



Handbuch

Messdaten- management

Messung und Datenaustausch im liberalisierten
Strommarkt CH

HB-MDM – CH 2024

Impressum und Kontakt

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@strom.ch
www.strom.ch

Autoren der Erstausgabe

Kurt Bachmann	Axpo Informatik AG, Baden	AG SDAT*, ENDAKO**
Reinhard Döbele	BKW Energie AG, Nidau	AG SDAT
Andreas Eilingsfeld	ewz, Zürich	AG SDAT
Martin Epp	NOK, Baden	AG SDAT
Adrian Fuchs	Swissgrid AG	Leiter AG SDAT
Alexander Gamma	SIG (Services Industriels de Genève)	AG SDAT
Andri Guidon	Sysdex AG, Dübendorf	AG SDAT
Peter Hüsser	Swisspower AG, Zürich	AG SDAT
Daniel Matti	EWB (Energie Wasser Bern)	AG SDAT
Alexander Pfister	VSE, Aarau	Sekretär AG SDAT
Benjamin Reusse	BKW Energie AG, Bern	AG SDAT
Alfred Schindler	IBW Energie AG, Wohlen	AG SDAT, ENDAKO
Peter Walter	EKT AG, Arbon	AG SDAT
Peter Woodtli	Atel Netz AG, Olten	AG SDAT
Armin Zingg	BKW Energie AG, Bern	AG SDAT*, ENDAKO**

Autoren (Revision 2021)

Pascal Berchtold	Stadtwerk Winterthur, Winterthur	AG SDAT
Dario Biffi	AET, Lugano	AG SDAT
Harald Bregy	Primeo Energie AG	AG SDAT
Andreas Eilingsfeld	ewz, Zürich	AG SDAT
Dany-Gilles Gauthey	Romande Energie SA	AG SDAT
Dominik Käufeler	Sysdex AG, Dübendorf	AG SDAT
Daniel Matti	EWB (Energie Wasser Bern)	AG SDAT
Silvio Meier	Enersuisse AG	AG SDAT
David Ohayon	BKW Energie AG, Nidau	AG SDAT
Henk la Roi	VSE, Aarau	Sekretär AG SDAT
Martin Schluep	Axpo Trading AG, Baden	AG SDAT
Hansjürg Stiffler	Swissgrid AG, Aarau	Leiter AG SDAT



Autoren (Revision 2024)

Dario Biffi	AET, Monte Carasso	AG SDAT
Dominik Käufeler	Sysdex AG	AG SDAT
Andreas Eilingsfeld	ewz, Zürich	AG SDAT
Dany-Gilles Gauthey	Romande Energie SA	AG SDAT
Dominik Käufeler	Sysdex AG, Dübendorf	AG SDAT
Daniel Matti	EWB (Energie Wasser Bern)	AG SDAT
Silvio Meier	Enersuisse AG	AG SDAT
David Ohayon	BKW Energie AG, Nidau	AG Leiter AG SDAT
Christian Gubler	VSE, Aarau	Sekretär AG SDAT
Martin Schluep	Axpo Trading AG, Baden	AG SDAT
Markus Schweizer	Swissgrid AG	AG SDAT
Fabio Moia	Swissgrid AG	AG SDAT

* AG SDAT Arbeitsgruppe Standardisierter Datenaustausch VSE / AES

**ENDAKO Energie-Daten-Kommission (Messung und Messdatenaustausch) VSE / AES

Verantwortung Kommission

Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments zeichnet die VSE-Kommission Energiedaten verantwortlich.

Chronologie

März 2006	Arbeitsaufnahme Arbeitsgruppe Datenaustausch (AG SDAT)
Dezember 2007	Freigabe des Branchendokuments SDAT-CH
Juni 2008	Publikation der ersten Version des Handbuchs HB-SDAT
2009/April 2010	Überarbeitung für Ausgabe 2010 durch AG SDAT
Dezember 2010	Publikation der Ausgabe 2010 des Handbuchs HB-SDAT
April-Oktober 2012	Überarbeitung für Ausgabe 2012 durch AG SDAT
Dezember 2012	Publikation der Ausgabe 2012 des Handbuchs HB-SDAT
2016/Mai 2017	Überarbeitung für Ausgabe 2017 durch die AG SDAT. Neuer Titel: «Handbuch Messdatenmanagement»
August/Sept. 2017	Vernehmlassung bei Interessengruppierungen und Kommissionen
13. November 2017	Genehmigung durch die Geschäftsleitung des VSE
Feb-Nov 2020	Überarbeitung für Ausgabe 2021 durch AG SDAT
Jan/Febr 2021	Vernehmlassung bei Interessengruppierungen und Kommissionen
8. März 2021	Genehmigung durch die Geschäftsleitung des VSE
2023/2024	Überarbeitung für Ausgabe 2024 durch AG SDAT

Das Dokument wurde unter Einbezug und Mithilfe von VSE und Branchenvertretern erarbeitet.

Der VSE verabschiedete das Dokument am 21.10.2024.



Copyright

© Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Alle Rechte vorbehalten. Gewerbliche Nutzung der Unterlagen ist nur mit Zustimmung vom VSE/AES und gegen Vergütung erlaubt. Ausser für den Eigengebrauch ist jedes Kopieren, Verteilen oder anderer Gebrauch dieser Dokumente als durch den bestimmungsgemässen Empfänger untersagt. Die Autoren übernehmen keine Haftung für Fehler in diesem Dokument und behalten sich das Recht vor, dieses Dokument ohne weitere Ankündigungen jederzeit zu ändern.



Inhaltsverzeichnis

Vorwort	8
1. Einleitung.....	9
2. Messung	9
2.1 Messeinrichtung bei Endverbrauchern und Erzeugungseinheiten	9
2.2 Messeinrichtung bei Netzübergabestellen	9
2.3 Messpunktbezeichnung	10
2.4 Plausibilisierung / Ersatzwertbildung	10
3. Netzbilanzierung	11
3.1 Definition Netz und Identifikatoren	11
3.2 Beziehung Netzbetreiber → Netze.....	12
3.3 Vorgänge zwischen Netzen und Netzbetreiber.....	12
3.3.1 Messpunktbezeichnung	13
3.3.2 Verpflichtung zur Kommunikation	13
3.4 Definition Netzbilanzierung	14
3.5 Typisches Netz.....	15
3.6 Berechnung Einspeiseprofil	16
3.7 Netzverlust als Kunde	16
3.7.1 Anwendungsbeispiel Netzverluste "typisches Netz".....	17
3.8 Endverbraucher ohne Lastgangmessung (virtueller Kundenpool).....	17
3.8.1 Anwendungsbeispiel virtueller Kundenpool "typisches Netz".....	18
4. Summen	19
4.1 Summe jedes Lieferanten	19
4.1.1 Anwendungsbeispiel Lieferantensummen "typisches Netz".....	19
4.2 Summe jeder Bilanzgruppe.....	19
4.2.1 Anwendungsbeispiel Bilanzgruppensummen "typisches Netz".....	20
4.3 Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes für den allgemeinen SDL-Tarif und EnG-Zuschläge.....	20
4.3.1 Anwendungsbeispiel Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes "typisches Netz"	20
4.4 Totale Bruttolastgangsumme für die Anlastung von Netzkosten	21
4.4.1 Anwendungsbeispiel totale Bruttolastgangsumme "typisches Netz".....	21
4.4.2 Umgang mit negativen Werten	21
5. Messdatenaustausch	22
5.1 Überblick	22
5.2 Fristen	24
5.2.1 Tägliche Fristen	24
5.2.2 Monatliche Fristen	24
5.2.3 Korrekturen Fristen	25
5.3 Messdatenaustausch für Energieabrechnung und Prognose.....	25
5.4 Messdatenaustausch zwischen Netzbetreibern zur Anlastung von Netzkosten	26
5.5 Messdatenaustausch für allgemeiner SDL-Tarif und EnG-Zuschläge.....	26
5.6 Messdatenaustausch für Bilanzgruppenabrechnung.....	27
5.7 Messdatenaustausch zuhanden von OSTRAL	27
5.8 Messdatenaustausch für die automatisierte Erfassung von Herkunftsnachweisen.....	28
5.9 Bilanzgruppeninterner Messdatenaustausch.....	28
6. Wechselformen	30



6.1	Grundlagen.....	30
6.2	Prozesse	30
6.3	Häufigste Wechselprozesse pro Rolle	32
6.3.1	Szenarien aus Sicht des Lieferanten	32
6.3.1.1	Erstmalige Belieferung in einem Netzgebiet (kein Einzug)	32
6.3.1.2	Lieferantenwechsel (Lieferprozess mit VNB geklärt).....	32
6.3.1.3	Neubau/Wiederinbetriebnahme (Lieferprozess mit VNB geklärt).....	32
6.3.1.4	Ende eines befristeten Liefervertrages/Kündigung eines Liefervertrages	32
6.3.1.5	Umzug eines Kunden im selben/in ein anderes Netzgebiet mit Beibehaltung des Lieferanten.....	33
6.3.1.6	Wegzug eines Kunden in ein anderes Netzgebiet ohne Beibehaltung des Lieferanten.....	33
6.3.1.7	Auszug eines Kunden ohne Nachfolger	33
6.3.1.8	Lieferant wechselt Bilanzgruppe.....	33
6.3.2	Szenarien aus Sicht des Systemdienstleistungsverantwortlichen.....	34
6.3.2.1	Anmeldung eines SDV.....	34
6.3.2.2	Abmelden eines SDV.....	34
6.3.3	Szenarien aus Sicht des VNBs.....	34
6.4	Weitere Prozesse	35
7.	Dokument Ablehnung.....	35
8.	Datenübermittlung und Datensicherheit.....	37
8.1	Nachrichtenformat.....	37
8.2	Acknowledgement und Error Handling	37
8.3	Format und Komprimierung	37
8.4	Datenkanal und -sicherheit	38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vorgänge zwischen Netzen und Netzbetreiber	13
Abbildung 2: Netzbilanz eines Netzgebiets	14
Abbildung 3: Typisches Netz mit den verschiedenen Netzebenen, Produktion und Verbraucher	15
Abbildung 4: Übersicht Messdatenaustausch unter den Akteuren	22
Abbildung 5: Übersicht Messdatenaustausch unter den Netzbetreibern	23
Abbildung 6: Übersicht Messdatenaustausch für Herkunftsnachweise	23
Abbildung 7: Prozessschritte für den Messdatenaustausch	27
Abbildung 8: Definierte Datenaustausch Prozesse (gemäss SDAT-CH)	30
Abbildung 9: Prozessmuster für Lieferantenwechsel	31
Abbildung 10: Sequenzdiagramm Anmeldung SDV	34

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Objekte eines typischen Netzes	15
Tabelle 2: Messpunktzuordnung zu Lieferant und Bilanzgruppe	19
Tabelle 3: DocumentAcceptanceReasonCode	36
Tabelle 4: Behandlung von Sonderfällen im Datenaustausch	39



Im Dokument benutzte Abkürzungen

Kurzform	Deutsche Beschreibung	Französische Beschreibung
BG	Bilanzgruppe	Groupe-bilan
BG-EE (GB-ER)	Bilanzgruppe erneuerbare Energien	Groupe-bilan pour les énergies renouvelables
BLS/EN (CCA/R)	Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes (ohne nachgelagerte Netze).	Courbe de charge brute agrégée du réseau propre (sans les réseaux en aval)
BLS/T (CCA/T)	Bruttolastgangsumme total aller Endverbraucher (inkl. nachgelagerte Netze)	Courbe de charge brute agrégée (totale) de tous les consommateurs finaux (y compris réseaux en aval)
EGS	Einspeisegangsumme	Courbe d'injection agrégée
LF (FR)	Lieferant	Fournisseur
LF-EE	Lieferant für erneuerbare Energien	Fournisseur des énergies renouvelables
LGS	Lastgangsumme	Courbe de charge agrégée
VKP	Virtueller Kundenpool	Pool de clients virtuel

Die Tabelle fasst die Abkürzungen zusammen, welche in den Formeln dieses Dokumentes benutzt werden. Für ein besseres Verständnis sind die Formeln in beiden Sprachversionen in deutscher Sprache belassen. [Link auf das Glossar des VSE.](#)



Vorwort

Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um ein Branchendokument des VSE. Es ist Teil eines umfassenden Regelwerkes für die Elektrizitätsversorgung im offenen Strommarkt. Branchendokumente beinhalten branchenweit anerkannte Richtlinien und Empfehlungen zur Nutzung der Strommärkte und der Organisation des Energiegeschäftes und erfüllen damit die Vorgabe des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sowie der Stromversorgungsverordnung (StromVV) an die Energieversorgungsunternehmen (EVU).

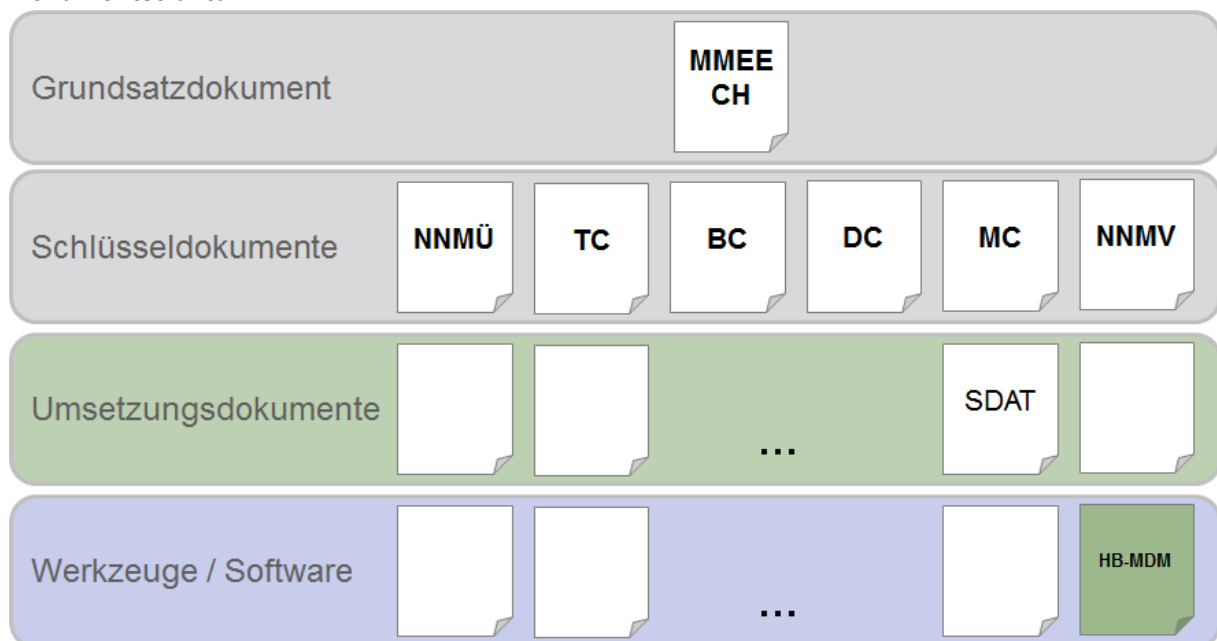
Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert:

- Grundsatzdokument: Marktmodell elektrische Energie (MMEE)
- Schlüsseldokumente
- Umsetzungsdokumente
- Werkzeuge/Software

Beim vorliegenden Dokument **Handbuch Messdatenmanagement: Messung und Datenaustausch im liberalisierten Strommarkt Schweiz (HB-MDM)** handelt es sich um eines dieser Werkzeuge. Die Bestimmungen sind dem MC-CH und SDAT-CH entnommen.

Dokumentstruktur



1. Einleitung

Der schweizerische Strommarkt ist seit 1. Januar 2009 in einem ersten Schritt liberalisiert. Alle Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100'000 kWh pro Verbrauchsstätte (gemäss StromVV) und alle Erzeugungseinheiten können ihren Lieferanten/Erzeuger frei wählen. Das vorliegende Dokument hilft, im Bereich von Messung, Messdatenaustausch sowie Lieferantenwechselprozessen einen Überblick zu gewinnen.

Die Inhalte sind mehrheitlich Zusammenfassungen der Erkenntnisse folgender Dokumente:

- VSE Balancing Concept CH (BC-CH, Ausgabe 2019)
- VSE Metering Code CH (MC-CH, Ausgabe September 2018) MeteringCode Ausgabe 2022
- VSE Umsetzungsdokument Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt CH (SDAT-CH Ausgabe September 2018) SDAT Ausgabe 2022
-

Bei Unklarheiten sind die erwähnten Dokumente zu konsultieren.

Messung, Messdatenverarbeitung, Messdatenaustausch und die Handhabung von Wechselprozessen gehören zu den grösseren Herausforderungen für EVUs und Dienstleister in einem liberalisierten Markt. Die organisatorischen und technischen Bedingungen, sowie die Ausbildung der Mitarbeiter sind entscheidende Kriterien für eine effiziente Abwicklung der Prozesse und damit verbundene tiefe Betriebskosten in den Unternehmen.

Stand EbIX: Das EbIX Forum hat im Oktober 2023 die Schliessung zum Ende des Jahres 2023 verkündet. Die Schliessung hat mittelfristig keine Auswirkungen auf den Datenaustausch auf dem Schweizer Markt, da die aktuellen Prozesse bereits entwickelt wurden. EbIX wurde ursprünglich für die EU entwickelt und hat sich in der Schweiz zum Standard für den Strommarkt etabliert, auf dem auch das SDAT-Dokument aufgebaut wurde.

2. Messung

2.1 Messeinrichtung bei Endverbrauchern und Erzeugungseinheiten

- (1) Im Rahmen des Rollouts für Intelligente Messgeräte (iMG) müssen bis zum 31.12.2027 80% der installierten Messeinrichtungen in einem Netzgebiet einem iMG oder einer Lastgangmessung entsprechen (Art 8a StromVV, Art 31e Abs. 1 StromVV). Eine bestehende Lastgangmessung kann bis zum Ende ihrer Lebensdauer in Betrieb bleiben. Die iMG müssen gemäss StromVV Art 8b datensicherheitsgeprüft sein.

Die iMG müssen seit dem 1.1.2018 für Endverbraucher (inkl. Speicher), die von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen und für neue Erzeugungsanlagen (StromVV Art 31e und 31l Abs. 4), eingesetzt werden.

2.2 Messeinrichtung bei Netzübergabestellen

- (1) Jeder Netzbetreiber oder sein Dienstleister muss als Grundlage zur Bildung von Aggregaten sein(e) Netz(e) bilanzieren können. Dazu müssen alle Übergabestellen zu anderen Netzen mit einer



Lastgangmessung mit Fernauslesung ausgerüstet sein. Bei einer Übergabe auf derselben Spannungsebene müssen sich die beiden Netzbetreiber auf eine Übergabemessung einigen. Bei einem Trafo ist die Grenze in der Regel überspannungsseitig. Der Messstellenverantwortliche erfasst die Werte und stellt diese dem anderen Beteiligten zur Verfügung (gemäss SDAT-CH).

2.3 Messpunktbezeichnung

- (1) Messpunkte werden gemäss MC-CH mit der 33-stelligen Messpunktbezeichnung identifiziert. Diese setzt sich wie folgt zusammen:

Land	Identifikator	Messpunktnummer
1, 2	3 bis 13	14 bis 33

- Land: zweistelliges ISO Landeskennzeichen
- Identifikator: 11-stellige Nummer pro Netzbetreiber, vergeben durch den VSE.
- Messpunktnummer: 20-stelliger, alphanumerischer Bereich, zu vergeben durch den Netzbetreiber.

Mit der Struktur Land-Netzbetreiber-Messpunktnummer wird die Eindeutigkeit der Messpunktbezeichnung sichergestellt. Weitere Informationen zur Messpunktbezeichnung können dem MC-CH entnommen werden.

2.4 Plausibilisierung / Ersatzwertbildung

- (1) Der Netzbetreiber ist für die Richtigkeit der Messdaten verantwortlich. Möglichkeiten der Plausibilisierung und Ansätze zur Bildung von Ersatzwerten können dem MC-CH entnommen werden.



3. Netzbilanzierung

3.1 Definition Netz und Identifikatoren

- (1) Ein Netz (engl. Metering Grid Area) im Zusammenhang mit der Netzbilanzierung ist ein Objekt, welches sich eindeutig einem Netzbetreiber zuordnen lässt. Ein Netzbetreiber ist für mindestens ein Netz zuständig. Der Netzbetreiber bilanziert jedes seiner Netze separat.
- (2) Alle Akteure und Netze werden mittels eines EI-Codes (EIC) identifiziert. Dieser ist ein, von der ENTSO-E festgelegtes, in Europa standardisiertes Identifikationsschema (<https://www.entsoe.eu/>). Das schweizerische Issuing Office (Ausgabestelle der Codes) wird von Swissgrid betreut. Beim EIC wird zwischen dem X und dem Y Code unterschieden. Der X Code identifiziert einen Akteur (engl. Party), also eine Firma (ein Code pro MWST-Nummer). Der Y-Code identifiziert ein Gebiet (engl. Area), also ein Netz. Alle in der Schweiz registrierten Netze sind auf der Swissgrid Website in der EIC Publikation ersichtlich.
- (3) Jeder Netzbetreiber benötigt zur Identifikation seines Netzes einen EIC-Y Code und zur Identifikation des Akteurs selbst einen EIC-X Code.
- (4) Gegeben durch das Unbundling (Trennung Netz-Markt) wird für die Marktfunktionen, also die Rollen Lieferant und Bilanzgruppenverantwortlicher zusätzlich ein X-Code für den Vertrieb des heutigen EVUs benötigt. Dieser X-Code ist für die Aktivitäten als Lieferant sowie auch für die Bilanzgruppe, falls eine eigene eröffnet wird, zu verwenden.

Der X-Code identifiziert die Juristische Person und nicht deren Rollen. Eine juristische Person erhält genau einen X-Code (gemäss ENTSO-E). Zum Zweck der Entflechtung ist es in der Schweiz allerdings notwendig, zwei unterschiedliche X-Codes für die regulierten Aufgaben (Verteilnetzbetreiber, Grundversorgung) und die Aufgaben im Markt (BGV, Lieferant...) zu verwenden.

Details sind im SDAT-Dokument vorhanden.



3.2 Beziehung Netzbetreiber → Netze

- (1) Ein physikalisches Netz ist zu einem Zeitpunkt genau einem Netzbetreiber (Marktakteur) zugeordnet. Ein Netzbetreiber (Marktakteur) kann für mehrere Netze zuständig sein.

(2) **Anforderung an ein IT-System:**

- a) Abbildung einer 1:n-Beziehung zwischen den Netzbetreibern und den Netzen:

Netzbetreiber (EIC X-Code)	Netz (EIC Y-Code)	Von Datum	Bis-Datum
12X-0000001000-1	12Y-0000000500-O	01.01.2009	31.12.9999
	12Y-0000000700-O	01.01.2009	31.05.2015
	12Y-0000000900-O	01.01.2009	31.12.9999

- b) Abbildung einer 1:n-Beziehung zwischen den Netzen und den Netzbetreibern:

Netz (EIC Y-Code)	Netzbetreiber (EIC X-Code)	Von Datum	Bis-Datum
12Y-0000000500-O	12X-0000001000-1	01.01.2009	30.09.2012
	12X-0000002000-2	01.10.2012	31.05.2015
	12X-0000003000-3	01.06.2015	31.12.9999

3.3 Vorgänge zwischen Netzen und Netzbetreiber

Fall	Konsequenz	Situation vorher	Situation nachher
1 Netzbetreiber A kauft oder übernimmt im Auftrag von Netzbetreiber B die Verantwortung für das nicht angrenzende Netz B.	Beide Netze (je mit ihrem bestehenden EIC Y-Code) werden separat durch Netzbetreiber A bilanziert.		
2 Netzbetreiber A kauft von Netzbetreiber B das angrenzende Netz B ab und integriert es in sein bestehendes Netz A.	Das Netz B wird aufgelöst. Netzbetreiber A bilanziert wie bis anhin sein Netz A (welches neu um das Netz B erweitert wurde).		

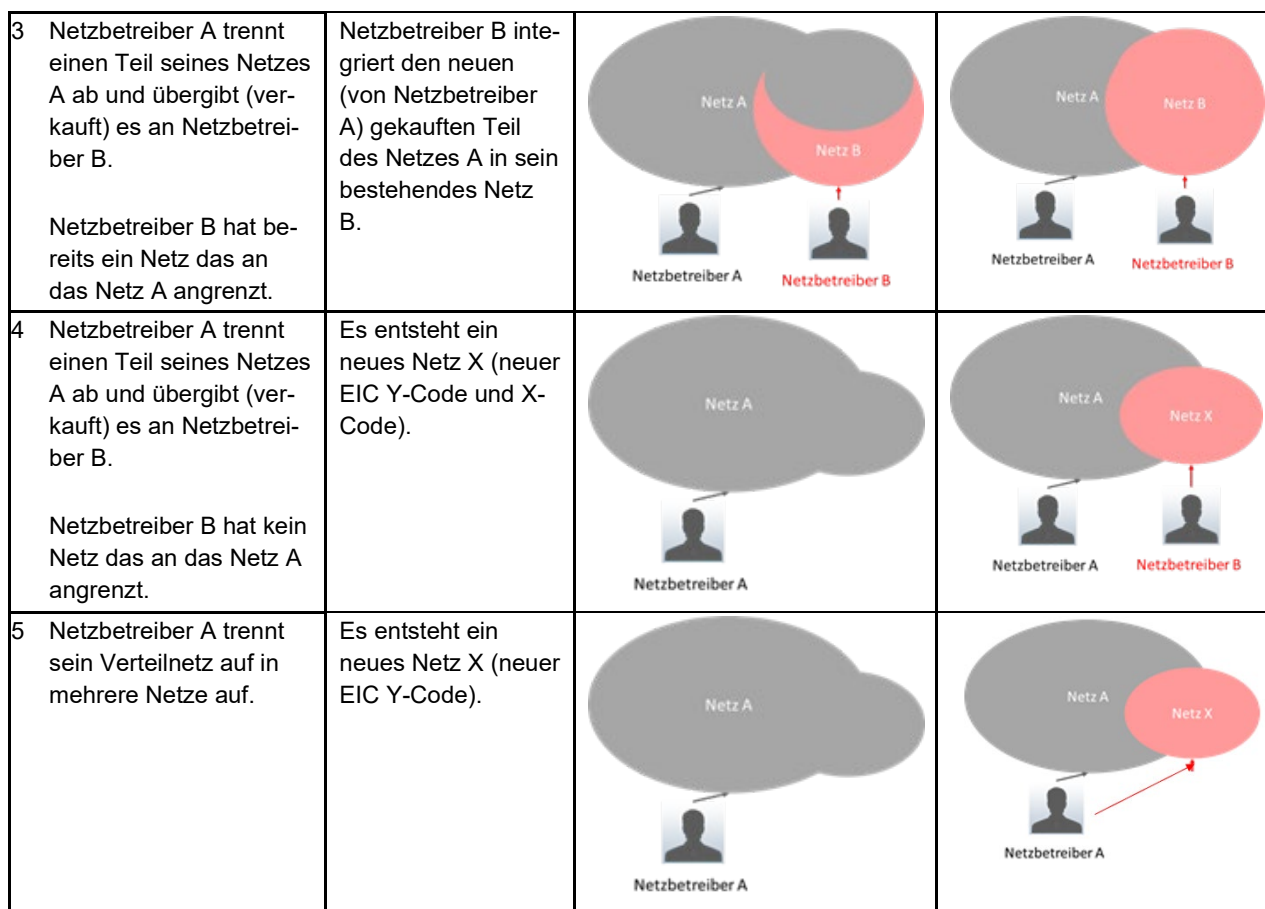


Abbildung 1: Vorgänge zwischen Netzen und Netzbetreiber.

3.3.1 Messpunktbezeichnung

- (1) In den obigen Beispielen erfahren die Messpunktbezeichnungen, bei denen die Zuordnung zu einem Netz (EIC Y-Code) ändert, keine Veränderung. D.h. in diesen Fällen darf die 33-stellige Messpunktbezeichnung vom neu verantwortlichen Netzbetreiber nicht geändert werden. Werden ab der Veränderung gemäss den Beispielen neue Messpunktbezeichnungen z.B. für neue Messungen generiert, ist der Identifikator gemäss dem aktuell verantwortlichen Netzbetreibers zu verwenden.

3.3.2 Verpflichtung zur Kommunikation

- (1) Ändert die Zuordnung von Messpunkten (von Netz A zu Netz B), ist der neu verantwortliche Netzbetreiber verpflichtet, diesen Sachverhalt allen betroffenen Marktakteuren zu melden. Betroffene Marktakteure sind Lieferanten/Erzeuger, vorgelagerte/nachgelagerte Netzbetreiber, Bilanzgruppen und Swissgrid. Zudem ist der VSE für die Aktualisierung des VNB-Verzeichnisses zu informieren.
- (2) Der Netzbetreiber kommuniziert folgende Informationen an den Lieferanten/Erzeuger, vorgelagerte/nachgelagerte Netzbetreiber:

Messpunktbezeichnung	Netz bisher	Netz neu	Gültig ab
CH101530123450000000000000023872	12Y-0000000523-6	12Y-0000000006-U	01.12.2016



- (3) Der Netzbetreiber kommuniziert folgende Informationen an die Bilanzgruppen und Swissgrid:

Netzbetreiber	VNB (EIC X-Code)	Netz (EIC Y-Code)	Von Datum	Bis-Datum
Netzbetreiber A	12X-0000001000-1	12Y-0000000523-6	01.01.2009	31.12.2016
Netzbetreiber B	12X-0000001000-2	12Y-0000000523-6	01.01.2017	31.12.9999

3.4 Definition Netzbilanzierung

- (1) Grundsätzlich bedeutet Netzbilanzierung die Gegenüberstellung von Ein- und Ausspeisung in einem Netzgebiet. Die Energiebilanz ist ausgeglichen, wenn in jeder Viertelstunde die Summe der Einspeisungen der Summe der Ausspeisungen entspricht. Wesentliches Merkmal ist, dass Energiemengen nicht als Saldo, sondern richtungsgetrennt in die Bilanz eingehen.

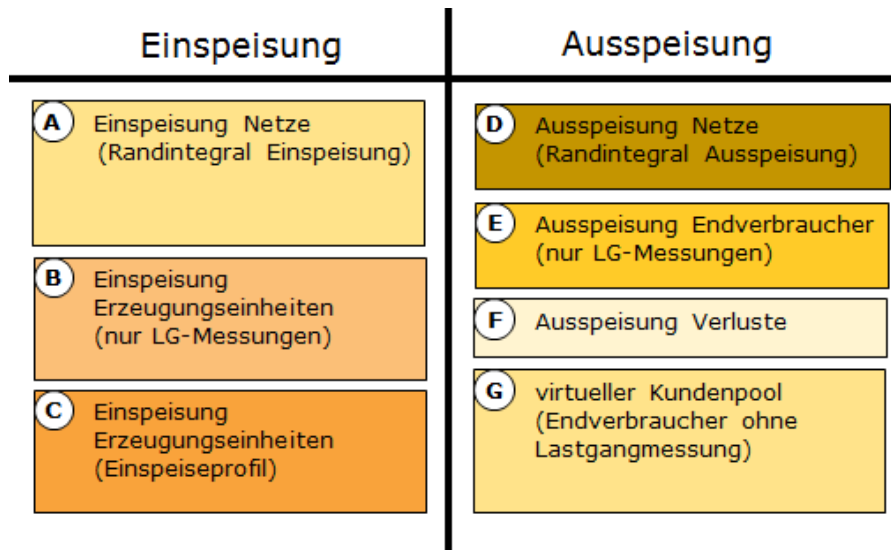


Abbildung 2: Netzbilanz eines Netzgebiets

Die Blöcke A und D, also die Netzgrenzen, sind mit den entsprechenden Betreibern der Nachbarnetze abzustimmen. Die Blöcke B, C, E, F und G werden gemäss den Energielieferverträgen Lieferanten und deren Bilanzgruppen zugeordnet.

3.5 Typisches Netz

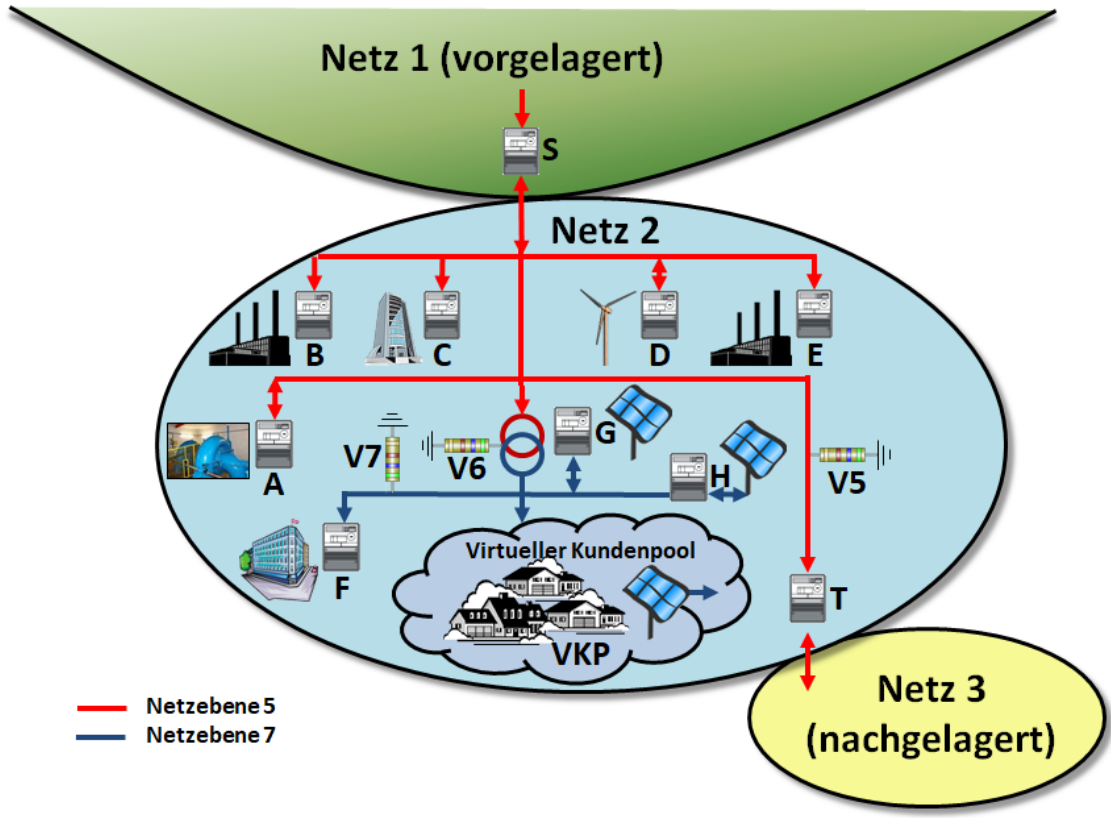


Abbildung 3: Typisches Netz mit den verschiedenen Netzebenen, Produktion und Verbraucher

Objekt	Einspeisung ins Netz	Ausspeisung aus dem Netz	Netz-ebene	Messung
A Kraftwerk	A.1 Produktion	A.2 Eigenverbrauch	NE 5	Gemessen
B Grossverbraucher 1		B.2 Verbrauch	NE 5	Gemessen
C Grossverbraucher 2		C.2 Verbrauch	NE 5	Gemessen
D KEV Anlage mit Lastgangmessung	D.1 Produktion	D.2 Eigenverbrauch	NE 5	Gemessen
E Grossverbraucher 3		E.2 Verbrauch	NE 5	Gemessen
F Grossverbraucher 4		F.2 Verbrauch	NE 7	Gemessen
G Kleinkraftwerk mit Lastgangmessung	G.1 Produktion	G.2 Eigenverbrauch	NE 7	Gemessen
H Kleinkraftwerk (Energieerzeugungsanlage) ohne Lastgangmessung (Einspeiseprofil)	H.1 Produktion		NE 7	Berechnet
S Netzübergabestelle	S.1 von Netz 1 nach Netz 2	S.2 von Netz 2 nach Netz 1	NE 5	Gemessen
T Netzübergabestelle	T.1 von Netz 3 nach Netz 2	T.2 von Netz 2 nach Netz 3	NE 5	Gemessen
V5 Verluste Netzebene 5		V5 Verbrauch	NE 5	Berechnet
V6 Verluste Netzebene 6		V6 Verbrauch	NE 6	Berechnet
V7 Verluste Netzebene 7		V7 Verbrauch	NE 7	Berechnet
VKP Virtueller Kundenpool		VKP Verbrauch	NE 7	Berechnet

Tabelle 1: Objekte eines typischen Netzes

- (1) Der virtuelle Kundenpool (VKP) setzt sich zusammen aus nicht-lastganggemessenen Endverbrauchern. Die Summe der produzierten Energie sämtlicher „Kleinkraftwerke“ ohne Lastgangmessung (H) wird in einem Einspeiseprofil abgebildet.

3.6 Berechnung Einspeiseprofil

- (1) Der Referenzlastgang (RLG) wird von einer, besser aber von mehreren Anlagen gebildet. Dazu werden die gemessenen Lastgänge (oder andere adäquate Messreihen, z.B. Einstrahlungsdaten bei Photovoltaikanlagen) und die jeweilige Nennleistung der Anlagen addiert.

Der Umrechnungsfaktor (F) für das Einspeiseprofil (ESP) wird berechnet durch Dividieren der Nennleistung der nicht-lastganggemessenen Erzeugungseinheiten durch die Nennleistung des RLG.

$$F = \frac{P_{Nenn}(ESP)}{P_{Nenn}(RLG)}$$

Der Umrechnungsfaktor (F) soll vom VNB jeweils nach der Ablesung und unter Berücksichtigung der Anlagen mit Eigenverbrauch optimiert werden, um die jeweiligen speziellen Bedingungen vor Ort möglichst korrekt abzubilden.

Das ESP wird gebildet durch Multiplizieren der viertelstündlichen Energiewerte des Referenzlastgangs mit dem Umrechnungsfaktor F.

$$E_{15min}(ESP) = F * E_{15min}(RLG)$$

Der VNB kann selber entscheiden, ob er pro Messpunkt ein ESP bilden will, oder ein über alle Anlagen aggregiertes ESP erstellt.

Um die Abwicklungsprozesse einfach zu halten, wird auf die Korrektur des ESP nach der Zählerablesung bewusst verzichtet. Erfahrungswerte von VNB, die diese Methode heute schon anwenden, zeigen dass die Abweichungen im kleinen einstelligen %-Bereich liegen.

Ein Berechnungsbeispiel kann dem Metering Code (Version 2022, Ziffer 10.11.4) entnommen werden.

Ergänzend zum MC-CH: Für die Bildung von ESP ist das Abrechnungskonstrukt massgebend; für Eigenverbrauchsanlagen gilt eine Überschussmessung und sonst eine Bruttomessung.

3.7 Netzverlust als Kunde

- (1) Die Netzverluste sind als ¼-stündliche Zeitreihen pro Netzebene zu bestimmen, da im Rahmen der Netznutzungskalkulation die entstehenden Kosten den Netzebenen zugeordnet werden müssen.

Für die Verlustzeitreihe ist pro Netzebene ein virtueller Messpunkt zu definieren. Der Netzverlust ist wie ein Endverbraucher zu behandeln und wird entsprechend von einem Lieferanten über dessen Bilanzgruppe versorgt. Dieser Lieferant erhält analog eines normalen Endverbrauchers für den Verlust täglich einen Lastgang. Als Verlust-Endverbraucher tritt der VNB auf.



Wenn immer möglich werden die Verluste mittels Differenzmessungen ermittelt. Sobald in einer Netzebene nicht nur ausschliesslich Lastgangzähler verwendet werden, ist dies nicht möglich. In diesem Fall ist eine Abschätzung notwendig. Üblicherweise wird dabei ein Prozentwert bezogen auf die Netzlast pro Netzebene bestimmt. Die Netzlast entspricht der gesamten Einspeisung in die jeweilige Netzebene.

3.7.1 Anwendungsbeispiel Netzverluste "typisches Netz"

Beispielhafte Annahmen

Faktor Netzverluste Netzebene 5	Verl.F.NE5	1%
Faktor Netzverluste Netzebene 6	Verl.F.NE6	1.25% (Trafoverluste)
Faktor Netzverluste Netzebene 7	Verl.F.NE7	2.2%

Diese Werte sind nur Annahmen. Die Ermittlung der Verluste wird im Distribution Code Schweiz im Kapitel „Ermittlung der Netzverluste“ erläutert.

Berechnung

Netzlast Netzebene 5	NLast.NE5	= S.1 + T.1 + A.1 + D.1
Verluste Netzebene 5	V5	= NLast.NE5 * Verl.F.NE5
Übergabe NE 5 an NE6	Ueb.NE5-6	= NLast.NE5 - S.2 - T.2 - A.2 - D.2 - B.2 - C.2 - E.2 - V5
Verluste Netzebene 6	V6	= Ueb.NE5-6 * Verl.F.NE6
Übergabe NE 6 an NE7	Ueb.NE6-7	= Ueb.NE5-6 - V6
Netzlast Netzebene 7	NLast.NE7	= Ueb.NE6-7 + G.1 + H1
Verluste Netzebene 7	V7	= NLast.NE7 * Verl.F.NE7

Bemerkungen:

A.1 + D.1 entspricht der gesamten lokalen Einspeisung ins Netz auf NE5.

G.1 + H1 entspricht der gesamten lokalen Einspeisung ins Netz auf NE7.

Wichtig: Es darf zu keinem Zeitpunkt negative Wirkverlustwerte geben.

3.8 Endverbraucher ohne Lastgangmessung (virtueller Kundenpool)

- (1) Im Bilanzgruppensystem muss die gesamte ins Netz eingespeiste und aus dem Netz entnommene Energie, inklusive der Verluste, viertelstundenscharf der Bilanzgruppen des Grundversorgers zugeordnet werden.
- (2) Der virtuelle Kundenpool ist ein Hilfskonstrukt, das benötigt wird, wenn nicht alle Endverbraucher mit einer Lastgangmessung ausgerüstet sind. Er gibt dem VNB die Möglichkeit, aus den nicht-lastgang-gemessenen Endverbrauchern einen Summenlastgang zu bilden.
- (3) Der Lastgang des virtuellen Kundenpools wird im Top Down – Verfahren ermittelt:



- a) Alle Übergabestellen zu anderen Netzen werden bilanziert und summiert, sodass der Bezug aus vorgelagerten Netzen resultiert.
- b) Zum Bezug aus vorgelagerten Netzen werden die lastganggemessenen Erzeugungseinheiten sowie die Einspeisepprofile der nicht-lastganggemessenen Erzeugungseinheiten (siehe MC-CH, Anhang 11) im eigenen Netzgebiet addiert, sodass daraus die gesamte Einspeisung ins Netz und somit der gesamte Verbrauch plus die Verluste im Netzgebiet resultiert.
- c) Von der errechneten gesamten Einspeisung ist der Netzverlust abzuziehen. Dadurch resultiert der Gesamtverbrauch im Netz.
- d) Vom Gesamtverbrauch sind alle lastganggemessenen Endverbraucher (inkl. die des Grundversorgers) abzuziehen. Somit resultiert als Lastgang der Verbrauch des virtuellen Kundenpools.

Der VNB vergibt für den virtuellen Kundenpool eine virtuelle Messpunktbezeichnung. Der VNB stellt dem Grundversorger den entsprechenden Lastgang, analog eines gemessenen Endverbrauchers, zur Verfügung.

3.8.1 Anwendungsbeispiel virtueller Kundenpool "typisches Netz"

$$\text{virtueller Kundenpool} = \underbrace{S.1 - S.2 + T.1 - T.2 + A.1 + D.1 + G.1 + H.1}_{\text{Saldo Netzgrenzen vgl. Punkt a)}} - \underbrace{V5 - V6 - V7}_{\text{Einspeisegänge der Erzeugungseinheiten vgl. Punkt b)}} - \underbrace{V5 - V6 - V7}_{\text{Netzverlust vgl. Punkt c)}} - \underbrace{A.2 - B.2 - D.2 - G.2 - C.2 - E.2 - F.2}_{\text{Lastgänge der Endverbraucher und Eigenbedarf vgl. Punkt d)}}$$

Kontrolle: Die Summe aller Einspeisungen minus die Summe aller Entnahmen muss 0 ergeben.



4. Summen

- (1) Die Summenbildung ist Aufgabe des VNB. Alle Summen werden pro Netz gebildet. Im Folgenden sind die notwendigen Berechnungen aufgezeigt.

Zuordnungen der Messpunkte zum Lieferanten und zur Bilanzgruppe

Messpunkte	Lieferant	Bilanzgruppe
A.1 / A.2 Kraftwerk	Superstrom	Superstrom
B.2 Grossverbraucher 1	PowerPlus	Superstrom
C.2 Grossverbraucher 2	PowerPlus	Megakraft
D.1 / D.2 KEV Anlage mit Lastgangmessung	LF-EE	BG-EE
E.2 Grossverbraucher 3	Regionalwerk	Megakraft
F.2 Grossverbraucher 4	Regionalwerk	Megakraft
G.1 / G.2 Kleinkraftwerk	Regionalwerk	Megakraft
H1 Kleinkraftwerk (Energieerzeugungsanlage) ohne Lastgangmessung (Einspeiseprofil)	Regionalwerk	Megakraft
V5 Verluste Netzebene 5	Regionalwerk	Megakraft
V6 Verluste Netzebene 6	Regionalwerk	Megakraft
V7 Verluste Netzebene 7	Regionalwerk	Megakraft
VKP Virtueller Kundenpool	Regionalwerk	Megakraft

Tabelle 2: Messpunktzuordnung zu Lieferant und Bilanzgruppe

4.1 Summe jedes Lieferanten

- (1) Gemäss den Zuordnungen von Messpunkten zu Lieferanten und Bilanzgruppen sind die einzelnen Lastgänge eines Lieferanten zu summieren. Ist ein Lieferant in mehreren Bilanzgruppen tätig, muss pro Bilanzgruppe eine Lieferantensumme gebildet werden. Es werden jeweils sogenannte Lastgangsummen und Einspeisegangsummen, also eine für Verbrauch und eine für Produktion gebildet.

4.1.1 Anwendungsbeispiel Lieferantensummen "typisches Netz"

LF.Superstrom/BG.Superstrom	LGS = A.2 EGS = A.1
LF.PowerPlus/BG.Superstrom	LGS = B.2 EGS = 0
LF.PowerPlus/BG.Megakraft	LGS = C.2 EGS = 0
LF.LF-EE/BG.BG-EE	LGS = D.2 EGS = D.1
LF.Regionalwerk/BG.Megakraft	LGS = E.2 + G.2 + F.2 + V5 + V6 + V7 + VKP EGS = G.1 + H1

4.2 Summe jeder Bilanzgruppe

- (1) Gemäss den Zuordnungen von Messpunkten zu Bilanzgruppen sind die einzelnen Lastgänge einer Bilanzgruppe zu summieren. Es werden jeweils sogenannte Lastgangsummen und Einspeisegangsummen, also eine für Verbrauch und eine für Produktion gebildet.



4.2.1 Anwendungsbeispiel Bilanzgruppensummen "typisches Netz"

BG.Superstrom

$$\text{LGS} = \text{A.2} + \text{B.2}$$

$$\text{EGS} = \text{A.1}$$

BG.BG-EE

$$\text{LGS} = \text{D.2}$$

$$\text{EGS} = \text{D.1}$$

BG.Megakraft

$$\text{LGS} = \text{G.2} + \text{C.2} + \text{E.2} + \text{F.2} + \text{V5} + \text{V6} + \text{V7} + \text{VKP}$$

$$\text{EGS} = \text{G.1} + \text{H1}$$

4.3 Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes für den allgemeinen SDL-Tarif, EnG-Zuschläge und Stromreserve

- (1) Die Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes entspricht der elektrischen Energie, die von direkt angeschlossenen Endverbrauchern im Netz bezogen wird.
- (2) Die Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes entspricht dem Resultat aus Schritt 3 der Berechnung des virtuellen Kundenpools (siehe dazu Kapitel 3.5). Gemäss StromVG Artikel 4b ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken davon abzuziehen.
- (3) Der VNB meldet diesen Summenlastgang dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) spätestens am 8. Arbeitstag nach Ende des Liefermonates. Der ÜNB stellt auf Basis der vom VNB gemeldeten BLS/EN den SDL-Tarif (Systemdienstleistungen) und die Stromreserve in Rechnung. Die EnG Zuschläge werden durch die Vollzugsstelle jedem einzelnen VNB monatlich in Rechnung gestellt. Der VNB hat diese Rechnungen im Sinne von Akontozahlungen zu begleichen.

Die Endabrechnung des SDL-Tarifes und der EnG Zuschläge erfolgt im Folgejahr aufgrund der von den Endverbrauchern im abgelaufenen Kalenderjahr bezogenen Energie pro Netz¹.

4.3.1 Anwendungsbeispiel Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes "typisches Netz"

Bruttolastgangsumme eigenes Netz (BLS/EN):

$$\text{BLS/EN} = \underbrace{\text{S.1} - \text{S.2} + \text{T.1} - \text{T.2}}_{\text{Saldo Netzgrenzen}} + \underbrace{\text{A.1} + \text{D.1} + \text{G.1} + \text{H1}}_{\text{Einspeisegänge der Erzeugungseinheiten}} - \underbrace{\text{V5} - \text{V6} - \text{V7}}_{\text{Netzverlust}} - \underbrace{\text{A.2} - \text{D.2} - \text{G.2}}_{\text{Eigenbedarf}}$$

Berechnungsvariante auf Basis des virtuellen Kundenpools mit identischem Resultat:

Bruttolastgangsumme eigenes Netz (BLS/EN):

$$\text{BLS/EN} = \underbrace{\text{B.2} + \text{C.2} + \text{E.2} + \text{F.2}}_{\text{Lastgänge der Endverbraucher ohne Eigenbedarf}} + \underbrace{\text{VKP}}_{\text{virtueller Kundenpool}}$$

¹ Siehe Weisung 4/2018 der ELCOM «Abrechnungsmethodik für SDL und EnG-Zuschläge»



4.4 Totale Bruttolastgangsumme für die Anlastung von Netzkosten

- (1) Die totale Bruttolastgangsumme entspricht der elektrischen Energie, die von am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern und allen am Netz der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wurde.

Gemäss StromVG Artikel 4b ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken ausgenommen.

Die Bruttolastgangsumme berechnet sich wie folgt: Zur Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes wird die Bruttolastgangsumme der unterlagerten Netze dazugezählt. Die Berechnung der Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes ist im Kapitel 4.3 beschrieben.

Der VNB meldet diesen Summenlastgang dem vorgelagerten Netzbetreiber. Dieser verrechnet darauf basierend die Energiekomponente der Netznutzung. Gibt es mehr als einen direkt vorgelagerten Netzbetreiber sind unter den beteiligten Verteilschlüssel zu definieren.

Die Datenlieferung erfolgt bis spätestens am 8. Arbeitstag des Folgemonates. Der vorgelagerte Netzbetreiber seinerseits hat danach 4 Arbeitstage Zeit für seine Meldung an seinen vorgelagerten Netzbetreiber usw.

4.4.1 Anwendungsbeispiel totale Bruttolastgangsumme "typisches Netz"

- (1) Unter der Annahme, dass das Netz 3 ein nachgelagertes Netz ist, zählt der VNB des Netzes 2 den gemeldeten Lastgang des Netzes 3 zu seiner Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes hinzu und sendet das Resultat an den Netzbetreiber des Netzes 1.

Bruttolastgangsumme total: $BLS/T = BLS/EN.Netz\ 2 + BLS/EN.Netz\ 3$

4.4.2 Umgang mit negativen Werten

- (1) Es dürfen keine negativen Werte versendet werden. Dies muss durch eine vorherige Prüfung der Werte im EDM-System sichergestellt werden. Der Versand negativer Werte ist unbedingt zu verhindern.

Die Energieflussrichtung wird über getrennte Zeitreihen abgebildet, d.h. es gibt je Energierichtung genau eine Zeitreihe.

Die Zeitreihen werden über den OBIS-Code oder an Netzgrenzen über die In-/Out-Area definiert.

Der Obis-Code wird gemäss Metering Code-CH nach dem Sammelschienenauusspeisemodell verwendet.

Treten, widererwarten, negative Werte auf, ist der Sender umgehend zu informieren. Negative Werte dürfen nicht weiterverarbeitet werden und müssen mit einer negativen Antwort (Model Error Report) unverzüglich, spätestens jedoch 1 AT nach Eingang der Nachricht, beantwortet werden. Der Prozess endet in diesem Fehlerfall, der Sender korrigiert die Daten und versendet sie fristgerecht.



5. Messdatenaustausch

5.1 Überblick

- (1) Die folgende Abbildung zeigt die Lieferung von Messdaten der Netzbetreiber an andere Akteure, insbesondere im Hinblick auf die Abrechnung gegenüber den Endverbrauchern und den Bilanzgruppen.

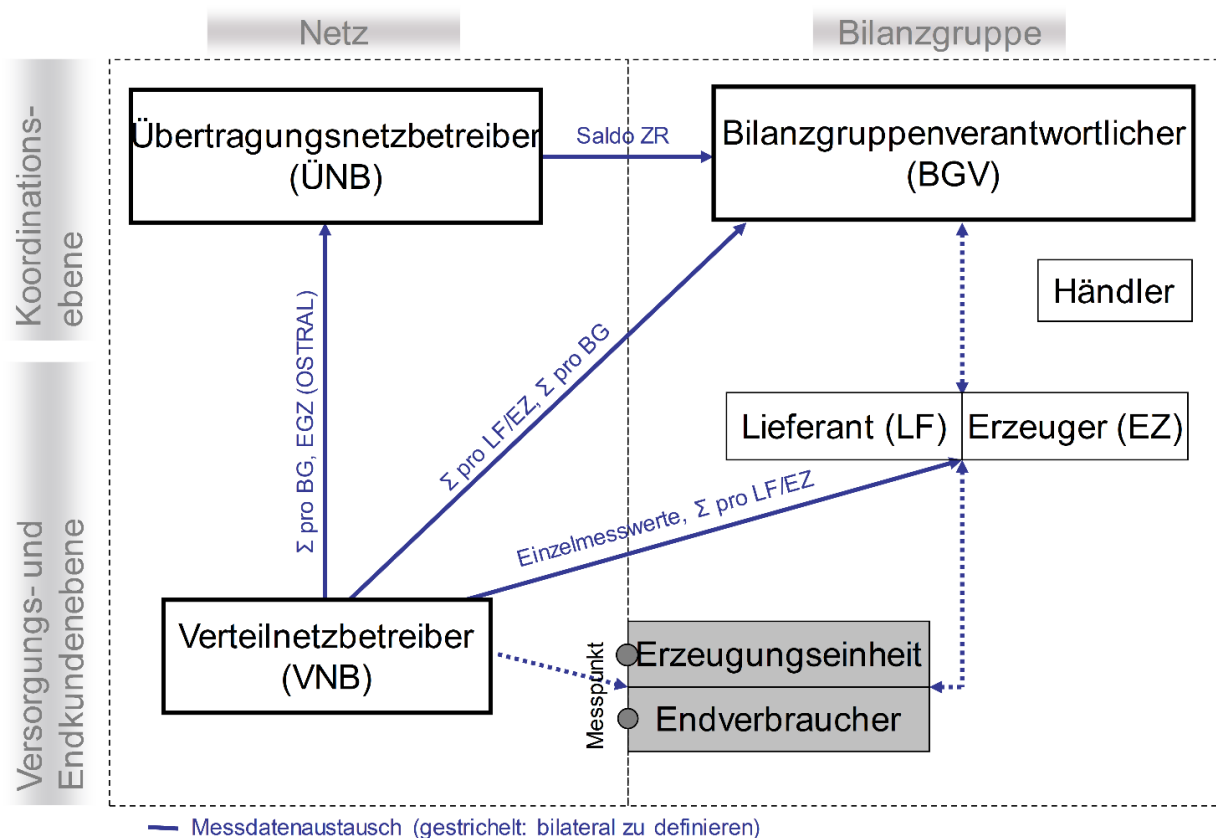


Abbildung 4: Übersicht Messdatenaustausch unter den Akteuren

Die Abbildung 5 zeigt die Lieferung von Messdaten der Netzbetreiber an andere Netzbetreiber, insbesondere im Hinblick auf Kostenwälzung und Kostenzuteilung (wobei die Netzübergabestellen auch für die Bilanzgruppenabrechnung benötigt werden).

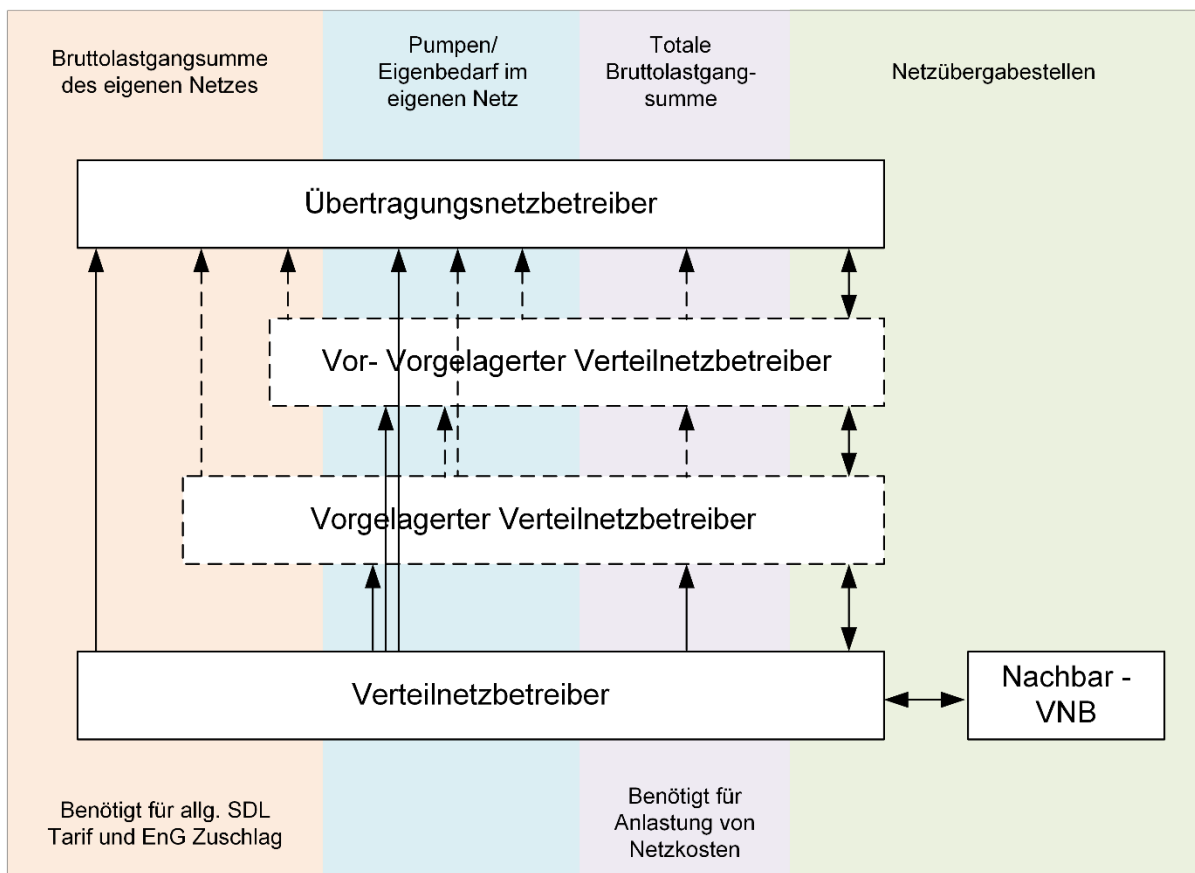
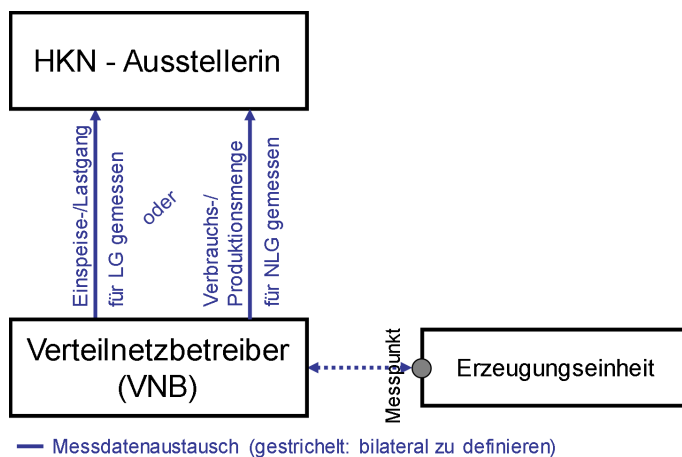


Abbildung 5: Übersicht Messdatenaustausch unter den Netzbetreibern

Die folgende Abbildung zeigt die Lieferung von Messdaten der VNB an die Vollzugsstelle, zur Erfassung von Herkunftsnachweisen.

Abbildung 6: Übersicht Messdatenaustausch für Herkunftsnachweise



5.2 Fristen

5.2.1 Tägliche Fristen

- (1) Im Branchendokument SDAT-CH steht zu den täglichen Datenaustauschprozessen jeweils der späteste Liefertermin. Dies bedeutet, dass die Datenlieferung z.B. bis um 10.00 Uhr erfolgen muss. Selbstverständlich dürfen die Daten aber auch schon früher, beispielsweise um 08.00 Uhr geliefert werden. Die angegebenen Fristen sind jeweils als Maximalwerte zu betrachten. Es sollte darauf verzichtet werden, automatisierte Abläufe bewusst zu bremsen.

Zweck	Einzelzeitreihen/Aggregate	spätester Liefertermin
Prognose	Last- und Einspeisegänge der Netzübergabestellen an vor- und nachgelagerte, und benachbarten VNB (nicht plausibilisiert)	Am nächsten Tag bis 09:00 Uhr
	Last- und Einspeisegänge pro Endverbraucher / Erzeugungseinheit (LGZ/EGZ) an Lieferanten (nicht plausibilisiert)	Am nächsten Tag bis 10:00 Uhr
	Einspeisegang der definierten EEA (EGZ) an OSTRAL Kraftwerkseinsatz	Am nächsten Tag bis 10:00 Uhr
	Bilanzgruppenaggregate (LGS/EGS) an Swissgrid (OSTRAL) und Lieferantenaggregate an BGV (nicht plausibilisiert)	Am nächsten Tag bis 11:00 Uhr

(Die detaillierte Beschreibung aller Datenlieferungen findet sich im Dokument SDAT-CH)

5.2.2 Monatliche Fristen

- (1) Bei den monatlichen Fristen ist kein zusätzlicher Zeitpunkt angegeben. Dies bedeutet, dass die Daten nicht z.B. um 10.00 Uhr geliefert werden müssen sondern an einem beliebigen Zeitpunkt bis zum genannten Arbeitstag (AT) gemäss Tabelle. Selbstverständlich werden die Daten geliefert, sobald diese plausibel und versandbereit vorliegen.

Zweck	Einzelzeitreihen/Aggregate	spätester Liefertermin
Kosten-zuteilung (SDL/EN)	Last- und Einspeisegänge der Netzübergabestellen an vor-, nachgelagerte und benachbarten VNB (plausibilisiert)	Bis zum 4. AT nach Ende des Liefermonates
	Last- und Einspeisegänge (LGZ/EGZ) an Lieferanten (plausibilisiert)	Bis zum 5. AT nach Ende des Liefermonates
	Last- und Einspeisegänge (LGZ/EGZ) an die Vollzugstelle (plausibilisiert) zur Erfassung von HKN	
	Lastgänge Eigenbedarf / Pumpenergie von Kraftwerken an alle betroffenen vorgelagerten, und benachbarten VNB.	



	Bruttolastgangsumme (BLS/EN) an Swissgrid (BLS/T) an den vorgelagerten Netzbetreiber, jeweils plus 4 AT pro Netzebene Lieferantenaggregate (LGS/EGS) an Lieferanten und BGV (plausibilisiert) Bilanzgruppenaggregate (LGS/EGS) an Swissgrid und an BGV (plausibilisiert)	Bis zum 8. AT nach Ende des Liefermonates
	Saldozeitreihe ÜNB an BGV (Ausgleichsenergie, Differenz zwischen Fahrplan und Messung)	Bis zum 15. AT nach Ende des Liefermonates
	Bilaterale Abstimmung	Bis zum 28. AT nach Ende des Liefermonates

Zweck	Messpunktezuordnung	spätester Liefertermin
Stammdaten-Kontrolle	Zuordnungsliste an Lieferanten und SDV	Bis zum 5. AT nach Ende des Liefermonates

(Die detaillierte Beschreibung aller Datenlieferungen findet sich im Dokument SDAT-CH)

AT=Arbeitstag

5.2.3 Korrekturen Fristen

- (1) Plausibilisierte, von den Marktakteuren verschickte Energiedaten können nach den vorgegebenen Lieferterminen, während 6 Monaten nach Monatsende durch die Marktakteure mit Meldung an die Empfänger, aber ohne weitere Erklärungen noch korrigiert werden. Der Versand von korrigierten Messdaten und Aggregaten erfolgt automatisch, letztmals nach Ablauf der Clearingfrist von 6 Monaten, im Zeitraum des Folgemonates.
- (2) Auch nach diesen 6 Monaten, müssen Korrekturen gemäss Obligationenrecht möglich sein. Im Sinne eines endlichen Abrechnungsprozesses sollte aber bei kleinen Korrekturen möglichst darauf verzichtet werden. Um dieser Anforderung Nachdruck zu verschaffen, darf der Aufwand, der durch Korrekturlieferungen ausserhalb der Frist von 6 Monaten entsteht, dem Verursacher in Rechnung gestellt werden. (MC-CH Kapitel 8)

5.3 Messdatenaustausch für Energieabrechnung und Prognose

- (1) Der Lieferant benötigt vom VNB-Einzelmesswerte (Lastgang der Kunden -Wirkenergie):
 - täglich für die Prognose
 - monatlich für die Energieabrechnung gegenüber dem Kunden

Der Endverbraucher oder Erzeuger respektive eine von ihm bestimmte Stelle hat Anrecht auf seine Lastgangwerte, die ihm unentgeltlich verständlich dargestellt werden.

Details zum Datenaustausch sind dem Dokument SDAT-CH zu entnehmen.



5.4 Messdatenaustausch zwischen Netzbetreibern zur Anlastung von Netzkosten

- (1) Der Prozess beschreibt den Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern, mit dem Ziel, die Anlastung der Netzkosten (Kostenwälzung, Blindenergie, ...) von einem Netzbetreiber an den nächsten abrechnen zu können.

In diesem Prozess werden folgende Informationen übermittelt:

- Totale Bruttolastgangsumme (an Endverbraucher gelieferte Energie im eigenen und nachgelagerten Netzen) zur Verrechnung der Energiekomponente der Netznutzung. Diese Meldung geht stufenweise nach oben bis zum ÜNB.
- Lastgänge der Netzübergabestellen zur Ermittlung der gleichzeitigen Leistungsmaxima (viertelstündliche Leistungsmittelwerte) und die Verrechnung von Blindenergie.
- Lastgänge des Elektrizitätsbezugs für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken (vergl. Strom VG Artikel 4, Absatz 1b). Diese werden, sofern in den Netznutzungsverträgen aufgeführt, vor der Bestimmung des gleichzeitigen Leistungsmaximums an den Netzübergabestellen abgezogen und müssen deshalb allen vorgelagerten Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden. Dafür können Einzellastgänge oder ein Summenlastgang pro Übergabestelle verwendet werden.

Der unterste Netzbetreiber meldet die Bruttolastgangsumme für den Monat x bis am 8. Arbeitstag des Monats x+1 an den nächst höheren. Danach stehen jeweils maximal 4 Arbeitstage zur Verfügung für die Meldung an den nächsten höheren Netzbetreiber. Eigenbedarfs- und Pumpenzeitreihen sind bis zum 5. Und Netzübergabestellen sind bis zum 4. Arbeitstag des Folgemonats zu übermitteln.

Details sind dem Dokument SDAT-CH zu entnehmen.

5.5 Messdatenaustausch für allgemeiner SDL-Tarif und EnG-Zuschläge

- (1) Der Prozess beschreibt den Datenaustausch zwischen VNB und ÜNB, bezüglich der Bruttolastgangsumme eigenes Netz. Der ÜNB stellt auf Basis der vom VNB gemeldeten BLS/EN den SDL-Tarif (Systemdienstleistungen) in Rechnung. Die EnG-Zuschläge (vor allem Förderung erneuerbare Energien) werden durch die Vollzugsstelle jedem einzelnen VNB monatlich in Rechnung gestellt. Die Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes entspricht der elektrischen Energie, die von direkt angeschlossenen Endverbrauchern im Netz bezogen wird.

Nach Ablauf des Kalenderjahres meldet der VNB dem ÜNB bis spätestens Ende September die von den Endverbrauchern im abgelaufenen Kalenderjahr effektiv bezogene elektrische Energie pro Netz. Daraufhin erstellt der ÜNB im Verlauf des Folgemonats die Endabrechnung der SDL-Kosten sowie die EnG-Zuschläge für das abgelaufene Kalenderjahr. Die Jahresschlussabrechnung wird durch Differenzbildung zu einer Rechnung bzw. Gutschrift führen.

Details sind dem Dokument SDAT-CH zu entnehmen.

Die Kosten für die Winterstromreserve sind als Teil des Netznutzungsentgelts für das Übertragungsnetz analog zu den SDL durch den ÜNB in Rechnung zu stellen. Jedoch sind die Kosten für die Stromreserve als Teil des NN-Entgelts als eigenständige Position auf der Rechnung der Endverbraucher aufzuführen. (Gemäss Art. 22 Abs. 2 lit. der Winterstromreserveverordnung vom 25. Januar 2023)



5.6 Messdatenaustausch für Bilanzgruppenabrechnung

- (1) Zur Bestimmung und Verrechnung der Ausgleichsenergie (Differenz zwischen Fahrplan und Messwerten) benötigt der ÜNB von allen VNB die Summen der Bilanzgruppen, welche in seinem Netzgebiet aktiv sind.

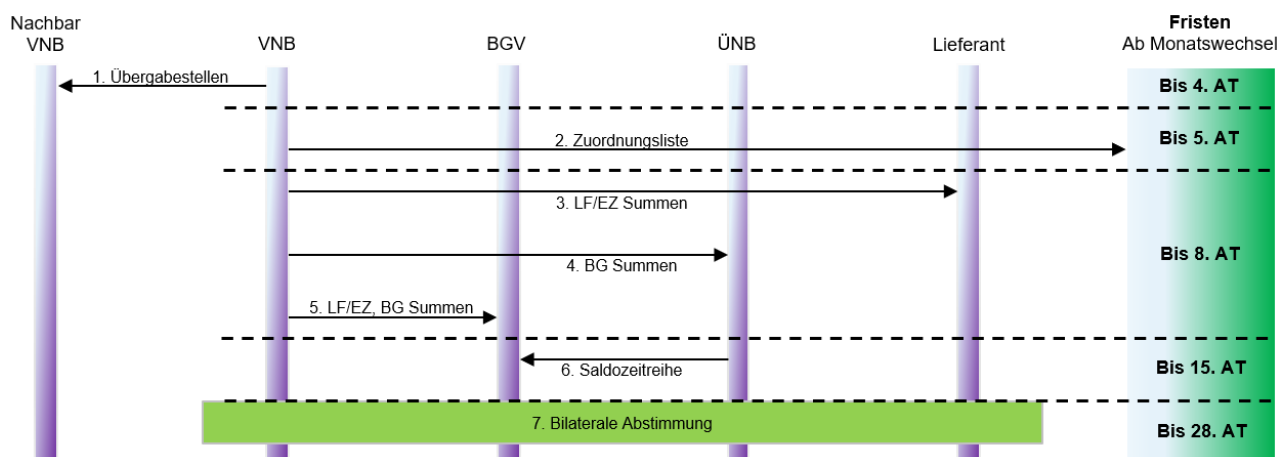


Abbildung 7: Prozessschritte für den Messdatenaustausch

Dabei sind folgende Prozessschritte notwendig:

1. Austausch der Lastgänge der Netzübergabestellen zur Berechnung des virtuellen Kundenpools.
2. Der VNB sendet dem Lieferanten eine Zuordnungsliste. Damit kann der Lieferant seinen Datenbestand kontrollieren.
3. Der VNB sendet dem Lieferanten die Lieferantensumme. Der Lieferant kann mit der Zuordnungsliste und den einzelnen Messdaten, die er laufend bekommen hat, diese Summe kontrollieren.
4. Der VNB sendet dem ÜNB die Bilanzgruppensummen.
5. Der VNB sendet dem Bilanzgruppenverantwortlichen die Lieferanten- und Bilanzgruppensummen. Der Bilanzgruppenverantwortliche kann diese beiden Summen vergleichen. Der Bilanzgruppenverantwortliche benötigt die Lieferantensummen eventuell auch für bilanzgruppeninterne Verrechnungen.
6. Der ÜNB sendet dem Bilanzgruppenverantwortlichen die Saldozeitreihe, also die Differenz zwischen Fahrplan und Messdaten. Auf Basis der Saldozeitreihe wird die Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt.
7. Wenn Fehler festgestellt werden, sind diese für den Monat x bis zum 28. Arbeitstag des Monats x+1 zu korrigieren und die entsprechenden Daten unverzüglich neu zu verteilen.

Details sind dem Dokument SDAT-CH zu entnehmen.

5.7 Messdatenaustausch zuhanden von OSTRAL

- (1) Auf gesetzlicher Basis ist die Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW) in Kraft. Diese verpflichtet den VSE Vorkehrungen zu treffen, damit in Krisenzeiten Massnahmen zur Landesversorgung in den Bereichen der Produktion, des Transports, der Verteilung und des Verbrauchs von Elektrizität umgesetzt

werden können. Zu diesem Zweck hat der VSE die Organisation für die Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen (OSTRAL) gegründet.

Der Prozess beschreibt den Datenaustausch zwischen dem VNB und dem ÜNB welcher als Datenkollektor zuhanden von OSTRAL agiert. OSTRAL verwendet die Daten um passende Massnahmen basierend auf möglichst aktuellen Datenbeständen zu ergreifen.

Details sind dem Dokument SDAT-CH zu entnehmen.

5.8 Messdatenaustausch für die automatisierte Erfassung von Herkunftsnachweisen

(1) Herkunftsnachweise (HKN) bieten die Grundlage für folgende Dienstleistungen:

- Einspeisevergütungssystem (EVS) – vormals Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)
- HKN-Handel (Solarstrombörse, Stromkennzeichnung)

Der Prozess beschreibt die Datenübermittlung des VNBs an die Vollzugstelle, mit dem Ziel Herkunftsnachweise zu erfassen.

Bei gemischten Produktionen wie Pumpspeicherkraftwerken sind ausschliesslich die Anteile zu melden, die gemäss den gesetzlichen Vorgaben herkunftsnachweisberechtigt sind.

Die Vollzugstelle ist die akkreditierte Zertifizierungsstelle für die Erfassung, Überwachung der Weitergabe, Ausstellung und Löschung von Herkunftsnachweisen gemäss Verordnung des UVEK über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität.

Die Produktionsdaten müssen der Vollzugsstelle mitgeteilt werden:

1. über ein automatisiertes Verfahren für Anlagen, welche über eine Fernauslesung verfügen. Für Erzeugungseinheiten mit Lastgangmessung muss der Lastgang übermittelt werden, für Anlagen ≤ 30 kVA können auch Monats- oder Quartalssummen gesendet werden
2. über manuelle Eingabe oder Upload via HKN-Portal für nichtlastganggemessene Anlagen, durch den Betreiber der Messstelle (Netzbetreiber), sofern dieser vom Produzenten rechtlich entflochten ist
3. über manuelle Eingabe oder Upload via HKN-Portal für nichtlastganggemessene Anlagen durch den Auditor

Ist eine Lastgangmessung mit Fernauslesung installiert so empfiehlt sich die erste Option des automatisierten Verfahrens.

Details sind dem Umsetzungsdokument SDAT-CH und dem Handbuch Herkunftsnachweise und Förderprogramme zu entnehmen.

5.9 Bilanzgruppeninterner Messdatenaustausch

(1) Der Datenaustausch innerhalb der Bilanzgruppe unterliegt dem freien Markt und ist nicht reguliert und somit auch nicht standardisiert. Um den notwendigen Datenaustausch trotzdem einfach und effizient zu gestalten, werden die wichtigsten Informationsaustauschprozesse zwischen den Markakteuren



innerhalb der Bilanzgruppe (Lieferant, Produzent, Händler, Käufer, Bilanzgruppe) im Branchendokument „Bilanzgruppeninterner Datenaustausch“ definiert.

Folgende Prozesse sind definiert:

- Energiebestellung
- Datenbereitstellung für Energieabrechnung und Prognose
- Informationen zu Fahrplangeschäfte
- Abgleich Lieferantensummen
- Austausch Netzgebietslisten
- Austausch zusätzliche Messdaten



6. Wechselprozesse

6.1 Grundlagen

(1) Grundlagen aus dem Dokument SDAT-CH:

- Die Wechselprozesse benutzen als Identifikation die Messpunktbezeichnung. Diese muss demjenigen, der den Prozess auslöst, bekannt sein.
- Zuordnungen von Kunden und Lieferanten sind immer messpunktbezogen. Dadurch kann an einem Messpunkt sowohl der Lieferant als auch der Kunde (Produzent oder Verbraucher) wechseln.
- Änderungen sind unter Berücksichtigung der jeweiligen Fristen im Prozess jederzeit in die Zukunft möglich.
- Die Frist beträgt mindestens 10 Arbeitstage. Das heisst, es gibt nur Meldungen in die Zukunft.
- Der VNB ordnet die Messpunkte gemäss den Meldungen (der Lieferanten) zu. Er ist nicht dafür verantwortlich, dass durch die gemeldeten Zuordnungen die Verträge der Lieferanten mit den Kunden eingehalten werden.
- Finanzielle Konsequenzen, die durch Unterschiede zwischen Lieferverträgen und den angemeldeten Zuordnungen hervorgerufen, durch Fehler oder verpasste Fristen entstehen, sind unter den Verursachern (Lieferanten/Kunden) zu regeln.
- Nachträgliche Anpassungen der Zuordnungen aufgrund von Fehlern/verpassten Fristen bei Lieferanten müssen durch den VNB nicht vorgenommen werden.

Details sind dem Dokument SDAT-CH zu entnehmen.

6.2 Prozesse

(1) Folgende Prozesse sind im Dokument SDAT-CH definiert:

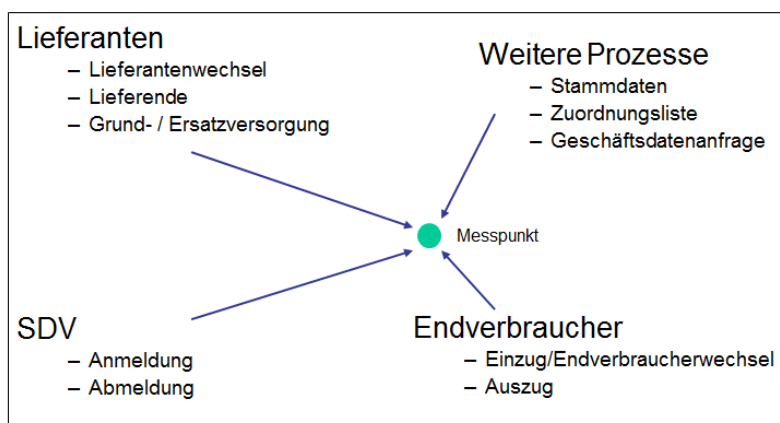


Abbildung 8: Definierte Datenaustausch Prozesse (gemäss SDAT-CH)

1. Änderung der Zuordnung von Lieferanten zu Messpunkten:
 - Lieferantenwechsel
 - Lieferende (der Lieferant beendet die Belieferung)

- Grundversorgung (ist an einem Stichdatum keine definierte Zuordnung eines Messpunktes zu einem Lieferanten vorhanden, ordnet der VNB den Messpunkt dem Grundversorger zu, dieser befindet sich dann in der Ersatzversorgung)
 - Ersatzversorgung
2. Änderung der Zuordnung von Kunden zu Messpunkten
 - Einzug/Endverbraucherwechsel
 - Auszug
 3. Änderung der Zuordnung vom Messpunkt zu einem oder mehreren Systemdienstleistungsverantwortlichen (SDV)
 - Anmeldung
 - Abmeldung
 4. Weitere Prozesse
 - Stammdatenänderung (Name)
 - Stammdatenänderung (Messpunkt)
 - Zuordnungsliste (siehe Kapitel 5.6 Messdatenaustausch für Bilanzgruppenabrechnung)

Weitere Prozesse (Anfragen jeglicher Art, z.B. Messpunktinformationen oder historische Daten) basierend auf einer Vollmacht. Die Prozesse der obigen Punkte 1 und 2 bezogen auf lastganggemessene Kunden sind immer nach dem folgenden Prozessmuster aufgebaut:

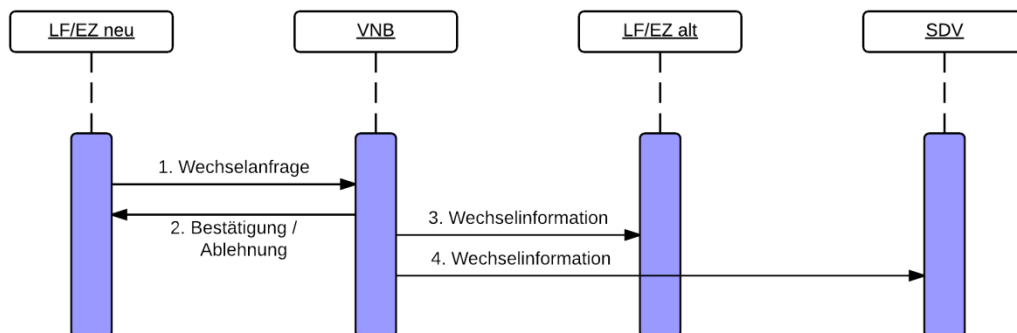


Abbildung 9: Prozessmuster für Lieferantenwechsel

Anhand dieser obigen modularen Einheiten sind diverse Szenarien denkbar. Eine Auswahl für lastganggemessene Kunden ist im folgenden Kapitel aufgezeigt.

Hinweis: Stellt der alte Lieferant bei Erhalt einer Information fest, dass seine Zuordnung an einem Messpunkt fälschlicherweise beendet wurde, so hat er die Möglichkeit den Kunden zur Klärung des Sachverhaltes zu kontaktieren. Der Wechsel kann daraufhin durch den neuen Lieferanten (im Auftrag des Kunden) mit einem Prozessabbruch wieder rückgängig gemacht werden, solange dies im Rahmen der Fristen noch möglich ist. Ist die Frist bereits abgelaufen, muss durch einen in die Zukunft gerichteten Lieferantenwechsel

die Schieflage korrigiert werden. Die finanziellen Konsequenzen sind zwischen Verursacher und Geschädigten zu lösen.

6.3 Häufigste Wechselprozesse pro Rolle

6.3.1 Szenarien aus Sicht des Lieferanten

6.3.1.1 Erstmalige Belieferung in einem Netzgebiet (kein Einzug)

(1) Vorgehen:

1. Kontaktaufnahme mit dem VNB
2. Abschluss eines „Rahmenvertrag für die Netznutzung durch Lieferanten“ (Empfohlen)
3. Abschluss eines Liefervertrages mit dem Kunden (inkl. Sicherstellung zusammen mit dem Kunden, dass der Vertrag mit dem alten Lieferanten gekündigt ist)
4. Beschaffung der Messpunktbezeichnung über den Kunden (alte Rechnung, alter Vertrag, ...)
5. Prozess Lieferantenwechsel

6.3.1.2 Lieferantenwechsel (Lieferprozess mit VNB geklärt)

(1) Vorgehen:

1. Abschluss eines Liefervertrages mit dem Kunden (inkl. Sicherstellung zusammen mit dem Kunden, dass der Vertrag mit dem alten Lieferanten gekündigt ist). Wechseldatum kann mittels Prozess Anfrage Wechseldatum ermittelt werden
2. Beschaffung der Messpunktbezeichnung über den Kunden (alte Rechnung, alter Vertrag, ...)
3. Prozess Lieferantenwechsel

6.3.1.3 Neubau/Wiederinbetriebnahme (Lieferprozess mit VNB geklärt)

(1) Vorgehen:

1. Abschluss eines Liefervertrages mit dem Kunden (inkl. Sicherstellung zusammen mit dem Kunden, dass der Netzzugang mindestens zwei Monate vor Inbetriebnahme beim VNB beantragt wurde)
2. Beschaffung der Messpunktbezeichnung über den Kunden (alte Rechnung, alter Vertrag, ...)
3. Prozess Einzug/Endverbraucherwechsel

Anmerkung Wiederinbetriebnahme: Wird dem VNB bis 10 Arbeitstage vor Inbetriebnahme keine Zuordnung zu einem Lieferanten gemeldet, so löst er den Prozess Grundversorgung aus, sofern der Kunde nicht auf dem freien Markt ist. Sonst wird der Prozess Ersatzversorgung ausgelöst.

6.3.1.4 Ende eines befristeten Liefervertrages/Kündigung eines Liefervertrages

(1) Vorgehen:

1. Einigkeit mit dem Kunden betreffend Vertragsende (Kündigung oder befristeter Vertrag)
2. Prozess Lieferende



Anmerkung: Der VNB erhält spätestens 10 AT vor Ende der Belieferung vom bestehenden Lieferanten das Lieferende mitgeteilt, besteht zu diesem Zeitpunkt keine neue Zuordnung tritt der Prozess Ersatzversorgung in Kraft.

6.3.1.5 Umzug eines Kunden im selben/in ein anderes Netzgebiet mit Beibehaltung des Lieferanten

(1) Vorgehen:

1. Anpassung des Liefervertrages mit dem Kunden (inkl. Sicherstellung zusammen mit dem Kunden, dass der Netzzugang mindestens zwei Monate vor Inbetriebnahme beim VNB beantragt wurde)
2. Prozess Auszug am alten Messpunkt (Abmeldung des Kunden vom Messpunkt)
3. Prozess Lieferende am alten Messpunkt (Abmeldung des Lieferanten vom Messpunkt, falls nicht mit dem nachfolgenden Kunden an diesem Messpunkt ein Liefervertrag besteht)
4. Beschaffung der Messpunktbezeichnung des neuen Ortes über den Vermieter/Vorbesitzer
5. Prozess Lieferantenwechsel am neuen Messpunkt (Anmeldung des Lieferanten am neuen Messpunkt), falls dieser nicht bereits dem Lieferanten zugeordnet ist
6. Prozess Einzug/Endverbraucherwechsel

6.3.1.6 Wegzug eines Kunden in ein anderes Netzgebiet ohne Beibehaltung des Lieferanten

(1) Vorgehen:

1. Beendigung des Liefervertrages mit dem Kunden
2. Prozess Auszug am alten Messpunkt (Abmeldung des Kunden vom Messpunkt)
3. Prozess Lieferende am alten Messpunkt (Abmeldung des Lieferanten vom Messpunkt, falls nicht mit einem nachfolgenden Kunden an diesem Messpunkt ein Liefervertrag besteht bzw. zu erwarten ist)

6.3.1.7 Auszug eines Kunden ohne Nachfolger

(1) Vorgehen:

1. Beendigung des Liefervertrages mit dem Kunden
2. Prozess Auszug am alten Messpunkt (Abmeldung des Kunden vom Messpunkt)
3. Prozess Lieferende am alten Messpunkt (Abmeldung des Lieferanten vom Messpunkt, falls nicht mit einem nachfolgenden Kunden an diesem Messpunkt ein Liefervertrag besteht bzw. zu erwarten ist)
4. Der Messpunkt soll dem im Grundbuch eingetragenen Eigentümer zugeordnet werden. (siehe DC-CH)
5. Der VNB soll Messpunkte auf Leerstände überprüfen.

6.3.1.8 Lieferant wechselt Bilanzgruppe

- (1) Ein Lieferant kann mit einem Teil oder all seinen zugeordneten Messpunkten die Bilanzgruppe wechseln.
- (2) Der Wechsel der Bilanzgruppe wird mit dem Lieferantenwechselprozess durchgeführt. Dazu sendet der Lieferant dem VNB für einen bestimmten Messpunkt eine Wechselanfrage in welcher die neue Bilanzgruppe mitgeteilt wird. Der VNB schickt dem Lieferanten eine Bestätigung für den



durchgeführten Lieferantenwechsel. Dieser Prozess ist für alle Messpunkte durchzuführen, welche dem Lieferanten zugeordnet sind, welcher ganz oder teilweise die Bilanzgruppe wechselt.

- (3) Für einen Bilanzgruppenwechsel gelten generell dieselben Fristen wie für einen Lieferantenwechsel.

6.3.2 Szenarien aus Sicht des Systemdienstleistungsverantwortlichen

6.3.2.1 Anmeldung eines SDV

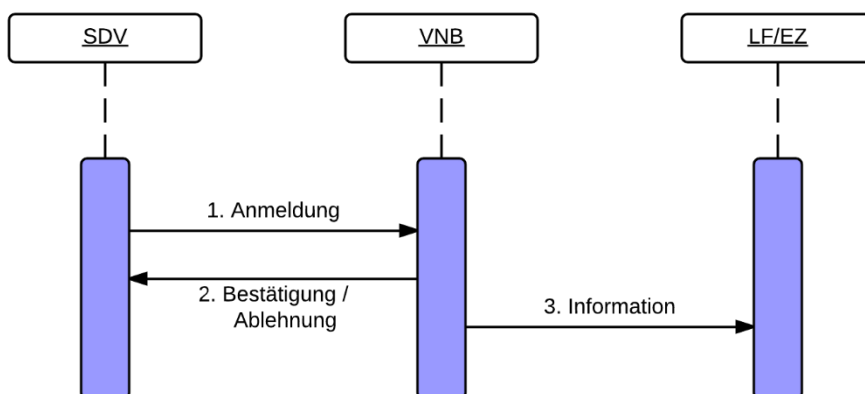


Abbildung 10: Sequenzdiagramm Anmeldung SDV

- (1) Vorgehen:

1. Abschluss eines Regelpoolvertrages mit dem Kunden für die Regelung von Energie hinter dem Messpunkt des Kunden
2. Anmeldung beim zuständigen VNB (automatischer Prozess gemäss SDAT)
3. Der VNB ist über die Zuordnung des SDV informiert und kann diese Information an den entsprechenden Lieferanten weiterleiten
4. Erhalt einer Bestätigung des VNB

6.3.2.2 Abmelden eines SDV

- (1) Vorgehen:

1. Der SDV sendet dem VNB eine Abmeldung zu einem Messpunkt
2. Der VNB sendet dem SDV eine Bestätigung, dass die Zuordnung beendet wurde
3. Der VNB informiert den zuständigen Lieferanten über die Abmeldung

6.3.3 Szenarien aus Sicht des VNBs

- (1) Die Ersatzversorgung wird immer von einem VNB ausgelöst.
- (2) Dem VNB liegt zu einem Stichtag keine Information über eine künftige reguläre Zuordnung eines Messpunktes zu einem Lieferanten und einer Bilanzgruppe vor. Der VNB hat mit dem Ersatzversorger entsprechende vertragliche Vereinbarungen getroffen. Die Gründe zur Auslösung der Ersatzversorgung, stehen in der nachfolgenden Tabelle.



Fall	Gründe zur Prozess-Auslösung durch den VNB
Ersatzversorgung	• Der Endverbraucher kündigt den Liefervertrag, ohne einen Neuen abzuschliessen • Einseitige Kündigung des Lieferanten ohne Folgelieferant • Wiederinbetriebnahme einer Lieferstelle ohne Anmeldung durch einen Lieferanten • Andere Gründe für eine denkbare fehlende Zuordnung einer Lieferstelle zu einem Lieferanten, einer Bilanzgruppe

- (3) Ein Stromkunde ausserhalb der Grundversorgung, der aufgrund eines besonderen Umstandes seines bisherigen Stromlieferanten verliert, wird über die Ersatzversorgung versorgt. Er kann grundsätzlich jederzeit mit einem neuen Stromlieferanten einen Liefervertrag abschliessen.

6.4 Weitere Prozesse

- (1) In der nachfolgenden Tabelle sind die Prozesse, der auslösende Marktakteure sowie der Zweck des Prozesses ersichtlich. Details sind dem Dokument SDAT-CH zu entnehmen.

Prozess	Auslöser	Zweck, ausgetauschte Informationen
Stammdatenänderung Endverbraucher durch LF/EZ	LF	Name, Rechnungsadresse, Kontaktinformationen
Stammdatenänderung Messpunkt	VNB	Messung, Ableseperiode, Adresse
Zuordnungsliste (LF/EZ und SDV)	VNB	Monatsende
Anfrage Wechseldatum	LF	Vorbereitung, Lieferantenwechsel Datennachforderung
Anfrage Messpunktinformation	LF	Vorbereitung, Lieferantenwechsel
Anfrage Messdaten	LF	Datennachforderung
Anfrage Messdatenaggregate	LF	Datennachforderung

7. Dokument Ablehnung

- (1) Ablehnungen von Anfragen sollen zwecks Nachvollziehbarkeit mit einem passenden Grund beantwortet werden. Ein Model Error Report betreffend inhaltlicher Dokumentfehler, sollte auch mit einem dafür definierten Fehlercode versendet werden. In der nachfolgenden Tabelle sind die Codes mit Beschreibung ersichtlich, welche als Ablehnungsgrund für den jeweiligen Prozess angewendet werden kann. Details sind dem Dokument SDAT-CH Anhang 3 (Core Components) zu entnehmen.



		Lieferantenwechsel	Lieferende	Grundversorgung	Ersatzversorgung	Einzug/Endverbraucherwechsel	Auszug	Anmeldung SDV	Ablehnung SDV	Stammdatenänderung Endverbraucher durch LF/EZ	Stammdatenänderung Messpunkt	Austausch Zuordnungsliste	Anfrage Wechseldatum	Anfrage Messpunktinformationen	Anfrage Messdaten (L GZ/EGZ)	Model Error Report
E0H	Fehlende Daten															
E0I	Unbekannter Netzbetreiber	x	x			x	x	x	x					x	x	x
E0L	Nicht autorisierter Marktteilnehmer	x	x				x		x							x
E0M	Unklare Verantwortlichkeiten															
E10	Unbekannter Messpunkt	x	x			x	x	x	x				x	x	x	x
E11	Messpunkt in Grundversorgung ohne gültigen Netzzugang	x	x			x	x	x	x							
E12	Unklare Lieferbeziehung															
E13	Unklarheit bei Ausgleichenergie															
E14	Andere Gründe	x	x			x	x	x	x				x	x	x	x
E15	Meldung ohne Veränderungen z.B. Bei Confirmation	x	x			x	x	x	x							
E16	Nicht autorisierter unbekannter Lieferant, EIC unbekannt	x	x			x	x						x	x	x	x
E17	Anfrage nicht innerhalb der Frist.	x	x			x	x	x	x						x	
E18	Nicht autorisierter, ev. unbekannter Bilanzgruppenverantwortlicher.	x				x										x
E19	Produktions- oder Eigenverbrauchsmessung in Hinterschaltung (hinter Überschussmessung)	x	x			x	x	x								
E20	Bereits einen Lieferantenwechsel in der Zukunft vorhanden	x	x			x	x									
E22	Der Messpunkt ist nicht für Wechselprozesse zugelassen (z.B. Messpunkte in Kraftwerken oder Schaltanlagen)	x	x			x	x	x	x							
E29	Ungültiger Produktcode oder nicht für diesen Messpunkt zulässig															x
E36	Nicht berechnete Partei zur Abfrage der gewünschten Information												x	x	x	x
E37	Kein gültiger Netzanschlussvertrag	x				x		x								
E47	Es können keine Prozesse zu diesem Messpunkt erfolgen (z.B. Deaktivierung des Messpunkt)	x	x				x		x							
E49	Verteilnetz ist nicht identifizierbar (z.B. falscher Y- Code)															x
E50	Keine 15min Periode															x
E51	Zu viele oder keine Vor- oder Nachkommastellen															x
E59	Die Rollenzuordnung des Anfragenden ist bereits vorhanden															
E73	Falsche Einheit (z.B. TWh statt kWh)															x
E81	buchhalterisch vorhanden, aber nicht physikalisch eingebaut															
E86	Ungültiger Status (nicht gemäss MC-CH)															x
E87	Differenz im Messdaten-XML-Files zwischen Start/Endzeitstempel und Anzahl der Positionen															x
E98	Wert(e) kleiner Null															x
C10	Nicht autorisierter, ev. unbekannter Systemdienstleistungsverantwortlicher (SDV)															x
C58	Der Startzeitpunkt liegt nach dem Endzeitpunkt															x

Tabelle 3 : DocumentAcceptanceReasonCode



8. Datenübermittlung und Datensicherheit

- (1) Personendaten oder Daten von denen auf Personen geschlossen werden können müssen gemäss Datenschutzgesetz mit angemessener Sorgfalt behandelt, und vor unbefugten Zugriff geschützt werden.
- (2) SDAT-Prozesse mit personenbezogenen Daten finden sich z.B. beim Stammdatenaustausch oder Wechsellanfrage. Auch Messdaten, wie z.B. Lastgänge von Smart Meter sagen etwas über das Verhalten von Personen aus. Diese gelten deshalb als personenbezogene Daten und erfüllen meist die Anforderungen eines Persönlichkeitsprofils.
- (3) Da die Daten während des Datentransfers nur einem Messpunktbezeichner zugeordnet sind, gilt der erhöhte Datenschutz erst, sobald die Daten nach Empfang einer Person zugeordnet wurden.
- (4) Der Datenaustausch muss deshalb über ein gesichertes FTPS-Protokoll abgewickelt werden. Die Daten sind damit auf dem Kommunikationskanal geschützt.
- (5) Es ist durch den Datenempfänger sicher zu stellen, dass die Daten nach Empfang gemäss den rechtlichen und regulatorischen Vorgaben weiterbearbeitet werden und z.B. nicht von anderen Datenlieferanten eingesehen werden können.
- (6) Es empfiehlt sich pro Datenlieferant ein FTPS-Verzeichnis einzurichten.
- (7) Weitere Informationen sind der Branchenempfehlung «Data Policy in der Energiebranche» und dem Datenschutzgesetz zu entnehmen.

8.1 Nachrichtenformat

- (1) Im Datenaustausch wird XML verwendet. Die Schemadefinitionen entsprechen Vorgaben von UN/CEFACT und ebIX (Europäische Standards für den Energiesektor).
- (2) Das ebIX-Forum® möchte die ebIX-Arbeit® und das Wissen an die EU-VNB und die gemeinsame Arbeitsgemeinschaft und ENTSO-E weitergeben. Sie soll für die Weiterentwicklung und Wartung Rechnung tragen. Dazu gehört auch die ebIX® Referenzmodelle, ebIX® BRSs etc.
- (3) Details sind dem Dokument SDAT-CH zu entnehmen.

8.2 Acknowledgement und Error Handling

- (1) Jede empfangene gültige ebIX-Nachricht muss dem Sender mit einem sogenannten «Acknowledgement of Acceptance» bestätigt werden. Bei einer fehlerhaften Nachricht erhält der Sender eine Fehlermeldung (Modell Error Report). Der Sender einer Nachricht ist dazu verpflichtet, den Erhalt von Acknowledgements und Model Error Reports zu überwachen.
- (2) Details sind dem Dokument SDAT-CH Anhang 1 zu entnehmen.

8.3 Format und Komprimierung

- (1) Es werden ausschliessliche xml-Dateien ausgetauscht. Die Dateien haben die Endung «.xml».



- (2) Dateien sollen für die Übermittlung komprimiert werden. Dazu ist ausschliesslich `gzip`² zu verwenden. Die Endung der Datei nach der Komprimierung ist «.xml.gz».

8.4 Datenkanal und -sicherheit

- (1) Zwischen dem Sender und Empfänger sind vor Beginn des Datenaustauschs die Zugangsdaten und Parameter gesichert (mit Authentifizierung und verschlüsselter Übertragung) auszutauschen. Diese Informationen sind in schriftlicher und verbindlicher Form zu vereinbaren. Änderungen sind den beteiligten Akteuren rechtzeitig im Voraus mitzuteilen.
- (2) Wird ein Name für einen FTPs-Server angegeben, ist dieser zu verwenden und nicht die IP-Adresse. Wird von einem Akteur entgegen der bilateralen Vereinbarung eine IP-Adresse verwendet, ist die Verantwortung bei Störungsfällen diesem zugeordnet.
- (3) Ändern sich die Ansprechpartner eines Akteurs, müssen diese Informationen ebenfalls ausgetauscht werden.
- (4) Zur Übermittlung der Nachrichten ist ausschliesslich das Protokoll FTPES (explizites FTP über TLS) zu verwenden.
 - Es muss eine aktuelle TLS Version verwendet werden mit einer Schlüssellänge entsprechend dem aktuellen Stand der Technik (mindestens TLS1.2, vorzugsweise Version TLS 1.3).
 - Der Client muss TLS anfordern und der Server muss Anfragen ohne TLS ablehnen. Ebenso muss der Server eine Clientanforderung zur Rückkehr auf eine unverschlüsselte Verbindung verweigern.
 - Für die Kommunikation werden 250 offene Ports im Portrange 40'000 bis 40'249 verwendet.
- (5) Beim Datenaustausch gilt das Bring-Prinzip:
 - Der Sender hat die Verantwortung seine Daten beim Empfänger abzulegen
 - Der Empfänger hat vorher dem Sender mitzuteilen, wohin die Nachrichten geschrieben/gesendet werden sollen
- (6) Bei Verdacht auf Verletzung der Datensicherheit sind die anderen beteiligten Akteure ohne Verzug zu informieren.
- (7) Kann der Absender einem Marktteilnehmer, z.B. bedingt durch Firewall-Regel oder sonstige Einschränkungen seinerseits oder seitens des Empfängers die Daten nicht zustellen, muss bilateral das Schnittstellenproblem gelöst werden. Dazu müssen die Standards gemäss SDAT-CH verwendet werden.

² www.gzip.org, steht unter General Public Licence



Sonderfall	Sender	Empfänger	Bemerkung
Es können keine Dateien mittels FTP(s) abgeliefert werden.	Informiert den Empfänger.	Ist behilflich bei der Störfestfindung.	Ein FTPS Zugang kann unabhängig vom System mit einer frei verfügbaren Clientsoftware (FileZilla, WinSCP o.ä.) gegengeprüft werden.
Die Daten wurden verspätet abgeliefert.	Der Sender informiert den Empfänger über die Ursache. Er beseitigt die Ursache schnellstmöglich.	Wenn der Empfänger eine automatische Alarmerung für den Nachversand verwendet, sollte diese sich am Ende der Lieferfristen orientieren.	
Ein Wechselprozess wurde mit falschem Messpunkt oder Termin gestartet.	Der Sender ist für den Start des Prozesses verantwortlich.	Der Empfänger setzt den Prozess um.	Es gibt keinen Storno-Prozess. Alle Prozesse laufen in die Zukunft. Der Sender kann einen neuen Prozess, mit den korrekten Daten, zum nächstmöglichen Termin, innerhalb der Frist, nochmals starten.
Der VNB liefert falsche Daten oder korrigierte Daten bis zu 6 Monate in die Vergangenheit nach.	VNB informiert den Empfänger (Swissgrid/ÜNB, BGV, Lieferant) umgehend über die Nachlieferung.	Lieferanten und BGV's sollten Daten des VNB generell plausibilisieren und Diskrepanzen frühzeitig an den VNB melden. Für die Beschaffungsprognose an den BGV ist der Lieferant verantwortlich.	
Datenlieferung vom VNB an einen Endverbraucher/-Erzeugungseinheit oder Lieferanten.	Der Sender hat einen Vertrag oder eine Vollmacht mit dem Endverbraucher/-Erzeugungseinheit oder Lieferanten, welche eine Datenlieferung gestattet.		Dies gilt auch für die Erbringung von Dienstleistungen. Eigentümer der Daten ist der Endverbraucher/-Erzeugungseinheit.
Ablageort von Meldungen und ACK-Meldungen (Rückmeldung).	Der Sender legt die Daten im /in-Verzeichnis ab.	Der Empfänger von Nachrichten legt die ACK-Meldungen im /in-Verzeichnis des Senders ab.	Der Verzeichnisname ist /in (nur Kleinbuchstaben)

Tabelle 4: Behandlung von Sonderfällen im Datenaustausch

https://en.wikipedia.org/wiki/Transport_Layer_Security

<https://github.com/ssllabs/research/wiki/SSL-and-TLS-Deployment-Best-Practices>

https://de.wikipedia.org/wiki/File_Transfer_Protocol

