AGGM Austrian Gas Grid Management AG

AGORA: NEUES BILANZIERUNGSMODELL

Wien, 4. April 2022

AGENDA:

- BEGRÜßUNG UND THEMENEINFÜHRUNG, VORSTAND, AGGM
- **GRUNDZÜGE DES NEUEN BILANZIERUNGSMODELLS, E-CONTROL**
- DIE NEUE AGGM-PLATTFORM, AGGM
- DATENBEREITSTELLUNG UND NOMINIERUNGSMANAGEMENT, AGGM
- UPDATE VIRTUELLER HANDELSPUNKT UND EEX CEGH GASBÖRSE, CEGH
- UPDATE BILANZIERUNGSSTELLE, AGCS

E-CONTROL
Unsere Energie gehört der Zukunft.

Grundzüge des neuen Bilanzierungsmodells

Markus Krug

4. März 2022

Inhalt

1. Vom alten zum neuen Bilanzierungsmodell

2. Wesentliche Inhalte des neuen Bilanzierungsmodells

3. Nächste Schritte

Der Weg zur GMMO-VO 2020…

E-CONTROL
Unsere Energie gehört der Zukunft.

Veröffentlichung eines Grobkonzepts zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells Gas mit anschließender Konsultation

Feb./Mrz. 2018

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

Sep. 2018 – Apr. 2019

Begutachtung der GMMO-VO 2020

Sep./Okt. 2019

Erarbeitung der Sonstigen Marktregeln sowie der ABs

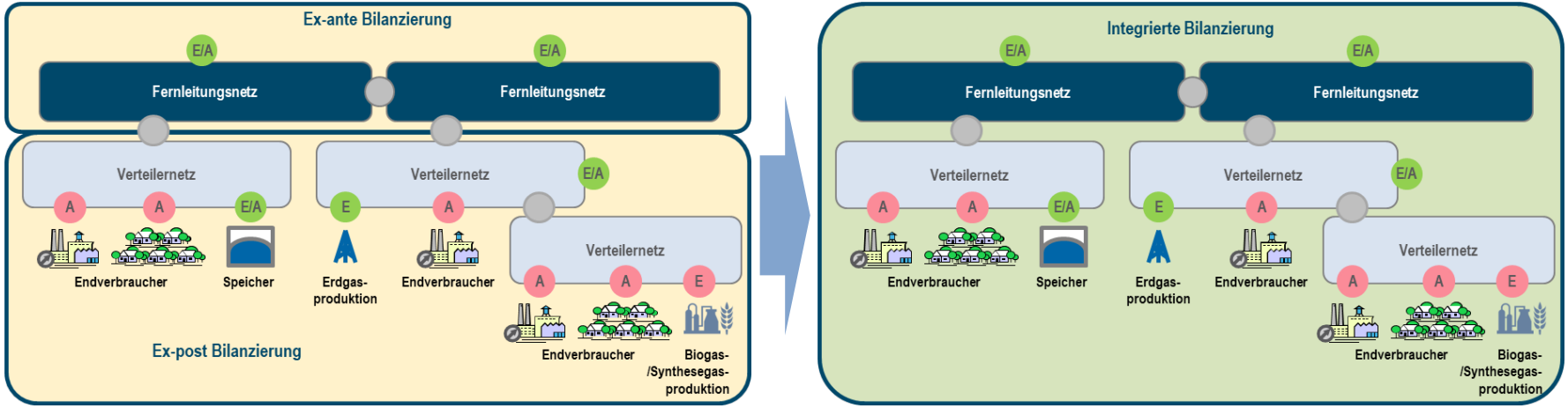
März-Juni 2022

Ende 2019: Neuerlassung der GMMO-VO 2020

01.10.2022: Inkrafttreten der GMMO-VO 2020

Vom alten zum neuen Bilanzierungsmodell

Von der getrennten zur integrierten Bilanzierung



E...Einspeisepunkt, A...Ausspeisepunkt

Allokiert wie nominiert

Allokiert wie gemessen

Vom alten zum neuen Bilanzierungsmodell

Neuerlassung der GMMO-VO 2020 im Dezember 2019

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

BUNDESGESETZBLATT
FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH

Jahrgang 2019 — Ausgegeben am 20. Dezember 2019 — Teil II

425. Verordnung: Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 – GMMO-VO 2020

425. Verordnung des Vorstands der E-Control zu Regelungen zum Gas-Marktmodell (Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 – GMMO-VO 2020)

Auf Grund des § 41 Abs. 1, 3 und 4 des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011, zuletzt geändert durch das Bundesgesetz BGBl. I Nr. 108/2017, sowie die Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen, iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz – E-ControlG, BGBl. I Nr. 110/2010, zuletzt geändert durch das Bundesgesetz BGBl. I Nr. 108/2017, wird verordnet:

Inhaltsverzeichnis

1. Teil

Grundsätze

§ 1. Anwendungsbereich
§ 2. Begriffsbestimmungen
§ 3. Regeln der Technik

2. Teil

Netzzugang

1. Abschnitt

Allgemeine Regelungen zum Netzzugang im Fernleitungsnetz

§ 4. Kapazitätsangebot
§ 5. Kapazitätszuweisung
§ 6. Kapazitätsumwandlung
§ 7. Sonderregelungen für virtuelle Netzkopplungspunkte
§ 8. Nominierungs- und Renominierungsregeln
§ 9. Zuordnung von Kapazitäten zu Bilanzgruppen
§ 10. Sonderregelungen zum Netzzugang im Fernleitungsnetz

2. Abschnitt

Allgemeine Regelungen zum Netzzugang im Verteilernetz

§ 11. Netzzugangsantrag und Kapazitätserweiterung
§ 12. Netzzutrittsantrag
§ 13. Kapazitätsmanagement im Verteilergebiet

3. Abschnitt

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

Inhalt

1. Vom alten zum neuen Bilanzierungsmodell

2. Wesentliche Inhalte des neuen Bilanzierungsmodells

3. Nächste Schritte

Kommerzielle Bilanzierung

Neuordnung der Allokationskomponenten

	Entry	Exit
Virtueller Handelspunkt	allokiert wie nominiert	allokiert wie nominiert
Grenzkopplungspunkt	allokiert wie nominiert	allokiert wie nominiert
Speicher	allokiert wie nominiert	allokiert wie nominiert
Produktion Erdgas	allokiert wie nominiert	
Produktion erneuerbares Gas	Tagessumme der Stundenmesswerte / 24	
Endverbraucher SLP		Tagessumme SLP / 24
Endverbraucher LPZ mit Leistung ≤ 300 MWh/h*		Tagessumme der Stundenmesswerte / 24*
Endverbraucher LPZ mit Leistung > 300 MWh/h		Stundenmesswerte

*vorbehaltlich Optierungsmöglichkeit zu Allokation basierend auf Stundenmesswerten

Tages-Unausgeglichenheit

Kommerzielle Bilanzierung

Festlegung eines täglichen Ausgleichsenergiepreises im Einklang mit BAL NC

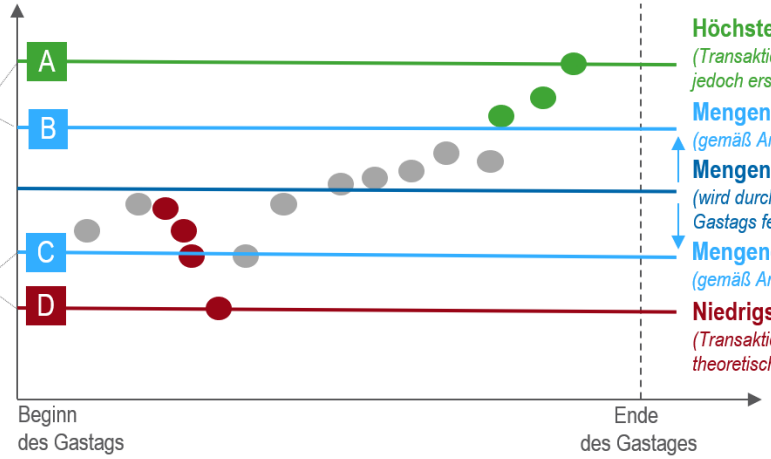
Ausgleichsenergiepreise für BG-Unausgeglichenheiten bezogen auf den Gastag

Unterspeisung Bilanzgruppe

AE Preis = max(A;B)

Überspeisung Bilanzgruppe

AE Preis = min(C;D)



Höchster Preis für phys. Ausgleichsenergie am Gastag D
(Transaktionen werden zeitnah veröffentlicht, endgültiger Wert steht theoretisch jedoch erst nach Ende des Gastags fest)

Mengengew. Gasdurchschnittspreis + Kleine Anpassung 3%
(gemäß Art. 22 Z6 BAL NC bis zu 10% des Gasdurchschnittspreises)

Mengengew. Gasdurchschnittspreis des Gastags D
(wird durch Börse laufend veröffentlicht; finale Höhe steht erst nach Ende des Gastags fest)

Mengengew. Gasdurchschnittspreis – Kleine Anpassung 3%
(gemäß Art. 22 Z6 BAL NC bis zu 10% des Gasdurchschnittspreises)

Niedrigster für phys. Ausgleichsenergie am Gastag D
(Transaktionen werden zeitnah veröffentlicht, endgültiger Wert steht theoretisch jedoch erst nach Ende des Gastags fest)

Transaktion zwischen Marktteilnehmern | Transaktion mit Beteiligung Bilanzierungsstelle (Kauf phys. AE) | Transaktion mit Beteiligung Bilanzierungsstelle (Verkauf phys. AE)

Kommerzielle Bilanzierung

Ergänzendes untertägiges Anreizsystem

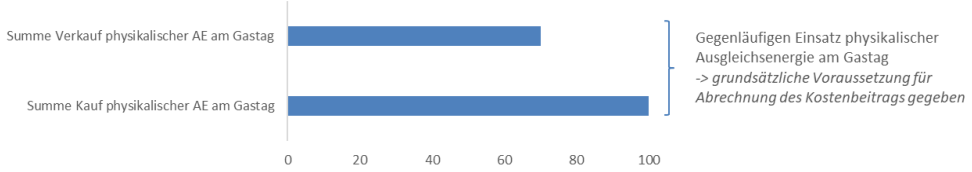
- Tagesbilanzierung wird im Einklang mit Art. 24 NC BAL durch ein untertägiges Anreizsystem ergänzt*
- Zielsetzung: Schaffung eines Anreizes zur gesamthaften Minimierung der Bilanzierungskosten und Sicherstellung der Systemstabilität durch Bilanzgruppenverantwortliche
- Grundsätzliche Bedingungen für 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 Unausgeglichenheiten
  - Gewährung einer stündlichen Toleranzmenge von ± 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.

Exkurs: Erläuterung des untertägiges Anreizsystems

Exemplarische Veranschaulichung – Schritt 1

Prüfung ob an einem bestimmten Gastag gegenläufiger Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie erfolgte



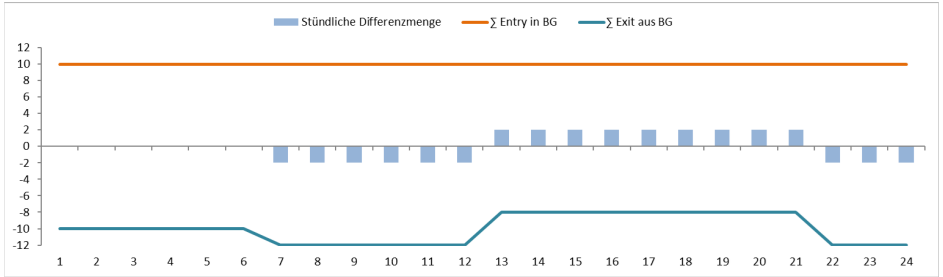
- Im vorliegenden Beispiel liegt gegenläufiger Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie vor: aus 100 Einheiten Kauf von physikalischer Ausgleichsenergie und 70 Einheiten Verkauf von physikalischer Ausgleichsenergie lassen sich insgesamt 70 Einheiten der Strukturierung zuordnen.
- Aus Systemsicht wäre 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	∑
∑ 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
∑ 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	-10	-3	-2	-3	-2	-3	-4	-5	-4	-4	-4	-3	-3	-100
Stündliche Differenzmenge: ∑ Entry - ∑ 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	
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	

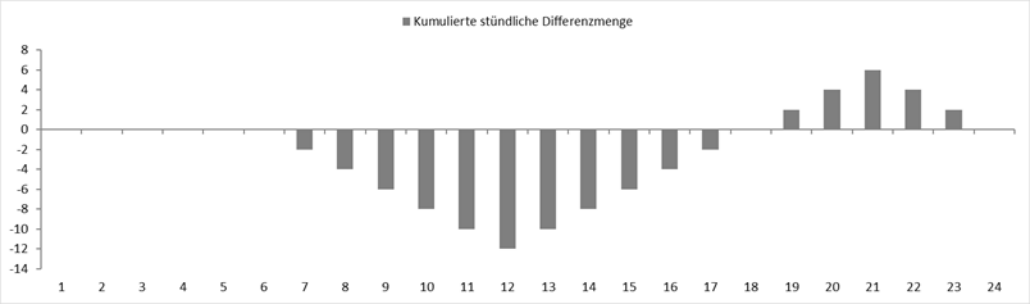


- Die Toleranzmenge der Bilanzgruppe ergibt sich aus der Multiplikation der Tagesallokation von Endverbrauchern mit der relativen Toleranzhöhe (im konkreten Fall vier Prozent von 100, also vier).
- Diese Toleranzmenge steht in jeder Stunde als Toleranz der Bilanzgruppe zur Verfügung. Die stündliche Differenzmenge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

Exkurs: Erläuterung des untertägiges Anreizsystems

Exemplarische Veranschaulichung – Schritt 3

Ermittlung der kumulierten stündlichen Differenzmenge einer individuellen Bilanzgruppe



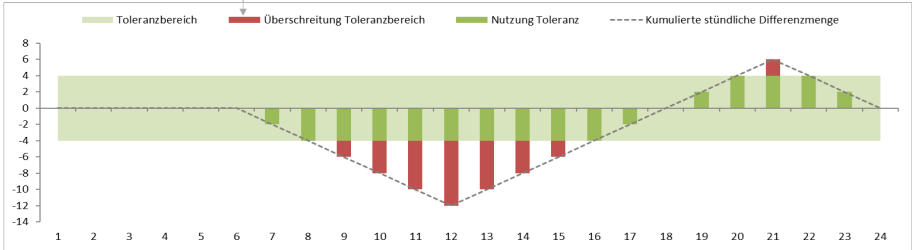
> Die in Schritt 2 ermittelten, stündlichen Differenzmengen werden nunmehr zu einer kumulierten stündlichen Differenzmenge zusammengefasst.

Exkurs: Erläuterung des untertägiges Anreizsystems

Exemplarische Veranschaulichung – Schritt 4

Prüfung auf Überschreitung der Toleranzmenge durch kumulierte stündliche Differenzmenge

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	∑
∑ 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
∑ 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	-10	-3	-2	-3	-2	-3	-4	-5	-4	-4	-4	-3	-3	-100
Stündliche Differenzmenge: ∑ Entry - ∑ 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	
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	
Kumulierte stündliche Differenzmenge	0	0	0	0	0	0	-2	-4	-6	-8	-10	-12	-10	-8	-6	-4	-2	0	2	4	6	4	2	0	
Überschreitung → Mengenbasis Kostenbeitrag	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2**	**4**	**6**	**8**	**6**	**4**	**2**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2**	**0**	**0**	**0**	



- 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.

Exkurs: Erläuterung des untertägiges Anreizsystems

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 bewertet mit dem spezifischen Kostenbeitrag von 4 EUR/MWh in einer Deckelung von 280 Euro resultieren.

Kommerzielle Bilanzierung

Erstes/Zweites Clearing und kommerzielle Abwicklung

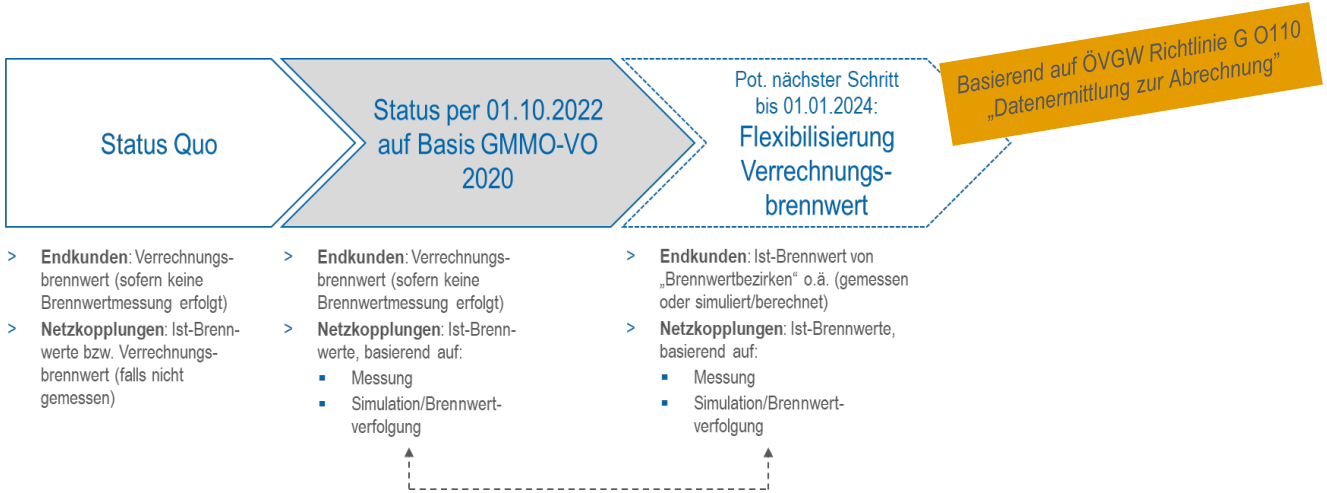
- Durchführung durch Bilanzierungsstelle in monatlicher Taktung (analog zum Status quo)
- Gegenstand des ersten Clearings:
  - Tägliche Ausgleichsenergie
  - Kostenbeitrag zur untertägigen Strukturierung
  - Bilanzierungsumlage* (in Anlehnung an die aktuelle Systematik im Rahmen der ex-post Bilanzierung)
  - 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

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 01.01.2024 kein nach Brennwertbezirken und Ist-Brennwerten differenzierter Verrechnungsbrennwert zur Anwendung kommen sollte

Kommerzielle Bilanzierung

Informationsbereitstellung und Transparenz

Informationen zum individuellen Bilanzgruppenstatus

- Vorläufige Informationen auf stündlicher Basis
- Aktualisierte Informationen am Folgetag
- Clearing-relevante Informationen (monatlich)

Webbasierte Plattform bzw. automationsunterstütze, elektronische Datenübertragung

Transparenz-informationen zum Marktgebietsstatus

- Informationen phys. Ausgleichsenergie-Abrufe
- AE-Preise und sonstige Entgelte
- Netzpuffer
- Marktgebietssaldo
- Endverbrauch, Kapazitäten, Speicher
- Brennwertbezirke und jeweilige Brennwerte*

Webbasierte Plattform bzw. automationsunterstützer Zugriff via Schnittstelle

*sofern zur Anwendung kommend

Kommerzielle Bilanzierung

Gesonderte Regelungen für Tirol und Vorarlberg

- 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.

Inhalt

1. Ausgangslage und Motivation für die GMMO-VO 2020

2. Wesentliche Inhalte des neuen Bilanzierungsmodells

3. Nächste Schritte

Nächste Schritte

Begutachtungen laufen

Begutachtung der Novelle zur GMMO-VO

- Änderung der Begriffsbestimmung „Bilanzierungsstelle“
- Informationsfluss für die Verrechnung des mengenbasierten Netznutzungsentgelts im Fernleitungsnetz
- Ergänzung der Datenbereitstellung der Fernleitungsnetzbetreiber
- Begutachtung läuft bis 14.4.2022

Sonstige Marktregeln Gas – Kommunikation und Fristenlauf (Kapitel 2) und Nominierungen (Kapitel 3)

- Anpassung an das neue Bilanzierungsmodell auf Basis der Gas-Marktmodell-Verordnung 2020
- Informationen zum Bilanzgruppenstatus und zum Allokationsstatus werden ergänzt
- Edig@s Version 5.1 als Nachrichtenformat wird ergänzt.
- KISS-A-Format wird gestrichen
- Begutachtung läuft bis 6.5.2022

Kontakt

MARKUS KRUG, ABTEILUNGSLEITER-STV. GAS

+43 1 24724 804

markus.krug@e-control.at

www.e-control.at

E-CONTROL

Unsere Energie gehört der Zukunft.