

# Optimierter Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen

**EnergyLink**  
AKTIENGESELLSCHAFT



EnergyLink AG  
Nymphenburger Str. 20b  
80335 München  
Tel.: +49 (0)89 24 20 64 80  
Fax.: +49 (0)89 24 20 64 890  
[www.energylink.de](http://www.energylink.de)

- Einleitung
- Matrix der Einsatzmöglichkeiten und Vermarktungswege
- EEG und KWK
- Direktvermarktung
- Base- und Spotpreise
- Produkte bei der Direktvermarktung
- Minutenreserve
- Eigenbedarf
- Verläufe von Erzeugung, Bedarf und Spotpreisen
- Beispiel EEG-Anlage

Der Strommarkt befindet sich in einer langanhaltenden Phase des vollständigen Umbruchs

- Massiv gestiegene Brennstoffpreise
- Emissionshandel (CO<sub>2</sub>-Zertifikate)
- Marktliberalisierung
- Europäisierung
- Abkehr von 100% zentraler Stromerzeugung hin zu dezentraler Stromerzeugung
- Veränderte Gesetzgebung im Bereich erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung
- Knapper werdende Kraftwerkskapazitäten
- Zahlreiche Erzeugungsanlagen, die z.Zt. nicht gesteuert erzeugen (z.B. Windkraft)

Umbruch bedeutet Chancen und Risiken. Chancen müssen genutzt, Risiken vermieden werden. Dies setzt entsprechende Marktkenntnisse voraus.

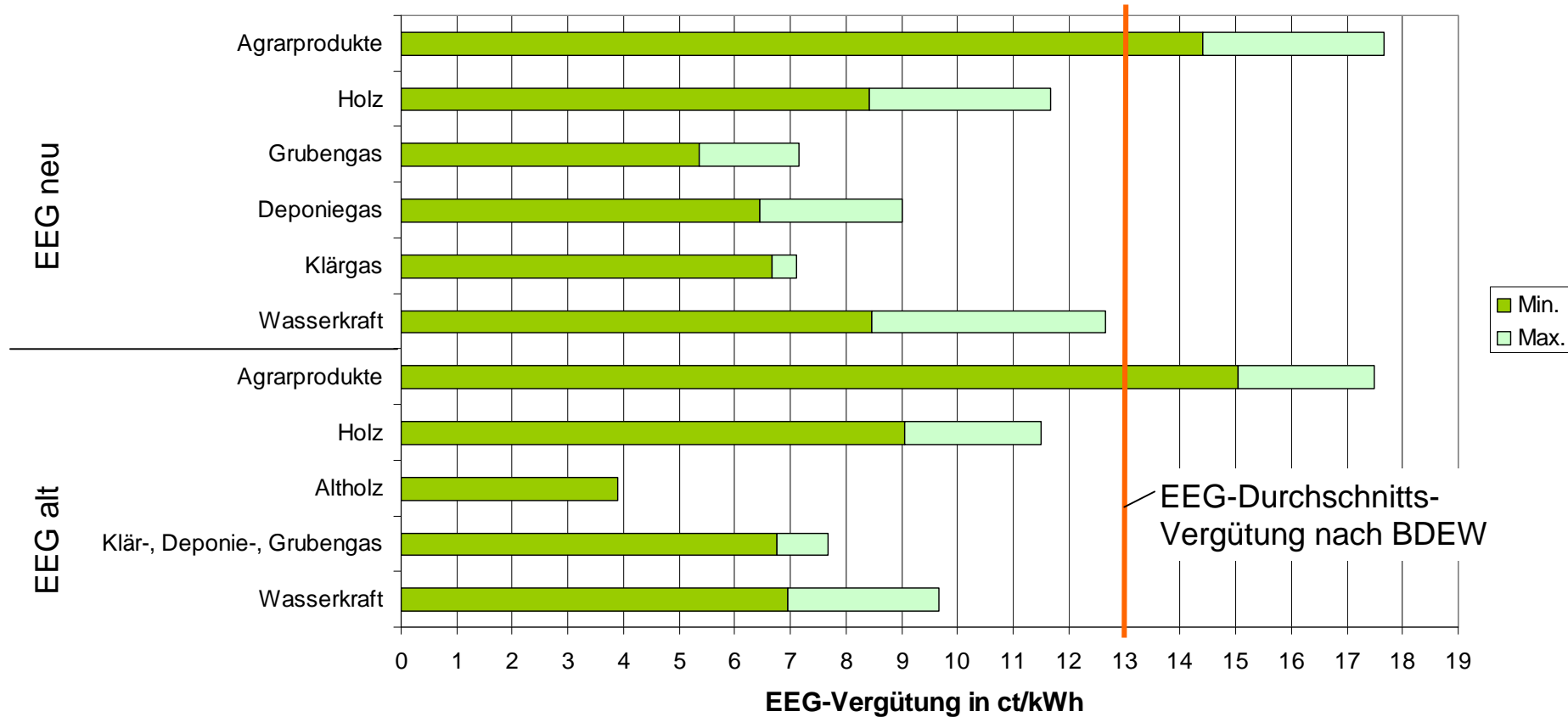
# Matrix der Einsatzmöglichkeiten

	Eigenbedarf	EEG-Vergütung	Verkauf an Großhandel	Verkauf an Ökostromlieferant	Lieferung an VNB mit KWK-Zuschlag	Ausfallreserve	Minutenreserve
"Teure EEG-Anlagen"	nein	ja	ja	ja	nein	ja	denkbar
"Billige EEG-Anlagen"	ja	ja	ja	ja	nein	ja	denkbar
KWK-Anlagen im Förderzeitraum	ja	nein	ja	nein	ja	denkbar	möglich
KWK-Anlagen nach Förderzeitraum	ja	nein	ja	nein	ja	ja	möglich
Notstromaggregate	nein	nein	Preise zu niedrig	nein	nein	möglich	ja, wenn für Parallelbetrieb ausgerüstet

- Zu unterscheiden ist zwischen
  - Arbeitsvermarktung
  - Leistungsvermarktung
- Bei der Arbeitsvermarktung wird ein Arbeitspreis auf die gelieferte Energiemenge gezahlt, d.h. wirtschaftlich interessant ist die Arbeitsvermarktung bei hohen Betriebsstunden und niedrigen Brennstoffkosten.
- Bei der Leistungsvermarktung wird ein Leistungspreis dafür gezahlt, dass die Anlage auf Abruf kurze Zeit Strom produziert. Die dafür gezahlten Arbeitspreise sind von untergeordneter Bedeutung. Geeignet ist dieser Weg für Anlagen mit hohen Brennstoffkosten. Die Laufzeiten der Anlagen pro Jahr sind gering bis sehr gering.
- Zur Leistungsvermarktung gehören Ausfallreserve und Minutenreserve, alle anderen Vermarktungswege sind Arbeitsvermarktungen.

- „Teure EEG-Anlagen“ sind Anlagen, die eine relativ hohe Einspeisevergütung bekommen ( $>10$  ct/kWh) und sehr hohe Brennstoff-/variable Kosten haben, also z.B. Biomasseanlagen.
- „Billige EEG-Anlagen“ sind Anlagen, die eine relativ niedrige Einspeisevergütung bekommen ( $<10$  ct/kWh) und geringe oder keine variablen Kosten haben, so dass diese Anlagen möglichst viel laufen.
- Zu unterscheiden sind zudem Anlagen  $>5$  MW<sub>el</sub> und  $<5$  MW<sub>el</sub>, weil für letztere der Anlagenausfall abzusichern ist.
- Sofern auch Wärme produziert wird, ist zu prüfen, ob alternativ zur EEG-Vergütung die KWK-Vergütung in Anspruch genommen werden kann.
- Eine weitere Besonderheit liegt vor, wenn ein erheblicher Teil des erzeugten Stroms an Ort und Stelle verbraucht wird, d.h. ohne physikalisch ins öffentliche Netz eingespeist zu werden.

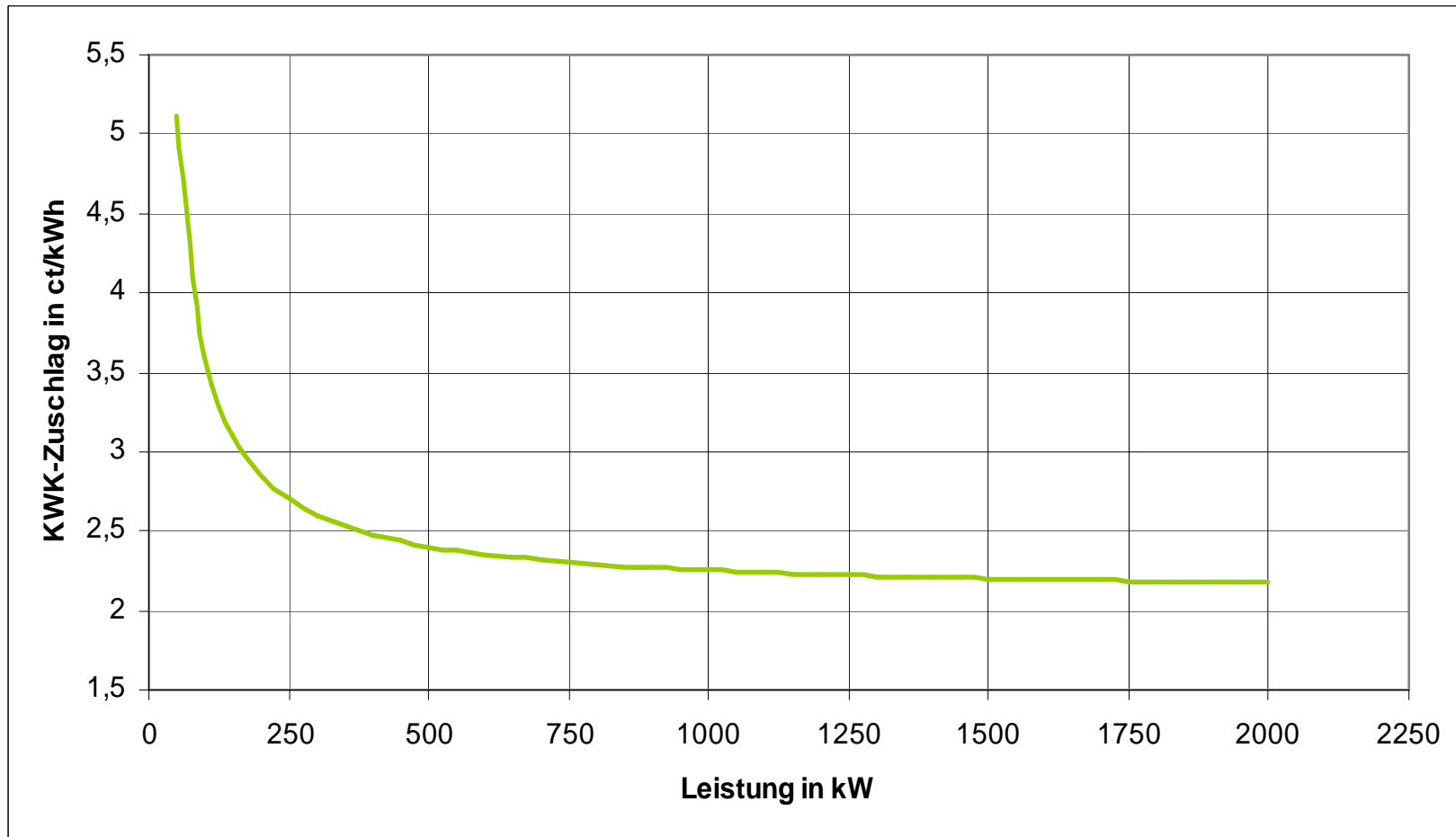
# Ausgewählte EEG-Vergütungssätze



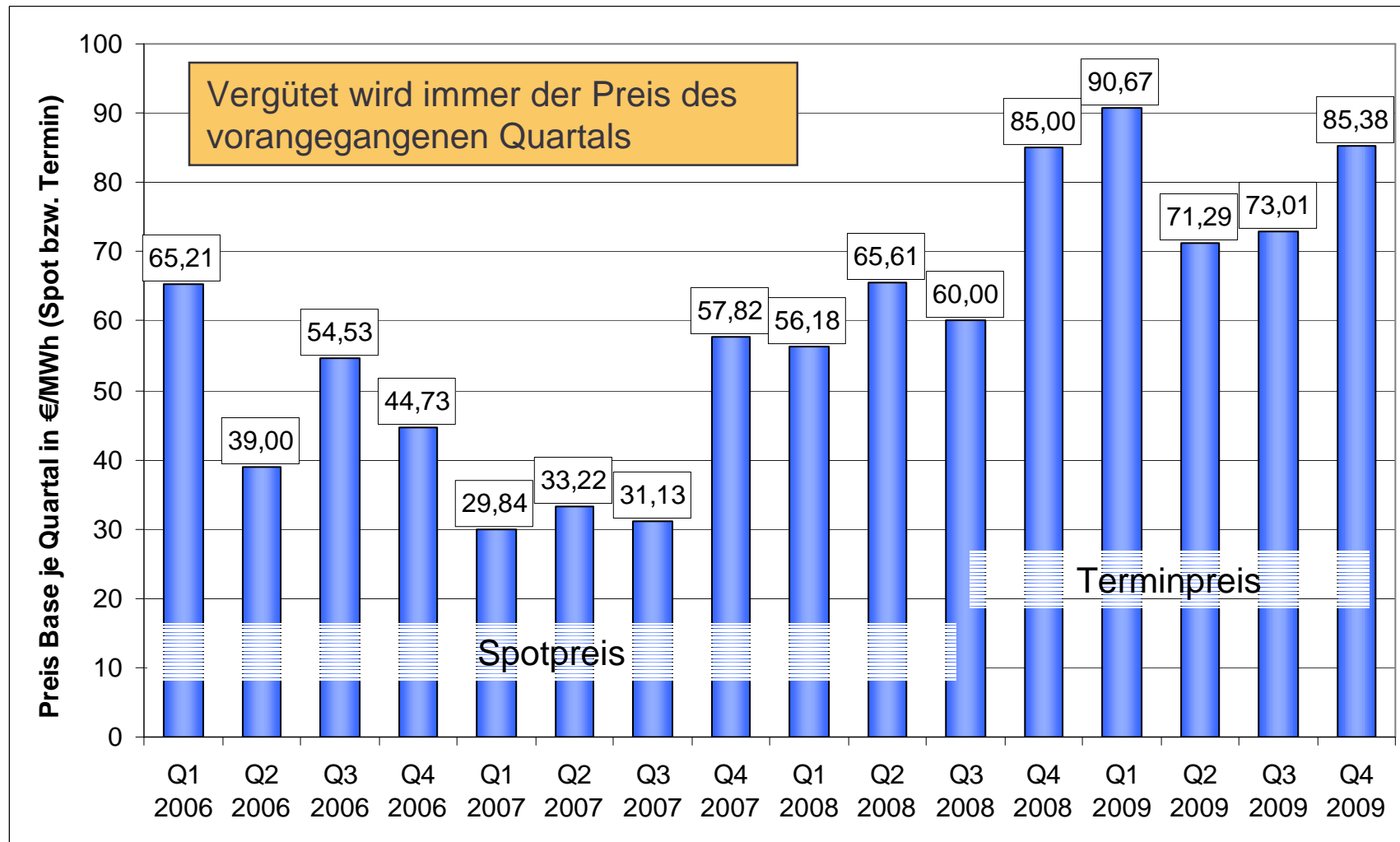
- Erzeugungsanlagen, die als EEG-Anlagen zertifiziert sind, werden standardmäßig dem entsprechenden Bilanzkreis des örtlichen Netzbetreibers zugeordnet und erhalten für die eingespeiste Menge automatisch die gesetzlich vorgeschriebene EEG-Vergütung.
- Der Anlagenbetreiber hat die Möglichkeit, mit einer Vorlaufzeit von mindestens einem Monat zum Anfang eines Monats die Anlage einem anderen Bilanzkreis zuzuordnen bzw. zuordnen zu lassen und somit aus der EEG-Vergütung herauszunehmen.
- Dies organisiert i.d.R. der Bilanzkreisverantwortliche, z.B. ein Stromlieferant, mit dem der Anlagenbetreiber die Vermarktung vereinbart hat.
- Der Prozess des monatlichen Wechsels zwischen EEG-Vergütung und Direktvermarktung ist noch nicht allgemein geregelt und beruht z.Zt. auf Einzelabsprachen.
- In dem betreffenden Monat wird ein festgelegter Prozentsatz (0-100%), der für jede Viertelstunde gilt, vermarktet. Der Rest wird weiterhin an den Netzbetreiber gegen EEG-Vergütung geliefert.

- Neuanlagen werden nur gefördert, wenn sie hocheffizient sind
  - Definition nach EU-Richtlinie 2004/8/EG: mindestens 10% Primärenergieeinsparung zur getrennten Erzeugung in Referenzanlagen
- Gefördert wird nur der Strom, der tatsächlich gleichzeitig mit Wärme erzeugt wird (KWK-Strom).
- Die Förderung wird für maximal 30.000 Vollbenutzungsstunden gewährt (also Energiemenge = 30.000 x installierte Leistung)
  - Bei gewerblicher Prozesswärmenutzung Maximaldauer 4 Jahre
  - Ansonsten Maximaldauer 6 Jahre
- Für alte oder wieder in Betrieb genommene Anlagen gibt es ebenfalls Förderungen.
- Die Förderung besteht in einem Zuschlag auf den „üblichen Preis“
  - Dieser ergibt sich jeweils aus dem EEX-Spotpreis-Mittelwert des vorangegangenen Quartals.
- Entscheidende Neuerung: Zuschlag auch für den Eigenverbrauch.

# Höhe des KWK-Zuschlags (kleine Neuanlagen)



# Üblicher Preis nach KWK-Gesetz



- Während der Förderdauer ist nach neuem KWK-Gesetz zunächst der Eigenverbrauch zu decken und der Rest als KWK-Menge einzuspeisen.
- Erst nach Ende der Förderung werden die überschüssigen Mengen vermarktet.
- Auch dann hat die Eigenbedarfsdeckung wegen der ersparten Nebenkosten Vorrang.
- Entscheidend ist in dieser Phase die Optimierung zwischen Eigenerzeugung für den Eigenbedarf und/oder für Vermarktung und Fremdbezug.
- Hierzu ist ein kurzfristiges Ändern der Fahrweise in Abhängigkeit von der Spotpreiserwartung und der Bedarfsprognose notwendig.
- Der Betrieb von KWK-Anlagen, die nicht zu 100% nach KWK-Gesetz einspeisen, macht grundsätzlich die Reservehaltung durch den Lieferanten erforderlich.
- Deswegen ist hier ein klassischer Vollstromvertrag ungeeignet.

# Unterschied EEG- und KWK-Vergütung

## EEG-Vergütung

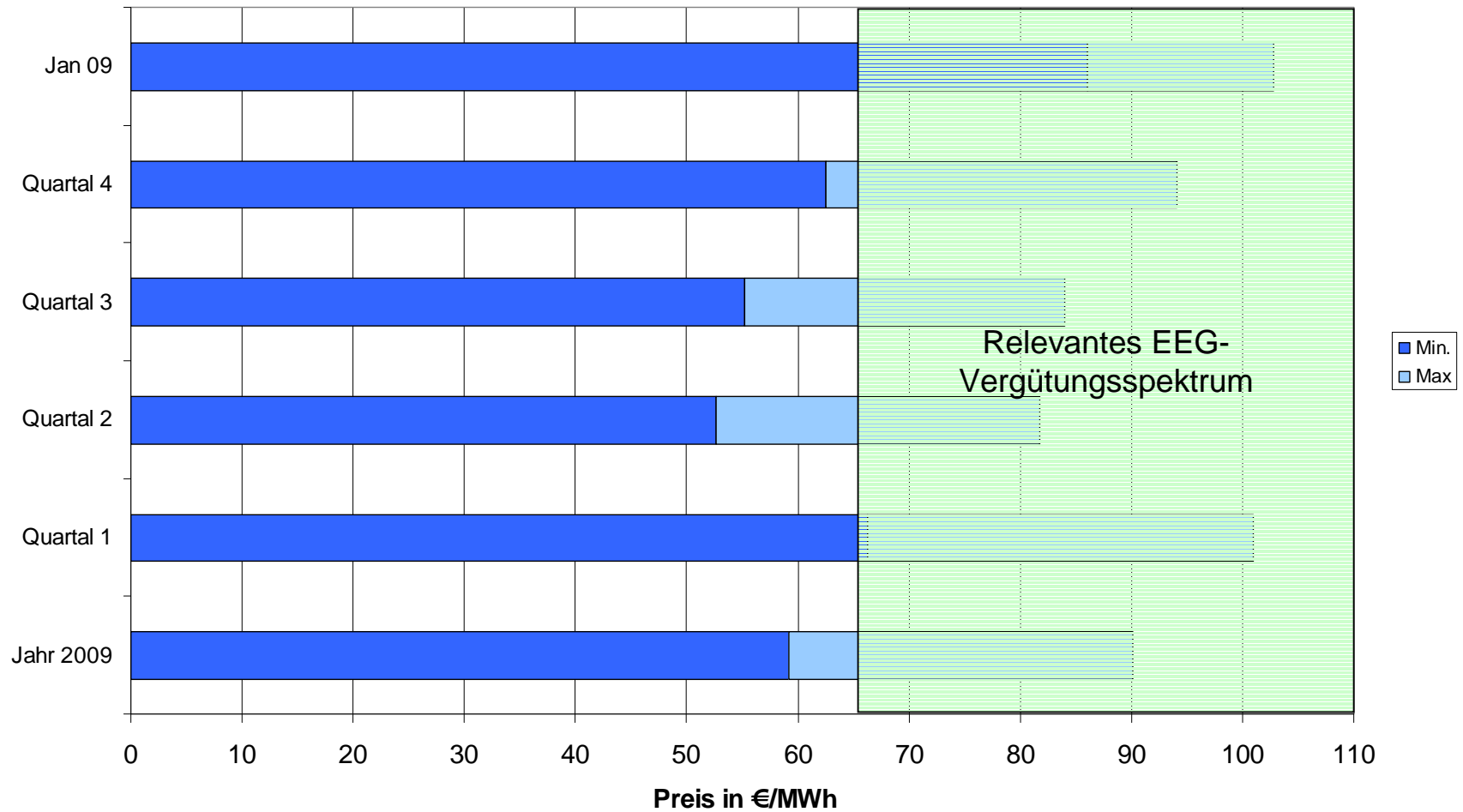
- Die Vergütung ist fest für eine bestimmte Laufzeit (Ausnahme: Wind)
- Es wird kein zusätzliches Entgelt für vermiedene Netzentgelte gezahlt
- Kriterien für die Vergütungshöhe sind Größe der Anlage und Brennstoff
- Die Laufzeit der Vergütung entspricht ca. der erwarteten Anlagenlebensdauer
- Die Direktvermarktung ist gesetzlich geregelt und nicht stundenscharf möglich
- Für Eigenverbrauch wird keine EEG-Vergütung gezahlt

## KWK-Vergütung

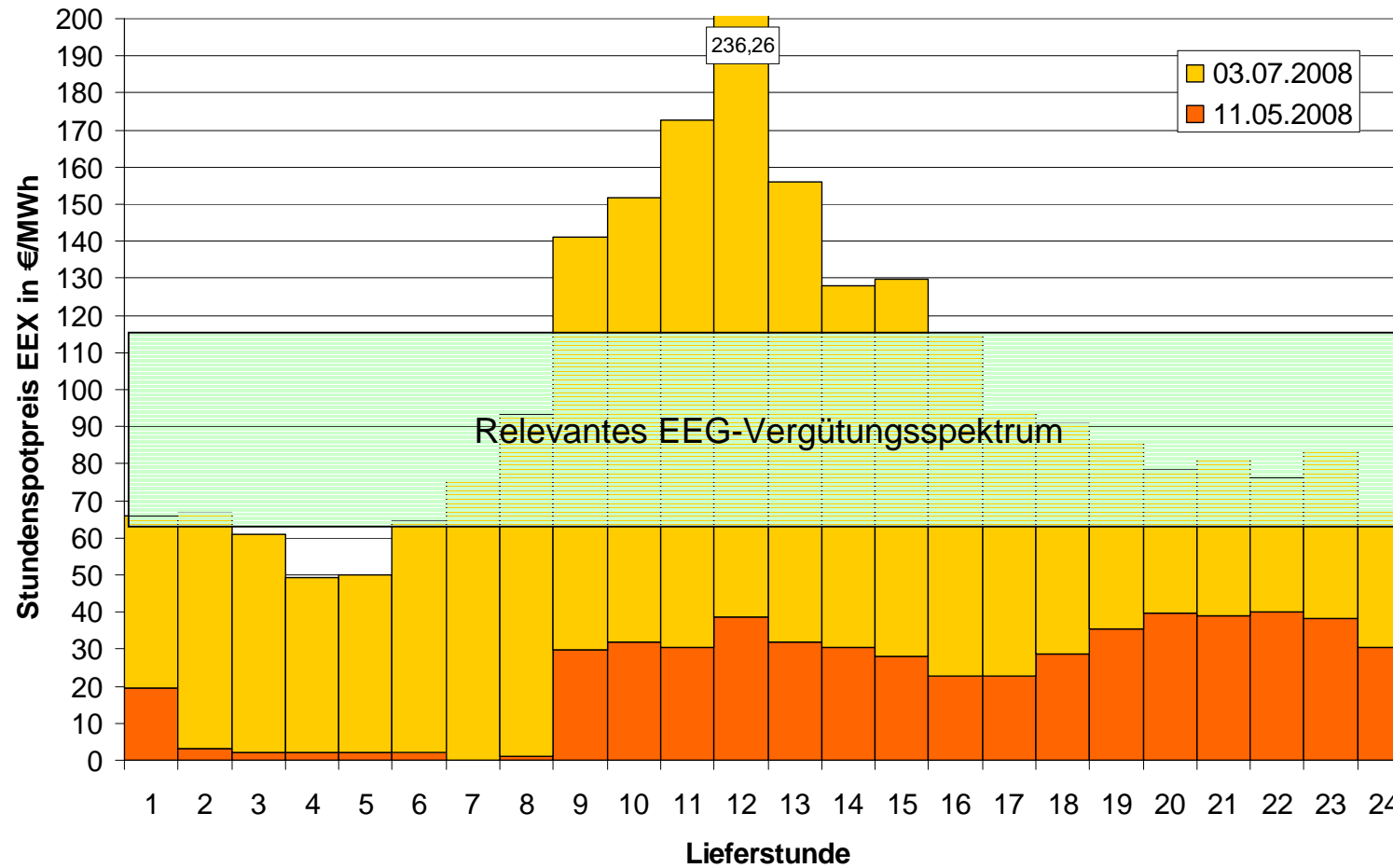
- Die Vergütung richtet sich nach den Marktpreisen im Großhandel zzgl. Bonus
- Zusätzlich wird ein Entgelt für vermiedene Netzentgelte gezahlt
- Kriterien für die Bonushöhe ist die Anlagengröße
- Die Laufzeit der Bonuszahlung ist deutlich geringer als die Anlagenlebensdauer
- Die Direktvermarktung ist nicht geregelt
- Der Bonus wird auch bei Eigenverbrauch gezahlt (neu)

- Direktvermarktung im Sinne des EEG sind alle Vermarktungswege, die nicht dem EEG unterliegen, also auch der Eigenbedarf.
- Kalkulatorisch wird der Strom gegen die Marktpreise im Großhandel vergütet, völlig unabhängig davon, was der Vermarkter mit dem Strom macht.
- Die Marktpreise für eine Stromlieferung sind nicht nur für verschiedene Lieferzeiträume und -profile unterschiedlich, sondern verändern sich auch für das gleiche Produkt im Zeitablauf.
- Somit ist der Vermarktungszeitpunkt entscheidend für eine optimierte Direktvermarktung. Der Anlagenbetreiber muss also laufend entscheiden, wann er seine Strommengen verkaufen möchte.

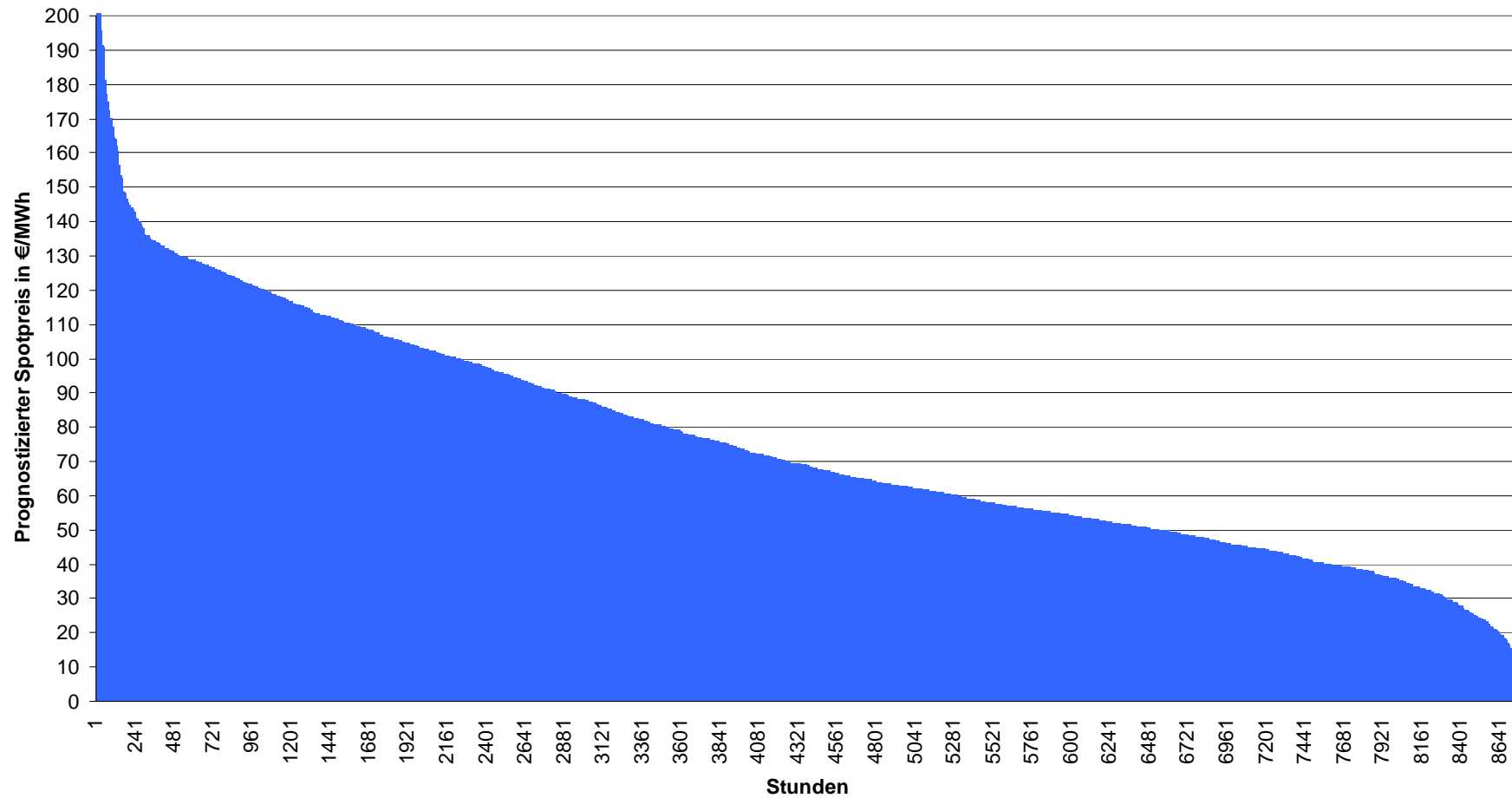
# Ausgewählte Terminmarktpreise (Base)



# Ausgewählte Stundenspotpreise



Stundenpreisverteilung (Prognose 2009, Niveau: 76 €/MWh)



- Spotmarkt (gemeint ist der EEX-Stundenspotmarkt)
  - die Liefermenge (IST) jeder Stunde wird mit einem individuellen Stundenpreis vergütet
  - anwendbar für die nicht planbare Erzeugung (Restproduktion)
- Terminmarkt
  - Fahrplanlieferungen, d.h. fester Preis für ein beliebiges Profil
  - nicht empfehlenswert, weil der Vermarkter hier hohe Risikoabschläge einkalkulieren muss.
  - Jahres-, Quartals-, Monatsprodukte
  - Lieferprofile: Base, Peak, Off Peak
  - Base ist eine Lieferung mit konstanter Leistung, Peak von Montag bis Freitag jeweils 8-20 Uhr und Off Peak die übrigen Stunden
  - Bei den Produkten gibt es jeweils Mindesthandelsgrößen. Diese können durch gemeinsame Vermarktung im Pool reduziert werden.

- Bei der Vermarktung an einen Ökostromlieferanten lassen sich u.U. höhere Erlöse erzielen als bei Inanspruchnahme der EEG-Vergütung.
- Da der Marktanteil der Ökostromlieferanten ständig steigt und die „billigen“ Ökostromquellen (z.B. norwegischer Wasserkraftstrom) begrenzt sind, ist hier in naher Zukunft mit einer verstärkten Nachfrage zu rechnen.
- Für den Ökostromlieferanten ist jedoch eine nicht prognostizierbare Stromlieferung grundsätzlich sehr viel weniger Wert, als eine verlässliche Stromlieferung.
- Durch Poolung von Anlagen wird die Prognostizierbarkeit deutlich verbessert und dadurch der Wert des Stroms gesteigert.

- Bilanzkreisverantwortliche (gedanklich: Stromlieferanten) sind dafür verantwortlich, den Ausfall einer Eigenerzeugungsanlage >5 MW innerhalb von einer Stunde nach Ausfall durch andere Eigenerzeugungsanlagen und/oder Lieferung von Dritten zu kompensieren.
- Diese Dienstleistung wird zu 99% von den 5 großen Stromkonzernen übernommen – die Preise sind entsprechend hoch.
- Insbesondere für Anlagen zwischen 5 und 100 MW gibt es keinen liquiden Markt.
- Kleinere Stromlieferanten haben deswegen große Probleme mit der Übernahme von Eigenerzeugungsanlagen >5 MW in ihre Bilanzkreise.
- Es gibt also durchaus einen Bedarf an Ausfallreserve, es gibt aber keinen Marktplatz und keinen Marktpreis.
- Die Absicherung einer Anlage mit mehreren kleinen Anlagen ist zudem organisatorisch aufwändig.
- Der Aufruf der Reserve kann manuell oder ferngesteuert erfolgen.

- Im System aus Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchern müssen Erzeugung und Verbrauch in jedem Moment gleich groß sein, um Frequenzstabilität zu gewährleisten.
- Dieses Gleichgewicht wird durch unvorhergesehen schwankenden Verbrauch, stochastisch schwankende Erzeugung (Windenergie) und den plötzlichen Ausfall von Kraftwerken gestört.
- Den Übertragungsnetzbetreibern stehen zur Ausregelung dieser Störungen drei Regelenergiearten zur Verfügung
  - die Primärregelung, die ausschließlich von bestimmten Großkraftwerken erbracht werden kann
  - die Sekundärregelung, die z.Zt. praktisch nur von Großkraftwerken erbracht werden kann
  - die Minutenreserve, die heute schon von dezentralen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern erbracht werden kann
- Die drei Regelenergiearten folgen zeitlich aufeinander.
- Primär- und Sekundärreserve werden automatisch gesteuert; die Minutenreserve wird nach telefonischem Aufruf durch den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber erbracht.

## Markt für Minutenreserve (1)

---

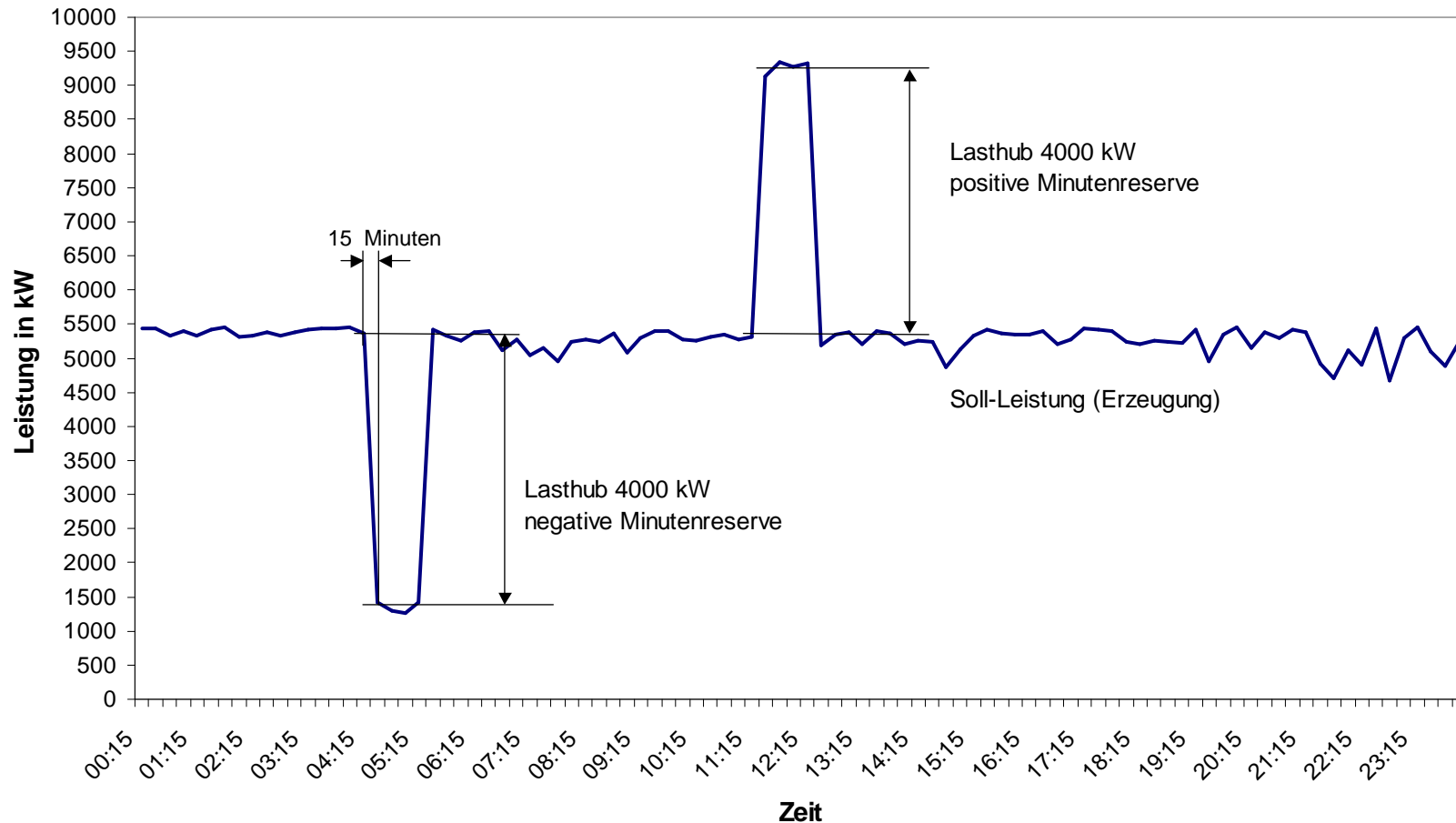
- Das Marktvolumen beträgt 300-400 Mio. € pro Jahr.
- Diese Kosten werden von den Übertragungsnetzbetreibern auf die Netzkosten aufgeschlagen (Regelenergie gesamt: ca. 1 Mrd. €).
- Politik, Kartellamt und Bundesnetzagentur haben massives Interesse daran, diese Kosten (für die Kunden) zu senken.
- Die ÜNB sind daher verpflichtet, ihren Bedarf gemeinsam täglich auszuschreiben.
- Anbieten können Kraftwerksbetreiber, Verbraucher und Pools ab einer Mindestgröße von 15 MW, die ein entsprechendes Präqualifikationsverfahren durchlaufen haben.
- Die Kapazitäten werden in einer geschlossenen Auktion in Blöcken von jeweils 4 Stunden zu einem Leistungspreis angeboten.
- Der Bedarf liegt in der Größenordnung von 3000 MW.

## Markt für Minutenreserve (2)

---

- Es wird differenziert nach
  - Positiver Minutenreserveleistung (MRL): Erhöhung der Erzeugung oder Absenken des Verbrauchs
  - Negativer MRL: Absenken der Erzeugung oder Verbrauchserhöhung
- Es handelt sich um eine Reservebereitstellung, d.h. ein tatsächlicher Aufruf erfolgt extrem selten, was sich an den historischen Daten (müssen von ÜNB veröffentlicht werden) ablesen lässt und auch systematisch begründet ist.
- Die Arbeitspreise für die Minutenreservelieferung spielen daher eine untergeordnete Rolle.
- Der Abruf der MRL erfolgt durch den ÜNB in Merit Order der Arbeitspreise (Ausnahmen sind möglich).
- Die Preise schwanken zeitlich sehr stark und korrelieren stark mit den Spotpreisen – damit ist positive MRL für den Verbraucher gleichzeitig ein Instrument zur Risikoabsicherung.

# Lasthub bei Minutenreserve (Erzeuger)



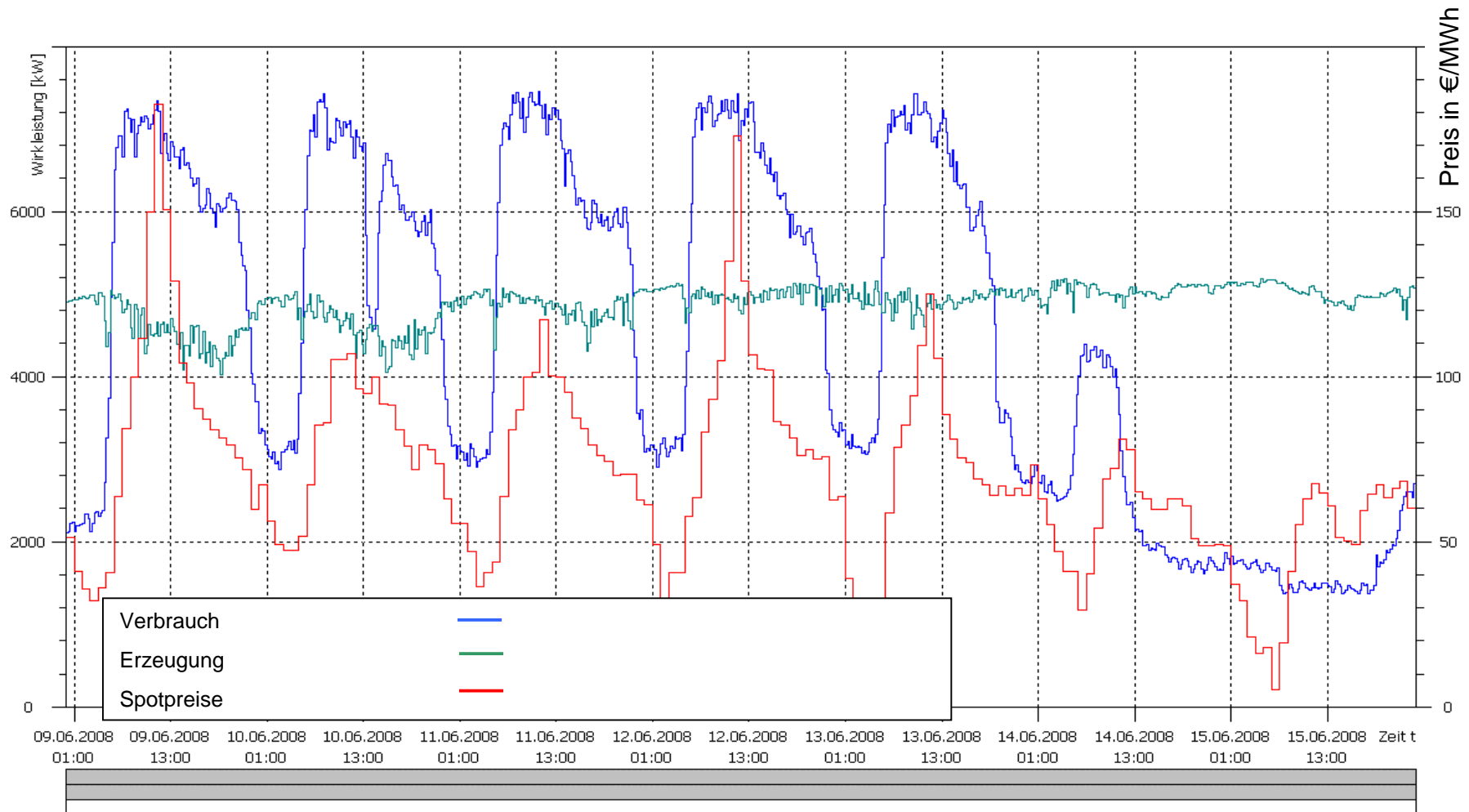
Anlagen, die auf Volllast laufen, können nur negative Minutenreserve, Notstromaggregate nur positive Minutenreserve erbringen.

- Die Preise für Minutenreserve schwanken sehr stark.
- Die Preise sind in der Nacht für positive Minutenreserve sehr gering und für negative Minutenreserve eher hoch – tagsüber ist es genau umgekehrt.
- Zwischen dem maximalen und den sonstigen Zuschlagspreisen besteht eine erhebliche Differenz, d.h. es lohnt sich, viel Aufwand in die Angebotsstrategie zu stecken.
- Die weitere Preisentwicklung wird von folgenden Tendenzen geprägt:
  - einer Zunahme an Anbietern aus dem Bereich dezentraler Erzeugungsanlagen und variabler Verbraucherlasten
  - einem enger werdenden Markt für Großkraftwerke (Stichwort: Stromlücke)
  - einem generell steigenden Bedarf an Minutenreserve

Sofern ein Anlagenbetreiber (juristische Person) am Standort der Eigenerzeugung oder anderswo eine Verbrauchsstelle hat, in der rechnerisch ein größerer Anteil des erzeugten Stroms verbraucht wird, gelten besondere Bedingungen:

- wird der Strom aus der Eigenerzeugungsanlage direkt vermarktet, entfallen auf den Anteil, der selbst verbraucht wird, keine EEG-Mehrkosten
- wird der Strom am gleichen Standort verbraucht, entfallen zudem der Arbeitspreis, die Konzessionsabgabe und die KWK-Mehrkosten aus dem Netzentgelt (Leistungskosten verbleiben i.d.R.)
- zählt der Anlagenbetreiber zudem nicht zum produzierenden Gewerbe ist die selbst erzeugte Strommenge u.U. stromsteuerbefreit
- gleichzeitig hat die Eigenerzeugung im Zusammenhang mit der Beschaffung des Stroms eine risikoreduzierende Wirkung hinsichtlich der Strompreise

# Verläufe von Erzeugung, Bedarf und Spotpreisen (1)



# Verläufe von Erzeugung, Bedarf und Spotpreisen (2)

---

- Die zeitlichen Verläufe des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung sind i.d.R. nicht deckungsgleich.
- Eine reine Mengenbetrachtung ist deswegen nicht zielführend, vielmehr müssen jeweils die Verläufe bzw. deren Prognosen zur Beurteilung herangezogen werden.
- Die Spotpreise haben einen ausgeprägten, charakteristischen Verlauf: Preisspitzen in der Mittagszeit und zusätzlich in den frühen Abendstunden im Winter, sowie Preistäler in der zweiten Nachthälfte.
- Je nach Situation vor Ort können folgende Fälle eintreten:
  - Verbrauch immer größer als Erzeugung
  - Erzeugung immer größer als Verbrauch (außer bei Ausfall der Anlage)
  - Verbrauch zeitweise höher und zeitweise niedriger als Erzeugung
- Die Überschussproduktion (oberhalb des Verbrauchs) und der Zusatzstrombedarf können am Spotmarkt je nach zeitlicher Lage sehr viel teurer oder billiger sein als der durchschnittliche Spotpreis.

# Beispiel: EEG-Anlage

- **Rahmenbedingungen**
  - 5 MW Holzhackschnitzel-Anlage, Vergütungssatz EEG: 9 ct/kWh
  - Negativer Lasthub von 3 MW möglich, kein Eigenbedarf
  - Erzeugungsprofil: praktisch wie Band
  - Erzeugte Menge (Januar):  $744 \text{ h} * 5 \text{ MW} = 3720 \text{ MWh}$
  - Marktpreis Januar 2009: 92,00 €/MWh (Termin)
  - Vermiedenes Netzentgelt: zunächst vernachlässigt
  - Bonus vom Ökostromanbieter: 5 €/MWh
  - Erlös aus negativer Minutenreserve: 18 €/kW
- **Variante 1: Einspeisung nach EEG**
  - Erlös:  $9 \text{ ct/kWh} * 3720 \text{ MWh} = \mathbf{334.800 \text{ €}}$
- **Variante 2: Direktvermarktung gegen Terminpreis und gleichzeitig negative Minutenreserve**
  - Erlös:  $(92 + 5) \text{ €/MWh} * 3720 \text{ MWh} + 18 \text{ €/kW} * 3000 \text{ kW} = \mathbf{414.840 \text{ €}}$
- **Vorteil durch alternativen Vermarktungsweg** (ohne Berücksichtigung von Kosten der Vermarktung):  
**80.040 €** für Januar (23,4% mehr)