Energy Brainpool

MONATLICHE UND TECHNOLOGIESPEZIFISCHE OPTIMIERUNG IM GRÜNSTROMMARKTMODELL

Kurzstudie

Fabian Huneke, Thorsten Lenck

Im Auftrag der MVV Energie AG

Berlin

11. März 2015

ÜBER ENERGY BRAINPOOL

Energy Brainpool ist der unabhängige Marktspezialist für die Energiebranche mit Fokus auf den Strom- und Energiehandel in Europa. Unsere Expertise umfasst die **Analyse**, Prognose und Modellierung der Energiemärkte und -preise, wissenschaftliche und praxisnahe Studien, **individuelle Beratungsangebote** sowie **Training** und Experten-Schulungen für die Energiebranche.

Seit mehr als zehn Jahren verbinden wir Wissen und Kompetenz mit Praxiserfahrung im Bereich der regelbaren und fluktuierenden Energien.

Analyse

- Kurzfristprognosen
- Energiemarktmodell
- Studien
  - zum Energiemarktdesign
  - zur Entwicklung von Strompreisen und Preiskomponenten
  - zu den Einflüssen erneuerbarer Energien

Beratung

- Entwicklung und Optimierung von Geschäftsmodellen und Vermarktungsstrategien
- Portfoliomanagement
- Risikomanagement
- Langfristige Erlösanalyse für Speicher, konventionelle und erneuerbare Energien

Training

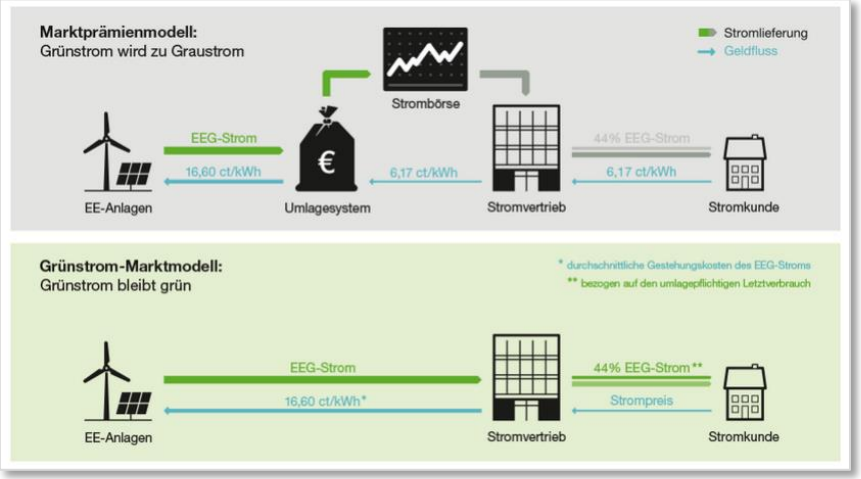
- Seminare und Workshops für die Energiewirtschaft
- Management-Schulungen (Face-to-Face)
- E-Learning-Kurse
- Planspiele für den Energie-handel an Termin-, Spot- und Regelleistungsmärkten

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

EINLEITUNG

Fragestellung

- Im Grünstrommarktmodell (GMM) beschaffen Stromvertriebe (f)EE-Strom eigenständig zu EEG-Durchschnittskosten (2015: 16,25 ct/kWh) und vermarkten diese Mengen direkt an Stromkunden.
- Dabei müssen die GMM-Vertriebe eine Jahresmindestquote erfüllen. Diese liegt 2015 bei 44,23 % EE und 31,31 % fEE. Für überschüssigen EE-Strom (Viertelstundenbasis) ist eine Integrationsabgabe (2 ct/kWh) an das EEG-Umlagekonto zu zahlen.
- Eine wirtschaftliche Optimierungsmöglichkeit für GMM-Vertriebe bei der Strombeschaffung ist die **unterjährige Strukturierung der (f)EE-Mengen.**



Bildquelle: http://www.gruenstrom-markt-modell.de/

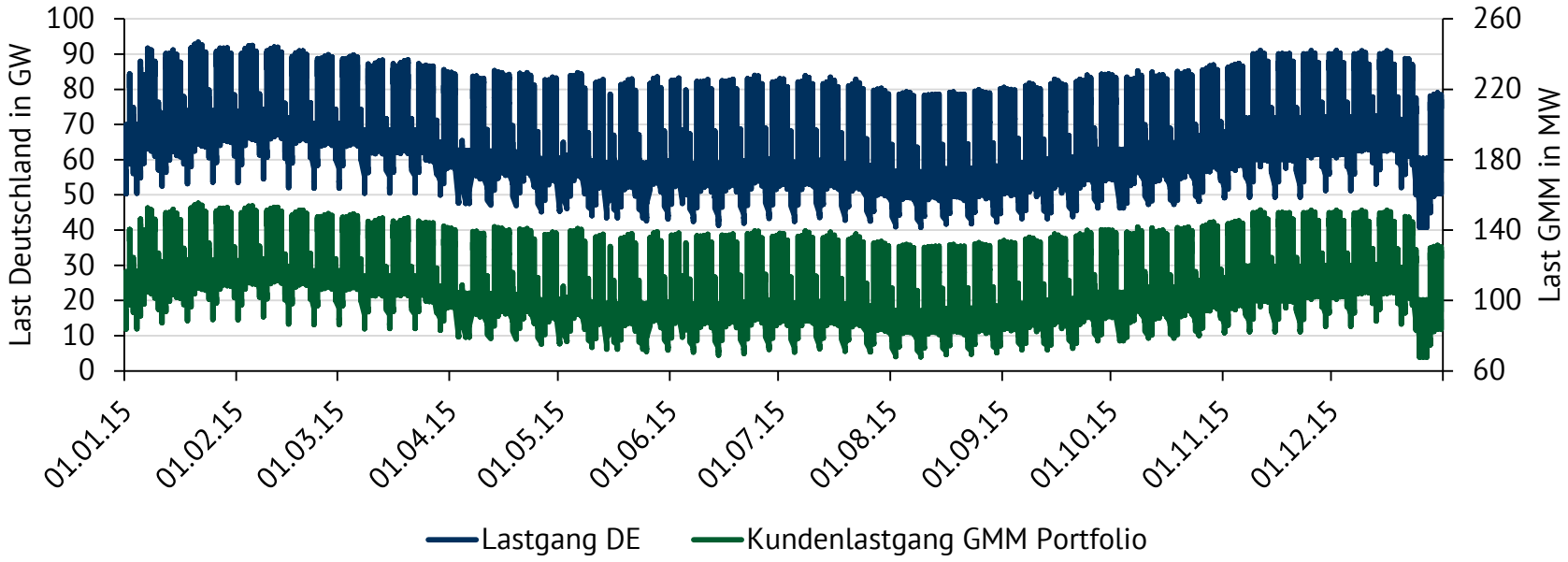
Gefährdet die unterjährige Strukturierung die Kostenneutralität des GMM?

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

RAHMENANNAHMEN DER MODELLIERUNG

1. Lastgang des GMM-Vertriebs

- Als Kundenlast wird ein Portfolio mit einem Stromverbrauch von 1 TWh/a angenommen.
- Das stündliche Profil des Lastgangs der prognostizierten gesamtdeutschen Nachfrage 2015 (fundamentale Power2Sim-Daten) wird auf dieses Kundenportfolio geprägt.
- Der Lastgang entspricht somit dem Lastgang eines durchschnittlichen Stadtwerks.

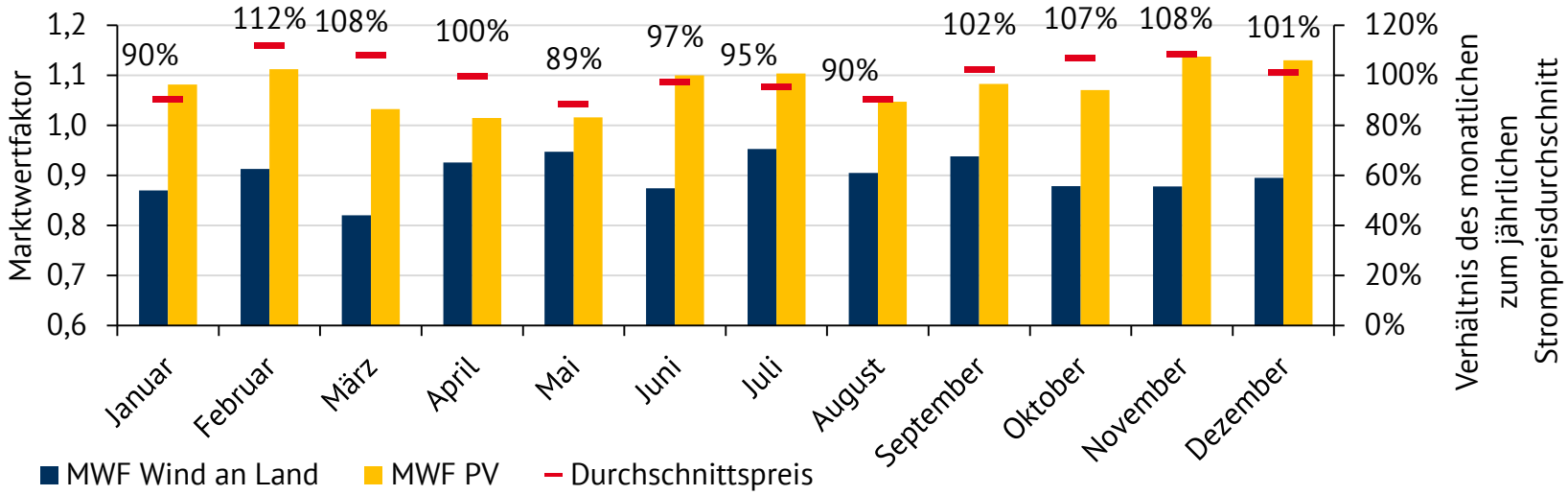


© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

RAHMENANNAHMEN DER MODELLIERUNG

2. Preis- und Einspeisezeitreihen

- Modellierung der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien (fEE), d. h. von Photovoltaik (PV) und Wind an Land im Jahr 2015 erfolgt anhand stündlicher Zeitreihen auf Basis der durchschnittlichen deutschen Einspeiseprofile. Die steuerbaren EE werden als konstante Last angenommen.
- Der resultierende Marktwert und die Strompreise bilden die wesentlichen Einflussparameter für die Simulation (perfect foresight/ex post) der optimalen unterjährigen Strukturierung der (f)EE-Mengen (Optimierung mit GRG-nichtlinearem Solver auf minimale Gesamtkosten).
- Die stündlichen Preise werden mit dem Energiemarktmodell Power2Sim berechnet.



© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

FUNDAMENTALES ENERGIEMARKTMODELL POWER2SIM

Lastmodell

Stündliche Nachfragekurve durch länderspezifische Sensitivitäten für Temperatur, Wochen-/Feiertage und Ferien

Kraftwerke

Europäisches Verzeichnis konventioneller Kraftwerke

Anfahrkosten

Integration von kraftwerksspezifischen Restriktionen und Preisaufschlägen

Erneuerbare Energien & Speicher

Meteo-Muster-Modell & Reservoir-Modell

Im-/Export-Modell

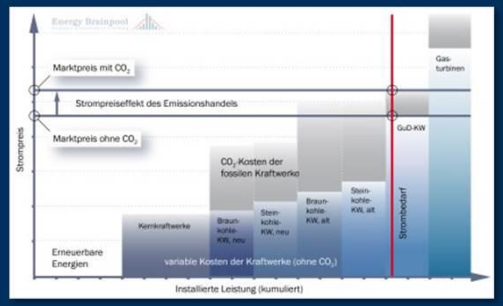
Grenzübergänge und Kapazitäten (NTC)

Commodities

Brennstoffe, CO_2-Zertifikate, Wechselkurse

Strompreismodell

(Merit-Order-Modell)



- Stundenscharfe europaweite Preisprognosen
- Sichere Datenverarbeitung durch Software-Installation
- Eingabe individueller Annahmen bzw. des eigenen Portfolios
- Transparenz der zugrundeliegenden Daten
- Automatisierbarkeit häufiger Rechenprozesse
- Umfangreicher Datensatz historischer Daten und Szenarien
- Täglicher Datenfeed
- Software-Updates analog zu Marktentwicklungen und -trends

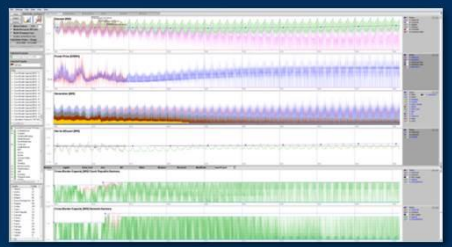
Ergebnisse

- Individuelle Auswertung
  - Strompreise bis 2050
  - Residuallast
  - Im- und Export
  - Kraftwerkseinsatz
  - Merit-Order
  - Emissionen
- Standardszenarien

Nutzung (Beispiele)

- Bewertung von Unternehmensstrategien
- Investitionsplanung
- Kosten- und Erlösplanung
- Kraftwerkseinsatzplanung und -optimierung
- Kurzfristprognosen zum Einsatz im Trading
- Analyse der Einflüsse der Einspeisung erneuerbarer Energien

Individuelles User-Interface



© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

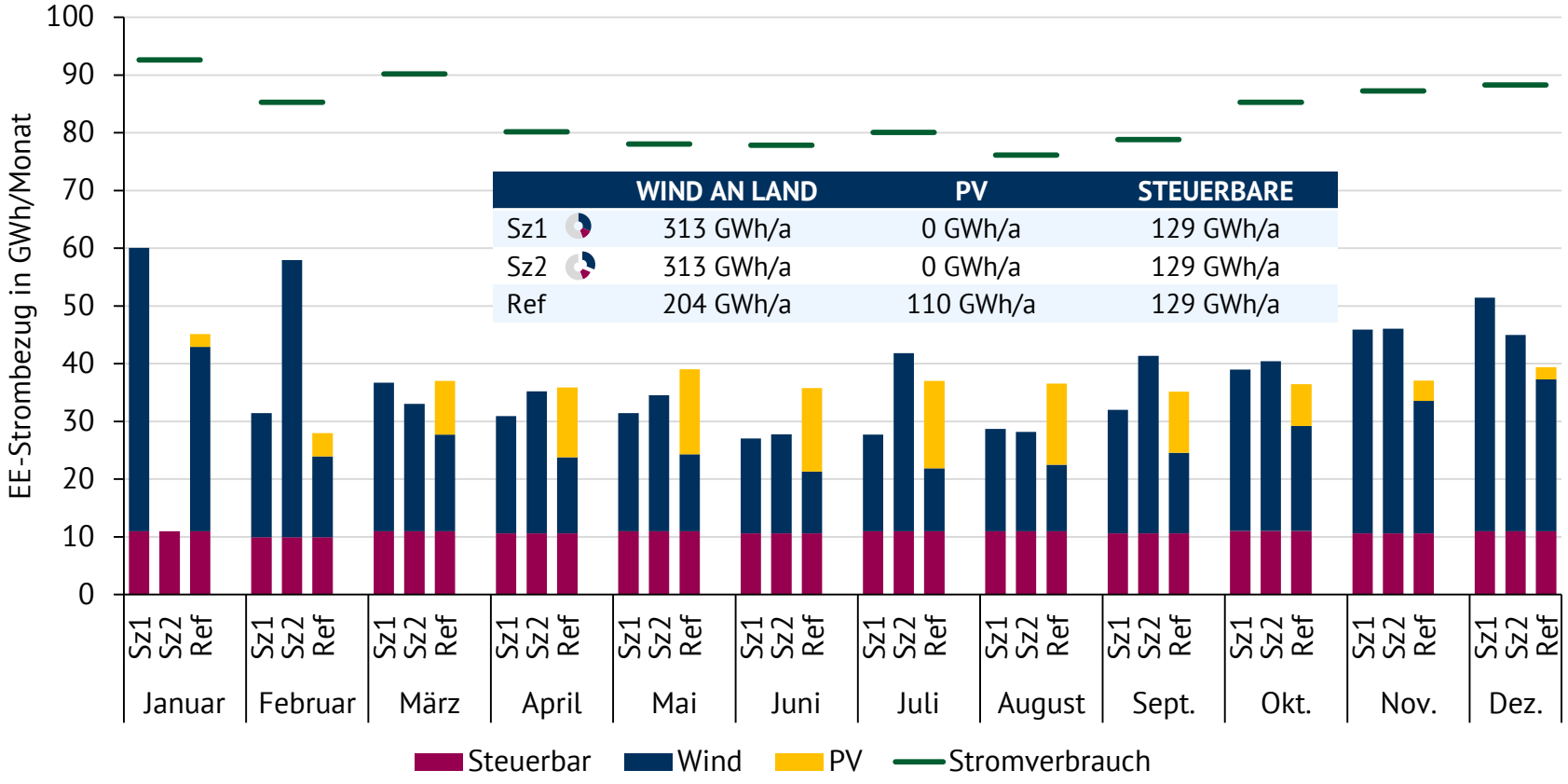
DEFINITION DER SZENARIEN

SZENARIO	BESCHREIBUNG	WIND AN LAND	PV	STEUERBARE EE	MONATLICHE OPTIMIERUNG
Referenz-szenario	Mischung fEE nach Anteilen der EEG-Umlage, konstante Last	65 %	35 %	Jahresbase	✗
Szenario 1	100 % Wind an Land, konstante Last	100 %	0 %	Jahresbase	✗
Szenario 2	100 % Wind an Land, monatliche Flexibilität der Leistung	100 %	0 %	Jahresbase	✓
Szenario 3	100 % PV, konstante Leistung	0 %	100 %	Jahresbase	✗
Szenario 4	100 % PV, monatliche Flexibilität der Leistung	0 %	100 %	Jahresbase	✓
Szenario 5	Flexibilität der monatlichen Leistung bei fixem, optimierten Verhältnis Wind/PV	optimiert (0 %)	optimiert (100 %)	Jahresbase	✓
Szenario 6	Volle Flexibilität Wind/PV	optimiert (9 %)	optimiert (91 %)	Jahresbase	✓
Szenario 7	Volle Flexibilität Wind/PV/Steuerbare	optimiert (17 %)	optimiert (83 %)	Monatsbase	✓

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

ERGEBNISSE I: WIND-OPTIMIERUNG

Kostenoptimale monatliche Verteilung der fEE-Mengen in Szenarien 1 und 2

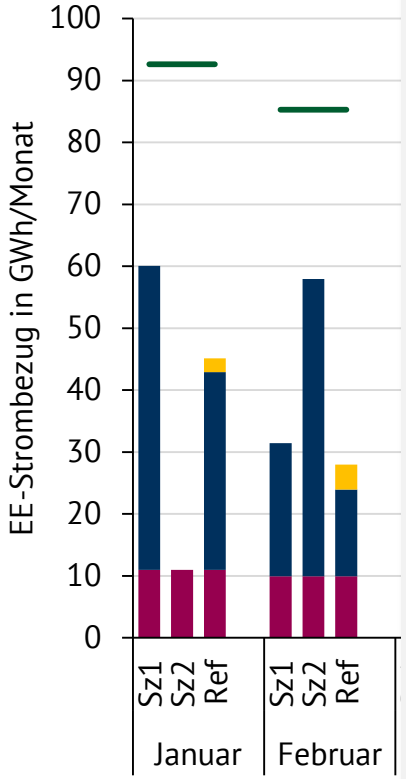


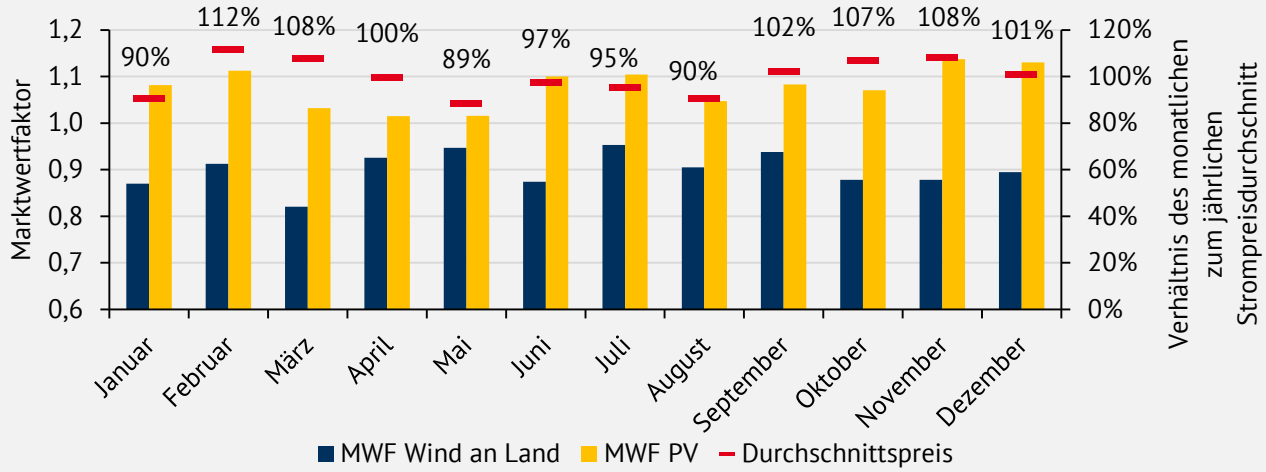
	WIND AN LAND	PV	STEUERBARE
Sz1	313 GWh/a	0 GWh/a	129 GWh/a
Sz2	313 GWh/a	0 GWh/a	129 GWh/a
Ref	204 GWh/a	110 GWh/a	129 GWh/a

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

BEISPIELHAFTE ERLÄUTERUNG ZUR FUNKTIONSWEISE DER OPTIMIERUNG

Kostenoptimale monatliche Verteilung der fEE-Mengen in Szenarien 1 und 2





Januar: Niedriger Strompreis bei geringem Wind-Marktwert führt zur Vermeidung von Windstrom im optimierten Szenario 2 (Sz2)

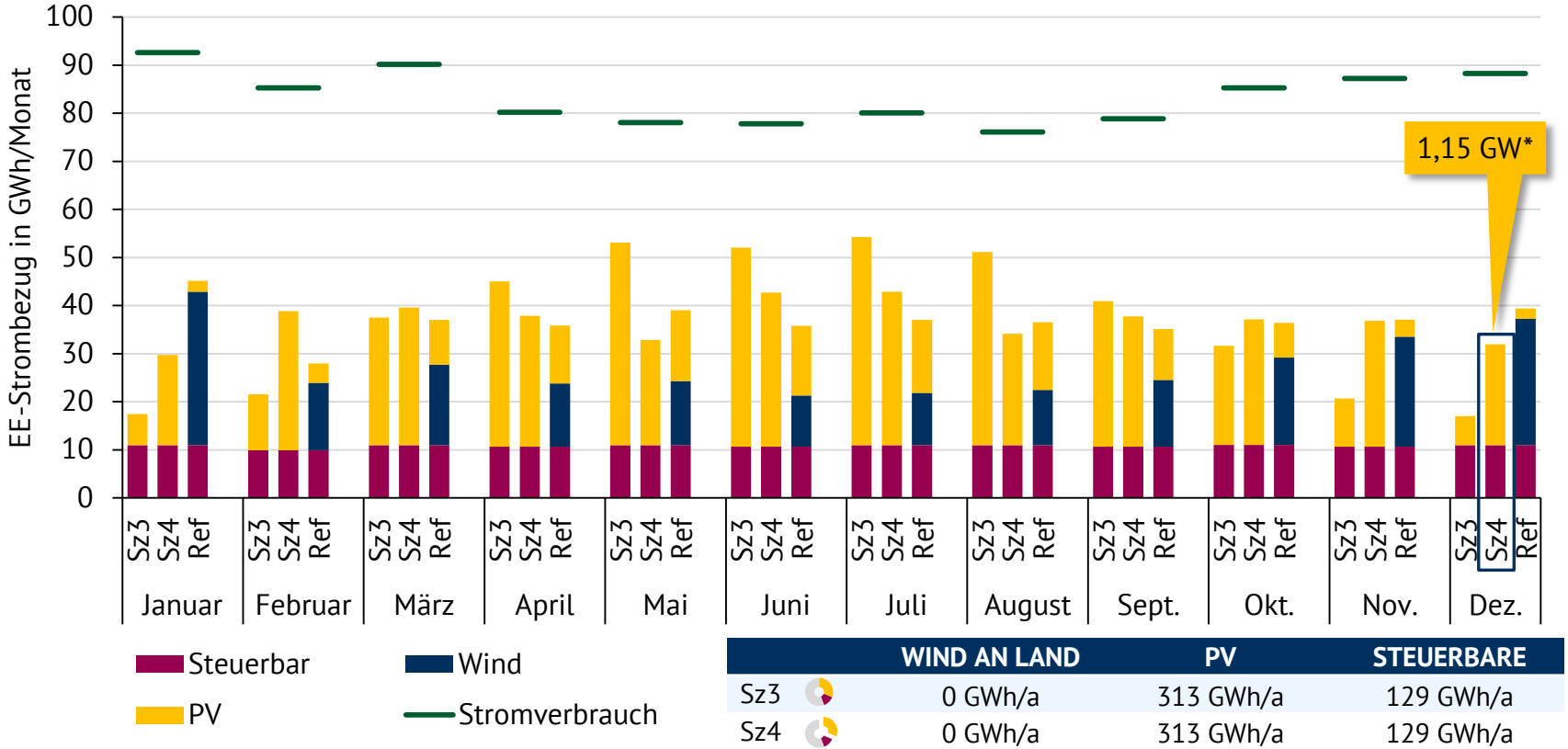
Februar: Hoher Strompreis bei überdurchschnittlichem Wind-Marktwert führt zu erhöhten Windanteilen im optimierten GMM-Portfolio (Sz2)

Aber: Optimierung begrenzt durch Integrationsabgabe und Unkenntnis der weiteren Jahresentwicklung des Strompreises und der fEE-Mengen

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

ERGEBNISSE II: PV-OPTIMIERUNG

Kostenoptimale monatliche Verteilung der fEE-Mengen in Szenarien 3 und 4



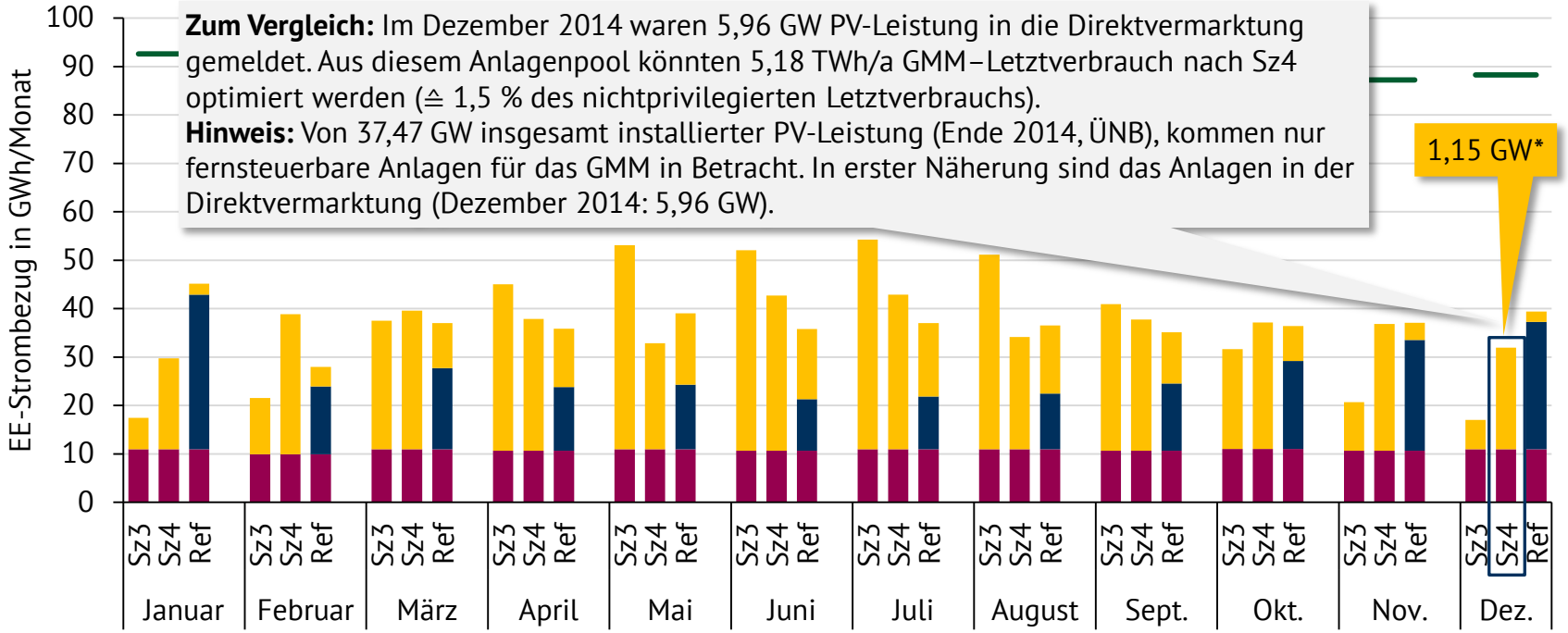
	WIND AN LAND	PV	STEUERBARE
Sz3	0 GWh/a	313 GWh/a	129 GWh/a
Sz4	0 GWh/a	313 GWh/a	129 GWh/a
Ref	204 GWh/a	110 GWh/a	129 GWh/a

*) für Optimierung notwendige Leistung je TWh GMM-Portfolio

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

ERGEBNISSE II: PV-OPTIMIERUNG

Kostenoptimale monatliche Verteilung der fEE-Mengen in Szenarien 3 und 4



Zum Vergleich: Im Dezember 2014 waren 5,96 GW PV-Leistung in die Direktvermarktung gemeldet. Aus diesem Anlagenpool könnten 5,18 TWh/a GMM–Letztverbrauch nach Sz4 optimiert werden (≙ 1,5 % des nichtprivilegierten Letztverbrauchs).
Hinweis: Von 37,47 GW insgesamt installierter PV-Leistung (Ende 2014, ÜNB), kommen nur fernsteuerbare Anlagen für das GMM in Betracht. In erster Näherung sind das Anlagen in der Direktvermarktung (Dezember 2014: 5,96 GW).

Steuerbar | Wind | PV | Stromverbrauch

	WIND AN LAND	PV	STEUERBARE
Sz3	0 GWh/a	313 GWh/a	129 GWh/a
Sz4	0 GWh/a	313 GWh/a	129 GWh/a
Ref	204 GWh/a	110 GWh/a	129 GWh/a

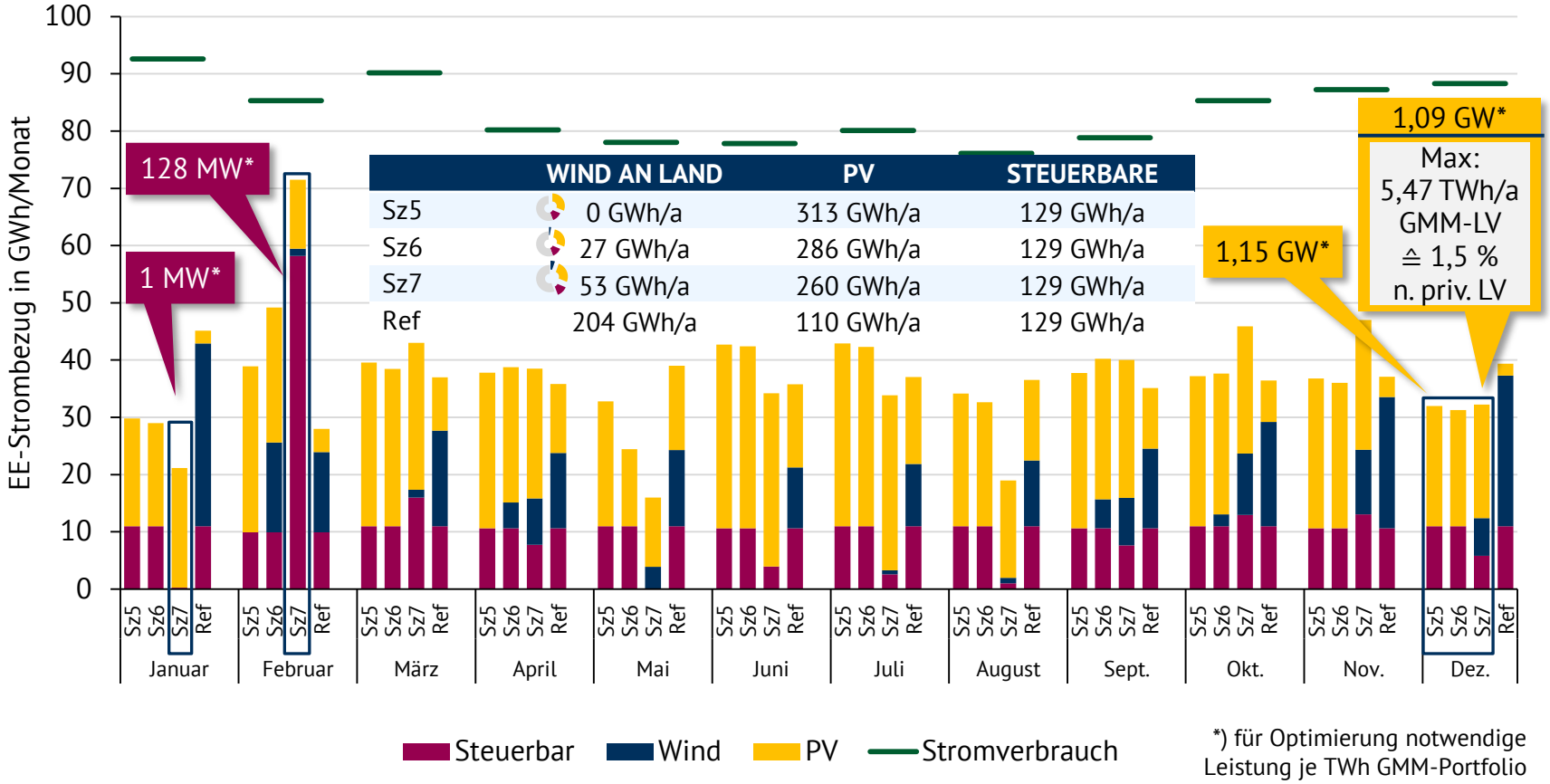
*) für Optimierung notwendige Leistung je TWh GMM-Portfolio

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Energy Brainpool

ERGEBNISSE III: GESAMT-OPTIMIERUNG

Kostenoptimale monatliche Verteilung der (f)EE-Mengen in Szenarien 5, 6 und 7



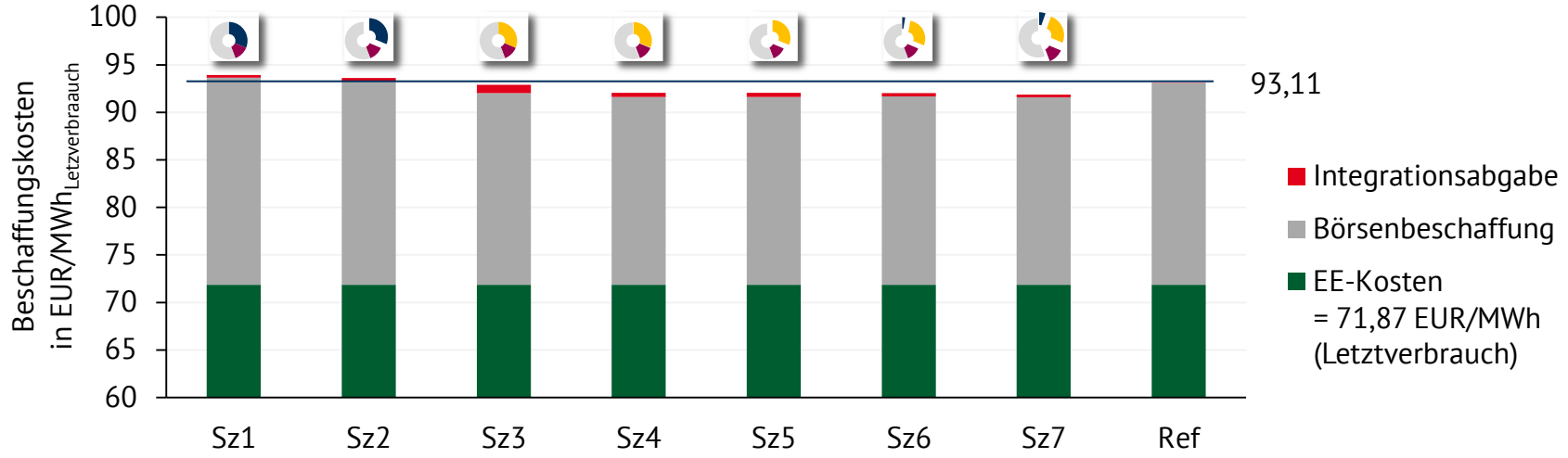
	WIND AN LAND	PV	STEUERBARE
Sz5	0 GWh/a	313 GWh/a	129 GWh/a
Sz6	27 GWh/a	286 GWh/a	129 GWh/a
Sz7	53 GWh/a	260 GWh/a	129 GWh/a
Ref	204 GWh/a	110 GWh/a	129 GWh/a

*) für Optimierung notwendige Leistung je TWh GMM-Portfolio

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

KOSTEN DER PORTFOLIOS

Beschaffungskosten der Szenarien im Vergleich



	Sz1	Sz2	Sz3	Sz4	Sz5	Sz6	Sz7	Ref
Gesamtkosten	93,92	93,63	92,89	92,04	92,04	92,02	91,86	93,11
Spotbeschaffung	21,77	21,45	20,16	19,74	19,74	19,80	19,71	21,21
Integrations-abgabe	0,28	0,30	0,86	0,42	0,42	0,34	0,28	0,03
Kostenvorteil	**-0,81**	**-0,52**	**0,22**	**1,07**	**1,07**	**1,09**	**1,25**	
Marktwertfaktor EE	0,93	0,95	1,03	1,06	1,06	1,06	1,06	0,967
Marktwertfaktor Börsenbeschaff.	1,15	1,13	1,07	1,04	1,04	1,05	1,04	1,121

Theoretisch möglicher maximaler Vorteil: 1,25 EUR/MWh

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

ANALYSE DER EEG-UMLAGENEUTRALITÄT

Auswirkungen auf die EEG-Umlage

Effekt auf EEG-Umlage und -Konto*	GMM-Verbrauch von 1 TWh/a	GMM-Verbrauch von 5 TWh/a	GMM-Verbrauch von 10 TWh/a
Sz1	6,1702 ct/kWh	6,1693 ct/kWh	6,1682 ct/kWh
	-0,81 Mio €	-4,05 Mio €	-8,11 Mio €
Sz2	6,1703 ct/kWh	6,1697 ct/kWh	6,1690 ct/kWh
	-0,52 Mio €	-2,58 Mio €	-5,16 Mio €
Sz3	6,1705 ct/kWh	6,1708 ct/kWh	6,1711 ct/kWh
	0,22 Mio €	1,09 Mio €	2,17 Mio €
Sz4	6,1708 ct/kWh	6,1720 ct/kWh	6,1735 ct/kWh
	1,07 Mio €	5,34 Mio €	10,69 Mio €
Sz5	6,1708 ct/kWh	6,1720 ct/kWh	6,1735 ct/kWh
	1,07 Mio €	5,34 Mio €	10,69 Mio €
Sz6	6,1708 ct/kWh	6,1720 ct/kWh	6,1736 ct/kWh
	1,09 Mio €	5,47 Mio €	10,95 Mio €
Sz7	6,1708 ct/kWh	6,1722 ct/kWh	6,1740 ct/kWh
	1,25 Mio €	6,25 Mio €	12,50 Mio €
2015: EEG-Umlage 6,170 ct/kWh, Umlagebetrag 21,82 Mrd. €			

Hemmnisse der Optimierung

- ÜNB-Monatsangaben zur Leistung in der gesamten Direktvermarktung 2015:

	Wind an Land	PV	Steuerbar
Jan 15	32,59 GW	6,02 GW	5,64 GW
Feb 15	33,45 GW	6,13 GW	5,69 GW
Mrz 15	33,85 GW	6,24 GW	5,73 GW

- Beispiel: Ein 10 TWh GMM-Portfolio bräuchte nach Sz5 bereits 11,5 GW PV-Leistung (monatl. Vollbenutzung)

Eine intensive monatliche PV-Optimierung (Sz4 – Sz7) ist begrenzt durch die verfügbaren DV-Leistungen.

Eine monatliche Wind-Optimierung (Sz2) ist möglich, hat jedoch keinen umlageerhöhenden Effekt.

*) Annahmen: Berücksichtigung der dem EEG-Konto „entzogenen“ Marktwerte und der Integrationsabgaben auf den EEG-Umlagebetrag 2015

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

EINSCHRÄNKUNG FÜR DIE OPTIMIERUNG

Einschränkungen einer Marktwertoptimierung im GMM

1. Eine intensive, unterjährige Optimierung wird bei hohem Nutzungsgrad des GMM durch die insgesamt verfügbare (f)EE-Kapazität beschränkt.
2. Durch die Ex-post-Modellierung entsprechen die Kostenvorteile einer Maximalabschätzung, der wahre Preisverlauf und die wahren Marktwerte sind für ein GMM-Vertrieb im Vorhinein unbekannt und hängen im Wesentlichen ab von der Struktur der Spotpreise und dem Wetter. Die jährlichen Marktwertfaktoren für Wind an Land und Photovoltaik schwanken wetterabhängig in einer Größenordnung von 10 %.

   Auch die Prognose der monatlichen Einspeisung von fEE ist mit einer erheblichen Unsicherheit behaftet. Um das Risiko zu verringern, die für das GMM benötigten Erneuerbaren-Anteile am Ende des Jahres nicht zu erreichen und damit die Befreiung von der EEG-Umlage für das gesamte Jahr zu gefährden, ist in der Praxis mit einer Quotenübererfüllung zu rechnen.

   Diese Unsicherheiten sollten in einer Ex-ante-Betrachtung berücksichtigt werden und beschränken den wirtschaftlichen Vorteil einer Marktwertoptimierung über die Analysen dieser Kurzstudie hinaus.

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Kernergebnisse der Kurzstudie

- Der maximale Kostenvorteil durch unterjährige Optimierung der EE-Mengen für 2015 beträgt mit perfect foresight 1,25 EUR/MWh bezogen auf den Letztverbrauch.
- Der höhere PV-Marktwert begünstigt Szenarien mit hohem PV-Anteil.
  - Wie der Vergleich der Szenarien 3 und 4 zeigt, wird die unterjährige Optimierung durch die Integrationsabgabe eingeschränkt.
  - Wie die verfügbaren Leistungen in der Direktvermarktung zeigen, ist eine intensive monatliche Optimierung der PV-Mengen schon bei einem GMM-Verbrauch von unter 10 TWh per se nicht mehr möglich.
- In Zukunft zunehmende (f)EE-Quoten schränken durch die Integrationsabgabe die unterjährige Optimierung weiter ein.
- Bei 10 TWh Letztverbrauch im GMM erhöht sich die EEG-Umlage bei einer theoretischen bestmöglichen monatlicher Ex-post-Optimierung nach den Marktwerten in der dritten Nachkommastelle (ausgedrückt in ct/kWh). Die Erhöhung des Umlagebetrags von 21,8 Mrd. EUR beträgt somit maximal 12,5 Mio. EUR oder 0,06 % (bezogen auf 2015).

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Energy Brainpool

Fabian Huneke, Thorsten Lenck
Energy Brainpool GmbH & Co. KG
Brandenburgische Straße 86/87
10713 Berlin

Tel.: +49 (0)30 76 76 54-10
Fax: +49 (0)30 76 76 54-20
www.energybrainpool.com
Thorsten.Lenck@energybrainpool.com

Energy Brainpool

MONATLICH NOTWENDIGE EE-LEISTUNGEN BEI 1 TWh GMM-VERBRAUCH (IN MW)

		JAN	FEB	MRZ	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DEZ
Sz1	Wind an Land	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178
	Photovoltaik	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Steuerbar	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Sz2	Wind an Land	0	397	152	216	205	186	327	173	255	187	179	149
	Photovoltaik	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Steuerbar	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Sz3	Wind an Land	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Photovoltaik	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
	Steuerbar	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Sz4	Wind an Land	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Photovoltaik	966	825	357	262	172	257	244	191	296	420	863	1.151
	Steuerbar	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Sz5	Wind an Land	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Photovoltaik	970	827	357	262	172	257	244	191	296	420	863	1.152
	Steuerbar	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Sz6	Wind an Land	0	130	0	40	0	0	0	0	42	13	0	0
	Photovoltaik	927	671	343	227	106	254	240	178	268	395	837	1.114
	Steuerbar	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Sz7	Wind an Land	0	10	10	71	34	0	8	10	69	68	57	29
	Photovoltaik	1.075	344	320	219	95	242	234	140	263	356	748	1.086
	Steuerbar	1	128	32	16	0	8	5	2	16	26	27	12

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin