

Stellungnahme GAS CONNECT AUSTRIA GmbH:
zum E-Control Diskussionspapier
„Eckpunkte eines H2-Ziel-Marktmodells“

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	3
2.	Eckpunkte zur Ausgestaltung der Startphase des Regulierungsrahmens für ein H2- Marktmodell - Annahmen	3
3.	Eckpunkte zur Ausgestaltung der Startphase des Regulierungsrahmens für ein H2- Marktmodell - Definition	7
4.	Eckpunkte zur Ausgestaltung der Startphase des Regulierungsrahmens für ein H2- Marktmodell - Allgemeine Prämissen	9
4.1	Prämissen zu H2-Netzzugang und H2-Kapazitätserweiterung	9
4.2	Prämissen zu H2-Netzzugang und H2-Kapazitätserweiterung (Verteilernetzebene in der Startphase)	10
4.3	Prämissen zu H2-Netzzugang und H2-Kapazitätserweiterung (Fernleitungsebene in der H2-Marktentwicklungsphase)	11
4.4	Prämissen zu H2- Bilanzierung	13
4.5	Prämissen zu Informationsbereitstellung und Transparenz	18
4.6	Prämissen zu Regeln der Technik	21
5.	Beantwortung Fragenkatalog Eckpunktepapier	21

1. EINLEITUNG

Gas Connect Austria (GCA) bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme und nimmt binnen offener Frist zum Diskussionspapier „Eckpunkte eines H2-Ziel-Marktmodells“ Stellung. Das Dokument gliedert sich in zwei Teile: Im ersten Teil (Kapitel 2-4) beziehen wir uns auf die grundlegenden Prämissen, Definitionen und Annahmen, die das Verständnis von GCA zur Ausgestaltung des H2-Marktmodells prägen. Im zweiten Abschnitt (Kapitel 5) legen wir unsere Positionen und Meinungen gemäß der Fragenstruktur der E-Control dar.

2. ECKPUNKTE ZUR AUSGESTALTUNG DER STARTPHASE DES REGULIERUNGSRAHMENS FÜR EIN H2- MARKTMODELL - ANNAHMEN

GCA unterstützt die Annahme, dass E-Control als zuständige Regulierungsbehörde für H2 ernannt werden soll, würde es aber begrüßen, wenn die Ernennung nicht bis zum Inkrafttreten des Gas- und Wasserstoffgesetzes (`GWG neu´) auf sich warten lässt, sondern ehestmöglich stattfindet. Damit wird sichergestellt, dass die aktuell vorliegenden Zeitpläne zur Realisierung der H2-Projekte eingehalten werden können und GCA auch auf europäischer Ebene als ordentliches Gründungsmitglied von ENNOH von Beginn an maßgeblich die europäischen Rahmenbedingungen mitgestalten kann.

Zu den zugrundeliegenden Annahmen der ECA für die grundsätzlichen Festlegungen im GWG:

<i>Annahme 1. Etablierung einer H2-Fernleitungs- und einer H2-Verteilungsebene.</i>

GCA teilt die Ansicht, dass es für H2 der Etablierung einer Fernleitungs- und einer Verteilungsebene bedarf.

<i>Annahme 2. Definition von regionalen H2-Clustern und H2-Marktgebieten.</i>

GCA teilt die Ansicht, dass es einer klaren Definition zur Abgrenzung von regionalen H2-Clustern und von H2-Marktgebieten bedarf. Mehr ist nicht erforderlich. Aus unserer Sicht kann ein H2-Cluster nicht grenzquerend sein und nur auf der Verteilnetzebene stattfinden. Freilich soll nicht ausgeschlossen werden, dass Cluster alternativ auch über ein Verteilernetz an das Fernleitungsnetz angeschlossen werden können. Siehe dazu die Definition der Bilanzierungszone in Art 2 Zi 58 RL (EU) 2024/1788 „Bilanzierungszone“ ein System, für das ein spezifisches Bilanzierungssystem gilt, das das Fernleitungsnetz umfasst und das das Verteilernetz oder Teile davon umfassen kann.

Sobald der Anschluss an die Fernleitung gegeben ist, geht der Cluster im Netzverbund auf. Dieses Konzept hat vor allem auch Auswirkungen auf die Startnetz- bzw. Hochlauffinanzierung, denn ein Cluster, oder auch ein H2 Verteilernetz, das nicht direkt oder indirekt an das Fernleitungsnetz angeschlossen ist und lt. Netzentwicklungsplanung auch nicht angeschlossen werden soll, kann auch nicht am Netzverbund und damit am Wasserstoffmarkt teilnehmen, m.a.W. er könnte nicht in die zweite Phase des Markthochlaufes eintreten. Die Finanzierung über eine Staatsgarantie für einen solchen Cluster, der auch perspektivisch über die Planungsverfahren nicht an das Fernleitungsnetz angeschlossen werden soll (Netzentwicklungsplanung), kann daher nicht Teil des Startnetzes sein.

Für den Aufbau eines nationalen Startnetzes schlagen wir ein Modell zur Einführung eines staatlich garantierten H2-Hochlaufkontos vor. Dieses funktioniert als temporäres Finanzierungsinstrument, das die Differenz zwischen durch den Regulator genehmigten Netzkosten und den tatsächlichen Einnahmen aus Hochlaufentgelten abdeckt. Eine kontoführende Stelle finanziert die entstehende Lücke vor, abgesichert durch eine staatliche Garantie, wodurch eine tragfähige, haushaltsschonende und investorenfreundliche Umsetzung ermöglicht wird.

Die Rückführung erfolgt über Netznutzungsentgelte, die in marktverträglicher Höhe gestaltet werden. Eine Quersubventionierung über Erdgasnetze ist optional möglich. Im Erfolgsfall wird das Konto innerhalb des vorgesehenen Zeitraums geschlossen. Die Einführung des H2-Hochlaufkontos stellt sicher, dass Netzbetreiber in Infrastruktur investieren können, ohne unberechenbare Risiken tragen zu müssen. Nur so kann das nationale Startnetz planmäßig errichtet werden. Das Modell erfüllt regulatorische Vorgaben, berücksichtigt wirtschaftliche Rahmenbedingungen und verhindert kostspielige Verzögerungen durch mangelnde Investitionsbereitschaft. Für weitere Ausführungen dazu stehen wir gerne zur Verfügung.

Die Kombination aus grenzüberschreitender Kostenallokation (CBCA) und einem staatlich garantierten nationalen H2-Hochlaufkonto schafft die Voraussetzungen für eine erfolgreiche Wasserstoffinfrastruktur in Österreich. Sie ermöglicht effiziente und effektive Investitionen und stellt sicher, dass Netzbetreiber ihre Aufgaben zuverlässig erfüllen können - im Interesse von Wirtschaft, Klima und Versorgungssicherheit.

Annahme 3. Definition der H2-Systemaufgaben im GWG neu. Zuordnung dieser Aufgaben zu Institutionen im Rahmen der H2MMO-VO entsprechend den Anforderungen der Entwicklungsphase des H2-Marktes.

GCA teilt das Ansinnen der ECA, einerseits „sunk costs“ und andererseits überschießende Kosten bei der Ausrollung des H2-Marktmodells zu vermeiden. Wir sind daher der Auffassung, dass bei der Etablierung eines H2-Marktmodells im Sinne der (Kosten-)Effizienz auf Synergien des etablierten und effizienten Gas-Systems inkl. Institutionen und Rollen zurückgegriffen werden sollte. Andernfalls - wenn man diese auf der „grünen Wiese“ entwickelt - ist ohnehin

mit vergleichbaren Kosten wie im Erdgas zu rechnen, jedoch ohne Synergien und mit der Gefahr von Parallelentwicklungen mehrerer Systeme, deren spätere Zusammenlegung wiederum Zusatzaufwand und Kosten bedeuten würde. Mit der Integration von H2-Systemaufgaben in bestehende Institutionen ist hingegen mit lediglich inkrementellen Mehrkosten zu rechnen. Unabhängig von der Entstehungsgeschwindigkeit des H2-Marktes ist davon auszugehen, dass das Erdgassystem über Jahrzehnte bestehen bleiben wird. Insbesondere um sich den Aufbau langjähriger Parallelsysteme zu ersparen, sind wir der Meinung, dass man auf bereits etablierte Institutionen und Rollen aufbaut, diese Verantwortlichkeiten und den für die Planungssicherheit nötigen Rahmen im GWG im Hinblick auf eine Erweiterung der Geltung der Bestimmungen für H2 abbildet und nur in der Startphase eine Kompetenz zur Gewährung von Ausnahmen für Cluster über die H2MMO-VO ermöglicht. Somit reicht es aus unserer Sicht, wenn die Konkretisierung in Form der Ausnahmen (z.B. auch im Hinblick auf Aufgaben und Regeln) über die H2MMO-VO flexibel gem. der Marktentwicklung im Zeitverlauf angepasst werden kann, ohne damit die langfristige Planungssicherheit für die betroffenen Akteure zu verlieren.

Annahme 4. Entflechtungsregime analog zum bestehenden Gassystem.

GCA teilt die Ansicht, dass das Entflechtungsregime analog zum bestehenden Gassystem gelten soll. Das ist nach unserem Verständnis europarechtlich auch so vorgesehen bzw. ermöglicht worden. Eine rasche Zertifizierung als Wasserstoffnetzbetreiber wird angestrebt.

Annahme 5. Regulierter Netzzugang ab Inkrafttreten des GWG neu.

GCA teilt die Ansicht, dass ab Inkrafttreten des GWG neu ein regulierter Netzzugang - jedenfalls im Netzverbund - zur Anwendung kommen soll.

Annahme 6. Trennung des regulierten Anlagevermögens nach Gas, H2 oder Strom je Netzbetreiber ab Inkrafttreten des GWG neu.

GCA unterstützt das Prinzip, dass das regulierte Anlagevermögen für das jeweilige Segment (Gas, H2) getrennt dargestellt werden soll. Gleichzeitig weisen wir der Vollständigkeit halber darauf hin, dass gemäß Art 69 (2) der Gasbinnenmarktrichtlinie nach Vorliegen einer von der Behörde durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse, die Möglichkeit eines Account-Unbundling vorgesehen ist, wonach aus Kosten- und Effizienzerwägungen nicht zwingend eine eigene Gesellschaft für die Errichtung und den Betrieb der H2-Infrastruktur zu gründen ist. Aus eben diesen Kosten und Effizienzüberlegungen strebt GCA nicht die Gründung einer weiteren Gesellschaft für den H2-Netzbetrieb an.

Annahme 7. Weitestgehende Systemverantwortung, inkl. Ausgleich der Netze, der H2-Netzbetreiber in der H2-Startphase, die zu einer effizienten Zusammenarbeit verpflichtet sind.

Eine effiziente Zusammenarbeit zwischen den Systemoperatoren sollte nicht nur auf die Startphase beschränkt sein. Wir erachten dies als Grundvoraussetzung für ein funktionierendes System - analog zur bewährten Praxis im Erdgassektor. Aus unserer Sicht ist es kritisch zu hinterfragen, ob der Aufbau der genannten Systemverantwortung bei den einzelnen Netzbetreibern zielführend ist oder besser auf bewährte Mechanismen zurückgegriffen wird, die in angepasster und vereinfachter Form aus dem Erdgasmarkt übertragen werden.

Annahme 8. Verpflichtung für transportpfadunabhängige Buchungen (und vertragliche Vereinbarungen) von H2-Einspeise- und H2-Ausspeisekapazitäten ab Inkrafttreten GWG neu.

Das ist eine grundlegende Voraussetzung für ein Entry-Exit-Modell. Zu bedenken ist aber, dass durch Zuordnungsaufgaben die verfügbare Kapazität maximiert werden kann. Als Folge könnten durch eine höhere zielgerichtete Auslastung die spezifischen Kosten reduziert werden. In der Hochlaufphase erscheint es jedenfalls valide, die verfügbare Kapazität maximal auszulasten und erst bei tatsächlichen Engpässen weitere Ausbauten vorzunehmen. Erst mit steigender Liquidität und Etablierung eines virtuellen Handelspunktes wird sich die Kapazitätsqualität von der Physik entfernen und zunehmend in Richtung Abstraktheit verlagern.

Annahme 9. Verordnungsermächtigung der Regulierungsbehörde zur Ausgestaltung des H2-Marktmodells analog zur Ermächtigung in § 41 GWG 2011.

Wie bereits oben erwähnt, sollte die Verordnungskompetenz der Behörde mit der Marktreife bzw. mit den Phasen korrelieren und gleich getaktet werden, wiewohl die einzelnen Akteure des Marktes und deren Rollen sowie Aufgaben auf gesetzlicher Ebene festgelegt werden sollten. Auch dieser Vorschlag entspricht den aktuellen Gegebenheiten der Erdgasregulierung.

Annahme 10. Die Errichtung eines H2-Netzverbundes zwischen bis dahin getrennten regionalen H2-Clustern führt zu deren Zusammenlegung in einem H2-Marktgebiet.

Zur Präzisierung sollte festgehalten werden, dass erst durch das Vorliegen der Wasserstofffernleitungen (und somit die Anbindung an das europäische Wasserstoffnetz) und deren Verbindung zu den H2-Clustern, die Verbindung einzelner regionaler H2-Cluster untereinander bewerkstelligt und in der Folge ein H2-Marktgebiet definiert wird.

3. ECKPUNKTE ZUR AUSGESTALTUNG DER STARTPHASE DES REGULIERUNGSRAHMENS FÜR EIN H₂- MARKTMODELL - DEFINITION

„H₂-Einspeiser“ - in Anlehnung an § 7 (1) Z9 GWG 2011, eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die H₂ an einem H₂-Einspeisepunkt zum Transport übergibt;

„H₂-Entnehmer“ - in Anlehnung an § 7 (1) Z12 GWG 2011, eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die H₂ an einem H₂-Ausspeisepunkt übernimmt;

Diese Begriffe kommen weder in der RL, noch der VO vor, es ist die Frage, in welchem Zusammenhang diese Begriffe benötigt werden, zumal Einspeiser und Entnehmer regelmäßig „Netzbewutzer“ iSv Art 2 Zi 46 der RL 2024/1788 sein werden. Aus unserer Sicht tragen die Begriffe nicht zur Klarheit bei und sind daher nicht erforderlich bzw. zu hinterfragen.

„H₂-Fernleitung“ - in Anlehnung an § 7 (1) Z18 GWG 2011, den Transport von H₂ durch ein hauptsächlich Hochdruckfernleitungen umfassendes Netz, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Versorgung der Kunden selbst;

Art 2 Zi 23 RL (EU) 2024/1788 führt dazu aus: Wasserstofffernleitungsnetz“ ein Netz von Rohrleitungen für den Transport von Wasserstoff mit einem hohen Reinheitsgrad, insbesondere ein Netz, das Wasserstoffverbindungsleitungen umfasst oder das direkt mit Wasserstoffspeichereinrichtungen, Wasserstoffterminals oder zwei oder mehr Wasserstoffverbindungsleitungen verbunden ist oder das in erster Linie dem Transport von Wasserstoff zu anderen Wasserstoffnetzen, Wasserstoffspeichereinrichtungen oder Wasserstoffterminals dient, ohne dabei die Möglichkeit dieser Netze auszuschließen, der Lieferung an direkt an das Netz angeschlossene Kunden zu dienen;

Die Definition aus der RL erscheint uns umfangreicher und klarer zu sein.

Der Netzanschluss sollte generell, und insbesondere bei einem Markthochlauf, nur dann restriktiv geregelt werden, wenn dies erforderlich ist. In Art 35 iVm Art 38 der RL (EU) 2024/1778 ist die Möglichkeit des direkten Netzanschlusses von Wasserstoffabnehmern an das Fernleitungsnetz ausdrücklich vorgesehen. Die Möglichkeit für Kunden, z.B. Industrieunternehmen, sich ehestmöglich und direkt an das Wasserstofffernleitungsnetz anzuschließen, muss gegeben sein, insbesondere, wenn dieser sich als kostengünstigere Option darstellt.

„H2-Verteilernetz“ - in Anlehnung an § 7 (1) Z71 und Z73 GWG 2011, H2-Leitungsanlagen zum Zwecke des Transports von H2 über lokale oder regionale Leitungsanlagen, mit der Ausnahme der Versorgung der Kunden selbst.

Art 2 Zi 24 RL (EU) 2024/1788 führt dazu aus: „Wasserstoffverteilernetz“ ein Netz von Rohrleitungen für den örtlichen oder regionalen Transport von Wasserstoff mit einem hohen Reinheitsgrad, das in erster Linie der Lieferung an direkt an das Netz angeschlossene Kunden dient und keine Wasserstoffverbindungsleitungen umfasst und das nicht direkt mit Wasserstoffspeichereinrichtungen oder Wasserstoffterminals – es sei denn, das betreffende Netz war zum 4. August 2024 ein Verteilernetz für Erdgas und wurde teilweise oder vollständig für den Transport von Wasserstoff umgewidmet – oder mit zwei oder mehr Wasserstoffverbindungsleitungen verbunden ist.

Auch hier erscheint uns die Definition aus der RL umfangreicher und klarer zu sein.

„H2-Cluster“ - nicht miteinander verbundene lokale oder regionale H2-Verteilernetze oder H2-Verteiler-Teilnetze eines oder mehrerer H2-Netzbetreiber;

Bei der Definition des H2-Clusters sollte präzisiert werden, dass dieser nicht mit der Fernleitung verbunden ist. Konsequenterweise verliert der H2-Cluster seinen Status sobald der Netzanschluss an die Fernleitung vorliegt.

„H2-Marktgebiet“ - in Anlehnung an § 7 (1) Z36 GWG 2011, eine Zusammenfassung von H2-Netzen (H2-Verteilernetzen- und H2-Fernleitungen) unterschiedlicher H2-Netzbetreiber, in dem ein Netzzugangsberechtigter gebuchte Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten flexibel nutzen kann;

Die Definition gehört dahingehend präzisiert, dass Marktteilnehmer zugewiesene Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten nutzen können. Weiters regen wir an „flexibel“ zu streichen, da sich während des Hochlaufs Marktgebiete eventuell über Zuordnungsaufgaben aufspannen werden.

„virtueller Handelspunkt (VHP)“ - in Anlehnung an § 7 (1) Z76 GWG 2011, ein virtueller Punkt in einem H2-Marktgebiet. Der virtuelle Handelspunkt ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht Käufern und Verkäufern von H2, auch ohne Kapazitätsbuchung H2 zu kaufen oder zu verkaufen.

Alternativ könnte auch einfach die Definition der RL übernommen werden:

„59. „virtueller Handelspunkt“ einen nicht physischen Handelspunkt innerhalb eines Einspeise-/Auspeisesystems, an dem Erdgas oder Wasserstoff zwischen einem Verkäufer und einem Käufer ausgetauscht werden, ohne dass Kapazität gebucht werden muss“

4. ECKPUNKTE ZUR AUSGESTALTUNG DER STARTPHASE DES REGULIERUNGSRAHMENS FÜR EIN H2- MARKTMODELL - ALLGEMEINE PRÄMISSEN

Prämisse 1. Vermeidung von sowohl „sunk costs“ als auch überschießenden Kosten bei der Ausrollung eines H2-Marktmodells.

GCA befürwortet diesen Ansatz mit der Ergänzung, dass dieses Prinzip ebenso beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur gelten sollte. Das Potential der Umrüstung vorhandener Anlagen steht dabei sinnbildlich für Nachhaltigkeit, da bestehende Infrastruktur sinnvoll einer Nachnutzung zugeführt werden kann.

Prämisse 2. Grundlage für alle Entscheidungen bilden objektive, transparente und nichtdiskriminierende Vorgaben.

GCA unterstützt und begrüßt dies ausdrücklich, da transparente und verlässlich zugängliche Information sowohl während der Anfangsphase als auch im späteren etablierten Markt Vertrauen schafft und ein wesentliches Fundament für eine förderliche Marktentwicklung darstellt.

Prämisse 3. Übertragung von Anlagewerten bei Umwidmung entsprechend Restbuchwert

Das ist ein möglicher Bewertungsansatz, welchen man an dieser Stelle jedoch nicht abschließend festlegen sollte. Auf europäischer Ebene sind weitere verbindliche Vorgaben und Regelungen in Form von Netzkodizes zu erwarten - zumindest für die Fernleitung.

4.1 PRÄMISSEN ZU H2-NETZZUGANG UND H2-KAPAZITÄTSERWEITERUNG

Prämisse 4. Festlegung des H2-Jahres entsprechend dem Kalenderjahr. Festlegung des H2-Tages entsprechend dem Kalendertag.

GCA kann dieser Prämisse nicht folgen, weil Synergien des etablierten Systems damit auf Spiel gesetzt und ein hoher Kosten- und Ressourceneinsatz damit einhergehen werden, insbe-

sondere im Hinblick auf einen - wahrscheinlich jahrelangen - Parallelbetrieb von Gas und Wasserstoff. Insbesondere die täglichen Prozesse des Gastages sind weithin bekannt und geübt und könnten so leichter auf den H2-Markt ausgerollt werden. Der Verweis auf entsprechende Vorgaben auf dem Elektrizitätsmarkt ist regulierungsrechtlich nicht zielführend, zumal die europäischen Normen die Gase Wasserstoff und Erdgas in einer gemeinsamen Richtlinie und Verordnung regeln. Diesem Prinzip sollte konsistent gefolgt werden.

Prämisse 5. Regulierter Netzzugang nach objektiven, transparenten und nicht-diskriminierenden Vorgaben.

GCA teilt die Ansicht, dass ab Inkrafttreten des GWG neu ein regulierter Netzzugang nach den genannten Vorgaben - jedenfalls im Netzverbund - zur Anwendung kommen soll.

4.2 PRÄMISSEN ZU H2-NETZZUGANG UND H2-KAPAZITÄTSERWEITERUNG (VERTEILERNETZEBENE IN DER STARTPHASE)

Prämisse 6. Regionale H2-Clusterbildung findet auf H2-Verteilerleitungsebene statt.

Siehe Kommentar zur Annahme 10. Die H2-Clusterbildung findet auf H2-Verteilernetzebene statt, die Verbindung zu einem Marktgebiet und der Zugang zu grenzüberschreitenden Handelspunkten erfolgt über die Verbindung zum Fernleitungsnetz.

Prämisse 7. H2-Netzzugang für H2-Entnehmer erfolgt primär auf H2-Verteilernetzebene.

Siehe Kommentar zur Definition „H2- Fernleitung“. Der direkte Netzzugang auf der H2-Fernleitungsebene darf nicht ausgeschlossen werden. Letztendlich sind wir davon überzeugt, dass sich der jeweilig kostengünstigere Zugang durchsetzen wird.

Prämisse 8. Ein Kapazitätserweiterungsregime mit H2-Kapazitätserweiterungsantrag, H2-Kapazitätserweiterungsvertrag, H2-Netzausbauvertrag, H2-Netzzugangsantrag und H2-Netzzugangsvertrag, analog zum bestehenden Gassystem, soll von Beginn an etabliert werden.

Es spricht aus GCA-Sicht nichts dagegen, jedoch sollte beim Antragsverfahren auf eine akkurate, praktikable und rasche Erledigung Wert gelegt werden. Darüber hinaus hat der Erweiterungsantrag beim betroffenen Netzbetreiber einzugehen. Insbesondere bei regionalen Clustern ist aber sicherzustellen, dass der bedarfsgerechte Ausbau cluster-weit koordiniert über das gesamte Verteilergebiet ermittelt wird. Aufgrund der Tatsache, dass die (meisten) Cluster im Zeitverlauf zu verbinden sein werden, sehen wir die Rolle eines Verteilergebietsmanagers und des VHP-Betreibers zur Ermöglichung von Wasserstoffhandel bereits in der Startphase als

erforderlich bzw. nützlich an. Der Verteilergebietsmanager soll die Cluster-übergreifende Ausbauplanung koordinieren. So kann bereits zu Beginn sichergestellt werden, dass Mehrkosten bei der Verbindung von Clustern vermieden werden. Das ist auch für die Definition des H2 Startnetzes essentiell.

Prämisse 9. Netzzugang erfolgt auf Basis von genehmigten allgemeinen Netzbedingungen.

Dem pflichten wir bei, es gilt darauf zu achten, dass eine Aktualisierung bedarfsgerecht und rasch erfolgen kann.

Prämisse 10. Kapazitätsvergabe erfolgt nach dem „First-Come-First-Served“-Prinzip.

Das „First-Come-First-Served“-Prinzip ist ein erprobter und bewährter Kapazitätsvergabemechanismus aus dem Erdgasbereich, welcher insbesondere geeignet ist in Situationen ohne Engpass, wie es zu Beginn für den H2-Markt zu erwarten ist. Daher wird dieser Ansatz begrüßt.

4.3 PRÄMISSEN ZU H2-NETZZUGANG UND H2-KAPAZITÄTserweiterung (FERNLEITUNGSEBENE IN DER H2-MARKTENTWICKLUNGSPHASE)

Prämisse 11. Es sollen feste frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sowie unterbrechbare Kapazitäten (UK) angeboten werden.

Wir sind der Meinung, dass man sich zumindest in der Marktentwicklungsphase bei der Auswahl der Kapazitätsprodukte nicht beschränken sollte.

Prämisse 12. Jahres-Standardkapazitätsverträge sollen maximal für 15 Jahre gebucht werden können. Bei Inbetriebnahme der Leitung vor dem 01.01.2028 sind auch 20 Jahre zulässig.

Eine Beschränkung in der Hochlaufphase sehen wir nicht zielführend. Langfristige Verträge sollen tatsächlich Sicherheit bieten, die notwendig ist, um Investitionsentscheidungen zu tätigen. Für das Verteilergebiet sind die Prämissen nicht von Relevanz.

Prämisse 13. 10% der technischen Kapazität sollen für kurzfristige Buchungen, Tages-Standardkapazitätsprodukte, reserviert werden, wenn mehr als jeweils ein H2-Einspeiser oder H2-Entnehmer in dem jeweiligen H2-Cluster existiert.

In der Marktentwicklungsphase wird dies aller Voraussicht nach nicht notwendig sein. Solange ausreichend Kapazität verfügbar ist, kommt man gar nicht in die Verlegenheit Kapazitäten

künstlich „verknappen“ zu müssen. Es gibt auch andere Maßnahmen zum Management von Kapazitätsengpässen. Beispielsweise können Kapazitätsprodukte mit Zuordnungsaufgaben ein probates Mittel sein, um das Kapazitätsangebot zu optimieren. Je einfacher der Markthochlauf gestaltet wird, je weniger Regelungen es gibt, desto besser. Es soll nur dort eingegriffen werden, wo es wirklich notwendig erscheint.

Prämisse 14. Kapazitätsvergabe nach dem „First-Come-First-Served“-Prinzip.

Das „First-Come-First-Served“-Prinzip ist ein erprobter und bewährter Kapazitätsvergabe-mechanismus aus dem Erdgasbereich, welcher insbesondere geeignet ist in Situationen ohne Engpass, wie es zu Beginn für den H2-Markt zu erwarten ist. Daher wird dieser Ansatz begrüßt.

Prämisse 15. Einführung eines Nominierungsregimes grundsätzlich analog zum Gasbereich.

Grundsätzlich lässt das Zurückgreifen auf bewährte Prozesse Synergien erwarten. Ab dem Beginn der Verbundnetzphase erachten wir ein Nominierungsregime analog zum Erdgasbereich - mit entsprechenden erforderlichen Anpassungen für H2 - für unverzichtbar. Wir meinen, dass auch bereits in der Clusterphase, wahrscheinlich in reduzierter Form, ebenfalls ein Nominierungsregime erforderlich sein wird.

Prämisse 16. Nicht genutzte Kapazitäten sind unverzüglich dem Markt anzubieten oder dem H2-Netzbetreiber zurückzugeben.

Diesem Ansatz können wir folgen und stimmen zu, sobald von einem Markt gesprochen werden kann. Die Gewährung entsprechender positiver Anreizmechanismen unterstützen wir als Fernleitungsnetzbetreiber.

Prämisse 17. H2-Netzbetreiber haben verfügbare und technische Kapazitäten sowie das Vergabeprozedere transparent und nichtdiskriminierend zu veröffentlichen.

Es ist ein grundlegendes Interesse des Netzbetreibers Kapazitäten auszulasten. Daher unterstützen wir derartige Publikationen, welche sich im Übrigen auch im Erdgasbereich bewährt haben.

4.4 PRÄMISSEN ZU H2- BILANZIERUNG

Prämisse 18. Einführung eines H2-Bilanzgruppensystems analog zum bestehenden Gassystem ab Inkrafttreten des GWG neu.

Die Abwicklung innerhalb eines Bilanzgruppensystems ab Inkrafttreten des GWG ist für uns eine Mindestvoraussetzung für die Sicherstellung des reibungslosen Funktionierens von Beginn an, wenngleich nicht alle Parameter des BG-Systems von Beginn an funktionieren werden, wie z.B. der Speicher als größtes Flexibilitätsinstrument. Prognosen in der aktuellen Form werden aus jetziger Sicht nicht benötigt, weshalb es zu Beginn individueller Ausnahmebestimmungen und Vereinfachungen bedarf. Zu Beginn ist es wahrscheinlich, dass Produzenten und Abnehmer in einem „Cluster“ und somit vss. in einer (Cluster-) BG zusammengefasst werden. Wenn die Produktion ausfällt, die BG unausgeglichen ist und ein Ausgleich mangels weiterer Produzenten und/oder VHP/Speichermengen nicht gelingt, bedarf es zu definierender Ausgleichsenergiemechanismen, um die Netzstabilität sicherzustellen.

Trotzdem erachten wir bei Analogie zu Erdgas die Erweiterung des im Erdgasmarkt funktionierenden Marktmodells auf den H2-Markt als mit weitaus geringerem Aufwand verbunden, als neue verantwortliche Stellen mit neuen Prozessen zu betrauen. Zudem würde ein Wechsel des Modells ab Bestehen eines Netzverbunds zu weiteren unvermeidlichen Umstellungskosten führen. Der Fokus in der Startphase auf die Ausnahmebestimmungen und deren Konsequenzen ist im Hinblick auf den Wasserstoff dann leichter abschätzbar, da die Funktionsweise des Erdgasmarktes und auch Ausnahmen davon leichter abschätzbar sind.

Weitere Überlegungen dazu finden sich weiter hinten im Dokument bei der Beantwortung der Frage „Welche Vorteile/Nachteile hätte ein H2-Bilanzgruppensystem analog zu dem bestehenden System im Bereich Gas ab der H2-Startphase?“

Prämisse 19. Alle Netzbenutzer müssen Mitglied in einer H2-Bilanzgruppe sein.

Alle Netzbenutzer müssen für die Nutzung einer gebuchten Kapazität Mitglied einer H2-Bilanzgruppe werden.

Prämisse 20. An allen Punkten (außer bei H2-Entnahmepunkten zu Letztverbrauchern) gilt das Prinzip „allokiert wie nominiert“. Bei H2-Entnahmepunkten zu Letztverbrauchern sind online gemessene Werte bilanzierungsrelevant.

In der Startphase mit einzelnen Clustern sehen wir aktuell noch keine Anwendbarkeit dieser Regel. Mit der Netzverbundphase mit grenzüberschreitenden Transporten und Speichern, etc. wird diese voraussichtlich zum Standard gehören.

Weitere Überlegungen dazu finden sich weiter hinten im Dokument bei der Beantwortung der Frage „Welche Vorteile/Nachteile hätte die Einführung der „allokiert wie nominiert“-Regel ab der H2-Startphase?“

Prämisse 21. H2-Bilanzgruppenverantwortliche haben Nominierungen, basierend auf möglichst genauen Prognosewerten, über eine zentrale Datenplattform an den H2-Netzbetreiber zu übermitteln.

In diesem Fall möchten wir hinterfragen, wie die angeführte „zentrale Datenplattform“ zu verstehen ist: Handelt es sich dabei um

- eine „zentralisierte Form der Datenübertragung zu einer einzigen Stelle“ (das würde es jetzt nicht geben und man würde sich die bestehenden Datenwege iZm Nominierungen nicht zunutze machen, weshalb damit ein erhöhter Umstellungsaufwand zu erwarten ist) und damit eine „zentralisierte Form der Datenhaltung“?
Erfahrungsgemäß müssen die Netzbetreiber Nominierungen und viele andere Daten zur Abwicklung ihrer Geschäftsprozesse (z.B. Kapazitätsprüfung und Matching beim TSO) jedenfalls in ihren eigenen IT-Systemen halten. Eine ausschließlich zentrale Datenhaltung bei einer Stelle ist also nicht vorstellbar. Die Formulierung „an den H2-Netzbetreiber zu übermitteln“ in der Prämisse 21 deutet aber ohnehin darauf hin, dass Daten „übermittelt“ werden. Ist damit eher ein einheitlicher Übertragungsweg für die Daten gemeint?
- eine „zentralisierte Form der Datenveröffentlichung“? Das erscheint auch nur partiell erreichbar zu sein, zumal auch auf europäischer Ebene weiterhin umfangreiche Nominierungsveröffentlichungen erforderlich werden und die beiden jetzigen Lösungen mit Veröffentlichung auf der AGGM-Plattform und Veröffentlichung auf der Transparency-Plattform weiterhin zu erwarten sind, um die Transparenz sicherzustellen.

Wir gehen davon aus, dass die langfristig kostenoptimale Lösung wäre, dass die Datenwege bestehen bleiben und ggf. in der Startphase / Clusterphase auf zusätzliche Datenübermittlungen (z.B. Nominierungen an Verteilernetzbetreiber, die es im Erdgasmarkt nie gab) verzichtet werden sollte, um diese „sunk costs“ zu vermeiden. In der Netzverbundphase wird es u.E. die Datenübertragungen in der im Erdgasmarkt bekannten Form geben. Alles andere erscheint uns zum jetzigen Zeitpunkt nicht praktikabel bzw. zu aufwändig. D.h. wir würden davon abraten, jetzt die Datenübertragungen an eine zentrale Datenplattform einzurichten, von denen sich in der Clusterphase die Verteilernetzbetreiber die Nominierungen abholen müssten und in der Netzverbundphase dann der Verteilergebietsmanager/Marktgebietsmanager und/oder (Verteiler-/Fernleitungs-) Netzbetreiber. Wir vertreten die Ansicht, dass dort, wo die Leistung erworben und erbracht wird auch die entsprechende Nominierung zu erfolgen hat.

Einheitliche Datenformate und Übertragungswege für den Austausch von Nominierungen, wie es im Erdgasbereich Standard ist, unterstützen wir selbstverständlich auch für den H2-Markt.

Prämisse 22. Im Rahmen der H2-Netzzugangsverträge sind „Demand-Side-Management“-Maßnahmen vorzusehen.

Maßnahmen, die anstatt einer erzwungenen Abschaltung einer Produktion oder eines Kunden zumindest marktähnliche Mechanismen nutzen, sollten geprüft werden.

So könnten Ausfälle von H2-Produktionsmengen durch eine (beanreizte) Reduktion von Verbrauchern kompensiert werden. Allerdings gilt es zu prüfen, ob der Mechanismus schnell genug ist, um den gewünschten Effekt auf die Netzstabilität damit zu erzielen.

Sobald die Startphase „vorbei“ ist (i.e. Anschlüsse an das Fernleitungsnetz und/oder Ausgleichsmöglichkeiten), könnten diese Maßnahmen langsam und kontrolliert erweitert werden in einen „aus dem Erdgasmarkt bekannten“ Ausgleichsenergiemarkt, z.B. Beschaffung von Ausgleichsenergie durch standardisierte Produkte auf Wasserstoff-Handelsplattformen, wo aufbringungsseitig marktbasierte Angebote gelegt werden.

Wir befürchten aber, dass bei geringer Anzahl von Endverbrauchern in einem Cluster sich möglicherweise kein ausreichender „Markt“ für solche Instrumente bilden kann.

Wenn es sich bei DSM um eine nicht im etablierten Erdgasmarktmodell anwendbare Maßnahme handelt (also andere als die FlexMOL), würde dies eine wesentliche Änderung darstellen, die mit entsprechenden Umstellungskosten verbunden ist und in der weiteren Abwicklung zu erhöhtem Ressourceneinsatz führen könnte (z.B. Monitoring und unterschiedliche Maßnahmen bei zwei parallellaufenden Systemen in z.B. einem Dispatchingcenter).

Prämisse 23. H2-Bilanzgruppenverantwortliche sind für die Ausgeglichenheit der Bilanz in ihrer H2-Bilanzgruppe verantwortlich, damit die Netzbetreiber nur in möglichst geringem Umfang physikalische Bilanzierungsmaßnahmen durchführen müssen.

Ja, wir unterstützen diese Prämisse jedenfalls, weil nur der Bilanzgruppenverantwortliche sein Portfolio am besten kennt und planen kann. Dies gilt auch im Erdgasmarkt und sollte jedenfalls im H2-Markt mit hoher Verbindlichkeit zur Anwendung kommen.

Insbesondere geben wir zu bedenken, dass es sich bei einer marktbasierten Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie um die transparenteste, nicht-diskriminierendste und vss. kostenoptimierteste Möglichkeit des physikalischen Ausgleichs handelt. Dazu finden sich unsere weiteren Ausführungen bei Prämisse 25 im Detail bzw. ist der Einsatz von etablierten Prozessen aus dem Gasmarkt kostenoptimal.

Jedoch werden voraussichtlich in der Startphase keine (lokal benötigten) Ausgleichsenergieangebote in ausreichendem Ausmaß zur Verfügung stehen und es gibt voraussichtlich keine adäquaten Ausgleichsmöglichkeiten. Ausgleichsenergieangebote lassen sich nicht „erzwingen“, schon gar nicht an den lokal erforderlichen Stellen des Netzes, solange es Cluster gibt. Marktteilnehmer sollten aber jedenfalls die Möglichkeit haben, sofern vorhanden, die Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie über Plattformen und standardisierte Produkte vorzunehmen.

Prämisse 24. H2-Bilanzierungssystem funktioniert nach dem „Helper-Causer“-Prinzip.

Aus unserer Sicht, wird es von Beginn an mangels Ausgleichsenergiequellen keine Möglichkeit geben, solche Maßnahmen als brauchbares Instrument einzuführen. Da es sich bei der angeführten Methode des H-C-P um eine nicht im Erdgasmarktmodell etablierte Methode handelt, würde dies allerdings zusätzlich eine wesentliche Änderung darstellen, die mit entsprechenden Umstellungskosten (Neuentwicklungen) verbunden ist und in der weiteren Abwicklung zu erhöhtem Ressourceneinsatz führen könnte (z.B. Monitoring und unterschiedliche Maßnahmen bei zwei parallellaufenden Systemen in z.B. einem Dispatchingcenter).

Aus unserer Sicht kann und soll das bestehende Bilanzierungssystem aus dem Gasbereich, mit entsprechenden Vereinfachungen, aber auch notwendigen Beanreizungen/Restriktionen für ausgeglichene Bilanzgruppen auch für H2 eingesetzt werden. In der Startphase werden vermutlich partielle Ausnahmen zu den Regelungen zur Bilanzierung notwendig (z.B. zusätzlich direkte Regelungen zwischen Produzenten und Kunden) erforderlich sein.

Prämisse 25. In der Startphase sind die H2-Netzbetreiber neben der physikalischen Bilanzierung auch für die kommerzielle H2-Bilanzierung in ihrem H2-Cluster verantwortlich. Dafür haben sich diese grundsätzlich einem clusterübergreifend einheitlichen System auf der zentralen Datenplattform zu bedienen.

Aus unserer Sicht könnte in der Startphase/Clusterphase die Bilanzierung gegebenenfalls durch Ausnahmen wesentlich vereinfacht werden. Eine Differenzierung zwischen physikalischer und kommerzieller Bilanzierung wird vermutlich nicht nötig sein - Wasserstoff, der eingespeist wird und von Kunden verbraucht wird, ist zu messen und abzurechnen. Fällt die Einspeisung aus, braucht es Maßnahmen, dass die Kunden ihren Verbrauch reduzieren. Dass man hier zusätzlich eine zentrale Datenplattform dazwischenschaltet, erscheint uns überschießend. Wir sind auch der Ansicht, dass es im Sinne einer Effizienz nicht zielführend ist, bei Netzbetreibern diese Aktivitäten neu aufzubauen, um sie anschließend wieder zu übertragen.

Klar muss aus unserer Sicht aber schon zu diesem Zeitpunkt sein, dass Cluster sich (langfristig) an klaren Verantwortlichkeiten und Aufgaben (die sich aus dem GWG ergeben) orientieren

müssen und sobald der Netzverbund eintritt, die allgemeinen Prozesse und Regeln gelten werden. Nur damit kann vermieden werden, dass es eine Auseinanderentwicklung der Cluster gibt und eine nachträgliche und mit hohen Kosten verbundene Harmonisierung nicht nur europaweit droht, sondern sogar national über verschiedene Cluster hinweg. Außerdem erscheint ohne Netzverbund eine clusterübergreifende Bilanzierung nicht möglich.

Prämisse 26. Kontinuierliche Bestimmung von Unausgeglichheiten je H2-Bilanzgruppe in der H2-Startphase.

Eine „kontinuierliche“ Bestimmung würde mit einem Nominierungsregime aus unserer Sicht nicht kompatibel sein. Wir verstehen das dahinterliegende Konzept noch nicht vollständig.

Prämisse 27. Erfassung und kontinuierliche Übermittlung des Bilanzstatus je H2-Bilanzgruppe durch die Netzbetreiber über die zentrale Datenplattform.

Diese Prämisse enthält drei Themen, sprich eine Erfassung und Übermittlung des Bilanzstatus macht natürlich Sinn. Allerdings verweisen wir hinsichtlich der Tätigkeit, wer dies durchführen soll, wiederum auf Prämisse 25 und unsere Antwort dazu (kurz: nicht jeder einzelne Verteilernetzbetreiber sollte das einrichten müssen). Und letztlich betrifft es noch die Art und Weise, nämlich über eine zentrale Datenplattform. Zu Letzterem hat es sich im Erdgasmarkt bewährt, dass die BGVs ihre eigenen BGs betreffenden Daten in vertraulicher Art und Weise zur Verfügung haben (z.B. Log-In-Bereich bei MGM/VGM).

Prämisse 28. Veröffentlichung des gesamt-H2-Cluster-Bilanzierungsstatus, ex-ante und ex-post Informationen über Angebot und Nachfrage einschließlich einer regelmäßigen Prognose sowie des Abrufs physikalischer Ausgleichsenergie durch die Netzbetreiber über die zentrale Datenplattform.

Wie ist die Formulierung „ex-ante und ex-post Informationen über Angebot und Nachfrage einschließlich einer regelmäßigen Prognose“ zu verstehen? Überdies ist dabei auf datenschutzrechtliche Bestimmungen Rücksicht zu nehmen (Veröffentlichung erst ab drei BGs).

Prämisse 29. Nicht-diskriminierende und marktorientierte bzw. marktbasierte Beschaffung von Regelenergie (physikalischer Ausgleichsenergie). In der Startphase erfolgt die Beschaffung über eine Merit-Order-Liste oder Flexibilitätsdienstleitungen mit kostenbasierter Preisformel.

Dies erscheint uns in der Startphase fraglich und es wird voraussichtlich mangels Angeboten u.E. Ausnahmen brauchen. Daher gleich zu Beginn mit einer MOL zu starten, könnte eine zusätzliche Barriere für den Marktstart sein.

Prämisse 30. Festlegung der Toleranzen je regionalem H2-Cluster per Verordnung auf Vorschlag der H2-Netzbetreiber des betroffenen H2-Clusters.

Auch das erscheint uns überschießend. Wir gehen davon aus, dass es zu Beginn keine Toleranzen geben kann. Ein Einräumen von Toleranzen bedingt, dass der (Verteiler-)Netzbetreiber Handlungsspielräume hat, wie er allfällige Fehlmengen beschafft. Genau diese Flexibilitätsinstrumente (AE-Angebote, Speichermengen, etc.) werden zu Beginn nicht zur Verfügung stehen. Wir gehen davon aus, dass aus dem Linepack des Verteilernetzes den Netzbenutzern keine Toleranzen für Abweichungen zugesprochen werden können.

Prämisse 31. Ab Herstellung eines clusterübergreifenden Netzverbundes haben die H2-Netzbetreiber die Aufgaben der H2-Bilanzierung einer Rechtsperson zu übertragen, die die H2-Marktgebiets-Bilanzierung gemäß den Bilanzierungsgrundsätzen sicherstellt.

Will man auf dem H2-Markt langfristig Wettbewerb schaffen, dann sind unseres Erachtens die Rollen und Zuständigkeiten anhand des Erdgasmarktes als Vorbild für den Wasserstoffmarkt heranzuziehen (gleich im GWG festlegen). Wir befürworten die Durchführung der Bilanzierung in Anlehnung an den Erdgasmarkt, in der Clusterphase gegebenenfalls durch Ausnahmen angepasst, aber ohne Bedarf, die Aufgaben bei Entstehung eines Marktgebietes zu übertragen. Wir erwarten zudem, dass diese Anforderung über eine europaweite Harmonisierung ohnehin wieder über ACER (und damit über E-Control) von Österreich verlangt wird (so wie dies z.B. bei „Bilanzierung neu“ der Fall war).

Prämisse 32. H2-Mengen für einen etwaigen Eigenverbrauch des H2-Netzbetreibers sind transparent am Markt zu beschaffen

Langfristig gilt das jedenfalls, in der Startphase wird das von der/den jeweiligen Quelle(n) abhängig sein (z.B. gibt es im Cluster nur einen einzigen Elektrolyseur, dann kann der Verteilernetzbetreiber das H2-Linepack/H2-Eigenbedarf nur mit dessen Hilfe wiederauffüllen). Es ist zu befürworten, dass die Preisermittlung für solche Beschaffungen mangels Alternativen möglichst transparent gestaltet werden muss.

4.5 PRÄMISSEN ZU INFORMATIONSBEREITSTELLUNG UND TRANSPARENZ

Prämisse 33. Definition eines bundesweit einheitlichen Datenformats für den Datenaustausch zwischen den H2-Marktteilnehmern.

Die Prämisse „bundesweit einheitlich“ im Sinne von „nicht individuell je Cluster“ ist jedenfalls zu unterstützen, damit später ein Übergang zum Netzverbund ohne Anpassungen möglich ist.

Ansonsten ist bei den Datenformaten aus unserer Sicht zu unterscheiden zwischen Nominierungen, die spätestens bei grenzüberschreitendem Transport von H2 europaweit einheitlich sein und dem H2-Interoperability Network Code entsprechen müssen, und nationaler „Marktkommunikation“, die natürlich bundesweit einheitlich sein soll und sich idealerweise an den Datenformaten des Erdgasmarktes orientiert, mit denen die Marktteilnehmer und Netzbetreiber vertraut sind.

Generell sind wir der Ansicht, dass in der aktuellen Phase eine Festlegung auf ein Datenformat noch nicht erforderlich ist, da es im GWG nicht festzulegen ist, sondern erst in späterer Folge in einer Marktmodellverordnung.

Prämisse 34. Eine zentrale Sammlung und Veröffentlichung bzw. Bereitstellung relevanter Daten (H2-Netzzugang und H2-Bilanzierung) über alle regionalen H2-Cluster hinweg (eine zentrale Datenplattform).

Hier sprechen wir uns für eine „pragmatische Lösung“ aus - zu Beginn helfen in der Clusterphase weitreichende Veröffentlichungen dem Markt ohnehin nicht.

Prämisse 35. Veröffentlichung von Informationen in aussagekräftiger, quantifizierbarer, deutlicher, leicht zugänglicher und nicht-diskriminierenden Weise über die zentrale Datenplattform.

Wir befürworten die Zielsetzung der transparenten, diskriminierungsfreien und standardisierten Informationsbereitstellung im H2-Markt. Im Hinblick auf die in der Prämisse genannte „zentrale Datenplattform“ möchten wir jedoch klarstellen, dass deren Ausgestaltung und Zweck differenziert betrachtet werden müssen. Aus unserer Sicht ist zu hinterfragen, ob mit der zentralen Datenplattform eine zentralisierte Form der Datenhaltung und -übertragung gemeint ist, oder lediglich eine zentralisierte Veröffentlichung ausgewählter Informationen.

Eine vollständige Zentralisierung der Datenhaltung und -übertragung - also die Ablösung bestehender dezentraler und bereits etablierter Datenwege (z.B. im Zusammenhang mit Nominierungen) - erscheint uns nicht praktikabel. Die Netzbetreiber benötigen zur Abwicklung ihrer Prozesse weiterhin eigene IT-Systeme und Zugriff auf sämtliche relevanten Daten. Eine zusätzliche zentrale Plattform würde hier zu erhöhtem Umstellungsaufwand, Redundanzen und vermeidbaren Kosten führen - insbesondere in der sensiblen Start- und Clusterphase. In dieser frühen Phase des H2-Marktes sollte daher auf zusätzliche Datenübermittlungen, etwa Nominierungen an Verteilernetzbetreiber, verzichtet werden. Vielmehr ist es effizient und sachgerecht, wenn Daten dort bereitgestellt und verarbeitet werden, wo Leistung bezogen und erbracht wird - ganz in Analogie zum bewährten Erdgasmodell.

Gleichzeitig unterstützen wir die Entwicklung einheitlicher Datenformate und standardisierter Übertragungswege - wie sie im Erdgasbereich etabliert sind - ausdrücklich. Eine zentrale Veröffentlichung ausgewählter Informationen, etwa im Sinne von Marktdaten- oder Transparenzpflichten, ist dabei grundsätzlich denkbar, sollte jedoch bestehende europäische Veröffentlichungsstrukturen sinnvoll ergänzen, nicht ersetzen.

Langfristig sehen wir die fortgesetzte Nutzung und Weiterentwicklung bestehender Datenwege als kosteneffiziente und praktikable Lösung, auch mit Blick auf eine spätere Netzverbundphase.

Prämisse 36. Veröffentlichung der technischen und verfügbaren Kapazität je Tag zumindest auf H2-Clusterebene über die zentrale Datenplattform.

Bei der Ausgestaltung der Transparenzerfordernisse sollte darauf geachtet werden, dass diese möglichst zielgerichtet und praktikabel erfolgen. Wesentlich ist dabei, dass sie mit den geltenden bzw. dann absehbaren europäischen Vorgaben in Einklang stehen sowie passend zu den angebotenen Laufzeiten sowie möglichen Erwerbsintervallen gewählt sind, um redundante Strukturen zu vermeiden und die Effizienz bestehender Prozesse zu stärken.

Prämisse 37. Veröffentlichung der bilanzierungsrelevanten Informationen je H2-Cluster über die zentrale Datenplattform.

Eine vollständige Zentralisierung der Datenhaltung und -übertragung - also die Ablösung bestehender dezentraler und bereits etablierter Datenwege (z.B. im Zusammenhang mit Nominierungen) - erscheint uns nicht praktikabel. Die Netzbetreiber benötigen zur Abwicklung ihrer Prozesse weiterhin eigene IT-Systeme und Zugriff auf sämtliche relevanten Daten. Eine zusätzliche zentrale Plattform würde hier zu erhöhtem Umstellungsaufwand, Redundanzen und vermeidbaren Kosten führen - insbesondere in der Start- und Clusterphase. In dieser frühen Phase des H2-Marktes sollte daher auf zusätzliche Datenübermittlungen, etwa Nominierungen an Verteilernetzbetreiber, verzichtet werden. Vielmehr ist es effizient und sachgerecht, wenn Daten dort bereitgestellt und verarbeitet werden, wo Leistung bezogen und erbracht wird - ganz in Analogie zum bewährten Erdgasmodell.

Gleichzeitig unterstützen wir die Entwicklung einheitlicher Datenformate und standardisierter Übertragungswege - wie sie im Erdgasbereich etabliert sind - ausdrücklich. Eine zentrale Veröffentlichung ausgewählter Informationen, etwa im Sinne von Marktdaten- oder Transparenzpflichten, ist dabei grundsätzlich denkbar, sollte jedoch bestehende europäische Veröffentlichungsstrukturen sinnvoll ergänzen, nicht ersetzen. Langfristig sehen wir die fortgesetzte Nutzung und Weiterentwicklung bestehender Datenwege als kosteneffiziente und praktikable Lösung, auch mit Blick auf eine spätere Netzverbundphase.

Prämisse 38. Veröffentlichung der angebotenen Dienstleistungen, Qualitätsanforderungen und -standards, Standardverträge und allgemeiner Bedingungen.

Ja, auf der Website des jeweiligen Netzbetreibers und seinen Vermarktungsplattformen.

4.6 PRÄMISSEN ZU REGELN DER TECHNIK

Prämisse 39. Analoge Ausgestaltung der H2-Regeln der Technik entsprechend den Anforderungen für H2-Bilanzierung und H2-Verrechnung so weit relevant.

Diese Prämisse unterstützen wir. Wie bereits mehrmals ausgeführt, sollten die grundsätzliche Verpflichtung bereits im GWG enthalten sein und Ausnahmen für die Startphase in der H2MMO-VO, „so weit relevant“ vorgesehen werden, damit es nicht zu einer Überregulierung kommt.

5. BEANTWORTUNG FRAGENKATALOG ECKPUNKTEPAPIER

WELCHE MARKTREGELN SIND FÜR DIE H2-STARTPHASE (BIS CA. 2030) ERFORDERLICH FÜR DEN H2-NETZZUGANG UND DIE H2 KAPAZITÄTserweiterung?

Für die H2-Startphase bis ca. 2030 sind spezifische Marktregeln erforderlich, die den besonderen Anforderungen eines im Aufbau befindlichen Marktes gerecht werden. Die Regelungen sollten darauf ausgerichtet sein, den Hochlauf des Wasserstoffmarktes zu unterstützen, anstatt bereits am Anfang starre Vorschriften zu etablieren. **Dies beinhaltet etwa vereinfachte Verfahren für die Kapazitätsvergabe - First-come-first-served anstatt komplexer Auktionsverfahren -, den Netzzugang und die Kapazitätserweiterung (gemeinsame Planung H2 und CH4) sowie Transparenz der notwendigen Informationen (Menge, Tarif, Qualität, E/X, Verfügbarkeit) und ein standardisiertes Vertragswerk.** Der Fokus sollte darauf liegen, rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen zu schaffen, die Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur ermöglichen. Regelungen, die auf die Bewältigung von Knappheiten abzielen und in einem etablierten Markt relevant sind, erscheinen für diese Phase als nicht zielführend. Gemeinsame Standards und klare technische Regelwerke für den Netzzugang können helfen, den Markthochlauf positiv zu beeinflussen.

Eine solche Vorgehensweise stellt sicher, dass der Wasserstoffmarkt in der Startphase eine solide Basis entwickelt, die langfristig zu einem etablierten und wettbewerbsfähigen Markt führen kann.

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE DIE EINFÜHRUNG EINES NETZZUGANGSREGIMES ANALOG ZUM BEKANNTEN REGULIERTEN NETZZUGANGSREGIME DES GASBEREICHS FÜR DEN H2-MARKT?

Eine Kopie des existierenden Entry/Exit-Regimes auf Auktionsbasis würde auf bewährten und etablierten Prinzipien beruhen, die bereits erprobt sind und den Marktteilnehmern vertraut sind. Es könnte dadurch für Transparenz sorgen und Planungssicherheit schaffen. Gleichzeitig ist jedoch zu bedenken, dass in der Hochlaufphase aufgrund der überschaubaren Anzahl und Größenordnung der Marktteilnehmer keine Kapazitätsengpässe bei der Infrastruktur für Wasserstoff zu erwarten sind. **Ein niederschwelliger Netzzugang in der Hochlaufphase e.g. „First-come-first-served“ erscheint zweckdienlich.**

Tatsächlich könnte ein zu anspruchsvolles Regime hohe Eintrittsbarrieren schaffen und den Markthochlauf behindern. Ein einfacher und pragmatischer Zugang würde den Zugang zum Wasserstoffmarkt fördern und den Hochlauf des Wasserstoffmarktes begünstigen. Insgesamt wäre es in der Hochlaufphase des Wasserstoffmarktes vorteilhaft, auf ein vereinfachtes Regime zu setzen, das flexibel auf die Bedürfnisse eines wachsenden Marktes eingeht.

WIE KÖNNEN LOCK-IN-EFFEKTE UND „SUNK COSTS“ VERMIEDEN UND KOSTEN BEIM ÜBERGANG VON DER STARTPHASE (H2-CLUSTER) ZUR MARKTENTWICKLUNGSPHASE (NETZVERBUND ZWISCHEN DEN H2-CLUSTERN) MINIMIERT WERDEN?

Ein integrierter Blick auf beide Energieträger ist sowohl in der Netzentwicklungsplanung als auch im Kapazitätsvertrieb notwendig, um ein zielgerichtetes Repurposing zu gewährleisten. Bestehende Verträge können so erfüllt und ein effizienter und effektiver Hochlauf des Wasserstoffmarkts durch die Verfügbarkeit passender Infrastruktur ermöglicht werden.

Folgende Aspekte müssen beim Repurposing berücksichtigt sein:

- Versorgungssicherheit im Erdgas muss gewährleistet bleiben (Indikatoren: N-1 und S-1 Regel)
- Berücksichtigung der Auswirkungen auf Marktliquidität und Marktpreise (CH4)
- Neuinvestitionen müssen H2-tauglich sein
- Attraktiver H2-Investitionsrahmen für privaten Investoren wie mittels H2-Hochlaufkonto konzipiert
- Erweiterungsinvestitionen im Erdgasnetz können größere Leitungsbereiche für Repurposing freischaufeln
- Ersatzinvestition vs Stilllegungskosten

Die bestehende Netzentwicklungsplanung soll weiterentwickelt werden und CH4 und H2 gemeinsam vom FNB geplant werden.

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE DIE FESTLEGUNG DES H2-JAHRES ENTSPRECHEND DEM KALENDERJAHR UND DES H2-TAGES ENTSPRECHEND DEM KALENDERTAG?

Die Festlegung des H2-Jahres und des H2-Tages entsprechend dem Kalendertag bzw. dem Kalenderjahr ist im Kontext eines Parallelbetriebs von Erdgas- und Wasserstofftransport nicht vorteilhaft. Da das Transport- und Nominierungsgeschäft im Gasmarkt bereits etabliert ist, können die bestehenden Regelungen zur Bilanzierung und Nominierung, die auf Gastage von 06:00 bis 06:00 Uhr ausgerichtet sind, unmittelbar auf den Wasserstoffmarkt übertragen werden. Dies minimiert den Anpassungsaufwand für Netzbetreiber und Marktteilnehmer und ermöglicht eine reibungslose Integration der Wasserstofflogistik in die bestehenden Prozesse. **Eine Synchronisierung der Transportzeiträume der gasförmigen Energieträger gewährleistet zudem eine Synergie mit dem bestehenden System, reduziert den sonst anfallenden Umstellungsaufwand in den Applikationen und erleichtert die Koordination zwischen den beiden Märkten (H2&CH4) als auch später dann zwischen den Nachbarländern und weiterführend auf EU-Ebene.** Durch die Harmonisierung wird die Markteinführung von Wasserstoff deutlich vereinfacht, und die Akteure profitieren von der Erfahrung und den Strukturen, die im Erdgasmarkt auch im Zusammenhang mit der Abrechnung der Transportdienstleistungen bereits erfolgreich implementiert wurden.

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE DIE EINFÜHRUNG VON STANDARDISIERTEN H2-TRANSPORTVERTRÄGEN UND GENEHMIGTEN ALLGEMEINEN NETZBEDINGUNGEN BEREITS AB DER H2-STARTPHASE?

Die Einführung von standardisierten H2-Transportverträgen und genehmigten allgemeinen Netzbedingungen bereits ab der Startphase des Wasserstoffmarktes birgt klare Vorteile, insbesondere im Hinblick auf Praktikabilität. **Standardisierte Verträge schaffen eine verlässliche Grundlage für alle Marktteilnehmer und erleichtern die Abwicklung von Geschäftsprozessen, da sie klare Regelungen für Kapazitätserwerb und Kapazitätsnutzung enthalten.** Dies fördert nicht nur Transparenz, sondern reduziert auch den administrativen Aufwand und mögliche Unsicherheiten, die durch individuell ausgehandelte Verträge entstehen könnten. Durch eine einheitliche Vertragsstruktur wird zudem sichergestellt, dass alle Akteure unter gleichen Bedingungen agieren, was die Marktintegration neuer Teilnehmer erleichtert. Praktikabilität und Effizienz stehen hierbei im Vordergrund, um den Markthochlauf möglichst reibungslos zu gestalten. Langfristig bilden diese standardisierten Regelungen eine stabile Basis für ein effizientes System. Wobei eine regelmäßige Verbesserung des Vertragssystems vorgesehen und machbar sein soll.

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE DIE BESCHRÄNKUNG DER MAXIMALEN LAUFZEIT VON H2-TRANSPORTVERTRÄGEN AUF 15 JAHRE?

Eine Beschränkung der maximalen Laufzeit von H2-Transportverträgen auf 15 Jahre erscheint im aktuellen Markthochlauf nicht notwendig und nicht zielführend, da von einer ausreichenden Verfügbarkeit von Kapazitäten ausgegangen wird. In dieser Phase liegt der Fokus auf dem schnellen Aufbau und der Etablierung des Marktes, und eine künstliche Begrenzung der Vertragslaufzeiten könnte kontraproduktiv wirken. Langfristige Verträge ermöglichen Planungssicherheit sowohl für Betreiber als auch für Marktteilnehmer, fördern Investitionen in die Infrastruktur und unterstützen den kontinuierlichen Ausbau des Marktes. **„Early Mover“ sollen maximale Wahlfreiheit haben, insbesondere die Vertragslaufzeit betreffend, d.h. auch länger als 15 Jahre.**

Solange keine Knappheiten absehbar sind, bietet Flexibilität bei der Vertragsdauer klare Vorteile, um den Markthochlauf nicht zu behindern und Wachstum zu fördern.

Sollte es aber doch zu einer Beschränkung der Vertragslaufzeiten kommen, dann sollte dies nur für die gewöhnliche Kapazitätsvermarktung zur Anwendung kommen. Alternative Kapazitätsvergabemethoden, die beispielsweise in Zusammenhang mit einer länderübergreifenden CBCA Methode stehen, sollte durch solche eine Beschränkung nicht limitiert werden.

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE DIE EINFÜHRUNG EINER 10% RESERVIERUNGSQUOTE FÜR KURZFRISTIGE KAPAZITÄTSPRODUKTE (UNTER 1 JAHR)?

Eine **10%ige Reservierungsquote** für kurzfristige Kapazitätsprodukte ist in der Markthochlaufphase nicht notwendig solange keine **Kapazitätsengpässe** angezeigt werden.

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE EINE „FIRST-COME-FIRST-SERVED“ KAPAZITÄTSALLOKATION MIT TRANSPARENZANFORDERUNGEN AB DER H2-STARTPHASE?

Eine „First-Come-First-Served“-Kapazitätsallokation bietet entscheidende Vorteile für den Markthochlauf. Ein niederschwelliger Zugang erleichtert die Teilnahme am Hochlaufmarkt für zukünftige Kunden und fördert durch seine Einfachheit die Marktaktivität. **Das Modell minimiert den administrativen Aufwand und sorgt für schnelle Prozesse, die sich flexibel an sich ändernde Marktbedingungen anpassen können.** Zudem sind Transparenzinformationen

wie „Frei/Gebucht, Genutzt“ ausreichend, um Marktteilnehmern optimale Nutzung der Ressourcen zu ermöglichen. Diese pragmatische Herangehensweise unterstützt einen schnellen und effizienten Markthochlauf, der Innovationen begünstigt und die Attraktivität des Marktes steigert.

WELCHE TRANSPARENZANFORDERUNGEN WERDEN AB DER STARTPHASE ALS NOTWENDIG ERACHTET?

Qualität, Verfügbarkeit, Tarif, E/X, Laufzeit, Menge

Ab der H2-Startphase werden nur die minimal notwendigen Transparenzanforderungen als erforderlich erachtet, die es den Marktteilnehmern ermöglichen, effektiv Geschäfte zu tätigen. Dabei stehen pragmatische und zielgerichtete Informationen im Vordergrund, die den Marktzugang erleichtern. Transparenzanforderungen zu Tarifen und Engpassmanagement können erst dann sinnvoll umgesetzt werden, wenn entsprechende regulatorische Vorgaben existieren. Es ist essenziell, überbordende Informationsanforderungen zu vermeiden, um die Marktentwicklung nicht unnötig zu hemmen und einen effizienten und übersichtlichen Prozess zu gewährleisten.

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE DIE EINFÜHRUNG EINES NOMINIERUNGSREGIMES IN ANLEHNUNG ZUM GASBEREICH BEREITS AB DER H2-STARTPHASE?

Die Vorteile sind unseres Erachtens folgende:

- Weiterführung eines bekannten, funktionierenden und gut etablierten Systems
- Geringstmöglicher (langfristiger - mangels mehrmaliger „Umstellungen“, siehe nächster Punkt) Aufwand im Hinblick auf Know-How, Einschulungen, IT, etc.
- Herstellungsaufwand lediglich ein einziges Mal (und nicht Umstellungsaufwand in der Netzverbundphase z.B. Nominierungen an Verteilernetzbetreiber und weiterer Umstellungsaufwand im Zielmodell z.B. Nominierungen an eine zentrale Stelle, wie VGM/MGM)
- Kein Bedarf, zwei Systeme parallel mit sämtlichen Konsequenzen zu betreiben (z.B. „doppelter“ Personalbedarf zum Monitoren der jeweiligen Systeme mit unterschiedlichem Know-How kann nicht ausgeschlossen werden)
- Keine Gefahr, dass sich die beiden Systeme noch weiter auseinanderentwickeln und mit noch höheren Kosten einhergehen (bzw. später eine Harmonisierung und damit Umstellungskosten erforderlich sind)
- Einheitlichkeit und Harmonisierung von Regelungen von Beginn an - alle wenden dieselben Bestimmungen an (sobald sie davon betroffen sind)

- Zu Beginn sollten allerdings Ausnahmen und Vereinfachungen getroffen werden, die in der Startphase ausreichend sind, auch um den Markt nicht gleich „im Keim zu ersticken“.
- Gerade in der H2-Startphase, wo wenige H2-Erzeuger und H2-Entnehmer in einzelnen H2-Clustern, geringes Linepack in den H2-Systemen und wenig Ressourcen für Regenergie erwartet werden, sind Nominierungen für die geplanten Einspeise- und Entnahmemengen für den Betrieb vorteilhaft. Unabhängig davon werden schnelle Mechanismen, für kurzfristiges Reagieren, bei Produktionsausfällen bzw. Ausfall von Kundenanlagen erforderlich sein.

Die Nachteile sind unseres Erachtens folgende:

- Diese existieren vor allem in der Startphase, da in dieser Zeit wahrscheinlich wenige Marktteilnehmer betroffen sind und tatsächlich von Anfang an trotzdem alle den einmaligen Aufwand zu tätigen haben, auch wenn sie nicht „akut“ davon betroffen sind. Diese Effekte können durch Ausnahmen und Vereinfachungen in der Startphase minimiert werden. Beispielsweise wird die Anwendung des jetzigen Nominierungsregimes für eine direkte Verbindung zwischen einer Produktionsanlage und einem (oder wenigen) Abnehmern innerhalb eines Clusters im Hinblick auf Implementierungsaufwand und Kosten wohl überschießend sein.

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE EIN KAPAZITÄTSERWEITERUNGSREGIME ANALOG ZU DEN BESTEHENDEN REGELUNGEN IM GASBEREICH AUF VERTEILERNETZELEN AB DER H2-STARTPHASE?

Die grundlegende Logik eines solchen Regimes erscheint geeignet, soll jedoch in Abhängigkeit der Cluster-Größe spezifisch ausgestaltet werden, um den unterschiedlichen Anforderungen gerecht zu werden.

WELCHE MARKTREGELN SIND FÜR DIE H2-STARTPHASE (BIS CA. 2030) ERFORDERLICH FÜR DIE H2-BILANZIERUNG?

Der aus unserer Sicht einfachste Ansatz ist es, die Erdgasmarkt-Regelungen inhaltlich im Gaswirtschaftsgesetz zu spiegeln (oder um Wasserstoff zu erweitern) und zusätzliche Ausnahmebestimmungen zu verankern (z.B. über eine generelle Ermächtigung im GWG für solche Ausnahmebestimmungen in der H2MMO-VO), um den Hochlauf von Wasserstoff zu erleichtern.

Wir gehen davon aus, dass es zumindest Allgemeine Bedingungen (NB, etc.), Sonstige Marktregeln (z.B. ein „schlankes“ Beziehungsgeflecht, etc.), eine Tarifverordnung und eine Marktmodellverordnung geben wird.

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE EIN H2-BILANZGRUPPENSYSTEM ANALOG ZU DEM BESTEHENDEN SYSTEM IM BEREICH GAS AB DER H2-STARTPHASE?

Die Vorteile sind unseres Erachtens folgende:

- Die Abwicklung innerhalb eines Bilanzgruppensystems ist für uns eine Mindestvoraussetzung für die Sicherstellung des reibungslosen Funktionierens von Beginn an. Somit ist ein einfaches, gut etabliertes System ohne (hohe) Einführungskosten mit allen möglichen und unmöglichen Anlaufschwierigkeiten auch die schnellstmögliche Lösung. Dies sind u.E. die größten Vorteile.
- Weitere Vorteile beziehen sich auf die breite Kenntnis des Systems und Vertrauen der Marktteilnehmer in dessen Funktionsweise sowie Vertrauen in die Akteure. Marktteilnehmer, die aktuell im Erdgasmarkt und künftig im H2-Markt aktiv sind, profitieren von Synergien durch die vergleichbaren Systeme und Regelungen.
- Die Prozesse und erforderlichen IT-Systeme sind etabliert.
- Es handelt sich um ein transparentes, nichtdiskriminierendes und kostenoptimiertes System.
- Bei Analogie zu Erdgas ist eine einfache Erweiterung mit weitaus geringerem Aufwand möglich, als neue verantwortliche Stellen mit neuen Prozessen zu betrauen. Ein Wechsel des Modells ab Bestehen eines Netzverbunds würde zu weiteren Umstellungskosten führen.
- Der Fokus in der Startphase auf die Ausnahmebestimmung und deren Konsequenzen ist im Hinblick auf den Wasserstoff dann leichter abschätzbar, da die Erdgasmarkt-Funktionsweise und auch Ausnahmen davon leichter abschätzbar sind.

Die Nachteile sind unseres Erachtens folgende:

- Wesentliche Parameter des BG-Systems werden zu Beginn nicht funktionieren: Ausgleichsenergiemechanismen, Speicher als größtes Flexibilitätsinstrument sind nicht verfügbar und eine Prognose wird in der aktuellen Form nicht benötigt. Es braucht hierzu individuelle Ausnahmebestimmungen und Vereinfachungen.
- Zu Beginn ist es wahrscheinlich, dass Produzenten und Abnehmer in einem „Cluster“ und somit vss. in einer (Cluster-) BG zusammengefasst werden. Wenn die Produktion ausfällt, die BG unausgeglichen ist und ein Ausgleich mangels weiterer Produzenten und/oder VHP/Speichermengen nicht gelingt, bedarf es zu definierender Mechanismen, um die Netzstabilität sicherstellen.

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE EIN H₂-BILANZIERUNGSSYSTEM NACH DEM „HELPER-CAUSER“-PRINZIP („H-C-P“) BEREITS AB DER H₂-STARTPHASE?

Die Vorteile sind unseres Erachtens folgende:

- Keine.

Die Nachteile sind unseres Erachtens folgende:

- Wir sehen keine Möglichkeit, es von Beginn an einzuführen, da wir in der Startphase das Vorhandensein von Ausgleichsenergiequellen nicht erwarten.
- Da es sich bei der angeführten Methode des H-C-P um eine nicht im Erdgasmarktmodell etablierte Methode handelt, würde dies eine wesentliche Änderung darstellen, die mit entsprechenden Umstellungskosten (Neuentwicklungen) verbunden ist und in der weiteren Abwicklung zu erhöhtem Ressourceneinsatz führen könnte (z.B. Monitoring und unterschiedliche Maßnahmen bei zwei parallellaufenden Systemen in z.B. einem Dispatchingcenter)
- Aus unserer Sicht kann und soll das bestehende Bilanzierungssystem aus dem Gasbereich, mit entsprechenden Vereinfachungen, aber auch notwendigen Beanreizungen/Restriktionen für ausgeglichene Bilanzgruppen auch für H₂ eingesetzt werden. In der Startphase werden vermutlich zusätzlich direkte Regelungen zwischen Produzenten und Kunden erforderlich sein.

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE DIE EINFÜHRUNG DER „ALLOKIERT WIE NOMINIERT“-REGEL AB DER H₂-STARTPHASE?

Die Vorteile sind unseres Erachtens folgende:

- Wir sehen keinen Vorteil. Insbesondere am Beginn der Startphase mit einzelnen Clustern sehen wir aktuell noch keine Anwendbarkeit dieser Regel. Mit der Netzverbundphase mit grenzüberschreitenden Transporten, Speichern und VHP wird es voraussichtlich zum Standard gehören.

Die Nachteile sind unseres Erachtens folgende:

- Insbesondere in der Startphase wird dieses Prinzip dann nicht funktionieren, wenn ein Produzent mit einem Abnehmer einen Cluster bildet. In diesem Fall würden bei Ausfall der Produktion die Mengen trotzdem als alloziert gelten und nicht im System vorhanden sein. Verglichen mit dem Erdgasmarkt würde dies beim Wasserstoff dazu führen, dass ein allfälliges an diesem Punkt eingerichteten OBAs aus dem Ruder läuft. Außerdem hätte der OBA-Verpflichtete keine Möglichkeit, die Fehlmengen mangels zusätzli

cher Quellen auch nur irgendwie auszugleichen. Wir treten daher dafür ein, dass es zumindest eine Onlinemessung an solchen Punkten geben muss und die „Nicht-Erfüllung“ der angemeldeten Mengen muss mit einem anderen Werkzeug im Bilanzierungssystem erfüllt werden.

- Ein Produzent hätte keinen Anreiz, sich an seine Vereinbarungen zur Zurverfügungstellung von Wasserstoffmengen zu halten, wenn dieses Prinzip gilt.
- Im Erdgasmarkt mit Netzverbund funktioniert dieses Prinzip unter der Bedingung, dass es Bilanzgruppen gibt, die groß genug sind, um Ausfälle von Einzelproduktionen/-einspeisungen aufzufangen. Dies würde insbesondere in der Start- sowie Hochlaufphase bei Wasserstoff nicht möglich sein und die Anwendung dieses Prinzips von Beginn weg wäre daher als Nachteil zu betrachten. Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass man sich bei der zeitlichen Granularität an den Laufzeiten der buchbaren Kapazitätsprodukte orientieren soll. Dies gilt zumindest für die Fernleitungsebene.

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE DIE EINFÜHRUNG VON DEMAND-SIDE-MANAGEMENT-MAßNAHMEN („DSM“) AB DER H2-STARTPHASE?
--

Die Vorteile sind unseres Erachtens folgende:

- Maßnahmen, die anstatt einer erzwungenen Abschaltung einer Produktion oder eines Kunden zumindest marktähnliche Mechanismen nutzen, sollten geprüft werden.
- Die Einführung dieser Maßnahmen, z.B. in Anlehnung an die bekannte FlexMOL, könnte in der Startphase helfen, insbesondere in dem Fall, dass Flexibilität im Markt fehlen wird. So könnten Ausfälle durch Produzenten durch eine (beanreizte) Reduktion von Verbrauchern kompensiert werden. Allerdings gilt es zu prüfen, ob der Mechanismus schnell genug ist und der gewünschte Effekt damit erzielt werden könnte.
- Sobald die Startphase für den jeweiligen Cluster „beendet“ ist (d.h. an das Fernleitungsnetz angeschlossen), könnten diese Maßnahmen langsam und kontrolliert erweitert werden in einem „aus dem Erdgasmarkt bekannten“ Ausgleichsenergiemarkt, z.B. Standard-MOL, wo aufbringungsseitig marktbasierte Angebote gelegt werden.

Die Nachteile sind unseres Erachtens folgende:

- Wir befürchten, dass bei geringer Anzahl von Endverbrauchern in einem Cluster sich kein ausreichender „Markt“ für ein solches Instrument bilden kann.
- Wenn es sich bei DSM um eine nicht im etablierten Erdgasmarktmodell anwendbare Maßnahme handelt (also andere als die FlexMOL), würde dies eine wesentliche Änderung darstellen, die mit entsprechenden Umstellungskosten verbunden ist und in der weiteren Abwicklung zu erhöhtem Ressourceneinsatz führen könnte (z.B. Monitoring und unterschiedliche Maßnahmen bei zwei parallellaufenden Systemen in z.B. einem Dispatchingcenter).

**WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE EINE MARKTBASIERTE BESCHAFFUNG
PHYSIKALISCHER AUSGLEICHSENERGIE BEREITS AB DER H2-STARTPHASE?****Die Vorteile sind unseres Erachtens folgende:**

- Würde es entsprechende Angebote geben, handelt es sich dabei um die transparenteste, nicht-diskriminierendste und vss. kostenoptimierteste Möglichkeit des physikalischen Ausgleichs.
- Der Einsatz von etablierten Prozessen aus dem Gasmarkt ist kostenoptimal.

Die Nachteile sind unseres Erachtens folgende:

- Es werden voraussichtlich in der Startphase keine (lokal benötigten) Ausgleichsenergieangebote in ausreichendem Ausmaß zur Verfügung stehen und es gibt voraussichtlich keine adäquaten Ausgleichsmöglichkeiten. Ausgleichsenergieangebote lassen sich nicht „erzwingen“, schon gar nicht an den lokal erforderlichen Stellen des Netzes, solange es Cluster gibt.

**WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE DIE ALTERNATIVE ETABLIERUNG EINER FÜR DIE
BILANZIERUNG VERANTWORTLICHEN STELLE BEREITS AB DER H2-STARTPHASE?****Die Vorteile sind unseres Erachtens folgende:**

- Bei Beauftragung der einzelnen „Cluster-NB“ würden hier bei jedem NB Kosten für die Einrichtung und den Betrieb anfallen. Dies kann durch eine für die Bilanzierung verantwortlichen Stelle vermieden werden, die spätestens ab einer Netzverbundphase ohnedies erforderlich ist.
- Transparenz, harmonisierte Anwendung der Regelungen über Cluster hinweg und Nichtdiskriminierung können mit einer zentralen Stelle am einfachsten und kostengünstigsten (ohne langfristig anfallende sunk costs) sichergestellt werden.
- Mehrmalige (für Marktteilnehmer unplanbare) Umstellungen in Abhängigkeit von Clusterbildungen und -zusammenschlüsse können vermieden werden.
- Bereits in der Vergangenheit wurde das Fehlen eines „One-Stop-Shops“ immer wieder kritisiert und sogar vom Markt verlangt - dieses Prinzip hat sich bewährt und ermöglicht insbesondere neuen Marktteilnehmern die bekannten Vorteile, dass sie wissen, an wen sie sich wenden können.

Die Nachteile sind unseres Erachtens folgende:

- In der Startphase könnte man argumentieren, dass ein auf den Ziel-Status-Quo ausgeichtetes System „überdimensioniert“ und zu komplex wäre und Kosten zu einem Zeitpunkt verursachen, die zu diesem Zeitpunkt nicht notwendig sind.

- Alles auf einmal binnen kurzer Zeit zu erarbeiten und anzupassen, könnte die erforderliche Flexibilität des Wasserstoffmarktes, die zu Beginn notwendig ist, einschränken.

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE EIN EINHEITLICHES, H2-CLUSTER- UND H2-MARKTGEBIETSÜBERGREIFENDES H2-BILANZIERUNGSSYSTEM FÜR ALLE H2-NETZBETREIBER UND H2-NETZBENUTZER?

Die Vorteile sind unseres Erachtens folgende:

- Wir verstehen die Frage im Sinne einheitlicher Cluster- und marktgebietsweiter Bilanzierungsregeln. Ohne Netzverbund kann keine Cluster-übergreifende Bilanzierung durchgeführt werden.
- Harmonisierte, nicht-diskriminierende und kostenoptimierte Anwendung aller Regelungen über Cluster-Grenzen hinweg und keine Gefahr, dass sich Cluster individuell weiterentwickeln, während andere Cluster langsamer in ihrer Entwicklung sind und daher unterschiedliche Regelungen erst gar nicht zur Anwendung kommen, wobei Ausnahmen und Vereinfachungen ermöglicht werden sollen.
- Transparente Darstellung für die Netzbenutzer ist damit leichter - z.B. Informationsveranstaltungen oder die Informationszurverfügungstellungen sind nicht jeweils individuell zu erarbeiten/darzustellen und führen auch nicht zu einer Informationsflut für die Marktteilnehmer.
- Europaweite Vergleiche sind ebenfalls einfacher, wenn es nicht zu einem Clustervergleich kommt.

Die Nachteile sind unseres Erachtens folgende:

- Agile Anpassungen zur individuellen Förderung des Wettbewerbs in Clustern, also auf kleinster Ebene, sind kaum bis nicht möglich oder darstellbar. Dies könnte in der Hochlaufphase zur Ermöglichung des Marktwachstums für Wasserstoff als Hürde wahrgenommen werden.

WELCHE MARKTREGELN SIND FÜR DIE H2-STARTPHASE (BIS CA. 2030) ERFORDERLICH FÜR DATENAUSTAUSCH UND TRANSPARENZ?

Es sind zumindest folgende Regelungen erforderlich:

- Allgemeine Bedingungen der Systemoperatoren (jedenfalls H2 TSO, H2 DSO, H2 VGM, VHP Betreiber)
- Datenaustausch und Informationsbereitstellung
- Tarifverordnung
- Marktmodellverordnung

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE DIE FESTLEGUNG EINES EINHEITLICHEN DATENFORMATS BEREITS FÜR ALLE REGIONALEN H2-CLUSTER AB DER H2-STARTPHASE?

Die Vorteile sind unseres Erachtens folgende:

- Ein gut überlegtes, (möglichst europaweit) harmonisiertes, nichtdiskriminierendes Datenformat in Anlehnung an den Erdgasmarkt kann von Beginn an sicherstellen, dass die Umstellungskosten langfristig am Niedrigsten bleiben.
- Abstimmungen zwischen den Datenempfängern und Datenlieferanten sind unabhängig von (MG/Cluster) Grenzen möglich und somit fallen geringere Kosten an.
- Die Verwendung etablierter und bewährter Datenformate aus dem Erdgasmarkt liefert Synergien für Marktteilnehmer, die im Erdgas- und H2-Markt aktiv sind.

Die Nachteile sind unseres Erachtens folgende:

- Abstimmungsarbeiten könnten länger dauern, weil der gesamte Markt einbezogen werden muss (Konsultationsverfahren, etc.).

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE EINE ZENTRALE DATENPLATTFORM FÜR DEN INFORMATIONSAUSTAUSCH UND VERÖFFENTLICHUNG) DER RELEVANTEN DATEN ÜBER ALLE REGIONALEN H2-CLUSTER HINWEG AB DER H2-STARTPHASE?

Die Vorteile sind unseres Erachtens folgende:

- Eine „One-Stop-Shop“-Lösung (im Sinne von Datenübermittlung, Datenhaltung und Datenveröffentlichung) für die Daten könnte - nach einer erfolgreichen Umstellung einschließlich erheblicher Zusatzkosten - zu einer Vereinfachung in der Benützung führen.

Die Nachteile sind unseres Erachtens folgende:

- Neue Prozesse gehen mit neuen (Umstellungs)Kosten einher, insbesondere sunk costs sind zu befürchten.
- Unabhängig davon wird es für bestimmte operative Prozesse bei den Netzbetreibern weiterhin notwendig sein, bestimmte Daten in deren eigenen Systemen zusätzlich zu halten.
- Bisherige Datenverbindungen, Synergien und Nutzungsgewohnheiten gehen verloren und müssten mit u.E. erheblichen Zusatzkosten ersetzt werden.
- Informationssuchende, die Informationen für Erdgas und Wasserstoff benötigen, müssten auf unterschiedliche Datenlösungen zugreifen.
- Parallele Lösungen für Erdgas und Wasserstoff würden sich über kurz oder lang auseinanderentwickeln und die Nutzung in weiterer Folge erschweren bzw. verteuern.

- Europaweite Harmonisierung erfordert auch europaweite Informationszurverfügungstellung, d.h. selbst wenn es eine zentrale Datenplattform in Österreich gibt, braucht es daneben eine weitere Plattform und das Ziel „eine einzige Plattform“ bleibt ein höheres (theoretisches) Ziel.

WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTEN ANALOGE TRANSPARENZERFORDERNISSE AUS DEM GASBEREICH BEREITS IN DER H2-STARTPHASE?

Transparenzerfordernisse aus dem Gasbereich haben sich parallel zur Erstellung diverser Codizes (CAM, TAR, INT, BAL) entwickelt. Nach Vorliegen der entsprechenden Codizes für H2 lassen sich bereits eingeführte (und evtl. geringfügig anzupassenden) Prozesse einfach spiegeln.

Allgemeine Vorgaben zur Veröffentlichung wie die Beschreibungen von Netzen und Dienstleistungen - **Hochlaufentgelt, Zugangsregime, Vertragliche Grundlagen** - der TSOs und die notwendigen Kapazitätsdaten zu maßgeblichen Punkten machen bereits in der Hochlaufphase Sinn.

Weitere Publikationen wie Qualitätsparameter, Engpassmaßnahmen, Publikationen aus TAR NC wären erst möglich, wenn einheitliche europäische regulatorische Vorgaben existieren. Idealerweise jedoch erst in der Marktentwicklungsphase, um überbordende Informationspflichten zu vermeiden, Hürden zu minimieren und kosteneffizient zu agieren. Daher sind angepasste und vereinfachte Anforderungen angeraten. Datenschutz ist dabei jedenfalls zu beachten.

WELCHE INFORMATIONEN SOLLTEN JEDENFALLS BEREITS VOR ERLASSUNG EINES H2-TRANSPARENZ-NETZKODEX VERÖFFENTLICHT WERDEN, UM EINEN H2-MARKTHOCHLAUF ZU UNTERSTÜTZEN?

Nur die **notwendigsten Daten** sollten veröffentlicht werden. Dazu gehören **Kapazitätsdaten** (Technische, Gebuchte, Freie Kapazität), **Flussdaten** (Nominierungen und Physischer Fluss), sowie **Tarifdaten** (Hochlaufentgelt) und **Dienstleistungsbeschreibungen** (Netzdaten und vertragliche Grundlagen)

Soweit sinnvoll sollten von Beginn an natürlich auch Bilanzierungsdaten und Flussdaten veröffentlicht werden, allerdings ist hier der „Druck“ nicht so hoch, weil es den Markthochlauf oder den Wettbewerb auf dem Markt nicht in diesem Ausmaß beeinflussen wird. In diesem Fall sollte die „einmalige ordentliche“ Einführung Vorrang vor Tempo und damit möglichst geringen Gesamtkosten zur Etablierung des Wasserstoffsystems haben.

**WELCHE VORTEILE/NACHTEILE HÄTTE EINE ZEITNAHE MARKTORIENTIERTE
WEITERENTWICKLUNG DER H2-MARKTEGELN IN DER MARKTENTWICKLUNGSPHASE AB
2030?**

Wichtig ist der **Fokus auf die Hochlaufphase** und die Definition entsprechender Regelungen. (Siehe dazu: Netzzugang, Vertragsgrundlagen, Transparenzinformation).

Eine zeitnahe marktorientierte Weiterentwicklung erhöht die Planbarkeit und ermöglicht zugleich ein flexibles Reagieren auf heute schwer abschätzbare Entwicklungen. Den Fokus bereits jetzt auf die Marktentwicklungsphase ab 2030 zu legen birgt die Gefahr die allein für die Hochlaufphase spezifisch notwendigen Flexibilitäten nicht ausreichend Beachtung zu schenken, was sich wiederum negativ auf einen erfolgreichen Markthochlauf auswirken würde.

Zudem ermöglicht das agile Vorgehen ein individuelles Eingehen auf die Bedürfnisse von Clustern und damit gezielte Förderung nach dem jeweiligen Fortschritt.

Die Nachteile sind unseres Erachtens folgende:

- Die Wahrscheinlichkeit ist in einem solchen Fall sehr hoch, dass sich die Cluster unterschiedlich entwickeln und harmonisierte, nichtdiskriminierende Bestimmungen nicht gewährleistet werden können.
- Es müsste bei jedem neuen Cluster oder Clusterzusammenschluss eine „Marktregeldiskussion“ stattfinden, sodass sichergestellt werden kann, dass immer alle Marktteilnehmer Gehör finden. Dies ist nicht administrierbar, geschweige denn, dass in diesem Fall Harmonisierung stattfinden kann. Es würde geradezu individuelle Lösungen hervorgerufen, wenn jedes Mal separat reagiert werden müsste.
- Wir halten es daher für dringend notwendig, die Rahmenbedingungen im Gaswirtschaftsgesetz für die zukünftigen Marktregeln bereits jetzt festzulegen und weitreichende Ausnahmen/Vereinfachungen in der Startphase über die H2MMO-VO zu definieren.

WELCHE REGELUNGEN WERDEN ALS ERFORDERLICH ERACHTET, UM EINEN H₂-MARKTHOCHLAUF ZU BESCHLEUNIGEN?

Um einen H₂-Markthochlauf zu beschleunigen werden folgende Regelungen benötigt:

- Gesicherte und stabile **Grundlage für ein Geschäftsmodell** für die Infrastrukturbereitstellung und den Betrieb
- Einführung eines **staatlich garantierten H₂-Hochlaufkontos** als temporäres Finanzierungsinstrument zur Deckung der Differenz zwischen den durch den Regulator genehmigten Netzkosten und den tatsächlichen Einnahmen aus Hochlaufentgelten.

Der Regulator übernimmt eine zentrale Steuerungsaufgabe: Er verordnet ein initiales Hochlaufentgelt für das definierte H₂-Startnetz unter Berücksichtigung von Marktverträglichkeit und der Zielsetzung einer planmäßigen Rückführung des Hochlaufkontos. Zudem genehmigt er sowohl den H₂-Netzentwicklungsplan als auch die Kostenbasis auf Grundlage der vom H₂-Netzbetreiber entwickelten 2-Kostenmethode.

Die Finanzierung erfolgt über eine kontoführende Stelle. Diese erhält eine staatliche Garantie und schließt auf dieser Basis einen Kreditvertrag mit einer Finanzierungsbank ab. Sie stellt dem H₂-Netzbetreiber laufend die erforderlichen Mittel entsprechend der genehmigten Kostenbasis zur Verfügung und übernimmt im Gegenzug die Erlöse aus den Hochlaufentgelten.

Der H₂-Netzbetreiber entwickelt die zugrundeliegende Kostenmethode, plant und errichtet das Netz gemäß dem genehmigten Netzentwicklungsplan, vermarktet die Kapazitäten und betreibt das H₂-Netz. Die aus Hochlaufentgelten erzielten Einnahmen leitet er an die kontoführende Stelle weiter und erhält im Gegenzug Zahlungen aus dem H₂-Hochlaufkonto in Höhe der genehmigten Kostenbasis. Eine Quersubventionierung über das Erdgasnetz bleibt dabei optional.

- **Kein Mengenrisiko** für den Infrastrukturbetreiber
- Niedrige Eintrittsbarrieren bei der Kapazitätsbuchung (z.B. „**First-come-first-served**“ und **hohe Flexibilität** für Marktteilnehmer (Vertragsdauer über mehr als 15 Jahre)
- „Grandfathering“ von flexiblen Lösungen für in der Markthochlaufphase realisierte Projekte

Regulatorische Vorgaben sollten umfassen:

- Tarif-/Kostenmethode und Hochlaufentgelte
- Netzzugang und Netzzutritt
- Markt- und Verteilergebiete

- Allgemeine Rechte und Pflichten der Netzbetreiber
 - Netzzugang
 - Qualitätsstandards
 - Kapazitätsangebot und -zuweisung
 - Netzentwicklungsplanung

Diesbezüglich verweisen wir auch auf unsere Antworten zu Frage 3.

DIE EINFÜHRUNG VON H2-NETZKODIZES AUF EUROPÄISCHER EBENE IST NOCH NICHT ABSEHBAR. GIBT ES BEREICHE IN DENEN BEREITS VORAB EINE GRENZÜBERSCHREITENDE FESTLEGUNG VON REGELUNGEN, Z.B. ENTLANG DES SÜDLICHEN IMPORTKORRIDORS, ALS ERFORDERLICH ERACHTET WIRD? WENN JA, IN WELCHEN BEREICHEN UND AB WELCHEM ZEITPUNKT?

Eine genehmigte nutzenbasierte **grenzquerende Kostenverteilung („CBCA“)** wird als erforderlich erachtet. Weitere notwendige Regelungen sind eine **genehmigte Kosten-/Tarifmethode** und ein **Hochlaufentgelt**. Was die operative internationale Transportabwicklung betrifft, gehen wir davon aus, dass sich die Regelungen am Gasbereich orientieren werden.

GCA steht für eine vertiefte inhaltliche Auseinandersetzung, weiterführende fachliche Diskussionen sowie für Gespräche zu spezifischen Fragestellungen jederzeit gerne zur Verfügung.