



Branchenfrühstück Gas

*„Neues Bilanzierungsmodell Gas und Neuerlassung
der Gas-Marktmodell-Verordnung 2020“*

Wien, 09.10.2019

Programm für den Vormittag

8:30 Uhr **Anmeldung**

Ab 9:00 Uhr

Begrüßung

Andreas Eigenbauer, E-Control

Begutachtungsentwurf der Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 – wesentliche Inhalte

Christian Lebelhuber, E-Control

Überarbeitung der ÖVGW Richtlinie G 0110 „Datenermittlung zur Abrechnung“

Konrad Peterka, Netz Oberösterreich GmbH

Verfahren zur Ernennung der „Bilanzierungsstelle neu“

Gabriel Winter, Florian Haas, E-Control

Abschließende Fragen





Begutachtungsentwurf der Gas-Marktmodell- Verordnung 2020 – Wesentliche Inhalte

Christian Lebelhuber

09.10.2019

Ausgangslage und Motivation für die GMMO-VO 2020

- > Durch das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) und der auf dessen Basis erlassenen Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012) wurde zum 1. Jänner 2013
 - eine Reihe wesentlicher Neuerungen im Bereich Netzzugang, Bilanzierung, etc. eingeführt sowie
 - die Basis für die erfreuliche Entwicklung des österreichischen Gasmarkts in den letzten Jahren gelegt.
- > Ungeachtet dessen gibt es Bedarf und Potential für eine evolutionäre Weiterentwicklung des Marktmodells; insb. basierend auf:

Kritik seitens ACER an der Umsetzung der Verordnung (EU) 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen (BAL NC)

dem gesetzlichen Auftrag zur Harmonisierung der Ausgleichsregeln in Fernleitungs- und Verteilernetz gemäß § 41 (4) GWG 2011

im Rahmen des Monitorings identifizierten Verbesserungspotentialen im Sinne der Verwirklichung einer möglichst kostengünstigen Systementwicklung gemäß § 4 Z 4 E-ControlG

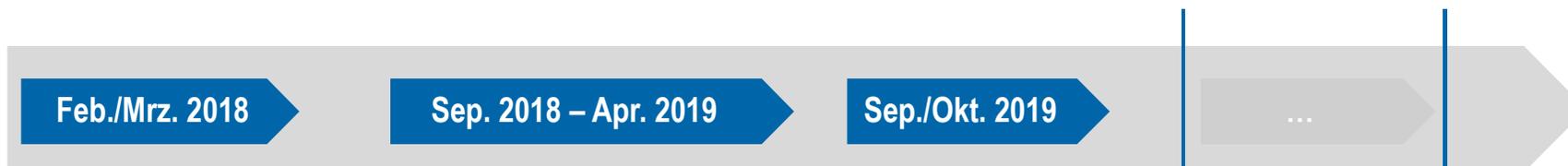
Der Weg zur GMMO-VO 2020...

*Veröffentlichung eines
Grobkonzepts zur
Weiterentwicklung des
Bilanzierungsmodells Gas mit
anschließender Konsultation*

*Durchführung eines Stakeholder-
prozesses mit 7 Workshops und
anschließender Veröffentlichung eines
abgestimmten Gesamtkonzepts*

*Konsultation
Entwurfssfassung
der GMMO-VO 2020*

*Benennung
BKO/Bilanzierungsstelle,
Erarbeitung der Sonstigen
Marktregeln sowie der ABs*

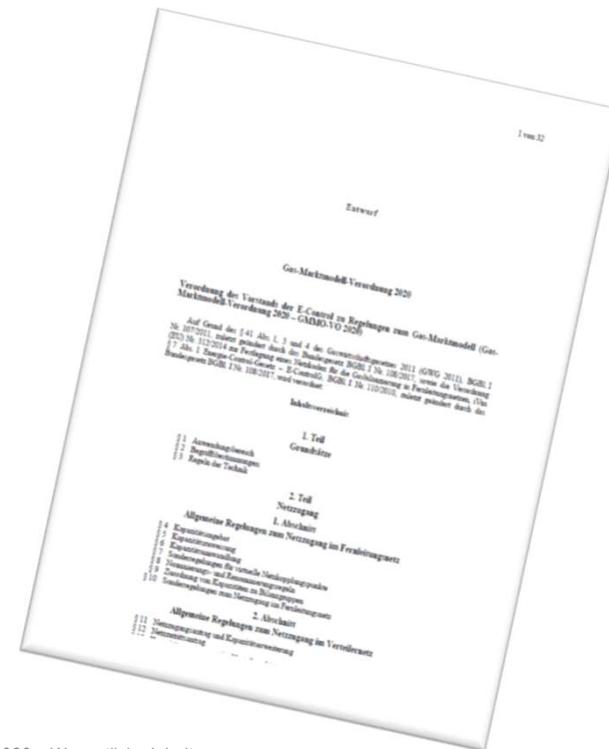


Anfang 2020: Neuerlassung der GMMO-VO 2020 mit Inkrafttreten per 01.10.2021

01.10.2021: Inkrafttreten der GMMO-VO 2020

Was ändert sich durch die GMMO-VO 2020?

- > Einführung einer integrierten Marktgebietsbilanzierung
 - im Sinne der gesetzlichen Vorgaben auf nationaler und europäischer Ebene
 - zur Optimierung des Marktmodells in Bezug auf effizientere Abläufe, konsolidierte Verantwortlichkeiten und schlussendlich Vereinfachungen sowie Effizienzsteigerungen für Marktteilnehmer.
- > Neustrukturierung und Bereinigung der bisherigen Verordnungsinhalte betreffend Netzzugang, Registrierung im Marktgebiet und Engpassmanagement.



Aufbau der GMMO-VO 2020

Hauptteil

1. Teil	2. Teil	3. Teil	4. Teil	5. Teil	6. Teil	7. Teil
Grundsätze	Netzzugang	Engpassmanagement	Integrierte Marktgebietsbilanzierung	Registrierung im Marktgebiet	Gesonderte Bestimmungen Tirol/Vbg.	Schlussbestimmungen

Anlagen

Anlage 1	Netzzugang/Netzzutritt und Kapazitätserweiterung
Anlage 2	Regeln der Technik
Anlage 3	Ein-/Auspeisepunkte

„Grundsätze“ im Fokus

Hauptteil						
1. Teil	2. Teil	3. Teil	4. Teil	5. Teil	6. Teil	7. Teil
Grundsätze	Netzzugang	Engpassmanagement	Integrierte Marktgebietsbilanzierung	Registrierung im Marktgebiet	Gesonderte Best. Tirol/Vbg.	Schlussbestimmungen
Anlagen						
Anlage 1	Netzzugang/Netzzutritt und Kapazitätserweiterung					
Anlage 1	Regeln der Technik					
Anlage 3	Eins/Ausspeisepunkte					



- > Bereinigung der Begriffsbestimmungen
- > Verankerung der Obergruppe der erneuerbaren Gase in den Marktregeln
- > Verankerung der „neuen“ Systemrollen im Sinne einer Gesamtoptimierung des institutionellen Aufbaus

**Markt- und Verteiler-
gebietsmanager**

„jenes Unternehmen, welches die Aufgaben des Marktgebietsmanagers für das Marktgebiet Ost gemäß § 14 GWG 2011 und des Verteilergebietsmanagers gemäß § 18 GWG 2011 durchführt.“

Bilanzierungsstelle

„jenes Unternehmen, welches gemäß § 170a GWG 2011 in Verbindung mit § 85 GWG 2011 als Bilanzgruppenkoordinator eines jeweiligen Marktgebiets ernannt wurde und die Bilanzierungsaufgaben des Bilanzgruppenkoordinators gemäß § 87 GWG 2011 sowie die integrierte Marktgebietsbilanzierung in den Marktgebieten Ost, Tirol bzw. Vorarlberg durchführt.“

- > Explizite Verankerung der Regeln der Technik für den Netzzugang, den Betrieb der Netze sowie die Ermittlung von Energiemengen im Marktgebiet (für Details siehe nachfolgenden Fokus auf Anlagen)

„Netzzugang“ und „Engpassmanagement“ im Fokus

Hauptteil						
1. Teil	2. Teil	3. Teil	4. Teil	5. Teil	6. Teil	7. Teil
Grundsätze	Netzzugang	Engpassmanagement	Integrierte Marktgebetsbilanzierung	Registrierung im Marktgebiet	Gesonderte Best. Titel/Veg.	Schlussbestimmungen
Anlagen						
Anlage 1	Netzzugang/Netztritt und Kapazitätserweiterung					
Anlage 1	Regeln der Technik					
Anlage 3	Ein-/Ausspiegepunkte					



Netzzugang

- > Bereinigung der Bestimmungen im Bereich Netzzugang Fernleitungsnetz vor dem Hintergrund der Verordnung (EU) 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen (CAM NC)
- > Klarstellungen im Bereich der gesonderten Regelungen zum Netzzugang für Speicherunternehmen; konkret zur Reduktion der jährlichen Buchung von unterbrechbarer Kapazität
- > Ausweitung der gesonderten Regelungen für Produzenten biogener Gase auf die Obergruppe der erneuerbaren Gase

Engpassmanagement

- > „Herauslösung“ der relevanten Bestimmungen aus dem Bereich Netzzugang und übersichtliche Neustrukturierung in einem gesonderten Abschnitt

„Integrierte Marktgebietsbilanzierung“ im Fokus

Hauptteil						
1. Teil	2. Teil	3. Teil	4. Teil	5. Teil	6. Teil	7. Teil
Grundsätze	Netzzugang	Engpassmanagement	Integrierte Marktgebietsbilanzierung	Registrierung im Marktgebiet	Gesonderte Best. Titel/Veg.	Schlussbestimmungen

Anlagen	
Anlage 1	Netzzugang/Netzverlust und Kapazitätserweiterung
Anlage 1	Regeln der Technik
Anlage 3	Ein-/Ausspiepunkte



- > Eigentlicher „Anlassfall“ für GMMO-VO 2020 und somit Bereich mit umfassendsten Überarbeitungen

Grundsätze der Bilanzierung

- > Schaffung einer integrierten und singulären Tagesbilanzierung* für sämtliche Ein- und Ausspeisemengen der Fernleitungs- und Verteilernetze, d.h.
 - bisherige Trennung/Differenzierung entfällt
 - Endverbraucherfahrpläne als „Bindeglied“ zwischen ex-ante/ex-post Bilanzierung entfallen**
- > Der BGV ist wie bisher für einen bestmöglichen Bilanzausgleich sowie Prognosen verantwortlich

Bilanzgruppensystem und Rolle des Bilanzgruppenverantwortlichen

- > Bleibt weitgehend unverändert

* Vorbehaltlich Untertägige Anreize; siehe dafür nachfolgende Folien

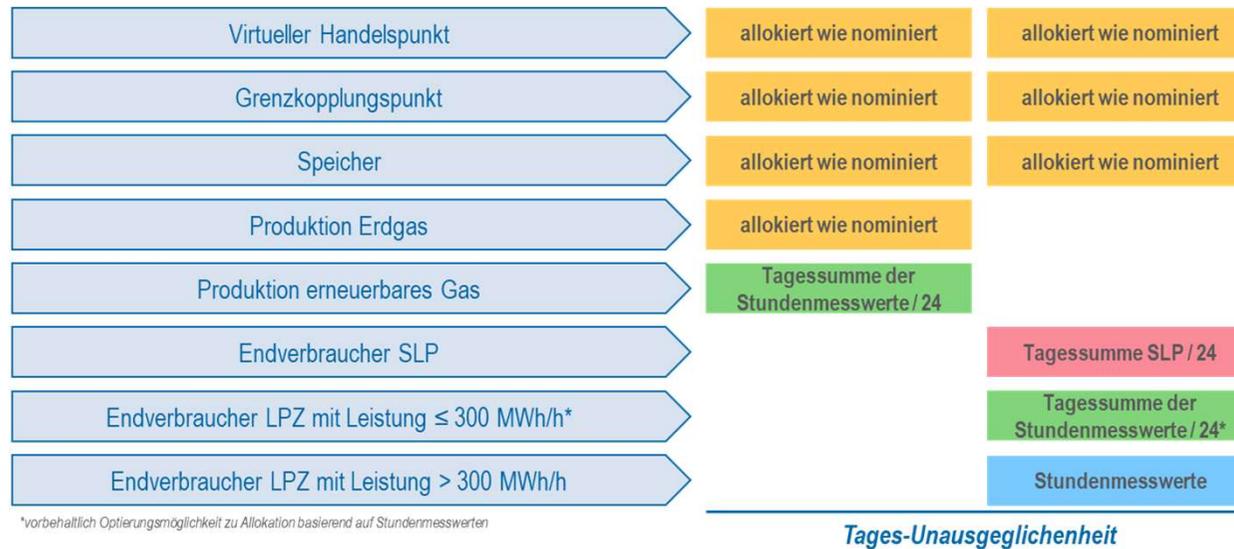
** Ungeachtet Großabnehmerfahrpläne welche für Zwecke der Netzsteuerung weiterhin benötigt werden (jedoch nicht bilanzierungsrelevant sind)

„Integrierte Marktgebietsbilanzierung“ im Fokus

Hauptteil						
1. Teil	2. Teil	3. Teil	4. Teil	5. Teil	6. Teil	7. Teil
Grundsätze	Netzzugang	Engpassmanagement	Integrierte Marktgebietsbilanzierung	Registrierung im Marktgebiet	Gesonderte Best. Titel/Veg.	Schlussbestimmungen
Anlagen						
Anlage 1	Netzzugang/Netzzugriff und Kapazitätserweiterung					
Anlage 1	Regeln der Technik					
Anlage 3	Ein-/Ausspiegepunkte					



Kommerzielle Bilanzierung – Neuordnung der Allokationskomponenten



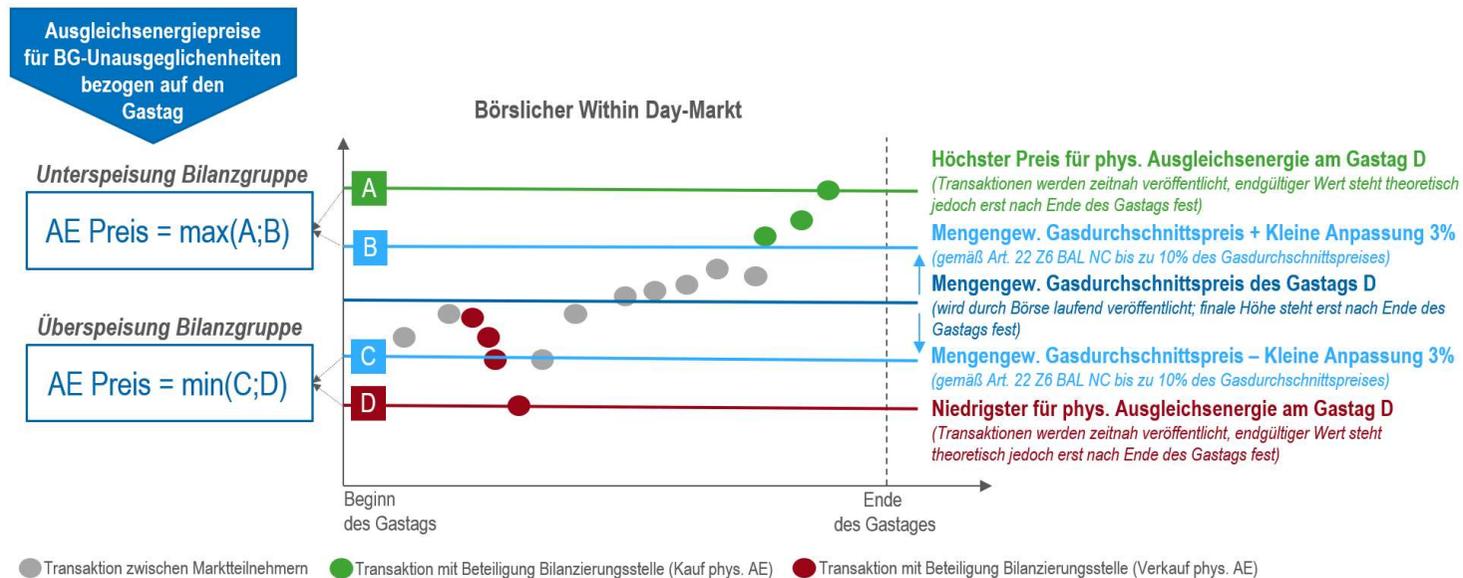
„Integrierte Marktgebietsbilanzierung“ im Fokus

Hauptteil						
1. Teil	2. Teil	3. Teil	4. Teil	5. Teil	6. Teil	7. Teil
Grundsätze	Netzzugang	Engpassmanagement	Integrierte Marktgebietsbilanzierung	Registrierung im Marktgebiet	Gesonderte Best. Titel/Vog.	Schlussbestimmungen

Anlagen	
Anlage 1	Netzzugang/Netztritt und Kapazitätserweiterung
Anlage 1	Regeln der Technik
Anlage 3	Ein-/Ausspieelpunkte



Kommerzielle Bilanzierung – Festlegung eines täglichen Ausgleichsenergiepreises im Einklang mit BAL NC



„Integrierte Marktgebietsbilanzierung“ im Fokus

Hauptteil						
1. Teil	2. Teil	3. Teil	4. Teil	5. Teil	6. Teil	7. Teil
Grundsätze	Netzzugang	Engpassmanagement	Integrierte Marktgebietsbilanzierung	Registrierung im Marktgebiet	Gesonderte Best. Titel/Veg.	Schlussbestimmungen

Anlagen	
Anlage 1	Netzzugang/Netzverlust und Kapazitätserweiterung
Anlage 1	Regeln der Technik
Anlage 3	Ein-/Ausspiepunkte



Kommerzielle Bilanzierung – Ergänzendes untertägliches Anreizsystem

- > Tagesbilanzierung wird im Einklang mit Art. 24 NC BAL durch ein untertägliches Anreizsystem ergänzt*
- > Zielsetzung: Schaffung eines Anreizes zur gesamthaften Minimierung der Bilanzierungskosten und Sicherstellung der Systemstabilität durch Bilanzgruppenverantwortliche
- > Grundsätzliche Bedingungen für Anwendung:
 - erfolgt ausschließlich an Tagen an denen gegenläufiger Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie erfolgt
 - die für die Strukturierung insgesamt relevante Menge ist auf die gegenläufige Menge der physikalischen Ausgleichsenergie beschränkt
- > Grundsätze der Ermittlung für die jeweiligen BGV:
 - Kumulierte Betrachtung stündlicher Unausgeglichheiten
 - Gewährung einer stündlichen Toleranzmenge von $\pm 4\%$ sämtlicher Ausspeisungen an Endverbraucher am jeweiligen Gastag

*Die Notwendigkeit eines derartigen untertägigen Anreizsystems wurde auf Basis der Anforderungen des NC BAL durch die Systemoperatoren entsprechend substantiiert und im Rahmen des Stakeholderprozesses bereits öffentlich diskutiert sowie dokumentiert.

„Integrierte Marktgebietsbilanzierung“ im Fokus

Hauptteil						
1. Teil	2. Teil	3. Teil	4. Teil	5. Teil	6. Teil	7. Teil
Grundsätze	Netzzugang	Engpassmanagement	Integrierte Marktgebietsbilanzierung	Registrierung im Marktgebiet	Gesonderte Best. Titel/Veg.	Schlussbestimmungen

Anlagen	
Anlage 1	Netzzugang/Netzutili und Kapazitätserweiterung
Anlage 1	Regeln der Technik
Anlage 3	Ein-/Ausspieelpunkte



Kommerzielle Bilanzierung – Erstes/Zweites Clearing und kommerzielle Abwicklung

- > Durchführung durch Bilanzierungsstelle in monatlicher Taktung (analog zum Status quo)
- > Gegenstand des ersten Clearings:
 - Tägliche Ausgleichsenergie
 - Kostenbeitrag zur untertägigen Strukturierung
 - Bilanzierungsumlage* (in Anlehnung an die aktuelle Systematik im Rahmen der ex-post Bilanzierung)
 - Clearingfee*
- > Das zweite Clearing dient der Korrektur des ersten Clearings auf Basis veränderter Allokationen von Endverbrauchern mit Standardlastprofil im Rahmen der Ablesung
- > Bilanzierungsstelle ist berechtigt und verpflichtet ein angemessenes Risikomanagement zu betreiben
- > Prozedere bzgl. Verrechnung, Zahlungsabwicklung und Risikomanagement ist in den Allgemeinen Bedingungen festzulegen

*Mengenmäßige Grundlage ist die Summe sämtlicher Allokationskomponenten einer Bilanzgruppe am jeweiligen Gastag

„Integrierte Marktgebietsbilanzierung“ im Fokus

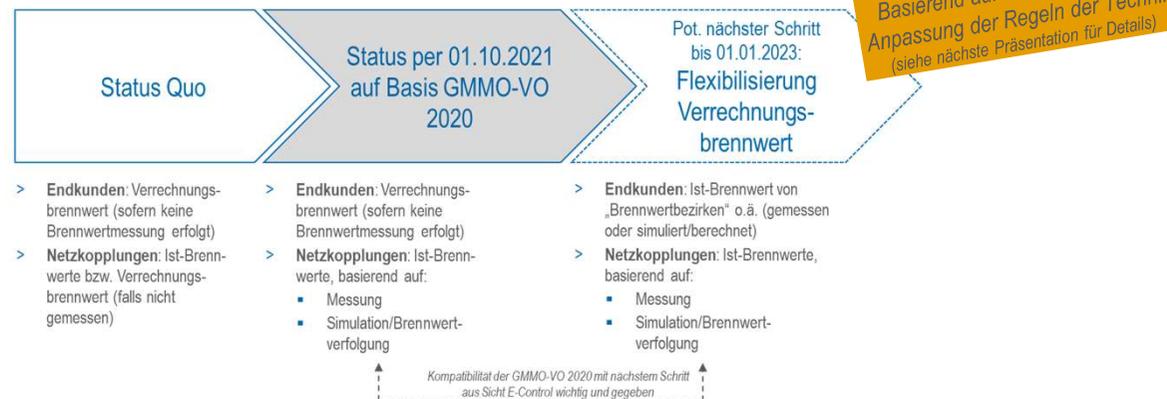
Hauptteil						
1. Teil	2. Teil	3. Teil	4. Teil	5. Teil	6. Teil	7. Teil
Grundsätze	Netzzugang	Engpassmanagement	Integrierte Marktgebietsbilanzierung	Registrierung im Marktgebiet	Gesonderte Best. Trol/Vog.	Schlussbestimmungen

Anlagen	
Anlage 1	Netzzugang/Netzzutritt und Kapazitätserweiterung
Anlage 2	Regelung der Leistung
Anlage 3	Ein-/Ausspieelpunkte



Kommerzielle Bilanzierung – Netzbilanzierung

- > Grundlegende Anpassung der bisher implementierten Systematik
 - Für VNB: veränderte Datenbereitstellung, Verrechnung von Brennwertdifferenzen* bzw. Restsaldo durch Bilanzierungsstelle und Berücksichtigung in den Netzkosten
 - Für BGV: Zuordnung der Restlast entfällt
- > Brennwert-Systematik



*Nur falls bis 01.01.2023 kein nach Brennwertbezirken und Ist-Brennwerten differenzierter Verrechnungsbrennwert zur Anwendung kommen sollte

„Integrierte Marktgebietsbilanzierung“ im Fokus

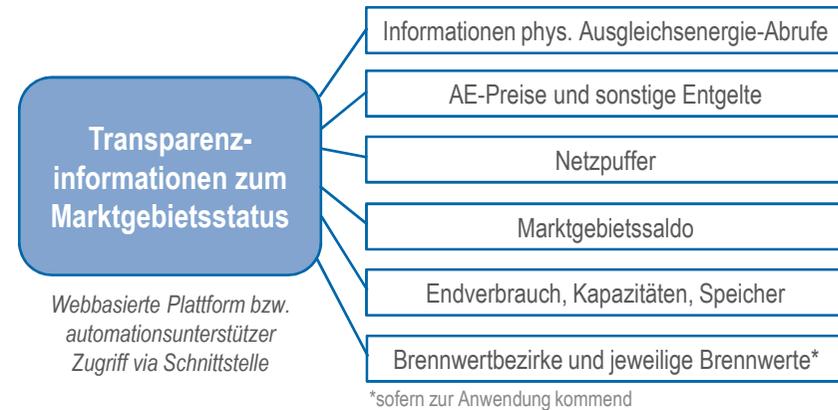
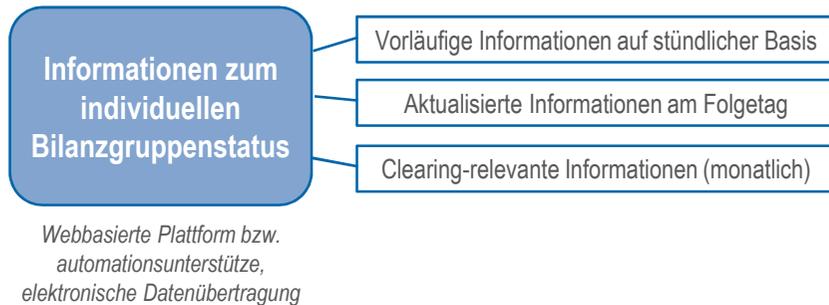
Hauptteil						
1. Teil	2. Teil	3. Teil	4. Teil	5. Teil	6. Teil	7. Teil
Grundsätze	Netzzugang	Engpassmanagement	Integrierte Marktgebietsbilanzierung	Registrierung im Marktgebiet	Gesonderte Best. Titel/Veg.	Schlussbestimmungen
Anlagen						
Anlage 1	Netzzugang/Netzzutritt und Kapazitätserweiterung					
Anlage 1	Regeln der Technik					
Anlage 3	Eins/Aussparpunkte					



Physikalische Bilanzierung

- > Weitgehende Beibehaltung der bisherigen Produkte, Merit Order und Abläufe (Bedarfsermittlung und Abruf durch den MVGM im Namen und auf Rechnung der Bilanzierungsstelle)
- > „Last-Resort“ Einkürzung von nicht marktbasierend beherrschbaren Unausgeglichheiten bleibt in adaptierter Form bestehen

Informationsbereitstellung und Transparenz



„Gesonderte Regelungen Tirol/Vbg.“ im Fokus

Hauptteil						
1. Teil	2. Teil	3. Teil	4. Teil	5. Teil	6. Teil	7. Teil
Grundsätze	Netzzugang	Engpassmanagement	Integrierte Marktgebetsbilanzierung	Registrierung im Marktgebiet	Gesonderte Best. Tirol/Vbg.	Schlussbestimmungen

Anlagen	
Anlage 1	Netzzugang/Netzzugriff und Kapazitätserweiterung
Anlage 2	Regeln der Technik
Anlage 3	Ein-/Ausspieelpunkte



- > Während die GMMO-VO 2020 grundsätzlich für sämtliche Marktgebiete gültig ist, sind im 6. Teil gesonderte Bestimmungen für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg vorgesehen.
- > Dies ist erforderlich aufgrund:
 - struktureller Unterschiede dieser Marktgebiete im Vergleich zum Marktgebiet (keine Fernleitungen, kein VHP, etc.) sowie
 - des implementierten COSIMA-Modells zur Anbindung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg an das vorgelagerte deutsche Marktgebiet – dies soll unverändert zur Anwendung kommen!
- > Unter Berücksichtigung der grundsätzlichen Änderungen (Ausgleichsenergie-Preise, Untertägige Anreize, Informationsbereitstellung, etc.) bleiben die bisher gültigen Prinzipien weitgehend erhalten.
- > Nachdem die Organisation des Bilanzgruppensystems und die Zuordnung von eindeutigen Identifikationsnummern im Marktgebiet Ost durch den MVGM erfolgt, soll dies aus Synergiegründen gleichermaßen auch in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg der Fall sein.

Sonstige Abschnitte im Fokus

Hauptteil						
1. Teil	2. Teil	3. Teil	4. Teil	5. Teil	6. Teil	7. Teil
Grundsätze	Netzzugang	Engpassmanagement	Integrierte Marktgebetsbilanzierung	Registrierung im Marktgebiet	Gesonderte Best. Titel/Veg.	Schlussbestimmungen
Anlagen						
Anlage 1	Netzanschlussregeln und Kapazitätsverwaltung					
Anlage 1	Regeln der Technik					
Anlage 3	Einkaufspreissysteme					



Registrierung im Marktgebiet

- > Keine wesentlichen Änderungen

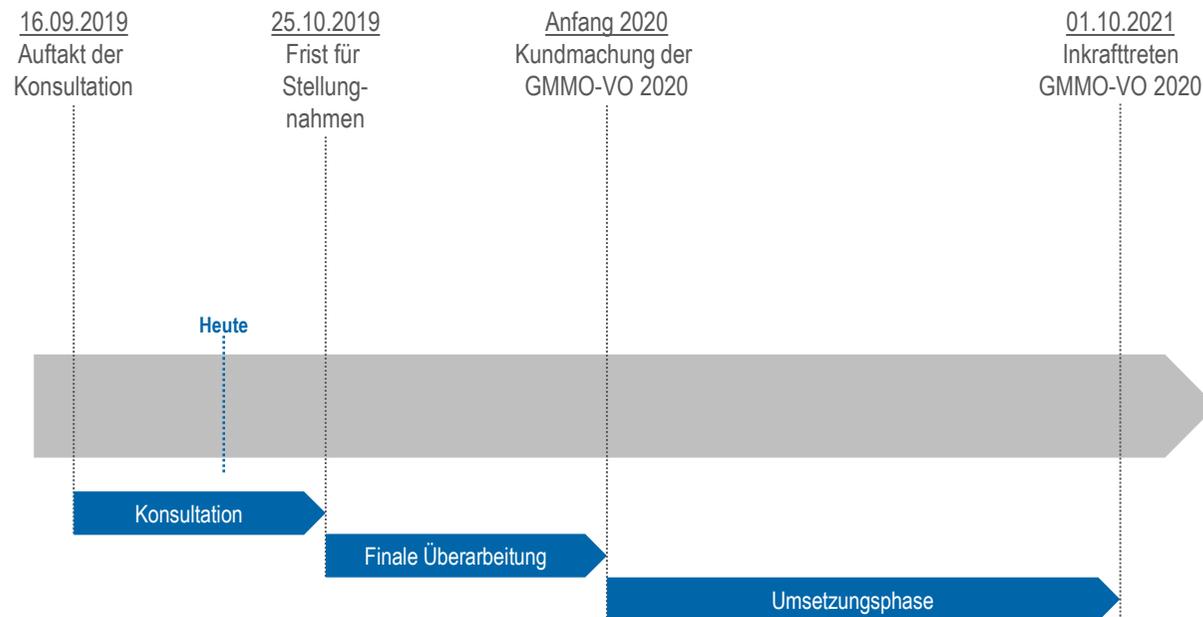
Anlagen 1 und 3

- > Keine wesentlichen Änderungen

Schlussbestimmungen

- > Inkrafttreten grundsätzlich per Gastag 01.10.2021 (damit tritt GMMO-VO 2012 außer Kraft)
- > In Abhängigkeit von Flexibilisierung des Verrechnungsbrennwerts gemäß Regeln der Technik per 01.01.2023 ergänzendes Inkrafttreten von Regelungen betreffend Transparenz bzw. Netzbilanzierung zu diesem Datum
- > Auch nach 01.10.2021 erfolgt das Clearing für Zeiträume vor diesem Termin nach der bisherigen Systematik

Ausblick auf den weiteren Verfahrensverlauf



CHRISTIAN LEBELHUBER, M.A



+43 1 24724 808



christian.lebelhuber@e-control.at



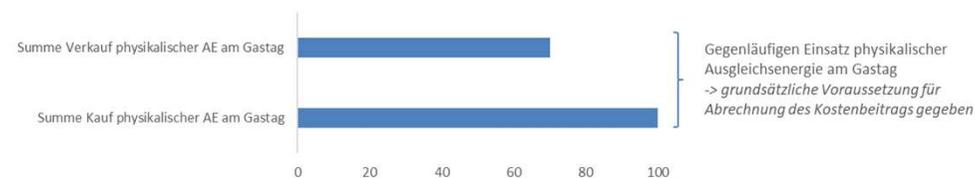
www.e-control.at



Wrap-Up

Exemplarische Veranschaulichung – Schritt 1

Prüfung ob an einem bestimmten Gastag gegenläufiger Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie erfolgte



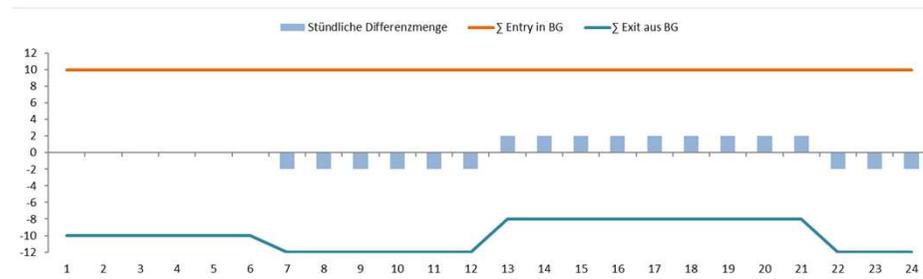
- > Im vorliegenden Beispiel liegt gegenläufiger Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie vor: aus 100 Einheiten Kauf von physikalischer Ausgleichsenergie und 70 Einheiten Verkauf von physikalischer Ausgleichsenergie lassen sich insgesamt 70 Einheiten der Strukturierung zuordnen.
- > Aus Systemsicht wäre somit die Voraussetzung für die Abrechnung des Kostenbeitrags erfüllt. Inwieweit tatsächlich eine Abrechnung erfolgt, ergibt sich jedoch erst durch die spezifische Situation einer individuellen Bilanzgruppe.

Exkurs: Erläuterung des untertägiges Anreizsystems

Exemplarische Veranschaulichung – Schritt 2

Ermittlung von Toleranzmenge und stündlicher Differenzmenge einer individuellen Bilanzgruppe

Stunde	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Σ
Σ Entry in BG	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	240
Σ Exit aus BG	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-12	-12	-12	-240
davon an Endverbraucher	-3	-3	-1	-2	-3	-4	-4	-6	-4	-10	-10	-3	-2	-3	-2	-3	-4	-5	-4	-4	-4	-3	-3	-3	-100
Stündliche Differenzmenge: Σ Entry - Σ Exit	0	0	0	0	0	0	-2	-2	-2	-2	-2	-2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	-2	-2	-2	0
Toleranzmenge (festgelegte 4% der Tagesallokation von Endverbrauchern)	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4

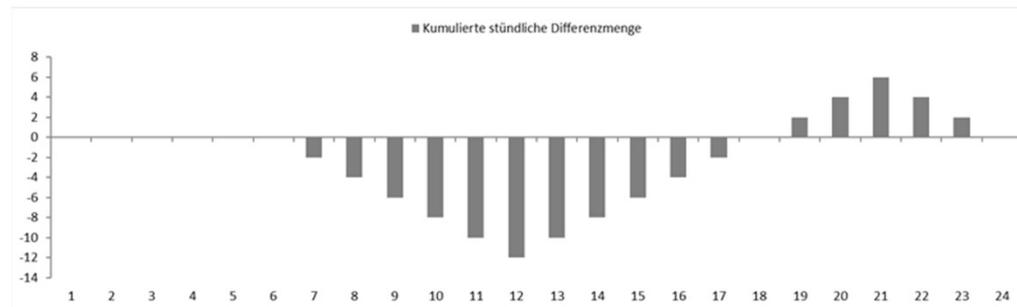


- > Die Toleranzmenge der Bilanzgruppe ergibt sich aus der Multiplikation der Tagesallokation von Endverbrauchern mit der relativen Toleranzhöhe (im konkreten Fall vier Prozent von 100, also vier).
- > Diese Toleranzmenge steht in jeder Stunde als Toleranz der Bilanzgruppe zur Verfügung. Die stündliche Differenzmenge ergibt sich aus dem Saldo der Ein- und Ausspeiserallokationen der Bilanzgruppe für die jeweilige Stunde.

Exkurs: Erläuterung des untertägiges Anreizsystems

Exemplarische Veranschaulichung – Schritt 3

Ermittlung der kumulierten stündlichen Differenzmenge einer individuellen Bilanzgruppe

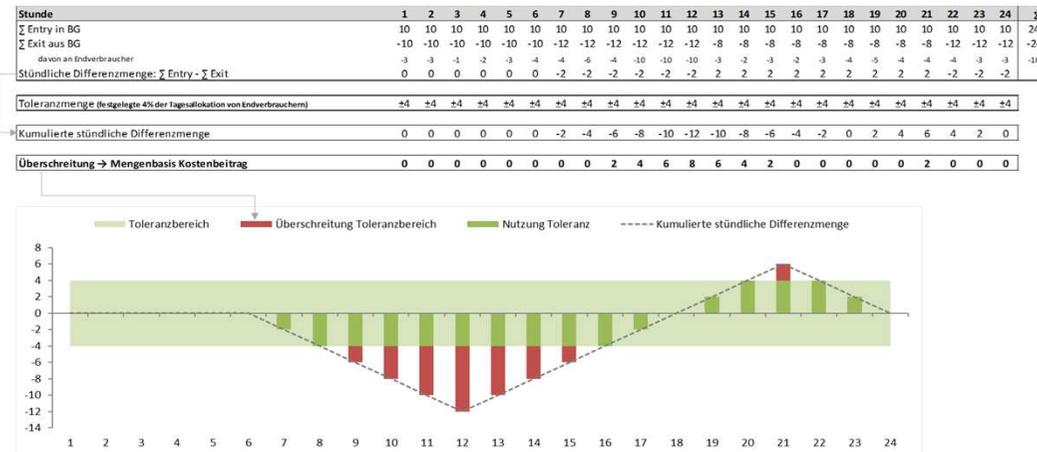


- > Die in Schritt 2 ermittelten, stündlichen Differenzmengen werden nunmehr zu einer kumulierten stündlichen Differenzmenge zusammengefasst.

Exkurs: Erläuterung des untertägiges Anreizsystems

Exemplarische Veranschaulichung – Schritt 4

Prüfung auf Überschreitung der Toleranzmenge durch kumulierte stündliche Differenzmenge



- > Wenn man nunmehr kumulierte stündliche Differenzmenge mit der ermittelten Toleranzmenge (im konkreten Beispiel vier in jeder Stunde) vergleicht, ergeben sich ggf. Überschreitungen.
- > Im aktuellen Beispiel sind diese Überschreitungen in Rot dargestellt (=Überschreitungsmenge) und stellen die mengenmäßige Grundlage für den Kostenbeitrag des Bilanzgruppenverantwortlichen dieser individuellen Bilanzgruppe dar.

Exemplarische Veranschaulichung – Schritt 5

Kommerzielle Bewertung der Überschreitungsmenge auf Basis der Kosten für physikalische Ausgleichsenergie (phys. AE)

- > Im gegenständlichen Beispiel ergibt sich insgesamt eine Überschreitungsmenge von 34 (=Summe der rot eingefärbten, stündlichen Überschreitungen).
- > Unter der Annahme von
 - > mengengewichteten Durchschnittskosten für Kauf von phys. AE am Gastag in Höhe von 26 EUR/MWh
 - > mengengewichtetem Durchschnittserlös für Verkauf von phys. AE am Gastag in Höhe von 22 EUR/MWh

ergibt sich ein Spread von 4 EUR/MWh, welcher den spezifischen Kostenbeitrag darstellt. Die Multiplikation dieses Werts mit der Überschreitungsmenge ergibt den Kostenbeitrag dieses Bilanzgruppenverantwortlichen für den betrachteten Gastag; also in diesem Beispiel 136 Euro.

- > In jedem Fall wären die absoluten Kostenbeiträge sämtlicher Bilanzgruppenverantwortlicher für diesen Gastag auf die resultierenden Gesamtkosten der Strukturierung durch Ausgleichsenergieeinkäufe bzw. verkäufe beschränkt. Im konkreten Fall wären dies 70 Einheiten (siehe Schritt 1), welche bewerten mit dem spezifischen Kostenbeitrag von 4 EUR/MWh in eine Deckelung von 280 Euro resultieren.