

**Regelung für das Qualitätsma-
nagement der Smart-Meter-
Kommunikation und Methodi-
ken zur Ersatzwertbildung**

Gültig ab 07.Oktober 2024

Beschreibung

Nach dem Einbau eines Smart Meters und einer Stabilisierungsphase von bis zu 6 Monaten (EIWOG §84 Abs. 1) wird der Smart Meter in der Marktkommunikation (MaKo) auf die DeviceType DSZ (Digitaler Standardzähler) bzw. SMART gesetzt oder bleibt NONSMART, sollte keine stabile Kommunikation herstellbar sein. Als SMART gelten die folgenden Konfigurationen in der Marktkommunikation: IMS (Standardkonfiguration), IME (erweiterte Konfiguration) oder IMN (= IMS ohne die Möglichkeit der Umstellung auf IME).

Dieser DeviceType des Smart Meters wird Netzkund:innen im Netzkundenportal angezeigt.

Der Betriebszustand der Smart Meter wird vom Netzbetreiber laufend überwacht. Die Energiewerte (L1) und Ersatzwerte (L2 oder L3) sind als solche gekennzeichnet, werden so bald verfügbar (lt. DAVID-VO) in den Netzkundenportalen dargestellt und über EDA an die jeweils berechtigten Marktpartner versendet. Jene Zählpunkte, die SMART an den Markt gemeldet wurden, und im bereits laufenden Betrieb aufgrund von Kommunikationsstörungen keine Energiewerte liefern, werden entsprechend der Prioritätenliste innerhalb von maximal 45 Kalendertagen entstört.

Falls eine längerfristige Kommunikationsstörung vorliegt (größer 45 Kalendertage), werden die Zählpunkte des jeweilig zugeordneten Zählers (Hinweis: Bei Einspeisern hat ein Zähler 2 Zählpunkte) in der MaKo ab dem Datum des Folgetags, bis zu dem lückenlos Energiewerte (L1 oder L2) vorhanden sind und, wenn eine jeweils erfolgte Einzelfallprüfung (siehe detaillierte Umsetzung weiter unten im Dokument) nicht erfolgreich abgeschlossen werden konnte, auf NONSMART gesetzt. Die auf NONSMART gesetzten Zähler werden laufend im Betriebsmonitoring beim Netzbetreiber überwacht und wieder auf den DeviceType IMS gestellt, sobald die Kommunikation nach Ermessen des Netzbetreibers wieder stabil funktioniert – jedoch frühestens 61 Kalendertage nachdem der Zähler auf NONSMART gesetzt wurde (Verhinderung von erhöhten Aufwänden bei mehrfachem Wechsel des DeviceType). Die Anforderung zur Umstellung auf Übermittlung der 15-Minuten Werte, Teilnahme bei Energiegemeinschaften, etc. muss nach Umstellung des DeviceTypes von NONSMART auf IMS, erneut gestellt werden.

Die auftretenden Kommunikationsstörungen liegen häufig außerhalb des Einflussbereiches des Netzbetreibers und können durch den Netzbetreiber nicht direkt zum Positiven beeinflusst werden. Vor allem in Netzbereichen, in denen der Smart Meter Rolloutprozess noch im Gange ist, liegt die Erfahrung vor, dass eine stabile Konnektivität eines Zählers geringer ist

als in Netzbereichen, in denen bereits ein jahrelanger Betrieb des Smart Meter-Netzwerks besteht. Nach Erhebungen bei Netzbetreibern kann die Aussage getroffen werden, dass trotz der aktuell noch laufenden Anstrengungen zur Erreichung eines Smart Meter Vollausbaus, die Messdaten nach 21 Tagen zu 98,56% vollständig beim Netzbetreiber vorliegen (Datenbasis: 3,055 Mio. Smart Meter, die auch als SMART an den Markt gemeldet wurden).

Bei Zählern, die für Prepayment oder in Energiegemeinschaften eingesetzt werden, ist eine dokumentierte Einzelfallprüfung für das Setzen auf NONSMART Voraussetzung.

Eine dokumentierte Einzelfallprüfung enthält folgenden Ablauf – Voraussetzung: Zugang zum Zähler ist jederzeit möglich bzw. wird seitens Kunden nach Terminvereinbarung mit dem Netzbetreiber ermöglicht:

1. Prüfung des gestörten Endgeräts vor Ort und lokale Entstörung (z.B. gegebenenfalls Zählerwechsel);
2. Ist die Entstörung des Endgeräts aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen erfolglos, wird der Kunde darüber informiert, dass die Anlage auf NONSMART gesetzt wird. Kann der Auslöser durch den Verteilnetzbetreiber identifiziert werden, wird der Kunde darüber informiert, um Lösungsmöglichkeiten aufzuzeigen.

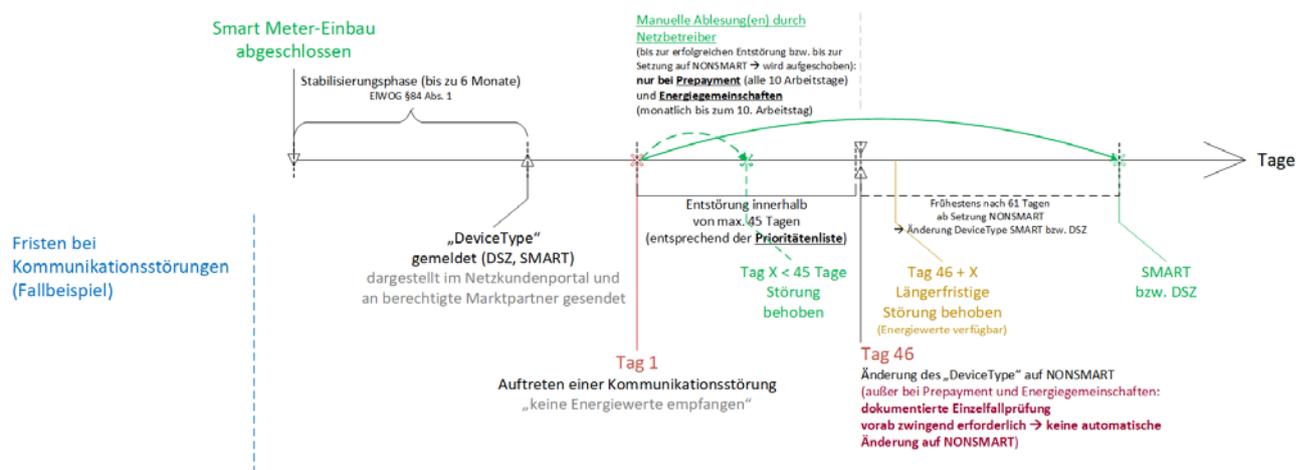
Erst wenn diese Maßnahmen nicht erfolgreich sind, oder der etwaig benötigte Zutritt zur Kundenanlage nicht möglich ist, wird der Zähler auf NONSMART gesetzt werden.

Mit dem Prozess MD_CHG_PD wird dem Energielieferanten mit dem Datum, bis zu dem lückenlos Energiewerte (L1 oder L2) vorhanden sind, mitgeteilt, dass das betroffene Gerät auf Grund einer Kommunikationsstörung auf NONSMART gesetzt wird. Über den Prozess CM_REV_IMP werden Energiedienstleister sowie Energiegemeinschaften (derzeit nur indirekt) darüber informiert.

Bei Energiegemeinschaften und Prepayment-Zählern können Zählpunkte nicht rückwirkend auf NONSMART gesetzt werden (Abweichung um bis zu zwei Werktagen aus technisch-organisatorischen Gründen sind möglich, da zur Umstellung des DeviceType die Einstellungen am Zähler sowie im Backend-System des VNB synchronisiert sein müssen). Die verbleibenden Zeiträume seit dem Datum, bis zu dem lückenlos Energiewerte (L1 oder L2) vorhanden sind, werden anhand der Methodiken zur Ersatzwertbildung aufgefüllt.

Für den Zeitraum, in dem Zählpunkte für die MaKo auf NONSMART gestellt sind, können keine Anwendungen am Energiemarkt für die ein intelligentes Messgerät erforderlich ist (z.B. Prepayment, Teilnahme an einer Energiegemeinschaft), in Anspruch genommen werden.

Die beigefügte Abbildung visualisiert die in dieser Konsultation angeführten Fristen auf einer Zeitachse:



Bereitstellung allgemeiner Informationen zum Smart Meter Betrieb (an Kunden und Lieferanten)

Kunden und Lieferanten werden mittels „allgemeiner Information“ (z.B. über den Internettauftritt des Netzbetreibers, über das Netzkundenportal) darüber informiert, dass

- die Entstörung von Zählern, bei denen in der Datenübertragung vom Zähler zum Backendsystem des VNB Störungen bestehen, bis zu 45 Kalendertage dauern kann.
- fehlende Werte von mehreren Tagen marktregelkonform sind. Bei Kommunikationsstörungen bis zu 45 Kalendertagen erfolgt daher keine separate Information an Kunden und Lieferanten.
- bei Vorliegen einer längerfristigen Kommunikationsstörung (größer 45 Kalendertage) der Zähler auch längerfristig für die MaKo auf NONSMART gestellt werden kann (Begründungen diesbezüglich sind im letzten Punkt dieses Abschnitts angeführt).
- die Lieferanten in ihren Energielieferverträgen notwendige Vorkehrungen zu treffen haben, um auch bei nicht-Vorhandensein der dafür erforderlichen Messwerte und nach einer Umstellung auf NONSMART, abrechnen zu können.
- die Endkunden müssen dem VNB für die Entstörung den Zutritt zu Zählern gewähren.

- für den Zeitraum, in dem Zählpunkte für die MaKo auf NONSMART gestellt sind, keine Anwendungen am Energiemarkt in Anspruch genommen werden können, für die ein intelligentes Messgerät erforderlich ist (z.B. Prepayment, Teilnahme an einer Energiegemeinschaft, ...).
- es durch technische Einflüsse, die nicht im Einflussbereich des VNB liegen, auch im laufenden Betrieb vorkommen kann, dass eine Kommunikationsverbindung gestört oder nicht mehr vorhanden ist und damit die Umstellung eines Zählers auf NONSMART notwendig ist (z.B. durch Veränderung eines Mobilfunksenders, Einflüsse durch Störsignale, Netzumschaltungen, eingeschränkte Repeater-Funktion durch Demontage oder durch Abschaltungen von Kundenanlagen, beeinträchtigende Netzurückwirkungen von Kundenanlagen).

Benachrichtigung über Kommunikationsstörungen beim Betrieb von Smart Metern

Über längerfristige Kommunikationsstörungen werden Lieferanten durch Änderung des DeviceType auf NONSMART über den Prozess MD_CHG_PD informiert. Dienstleister sowie Betreiber von Energiegemeinschaften erhalten diese Information derzeit nur indirekt über den Prozess CM_REV_IMP.

Netzkund:innen erhalten diese Information über das Netzkundenportal oder alternativ auch in schriftlicher Form. Zu Kommunikationsstörungen einzelner Zähler bis zu 45 Kalendertagen erfolgen keine separaten Informationen.

Wenn ein Zähler infolge einer Störung auf NONSMART gestellt wird, erfolgt eine Änderung des DeviceTypes in der MaKo auf NONSMART.

Nach Behebung einer längerfristigen Kommunikationsstörung werden unter Berücksichtigung der vorherigen Konfiguration im Markt folgende DeviceType gesetzt:

IMS (vorher **IME**)

IMS (vorher IMS)

DSZ (vorher DSZ, wenn es sich um den gleichen Kunden handelt)

IMN (vorher IMN)

Der DeviceType des Zählers in der MaKo (IME, IMN, IMS, DSZ oder NONSMART) wird Netzkund:innen im Netzkundenportal angezeigt.

Entstörungs-Prioritätenliste

Die Verteilernetzbetreiber werden die von Kommunikationsstörungen betroffenen Zähler in folgende Kategorien einteilen und anhand der aufgelisteten Priorität die Entstörung vornehmen.

Als Referenzdatum gilt der erste Tag, an dem kein Messwert vom Netzbetreiber an den Empfänger übermittelt wurde.

1. Prepayment

Bis zur erfolgreichen Entstörung oder Setzung auf NONSMART, erfolgt alle 10 Arbeitstage eine manuelle Ablesung (sofern der Kunde den benötigten Zutritt ermöglicht), wobei Lieferanten in diesem Fall angehalten sind, keine Schaltungen durchzuführen.

Sobald feststeht, dass eine Entstörung nicht möglich ist (spätestens am 45. Kalendertag) kann der Zähler mit dem Datum des Folgetags (nicht rückwirkend*), bis zu dem lückenlos Energiewerte (L1 oder L2) vorhanden sind (nach erfolgter vor Ort Ablesung), auf NONSMART gestellt werden. Eine dokumentierte Einzelfallprüfung ist dafür Voraussetzung.

2. Energiegemeinschaften §16a (GEA), §16b (BEG) und 16c (EEG) sowie Einspeiseanlagen mit Mengenübermittlung an die Förderabwicklungsstelle (FAS)

Bis zur erfolgreichen Entstörung oder Setzung auf NONSMART erfolgt monatlich eine manuelle Auslesung (sofern der Kunde etwaig benötigten Zutritt ermöglicht) bis zum 10. Arbeitstag des Folgemonats.

Sobald feststeht, dass eine Entstörung nicht möglich ist (spätestens am 45. Kalendertag) kann der Zähler mit dem Datum des Folgetags (nicht rückwirkend*), bis zu dem lückenlos Energiewerte (L1 oder L2) vorhanden sind (nach erfolgter vor Ort Ablesung), auf NONSMART gestellt werden. Eine dokumentierte Einzelfallprüfung ist dafür Voraussetzung.

3. Schlussabrechnung

Spätestens bis zum 21. Kalendertag gemäß Netzdienstleistungs-VO Strom (END-VO) nach Vertragskündigung müssen Energiewerte und der Auszugszählerstand für die Schlussabrechnung vorliegen. Sollte der Zähler nicht kommunikativ sein,

muss eine vor Ort Ablesung erfolgen. Voraussetzung: Zugang zum Zähler ist jederzeit möglich bzw. wird seitens Kunden nach Terminvereinbarung mit dem Netzbetreiber ermöglicht.

4. Zähler mit Monatsrechnung

Spätestens bis zum 21. Kalendertag des Folgemonats müssen Energiewerte und Endzählerstand der Abrechnungsperiode für die Turnusabrechnung vorliegen. Sollte der Zähler nicht kommunikativ sein, muss eine vor Ort Ablesung erfolgen. Sobald feststeht, dass eine Entstörung nicht möglich ist (spätestens am 45. Kalendertag) kann der Zähler mit dem Datum des Folgetags, bis zu dem lückenlos Energiewerte (L1 oder L2) vorhanden sind, auf NONSMART gestellt werden. Hierfür ist keine dokumentierte Einzelfallprüfung erforderlich.

5. Zähler mit Jahresrechnung in Abrechnungsmonat

Ablesung innerhalb des Sollablesemonats verwenden; manuelle Ablesung innerhalb von 21 Kalendertagen nach dem Sollablesemonat.

Sobald feststeht, dass eine Entstörung nicht möglich ist (spätestens am 45. Kalendertag) kann der Zähler mit dem Datum des Folgetags, bis zu dem lückenlos Energiewerte (L1 oder L2) vorhanden sind, auf NONSMART gestellt werden. Hierfür ist keine dokumentierte Einzelfallprüfung erforderlich.

6. Zähler mit Jahresrechnung nicht in Abrechnungsmonat

Sobald feststeht, dass eine Entstörung nicht möglich ist (spätestens am 45. Kalendertag), kann der Zähler mit dem Datum des Folgetags, bis zu dem lückenlos Energiewerte (L1 oder L2) vorhanden sind, auf NONSMART gestellt werden. Hierfür ist keine dokumentierte Einzelfallprüfung erforderlich.

** Das Erfassungsdatum (= Verbuchung der neuen Zeitscheibe) kann vom Änderungsdatum (= Beginn- Datum der NONSMART-Zeitscheibe = tatsächliche Ablesezeit) bis zu zwei Werktagen abweichen.*

Methodiken zur Ersatzwertbildung

Betreffend Zählpunkten für Verbraucher und Einspeiser:

Können aus technischen Gründen zum notwendigen Zeitpunkt vom Zähler vereinzelt oder tageweise keine Tages- oder Viertelstundenenergiewerte an den Netzbetreiber übermittelt werden, so hat dieser die fehlenden Werte zwischen dem letzten verfügbaren und dem nächsten verfügbaren Zählerstand zu interpolieren und dabei wie folgt vorzugehen:

- Für Zählpunkte, die gemäß EIWOG die Kriterien zur Lastprofilmessung erfüllen (Lastprofiltyp LPZ – hierbei handelt es sich idR um Anlagen mit relevanten Leistungen):
Hier sind die Endkunden wie auch die VNB im jeweiligen Interesse angehalten, je nach Anlassfall (nicht im Standardfall) ein Einvernehmen – ggf. mittels Berücksichtigung von Kontrollmessungen anderer vor Ort vorhandenen Messgeräte – zu den Energiewerten wie auch Leistungswerten herzustellen. Danach übernimmt der VNB diese Daten in sein System und startet die Marktprozesse (Versand, etc.). Die gebildeten Ersatzwerte sind gemäß nachfolgenden Definitionen zu versenden.
- Für alle Zählpunkte mit zugeordnetem Standardlastprofil ist in den Systemen des VNB nach der folgenden Logik vorzugehen:
Fehlende Werte zwischen dem zuletzt verfügbaren und dem nächstverfügbaren Zählerstand
 - innerhalb von zwei Stunden sind linear oder mittels „Same Day“ Verfahren zu verteilen (bei Auslesung von Viertelstundenwerten);
 - bei mehr als zwei Stunden sind gemäß „Same Day“ Verfahren (Beispielhaft „Dienstag“ für einen Dienstag, „Samstag“ für einen Samstag, etc.) zu verteilen, sofern mindestens 3 Werte im zeitlich umliegenden Zeitraum vor oder nach den ausgebliebenen Energiewerten vorhanden sind und im Vergleichszeitraum valide Werte vorliegen;
 - bei mehr als zwei Stunden und wenn das „Same Day“ Verfahren nicht angewendet werden kann, ist gemäß „Like Day“ Verfahren (Beispielhaft „Werktag“ für einen Werktag-Dienstag, „Feiertag + Wochenende“ für einen Feiertag-Dienstag, etc.) zu verteilen, sofern mindestens 3 Werte im zeitlich umliegenden Zeitraum vor oder nach den ausgebliebenen Energiewerten vorhanden sind, und im Vergleichszeitraum valide Werte vorliegen;
 - bei mehr als zwei Stunden und, wenn keines der vorangegangenen Verfahren angewendet werden kann, auf Basis des dem Zählpunkt zugeordneten Standardlastprofiltyps;

- Nur in Ausnahmefällen sollte eine manuelle Bearbeitung angewendet werden.

Der Kunde kann sich über eine stattgefundene Ersatzwertbildung inkl. Status der dargestellten Energiemengen jederzeit im Netzportal informieren. Die Energiemengen sind für den Kunden im Falle der Interpolation weiterhin korrekt, allerdings kann eine Verschiebung der 15min-Mengen stattfinden. Die Ersatzwertbildung findet nur im Falle nicht verfügbarer Messwerte statt und somit werden keine besseren Daten zur Verfügung stehen.

Hinweis betreffend „Abrechnung von Leistungen“:

Sollten Leistungswerte über den Zeitraum eines abrechnungsrelevanten Monats nicht übertragen werden, so sind für die Abrechnung der Leistung die Leistungswerte aus den zuvor ersatzwertgebildeten Energiewerten zu ermitteln.

In Bezug auf die Kommunikation zwischen NB und VEZ („Verteilnetzübergreifender Energiezuweiser“)

(Regelung für den Energiedatenaustausch / die Ersatzwertbildung):

Es gilt für Zählpunkte, die bei Bürgerenergiegemeinschaften teilnehmen gemäß abgeschlossener Konsultation (<https://www.eutilities.at/prozesse/354> in der Version 1.00):

Die Berechnung der Energiebilanz für eine BEG wird durchgeführt, sobald dem VEZ die Energiemengen aus allen Netzgebieten vorliegen, oder eine Frist von 15 Kalendertagen abgelaufen ist.

Dem VEZ sind täglich alle, bis zu diesem Zeitpunkt vorhandenen Energiedaten als entsprechende Aggregate zu übermitteln. Fehlen Messwerte zu einem der teilnehmenden Zählpunkte, sind diese Zeiträume mit 0-Werten zu bewerten und das Aggregat für diesen Zeitraum als L3-Wert zu definieren. Der schlechteste Status eines einzelnen Zählpunktes im Aggregat ergibt den Status des Aggregates.

Der Netzbetreiber soll innerhalb einer Frist von max. 15 Kalendertagen diese L3-Werte gegen L1- oder L2-Werte ersetzen. Sollten auch nach Ablauf dieser Frist keine besseren Werte vorhanden und an den VEZ übermittelt worden sein, erfolgt die Energiezuweisung durch den VEZ mit jenen Werten, die ihm zur Verfügung stehen. Diese Vorgehensweise gilt sowohl für Erzeugungs- als auch für Verbrauchsanlagen.

Methoden der Messung im Energiemarkt (Metering Methods)

Auf Basis der geltenden Ausführungen zu den Metering Methods gemäß Prozess CR_MSG in der aktuell gültigen Version wird näher ausgeführt:

- **L1**...Echtwert gemessen; IME, IMS, IMN, LPZ
à Energiewerte mit der Metering Method L1 beruhen auf gemessenen Zählerständen und sind daher als final und unbegrenzt (z.B. für die Energieabrechnung) verwendbar einzustufen. In wenigen Ausnahmefällen kann es auch hier zu nachträglichen Änderungen von diesen Daten kommen (z.B. nachträglich erkannter Messfehler in der Anlage, vertauschte Zähler bei Kundenanlagen).
- **L2**...Ersatzwert belastbar (Wert wird sich mit großer Wahrscheinlichkeit nicht mehr ändern); IME, IMS, IMN, LPZ
à Energiewerte mit der Metering Method L2 beruhen auf berechneten Zählerständen bzw. wurde durch manuelle oder automatische Bearbeitung erstellt. Dennoch sind diese Werte als final anzusehen und sind daher als unbegrenzt (z.B. für die Energieabrechnung) verwendbar einzustufen. In wenigen Ausnahmefällen kann es auch hier zu nachträglichen Änderungen von diesen Daten kommen (z.B. gemessener Wert kann entgegengesetzt der Erwartung des Netzbetreibers abgelesen werden). Diese Klassifizierung von Energiewerten soll der Netzbetreiber nur dann vornehmen, wenn mit einer sehr großen Sicherheit eine Änderung des Wertes nicht absehbar ist.
- **L3**...Ersatzwert nicht belastbar; IME, IMS, IMN, LPZ
à Unabhängig davon, ob Energiewerte interpoliert, extrapoliert oder mit anderen Methoden berechnet wurden, sind solche Energiewerte nicht als final anzusehen und daher nur bedingt verwendbar (**nicht** für die Energieabrechnung). Da davon auszugehen ist, dass sich solche Energiewerte mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit ändern, sollen Energiewerten mit der Metering Method L3 nicht für Netz- bzw. Energieabrechnungen verwendet werden. Unabhängig davon, ob sich der eigentliche Energiewert ändert oder nicht, muss der Netzbetreiber spätestens nach 60 Tagen Energiewerte mit der Metering Method L3 durch Energiewerte mit einer Metering Method L2 oder L1 ersetzen. Dabei muss sich der Energiewert nicht zwingend ändern.

Sollten trotz aller Anstrengungen nach Ablauf sämtlicher Fristen und bereits zugestellter Abrechnungen noch Messdaten aus dem Zähler an den Netzbetreiber übermittelt werden, so

sind in diesen Fällen Rechnungskorrekturen bei Betragsänderungen von mehr als 2 Euro für die bereits zugestellten Abrechnungen durchzuführen. Im Zuge dessen kommt es zu keiner Aufrollung hinsichtlich der Anteilsberechnungen beim VEZ bzw. Anforderung eines Nach-clearingprozesses bei APCS.

Ersatzwertbildung und Energiedatenübermittlung an Energiegemeinschaft (GEA, EEG, BEG) ab Oktober 2024

Für Zählpunkte (Erzeugung und Verbrauch), die an einer oder zukünftig auch an mehreren Energiegemeinschaften teilnehmen, kann am Folgetag folgende Situation zutreffen:

1. Die Viertelstundenwerte für alle teilnehmenden Zählpunkte sind **als L1- oder L2-Werte vollständig vorhanden.**
2. Die Viertelstundenwerte für alle teilnehmenden Zählpunkte sind als L1- oder L2-Werte **NICHT vollständig vorhanden.**

Mit dem hier abgebildeten Lösungsweg wird ein **täglicher Energiedatenversand an die Energiegemeinschaft ermöglicht.** Dabei ist unten beschriebene Vorgehensweise einzuhalten.

Folgetag: L1- oder L2-Messwerte vom Vortag sind für alle teilnehmenden Zählpunkte vollständig vorhanden

Der NB führt die Energiezuweisung durch und übermittelt der EG folgende Energiedaten je Zählpunkt:

Teilnehmende Verbrauchsanlagen	Meter-/Obis-Code	Methering Method
Verbrauch laut Messung	1-1:1.9.0 G.01	L1- oder L2
Verbrauch laut Messung entsprechend dem Teilnahmefaktor bei der EG und je ZP (ab 08.04.2024)	1-1:1.9.0 G.01T	L1- oder L2
Anteil an der Erzeugung	1-1:2.9.0 G.02	L1- oder L2
Eigendeckung	1-1:2.9.0 G.03	L1- oder L2
Eigendeckung aus erneuerbarer Energie	1-1:2.9.0 G.03R	L1- oder L2

Teilnehmende Erzeugungsanlagen	Meter-/Obis-Code	Methering Method
Erzeugung laut Messung	1-1:2.9.0 G.01	L1- oder L2
Erzeugung laut Messung entsprechend dem Teilnahmefaktor bei der EG und je ZP (ab 08.04.2024)	1-1:2.9.0 G.01T	L1- oder L2
Restüberschuss bei der EG und je ZP	1-1:2.9.0 P.01	L1- oder L2

Sobald der NB die Energiezuteilung mit L1- oder L2-Werten durchgeführt hat, gilt dies als finale Berechnung. Die daraus resultierenden Ergebnisse (Anteil an der Erzeugung, Eigendeckung, Eigendeckung aus erneuerbarer Energie, Restnetzbezug und Restüberschuss) können umgehend für die Erstellung der Rechnung herangezogen werden. Eine erneute Energiezuweisung ist ab diesem Zeitpunkt nicht vorgesehen.

Folgetag: L1- oder L2-Messwerte vom Vortag sind für alle teilnehmenden Zählpunkte NICHT vollständig vorhanden

Der NB führt die Energiezuweisung durch und übermittelt der EG folgende Energiedaten je Zählpunkt. **Fehlende Zeitreihen zu Einzelzählpunkten werden mit 0 als Ersatzwert in der Berechnung der Gemeinschaft berücksichtigt. Die Zeitreihen „Verbrauch lt. Messung“ bzw. „Erzeugung lt. Messung“ können Mengen entsprechend den Ersatzwertverfahren haben (L3) und werden bei Vorliegen der IST-Messwerte (L1) oder belastbare Ersatzwerte (L2) aktualisiert.**

Bei den errechneten Werten handelt es sich um L3-Werte, da mind. zu einem Zählpunkt keine vollständigen L1- oder L2-Messwerte vorhanden sind.

Teilnehmende Verbrauchsanlagen	Meter-/Obis-Code	Methering Method
Verbrauch laut Messung	1-1:1.9.0 G.01	L1-, L2- oder L3
Verbrauch laut Messung entsprechend dem Teilnahmefaktor bei der EG und je ZP (ab 08.04.2024)	1-1:1.9.0 G.01T	L1-, L2- oder L3
Anteil an der Erzeugung	1-1:2.9.0 G.02	L3
Eigendeckung	1-1:2.9.0 G.03	L3
Eigendeckung aus erneuerbarer Energie	1-1:2.9.0 G.03R	L3

Teilnehmende Erzeugungsanlagen	Meter-/Obis-Code	Methering Method
Erzeugung laut Messung	1-1:2.9.0 G.01	L1-, L2- oder L3
Erzeugung laut Messung entsprechend dem Teilnahmefaktor bei der EG und je ZP (ab 08.04.2024)	1-1:2.9.0 G.01T	L1-, L2- oder L3
Restüberschuss bei der EG und je ZP	1-1:2.9.0 P.01	L3

Im Falle einer netzgebietsübergreifenden BEG kann die Situation auftreten, dass zwar die L1- oder L2-Werte für alle teilnehmenden Zählpunkte im eigenen Netzgebiet vorhanden sind, nicht jedoch für Zählpunkte aus anderen Netzgebieten. In so einem Fall wird die Eigenabdeckung, der Anteil an der Erzeugung je Verbrauchs-ZP und/oder der Restüberschuss je Erzeugungs-ZP mit 0 als L3 übermittelt.

Ab diesem Zeitpunkt prüft der Netzbetreiber täglich, ob für alle teilnehmenden Zählpunkte vollständige L1- oder L2-Werte vorhanden sind. Spätestens am 16. Kalendertag ist die finale Energiezuweisung durchzuführen und die L3-Werte zu ersetzen.

Die Erstellung einer Abrechnung mit L3-Werten ist daher nicht zu empfehlen, da nach der finalen Energiezuweisung ggf. eine Rechnerkorrektur durchzuführen ist.

Erläuterungen Teilnehmer (Verbrauch):

- Dynamisches Verfahren: Die ermittelten Mengen der Anteile für den Einzelzählpunkt mit fehlenden Werten sind „0“, da zu dem Zeitpunkt der Einzelzählpunkt in der Berechnung nicht gewichtet wird.
- Statisches Verfahren: Der „Anteil an der Erzeugung“ entspricht dem %-Anteil des Teilnehmers unabhängig von dem Einzelzählpunkt, ausgenommen die Erzeugung hat L3-Werte, da diese dann auch nicht in der Berechnung berücksichtigt wird.

Die ermittelten Mengen der Anteile „Eigendeckung/Eigendeckung aus erneuerbarer Energie“ für den Einzelzählpunkt mit fehlenden Werten sind „0“, da zu dem Zeitpunkt der Einzelzählpunkt in der Berechnung nicht gewichtet wird.

Erläuterungen Teilnehmer (Erzeugung):

- Dynamisches/statisches Verfahren: Die ermittelten Mengen des Restüberschuss haben beim betroffenen Einzelzählpunkt „0“. Andere Erzeugungszählpunkte können Mengen zugeordnet sein mit dem Status L3.

16. Kalendertag:

Spätestens am 16. Kalendertag sind L3-Werte gegen L1- oder L2-Werte zu ersetzen, sofern nicht bereits zuvor eine Energiezuweisung mit L1- oder L2-Werten durchgeführt wurde.

Konnten die fehlenden Zeitreihen nicht nachgeholt werden und ist auch am 16. Kalendertag keine Interpolation möglich, sind die fehlenden Zeitreihen mit 0 als L2-Wert in der Berechnung der Gemeinschaft zu berücksichtigen. Die Zeitreihen „Verbrauch lt. Messung“ bzw. „Erzeugung lt. Messung“ liegen weiterhin mit dem entsprechenden Ersatzwert (L3) vor und werden bei Vorliegen der IST-Messwerte (L1) oder belastbaren Ersatzwerten (L2) aktualisiert. Allerdings werden die aktualisierten Mengen der Zeitreihen nicht mehr in der Berechnung der Gemeinschaft berücksichtigt, da die Energiemengen nach der Frist beim Netzbetreiber eingelangt sind.

Ein L2-Wert wird nicht ersetzt und kann daher für die Erstellung einer Abrechnung herangezogen werden.

Teilnehmende Verbrauchsanlagen	Meter-/Obis-Code	Methering Method
Verbrauch laut Messung	1-1:1.9.0 G.01	L1- oder L2
Verbrauch laut Messung entsprechend dem Teilnahmefaktor bei der EG und je ZP (ab 08.04.2024)	1-1:1.9.0 G.01T	L1- oder L2
Anteil an der Erzeugung	1-1:2.9.0 G.02	L2
Eigendeckung	1-1:2.9.0 G.03	L2
Eigendeckung aus erneuerbarer Energie	1-1:2.9.0 G.03R	L2

Teilnehmende Erzeugungsanlagen	Meter-/Obis-Code	Methering Method
Erzeugung laut Messung	1-1:2.9.0 G.01	L1- oder L2
Erzeugung laut Messung entsprechend dem Teilnahmefaktor bei der EG und je ZP (ab 08.04.2024)	1-1:2.9.0 G.01T	L1- oder L2
Restüberschuss bei der EG und je ZP	1-1:2.9.0 P.01	L2

FAZIT:

Die Energiegemeinschaft erhält täglich alle Energiedaten (Messwerte und errechnete Werte), auch dann, wenn Messwerte zu einzelnen Zählpunkten nicht vollständig sind.

L1- und L2-Werte können umgehend für die Abrechnung verwendet werden, da diese nicht mehr durch eine erneute Energiezuweisung ersetzt werden.

L3-Werte werden spätestens am 16. Kalendertag durch L1- oder L2 ersetzt.

Diese Vorgehensweise gilt für GEA, EEG und BEG ab Oktober 2024.

Für die Energiegemeinschaften bedeutet diese Vorgehensweise, dass Zählpunkte, für die keine vollständigen Viertelstundenwerte bis zum 16. Kalendertag vorhanden sind, keine Teilnahme an der EG erfolgt.

Beispiel:

Der Teilnehmerkreis einer EEG besteht aus 2 Erzeugungsanlagen und 5 Verbrauchsanlagen.

Für den 29.09.2023 sind keine vollständigen L1- oder L2-Werte für alle Teilnehmer vorhanden. Für eine Verbrauchsanlage stehen die Viertelstundenwerte nicht zur Verfügung.

Auch nach Ablauf der 16 Kalendertage können für diese Anlage die Werte nicht nachgeholt werden. Dies hat zur Folge, dass bei der Energiezuteilung für den 29.09. diese Anlage nicht berücksichtigt wird und erhält dadurch keine Erzeugungsmengen aus der EEG.

Kurzfassung und Fristen

Die Entstörung von Zählern, bei denen in der Datenübertragung vom Zähler zum Backend-system des VNB Störungen bestehen, kann bis zu 45 Kalendertage dauern.

Falls eine längerfristige Kommunikationsstörung vorliegt (mehr als 45 Kalendertage), werden Zähler in der MaKo mit dem Datum des Folgetags (bei Prepayment und Energiegemein-schaften nicht rückwirkend und nach Einzelfallprüfung), bis zu dem lückenlos Energiewerte (L1 oder L2) vorhandenen sind (gegebenenfalls nach erfolgter vor Ort Ablesung), auf NONSMART gesetzt. Die auf NONSMART gesetzten Zähler werden laufend gemonitort und wieder auf DSZ bzw. SMART (das sind die Ausprägungen IMS, IMN oder IME in der Marktkommu-nikation) gestellt, sobald die Kommunikation wieder stabil funktioniert - frühestens jedoch 61 Kalendertage, nachdem der Zähler auf NONSMART gesetzt wurde (bei IME erfolgt dann die Setzung des DeviceType auf IMS).

Ergänzungen:

- Wenn rückwirkend NONSMART setzen erforderlich ist, und gleichzeitig ein konkurrie-render Prozess in der Vergangenheit noch vorhanden/offen ist, dann ist NONSMART setzen nur möglich bis zum Prozessdatum des konkurrierenden Prozesses.
- Es sind keine Marktprozesse von Änderungen betroffen – es werden hiermit die inter-nen Betriebsprozesse bei den VNB festgehalten.
- Wenn ein nicht erreichbarer Zähler bereits im DeviceType NONSMART ge-setzt wurde, der Beobachtungszeitraum von 61 Tagen noch aktiv ist, und ein EC_REQ_ONL oder EC_REQ_OFF einlangt, so ist dieser EC_REQ_ONL oder EC_REQ_OFF im gemeinsamen Interesse aller Betroffenen abzu-lehnen.