de référence est le CfD à conception symétrique ; en conséquence, la loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG) et le dispositif néerlandais SDE++ devront être adaptés d'ici à 2027.

L'intégration au marché des énergies renouvelables poursuivra également sa progression. Les lignes directrices européennes en matière d'aides d'État prévoient qu'en principe, aucune aide ne soit versée pendant les heures de prix négatifs, à l'exception des très petites installations. L'Allemagne et les Pays-Bas ont déjà mis en œuvre ces règles, tandis que les autres régimes de soutien les appliqueront au plus tard à l'expiration de leur période de notification.

Ces modifications ne s'appliqueront toutefois qu'aux nouvelles installations mises en service après l'entrée en vigueur des nouvelles lois. Les installations existantes bénéficient d'un droit acquis.

1 Einleitung

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat uns beauftragt, eine Vergleichsstudie darüber zu erstellen, wie die Nachbarländer der Schweiz (Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich) sowie Spanien und die Niederlande, in denen die Solarenergie in letzter Zeit besonders schnell ausgebaut wurde, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen fördern.

Die Studie soll insbesondere folgende Fragen beantworten:

- Welche Förderinstrumente gelten derzeit für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (aufgeschlüsselt nach grossen, mittleren und kleinen Anlagen; mit Angabe, ob technologiespezifische oder technologieoffene Mechanismen verwendet werden)?
- Welche indirekten Fördermassnahmen – etwa zinsvergünstigte Darlehen, steuerliche Anreize, Einspeisevorrang oder reduzierte Netzentgelte – bestehen ergänzend zur direkten Förderung?
- Wie haben sich die Förderinstrumente seit 2020 entwickelt und welche Faktoren haben diese Entwicklung beeinflusst (Weiterentwicklung des EU-Rechts, zentrale Entscheidungen der Europäischen Kommission oder des Europäischen Gerichtshofs, Marktentwicklung)?
- Welche Regelungen gelten für den Eigenverbrauch und, soweit relevant, für Energiegemeinschaften?
- Gibt es Vorgaben auf der Nachfrageseite, etwa Mindestanteile erneuerbaren Stroms in der Grundversorgung?
- Wie hat sich die Durchdringung der erneuerbaren Stromerzeugung seit 2020 entwickelt, und welche Massnahmen wurden zur besseren Marktintegration ergriffen?

Der Zweck dieser Studie besteht darin, dem BFE Informationen darüber zu liefern, wie andere europäische Länder erneuerbaren Strom fördern und inwiefern diese Massnahmen mit dem Recht der Europäischen Union vereinbar sind. Dies geschieht im Zusammenhang mit dem vorgeschlagenen Stromabkommen zwischen der Schweiz und der Europäischen Union, das der Schweiz die Teilnahme am EU-Binnenmarkt für Strom ermöglichen würde.

Die Analyse basiert auf nationalen Rechtsvorschriften, jüngsten Reformen und öffentlich zugänglichen Statistiken. Wir untersuchen sowohl direkte als auch indirekte Mechanismen zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und deren jüngste Entwicklungen. Wir bewerten auch, ob die Länder Verpflichtungen auf der Nachfrageseite für erneuerbaren Strom auferlegen und wie sie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in die Strommärkte integrieren. Darüber hinaus analysieren wir die rechtlichen Rahmenbedingungen für Eigenverbrauch und Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften.

Der Bericht ist thematisch gegliedert. Nach dieser Einleitung:

- **Kapitel 2** gibt einen Überblick über den EU-Rechtsrahmen,

- **Die Kapitel 3 bis 8** enthalten länderspezifische Analysen, in denen die Gestaltung und Umsetzung von Förderprogrammen in jedem der sechs Länder beschrieben wird. Jedes Länderkapitel untersucht Trends bei der Integration und Nutzung erneuerbarer Energien, erörtert direkte und indirekte Fördermassnahmen für grosse und kleine Anlagen, untersucht Mechanismen auf der Nachfrageseite sowie die Netzintegration und die Rahmenbedingungen für Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften.
- **Kapitel 9** vergleicht die Fördersysteme der Länder und stellt gemeinsame Trends und Unterschiede heraus.

Hinweise zu Begrifflichkeiten

In der Schweiz sind bestimmte Förderinstrumente bereits mit Begriffen belegt, die in anderen Ländern teils abweichend verwendet werden. Daher ist bei Vergleichen Vorsicht geboten.

Im Folgenden werden die in der Schweiz gängigen Instrumente zur direkten Förderung von EE-Anlagen beschrieben:

- **Einspeisetarife** (Feed-in Tariff, «FiT»): garantieren einen festen Vergütungssatz je eingespeiste Kilowattstunde. Die in der Schweiz durchgeführte Einspeisung zum Referenzmarktpreis im Rahmen des Einspeisevergütungssystems gehört in diese Kategorie.
- **Prämienmodelle** (Feed-in Premium, «FiP»): gewähren einen Zuschlag auf den Marktpreis, entweder als festen Betrag (fixe Marktprämie) oder gleitend in Abhängigkeit vom Marktpreis (gleitende Marktprämie). Die in der Schweiz implementierte Direktvermarktung im Rahmen des Einspeisevergütungssystems und die gleitende Marktprämie gehören in diese Kategorie.
- **Differenzverträge** (Contract for Difference, «CfD»): sichern einen Referenzpreis ab, wobei Zahlungen sowohl an den Betreiber als auch an den Staat erfolgen können, abhängig von der Marktpreisentwicklung. Die in der Schweiz verwendete Direktvermarktung und die gleitende Marktprämie können auch als Differenzverträge gesehen werden.
- **Investitionszuschüsse**: fördern den Bau oder die Erweiterung von Anlagen durch einmalige oder gestaffelte Zahlungen. Die in der Schweiz bestehenden Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge fallen in diese Kategorie.

Die Abgrenzung dieser Instrumente ist in der Praxis oft fließend. So ähneln gleitende Marktprämien mit Rückzahlungsverpflichtung bei hohen Marktpreisen einem CfD, während in anderen Ländern bereits eine solche Ausgestaltung als Differenzvertrag gilt. Die Terminologie und Ausgestaltung unterscheiden sich somit zwischen Ländern teils erheblich.

2 Rahmenbedingungen für die Förderung erneuerbarer Energien und des Eigenverbrauchs in der EU

Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über den EU-Rechtsrahmen für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und Eigenverbrauch. Er fasst die wichtigsten Rechts- und Regulierungsinstrumente zusammen, die den Mitgliedstaaten als Leitfaden für die Gestaltung ihrer Fördermechanismen, die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte und die Förderung von Energiegemeinschaften dienen (Abschnitt 2.1). Anschliessend werden die Ziele für erneuerbare Energien im Stromsektor und die Entwicklung der Durchdringung mit erneuerbaren Energien in den Mitgliedstaaten vorgestellt, um den Kontext für die nachfolgende Analyse zu schaffen (Abschnitt 2.2). Diese Elemente bilden die Grundlage für die folgenden Länderkapitel, in denen untersucht wird, wie der gemeinsame EU-Rahmen in den nationalen Systemen umgesetzt wird.

Bevor die zentralen Instrumente der EU zur Förderung erneuerbarer Energien und des Eigenverbrauchs vorgestellt werden, ist ein kurzer Überblick über die rechtlichen Grundlagen auf EU-Ebene hilfreich. Richtlinien – wie die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (aktuelle Fassung „RED III“) – müssen in nationales Recht umgesetzt werden. Dabei verfügen die Mitgliedstaaten über Spielräume, etwa bei der Festlegung ambitionierterer Ausbauziele. EU-Verordnungen – wie die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung („EBM-VO“) – gelten dagegen unmittelbar in allen Mitgliedstaaten. Darüber hinaus legen die EU-Leitlinien für staatliche Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen (CEEAG) Anforderungen an die Ausgestaltung und Notifizierung nationaler Förderregelungen fest.

Da sich der EU-Rechtsrahmen fortlaufend weiterentwickelt, spiegeln nationale Fördergesetze jeweils den zum Zeitpunkt ihres Inkrafttretens geltenden Stand wider. Dies kann zu Unterschieden zwischen den Ländern führen. Förderregelungen werden zudem befristet notifiziert und beim Auslaufen an den aktuellen EU-Beihilferahmen angepasst. Gleichzeitig gilt in der Regel Bestandsschutz: Selbst wenn sich Förderbedingungen ändern, behalten bestehende Anlagen die ursprünglich geltenden Bestimmungen.

2.1 Europäischer Rahmen zur Förderung erneuerbarer Energien, einschliesslich Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften

Die EU strebt an, bis **2050 Klimaneutralität** zu erreichen,³ und sieht den **Ausbau erneuerbarer Energiequellen** als Mechanismus zur Erreichung dieses Ziels. Sie fördert den Einsatz erneuerbarer Energien in **allen Grössenordnungen**, von Grossprojekten bis hin zu kleineren, lokal eingebetteten Systemen.

³ Europäisches Klimagesetz (Verordnung EU 2021/119), online verfügbar: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj/eng>.

Die **Erleichterung des Eigenverbrauchs** erneuerbarer Energien, sowohl **individuell** als auch **kollektiv über Energiegemeinschaften**, ist eines der Mittel zur Stärkung des Einsatzes erneuerbarer Energien in kleinerem Massstab.

Das **Instrumentarium der EU umfasst:**

- **Finanzielle Unterstützung** von EE-Anlagen,
- **Massnahmen zur Vereinfachung der Genehmigungsverfahren,**
- **Verbesserten Zugang zu Energienetzen,** sowie
- **Anpassungen der Marktgestaltung.**

Da der Eigenverbrauch in der Regel in **kleinem Massstab** erfolgt, stärken viele der Massnahmen zur Förderung der **lokalen Erzeugung** erneuerbarer **Energien auch den Eigenverbrauch**. Darüber hinaus fördern spezifische, auf die Besonderheiten des Eigenverbrauchs zugeschnittene Instrumente dessen Entwicklung zusätzlich.

In diesem Abschnitt werden beide **Aspekte erläutert**, die Förderung erneuerbarer Energien sowie die Rahmenbedingungen für Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften.

2.1.1 Unterstützung für erneuerbare Energien

Die **Richtlinie über erneuerbare Energien**, zuletzt geändert durch **RED III**, legt ein verbindliches EU-Ziel von 42,5 % erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 fest, mit einer anzustrebenden Zielvorgabe von 45 %. Die Mitgliedstaaten müssen im Rahmen ihrer nationalen Energie- und Klimapläne gemäss der Governance-Verordnung (2018/1999) einen Beitrag leisten. Nationale Förderregelungen gelten als eines der Instrumente, um zum Ausbau erneuerbarer Energien beizutragen. Die Richtlinie über erneuerbare Energien legt Grundsätze für die Zuweisung und Gestaltung von Fördermitteln fest.⁴

RED III hat die **Genehmigungsverfahren beschleunigt**.⁵ Die Mitgliedstaaten müssen bis Ende 2025 zentrale Anlaufstellen und vollständig elektronische Verfahren einrichten. Genehmigungen müssen innerhalb von **12 Monaten** in **Beschleunigungsgebieten**⁶ und innerhalb von **2 Jahren** ausserhalb dieser Gebiete erteilt werden. Solarenergie auf künstlichen

⁴ Richtlinie (EU) 2023/2413 (RED III) zur Änderung des Rechtsrahmens für erneuerbare Energien. Europäische Union. *Richtlinie (EU) 2023/2413 vom 18. Oktober 2023*. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj/eng>. Europäische Kommission. *Förderregelungen für erneuerbare Energien*. Verfügbar unter: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/financing/support-schemes-renewable-energy_en.

⁵ Richtlinie (EU) 2023/2413 vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj/eng> Artikel 16.

⁶ Beschleunigungsgebiete für erneuerbare Energien sind Gebiete, die jedes EU-Land ausweist, in denen Projekte im Bereich erneuerbare Energien schneller und mit einfacheren Genehmigungen realisiert werden können. Sie werden nach einer nationalen Kartierung und einem öffentlichen Verfahren ausgewählt und müssen Gebiete sein, in denen keine erheblichen Umweltschäden durch die Projekte zu erwarten sind. Ebenda, Erwägungsgrund (26).

Strukturen⁷ muss innerhalb von **3 Monaten** und für Anlagen bis 100 kW innerhalb von **1 Monat** genehmigt werden. Wenn die Behörde nicht rechtzeitig antwortet und die Anschlusskapazität ausreichend ist, gilt die Genehmigung als erteilt. Vom 21. Februar 2024 bis zum Erreichen der Klimaneutralität gelten Anlagen für erneuerbare Energien, deren Netzanschlüsse, zugehörige Netze und Speicher als im überwiegenden öffentlichen Interesse liegend. Dadurch können sie auch dann realisiert werden, wenn sie bestimmten Umwelt- oder Flächenschutzbestimmungen zuwiderlaufen, sofern Ausgleichsmaßnahmen getroffen werden.

Die Richtlinie schreibt vor, dass die Förderung im Rahmen **offener, transparenter, wettbewerbsorientierter, diskriminierungsfreier und kosteneffizienter Ausschreibungen** vergeben werden muss, wobei Ausnahmen für **kleine Anlagen** gelten.⁸ Die Mitgliedstaaten müssen einen **langfristigen Auktionsplan** veröffentlichen.⁹ Strom aus **Biomasse** muss **Nachhaltigkeitsauflagen** erfüllen, um Verzerrungen der Biomassemärkte und negative Auswirkungen auf die biologische Vielfalt und das Klima zu begrenzen.¹⁰

Die Richtlinie fordert eine Ausgestaltung der Förderung, die die **Marktintegration** fördert. Projekte sollten **Marktsignalen ausgesetzt** sein¹¹ und unnötige **Verzerrungen vermeiden**.¹² Ergänzend zu diesen Gestaltungsprinzipien schreiben die reformierten Regeln für die Gestaltung des Strommarktes¹³ vor, dass **ab dem 1. Januar 2027** die öffentliche direkte Preisstützung für die Stromerzeugung in Form von **Zwei-Wege-Differenzverträgen (CfD)** oder einem gleichwertigen System erfolgt.^{14,15} Darüber hinaus verlangen die **EU-Leitlinien für staatliche**

⁷ Die Verordnung bezieht sich auf Solaranlagen auf künstlichen Strukturen, d. h. auf von Menschenhand geschaffenen Strukturen, die nicht in erster Linie für Solarenergie oder Speicherung gebaut wurden. Dazu gehören Dächer, Parkplätze, Strassen und Eisenbahnstrecken. Künstliche Wasserflächen sind ausgeschlossen.

⁸ Ausnahmen für Demonstrationsprojekte, Randregionen und kleine Inseln, wie auf der Seite der Kommission angegeben. Europäische Kommission. *Förderregelungen für erneuerbare Energien*. Verfügbar unter: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/financing/support-schemes-renewable-energy_en.

⁹ Dazu gehören der voraussichtliche Zeitplan, die Häufigkeit, die erwartete Kapazität, das Budget und die förderfähigen Technologien.

¹⁰ Die Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse und Biokraftstoffe sind in der Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II), Artikel 29–30, festgelegt und durch die Richtlinie (EU) 2023/2413, Artikel 1, verstärkt. RED II ist verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj/eng> und RED III unter <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj/eng>.

¹¹ RED II Präambelverweis: Allgemeine Grundsätze. Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II). Erwägungsgründe (Präambel).

¹² Grundsätze für die Gestaltung von Förderregelungen: wettbewerbsorientierte Zuteilung, Marktintegration. Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II). Artikel 4.

¹³ EU-Verordnung 2024/1747. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/eli/req/2024/1747/oj/eng>

¹⁴ Verordnung (EU) 2024/1747 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes in der Union, Artikel 35 bis 45. Online verfügbar unter https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/electricity-market-design_en

¹⁵ Ebenso legt die Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Verordnung EU 2019/943), die die Bedeutung einer marktbasierter Preisgestaltung und der Abschaffung von Preisdecken und -böden hervorhebt, ein Enddatum für feste Einspeisevergütungen fest. Demnach können Anlagen mit einer Leistung von weniger als 400 kWp bis zum 31. Dezember 2025 und Anlagen mit einer Leistung von weniger als 200 kWp ab dem 1. Januar 2026 feste Einspeisetarife erhalten. Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), 2019

Beihilfen¹⁶ eine Ausgestaltung der Unterstützung, die keine Vergütung für die Produktion zu negativen Preisen vorsieht und Anreize für **Gebote unterhalb der Grenzkosten vermeidet**.¹⁷

Parallel dazu führt der **Net-Zero Industry Act (NZIA)** verbindliche **nicht-preisbezogene Kriterien** in Ausschreibungen für erneuerbare Energien ein. Dazu zählen Nachhaltigkeit, Resilienz, Cybersicherheit, verantwortungsbewusstes unternehmerisches Handeln und termingerechte Projektabwicklung. Die Kriterien müssen gemäss NZIA für mindestens **30 % des jährlich in jedem Mitgliedstaat versteigerten Volumens oder 6 GW gelten**.¹⁸

Die EU hat ausserdem im Rahmen des **Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF)** ein beschleunigtes Verfahren für staatliche Beihilfen geschaffen, das bis Ende 2030 gilt.¹⁹ Es ermöglicht Investitionsbeihilfen oder direkte Preisstützungen, wenn die Regelungen strengere Bedingungen²⁰ erfüllen als die in den staatlichen Beihilfen für Klima, Umweltschutz und Energie. Dieser neue Rahmen ersetzt den befristeten Krisen- und Übergangsrahmen (TCTF), der es den Mitgliedstaaten befristet ermöglicht hatte, die wirtschaftlichen Auswirkungen der russischen Aggression gegen die Ukraine abzumildern, und nun zurückgezogen wurde.²¹

Investitionsbeihilfen werden **wettbewerblich** vergeben, mit **Ausnahmen** für kleine oder Demonstrationsinvestitionen. Im Rahmen wettbewerblicher Verfahren können bis zu **100 % der beihilfefähigen Kosten** gedeckt werden, andernfalls gilt eine **Obergrenze von 45 %**. **Direkte Preisstützung** ist auf **zweiseitige Differenzverträge** mit einer Laufzeit von maximal **25 Jahren beschränkt**. Grosse Anlagen müssen wettbewerblich vergeben werden; bei einer administrativen Festlegung sollte die nationale Regulierungsbehörde die Höhe der Beihilfe festlegen. Projekte müssen innerhalb von 48 Monaten betriebsbereit sein, bei Verzögerungen sind Strafen vorgesehen, ausgenommen Wasserkraftwerke, einschliesslich Pumpspeicherkraftwerken und Offshore-Windparks.

¹⁶ Leitlinien für staatliche Beihilfen für Klima, Umweltschutz und Energie. Europäische Kommission. 2022/C 80/01 – CEEAG. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=oj:JOC_2022_080_R_0001

¹⁷ Diese Leitlinien sind zwar nicht rechtsverbindlich, dienen jedoch der Europäischen Kommission als Grundlage für die Genehmigung der von den einzelnen Mitgliedstaaten vorgeschlagenen Fördermechanismen. Europäische Kommission, Leitlinien für staatliche Beihilfen für Klima-, Umwelt- und Energieschutz 2022, Seite 38, Punkt 123, <https://eur-lex.europa.eu/DE/legal-content/summary/2022-guidelines-on-state-aid-for-climate-environmental-protection-and-energy.html>. Kleine und Pilotanlagen sind davon nicht betroffen.

¹⁸ Die entsprechende Durchführungsverordnung (EU) trat am 18. Juni 2025 in Kraft und legt Details zu Vorqualifizierungs- und Vergabekriterien fest. Siehe: Europäische Kommission. (2025). The Net-Zero Industry Act. Abrufbar unter: https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en.

¹⁹ Rahmen für staatliche Beihilfen zur Unterstützung des Clean Industrial Deal (2025/7600) <https://eur-lex.europa.eu/eli/C/2025/3602/oj>

²⁰ Etwa die im CISAF für industrielle Dekarbonisationsmassnahmen als Orientierung vorgesehene Mindest-Emissionsreduktion von 40 % gegenüber dem Szenario ohne Förderung (bei bestehenden Anlagen), die im CEEAG nicht als allgemeine Vorgabe enthalten ist. Siehe Abschnitt 5.2.1 *Framework for State Aid measures to support the Clean Industrial Deal (CISAF)*, ABl. C 2025/3602. Abrufbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/eli/C/2025/3602/oj>.

²¹ Europäische Kommission. (2025). Befristeter Krisen- und Übergangsrahmen. Abrufbar unter: https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/legislation/temporary-crisis-and-transition-framework_en.

Über die Fördermechanismen hinaus regelt der Rechtsrahmen den **Zugang zum Netz** und die Genehmigungsverfahren. Die **Einspeisung** erfolgt marktbasierend. Die vorrangige Einspeisung, die zuvor für alle erneuerbaren Energien galt,²² ist auf kleine Anlagen bis 400 kW begrenzt (bzw. 200 kW ab dem 1. Januar 2026)²³ beschränkt und kann aufgehoben werden, wenn die Märkte funktionieren und die Ziele erreicht werden.²⁴ Die Umverteilung erfolgt marktbasierend und wird vergütet. Eine nicht marktbasierende Einschränkung erneuerbarer Energien ist nur zulässig, wenn keine angemessene Alternative besteht oder andere unverhältnismässige Kosten oder Risiken verursachen würden. Die Entschädigung muss mindestens die zusätzlichen Kosten oder die entgangenen Markterlöse-Einnahmen einschliesslich etwaiger entgangener produktionsbezogener Beihilfen widerspiegeln, es sei denn, die Anlage hat eine nicht verbindliche Anschlussvereinbarung akzeptiert.²⁵

2.1.2 Förderung von Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften

Nach EU-Recht kann erneuerbarer Strom sowohl durch **individuellen Eigenverbrauch** als auch durch **kollektiven Eigenverbrauch** über **Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften** gefördert werden:

Eigenverbrauch

Ein **Eigenversorger** mit erneuerbaren Energien ist ein Endkunde, der Strom aus erneuerbaren Energiequellen für den Eigenbedarf erzeugt und überschüssigen Strom speichern und verkaufen kann.

Eigenverbraucher können einzeln oder gemeinsam innerhalb desselben Gebäudes agieren. Sie können überschüssigen Strom über Versorgungsunternehmen, Stromabnahmeverträge oder Peer-to-Peer-Vereinbarungen verkaufen.

Die hinter dem Zähler genutzte Speicherung **sollte nicht doppelt berechnet** werden. Die Regeln und Verfahren sollten **nichtdiskriminierend und kostenorientiert** sein. In der Regel fallen **keine Gebühren für selbst erzeugten und im selben Gebäude verbrauchten Strom** an. Begrenzte, **verhältnismässige Ausnahmen** sind zulässig, wenn nach dem **1. Dezember 2026** ein sehr hoher Eigenverbrauchsanteil (über 8 % der gesamten installierten elektrischen

²² Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen [Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschliessenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG](#).

²³ Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, Art. 12 Abs. 2 Buchst. a und Abs. 5. Abrufbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943>.

²⁴ Regeln für die Einspeisung: Umfang der vorrangigen Einspeisung. Verordnung (EU) 2019/943. Artikel 12, Einspeisung von Erzeugung und Lastmanagement. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj/eng>.

²⁵ Redispatching-Regeln: Marktbasierter Ansatz und Ausgleich. Verordnung (EU) 2019/943. Artikel 13, Redispatching. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj/eng>.

Leistung) eine **unverhältnismässige Belastung** darstellt oder wenn eine Anlage 30 kW überschreitet.²⁶

Energiengemeinschaft

Eine **Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft** ist eine **lokale juristische Person**, die von **Bürgern, kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) oder Kommunen** kontrolliert wird und deren vorrangiges Ziel im **ökologischen, wirtschaftlichen oder sozialen** Nutzen für die Gemeinschaft liegt. Solche Gemeinschaften können erneuerbaren Strom produzieren, verbrauchen, speichern und verkaufen sowie diesen unter ihren Mitgliedern aufteilen.

Der REPowerEU-Plan ist zwar nicht rechtsverbindlich, legt aber das gemeinsame politische Ziel fest, bis 2025 in jeder Gemeinde mit mehr als 10 000 Einwohnern mindestens eine Energiegemeinschaft zu gründen.^{27, 28}

Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften können erneuerbaren Strom produzieren, verbrauchen, speichern, verkaufen und unter ihren Mitgliedern teilen. Die Mitglieder behalten ihre üblichen Verbraucherrechte. Die Verteilernetzbetreiber sollten zusammenarbeiten, um interne Übertragungen zu ermöglichen. Netzentgelte und Verfahren sollten fair, transparent und kostenorientiert sein. Die Mitgliedstaaten müssen einen Rahmen schaffen, der ungerechtfertigte Hindernisse beseitigt, den Zugang zu den Märkten (direkt oder über Aggregatoren) unterstützt und eine inklusive Beteiligung, auch für Haushalte mit niedrigem Einkommen, fördert.²⁹

Gemeinsame Förder- und Rahmenbedingungen

Eigenverbraucher haben Anspruch auf eine Vergütung für den in das Netz eingespeisten Stromüberschuss zu einem Preis, der den Marktwert widerspiegelt.

Die Mitgliedstaaten können Förderregelungen für Feed-in einführen, sofern die Zahlungen mindestens auf dem Marktpreis basieren und den weitergehenden Systemvorteilen Rechnung tragen. Die Richtlinie verlangt auch einen förderlichen Rahmen für den Eigenverbrauch, einschliesslich des

²⁶ Rechte und Beschränkungen für Eigenverbraucher sind in der Richtlinie RED (2018/2001) festgelegt, Artikel 21 Absatz 2 Rechte und Artikel 21 Absatz 3 Ausnahmen, einschliesslich 8 %-Schwelle ab 1. Dezember 2026 und 30-kW-Regel. Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj/eng>.

²⁷ Eigenverbraucher und Gemeinschaften in der RED. Richtlinie (EU) 2018/2001 (konsolidiert), Artikel 21 (Eigenverbraucher von Energie aus erneuerbaren Quellen) und Artikel 22 (Gemeinschaften für erneuerbare Energien). EUR-Lex: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj/eng>.

²⁸ REPowerEU-Mitteilung und Materialien der Kommission, in denen eine Energiegemeinschaft pro Gemeinde mit mehr als 10.000 Einwohnern bis 2025 vorgesehen ist. CELEX 52022DC0221, S. 14: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52022DC0221> und Erläuterung der Kommission: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-communities_en.

²⁹ Die Rechte für Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften sind in der RED (2018/2001), Artikel 22(2)–(7) zu Aktivitäten, Energieverteilung innerhalb der Gemeinschaft, Marktzugang, Zusammenarbeit mit Verteilernetzbetreibern und Rahmenbedingungen festgelegt. EUR-Lex: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj/eng>.

- Zugangs zu Finanzmitteln,
- vereinfachten Verwaltungsverfahren (z. B. für Genehmigungen und Netzanschlüsse für Dachanlagen), und
- Massnahmen zur Einbeziehung einkommensschwacher und schutzbedürftiger Haushalte.

Vermieter sollten ermutigt werden, die Beteiligung ihrer **Mieter zu ermöglichen**. Bei der Gestaltung von Förderprogrammen sollten die Mitgliedstaaten die **Besonderheiten** der Gemeinschaften berücksichtigen, damit diese unter gleichen Bedingungen konkurrieren können. Dazu können geringere Verwaltungsaufgaben, gemeinschaftsorientierte Ausschreibungskriterien oder speziell zugeschnittene Zeitfenster und gegebenenfalls direkte Unterstützung gehören, wenn die Bedingungen für kleine Anlagen erfüllt sind.^{30,31}

2.2 Ziele und Trends im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Seit **2020** haben alle sechs untersuchten Länder ihre **Ziele für Strom aus erneuerbaren Energien aktualisiert**, um den höheren **Ambitionen der EU** im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets und der aktualisierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) Rechnung zu tragen. Die Definition der Ziele unterscheidet sich von Land zu Land. Einige verwenden **prozentuale Ziele** für den Anteil **erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung**, andere den Verbrauch mit **technologiespezifischen Kapazitätspfaden**, wie in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 1 Nationale Ziele für erneuerbare Stromerzeugung bis 2030 und Änderungen seit 2020

Land	Aktuelles Ziel	Änderung gegenüber früherem Plan in 2020
Österreich	100 % erneuerbare Stromerzeugung bis 2030	Neues Ziel mit dem EAG 2021 eingeführt
Deutschland	80 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2030. Technologiepfade: 215 GW PV, 115 GW Wind an Land, ≥ 30 GW Offshore, 8,4 GW Biomasse.	Erhöhung von 65 % (NECP 2019) auf 80 % (NECP 2023/EEG 2023) → +15 Prozentpunkte.

³⁰ Richtlinie (EU) 2018/2001 (in der geänderten Fassung): Artikel 21 Absatz 2 Buchstabe d (Vergütung für Exporte zum Marktwert) und Artikel 21 Absatz 6 (förderlicher Rahmen: Finanzierung, Verwaltungsvereinfachung, Einbeziehung einkommensschwacher/schutzbedürftiger Verbraucher und Massnahmen für Vermieter). Konsolidierte Fassung: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:02018L2001-20240716>.

³¹ Berücksichtigung der Besonderheiten der Gemeinschaft. RED (2018/2001), Artikel 22 Absatz 7. EUR-Lex: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj/eng>.

FÖRDERUNG DER ERNEUERBAREN STROMERZEUGUNG IN AUSGEWÄHLTEN EU-MITGLIEDSTAATEN

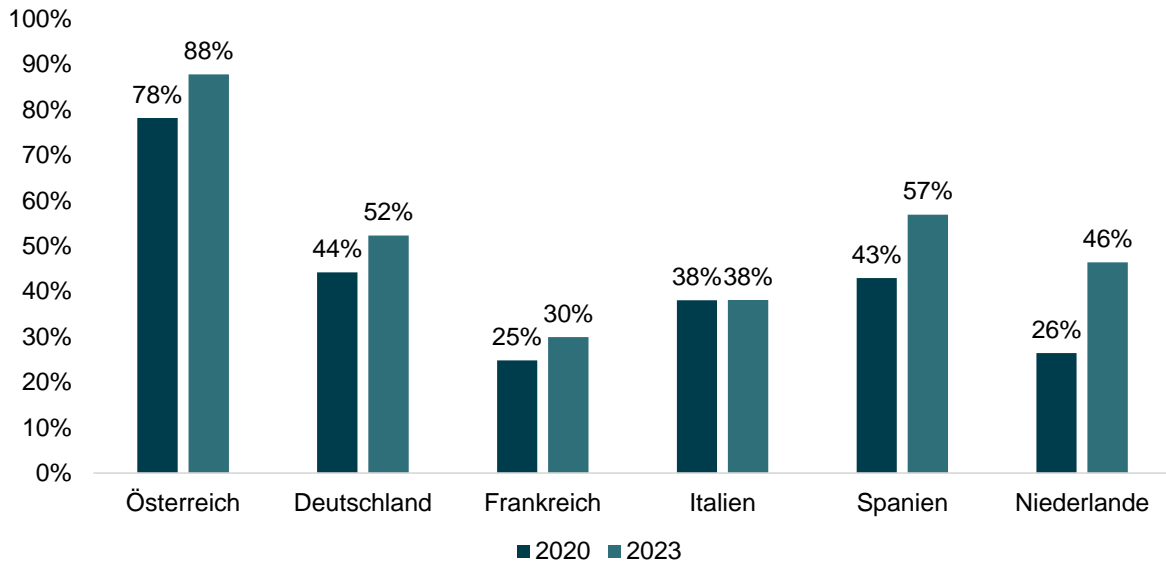
Frankreich	35 % EE-Anteil an der Stromerzeugung bis 2030 (NECP 2024). Kapazitätsziele: 54–60 GW PV, 33–35 GW Wind an Land, 26–27 GW Wasserkraft.	Anhebung gegenüber PPE 2019–2028 ($\approx 32\%$) $\rightarrow +1 - 3$ Prozentpunkte, v. a. höhere PV-Ziele.
Italien	65 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2030	Erhöhung von 55 % (NECP 2019) auf 65 % (NECP 2023) $\rightarrow +10$ Prozentpunkte.
Spanien	81 % EE-Anteil an der Stromerzeugung bis 2030, 48 % am Bruttoendenergieverbrauch. Technologieziele: 76 GW PV (davon 19 GW Eigenverbrauch), 62 GW Wind.	Erhöhung von 74 % (NECP 2020) auf 81 % (NECP 2023) $\rightarrow +7$ Prozentpunkte.
Niederlande	CO ₂ -neutraler Stromsektor bis 2035	Neue 2035-Zielsetzung seit 2019, (mit Anpassung des Klimagesetzes (Klimaatwet) im Jahr 2023).

Quelle: Frontier Economics. Österreich – EAG 2021; E-Control (2024). Deutschland – BMWK (2024); EEG 2023; NECP Update 2023–2030. Frankreich – Ministère de la Transition écologique (2024); PPE 2019–2028; NECP 2024. Italien – MASE (2023); Rinnovabili (2024). Spanien – NECP 2023–2030; Niederlande – Klimaatakkoord (2019); Nationaal Programma RES (2025). Klimaatwet (2019, zuletzt geändert am 22. Juli 2023).

Obwohl das **Ambitionsniveau und die Struktur der Ziele variieren**, ist die allgemeine Ausrichtung einheitlich: **Alle Länder streben eine Beschleunigung der Dekarbonisierung des Stromsektors an.** Österreich und die Niederlande haben vollständige Dekarbonisierungsziele eingeführt (Österreich bis 2030 und die Niederlande bis 2035), während **Deutschland, Italien und Spanien** ihren Anteil erneuerbarer Energien erheblich erhöht haben. Die Ziele **Frankreichs** sind moderater gestiegen, hauptsächlich durch höhere Ziele für die Photovoltaikkapazität.

Der Anteil erneuerbarer Energien im Energiesektor ist in allen Ländern gestiegen. Zwischen **2020 und 2023 stieg der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch** in allen Ländern an, wobei die grössten Zuwächse in Spanien und den Niederlanden zu verzeichnen waren.

Abbildung 2 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 2020 und 2023



Quelle: Frontier Economics basierend auf Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren_custom_18892997/default/table

Hinweis: Jahreswerte für 2024 auf Basis des Bruttostromverbrauchs sind auf Eurostat noch nicht verfügbar.

3 Österreich

Österreich hat ein marktbasierendes Fördersystem für erneuerbaren Strom, das sich auf FiP und Ausschreibungen für grosse Projekte stützt. Kleinere Anlagen sowie Bürger- und Energiegemeinschaften können von Investitionszuschüssen und vereinfachten Verfahren profitieren.

Das Erneuerbare-Ausbau-Gesetz (EAG 2021) bildet den neuen Förderrahmen für erneuerbare Energien in Österreich. Es ersetzt seit dem Jahr 2020 im Rahmen einer umfassenden Reform schrittweise das frühere Ökostromgesetz (ÖSG).

3.1 Klima- und Ausbauziele für erneuerbare Energien

Abbildung 3 Ist- und indikative Zielkapazitäten ausgewählter erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien im Zeitverlauf in Österreich



FÖRDERUNG DER ERNEUERBAREN STROMERZEUGUNG IN AUSGEWÄHLTEN EU-MITGLIEDSTAATEN

Quelle: **International Renewable Energy Agency (IRENA). (2025).** IRENASTAT Online Data Query Tool – Electricity statistics by Country/area, Technology, Data Type, Grid connection and Year. Abrufbar unter: https://pxweb.irena.org/pxweb/en/IRENASTAT/IRENASTAT__Power%20Capacity%20and%20Generation/Country_ELECSTAT_2025_H2_PX.px/. | **IRENA. (2025).** Renewable Capacity Statistics 2025. Abrufbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Statistics_2025.pdf. | **E-Control (2024): Annual Activity Report 2024.** Abrufbar unter: <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control+annual+activity+report+2024.pdf/dc81ad86-d7df-8414-0123-c4775c05c008?t=1728477466186>

Hinweis: Die Abbildung umfasst gemäss IRENA-Definition bei Wasserkraft erneuerbare und gemischte Anlagen, bei Bioenergie feste und flüssige Biobrennstoffe, Biogas sowie erneuerbare Abfälle. | In E-Control (2024) werden die in § 4 EAG festgelegten Zuwachsziele der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen in geschätzte Zielkapazitäten umgerechnet (rund +11 GW Solar, +4 GW Wind, +1,25 GW Wasserkraft und +1,5 GW Biomasse gegenüber 2020; vgl. S. 17 f.). Die in der Abbildung dargestellten Kapazitätziele ergeben sich, indem die installierte Kapazität des Jahres 2020 (IRENA) um die von E-Control geschätzten Zuwächse aufgestockt wurde. Diese Werte sind daher nicht als offiziell festgelegte Kapazitätziele, sondern als indikative Zielgrößen auf Basis von E-Control (2024) zu verstehen.

Österreich strebt bis zum Jahr 2030 eine auf Jahresbasis national ausgeglichene Strombilanz³² aus 100 % erneuerbaren Energien an (EAG 2021). Dafür muss ausgehend von der Produktion im Jahr 2020 die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2030 um 27 TWh steigen. Davon sollen 11 TWh auf PV, 10 TWh auf Wind, 5 TWh auf Wasserkraft und 1 TWh auf Biomasse entfallen.³³ Österreich strebt Klimaneutralität bis 2040 an.

Der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung ist von 82 % in 2020 auf 87 % in 2024 gestiegen.³⁴ Der Anteil geförderter erneuerbarer Stromproduktion ist in Österreich von rund 23 % (2020) auf 3,5 % (2023) stark gesunken, da viele Bestandsanlagen (insbesondere Wasserkraft und Wind) nach Auslaufen der Förderlaufzeit marktfähig ohne Förderung weiter betrieben werden.³⁵

3.2 Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung

Bis zum Jahr 2020 wurden erneuerbare Stromanlagen in Österreich überwiegend durch administrativ festgelegte FiT nach dem Ökostromgesetz (ÖSG) gefördert. Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG), das 2021 in Kraft trat, erfolgte der Übergang zu marktbasierteren Förderinstrumenten. Seither ist die FiP das zentrale Förderelement.³⁶

³² „National bilanziell“ heisst, dass auf Jahresbasis im Inland ebenso viel erneuerbarer Strom erzeugt und eingespeist wird, wie verbraucht wird - nachgewiesen über Herkunftsnachweise (HKN) und ohne Zukauf ausländischer Ökostrom-Zertifikate. Der tatsächliche Strommix enthält weiterhin auch Anteile aus fossilen Quellen.

³³ EAG § 4 (2021). Abrufbar unter: <https://www.ris.bka.gv.at/eli/bqbl/i/2021/150/P4/NOR40236655>.

³⁴ Energie GV AT (2025). *Wie viel Strom kommt aus Erneuerbaren?*. Abrufbar unter: <https://energie.gv.at/energie-wende/wie-viel-strom-kommt-aus-erneuerbaren>.

³⁵ CEER (2025). *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2022 and 2023*. Abrufbar unter: <file:///Z:/Resources/Personal/Anna%20Basten/2024.%20CEER.%20Status%20Review%20RES%20in%20EU%202022-23.pdf>.

³⁶ Next Kraftwerke AT (2025). *Was ist das EAG?*. Abrufbar unter <https://www.next-kraftwerke.at/wissen/erneuerbaren-ausbau-gesetz-eag>.

Tabelle 2 Übersicht zu Förderkategorien und -mechanismen nach Technologie in Österreich

Technologie	Kleinanlagen	Mittlere Anlagen	Grossanlagen
Photovoltaik (PV)	≤ 20 kW <ul style="list-style-type: none"> • Investitionszuschuss nach EAG 	20 kW – 1 MW <ul style="list-style-type: none"> • Investitionszuschuss oder FiP mit administrativ festgelegtem Referenzwert • Direktvermarktung ist Voraussetzung für Erhalt der FiP 	> 1 MW (Dach) / (Freifläche) <ul style="list-style-type: none"> • FiP über Ausschreibungen • Ausschreibungspflicht (technologiespezifisch)
Biomasse / Biogas	≤ 150 kW <ul style="list-style-type: none"> • Investitionszuschuss oder FiP (administrativ festgelegt) • Zusätzlich Flexibilitätsbonus (ab 2025: bis 100€/kW/Jahr) 	> 150 kW – 20 MW <ul style="list-style-type: none"> • FiP über Ausschreibung bestimmt 	-
Windenergie an Land	≤ 100 MW (Kleinwind) <ul style="list-style-type: none"> • FiP (administrativ festgelegt) • Kaum relevante Anwendung 	-	> 1 MW <ul style="list-style-type: none"> • FiP über Ausschreibungen
Wasserkraft	≤ 500 kW (Kleinwasserkraft) <ul style="list-style-type: none"> • Investitionszuschuss oder FiP • Administrativ festgelegt 	0,5 MW – 20 MW <ul style="list-style-type: none"> • FiP • Administrativ festgelegt 	> 20 MW <ul style="list-style-type: none"> • Keine Förderung
Energiegemeinschaft / Prosumer	Dezentrale Anlagen verschiedener Grösse <ul style="list-style-type: none"> • Investitionsförderung (EAG-Zuschuss) • Keine Ausschreibung • Seit 2021 reduzierte Netzentgelte für lokal geteilten Strom 		

Quelle: Frontier Economics

3.2.1 Mittlere Anlagen und Grossanlagen

Für mittlere und grosse Anlagen, insbesondere Photovoltaik-, Windkraft- und Biomasseanlagen, erfolgt die Förderung seit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG 2021) über die FiP. Diese gleicht die Differenz zwischen dem Marktpreis³⁷ und einem festgelegten bzw. gebotenen „anzulegenden Wert“ aus und ersetzt die früheren Einspeisetarife (FiT).^{38,39} Für sehr grosse Anlagen sieht das EAG eine Rückzahlungspflicht vor, wenn der Referenzmarktwert bzw. -preis den anzulegenden Wert um mehr als 40 % übersteigt. In diesem Fall sind 66 % des übersteigenden Anteils an die EAG-Förderstelle zu erstatten.⁴⁰

Bei mittleren Anlagen (ca. 100 kW-1 MW) wird die Marktprämie administrativ festgelegt, während grosse Anlagen ab 1 MW an Ausschreibungen teilnehmen müssen. Diese werden von der OeMAG, die zentrale Abwicklungsstelle für Förderungen von Ökostrom,⁴¹ technologie- und volumenbezogen durchgeführt. Der Zuschlag erfolgt nach dem Prinzip der wettbewerblichen Preisbildung („pay-as-bid“). Die Förderdauer beträgt jeweils 20 Jahre.⁴²

Auch Wasserkraft wird in Österreich weiterhin gefördert. Mittlere Anlagen bis 20 MW erhalten eine Marktprämie, sofern sie Umweltauflagen erfüllen und wirtschaftlich betrieben werden. Grosswasserkraftwerke über 20 MW gelten als marktfähig und erhalten daher keine staatliche Förderung. Sie tragen erheblich zum hohen Anteil erneuerbarer Stromerzeugung bei (rund 55 % der österreichischen Bruttostromproduktion).⁴³

Gesetzliche Neuerungen seit 2020:

- EAG 2021: Einführung der Marktprämie und Ausschreibungen als Standardverfahren.
- EABG (Entwurf 2025): Beschleunigung von Genehmigungen und Erhöhung der Ausschreibungsvolumina.

³⁷ Für PV, Wind und Wasserkraftanlagen wird der Referenz-Marktpreis monatlich festgelegt.

³⁸ Wirtschaftskammer Österreich (2024). *EAG-Marktprämien-Verordnung veröffentlicht*. Abrufbar unter: <https://www.wko.at/oe/gewerbe-handwerk/elektro-gebäude-alarm-kommunikation/eag-marktpraemien-verordnung-veroeffentlicht>.

³⁹ Rechtsinformationssystem des Bundes (2025). *Rechtsvorschrift für Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz §11, §13*. Abrufbar unter: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>.

⁴⁰ Für mittlere und grosse Anlagen in Österreich handelt es sich um einseitige Marktprämien (FiPs); es müssen keine Rückzahlungen geleistet werden, selbst wenn der Marktpreis über dem anzulegenden Wert liegt. Eine Rückzahlungspflicht besteht nur für sehr grosse Projekte: laut § 11 Abs. 6 EAG betrifft dies Windkraftanlagen mit einer Engpassleistung ab 20 MW, Wasserkraftanlagen ab 20 MW sowie Photovoltaikanlagen ab 5 MW.

⁴¹ Gegründet auf Grundlage des österreichischen Ökostromgesetzes verwaltet OeMAG Einspeisetarife und Investitionszuschüsse für erneuerbare Energieerzeuger wie Solar-, Wind- und Wasserkraftanlage.

⁴² Bundesministerium Wirtschaft, Energie und Tourismus (2025). *EAG Marktprämie*. Abrufbar unter: <https://www.bmwet.gv.at/Themen/Energie/erneuerbare-energie/eag-marktpraemie.html>.

⁴³ OeMAG (2025). *Förderleitfaden Wasserkraft*. Abrufbar unter: <https://www.oem-ag.at/foerderung/wasserkraft/eag-investitionszuschuesse-antraege-bis-zum-17092024>.

3.2.2 Kleinanlagen

Für kleinere Anlagen gelten im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) vereinfachte Förderverfahren. Betreiber können zwischen zwei Förderinstrumenten wählen. Je nach Technologie und Anlagengröße erfolgt die Förderung entweder über eine administrativ festgelegte FiP oder über einen Investitionszuschuss.⁴⁴

Die FiP gilt für kleine und mittlere Anlagen, die ihren Strom ganz oder teilweise ins Netz einspeisen. Sie wird für 20 Jahre gewährt und gleicht die Differenz zwischen dem Marktpreis und einem festgelegten anzulegenden Wert aus.⁴⁵ Für Kleinanlagen besteht keine Direktvermarktungspflicht; sie können ihren Strom direkt verbrauchen oder ins Netz einspeisen.

Der Investitionszuschuss richtet sich vorrangig an Haushalte, Gewerbe und Energiegemeinschaften, die vor allem für den Eigenverbrauch produzieren. Er wird einmalig bei Inbetriebnahme ausbezahlt. Beide Fördervarianten werden über die OeMAG abgewickelt, die ein standardisiertes Online-Verfahren für Antragstellung und Abwicklung bereitstellt.

Anlagen, die vor 2021 in Betrieb gingen, werden weiterhin nach dem alten Ökostromgesetz (ÖSG) über Einspeisetarife gefördert, bis ihre 15- bis 20-jährige Förderdauer ausläuft.

Laut §15 des EAG wird die Vergütung für erneuerbare Energien ausgesetzt, wenn die Strompreise auf dem Spotmarkt für mindestens sechs aufeinanderfolgende Stunden negativ sind.⁴⁶

Gesetzliche Neuerungen seit 2020:

- **EAG 2021:** Einführung des Investitionszuschussmodells für kleine PV-, Biomasse- und Kleinwasserkraftanlagen.
- **EAG-Novelle 2023:** Anpassung der Förderhöhe an steigende Material- und Errichtungskosten.
- **EAG-Novelle 2024/25** aktualisiert die Fördersätze, Fördervoraussetzungen und Verwaltungsverfahren für die Vergabe von Investitionszuschüssen an Projekte im Bereich erneuerbarer Energien.⁴⁷

⁴⁴ BMWET (2025). *Investitionszuschüsse nach EAG*. Abrufbar unter: <https://www.bmwet.gv.at/Themen/Energie/erneuerbare-energie/eag-investitionszuschuesse.html>.

⁴⁵ BMWET (2025). *EAG-Marktpremie*. Abrufbar unter: <https://www.bmwet.gv.at/Themen/Energie/erneuerbare-energie/eag-marktpraemie.html>.

⁴⁶ Wien Energie (2025). *Direktvermarktung von erneuerbarem Strom in Österreich - Chancen und Herausforderung*. Abrufbar unter: <https://positionen.wienenergie.at/blog/gastbeitrag-direktvermarktung-von-erneuerbarem-strom-in-oesterreich-chancen-und-herausforderung/#:~:text=2024%20gab%20es%20in%20Summe,Prognosedaten%20an%20Beh%C3%B6rden%20und%20Netzbetreiber>.

⁴⁷ Vgl. *Erläuterungen zur EAG-Investitionszuschüsseverordnung-Strom-Novelle 2024*, Entwurf vom 6. März 2024, S. 1–3, in denen die Anpassungen der Fördersätze, Fördervoraussetzungen und Verwaltungsverfahren im Rahmen der 5. EAG-Novelle sowie der geänderten EU-Gruppenfreistellungsverordnung (VO [EU] 2023/1315) erläutert werden [Materialien_0001_BB811E7F_8664_4FEB_9EF6_E1D8B4D30691.pdf](#).

3.2.3 Nachfrageseitige Massnahmen

Es gibt keine gesetzlich vorgeschriebene Mindestquote für den EE-Anteil in der Strombelieferung. Jeder Lieferant muss aber in seiner Stromkennzeichnung ausweisen, aus welchen Energieträgern sein Strommix stammt.⁴⁸ Die EE-Förderung bleibt damit überwiegend angebotsseitig ausgerichtet.

3.3 Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften

3.3.1 Ziele und Vorgaben

Seit dem EAG werden Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften explizit gefördert. Das EAG unterscheidet zwei Formen: Erneuerbare-Energiegemeinschaften (EEG), die lokal innerhalb derselben Netzebene agieren *und deren Mitglieder somit im Bereich desselben Verteilnetzesabschnitts*, und Bürgerenergiegemeinschaften (BEG), die österreichweit tätig sein können *und sich über verschiedene Netzebenen und Netzbetreiber erstrecken dürfen* (§§ 79–88 EAG). Ziel ist die Stärkung dezentraler Erzeugung, lokaler Wertschöpfung und Bürgerbeteiligung, kombiniert mit einer verbesserten Netz- und Marktintegration erneuerbarer Energien.^{49,50} Die rechtlichen Grundlagen im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) und im EAG bilden die Basis für verschiedene Modelle gemeinschaftlicher Nutzung.⁵¹

3.3.2 Fördermechanismen und unterstützende Massnahmen

Mit Inkrafttreten des **EAG 2021** wurden Eigenverbrauchsmodelle und Energiegemeinschaften erstmals rechtlich verankert und finanziell begünstigt. Die Förderung erfolgt über verschiedene finanzielle und regulatorische Anreize:

- Stromteilung innerhalb von Energiegemeinschaften ist seit dem Jahr 2021 auf 15-Minuten-Basis über das öffentliche Netz möglich (§ 16c EIWOG 2010).⁵² Das bedeutet: alle 15 Minuten wird gemessen, wie viel Strom jedes Mitglied erzeugt und verbraucht, und der geteilte Strom wird entsprechend zugeordnet und bilanziert.

⁴⁸ EIWOG 2010 (2021). § 78 *Verpflichtende Ausweisung der Herkunft (Labeling)*. Abrufbar unter: https://linda.lindeverlag.at/Dokument/532250_78/.

⁴⁹ Oesterreichsenergie (2022). *Handlungsanweisung für die Umsetzung von Energiegemeinschaften*. Abrufbar unter: <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/handlungsanweisung-fuer-die-umsetzung-von-energiegemeinschaften>.

⁵⁰ Klima- und Energiefond der Österreichischen Bundesregierung (2024). *Leitfaden Energiegemeinschaften*. Abrufbar unter: <https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/2024/09/Leitfaden-Energiegemeinschaften-2024.pdf>.

⁵¹ Vgl. *European Commission (2025): BRIDGE Report on Energy Sharing*, S. 18–19 (Country fact sheet Austria).

⁵² Cerha Hempel (2024). *Energiegemeinschaften Einführung und Überblick*. Abrufbar unter: https://www.cerhahempel.com/fileadmin/docs/CerhaHempel_Energiegemeinschaften_neu.pdf.

- Für lokal⁵³ geteilten Strom gelten reduzierte Netzentgelte; die Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V) sieht für Mitglieder von EEG geringere Arbeitspreise vor, die um 28 %, 57 % oder 64 % sinken, je nach Netzebene und Grösse der Gemeinschaft.⁵⁴
- Der Eigenverbrauch selbst erzeugten Stroms ist von Netzgebühren und Abgaben befreit, solange keine Netzinfrastruktur genutzt wird.⁵⁵
- Eine Steuerbefreiung gilt für selbst erzeugte und selbst verbrauchte elektrische Energie aus erneuerbaren Energiequellen durch Stromerzeuger, einschliesslich gemeinschaftlicher Erzeugungsanlagen und Erneuerbarer-Energie-Gemeinschaften.⁵⁶

Die österreichischen DSOs sind für die viertelstündliche Aufteilung von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Gemeinschaften zuständig.⁵⁷

3.4 Marktintegration

Ein Teil der Betreiber erneuerbarer Energieanlagen unterliegt denselben Bilanzierungspflichten wie nicht-erneuerbare Erzeuger.⁵⁸ Betreiber müssen Erzeugungsprognosen erstellen und für Ausgleichsenergie sorgen; kleinere Anlagen haben einen Anspruch, die Vermarktung an einen Stromhändler zu übertragen (§ 97 Abs. 1 EAG). Eine Ausnahme gilt nur für Mikroerzeugungsanlagen mit einer Leistung von bis zu 0,8 kW: Nach § 66a EIWOG sind sie von der Pflicht zu einem eigenen Zählpunkt sowie von den allgemeinen Erzeugerpflichten gemäss §§ 66 und 85 EIWOG befreit. Sie müssen daher weder einer Bilanzgruppe angehören noch

⁵³ „Lokal“ bedeutet im Sinne des § 16c EIWOG, dass sich alle Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft im selben Netzgebiet und auf derselben oder einer nachgelagerten Netzebene desselben Verteilnetzbetreibers befinden.

⁵⁴ Republik Österreich / E-Control: *Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 (SNE-V)*, § 8 Abs. 1a. Online verfügbar unter: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010107>. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK): *Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG) – energiegemeinschaften.gv.at*, Abschnitt „Netzentgelte“. Online verfügbar unter: <https://energiegemeinschaften.gv.at/erneuerbare-energie-gemeinschaften-eeq/>.

⁵⁵ CEER (2023). *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2022 and 2023*. Abrufbar unter: <https://www.ceer.eu/publication/status-review-of-renewable-support-schemes-in-europe-for-2022-and-2023/>.

⁵⁶ Republik Österreich: *Elektrizitätsabgabegesetz (BGBl. Nr. 201/1996 idgF)*, § 2. Online verfügbar unter: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10005027>.

⁵⁷ Vgl. *European Commission (2025): BRIDGE Report on Energy Sharing*, S. 18–19 (Country fact sheet Austria).

⁵⁸ Council of European Energy Regulators (CEER) (2025): *Status Review on Renewable Energy Support in Europe 2022-2023*, Table 18, S. 35. Online verfügbar unter: https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2025/07/RES_status_review_2022_2023_C24-RES-84-05_final.pdf.

Fahrpläne oder sonstige Erzeugungsdaten an den Netzbetreiber übermitteln und benötigen auch keine Genehmigung.^{59,60,61}

Ziel ist eine stärkere Marktintegration und Sicherung der Netzstabilität. Seit 2020 wurden Bilanzierungsregeln und Netzanschlussprozesse im Rahmen des **E-Control-Aktionsplans Netzanschluss 2023** verschärft, um Verfahren zu beschleunigen und Engpässe bei PV-Anschlüssen zu vermeiden. Gleichzeitig investiert die Austrian Power Grid (APG) bis 2034 rund 9 Mrd. € in neue Leitungen, Umspannwerke und digitale Netzsteuerung, um die Integration wachsender PV- und Windkapazitäten zu ermöglichen.⁶²

⁵⁹ Republik Österreich (2024): *Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010)*, §§ 66 und 66a (Prinzipalbestimmungen), geltende Fassung vom 14. Oktober 2024. Online verfügbar unter: <https://www.ris.bka.gv.at/Gelten-de/Fassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045&FassungVom=2024-10-14>

⁶⁰ Ecologic Institut (2024): *Implementation of EU Provisions for the Clean Energy Transition – Austria*, S. 25. Online verfügbar unter: <https://www.ecologic.eu/sites/default/files/publication/2024/50153-Implementation-EU-Provisions-for-the-Clean-Energy-Transition.pdf>.

⁶¹ Siehe CEER (2023): Statusbericht zu Förderregelungen für erneuerbare Energien in Europa für 2020 und 2021 (Ref. C22-RES-80-04) und CEER (2025): Statusbericht zu Förderregelungen für erneuerbare Energien in Europa für 2022 und 2023 (Ref. C24-RES-84-05). Der Ausgleich ist über die Zeiträume hinweg und seit 2023 weitgehend unverändert geblieben.

⁶² APG (2024). *Austrian Power Grid investiert 9 Milliarden Euro in den kommenden zehn Jahren in das Gelingen der Energiewende*. Abrufbar unter: <https://www.apg.at/news-presse/austrian-power-grid-investiert-9-milliarden-euro-in-den-kommenden-zehn-jahren-in-das-gelingen-der-energiewende/>.

4 Deutschland

Deutschland verfügt über ein marktbasierendes Fördersystem für erneuerbare Stromerzeugung, das **überwiegend auf Ausschreibungen mit gleitender Marktprämie (FiP) ohne Rückzahlungspflicht**⁶³ und einer festen Einspeisevergütung (FiT) für kleinere Anlagen beruht. Dieses System ist das Ergebnis einer **schrittweisen Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)**, das seit dem Jahr 2020 mehrfach angepasst wurde, um EU-Vorgaben (RED III, CEEAG, Reform des EU-Strommarktdesigns 2024) umzusetzen sowie die Marktintegration, Planungssicherheit und Bürgerbeteiligung zu stärken.

Zu den zentralen Neuerungen zählen die vollständige Finanzierung der Förderung über den Bundeshaushalt, die Ausweitung technologiespezifischer Ausschreibungen insbesondere für Wind- und Solarenergie sowie vereinfachte Verfahren für Bürgerenergiegesellschaften.

4.1 Ausgangslage und Entwicklung

Die Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung erfolgt auf Grundlage des EEG über feste Einspeisevergütungen (FiT) für kleinere Anlagen sowie über gleitende Marktprämien (FiP) für mittlere und grosse Projekte. Die Förderhöhe wird je nach Technologie und Anlagengröße entweder gesetzlich festgelegt oder in Ausschreibungen ermittelt. Seit 2020 wurde das Fördersystem mehrfach reformiert. Die Reformen stehen im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung des EU-Rechtsrahmens und dienen den Zielen einer Treibhausgasreduzierungen von 65 Prozent bis 2030, 88 Prozent bis 2040 und Klimaneutralität bis 2045.⁶⁴

⁶³ In Deutschland ist die Marktprämie asymmetrisch ausgestaltet: Übersteigt der Referenzmarktwert den anzulegenden Wert, wird keine Förderung ausgezahlt, eine Rückzahlungspflicht für Mehrerlöse besteht jedoch nicht.

⁶⁴ Deutscher Bundestag (2024). *Bundestag ändert das Bundes-Klimaschutzgesetz*. Abrufbar unter: <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2024/kw17-de-klimaschutzgesetz-999794>.

4.2 Klima- und Ausbauziele für erneuerbare Energien

Abbildung 4 Ist- und Zielkapazitäten ausgewählter erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien im Zeitverlauf in Deutschland



Quelle: **IRENA. (2025).** IRENASTAT Online Data Query Tool – Electricity statistics by Country/area, Technology, Data Type, Grid connection and Year. Abrufbar unter: https://pxweb.irena.org/pxweb/en/IRENASTAT/IRENASTAT__Power%20Capacity%20and%20Generation/Country_ELECSTAT_2025_H2_PX.px/. | **IRENA. (2025).** Renewable Capacity Statistics 2025. Abrufbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Statistics_2025.pdf. | **BMWK. (2024).** Update of the Integrated National Energy and Climate Plan. Abrufbar unter: https://commission.europa.eu/document/download/cd8ba2d6-1af6-4f37-aa07-059989bb1264_en?filename=GERMANY%E2%80%93FINAL_UPDATED_NECP_2021-2030_%28ENGLISH%29.pdf.

Hinweis: Die Abbildung umfasst gemäss IRENA-Definition bei Wasserkraft erneuerbare und gemischte Anlagen, bei Bioenergie feste und flüssige Biobrennstoffe, Biogas sowie erneuerbare Abfälle. | Die Ziele für Deutschland stammen aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Für Wasserkraft bestehen keine spezifisch gesetzlich festgelegten Zielwerte.

Deutschland hat seine **Ausbauziele seit 2020 deutlich angehoben** (NECP 2023/24, EEG 2023): Bis 2030 sollen 80 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen stammen (zuvor 65 %).⁶⁵ Dieses Ziel wird durch technologiespezifische Ausbaupfade flankiert: 215 GW

⁶⁵ CEER (2023). Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2020 and 2021. Abrufbar unter: https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/RES_Status_Review_in_Europe_for_2020-2021.pdf.

Photovoltaik, 115 GW Wind an Land mindestens 30 GW Offshore-Wind und 8,4 GW an installierter Leistung aus Biomasseanlagen bis 2030.^{66,67,68}

Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch ist seit 2020 deutlich gestiegen: von 45,5 Prozent im Jahr 2020 auf 54,4 Prozent im Jahr 2024.⁶⁹ Besonders stark wuchs die Photovoltaik, die allein 2023 einen Zubau von über 14 Gigawatt verzeichnete.

4.3 Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung

Die EEG-Förderung unterscheidet sich je nach Technologie und Anlagengröße. Die zentralen Mechanismen und ihre Anwendung sind in Tabelle 3 dargestellt. CfDs werden derzeit nicht angewendet, sind aber Gegenstand politischer Diskussionen, ausgelöst durch eine aufgrund von EU-Vorgaben notwendige Reform des EEG nach 2026.⁷⁰

Tabelle 3 Übersicht zu Förderkategorien und -mechanismen nach Technologie in Deutschland

Technologie	Kleinanlagen	Mittlere Anlagen	Grossanlagen
Photovoltaik (PV)	≤ 100 kW <ul style="list-style-type: none"> • Gesetzlich bestimmter FiT • Keine Direktvermarktungspflicht 	> 100 kW – 750 kW (Dachanlagen) > 100 kW – 1 MW (Freiflächenanlagen) <ul style="list-style-type: none"> • FiP mit gesetzlich festgelegtem anzulegendem Wert 	> 750 kW (Dach) / > 1 MW (Freifläche) <ul style="list-style-type: none"> • FiP (ausschreibungsbasiert)
Biomasse / Biogas	≤ 150 kW <ul style="list-style-type: none"> • Gesetzlich bestimmter FiT 	> 150 kW – 20 MW <ul style="list-style-type: none"> • FiP (ausschreibungsbasiert) 	> 20 MW <ul style="list-style-type: none"> • Keine EEG-Förderung

⁶⁶ Deutscher Bundestag (2024). *Stromspeicher-Strategie des BMWK vorgelegt*. Abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Energiespeicher/stromspeicher-strategie.html>.

⁶⁷ Siehe §4 EEG. (2023). Abrufbar: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html.

⁶⁸ Für die Wasserkraft besteht in Deutschland kein nennenswerter Ausbaupfad, da ihr Potenzial weitgehend ausgeschöpft ist und ökologische bzw. Flächenrestriktionen zusätzliche Zubauten begrenzen. Statt auf Mengenwachstum zielt die Förderung hier auf Bestandssicherung, Effizienzsteigerung und Flexibilisierung der bestehenden Anlagen.

⁶⁹ BMWK (2025). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Abrufbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

⁷⁰ In einem im September 2024 veröffentlichten Papier hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) verschiedene Optionen für die künftige Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien vorgestellt, darunter mehrere Varianten sogenannter Zweiwege-CfDs (Contracts for Difference).

Quelle: BMWK (2024): *Strommarktdesign der Zukunft – Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem*.

	<ul style="list-style-type: none"> Keine Direktvermark- tungspflicht < 100 kWh 		
Windenergie an Land	<p>≤ 100 kW (vereinzelt, kaum relevant)</p> <ul style="list-style-type: none"> Gesetzlich bestimm- ter FiT Keine Direktvermark- tungspflicht 	-	<p>> 100 kW</p> <ul style="list-style-type: none"> FiP (ausschreibungs- basiert) Sonderregelung für Bürgerenergiegesell- schaften (§22b EG): Förderung ohne Aus- schreibung bis 18 MW
Wasserkraft	<p>≤ 100 kW</p> <ul style="list-style-type: none"> Gesetzlich bestimm- ter FiT Keine Direktvermark- tungspflicht 	<p>< 5 MW</p> <ul style="list-style-type: none"> Gesetzlich bestimm- ter FiT 	<p>> 5 MW</p> <ul style="list-style-type: none"> FiT nur auf Leistun- gerhöhung bei Mo- dernisierung

Quelle: Frontier Economics

4.3.1 Mittlere Anlage und Grossanlagen

Die Förderung mittlerer und grösserer Photovoltaik-, Wind Onshore und Biomasse-/ Biogasanlagen erfolgt in Deutschland nach dem Prinzip der gleitenden Marktprämie (FiP). Die Förderhöhe wird entweder gesetzlich festgelegt (für mittlere Anlagen) oder in technologiespezifischen Ausschreibungen wettbewerblich ermittelt (grosse Anlagen).⁷¹

Die Marktprämie gleicht die Differenz zwischen dem in der Ausschreibung gebotenen⁷² / gesetzlich festgelegten „anzulegenden Wert“⁷³ (strike price) und dem Referenzmarktwert aus, der bis 2022 monatlich und seit 2023 jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegt wird.⁷⁴ Liegt der Marktwert unterhalb des anzulegenden Werts, wird die Differenz als Zuschlag ausgezahlt; liegt er darüber, entfällt die Prämie, ohne dass eine Rückzahlungspflicht besteht

⁷¹ Ausschreibungspflichtig sind Photovoltaikanlagen ab 750 kW (auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden), ab 1 MW (Freiflächenanlagen), Windenergieanlagen an Land ab 750 kW sowie Biomasseanlagen ab 150 kW bis 20 MW.

⁷² Vgl. § 3 Abs. 51 EEG 2023: „Zuschlagswert“ ist der anzulegende Wert, zu dem ein Zuschlag in einer Ausschreibung erteilt wird; er entspricht dem Gebotswert, soweit sich aus den nachfolgenden Bestimmungen nichts anderes ergibt.
Quelle: [Gesetze im Internet – EEG 2023, § 3 \(51\)](#)

⁷³ Der anzulegende Wert entspricht dem vom Betreiber gebotenen Vergütungssatz, der die Investitions- und Betriebskosten der Anlage sowie eine marktübliche Kapitalrendite widerspiegeln soll. Er dient somit als kostenreflexive Zielvergütung, die die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Projekts sicherstellen soll. Die Höhe des Anzulegenden Wertes gilt für 20 Jahre als Förderbasis.

⁷⁴ Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2023). EEG-2023 Anlage 1 (zu §23a) Ziffer 2. Abrufbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/anlage_1.html.

(«asymmetrische» Prämie, ähnlich einem einseitigen CfD). Das Modell kombiniert Erlösi-scherheit bei niedrigen Marktpreisen mit Anreizen für eine marktorientierte Vermarktung.

Wasserkraft bildet eine Ausnahme: auch grössere Anlagen erhalten weiterhin eine gesetzlich festgelegte Förderhöhe (§40 EEG) und es besteht keine Ausschreibungspflicht. Allerdings ist das in der Praxis wenig relevant, da für grössere Anlagen ab 5 MW nur die Leistungserhöhung durch Modernisierung oder der Neubau gefördert wird. Ein Ausbaupfad besteht nicht, da das Potenzial aufgrund ökologischer und standortbedingter Beschränkungen weitgehend ausgeschöpft ist.⁷⁵

Seit dem Jahr 2020 wurde das Fördersystem mehrfach weiterentwickelt:

- **Segmentierung der PV-Ausschreibungen (EEG 2021):** Seit 2021 führt die BNetzA segmentierte Photovoltaik-Ausschreibungen durch: Neben Ausschreibungen für Freiflächenanlagen gibt es eigene Ausschreibungen für Anlagen auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden.⁷⁶ Diese Segmentierung wurde laut der Bundesregierung eingeführt, um unterschiedliche Kostenstrukturen zu berücksichtigen, da Dachanlagen in der Regel mit höheren Investitions-, Errichtungs- und Genehmigungskosten verbunden sind.
- **Solarpaket I (2024):** Mit dem Solarpaket I (2024) wurde die Ausschreibungspflicht für gebäudeintegrierte Anlagen von 1 MW auf 750 kW gesenkt. Anlagen oberhalb dieser Grenze müssen an Ausschreibungen teilnehmen; kleinere Anlagen erhalten weiterhin feste Vergütungssätze. Für Freiflächenanlagen gilt seit 2020 eine Ausschreibungspflicht ab 1 Megawatt.
- **Solarspitzen-gesetz (EEG-Änderung 2025):** Für Neuanlagen entfällt bereits ab der ersten Viertelstunde mit negativem Börsenstrompreis der Anspruch auf Marktprämie oder Einspeisevergütung (§ 51 EEG 2025). Die bisherige 4-Stunden-Regel, nach der die Förderung erst nach vier Stunden negativer Preise aussetzt, wurde damit durch eine viertelstundengenaue Nullvergütung ersetzt.^{77,78,79} Im Gegenzug sieht § 51a EEG 2025 eine

⁷⁵ Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2023). *EEG-2023 § 40 Wasserkraft*. Abrufbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_40.html.

⁷⁶ BNetzA (2025). *Solaranlagen des zweiten Segments*. Abrufbar unter: [Bundesnetzagentur - Solaranlagen auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden](#).

⁷⁷ Die Regelung gilt nur für Neuanlagen; eine rückwirkende Anwendung auf Bestandsanlagen ist ausgeschlossen. Anlagen, die vor Inkrafttreten des Solarspitzen-gesetzes in Betrieb genommen wurden, bleiben nach der bisherigen Regelung des EEG vergütet.

⁷⁸ Für Photovoltaikanlagen bis 100 kW greift die neue Regelung erst mit der Installation eines intelligenten Messsystems; bis dahin gilt eine Leistungsbegrenzung auf 60 % der Nennleistung

⁷⁹ Nach der ursprünglichen Fassung des § 51 EEG 2023 war eine schrittweise Verkürzung der Schwelle für die Nullvergütung bei negativen Börsenstrompreisen vorgesehen – von vier Stunden in 2023 bis auf eine Stunde ab 2027.

Nachholregelung vor, nach der Zeiträume mit Nullvergütung am Ende des Förderzeitraums angehängt werden.⁸⁰

- **Biomasse-Paket 2025:** Die Ausschreibungsvolumina wurden bis 2028 von 2 GW auf 2,8 GW erhöht. Neue Regelungen fördern eine flexible und systemdienliche Fahrweise: Dazu wird die Förderung auf eine bestimmte Zahl von Betriebsstunden begrenzt und bei schwach positiven Strompreisen (≤ 2 ct/kWh) ausgesetzt für alle Anlagen, die im neuen Ausschreibungsdesign einen Zuschlag erhalten. Der Flexibilitätszuschlag⁸¹ steigt von 65 auf 100 €/kW und Jahr erhöht. Zudem wurde die Förderdauer der Anschlussförderung von 10 auf 12 Jahre verlängert.⁸²

4.3.2 Kleinanlagen

Kleinere Anlagen werden in Deutschland weiterhin über gesetzliche festgelegte FiT gefördert. Ab technologiespezifischen Schwellen greift die Direktvermarktungspflicht bzw. Ausschreibungsteilnahme (siehe Tabelle 3).^{83,84}

In Deutschland wird derzeit diskutiert, wie sich die Fördermechanismen für kleinere Anlagen künftig entwickeln sollen. Die Bundesregierung prüft, wie der bestehende Rahmen für Kleinanlagen weiterentwickelt werden kann, um deren Besonderheiten zu berücksichtigen und gleichzeitig effiziente Einsatzanreize zu schaffen.⁸⁵

4.3.3 Nachfrageseitige Massnahmen

Eine gesetzliche EE-Mindestquote in der Grundversorgung existiert in Deutschland nicht. Die EE-Förderung bleibt damit überwiegend angebotsseitig ausgerichtet.

⁸⁰ Buzer (2025). *Änderung § 51 EEG 2023 vom 25.02.2025*. Abrufbar unter: [Fassung § 51 EEG 2023 a.F. bis 25.02.2025 \(geändert durch Artikel 4 G. v. 21.02.2025 BGBl. 2025 I Nr. 51\)](#).

⁸¹ Der Flexibilitätszuschlag (§ 50a EEG) ist ein Investitionsanreiz in den Zubau von flexiblen Kraftwerkskapazitäten. Biogasanlagen müssen u.a. eine installierte Leistung von mindestens 100 kW haben und flexible Leistung bereitstellen.

⁸² Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung, und Heimat (BMEL) (2025). *Biomasse-Paket: BMEL sichert Förderung für bestehende Biogasanlagen*. Abrufbar unter: <https://www.bmleh.de/SharedDocs/Meldungen/DE/Presse/2025/250203-biomasse-paket.html>; NWB Datenbank (2025). *EEG 2023 §50a Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen*. Abrufbar unter: [EEG 2023 § 50a Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen - NWB Gesetze](#).

⁸³ BNetzA (2025). *EE-Förderung und -Fördersätze*. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html.

⁸⁴ BNetzA (2025). *Solaranlagen und andere EE-Anlagen*. Abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/Solaranlagen/start.html>.

⁸⁵ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), *Strommarktdesign der Zukunft – Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem*, August 2024, S. 35 ff. Dort wird hervorgehoben, dass kleine Anlagen auch künftig einen auf ihre spezifischen Stärken und Herausforderungen zugeschnittenen Rahmen benötigen. Das BMWK betont, dass Anforderungen, die für grosse Anlagen notwendig sind, bei Kleinanlagen schnell zu Investitionshemmnissen führen können, und dass geprüft werden soll, wie die Rahmenbedingungen in einem neuen Investitionsrahmen ausgestaltet werden sollten.

4.3.4 Indirekte Förderinstrumente

Neben den direkten Zahlungen über Einspeisevergütung und Marktprämie bestehen flankierender Instrumente, die den Ausbau erneuerbarer Energien zusätzlich unterstützen. Ein wichtiges Finanzierungsinstrument ist das KfW-Programm „Erneuerbare Energien – Standard (270)“, das Investitionen in EE-Anlagen, Speicher- und Netzinfrastruktur mit vergünstigten Krediten fördert.⁸⁶ Ergänzend stehen für private Haushalte verschiedene finanzielle Förderprogramme zur Verfügung.⁸⁷

4.4 Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften

4.4.1 Ziele und Vorgaben

Deutschland hat derzeit kein nationales quantitatives Ziel für den Eigenverbrauch oder Energiegemeinschaften. Die politischen Bemühungen in diesem Bereich konzentrieren sich hauptsächlich auf Regulierungsreformen⁸⁸ und die Schaffung günstiger Rahmenbedingungen und weniger auf explizite Einsatzziele.

4.4.2 Fördermechanismen und unterstützende Massnahmen

Seit 2020 wurden zahlreiche Erleichterungen geschaffen, die Abgaben/Steuern senken, Betrieb und Vermarktung vereinfachen sowie neue Teilhabeformen umfassen. Im Kern umfasst das:

- **Abgaben und Steuern:**

⁸⁶ KfW (2025), *Erneuerbare Energien – Standard*. Abrufbar unter: [Erneuerbare Energien – Standard \(270\) | KfW](#).

⁸⁷ Vgl. *EurObserv'ER Renewable Energy Policy Factsheet – Germany* (April 2025), S. 2. Laut dem Factsheet stellt die KfW zinsgünstige Darlehen für Unternehmen bereit, die in erneuerbare Energien investieren, und es bestehen verschiedene Förderprogramme für private Haushalte. Siehe: <https://www.eurobserv-er.org/category/all-annual-overview-barometers/>

⁸⁸ Eine Gesetzesänderung zum Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird derzeit von der Bundesregierung vorbereitet, wobei der Gesetzentwurf derzeit geprüft wird und voraussichtlich im Juni 2026 in Kraft treten soll. Nach den derzeitigen Überlegungen der Bundesregierung würde die Reform eine Rechtsgrundlage für den Energieaustausch über das öffentliche Netz schaffen und die Teilnahme auf Kraftwerksbetreiber und Verbraucher, die Eigenverbrauch betreiben, ausweiten. In der geplanten Ausgestaltung wäre der Energie-Sharing zunächst auf Transaktionen innerhalb desselben Bilanzkreises beschränkt, mit der Möglichkeit einer Ausweitung der Teilnahme auf benachbarte Bilanzkreise ab 2028.

Der vorgesehene Rahmen würde auch neue Aufgaben für Netzbetreiber und Drittveranstalter definieren, die mit der Verwaltung technischer, vertraglicher und marktbezogener Prozesse betraut würden. Darüber hinaus sieht der Entwurf den Einsatz intelligenter Messsysteme vor, um die gleichzeitige Erzeugung und den Verbrauch in 15-Minuten-Intervallen zu überprüfen und so eine genaue Abrechnung und Datentransparenz zu gewährleisten. BRIDGE Regulation Working Group, *Report on Energy Sharing*, European Commission, July 2025, p. 31 <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a341dbb1-6c24-11f0-bf4e-01aa75ed71a1/language-en>

- **Wegfall der EEG-Umlage auf Eigenverbrauch:** Seit **Januar 2023** ist Eigenverbrauch vollständig von der EEG-Umlage befreit. Die EE-Förderung seither über den Bundeshaushalt nach dem Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) finanziert wird.⁸⁹
- Seit 2023 gilt für typische PV-Komponenten und Batteriespeicher ein **Umsatzsteuersatz von null Prozent**, wenn diese auf oder in der Nähe eines Wohngebäudes installiert werden (§ 12 Abs. 3 UStG, eingeführt mit dem Jahressteuergesetz 2022).⁹⁰
- **Einkommensteuer:** Seit 2025 sind kleine PV-Anlagen bis 30 kW (auf Wohngebäuden bis 15 kW je Einheit, max. 100 kW pro Steuerpflichtigem) von der Einkommenssteuer befreit.⁹¹

■ **Betrieb und Vermarktung:**

- **Unentgeltliche Abnahme:** Seit 2024 besteht für PV-Anlagen die Möglichkeit einer unentgeltlichen Abnahme (Solarpaket I): Betreiber von Anlagen bis 200 Kilowatt – übergangsweise bis Ende 2025 auch bis 400 Kilowatt – können überschüssigen Strom an den Netzbetreiber abgeben. Der eingespeiste Strom wird dann nicht vergütet, aber auch nicht bilanziell vermarktet. Hiervon profitieren insbesondere PV-Eigenverbrauchsanlagen bei denen häufig geringe Überschüsse entstehen, die nicht wirtschaftlich direktvermarktet werden können.⁹²
- **Vereinfachung für Balkonanlagen (Steckersolar):** Vereinfachte Melde- und Netzanschlussverfahren; die zulässige Wechselrichtung wurde auf 800 W erhöht (Solarpaket I).
- **Post-EEG-Weiterbetrieb:** Ausgeförderte Altanlagen können anstatt bis Ende 2027 bis 2032 weiter einspeisen und erhalten eine Vergütung in Höhe des jeweiligen „Jahresmarktwert Solar“^{93,94}

■ **Neue Teilhabeformen:**

⁸⁹ Hinweis: Die frühere EE-Umlage entfällt gleichermaßen für Netz- und Eigenstrom.

⁹⁰ Bundesministerium der Finanzen (BMF) (2023). *FAQ „Umsatzsteuerliche Massnahmen zur Förderung des Ausbaus von Photovoltaikanlagen“*. Abrufbar unter: [Bundesfinanzministerium - FAQ „Umsatzsteuerliche Massnahmen zur Förderung des Ausbaus von Photovoltaikanlagen“](#).

⁹¹ Bundesministerium der Finanzen (BMF) (2023). *Steuerbefreiung für Photovoltaikanlagen*. Abrufbar unter: <https://ao.bundesfinanzministerium.de/esth/2024/C-Anhaenge/Anhang-27a/Anhang-27a.html>.

⁹² BMW. *Solarpaket I*. Abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/solarpaket-1.html>.

⁹³ Die Vergütung richtet sich nach dem Börsenstrompreis. Für Photovoltaik-Anlagen wird der Jahresmarktwert Solar immer Anfang des Folgejahres für das zurückliegende Jahr veröffentlicht. Für 2023 betrug der Jahresmarktwert Solar 7,2 Cent je Kilowattstunde.

⁹⁴ Verbraucherzentrale (2025). *Photovoltaik: Was tun mit der Ü20-Anlage, wenn die EEG-Förderung endet?* Abrufbar unter: <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/photovoltaik-was-tun-mit-der-ue20anlage-wenn-die-eegfoerderung-endet-50846>.

- **Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung** (§ 42b EnWG): Erlaubt seit 2024 die direkte Stromversorgung innerhalb eines Gebäudes ohne Lieferantenstatus, mit reduzierten Pflichten.⁹⁵
- **Ausnahme von Ausschreibungspflichten für Bürgerenergiegesellschaften** (§ 22 EEG 2023): Gilt für Windanlagen bis 18 MW und Solaranlagen bis 6 MW; Förderung kann direkt beim Netzbetreiber beantragt werden.⁹⁶
- **Energy Sharing (in Vorbereitung)**: Die Bundesregierung bereitet mit einer EnWG-Novelle einen rechtlichen Rahmen für Energy Sharing vor. Ein Kabinettsentwurf wurde im August 2025 beschlossen, die Regelung (als § 42c EnWG-E) befindet sich jedoch noch im parlamentarischen Verfahren und ist daher noch nicht geltendes Recht.⁹⁷

4.5 Marktintegration

Seit 2020 wurden verschiedene Massnahmen und gesetzliche Anpassungen zur Netzintegration erneuerbarer Energien eingeführt:

- **Redispatch 2.0 (Oktober 2021)**: Mit der Einführung von Redispatch 2.0 wurde ein einheitliches Verfahren zur Engpassbewirtschaftung eingeführt. Netzbetreiber können die Einspeiseleistungen aller steuerbaren Anlagen ab 100 kW bei drohenden Netzüberlastungen gezielt reduzieren und die betroffenen Betreiber anschliessend bilanzieren und wirtschaftlich ausgleichen. Kleinere Anlagen behalten ihren Einspeisevorrang nach dem EEG, sodass ihr Strom möglichst vollständig ins Netz aufgenommen wird.⁹⁸
- **EEG 2023/2025**: Mit den EEG-Novellen 2023 und 2025 wurden neue Anforderungen für eine netzdienliche Integration der erneuerbaren Anlagen eingeführt. Dazu gehören:
 - **Pflicht zur Fernsteuerbarkeit**: Neue EE-Anlagen müssen über technische Einrichtungen verfügen, mit denen Netzbetreiber bei Engpässen die Einspeisung temporär anpassen können (§ 9 EEG 2023).
 - **Smart-Meter-Pflicht** zur besseren Steuerung von Einspeisung und Verbrauch,

⁹⁵ BMW (2025). *FAQs zum Solarpaket I*. Abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/FAQ/Solarpaket/faq-solarpaket.html>.

⁹⁶ BWE (2022). *Bürgerenergiegesellschaften im EEG 2023*. Abrufbar unter: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20220920_Informationspapier_Buergerenergiegesellschaften_im_EEG_2023.pdf.

⁹⁷ Vgl. *European Commission (2025): BRIDGE Report on Energy Sharing*, S. 31–33 (Country fact sheet Germany).

⁹⁸ EnBW (2021). *Redispatch 2.0 – Was Anlagenbetreibende jetzt wissen müssen*. Abrufbar unter: <https://www.interconnector.de/energieblog/redispatch-2-0-was-anlagenbetreiber-jetzt-wissen-muessen/>.

- sowie die Verpflichtung zu einem netzdienlichen Betrieb (z.B. Bereitstellung von Blindleistung).
- **Freiwillige Umstellung auf die Negativpreisregel** (§100 Abs. 47 EEG 2023): Seit dem 25. Februar 2025 können Betreiber von Bestandsanlagen, die bislang nicht von der Kürzung des anzulegenden Wertes bei negativen Börsenstrompreisen betroffen waren, freiwillig auf die neuen Regelungen umstellen. Im Gegenzug wird ihr anzulegender Wert bzw. ihre Vergütung um 0,6 ct/kWh erhöht.⁹⁹

⁹⁹ Clearingstelle EEG KWKG (2025). *Rechtsfrage Nr. 264: Wird die Vergütung meiner Anlage wegen negativen Preisen reduziert.* Abrufbar unter: <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/haeufige-rechtsfrage/264>.

5 Frankreich

5.1 Ausgangslage und Entwicklung

In Frankreich erfolgt die Förderung von EE-Anlagen abhängig von deren Grösse über zwei zentrale Instrumente. Grössere Anlagen (in der Regel über 500 kW, je nach Technologie) werden über symmetrische CfDs gefördert, deren Zuschlagspreise in wettbewerblichen, meist technologiespezifischen Ausschreibungen ermittelt werden. Mittlere Anlagen erhalten zunehmend ebenfalls symmetrische CfDs, deren Zuschlagspreise teilweise administrativ durch die CRE festgelegt werden. Kleinanlagen erhalten weiterhin Einspeisetarife, deren Kapazitätsgrenzen in den vergangenen Jahren sukzessive gesenkt wurden, sodass immer mehr Anlagen CfD anstelle eines Einspeisetarifs erhalten. Die Kosten der Förderung werden grundsätzlich aus dem Staatshaushalt getragen; in hochpreisigen Jahren wie 2022 kommt es aufgrund der symmetrischen CfDs jedoch auch zu Rückflüssen an den Staat.

Die geltende Programmplanung ist die PPE2 (2019-2028), die 2020 per Dekret verabschiedet wurde. Unter diesem Rahmen wurde ab 2021 eine neue, von der CRE durchgeführte Ausschreibungsreihe («AO-PPE2») gestartet, die als Nachfolger der früheren CRE4-Runden über wettbewerbliche Ausschreibungen für symmetrische CfDs vor allem grössere Anlagen adressiert. Mit AO-PPE2 blieb das grundlegende Fördersystem zwar unverändert, die bislang geltende Rückzahlungsgrenze für CfDs wurde für neue Anlagen jedoch abgeschafft. Unter CRE4 mussten Produzenten, wenn die Marktpreise den Ausübungspreis überstiegen, die Differenz nur bis zur Höhe der bis dahin erhaltenen Gesamtförderung zurückzahlen. Nach Erreichen dieses Betrags waren keine weiteren Rückzahlungen mehr vorgesehen, sodass mögliche Mehrerlöse darüber hinaus beim Betreiber verblieben. Erstmals wurden neben technologiespezifischen auch technologieoffene Ausschreibungen eingeführt. Für Biogas und Biomasse gibt es im Rahmen der AO-PPE2 hingegen keine Ausschreibungen mehr; kleine Biogasanlagen konnten bis September 2025 weiterhin über Einspeisetarife gefördert werden, seither ist auch dies nicht mehr möglich.

Die neue Programmierung „PPE3“ befindet sich derzeit in der öffentlichen Schlusskonsultation, während die Ausschreibungsrunden im Rahmen der AO-PPE2 bis 2026 weiterlaufen und das Auktionsdesign damit vorerst unverändert bleibt; lediglich eine Überprüfung der Fördermechanik in Phasen mit Negativpreisen wird für die Zukunft angekündigt¹⁰⁰.

Mit der AO-PPE2 wurden zudem erstmals Ausschreibungen für grössere Anlagen eingeführt, deren Erzeugung zu mindestens 50 % selbst verbraucht wird. Die Förderung umfasst eine feste Vergütung für eigen- bzw. gemeinschaftlich verbrauchte Kilowattstunden sowie einen symmetrischen CfD für die Überschusseinspeisung. Dies kann im Rahmen des individuellen Eigenverbrauchs oder über Energiegemeinschaften erfolgen. Für letztere wurden zwischen

¹⁰⁰ Gouvernement de la République française. 2025. Stratégie française pour l'énergie et le climat – Programmation pluriannuelle de l'énergie (2025–2030, 2031–2035). Projet de PPE n°3 soumis à la consultation. Verfügbar unter: https://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/02__projet_de_ppe_3.pdf

2021 und 2023 mit den Formen CER und CEC zwei rechtliche Organisationsformen geschaffen, die die Anforderungen an solche Gemeinschaften klar definieren. Für kleinere Eigenverbrauchsanlagen besteht weiterhin die Möglichkeit, von der allgemeinen Kleinanlagenförderung über Einspeisetarife zu profitieren, wobei sowohl die Fördersätze als auch die Kapazitätsschwellen für diese Kategorie in den letzten Jahren schrittweise gesenkt wurden.

Neben der finanziellen Förderung hat Frankreich in den vergangenen Jahren weitere Massnahmen zur Beschleunigung des EE-Ausbaus ergriffen. Mit dem Loi Climat et Résilience von 2021 wurde unter bestimmten Voraussetzungen eine PV-Installationspflicht auf Dächern neuer und zu renovierender Gebäude sowie auf grossen Parkflächen eingeführt. Das Loi APER von 2023 zielt ergänzend auf eine Beschleunigung von Genehmigungsverfahren und die Ausweisung von Vorranggebieten für die Entwicklung erneuerbarer Energien ab.

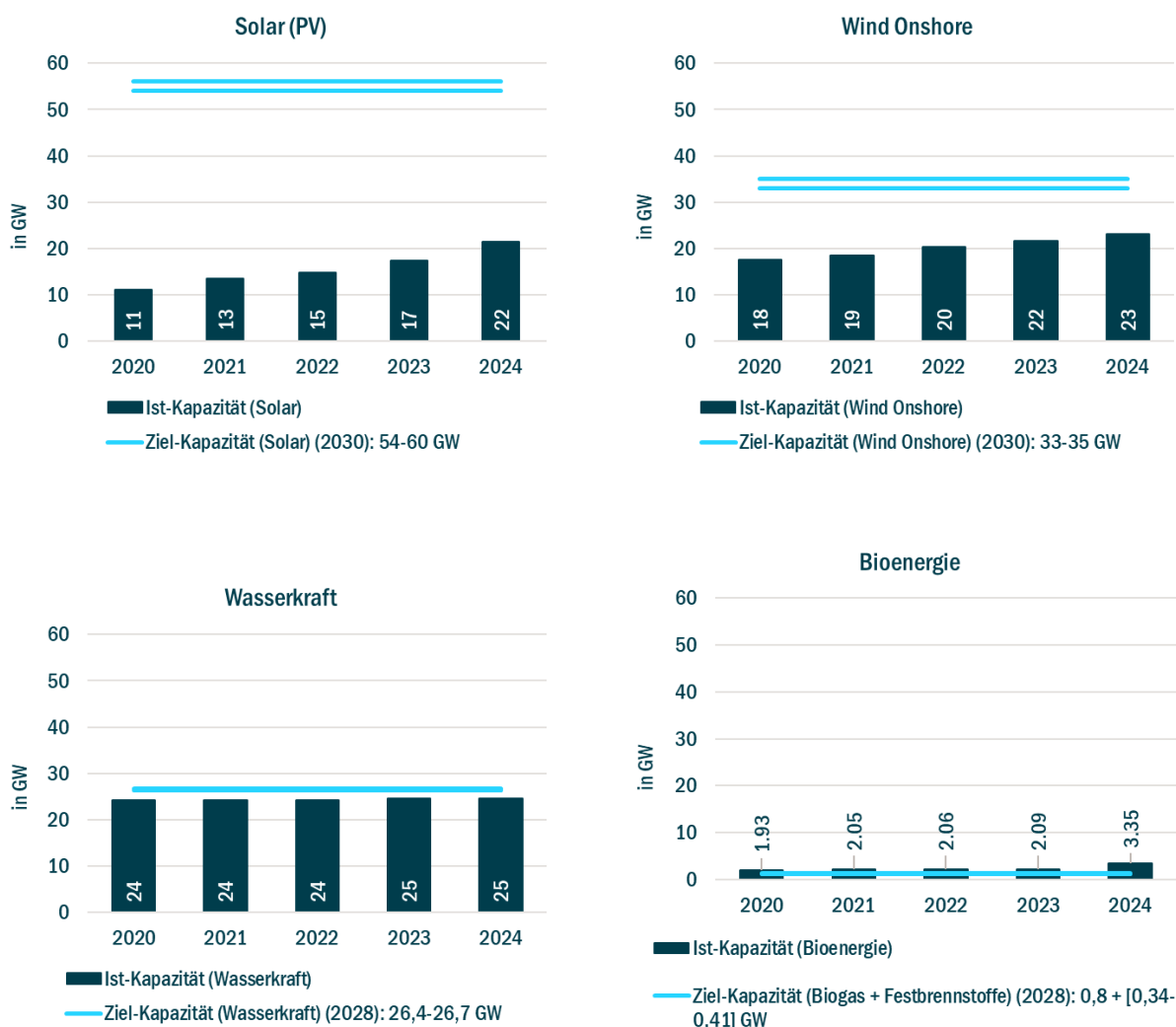
5.2 Klima- und Ausbauziele für erneuerbare Energien

Der im Juli 2024 aktualisierte französische NECP skizziert die zentralen Ausbaupfade für erneuerbare Energien bis 2030. Vorgesehen ist ein Zubau auf rund 54–60 GW Photovoltaik und 33–35 GW Wind an Land, während die Wasserkraftkapazität mit etwa 26–27 GW weitgehend konstant bleibt. Parallel gelten weiterhin die Zielkorridore der PPE 2019–2028, die Ausbauziele bis 2028 festlegen. Gegenüber diesen Vorgaben wurden die 2030-Ziele im NECP deutlich angehoben, insbesondere für die Photovoltaik, während die Zielspanne für Windenergie an Land weitgehend unverändert blieb.

Die jüngsten Daten geben einen Überblick über die Entwicklung der installierten Kapazitäten erneuerbarer Stromerzeugung. Die installierte PV-Leistung stieg von rund 11 GW im Jahr 2020 auf etwa 22 GW im Jahr 2024, während die Onshore-Windkapazität im selben Zeitraum von 18 GW auf 23 GW zunahm. Die Wasserkraft verzeichnete nur moderate Zuwächse und liegt derzeit bei rund 26 GW, während die Bioenergie auf etwa 2,4 GW anwuchs. Zwischen 2020 und 2024 stieg der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 24,2 % auf 27,8 %¹⁰¹.

¹⁰¹ RTE – Réseau de Transport d'Électricité (2025): Bilan électrique 2024 – Rapport complet, Paris, April 2025, S. 16. Verfügbar unter: <https://assets.rte-france.com/prod/public/2025-04/2025-04-09-bilan-electrique-2024-rapport-complet.pdf>

Abbildung 5 Ist- und Zielkapazitäten ausgewählter erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien im Zeitverlauf in Frankreich



Quelle: **IRENA. (2025).** IRENASTAT Online Data Query Tool – Electricity statistics by Country/area, Technology, Data Type, Grid connection and Year. Abrufbar unter: https://pxweb.irena.org/pxweb/en/IRENASTAT/IRENASTAT__Power%20Capacity%20and%20Generation/Country_ELECSTAT_2025_H2_PX.px/. | **IRENA. (2025).** Renewable Capacity Statistics 2025. Abrufbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Statistics_2025.pdf. | **Ministère de la Transition écologique et solidaire. (2020).** Synthèse de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Abrufbar unter: <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/20200422%20Synthe%CC%80se%20de%20la%20PPE.pdf>. | **Enerdata. (2023).** France targets 41% renewables in its final energy mix by 2030. Abrufbar unter: <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/france-targets-41-renewables-its-final-energy-mix-2030.html>.

Hinweis: Die Abbildung umfasst gemäss IRENA-Definition bei Wasserkraft erneuerbare und gemischte Anlagen, bei Bioenergie feste und flüssige Biobrennstoffe, Biogas sowie erneuerbare Abfälle. | Die 2030-Ziele stammen aus dem Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP), die 2018-Werte aus der Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Die Zielwerte sind politisch festgelegte Bandbreiten und werden als solche in der Abbildung dargestellt. Die in der Abbildung dargestellte Ist-Kapazität für Bioenergie umfasst auch flüssige Biobrennstoffe und erneuerbare Abfälle. Zum Vergleich: die Ist-Kapazitäten (2020-2024) betragen nur für feste Brennstoffe + Biogas 1,4 / 1,5 / 1,5 / 1,6 / 2,4.

5.3 Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung

5.3.1 Grossanlagen

Die Förderung von Grossanlagen (in der Regel über 500 kW, je nach Technologie) erfolgt in Frankreich über symmetrische CfD, deren konkrete Höhe in meist technologiespezifischen wettbewerblichen Ausschreibungen ermittelt wird. Im Rahmen eines CfD entspricht der zu zahlende oder zurückzahlende Betrag der Differenz zwischen dem im Ausschreibungs- oder Zuteilungsverfahren festgelegten Strike-Preis und dem technologiespezifischen monatlichen Marktwert, der als Referenz für die Abrechnung dient. Seit 2021 ist die Rückzahlung für neue Anlagen¹⁰² nicht mehr begrenzt, wenn der Marktwert den Zuschlagspreis übersteigt, was im Einklang mit den neuen Strommarktvorschriften der EU steht.¹⁰³ In den CRE4-Runden (2016–2020) war sie noch auf die Höhe der bislang erhaltenen Prämien beschränkt.

Im Rahmen der AO-PPE2 werden Ausschreibungen in sechs Kategorien durchgeführt, was neben verschiedenen PV-Kategorien, Onshore-Wind sowie Wasserkraft auch dezidierte Eigenverbrauchsauktionen und technologieoffene Ausschreibungen inkludiert. Dabei werden auch nicht-preisliche Kriterien wie Umweltverträglichkeit und Bürgerbeteiligung berücksichtigt. Für Biogas und Biomasse gab es seit 2020 hingegen keine Grossanlagenförderung mehr, während es zuvor jährliche Ausschreibungen für diese Technologien gab.

Seit Einführung der CRE4 im Jahr 2016 werden negative Preise bei der Berechnung der Monatsmarktwerte nicht berücksichtigt. Diese Regelung blieb auch unter PPE2 und in allen Offshore-Ausschreibungen seit 2018 bestehen¹⁰⁴. Wird innerhalb eines Jahres ein bestimmter, relativ niedriger, Toleranzwert¹⁰⁵ an Stunden mit negativen Preisen überschritten, erhalten Betreiber für jede weitere Stunde eine pauschale Entschädigung auf Basis der installierten Leistung, sofern sie in diesen Stunden nicht produziert haben. Seit Oktober 2025 gelten sowohl für neue als auch für bestehende Anlagen weitere Ausnahmen: Wenn der Preis nur leicht negativ (über $-0,10$ €/MWh) liegt oder mindestens eine Intraday-Auktion für den betreffenden Zeitraum positiv geschlossen hat, wird die Pauschale auch gezahlt, wenn die Anlage weiter eingespeist hat. Unabhängig davon wird die Zahlung im Rahmen des CfD weiterhin für Zeiträume mit negativem Marktpreis eingestellt. Zwischen Oktober 2025 und März 2026 gilt dabei

¹⁰² Ursprünglich sollte die Rückzahlungsbegrenzung auch für Bestandsanlagen abgeschafft werden, dies wurde vom Conseil constitutionnel (Entscheidung vom 24.1.2025) jedoch vorerst ausgesetzt.

¹⁰³ Europäische Kommission (2021): *Entscheidung SA.50272 (2021/N) – France – Appels d’offres pour les renouvelables 2021–2026*, 27. Juli 2021. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202146/SA_50272_509FC07C-0000-CFA6-A4E7-F412831B911A_235_1.pdf

¹⁰⁴ Für ältere Offshore-Anlagen wurde 2025 die bestehende feste Einspeisevergütung angepasst. In Stunden mit negativen Preisen wird eine Vergütung nur gezahlt, wenn die Anlage abgeregelt ist.

¹⁰⁵ Die Toleranzwerte betragen derzeit: PV 15 Stunden zwischen 8 und 20 Uhr; Wind an Land 20 beliebige Stunden; Wasserkraft 20 beliebige Stunden; Wind offshore 40 beliebige Stunden in den jüngsten Ausschreibungsrunden.

übergangsweise der Stundenwert als Durchschnitt der vier 15-Minuten-Intervalle, ab April 2026 erfolgt die Berechnung vollständig auf 15-Minuten-Basis¹⁰⁶.

5.3.2 Kleinanlagen

Kleinanlagen erhalten in Frankreich in der Regel weiterhin einen direkten Zugang zu festen Einspeisetarifen, während mittlere Anlagen (100-3000 kW je nach Technologie) zunehmend symmetrische CfDs erhalten, deren Zuschlagspreis teils administrativ durch die CRE festgelegt, teils über Ausschreibungen ermittelt wird. Im Zuge der allgemeinen europäischen Entwicklung hin zu marktnäheren Förderinstrumenten werden auch in Frankreich feste Einspeisetarife zunehmend restriktiver vergeben und die Kapazitätsschwellen entsprechend abgesenkt. Der FiT wird weiterhin auch bei negativen Strompreisen gezahlt¹⁰⁷; seit Oktober 2025 kann alternativ bei Teilnahme an Ausgleichs- und Systemdienstleistungen auch bei einer Abregelung die theoretisch produzierbare Energiemenge vergütet werden¹⁰⁶. Um eine doppelte Förderung derselben Energieerzeugung zu vermeiden, sind hierbei in der Regel nur Abwärtsgebote zulässig¹⁰⁸. Für mittlere Anlagen, die anstelle eines FiT einen CfD erhalten, gelten im Falle negativer Preise die gleichen Regeln wie für Grossanlagen¹⁰⁶.

Tabelle 4 Übersicht mit Schwellenwerten und Förderungen für Kleinanlagen

Technologie	Förderung durch fixen FiT	Förderung durch symmetrischen CfD / Ausschreibung
PV Aufdach	< 100 kW (bis 09/25: 500 kW)	100-500 kW (seit 09/25)
PV Freifläche	Geplant 2026: <200 kW	Geplant 2026: 200-1000 kW ohne Ausschreibung
Biogas	Bis 09/25: < 500 kW	
Wasserkraft	< 400 kW (ab 01/26: <200 kW)	400-1000 kW ohne Ausschreibung (ab 01/26: 200-1000 kW)
Wind an Land	/	Max 6 WKA jeweils <3 MW ohne Ausschreibung

Quelle: Frontier Economics

Neben der restriktiveren Vergabe von Einspeisetarifen sinken die bestehenden Tarife für Neuanlagen ebenfalls stetig im Zuge der regelmässigen Anpassungen durch die CRE. Für PV

¹⁰⁶ Commission de régulation de l'énergie (CRE) (2025): Délibération n°2025-186 du 16 juillet 2025 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux prix négatifs. Verfügbar unter: https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2025/250716_2025-186_Avis_arrete_prix_negatifs.pdf

¹⁰⁷ EDF OA (2025): *Les mécanismes – dispositifs de soutien à la production d'électricité renouvelable*. edf-oa.fr. Verfügbar unter: <https://www.edf-oa.fr/les-mecanismes-dispositifs-de-soutien>

¹⁰⁸ Wenn der FiT-Abnehmer (EDF OA) zuvor eine Leistungsbegrenzung angeordnet hat, sind auch Aufwärtsgebote zulässig.

Aufdachanlagen wird die Förderung zudem zunehmend auf Eigenverbrauch zugeschnitten: Für Anlagen mit Eigenverbrauch und Überschusseinspeisung werden zusätzlich zum FiT Investitionszuschüsse relativ zur Anlagengröße gewährt¹⁰⁹. Gleichzeitig wurden insbesondere für diese Anlagen die Einspeiseprämien in den letzten Jahren verringert, um einen hohen Eigenverbrauchsanteil zu incentivieren und „blinde“ Einspeisung zu verringern. Für Kleinstanlagen gibt es zusätzlich Steuer- und Abgabenvorteile¹⁰⁹, wie einen vergünstigten Mehrwertsteuersatz auf Lieferung und Montage (PV < 9 kW), von der Einkommenssteuer ausgenommene Einnahmen aus der Einspeisung (PV < 3 kW) und eine Ausnahme von Energie- und Infrastruktursteuern für Unternehmen (PV & Wasserkraft < 100 kW)¹¹⁰.

5.3.3 Nachfrageseitige Massnahmen

Obwohl Umweltaspekte, darunter Treibhausgasemissionen, im öffentlichen Vergaberecht zunehmend an Bedeutung gewinnen und ab 2026 verpflichtend bei jeder Vergabe zu berücksichtigen sind, bestehen weiterhin keine verbindlichen Quoten für den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien im öffentlichen Sektor¹¹¹. Seit 2023 können öffentliche Einrichtungen jedoch im Rahmen langfristiger PPAs direkt Strom aus erneuerbaren Quellen beschaffen, um ihren Energiebezug nachhaltiger zu gestalten¹¹².

5.3.4 Indirekte Förderinstrumente

Zur Unterstützung des Ausbaus erneuerbarer Energien nutzt Frankreich ergänzende, indirekte Finanzierungsmechanismen, die vor allem Investitionen absichern und Finanzierungsbedingungen verbessern sollen. Ein zentraler Baustein ist der staatliche Garantiefonds zur Förderung von PPAs, der 2022 eingeführt wurde. Er dient der Absicherung von Zahlungsrisiken industrieller Abnehmer und deckt im Insolvenzfall bis zu 80 % der Differenz zwischen Markt- und Vertragspreis ab. Entstehende Überschüsse werden als virtuelle Rücklage verbucht, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden. Der Fonds finanziert sich über risikobasierte Prämien der teilnehmenden Unternehmen und stärkt damit die Bankfähigkeit langfristiger Grünstromverträge.

¹⁰⁹ Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique (MINEFI) (2025): Installation de panneaux solaires : vous avez droit à des aides !, économie.gouv.fr. Verfügbar unter: <https://www.economie.gouv.fr/particuliers/faire-des-economies-denergie/installation-de-panneaux-solaires-vous-avez-droit-des>

¹¹⁰ Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique (MINEFI) (2025): BOI-TFP-IFER-30 du 29 janvier 2025 – IFER sur les installations de production d'électricité utilisant l'énergie radiative du soleil. BOFiP – Bulletin officiel des finances publiques-Impôts. Verfügbar unter: <https://bofip.impots.gouv.fr/bofip/797-PGP.html/identifiant%3DBOI-TFP-IFER-30-20250129>

¹¹¹ OECD (2024): Promoting Strategic and Green Public Procurement in France – An Ambitious Regulatory Framework for Achieving Environmental Objectives. OECD Publishing, Paris. Verfügbar unter: https://www.oecd.org/en/publications/promoting-strategic-and-green-public-procurement-in-france_70da2048-en/full-report/an-ambitious-regulatory-framework-for-achieving-environmental-objectives_c2cb8a1a.html

¹¹² Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, art. 86, JORF n° 0060 du 11 mars 2023.

Ergänzend bietet die staatliche Förderbank Bpifrance weitere Garantie- und Darlehensinstrumente an. Hervorzuheben sind die seit 2024 verfügbare „Green Garantie“¹¹³, die Banken bis zu 80 % des Risikos grüner Investitionskredite abnimmt, sowie das etablierte „Prêt Vert“-Programm¹¹⁴, das kleinen und mittleren Unternehmen zinsgünstige Kredite für Energieeffizienz- und Transformationsmassnahmen gewährt. Beide Programme zielen darauf ab, die Finanzierungskosten zu senken und die Investitionsfähigkeit im Rahmen der ökologischen Transformation zu stärken.

Darüber hinaus hat Frankreich in den vergangenen Jahren auch die rechtlichen und administrativen Rahmenbedingungen für den EE-Ausbau deutlich vereinfacht. Das Loi d'Accélération de la Production d'Énergies Renouvelables (Loi APER) von 2023 beschleunigte Genehmigungsverfahren, führte verpflichtende „zones d'accélération“ ein, in denen Projekte bevorzugt behandelt werden, und stärkte die Beteiligungsmöglichkeiten von Bürgern und Gemeinden, um die lokale Akzeptanz zu erhöhen¹¹⁵. Bereits das Loi Climat et Résilience von 2021 hatte unter bestimmten Voraussetzungen eine Pflicht zur Installation von Photovoltaik- oder Begrünerungsanlagen auf neuen und zu renovierenden Gebäuden sowie auf grossen Parkflächen eingeführt und damit zusätzliche Impulse für den Ausbau von Dach- und Parkplatz-PV gesetzt¹¹⁶.

5.4 Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften

5.4.1 Ziele und Vorgaben

Anreize für Kleinanlagen werden zunehmend auf Eigenverbrauch ausgerichtet, etwa durch die schrittweise Absenkung der Einspeisetarife für Kleinanlagen mit Überschussvermarktung. Seit 2021 sind Energiegemeinschaften (CER und CEC) sowie kollektive Eigenverbrauchsmodelle umfassend gesetzlich geregelt. Sie müssen offen und freiwillig organisiert, lokal kontrolliert und auf Gemeinwohlziele ausgerichtet sein; laut Code de l'énergie besteht ihr vorrangiges Ziel darin, „ökologische, wirtschaftliche oder soziale Vorteile für ihre Mitglieder oder die Gebiete, in denen sie tätig sind, zu erbringen, anstatt finanzielle Gewinne zu erzielen“ (Art. L291-1, L292-1). Das Décret 2023-1287 konkretisiert, dass keine einzelne Person oder kein Unternehmen die Kontrolle ausüben darf und dass die Mehrheit der Mitglieder in geografischer Nähe zu den Anlagen ansässig sein muss. Kollektive Eigenverbrauchsprojekte sind räumlich

¹¹³ Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique (2024): Tout savoir sur les garanties vertes pour financer la transition écologique des PME. Verfügbar unter: <https://www.economie.gouv.fr/entreprises/les-aides-et-financements-pour-developper-son-entreprise/tout-savoir-sur-les-garanties>

¹¹⁴ Bpifrance (2025): *Prêt Vert*. Verfügbar unter: <https://www.bpifrance.fr/catalogue-offres/pre-vert>

¹¹⁵ Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires (2023): Publication de la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables. Verfügbar unter: <https://www.ecologie.gouv.fr/actualites/publication-loi-relative-lacceleration-energies-renouvelables>

¹¹⁶ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021: Loi portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, JORF, 24 août 2021, Art. 101 / Code de la construction et de l'habitation, Art. L171-4. Verfügbar unter: https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000043963538

auf einen Radius von meist zwei Kilometern¹¹⁷ und eine Leistungsgrenze von bis zu fünf MW beschränkt, um lokale Nutzung zu sichern und Netzbelastungen zu verringern. Bisher besteht jedoch kein spezifisches Ausbauziel für die installierte Leistung aus Eigenverbrauchs- oder Gemeinschaftsanlagen (CER und CEC).

5.4.2 Fördermechanismen und unterstützende Massnahmen

Grundsätzlich können sowohl individuelle als auch kollektive Eigenverbraucher an den allgemeinen Förderprogrammen für Kleinanlagen teilnehmen und dabei Einspeisevergütungen für Überschussstrom, Investitionszuschüsse sowie steuerliche Vergünstigungen erhalten. Zudem existieren im Rahmen der AO-PPE2 eigene Ausschreibungen für grössere Anlagen, die ausschliesslich Eigenverbraucher (mind. 50 % der Erzeugung), sowohl individuell als auch gemeinschaftlich, adressieren. In diesen Ausschreibungen wird die eigenverbrauchte Strommenge, definiert als das Minimum aus erzeugter und verbrauchter Energiemenge je 15-Minuten-Abrechnungsintervall, mit dem in der Auktion ermittelten Zuschlagspreis vergütet. Überschüsse werden hingegen über einen zweiseitigen CfD auf Monatsbasis mit einem per Dekret festgelegten Referenzpreis von 50 €/MWh abgegolten¹¹⁸.

Darüber hinaus können durch Eigenverbrauch Netzentgelte und Verbrauchssteuern eingespart werden. Wenn die Einspeise- und Entnahmepunkte einer Energiegemeinschaft hinter demselben lokalen Verteil-Umspannpunkt liegen (dem sogenannten poste HTA/BT, der Mittelspannung in Niederspannung umwandelt), gelten für die gemeinsam genutzten Strommengen reduzierte TURPE-Netzentgelte¹¹⁹. Beim individuellen Eigenverbrauch hinter dem eigenen Zähler fallen keine Netzentgelte an¹²⁰. Zudem sind selbst verbrauchte Strommengen sowohl im individuellen als auch, seit 2025, im kollektiven Eigenverbrauch von den allgemeinen Stromverbrauchsabgaben befreit. Die Steuerbehörde legt den Begriff des kollektiven Eigenverbrauchs bislang jedoch deutlich enger aus als die CER-/CEC-Rahmenbedingungen und verlangt eine direkte physische Verbindung zwischen den Mitgliedern ohne Nutzung des

¹¹⁷ Seit 2023 kann der Radius in Ausnahmefällen im ländlichen Raum auf bis zu 20 Kilometer erhöht werden.

¹¹⁸ Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) (2023): Cahier des charges de l'appel d'offres PPE2 – Autoconsommation. Verfügbar unter: https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Appels_d_offres/import/CDC_AO_Autoconso_v12092023.pdf

¹¹⁹ Die im TURPE-7 vorgesehene Vergünstigung betrifft nur den kWh-abhängigen Energieanteil der Composante de soutirage für die innerhalb der Gemeinschaft geteilten kWh; je nach Zeitfenster ca. 50–67 % niedriger (z. B. HPH 6,91 → 2,55 c€/kWh). Leistungs-, Mess- und Grundkomponenten fallen weiter regulär an.

¹²⁰ Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) (2025): Délibération n°2025-78 du 13 mars 2025 portant décision relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (TURPE 7 HTA-BT), Paris, abrufbar unter: https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2025/250313_2025-78_Post-CSE_TURPE_7_HTA-BT.pdf

öffentlichen Netzes¹²¹. Diese enge Auslegung stösst aktuell auf Kritik, da dadurch de facto kaum kollektive Eigenverbrauchsprojekte von der Steuerbefreiung profitieren¹²².

5.5 Marktintegration

Frankreich hat in den vergangenen Jahren eine Reihe von Massnahmen umgesetzt, um die Netzintegration erneuerbarer Energien zu verbessern und diese stärker in die Systemverantwortung einzubinden. Anfang 2025 wurde der Bilanzierungszeitraum auf 15 Minuten verkürzt, um Prognosefehler zu verringern und Ausgleichskosten zu senken¹²³. Ab Ende 2025 müssen Betreiber mit einer installierten Leistung über 10 MW zudem aktiv am Regelenergiemarkt teilnehmen und Gebote im mFRR-Mechanismus abgeben¹²⁴. In den Ausschreibungen nach dem AO-PPE2-Rahmen werden systemfreundliche Kriterien berücksichtigt, etwa die Kombination mit Speichern, flexible Einspeisung oder Standortwahl in netztechnisch vorteilhaften Regionen.

Bislang sind Anlagen, die unter den festen Einspeisetarif FiT fallen, teilweise weiterhin von der individuellen Bilanzverantwortung ausgenommen. In diesen Fällen übernimmt der öffentliche Abnehmer EDF als Bilanzverantwortlicher die Bilanzierung des eingespeisten Stroms. Für Anlagen unter CfD besteht hingegen volle Bilanzverantwortung. Diese partielle Ausnahme wird jedoch schrittweise reduziert: Nach dem Gesetz Nr. 2025-391 vom Mai 2025 sind alle Erzeuger mit einer Leistung über 10 MW (einschliesslich erneuerbarer Energien) ab 31. Dezember 2025 zur Teilnahme am nationalen Bilanzierungsmechanismus verpflichtet¹²⁵.

¹²¹ Direction Générale des Finances Publiques (DGFIP) (2025): BOI-RES-EAT-000208 – Application du tarif nul d'accise sur l'électricité aux opérations d'autoconsommation collective. Bulletin Officiel des Finances Publiques – Impôts. Verfügbar unter: <https://bofip.impots.gouv.fr/bofip/14700-PGP.html/identifiant%3DBOI-RES-EAT-000208-20250521>

¹²² Assemblée Nationale (2025): Question écrite n° 9484 de M. Hubert Ott au ministre de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique – Application du tarif nul d'accise sur l'électricité aux opérations d'autoconsommation collective. Verfügbar unter: <https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/17/questions/QANR5L17QE9484>

¹²³ RTE (2025): *Balancing Responsible Party system – Transition to the 15-minute imbalance settlement period*. Services RTE, 7. Januar 2025. Verfügbar unter: <https://www.services-rte.com/en/news/br-party-system-transition-to-the-15-minute-imbalance-settlement.html>

¹²⁴ Arrêté du 21 avril 2025 modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière de parking, JORF n°0097 du 25 avril 2025, texte n°27, Legifrance.

¹²⁵ Réseau de Transport d'Électricité (RTE) (2024): *Balancing Report 2024*, Paris. Siehe auch RTE (2024): *The role of the balancing responsible party*. Verfügbar unter: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/the-role-of-the-distribution-sys/to-reconstitute-the-balance-resp.html>. Loi n° 2025-391 du 20 mai 2025 relative à la participation des producteurs d'électricité au mécanisme de rééquilibrage national, JORF n°0118 du 22 mai 2025; und Council of European Energy Regulators (CEER) (2024): *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe 2022-2023*, Brussels.

6 Italien

6.1 Ausgangslage und Entwicklung

Seit 2019 bilden symmetrische CfDs das zentrale Förderinstrument für grosse und mittlere EE-Anlagen in Italien. Für grosse Anlagen ab 1 MW werden die Vergütungssätze in wettbewerblichen, technologiespezifischen Auktionen ermittelt. Dieses System wurde mit dem FER-1-Dekret eingeführt und markierte den Übergang von Einspeisetarifen zu einem marktintegrierten Fördermechanismus. Seit 2024/25 wird es im Rahmen der neuen (Übergangs-) FER-X-Dekretsgeneration weiterentwickelt. Die Auktionen wurden stärker auf einzelne Technologien ausgerichtet, qualitative Resilienz Kriterien wurden eingeführt, und die Verfahren sind insgesamt einfacher geworden. Ab 2026 soll eine überarbeitete Fassung des Übergangs-FER-X bis 2028 fortgeführt werden. Ergänzend bestehen spezifische Förderpfade für innovative oder kostenintensive Technologien wie Offshore-Wind, Biogas, CSP und Agri-Photovoltaik im Rahmen des FER-2-Dekrets, teilweise kombiniert mit Investitionszuschüssen aus dem nationalen Aufbau- und Resilienzplan (PNRR).

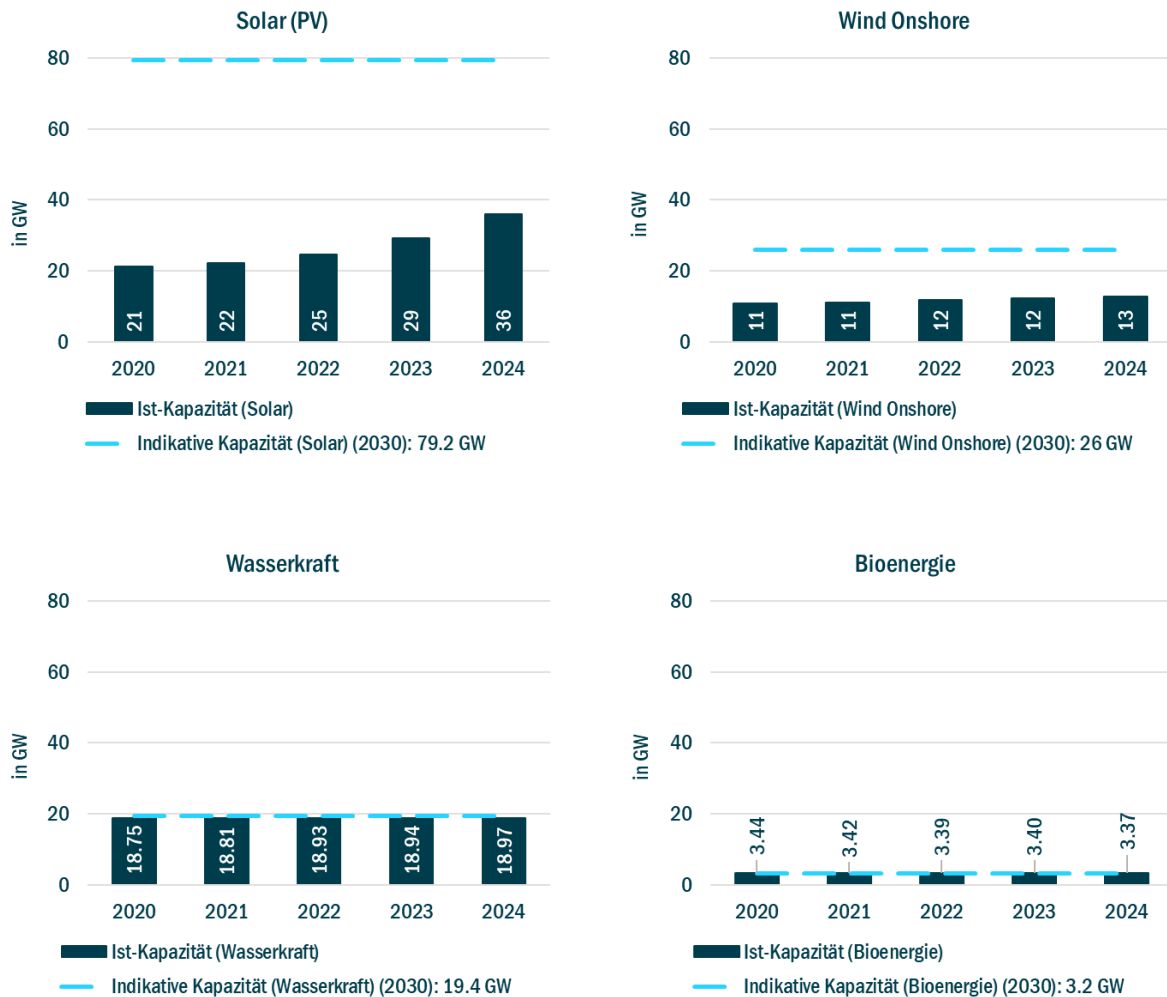
Für mittlere Anlagen unterhalb der Auktionsgrenze werden die Vergütungssätze zentral durch die Regulierungsbehörde ARERA festgelegt. Diese Anlagen profitieren ebenfalls von symmetrischen CfDs, deren Parameter regelmässig überprüft und angepasst werden.

Kleinere Anlagen unter 200 kW können alternativ über einen FiT gefördert werden, dessen Höhe ebenfalls von der ARERA bestimmt wird. Darüber hinaus besteht mit dem seit 2008 bestehenden Ritiro Dedicato (RID) ein separates, nicht kombinierbares Abnahmeprogramm. Der staatliche GSE bündelt den eingespeisten Strom, verkauft ihn am Markt und vergütet den Betreibern den jeweiligen stündlichen Zonenpreis. Für Anlagen unter 1 MW gilt dabei zusätzlich ein von der ARERA festgelegter Mindestpreis. Das italienische Fördersystem wird weiterhin im Wesentlichen über die ASOS-Umlage finanziert, die von allen Stromverbrauchern getragen wird.

Darüber hinaus passt Italien gerade die strukturellen Rahmenbedingungen der Energiewende an. Die umfassende TIDE-Reform führt eine viertelstündliche Bilanzierung und eine zonale Preisbildung auch auf der Nachfrageseite ein und stärkt damit die Marktintegration. Ergänzend wurde mit dem Programm Energy Release 2.0 erstmals ein explizit nachfrageseitiges Förderinstrument eingeführt, begleitet von neuen Modellen gemeinschaftlicher Eigenversorgung über Energiegemeinschaften. Flankierende Massnahmen wie staatlich abgesicherte Kreditgarantien, ein staatlicher PPA-Garantierahmen zur Absicherung von Zahlungsrisiken sowie vereinfachte Genehmigungs- und Planungsverfahren runden den Reformrahmen ab. Insgesamt entwickelt sich das italienische Fördersystem damit zu einem integrierten Instrumentenmix, der Angebot, Nachfrage und Marktmechanismen zunehmend miteinander verzahnt.

6.2 Klima- und Ausbauziele für erneuerbare Energien

Abbildung 6 Ist- und indikative Zielkapazitäten ausgewählter erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien im Zeitverlauf in Italien



Quelle: **IRENA. (2025).** IRENASTAT Online Data Query Tool – Electricity statistics by Country/area, Technology, Data Type, Grid connection and Year. Abrufbar unter: https://pxweb.irena.org/pxweb/en/IRENASTAT/IRENASTAT_Power%20Capacity%20and%20Generation/Country_ELECSTAT_2025_H2_PX.px/. | **IRENA. (2025).** Renewable Capacity Statistics 2025. Abrufbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Statistics_2025.pdf. | **Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE). (2023).** Clima ed energia: l’Italia ha inviato il PNIEC a Bruxelles. Abrufbar unter: <https://www.mase.gov.it/portale/-/clima-energia-l-italia-ha-inviato-il-pniec-a-bruxelles>. | **Rinnovabili. (2024).** PNIEC Italy: the 2030 targets on renewables and emissions. Abrufbar unter: <https://www.rinnovabili.net/policy-and-affairs/pniec-italy-the-2030-targets-on-renewables-and-emissions/>.

Hinweis: Die Abbildung umfasst gemäss IRENA-Definition bei Wasserkraft erneuerbare und gemischte Anlagen, bei Bioenergie feste und flüssige Biobrennstoffe, Biogas sowie erneuerbare Abfälle. | Die indikativen Ziele ergeben sich aus dem geplanten Szenario zur Erreichung des Ziels von 65% des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien bis 2030.

Italien hat seine Ausbauziele für erneuerbare Energien seit 2020 mehrfach angehoben. Der aktualisierte NECP 2023/24 sieht vor, dass bis 2030 rund 65 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen stammen sollen, gegenüber etwa 55 Prozent in der Fassung von 2019. Dies entspricht im Zielpfad einer installierten Leistung von rund 79 GW

Photovoltaik, 26 GW Wind an Land und 2 GW Offshore-Wind¹²⁶. Die Zielverschärfung steht im Einklang mit der überarbeiteten RED III und ist zugleich Teil der nationalen Langfriststrategie, die Klimaneutralität bis 2050 anstrebt¹²⁷.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung ist seit 2020 von rund 38 Prozent auf 41 Prozent im Jahr 2024 gewachsen. Den grössten Zuwachs verzeichnete die Photovoltaik, deren jährliche Neuinstallationen 2024 bei deutlich über 6 GW lagen¹²⁸.

6.3 Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung

6.3.1 Grossanlagen

Die Förderung von grösseren Anlagen (>1 MW) erfolgt in Italien seit 2019 über symmetrische CfDs, deren Zuschlagspreis in technologiespezifischen wettbewerblichen Auktionen ermittelt wird. Der Referenzvergütungspreis (strike price) wird dabei im pay-as-bid-Verfahren festgesetzt¹²⁹. Anlagenbetreiber erhalten eine Ausgleichszahlung, wenn der stündliche Day-Ahead-Marktpreis unter dem Zuschlagspreis liegt, und führen entsprechende Rückzahlungen ab, wenn er diesen übersteigt; die Stromvermarktung erfolgt dabei eigenverantwortlich am Markt. Unter dem FER-1 Dekret (Ausschreibungen 09/2019-12/2024) wurden Onshore-Wind, Photovoltaik, Wasserkraft sowie Deponie-, Klär- und Grubengase gefördert. Mehrere Technologien waren dabei in Gruppen mit eigenen Kontingenten gebündelt, etwa Onshore-Wind und PV; qualitative Zuschlagskriterien gab es nicht. Insgesamt blieb dieses Förderdesign bis Anfang 2025 weitgehend unverändert.

Mit dem Übergangs-FER-X für das Jahr 2025 wird das System erstmals seit 2019 grundlegend weiterentwickelt. Budgets und Runden sind strikt technologiespezifisch, innerhalb der PV gibt es zielgerichtete Zuschläge (zum Beispiel Floating-PV, regionale Bonierungen, Asbestsanierung). Für Grossanlagen gelten CfD-Rechte und -Pflichten nur noch auf 95 Prozent der erzeugten Energie, womit die verbleibenden 5 % dem Marktrisiko vollständig ausgesetzt sind. In Stunden mit Null- oder Negativpreisen wird nicht die tatsächlich eingespeiste Menge im Rahmen des CfDs vergütet, sondern das Minimum aus prognostisch erzeugbarer Energie und der Summe aus dem Fahrplan sowie den am Balancing- und Redispatch-Markt (MBR)

¹²⁶ Rinnovabili. (2024): PNIEC Italy: the 2030 targets on renewables and emissions. Verfügbar unter: <https://www.rinnovabili.net/policy-and-affairs/pniec-italy-the-2030-targets-on-renewables-and-emissions/>.

¹²⁷ Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energética - MASE (2024): Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) – Final Updated National Energy and Climate Plan 2021–2030, 1. Juli 2024. Verfügbar unter: https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/pniec_2024_revfin_01072024-pdf

¹²⁸ Gestore dei Servizi Energetici – GSE (2025): Rapporto Statistico – Solare Fotovoltaico 2024, Februar 2025. Verfügbar unter: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202024.pdf

¹²⁹ Die Zuschläge werden im Rahmen von Reverse Auctions vergeben, bei denen die Bieter einen prozentualen Abschlag auf einen technologiespezifischen Höchstpreis („prezzo di esercizio superiore“) anbieten; der Zuschlagspreis für jedes Projekt entspricht dem Höchstpreis, reduziert um den jeweils gebotenen Abschlag. Quelle: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (2024): Decreto 30 dicembre 2024 – Regime transitorio FER-X. https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/FERX/Normativa%20servizi/dm_30_dicembre_2024.pdf

abgegebenen Aufwärtsgeboten.¹³⁰ Ergänzend wird der durchschnittliche Handelswert der Herkunftsnachweise für etwaige positive Differenzen zwischen potenzieller und programmierter Energiemenge angerechnet. Die Europäische Kommission hat den Mechanismus ausdrücklich als TCTF-konform bewertet und keine Bedenken geäußert¹³¹.

Zudem kamen erstmals nicht-preisliche Kriterien zur Anwendung. Eine PV-Runde war ausschliesslich für Projekte ohne kritische Komponenten aus China geöffnet und griff damit den im EU NZIA geschaffenen Rahmen für Resilienz- und Nachhaltigkeitskriterien auf, deren Anwendung ab 2026 schrittweise verpflichtend wird. Italien nutzt diesen Spielraum bereits vorzeitig und verweist in den Ausschreibungsunterlagen ausdrücklich auf die einschlägigen NZIA-Bestimmungen¹³². Das bestehende Framework des Übergangs-FER-X wird voraussichtlich zu grossen Teilen im finalen FER-X, das von 2026 bis Ende 2028 laufen soll, fortgeführt, wobei die endgültige Fassung noch nicht veröffentlicht wurde.

Seit 2020 wurden zusätzlich zwei Programme aufgelegt, die das Förderregime um weitere Technologien erweitern, im Design aber denselben wettbewerblichen Mechanismen mit symmetrischen Differenzverträgen folgen wie das FER-1/X. Das FER-2-Dekret (2024) etabliert bis 2028 einen Förderpfad explizit für innovative und hochpreisige Technologien. Für Grossanlagen sind insbesondere Offshore-Wind (fest und schwimmend), Geothermie (einschliesslich „Zero-Emission“-Projekte), solarthermische Kraftwerke (CSP) sowie Floating-PV auf Binnengewässern und Meeresflächen förderfähig¹³³. Bereits 2023 führte das MASE-Dekret Nr. 436/2023 eine einmalige Ausschreibung für Agrivoltaik-Anlagen durch, die im FER-1 noch ausdrücklich ausgeschlossen waren.

Neben der laufenden Vergütung wurde hier aus dem italienischen Aufbau- und Resilienzplan (PNRR) ein Investitionszuschuss von bis zu 40 % gewährt¹³⁴. In beiden Programmen wird die Vergütung bereits ab der ersten Stunde mit null oder negativen Preisen ausgesetzt. Beide Programme wurden von der Europäischen Kommission genehmigt.

¹³⁰ Europäische Kommission (2024): Entscheidung SA.115179 (2024/N) – Italy – FER X TCTF – Transitional support for electricity production from renewable energy sources close to market parity, 17. Dezember 2024. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202451/SA_115179_72.pdf

¹³¹ Europäische Kommission (2024): Entscheidung SA.115179 (2024/N) - Rn. 80(i): Die Kommission bestätigt, dass der Mechanismus Punkt 78(i) des TCTF erfüllt und keine Beihilfe für Produktion in Perioden mit negativen Preisen gewährt wird.

¹³² Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA): Parere 305/2025/I/EFR del 3 luglio 2025 sullo schema di decreto ministeriale di modifica del DM FER X Transitorio. Verfügbar unter: <https://www.arera.it/fileadmin/ allegati/docs/25/305-2025-I-efr.pdf>

¹³³ Europäische Kommission (2024): Entscheidung SA.105880 (2024/N) – Italy – FER2 scheme for renewable electricity, 11. Juli 2024. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202424/SA_105880_91.pdf

¹³⁴ Europäische Kommission (2023): Entscheidung SA.107161 (2023/N) – Italy – RRF – Support for the promotion of agrivoltaic installations 2023–2024, 10. November 2023. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202351/SA_107161_80CE688C-0100-C9DF-B4C3-FBF1C906FE1B_54_1.pdf

6.3.2 Kleinanlagen

Für kleinere Anlagen (< 1 MW) gelten in Italien grundsätzlich dieselben Förderinstrumente wie für Grossanlagen, jedoch mit vereinfachtem Zugang und meist ohne wettbewerbliche Ausschreibungen. Zwischen 200 kW und 1 MW wird ein symmetrischer CfD gewährt, während Kleinanlagen darunter alternativ einen FiT erhalten können. In beiden Fällen legt die nationale Regulierungsbehörde ARERA die Vergütungssätze zentral fest. Im FER-1 erfolgte die Teilnahme über ein zentrales Register; bei Überzeichnung wurden die Projekte nach vordefinierten Kriterien gereiht. Der CfD galt ab 250 kW, darunter kam ausschliesslich der FiT zur Anwendung.

Mit dem Übergangs-FER-X (2025) wurde der Zugang deutlich vereinfacht. Projekte innerhalb der technologiespezifischen Volumina werden automatisch zugelassen, und die CfD-Schwelle wurde auf 200 kW gesenkt. Für Anlagen mit weniger als 200 kW bleibt die Vergütung auch in Stunden mit null oder negativen Preisen bestehen, während bei Kleinanlagen über 200 kW bis 1 MW der CfD nach gleichen Regeln wie für Grossanlagen fortgeführt wird, was eine freiwillige Teilnahme am MBR als Voraussetzung für Vergütung in diesen Stunden impliziert¹³⁵.

Das für innovative und kostenintensive Technologien entwickelte FER-2 (2024) enthält vergleichbare Kleinanlagenschienen, etwa für Biogas (≤ 300 kW), Biomasse (≤ 1 MW) oder CSP (≤ 300 kW). Eine Besonderheit ist, dass bereits ab 300 kW wettbewerblich ausgeschrieben wird, während nur kleinere Einheiten eine feste Vergütung erhalten¹³⁶. Hinzu kommt die Agri-PV-Ausschreibung 2023 des MASE mit einer eigenen Kleinanlagenschiene bis 1 MW. Projekte konnten über das Register teilnehmen und erhielten zusätzlich bis zu 40 % Investitionszuschuss. Wie beim Übergangs-FER-X gilt dabei bis 200 kW ein FiT, zwischen 200 kW und 1 MW ein zentral festgelegter CfD¹³⁷. In Zeiten nicht positiver Marktpreise wird die Vergütung in beiden Fällen grundsätzlich ausgesetzt.

Parallel zum Fördersystem existiert seit 2008 der RID, ein einfacher Abnahme- und Vermarktungsservice des staatlichen Energieunternehmens GSE. Der eingespeiste Strom wird am Markt veräussert und den Betreibern grundsätzlich zum stündlichen Zonenpreis vergütet; für berechnete Kleinanlagen (< 1 MW) gilt zusätzlich ein von ARERA festgelegter prezzo minimo garantito als jährlicher Mindestpreis für begrenzte Energiemengen¹³⁸. RID ist kein Zuschussprogramm und nicht mit den FER-Mechanismen (CfD/FiT) kombinierbar.

¹³⁵ Europäische Kommission (2024): Entscheidung SA.115179 (2024/N)

¹³⁶ Europäische Kommission (2024): Entscheidung SA.105880 (2024/N)

¹³⁷ Europäische Kommission (2023): Entscheidung SA.107161 (2023/N)

¹³⁸ Europäische Kommission – DG Energy: Feed-in tariff (Ritiro dedicato), Clean Energy for EU Islands – Country profile: Italy. Verfügbar unter: <https://clean-energy-islands.ec.europa.eu/countries/italy/legal/electricity-support/feed-tariff-ritiro-dedicato>

6.3.3 Nachfrageseitige Massnahmen

Obwohl der Schwerpunkt der EE-Förderung weiterhin auf der Angebotsseite liegt und keinerlei verbindliche Grünstromquoten existieren, wurde mit dem Programm Energy Release 2.0 ein Mechanismus zur Nachfrageförderung geschaffen. Das Programm kombiniert kurzfristige Stromlieferungen an energieintensive Unternehmen (EIUs) mit der Verpflichtung, diese Mengen anschliessend durch neue EE-Kapazitäten zu ersetzen.¹³⁹

Energieintensive Unternehmen (gemäss CSEA-Register) erhalten für 36 Monate Strom aus erneuerbaren Quellen über einen symmetrischen CfD mit dem GSE zu einem festen Preis von 65 €/MWh. Das jährliche Gesamtvolumen beträgt 24 TWh; bei Überzeichnung erfolgt eine anteilige Zuteilung pro Gebotszone und Monat.

Nach Ablauf der ersten Phase organisiert der GSE eine Ausschreibung, in der EIUs oder EE-Projektentwickler neue EE-Anlagen errichten müssen, die das Doppelte der zuvor bezogenen Strommenge erzeugen. Für die Hälfte dieser Erzeugung wird ein symmetrischer CfD mit dem GSE über 20 Jahre zu 65 €/MWh abgeschlossen; die verbleibenden 50 % bleiben marktexponiert. Falls der durch die CfD-Phase erzielte Ausgleich nicht vollständig erreicht wird, kann der Vertrag verlängert werden, bis die anfänglichen Preisvorteile vollständig kompensiert sind.

6.3.4 Indirekte Fördermassnahmen

Neben den direkten Förderinstrumenten wurden in den letzten Jahren weitere Massnahmen ergriffen, um Investitionen in EE-Anlagen zu erleichtern. Ein Schwerpunkt liegt auf der Senkung der Kapitalkosten durch staatlich gestützte Kreditgarantien, insbesondere die „SACE Garanzia Green“¹⁴⁰, im Rahmen derer bis zu 80 % des Finanzierungsvolumens durch den Staat abgesichert werden können. Dadurch verringert sich das Ausfallrisiko für Banken, was günstigere Kreditkonditionen für EE-Projekte ermöglicht. Wird eine solche Garantie mit einem CfD kombiniert, rechnet der GSE den Beihilfewert der Garantie auf den Zuschlagspreis an und senkt diesen entsprechend, um Doppel- bzw. Überförderung zu vermeiden¹⁴¹.

Parallel dazu wurden die Genehmigungs- und Planungsverfahren weiter vereinfacht. Mit dem „Aree idonee“-Dekret¹⁴² vom Sommer 2024 wurden die Kriterien für geeignete Flächen vereinheitlicht und verbindliche Fristen für deren Ausweisung eingeführt. Ergänzend wurde eine staatlich organisierte PPA-Plattform geschaffen, über die Unternehmen und öffentliche

¹³⁹ Europäische Kommission – DG Competition (2025): Comfort Letter on the Italian “Energy Release 2.0” Scheme (SA.118336), 27. Juni 2025. Verfügbar unter: <https://www.qualenergia.it/wp-content/uploads/2025/06/comfort-letter-Bruxelles-energy-release-2.0.pdf>

¹⁴⁰ CIPE (2020): Delibera n. 56/2020 – Convenzione MEF–SACE ai sensi dell’art. 64 DL 76/2020. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Serie Generale n. 281, 11. November 2020. Verfügbar unter: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/11/11/20A06150/sg>

¹⁴¹ Europäische Kommission (2024): Entscheidung SA.115179 (2024/N) - Rn. 61-65.

¹⁴² Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (2024): Decreto 21 giugno 2024 – Disciplina per l’individuazione di superfici e aree idonee per l’installazione di impianti a fonti rinnovabili. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Serie Generale n. 153, 2. Juli 2024. Verfügbar unter: https://www.gazzettaufficiale.it/atto/stampa/serie_generale/originario

Einrichtungen langfristige Stromlieferverträge mit Betreibern neuer EE-Anlagen zu marktlich bestimmten Preisen abschliessen können. Der staatliche Energiedienstleister GSE fungiert dabei als Garant letzter Instanz und sichert Ausfallrisiken ab¹⁴³.

6.4 Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften

Individuelle Eigenverbrauchsanlagen sind in Italien grundsätzlich nicht separat förderfähig. Betreiber, die Strom hinter dem eigenen Zähler verbrauchen, profitieren lediglich von den eingesparten Strombezugskosten und, bei Errichtung am Erstwohnsitz, von einer Einkommensteuerermässigung von 50 % der Investitionskosten, verteilt über zehn Jahre („Bonus Casa“). Darüber hinaus kann eine PV-Anlage im Rahmen grösserer energetischer Sanierungsmassnahmen auch in den reduzierten Superbonus-Mechanismus¹⁴⁴ einbezogen werden, dessen Fördersatz nach dem Auslaufen des früheren 110 %-Superbonus nun bei 65 % liegt und damit nur noch geringfügig über dem des Bonus Casa.

Demgegenüber werden Energiegemeinschaften (Comunità Energetiche Rinnovabili, CER) und kollektive Eigenverbrauchsgruppen ausdrücklich gefördert. Die Teilnahme setzt voraus, dass Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen innerhalb derselben primären Umspannstation (cabina primaria) liegen. Der Stromfluss bleibt physisch im öffentlichen Verteilnetz, der Austausch erfolgt virtuell. Für jede Stunde wird die „geteilte Energie“ als Minimum aus eingespeister und verbrauchter Strommenge innerhalb der Gemeinschaft ermittelt.

Auf die geteilte Energiemenge erhalten die Teilnehmenden eine zweiteilige Förderung. Erstens zahlt die staatliche GSE eine Prämie je MWh geteilter Energie über eine Laufzeit von 20 Jahren. Die Höhe richtet sich nach der Anlagengrösse und Technologie und beträgt typischerweise 100–120 €/MWh (bei Photovoltaik zuzüglich regionaler Aufschläge). Nur bei stündlichen Marktpreisen über 140 €/MWh wird die Prämie gemäss einer von der Europäischen Kommission genehmigten Formel anteilig abgesenkt (Mindestwerte: 60–80 €/MWh).

Zusätzlich können Energiegemeinschaften in Gemeinden mit weniger als 50.000 Einwohnern¹⁴⁵ im Rahmen des Nationalen Aufbau- und Resilienzplans (PNRR) einen aus der Recovery and Resilience Facility (RRF) finanzierten Investitionszuschuss von bis zu 40 % der beihilfefähigen Kosten erhalten. Wird dieser Zuschuss in Anspruch genommen, reduziert sich die Tarifprämie entsprechend; bei einem vollen Zuschuss von 40 % halbiert sie sich¹⁴⁶.

¹⁴³ Gestore dei Mercati Energetici – GME (2025): Consultation Document – Implementation of the Organized Market for Long-Term Power Purchase Agreements (PPA), 27. Juni 2025. Verfügbar unter: https://www.mercatoelettrico.org/Portals/0/Documents/en-us/20250627_DCO_BACHECA_PPA_En.pdf

¹⁴⁴ In der Vergangenheit waren Steuergutschriften über bis zu 110% der Gesamtkosten von PV-Anlagen möglich, allerdings nur in Kombination mit weiteren energetischen Sanierungen.

¹⁴⁵ Der Grenzwert für die Gemeindegrösse betrug bis Juli 2025 noch 5.000 Einwohner.

¹⁴⁶ Europäische Kommission – DG Competition (2024): Decision on the Italian Aid Scheme for Renewable Energy Communities and Self-consumption (SA.106777), 22. November 2024. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202404/SA_106777_A075318D-0000-C2F9-890A-415223E2171B_55_1.pdf

Zweitens greift das TIAD-System, das die Vergütung für innerhalb derselben Primärstation gemeinsam genutzte bzw. eigenverbrauchte Energie regelt. Der staatliche GSE zahlt dabei eine Gutschrift auf bestimmte variable Bestandteile der Netzentgelte, vor allem für die Übertragung; bei Gebäudekonfigurationen werden zusätzlich Teile der Verteilnetzgebühren und vermiedene Netzverluste berücksichtigt¹⁴⁷. Diese Gutschrift wird über das nationale Perequationskonto finanziert, einen von der Regulierungsbehörde ARERA verwalteten Ausgleichsfonds, der sich aus den Netzentgelten der Stromverbraucher speist. Die Einnahmen von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern bleiben dadurch unverändert. Überschüssige Strommengen werden regulär vermarktet, etwa über den RID.

6.5 Marktintegration

Mit der 2025 in Kraft getretenen TIDE-Reform hat Italien sein Strommarkt- und Dispatchsystem grundlegend neu geordnet, um die Integration fluktuierender EE-Erzeugung zu fördern. Zuvor wurden zwar bereits regionale Erzeugungspreise ermittelt, die Nachfrageseite zahlte jedoch einen einheitlichen landesweiten Durchschnittspreis, und die Bilanzierung erfolgte auf Stundenbasis. TIDE ersetzt dieses System durch eine viertelstündliche Bilanzierung und eine Abrechnung beider Marktseiten zu Zonenpreisen, sodass regionale Engpässe und Überschüsse auch preislich sichtbar werden¹⁴⁸. Gemeinsam mit dem erweiterten Zugang für Speicher und Aggregatoren erhöht dies die lokale Flexibilität und stärkt die Netzintegration erneuerbarer Erzeugung¹⁴⁹.

Im Zuge der verstärkten Marktintegration tragen CfD-geförderte Anlagen (FER-1/X) eigenständig Bilanzverantwortung, während Einspeiser unter festen Einspeisetarifen oder im Rahmen des Ritiro Dedicato von der GSE bilanziert werden und damit keine finanziellen Ausgleichspflichten tragen. EE-Anlagen behalten weiterhin Vorrang beim Netzanschluss und bei erforderlichen Netzausbaumassnahmen. Seit Mai 2025 können neu in Betrieb genommene Kleinanlagen jedoch nicht mehr am Net-Metering teilnehmen, um eine netz- und marktgerechtere Einspeisung zu fördern¹⁵⁰.

¹⁴⁷ ARERA (2022, konsolidiert mit 15/2024): Allegato A – Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD). Verfügbar unter: <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/22/727-22TIAD.pdf>

¹⁴⁸ Siehe CEER (2023): Statusbericht zu Förderregelungen für erneuerbare Energien in Europa für 2020 und 2021 (Ref. C22-RES-80-04) und CEER (2025): Statusbericht zu Förderregelungen für erneuerbare Energien in Europa für 2022 und 2023 (Ref. C24-RES-84-05). Die Anpassungen beim Ausgleich waren nicht speziell auf erneuerbare Energien ausgerichtet. ARERA Delibera 304/2024/R/eel (23. Juli 2024) hat den Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) überarbeitet und die Einheitspreisregelung auf alle Einheiten mit einer 15-minütigen Ungleichgewichtsabrechnung mit Wirkung zum 1. Januar 2025 ausgeweitet. Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) Delibera 304/2024/R/eel (23 luglio 2024) «Superamento del Prezzo Unico Nazionale e modifiche al Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) funzionali alla sua entrata in operatività dall'1 gennaio 2025».

¹⁴⁹ Terna (2025): The new TIDE electricity dispatching model. Lightbox Insight, 17. Januar 2025. Verfügbar unter: <https://lightbox.terna.it/en/insight/tide-electricity-dispatching>

¹⁵⁰ Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente – ARERA (2025): Delibera 78/2025/R/eel – Disposizioni per la cessazione dello "Scambio sul Posto" e il passaggio ai nuovi meccanismi di autoconsumo, 25. Februar 2025. Verfügbar unter: <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/25/78-2025-R-efr.pdf>

7 Spanien

Seit 2020 fördert Spanien die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien überwiegend über ein marktbasierendes System auf Grundlage **zweiseitiger CfDs**.¹⁵¹ Diese werden im Rahmen von technologiespezifischen und technologieoffenen Ausschreibungen¹⁵² mit einer Laufzeit von üblicherweise zwölf Jahren vergeben und richten sich primär an Grossanlagen. Ergänzend dazu bestehen **Investitionszuschüsse** für kleine Anlagen, Eigenverbrauchsprojekte und Energiegemeinschaften, die vom Institut für Energiediversifizierung und -einsparung (IDAE) verwaltet und grösstenteils über den nationalen Konjunktur- und Resilienzplan finanziert werden.

Der derzeitige Förderrahmen markiert den Abschluss einer grösseren Reform: Nach dem Auslaufen der früheren administrativ festgelegten Einspeisevergütungen in den Jahren 2013–2014 erfolgte ein schrittweiser Übergang zu einem wettbewerblichen, marktorientierten Fördersystem.¹⁵³

7.1 Klima- und Ausbauziele für erneuerbare Energien

Spanien hat im aktualisierten nationalen Energie- und Klimaplan (NECP 2023–2030) seine Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien deutlich angehoben. Bis 2030 soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung 81 % (gegenüber 74 % im NECP 2020) und am Bruttoendenergieverbrauch 48 % (gegenüber 42 % zuvor) erreichen. Der Plan legt zudem technologiespezifische Kapazitätsziele fest, darunter 76 GW Photovoltaik (davon 19 GW für Eigenverbrauch) und 62 GW Windenergie.¹⁵⁴

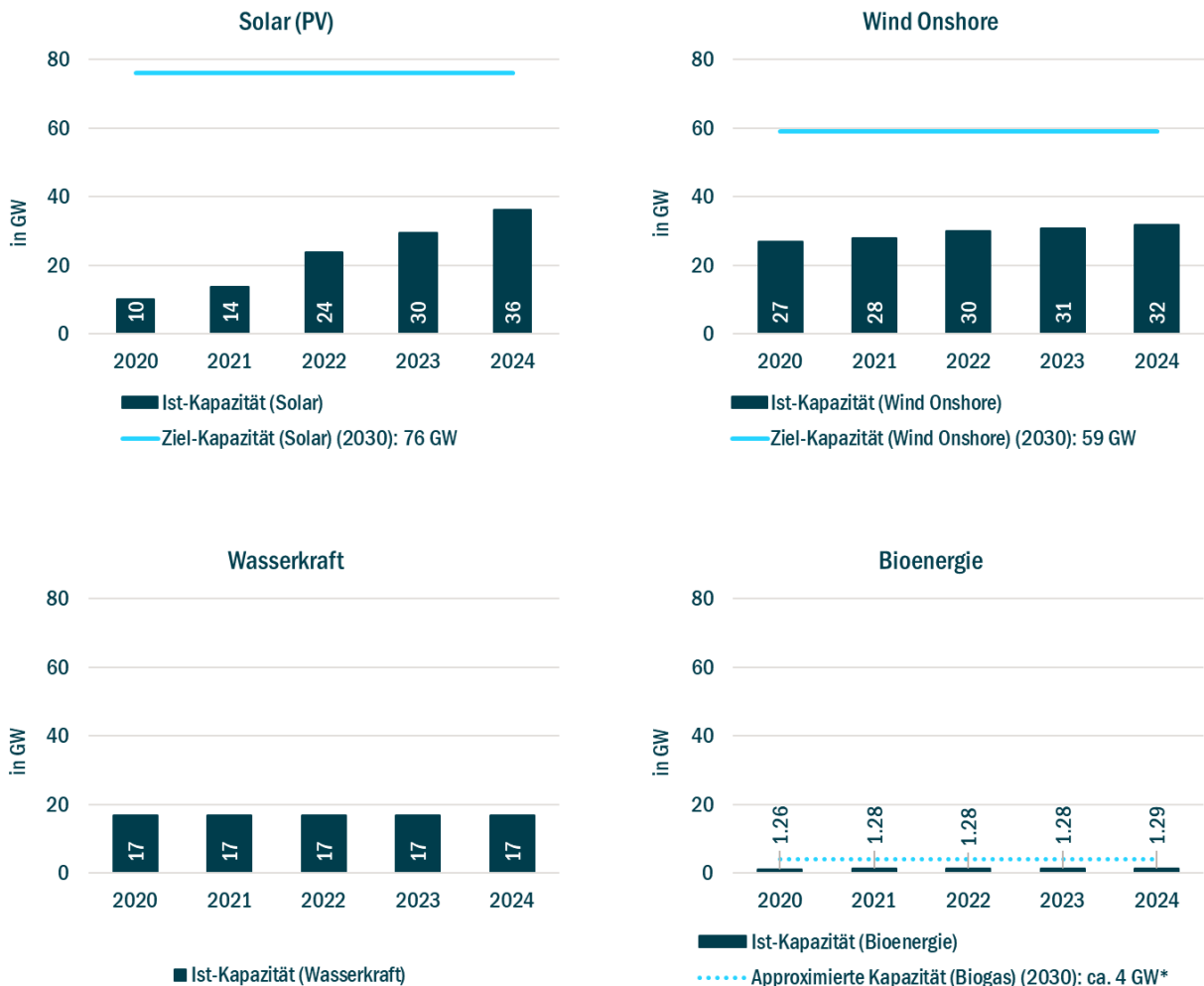
¹⁵¹ Das Ministerium für ökologischen Wandel (MITECO) legt die Auktionsvolumina fest, der Marktbetreiber (OMIE) verwaltet das Bietungsverfahren und die Nationale Kommission für Märkte und Wettbewerb (CNMC) überwacht die Einhaltung und Abrechnung im Rahmen des Vergütungssystems.

¹⁵² Artikel 3.2 des Königlichen Dekrets 969/2020 besagt: „Bei den ausgeschriebenen Ausschreibungsverfahren kann zwischen verschiedenen Erzeugungstechnologien auf der Grundlage ihrer technischen Merkmale, ihrer Grösse, ihrer Dispatchbarkeit, ihrer Standortkriterien, ihrer technologischen Reife und anderer Faktoren, die den Übergang zu einer dekarbonisierten Wirtschaft gewährleisten, unterschieden werden. Die besonderen Merkmale von Gemeinschaften für erneuerbare Energien können ebenfalls berücksichtigt werden, damit sie unter Einhaltung der EU-Vorschriften gleichberechtigt mit anderen Teilnehmern um den Zugang zum Vergütungssystem konkurrieren können. Wenn die Ausschreibungsverfahren eines der im vorstehenden Absatz genannten besonderen Merkmale enthalten, muss dies unter Berücksichtigung der Wahrscheinlichkeit suboptimaler Ergebnisse ohne eine solche Differenzierung ordnungsgemäss begründet werden.“

¹⁵³ Zwischen 1998 und 2013 stützte sich Spanien auf verschiedene Versionen der FiT und FiP, nach denen Erzeuger erneuerbarer Energien entweder einen festen Tarif pro kWh oder den Marktpreis zuzüglich eines regulierten Zuschlags erhielten. Siehe „Bewertung der Förderregelungen für erneuerbare Energien in Spanien“, verfügbar unter: https://www.funcas.es/wp-content/uploads/Migracion/Articulos/FUNCAS_SEFO/025art08.pdf

¹⁵⁴ Ministerium für ökologischen Wandel und demografische Herausforderungen (MITECO). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030*, abrufbar unter: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html> sowie Europäische Kommission. *Bewertung des Entwurfs des aktualisierten NECP Spaniens*. 2023, abrufbar unter: https://commission.europa.eu/system/files/2023-12/Factsheet_Commissions_assessment_NECP_Spain_2023.pdf

Abbildung 7 Ist- und Zielkapazitäten ausgewählter erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien im Zeitverlauf in Spanien



Quelle: IRENA. (2025). IRENASTAT Online Data Query Tool – Electricity statistics by Country/area, Technology, Data Type, Grid connection and Year. Abrufbar unter: https://pxweb.irena.org/pxweb/en/IRENASTAT/IRENASTAT__Power%20Capacity%20and%20Generation/Country_ELECSTAT_2025_H2_PX.px/. | IRENA. (2025). Renewable Capacity Statistics 2025. Abrufbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Statistics_2025.pdf. | Government of Spain. (2024). Integrated National Energy and Climate Plan (NECP) – Update 2023-2030. Abrufbar unter: https://commission.europa.eu/document/download/211d83b7-b6d9-4bb8-b084-4a3bfb4cad3e_en?filename=ES%20-%20FINAL%20UPDATED%20NECP%202021-2030%20%28English%29.pdf.

Hinweis: Die Abbildung umfasst gemäss IRENA-Definition bei Wasserkraft erneuerbare und gemischte Anlagen, bei Bioenergie feste und flüssige Biobrennstoffe, Biogas sowie erneuerbare Abfälle. | *) Abgeleitet aus dem Erzeugungsziel für 2030; keine offizielle Angabe. Basierend auf dem NECP 2021-2030-Ziel von 20 TWh für Biogas wurde unter Verwendung der durchschnittlichen Volllaststunden (berechnet aus Erzeugung und Kapazität laut IRENA) eine Ziel-Kapazität von rund 4 GW berechnet.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung ist in den vergangenen Jahren stetig gestiegen – von rund 44 %¹⁵⁵ im Jahr 2020 auf knapp 57 %¹⁵⁶ im Jahr 2024. Spanien

¹⁵⁵ Europäische Kommission, Eurostat (2025). Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen – Strom (% des Bruttostromverbrauchs), Spanien (nrg_ind_335a). Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/explore/all/all_themes

¹⁵⁶ Vorläufige Schätzung vom Januar 2025. Red Eléctrica de España (REE), Generación renovable de energía eléctrica, Informe del Sistema Eléctrico, Januar 2025. Verfügbar unter: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-renovable-de-energia-electrica>.

verzeichnete insbesondere im Bereich der Solarenergie eine der höchsten Zuwachsraten innerhalb der EU.

7.2 Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung

7.2.1 Grossanlagen

Die Förderung von Grossanlagen (ab 5 MW) erfolgt in Spanien im Rahmen des Sonderregimes für erneuerbare Energien (Régimen Especial de Energías Renovables, REER).¹⁵⁷ Kern des Systems sind zweiseitige CfDs, die im Zuge technologiespezifischer oder technologieoffener Ausschreibungen mit einer üblichen Laufzeit von zwölf Jahren¹⁵⁸ vergeben werden. Die CfDs garantieren den Anlagenbetreibern eine stabile Vergütung auf Basis eines vertraglich festgelegten Referenzpreises („Ausübungspreis“) und begrenzen zugleich das Marktrisiko.

Die erzielten Erlöse entsprechen dem in der Ausschreibung festgelegten Ausübungspreis (strike price), zuzüglich eines Anteils der Differenz zwischen dem Marktpreis und dem Ausübungspreis, sofern der Marktpreis positiv ist. Der Umfang dieser Anpassung hängt von der technologischen Flexibilität der Anlage ab: Betreiber flexibler Anlagen – etwa solcher mit Speichern oder der Möglichkeit, ihre Einspeisung zu modulieren – erhalten 25 % der Differenz zwischen Markt- und Ausübungspreis, während Betreiber nicht-flexibler Anlagen – etwa konventioneller Wind- oder PV-Anlagen – 5 % erhalten. Dadurch werden die Erlöse weitgehend stabilisiert, während zugleich Anreize bestehen bleiben, auf Marktsignale zu reagieren.

In jeder Auktionsrunde wird eine Mindest- und Höchstmenge an Energie festgelegt, die ein Projekt innerhalb eines bestimmten Zeitraums liefern muss. Dieser Bereich, der als Energieversorgungsrahmen bezeichnet wird, bestimmt, wie viel der Leistung der Anlage für eine regulierte Vergütung in Frage kommt. Die Förderung endet, sobald entweder die maximale Energiemenge geliefert wurde oder die Lieferfrist abgelaufen ist. Nichterfüllung führt zu Vertragsstrafen oder zum Verlust der Sicherheitsgarantie.

Zwischen 2021 und 2023 fanden vier Ausschreibungsrunden mit insgesamt rund 10 GW ausgeschriebener Kapazität für Photovoltaik, Wind Onshore, Biomasse und CSP statt. Die Runden 2021 waren fast vollständig gezeichnet, während die Auktionen 2022 deutlich unterzeichnet blieben, sodass insgesamt nur rund 6,5 GW bezuschlagt wurden.¹⁵⁹

¹⁵⁷ REER steht für das durch das Königliche Dekret 960/2020 eingeführte Wirtschaftssystem für erneuerbare Energien.

¹⁵⁸ Gemäss Artikel 16 des Königlichen Dekrets 960/2020 beträgt die maximale Lieferfrist zwischen 10 und 15 Jahren und kann in Ausnahmefällen auf bis zu 20 Jahre verlängert werden, wenn dies aufgrund von Technologien mit hohen Anfangsinvestitionen oder technologischen Risiken gerechtfertigt ist, und auf bis zu 30 Jahre für marine erneuerbare Technologien. In den meisten Auktionen wurde die Lieferfrist auf 12 Jahre festgelegt, mit Ausnahmen für einige Technologien wie Biomasse, für die eine Frist von 20 Jahren festgelegt wurde.

¹⁵⁹ Siehe Auktionsankündigungen [26.01.2021](#), [19.10.2021](#), [25.10.2022](#) und [22.11.2022](#) und das Resultat der vierten Ausschreibung [hier](#).

7.2.2 Kleinanlagen

Für kleinere Anlagen bestehen in Spanien vor allem Investitionszuschüsse, die auf Eigenverbrauch, Speicherlösungen hinter dem Zähler und erneuerbare Wärmeerzeugung im Wohn- und Dienstleistungssektor ausgerichtet sind.¹⁶⁰ Diese Förderungen werden durch das Institut für Energiediversifizierung und -einsparung (IDAE) verwaltet und grösstenteils über den spanischen Konjunktur- und Resilienzplan (Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia) finanziert.

Zusätzlich können Projekte mit einer installierten Leistung von unter 5 MW oder Demonstrationsanlagen von den wettbewerblichen Ausschreibungen ausgenommen werden und eine direkte CfD-Förderung erhalten.¹⁶¹ In diesen Fällen wird der Referenzpreis administrativ festgelegt und kann sich an den Ergebnissen der letzten Auktionsrunde für vergleichbare Technologien orientieren.¹⁶²

7.2.3 Nachfrageseitige Massnahmen

Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist in Spanien überwiegend angebotsseitig ausgestaltet. Es bestehen derzeit keine gesetzlichen Verpflichtungen für Stromversorger, einen Mindestanteil an Strom aus erneuerbaren Energien an Endkunden zu liefern.¹⁶³

7.2.4 Indirekte Förderinstrumente

Neben der direkten Förderung über CfDs und Investitionszuschüsse bestehen in Spanien mehrere flankierende Massnahmen, die die Finanzierung und Netzintegration erneuerbarer Projekte erleichtern.

Ein zentrales Instrument ist das öffentliche Garantiesystem für Stromabnahmeverträge (PPA) aus erneuerbaren Energien, das 2022 eingeführt wurde und von der Europäischen

¹⁶⁰ Königliches Dekret 477/2021

¹⁶¹ Königliches Dekret 960/2020

¹⁶³ Spanien betreibt jedoch ein Herkunftsnachweissystem (GdO), das erneuerbaren Strom zertifiziert und Transparenz für die Verbraucher gewährleistet. Dieses System hat sich zu einem wichtigen marktbasieren Instrument entwickelt, um die freiwillige Nachfrage nach erneuerbarem Strom zu stimulieren.

Kommission nicht als staatliche Beihilfe eingestuft wurde.¹⁶⁴ Das System wird von CESCE^{165, 166, 167} verwaltet und mindert das Ausfallrisiko für Erzeuger erneuerbarer Energien, die Verträge mit grossen industriellen (stromintensiven) Verbrauchern abschliessen, indem es bis zu 80 % der potenziellen Verluste des Verkäufers aus unbezahlten Lieferungen oder Weiterverkäufen unterhalb des vertraglich vereinbarten PPA-Preises im Falle eines Ausfalls des Käufers abdeckt.¹⁶⁸

Darüber hinaus sieht der spanische Rechtsrahmen vereinfachte Netzzugangsverfahren für Projekte im Bereich erneuerbarer Energien vor. Die Regierung kann neben der üblichen „First-come-first-served“-Regelung auch Ausschreibungen durchführen, um die Netzzugangskapazitäten an bestimmten Übertragungsknotenpunkten zuzuweisen.¹⁶⁹ Der Marktbetreiber (OMIE) kann diese Kapazitäten ganz oder teilweise ausschliesslich für Eigenverbrauchsanlagen reservieren. Eine befristete Massnahme aus dem Jahr 2023 erlaubt es, 10 % der verfügbaren Kapazitäten pro Knotenpunkt ausserhalb des Auktionsverfahrens direkt nach dem Prinzip „First-come-first-served“ an Eigenverbrauchsprojekte zu vergeben.¹⁷⁰

7.3 Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften

7.3.1 Ziele und Vorgaben

Spanien hat in seinem aktualisierten nationalen Energie- und Klimaplan (NECP 2023–2030) den Ausbau des Eigenverbrauchs deutlich gestärkt. Das frühere Ziel von 9 bis 14 GW Eigenverbrauchskapazität bis 2030 wurde auf 19 GW angehoben, was etwa 11 % des nationalen Strombedarfs entspricht.¹⁷¹

¹⁶⁴ Europäische Kommission. (2021). *C(2021) 12 final, Staatliche Beihilfe SA.54558 (2020/N) – Spanien: Ausgleich für EIUs und damit verbundenes staatliches Garantiesystem*, https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/1/202119/284613_2272527_183_2.pdf.

¹⁶⁵ CESCE, die spanische Exportkreditversicherungsgesellschaft, verwaltet das System im Auftrag des Staates gemäss dem Gesetz über stromintensive Verbraucher. Sie bewertet die Bonität des Käufers und die PPA-Bedingungen vor der Erteilung der Deckung, wobei die risikobasierten Prämien teilweise vom Staat subventioniert werden.

¹⁶⁶ Königlicher Dekret 1106/2020 vom 15. Dezember zur Regelung des Statuts für stromintensive Verbraucher.

¹⁶⁷ Königliches Dekret 24/2020 vom 26. Juni über soziale Massnahmen zur Wiederbelebung der Beschäftigung, zum Schutz der Selbstständigkeit und zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit des Industriesektors.

¹⁶⁸ Garantie für Energieverkäufer – Stromintensive Verbraucher, siehe: <https://www.cesce.es/es/w/coberturas-electrointensivos/garantias-vendedores-energia>

¹⁶⁹ Königliches Dekret 1183/2020. Die Gewinner erhalten Zugangskapazitäten für den Anschluss von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (mit der Option, zusätzliche Speicher anzuschliessen) oder eigenständige Speicher. Jede Ausschreibung muss ihre Bewertungskriterien festlegen, die in der Regel den Zeitpunkt und die Lieferfähigkeit der Netzeinspeisung, den technischen Beitrag zum Systemwert und die sichere Integration erneuerbarer Energien sowie gegebenenfalls Innovationstranchen berücksichtigen, die auch ökologische und sozioökonomische Faktoren umfassen können.

¹⁷⁰ Königliches Dekret 8/2023 vom 27. Dezember zur Verabschiedung von Massnahmen zur Bewältigung der wirtschaftlichen und sozialen Folgen der Konflikte in der Ukraine und im Nahen Osten sowie zur Milderung der Auswirkungen der Dürre.

¹⁷¹ Nationaler integrierter Energie- und Klimaplan (NECP) 2023-2030 <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html> Seite 23.

Energiegemeinschaften gelten im NECP als strategische Priorität zur Förderung lokaler Energieerzeugung und zur Verbesserung der Netzstabilität. Konkrete mengenmässige Ausbauziele wurden bislang jedoch nicht festgelegt.¹⁷²

7.3.2 Fördermechanismen und unterstützende Massnahmen

Die Förderung des Eigenverbrauchs und von Energiegemeinschaften erfolgt in Spanien vor allem über Investitionszuschüsse und begleitende Unterstützungsprogramme, die vom Institut für Energiediversifizierung und -einsparung (IDAE) verwaltet und überwiegend über den nationalen Konjunktur- und Resilienzplan finanziert werden.

Der wichtigste Fördermechanismus für Energiegemeinschaften ist das Programm CE-Implementa Comunidades Energéticas, welches drei Teilprogramme umfasst¹⁷³:

- CE-Learn, das Öffentlichkeitsarbeit, Schulungen und die Einbindung lokaler Interessengruppen finanziert,
- CE-Plan, das technische, rechtliche und finanzielle Beratungsleistungen unterstützt, sowie
- CE-Implement, das Investitionszuschüsse zwischen 30 % und 80 % der Projektkosten (bis zu 60 % für Stromerzeugung) gewährt, wobei bis zu 80 % der Mittel vorab ausgezahlt werden können.

Ergänzend existieren weitere Programme, darunter das Programm zur Förderung innovativer Projekte für erneuerbare Energien und Speicher, das Pilot- und Demonstrationsvorhaben kofinanziert und auf die Entwicklung neuer Technologien und Geschäftsmodelle abzielt.¹⁷⁴ Zudem hat die Regierung das Programm „Oficinas de Transformación Comunitaria“ (CE-Offices) eingeführt. Das Programm unterstützt Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen und öffentliche Einrichtungen durch Informations-, Schulungs- und Beratungsangebote beim Aufbau und Betrieb von Energiegemeinschaftsprojekten.¹⁷⁵

Der rechtliche Rahmen für kollektiven Eigenverbrauch wurde mit dem Königlichen Dekret 244/2019 geschaffen. Er ermöglicht verschiedene Formen des gemeinschaftlichen Eigenverbrauchs, einschliesslich gemeinsamer Anlagen, bei denen mehrere Verbraucher über das öffentliche Netz an einer Erzeugungsanlage beteiligt sind. Strom, der im Rahmen kollektiver Modelle genutzt wird, ist auf der Niederspannungsebene von Netzentgelten und bestimmten Abgaben befreit, was die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte deutlich verbessert.¹⁷⁶ Spanien

¹⁷² Ebenda. Seite 24

¹⁷³ Siehe dazu: Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (<https://planderecuperacion.gob.es/noticias/conoce-proyectos-impulso-comunidades-energeticas-financiados-plan-recuperacion-perte-erha-prtr>).

¹⁷⁴ Vgl. *European Commission (2025): BRIDGE Report on Energy Sharing*, S. 47–50 (Länderdatenblatt Spanien).

¹⁷⁵ Bis heute wurden 77 Büros mit 20 Millionen Euro an öffentlichen und privaten Investitionen finanziert. Siehe: CE-Oficinas-Programma zur Förderung der Schaffung von Energiegemeinschaften. <https://planderecuperacion.gob.es/noticias/conoce-programa-CE-Oficinas-para-impulsar-creacion-comunidades-energeticas-perte-erha-prtr>

¹⁷⁶ Vgl. *European Commission (2025): BRIDGE Report on Energy Sharing*, S. 47–50 (Länderdatenblatt Spanien).

verfügt ausserdem über gezielte Förderinstrumente für Energiegemeinschaften, darunter das „EC-Implementa“-Programm, das die Planung und Umsetzung gemeinschaftlicher Projekte im Bereich erneuerbare Energien finanziell unterstützt, sowie das „Programm zur Förderung innovativer Projekte für erneuerbare Energien und Speicher“. Diese Programme bieten Zuschüsse für gemeinschaftlich genutzte Anlagen, Speicherlösungen und Beratungsleistungen.

Die Regierung prüft derzeit Möglichkeiten, die Unterstützung für den kollektiven Eigenverbrauch auszuweiten, darunter die Überarbeitung der zulässigen Entfernung zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsstellen, die derzeit für Dach- und Industrieanlagen bis zu 2.000 Meter betragen kann.¹⁷⁷

7.4 Marktintegration

Projekte, die im Rahmen des REER oder der CfD-Ausschreibungen gefördert werden, nehmen regulär am Grosshandelsmarkt teil und unterliegen denselben Bilanzierungsverpflichtungen wie andere Marktakteure.¹⁷⁸

¹⁷⁷ Die zulässige Entfernung ist dabei nicht unabhängig von der Netzebene zu verstehen: Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen müssen innerhalb derselben Netzebene bzw. an denselben Verknüpfungspunkt angeschlossen sein. Die 2.000-Meter-Grenze stellt somit eine zusätzliche räumliche Begrenzung dar, ersetzt jedoch nicht die Voraussetzung einer netztechnischen Verbindung über denselben Transformationsbereich.

¹⁷⁸ Königlicher Erlass 960/2020 vom 3. November zur Regelung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.

8 Niederlande

In den Niederlanden werden nahezu alle Formen erneuerbarer Energie, mit Ausnahme der Offshore-Windenergie¹⁷⁹, über das SDE-System (*Stimulerend Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie*; deutsch: Förderung der nachhaltigen Energieerzeugung und des Klimatransitionsprozesses) unterstützt. Es handelt sich um das zentrale nationale Förderinstrument zur Förderung sauberer Energietechnologien über verschiedene Sektoren hinweg. Das System wurde 2008 als SDE eingeführt, 2011 zur SDE+ ausgeweitet und 2020 in seiner aktuellen Form SDE++ fortgeführt.¹⁸⁰

Mit der Einführung der SDE++ wurde der Fokus der reinen Förderung erneuerbarer Energieerzeugung auf ein breites Spektrum an CO₂-Minderungsmaßnahmen erweitert, darunter Wasserstoffproduktion, CCS sowie industrielle Elektrifizierung. Die Förderung erfolgt im Rahmen wettbewerblicher Ausschreibungsrunden als gleitende Marktprämie, wobei die Zuschusshöhe technologieübergreifend auf Basis der Kosten pro vermiedener Tonne CO₂ festgelegt wird statt, wie zuvor, nach den Kosten pro erzeugter Megawattstunde. Förderfähig sind dabei fünf Anwendungsbereiche: erneuerbarer Strom, erneuerbare Wärme, erneuerbares Gas, niedrigemissionsbasierte Wärme sowie niedrigemissionsbasierte Produktion.

Während die SDE++ sektorenübergreifend verschiedene CO₂-Minderungsmaßnahmen fördert, richtet sie sich im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung vor allem an netzgebundene Anlagen. Die dezentrale Stromerzeugung wird ergänzend über separate Programme gefördert, insbesondere über die SCE-Regelung (*Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwek*, deutsch: Förderregelung für gemeinschaftliche Energieerzeugung), die seit 2021¹⁸¹ kleine bis mittlere gemeinschaftliche Anlagen adressiert.

Darüber hinaus wurde nach 2020 eine weitere wichtige Änderung beschlossen: die schrittweise Abschaffung des Net-Metering-Systems (*Salderingsregeling*), das bislang Haushalten mit kleinen PV-Anlagen erlaubte, eingespeisten und bezogenen Strom über das Jahr hinweg zu verrechnen. Diese Regelung soll ab 2027 auslaufen.¹⁸²

8.1 Klima- und Ausbauziele für erneuerbare Energien

Das Klimaatwet (Klimagesetz, 2019) legt die übergeordneten Klimaziele der Niederlande fest: Klimaneutralität bis 2050, eine Emissionsminderung um 55 % bis 2030 (gegenüber 1990) sowie einen CO₂-freien Stromsektor bis 2050. Ursprünglich war im 2019 verabschiedeten

¹⁷⁹ Die Offshore-Windenergie wird im separaten *Development Framework for Offshore Wind Energy* (DFOWE) geregelt, siehe: RVO (2025). *Development Framework for Offshore Wind Energy*. Version 4 February 2025. Abrufbar unter: <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2025-02/Development-Framework-Offshore-Energy-v3-February-2025.pdf>.

¹⁸⁰ RVO. (2025). *SDE++: Features*. Abrufbar unter: <https://english.rvo.nl/subsidies-financing/sde/features>.

¹⁸¹ Regierung des Königreichs der Niederlande (2025), *Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE)*, Gesetzesverordnung Nr. BWBR0044882; verfügbar unter: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0044882/>

¹⁸² RVO (2025). *Netting scheme for solar panels ends per 2027*. Abrufbar unter: <https://business.gov.nl/amendment/netting-scheme-solar-panels-ends/>.

Gesetz eine Emissionsminderung um 49 % bis 2030 vorgesehen; diese Zielgrösse wurde durch die Novelle des Gesetzes im Jahr 2023 angepasst.^{183,184} Darüber hinaus verfolgt die niederländische Regierung auf Grundlage der Aktualisierung des Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) 2024 das Ziel, einen CO₂-freien Stromsektor bereits bis 2035 zu erreichen.¹⁸⁵

Die Ausbauziele für erneuerbare Energien der Stromerzeugung ergeben sich aus dem Klimaatakkord (2019).¹⁸⁶ Für die Stromerzeugung an Land, insbesondere aus Windenergie und Solarenergie, war ursprünglich eine Zielgrösse von rund 35 TWh bis 2030 vorgesehen (insgesamt rund 84 TWh an Land und Offshore). Diese Zielgrösse entspricht dem sogenannten «49 %-Basispaket», das mit einer gesamtwirtschaftlichen Emissionsminderung von 49 % bis 2030 vereinbar war. Mit der Anpassung des Klimaatwet am 22. Juli 2023 wurde das nationale Klimaziel auf eine Emissionsminderung von 55 % bis 2030 erhöht; entsprechend sieht das ambitioniertere «55 %-Paket» eine gesamte erneuerbare Stromerzeugung von etwa 120 TWh bis 2030 vor. Das Klimaatakkord enthält für dieses Paket, anders als für das Basisszenario, keine Aufschlüsselung nach Onshore- und Offshore-Technologien.

Abbildung 8 zeigt die *Ist-Kapazitäten ausgewählter erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien* im Zeitverlauf in den Niederlanden. Für die einzelnen Technologien bestehen keine separaten Kapazitätsziele; stattdessen werden kombinierte Zielwerte für die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen an Land definiert, die in Abbildung 8 dargestellt sind.

¹⁸³ Government of the Netherlands. (2019, zuletzt geändert am 22. Juli 2023). *Klimaatwet (Klimagesetz)*. *Wettenbank – Offizielle Gesetzessammlung der Niederlande*. Abrufbar unter: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0042394/2023-07-22/0>.

¹⁸⁴ Aktuelle Projektionen des Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) zufolge wird mit der derzeitigen Politik bis 2030 lediglich eine Emissionsminderung von 45 – 53 % gegenüber 1990 erreicht. Nach Einschätzungen des PBL ist es daher äusserst unwahrscheinlich, dass die Niederlande das nationale Klimaziel einer 55 %igen Emissionsreduktion bis 2030 erreichen werden.

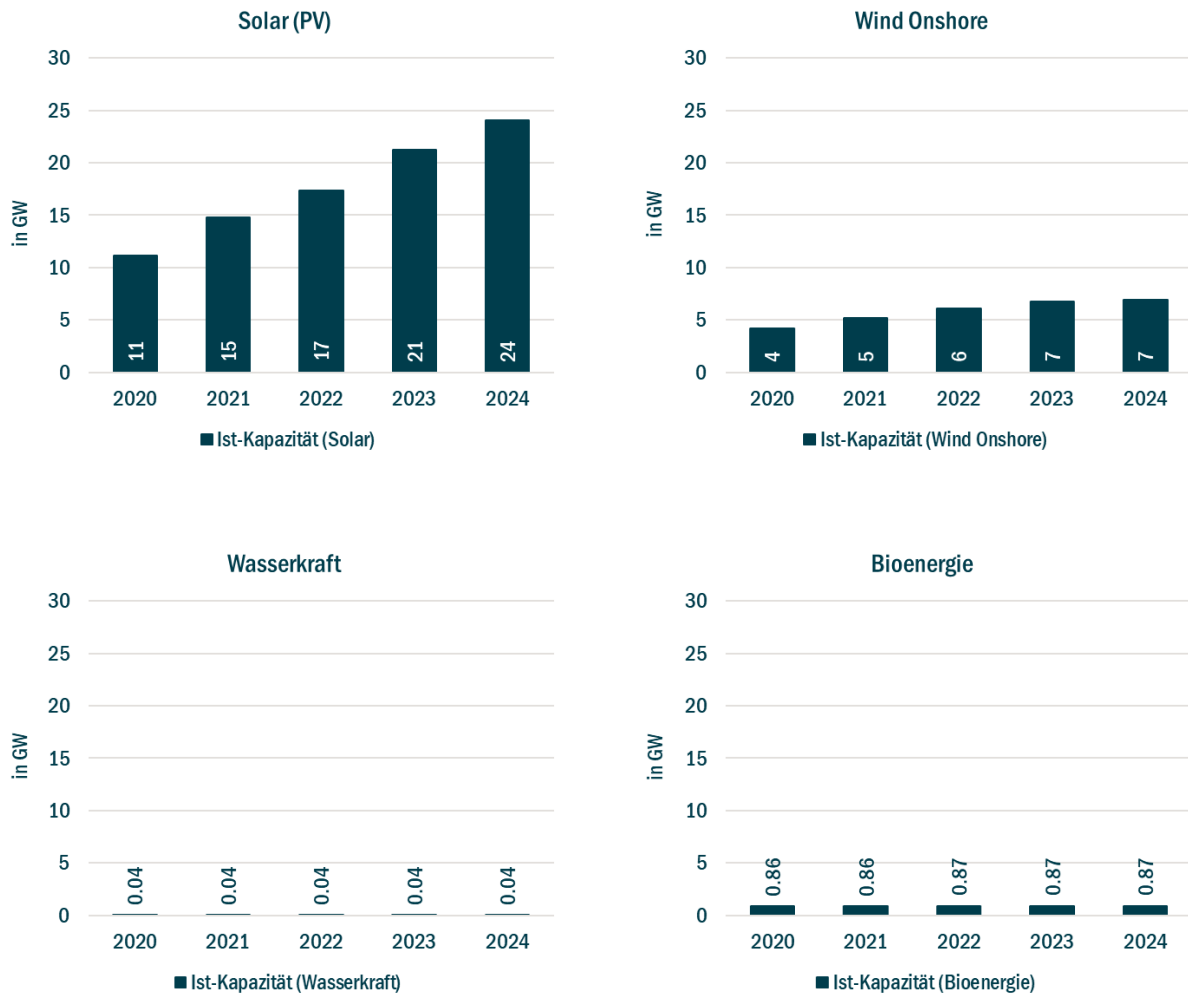
Siehe: PBL. (2025). *Reaching the 2030 climate goal is extremely unlikely; additional and structural policy is needed. Climate and Energy Outlook*. Abrufbar unter: <https://www.pbl.nl/en/latest/news/reaching-the-2030-climate-goal-is-extremely-unlikely-additional-and-structural-policy-is-needed>.

¹⁸⁵ Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2024). *Update van het Integraal Nationaal Plan Energie en Klimaat 2021-2030*. Abrufbar unter: <https://open.overheid.nl/documenten/8332d0cf-64cb-4ff3-8b07-73fd887503d7/file>; S. 14.

Siehe: PBL. (2025). *Reaching the 2030 climate goal is extremely unlikely; additional and structural policy is needed. Climate and Energy Outlook*. Abrufbar unter: <https://www.pbl.nl/en/latest/news/reaching-the-2030-climate-goal-is-extremely-unlikely-additional-and-structural-policy-is-needed>.

¹⁸⁶ Government of the Netherlands. (2019). *National Climate Agreement – The Netherlands*. Den Haag, 28 June 2019. Abrufbar unter: <https://www.klimaatakkord.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/national-climate-agreement-the-netherlands>; S. 165 f.

Abbildung 8 Ist-Kapazitäten ausgewählter erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien im Zeitverlauf in den Niederlanden



Quelle: **IRENA. (2025).** IRENASTAT Online Data Query Tool – Electricity statistics by Country/area, Technology, Data Type, Grid connection and Year. Abrufbar unter: https://pxweb.irena.org/pxweb/en/IRENASTAT/IRENASTAT__Power%20Capacity%20and%20Generation/Country_ELECSTAT_2025_H2_PX.px/. & **IRENA. (2025).** Renewable Capacity Statistics 2025. Abrufbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Statistics_2025.pdf.

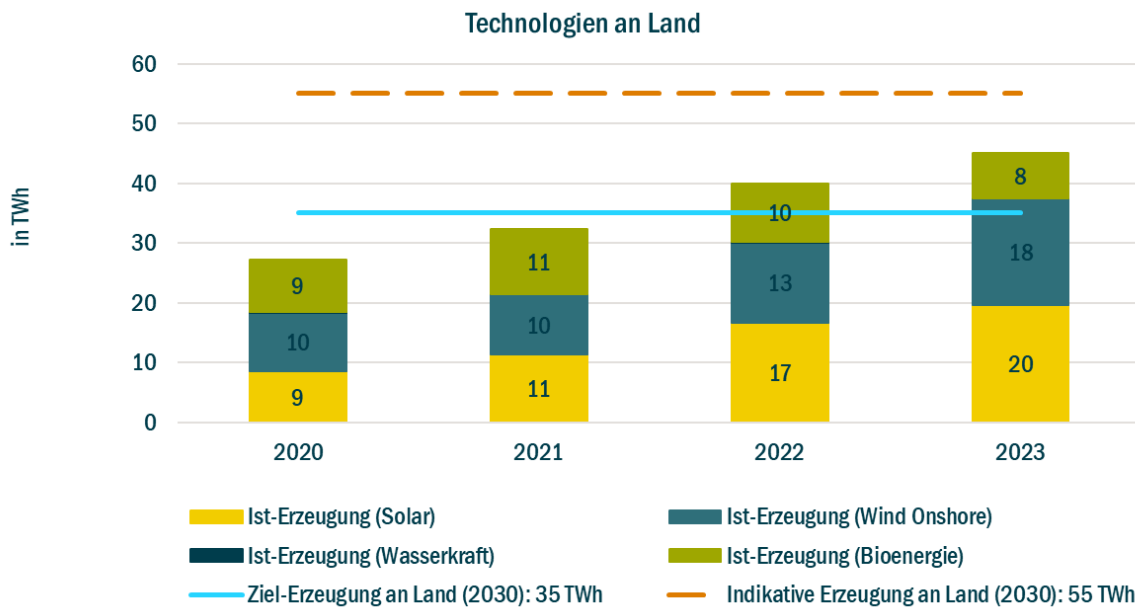
Hinweis: Die Abbildung umfasst gemäss IRENA-Definition bei Wasserkraft erneuerbare und gemischte Anlagen, bei Bioenergie feste und flüssige Biobrennstoffe, Biogas sowie erneuerbare Abfälle. Für die hier dargestellten erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien bestehen keine einzelnen Kapazitätsziele. Stattdessen gibt es kombinierte Zielwerte für die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen an Land, die in Abbildung 9 dargestellt sind. Die Ziele für Wind Offshore wurden nicht dargestellt, da im Schweizer Kontext nicht relevant.

Da die Ziele im Klimaattakoord in Erzeugungsrößen (TWh) angegeben werden, bezieht sich Abbildung 9 auf die *Ist- und Ziel-Erzeugung ausgewählter erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien an Land* im Zeitverlauf. Ergänzend zu der im Klimaattakoord festgelegten Zielgrösse von 35 TWh (im «Basispaket») hat das RES (*Nationaal Programma Regionale Energiestrategieën*, deutsch: Nationales Programm für Regionale Energiestrategien), regionale Ambitionen formuliert, die gemeinsam auf 55 TWh bis 2030 hinauslaufen. Die 55 TWh bilden das aggregierte Ambitionsniveau der 30 Energiewende-Regionen für 2030. Sie

übersteigen den im Klimaattakoord formal vereinbarten Zielwert von 35 TWh nicht als verbindliche Vorgabe, sondern als freiwillige «Überbietung» durch die Regionen selbst.¹⁸⁷

Der Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung hat sich zwischen 2020 und 2024 nahezu verdoppelt, von 26 % auf 51 %.¹⁸⁸

Abbildung 9 Ist- und Ziel-Erzeugung ausgewählter erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien im Zeitverlauf in den Niederlanden



Quelle: IRENA. (2025). IRENASTAT Online Data Query Tool – Electricity statistics by Country/area, Technology, Data Type, Grid connection and Year. Abrufbar unter: https://pxweb.irena.org/pxweb/en/IRENASTAT/IRENASTAT__Power%20Capacity%20and%20Generation/Country_ELECSTAT_2025_H2_PX.px/. | Government of the Netherlands. (2019). National Climate Agreement – The Netherlands. Den Haag, 28 June 2019. Abrufbar unter: <https://www.klimaattakoord.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/national-climate-agreement-the-netherlands>. | Nationaal Programma RES (2025), Doel van de RES – Het opwekken van 35 TWh grootschalige duurzame elektriciteit op land in 2030; gezamenlijk bod 55 TWh, verfügbare Informationen auf: <https://www.regionale-energiestrategie.nl/werkwijze/doel%2Bvan%2Bde%2Bres/default.aspx>

Hinweis: Die Abbildung umfasst gemäss IRENA-Definition bei Wasserkraft renewable hydropower und mixed hydro plants, bei Bioenergie solid biofuels, renewable municipal waste, liquid biofuels and biogas. | Die Ziel-Erzeugung aus erneuerbarer Stromerzeugung basiert auf dem niederländischen Klimaattakoord und bezieht sich auf das 49 %-«Basispaket», das bis 2030 eine entsprechende Reduktion der CO₂-Emissionen erreichen soll. Die Angabe «> 15 kW» umfasst dabei Grossanlagen (z. B. grössere Wind- und PV-Anlagen an Land). Im Chart ist die gesamte erneuerbare Stromerzeugung dargestellt (d. h. nicht nur Grossanlagen) (Quelle: IRENA). Zusätzlich hat das Nationaal Programma RES demokratisch festgelegte regionale Ambitionen definiert, die sich gemeinsam auf 55 TWh bis 2030 summieren.

¹⁸⁷ Nationaal Programma RES (2025), Doel van de RES – Het opwekken van 35 TWh grootschalige duurzame elektriciteit op land in 2030; gezamenlijk bod 55 TWh, verfügbare Informationen auf: <https://www.regionale-energiestrategie.nl/werkwijze/doel%2Bvan%2Bde%2Bres/default.aspx>. In diesem Dokument wird erklärt, dass die 30 Regionen in ihren RES-Plänen zusammen ein ambitioniertes Gebot von 55 TWh für 2030 abgegeben haben, während der Bund gemäss dem Klimaattakoord ein Mindestziel von 35 TWh verbindlich festgelegt hat.

¹⁸⁸ Statistics Netherlands (CBS) (2025), Half of electricity is produced from renewable sources, verfügbar unter: <https://www.cbs.nl/en-gb/news/2025/11/half-of-electricity-is-produced-from-renewable-sources>.

8.2 Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung

8.2.1 Mittlere Anlagen und Grossanlagen

Die Förderung von mittleren und grösseren erneuerbaren Anlagen erfolgt in den Niederlanden im Rahmen der SDE++. Das System steht grundsätzlich auch für kleinere Anlagen offen, deren technologiespezifische Mindestleistung bei rund 15 kW liegt, und überschneidet sich damit teilweise mit der SCE-Regelung. Es richtet sich jedoch an professionelle Projektentwickler und Unternehmen und erfolgt im Rahmen wettbewerblicher Ausschreibungsrunden.

Innerhalb der erneuerbaren Stromerzeugung sind die Technologien Windenergie an Land, Solarenergie und Wasserkraft förderfähig.¹⁸⁹ Anlagen müssen über einen «Grossverbraucheranschluss» (mind. 3 x 80 Ampere) verfügen. Dies umfasst auch Anlagen mit relativ geringer Erzeugungsleistung, die an der Niederspannungsebene angeschlossen sind.

Zu den förderfähigen Technologien zählen:

- Die Kategorie Windenergie an Land, mit den Unterkategorien «Wind onshore», «Wind onshore with height restriction» (mit einer Höhenbegrenzung von 150 m für Projekte in Flughafennähe) und «Wind on dam» (für Anlagen auf oder in der Schutzzone von Rijkswaterstaat-Bauwerken);
- Photovoltaikanlagen mit einer Mindestleistung von 15 kWp. Es wird zwischen 15 kWp-1 MWp, 1-20 MWp und über 20 MWp unterschieden, ergänzt durch eine Kategorie für naturintegrierte PV-Systeme;
- Wasserkraftanlagen, sofern die Energie aus natürlich fliessendem Wasser stammt, d.h. keine Erzeugung aus Pumpanlagen. Förderfähig sind neue Anlagen mit einem Höhenunterschied von weniger als 50 cm.

Die SDE++ ist als Betriebsbeihilfe («operating subsidy») nach dem Prinzip einer gleitenden Marktprämie ausgestaltet und gleicht den Teil der Investitions- und Betriebskosten aus, der nicht durch am Markt erzielbare Erlöse gedeckt werden kann. Jährlich werden mehrere Förderrunden mit einem ansteigenden Förderkorridor durchgeführt; Projekte mit den niedrigsten Kosten pro vermiedener Tonne CO₂ erhalten zuerst einen Zuschlag. Unternehmen, die eine geringere Förderhöhe beantragen, erhöhen dementsprechend ihre Bewilligungschancen.¹⁹⁰

Die tatsächliche Förderhöhe wird jährlich basierend auf Berechnungen des PBL (*Planbureau voor de Leefomgeving*, die niederländische Umweltbewertungsagentur) ermittelt und von der Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO), der Durchführungsbehörde des

¹⁸⁹ RVO. (2025). *SDE++: Renewable electricity*. Abrufbar unter: <https://english.rvo.nl/subsidies-financing/sde/aanvragen/renewable-electricity>.

¹⁹⁰ RVO. (2025). *SDE++: Features of the Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition Scheme*. Abrufbar unter: <https://english.rvo.nl/subsidies-financing/sde/features>.

Ministeriums für Wirtschaft und Klima, veröffentlicht. Sie ergibt sich aus der Differenz zwischen einem technologiespezifischen Basisbetrag und einem erwarteten Referenzmarktwert («Correction Amount»¹⁹¹), der die Strommarkterlöse abbildet und jährlich angepasst wird. Die Förderdauer beträgt je nach Technologie zwölf bis fünfzehn Jahre.¹⁹²

Während Stunden mit negativen Strompreisen (Day-Ahead) wird keine SDE++-Förderung für die eingespeiste Strommenge gewährt. Diese Regelung gilt seit 2023 für Anlagen mit einer installierten Leistung ab 200 kW (bzw. für frühere Förderrunden weiterhin ab 500 kW bei Solar-V, Wasserkraft und Osmose bzw. 3 MW bei Windenergie) und wird auf Basis stündlicher Strompreise angewendet. Für Förderentscheidungen ab 2023 erfolgt die Korrektur auf Stundenbasis; künftig soll eine Umstellung auf 15-Minuten-Intervalle erfolgen, sobald diese Marktdaten verfügbar sind.¹⁹³

Seit 2024 gilt für alle Solar-PV- und Windkategorien ein sogenanntes «Excess-Profit»-System: Erzielen Projekte sehr hohe Markterlöse, die einen festgelegten Schwellenwert übersteigen, werden diese Überschüsse mit der Förderung verrechnet bzw. zurückgefordert. Damit weist die SDE++ in diesen Fällen eine zweiseitige Ausgestaltung auf.^{194,195,196} Ab 2027 soll dieses Prinzip vollständig durch die Einführung echter zweiseitiger Differenzverträge («two-way contracts for difference») gesetzlich verankert werden, welche die bisherige SDE++-Förderung für erneuerbare Elektrizität ersetzen.^{197,198,199}

¹⁹¹ Der Korrekturpreis (correctiebedrag elektriciteit) basiert auf dem erwarteten EPEX-Day-Ahead-Marktpreis, gewichtet nach technologiespezifischen Erzeugungsprofilen (z. B. PV-profilgewichteter Durchschnittspreis), bereinigt um Bilanzierungskosten (onbalanskosten) sowie den Wert von Herkunftsnachweisen.

Siehe: PBL. (2025). *Eindadvies SDE++ 2025*. Section 2.2.8 «Uitgangspunten basisprijs en correctiebedrag», p. 23; Table 16.1 «Berekeningswijzen correctiebedragen», p. 253. Abrufbar unter: <https://www.pbl.nl/system/files/document/2025-02/pbl-2025-eindadvies-sde-plus-plus-2025-5472.pdf>.

¹⁹² RVO. (2025). *SDE++: Features of the Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition Scheme*. Abrufbar unter: <https://english.rvo.nl/subsidies-financing/sde/features>.

¹⁹³ RVO. (2025). *SDE ++ 2024 - Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition*. Abrufbar unter: https://english.rvo.nl/sites/default/files/2024-09/Brochure_SDE_English_20240906.pdf; S. 12.

¹⁹⁴ RVO. (2025). *SDE ++ 2024 - Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition*. Abrufbar unter: https://english.rvo.nl/sites/default/files/2024-09/Brochure_SDE_English_20240906.pdf; S. 13.

¹⁹⁵ Europäische Kommission. (2025). *State Aid SA. 118519 (2025/N) – The Netherlands: Prolongation and amendment of the SDE++*. Abrufbar unter: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202545/SA_118519_73.pdf; Erwägungsgrund 35.

¹⁹⁶ Rebel. (2024). *SDE++ Overwinstregeling – Finaal rapport, i.o.v. Ministerie van Economische Zaken en Klimaat*. Abrufbar unter: <https://open.overheid.nl/documenten/98598455-74cc-4cdf-be08-4c554a755028/file>.

¹⁹⁷ Government of the Netherlands. (2025). *Act on the application of two-way contracts for the settlement of differences*. Abrufbar unter: <https://www.internetconsultatie.nl/tweerichtingscontracten/b1>.

¹⁹⁸ Europäische Kommission. (2025). *State Aid SA. 118519 (2025/N) – The Netherlands: Prolongation and amendment of the SDE++*. Abrufbar unter: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202545/SA_118519_73.pdf; Erwägungsgrund 43.

¹⁹⁹ Tweede Kamer. (2024). *Kamerstuk 31 239, Nr. 393 – Brief van de Minister voor Klimaat en Energie, 13 mei 2024*. Abrufbar unter: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-31239-393.html>.

8.2.2 Kleine und mittlere (gemeinschaftliche) Anlagenanlagen

Für kleinere und gemeinschaftlich betriebene Anlagen zur Stromerzeugung stehen in den Niederlanden eigene Förderinstrumente, insbesondere die SCE und die ISDE (*Investeringssubsidie Duurzame Energie en Energiebesparing*, deutsch: Investitionszuschuss für nachhaltige Energie und Energieeinsparung).

Die SCE, eingeführt im Jahr 2021, richtet sich an Energiegenossenschaften und Wohnungseigentümergeinschaften. Gefördert werden gemeinschaftliche Projekte zur Erzeugung von Strom aus Solarenergie, Wind und kleiner Wasserkraft im Leistungsbereich von rund 15 kWp bis 6 MWp (PV) bzw. 15 kW bis 6 MW (Wind).²⁰⁰ Da sich die SCE in ihrer Zielgruppe auf *gemeinschaftlich* betriebene, kleinere bis mittlere Erzeugungsanlagen richtet, wird sie in Abschnitt 8.3 (Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften) näher beschrieben.

Die ISDE, eingeführt in 2016, gewährt Investitionszuschüsse für kleine erneuerbare Energiesysteme und Energieeffizienzmassnahmen. Sie richtet sich an Privathaushalte, Unternehmen, Wohnungsbaugesellschaften, Vereine, Eigentümergeinschaften und öffentliche Einrichtungen. Kommunen können ISDE-Zuschüsse auch im Namen von Hauseigentümern beantragen.²⁰¹ Innerhalb der ISDE umfasst die einzige stromerzeugende Technologie die Förderung kleiner Windturbinen («small-scale wind turbines») für Unternehmen, alle anderen Massnahmen zielen auf Wärmeerzeugung oder Energieeinsparung ab. Die ISDE-Regelung läuft allgemein bis 2030, während die Förderung für kleine Windturbinen speziell bis zum 31. Dezember 2027 verlängert wurde.²⁰²

8.2.3 Nachfrageseitige Massnahmen

In den Niederlanden gibt es keine nachfrageorientierten Instrumente im Stromsektor, wie beispielsweise Verpflichtungen für Versorger, einen Mindestanteil an erneuerbaren Energien zu beziehen. Die politische Unterstützung ist in erster Linie angebotsorientiert und wird über das SDE++-Programm bereitgestellt.

²⁰⁰ RVO. (2025). *Subsidie regeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE)*. Online verfügbar unter: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sce>.

²⁰¹ RVO. (2025). *Investeringssubsidie Duurzame Energie en Energiebesparing (ISDE)*. Abrufbar unter: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/isde>. | International Energy Agency (IEA) (2024). *Investment Subsidies for Small Renewable Energy Systems (ISDE)*. Abrufbar unter: <https://www.iea.org/policies/7728-investment-subsidies-small-renewable-energy-systems-isde>.

²⁰² Seit 2025 wird die Förderung für gewerbliche Nutzer von 66 € auf 140 € pro m² Rotorfläche erhöht, was rund 20 % der Investitionskosten. Förderfähig sind Projekte mit einer Mindestrotorfläche von 50 m² je Turbine und einem Netzanschluss bis 3 × 80 A (kleine Verbraucheranschlussleistung). RVO. (2025). *ISDE: Kleinschalige windturbine zakelijke gebruikers*. Abrufbar unter: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/isde/zakelijke-gebruikers/kleinschalige-windturbine>.

8.2.4 Indirekte Förderinstrumente

Neben direkten Betriebsbeihilfen bestehen in den Niederlanden steuerliche Fördermechanismen, die Investitionen in erneuerbare Stromerzeugung *indirekt* unterstützen. Der Mindestinvestitionsbetrag beläuft sich bei den folgenden Programmen jeweils auf 2.500 € pro Antrag.

Die wichtigste Massnahme ist die EIA (*Energie-investeringsaftrek*, deutsch: Energie-Investitionsabzug).²⁰³ Sie ermöglicht Unternehmen, bis zu 40 % der Investitionskosten förderfähiger Anlagen von der Steuer abzusetzen. Förderfähig sind insbesondere Photovoltaikanlagen mit einer Leistung zwischen 15 und 55 kWp, sofern sie nicht bereits über die SDE++ gefördert werden. Auch kleinere Wasserkraftanlagen oder Energiespeicher können berücksichtigt werden, sofern sie auf der jährlichen Energielijst (Energieliste)²⁰⁴ der RVO stehen.

Ergänzende steuerliche Vorteile bieten die Programme MIA/Vamil (*Milieu-investeringsaftrek*, deutsch: Umweltinvestitionsabzug / *Willekeurige afschrijving milieu-investeringen*, deutsch: Willkürliche Abschreibung von Umweltinvestitionen)²⁰⁵. Über die MIA können 27 %, 36 % oder 45 % der Investitionskosten abgeschrieben werden, während die Vamil eine flexible Abschreibung von 75 % der Investitionskosten erlaubt, was Liquiditäts- und Zinsvorteile verschafft. Beide Programme richten sich an Unternehmen, die in umweltfreundliche oder CO₂-mindernde Technologien investieren, darunter auch Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse²⁰⁶. Förderfähig sind insbesondere Anschaffungs- und Herstellungskosten, einschliesslich Transport-, Installations- und Materialkosten.

8.3 Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften

8.3.1 Ziele und Vorgaben

Die Niederlande verfolgen das Ziel, den Eigenverbrauch und die Rolle von Prosumenten und gemeinschaftliche Energieprojekte zu stärken. Der Fokus liegt auf einer marktintegrierten, dezentralen Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Energie unter aktiver Einbindung der Bürger. Im niederländischen Klimaabkommen (Klimaatakkoord, 2019) wird angestrebt, eine

²⁰³ RVO. (2025). *Energy Investment Allowance (EIA)*. Abrufbar unter: <https://business.gov.nl/subsidy/energy-investment-allowance/>.

²⁰⁴ RVO. (2025): *Energielijst 2025 – Energie-investeringsaftrek (EIA)*. Abrufbar unter: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2025-01/Brochure-EIA-Energielijst2025.pdf>.

²⁰⁵ RVO. (2025). *Tax schemes for environmentally-friendly investments (MIA and Vamil)*. Abrufbar unter: <https://business.gov.nl/subsidy/mia-vamil/>.

²⁰⁶ Siehe Milieulijst (Umweltliste): RVO. (2025). *MIA \ Vamil – Brochure en Milieulijst 2025*. Abrufbar unter: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2025-06/BrochureMilieulijst2025v2.pdf>.

ausgewogene regionale Eigentumsverteilung zu erreichen, die idealerweise etwa 50 % lokalen Besitz von Bürgern und Unternehmen an erneuerbaren Energieprojekten an Land umfasst.²⁰⁷

8.3.2 Fördermechanismen und unterstützende Massnahmen

Die Niederlande unterstützen Eigenverbrauch und erneuerbare Energiegemeinschaften durch eine Kombination aus Betriebsbeihilfen, steuerlichen Anreizen und Beratungsangeboten.

Zentral ist die SCE-Regelung, eine Betriebsbeihilfe nach dem Prinzip einer gleitenden Marktprämie, ähnlich der SDE++. Sie richtet sich an Energiegenossenschaften und Wohnungseigentümergeinschaften und gewährt eine Förderung pro erzeugter Kilowattstunde Strom aus gemeinschaftlichen Solar-, Wind- oder Wasserkraftanlagen. Die Förderung bezieht sich auf die erzeugte Energiemenge; bei Anlagen mit kleinen Verbraucheranschlüssen ($\leq 3 \times 80$ A) muss der Strom ins Netz eingespeist werden, während bei grösseren Anschlüssen auch Eigenverbrauch möglich ist.²⁰⁸ Entscheidend für die Förderfähigkeit ist somit die Eigentümerstruktur, nicht der Ort des Stromverbrauchs.

Die Prämie wird über 15 Jahre gezahlt und gleicht die Differenz zwischen einem vom PBL festgelegten Basisbetrag und einem marktabhängigen Korrekturpreis aus. Der Korrekturpreis basiert auf den erwarteten, technologiespezifisch gewichteten Strommarktpreisen (z. B. PV-profilgewichteter Day-Ahead-Preis) und wird jährlich angepasst.²⁰⁹ Steigt der Marktpreis, sinkt die Förderung, und umgekehrt. Übersteigt der Korrekturpreis den Basisbetrag, entfällt die Förderung; eine Rückzahlungspflicht ist nicht vorgesehen. Die SCE ist damit asymmetrisch ausgestaltet, anders als die seit 2024 zweiseitig konzipierte SDE++.^{210,211} Die SCE trat 2021 an die Stelle der früheren steuerlichen Postcoderoos-Regelung, die bis dahin einen Rabatt auf die Energiesteuer für Mitglieder lokaler Energiegenossenschaften im gleichen Postleitzahlengebiet gewährte.²¹²

²⁰⁷ Government of the Netherlands. (2019). *National Climate Agreement – The Netherlands*. Den Haag, 28 June 2019. Abrufbar unter: <https://www.klimaataakkoord.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/national-climate-agreement-the-netherlands>; Seite 172 f. Das Nationale Klimaabkommen von 2019 bleibt die Grundlage für nachfolgende Klimapläne, wobei die Regierung die Pläne alle fünf Jahre auf der Grundlage dieses Abkommens aktualisiert.

²⁰⁸ RVO. (2025). Frequently Asked Questions SCE. Abrufbar unter: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sce/veelgestelde-vragen>.

²⁰⁹ PBL, 2024. Eindadvies SCE 2025. Kapitel 6.2 „Correctiebedragen en basiselektriciteitsprijzen“, S. 43-44. Abrufbar unter: <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-12/pbl-2024-eindadvies-sce-2025-5469.pdf>.

²¹⁰ RVO. (2025). *Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE)*. Abrufbar unter: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sce>.

²¹¹ RVO. (2025). *Handleiding haalbaarheidsstudie Subsidieregeling Coöperatieve energieopwekking 2025 (SCE 2025)*. Abrufbar unter: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2025-01/Handleiding-haalbaarheidsstudie-SCE-2025.pdf>.

²¹² Ministry of Finance. (2021). *19. Vervangen postcoderoosregeling door een subsidieregeling*. Abrufbar unter: <https://www.rijksfinancien.nl/belastingplan-memorie-van-toelichting/2021/d17e1804>.

Förderfähig sind Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von 15 kWp bis 6 MWp²¹³, Windenergieanlagen von 15 kW bis 6 MW²¹⁴ sowie Wasserkraftanlagen von 15 bis 150 kW²¹⁵. Die Anlagen müssen an das Stromnetz angeschlossen sein, entweder über kleine Anschlüsse (bis 3 x 80 Ampere) oder grosse Anschlüsse (über 3 x 80 Ampere). Eine Doppelförderung durch die SCE und die Salderingsregelung ist ausgeschlossen.

Für Unternehmen und berechtigte Energiekooperativen bestehen ergänzend steuerliche Anreize über die Programme EIA und MIA/Vamil (siehe Abschnitt 8.2.4). Diese erleichtern über steuerliche Abschreibungen und beschleunigte Amortisation die Finanzierung gemeinschaftlicher Investitionen in erneuerbare Stromerzeugung.

Darüber hinaus gilt für private Photovoltaikanlagen auf Wohngebäuden ein Mehrwertsteuersatz von 0 %.²¹⁶ Zudem liefert der Lokale Energie Monitor jährlich Daten zur Entwicklung und zu den Herausforderungen von Energiegenossenschaften und dient damit als Informationsgrundlage für Politik und Kommunen.²¹⁷ In den Niederlanden bestehen derzeit keine spezifischen Förderregelungen für Batteriespeichersysteme im Zusammenhang mit Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften.

8.4 Marktintegration

In den Niederlanden müssen RES entweder selbst eine Bilanzverantwortung übernehmen oder eine bilanzverantwortliche Partei benennen; dies steht im Einklang mit der vollständigen Integration in die Marktoperationen.²¹⁸

Lange Zeit war die Salderingsregelung eines der Instrumente zur Integration dezentraler Stromerzeugung in das Netz. Sie wird bis 2027 auslaufen, sodass Einspeisung und Verbrauch künftig nicht mehr miteinander verrechnet werden können. Energieversorger bleiben jedoch verpflichtet, den überschüssigen Strom, der ins Netz eingespeist wird, zu vergüten.²¹⁹ Nach den Vorgaben der niederländischen Regierung muss die Einspeisevergütung bis zum Jahr 2030 mindestens 50 % des reinen Stromlieferpreises (ohne Steuern) betragen. Energieversorger dürfen zudem Einspeisekosten erheben, die ausschliesslich den tatsächlichen

²¹³ RVO. (2025). *Zonne-energie SCE*. Abrufbar unter: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sce/zon-pv>.

²¹⁴ RVO. (2025). *Wind energy SCE*. Abrufbar unter: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sce/wind>.

²¹⁵ RVO. (2025). *Hydropower SCE*. Abrufbar unter: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sce/waterkracht>.

²¹⁶ RVO. (2025). *Solar panels and VAT*. Abrufbar unter: <https://business.gov.nl/sustainable-business/energy/solar-panels-and-vat/>.

²¹⁷ RVO. (2025). *Lokale energie-initiatieven met buurtgenoten*. Abrufbar unter: <https://www.rvo.nl/onderwerpen/lokale-energie-initiatieven>.

²¹⁸ Siehe CEER (2023): Statusbericht zu Förderregelungen für erneuerbare Energien in Europa für 2020 und 2021 (Ref. C22-RES-80-04) und CEER (2025): Statusbericht zu Förderregelungen für erneuerbare Energien in Europa für 2022 und 2023 (Ref. C24-RES-84-05). Der Ausgleich ist über die Zeiträume hinweg und seit 2023 weitgehend unverändert geblieben.

²¹⁹ Rijksoverheid (2025): *Zonne-energie*. Abrufbar unter: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/zonne-energie>.

Aufwand für die Messung, Bilanzierung und Abrechnung der eingespeisten Strommengen im Rahmen der *Salderingsregeling* abdecken. Die niederländische Wettbewerbs- und Energie-regulierungsbehörde (Autoriteit Consument en Markt, ACM) überwacht die Angemessenheit dieser Vergütungen und Kosten.²²⁰

Darüber hinaus fördern verschiedene Regulierungsinitiativen die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz. Die ACM²²¹ sowie die RVO²²² unterstützen derzeit das sogenannte Cable Pooling. Dabei können mehrere Anlagen, etwa Erneuerbare-Energien-Projekte, Speicher oder Elektrolyseure, eine gemeinsame Netzanschlussleitung nutzen. Diese Praxis wird bereits im Vorgriff auf das neue Energiewet (Energiegesetz) erlaubt, das Cable Pooling künftig rechtlich absichern soll.²²³

Parallel dazu können DSOs in Gebieten mit Netzengpässen²²⁴ auf Grundlage einer Code-Entscheidung der ACM rabattierte, nicht-feste Transportrechte (non-firm Alternative Transport Options, ATOs) anbieten. Diese ermöglichen es Akteuren mit flexiblem Stromverbrauch oder -einspeisung, auf garantierte Netzkapazitäten zu verzichten und so die bestehende Infrastruktur besser auszulasten sowie Netzengpässe zu mindern.²²⁵

Auf politischer Ebene legt das MIEK (*Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat*, deutsch: Mehrjahresprogramm für Energie- und Klimainfrastruktur) die Planung und Priorisierung grosser Netzausbauprojekte fest, um den steigenden Anteil erneuerbarer Energien langfristig in das Stromsystem zu integrieren.²²⁶

²²⁰ Government of the Netherlands. (2025). *Netting scheme ends in 2027*. Abrufbar unter: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/energie-thuis/salderingsregeling>.

²²¹ ACM. (2024). *ACM already gives the green light to cable pooling*. Abrufbar unter: <https://www.acm.nl/en/publications/acm-already-gives-green-light-cable-pooling>.

²²² RVO. (2024). *Deel een aansluiting op het elektriciteitsnet*. Abrufbar unter: <https://www.rvo.nl/onderwerpen/netcongestie/netaansluiting-delen>.

²²³ ACM. (2024). *ACM already gives the green light to cable pooling*. Abrufbar unter: <https://www.acm.nl/en/publications/acm-already-gives-green-light-cable-pooling>.

²²⁴ Netzengpässe stellen mittlerweile in weiten Teilen des Landes ein erhebliches Hemmnis für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien dar.

Vgl. Ministerie van Economische Zaken en Klimaat & Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) (2024): *Maatschappelijke kostprijs van netcongestie – Eindrapport*. Rotterdam, 29. April 2024. Abrufbar unter: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2024/06/25/studie-maatschappelijke-kosten-netcongestie>.

²²⁵ ACM. (2024). *Codebesluit non-firm ATO*. Abrufbar unter: <https://www.acm.nl/en/node/24854>.

²²⁶ RVO. (2025). *Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK)*. <https://www.rvo.nl/onderwerpen/energiesysteem/miek>.

9 Ländervergleich und Schlussfolgerungen

Im Folgenden vergleichen wir die EE-Fördersysteme der sechs untersuchten Länder (Abschnitt 9.1) und nehmen eine Einordnung der Entwicklungen vor (Abschnitt 9.2).

9.1 Ländervergleich

9.1.1 Ausbauziele für erneuerbare Energien

Die sechs untersuchten Länder haben **ihre Ziele für erneuerbare Stromerzeugung seit dem Jahr 2020 ambitionierter gestaltet**. Die Ziele sind teilweise unterschiedlich definiert. Während alle Länder prozentuale Zielwerte bezogen auf die Stromerzeugung oder den Stromverbrauch festlegen, geben einige Länder technologiespezifische Kapazitätsziele vor (Tabelle 5). Die nationalen Anpassungen spiegeln die auf Unionsebene verschärften Zielvorgaben für Erneuerbare von 42,5 % (statt zuvor 32 %) bis zum Jahr 2030 wider.²²⁷

Tabelle 5 Nationale Ziele für erneuerbare Stromerzeugung bis 2030 und Änderungen seit 2020

Land	Aktuelles Ziel	Änderung gegenüber 2020
Österreich	100 % EE-Anteil (bilanziell) an der Stromerzeugung bis 2030	Neues Ziel mit dem EAG 2021 eingeführt
Deutschland	80 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2030. Kapazitätsziele: 215 GW PV, 115 GW Wind an Land, ≥ 30 GW Offshore, 8,4 GW Biomasse.	Erhöhung von 65 % (NECP 2019) auf 80 % (NECP 2023/EEG 2023)
Frankreich	35 % EE-Anteil an der Stromerzeugung bis 2030 (NECP 2024). Kapazitätsziele: 54–60 GW PV, 33–35 GW Wind an Land, 26–27 GW Wasserkraft.	Anhebung gegenüber PPE 2019–2028 (≈ 32 %)
Italien	65 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2030	Erhöhung von 55 % (NECP 2019) auf 65 % (NECP 2023)
Spanien	81 % EE-Anteil an der Stromerzeugung bis 2030, 48 % am Bruttoendenergieverbrauch. Kapazitätsziele: 76 GW PV (davon 19 GW Eigenverbrauch), 62 GW Wind.	Erhöhung von 74 % (NECP 2020) auf 81 % (NECP 2023)

²²⁷ Das Erneuerbarenziel bezieht auf die Energieversorgung insgesamt, ein Unterziel für die Stromversorgung gibt es auf EU Ebene nicht, siehe https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en.

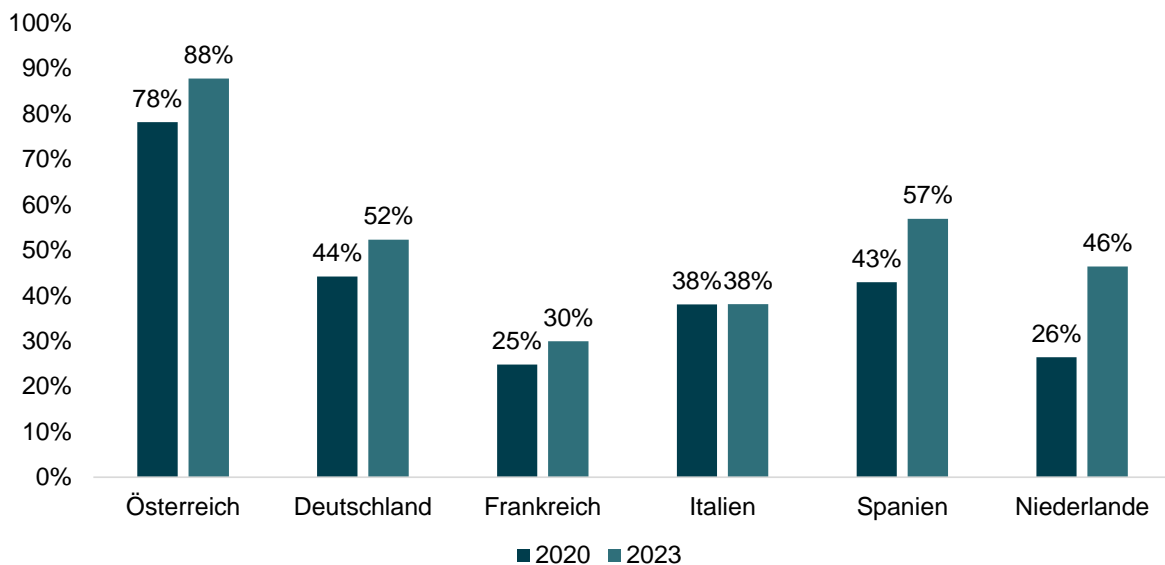
Niederlande CO₂-neutraler Stromsektor bis 2035

Vorziehung des 2050-Ziels
(Klimaatwet 2019) im NCEP
2024

Quelle: Frontier Economics. Österreich – EAG 2021; E-Control (2024). Deutschland – BMWK (2024); EEG 2023; NECP Update 2023–2030. Frankreich – Ministère de la Transition écologique (2024); PPE 2019–2028; NECP 2024. Italien – MASE (2023); Rinnovabili (2024). Spanien – NECP 2023–2030; Niederlande – Klimaatwet (2019); NECP (2024); Nationaal Programma RES (2025).

Parallel dazu ist der **Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in allen sechs Ländern gestiegen** (Abbildung 10). Zwischen 2020 und 2023 wuchs der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in allen Ländern, wobei die **Niederlande** (20 %-Punkte) und **Spanien** (14 %-Punkte) das höchste Wachstum verzeichneten. Der Anstieg des EE-Anteils am Stromverbrauch ist jedoch teilweise auf einen Nachfragerückgang zurückzuführen. In allen untersuchten Ländern ist die Stromnachfrage zwischen dem Jahr 2020 und dem Jahr 2023 infolge der Energiekrise um bis zu zehn Prozent gesunken.

Abbildung 10 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 2020 und 2023



Quelle: Frontier Economics basierend auf Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren_custom_18892997/default/table

Hinweis: Jahreswerte für 2024 auf Basis des Anteils am Bruttostromverbrauch (Zielgröße gem. RED III) noch nicht verfügbar.

9.1.2 Direkte Förderung von erneuerbarer Stromerzeugung

In den sechs untersuchten Ländern kommen folgende Instrumente zur **direkten Förderung** von EE-Stromerzeugern zum Einsatz:

- **Differenzverträge (CfD):** Der Staat garantiert einen festen Referenzpreis. Liegt der Marktpreis unter dem Referenzpreis, erhält der Betreiber eine Ausgleichszahlung; liegt er darüber, zahlt der Betreiber die Differenz zurück (symmetrische Ausgestaltung).

- **Marktprämien (FiP):** EE-Erzeuger verkaufen ihren Strom am Markt (Direktvermarktung) und erhalten zusätzlich zum Marktpreis eine Prämie. Die Höhe der Prämie richtet sich nach dem Unterschied zwischen dem anzulegenden Wert und dem Marktpreis. Bei einer symmetrischen Marktprämie erfolgt eine Rückzahlung, wenn der Marktpreis über dem anzulegenden Wert liegt (ähnlich einem CfD), während bei einer asymmetrischen Marktprämie nur eine Förderung bei Marktpreisen unterhalb des anzulegenden Wertes gezahlt wird.²²⁸
- **Einspeisetarife (FiT):** EE-Erzeuger erhalten für jede eingespeiste Kilowattstunde einen festen Preis, unabhängig vom Marktpreis.
- **Investitionszuschüsse:** Ein Teil der förderfähigen Errichtungskosten (in der Regel als Prozentsatz der nachgewiesenen Kosten) wird bezuschusst.

Die Übersicht in Tabelle 6 zeigt, dass die Art des Förderinstruments und Art der Festlegung der Förderhöhe vor allem von der Anlagengrösse bestimmt wird:

- **Grossanlagen** werden über Marktprämien oder CfDs gefördert, die über wettbewerbliche Ausschreibungen vergeben werden und die die zuvor administrativ festgelegten Einspeisetarife ersetzt haben.
- **Mittelgrosse Anlagen** erhalten in der Regel ebenfalls Prämienzahlungen oder CfDs, die im Gegensatz zu Grossanlagen immer noch administrativ festgelegt werden.
- **Kleine Anlagen** fallen weiterhin unter administrativ festgelegte Einspeisetarife oder Investitionszuschüsse, ergänzt durch steuerliche Anreize, vorrangigen Zugang zum Netz und Prosumer-Programme.

Die wesentlichen Unterschiede zwischen den Ländern bestehen vor allem in der Definition der Leistungsklassen und ob das Marktprämiensystem symmetrisch oder asymmetrisch ausgestaltet ist.

Tabelle 6 Förderrahmen nach Anlagengrösse

Land	Direkte Förderung (nach Anlagengrösse ¹)	Indirekte Massnahmen	Änderungen seit 2020
Österreich	<p><100 kW: Symmetrische Marktprämie oder Investitionszuschuss</p> <p>>100 kW: Symmetrische Marktprämie, > 1 MW: über Auktion bestimmt</p>	<p>Zuschüsse für Haushalte und KMU</p> <p>Einspeisevorrang</p>	<p>Übergang Marktprämien (EAG 2021); Einführung von Investitionszuschüssen und vereinfachten Verfahren für Kleinprojekte</p>

²²⁸ CfDs können als spezielle, vertraglich geregelte Variante einer symmetrischen Marktprämie betrachtet werden. In der Praxis verschwimmen die Begriffe teilweise, da beide Systeme auf einer Referenz-Marktpreis-Differenz beruhen. Entscheidend ist, ob Zahlungen in beide Richtungen erfolgen und ob der Mechanismus gesetzlich oder vertraglich geregelt ist.

FÖRDERUNG DER ERNEUERBAREN STROMERZEUGUNG IN AUSGEWÄHLTEN EU-MITGLIEDSTAATEN

Deutschland	<p>< 100 kW: administrative Einspeisetarife</p> <p>> 100 kW: asymmetrische Marktprämie, > 1 MW⁽²⁾ über Auktion bestimmt</p>	<p>Steuerbefreiung für Klein-PV</p> <p>Einspeisevorrang</p>	<p>Abschaffung der EEG-Umlage; Steuerbefreiung für PV; vereinfachter Netzanschluss für Kleinanlagen</p>
Frankreich	<p>< 100 kW: administrative Einspeisetarif</p> <p>> 100 kW symmetrischer CfD, >500 kW über Auktion bestimmt ⁽³⁾</p>	<p>Garantiefonds für PPAs</p> <p>Steuerermässigung für Klein-PV</p> <p>Einspeisevorrang</p>	<p>Ausweitung der CfDs; beschleunigte Genehmigungen; höhere Garantien und steuerliche Anreize für Haushalte</p>
Italien	<p>< 200 kW: administrative Einspeisetarife</p> <p>> 200 kW symmetrischer CfD (oder Einspeisetarif), > 1 MW über Auktion bestimmt</p>	<p>Staatlich abgesicherte Kreditgarantien</p> <p>Netzanschlussvorrang</p>	<p>Vereinfachte Genehmigungs- und Planungsverfahren; Einspeisetarif-Untergrenze für Mikro-PV; neue Garantie- und PPA-Programme</p>
Spanien	<p>< 1MW Investitionszuschüsse</p> <p>> 1 MW CfD (oder Einspeisetarif), > 5 MW über Auktion bestimmt (teilweise technologieoffen)</p>	<p>PPA-Garantiesystem (CESCE); vereinfachte Netzanschlussverfahren und temporäre Kapazitätsreservierung für Eigenverbrauch</p>	<p>Einführung von CfDs; vereinfachte Netzanschlussverfahren für Eigenverbrauchsprojekte</p>
Niederlande	<p>> 15 kW⁽⁴⁾ – SDE++ Marktprämie, über Auktion bestimmt (technologieoffen)</p> <p>< 15 kW: Marktprämie oder Investitionszuschuss</p>	<p>Net-Metering (soll bis 2027 auslaufen); gemeinsamer Netzzugang durch Kabelpooling und flexible Anschlussrechte</p>	<p>Ausweitung von SDE++; Einführung SCE (2021) für Energiegenossenschaften; Ausweitung steuerlicher Abschreibungsprogramme</p>

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: (1) Die Definition der Kategorien variiert je nach Land. (2) Das EEG sieht eine Ausschreibungspflicht für PV-Anlagen an Gebäuden bereits ab 750 kW und für Biomasse ab 150 kW vor. (3) In Frankreich überschneiden sich die Schwellenwerte zwischen kleinen und mittleren Anlagen über verschiedene Technologien und Rechtsvorschriften hinweg. Projekte zwischen etwa 100 kW und 3 MW können je nach Technologie und geltendem Rahmen entweder durch FiTs oder CfDs gefördert werden. (4) Anlagen, die an SDE++ teilnehmen, müssen über einen Grossverbraucheranschluss (mind. 3x80A) verfügen.

9.1.3 Nachfrageseitige Unterstützungsmassnahmen

In den sechs Ländern sind die Massnahmen, die bei Stromverbrauchern ansetzen, nach wie vor begrenzt. In Italien besteht mit dem Programm Energy Release 2.0 ein zweistufiger Mechanismus, der energieintensiven Verbrauchern vergünstigte Stromlieferungen aus erneuerbaren Energien mit der verbindlichen Auflage verbindet, diese Mengen durch neue Kapazitäten aus erneuerbaren Energien zu ersetzen.

Spanien, Frankreich und Italien betreiben staatlich unterstützte Garantiesysteme, die das Kreditrisiko für Unternehmen in Unternehmens-PPA reduzieren. Frankreich ermöglicht es zudem öffentlichen Einrichtungen, erneuerbaren Strom direkt über langfristige PPA zu beziehen. Österreich, Deutschland und die Niederlande²²⁹ verfügen über keine speziellen Instrumente auf der Nachfrageseite.

Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften profitieren von der Förderung kleiner erneuerbarer Energieanlagen sowie von zusätzlichen gezielten Massnahmen.

Alle sechs Länder fördern den Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften. **Eigenverbrauch** bezeichnet die Nutzung von Strom, der vom Verbraucher selbst erzeugt wird, entweder individuell oder gemeinsam innerhalb eines Gebäudes oder Netzabschnitts. **Energiegemeinschaften** sind Zusammenschlüsse von Bürgern, Kommunen oder kleinen Unternehmen, die gemeinsam erneuerbaren Strom erzeugen, verbrauchen und teilen. Ihr Zweck besteht darin, ökologische, soziale oder wirtschaftliche Vorteile für ihre Mitglieder und die lokale Umgebung zu erzielen, und nicht in der Erzielung von Gewinnen.

Seit 2020 haben alle sechs Länder die rechtlichen und institutionellen Rahmenbedingungen für diese Modelle eingeführt oder gestärkt. Sie alle kombinieren finanzielle Anreize, Tarifanpassungen und vereinfachte Verfahren, um die lokale Erzeugung und Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu fördern, wie in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 7 Förderung des Eigenverbrauchs und von Energiegemeinschaften

Land	Gemeinsam mit der Förderung kleiner Anlagen genutzte Mechanismen	Gezielte Unterstützungsmassnahmen für Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften
Österreich	Marktprämien (FiP) und Investitionszuschüsse für PV und Speicher; Steuerliche Entlastungen; vereinfachte Genehmigungs- und Anschlussverfahren	Reduzierte Netzentgelte (28–64 %) für lokal geteilten Strom; Befreiung von Abgaben für Eigenverbrauch; Förderung kommunaler und gemeinschaftlicher Projekte über den Klima- und Energiefonds
Deutschland	Einspeisevergütungen (FiT) und Marktprämien (FiP) für kleine PV- und Windanlagen; Förderkredite der KfW; vereinfachte Anschlussregeln	Steuerbefreiung (0 % MwSt., Einkommensteuerbefreiung bis 30 kW); Abschaffung der EEG-Umlage; geplanter Rechtsrahmen für gemeinschaftliche Stromnutzung (<i>Energy Sharing</i>) ab 2026
Frankreich	Einspeisetarife und symmetrische CfDs für PV und Wind;	Reduzierte Netzentgelte (TURPE 7) und Steuerbefreiungen für Eigenverbrauch; spezielle CfD-

²²⁹ Einführung eines PPA-Garantiefonds derzeit in Diskussion, siehe z. B.: <https://www.invest-nl.nl/en/insights-and-publications/warranty-fund-for-corporate-power-purchase-agreements>.

	Investitionsbeihilfen (PPE2); administrativ festgelegte Tarife für kleine Anlagen	Ausschreibungen für ≥ 50 % Eigenverbrauch; lokale CER-/CEC-Modelle für kollektive Nutzung
Italien	Symmetrische CfDs und FiTs (FER-1/FER-X) für Anlagen bis 1 MW; Bonus Casa (50 %) und Superbonus (65 %) für PV im Gebäudebereich	Betriebsprämie von 100–120 €/MWh für geteilte Energie (20 Jahre); Investitionszuschüsse bis 40 % (PNRR); Netzentgeltgutschrift (TIAD); vereinfachter Zugang für kommunale CER
Spanien	CfDs und Investitionszuschüsse (REER 2020, RD 477/2021) für kleine Anlagen; nationale Aufbauprogramme für PV und Speicher	Investitionszuschüsse (30–80 %) für gemeinschaftliche Projekte (<i>CE-Implementa</i>); Befreiung von Netzentgelten im Niederspannungsnetz; reservierte Netzkapazität (10 %)
Niederlande	Marktprämien (SDE++) für CO ₂ -arme Technologien; Investitionszuschüsse (ISDE); Steuererleichterungen (EIA/MIA/Vamil)	Betriebsprämie (SCE) für Genossenschaften (15 Jahre); 0 % MwSt. auf Wohn-PV; gemeinsamer Netzananschluss (Cable Pooling); Beratungs- und Monitoringprogramme (RVO)

Quelle: Frontier Economics

9.1.4 Marktintegration: Bilanzverantwortung und Negativpreisregeln

In allen sechs Ländern nähern sich die Rahmenbedingungen für die Marktintegration einer vollständigen Marktteilnahme und Ausgleichsverantwortung der Produzenten erneuerbarer Energien an, mit nur noch begrenzten Ausnahmen für kleine Anlagen. Deutschland, Italien und die Niederlande verfügen bereits über vollständig marktbasierende Systeme, in denen Produzenten erneuerbarer Energien die gleichen Pflichten zur Einspeisung und zum Ausgleich tragen wie konventionelle Erzeuger. Österreich und Spanien gewähren noch teilweise Ausnahmen für kleinere Anlagen, während Frankreich und Italien duale Systeme beibehalten: Projekte mit Einspeisevergütung unterliegen weiterhin der Ausgleichsverantwortung von EDF bzw. GSE, während CfD-geförderte Projekte vollständig den Marktregeln folgen.

Der Umgang mit negativen Preisen ist inzwischen aufgrund der EU-Vorhaben weitgehend harmonisiert und marktorientiert ausgestaltet (Tabelle 8). Förderzahlungen werden in Perioden mit negativen Grosshandelspreisen ausgesetzt, um Marktverzerrungen zu verhindern und effiziente Dispatch-Anreize zu setzen. Kleinanlagen sind in der Regel davon ausgenommen. Nationale Unterschiede bestehen vor allem darin, ab welcher Dauer an Negativpreisen die Förderzahlungen ausgesetzt werden und ob die entgangenen Förderstunden kompensiert werden. Deutschland ermöglicht eine teilweise Verlängerung der Förderdauer, um unbezahlte Zeiträume auszugleichen, während Frankreich Betreiber über eine jährliche Pauschalprämie in Abhängigkeit der Anzahl der Negativpreisstunden entschädigt. In den anderen Ländern werden ausgesetzte Stunden nicht kompensiert, sodass die Produzenten das volle Risiko von Negativpreisstunden tragen.

Tabelle 8 fasst die wesentlichen Merkmale der Marktintegration zusammen.

Tabelle 8 Marktintegration: Bilanzierungspflichten und Negativpreisregeln

Land	Marktintegration	Bilanzierungsverantwortung	Behandlung negativer Preise / Einspeisebeschränkungen	Besonderheiten
Österreich	Teilweise integriert	Teilweise Befreiung für Kleinanlagen	Förderzahlungen werden nach sechs aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Preisen ausgesetzt	Keine Verlängerung der Förderlaufzeit; schrittweise Annäherung an EU-Regeln
Deutschland	Vollständig marktbasierend	Volle Bilanzierungsverantwortung für erneuerbare Erzeuger	Förderung wird seit 2025 ab dem ersten 15-Minuten-Intervall mit negativen Preisen ausgesetzt; Förderzeitraum wird entsprechend verlängert	Lebensdauerverlängerung gleicht Förderausfälle aus und sichert Investitionen ab
Frankreich	Duales Modell (FiT vs. CfD)	FiT-Anlagen unter EDF-Bilanzkreis; CfD-Projekte vollständig marktbasierend	Zahlungen im CfD werden bei negativen Preisen ausgesetzt; FiT-Anlagen erhalten begrenzte Entschädigung	Pauschale Kompensation oberhalb eines Toleranzschwennenwerts verringert Risiken für Betreiber
Italien	Duales Modell (FiT vs. CfD)	Kleine FiT/CfD-Anlagen unter GSE-Bilanzkreis; CfD-Projekte ≥ 1 MW vollständig marktbasierend	Für CfD-Projekte ≥ 200 kW Vergütung auf Basis potenzieller Erzeugung und Teilnahme am Balancing-Markt. Ausnahmen für Kleinanlagen.	Keine Kompensation oder Laufzeitverlängerung
Spanien	Vollständig marktbasierend	Volle Bilanzierungsverantwortung	Keine feste Einspeisevergütung; gleitende Marktprämie (FiP) sinkt automatisch bei niedrigen oder negativen Preisen	Keine formale Aussetzung oder Kompensation; stark marktangepasstes System
Niederlande	Teilweise integriert	Teilweise Befreiung für Kleinanlagen	CfD-Zahlungen werden während Stunden mit negativen Preisen ausgesetzt	Keine Kompensation oder Verlängerung; schrittweise Angleichung an EU-Vorgaben

Quelle: Frontier Economics

9.2 Schlussfolgerungen

In allen sechs Ländern hat sich die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien in Richtung wettbewerbsorientierter und marktbasierter Mechanismen entwickelt. Im Einklang mit der EU-Richtlinie über erneuerbare Energien (RED III) wurden administrativ festgelegte Einspeisevergütungen schrittweise durch Marktprämienmodelle oder Differenzverträge (CfD) ersetzt, die die Förderung an die Marktpreise koppeln. Fördermittel für Grossanlagen werden hauptsächlich durch Auktionen bestimmt. Mittलगrosse Projekte profitieren in der Regel von administrativ festgelegten Marktprämien, während kleinere Anlagen und Gemeinschaftsanlagen weiterhin feste Einspeisevergütungen oder Investitionszuschüsse erhalten.

Fördermassnahmen auf der Nachfrageseite sind begrenzt. Italien hat mit dem Programm «Energy Release 2.0» den umfassendsten Ansatz eingeführt, der vergünstigten Strom aus erneuerbaren Energien für energieintensive Nutzer mit Verpflichtungen zum Ausbau neuer Kapazitäten für erneuerbare Energien verbindet. Spanien, Frankreich und Italien betreiben ein staatliches Garantiesystem, um das Kreditrisiko für private Stromabnahmeverträge für erneuerbare Energien zu verringern, und Frankreich erlaubt öffentlichen Einrichtungen die direkte Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien. Österreich, Deutschland und die Niederlande haben keine vergleichbaren Mechanismen eingeführt.

Erneuerbare Anlagen werden zunehmend in die Märkte integriert (Direktvermarktung), mit nur begrenzten Ausnahmen für kleine Anlagen. Die vorrangige Einspeisung wurde weitgehend abgeschafft. Die Regeln für Einspeisungsbeschränkungen und negative Preise sind marktorientierter und Förderzahlungen werden bei negativen Grosshandelspreisen ausgesetzt. Nationale Unterschiede bestehen vor allem darin, ab welcher Dauer an Negativpreisen die Förderzahlungen ausgesetzt werden und ob die entgangenen Förderstunden kompensiert werden (siehe auch Abschnitt 9.1.4).

Ergänzende indirekte Förderungen werden hauptsächlich für kleinere Anlagen gewährt. Finanzinstrumente, steuerliche Anreize und regulatorische Vereinfachungen werden eingesetzt, um die Investitionsbedingungen zu verbessern. Frankreich, Italien und Spanien haben öffentliche Garantie- oder Darlehensprogramme, während Deutschland, Österreich und die Niederlande Steuerabzüge und -befreiungen für kleine Produzenten und Gemeinschaftsprojekte anbieten.

In Bezug auf Eigenverbrauch und Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften kombinieren die Länder finanzielle Anreize, Tarifanpassungen und vereinfachte Verwaltungsverfahren, um die lokale Erzeugung und gemeinschaftliches Eigentum zu fördern. Dies spiegelt das übergeordnete Ziel der EU wider, die dezentrale Erzeugung und die Beteiligung der Bürger an der Energiewende zu fördern.

Insgesamt zeigt die Analyse einen Trend zu wettbewerbsfähigeren, marktintegrierten und dezentralisierten Stromsystemen aus erneuerbaren Energien, wobei die nationalen Förderregime fortwährend weiterentwickeln werden, um den sich ändernden EU-Vorgaben Rechnung zu tragen:

FÖRDERUNG DER ERNEUERBAREN STROMERZEUGUNG IN AUSGEWÄHLTEN EU-MITGLIEDSTAATEN

- Dies betrifft zum einen den Fördermechanismus, der zukünftig gemäss EU-Vorgaben (EBM-VO) einen Rückzahlungsmechanismen enthalten muss (Zielmodell ist der symmetrisch ausgestaltete CfD), weshalb etwa das deutsche EEG und das niederländische SDE++ bis zum Jahr 2027 angepasst werden müssen.
- Zum anderen wird auch die Marktintegration von Erneuerbaren weiter vorangetrieben werden. Die EU-Beihilfe-Leitlinien sehen vor, dass während Negativpreisstunden prinzipiell keine Förderung mehr ausgezahlt wird (Ausnahmen sind nur für Kleinanlagen zulässig). Deutschland, die Niederlande und Italien haben bspw. entsprechende Regeln bereits umgesetzt, die anderen Förderregime werden dies spätestens beim Auslaufen der Beihilfenotifizierung umsetzen.

Diese Änderungen gelten jedoch nur für Neuanlagen, die nach Inkrafttreten neuer Gesetze in Betrieb genommen werden. Bestandsanlagen geniessen Bestandsschutz.

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.