

**VBEW-Seminar am 24. Februar 2016, München
„Direktvermarktung für Einspeiser“**

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 Anlagen und Fernsteuerbarkeit
- Anforderungen an das Anlagenportfolio
- Praxis Marktprämie: Inbetriebn. vor bzw. nach dem 01.08.2014
- Direktvermarktungsverträge
- Abwicklung Rechnungsreglung
- Operative Herausforderungen (Prognosen, Ist-Daten, Datenkonsistenz, Anlagenstörungen, Einspeisemanagement)
- Auswahl des Händlers aus Sicht des Anlagenbetreibers

Über in.power



- Gegründet im Juli 2006
- Unabhängiger Player am deutschen Strommarkt
- **in.power** steht für **independent** power
- Inhabergeführt
- 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**“



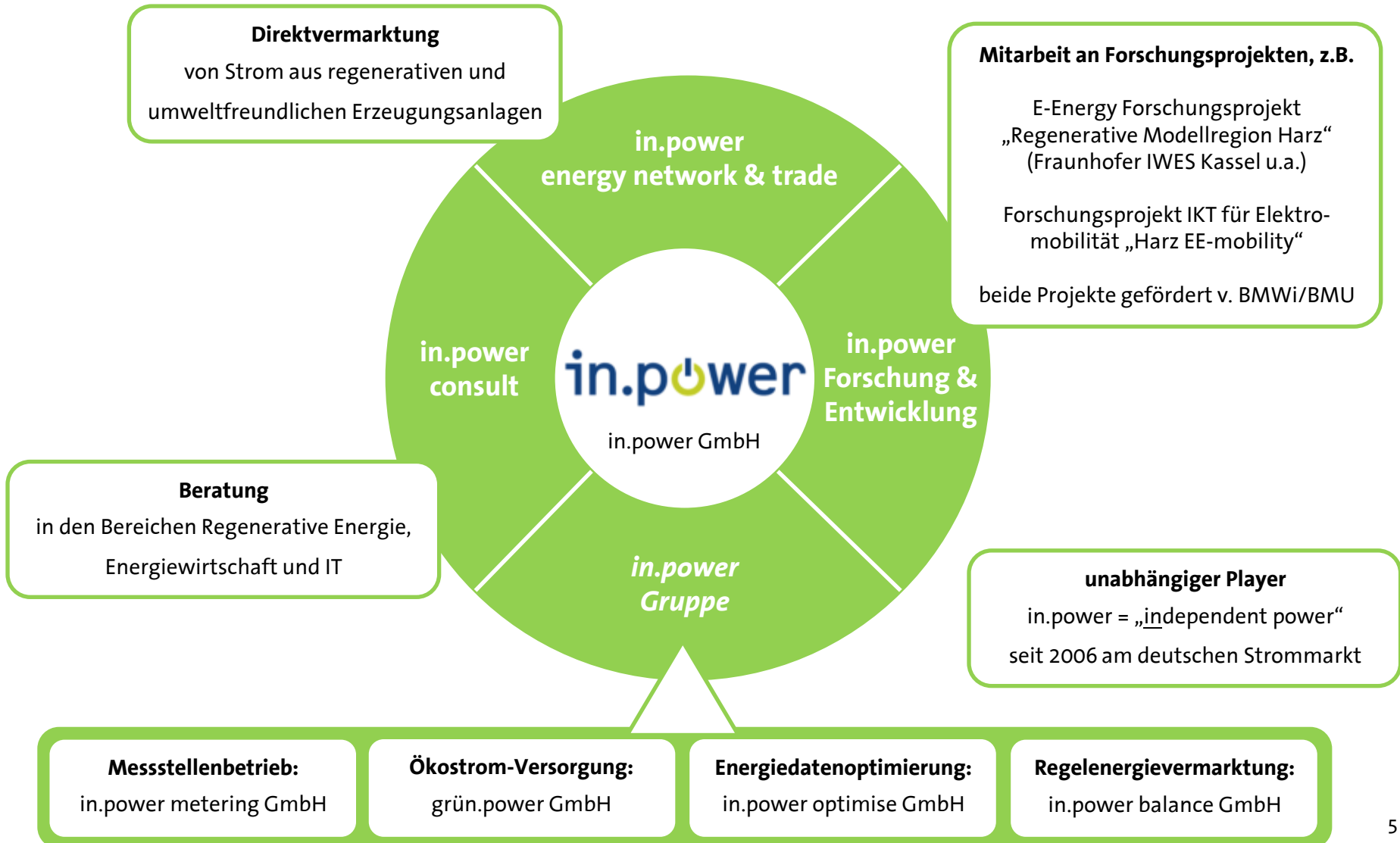
will neue Wege in der Energieversorgung aufzeigen und diese mit Partnern realisieren



Langfristiges Ziel von in.power ist es, ein
100% regeneratives und umweltfreundliches Energiesystem
in Deutschland zu schaffen



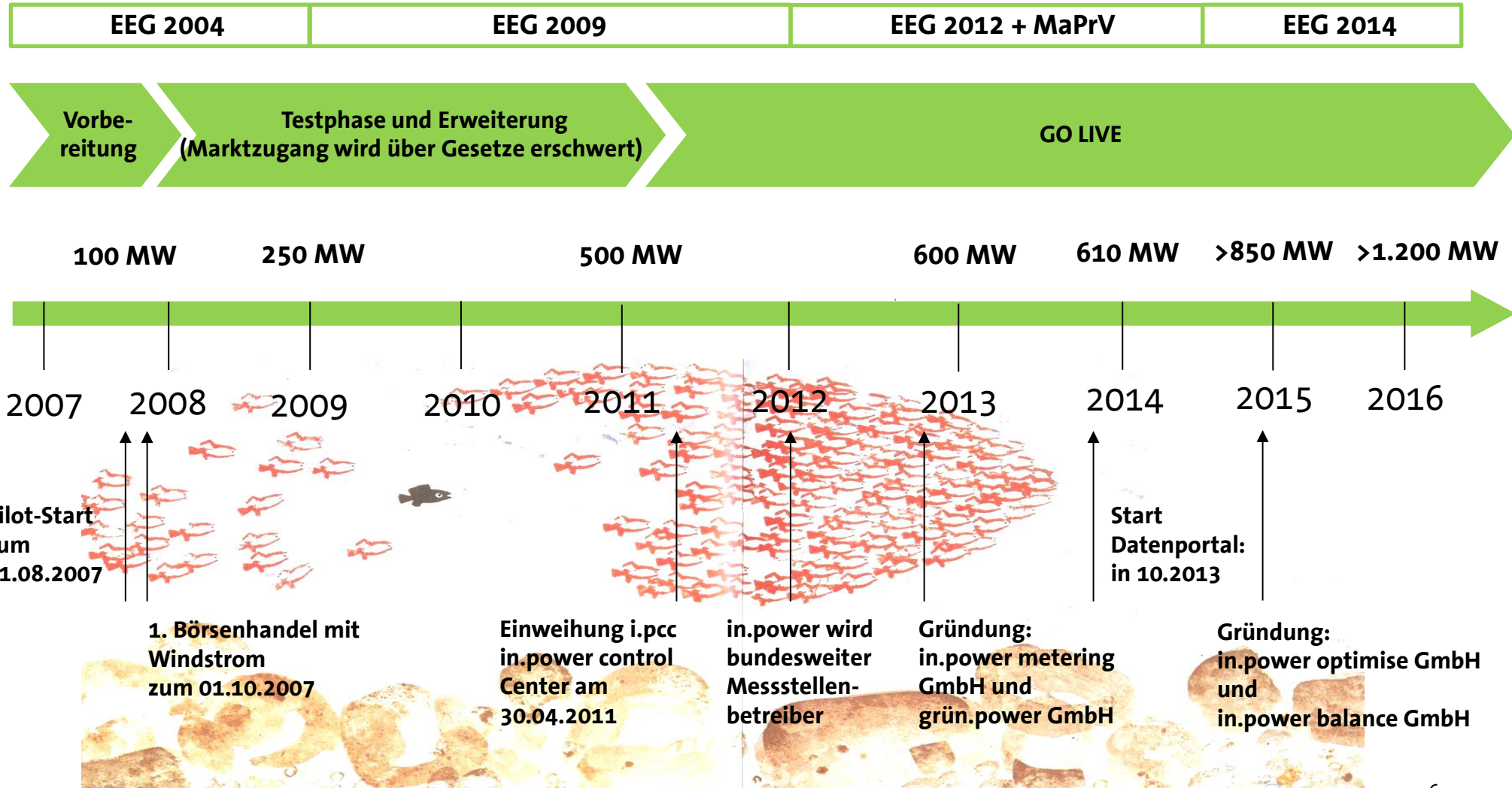
Bereits heute sind Strukturen notwendig, die die Kräfte der Natur besser in die vorhandene Infrastruktur integrieren.
in.power entwickelte bereits vor über 8 Jahren das Konzept des Virtuellen Kraftwerks weiter zum "realen" in.power energy network
und schafft somit erstmals eine bundesweite Plattform zur Koordination von Energieerzeugung und Verbrauch



in.power energy network

Entstehungsgeschichte – Zeitstrahl

in.power



Über in.power Dienstleistungsangebote



in.power bietet dem Anlagenbetreiber:

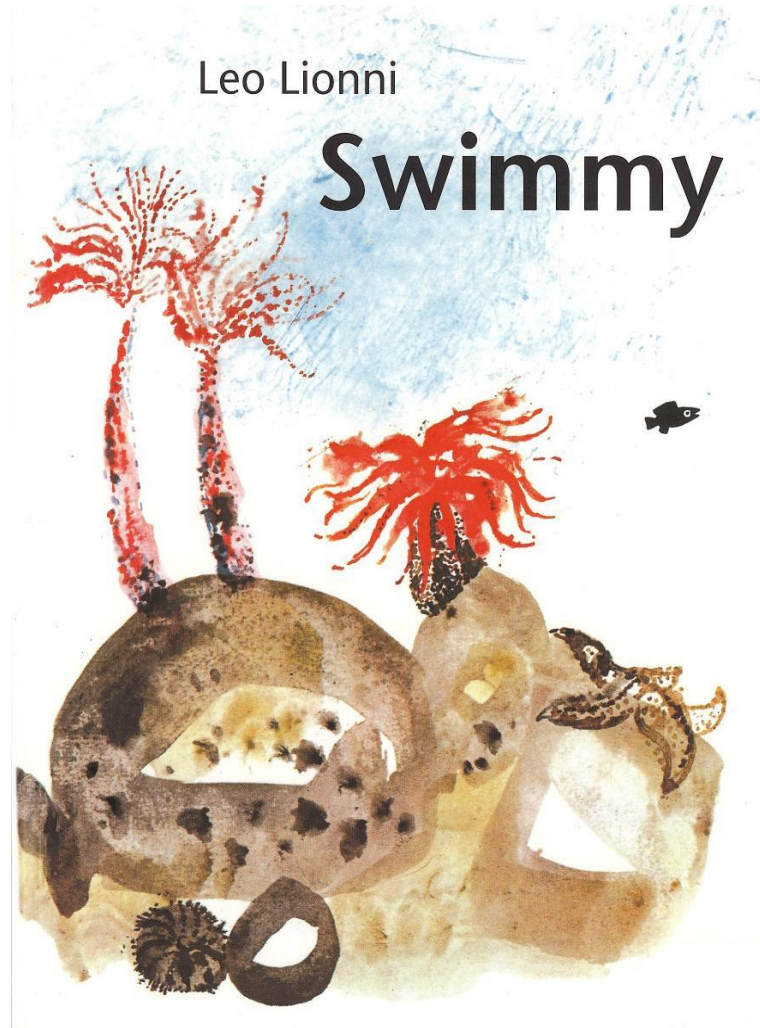
- Direktvermarktung nach EEG 2012:
Marktprämien-Modell, Grünstromprivileg, sonstige Direktvermarkt.
- Intelligente Vermarktungsstrategien, die zusätzliche Wertbeiträge ermöglichen
- Koordination und Energiedatenmanagement
- Übernahme oder Minderung des Handelsrisikos

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



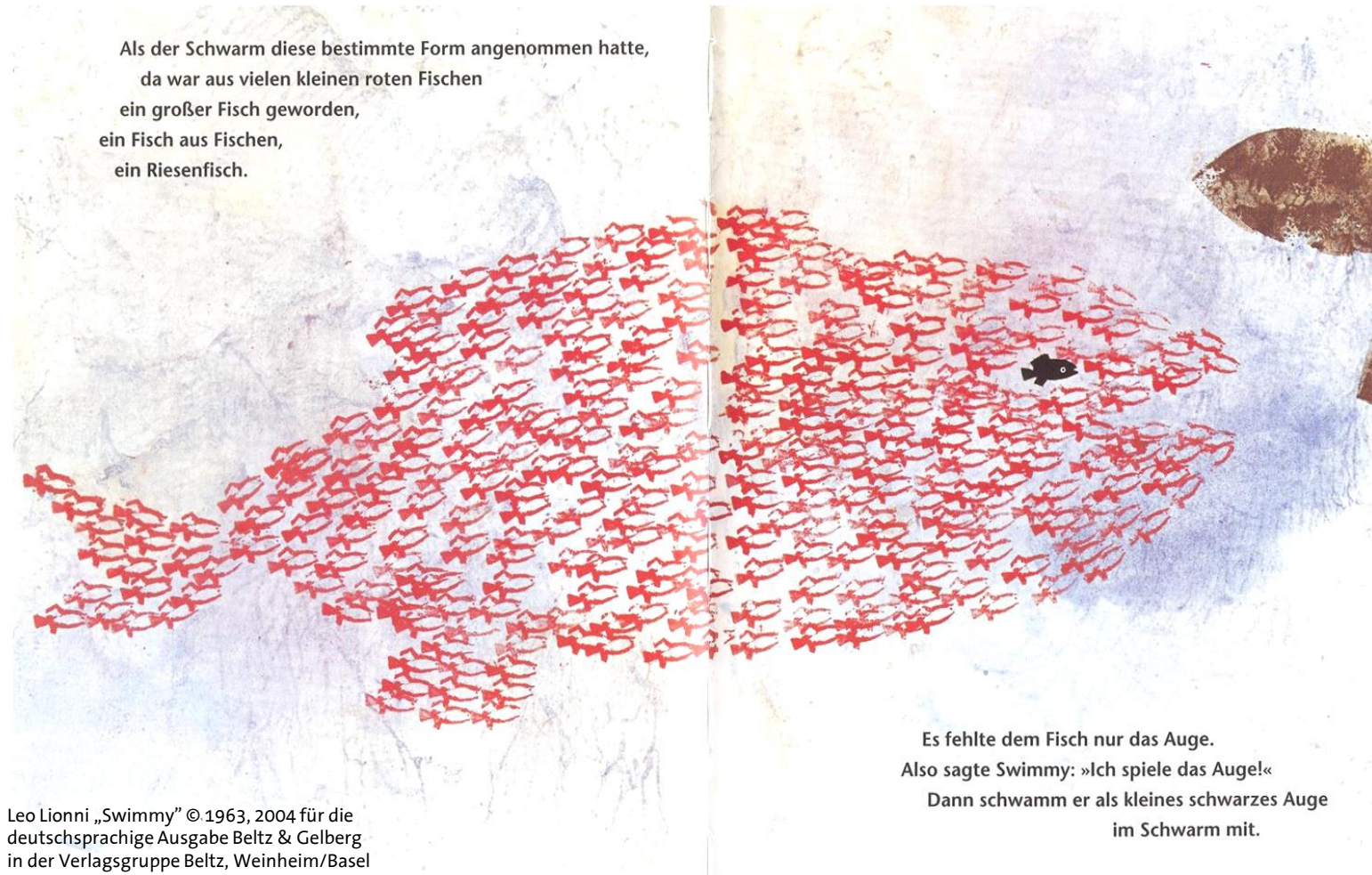
Leo Lionni „Swimmy“ © 1963, 2004 für die deutschsprachige Ausgabe Beltz & Gelberg in der Verlagsgruppe Beltz, Weinheim/Basel

Einführung



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.

EEG Novelle 2014, Schwerpunkt DV

- Verpflichtende Direktvermarktung
 - ab 500 kW
 - ab 100 kW (ab 01.01.2016)
- ➡ Gefahr der Konzentration auf wenige Anbieter (Oligopol)
- **Fernsteuerbarkeitspflicht für Neuanlagen**
- **Fernsteuerbarkeitspflicht für Bestandsanlagen (ab 01.04.2015)**
- Absenkung der Managementprämie auf 0,4 ct/kWh und Integration in den Vergütungssatz
- Ausfallvermarktung: 80 % des Vergütungssatzes
- „Anteilige Direktvermarktung“ bleibt (nun doch) erhalten

Die wichtigsten EEG-Änderungen bei der Direktvermarktung (1)

- Neue Marktrolle des **Direktvermarktungsunternehmers** ("DVU"):
in **§ 5 Nr. 10 EEG 2014** wird diese definiert:
*"Direktvermarktungsunternehmer ist, wer von dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas beauftragt ist **oder** Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas kaufmännisch abnimmt, ohne insoweit Letztverbraucher dieses Stroms oder Netzbetreiber zu sein."*
- **§6 EEG 2014** führt wird **Anlageregister** ein und definiert es.
- **§9 EEG 2014** regelt **technische Vorgaben**:
Abs. 1: Pflicht zur Ausstattung von Anlagen (> 100 kW) mit technischen Einrichtungen, über die jederzeit Einspeiseleistung ferngesteuert reduziert werden kann und Ist-Einspeisung abgelesen werden kann.
- **§ 14 EEG 2014** gibt Netzbetreibern unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit des **Einspeisemanagements**, sofern dies aus Gründen der Netzstabilität geboten ist.

Die wichtigsten EEG-Änderungen bei der Direktvermarktung (2)

Neue Systematik der finanziellen Förderung

- **§ 19 EEG 2014:** die **zentrale Anspruchsgrundlage** für
 - Marktprämie (Abs. 1 Nr. 1) und
 - Einspeisevergütung (Abs. 1 Nr. 2)Marktprämie ("Geförderte Direktvermarktung") künftig als Regelfall. Einspeisevergütung wird nur noch ausnahmsweise (und zwar abweichend vom Grundsatz in § 2 Abs. 2 EEG 2014) gezahlt:
 - für kleine Anlagen, § 37 EEG 2014
 - in Ausnahmefällen, § 38 EEG 2014
 - Bestandsanlagen, insb. § 100 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2014
- **§ 20 EEG 2014:** Anteilige Direktvermarktung nach Streichung nun wieder aufgenommen. Die Nutzung der Grünstromeigenschaft ist aktuell nur noch über die sonstige Direktvermarktung möglich.

Die wichtigsten EEG-Änderungen bei der Direktvermarktung (3)

- **§ 24 EEG 2014: Regelung bei negativen Strompreisen an der Börse**
Achtung: Neuregelung seit Ausschussvorlage vom 24. Juni 2014
Anzulegender Wert verringert sich für alle Anlagenbetreiber **auf null** wenn Phelix Stundenkontrakte an der EPEX Spot min. **sechs Stunden negativ ist**.
- **§ 36 EEG 2014: Fernsteuerbarkeit**
Anforderungen entsprechen weitgehend § 3 Abs. 1 der MaPrV
Es bedarf **technischer Einrichtungen**, um (einem Dritten) jederzeit
 - die jeweilige Abrufung der Ist-Einspeisung und
 - die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung zu ermöglichenFrage ob SCADA Daten für die Ermittlung der Ist-Einspeisung ausreichend?
- **§ 37 EEG 2014: Einspeisevergütung für Kleinanlagen** nur noch größenabhängig: vor 1.1.2016 < 500 kW; ab 1.1.2016 < 100 kW.
- **§ 38 EEG 2014: Einspeisevergütung in Ausnahmefällen** (z.B. bei Insolvenz des Direktvermarkters bis Wechsel zum neuen DUV **80 % der Vergütung**)
- **§ 100 EEG 2014: Regelung der Übergangsvorschriften**

Technische Anforderungen an die einzelnen Anlagen

- §9 EEG 2014 muss erfüllt sein
(Einspeiseleistung muss bei Netzüberlastung ferngesteuert reduziert 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

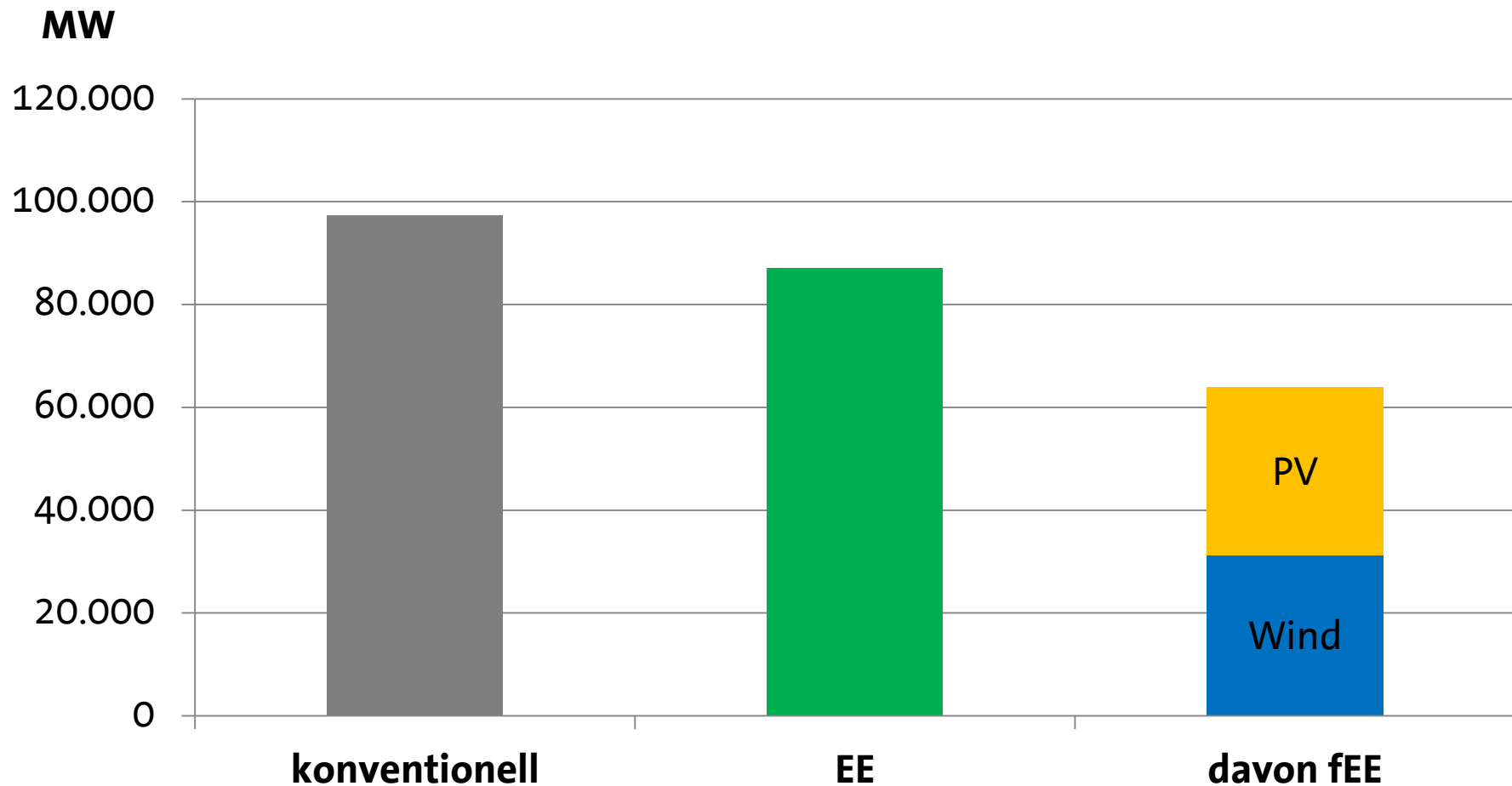
Photovoltaikanlagen: $\geq 0,5$ MW

Steuerbare Anlagen:

Biogasanlagen: $\geq 0,5$ MW

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

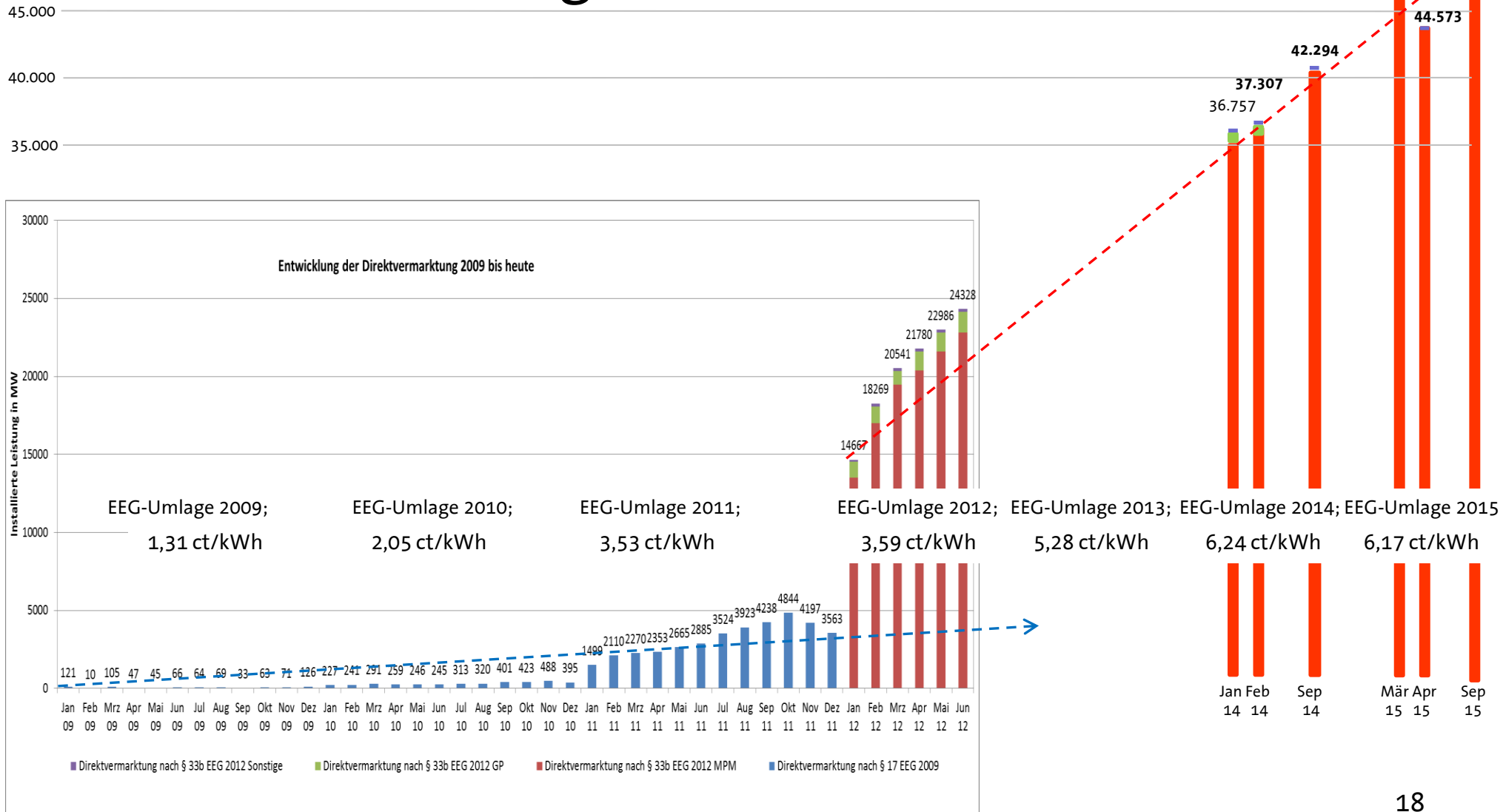
Kraftwerkspark in Deutschland



Bruttostromerzeugungskapazität in 2013 (Quelle: BMU)

Praxis GSP, MPM und sonst. DV: Direktvermarktung 2009 bis heute

in.power



Quelle: www.eeg-kwk.de bzw. ab 17.02.2014: www.netztransparenz.de

Exkurs Energiehandel

Börsenhandelsplätze in Europa

in.power

eeX

EPEXSPOT
EUROPEAN POWER EXCHANGE

BELPEX
Part of APX-ENDEX

EXAA
Energy Exchange Austria

apxendex

cmel
mercados a.v.

powernext
Powering the next markets

GME
Gestore Mercati Energetici

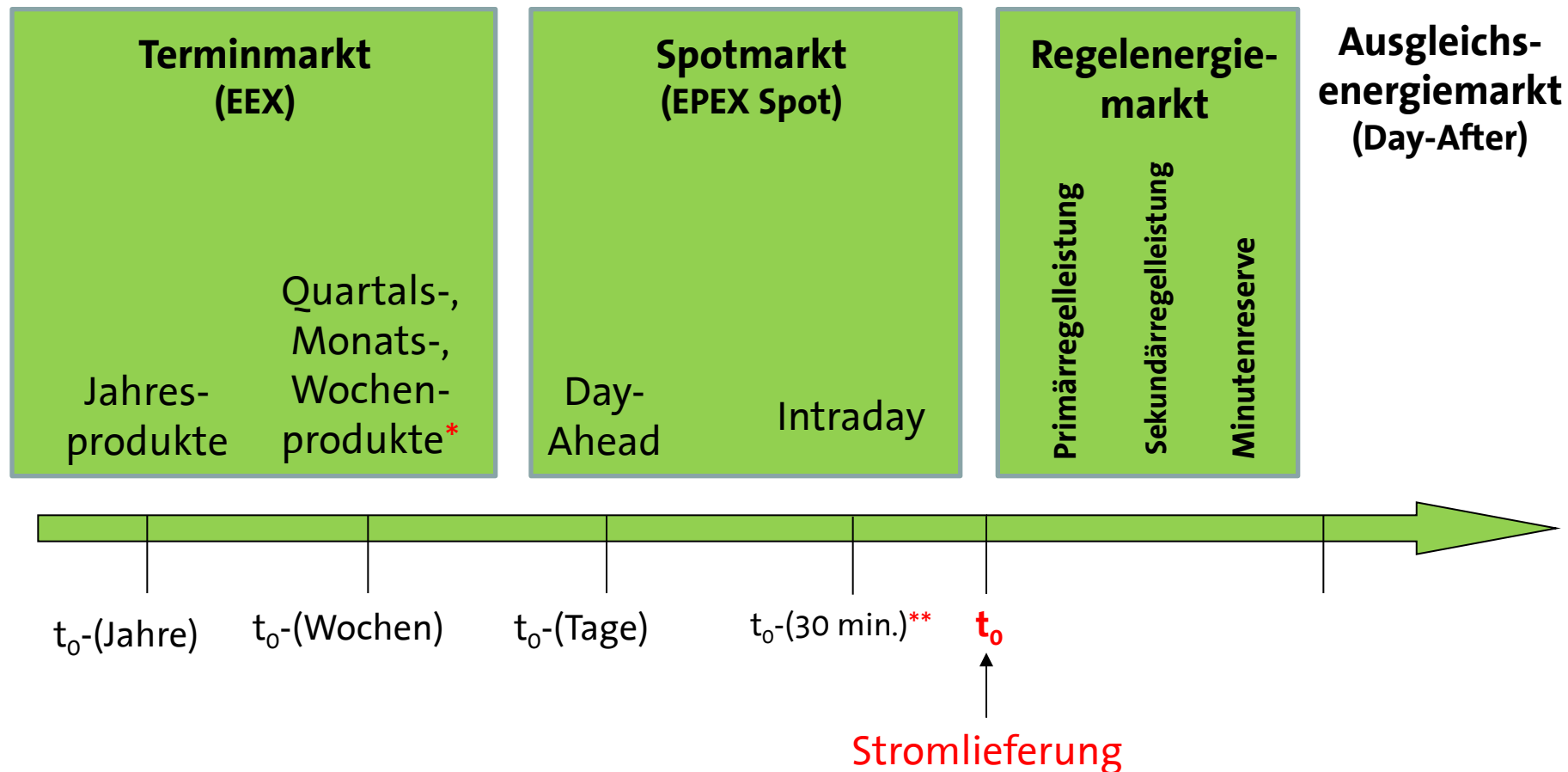
nordpool
spot

POLISH
POWER EXCHANGE

GESTORE MERCATI ENERGETICI

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

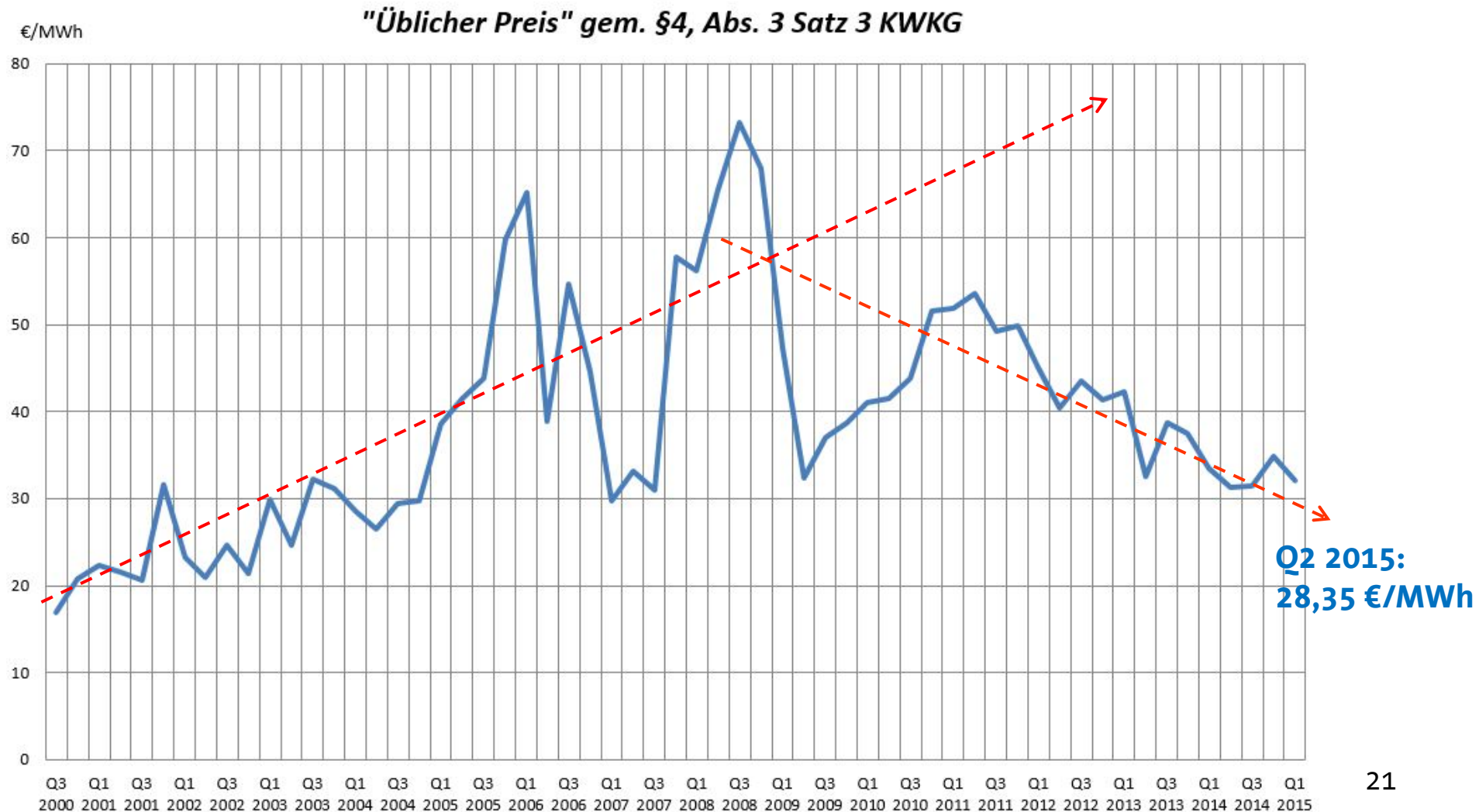
Stromhandelsplätze in Deutschland und deren zeitlicher Rahmen



• seit 19.09.2012 auch Tages- und Wochenend-Futureprodukte

** seit Mitte Juli 2015 wurde die Vorlaufzeit im Intraday von 45 min. auf 30 min. abgesenkt

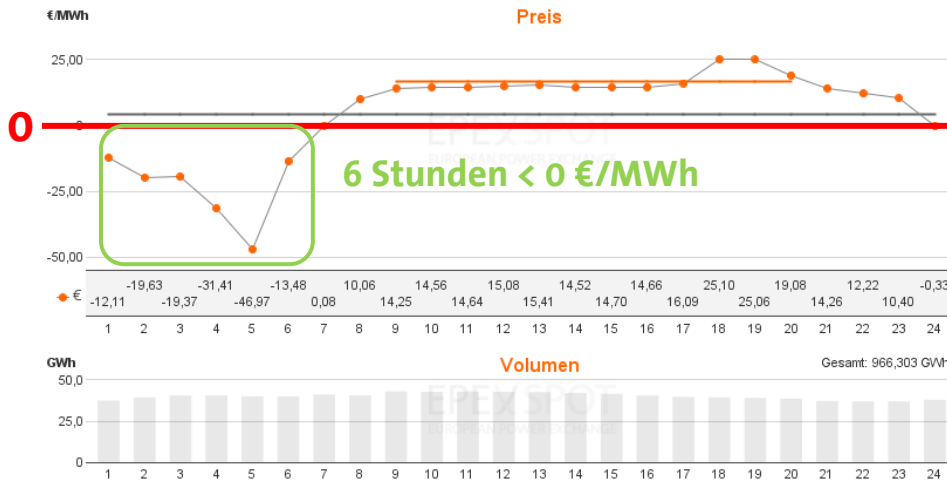
Börsenpreise schwanken deutlich



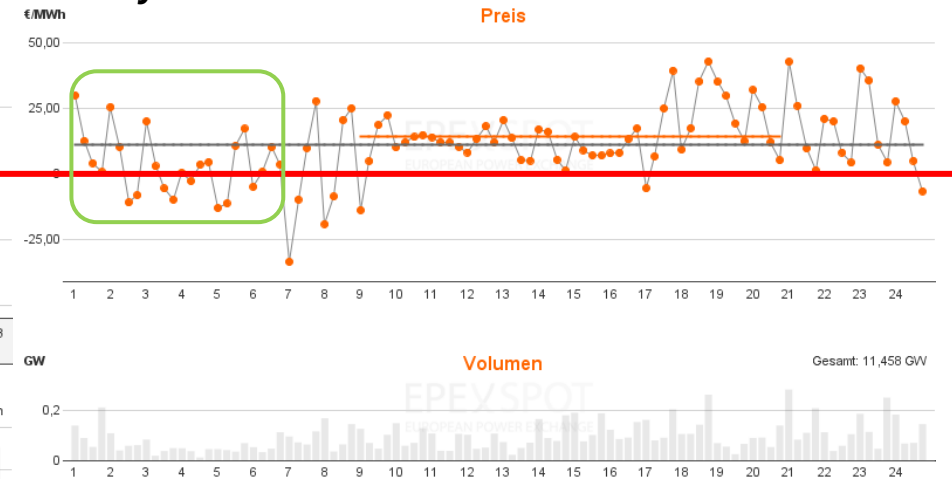
EPEX Spot Day-Ahead vs. Intraday

(24.12.2014, Mittwoch – Heilig Abend)

Day Ahead



Intraday



- Linkes Schaubild zeigt Day-Ahead, rechtes zeigt Intraday
- Beide Charts wurden auf 0-Linie normiert
- Stundenpreise im Day-Ahead und Viertelstundenpreise im Intraday unterscheiden sich deutlich
- Gehandelte Mengen Day-Ahead vs. Intraday (z.B. hier ca. 100:1)

● Preis, — Preis Baseload, — Preis Peakload
 ■ Volumen

— Tiefstpreis, — Höchstpreis — Letzter Preis
 ■ Volumen, — Index Base, — Index Peak



Weitere Möglichkeiten:

§ 37 (gültig bei kleineren Anlagen)

§ 38 (gültig in Ausnahmefällen, z.B. Ausfall des DVU, Reduktion auf 80 %)

- Monatlicher Wechsel zwischen den Vermarktungsmöglichkeiten
- Anteilige Direktvermarktung möglich (Marktprämie und sonstige Direktvermarktung)

Voraussetzungen der Direktvermarktung

Voraussetzungen der Direktvermarktung

Anmeldung und Wechsel der Direktvermarktung vor Beginn des vorangegangenen Monats

Anlagenspezifische Voraussetzungen

- Viertelstundenscharfe Messung
- Anspruch auf EEG-Vergütung*
- Keine Inanspruchnahme von vNNE
- Technische Einrichtungen mit denen (der Netzbetreiber)
 - die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann
 - die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann.

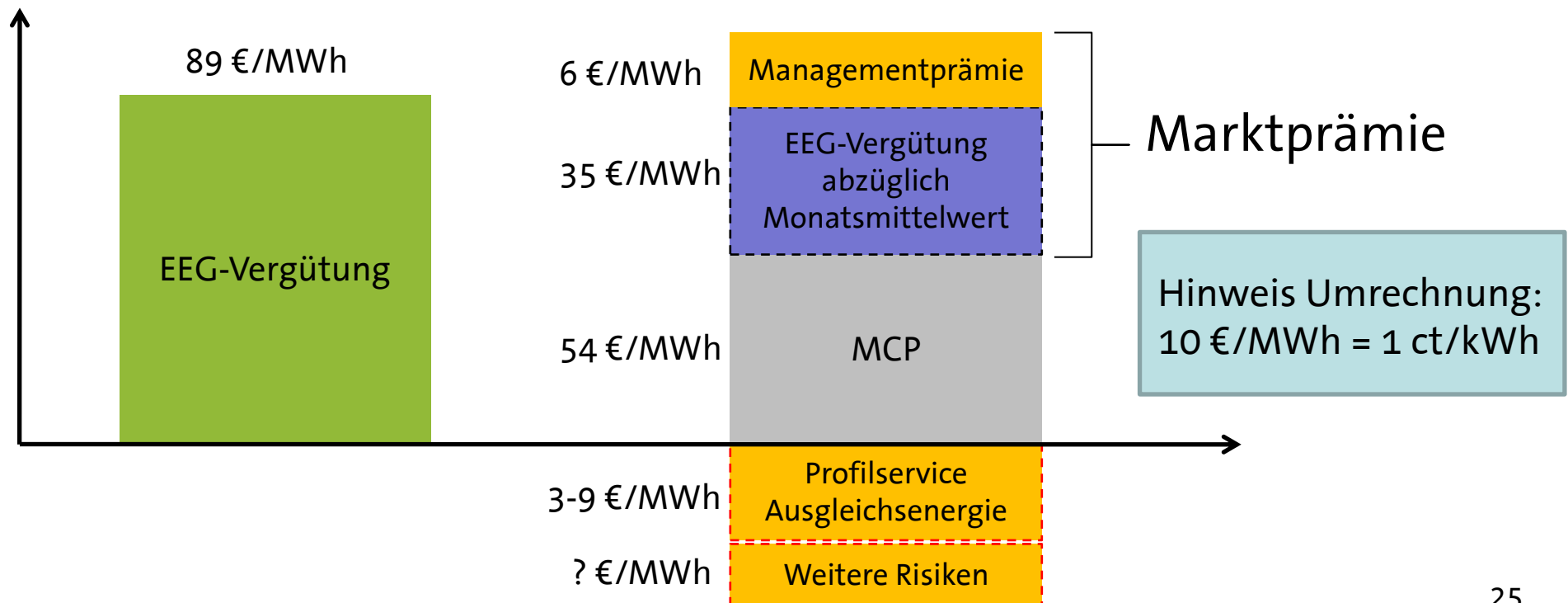
Händlerspezifische Voraussetzungen

- Gesamte Ist-Einspeisung muss viertelstündlich gemessen und bilanziert werden.
- Zuordnung des Stroms zu einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis, mit ausschließlich direktvermarktetem Strom

* Außer für Biogasanlagen mit Inbetriebnahme nach 31.12.2013 und > 750 kW

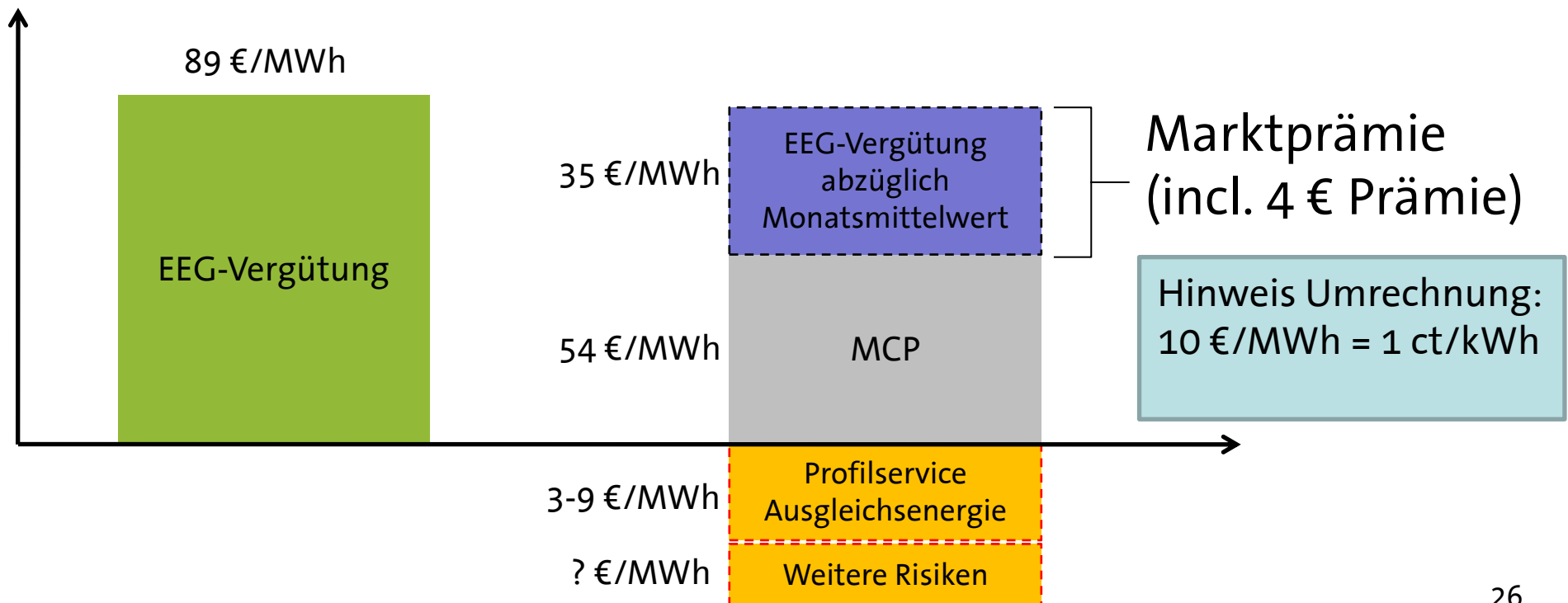
Funktionsweise der Marktprämie (bisher, gültig für Bestandsanlagen)

- Die Marktprämie wird dem Anlagenbetreiber zusätzlich zu den Vermarktungserlösen gewährt.
- Der Anlagenbetreiber trägt dabei alle hierbei entstehenden Risiken der Vermarktung.



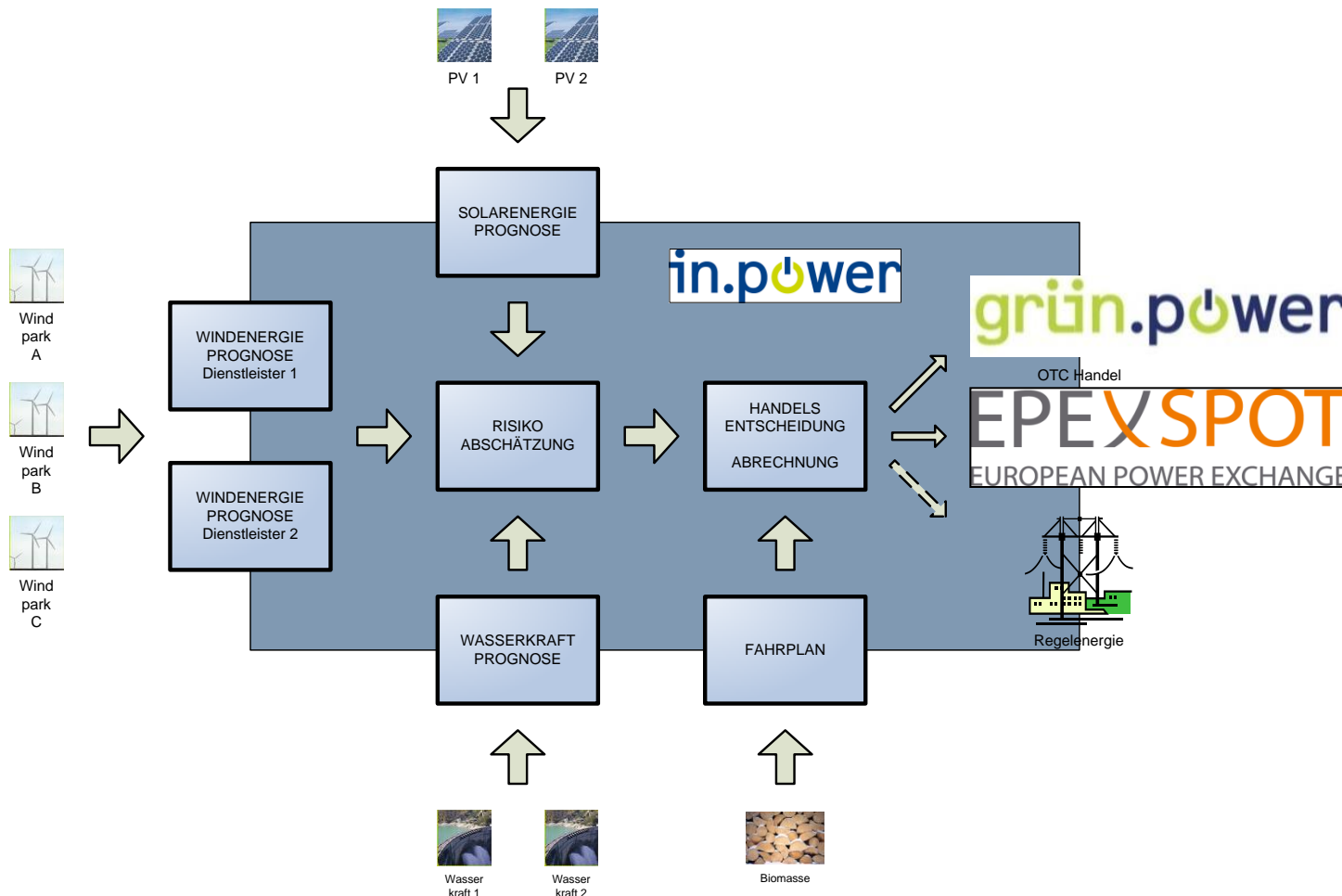
Funktionsweise der Marktprämie (gültig für Neuanlagen nach EEG 2014)

- Die Marktprämie wird dem Anlagenbetreiber zusätzlich zu den Vermarktungserlösen gewährt. (Prämie jedoch bereits inkludiert)
- Der Anlagenbetreiber trägt dabei alle hierbei entstehenden Risiken der Vermarktung.



Operative Herausforderungen: DV Kernprozess (incl. „sonst. DV“)

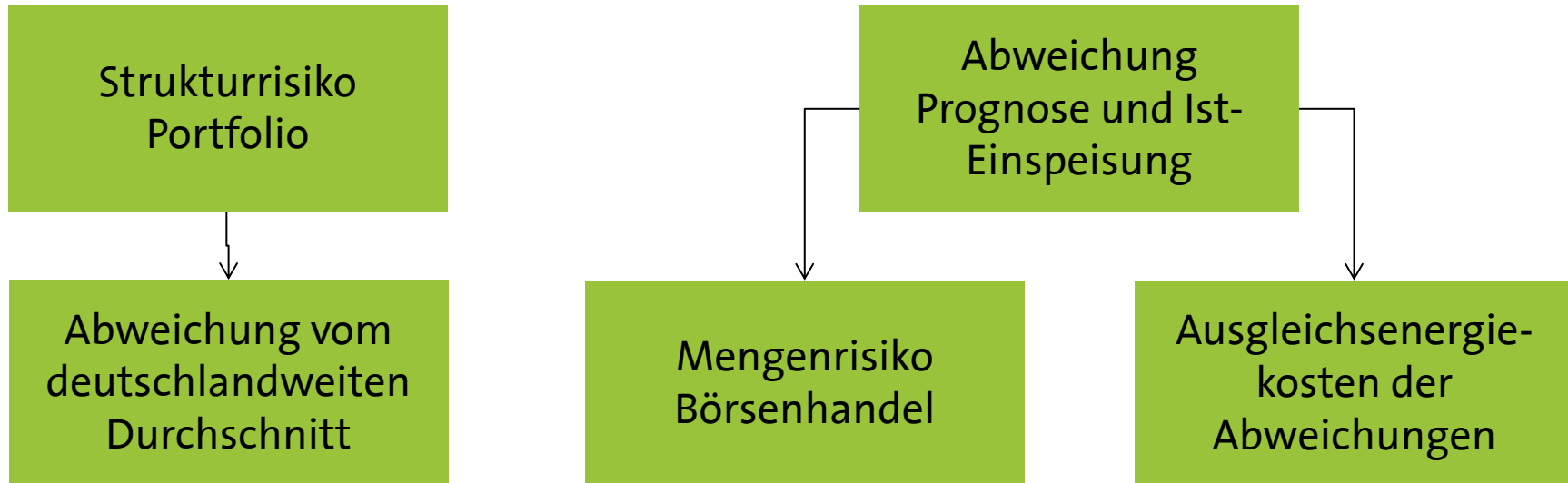
in.power



%-Aufteilung,
passgenau zur
Kundennachfrage

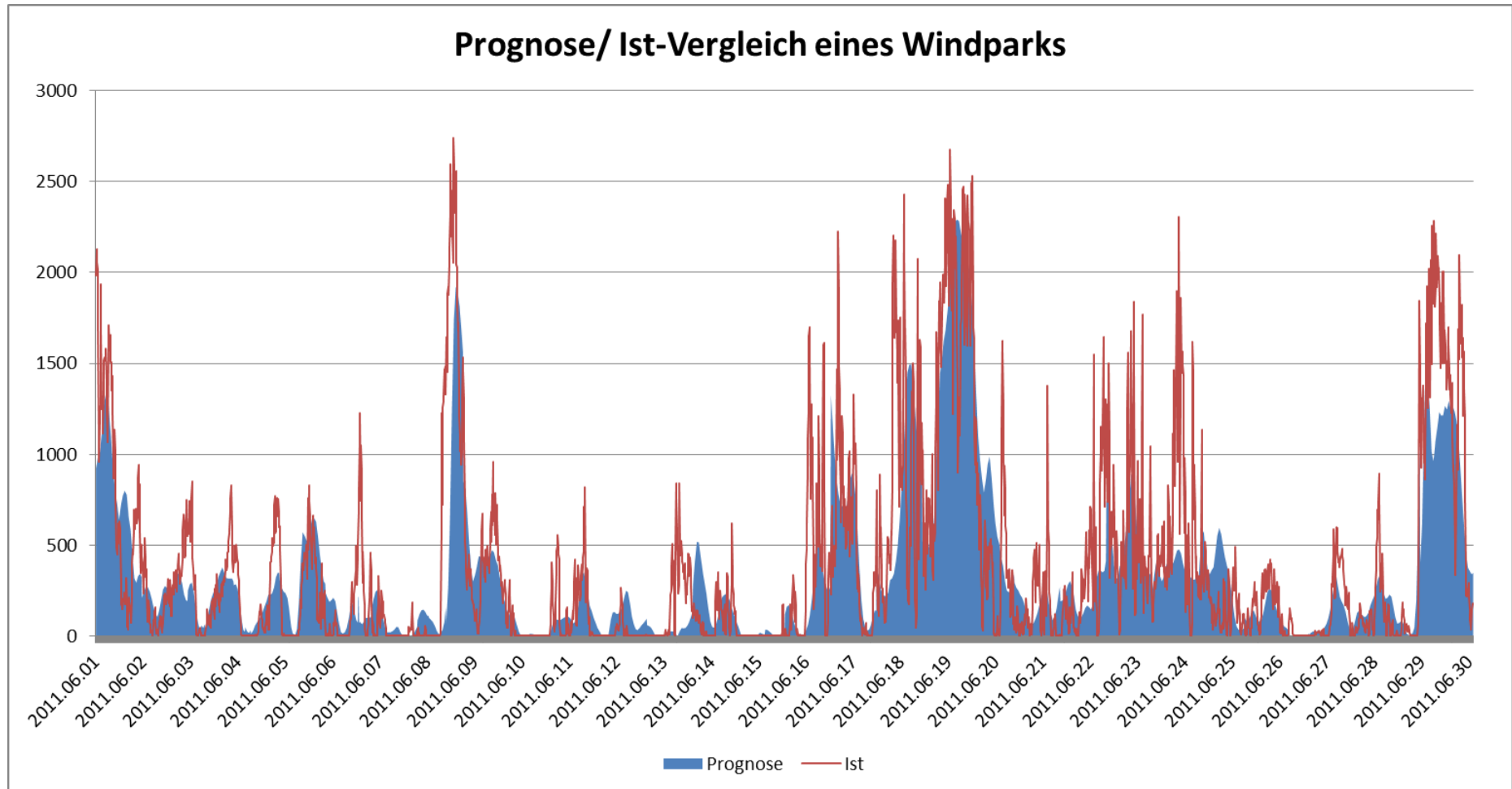
z.B. 10 %
(„sonst. DV“)

z.B. 90 %
(Marktprämie)

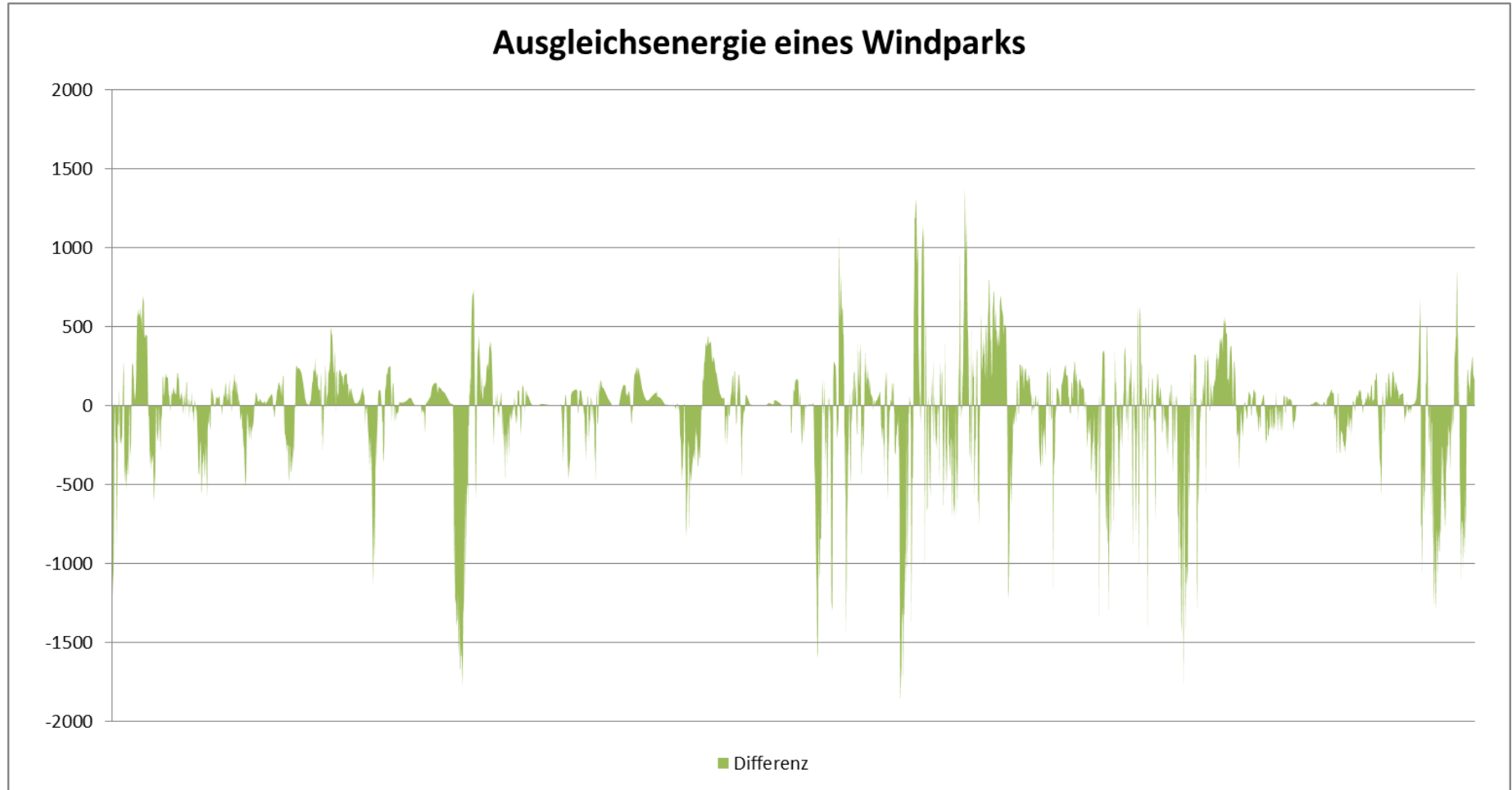


- Strukturrisiko des vermarkteten Portfolios/Anlage
 - Marktprämie wird nach deutschlandweitem Durchschnitt je Erzeugungsart bestimmt
- Abweichung zwischen Prognose und Ist-Einspeisung
 - Prognose bestimmt zu handelnde Mengen an der Börse; IST-Einspeisung muss EEG Anlagenbetreiber vergütet werden
 -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

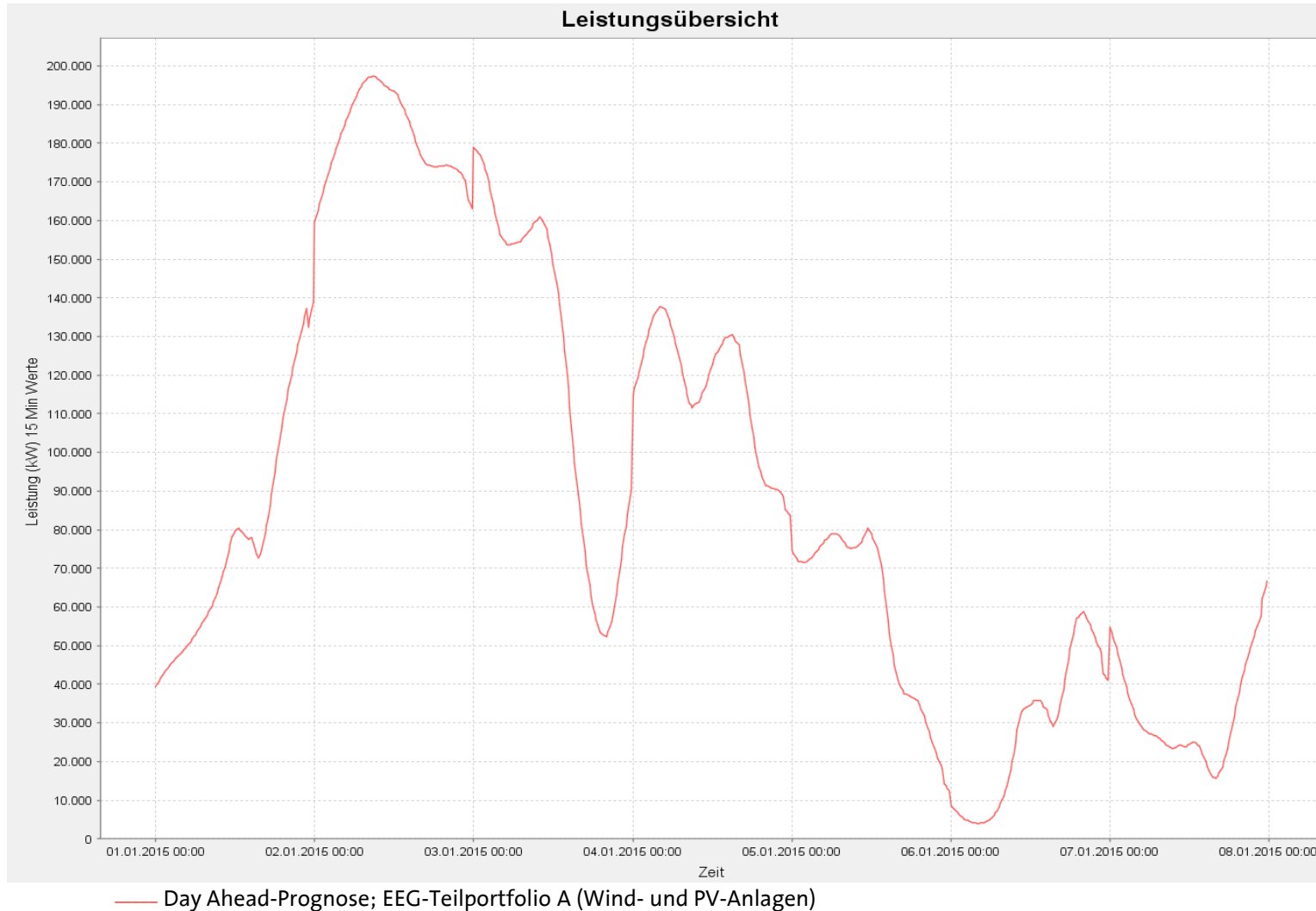
Prognoseabweichungen



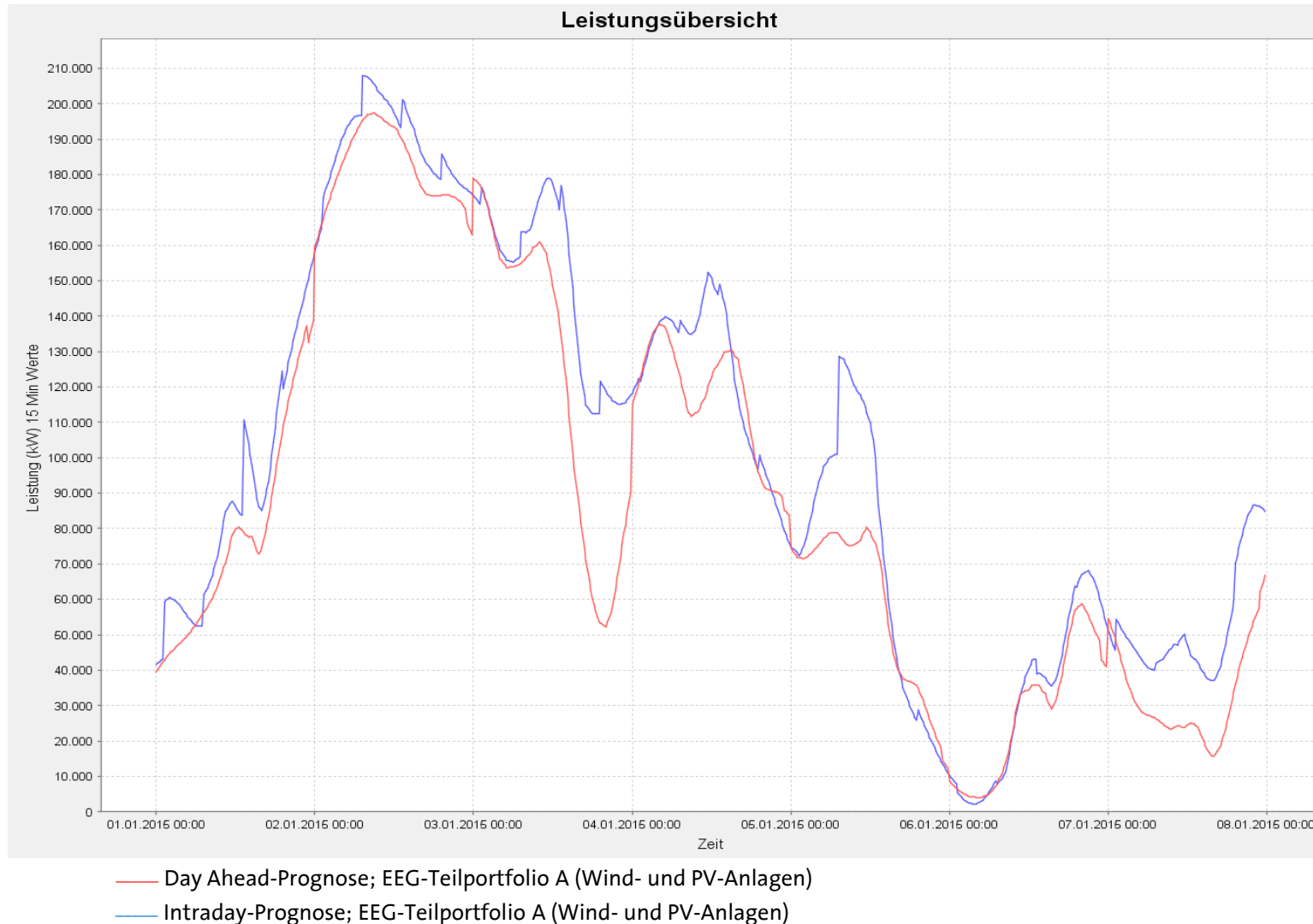
Risiko der Ausgleichsenergie



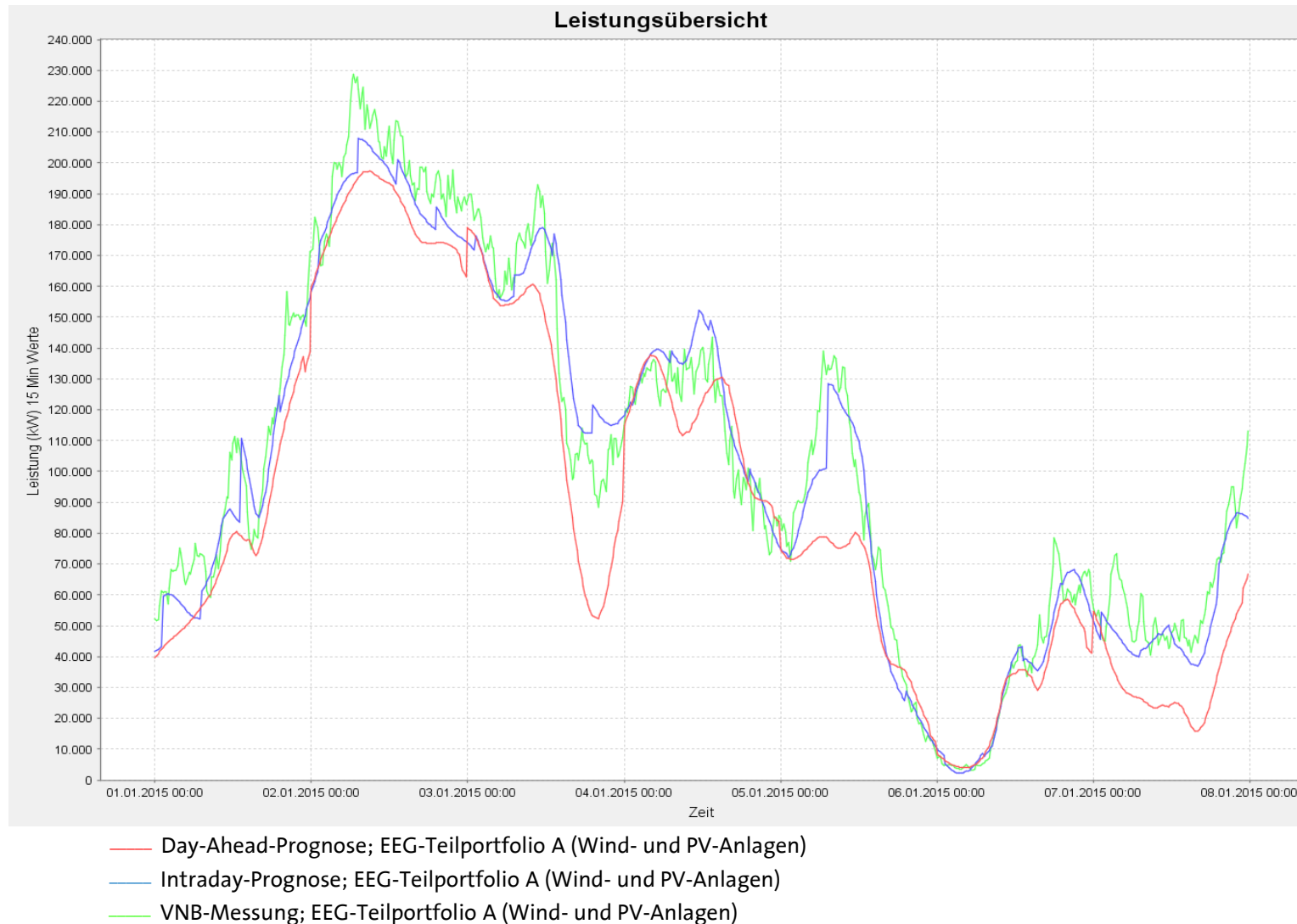
Prognose (1) Day Ahead



Prognose (2) Intraday



Prognose (3) Vergl. mit Ist-Messung in.power



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

- Die zu vergütende Strommenge muss dem Netzbetreiber bis zum 10. des jeweiligen Folgemonats übermittelt werden.
- Die Höhe der Marktprämie wird kalendermonatlich berechnet. Sie erfolgt rückwirkend anhand der vom Netzbetreiber festgestellten Werte.
- Der Anlagenbetreiber erhält vom Netzbetreiber auf die zu erwartende Zahlungen monatliche Abschläge in angemessenen Umfang.

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!

Sparen Sie 3 x 11 kWh bei Anmeldung bis zum 4.3.2014

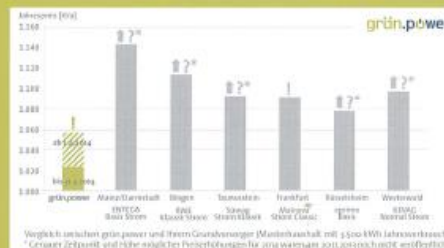
- 100 % Strom aus erneuerbaren und umweltfreundlichen Energien (15% aus deutschen Windkraftanlagen, 85% aus deutschen Wasserkraftwerken)
- 26,11 Cent/kWh + 9,11 €/Monat ** (gültig bis 31.3.2014)
- 27,11 Cent/kWh + 9,11 €/Monat ** (gültig ab 1.4.2014)
- Keine Mindestvertragslaufzeit
- Keine Vorkasse

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 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

grün.power ist ein Produkt der grün.power GmbH v. 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 zwei 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 (Konzern- oder Bankbürgschaften), wegen verkürzten Wechselfristen für DV genügen hier noch zwei Monate
 - Mindestlaufzeit 1 Jahr, i.d.R. werden aber längerfristige Verträge abgeschlossen (zum Teil drei, mittlerweile auch bis fünf Jahre)

Rechtliche Anforderungen (1): Direktvermarktungsverträge

- Mittlerweile liegen ausgereifte Verträge im Markt vor, die von den unterschiedlichen Banken akzeptiert werden
- Folgende Standards sind heute üblich:
 - Regelungen für alle 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 einen bis drei Monate
 - Mindestlaufzeit 1 Jahr, i.d.R. werden aber längerfristige Verträge abgeschlossen

Rechtliche Anforderungen (2): An- und Abmeldung



Folgende Fristen sind einzuhalten:

Mindestens 1 Kalendermonat Vorlauf:

- Der Wechsel vom EEG in die Direktvermarktung (oder zurück)
- Der Wechsel zwischen den beiden Direktvermarktungsformen (Marktprämie bzw. sonstige DV)
- Der Wechsel des %-Anteils bei einer anteiligen DV

Der Wechsel des Direktvermarkters (innerhalb einer Direktvermarktungsform) ist im neuen EEG mit einer kürzeren (ca. 3-5 täglichen) Frist möglich sein.

Rechtliche Anforderungen (3): Prozesse und Anlagenregister



- Die benannte **An- und Abmelde- sowie Wechselprozesse** werden bereits seit Oktober 2013 über das **elektronische MPES-Format** umgesetzt.
- Die erstmalige Anmeldung (oder bei Direktvermarkterwechsel ggf. „Ummeldung“) zur **Fernsteuerbarkeit** muss bei Bestandsanlagen im Vormonat umgesetzt und ebenfalls beim VNB angemeldet werden.
- Bei Neuanlagen im Sinne des EEG 2014 ist ein Nachweis der Fernsteuerbarkeit auch noch im laufenden Monat (nach Inbetriebnahme) möglich.
- Die Anlagen müssen ebenfalls im **Anlagenregister** angemeldet werden. Änderungen (z.B. Repowering) müssen ebenfalls seitens des Anlagenbetreibers dem Register mitgeteilt werden.

- 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“

- 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

B

C

D

E

F

Fahrplan- und
Prognosemanagement

Steuerung

Eskalationsmanagement

Bilanzkreismanagement

Abrechnung

Visualisierung

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 Bürgschaften sollten vorhanden sein
- Händler/Dienstleister sollten mittelfristig in der Lage sein, dem Anlagenbetreiber weitere Wertschöpfung (EEG+x+y+z) (Fernsteuerbarkeitsbonus, Regionale Vermarktungskonzepte, Regelernergie) anzubieten
- Hohe „vermeintliche“ Mehrerlöse (EEG+x) sollten nicht das alleinige Indiz für den Anlagenbetreiber sein

Auszug aus dem EEG 2014

§ 36 Fernsteuerbarkeit (Abs. 1)

§ 36 Fernsteuerbarkeit

(1) 1 Anlagen sind fernsteuerbar im Sinne von § 35 Satz 1 Nummer 2, wenn die Anlagenbetreiber

1.

die technischen Einrichtungen vorhalten, die erforderlich sind, damit ein Direktvermarktungsunternehmer oder eine andere Person, an die der Strom veräußert wird, jederzeit

a)

die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann und

b)

die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann, und

2.

dem Direktvermarktungsunternehmer oder der anderen Person, an die der Strom veräußert wird, die Befugnis einräumen, jederzeit

a)

die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen und

b)

die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu reduzieren, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich und nicht nach den genehmigungsrechtlichen Vorgaben nachweislich ausgeschlossen ist.

2 Satz 1 Nummer 1 ist auch erfüllt, wenn für mehrere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, gemeinsame technische Einrichtungen vorgehalten werden, mit der der Direktvermarktungsunternehmer oder die andere Person jederzeit die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen abrufen und die gesamte Einspeiseleistung der Anlagen ferngesteuert reduzieren kann.

Auszug aus dem EEG 2014

§ 36 Fernsteuerbarkeit (Abs. 2)

(2) Für Anlagen, bei denen nach § 21c des Energiewirtschaftsgesetzes Messsysteme im Sinne des § 21d des Energiewirtschaftsgesetzes einzubauen sind, die die Anforderungen nach § 21e des Energiewirtschaftsgesetzes erfüllen, muss die Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung nach Absatz 1 über das Messsystem erfolgen; § 21g des Energiewirtschaftsgesetzes ist zu beachten. 2Solange der Einbau eines Messsystems nicht technisch möglich im Sinne des § 21c Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes ist, sind unter Berücksichtigung der einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik Übertragungstechniken und Übertragungswege zulässig, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen; § 21g des Energiewirtschaftsgesetzes ist zu beachten. 3Satz 2 ist entsprechend anzuwenden für Anlagen, bei denen aus sonstigen Gründen keine Pflicht zum Einbau eines Messsystems nach § 21c des Energiewirtschaftsgesetzes besteht.

(3) Die Nutzung der technischen Einrichtungen nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 sowie die Befugnis, die nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 dem Direktvermarktungsunternehmer oder der anderen Person eingeräumt wird, dürfen das Recht des Netzbetreibers zum Einspeisemanagement nach § 14 nicht beschränken.

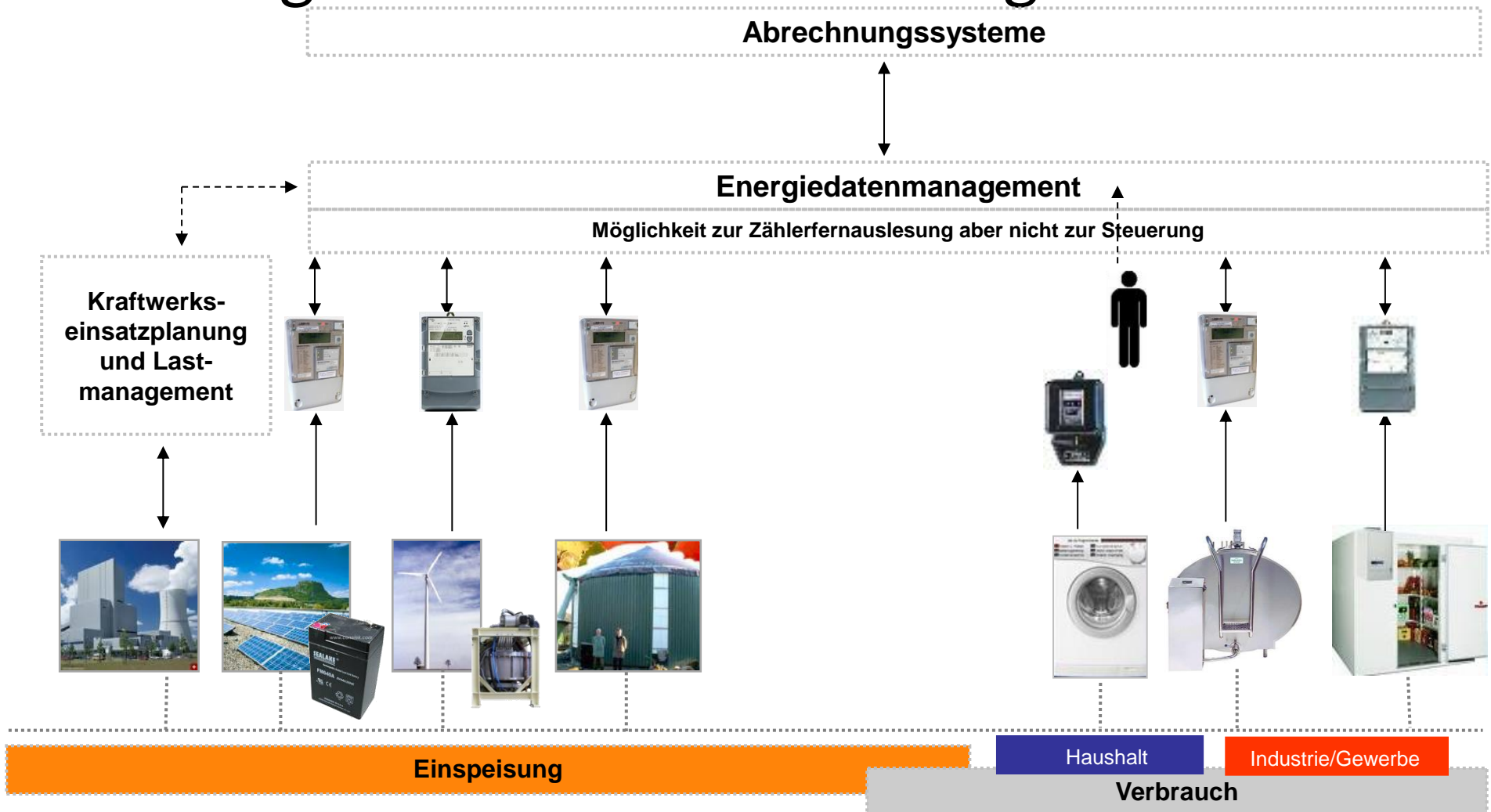
Fußnoten

(+++ § 36: Zur Anwendung vgl. § 100 Abs. 1 Nr. 10 Buchst. c +++)

Im Markt gibt es bereits heute Messgeräte, die Steuersignale übermitteln können. Um beide Anforderungen an den „Fernsteuerbarkeitsbonus“ erfüllen zu können, gleichzeitig aber eine „Verdoppelung“ der Messtechnik zu vermeiden ist es naheliegend, den Zugang zur Messeinrichtung und zur Steuerung direkt als Messstellenbetreiber und Messdienstleister zu schaffen. Dafür hat in.power eine Lösung entwickelt, die es ermöglicht, nicht nur einmal am Tag sondern jederzeit auf die 15-Minuten-Werte der Leistungsmessung zugreifen zu können – somit wird die erste Anforderung des § 36 EEG 2014 bei einer Übernahme der Messdienstleistung und des Messstellenbetriebs durch in.power „automatisch“, d.h. für Anlagenbetreiber im in.power energy network, ohne Mehrkosten im Vergleich zur „normalen“ Messdienstleistung erfüllt. Der eingesetzte Smart Meter ermöglicht zugleich die Übermittlung von Steuersignalen, womit die zweite Anforderung des § 36 EEG 2014 ebenfalls erfüllt werden kann.

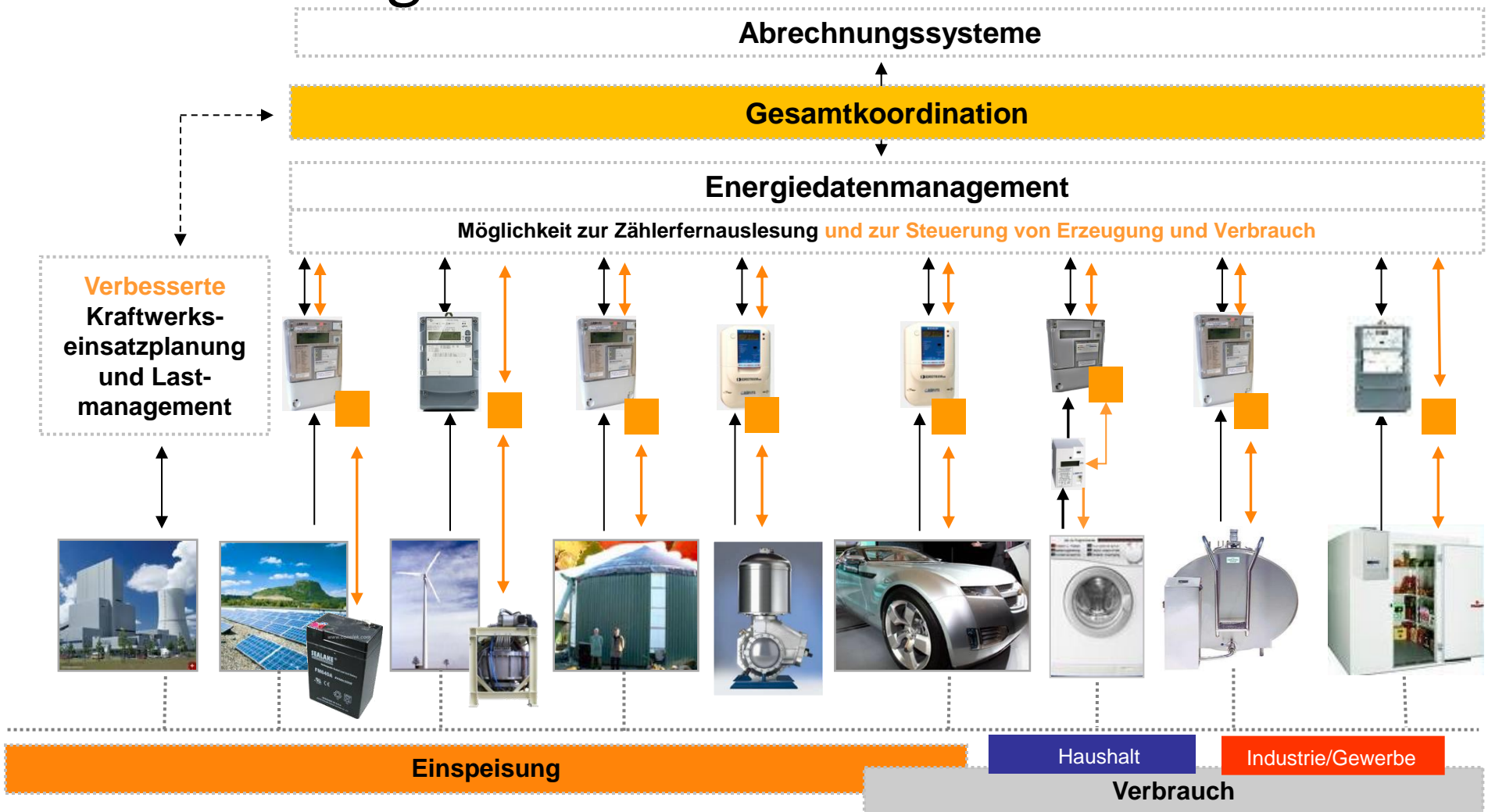
1. Schritt: Einsatz von „Smart Metering“ zur Messwerterfassung

in.power



2. Schritt: „Smart Metering“ + Ansteuerung

in.power



in.power metering Messstellenbetrieb

Messstellenbetrieb und Messdienstleistung für EEG- und KWK-Anlagen

Im Rahmen des neuen EEG 2014 wurde die Onlineüberwachung und Fernabschaltbarkeit verpflichtend für die Direktvermarktung.

in.power metering realisiert für Sie:

- Onlinemesswerterfassung über geeichte 15-Minuten-Werte
- Maßgeschneiderte Lösungen zur Fernabschaltbarkeit

Profitieren Sie als Partner im in.power energy network von besonderen Konditionen. Sichern Sie sich jetzt Ihren Vorteil!



	Messstellenbetrieb Basis	Partner im in.power energy network
Messstellenbetrieb/Messdienstleistung	Niederspannung : 59,- € / Monat ¹ Mittelspannung: 79,- € / Monat ¹ Hochspannung: 119,- € / Monat ¹	NS: 59,- € / Monat ¹ MS: 79,- € / Monat ¹ HS: 119,- € / Monat ¹
Onlinemesswerterfassung viertelstündlich *	auf Anfrage	kostenlos
Einrichtungspreis einmalig	1.500,- €	1.000,- €
* Rabattsätze bei Abnahmemengen > 5 auf Anfrage.	¹ ggf. zzgl. Wandlerkosten Niederspannung (NS), Mittelspannung (MS), Hochspannung (HS)	Alle Preise pro Messstelle zzgl. MwSt. Preise gültig ab 15.10.2014.

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



Sind **ALLE** Ihre Anlagen
bereits fernsteuerbar?
Es ist 5 nach 12!

in.power



Schalten Sie mit uns die Fern-
steuerbarkeit ein, **bevor Sie**
am 1. April 2015 aus der Direkt-
vermarktung herausfallen!

Sprechen Sie uns einfach an!

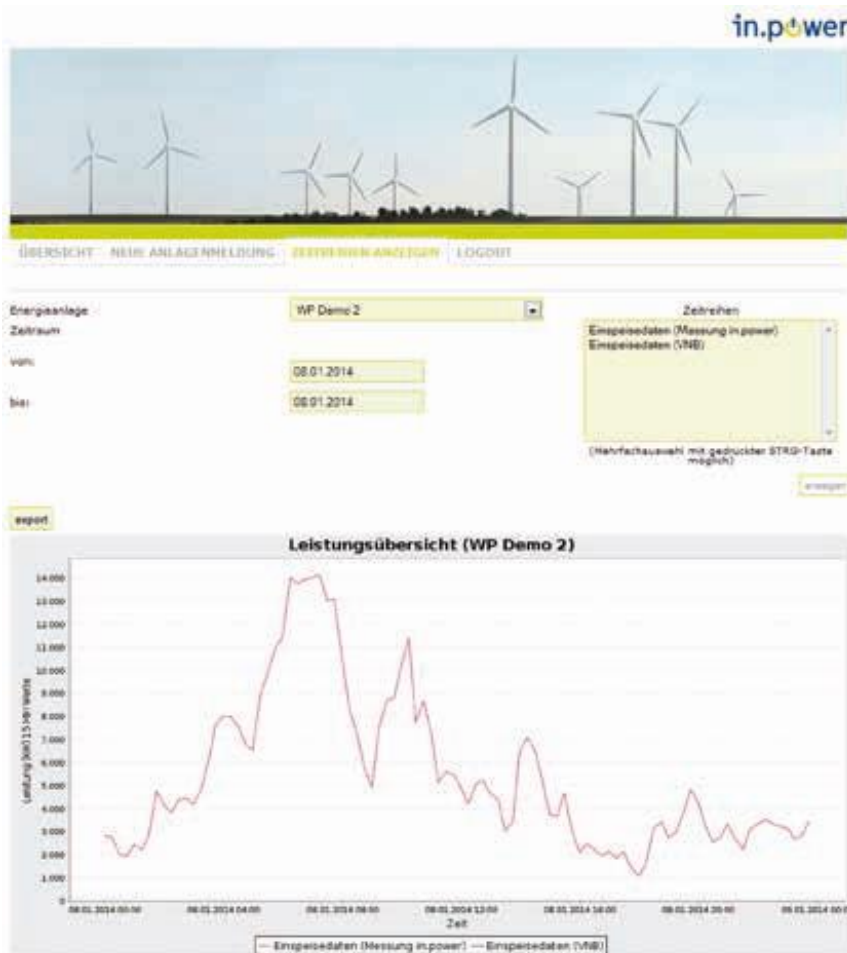
Wir bieten Ihnen Mehrerlöse zum EEG:

- Direktvermarktung
- Fernsteuerbarkeit nach EEG 2014
- Messstellenbetrieb
- Regionale Ökostromvermarktung
- Regelenergie

www.inpower.de
kontakt@inpower.de

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

Vorteile für die technische Betriebsführung (Teil 1)



in.power-Kundenportal:

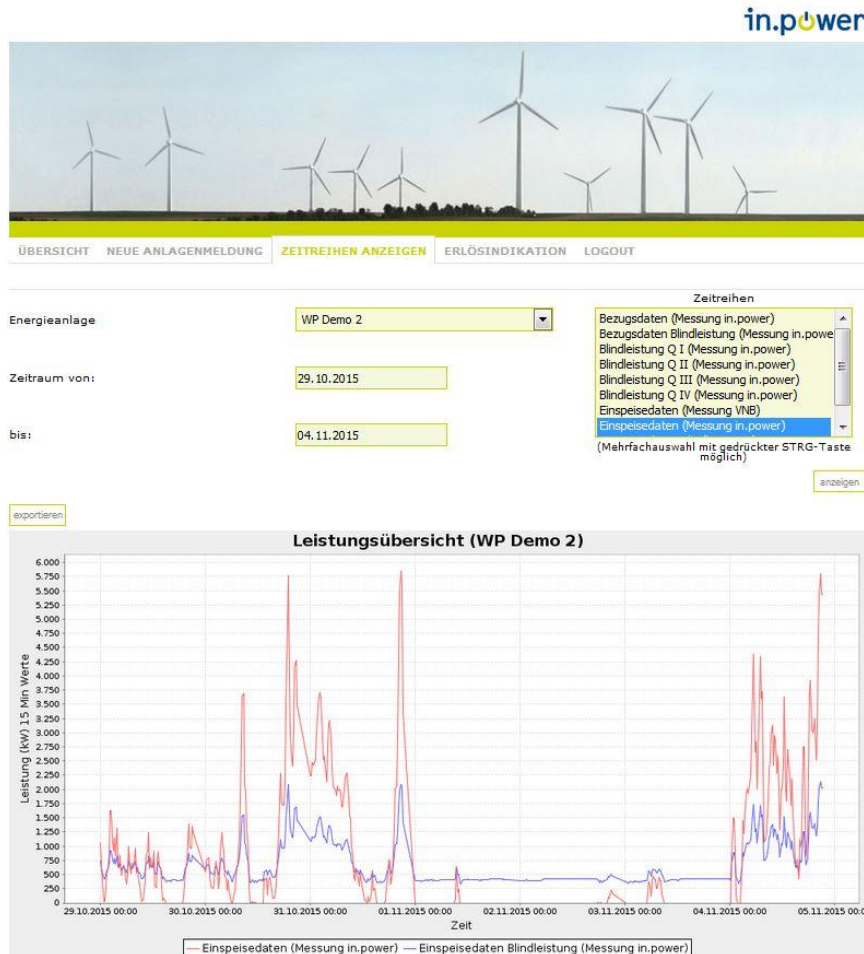
1. Messdaten:

- 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

Vorteile für die technische Betriebsführung (Teil 2)

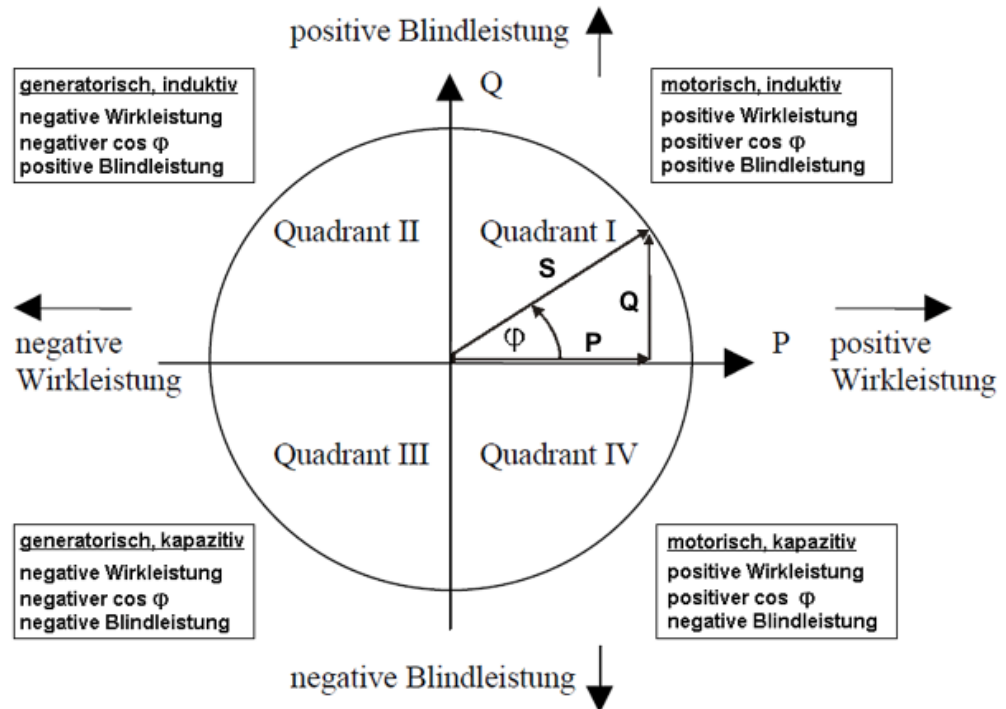
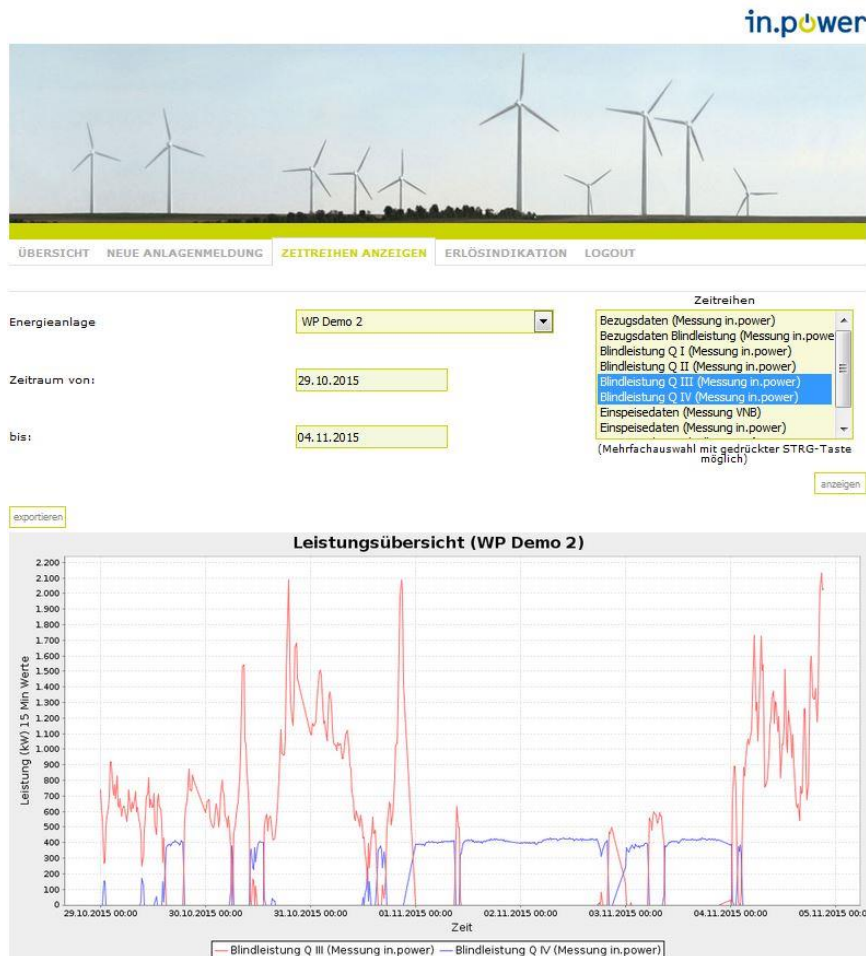


Verbessertes Monitoring für Betriebsführer:

- NEU: Darstellung der Blindleistung
- Zeitreihen der einzelnen Quadranten
- Unterscheidbarkeit von kapazitiver und induktiver Blindleistung
- Störungen und schleichende Schäden an Anlagen und Kabeln so teils frühzeitig erkennbar
- Blindleistungsdaten vom Netzbetreiber wurden dem Kunden bisher i.d.R. nicht bereitgestellt

Erfassung von Blindleistung

in.power



Quelle: infosys.beckhoff.com/content/1031/el3403/Images/4quadr_darstellung.png

Kommunikation zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter



ÜBERSICHT NEUE ANLAGENMELDUNG ZEITREIHEN ANZEIGEN ERLÖSINDIKATION ABRECHNUNGEN LOGOUT

Energieanlage

WP Demo 2

Einspeisedaten

Zeitraum

von:

01.01.2014

bis:

30.09.2014

MESSUNG_INP
MESSUNG_VNB

anzeigen

Park	Monat	MWh	Vergütung [€/MWh]	EEG-Erlöse [€]	DV-Erlöse [€]	Gesamterlöse [€]
WP Demo 2	1/2014	2.334,04	93,30	211.930,47	5.835,09	217.765,56
WP Demo 2	2/2014	2.631,43	93,30	238.933,66	6.578,57	245.512,22
WP Demo 2	3/2014	2.020,60	93,30	183.470,23	5.051,49	188.521,72
WP Demo 2	4/2014	1.247,93	93,30	113.312,23	3.119,83	116.432,06
WP Demo 2	5/2014	1.225,18	93,30	111.246,18	3.062,95	114.309,12
WP Demo 2	6/2014	624,60	93,30	56.713,79	1.561,50	58.275,29
WP Demo 2	7/2014	794,22	93,30	72.115,15	1.985,55	74.100,70
WP Demo 2	8/2014	1.676,27	93,30	152.205,20	4.190,67	156.395,87
WP Demo 2	9/2014	668,86	93,30	60.732,65	1.672,15	62.404,80
Summe		13.223,12		1.200.659,55	33.057,81	1.233.717,36

Hierbei handelt es sich um eine Beispielrechnung basierend auf derzeit verfügbaren Daten. Diese können von den abrechnungsrelevanten Daten abweichen. Alle Angaben sind ohne Gewähr.

KONTAKT IMPRESSUM NUTZUNGSBEDINGUNGEN

in.power-Kundenportal:

Erlösfunktionen:

- Erleichterung bei der Abrechnung
- Unterstützung beim Controlling
- Abrechnungsrelevante Informationen können einfach über das online-Portal zur Verfügung gestellt werden.

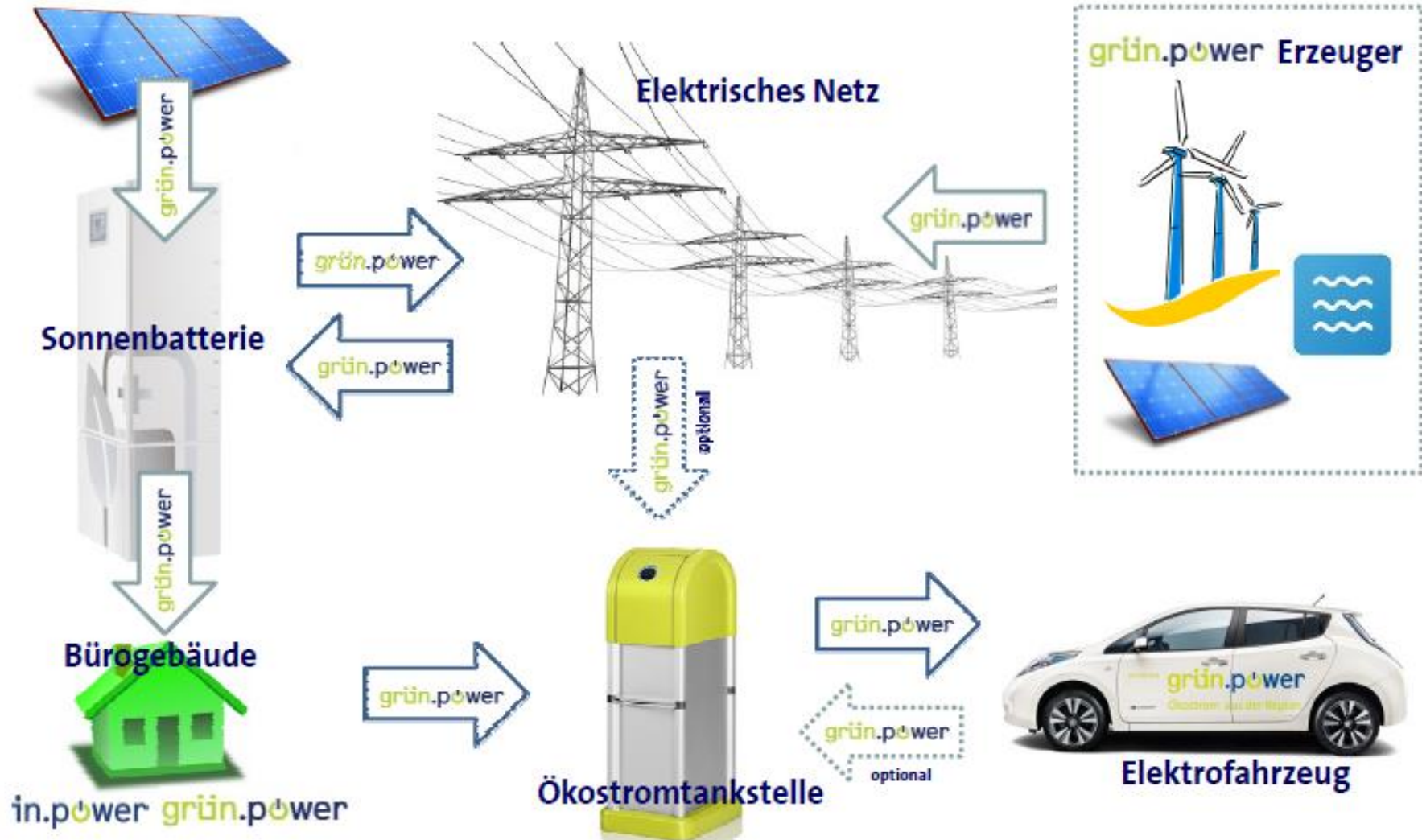
- Kabinettsentwurf über „**Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende**“ am 04.11.15 verabschiedet
- Neues **Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)** – verpflichtender Einbau (ab 6000 kWh Jahresverbrauch bzw. einer Anlagenleistung größer 7 kW) von „intelligenten Messsystemen“ ab 2017
- EEG-, KWK- sowie unterbrechbare Verbraucher fallen unabhängig ihres Verbrauchs unter das Gesetz
- Einbau heutiger „Smart Meter“ bis 31.12.2016 möglich; Bestandsschutz innerhalb der Eichfrist (bis 8 Jahre)

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

Anlagen mit Eigenversorgung - Überschusseinspeisung

in.power



Aus aktuellem Anlass...

in.power



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**