

Mai 2023

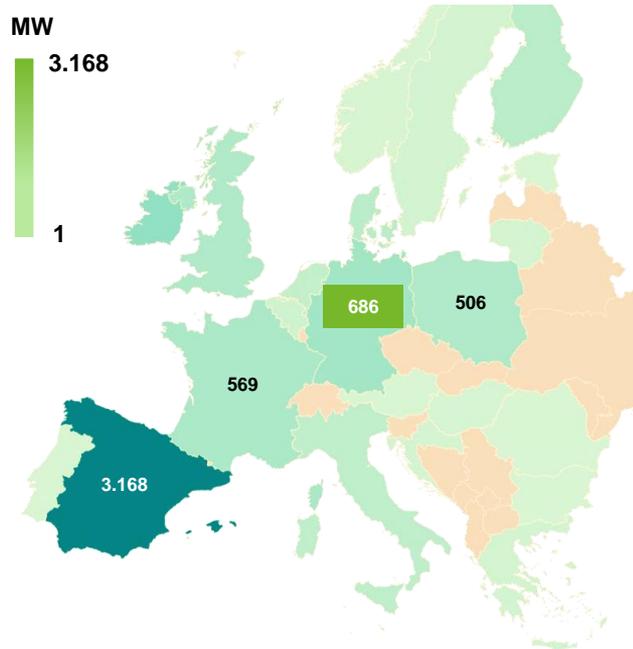
# PPA-MARKT DEUTSCHLAND

Marktüberblick

PEXAPARK

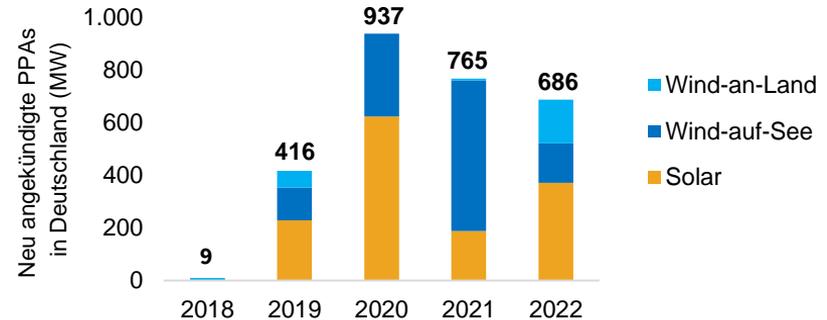
# Deutschland ist einer der am schnellsten wachsenden PPA-Märkte in Europa

## Neu angekündigte PPAs in der Periode Jan–Nov 2022



## Aktuelle Trends und Entwicklungen

- Deutschland ist einer der am schnellsten wachsenden PPA-Märkte in Europa. Das Volumen der öffentlich angekündigten PPA-Verträge hat im Zeitraum 2018–2020 deutlich zugenommen. In den letzten Jahren wurden die neuen Kapazitäten im PPA-Markt vorwiegend von Photovoltaikanlagen und Offshore-Windanlagen getrieben.
- Seit 2021 ist das Marktwachstum leicht zurückgegangen, vor allem getrieben durch höhere Preise und Volatilitäten sowie niedrigere Liquiditäten am Terminmarkt.
- Seit 2020 werden mehr Corporate PPAs<sup>1</sup> als PPAs mit EVU<sup>2</sup> abgeschlossen.



2

**KURZSTUDIE PPA-MÄRKTE**  
05.05.2023

Quelle: Pexapark. PexaQuote PPA Tracker (21.12.2022). Pexaparks PPA Tracker erfasst Verträge, die in der Fachpresse und in Pressemitteilungen angekündigt wurden und eine Laufzeit von mindestens 5 Jahren oder länger aufweisen. <sup>1</sup> PPA mit einem Industrie- oder Gewerbetunden als Abnehmer. <sup>2</sup> PPA mit einem Energiehandels- oder Versorgungsunternehmen.

PEXAPARK

Marktöffensive  
Erneuerbare Energien

# In Deutschland gibt es vier verschiedene PPA-Märkte



## Übersicht über die vier PPA-Märkte

### 1 PPA für neue PV-Anlagen (> 20 MW)

- **Neu gebaute Solarprojekte** (Kapazität > 20 MW), die im EEG kein Anrecht auf Förderungen durch die Marktprämie haben.



### 2 Post-EEG-PPAs („Ü20-Anlagen“)

- **Altanlagen**, die bisher eine EEG-Förderung erhielten, laufen aus dem 20-jährigen Förderzeitraum („Ü20“) aus und wenden sich zu PPAs, um Einnahmen abzusichern.



### 3 Offshore-PPAs (Wind-auf-See)

- **Offshore-Windparks ohne Förderung:** Offshore-Projekte, die bei den deutschen Ausschreibungen erfolgreich waren und keine direkten Subventionen beantragt haben, oder Offshore-Anlagen, die in die niedrigeren Vergütungsstufen des Stauchungsmodells fallen.



### 4 Preisfixierung trotz Förderanspruch

- **Geförderte Anlagen** können aus der Förderung aussteigen und später wieder einsteigen. Dies eröffnet ihnen die Möglichkeit, ein kurzfristiges PPA abzuschließen und die Anlagenerlöse zu optimieren und ggf. oberhalb des EEG-Tarifs zu fixieren.



\* Eine Besonderheit des deutschen Marktes ist, dass es nicht nur einen, **sondern mehrere PPA-Märkte mit unterschiedlichen Merkmalen** gibt: Der Großteil des Geschäftsvolumens wird durch Investitionen in **neue PV-Projekte** getrieben, wobei 10-jährige Pay-as-produced-Verträge der Standard sind. Hierbei wird ein fester Preis für jede produzierte Megawattstunde gezahlt und meist auch das Ausgleichsenergieerisiko vom Abnehmer übernommen. Der deutsche PPA-Markt weist zudem ein **wachsendes Segment für Offshore-Wind-PPAs** auf. Für **ältere Windkraftanlagen sowie für Anlagen, die zeitweise aus der EEG-Förderung aussteigen**, entsteht ein potenziell großer kurz- bis mittelfristiger PPA-Markt.



## PPAs für neue PV-Anlagen (> 20 MW)

**Typische PPA-Laufzeiten und -Strukturen**

- Weitgehend standardisierte 10-jährige Verträge mit Abrechnung nach geleisteter Produktion. Ausgleichsenergie und HKN-Verkäufe sind in der Regel während der gesamten Vertragslaufzeit enthalten.

---

**Aktuelle Entwicklungen und Marktaussichten**

- Hohes Maß an Aktivität in den letzten Jahren.
- Stark wachsender Markt, da Genehmigungen und Bau (im Vergleich zu Windkraftanlagen) schneller erfolgen, weil auch die Flächenkulisse bei PV einfacher zu erschließen ist.

## Ausgewählte PV-PPAs in Deutschland

Datum	Produzent	Offtaker	Offtaker-Typ	PPA-Größe (MW)	PPA-Laufzeit (Jahre)
Feb-22	Energiekontor	Bosch	Corporate	70	15
Apr-22	Enerparc	Axpo	Utility	39	10
Jun-22	Sunnich Lighthouse	Uniper	Utility	198	5
Jul-22	Sunovis	Statkraft	Utility	30	5
Jul-22	Enovos	Siemens, Nordzucker, Freudenberg	Corporate	n/a	n/a
Okt-22	EnBW	Hartha Group	Corporate	10	15

## Aktuelle Preisindikation

95–100 €/MWh

(10-Jahres-PaP<sup>1</sup>-PPA, Start: 01.01.2024)

# Eine steigende Anzahl an Post-EEG-Anlagen sichert Einnahmen mittels PPAs



## Post-EEG-PPAs („Ü20-Anlagen“)

---

**Typische PPA-Laufzeiten und -Strukturen**

➤ Weitgehend standardisierte physische PPAs mit einer Laufzeit von 1–5 Jahren für den Großteil der produzierten Menge. Das technische Risiko ist von Bedeutung und wird eingepreist. Ausgleichsenergie und HKN-Verkäufe sind in der Regel über die gesamte Vertragslaufzeit enthalten.

---

**Aktuelle Entwicklungen und Marktaussichten**

➤ Seit 2021 steigt die Anzahl der Anlagen, die nach Ablauf ihrer EEG-Förderung nach PPAs suchen. Wachsendes Interesse von Industriekunden an diesem Segment, jedoch nicht von solchen mit strengen Zusätzlichkeitskriterien. Letztere investieren ausschließlich in noch nicht errichtete Projekte.

## Ausgewählte Post-EEG-Onshore-Wind-PPAs in Deutschland

Datum	Produzent	Offtaker	Offtaker-Typ	PPA-Größe (MW)	PPA-Laufzeit (Jahre)
Nov-18	n/a	Greenpeace Energy	Utility	9	5
Mai-19	PNE	Lichtblick	Utility	13	n/a
Sep-19	Quadra Energy	Greenpeace Energy	Utility	50	n/a
Jan-22	European Energy	595 Solutions	Corporate	n/a	5
Jan-22	Axpo	Nestlé	Corporate	n/a	5
Aug-22	Statkraft	Power & Air Solutions	Corporate	150	6

## Aktuelle Preisindikation

150–160 €/MWh

(Wind Onshore, 3-Jahres-PaP-PPA, Start: 01.01.2023)

# Offshore-Wind-PPA-Markt ist durch große Produktionsvolumina nicht für alle Offtaker geeignet





## Offshore-PPAs (Wind-auf-See)

**Typische PPA-Laufzeiten und -Strukturen**

- 10–15 Jahre, “as-produced” oder monatliche Baseload-PPAs. PPAs können physisch oder finanziell sein. Prognose- und Ausgleichsenergiesrisiken können in separate Verträge ausgelagert werden. Aufgrund der schieren Mengen schließen Offshore-Windanlagen üblicherweise mehrere PPAs ab.

---

**Aktuelle Entwicklungen und Marktaussichten**

- Die Inbetriebnahme der ersten subventionsfreien Offshore-Windanlagen beginnt um 2025, die PPAs werden bereits seit mehr als 2 Jahren abgeschlossen.
- Etwa 10 GW neue subventionsfreie Offshore-Kapazität ist in deutschen Ausschreibungen zwischen 2023 und 2026 vorgesehen und zwecks finanzieller Absicherung potenziell an PPAs interessiert.

## Ausgewählte Offshore-Wind-PPAs in Deutschland

Datum	Produzent	Offtaker	Offtaker-Typ	PPA-Größe (MW)	PPA-Laufzeit (Jahre)
Nov-20	RWE	Deutsche Bahn	Corporate	65	15
Dez-20	Ørsted	Amazon	Corporate	250	10
Sep-21	Ørsted	REWE Group	Corporate	100	10
Nov-21	Ørsted	BASF	Corporate	186	25
Dez-21	Ørsted	Amazon	Corporate	100	n/a
Nov-22	EnBW	Evonik	Corporate	100	15

## Aktuelle Preisindikation

95–100 €/MWh

(10 Jahre Laufzeit, monatlicher Baseload, Start: 01.01.2025)

# Kurzfristige PPAs erhöhen die gesicherten Einnahmen für geförderte Anlagen



## Typische PPA-Laufzeiten und -Strukturen

 **Sonstige Direktvermarktung & PPAs**

- Physische oder finanzielle „as-produced“ PPAs mit einer Laufzeit von 1 Monat bis zu 5 Jahren je nach Strategie des Produzenten und seiner Möglichkeit, angemessene Sicherheiten zu stellen.
- Verkauf von HKNs optional.

---

- Der Markt ist nach starker Aktivität zwischen Q4 2021 und Q3 2022 aktuell aufgrund der Strompreisbremse nahezu zum Erliegen gekommen.
- Die zukünftige Aktivität hängt stark vom regulatorischen Umfeld sowie Marktpreisniveau ab.

## Aktuelle Entwicklungen und Marktaussichten

### Details

- Der Markt für kurzfristige PPAs hat in Deutschland zwischen Q4 2021 und Q3 2022 ein vielversprechendes Wachstum verzeichnet.
- Geförderte Anlagen können laut § 21b EEG mit einer Frist von einem Kalendermonat in die sonstige Direktvermarktung wechseln und später wieder einsteigen. In der sonstigen Direktvermarktung erhalten Anlagen keine Marktprämie, haben jedoch Anrecht auf HKNs.
- Da die Preise am Terminmarkt über den anzulegenden Wert der geförderten Anlagen gestiegen sind, hat eine Vielzahl an geförderten Anlagen diese Optimierungsoption genutzt und kurzfristige PPAs abgeschlossen.
- Aufgrund der aktuell herrschenden regulatorischen Unsicherheit ist dieses Marktsegment stark eingebremst.

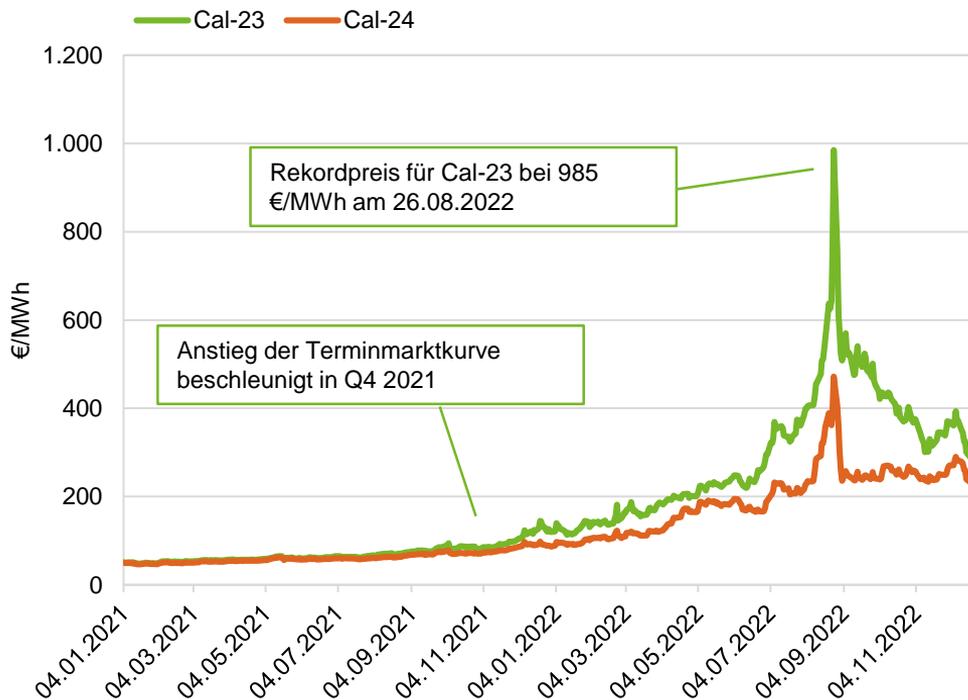
### Aktuelle Preisindikation

160–170 €/MWh

(Wind Onshore, 1-Jahres-PaP-PPA, Start: 01.01.2023)

# Die Risikoaufschläge von EVU und Händlern sind aufgrund höherer Volatilitäten gestiegen

## Entwicklung der deutschen Strompreise am Terminmarkt

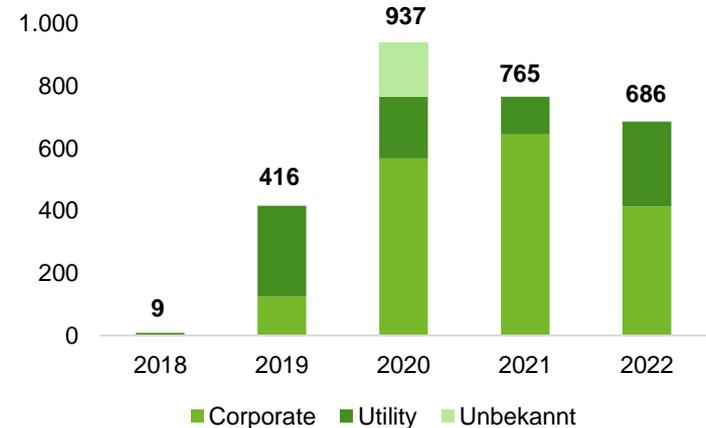


- Die Terminmarktkurve ist der Haupttreiber für PPA-Preise.
- Seit Q1 2021 haben steigende Brennstoffkosten (Gas, Kohle und Emissionszertifikate) die europäischen Strompreise erheblich in die Höhe getrieben. Durch die russische Invasion in die Ukraine haben sich die Preise und die Volatilität im Jahr 2022 weiter drastisch erhöht.
- Aktuell sind Preise weit über dem historischen Durchschnitt und von starker Volatilität geprägt. Man sieht jedoch eine Entspannung der Preise im deutschen Markt.
- Die erhöhten Preise und Volatilitäten haben zu steigenden Margin- und Sicherheitsanforderungen sowie zu größeren Unsicherheiten geführt. Infolgedessen haben Energiehandelsunternehmen ihre Risikoabschläge erhöht und ihre Handelsvolumina am Terminmarkt reduziert.
- Die sinkende Liquidität am Terminmarkt hat auch die Liquidität am PPA-Markt beeinflusst, da EVU und Handelsunternehmen das PPA-Preisrisiko oft auf Terminmärkten absichern. Die Folge sind steigende Risikoaufschläge.

# Große Endkunden gewinnen an Wichtigkeit für den PPA-Markt

- Es gibt ein steigendes Interesse von Industrie- und Gewerbeunternehmen am PPA-Markt. Seit 2021 haben diese eine Vielzahl von PPAs in Deutschland abgeschlossen, darunter Automobilkonzerne wie Volkswagen und Daimler, Unternehmen aus der Getränke- und der Pharmaindustrie sowie aus dem Chemie-, Metall- und Fertigungssektor. In 2022 ist das Volumen an neuen Corporate PPAs aufgrund hoher Preise und regulatorischer Unsicherheit leicht zurückgegangen.
- Neben direkten PPAs zwischen dem Produzenten und einem Endkunden gewinnen auch sogenannte „Back-to-Back-PPAs“ an Wichtigkeit. Wenn ein EVU Grünstrom von einem Produzenten durch ein PPA kauft und diesen dann an einen oder mehrere Endkunden in seinem Absatzportfolio weiterverkauft, spricht man von einem Back-to-Back-PPA.
- In der Regel strebt ein Energiehandelsunternehmen eine neutrale Position an, d. h. es kauft und verkauft zur gleichen Zeit die gleiche Menge und das gleiche Profil.
- Durch die gestiegene Volatilität und verringerte Liquidität am Terminmarkt passten die Zwischenhändler ihre Risikomanagementstrategie an und setzten verstärkt auf Back-to-Back-PPAs, um das PPA-Preisrisiko abzusichern.

Neue PPAs in Deutschland nach Abnehmertyp<sup>1</sup> (MW)



# Die Strompreisbremse erzeugt Unsicherheit auf dem PPA-Markt

## EU-Verordnung zur Bewältigung der hohen Energiepreise

- Die EU-Verordnung<sup>1</sup> hat zu einer Vielzahl nationaler Regulierungen geführt, die sich in diversen Punkten unterscheiden: Art der Regulierung (Gewinnsteuer vs. Erlösobergrenze), Höhe der Obergrenze, Anteil der abgeschöpften Überschusserlöse (20–100 %) und Umsetzungszeitraum.
- Der regulatorische Aufwand, die Komplexität und die Unsicherheit sind drastisch erhöht, speziell für Marktteilnehmer, die in mehreren Märkten in Europa tätig sind.

## Gesetz zur Strompreisbremse in Deutschland

- Das seit 15.12.2022 in Deutschland geltende Gesetz zur Strompreisbremse führt eine rückwirkende Abschöpfung ab 01.12.2022 bis 30.06.2023 ein, mit Möglichkeit auf Verlängerung bis zum 30.04.2024.
- Die Erlösobergrenze ist technologie- und anlagenspezifisch und liegt weit unter dem von der EU empfohlenen Wert von 180 €/MWh. Erlöse über dieser Obergrenze werden zu 90 % abgeschöpft.

## Auswirkungen auf den PPA-Markt

- Für Produzenten im Rahmen langfristiger PPAs werden die Auswirkungen auf die Einnahmen höchstwahrscheinlich vorübergehend und von begrenztem Ausmaß sein. Produzenten sollten jedoch mit erhöhten Anforderungen an die Berichterstattung im Zusammenhang mit der Erlösobergrenze rechnen, da die Vorschrift in Deutschland, wie in vielen anderen Ländern, auf Selbstauskünften beruht.
- Der Markt für kurzfristige PPAs, der in einigen Ländern wie Deutschland in den letzten Monaten stark gewachsen ist, könnte einen stärkeren Einbruch erleiden, was zu einer weiteren Verringerung der Liquidität auf dem künftigen Markt führen würde.
- Die regulatorische Unsicherheit macht auch die Preisgestaltung für grenzüberschreitende PPAs komplexer.

# Ausblick: Markt mit Potenzial braucht klare Signale

- **Wachsender Markt mit Fokus auf PaP:** Deutschland entwickelt sich zu einem der Top-3-PPA-Märkte in Europa. Das Gros des Wachstums wird dabei im Photovoltaik- und Offshore-Segment erwartet. Angesichts des großen Interesses auf der Käuferseite kann der deutsche PPA-Markt als Verkäufermarkt betrachtet werden. Die übliche PPA-Struktur ist ein 10-jähriges „as-produced“ PPA, das in der Regel den Verkauf von HKN sowie die Übertragung des Ausgleichsrisikos auf den Abnehmer beinhaltet. Damit geht die Komplexität der Strukturierung auf den Käufer über.
- **Starker Ausbau:** Es ist geplant, dass bis 2030 zusätzlich zu den bestehenden 122 GW<sup>1</sup> fast 240 GW an erneuerbaren Kapazitäten hinzukommen werden. Ein rascher Ausbau sowie regionale Konzentration können sowohl im Solar- als auch im Windenergiesegment zu höherer Kannibalisierung sowie zu Abregelung durch den Netzbetreiber führen. Diese Entwicklungen könnten mittelfristig zu einer geringeren Nachfrage nach erneuerbaren Profirisiken führen.
- **Volatiles Marktumfeld:** Die Liquidität am PPA-Markt ist aufgrund des hohen Preisumfeldes und regulatorischer Unsicherheit aktuell stark eingeschränkt. Das hohe Preisniveau wird nicht im vollen Umfang an Produzenten weitergegeben, da die Abnehmer ihre Risikoabschläge erhöhen. Außerdem bewirkt das derzeitige Umfeld höhere Kreditanforderungen, da die erforderlichen Sicherheiten von der Preisvolatilität sowie vom Wert des Vertrags abhängig sind. Letzterer ist eine Funktion des PPA-Preises.
- Mit Blick auf die Größe und das Potenzial des Marktes ist die Politik gefordert, klare Signale zu setzen, wenn der Zugang zu grünem Strom für Unternehmen und die Industrie erleichtert werden soll. Zum einen mit Fokus auf ein klares Ende der Strompreisbremse. Zum anderen bezogen auf die weiteren Rahmenbedingungen.

# Impressum

## Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)  
Chausseestraße 128 a  
10115 Berlin  
Tel.: +49 (0)30 66 777 - 785  
Fax: +49 (0)30 66 777 - 699  
E-Mail: [info@dena.de](mailto:info@dena.de)  
Internet: [www.dena.de](http://www.dena.de)

## Autorinnen und Autoren:

Tibor Fischer (dena), Sebastian Kögl (dena), Henrik-Wilhelm Maatsch (dena), Natalija Ljubic (Pexapark), David Willemsen (Pexapark)

## Stand: 05/2023

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena. Sämtliche Inhalte wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Die dena übernimmt keine Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, haftet die dena nicht, sofern ihr nicht nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden zur Last gelegt werden kann.

## Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2023) „PPA-Markt Deutschland: Marktüberblick“



## Wer wir sind

Die Marktoffensive Erneuerbare Energien wurde von der Deutschen Energie-Agentur (dena), dem Deutschen Industrie- und Handelskammertag (DIHK) und dem Klimaschutz-Unternehmen e.V. ins Leben gerufen und wird von diesen Institutionen operativ unterstützt. Mit zielgerichteten branchenspezifischen Informationen will sie Abnehmern, Erzeugern, Finanzierern und anderen Marktakteuren die Potenziale von PPAs aufzeigen, die Marktentwicklung unterstützen sowie Politik und Wirtschaft Empfehlungen geben. Die Projektarbeit der Marktoffensive Erneuerbare Energien wird im Wesentlichen über jährliche Beiträge der knapp 50 Mitgliedsunternehmen finanziert.

Mehr Informationen zur  
Marktoffensive Erneuerbare Energien



[www.marktoffensive-ee.de](http://www.marktoffensive-ee.de)