

## Stellungnahme der E-Control zur Verfügbarkeit und Qualität von Smart-Meter-Daten

Die gesetzlichen Regelungen für intelligente Messgeräte enthalten detaillierte Vorgaben für die Datenerhebung, -übermittlung und -verwendung (vgl. §§ 83ff EIWOG 2010). So haben Netzbetreiber etwa dafür zu sorgen, dass spätestens sechs Monate ab dem Zeitpunkt der Installation eines intelligenten Messgeräts beim jeweiligen Endverbraucher einmal täglich ein Tagesenergiewert sowie sämtliche Viertelstundenwerte im intelligenten Messgerät erfasst und zur Verfügbarkeit für den Kunden für 60 Kalendertage im intelligenten Messgerät zu Zwecken der Verrechnung, Kundeninformation, Energieeffizienz, der Energiestatistik und der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes gespeichert werden (§ 84 Abs 1 EIWOG 2010). Netzbetreiber sind weiters verpflichtet die täglichen Verbrauchswerte bzw. die Viertelstundenwerte, je nach vertraglicher Vereinbarung bzw. Zustimmung, spätestens zwölf Stunden nach deren Auslesung aus dem Messgerät jedenfalls über ein kundenfreundliches Web-Portal kostenlos zur Verfügung zu stellen. Die Auslesung der Verbrauchswerte aus dem Messgerät hat dabei zumindest einmal täglich zu erfolgen (vgl. § 84 Abs 1 EIWOG 2010). Netzbetreiber sind verpflichtet, am Beginn des darauffolgenden Kalendermonats unverzüglich, spätestens jedoch zum Fünften dieses Monats, alle täglich erhobenen Verbrauchswerte bzw. Viertelstundenwerte, je nach vertraglicher Vereinbarung bzw. Zustimmung, an die jeweiligen Lieferanten u.a. zu Zwecken der Verrechnung zu übermitteln (§ 84a Abs 1 EIWOG 2010). Die Nichteinhaltung dieser gesetzlichen Verpflichtungen ist verwaltungsstrafbewehrt (vgl. § 99 Abs 2 Z 15 und 16 EIWOG 2010).

Weiters wird auf die Grundsatzbestimmung des § 45 Z 19 EIWOG 2010 hingewiesen, wonach die Verteilernetzbetreiber Datenaustauschverträge mit anderen Netzbetreibern, den Bilanzgruppenkoordinatoren und anderen Marktteilnehmern entsprechend den Marktregeln abzuschließen haben. Gemäß § 22 Z 7 E-ControlG hat die E-Control zudem die Kompatibilität der für Marktprozesse relevanten Datenaustauschverfahren, in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern, sicherzustellen. Hingewiesen wird ferner auch auf die für Energiegemeinschaften relevanten §§ 16a ff EIWOG 2010, die ebenfalls Vorschriften für den Datenaustausch vorsehen. Insbesondere müssen nach § 16e EIWOG 2010 bei Verwendung von intelligenten Messgeräten die Energiewerte pro Viertelstunde gemessen und ehestmöglich, spätestens aber am Folgetag, zur Verfügung gestellt werden.

Der Austausch von Energiewerten (Erzeugungs- und Verbrauchswerte) zwischen den Marktteilnehmern bildet eine der wichtigsten Säulen der Energiewirtschaft. Hier spielen die Netzbetreiber die Hauptrolle, da sie für die Messung zuständig sind, die Zählwerte bzw. die gemessenen Ist-Werte verwalten, die berechneten Werte daraus bilden und die Energiewerte an die weiteren Marktteilnehmer übermitteln. Auf Basis dieser Werte werden in weiterer Folge energiewirtschaftliche Prozesse durchgeführt sowie prognostizierte Werte generiert.

Die Energiewerte gelangen über verschiedene Übertragungswege sowie mehrere Schnittstellen vom Zähler zu Marktteilnehmern (Netzbetreiber, Lieferant, Endkunde, Energiegemeinschaft udgl.) (Abbildung 1). Dabei kann es aufgrund verschiedener Ursachen zu Datenlücken bzw. nicht fristgerechter Weiterleitung kommen. Dabei ist zwischen den folgenden drei Übermittlungsbereichen zu unterscheiden:

- A) vom Smart Meter zum zentralen System des Netzbetreibers,
- B) Verwaltung im zentralen System und
- C) vom zentralen System des Netzbetreibers über EDA-Plattform an die Marktteilnehmer.

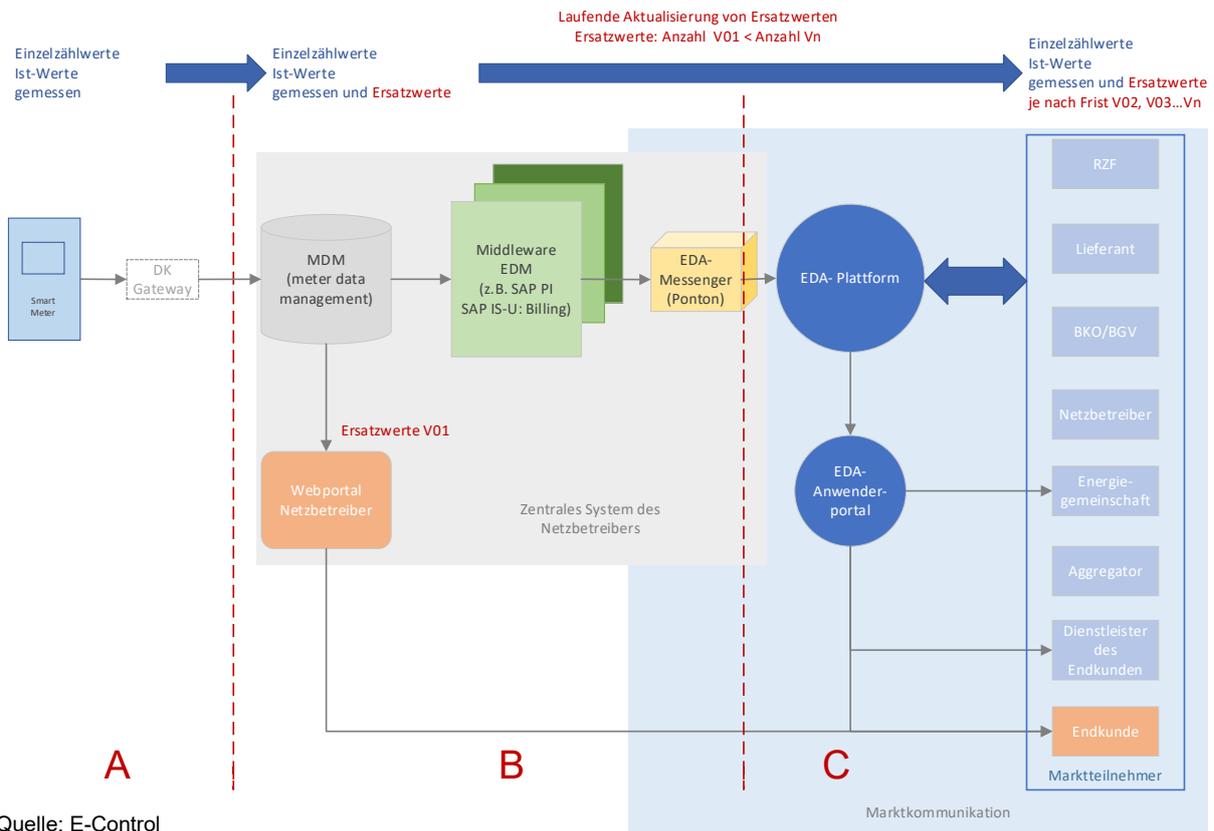


Abbildung 1: Übertragungsweg der Energiewerte, von Smart Metern zu den Marktteilnehmern

Sollten die Energiewerte nicht vollständig in den zentralen Systemen der Netzbetreiber ankommen (Übermittlungsbereich A), gehen sie in den meisten Fällen nicht verloren, da sie in den Smart Metern für 60 Tage gespeichert sind. Die Ursachen der fehlerhaften Übertragung in diesem Bereich sind in der Regel technischer Natur bzw. auf lokal verursachte Kommunikationsstörungen zurückzuführen. Das Finden und die Beseitigung dieser Störfaktoren kann länger dauern und ist zeit- und personalaufwendig, da sie ebenfalls vor Ort durchgeführt werden. Durch die Datenverspätung können die Prozesse in den betroffenen Anwendungsbereichen (siehe Tabelle 1) nicht durchgeführt werden, vor allem in jenen, die eine tägliche Datenübermittlung vorsehen.

Sollten sich Netzbetreiber veranlasst sehen, Ersatzwerte zu bilden, so ist darauf hinzuweisen, dass durch eine solche Ersatzwertbildung die eingangs dargestellten gesetzlichen Vorgaben nicht erfüllt werden. Vielmehr ist auch in einem solchen Fall dafür Sorge zu tragen, dass umgehend alle Maßnahmen gesetzt werden, um korrekte Messwerte zu übermitteln.

Wenn die Energiewerte (Erzeugungs- und Verbrauchswerte) in der Übertragung zwischen Smart Metern und zentralem System des Netzbetreibers (Übermittlungsbereich A) nicht vollständig oder fristgerecht übermittelt werden, sind sie auch in den nachgelagerten IT-Systemen nicht vorhanden. Ersatzwerte ermöglichen dann die Durchführung von Prozessen in den oben beschriebenen Anwendungsbereichen.

Das Fehlen von Energiewerten und ihre nicht-fristgerechte Übermittlung aufgrund von Fehlern in den weiteren Bereichen der Übertragungs- bzw. Bearbeitungskette (Übermittlungsbereiche B und C) muss durch gezielte Maßnahmen in den bestehenden IT-Systemen behandelt werden.

Die vorliegende Stellungnahme ist daher als Empfehlung dahingehend zu verstehen, wie durch vorübergehende Abhilfe ein möglichst reibungsloses Funktionieren des Datenaustauschs auf praxistaugliche Art und Weise bis zur Ergreifung derartiger Maßnahmen aufrechterhalten werden kann. Die hier skizzierten Notmaßnahmen ersetzen nicht die notwendige, umgehende Herstellung des rechtskonformen Zustands im Falle von Fehlern bzw. Mängeln im Rahmen des Datenaustauschs. Die Tabelle 1 zeigt einen Überblick aller Anwendungsbereiche im Strommarktmodell in welchen Ist-Energiewerte als gemessene Werte, Ersatzwerte oder berechnete Energiewerte vorkommen.

ID	Anwendung	Form der Energiewerte	Art der Ist-Energiewerte	Kommunikationsweg	Übermittlungsfrist	Datenweitergabe
1.1	Fahrpläne	einzel	Ist- und Ersatzwerte	E-Mail bzw. EDA	täglich	SNN → NB → RZF
2.1	Prognose	einzel	Ist- und Ersatzwerte	EDA	täglich	NB → LF
3.4	Regelreserve	einzel	Ist- und Ersatzwerte	E-Mail (SMTP)	täglich	NB → RZF NB → RRA
4.4./4.5	Clearing	aggregiert	Ist- und Ersatzwerte	EDA-Plattform optional E-Mail (SMTP)	Monatlich (10. des Folgemonats bzw. nach 14 Monaten)	NB → BGV NB → LF
	Abrechnung Netzbetreiber	einzel	Ist- und Ersatzwerte	Interne Systeme	monatlich/jährlich	NB
5.1	Abrechnung Lieferant	einzel	Ist- und Ersatzwerte	EDA	Monatlich (5. des Folgemonats) und täglich	NB → LF
8.1	Energiegemeinschaft Abrechnung	einzel	Ist- und Ersatzwerte; berechnete Werte	EDA od. EDA-Anwenderportal	Täglich und monatlich (5. des Folgemonats)	NB → EG
	Endkunden/Dienstleister	einzel	Ist- und Ersatzwerte	EDA od. EDA-Anwenderportal	täglich	NB → EK/DL
	Endkunden	einzel	Ist- und Ersatzwerte; berechnete Werte (EG)	Webportal des NB	12 Stunden	NB → EK
	Aggregator	einzel	Ist- und Ersatzwerte; berechnete Werte (EG)	-	-	NB → AGG

Tabelle 1: Anwendungsbereiche mit Ist-Energiewerten in ¼-Stunden-Zeitreihen (Auszug: SoMa Beziehungsgeflecht)

**Bei Datenlücken in der Übertragung vom Zähler zum zentralen System des Netzbetreibers sind die folgenden Maßnahmen umzusetzen:**

- 1.) Festlegung von Regeln für die Bildung von Ersatzwerten
- 2.) Festlegung von Entstörfrieten im Rahmen der Konsultation zu technischen Dokumentationen über ebUtilities.

## Maßnahmen zur Erhöhung von Datenverfügbarkeit und -qualität

### 1) Bildung von Ersatzwerten

Um eine praxistaugliche Regelung für die Verbesserung der Datenqualität zu finden, erscheint folgende Vorgangsweise zielführend:

(1) Können aus technischen Gründen zum notwendigen Zeitpunkt vereinzelt keine ¼-Stunden-Energiewerte an das zentrale System des Netzbetreibers übermittelt werden, so hat dieser die fehlenden Werte zwischen dem letzten verfügbaren und dem nächsten verfügbaren Zählerstand zu interpolieren. So gebildete Energiewerte gelten als **belastbare Ersatzwerte (L2<sup>1</sup>)** und sind verrechnungsrelevant.

(2) Ist einem Zählpunkt ein standardisiertes Lastprofil (SLP) zugewiesen und fehlen für mehr als 2 Stunden ¼-Stunden-Energiewerte, sind die fehlenden Werte auf Basis des standardisierten Lastprofils zwischen letztem und nächstem verfügbarem Zählerstand zu interpolieren. So gebildete Energiewerte gelten als **belastbare Ersatzwerte (L2)** und sind verrechnungsrelevant.

(3) Sofern zum notwendigen Zeitpunkt der Übermittlung noch kein aktueller Zählerstand zur Verfügung steht, hat der Netzbetreiber den geschätzten Verbrauch auf Basis des dem Zählpunkt zugewiesenen standardisierten Lastprofils heranzuziehen. So gebildete Energiewerte gelten als **nicht-belastbare Ersatzwerte (L3)** und können für Abrechnungszwecke nicht herangezogen werden.

(4) Ersatzwerte sind für die Marktteilnehmer, Endkundinnen oder Endkunden transparent **mit der Kennzeichnung** (L2, L3) darzustellen. Auch das Überschreiben der Ersatzwerte mit den gemessenen Werten (L1) ist nachvollziehbar zu erfassen.

(5) Die Bildung und Weiterleitung von Ersatzwerten müssen **innerhalb der gesetzlich festgelegten Fristen** für die jeweiligen Anwendungsbereiche stattfinden.

---

<sup>1</sup>In der Marktkommunikation, d.h. bei der Übermittlung an die betroffenen Marktteilnehmer, werden die Energiewerte mit einer der folgenden „metering Methoden“ gekennzeichnet: L1...Echtwert gemessen; L2...Ersatzwert belastbar (Wert wird sich mit großer Wahrscheinlichkeit nicht mehr ändern); L3... Ersatzwert nicht belastbar (z.B. extrapoliertes Wert, Wert wird sich mit großer Wahrscheinlichkeit noch ändern).

## 2) Abschluss der Konsultation zu den technischen Dokumentationen auf ebUtilities

Nachdem die Konsultation<sup>2</sup> zu „Qualitätsmanagement der SM-Kommunikation“ auf ebUtilities zurückgestellt wurde, erfolgte im Zeitraum zwischen 7.11.-12.12.2023 eine neuerliche Konsultation<sup>3</sup> zu diesem Themenbereich.

**Die Netzbetreiber werden seitens E-Control dringend angewiesen, die Konsultation abzuschließen und die Entstörfrieten festzulegen.**

Die Regelungen für das Qualitätsmanagement der Smart-Meter-Kommunikation (von den Zählern zu den zentralen Systemen der Netzbetreiber) und die Methodiken zur Ersatzwertbildung sind nur als vorübergehende Notmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Marktkommunikation für den Fall zu verstehen, dass die übermittelten Daten die gesetzlichen Anforderungen nicht (vollständig) erfüllen. Folgende Aspekte sollten dabei berücksichtigt werden:

- Den Anwendungsbereichen angemessene Entstörfrieten in Werktagen:

Anwendungsbereiche	Entstörfrieten in Werktagen (WT)	Maßnahme, wenn Entstörung binnen Entstörfrieten nicht gel
Prepayment	2 WT	Mehrmalige manuelle Ablesungen alle 5 Tage oder Versand von L3-Werten (nicht belastbar); Lieferanten sind angehalten, keine Schaltungen durchzuführen. Sobald feststeht, dass Entstörung nicht möglich ist (spätestens am 45. Kalendertag) wird der Zähler mit dem letzten verfügbaren Zählerstand auf NONSMART gestellt.
Energiegemeinschaften § 16b	3 WT	Monatliche manuelle Ablesung bis zum 10. Werktag des Folgemonats, solange bis eine Entstörung erfolgreich durchgeführt wurde.
Energiegemeinschaften § 16a und §16c	3 WT	Monatliche manuelle Ablesung bis zum 10. Werktag des Folgemonats, solange bis eine Entstörung erfolgreich durchgeführt wurde.
Schlussabrechnung	7 WT	Manuelle Ablesung Spätestens bis zum 21. Kalendertag nach Vertragskündigung. Dieser Prozess läuft außerhalb des automatisierten Entstörprozesses.
Zähler mit Monatsrechnung sowie jene Zähler bei Endkunden mit Verträgen mit dynamischen Preisen	7 WT	Manuelle Ablesung spätestens bis zum 21. Kalendertag. Sobald feststeht, dass Entstörung nicht möglich ist (spätestens am 45. Kalendertag) wird der Zähler mit dem letzten verfügbaren Zählerstand auf NONSMART gestellt.
Zähler mit Jahresrechnung in Abrechnungsmonat	7 WT	Manuelle Ablesung innerhalb des Sollablesemonats verwenden; manuelle Ablesung innerhalb von 21. Kalendertagen nach dem Sollablesemonat. Sobald feststeht, dass Entstörung nicht möglich ist (spätestens am 45. Kalendertag) wird der Zähler mit dem letzten verfügbaren Zählerstand auf NONSMART gestellt.
Zähler mit Jahresrechnung nicht in Abrechnungsmonat	7 WT	Sobald feststeht, dass Entstörung nicht möglich ist (spätestens am 45. Kalendertag) wird der Zähler mit dem letzten verfügbaren Zählerstand auf NONSMART gestellt.

<sup>2</sup> <https://www.eutilities.at/konsultationen/36>

<sup>3</sup> <https://www.eutilities.at/konsultationen/61>

- Sobald innerhalb der Entstörfristen keine Kommunikation hergestellt wird, sind die davon betroffenen Netzbenutzer sowie Marktteilnehmer (Lieferanten, Energiegemeinschaften) darüber separat in Kenntnis zu setzen, ergänzend zur Information für Netzbenutzer im Webportal des Netzbetreibers.
- Wenn es nach mehr als 45 Kalendertagen noch immer zu keiner Datenübermittlung kommt, sind für diese Zähler andere technische Lösungen für die Übertragung der Messdaten anzuwenden.
- Wenn der Zähler nach 45 Kalendertagen nicht entstört werden kann und aus technischen Gründen keine anderen Übermittlungswege anwendbar sind und der Zähler demzufolge auf NONSMART gesetzt wird, sind die davon betroffenen Netzbenutzer und Marktteilnehmer (Lieferanten, Energiegemeinschaften) darüber in Kenntnis zu setzen. Dies gilt explizit auch für den Hinweis, dass während dieser Zeit keine Anwendungen am Energiemarkt durchgeführt werden können.
- Sobald ein NONSMART Zähler wieder auf SMART zurückgesetzt wird, ist seine ursprüngliche Konfiguration wiederherzustellen und die davon betroffenen Netzbenutzer sowie Marktteilnehmer sind separat davon in Kenntnis zu setzen, ergänzend zur Information für Netzbenutzer im Webportal des Netzbetreibers.
- Die Zurückstellung auf die ursprüngliche Konfiguration hat innerhalb von 5 Werktagen nach Wiedereinstellung auf SMART zu erfolgen.
- Das Datum der Setzung auf NONSMART ist in der Marktkommunikation sowie in den Webportalen der Netzbetreiber verpflichtend anzugeben.
- Nicht belastbare Ersatzwerte (L3) dürfen nur zur Prognosezwecke verwendet werden und sind nicht verrechnungsrelevant.

Die Produktivsetzung der technischen Dokumentation hinsichtlich der angeführten Regelungen hat bei allen Netzbetreibern bis 1.7.2024 zu erfolgen.

Abschließend wird nochmals darauf hingewiesen, dass die Netzbetreiber angehalten sind, den Netzbenutzern und den berechtigten Marktteilnehmern die Messdaten entsprechend den gesetzlichen Regelungen und Fristen zur Verfügung zu stellen. Vorübergehende Abhilfemaßnahmen im Falle von Fehlern oder Mängeln im Rahmen des Datenaustauschs ersetzen nicht die umgehend notwendige Wiederherstellung des rechtskonformen Zustands. Überdies ist nicht ausgeschlossen, dass Netzbenutzer gegenüber Netzbetreibern zivilrechtliche Ansprüche geltend machen, für den Fall, dass Daten nicht in gesetzes- oder vertragskonformer Weise zur Verfügung gestellt werden.