



WWW.BET-ENERGIE.DE

UNTERSTÜTZUNG BEI FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG IN NEW 4.0

Abschlussbericht Arbeitspaket 4: Bewertung des Messintervalls

Förderkennzeichen 03SIN426

Norderstedt | November 2020

Bearbeiter

Dr. Sören Patzack

Peter Edel

Hendrik Berhalter

Dr. Wolfgang Zander



NEW 4.0
Norddeutsche EnergieWende

**Stadtwerke
Norderstedt**
Energie ist unser Ding.

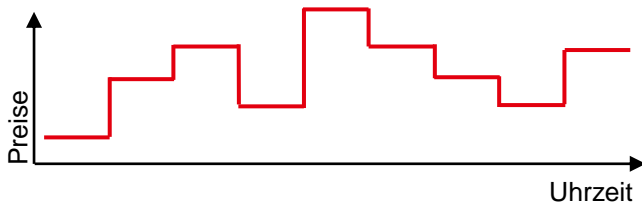
AP 4: BEWERTUNG DES MESSINTERVALLS

Ein Großteil der Tarifmodelle basiert auf zeitvariablen oder dynamischen Tarifen. Verschiedene Zwischenlösungen sind denkbar



Zeitvariable Tarife

- Festlegung der Preise für die Zeitzonen bei Vertragsabschluss für bspw. ein Jahr
- Anzahl Preiszonen variiert zwischen zwei und vierundzwanzig



Vorteile

- Geringere Komplexität im Betrieb
- Niedrigere Anforderungen an IKT, Datenvolumen etc.
- Hohe Preissicherheit für Kunden

Nachteile

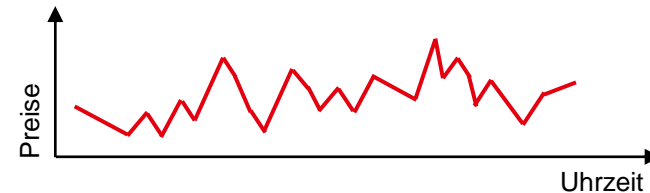
- Geringere Effizienz als bei dynamischen Tarifen

Mit zeitvariablen Tarifen kann der Kundenbedarf passgenauer bewirtschaftet und Netzengpässe reduziert werden, die Effizienz ist jedoch geringer



Dynamische Tarife

- Viertelstündliche Anpassung an bspw. Börsenpreis
- Kontinuierliche Übermittlung von aktuellen Tarifen an Endkunden



Vorteile

- Höchste Effizienz zur Netzengpassbehebung
- Vertriebliche Optimierung am Markt möglich
- Fördert flexibles Verhalten der Endkunden

Nachteile

- Höhere Komplexität im Betrieb (Online-System)
- Geringere Preissicherheit für Endkunden

Dynamische Tarife erfordern eine Online-Anbindung des Kunden, eine höhere Effizienz kann erreicht werden

Quelle: <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromverbraucher/variabler-stromtarif>

AP 4: BEWERTUNG DES MESSINTERVALLS

Innerhalb der Bandbreite von flexiblen und dynamischen Tarifen wurden eine Vielzahl Modelle bereits in Pilotprojekten oder der Realität erprobt

Tarifbezeichnung	Beschreibung	Reduktionspotenzial der Höchstlast *
TIME OF USE PRICING (TOU)	<ul style="list-style-type: none">• Zeitabhängige Strombepreisung	Ohne Automatisierung: 5 % - 22 % Mit (teilw.) Automatisierung: 22 %
REAL-TIME-PRICING (RTP)	<ul style="list-style-type: none">• Bepreisung erfolgt nicht im Voraus sondern in Echtzeit anhand des Börsenstrompreises	Ohne Automatisierung: 5 % - 20 % Mit (teilw.) Automatisierung: 31 %
CRITICAL PEAK PRICING (CPP)	<ul style="list-style-type: none">• Kurzfristige Erhebung eines Peak-Preises während extremer Netzbelastung, der deutlich über dem durchschnittlichen Strompreis liegt	Ohne Automatisierung: 8 % - 50 % Mit (teilw.) Automatisierung: 13 % - 51 %
PEAK-TIME REBATE (PTR)	<ul style="list-style-type: none">• Zahlungen durch EVU für "nicht verbrauchte" Energie in Spitzenlastzeiträumen	Mit (teilw.) Automatisierung: 15 % - 16 %

* Daten aus: Patrick Layer; Preiskomplexität von dynamischen Stromtarifen: Auswirkungen auf das Nutzerverhalten; Springer Fachmedien Wiesbaden

Verschiedene internationale Pilotprojekte zeigen, dass mit verschiedenen Preisstufen die Spitzenlast deutlich reduziert werden kann



Tempo Tarif (EDF, Frankreich)

- **Preisstufen:** 3 Tarifstufen, Preisvariation zwischen 11,04 ct/kWh und 54,13 ct/kWh
- **Zielgruppe:** Private Haushalte
- **Auswirkungen:** Spitzenlastreduktion am teuersten Tag von 45% (am günstigsten 15%)
- **Weiteres:** Tarifstufen gelten für einen ganzen Tag; Aufteilung in Tages- und Nachtstunden



The Gulf Power Select Program

- **Preisstufen:** Drei Tarifstufen (0,035\$/kWh, 0,046\$/kWh, Peak: 0,093\$/kWh) mit einem CPP: 0,29\$/kWh
- **Zielgruppe:** Privatkunden
- **Auswirkungen:** Spitzenlastreduktion: Peak 22%; CPP 41%
- **Weiteres:**



California: Statewide Pricing Pilot

- **Preisstufen:** Zwei Tarifstufen: 0,09\$/kWh und 0,22\$/kWh, wahlweise mit CPP: 0,59\$/kWh
- **Zielgruppe:** Private, sowie kleine und mittlere Gewerbekunden
- **Auswirkungen:** Spitzenlastreduktion zwischen 5,9 % und 27 % je nach Tarif
- **Weiteres:** Wählbare Tarife mit wahlweise CPP-Information 4h oder einen Tag im Voraus

Auch in nationalen Feldversuchen wurde die Auswirkung von Preisstufen auf die Lastreduktion bereits untersucht



meRegio (EnBW)

- **Preisstufen:** 3 Preisstufen in stündlicher Auflösung (Ampelsystem: 15ct/kWh, 20ct/kWh, 25 ct/kWh)
- **Zielgruppe:** private und gewerbliche Kunden
- **Auswirkungen:** Lastreduktion 7-12% (bis zu 35% bei Wechsel von Grün zu Rot)
- **Weiteres:** Bekanntgabe 24h im Voraus



Modellstadt Mannheim

- **Preisstufen:** Zwei Tarifblöcke (25 ct/kWh max. 5 Stunden, 15 ct/kWh min. 2 Stunden)
- **Zielgruppe:** Private Haushalte
- **Auswirkungen:** Lastverschiebung 6 - 8%
- **Weiteres:**

➤ In den ausgewerteten Feldversuchen konnte eine Lastreduktion zwischen 6% bei einfachen Time-of-Use Tarifen und über 40% bei Critical-Peak-Price-Modellen erreicht werden

https://www.enbw.com/media/konzern/docs/forschung/1-bmbf-fkz-01me08001a_e-energy_abschlussbericht_meregio_final.pdf

Hillemacher: Ein Rollenmodell zur Einbindung der Endkunden in eine smarte Energiewelt

An deutschsprachigen Märkten sind bisher nur vereinzelt variable Tarifmodelle zu finden



aWATTar (Österreich)

- **Preisstufen:** rein dynamischer Strompreis, Durchschnittlich je nach Tarif: 5,994 ct/kWh, 4,986 ct/kWh, 4,060 ct/kWh, 4,164 ct/kWh
- **Zielgruppe:** Privatkunden
- **Auswirkungen:** Preisreduktion von 20% durch Lastverlagerung
- **Weiteres:** Stündliche Verbrauchsmessung, Tarife mit jährlicher, monatlicher & stündlicher Preisanpassung



NEXT Kraftwerke

- **Preisstufen:** Keine öffentlichen Preisangaben
- **Zielgruppe:** Privat- und kleine bis mittlere Gewerbekunden
- **Auswirkungen:** Kostenreduktion von bis zu 30 % (mit Best of 96-Tarif)
- **Weiteres:** Wählbare Tarifgenauigkeit: 6, 12, 24, 96 Preiszonen



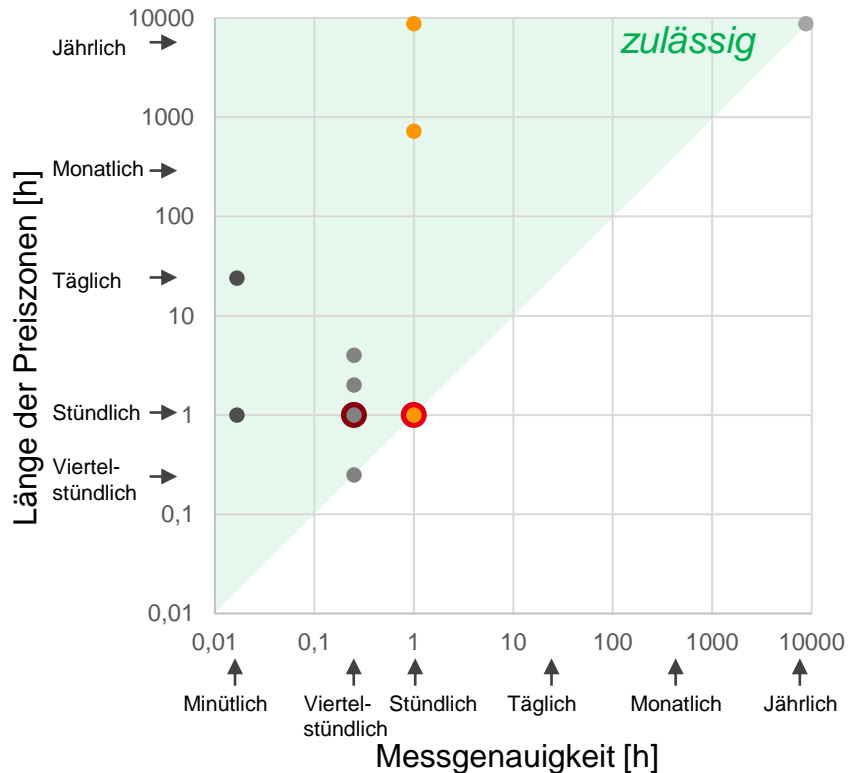
Es ist davon auszugehen, dass mit Start des Rollouts intelligenter Messsysteme die Anzahl angebotener zeitvariabler und dynamischer Tarife deutlich ansteigen wird

<https://www.enedis.fr/linky-communicating-meter>

AP 4: BEWERTUNG SINNVOLLER ZEITLICHER AUFLÖSUNGEN

In Forschungsprojekten und angebotenen Tarifen spiegelt sich eine gewisse Bandbreite von Messgenauigkeit und Preiszonenlänge wieder

Vergleich der Preisintervalle mehrerer Tarife



- Die Leistungsmessung muss eine höhere Auflösung besitzen als die Länge der Preiszonen (grüner Bereich)
- Nur wenige Tarife (NEXT) sehen eine Bepreisung mit Preiszonen von unter einer Stunde vor
 - Die Messdaten des Gulf Power Select Program und die Tarifzeiträume des California Statewide Pricing Pilot sind lediglich Schätzungen, da explizite Daten nicht vorliegen
- Generell liegen noch wenig Erfahrungen mit variablen (online-)Tarifen vor

Während bei Preiszonen eine gute Planbarkeit für den Kunden besteht, können bei Preisanpassungen in Echtzeit höhere Flexibilitätspotentiale genutzt werden



Definition von
Preiszonen a priori

Preisanpassung in
(nahezu) Echtzeit

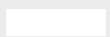


› **Vorteile**



- + (EVU) Geringerer Mehraufwand im Betrieb
- + (EVU) Keine Online-Anbindung der Kunden notwendig
- + (Kunde) Geringere Flexibilitätsanforderungen an die Kundenanlage
- + (Kunde) Gute Planbarkeit durch ausreichend Vorlaufzeit
- + (EVU) Höheres Flexibilitätspotential nutzbar
- + (EVU) Netzengpässe sind nur kurzfristig detektierbar, somit höchste Effizienz
- + (EVU) Intelligente Messsystem liefern mittelfristig Daten in hoher Auflösung (15-Minuten)
- + (Kunde) Kann verschiedene Flexibilitätsmärkte bedienen

› **Nachteile**



- (EVU) Preisliche Optimierung hat geringere Effizienz als bei Echtzeit-Anpassung
- (Kunde) Geringere Einsparpotentiale
- (EVU) Erfordert Online-Übertragung von Preis- und Leistungsdaten
- (EVU) höhere Komplexität im Betrieb
- (Kunde) Schlechte Planbarkeit durch fehlende Vorlaufzeit

Quellenverzeichnis

- „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-686156.pdf
- Modellstadt Mannheim: https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/moma_Abschlussbericht_ak_V10_1_public.pdf
- Tempo Tarif: <https://selectra.info/energie/fournisseurs/edf/tempo>
- <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544206000314>
- https://www.energieverbraucher.de/de/dynamische-tarife__1874/
- <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromverbraucher/variabler-stromtarif#take-your-time>
- <https://www.energie-klimaschutz.de/variable-stromtarife-feldstudien/>
- <https://www.new4-0.de/die-modellregion/>
- <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-658-16344-0>

AP 4: BEWERTUNG SINNVOLLER ZEITLICHER AUFLÖSUNGEN

Zur Energiewirtschaftlichen Bewertung* von Tarifmodellen müssen die Vorgaben aus verschiedenen Gesetzen und Verordnungen beachtet werden

- Relevant für die Ausgestaltung von variablen Tarifmodellen sind
 - **Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)**
 - Grundlegende Regelungen zum Recht der leitungsgebundenen Energie
 - **Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)**
 - Einbauverpflichtungen für intelligente Messsysteme (iMSys)
 - Regelungen zu Standard- und Zusatzdienstleistungen durch iMSys
 - Regelungen zu Datenberechtigungen von relevanten Akteuren
 - **Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)**
 - Bedingungen für Einspeisungen und Entnahme in/aus Elektrizitätsversorgungsnetze



Auf den folgenden Folien werden die wichtigsten Regelungen der beschriebenen Gesetze und Verordnungen mit Bezug zur Ausgestaltung von variablen Tarifmodellen vorgestellt

EnWG §40 schreibt Lieferanten vor, lastvariable oder zeitabhängige Tarife anzubieten

› Energiewirtschaftliche Bewertung

• EnWG §40 Strom- und Gasrechnungen, Tarife

- *(5) Lieferanten haben, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu **Energieeinsparung** oder **Steuerung** des Energieverbrauchs setzt. Tarife im Sinne von Satz 1 sind insbesondere **lastvariable** oder **tageszeitabhängige** Tarife.*

• Erläuterung/Bewertung

- Was unter lastvariabel zu verstehen ist, wird nicht genauer konkretisiert
- Monitoringbericht 2019 der BNetzA
 - 9% der Lieferanten boten lastvariable Tarife an
 - 62% der Lieferanten tageszeitabhängige Tarife
 - Gesonderte Tarife mit „Anreiz zur Energieeinsparung“ werden derzeit von 6% der Unternehmen angeboten
 - Tarife mit dynamische Preisen (bspw. Day-Ahead) bietet ein Anbieter an

StromNZV §12 definiert, dass die Abrechnung bei Kunden, die über ein iMSys verfügen, auf Basis von Zählerstandsgängen ermöglicht werden muss

› **Energiewirtschaftliche Bewertung**

• **StromNZV §12 Standardisierte Lastprofile, Zählerstandsgangmessung**

- (1) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben im Niederspannungsnetz für die Abwicklung der Stromlieferung an Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100 000 Kilowattstunden **vereinfachte Methoden (standardisierte Lastprofile)** anzuwenden, soweit nicht nach Maßgabe des Messstellenbetriebsgesetzes eine **Übermittlung von Last- oder Zählerstandsgängen** erfolgt.
- (4) Soweit es für die Umsetzung eines **variablen Tarifs** im Sinne von § 40 Absatz 5 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes erforderlich ist, haben Netzbetreiber Netznutzern eine Bilanzierung und Abrechnung auf Basis von Zählerstandsgängen für diejenigen Einspeise- und Entnahmestellen zu ermöglichen, deren Einspeise- und Entnahmeverhalten mit intelligenten Messsystemen im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes ermittelt wird.

• **Erläuterung/Bewertung**

- Wenn Last-Zählerstandsgänge vorliegen, können diese für die Abwicklung der Stromlieferung angewendet werden
- Somit könnte der Lieferant passgenaue Angebote variabler Tarife erstellen
- Aktuell jedoch weitere offene Fragen
 - Höhere Datenvolumen
 - Implementierungsaufwand bei IT-Systemen
 - Anpassungen im Bereich der Marktkommunikationen erforderlich (Standardisierung von Prozessen)

Nach MsbG sind Pflichteinbaufälle Verbraucher >6.000 kWh, auch darunter können optional unter Einhaltung der Preisobergrenzen Verbraucher ausgestattet werden

› **Energiewirtschaftliche Bewertung**

• **MsbG §31 Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen; Preisobergrenzen**

- (1) Die Ausstattung einer Messstelle bei einem Letztverbraucher mit einem intelligenten Messsystem nach § 29 Absatz 1 Nummer 1 ist wirtschaftlich vertretbar, wenn vom grundzuständigen Messstellenbetreiber [...]
- 6. ab 2020 innerhalb von acht Jahren alle Messstellen an Zählpunkten mit einem **Jahresstromverbrauch über 6 000 bis einschließlich 10 000 Kilowattstunden** mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden und dabei für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt nicht mehr als 100 Euro brutto jährlich in Rechnung gestellt werden.
- (3) Die optionale Ausstattung einer Messstelle bei einem Letztverbraucher mit einem intelligenten Messsystem nach § 29 Absatz 2 Nummer 1 ist wirtschaftlich vertretbar, wenn vom grundzuständigen Messstellenbetreiber
 1. ab 2020 Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch über 4 000 bis einschließlich 6 000 Kilowattstunden mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden und dabei für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt nicht mehr als 60 Euro brutto jährlich in Rechnung gestellt werden,
 2. ab 2020 Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch über 3 000 bis einschließlich 4 000 Kilowattstunden mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden und dabei für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt nicht mehr als 40 Euro brutto jährlich in Rechnung gestellt werden,
 3. ab 2020 Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch über 2 000 bis einschließlich 3 000 Kilowattstunden mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden und dabei für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt nicht mehr als 30 Euro brutto jährlich in Rechnung gestellt werden,
 4. ab 2020 Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch bis einschließlich 2 000 Kilowattstunden mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden und dabei für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt nicht mehr als 23 Euro brutto jährlich in Rechnung gestellt werden.

Bei Letztverbrauchern, die über einen variablen Stromtarif verfügen, dürfen Zählerstandsgangdaten an den Lieferanten übermittelt und von diesem verarbeitet werden

› **Energiewirtschaftliche Bewertung**

• **MsbG §35 Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetriebs**

- (1) Zur Ausstattung der Messstellen nach den §§ 29 bis 32 gehört als Standardleistung die Durchführung des Messstellenbetriebs im nach § 3 erforderlichen Umfang. Bei der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen umfasst die Durchführung insbesondere [...]
- 2. bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von höchstens 10 000 Kilowattstunden, soweit es der **variable Stromtarif** im Sinne von § 40 Absatz 5 des Energiewirtschaftsgesetzes erfordert, maximal die tägliche Bereitstellung von Zählerstandsgängen des Vortages gegenüber dem Energielieferanten und dem Netzbetreiber sowie

• **MsbG §50 Zulässigkeit und Umfang der Verarbeitung von Daten**

- (1) Die Verarbeitung von Daten aus einer Messeinrichtung, einer modernen Messeinrichtung, einem Messsystem, einem intelligenten Messsystem oder mit deren Hilfe darf nur mit Einwilligung des Anschlussnutzers erfolgen oder soweit dies erforderlich ist [...]
- (2) Zu den in Absatz 1 genannten Zwecken zählen insbesondere [...]
- 10. die Umsetzung **variabler Tarife** im Sinne von § 40 Absatz 5 des Energiewirtschaftsgesetzes einschließlich der Verarbeitung von Preis- und Tarifsignalen für Verbrauchseinrichtungen und Speicheranlagen sowie der Veranschaulichung des Energieverbrauchs und der Einspeiseleistung eigener Erzeugungsanlagen

Dem Lieferanten stehen für Kunden mit über 10.000 kWh/a, die über ein iMSys verfügen, Last- und Zählerstandgänge zur Verfügung

› Energiewirtschaftliche Bewertung

• MsbG §55 Messwerterhebung Strom

- (1) Die Messung entnommener Elektrizität erfolgt
 1. bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von über 100 000 Kilowattstunden durch eine Zählerstandgangmessung oder, soweit erforderlich, durch eine viertelstündige registrierende Lastgangmessung,
 2. sobald Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch bis einschließlich 100 000 Kilowattstunden mit einem **intelligenten Messsystem** ausgestattet sind, durch eine **Zählerstandgangmessung**,
 3. sobald unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, durch eine Zählerstandgangmessung,
 4. im Übrigen bei Letztverbrauchern durch Erfassung der entnommenen elektrischen Arbeit entsprechend den Anforderungen des im Stromliefervertrag vereinbarten Tarifes.

• MsbG §60 Datenübermittlung, sternförmige Kommunikation, Löschung

- (3) Zur Erfüllung seiner energiewirtschaftlichen Verpflichtungen nach Absatz 1 übermittelt der Messstellenbetreiber unter Beachtung der Anforderungen nach Absatz 2 **standardmäßig** [...]
 - 4. für die in § 69 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag dem Energielieferanten
 - a. in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 1 Last- oder Zählerstandgänge,
 - b. in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 **nur bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von über 10.000 Kilowattstunden Last- oder Zählerstandgänge**,
 - c. in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 Last- oder Zählerstandgänge,
 - d. in den Fällen des § 55 Absatz 3 sowie in den Fällen des § 55 Absatz 4 nur bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen Einspeisegänge
 - **in 15-minütiger Auflösung**, im Übrigen jährlich Jahresarbeitswerte.

Zusammenfassend befinden sich verschiedene Voraussetzungen für die Anwendung von variablen Tarifen in EnWG, StromNZV und MsbG

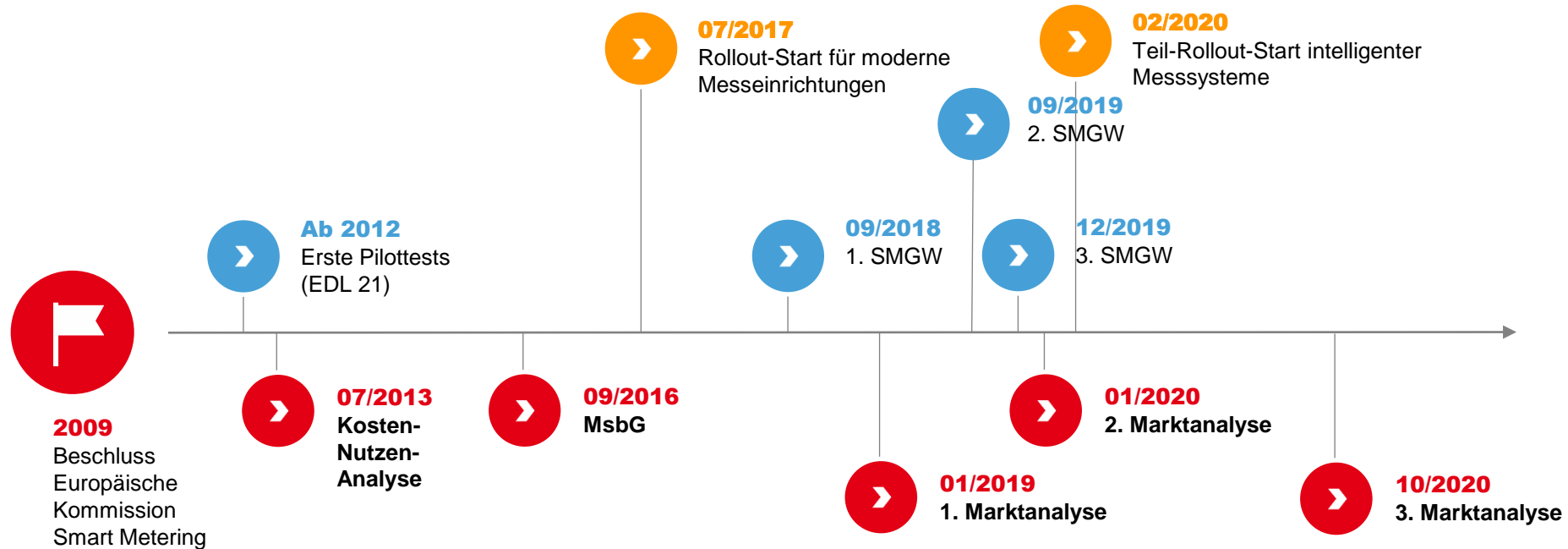
› Energiewirtschaftliche Bewertung

- **EnWG §40** schreibt Lieferanten vor, lastvariable oder zeitabhängige Tarife anzubieten
 - Ein Großteil der Lieferanten bietet lastvariable Tarife aktuell nicht an
- **StromNZV §12** definiert, dass für die Umsetzung eines variablen Tarifs eine Abrechnung auf Basis von Zählerstandsgängen (über iMSys) soweit erforderlich ermöglicht werden muss
- Das **MsbG** regelt Bestimmungen zum iMSys
 - Nach **§31** sind Verbraucher >6.000 kWh Pflichteinbaufälle, unter dieser Jahresenergiemenge können Verbraucher optional mit iMSys unter Einhaltung der Preisobergrenze ausgestattet werden
 - Nach **§35** erfolgt bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von höchstens 10 000 Kilowattstunden, soweit es der variable Stromtarif im Sinne von **§ 40 Absatz 5 des EnWG** erfordert, maximal die tägliche Bereitstellung von Zählerstandsgängen des Vortages
 - Nach **§50** darf für die Umsetzung variabler Tarife im Sinne von **§ 40 Absatz 5 des EnWG** die Verarbeitung von Daten erfolgen
 - Nach **§55** erfolgt die Messung von Elektrizität sobald Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch bis einschließlich 100 000 Kilowattstunden mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, durch eine Zählerstandgangmessung
 - Nach **§60** werden für Kunden >10.000 kWh Last- oder Zählerstandsgänge in 15-minütiger Auflösung bereitgestellt

AP 4: BEWERTUNG SINNVOLLER ZEITLICHER AUFLÖSUNGEN

„Was lange wehrt, wird endlich gut“

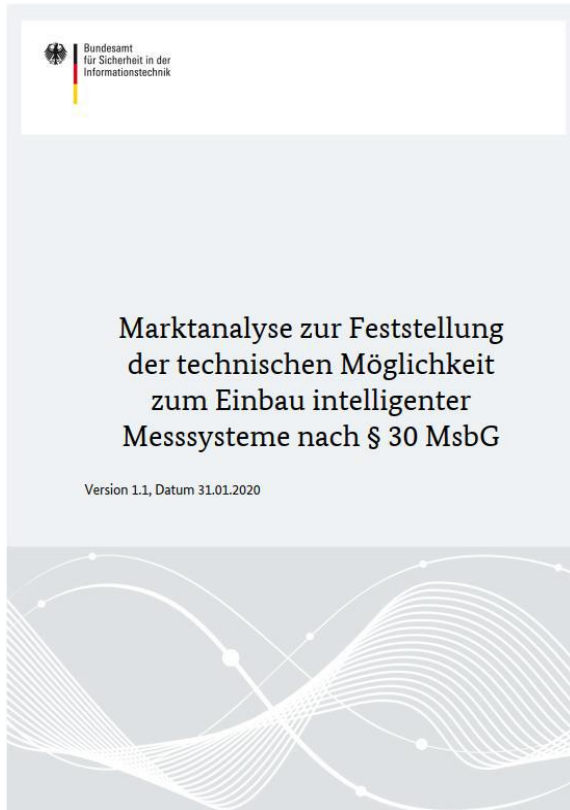
Der lange Weg bis zum Rolloutstart intelligenter Messsysteme



AP 4: BEWERTUNG SINNVOLLER ZEITLICHER AUFLÖSUNGEN

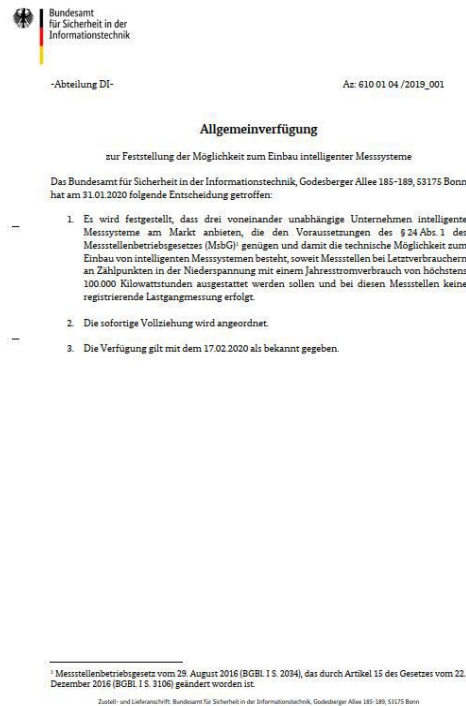
Mehrere Veröffentlichungen vom 31.01.2020 ebnen den Weg für den (Teil-)Rollout intelligenter Messsysteme

Marktanalyse



Quelle: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Marktanalyse_nach_Para_30_MsbG_v1_1.pdf?__blob=publicationFile&v=9

Allgemeinverfügung



Quelle: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Allgemeinverfuegung_Feststellung_Einbau_01_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=4

BMWi-Fahrplan



Quelle: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/F/fahrplan-fuer-die-weitere-digitalisierung-der-energie-wende.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Die aktualisierte Marktanalyse des BSI analysiert neben den betroffenen Einbaugruppen des Pflichtrollouts den Umsetzungsstand der SMGW- und SMGW-Admin-Zertifizierung, SM-PKI sowie der Marktkommunikation 2020

› Konkretisierung von Rahmbedingungen und Schaffung neuer Marktentwicklungen



Aktualisierte Marktanalyse am 31.01.2020 veröffentlicht

Nächste, überarbeitete Marktanalyse bis 30.10.2020



3 zertifizierte SMGWs | 40 zertifizierte SMGW-Admins | 3 PKIs

6 SMGWs im Zertifizierungsprozess | Weiterentwicklung auf inkrementelle Weise per Firmware-Updates und Rezertifizierung anstatt Gateway-Generationen (G1, G2 usw.)



Feststellung technischer Verfügbarkeit für Einbaugruppe Verbraucher

Letztverbraucher mit 6.000-100.000 kWh/a (ohne RLM)



Pflicht-Rollout ab 17.02.2020 mit Inkrafttreten des Verwaltungsaktes

Deutschlandweit ca. 328.345 Pflichteinbaufälle in den ersten drei Jahren (10%-Quote)

Aktuell sind drei Smart Meter Gateways von unterschiedlichen Herstellern zertifiziert (Stand Januar 2020). Eine vierte Zertifizierung ist in Aussicht

- **3 Smart Meter Gateway Hersteller sind vom BSI zertifiziert**
 1. Power Plus Communications AG (PPC): 18.12.2018
 2. Sagemcom Dr. Neuhaus: 25.09.2019
 3. EMH metering: 17.12.2019
 - **6 weitere Smart Meter Gateway Hersteller befinden sich noch im Zertifizierungsverfahren** (Reihenfolge steht nicht in Beziehung zu dem Zertifizierungsstand)
 - Discovergy
 - EFR
 - Kiwigrind
 - Devolo
 - Theben
 - Landis + Gyr
- Die **Weiterentwicklung** der Gateways erfolgt nicht mittels Gateway-Generationen (G1, G2 etc.), sondern auf inkrementelle Weise per **Firmware-Updates und Rezertifizierung**

Quelle:
https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Marktanalyse_nach_Para_30_MsbG_v1_1.pdf?__blob=publicationFile&v=9

Der Pflicht-Rollout für intelligente Messsysteme beginnt am 17.02.2020 – in Teilen

- Mit der Marktanalyse vom 31.01.2020 hat das BSI die formalen Voraussetzungen für den Pflicht-Rollout von iMSys geschaffen
- Der Pflicht-Rollout startet offiziell am 17.02.2020 für die Einbaugruppen „**Letztverbraucher**“

Einbaugruppe	Verbrauch	POG brutto	POG netto	10% Rollout-Quote*	Verfügbare TAFs
Letztverbraucher	6.000-10.000 kWh/a	100 €/a	84,03 €/a	183.653	TAF1: Eintarif-Messung TAF2: Mehrtarif-Messung TAF6: Abruf im Bedarfsfall TAF7: Zählerstandsgang
	10.000-20.000 kWh/a	130 €/a	109,24 €/a	89.495	
	20.000-50.000 kWh/a	170 €/a	142,86 €/a	43.757	
	50.000-100.000 kWh/a	200 €/a	168,07 €/a	11.440	

→ Deutschlandweit ca. 328.345 Pflichteinbaufälle in den ersten drei Jahren (10%-Rollout-Quote)

- Die derzeit am Markt verfügbaren SMGWs bilden zur Zeit nur die Tarifierungsfälle 1, 2, 6 und 7 ab. Weitere TAFs für netzdienliche Zwecke (TAF 9 und 10) sowie für Mehrwertdienste mit feingranularen Messwerten (TAF 14) sollen zeitnah folgen
- Bei Einbaugruppen, für die der Pflicht-Rollout gestartet ist (bzw. das BSI die Feststellung der technischen Möglichkeit getroffen hat), dürfen ab diesem Zeitpunkt bei entsprechenden Messstellen nur noch iMSys mit zertifizierten SMGWs verbaut werden (vgl. § 19 Abs. 5 MsbG)

Quelle:
https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Marktanalyse_nach_Para_30_MsbG_v1_1.pdf?__blob=publicationFile&v=9

* Quelle: Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt Monitoringbericht 2019, Bonn, S. 328

Bei der Mehrzahl der Einbaugruppen sind die Voraussetzungen für den Rollout-Start mit Veröffentlichung der Marktanalyse vom 31.01.2020 nicht erfüllt

- Gemäß der Marktanalyse vom 31.01.2020 sind die Voraussetzungen für die Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau von intelligenten Messsystemen bei folgenden Einbaugruppen nicht erfüllt:
 - Letztverbraucher mit mehr als 100.000 kWh/a oder mit RLM-Messung
 - EEG- und KWKG-Anlagen (voraussichtlicher Startschuss nach nächster Marktanalyse)
 - steuerbare Einrichtungen
 - Pflicht-Rollout ist nicht gestartet
 - Optionaler Einbau von intelligenten Messsystemen für diese Einbaugruppen ist möglich
- **Die Aktualisierung der Marktanalyse erfolgt umgehend nach Anpassung des Rechtsrahmens, jedoch spätestens zum 30.10.2020**

Die 3-Jahresfrist für den Pflicht-Rollout beginnt für die grundzuständigen Messstellenbetreiber. Bei der Gesamtrolloutzeit besteht weiterhin Unklarheit

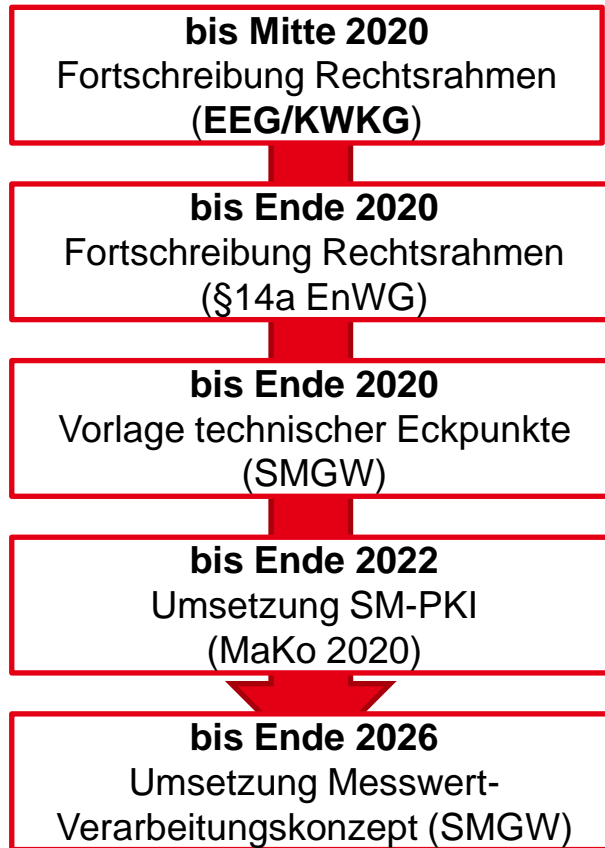
- Grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB) sind verpflichtet, in den ersten drei Jahren nach Rollout-Start (17.02.2020) mindestens 10% der Einbaufälle dieser Einbaugruppe in ihrem Netzgebiet mit intelligenten Messsystemen auszustatten (§§ 30 und 45 Abs. 1 Nr. 2 MsbG)
- Offen ist, ob der 8-Jahres-Rolloutzeitraum ab der Markterklärung beginnt oder bereits ab 2017 begonnen hat (vgl. § 31 Abs. 1 und 2 MsbG). Hier steht die juristische Klärung aus.

→Empfehlung:

- 1. MSB-Strategieevaluation**
- 2. Neue Business Case-Betrachtung für 5 und 8 Jahre**
- 3. Anpassung Rollout-Pfad**

Um die Digitalisierung der Energiewende voranzutreiben, hat das BMWi einen Maßnahmenkatalog aufgestellt und in einem Fahrplan veröffentlicht. Zügige Rechtsänderungen sollen die Umsetzung dessen sicherstellen.

Fahrplan zur Digitalisierung

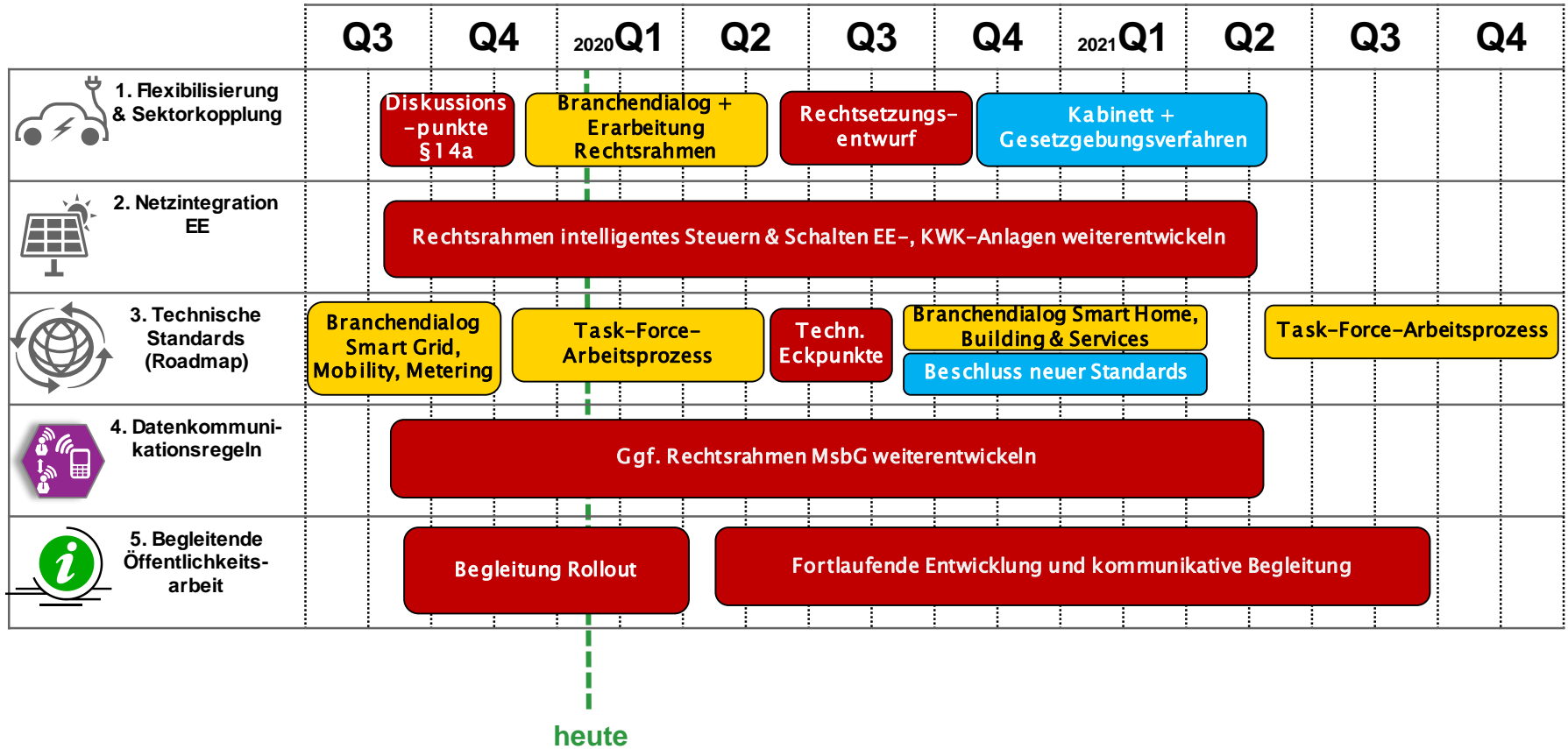


ERLÄUTERUNGEN

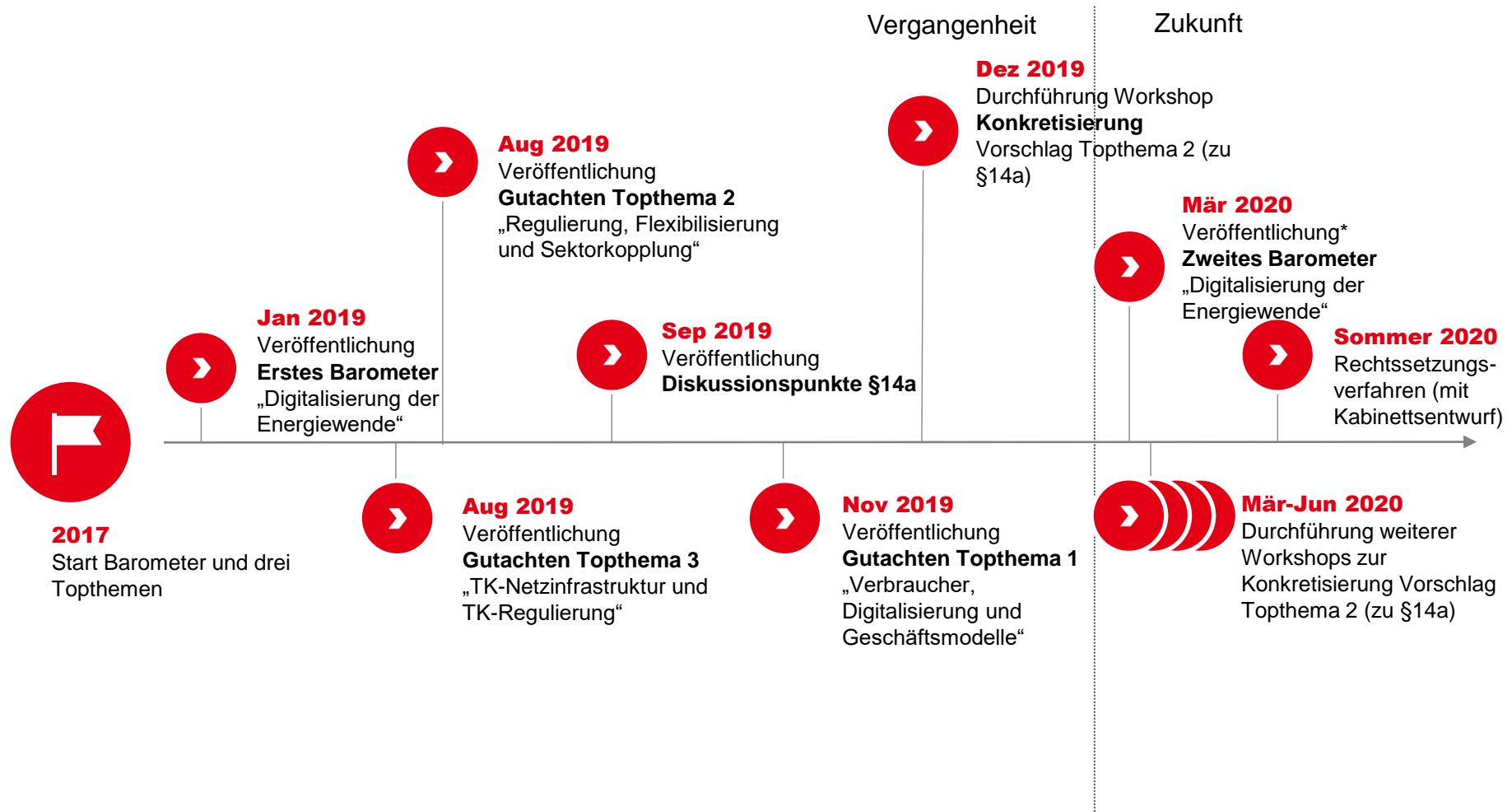
- Der Fokus des Fahrplans liegt auf der Optimierung des iMSys-Rollouts
 - Ziel ist die Ermöglichung vieler Energiewende-relevanter Anwendungen über sichere BSI-zertifizierte SMGW. Dazu zählt die markt- und netzorientierte Steuerung und Schaltung von EEG-Anlagen, KWKG-Anlagen sowie steuerbaren Einrichtungen (§14a EnWG)
- Erfordernis **Rechtsrahmenänderungen von EEG, KWKG und § 14a EnWG**
- Erfordernis Weiterentwicklung des **SMGWs zur Kommunikationsplattform** (im Rahmen des BSI/BMWi-Roadmap-Prozesses)
- BSI/BMWi-Roadmap-Prozesse ist ein Stakeholderprozess im Rahmen der AG „Gateway-Standardisierung“ des BMWi. Ergebnisse sind technische Eckpunkte zur weiteren Ausgestaltung der Vorgaben für die SMGW-Kommunikationsplattform

Quelle: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/F/fahrplan-fuer-die-weitere-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=8

DIE WEITERENTWICKLUNG DES §14A BETTET SICH IN VERSCHIEDENE MAßNAHMEN DES BMWi UND BEHÖRDEN EIN (FAHRPLAN DES BMWi)



Die Weiterentwicklung von §14a soll bis zum Sommer 2020 in ein Rechtssetzungsverfahren gehen



DER VORSCHLAG ZUR SPITZENGLÄTTUNG WURDE IM TOPTHEMA 2 ENTWICKELT UND WIRD AKTUELL MIT DER BRANCHE DISKUTIERT

Weiterentwicklung §14 a EnWG

Verpflichtende Teilnahme von allen flexiblen Verbrauchseinrichtungen (z. B. Elektroautos, Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen usw.) im Niederspannungsnetz.

Klassische Verbrauchsanlagen bleiben von Änderung unberührt.

Aufteilung der Netzanschlussleistung der klassischen Kleinkunden (30 kW) in **unbedingten** (5 kW) und **bedingten** Teil (25 kW, Netzbetreibereingriff möglich).

Zur Verfügung stehende **bedingte Leistung** kann spontan durch den Netzbetreiber begrenzt werden. Diese Begrenzung ist zeitlich und im Umfang eng beschränkt.

Die Bereitstellung von Flexibilität für den Markt bleibt im Übrigen unangetastet. Beim marktlichen Einsatz muss die geringfügige netzseitige Einschränkung berücksichtigt werden.

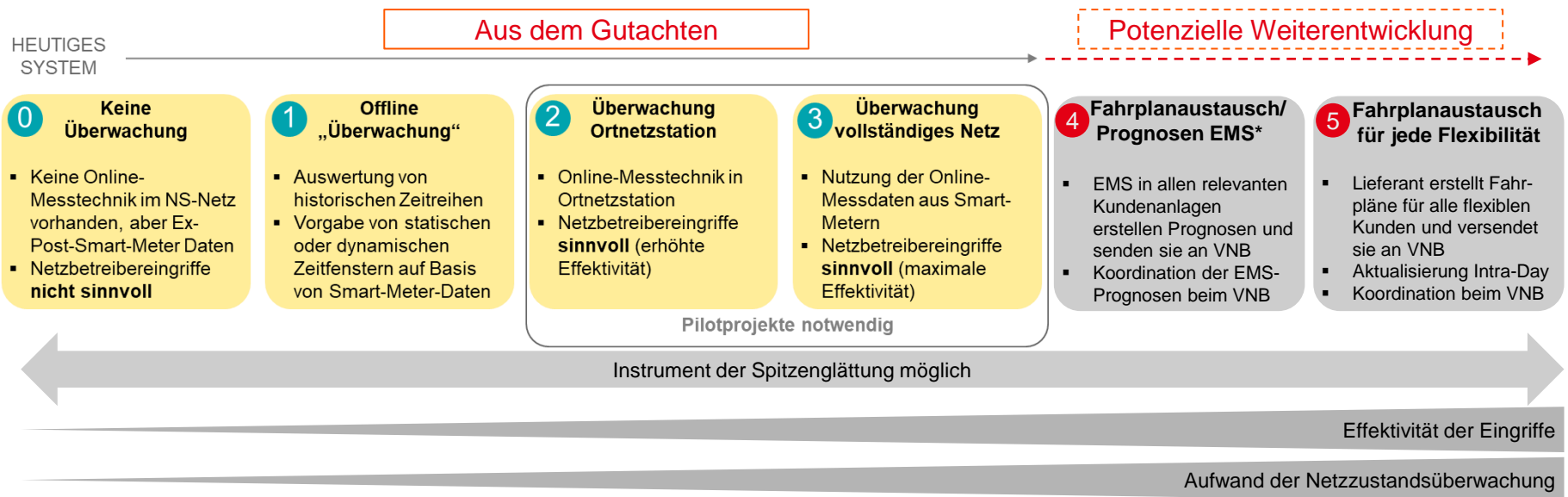
Eine **Ex-Post-Information** (keine Online-Information) der anderen Akteure wird in Marktprozess integriert.

Ansteuerung der flexiblen Verbrauchseinrichtungen muss über ein **intelligentes Messsystem** erfolgen.

Netzbetreiber **muss** dem Endkunden die Teilnahme an §14a **anbieten**.

Er muss in der Lage sein, die Auswirkungen des Instruments auf die Netze **netzplanerisch bewerten** zu können.

EINE DEUTLICHER AUSBAU DER NETZZUSTANDSÜBERWACHUNG IST DIE GRUNDVORAUSSETZUNG FÜR DAS INSTRUMENT DER SPITZENGLÄTTUNG



➤ **Netzbetreiber sind aufgefordert, schrittweise ihre Niederspannungsnetze digitalisieren. Dies wird über einen sukzessiven Ausbau der Netztransparenz erreicht**

➤ **Für den Ausbau der Netztransparenz sollen die entsprechenden Tarifanwendungsfälle (TAF) des SMGW genutzt werden**

IN Q1 UND Q2 2020 SOLL DAS INSTRUMENT SPITZENGLÄTTUNG GEMEINSAM MIT DER BRANCHE WEITER KONKRETISIERT WERDEN

- Aufbereitung der Workshop-Dokumentation & Versand an die Teilnehmer*innen, inkl. Feedbackbogen zur Veranstaltung (Januar 2020)
- Versand der Fragebögen für die Workshops 2 bis 4
- Eng gestaffelte Workshops zu Anschlussfragen, Netzentgelten und Marktprozessen
- Abschließend Workshop zu Übergangsregelungen



E N E R G I E .

W E I T E R D E N K E N

Energiemarktmodelle & Preisprognosen
Portfolio- & Risikomanagement

Netzinfrastruktur (Technik)
Konzessionen

Organisation & Personal
Kommunale Infrastruktur & Innovation

IT-Systeme & Datenmanagement
Digitale Geschäftsmodelle

Marktumfeldanalyse
Kaufmännische Bewertung
Transaktionen

Regulierung
Controlling
Finanzierung

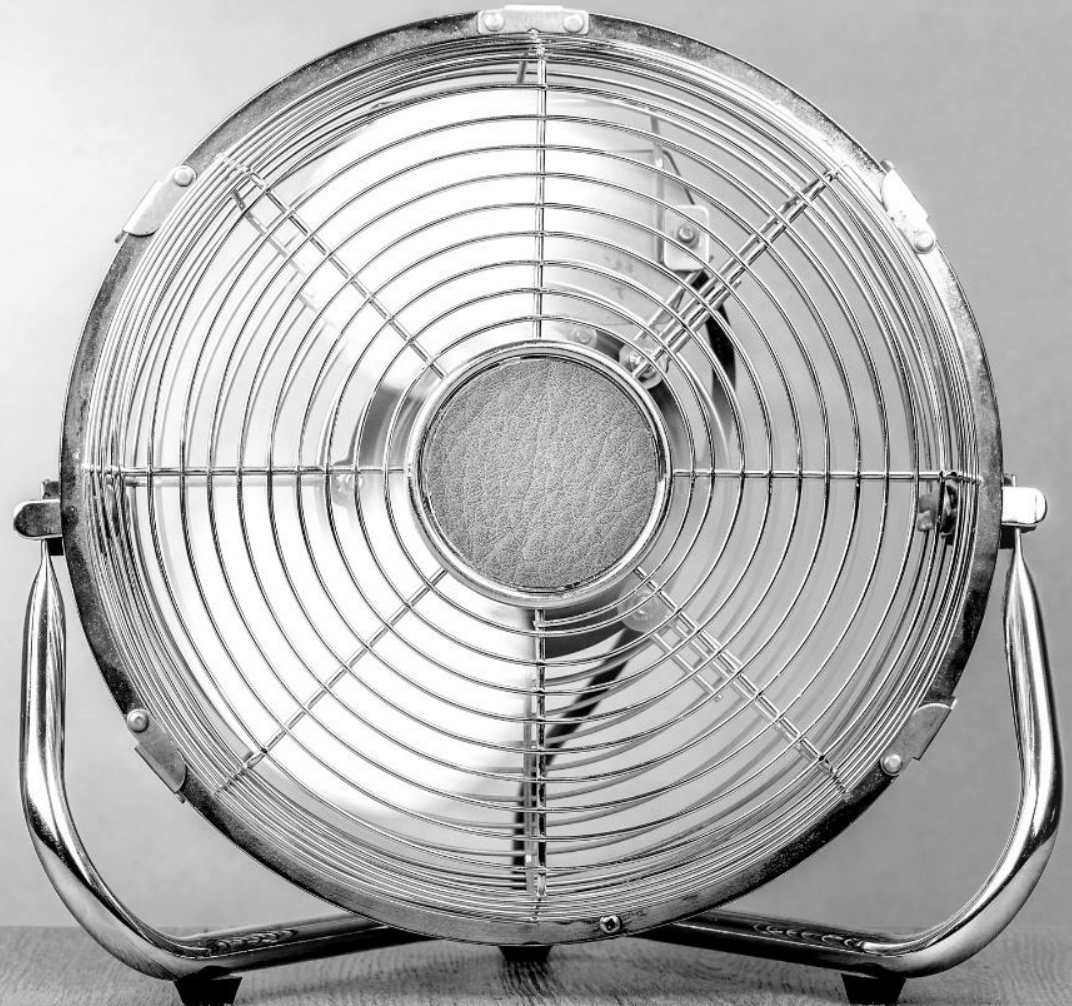
Erzeugung
Erneuerbare Energien

Dr. Sören Patzack

+49 241 47062-435
soeren.patzack@bet-energie.de

**B E T Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH**

Alfonsstraße 44, D-52070 Aachen
Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600
info@bet-energie.de



www.bet-energie.de