

**VBEW-Seminar am 24. Februar 2014, München  
„Direktvermarktung nach EEG 2012“**

## Umsetzung in der Praxis – Rolle Stromhändler/Anlagenbetreiber

Dipl.-Ing. Josef Werum  
in.power GmbH, Mainz



- Über in.power
- Direktvermarktung - vom Pilotprojekt zum Marktmodell
- Technische Anforderungen an die einzelnen Anlagen
- Anforderungen an das Anlagenportfolio
- Praxis Marktprämie, Grünstromprivileg, sonstige DV
- Direktvermarktungsverträge
- Abwicklung Rechnungsreglung
- Operative Herausforderungen
- Auswahl des Händlers aus Sicht des Anlagenbetreibers
- Managementprämienverordnung (MaPrV)
- Ausblick EEG-Novelle 2014

# Über in.power



- Gegründet im Juli 2006
- Unabhängiger Player am deutschen Strommarkt
- **in.power** steht für **independent** power
- Vollständig in Privatbesitz der beiden Geschäftsführer
- Spezialisiert auf die Direktvermarktung von Strom aus regenerativen und umweltfreundlichen Erzeugungsanlagen
- Zulassung an der EEX in Leipzig und an der EPEX Spot in Paris und Bilanzkreise in allen vier deutschen Regelzonen
- Deutschlandweite Online-Messwerterfassung in Betrieb
  - > Ziel: Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien mithilfe des „**in.power energy network**“

## **Bereich 1: in.power energy network & trade**

- Direktvermarktung von Strom aus regenerativen und umweltfreundlichen Erzeugungsanlagen

## **Bereich 2: in.power Forschung & Entwicklung**

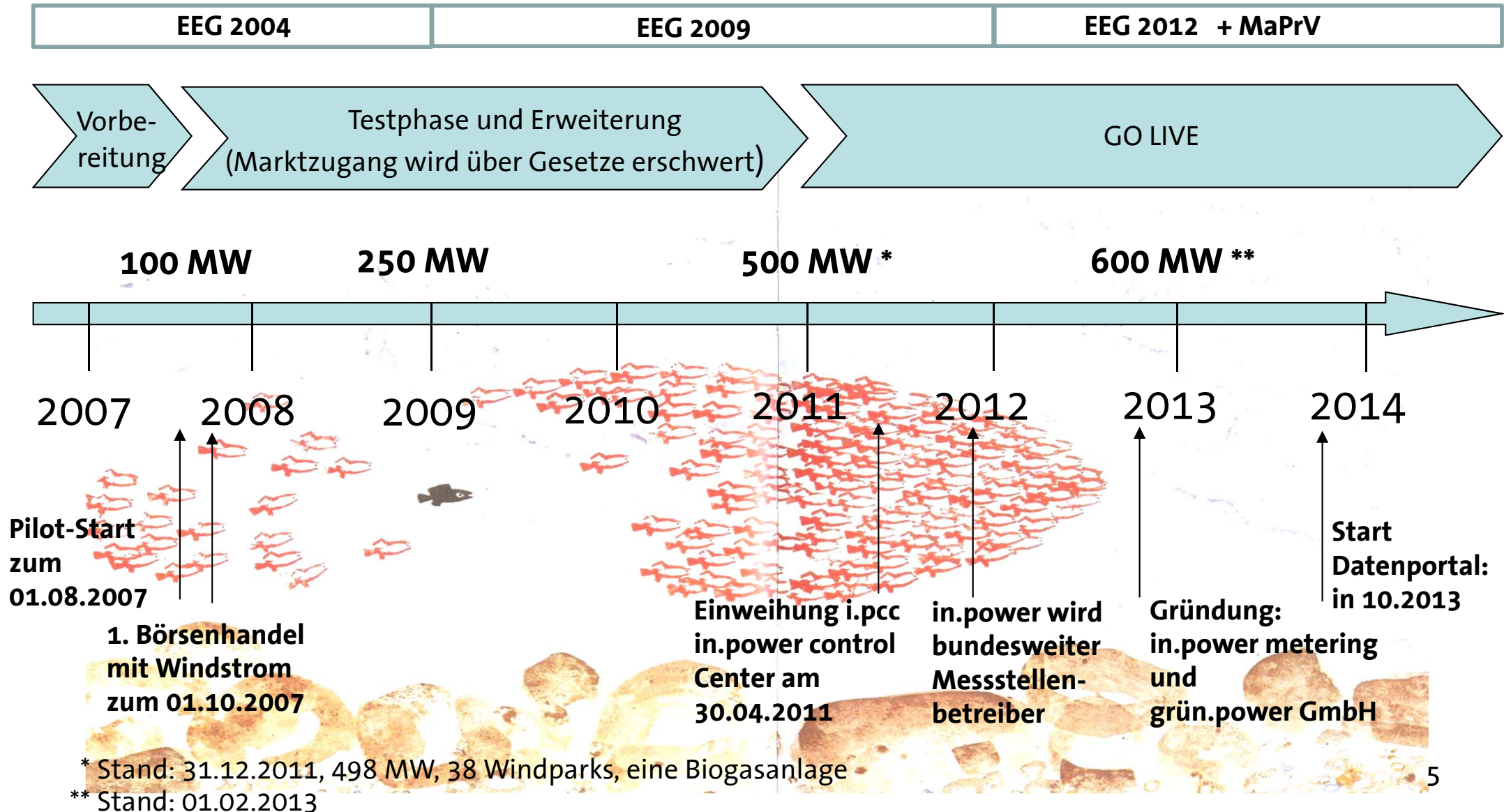
- Mitarbeit am E-Energy Forschungsprojekt „Regenerative Modellregion Harz“ (Fraunhofer IWES Kassel u.a.)
- Mitarbeit am Forschungsprojekt IKT für Elektromobilität „Harz EE-mobility“ (beide Forschungsprojekte vom BMWi/BMU gefördert)

## **Bereich 3: in.power consult**

- Beratungsdienstleistungen in den Bereichen Regenerative Energien, Energiewirtschaft und IT

# in.power energy network Entstehungsgeschichte - Zeitstrahl

in.power



# Über in.power Dienstleistungsangebote



## **in.power bietet dem Anlagenbetreiber:**

- Direktvermarktung nach EEG 2012:  
Marktprämien-Modell, Grünstromprivileg, sonstige Direktvermarkt.
- Intelligente Vermarktungsstrategien, die zusätzliche Wertbeiträge ermöglichen
- Koordination und Energiedatenmanagement
- Übernahme oder Minderung des Handelsrisikos

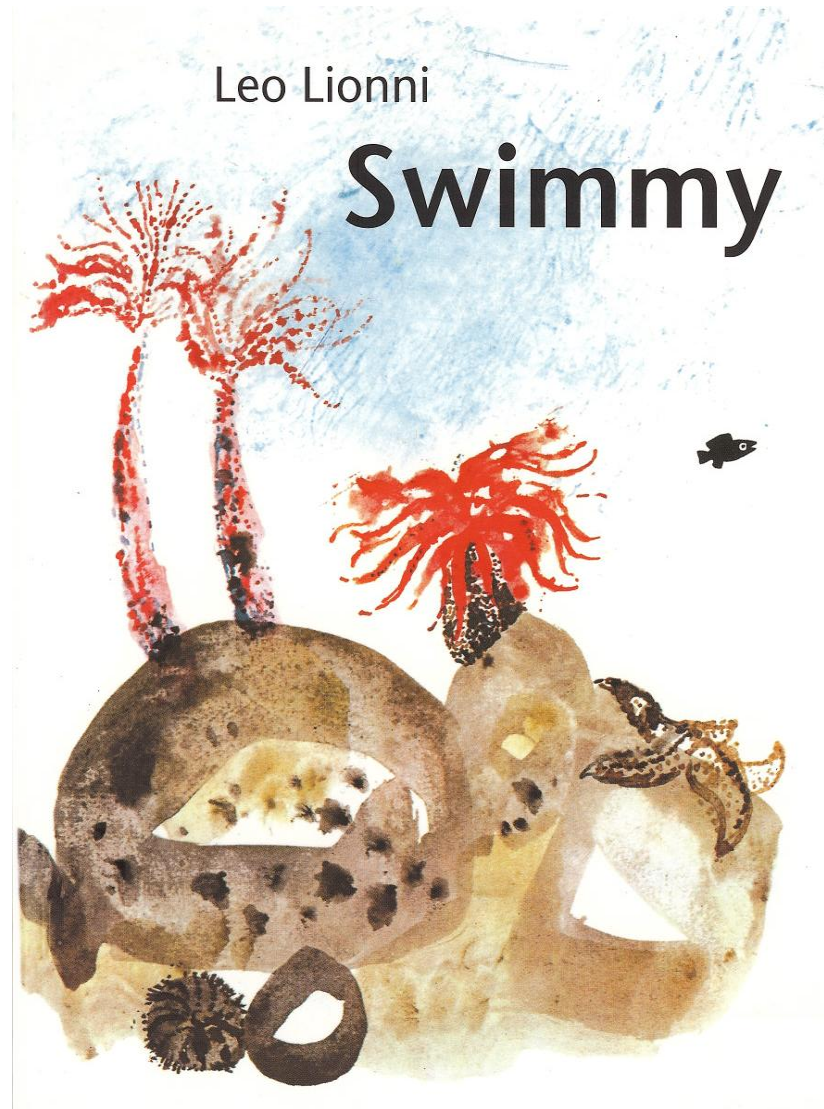
## **in.power bietet dem Energieversorger:**

- Intelligente Beschaffungsstrategien, die zusätzliche Wertbeiträge ermöglichen
- Bezug von zertifizierten Grünstromprodukten auf Großhandelsebene
- Koordination und Energiedatenmanagement
- Entwicklung und Erstellung von Studien und Konzepten
- Allgemeine Beratungsdienstleistungen



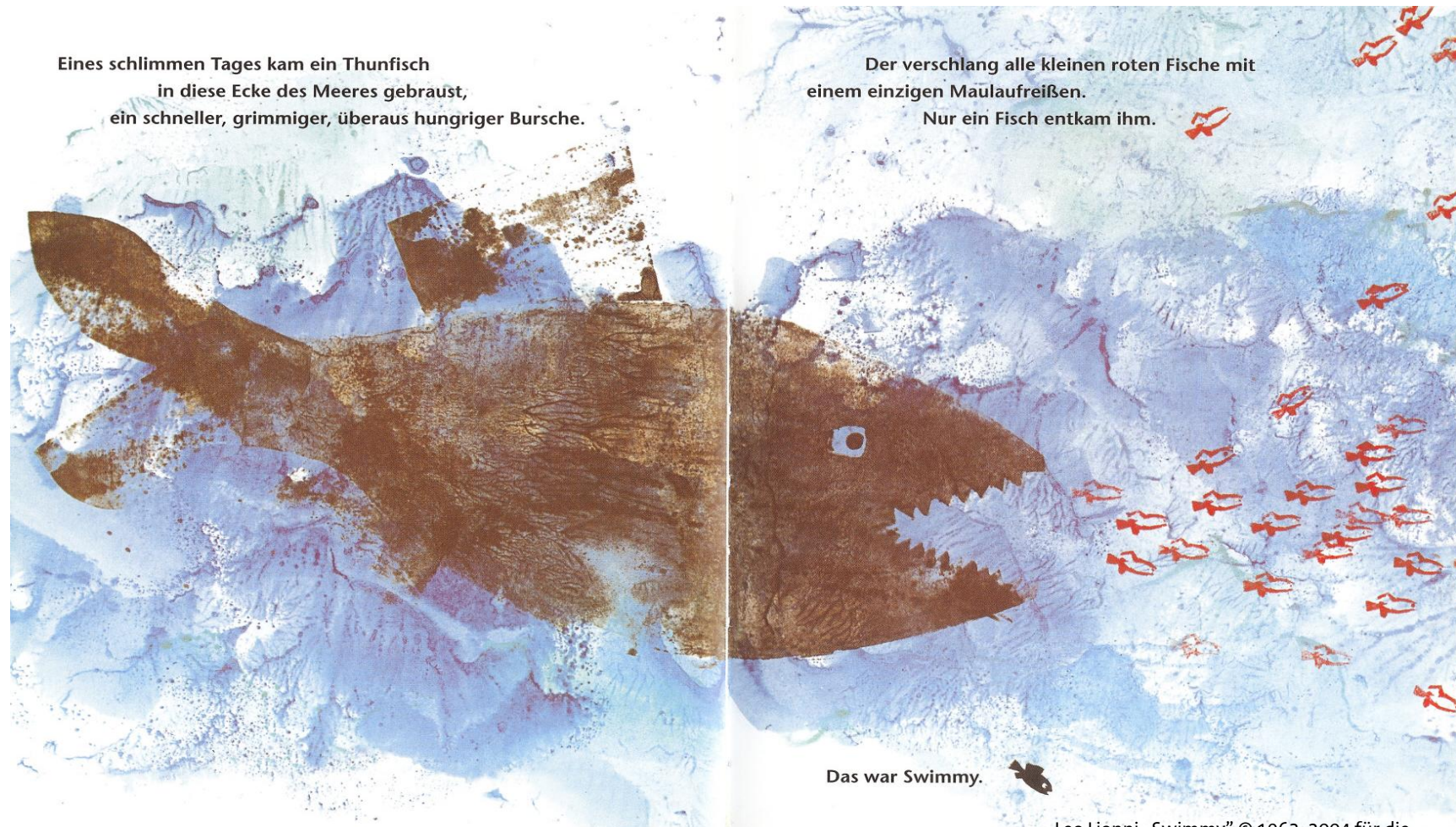
# Einführung

in.power



Leo Lionni „Swimmy“ © 1963, 2004 für die deutschsprachige Ausgabe Beltz & Gelberg in der Verlagsgruppe Beltz, Weinheim/Basel

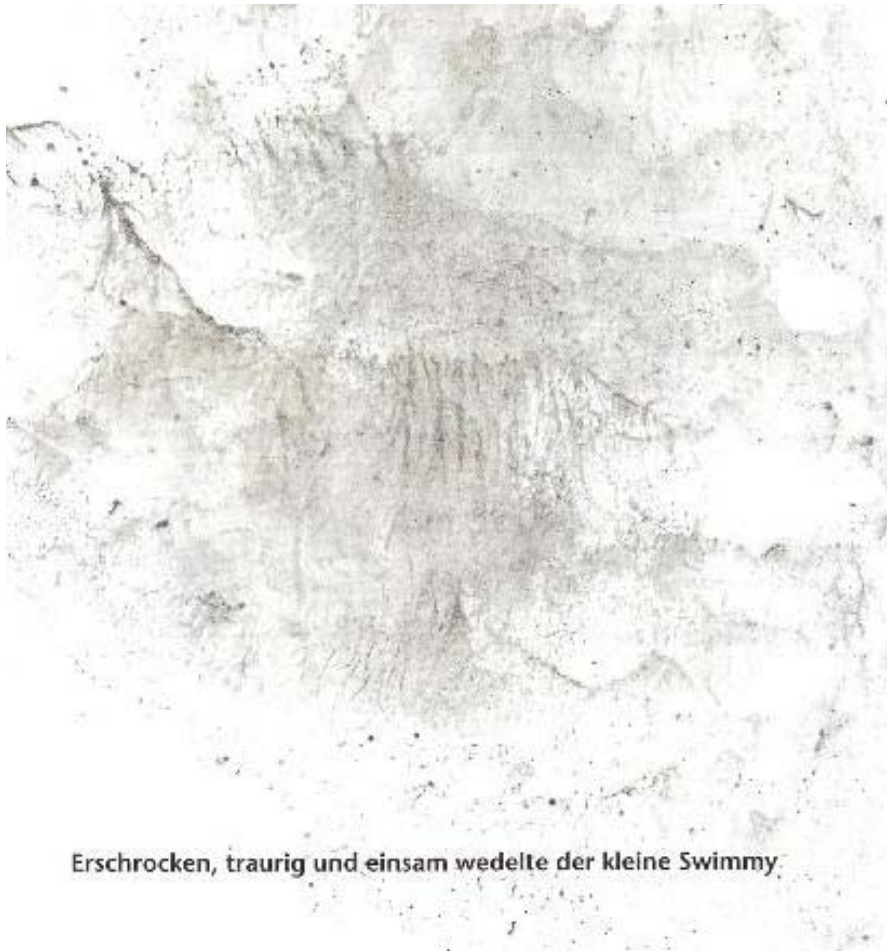
# Einführung



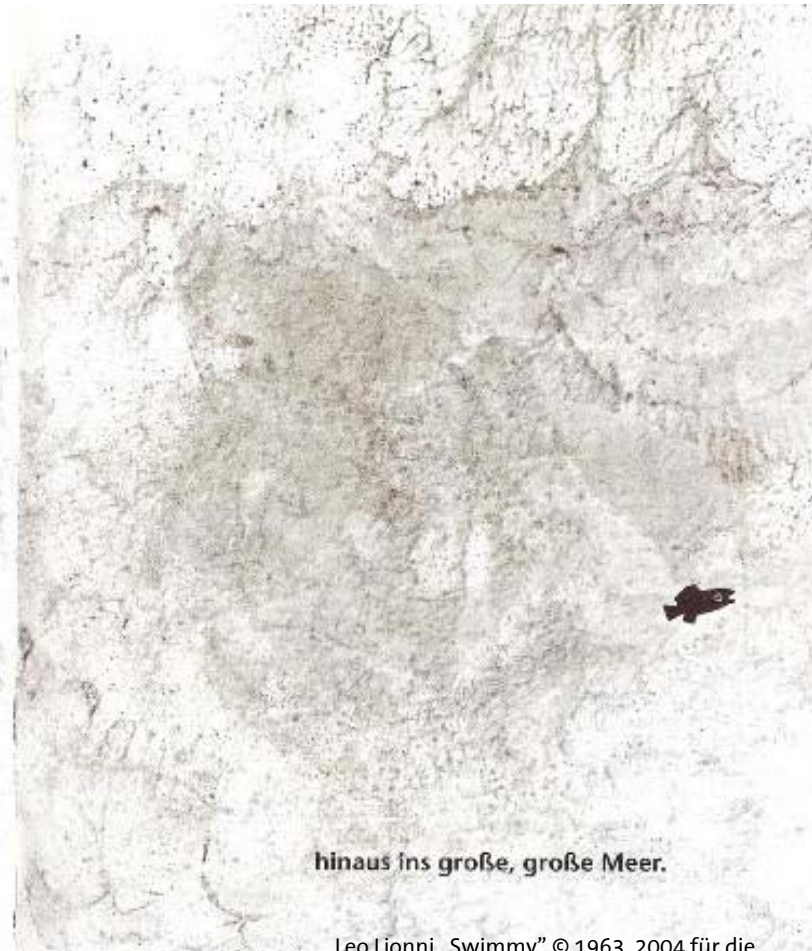
Leo Lionni „Swimmy“ © 1963, 2004 für die  
deutschsprachige Ausgabe Beltz & Gelberg  
in der Verlagsgruppe Beltz, Weinheim/Basel



# Einführung



Erschrocken, traurig und einsam wedelte der kleine Swimmy.



hinaus ins große, große Meer.

Leo Lionni „Swimmy“ © 1963, 2004 für die deutschsprachige Ausgabe Beltz & Gelberg in der Verlagsgruppe Beltz, Weinheim/Basel

# Einführung



Leo Lionni „Swimmy“ © 1963, 2004 für die deutschsprachige Ausgabe Beltz & Gelberg in der Verlagsgruppe Beltz, Weinheim/Basel



# Einführung



# Einführung

Als der Schwarm diese bestimmte Form angenommen hatte,  
da war aus vielen kleinen roten Fischen  
ein großer Fisch geworden,  
ein Fisch aus Fischen,  
ein Riesenfisch.

Leo Lionni „Swimmy“ © 1963, 2004 für die  
deutschsprachige Ausgabe Beltz & Gelberg  
in der Verlagsgruppe Beltz, Weinheim/Basel

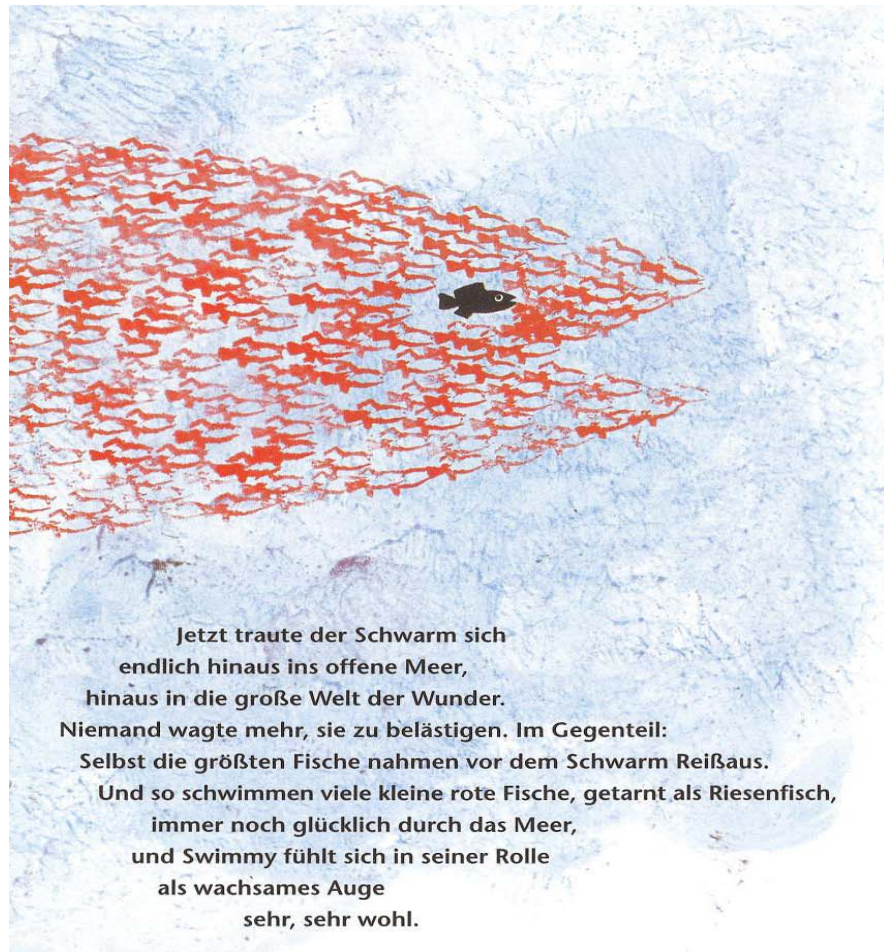


Es fehlte dem Fisch nur das Auge.  
Also sagte Swimmy: »Ich spiele das Auge!«  
Dann schwamm er als kleines schwarzes Auge  
im Schwarm mit.



# Einführung

in.power



# Technische Anforderungen an die einzelnen Anlagen

- §6 Abs. 1 EEG 2012 muss erfüllt sein  
(Einspeiseleistung muss bei Netzüberlastung  
ferngesteuert abgeregelt werden können, Abruf der  
Ist-Einspeisung)
- Viertelstündliche Messung und Bilanzierung  
(Anlagen müssen mit einer Vier-Quadranten-  
messung ausgestattet sein und Einspeisung muss  
entsprechend gemessen und bilanziert werden)

# Anforderungen an das Anlagenportfolio



- Räumliche Verteilung der Anlagen (Portfolioeffekt)
- Anlagenportfolien sollten Mindestgröße ( $> 100$  MW haben)
- Anlagen / Anlagenparks sollten am Einspeisepunkt (Netzverknüpfungspunkt) eine Mindestgröße haben:

## **Fluktuierende Anlagen:**

Windkraftanlagen:  $\geq 0,5$  MW

Photovoltaikanlagen:  $\geq 1,0$  MW

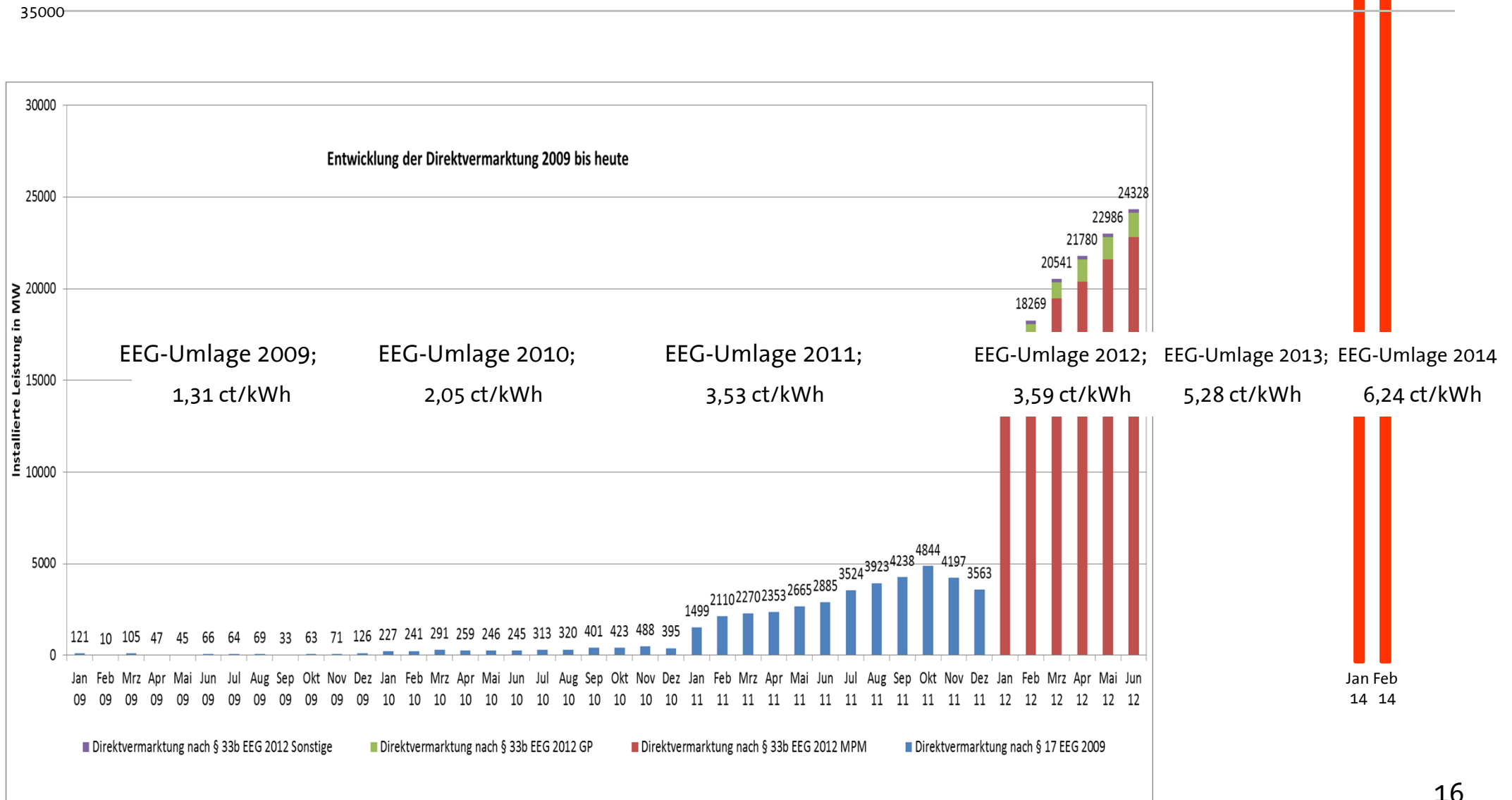
## **Steuerbare Anlagen:**

Biogasanlagen:  $\geq 0,5$  MW

Wasserkraftanlagen, etc.:  $\geq 0,5$  MW

# Praxis GSP und MP: Direktvermarktung 2009 bis heute

in.power



Quelle: [www.eeg-kwk.de](http://www.eeg-kwk.de) bzw. ab 17.02.2014: [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)



# Exkurs Energiehandel

## Börsenhandelsplätze in Europa

in.power

eeX

EPEX SPOT  
EUROPEAN POWER EXCHANGE

BELPEX  
Part of APX-ENDEX

EXAA  
Energy Exchange Austria

apx endex

cmel  
mercados a.v.

powernext  
Powering the next markets

GME  
Gestore Mercati Energetici

GESTORE MERCATI ENERGETICI

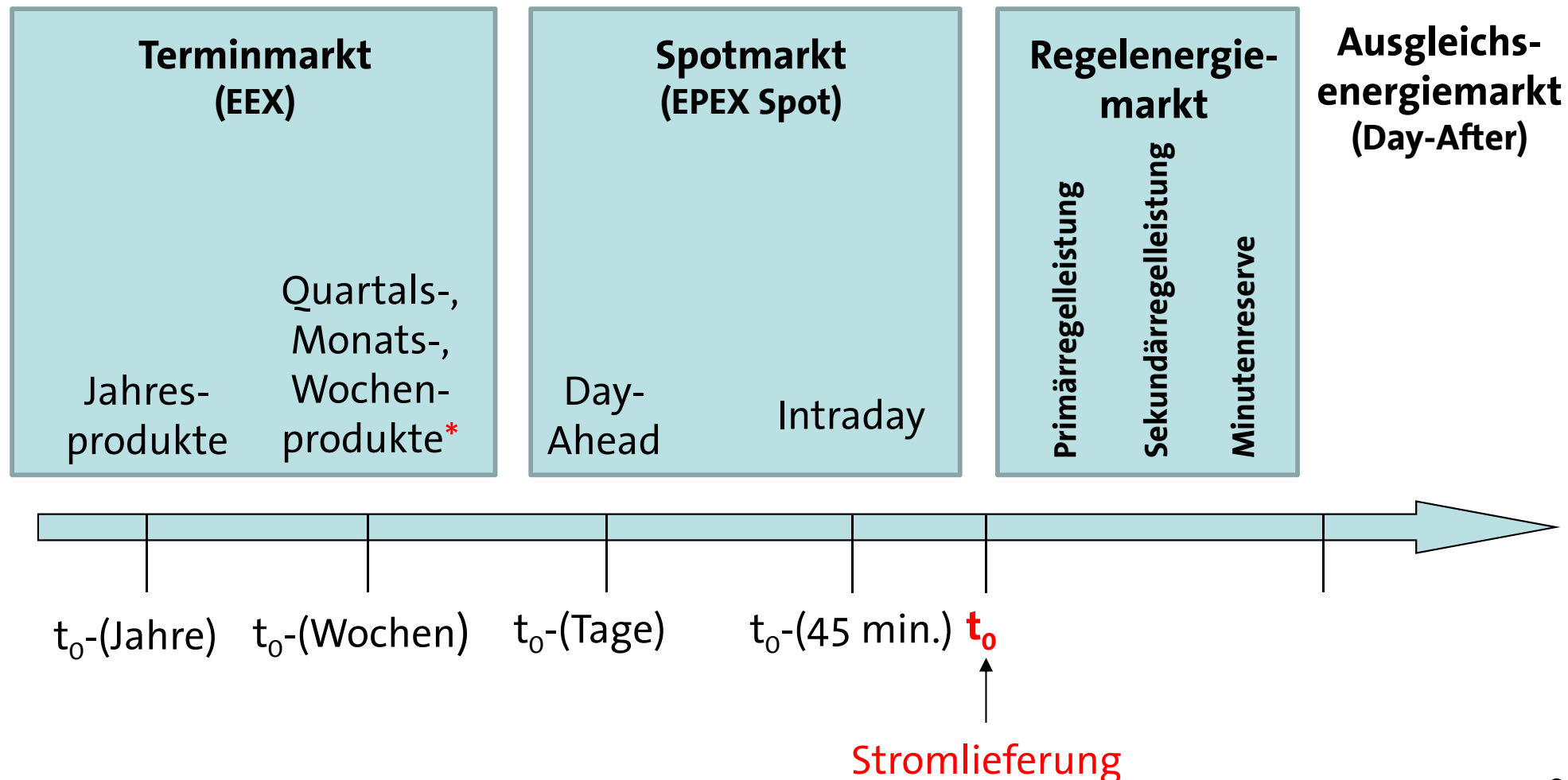
nordpool  
spot

POLISH  
POWER EXCHANGE



Weiterführende Informationen: <http://www.prospex.co.uk/cms/Western%20Power>

# Stromhandelsplätze in Deutschland und deren zeitlicher Rahmen



\* seit 19.09.2012 auch Tages- und Wochenend-Futureprodukte

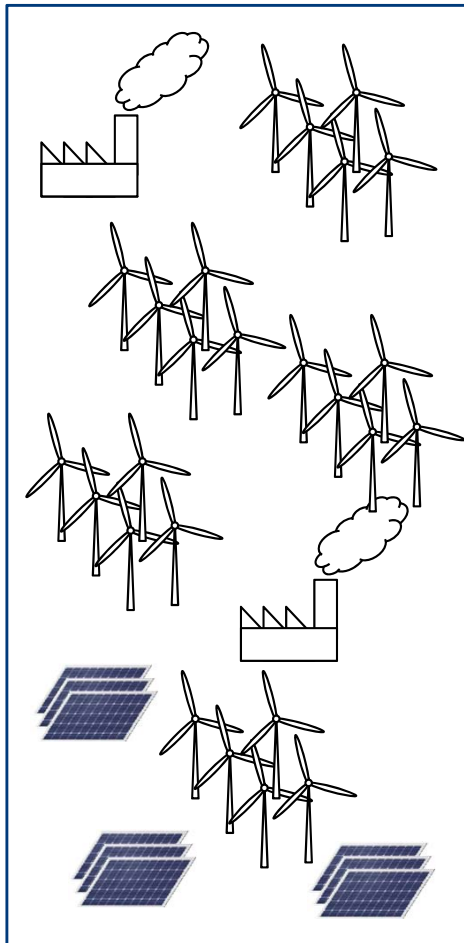
# Exkurs Energiehandel

Der Energiehandel von heute.



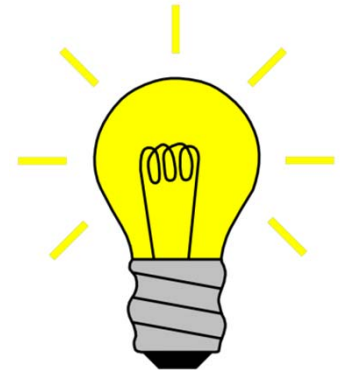
# Exkurs Energiehandel

Der Energiehandel von morgen?



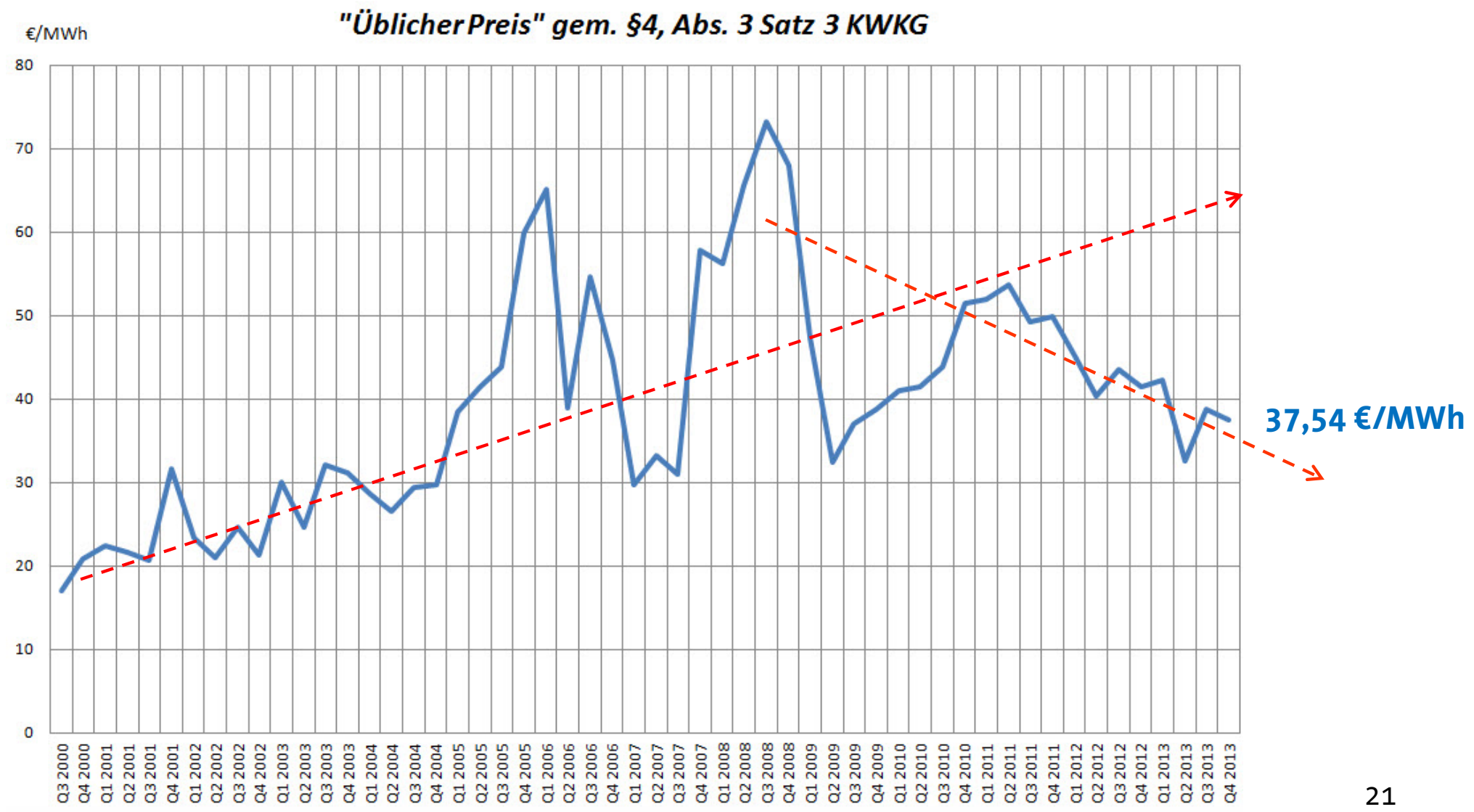
25

75

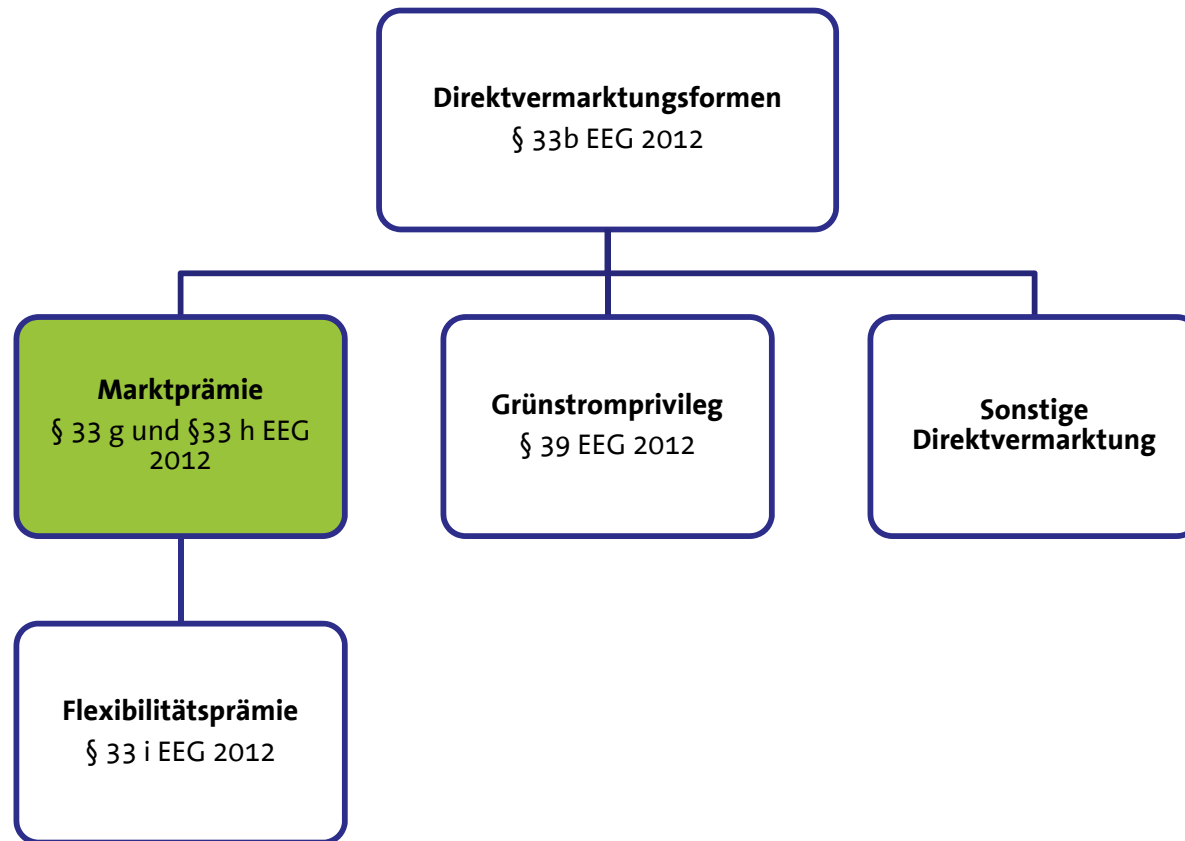




# Börsenpreise schwanken deutlich

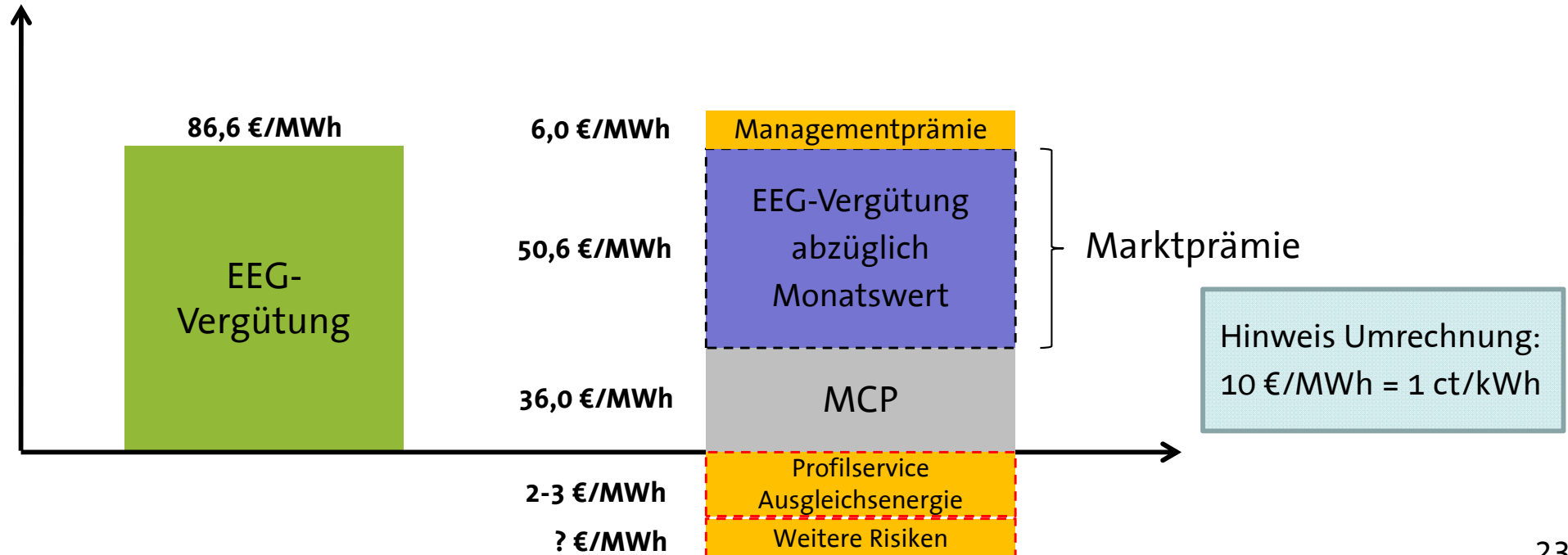


# Praxis Marktprämie



# Praxis Marktprämie: Funktionsweise

- Die Marktprämie wird dem Anlagenbetreiber zusätzlich zu den Vermarktungserlösen gewährt.
- Händler (oder Anlagenbetreiber) trägt dabei alle entstehenden Vermarktungsrisiken.
- Energieträgerspezifischer Marktwert für Wind und PV
- Managementprämie unterschiedlich für steuerbare und fluktuierende Erzeugung
- Managementprämie mit Degression vorgesehen



# Praxis Marktprämie: Funktionsweise

Managementprämie je Erzeugungsart	2012	2013	2014	2015
	[ct/kWh]			
Steuerbare Erzeuger <sup>1</sup>	0,3	0,275	0,25	0,225
Wind onshore	1,2	0,65 (0,75*)	0,45 (0,6*)	0,3 (0,5*)
Wind offshore	-	0,65 (0,75*)	0,45 (0,6*)	0,3 (0,5*)
Solar	1,2	0,65 (0,75*)	0,45 (0,6*)	0,3 (0,5*)

<sup>1</sup>) Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie

\* Werte in Klammern stehen für fernsteuerbare Anlagen mit Onlinezähler

## Abdeckung folgender Leistungen und Risiken (z.B. durch den Händler):

- Börsenzulassung und Handelsanbindung
- Transaktionen für Istwert-Erfassung und Abrechnung
- IT-Infrastruktur
- Personal und Dienstleistung
- Prognosekosten
- Ausgleichsenergiekosten
- Handels-, Prognose- und Strukturrisiken



# Praxis Marktprämie: Risiken



- Strukturrisiko des vermarkteten Portfolios/Anlage
  - Marktprämie wird nach deutschlandweitem Durchschnitt je Erzeugungsart bestimmt
- Abweichung zwischen Prognose und Ist-Einspeisung
  - Prognose bestimmt zu handelnde Mengen an der Börse; IST-Einspeisung muss EEG Anlagenbetreiber vergütet werden
  - Ausgleichsenergiekosten der Abweichungen

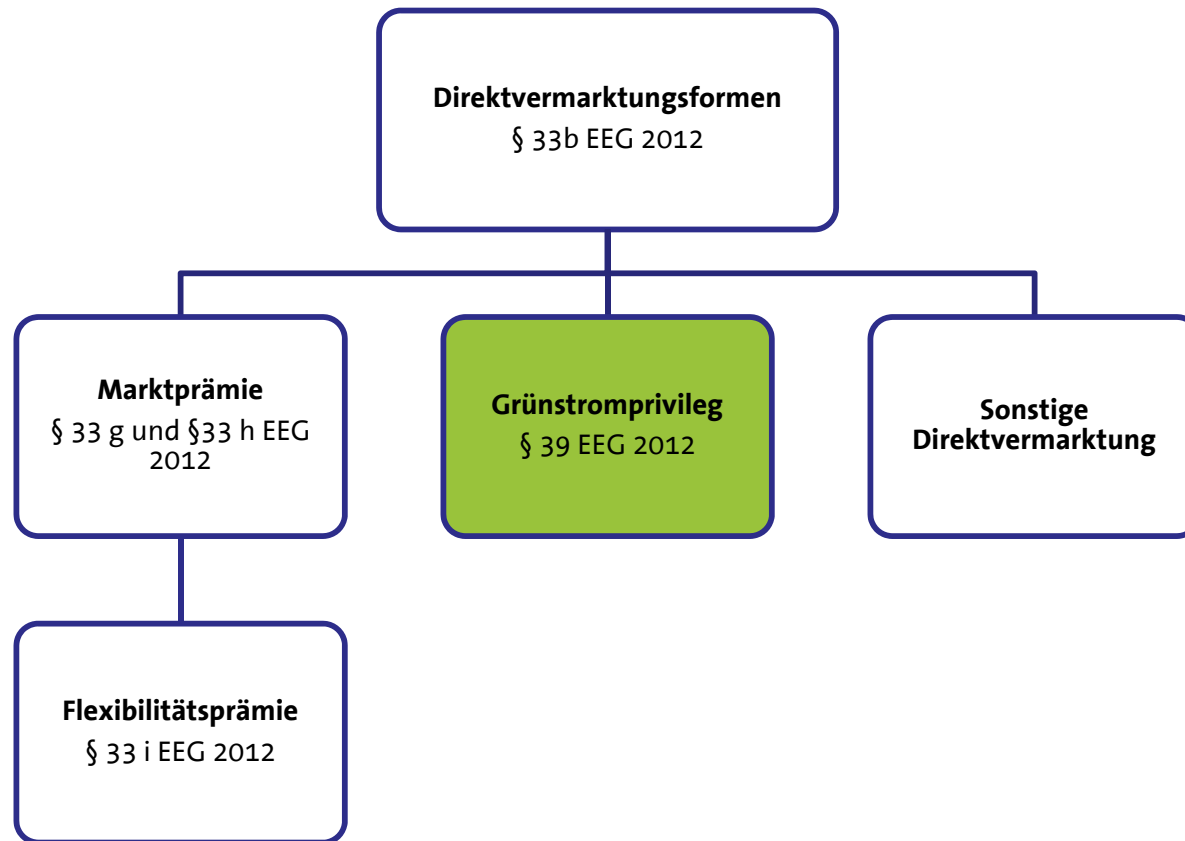
Praxis:

## Umsetzung der Direktvermarktung



- Übermittlung der notwendigen Unterlagen (Anlagendaten, Erzeugungsdaten, historische Lastgänge)
- Erlösindikation seitens in.power
- Vertragsentwurf, Prüfung
- Parallel: Einholung der Gesellschafterzustimmung
- Parallel: Einholung der Bankenzustimmung
- Vertragsabschluss
- ca. 1,5 Monate später kann Anlage in die Direktvermarktung gehen

# Praxis Grünstromprivileg



# Praxis Grünstromprivileg

## Vergleich EEG 2009 und EEG 2012

Anforderungen	§37 EEG 2009	§39 EEG 2012
Reduktion der EEG-Umlage	Gesamte Umlage von 3,53 ct/kWh (2011)	Deckelung auf 2,0 ct/kWh
Höhe der Prozentanteile	In demjenigen Kalenderjahr 50% EEG-Strom	In demjenigen Kalenderjahr und in mindestens 8 Monaten 50% EEG-Strom und 20% fluktuierende Erzeugung
Berechnungsgrundlage der Prozentsätze	Gesamte im Bilanzkreis enthaltenen EEG-Menge	EEG-Mengen die in einer Viertelstunde über den Bedarf hinausgehen werden nicht berücksichtigt

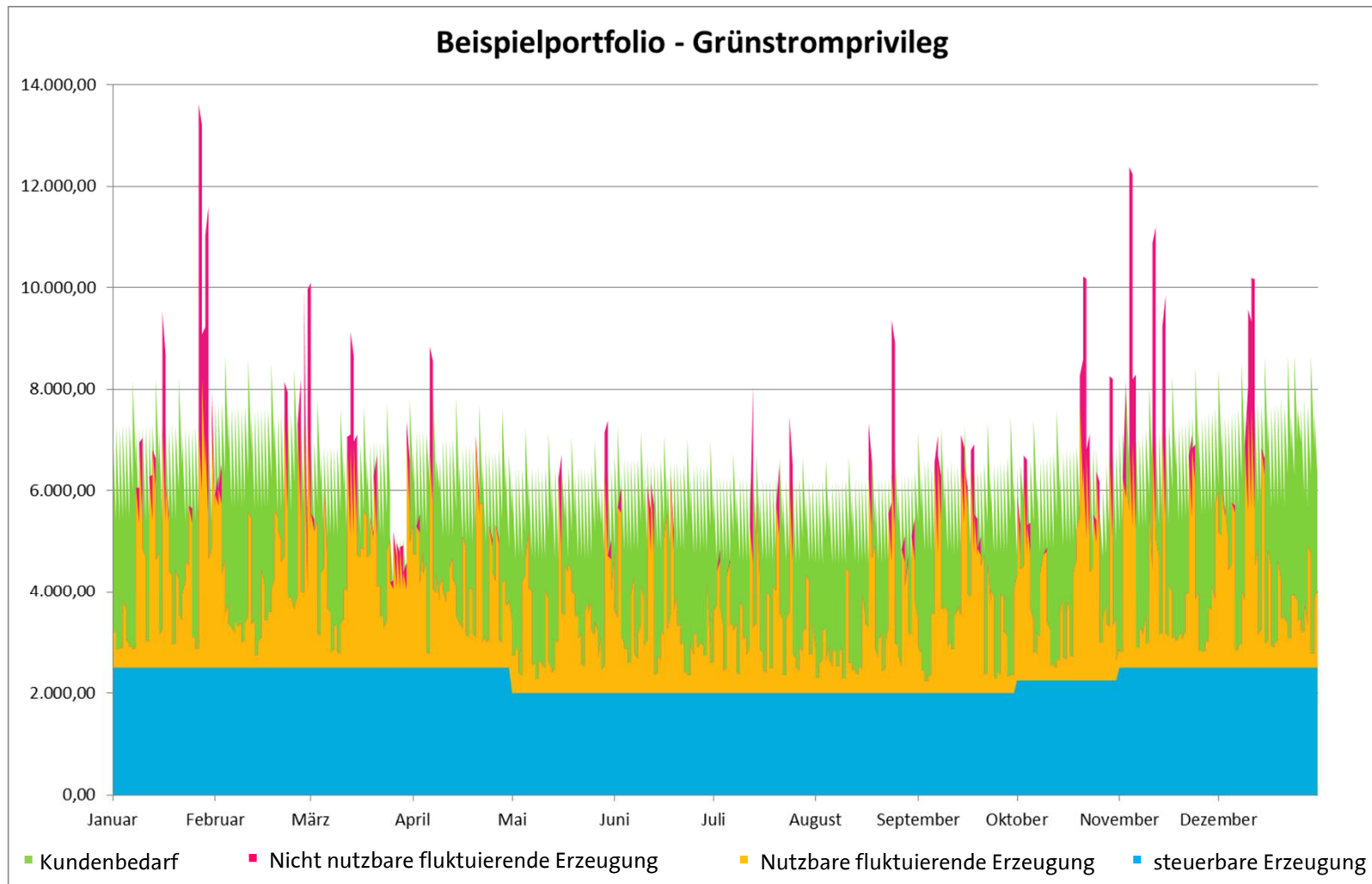
# Praxis Grünstromprivileg: Risiken



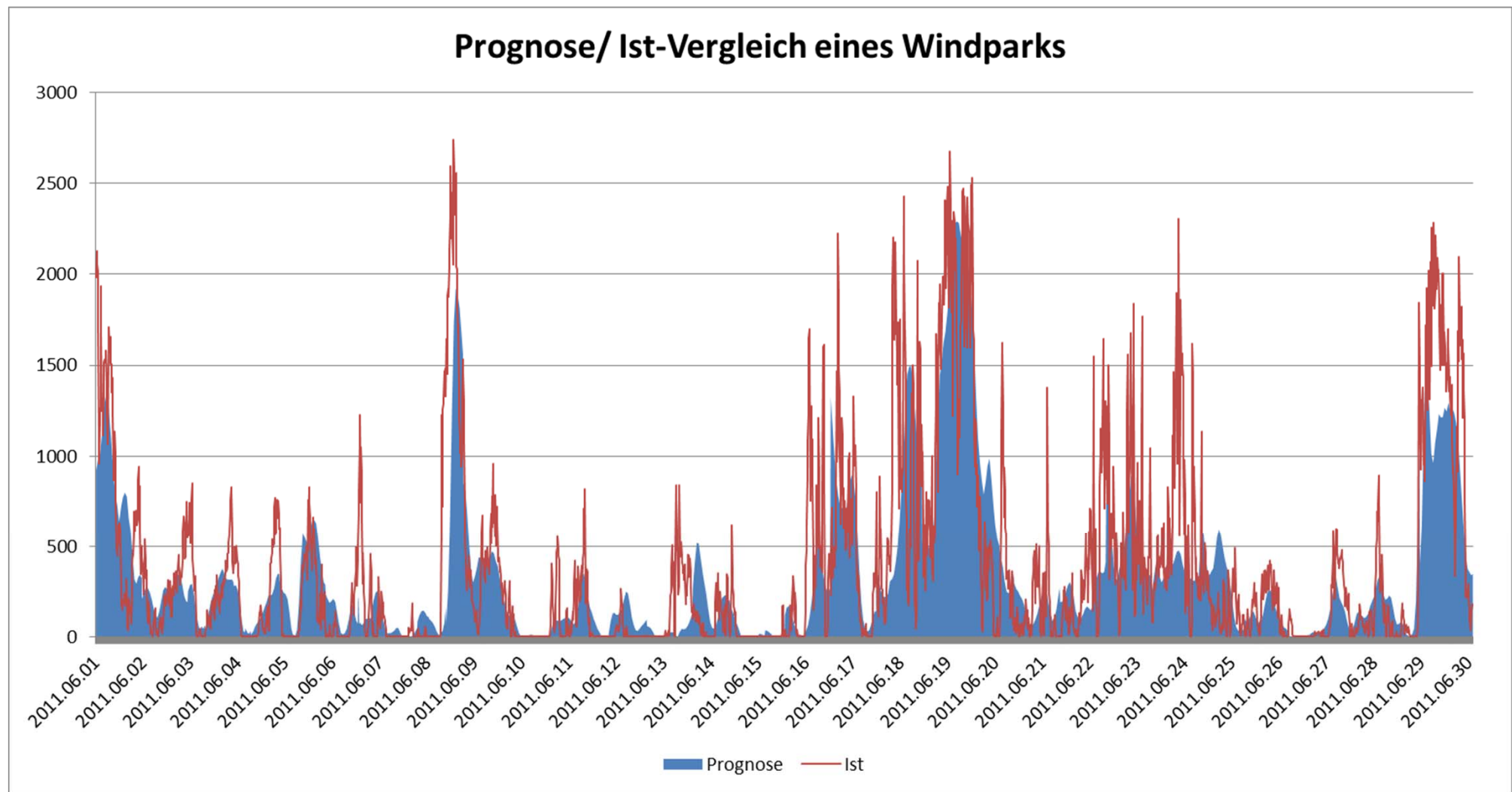
- Mengenrisiko
  - EEG Mengen, die über dem Viertelstundenverbrauch liegen, können nicht genutzt werden, müssen aber vergütet werden
  - Resultierende Herausforderung, die Prozentsätze (50% EEG, 20 % Fluktuierend) einzuhalten
- Abweichung zwischen Prognose und Ist-Einspeisung
  - Ausgleichsenergiekosten der Abweichungen



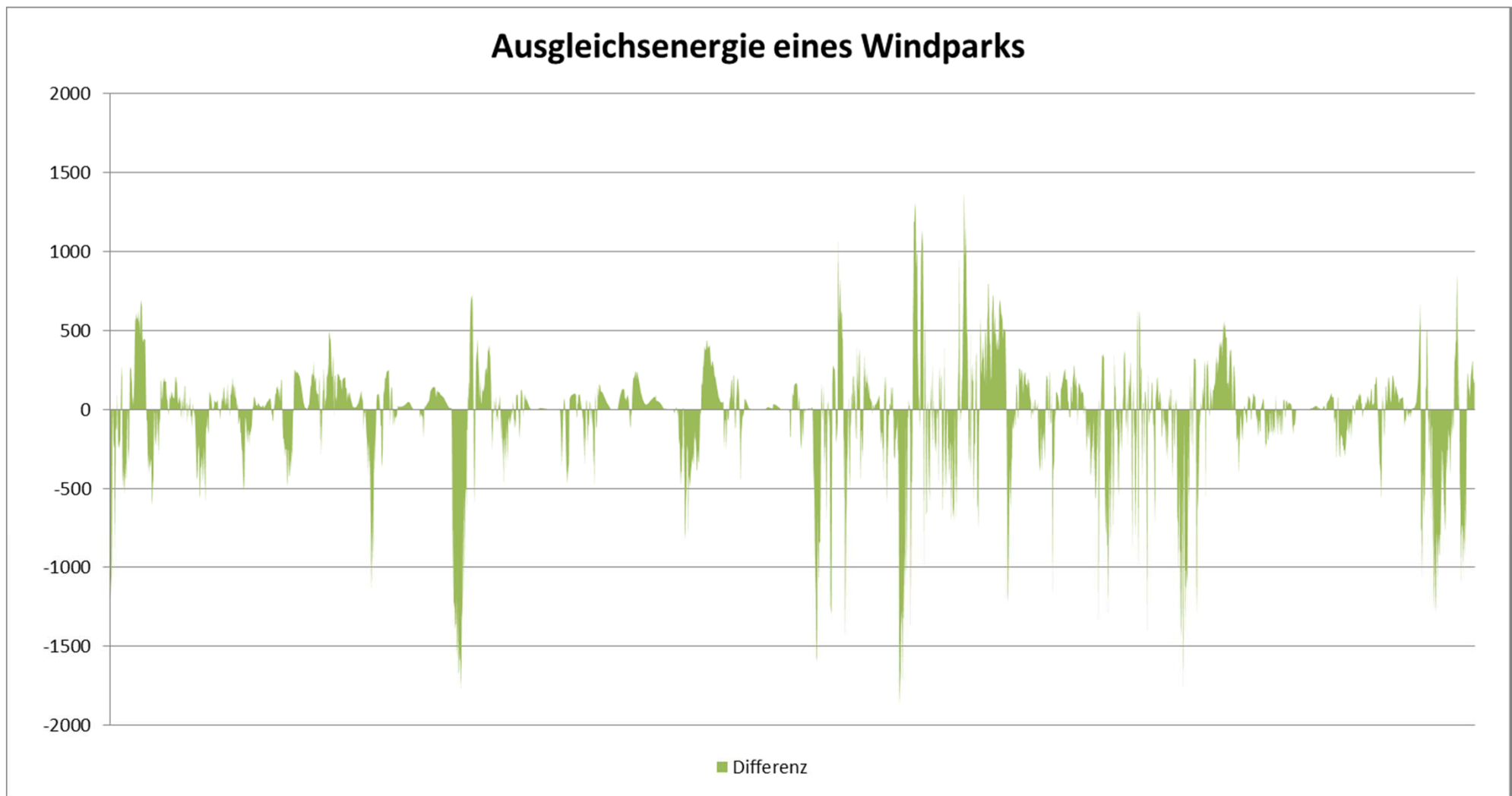
# Praxis Grünstromprivileg: Beispiel eines Grünstromportfolios



# Praxis Grünstromprivileg: Risiko Prognoseabweichungen



# Praxis Grünstromprivileg: Risiko Ausgleichsenergie



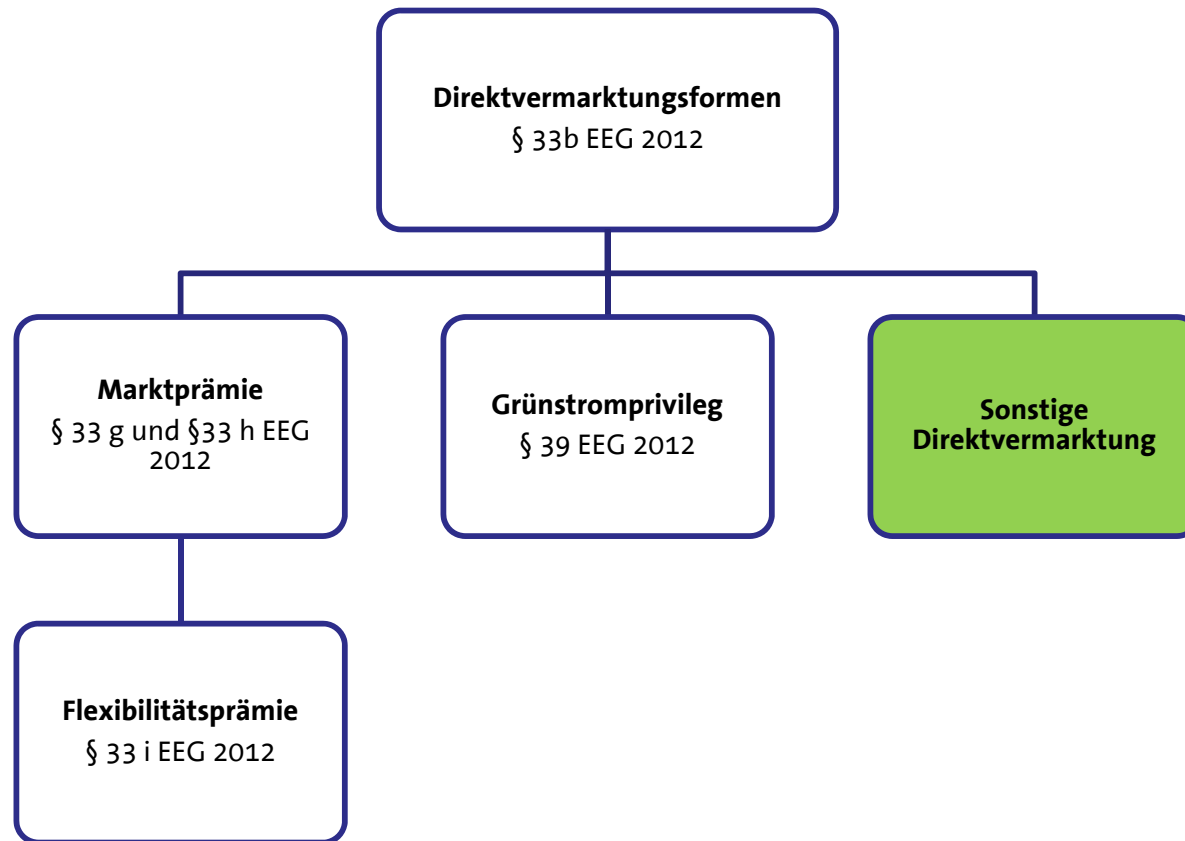
# Praxis Grünstromprivileg

## Zusammenfassung



- Die Änderungen beim Grünstromprivileg im EEG 2012 haben zu einer Risikosteigerung bei niedrigerem finanziellen Vorteil geführt.
- Chancen und Risiken stehen somit nicht mehr im gleichen Verhältnis.
- Es wird Spezialwissen bei der Windleistungsprognose benötigt.
- Viele Vertriebe scheuen dieses für sie neue Thema

# Praxis „sonst. Direktvermarktung“





# Praxis „sonst. Direktvermarktung“

in.power



**Dreifach donnernde 11 kWh geschenkt ...**  
Mainz hat wieder einen eigenen Stromversorger - Helau!

- Es gibt erste regionale Grünstromprodukte
- EEG-Strom der über die sonst. DV vermarktet wird kann direkt Endkunden zugeordnet und verkauft werden
- Es entsteht eine Verbindung zwischen EEG-Anlage und Endkunde
- Strombezug wird somit „sichtbar“ gemacht
- Im EEG 2012 ist eine prozentuale Aufteilung zwischen MPM, GSP und sonst. DV möglich
- **Vorteil:**  
EEG-Strom der über die sonst. DV vermarktet wird entlastet die EEG-Umlage!
- **Achtung:** Im Entwurf der neuen EEG-Novelle ist momentan eine Formulierung enthalten, die die sonst. DV und somit eine Entlastung der EEG-Umlage behindern würde!

**Sparen Sie 3 x 11 kWh bei Anmeldung bis zum 4.3.2014**

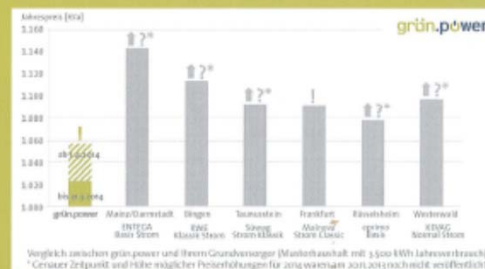
- 100 % Strom aus erneuerbaren und umweltfreundlichen Energien  
(15% aus deutschen Windkraftanlagen, 85% aus deutschen Wasserkraftwerken)
- 26,11 Cent/kWh + 9,11 €/Monat \*\*  
(gültig bis 31.3.2014)
- 27,11 Cent/kWh + 9,11 €/Monat \*\*  
(gültig ab 1.4.2014)
- Keine Mindestvertragslaufzeit
- Keine Vorkasse

gültig ab dem 1.1.2014

Wechseln Sie jetzt zu grün.power!

Der Wechsel zu grün.power ist denkbar einfach: Vertrag auf der Webseite [www.gruenpower.eu](http://www.gruenpower.eu) downloaden, ausfüllen, unterschreiben und per Post, Fax oder eingescannt an uns zurücksenden. Um alles weitere, wie z.B. die Kündigung bei dem jetzigen Versorger, kümmert sich grün.power.

\*\* Jeweils Endpreise inkl. aller Steuern, Gebühren und Entgelte



**Wichtig:** Der Gesetzgeber erhöht zum 1.1.2014 einige Umlagen.  
Vorteil grün.power: Keine Preiserhöhung im 1. Quartal 2014,  
danach werden diese auch nicht in voller Höhe weitergegeben.

Weitere Informationen finden Sie unter [www.gruenpower.eu](http://www.gruenpower.eu)  
grün.power ist ein Produkt der grün.power GmbH • An der Fahrt 5 • 55124 Mainz  
grün.power GmbH ist eine Tochtergesellschaft der in.power GmbH

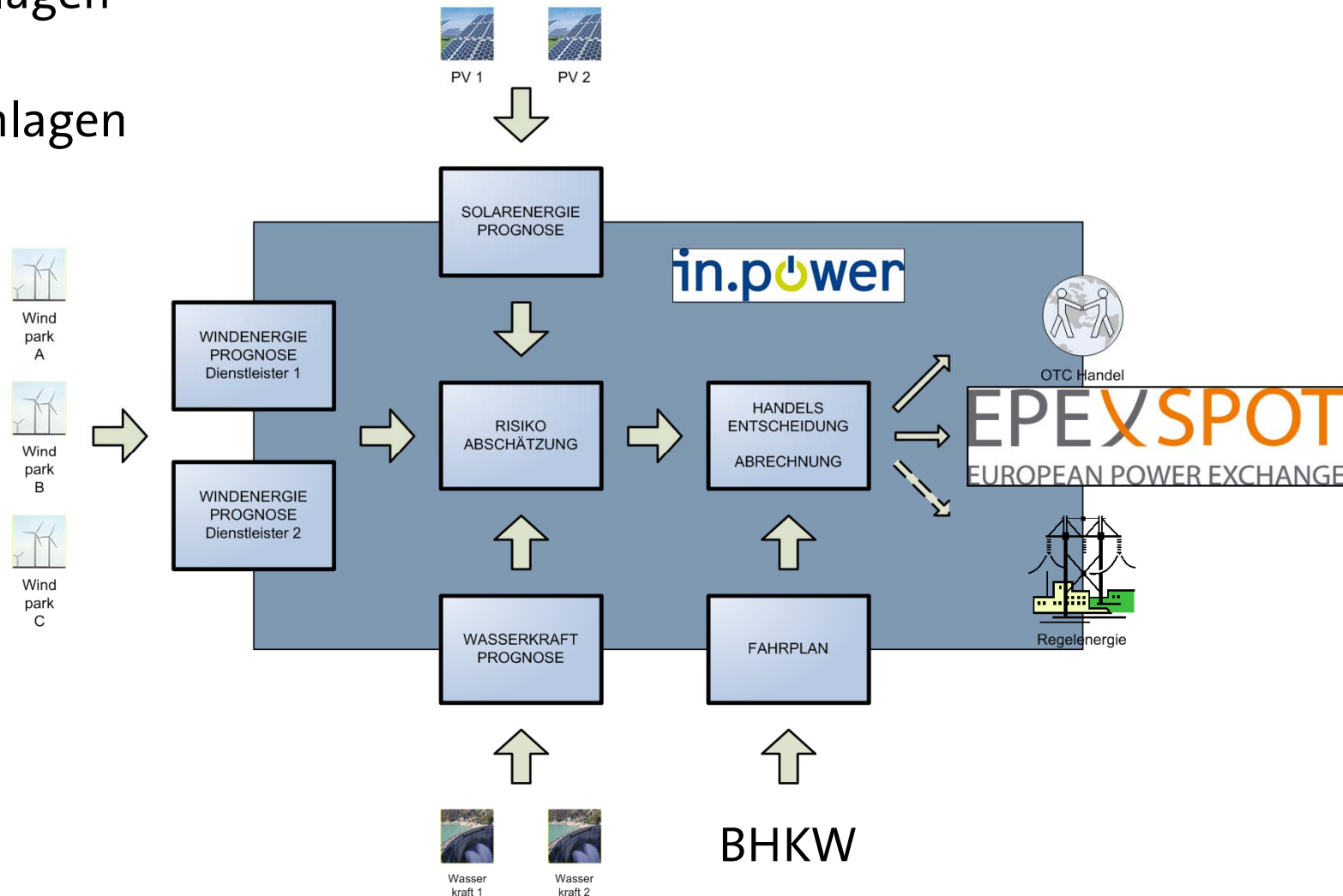
- Mittlerweile liegen ausgereifte Verträge im Markt vor, die auch von den unterschiedlichen Banken akzeptiert werden
- Folgende Standards sind heute üblich:
  - Regelungen für alle drei Formen der Direktvermarktung enthalten
  - Detaillierte Regelungen zu Rechten und Pflichten
  - Mitteilungspflichten der Anlagenbetreiber zu Wartungen und Ausfällen
  - Detaillierte Regelung zum Zahlungsfluss
  - Zwei Zahlungsfluss-Modelle werden i.d.R. angeboten:  
Netzbetreiber+Händler (ZNH) bzw. ausschließlich über Händler (ZH)
  - Zusätzliche Bürgschaften (i.d.R. Bankbürgschaften) für drei Monate
  - Mindestlaufzeit 1 Jahr, i.d.R. werden aber längerfristige Verträge abgeschlossen (zum Teil auch bis Ende 2015)

- Haben die Anlagenbetreiber im EEG-Regime normalerweise monatliche Gutschriften vom VNB erhalten, müssen sie bei der Direktvermarktung i.d.R. dem Händler eine Rechnung stellen.
- Die Händler/Dienstleister erstellen hierfür nach den vorliegenden abrechnungsrelevanten Einspeisezeitreihen entsprechende Rechnungshilfen für die Anlagenbetreiber.
- Folgende Standards sind heute üblich:
  - **Zahlungsfluss-Modell Netzbetreiber+Händler (ZNH):**  
VNB zahlt an Anlagenbetreiber: Marktprämie (EEG minus Referenzmarktwert)  
Händler zahlt an Anlagenbetreiber: Referenzmarktwert plus „x“
  - **Zahlungsfluss-Modell ausschließlich über Händler (ZH):**  
Händler zahlt an Anlagenbetreiber: EEG plus „x“

# Operative Herausforderungen: Direktvermarktung Kernprozess

1. EEG-Anlagen

2. KWK-Anlagen





- Eigenentwicklung **i.pem**
- Stammdatenverwaltung
- Konsolidierung und Optimierung der Prognose
- Anlagenmeldungen
- Konsolidierung und Reporting IST-Werte
- Quotenmonitoring
- Schnittstellen zu externen EDM-Systemen

- Windenergieprognosen
    - Genauigkeit und Zuverlässigkeit
  - IST-Daten
    - Kommunikation mit VNBs
    - Datenkonsistenz und Vollständigkeit
  - Kraftwerksausfälle
    - Störungen (auch geplante Wartungen!) oft nur sehr kurzfristig bekannt
- Einrichtung des i.pcc zur Optimierung der Prozesse

# in.power control center (i.pcc)



1. Grünstromprivileg

2. Marktprämienmodell

3. Regelenergiebereitstellung

4. BHKW / KWK-Optimierung

A

Fahrplan- und  
Prognosemanagement

B

Steuerung

C

Eskalationsmanagement

D

Bilanzkreismanagement

E

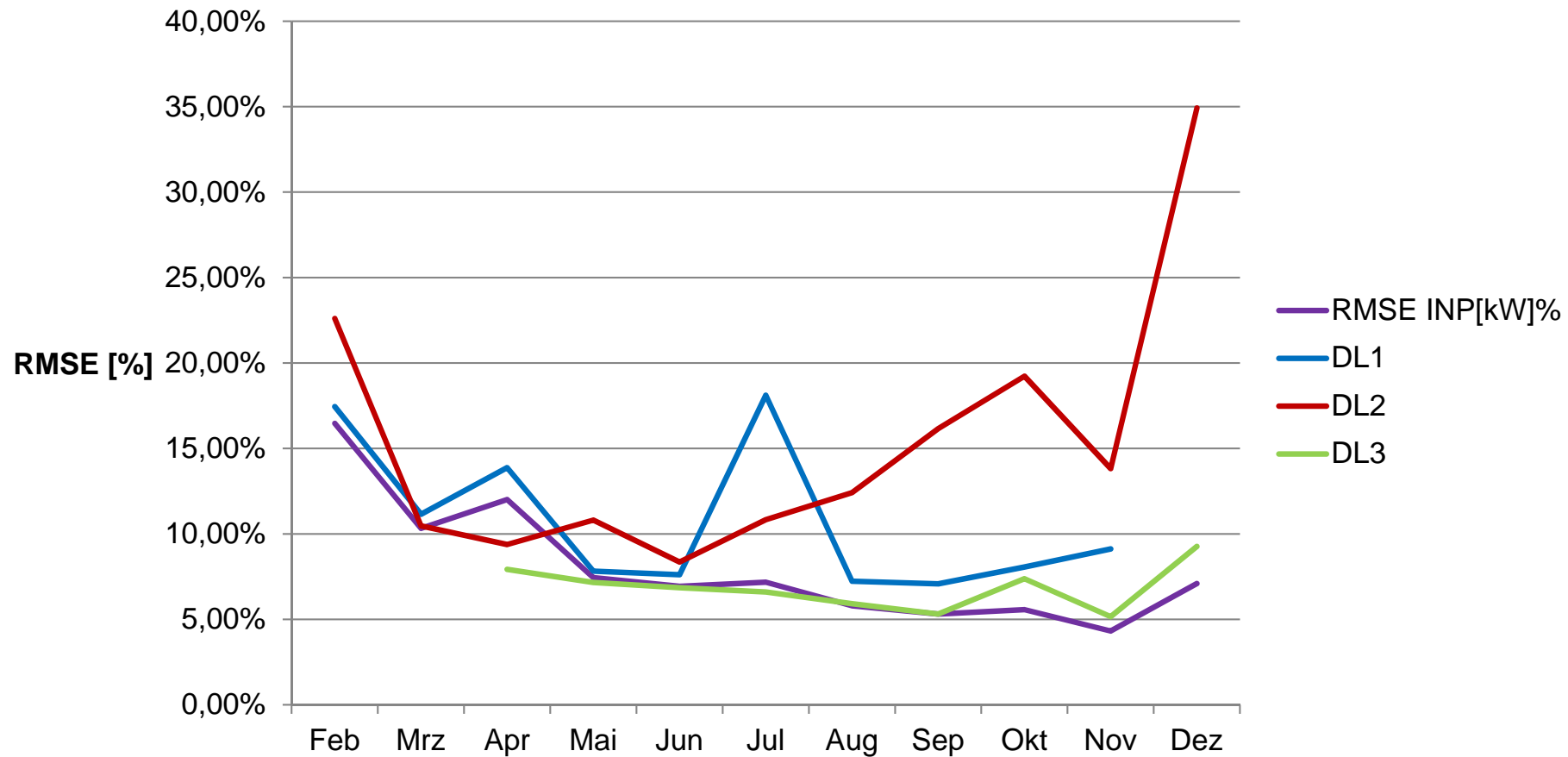
Abrechnung

F

Visualisierung

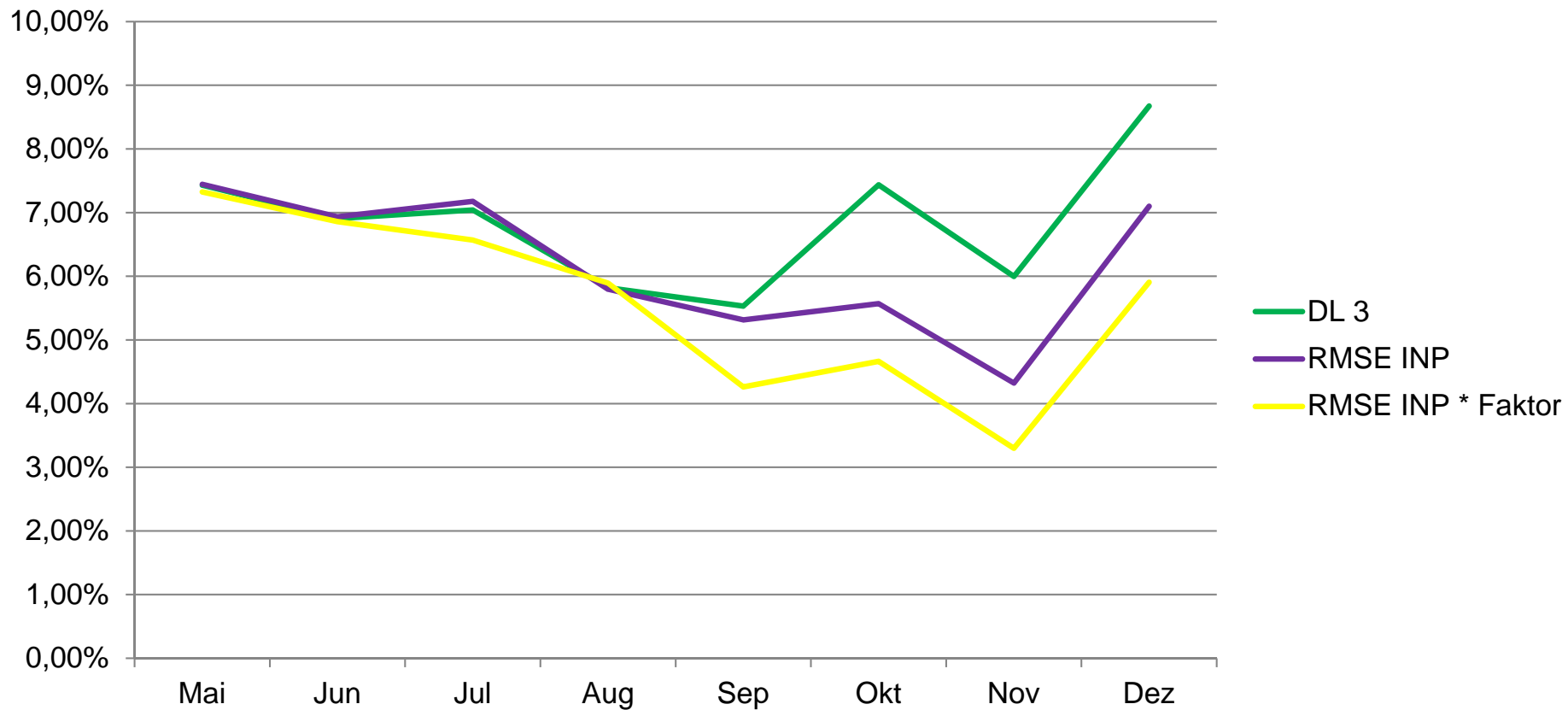
# Operative Herausforderungen: Windenergieprognosen

**RMSE nach Prognose-Dienstleistung und Optimierung seitens in.power  
über Anlagenmeldungen (Betrachtungszeitraum 2011) – Day-Ahead**



# Operative Herausforderungen: Genauigkeit und Zuverlässigkeit

**RMSE DL 3 und Verbesserung der Prognose seitens in.power über  
Anlagenmeldungen; sowie Fehleroptimierung mit Korrekturfaktor  
(Betrachtungszeitraum 2011) – Day-Ahead**





# Operative Herausforderungen: Ist-Daten/Kommunikation mit VNB



- IST-Daten
  - Kommunikation mit VNBs
  - Datenkonsistenz und Vollständigkeit
- Bisher nahm die Abstimmung mit dem Netzbetreiber einen großen zeitlichen Aufwand ein.
- Durch die Übernahme des Messstellenbetriebes durch die Tochtergesellschaft in.power metering konnten die zeitkritischen Prozesse deutlich verbessert werden.

# Operative Herausforderungen: Anlagenstörungen



- Über das in.power control center und das neue in.power-Kundenportal werden entsprechende Informationen gesammelt und verdichtet:
  - längerfristig geplante Wartungsarbeiten
  - kurzfristige Wartungsarbeiten
  - Anlagenstörungen und –ausfälle
- Zum Teil wird auf Meldungen der Anlagenbetreiber bzw. deren Betriebsführer zurückgegriffen, teilweise auch auf Scada-Werte oder Onlineerfassung der Messung.
- Die Informationen fließen in geänderte Kurzfristprognosen ein und können somit auch für den Intraday-Handel genutzt werden.

# Operative Herausforderungen: Einspeisemanagement – ein Praxisproblem?



- Die Abstimmung zwischen VNB und Anlagenbetreibern bzw. Händlern muss bei Anlagen-Abregelungen durch den VNB noch verbessert werden.
- Zielführend wären entsprechende automatisierte Prozesse

# Auswahl des Händlers aus Sicht des Anlagenbetreibers



- Händler/Dienstleister sollte bereits über entsprechende Erfahrung verfügen
- Direktvermarktungsvertrag sollte ausgewogen sein
- Gute Bonität bzw. entsprechende Bankbürgschaften sollten vorhanden sein
- Händler/Dienstleister sollten mittelfristig in der Lage sein, dem Anlagenbetreiber weitere Wertschöpfung (EEG+x+y+z) (Fernsteuerbarkeitsbonus, Regionale Vermarktungskonzepte, Regelenergie) anzubieten
- Hohe „vermeintliche“ Mehrerlöse (EEG+x) sollten nicht das alleinige Indiz für den Anlagenbetreiber sein

- Im Rahmen der Managementprämienverordnung (MaPrV) wird die Fernsteuerbarkeit von fluktuierenden Anlagen mit dem beschriebenen Fernsteuerbarkeitsbonus angereizt.
- Die entsprechende Funktionalität muss dem Netzbetreiber über eine entsprechende Dokumentation seitens des Anlagenbetreibers und des Händlers nachgewiesen werden. Hierfür haben die Netzbetreiber z.T. eigene Dokumente erstellt, die von beiden genannten Parteien zu unterschreiben sind.
- Da es in diesem Zusammenhang Ende 2012 noch einige Unklarheiten gab, hat der BDEW einen entsprechenden Leitfaden erstellt und noch in 2012 veröffentlicht.
- Neben der Fernsteuerbarkeit der Anlagen muss ebenfalls auch eine Online-Messung der Anlageneinspeisung erfolgen.
- Unklar bei der Umsetzung ist leider immer noch, ob hier explizit die energiewirtschaftlich relevanten und geeichten Werte am Einspeisepunkt (15-Min.-Werte) gemeint sind oder auch die ungenaueren Erzeugungswerte (10-Min.-Werte) aus dem Scadasystem ausreichen.
- Unschärfen bei der Bewertung des Fernsteuerbarkeitsbonus nach MaPrV könnten ggf. Rückforderungen seitens der VNB notwendig machen.



# Angebot für **alle** Anlagenbetreiber **in.power**



Schalten Sie mit uns den  
**Fernsteuerbarkeitsbonus ein**  
**- auch bei laufenden Direkt-**  
**vermarktungsverträgen!**

**Sprechen Sie uns einfach an!**

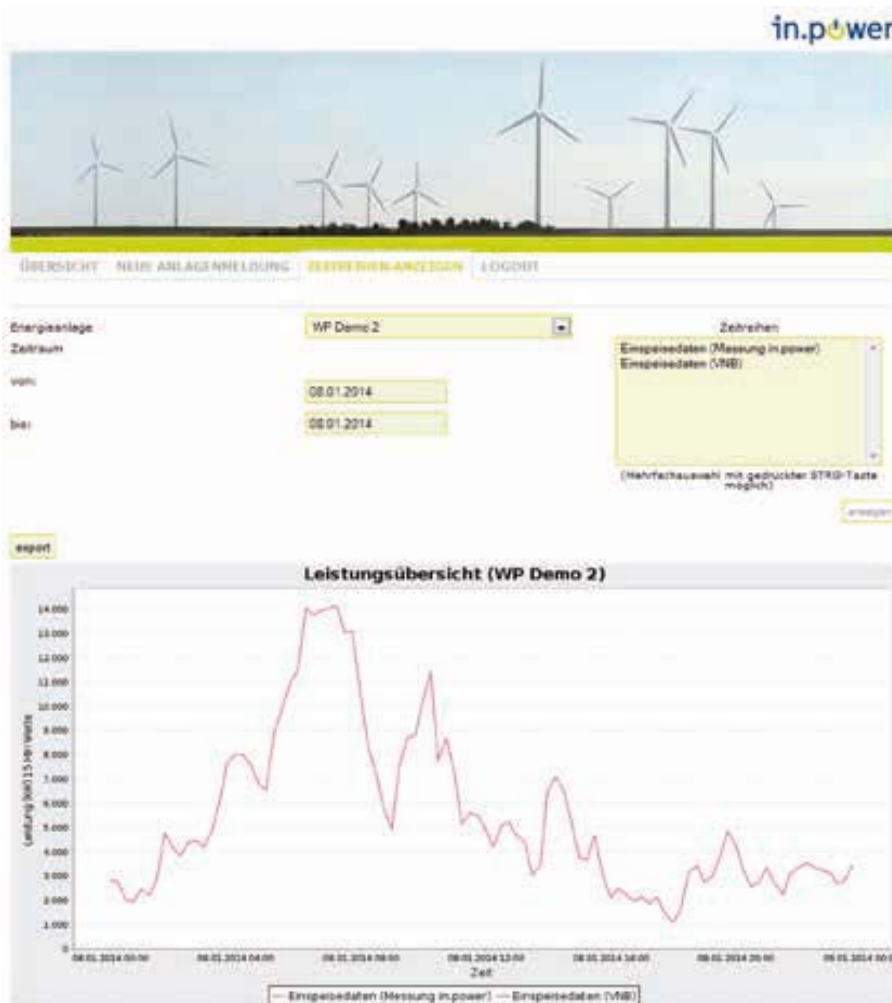
Wir bieten Ihnen Mehrerlöse zum EEG:

- Marktprämie
- Grünstromprivileg
- Messstellenbetrieb
- Fernsteuerbarkeitsbonus
- Regelenergie

[www.inpower.de](http://www.inpower.de)  
[kontakt@inpower.de](mailto:kontakt@inpower.de)

in.power GmbH | An der Fahrt 5 | 55124 Mainz | telefon +49 6131 696 57-0 | telefax +49 6131 696 57-29

# Kommunikation zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter



## in.power-Kundenportal:

### 1. Messdaten:

- Bis zu 96 mal am Tag Übermittlung der 15-min.-Werte am Einspeisepunkt
- Visualisierung der Anlagenverfügbarkeit
- Grafische Anzeige sowie Exportfunktion

### 2. Anlagenmeldungen:

- Übermittlung der planbaren Betriebsunterbrechungen (Wartungsarbeiten, Revisionen)
- Übermittlung von Störungen und voraussichtlichen Ausfallzeiten
- Automatische Prognoseaktualisierung

# Mögliche Stufen der Markt- und Systemintegration

- (1. Stufe)  
**Umsetzung der Direktvermarktung:**  
Marktprämie, Grünstromprivileg, sonstige Direktvermarktung
- (2. Stufe)  
**Bei steuerbaren Anlagen:**  
Verlagerung in den peak-Bereich  
Verminderung der Erzeugung im off-peak-Bereich  
**Bei steuerbaren und FEE-Anlagen:**  
Umsetzung der Fernsteuerbarkeit und Regelbarkeit
- (3. Stufe)  
Aufnahme der steuerbaren und FEE-Anlagen in den  
Regelenergiemarkt

# Ausblick EEG-Novelle 2014 (Entwurf)



- Differenzierte Absenkung der EEG-Vergütung für unterschiedliche Technologien (außer Offshore-Windkraft)
- Abschaffung des Grünstromprivilegs (GSP)
- Beibehaltung der Direktvermarktung (Marktprämie) für Bestandsanlagen
- Einführung einer verpflichtenden Direktvermarktung für Neuanlagen (Marktprämie ohne Managementprämie)
- Ebenfalls wird die Fernsteuerbarkeit sukzessive verpflichtend für Neuanlagen (sonst kein EEG-Vergütungsanspruch)
- Inkrafttreten der EEG-Novelle 2014: voraussichtlich 01.08.2014

**Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit**



**in.power GmbH  
Geschäftsführung  
Dipl.-Ing. Josef Werum  
An der Fahrt 5  
55124 Mainz**

**Telefon: +49 6131 – 696 57-0  
josef.werum@inpower.de  
www.inpower.de**