

# Herausforderungen der Direktvermarktung im neuen EEG

23. Windenergietage in Potsdam | Forum 7

# Starke Kooperation für Ihren sicheren Erfolg



## Ihre Energie in besten Händen

Anlagenbetreiber, Projektierer und Energiehändler gestalten mit einer einzigartigen Kooperation die Energiewende.

## Kooperation der Erneuerbaren

Unabhängige Grünstromproduzenten bilden die Mehrheit und setzen ihre Interessen durch.

## Nachgewiesene Handelskompetenz

Mit wettbewerbsfähigen Angeboten, flexiblen Dienstleistungen und energiewirtschaftlicher Fachkompetenz hat das Stadtwerkenetzwerk Trianel sich als der bestmögliche Handelspartner der GESY etabliert.



➔ Als führender Direktvermarkter bietet GESY eine vertrauensvolle Partnerschaft für beste Vermarktungserfolge.

# GESY verbindet



- Durch die Bündelung Ihrer Erzeugungsleistung profitieren Sie als Anlagenbetreiber jeglicher Größe im GESY-Modell.
- Mit unserer Größe und Erfahrung setzen wir Ihre Interessen gegenüber Geschäftspartnern durch und erzielen somit Ihren besten Preis.
- Als unabhängiger Berater finden wir maßgeschneiderte Lösungen und entwickeln gemeinsam mit Ihnen neue Projekte.



Im Zentrum unseres Geschäftsmodells steht die Verbindung zwischen regenerativen Anlagenbetreibern und der Energiewirtschaft.

# Anforderungen aus der EEG-Novelle



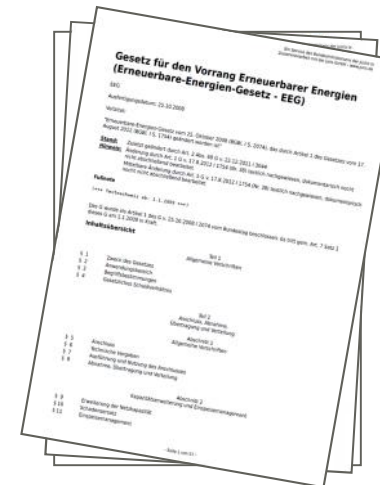
- Die jüngsten Anpassungen am EEG sind nur ein Bruchteil der einschneidenden politischen Maßnahmen zur Energiewende
- Anlagenbetreiber erweitern Ihre Wertschöpfung und sichern attraktive Projekte.
- Banken stellen erhöhte Anforderungen an die Finanzierung von Neuprojekten
- Energiehändler nutzen Größen- und Verbundeffekte und erweitern ihre Handelsaktivitäten
- Direktvermarkter müssen als Bindeglied agieren und optimierte Vermarktungsoptionen bieten.



Vor dem Hintergrund rasant ändernder Rahmenbedingungen müssen sich die unterschiedlichen Akteure rechtzeitig neu aufstellen.

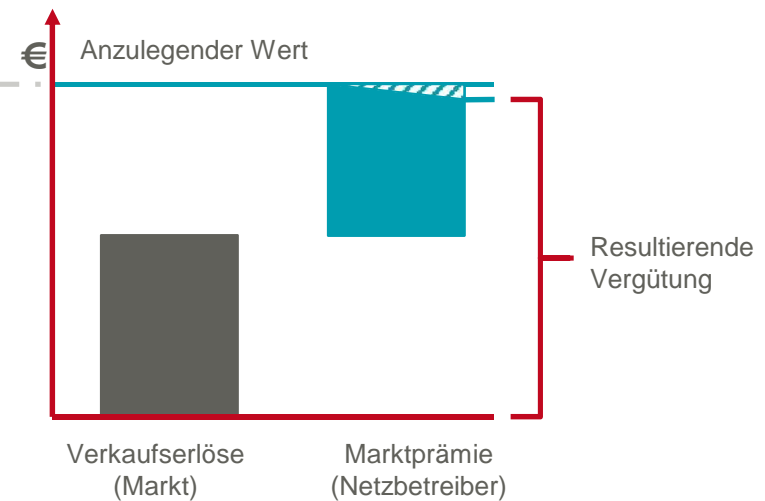
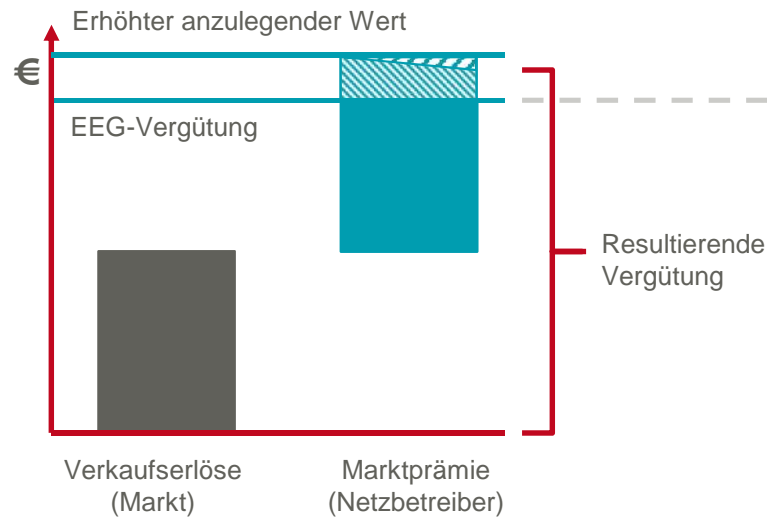
# Ausgewählte Änderungen zum EEG 2012

- Einführung Ausbaurridor und Ausbausteuerung
- Angepasste Förderstruktur
  - Verpflichtende Direktvermarktung (2015: > 500 kW, 2016: > 100 kW)
  - Abschaffung Managementprämienverordnung (Künftig Abzug der Kosten)
  - Pflicht zur Fernsteuerbarkeit (Bestand ab 01.04.2014)
  - 80 % Ausfallvergütung (verkürzte Meldefristen)
  - Förderungs Ausschluss bei negativen Preisen (> 6 h)
- Umstellung auf Ausschreibungen
- Grünstromverordnung (Wegfall des Grünstromprivilegs)



Die EEG-Direktvermarktung wird verpflichtend, und damit gewinnen Markt- und Handelskenntnisse für Anlagenbetreiber weiter an Bedeutung.

# Verpflichtende Direktvermarktung




**Bestandsanlagen**  
[Fokus kurzfristige Optimierung bei gesicherten Rahmenbedingungen]

**Neuanlagen nach EEG 2014**  
[Fokus langfristig stabile Projektbeiträge mit sicheren Partnern]

 Vermarktungsentgelt

Kompensiert Übernahme der Prognose- und Vermarktungsrisiken und die Kosten der Direktvermarktung, der Energielogistik und der Teilnahme am Stromhandel

 Kostenprämie (ehem. Managementprämie)

Anreiz für Bestandsanlagen zum Wechsel aus EEG-Vergütung in Direktvermarktung

 Gleitende Prämie (Marktprämie)

Kompensiert Differenz zwischen Markterlös und EEG-Vergütung bzw. anzulegendem Wert

## Rolle der Banken

- Bereitstellung des Fremdkapitals bei der Projektfinanzierung
- Abtretung der Verkaufserlöse über Finanzierungszeitraum
- Prüfung des Vertragsgefüges
- Einschätzung des Kreditrisikos (Bonität und potenzielle Ausfallhöhe)
- Forderung von adäquaten Sicherheiten zur Absicherung des Kreditrisikos
- Einschätzung zur Vergütungshöhe



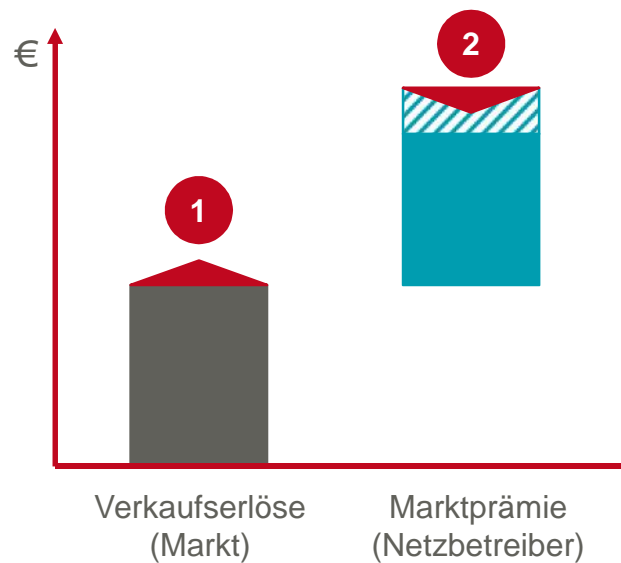
## Aktueller Status im Bankendialog

- Absicherung des Preisrisikos (z. B. lange Vertragslaufzeiten)
- Absicherung des Kreditrisikos
  - Ausfallhöhe (Bürgschaften)
  - Ausfallwahrscheinlichkeit (Bonität)
- Verstetigung der Zahlungsflüsse, Mitfinanzierung durch Beteiligungen
- Aufmerksamkeit liegt auf Vergütungssätzen, Direktvermarktung im MPM bereits weitgehend standardisiert
- Grundlage 2 €/4 € Vermarktungskosten im base/worst case
- „White List“ für kreditwürdige Händler



**Ausschlaggebend ist die Investitionssicherheit der Projektgesellschaft.  
Die Anforderungen der Banken steigen bei engeren Finanzierungsspielräumen.**

## Marktprämienmodell



1

### Erhöhung der Verkaufserlöse

- Handelskompetenz: z. B. bewusster Einsatz verschiedener Marktzugänge
- Standortgüte: Verhältnis zwischen Eigenportfolio und Referenzportfolio

2

### Reduktion der Vermarktungskosten

- Hochwertige Prognosen (niedrige Ausgleichsenergiekosten)
- Handelskompetenz, insb. Kurzfristhandel (Ausgleichsenergie)
- Prozesseffizienz und -qualität (niedrige Abwicklungskosten)
- Portfoliogröße und -verteilung  
Ausgleichseffekte (Ausgleichsenergie)



Das Handelsergebnis wird stark von einer aktiven 24/7-Bewirtschaftung, einem (internationalen) Zugang zu verschiedenen Handelsplätzen, dem professionellen Management von Risiken und der Beherrschung komplexer Prozesse beeinflusst.



# Bedürfnisse der Anlagenbetreiber

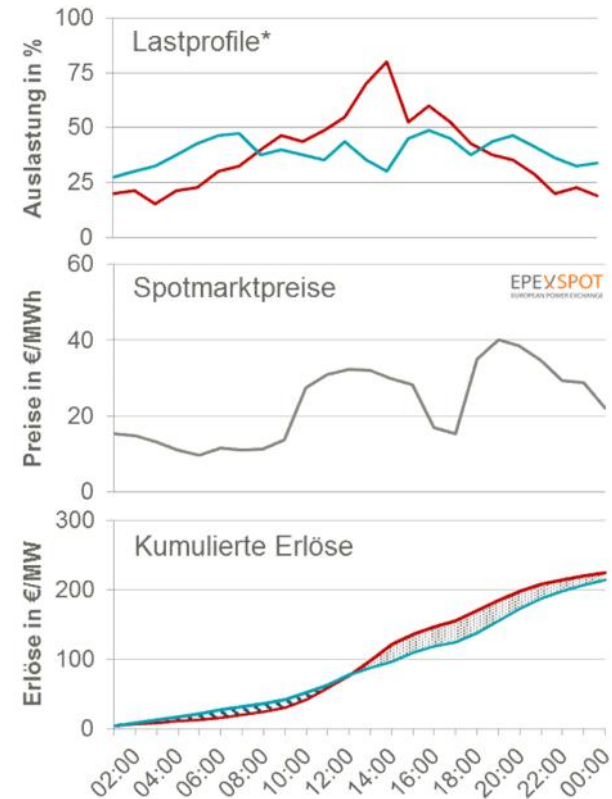
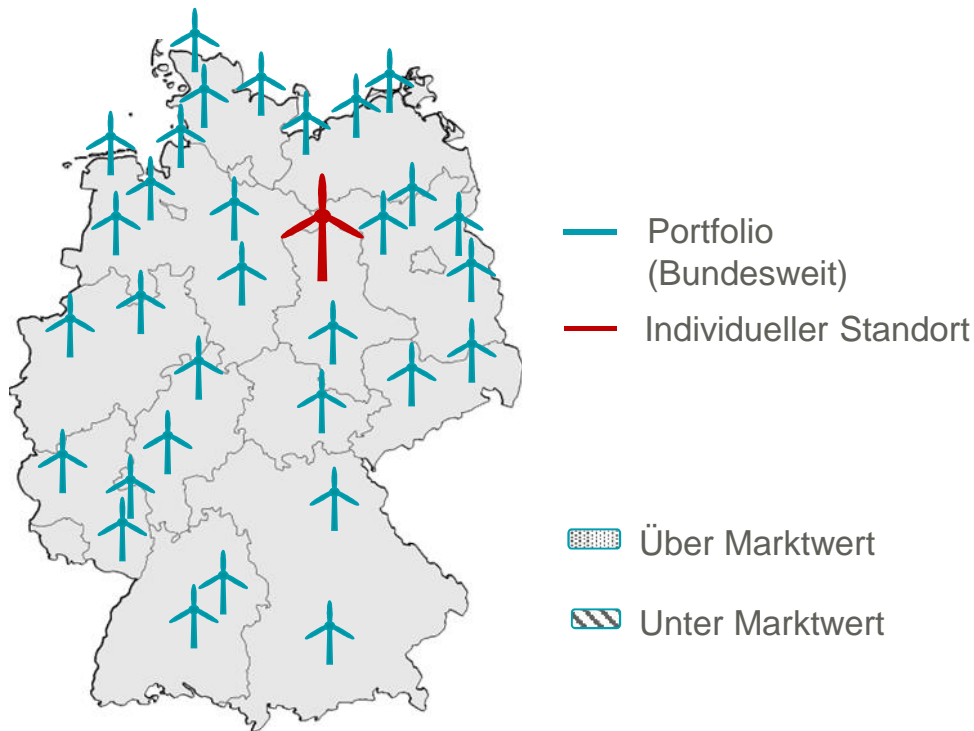
- Hohe und sichere Vermarktungserlöse
- Investitionssicherheit der Projektgesellschaft
- Geringe Transaktionskosten
- Ausgeprägte Flexibilität
- Vertrauen und Transparenz
- Umfassendes Dienstleistungspaket
- Zuvorkommender Service mit festen Ansprechpartnern
- Neue Vermarktungswege und Diversifiziertes Produktportfolio „aus einer Hand“
- Förderung der Erneuerbaren
- Partner auf Augenhöhe
- Unterstützende Begleitung bei neuen Regulierungsanforderungen und den anstehenden Veränderungsprozessen
- ...



# Ausblick zu weiteren Veränderungen



# Wachsende Bedeutung der Standortgüte

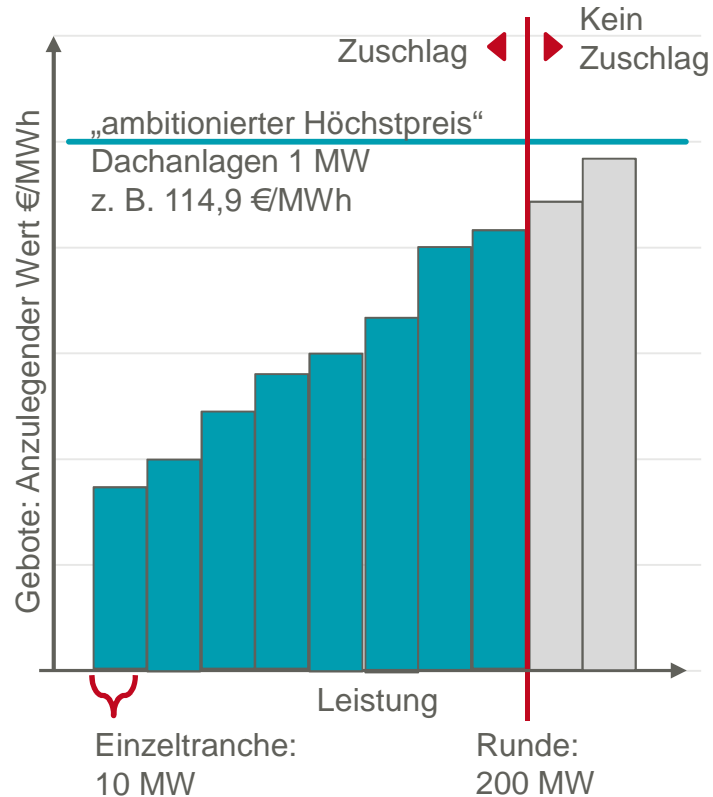


\*Exemplarische Werte



Zukünftig werden die Direktvermarktungskonditionen stärker vom Mehr- bzw. Minderwert des Standortes im Vergleich zum Bundesdurchschnitt (Monatsmarktwert) abhängen.

# Ausblick: Ausschreibung



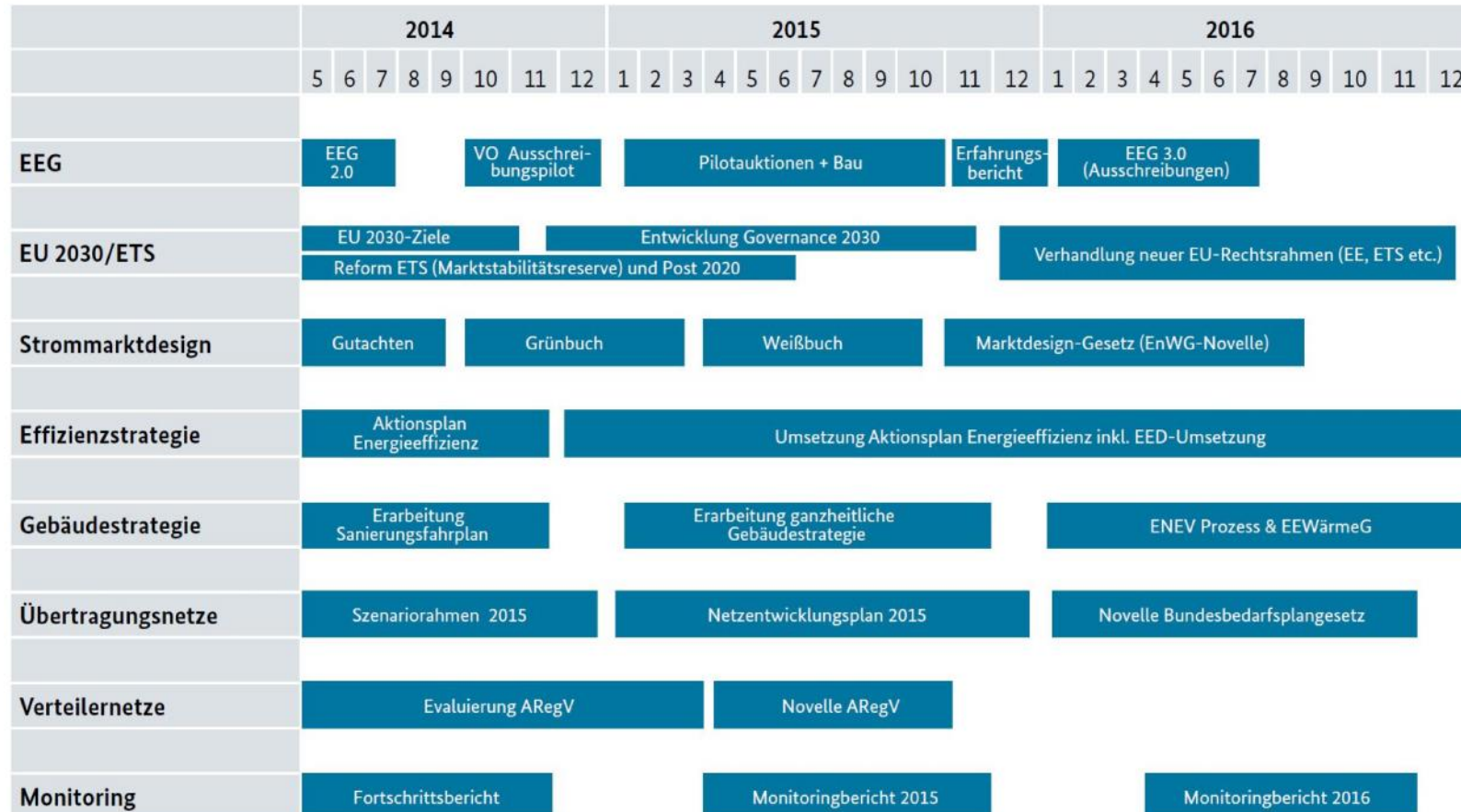
- Ausschreibung erfolgt über Bundesnetzagentur (Vorlauf mindestens 8 Wochen), wo teilnehmende Bieter
  - eine Teilnahmegebühr zahlen,
  - 4 €/kW als Sicherheit (2 €/kW bei fortgeschrittene Planung) hinterlegen,
  - die installierte Leistung eines konkreten Projekts benennen und
  - „Ihre Förderhöhe“ einmalig und verdeckt auf das alleinige Zuschlagskriterium Anzulegender Wert bieten.
- Insgesamt 600 MW werden auf drei Ausschreibungen verteilt.
- Binnen 2 Wochen erfolgt Zuschlag, anfangs „Pay-as-Bid“ und ab der dritten Runde „Einheitspreis-Verfahren“.
- Nachrückverfahren, aber keine Weiterveräußerung des Zuschlags.
- Kautions- oder Bürgschaft in Höhe von 50 €/kW. (25 €/kW bei fortgeschrittener Planung)
- Teilnahme mit Projektgrößen von maximal 10 MW ohne spezielle Flächenkategorien, ohne Sonderregelungen für „kleine Projekte“ oder Bürgerbeteiligungsmodelle.
- Realisierung nach 18 Monaten; Pönale (Kautions- und Förderungsentzug) nach 24 Monaten.



**Auch wenn der Blick ins Ausland wenig Gutes verheißt und die Erfahrungen bei der PV-Freifläche nicht auf Windprojekte übertragbar sind, müssen sich die Marktteilnehmer auf die neuen Anforderungen rund um die Ausschreibung vorbereiten.**

# Ausblick: Politik und Regulierung

## Wichtigste Projekte Energiewende

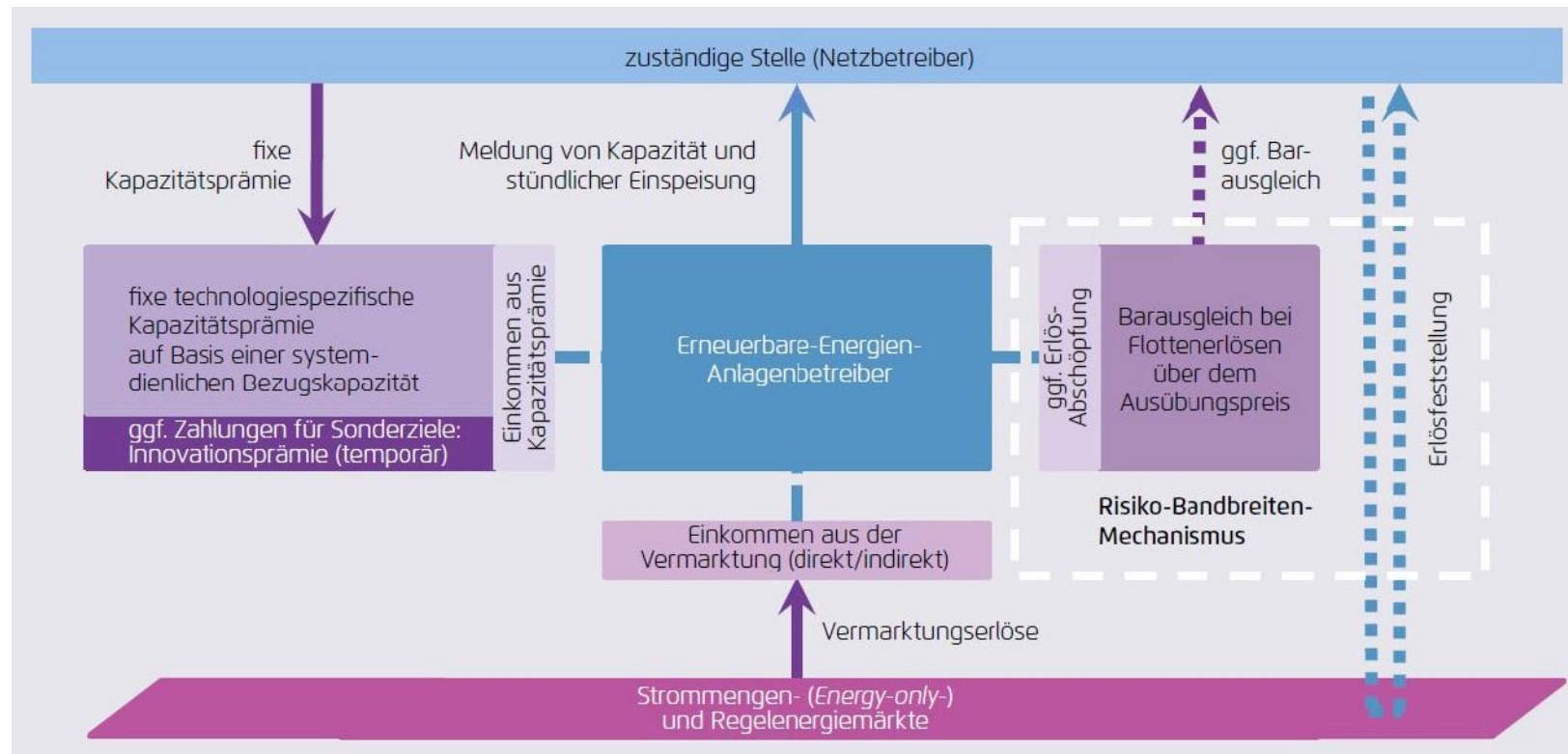


Quelle: BMWi, 10-Punkte-Energie-Agenda

➤ Das EEG 2.0 ist „erst der Anfang“. Es stehen anspruchsvolle Debatten (aktuell u. a. das „Grünbuch“) und hoch komplexe Maßnahmenpakete rund um die Energiewende an.

# Ausblick: Systemdienlichkeit

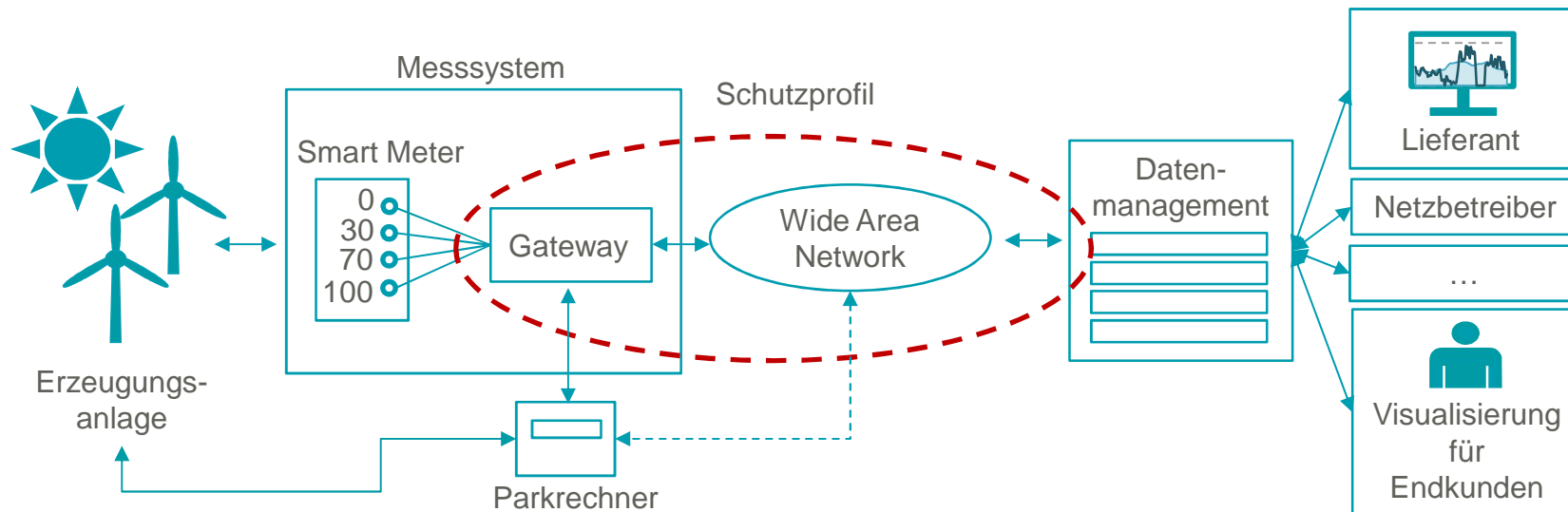
## Beispiel: Erlösströme im Reformmodell für die Flankierung neuer Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien



Quelle: AGORA energiewende/Öko-Institut zu EEG 3.0

➤ **Unabhängig vom Ausgang der Diskussion um die Kapazitätsmärkte werden die Erneuerbaren zunehmend neue Systemaufgaben übernehmen und mit neuen Fördermechanismen umgehen müssen.**

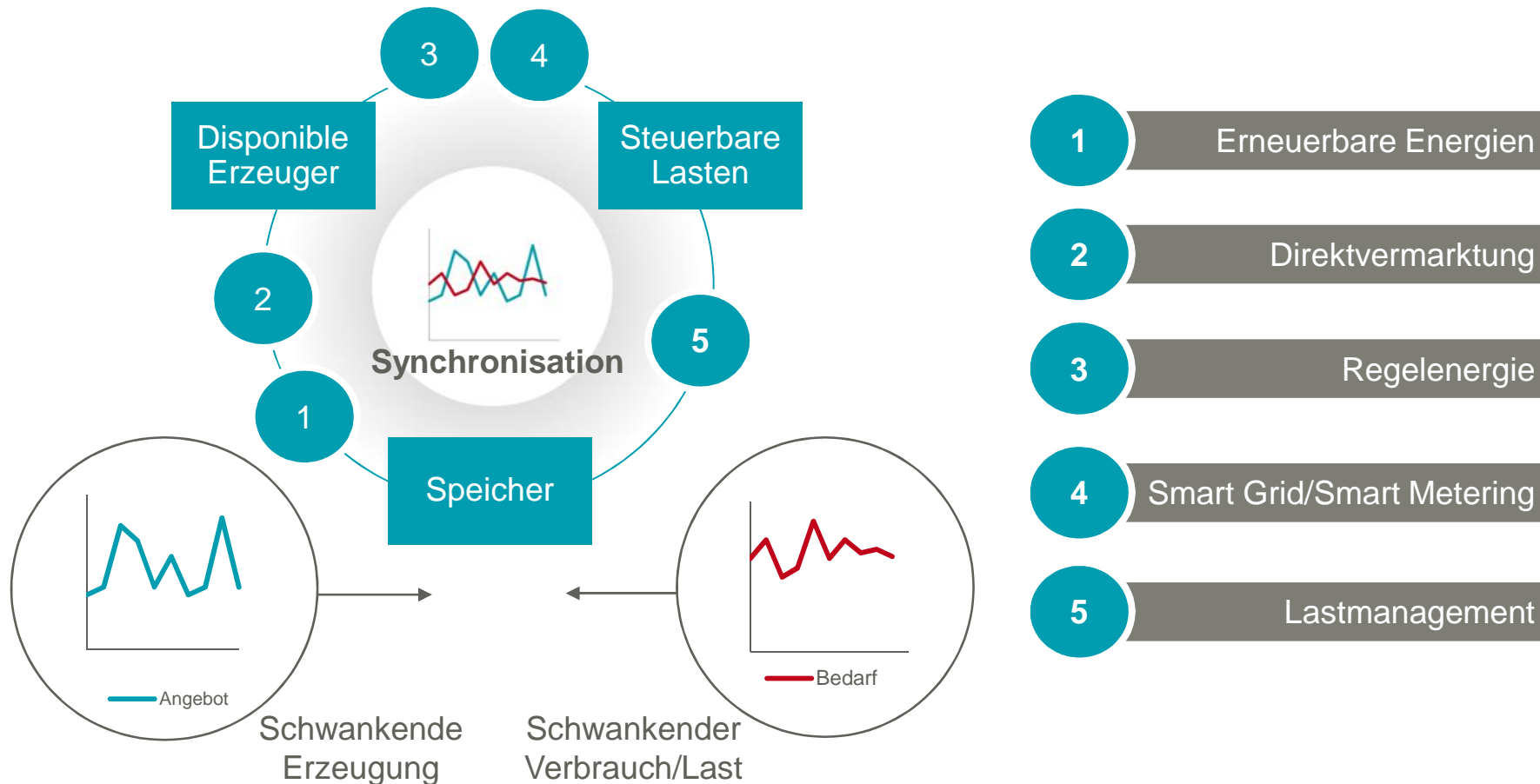
# Ausblick: Beherrschung von Systemen und Prozessen



- Im Zusammenspiel der verschiedenen Akteure gewinnen die Informationsflüsse und neue Technologien wie Smart Meter und Smart Grid rasant an Bedeutung.
- Dies haben auch bisher marktfremde Firmen wie Google (siehe Übernahme der Firma NEST) erkannt und drängen hier zunehmend in einen zukünftig veränderten Markt.
- Die komplexen Informationsflüsse, Steuerungsanforderungen und Schnittstellen erfordern neue Marktrollen und verstärken den Regulierungsbedarf in Richtung Standards und Normierung.

**➤ Wesentlicher Erfolgsfaktor wird zukünftig die Beherrschung von IT und Prozessen sein.**

# Ausblick: Regionale Synchronisation



➤ **Regionalität und die genaue Kenntnis der Synchronisationsanforderungen in Erzeugung und Verbrauch spielen eine entscheidende Rolle.**



# Alternative Vermarktung am Beispiel Endkundenprodukt



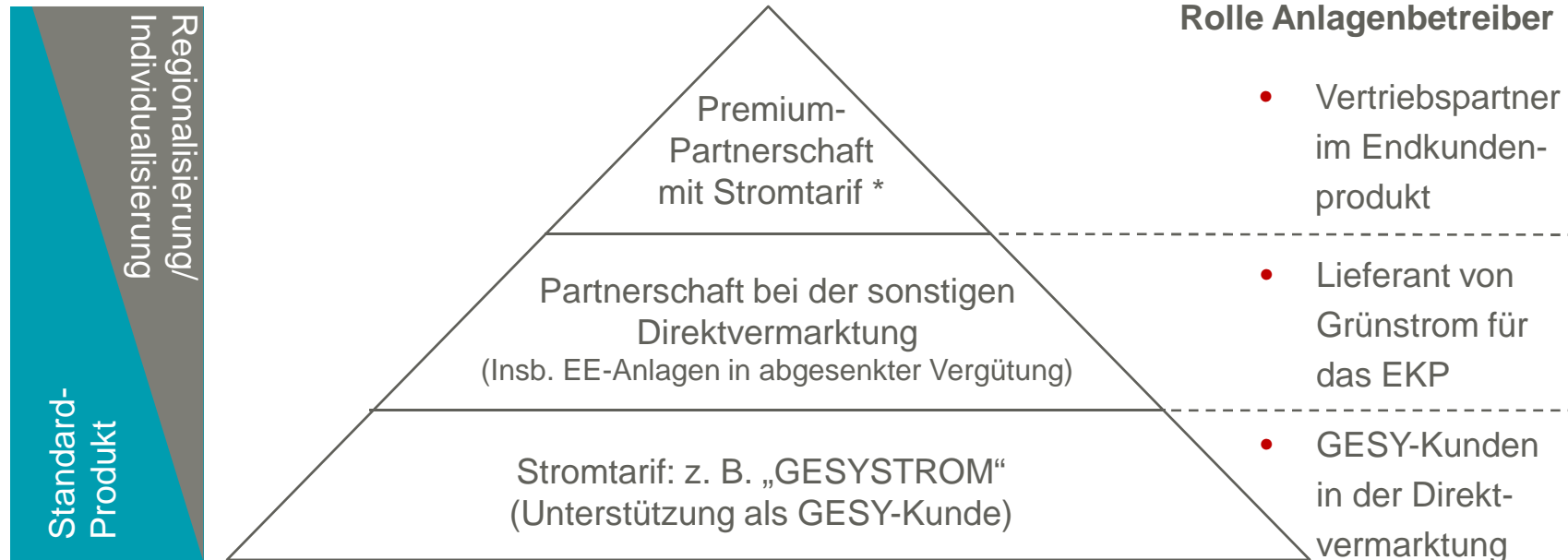
## Produktmerkmale

- Grünstromtarif mit Windstromanteil
- Regionale Tarife unterhalb Grundversorger
- Bündelung von Kundenpotenzial
- Standardisierte Kerndienstleistung

## Vorteile für Betreiber

- Attraktive Vermarktungskonditionen
  - Heute eher ältere Windkraftanlagen in sonstiger DV
  - Perspektive: Verordnung Grünstrombelieferung
  - Perspektive: Auslaufende Förderung
- Akzeptanzförderung für neue Projekte
  - Integration lokaler Windenergie
  - Windkraftbonus (Marketing-Zuschuss)
- Synergien durch bestehenden Kundenzugang
  - Kommanditisten, Anteilseigner
  - Anwohner vor Ort, Mitarbeiter
  - Eigene Gewerbeimmobilien
  - Reststrombelieferung Windkraftanlagen

# Wege der Zusammenarbeit beim Endkundenprodukt

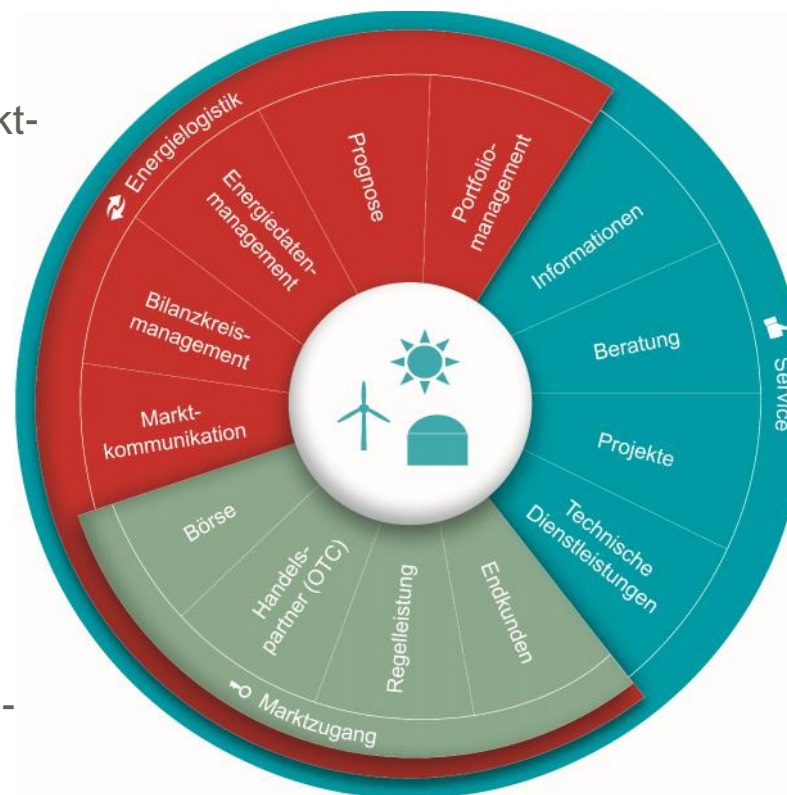


\* In Anlehnung an den Standard-Tarif: bspw. „GESYSTROM für XY in Musterort“

- Der Zugang zur Premiumpartnerschaft wird über eine „Eintrittskarte“ finanziert.
- Zusätzlich können in allen Stufen auch Marketingunterstützungen, beispielsweise in Form von Preisrabatteen, genutzt werden (Bürgerbonus).
- Darüber hinaus unterstützt GESY bei der regionalen Direktbelieferung und Energieversorgung.

# Stellgrößen erfolgreicher Direktvermarktung

- Beherrschung komplexer Prozesse und ausgeprägte Flexibilität in dynamischem Markt- und Regulierungsumfeld
- Solide Aufstellung und Auswahl kompetenter Partner entlang der Wertschöpfung
- Entwicklung alternativer Vermarktungswege vom Endkundenprodukt über Regelenergie bis hin zur Speicherung und PPA-Verträgen
- Angebotserweiterung rund um Dezentralität sowie Integration der weiteren Energiewendefelder Wärme, Mobilität und Smart Markets
- Umfassender Service durch zusätzliche und begleitende Dienstleistungen sowie Beratung und Projektmanagement



Vielen Dank – wir  
freuen uns auf das  
weiterführende  
Gespräch!



**Thomas Imber**

Geschäftsführer

Invalidenstraße 91

10115 Berlin

**T** +49 30 847 12 46 02

**M** +49 151 61 20 90 25

imber@gesy.net