



VCI-Position

Regulierungsgrundlagen für die Sektorenkopplung aus Sicht der chemischen Industrie (v 1.0)

Inhalt

1. Zusammenfassung.....	2
1.1. Grundsätzliches.....	2
1.2. Zum Markteintritt von Sektorenkopplungsoptionen	3
1.3. Eckpunkte für eine Anpassung des bestehenden Regulierungsrahmen	4
1.3.1. Die Erdgasreformierung und verwandte Verfahren (Power-to-Chemicals) vermiedene Erdgasentnahmen:	4
1.3.2. Steuerbarkeit und Flexibilität des Stromversorgungssystems durch Sektorenkopplung	4
1.3.3. Netzzugang	5
1.3.4. Netznutzungsentgelte	5
1.3.5. Flexibilität sollte angereizt und nicht verordnet werden	6
1.3.6. Anpassung der Regulierung für Reallabore.....	6
2. Einleitung und Einführung in die Perspektive der deutschen Chemieindustrie zur Sektorenkopplung	6
3. Voraussetzungen und Randbedingungen der Sektorenkopplung	11
4. Sektorenkopplung als Flexibilitätsoption am Beispiel der Chemie	15
4.1. Die Erdgasreformierung und verwandte Verfahren (Power-to-Chemicals)...	15
4.1.1. Technologische Grundlagen und erstes Nutzungsbeispiel: regenerativer Wasserstoff	15
4.1.2. Regulatorische Konsequenzen: Vermiedene Erdgasentnahme entspricht einer Energiespeicherung.....	17
4.1.3. Regulierungsempfehlungen.....	20
4.1.4. Power-to-Fuels: eine Variante von Power-to-Chemicals.....	18
4.2. Beispiel Power-to-Heat.....	22
4.2.1. Grundlagen.....	22

4.2.2.	Mittelbare Energiespeicherung durch Power-to-Heat.....	23
4.2.3.	Power-to-Heat als Flexibilitätsoption im Rahmen d. Sektorenkopplung.	24
4.2.4.	Der Einsatz von KWK ist unverzichtbar	24
4.2.5.	Regulierungsempfehlungen.....	25
4.3.	Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung am Beispiel Power-to-Gas.....	26
4.3.1.	Gleichbehandlung regenerativen Wasserstoffs und Biogas	26
4.3.2.	Berücksichtigung von Industrieentnahmen bei Prüfung der Netzkompatibilität	27
4.3.3.	Netzentgeltregulierung am Beispiel Power-to-Gas.....	28
4.3.4.	Regulierungsempfehlungen.....	29
4.4.	Anreizung von Flexibilität am Beispiel der Chlor-Alkali-Elektrolyse	30
4.4.1.	Flexibilität in Abhängigkeit der Produktionspfade	30
4.4.2.	Regulierungsempfehlungen.....	31
4.5.	Reallabore als Förderinstrument der Energieforschung	31
4.5.1.	Abgrenzung zu anderen Förderinstrumenten	31
4.5.2.	Reallabor als Instrument der Energieforschung – Definition aus Sicht der Industrie	32
4.5.3.	Regulierungsempfehlungen.....	32
Anhang	34

1. Zusammenfassung

1.1. Grundsätzliches

Im Zuge der Energiewende müssen in den nächsten Jahren Maßnahmen ergriffen werden, das schwankende Stromangebot und die Stromnachfrage anzugleichen. Neben der direkten Nutzung kann Strom zur Wärmeerzeugung und im Verkehrssektor sowie beispielsweise zur Produktion flüssiger Kraftstoffe oder Plattformchemikalien (Power-to-Chemicals) genutzt werden. Eine solche Verzahnung der Sektoren miteinander unter verstärkter Nutzung regenerativer Energien, alternativer strombasierter Prozesse sowie strombasierter Produkte wird als „Sektorenkopplung“ bezeichnet.

Die Sektorenkopplung eröffnet die Möglichkeit, die im Stromsektor erzeugte elektrische Energie entweder direkt zu nutzen, in eine andere Form zu überführen oder in anderer Form (chemische Energie, Wärme, Bewegungsenergie) zu speichern, die neue Form in anderen Sektoren (Verkehr, Gebäude, Industrie) zu nutzen und so fossile Energieträger zu substituieren.

Sektorenkopplungstechnologien sind in der Regel noch nicht wettbewerbsfähig. Sofern sich die mangelnde Wettbewerbsfähigkeit aus dem regulatorischen Rahmen ergibt, sind entsprechende Hemmnisse durch Anpassung des regulatorischen Rahmens abzubauen, um eine Benachteiligung des Forschungs- und Produktionsstandort Deutschland zu vermeiden. Im Bedarfsfall können die Anpassungen zunächst auch in Reallaboren getestet werden. Insgesamt muss der regulatorische Rahmen verzerrungsfrei für alle Flexibilitätsoptionen ausgestaltet sein („Level playing field“). Ziel des vorliegenden Papiers ist die Formulierung geeigneter regulatorischer Eckpunkte für einen erfolgreichen und durch realistische Erwartungen geprägten Einstieg in die Sektorenkopplung.

Aufgrund der für die Sektorenkopplung notwendigen Energiewandlungsschritte entstehen in vielen Fällen zusätzliche Umwandlungsverluste. Eine Ausweitung der Sektorenkopplung kann daher mit einer Verringerung der Energieeffizienz einhergehen. Energieeffizienzziele müssen diesem Umstand Rechnung tragen.

Kernaufgabe der chemischen Industrie ist die Herstellung chemischer Produkte. Beiträge zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems können dieses Kerngeschäft lediglich flankieren. Ein Unternehmen wird der Produktion gegenüber der Bereitstellung von Flexibilität für das Stromsystem grundsätzlich Vorrang gewähren, so dass die Auslastung von Produktionsanlagen sowie steuerbarer Stromerzeugungsanlagen nicht regulatorischen Einschränkungen unterworfen werden darf.

Für die Schaffung eines modernen Energiesystems, das die Sektorenkopplung ermöglicht und immer größere volatile Anteile erneuerbaren Stroms integriert, ist ein Umdenken der traditionellen Herangehensweisen und somit die Erprobung neuer Konzepte gefragt. Die Integrationsaufgabe sollte jedoch insbesondere in der Verantwortung der Betreiber von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen liegen; dies ist aber nicht Gegenstand dieses Papiers. Vielmehr soll aufgezeigt werden, wie eine Marktintegration durch Anpassung des regulatorischen Rahmens erleichtert werden kann.

1.2. Zum Markteintritt von Sektorenkopplungsoptionen

Die Etablierung der unterschiedlichen Sektorenkopplungsoptionen sollte sinnvollerweise die jeweilige ökonomische, technische und betriebliche Umsetzbarkeit

berücksichtigen. Der Markteintritt der derzeit und zukünftig verfügbaren Optionen wird sich, basierend auf den genannten Randbedingungen, zu unterschiedlichen Zeitpunkten ergeben. Einige gegenwärtig diskutierte Optionen werden vermutlich aus verschiedenen Gründen nicht realisiert werden.

Die technologische Verfügbarkeit und das Erreichen einer potenziellen Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Sektorenkopplungsoptionen können derzeit noch nicht sicher eingeschätzt werden und hängen von unterschiedlichen technologischen und wirtschaftlichen Bedingungen sowie den Gegebenheiten an den Standorten ab. Außerdem ist die Entwicklung neuer technologischer Prozesse möglich, wodurch der Markteintrittszeitpunkt einzelner Technologien sich wiederum verschieben oder gar ausbleiben kann. Darüber hinaus kann der Zeitpunkt der Markteinführung von regulatorischen Rahmenbedingungen beeinflusst werden.

Der Markteintritt der technologischen Optionen zur Sektorenkopplung sollte allein durch den Wettbewerb gesteuert werden, welcher wiederum grundsätzlich technologieoffen gestaltet sein muss. Die Einführung von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien muss dabei in adäquater Weise deren begrenzte Erzeugungskapazitäten am Standort Deutschland und in Europa berücksichtigen.

1.3. Eckpunkte für eine Anpassung des bestehenden Regulierungsrahmen

Die nachfolgenden Eckpunkte werden im weiteren Verlauf des Papiers, insbesondere in Kapitel 4, ausführlich hergeleitet und beschrieben.

1.3.1. Die Erdgasreformierung und verwandte Verfahren (Power-to-Chemicals) – vermiedene Erdgasentnahmen:

- Sektorenkopplungskonzepte, die auf vermiedener Erdgasentnahme basieren, wirken auf den Energieinhalt des Gasnetzes in identischer Weise wie Power-to-Gas-Konzepte.
- Vermiedene Erdgasentnahme entspricht daher einer Energiespeicherung im Erdgasnetz.
- Folglich muss **vermiedene Erdgasentnahme** mittels Substitution von Erdgas durch regenerativ erzeugtes Brenngas **regulatorisch gleichwertig mit Power-to-Gas-Konzepten** behandelt werden.

1.3.2. Steuerbarkeit und Flexibilität des Stromversorgungssystems durch Sektorenkopplung

- Sektorenkopplung ist ein Instrument, um **die Versorgungssicherheit** bei zunehmend fluktuierender und nicht steuerbarer Stromerzeugung zu **unterstützen**.

- Wird Sektorenkopplung im Rahmen von Systemdienstleistungen genutzt, ist **keine** regulatorische Unterscheidung zwischen Lastmanagement und der Erbringung von Systemdienstleistungen einerseits und Energiespeicherung andererseits möglich. Deshalb bedürfen Lastmanagement, Erbringung von Systemdienstleistungen sowie Energiespeicherung einer äquivalenten regulatorischen Behandlung.
- **Technologieneutrale Behandlung von Flexibilität:** Schaffung eines „Level Playing fields“ zwischen den Flexibilitätsoptionen.
- Nutzungspfad für eingespeicherte Energie den Marktkräften überlassen: Bestimmte Optionen zur Nutzung der Speicherenergie, z. B. Rückverstromung, sollten gegenüber anderen Nutzungsformen nicht regulatorisch bevorzugt werden.
- **Keine Erhebung von Abgaben und Umlagen** auf flexible und systemstützende Strommehrentnahmen (d.h. zusätzliche Stromnutzung durch einen substituierenden oder ergänzenden Prozess unter Nutzung erneuerbarer Energie).
- Ausdehnung der Wirkung des § 61 I EEG auf Speicherstrom, welcher nicht unmittelbar rückverstromt wird.

1.3.3. Netzzugang

- Perspektivisch **turnusmäßige Evaluierung der Netzzugangsprivilegien für die Einspeisung von Speichergas** mit dem Ziel, ein Level playing field zwischen den Flexibilisierungsoptionen zu schaffen.
- Gleichbehandlung prozessbedingter und biogener CO₂-Quellen zur Methanisierung.
- Begrenzung der Wasserstoffeinspeisung in Gasnetze an die gegenüber Wasserstoffanteilen sensitive Industrieanlagen angeschlossen sind und damit Ausdehnung der Anforderung der allgemeinen Gasversorgung hinsichtlich der Netzkompatibilität von Wasserstoffeinspeisungen zumindest auf Industrieentnahmen.

1.3.4. Netznutzungsentgelte

- Mit § 118 Abs. 6 EnWG und § 19 Abs. 4 StromNEV bestehen Regelungen zu der Netzentgelttarifizierung, die eine Marktintegration von Stromspeicherlösungen befördern.
- Keine regulatorische Beschränkung einer Rückspeisung aus einem Energiespeicher in ein drittes vom Entnahmenetz abweichendes Stromnetz

1.3.5. Flexibilität sollte angereizt und nicht verordnet werden

- Flexibilitätspotenziale eines Produktionsprozesses, beispielsweise der Chlor-Alkali-Elektrolyse, sind abhängig von dem jeweils nachgelagerten Produktionsverbund.
- Deshalb darf Lastflexibilität nicht verordnet werden.
- Lastflexibilität sollte marktbasierend und nicht-diskriminierend angereizt werden.

1.3.6. Anpassung der Regulierung für Reallabore

- Entlastung der im Rahmen von Reallaborprojekten verbrauchten Strommengen administrativen Strompreisaufschlägen, wie z.B. EEG-Umlage oder Netzentgeltzahlungen (wird im Rahmen des SINTEG-Projektes bereits praktiziert)
- Befreiung von der Obergrenze je Antragnehmer der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO)
- Erleichterung des Datenzugangs
- Ggf. erleichterte Genehmigung für Reallabor-Standorte oder spezifische Regelungen für den Sektorenübergang von erneuerbarem Strom.
- Entbindung von der verpflichtenden Entkopplung eigener Anlagen zur erneuerbaren Energieerzeugung über Wind und PV für Betreiber von Power-to-Fuels-Anlagen von einem Netzanschluss (§ 3 Abs. 2 37. BImSchV).

2. Einleitung und Einführung in die Perspektive der deutschen Chemieindustrie zur Sektorenkopplung

Energie, Energiewende, Energieversorgung der Zukunft: dies sind wichtige Stichworte in der technologiepolitischen Diskussion. Für die Chemieindustrie sind sie darüber hinaus Schlüsselbegriffe für ihre Zukunft am Standort Deutschland.

Die Chemieindustrie in Deutschland ist als eine energieintensive Branche in hohem Maße auf kontinuierlich und verlässlich zur Verfügung stehenden Strom zu wettbewerbsfähigen Kosten angewiesen. Diese hohe Abhängigkeit der chemischen Wertschöpfungs- und Innovationsketten vom Produktionsfaktor Energie hat insbesondere am Industriestandort Deutschland eine exzellente chemische Energieforschung hervorgebracht. Dadurch werden innovative Systeme der Energieversorgung erst ermöglicht, welche einen wichtigen Schlüsselfaktor zum Gelingen der Energiewende darstellen.

Der Anteil regenerativer Stromerzeugung soll künftig gemäß energiepolitischer Zielsetzungen im Verhältnis zum Anteil fossiler Stromerzeugung sukzessive erhöht

werden. Dies hat zur Folge, dass **zentrale disponible Erzeugungsanlagen** vermehrt durch **dargebotsabhängige fluktuierende dezentrale Erzeugungskapazitäten** (insbesondere Windkraft, PV) ersetzt werden. Die aus Gründen der Versorgungssicherheit notwendige jederzeitige Anpassung der **Stromerzeugungsleistung** an die **Strombedarfsleistung** muss in einem Stromversorgungssystem mit dominierender volatiler Stromerzeugung anders als bisher organisiert werden. Hierbei müssen sowohl Antworten auf den Umgang mit Situationen gefunden werden, in denen die Stromerzeugung die Nachfrage übersteigt als auch insbesondere für Situationen, in denen die Stromnachfrage nicht durch die regenerative Stromerzeugung gedeckt werden kann (z.B. Dunkelflaute).

Insgesamt gilt es Maßnahmen zur Angleichung des schwankenden Stromangebots und der Stromnachfrage zu ergreifen bzw. zu etablieren. Dies wird aus Sicht der Chemie eine immer stärker werdende Bedeutung erfahren: **neben der direkten Nutzung kann Strom zur Wärmeerzeugung und im Verkehrssektor sowie beispielsweise zur Produktion flüssiger Kraftstoffe oder Plattformchemikalien¹ genutzt werden. Der verstärkte Einsatz von Strom für die stoffliche Nutzung² (Power-to-Chemicals) ist damit künftig eine wichtige Ergänzung zur Nutzung bio- oder reststoffbasierter Rohstoffe in chemischen Wertschöpfungsketten.**

Perspektivisch könnten diese strombasierten Produkte fossile Rohstoffe, wo technisch und wirtschaftlich sinnvoll, ergänzen oder substituieren. Eine solche Verzahnung der Sektoren miteinander unter verstärkter Nutzung regenerativ erzeugten Stroms in bisher nicht strombasierten Prozessen sowie die Anwendung strombasierter stofflicher Energieträger wird als „**Sektorenkopplung**“ bezeichnet.

Es ist heute schon absehbar, dass die dezentrale und regional sehr unterschiedliche erneuerbare Stromerzeugung **innovativer Lösungsansätze und der Entwicklung sowie Weiterentwicklung neuer Sektorenkopplungsverfahren** bedarf, um eine sichere und bezahlbare Versorgung weiterhin zu gewährleisten. Die Industrieproduktion ermöglicht eine multivalente Stromnutzung, z.B. in strombasierten Verfahren wie der Chlor-Alkali-Elektrolyse sowie für die Verwendung von CO₂ als Rohstoff³, beispielsweise zur Produktion flüssiger Kraftstoffe oder Plattformchemikalien. Hierzu werden die Optionen, den Energieverbrauch im Industriebereich im Rahmen der individuellen betrieblichen und standortspezifischen Möglichkeiten zu flexibilisieren und Speichersysteme in verschiedenen Ausprägungen aufzubauen, gegenwärtig weiter geprüft und erforscht (z.B. Projekt „ChemEFlex“⁴). Die

¹ Chemikalien am Anfang chemischer Wertschöpfungs- und Veredlungsketten

² Grundsätzlich wird Strom bereits sehr lange zur stofflichen Nutzung eingesetzt, z.B. in Form der Chlor-Alkali-Elektrolyse und der Lichtbogensynthese.

³ Durch Sektorenkopplung kann CO₂ stofflich verwertet werden. Bei der stofflichen Verwertung von CO₂ werden allerdings große Energiemengen benötigt.

⁴ Vgl. www.chemeflex.tu-berlin.de

Chemie kann entscheidende Beiträge dazu leisten, die Energienutzung in den Bereichen Industrie, Erzeugung und Verkehr zu verzahnen.⁵ Hierzu können die Standorte der Chemieproduktion und Chemieparks mit ihrem vergleichsweise hohen Energieumsatz, ihren komplexen Energieinfrastrukturen und der vorhandenen technologischen Expertise wichtige Beiträge leisten.

ZUM VERSTÄNDNIS DES BEGRIFFS „SEKTORENKOPPLUNG“

Die Sektorenkopplung eröffnet die Möglichkeit, die im Energiesektor erzeugte **elektrische Energie** in eine andere Form (z.B. Wärme) zu überführen oder in anderer Form (chemische Energie, Wärme, Bewegungsenergie) **zu speichern**, die neue Form in anderen Sektoren (Verkehr, Gebäude, Industrie) zu nutzen und so fossile Energieträger zu substituieren.

Unter „Sektorenkopplung“ wird die Umwandlung elektrischer Energie in andere Energieformen wie Wärme oder chemische (Bindungs-)Energie, gespeichert z.B. in Form flüssiger Energieträger, Wasserstoff oder von weiteren Plattformchemikalien verstanden, die jeweils andere Märkte oder „Sektoren“ bedienen.

Bei der Sektorenkopplung **kann** die elektrische Energie den Stromsektor dauerhaft verlassen. Die Überführung von Strom in Wärme führt beispielsweise zur Kopplung der Sektoren „Strom-“ und „Wärmemarkt“. Damit werden die anderen Energiemärkte, in denen die heute verwendeten Energieträger zukünftig ganz oder zeitweise durch Strom substituiert werden, ebenfalls beeinflusst.

Viele Sektorenkopplungstechnologien sind **noch nicht wettbewerbsfähig**. Sofern sich die mangelnde Wettbewerbsfähigkeit aus dem regulatorischen Rahmen ergibt, sind entsprechende Hemmnisse **durch Anpassungen des regulatorischen Rahmens abzubauen, um eine Benachteiligung des Forschungs- und Produktionsstandorts Deutschland zu vermeiden**. Im Bedarfsfall können die Änderungen des regulatorischen Rahmens zunächst in Reallaboren getestet werden.

Insgesamt muss dieser regulatorische Rahmen verzerrungsfrei für alle Flexibilitätsoptionen ausgestaltet sein („Level playing field“), da andernfalls eine volkswirtschaftliche Kostenoptimierung der Energieversorgung verfehlt würde. Ziel des vorliegenden Papiers ist die Formulierung geeigneter regulatorischer Eckpunkte für einen erfolgreichen und durch realistische Erwartungen geprägten Einstieg in die Sektorenkopplung.

⁵ VCI-Position zur Sektorenkopplung in der Energieversorgung – Potenziale und Herausforderungen sektorübergreifender Prozesse in der Chemieindustrie und ihre Rolle bei der Hebung energietechnischer Potenziale aus forschungspolitischer Sicht, Oktober 2017

Neben dem passenden regulatorischen/ordnungspolitischen Rahmen tritt als weitere notwendige Bedingung für eine Realisierung die betriebswirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit hinzu.

Zentrale Elemente der Bewertung technologischer Optionen zur Sektorenkopplung und Schlüsselemente bei deren Markteinführung sind **Technologieneutralität** und **Wettbewerb**. Technologiewettbewerb begünstigt eine Markteinführung zu volkswirtschaftlich optimierten Kosten. Der regulatorische Rahmen muss sicherstellen, dass zwischen den Flexibilisierungsoptionen ein „Level playing field“ besteht.

Der Einsatz von Sektorenkopplung kann aufgrund von Umwandlungsverlusten einen Zielkonflikt mit Energieeffizienz- und -einsparzielen auslösen (vgl. Box u.). Diesen Zielkonflikt gilt es bei der weiteren Ausgestaltung des energie- und klimapolitischen Rahmens zu adressieren.

MIT SEKTORENKOPPLUNG VERBUNDENE UMWANDLUNGSVERLUSTE

Aufgrund der für die Sektorenkopplung notwendigen Energiewandlungsschritte entstehen gegenüber der direkten Strom- und Brennstoffnutzung häufig zusätzliche Umwandlungsverluste. Energieeffizienz- und Einsparziele müssen – sofern formuliert - diesem Umstand Rechnung tragen und infolge eine flexiblere regulatorische Handhabung ermöglichen.

Bei Einsatz nicht vollumfänglich regenerativ erzeugten Stroms in der Sektorenkopplung werden durch die verminderte Energieeffizienz zusätzliche Treibhausgasemissionen generiert. Zumindest in der Transitionsphase ist jedoch die Nutzung eines nicht vollumfänglich regenerativ erzeugten Strommixes in der Sektorenkopplung zu erwägen, um eine erhöhte Anlagenauslastung und somit verbesserte ökonomische Randbedingungen zu erreichen. Langfristiges Ziel muss jedoch ein weitgehender Ersatz des gegenwärtig genutzten nicht vollumfänglich regenerativ erzeugten Stroms durch erneuerbare Energie sein, sofern damit die Versorgungs- und Systemsicherheit im Stromsektor gewährleistet ist.

Das vorliegende Papier knüpft an ein VCI-Hintergrundpapier vom Juli 2017 an, in welchem die Anforderungen an einen Regulierungsrahmen ausschließlich für Stromspeicher **ohne Sektorenkopplung** betrachtet wurden⁶. Die darin vorgenommene systematische Abgrenzung von Flexibilitätsoptionen mit und ohne Speicherfunktionalität wird mit dem vorliegenden Papier erweitert. Grundsätzlich werden Energiespeicher als eine Flexibilisierungsoption im Stromversorgungssystem, zur zeitlichen und/oder räumlichen Entkopplung von Stromerzeugung und

⁶ Grundlagen zur Markteinführung von Stromspeichern aus Sicht der chemischen Industrie, VCI, Juli 2017

-entnahme betrachtet. Das vorliegende Papier bezieht sich auf **transsektorale Energiespeicher**, d.h. auf Energiespeicher, die Sektorenkopplung nutzen.

Wesentliches Abgrenzungskriterium **intrasektoraler** Energiespeicher (d.h. reine Stromspeicher) von **transsektoralen** Energiespeichern ist, dass elektrische Energie bei transsektoraler Energiespeicherung dem Stromversorgungssystem **nicht nur temporär** (z.B. bis zur Rückverstromung elektrisch erzeugten Brennstoffs), sondern auch **endgültig** entzogen werden kann (z.B. durch Umwandlung in chemische Produkte). Die Option, gespeicherte elektrische Energie endgültig dem Stromversorgungssystem zu entziehen, erhöht das installierte Energiespeicher- und Lastmanagementpotenzial um ein Vielfaches. In Zeiträumen, in denen die elektrische Erzeugungsleistung die zeitgleiche Bedarfslast übersteigt, erhöht sich deshalb durch Sektorenkopplung die Flexibilität des Stromversorgungssystems. Umgekehrt kann die chemisch (z.B. in Wasserstoff), thermisch (in Wärmespeichern) oder thermochemisch (z.B. in Redoxspeichern) gespeicherte Energie auch **rückverstromt** werden. Dies kann wiederum die Optionen in Zeiträumen, in denen die zeitgleiche Bedarfslast die elektrische Erzeugungsleistung übersteigt, erhöhen.

Aufgrund des Prozesswärmebedarfs in der Chemieindustrie kommt in der Diskussion zur Sektorenkopplung **thermischen Energiespeichern** eine große Bedeutung zu. Diese müssen jedoch auf einen hohen Exergiegehalt⁷ optimiert werden, um dem Bedarf an Hochtemperaturwärme gerecht zu werden. Hochtemperatur-Wärmespeicher (~200-500°C) befinden sich derzeit noch im Entwicklungsstadium. Sobald verfügbar, werden die hohen spezifischen Kosten vermutlich ein begrenzender Faktor sein. Von thermischen Energiespeichern abzugrenzen sind thermochemische Energiespeicher⁸, die aktuell Forschungsgegenstand sind und deren künftiges Potenzial für die Sektorenkopplung heute noch nicht bewertet werden kann. Abb. 1 zeigt Flexibilisierungsoptionen für den intrasektoralen und den transsektoralen Bereich.

⁷ Unter Exergie wird der Anteil der Energie verstanden, der sich in jede andere Energieform, insbesondere in Arbeit, umwandeln lässt. Der Exergieanteil ist somit ein Qualitätsmerkmal für eine Energieform. Elektrische und mechanische Energie bestehen zu 100% aus Exergie, da diese in alle anderen Energieformen umwandelbar sind. Der Exergieanteil thermischer Energie steigt mit dem Temperaturniveau; hochtemperierter Dampf kann beispielsweise verstromt werden (hohe Exergie), während Heißwasser (<100 °C) i.W. nur zu Heizzwecken (niedrige Exergie) eingesetzt werden kann.

⁸ Speicherung beispielsweise durch Absorption oder Abgabe von Reaktionswärme

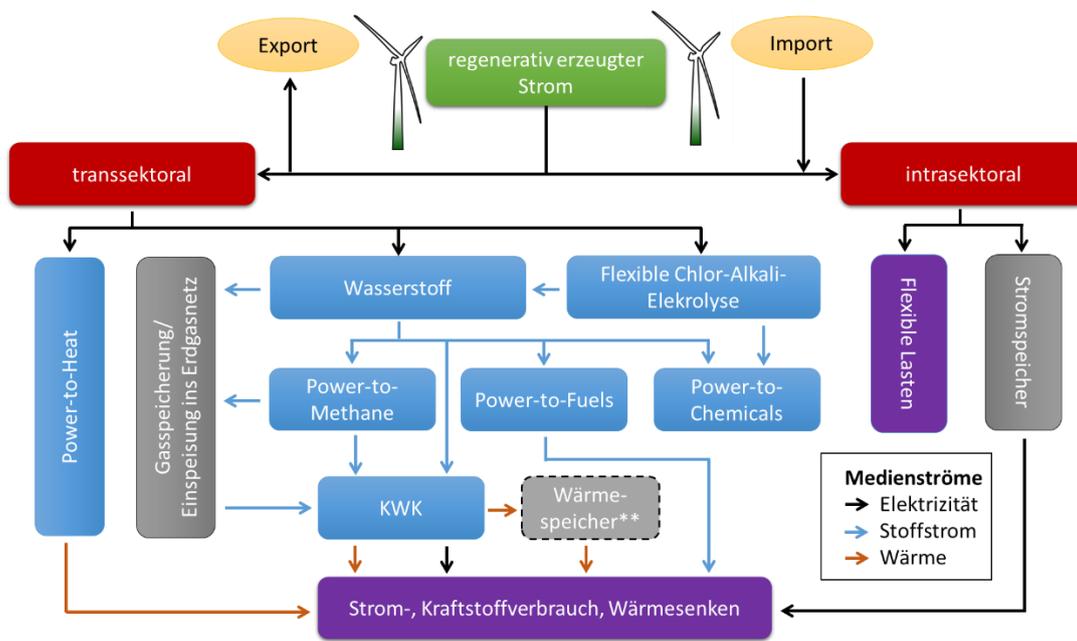


Abb. 1. Systematik zur Strukturierung von Flexibilisierungs- und Sektorenkopplungsoptionen für nicht bedarfsgerecht erzeugten Strom mit einem Fokus auf die Optionen in der chemischen Industrie.

**Für die industrielle Wärmeversorgung sind Hochtemperaturwärmespeicher notwendig (Temperaturniveau: 200-500°C); diese sind derzeit im industriellen Umfeld nicht erprobt. (Quelle: VCI)

Ziel des vorliegenden Papiers ist die Formulierung geeigneter regulatorischer Eckpunkte für Sektorenkopplung aus der Perspektive der chemischen Industrie.

Dies beinhaltet Anpassungsvorschläge der in den folgenden Kapiteln benannten bestehenden Regulierungsgrundsätze. Das Papier richtet sich insbesondere an Politik, Regulierungs- und andere Behörden, Ministerien, Verbände, Hochschulen und andere Forschungseinrichtungen.

3. Voraussetzungen und Randbedingungen der Sektorenkopplung

Die Nutzung der unterschiedlichen Sektorenkopplungsoptionen sollte sinnvollerweise die jeweilige ökonomische, technische und betriebliche Umsetzbarkeit berücksichtigen. Deshalb ist die Einführung der derzeit und zukünftig verfügbaren Optionen zu unterschiedlichen Zeitpunkten wahrscheinlich. Einige Optionen werden auch aus technischen, ökonomischen und/oder betrieblichen Hemmnissen verworfen werden. Zur besseren Einordnung des Optionenraums für die deutsche Chemieindustrie, wird im Folgenden eine Einschätzung zur Marktreife einiger aktuell stark diskutierter Sektorenkopplungsoptionen vorgenommen:

- Power-to-Heat: technisch möglich. Zum Teil wurden entsprechende Optionen in Industrieparks bereits installiert.

- Power-to-Gas: Pilotprojekte existieren und werden weiter im System zur weiteren Aufskalierung für einen Markteintritt optimiert.
- Power-to-Chemicals: teilweise in Form der flexiblen Chlor-Alkali-Elektrolyse schon umgesetzt; auch die Entwicklung der flexiblen Wasserelektrolyse ist weit fortgeschritten; weitere Verfahren zur Substitution fossiler Rohstoffe sind noch nicht wirtschaftlich.
- Power-to-Fuels: aufgrund komplexer Verfahrenswege und Umwandlungsverlusten noch relativ weit von der praktischen Realisierung entfernt. Für Anwendung bspw. im See- und Luftverkehr bieten regenerative Kraftstoffe aus Mangel an absehbaren Alternativen zu fossilen Treibstoffen jedoch Perspektiven.
- Grundsätzlich befinden sich auch neuartige Verfahren in der Entwicklung.

Die technologische Verfügbarkeit und das Erreichen einer potenziellen Wirtschaftlichkeit (Höhe der Treibhausgas-Vermeidungskosten) der unterschiedlichen Sektorenkopplungsoptionen kann derzeit noch nicht sicher eingeschätzt werden und hängen von unterschiedlichen technologischen und wirtschaftlichen Bedingungen sowie den Gegebenheiten der Standorte ab. Außerdem ist die Entwicklung neuer technologischer Prozesse möglich, wodurch der Markteintrittszeitpunkt einzelner Technologien sich wiederum verschieben kann. Auch der Zeitpunkt des Marktzutritts kann von regulativen Rahmenbedingungen beeinflusst werden.

Der Markteintritt der technologischen Optionen zur Sektorenkopplung sollte allein durch den Markt gesteuert werden, dessen ordnungspolitischer/regulatorischer Rahmen grundsätzlich technologieoffen gestaltet werden muss. Bei dieser Ausgestaltung sollte in adäquater Weise berücksichtigt werden, dass die Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien am Standort Deutschland und auch in Europa begrenzt sind.

Ausgangspunkt der Überlegungen ist der Umgang mit einem Stromerzeugungssystem, das zunehmend auf volatiler Erzeugung beruht, gleichwohl aber eine sicherere und kontinuierliche Stromversorgung gewährleisten muss. D.h. die im Verlauf des Papiers formulierten Anpassungsvorschläge zu den Regulierungsgrundsätzen sollen dafür sorgen, dass Sektorenkopplung optimal die Lösung der nachfolgend beschriebenen Situationen ermöglichen:

1. Nutzung von Strom, der im Moment seiner Erzeugung nicht nachgefragt wird und

2. Absicherung von Situationen, in denen der erzeugte Strom nicht zur Deckung der Nachfrage reichen würde, so dass transsektorale Energiespeicher⁹ zu einer Effizienzverbesserung im Stromversorgungssystem beitragen.

Zudem gilt es, bei der Potenzialabschätzung für die Sektorenkopplung die begrenzten Erzeugungskapazitäten erneuerbaren Stroms in Deutschland und in Europa zu berücksichtigen. Aktuelle Potenzialanalysen für Deutschland gehen von einer **maximal regenerativ erzeugbaren elektrischen Arbeit i.H.v. 800 – 1000 TWh p.a.** aus^{10,11,12,13}, wohingegen der Primärenergiebedarf in Deutschland 2017 bei ca. 3.700 TWh lag bzw. bei 2.500 TWh für den Bruttoendenergieverbrauch (davon rund 520 TWh Strom).

Die begrenzte regenerativ erzeugbare elektrische Jahresarbeit kann die Sektorenkopplungspotenziale, z.B. im Hinblick auf strombasierte Prozesse in der Chemieindustrie, für die Erzeugung von Kraftstoffen für den Mobilitätssektor begrenzen und ggf. einen **Importbedarf** für letztere erzeugen. Eine Studie der DECHEMA kommt für drei Szenarien und für ganz Europa auf einen Strombedarf für Chemieerzeugnisse von 1.000 (unter sehr konservativen Randbedingungen) bis 5.000 TWh und 1.000 bis 7.000 TWh für synthetische Kraftstoffe¹⁴. Für eine strombasierte Rohstoffversorgung der deutschen Chemieindustrie¹⁵ wären nach Berechnungen des VCI ohne Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten 650 TWh Strom p.a. notwendig.

Im Rahmen des vorliegenden Papiers wird davon ausgegangen,

- dass sich bezüglich der Energiespeicherung **keine Restriktionen** für die elektrische Einspeicherungs- und Ausspeicherungsleistung ergeben. Fragen des **Transports und der Verteilung** von elektrischer Energie werden **ausgeklammert**. Somit wird im Folgenden auch angenommen, dass keine Restriktionen hinsichtlich der räumlichen Verteilung von Energiespeichern zur Aufnahme elektrischer Leistung bestehen.

⁹ Transsektorale Energiespeicher = Speicher, die sektorenkopplungsfähig sind

¹⁰ Agora Energiewende; Energiewende 2030; The Big Picture; Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte-Agenda für die 2. Phase der Energiewende, Juni 2017

¹¹ Unter Annahme keiner weiteren Einschränkung der Abstandsregelungen für Windkraftanlagen; im Falle weiterer Einschränkung würden die zur Verfügung stehenden Kapazitäten weiter sinken.

¹² Klimapfade für Deutschland, BDI, Januar 2018

¹³ Andere Studien gehen für eine vollständige Substitution fossiler Brennstoffe durch regenerativen Strom mittels Sektorenkopplung von jährlichen Strombedarfen bis zu 3.000 TWh aus (Sektorkopplung durch die Energiewende, Volker Quaschnig, htw Berlin, Juni 2016)

¹⁴ Technologiestudie „Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry“, DECHEMA, August 2017

¹⁵ Derzeitiger jährlicher Rohstoffbedarf der deutschen Chemie: 20 Mio. t kohlenstoffhaltige Rohstoffe

- Die räumliche Verteilung sektorenübergreifender Energiespeicher würde somit durch lokale Verwendungsbedarfe der eingespeicherten elektrischen Energie determiniert (z.B. Industriestandorte).

NOTWENDIGE UND HINREICHENDE BEDINGUNGEN FÜR DIE SEKTORENKOPPLUNG

Viele Sektorenkopplungstechnologien sind **noch nicht wettbewerbsfähig**. Dies kann daran liegen, dass der zugrundeliegende regulatorische Rahmen ungeeignet ist oder die Technologien nicht wirtschaftlich sind. Auch im Falle eines geeigneten regulatorischen Rahmens und grundsätzlicher Wirtschaftlichkeit einer Sektorenkopplungstechnologie ist es möglich, dass eine Investitionsmöglichkeit aufgrund renditestärkerer Opportunitäten nicht realisiert wird. Somit ist ein **adäquater regulatorische Rahmen** für Sektorenkopplungstechnologien **nur eine notwendige Grundvoraussetzung und keine hinreichende Bedingung** für die Realisierung einzelner technischer Lösungen.

Kernaufgabe der chemischen Industrie ist die Herstellung chemischer Produkte. Beiträge zur Spannungs- und Frequenzhaltung im Stromversorgungssystem können dieses Kerngeschäft **lediglich flankieren**. Ein Unternehmen wird der **Produktion gegenüber Flexibilitätsdienstleistungen im Stromsystem grundsätzlich Vorrang gewähren**, so dass die Auslastung von Produktionsanlagen sowie steuerbarer Stromerzeugungsanlagen nicht regulatorischen Einschränkungen unterworfen werden darf, da deren Betriebsweise weiterhin **betriebswirtschaftlich** über Wettbewerbsmärkte gesteuert wird.

Der Regulierungsrahmen darf nicht dazu führen, dass bestehende Anlagen wirtschaftlich und betrieblich kompromittiert werden, denn bestehende Anlagen bilden mit ihren Flexibilisierungspotenzialen die Grundlage für eine Sektorenkopplung.

Energiespeicher einerseits sowie Rückverstromungskapazitäten andererseits stellen in sektorengkoppelten Energiesystemen wesentliche Bausteine dar, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Somit ermöglichen Energiespeicher die Nutzung flexibel anfallender Energie ohne Einfluss auf die Kontinuität von Produktionsprozessen. Die Wahl zwischen der Installation von Energiespeichern und der Einrichtung einer Infrastruktur zur Flexibilisierung des Produktionsprozesses bleibt dabei eine **unternehmerische Entscheidung**.

Idealerweise werden die einzelnen Strombereitstellungsanlagen/Flexibilitätsoptionen **volkswirtschaftlich** optimiert eingesetzt. Diese Bedingung muss durch einen geeigneten **marktbasierten Regulierungsrahmen** zur Sicherstellung von

Versorgungssicherheit, Preiswürdigkeit, Flexibilität und Primärenergieeinsparung flankiert werden. So muss sichergestellt werden, dass, analog zum Netzausbau, Energiespeicher und Rückverstromungsanlagen in ausreichender Anzahl, Größe und angemessener Lokalisationen installiert werden.

4. Sektorenkopplung als Flexibilitätsoption am Beispiel der Chemie

Im Folgenden wird durch die Analyse von Fallbeispielen der Weiterentwicklungsbedarf bestehender regulativer Rahmenbedingungen für die Sektorenkopplung aufgezeigt. Dabei werden, ausgehend von einzelnen exemplarischen technologischen Pfaden, regulatorische Hemmschwellen bzw. regulatorischer Handlungsbedarf identifiziert und Anpassungsvorschläge unter der Maßgabe der Technologieoffenheit unterbreitet.

4.1. Die Erdgasreformierung und verwandte Verfahren (Power-to-Chemicals)

4.1.1. Technologische Grundlagen und Nutzungsbeispiel regenerativer Wasserstoff

Wasserstoff ist ein wichtiger Inputfaktor für viele Anwendung in der Chemie: So wird Erdgas nicht ausschließlich als Brennstoff eingesetzt, sondern etwa ein Viertel des in der Branche in Deutschland verbrauchten Erdgases (Gesamtverbrauch in 2017 ca. 137 TWh) wird stofflich genutzt und zu den chemischen Grundstoffen Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂) umgesetzt. Die klassische Wasserstoffherzeugung mittels Erdgasreformierung **kann grundsätzlich durch die Nutzung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff¹⁶ substituiert werden.¹⁷ Damit würde regenerativ erzeugter Strom zur Produktion eines chemischen Produktes (H₂) eingesetzt (Power-to-Chemicals). Damit ließe sich die klassische Erdgasreformierung teilweise ersetzen.**

¹⁶ Durch Wasserelektrolyse (Power-to-H₂) erzeugter Wasserstoff in Perioden hoher Windstromeinspeisung, d.h. regenerativ erzeugter Wasserstoff (häufig als „Windwasserstoff“ bezeichnet)

¹⁷ für die Herstellung von CO gibt es bislang keinen elektrochemisch basierten Prozess

DIE ERDGASREFORMIERUNG IM DETAIL

Derzeit dominierendes (fossil-basiertes) Verfahren:

Im Zuge der Erdgasreformierung (hier: Dampfreformierungsverfahren) wird das im Erdgas enthaltenen Methan (CH₄) zu Synthesegas (Gemisch aus CO und H₂) umgesetzt:



Ist ausschließlich Wasserstoff das Zielprodukt, wird das erzeugte CO zu CO₂ umgesetzt:



Regenerativ-basiertes Verfahren:

Mittels regenerativ erzeugtem Strom produzierter Wasserstoff kann den Verbrauch fossilen Erdgases zur Produktion von Wasserstoff substituieren. Folglich wird der Energieinhalt des regenerativ erzeugten Wasserstoffs virtuell in das Erdgasnetz eingespeist. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass ein Ersatz des Wasserstoffs aus Erdgas durch mit regenerativ erzeugtem Strom produzierten Wasserstoffs **die Kosten um den Faktor 2-3 erhöhen** dürfte.

Mögliche, zukünftige Alternative:

Eine alternative in der Erprobung und Entwicklung befindliche Möglichkeit zur emissionsfreien Wasserstofferzeugung ist die **Methanpyrolyse**:



Hierbei wird über einen katalytischen Prozess Erdgas direkt in Graphit und Wasserstoff gespalten, ohne dass Treibhausgase emittiert werden; d.h. es kann auch fossiles Erdgas klimaneutral genutzt werden, mit einem im Vergleich zur Wasserelektrolyse zur Erzeugung von regenerativen Wasserstoff erheblich geringerem Energiebedarf.

Nutzungsbeispiel Entschwefelung in Raffinerien

Rohöle enthalten Schwefelverbindungen, die, sofern nicht während der Raffinierung entfernt, in Verbrennungsprozessen unzulässige Emissionen erzeugen und Korrosion begünstigen. Deshalb werden Rohöldestillate entschwefelt. Dies erfolgt im ersten Schritt durch Hydrodesulfurierung¹⁸. Hierbei werden durch Wasserstoffzufuhr unter erhöhten Druck- und Temperaturbedingungen die Schwefelanteile im Rohöl zu Schwefelwasserstoff (H₂S) reduziert und in dieser Form vom Rohöl abgetrennt. In

¹⁸ gebräuchliche Synonyme: Hydrofinierung, Hydrofining

einem zweiten Schritt wird im sog. Claus-Prozess der Schwefelwasserstoff zu elementarem Schwefel und Wasser umgesetzt.

Im konventionellen Betrieb wird der benötigte Wasserstoff durch Erdgasreformierung erzeugt. Dieser kann durch regenerativ erzeugten Wasserstoff substituiert werden; die Substitution ermöglicht eine Bereitstellung von Flexibilität für das Stromsystem (Abb. 2). Durch die Nutzung von Power-to-Chemicals im Raffinerieprozess wird der Anteil erneuerbarer Energien, der in die Benzin- und Dieselkraftstoffproduktion eingeht, erhöht. Allerdings sieht das Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG) gegenwärtig keine entsprechende Anrechnung regenerativ eingesetzten Wasserstoffs auf die mit der EU-Renewable Energy Directive vorgegebene Treibhausgasminderungsquote im Verkehrssektor vor. Der mit der Nutzung regenerativen Wasserstoffs verbundene ökologische Vorteil sollte jedoch auf die Treibhausgasminderungsquote angerechnet werden können.

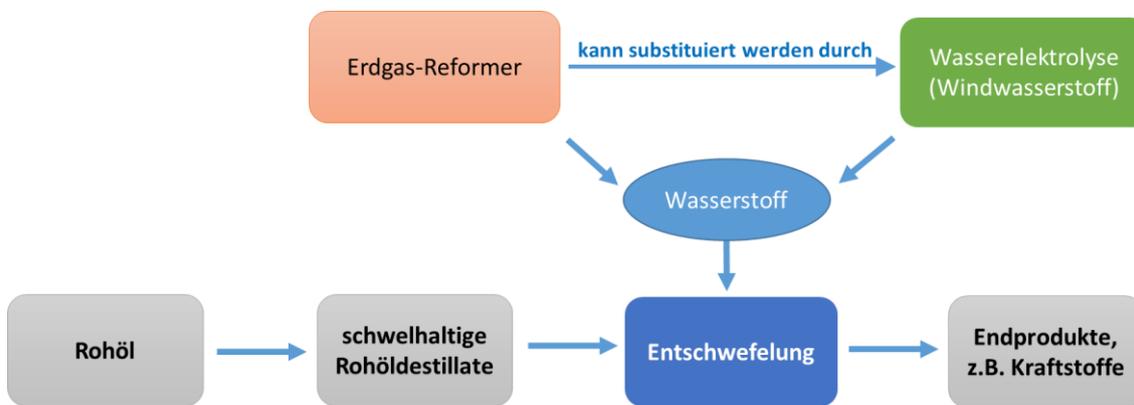


Abb. 2 Darstellung von Stoffströmen in Raffinerien (stark vereinfacht). Fossiler Wasserstoff zur Entschwefelung von Rohöldestillaten kann grundsätzlich durch Windwasserstoff ersetzt werden (Quelle: VCI).

4.1.2. Regulatorische Konsequenzen: Vermiedene Erdgasentnahme entspricht einer Energiespeicherung

Nachfolgend soll anhand von Abb. 3 aufgezeigt werden, dass Sektorenkopplungskonzepte, wie die vorhergehend beschriebene Substitution der Erdgasreformierung durch regenerativ erzeugten Wasserstoff (Power-to-Chemicals), welche auf vermiedener Gasentnahme beruhen, in gleicher Weise wie Power-to-Gas-Konzepte^{19,20} als Stromspeicher fungieren können. Eine Form von Power-to-Gas ist Power-to-H₂ (Wasserstoff). Wasserstoff kann in gewissem Umfang ins Erdgasnetz eingespeist werden.

¹⁹ VCI-Diskussionspapier „Technologische Optionen zur flexiblen Nutzung von elektrischer Energie und Energiespeichern in der Chemieindustrie“, April 2015

²⁰ Power-to-Gas ist energiewirtschaftsrechtlich als Stromspeicher anerkannt (§ 118 Abs. 6 EnWG).

Für die folgenden Betrachtungen werden Umwandlungs- und Leistungsverluste vernachlässigt. Abb. 3 zeigt zwei Sektorenkopplungskonzepte vergleichend auf:

Pfad 1: Dampfreformer, der - wie oben beschrieben - Wasserstoff mittels Erdgasreformierung erzeugt. Dieser entnimmt im hier betrachteten Betriebspunkt 10 MWh/h aus dem Erdgasnetz. Im Substitutionsfall wird der Dampfreformer durch Wasserstoff, hergestellt mit regenerativ erzeugtem Strom, ersetzt. Der Zeitpunkt des Eintritts des Substitutionsfalls wird nachfolgend als **Substitutionseignis** bezeichnet.

Pfad 2: Power-to-H₂-Anlage mit 10 MWh/h Einspeiseleistung. Die Anlage bildet eine Sektorenkopplungsalternative zu Pfad 1.

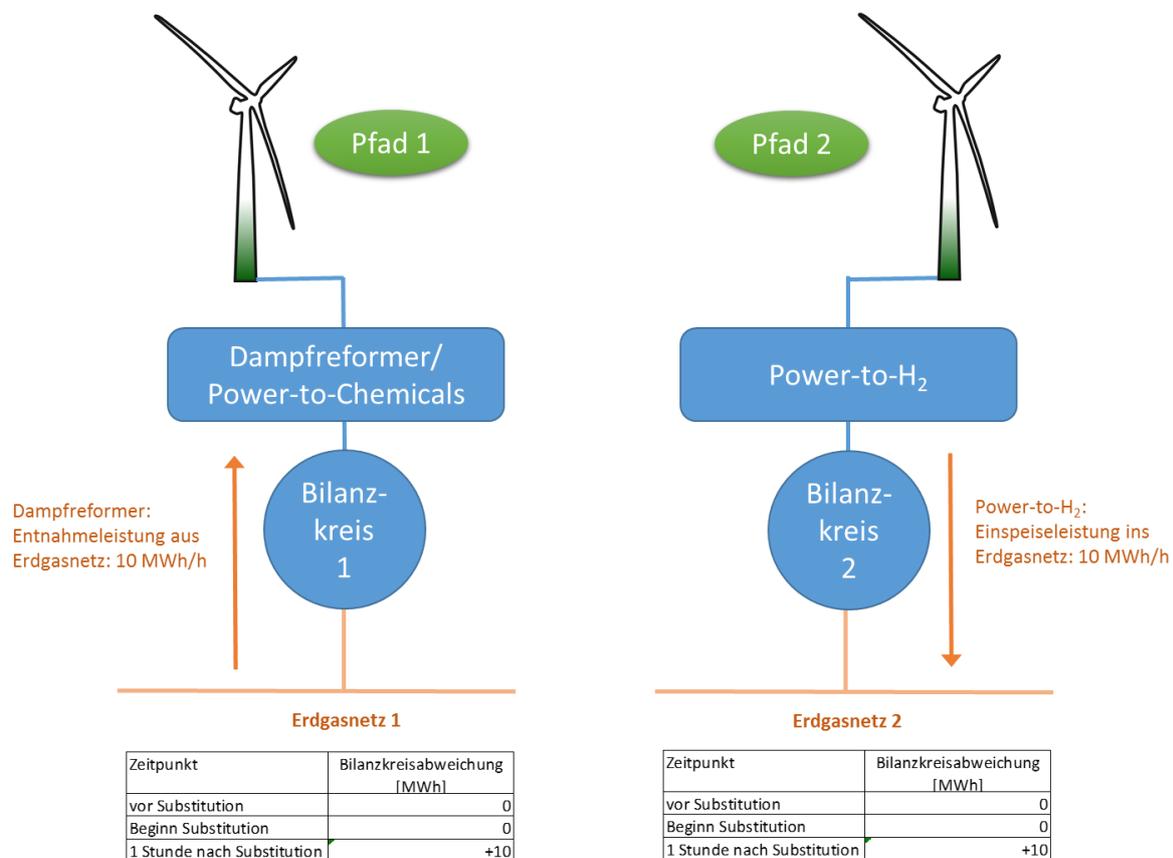


Abb. 3. Alternative Sektorenkopplungspfade: Erdgasreformer und Power-to-H₂. Sämtliche Energieangaben beziehen sich auf den Brennwert. (Quelle: VCI)

Nachfolgend soll zur Veranschaulichung die bilanzielle Wirkung der beiden Pfade auf das Erdgas zu drei Zeitpunkten im Vergleich betrachtet werden:

1. Zeitpunkt vor dem Substitutionsereignis

- a) Pfad 1: Der Dampfreformer entnimmt geplant 10 MWh/h aus dem Erdgasnetz. Der zugehörige Erdgas-Bilanzkreis 1 ist ausgeglichen und weist folglich keine Abweichung auf.
- b) Pfad 2: Die Power-to-H₂-Anlage ist planmäßig nicht in Betrieb. Der zugehörige Erdgas-Bilanzkreis 2 ist ausgeglichen und weist folglich keine Abweichung auf.

2. Zeitpunkt zum Substitutionsereignis

- a) Pfad 1: Der Betrieb des Dampfreformers wird eingestellt und durch regenerativ erzeugten Wasserstoff zur Abnahme einer Windstromspitze substituiert. Der Erdgasbilanzkreis ist zu diesem Moment ausgeglichen.
- b) Pfad 2: Alternativ kann die Power-to-H₂-Anlage eingesetzt werden. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage zur Abnahme einer Windstromspitze ist Erdgas-Bilanzkreis 2 ausgeglichen.

3. Zeitpunkt eine Stunde nach dem Substitutionsereignis

- a) Pfad 1: In den Erdgas-Bilanzkreis 1 wird seit einer Stunde mit 10 MWh/h eingespeist. Durch die Substitution des Dampfreformers mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff unterbleibt jedoch die Entnahme aus dem Bilanzkreis. Erdgas-Bilanzkreis 1 ist somit eine Stunde nach dem Substitutionsereignis mit 10 MWh überspeist. Dies entspricht der durch die Substitution gespeicherten Energie. Der zur Wasserstoffherzeugung entnommene regenerativ erzeugte Strom, z.B. Windstrom, wird somit mittels Sektorenkopplung im Erdgasnetz gespeichert. Diese Speicherenergie steht für weitere Nutzungen zur Verfügung.
- b) Pfad 2: Durch die Einspeisung der Power-to-H₂-Anlage in das Erdgasnetz ist Bilanzkreis 2 eine Stunde nach Substitutionsbeginn mit 10 MWh überspeist. Diese Speicherenergie steht für weitere Nutzungen zur Verfügung.

Im Ergebnis führen die alternativen Pfade 1 und 2 unter Vernachlässigung von Umwandlungsverlusten zu identischen Speicherenergien. Sektorenkopplungskonzepte auf Basis einer vermiedenen Erdgasentnahme (Pfad 1) sind somit äquivalent zu Konzepten auf Basis einer aktiven Speichergaseinspeisung zu betrachten und sollten entsprechend regulatorisch gleichwertig behandelt werden.

4.1.3. Regulierungsempfehlungen

ECKPUNKTE FÜR EINE ANPASSUNG DER REGULIERUNG: VERMIEDENE ERDGASENTNAHMEN

- Sektorenkopplungskonzepte, die auf vermiedener Erdgasentnahme basieren, wirken auf den Energieinhalt des Gasnetzes in identischer Weise wie Power-to-Gas-Konzepte.
- Vermiedene Erdgasentnahme entspricht einer Energiespeicherung im Erdgasnetz.
- Folglich muss **vermiedene Erdgasentnahme** aufgrund von Substitution von Erdgas durch regenerativ erzeugtes Brenngas **regulatorisch gleichwertig mit Power-to-Gas-Konzepten** behandelt werden.

4.1.4. Power-to-Fuels: eine Variante von Power-to-Chemicals

Neben der Verwendung für die Produktion von chemischen Grundstoffen (Plattformchemikalien) kann regenerativ erzeugter Strom künftig auch im Mobilitätssektor genutzt werden. Dadurch kann ein Beitrag zur Erreichung der Klimaziele geleistet werden. Voraussetzung sind geeignete Rahmenbedingungen.

So steht im regulatorischen Bereich für den Straßenverkehr infrage, ob eine Energiesteuer (Mineralölsteuer) auf synthetische/regenerative Kraftstoffe angerechnet werden kann. Offen ist auch der Umgang mit den Nutzungskonkurrenzen für EE-Strom. Hier muss abgewogen werden, ob eine politische Priorisierung oder aber eine Regelung durch den Markt, also nachfragegetrieben, stattfinden soll. Ein überdies nicht unerhebliches Problem ist die „Aufteilung“ der Anrechnung der CO₂-Vermeidung zwischen CO₂-Erzeuger, Kraftstoffherzeuger und Verkehr im Rechtsbereich des Emissionshandels sowie die „Aufteilung“ der Anrechnung der CO₂-Vermeidung zwischen In- und Ausland (bei Import von im Ausland hergestellten synthetischen Kraftstoffen).

Der Mobilitätssektor stellt mit einem jährlichen Endenergieverbrauch von etwa 749 TWh (2016) entsprechend einer Leistung von etwa 100 Großkraftwerken einen großen Emittenten dar. Die angestrebte Reduzierung fossiler Energieträger im Mobilitätssektor kann für regenerativ erzeugten Wasserstoff eine wichtige Anwendung sein. Während insbesondere bei PKW eine direkte Stromnutzung möglich ist, ist im Bereich der Hochsee- und Luftfahrt die Verwendung von Kraftstoffen **auf absehbare Zeit nicht ohne erhebliche Performanceeinschränkungen mit Blick auf die Wertschöpfungskette möglich**. Mittel- und langfristig sind Erzeugungswege denkbar, im Rahmen derer regenerativ erzeugter Wasserstoff nicht verbrannt, sondern zum

Beispiel in Raffinerieprozessen chemisch zur Herstellung von Kraftstoffen als Substitut fossil erzeugten Wasserstoffs aus der Erdgasreformierung, zum Fuel-up-grading sowie zur Entschwefelung genutzt wird (s. Abschnitt 4.1.1). Darüber hinaus ist auch die Umsetzung mit regenerativ erzeugtem CO₂ zu Kohlenwasserstoffen (Power-to-Liquids, „PtL“) vorstellbar. Daneben kann Wasserstoff auch mittels Brennstoffzelle direkt genutzt werden.

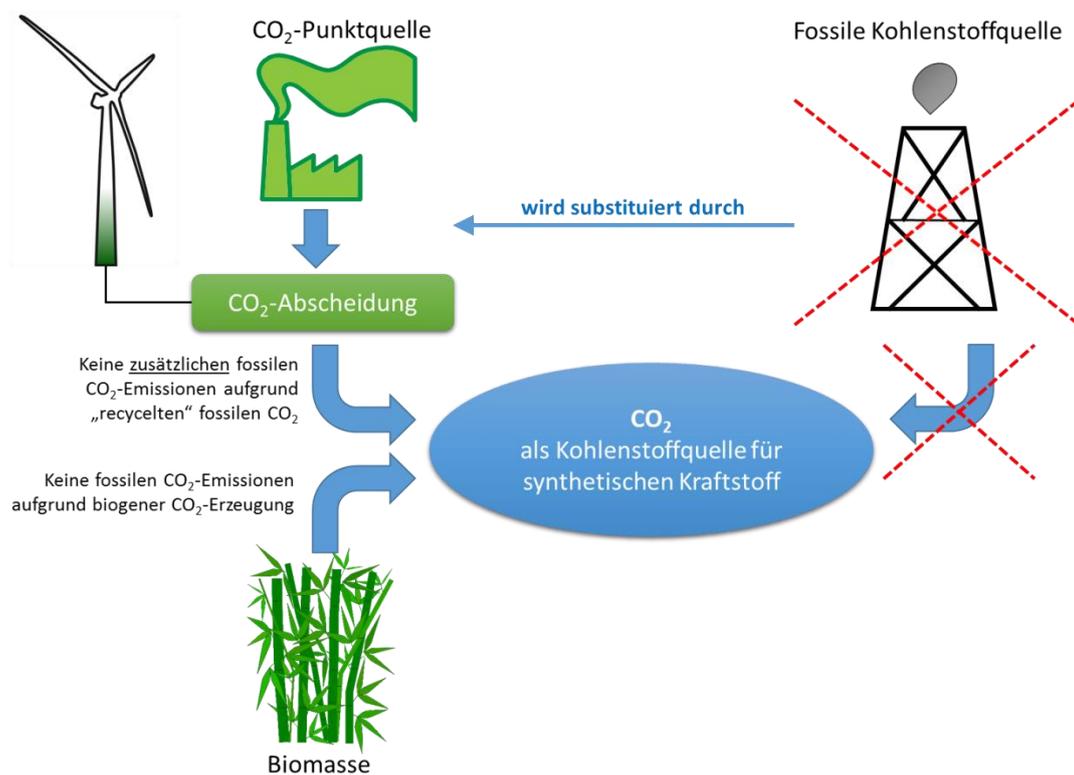


Abb. 4: Schema möglicher CO₂-Quellen zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffes.

Im Bereich der Kraftstoffe sind die regulatorischen Rahmenbedingungen besonders richtungweisend, da die CO₂-Emissionsreduktion bei Verbrennungsmotoren thermodynamisch auf rund 65 g CO₂/km limitiert ist²¹ und nur mittels Elektro- bzw. Hybridantrieb und Brennstoffwechsel zu „erneuerbaren Kraftstoffen“ weiter reduziert werden kann.

Zur Emissionsvermeidung müssen fossile Rohstoffe einspart werden. Eine Möglichkeit besteht in der Nutzung bereits emittierten CO₂. Die Abtrennung fossilen CO₂ aus Punktquellen ist aus Sicht des Klimaschutzes gleichwertig mit der Verwendung von biogenem CO₂, wenn das CO₂ aus der Punktquelle recycelt wird oder Biomasse dadurch verdrängt wird, sofern die CO₂-Abscheidung mittels regenerativ erzeugter

²¹ Bezogen auf eine bestimmte Größe des Motors, d.h. damit auch in Abhängigkeit vom Gesamtgewicht, so dass weitere Möglichkeiten zur Reduzierung der CO₂-Emissionen in der Reduzierung des Gesamtgewichts liegen.

Energie erfolgt. Aus entsprechendem CO₂ erzeugte Kraftstoffe sind somit CO₂-neutral und sollten deshalb als Biokraftstoffe anerkannt werden. Allerdings bringt die Punktquelle CO₂-Emissionen **aus einem vorhergehenden Prozess mit**. Es werden somit lediglich zusätzliche Treibhausgasemissionen vermieden. Deshalb muss perspektivisch der Weg über eine Nutzung von CO₂-Punktquellen zum Direct-Air-Capturing (DAC)²² regulatorisch offen gehalten werden.

Zur Etablierung der regenerativen Erzeugung von Kraft- und Brennstoffen mittels Technologien, die derzeit teilweise noch im Forschungsstadium bzw. die noch nicht in den Markt eingetreten sind, sind geeignete regulatorische Rahmenbedingungen unverzichtbar. Derzeit bestehen trotz deren grundsätzlicher Verfügbarkeit für die Unternehmen noch zu große Unsicherheiten, um diese Technologien weiterzuentwickeln und im nächsten Schritt in Anlagen zu investieren. Eine Weiterentwicklung ist jedoch unverzichtbar, da andernfalls nicht die erforderlichen Kostensprünge erzielt werden können.

Die entsprechenden regulatorischen Eckpunkte werden nicht an dieser Stelle behandelt. Indessen befindet sich ein einschlägiges VCI-Diskussionspapier in Vorbereitung.

4.2. Beispiel Power-to-Heat

4.2.1. Grundlagen

Power-to-Heat bezeichnet die Umwandlung von Elektrizität in Nutzwärme, z.B. in Form von Prozessdampf. Im industriellen Umfeld ist im Falle der Nutzung von Power-to-Heat-Konzepten bis auf weiteres nur eine **bivalente Wärmeversorgung** in Form von (überhitztem) Dampf möglich, weil Power-to-Heat nur temporär und partiell zur Nutzwärmeversorgung beitragen kann. Denn der hohe industrielle Wärmebedarf kann aus technischen, wirtschaftlichen und qualitativen (überhitzter Dampf vs. Sattdampf) Gründen bis auf weiteres nicht vollständig elektrisch erzeugt werden. Es muss folglich parallel zur strombasierten Nutzwärmeversorgung eine konventionelle brennstoffbasierte Wärmeversorgung vorgehalten werden. In der chemischen Industrie erfolgt die Wärme- und Stromversorgung überwiegend mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). KWK-Anlagen können um einen strombasierten Dampferzeuger ergänzt werden, der die Wärmeauskopplung aus der Anlage bei Vorliegen der unten genannten Voraussetzungen bei bedarfsüberschreitender Einspeisung von EE-Strom aus Wind und PV substituieren kann. Da im Substitutionsfall auch die KWK-basierte Stromerzeugung reduziert wird, muss die elektrische KWK-Leistung **zusätzlich** zur elektrischen Leistung für die Elektrodampferzeugung aus dem Netz bezogen werden, ein Effekt, der die elektrische Zuschaltleistung noch steigert. Eine derartige Strom- und

²² Abscheidung von CO₂ aus der Luft

Dampfversorgung ist jedoch nur wirtschaftlich wenn mindestens folgende **Voraussetzungen** erfüllt sind:

- Vollständige Umlagefreiheit des bezogenen Stroms aus dem Netz zum Betrieb der PtH-Anlagen zur Wärme- **und** Strombereitstellung.
- KWK-Anlage erbringt bei Reduzierung der KWK-Leistung
 - eine Dienstleistung in Form von Netzstützung;
 - diese ist zu vergüten, zumal die KWK-Anlage im Abhitzebetrieb die Nutzwärme ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz erzeugt.
- Der Dampf aus PtH muss bezüglich Druck-, Temperatur- und Überhitzungsniveau sowie Produktionsleistung der Dampfqualität und -produktion aus KWK entsprechen
- Die Reduzierung der KWK-Leistung ist ausschließlich im Rahmen der technischen Voraussetzungen möglich sowie abhängig von der KWK-Anlagenkonfiguration
- Power to Heat setzt die KWK-Anlage als bivalentes Wärmeversorgungssystem als vorhanden voraus

4.2.2. Mittelbare Energiespeicherung durch Power-to-Heat

Power-To-Heat ist für sich betrachtet keine Energiespeichertechnologie, da die damit erzeugte Wärme unmittelbar verbraucht – also nicht gespeichert wird. Nur in Kombination mit einem Komplementärsystem (bspw. dem Erdgasnetz) können Power-To-Heat Speichereigenschaften zugeordnet werden. In diesem Fall wird durch die zeitweilig reduzierte Entnahme von Erdgas zum Betrieb der KWK-Anlage Erdgas substituiert (“Substitutionsfall“). Der Substitutionsfall ist überdies durch eine Energiespeicherung gekennzeichnet: wird die erdgasbasierte Strom- und Wärmeerzeugung durch einen Energiebezug aus dem Stromnetz ersetzt, ist eine Nicht-Entnahme aus dem Erdgasnetz die Folge. Die äquivalente Erdgasmenge kann zu einem späteren Zeitpunkt einer anderen Nutzung zur Verfügung stehen (Speichereigenschaft: zeitliche und ggf. auch räumliche Entkopplung eines eingespeicherten Energiestroms von einem ausgespeicherten Energiestrom). Es kommt somit zu einer **Speicherung der aus dem Stromnetz bezogenen Energie im Erdgasnetz**.

Eine weitere Anwendung von Power-to-Heat besteht im Bereich der Systemdienstleistungen oder des Lastmanagements, z.B. für die Erbringung negativer Regelenenergie oder Zuschaltlast, und resultiert somit ebenfalls in einer Energiespeicherung. **Eine regulatorische Unterscheidung zwischen**

Lastmanagement und Systemdienstleistungen einerseits und **Energiespeicherung** andererseits ist folglich **nicht sinnvoll möglich**.

4.2.3. Power-to-Heat als Flexibilitätsoption im Rahmen der Sektorenkopplung

Power-to-Heat-Systeme können einen Beitrag zur Sektorenkopplung leisten. Das Beispiel im **Anhang** illustriert jedoch, dass dieser Beitrag nach heutigem Stand der Technik allenfalls komplementären Charakter haben kann und zudem begrenzt ist auf Zeiträume, in denen im Sektor Strom die Erzeugung den zeitgleichen Bedarf überschreitet.

Optionen von Power-to-Heat sind:

- Aufnahme von EE-Strom, dem zeitgleich kein Bedarf entgegensteht; auf diese Weise kann Redispatch und Abschaltung von EE-Stromerzeugungsanlagen vermieden werden (Wirkung als Flexibilitätsoption)
- Mittelbare Speicherung von Erdgas durch Nicht-Entnahme von Erdgas bzw. Brenngasen (Wirkung als Energiespeicher)

Kriterium für die Ergänzung bestehender KWK-Anlagen um eine Power-to-Heat Option ist, dass die Vollkosten für Strom und Wärme im Vergleich zu den Vollkosten aus KWK für Strom und Wärme nicht höher sind.

Für die in einem Stromspeicher enthaltene Speicherenergie besteht genau eine Nutzungsoption: der Speicherstrom wird bei Bedarf ins Stromversorgungssystem zurückgespeist. Für Speicherenergie in einem sektorengekoppelten Energiespeicher bestehen hingegen zwei Nutzungsoptionen:

1. Rückverstromung der Speicherenergie und Rückspeisung ins Stromversorgungssystem und
2. Nutzung der Speicherenergie außerhalb des Stromversorgungssystems.

Infolge ist eine regulatorische Unterscheidung zwischen Strom- und Energiespeicherung im Kontext der Sektorenkopplung nicht sinnvoll.

4.2.4. Der Einsatz von KWK ist unverzichtbar

Aufgrund der signifikant **geringeren Energiedichte** der Stromerzeugung aus WEA ist ein Flächenbedarf notwendig, der um ein bis zwei Größenordnungen höher ist als bei KWK-Anlagen. KWK-Anlagen in der Chemie werden **kontinuierlich** betrieben, da Chemiebetriebe und insbesondere Chemieparks Lastschwerpunkte hinsichtlich (Hochtemperatur-)Wärme und Strom sind. Eine dargebotsabhängige Strom- und

Wärmeerzeugung kann die notwendige kontinuierliche Wärme- und Strombereitstellung **derzeit alleine nicht gewährleisten**.

4.2.5. Regulierungsempfehlungen

Ein Regulierungsrahmen kann, wie oben ausgeführt, sinnvollerweise nicht zwischen der Erbringung von Lastmanagement oder Systemdienstleistungen einerseits und Energiespeicherung andererseits unterscheiden. In der Folge muss zwischen den Flexibilitätsoptionen ein Level playing field hergestellt werden. Die Nutzungsmöglichkeit von Speicherenergie im Rahmen der Sektorenkopplung ist i.d.R. multivalent (z.B. Rückverstromung, Nutzung in einem anderen Sektor); die Art der Nutzung sollten den Marktkräften überlassen werden. Damit würden grundsätzlich Anreize für eine technologieneutrale Kostenoptimierung gesetzt.

Power-to-Heat-Konzepte sind insbesondere ökonomisch gehemmt: der Großhandelspreis von Strom liegt derzeit um ca. den Faktor zwei höher als jener von Erdgas. Hinzu kommt die höhere Umlagebelastung von Strom. **Eine Nicht-Erhebung von administrativen Strompreisaufschlägen auf flexible netzdienliche Strommehrentnahmen²³ ist daher – analog zu nicht gekoppelten Stromspeichern - für die Realisierung der Sektorenkopplung essenziell.** Konkret sollte zumindest eine Nicht-Erhebung der EEG-Umlage auf Speicherstrom durch Anpassung des § 61 I EEG ermöglicht werden. Diese Norm gestattet Ausnahmen zur Zahlung der EEG-Umlage auf Speicherstrom, welcher in intrasektorale Stromspeicher eingespeichert wird. Für transsektorale Speicher, z.B. mittels Power-to-Heat oder Power-to-Chemicals ist der bestehende § 61 I EEG allerdings nicht anwendbar, da in diesen Fällen keine unmittelbare Rückverstromung der gespeicherten Energie erfolgt. Transsektorale Speicher fungieren zumeist als funktionale Speicher, d.h. Strom wird nicht unmittelbar zurückgespeist; durch eine zeitversetzte Minderentnahme wird jedoch ein Stromspeichereffekt erreicht. Um auch diese Speicher zu entlasten, muss § 61 I EEG entsprechend angepasst werden.

²³ Perspektivisch bedarf es im Stromsystem der Etablierung von Netzzustandssignalen, mit dem Ziel, Bedarfe für netzdienliche Strommehrentnahmen anzuzeigen. Regulatorisch kann damit eindeutig zwischen netzdienlichen und ausschließlichen letztverbraucher-motivierten Mehrentnahmen unterschieden werden.

ECKPUNKTE FÜR EINE ANPASSUNG DER REGULIERUNG: FLEXIBILITÄT DURCH SEKTORENKOPPLUNG

- Keine regulatorische Unterscheidung zwischen Lastmanagement und Systemdienstleistungen einerseits und Energiespeicherung andererseits im Rahmen der Sektorenkopplung.
- **Technologieneutrale Behandlung von Flexibilität:** Schaffung eines Level Playing fields zwischen Flexibilitätsoptionen.
- Nutzungspfad für Speicherenergie den Marktkräften überlassen.
- **Keine Erhebung administrativer Strompreisaufschläge** auf flexible und systemstützende Strommehrentnahmen (d.h. zusätzliche Stromnutzung durch einen substituierenden oder ergänzenden Prozess unter Nutzung erneuerbarer Energie).
- Ausdehnung der Wirkung des § 61 I EEG auf Speicherstrom, welcher nicht unmittelbar rückverstromt wird.

4.3. Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung am Beispiel Power-to-Gas

4.3.1. Gleichbehandlung regenerativen Wasserstoffs und Biogas

Die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan ist gesondert in § 3 Nr. 10c EnWG geregelt: Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan werden analog zu Biogas behandelt, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG²⁴ stammen. Die Bundesnetzagentur hat sich zur Auslegung der Rechtsgrundlagen der privilegierten Netzzugangsbedingungen von Speichergas mit biogener Prägung positioniert²⁵. „Weit überwiegend“ bedeutet im Sinne dieser Definition einen regenerativ erzeugten Anteil von mindestens 80%²⁶. Sind diese materiellen Voraussetzungen erfüllt, gelten Wasserstoff und synthetisches Methan als Biogas im energiewirtschaftsrechtlichen Sinne. Für die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan mit den vorgenannten biogenen Eigenschaften in das Erdgasnetz gelten die

²⁴ Energie aus erneuerbaren Quellen gem. Art. 2 lit. a) 2009/28/EG: Wind, Sonne, aerothermische, hydrothermische und geothermische Energie, Meeresenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas

²⁵ Bundesnetzagentur (2014): Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze

²⁶ Gesetzesbegründung, BT-Drucksache 17/6072, S. 50

Privilegierungstatbestände der Biogaseinspeisung gem. Teil 6 (§§ 31 ff) der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV):

- Vorrangige Anschlusspflicht an das Gasversorgungsnetz für den Netzbetreiber
- Übernahme von i.d.R. 75% der Anschlusskosten durch den Netzbetreiber
- Sicherstellung von mindestens 96% Anschlussverfügbarkeit (bezogen auf das Kalenderjahr) und der im Netzanschlussvertrag vereinbarten Mindesteinspeisekapazität seitens des Netzbetreibers

Diese Privilegierungen hemmen dem Grunde nach ein Level playing field zwischen den Flexibilisierungsoptionen, können jedoch gleichwohl die Marktintegration sektorübergreifender Speicherkonzepte mit großen Speicherpotenzialen vorantreiben. **Sollten künftig Power-to-Gas-Anlagen den Markt weiter durchdringen, sollte turnusmäßig evaluiert werden, ob diese fiktionale Behandlung von Neuanlagen als Biogaseinspeisungen im Hinblick der Wahrung eines Level-playing-field der Flexibilitäts Optionen geeignet ist. Auch wäre eine Gleichbehandlung prozessbedingter CO₂-Quellen zur Methanisierung und biogenen CO₂-Quellen sinnvoll, da Prozessemissionen nicht grundsätzlich vermieden werden können.**

4.3.2. Berücksichtigung von Industrieentnahmen bei Prüfung der Netzkompatibilität

Wasserstoffanteile im Erdgas können dessen brennstofftechnische Eigenschaften insoweit verändern, dass der Betrieb erdgasverbrauchender Anlagen innerhalb der zulässigen Betriebsparameter nicht mehr möglich ist. Dies kann Thermoprozessanlagen, Gasturbinen und in besonderem Maße Anlagen zur stofflichen Erdgasverwendung betreffen. In der deutschen chemischen Industrie wird ca. ein Viertel des jährlichen Erdgasverbrauchs i.H.v. 137 TWh stofflich verwendet. Je nach Applikation kann bei Wasserstoffkonzentrationen ab 1 Vol.-% ein sicherer Anlagenbetrieb nicht mehr gewährleistet werden. Ebenso können Wasserstoffanteile im Erdgas zu Effizienzeinbußen führen. Das Thema wird an anderer Stelle ausführlicher behandelt^{27,28,29}. In ihrer Rechtsauslegung³⁰ bekräftigt die Bundesnetzagentur zwar, dass die Einspeisung von Wasserstoff solange und soweit zulässig sei, *„als dass die Sicherheit und Interoperabilität des jeweiligen Einspeisenetzes, etwaig nach- oder vorgelagerter Gasversorgungsnetze und an die betroffenen Netze angeschlossener Speicher und Kunden gewährleistet bleiben“*.

²⁷ VIK/VCI-Position zur Wasserstoffeinspeisung in Erdgasnetze, September 2013

²⁸ VCI-Position zum Thema Einfluss von Wasserstoffanteilen in Erdgasströmen auf die stoffliche Erdgasverwendung, Juni 2014

²⁹ Wagner, J., Vicari, M., Kronimus, A., „Schwankende Erdgasqualität – eine Herausforderung für die chemische Industrie“ energie | wasser-praxis 2/2019

³⁰ Bundesnetzagentur (2014), s. Fußnote 14

Allerdings sei dabei „zu unterscheiden zwischen solchen Beschränkungen, die sich aus der allgemeinen Gasversorgung ergeben und solchen, die sich lediglich aus den Anforderungen bestimmter Kundengruppen ergeben (Bsp.: Stoffliche Nutzung von Erdgas in der chemischen Industrie)“. Denn grundsätzlich sei lediglich die Anforderungen der allgemeinen Gasversorgung durch die Regelungen der §§ 49 EnWG sowie 19,34 und 36 GasNZV geschützt. Ein für die Netzkompatibilitätsprüfung relevanter Grenzwert ist jener für Wasserstoff in Kraftstoffen für Kraftfahrzeuge i.H.v. 2 Vol.-% gemäß DIN 51624. Entsprechend wird der Wasserstoffanteil in einem Erdgasnetz auf 2 Vol.-% begrenzt, sofern an ebendiesem Netz eine Erdgastankstelle angeschlossen ist.

Aus Sicht des VCI bedürfen diese Grundsätze einer Nachbesserung. Industrielle Gasentnahmen stellen i.d.R. Lastschwerpunkte dar, die einen stetigen Lastfluss und somit eine stete Durchmischung eingespeisten Wasserstoffs ermöglichen. Dies stabilisiert die Netzkompatibilität wasserstoffbasierter Power-to-Gas-Anlagen. Deshalb ist ein störungsfreier Betrieb von Verbrauchsanlagen sowohl aus energie- als auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht vorteilhaft und wünschenswert. Zur Prüfung der Netzkompatibilität sollten **die Anforderungen der allgemeinen Gasversorgung zumindest auf jene von Industrieentnahmen ausgedehnt** werden. Darüber hinaus könnte mittels H₂-Lagertanks die Fluktuation der H₂-Konzentration im Erdgasnetz geglättet werden.

4.3.3. Netzentgeltregulierung am Beispiel Power-to-Gas

Gemäß § 118 Abs. 6 EnWG sind nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011, innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Dies setzt voraus, dass die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, thermochemischen, thermischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Ferner sind entsprechende Speicheranlagen von den Einspeiseentgelten in das Gasnetz, an das sie angeschlossen sind, befreit. Bezüglich Power-to-Gas-Anlagen erlaubt dies eine Befreiung von den Netznutzungsentgelten strom- und gaseitig, sofern die gespeicherte Energie in dasselbe Stromnetz zurückgespeist wird.

4.3.4. Regulierungsempfehlungen

ECKPUNKTE FÜR EINE ANPASSUNG DER REGULIERUNG: NETZZUGANG

- Perspektivisch **turnusmäßige Evaluierung der Netzzugangsprivilegien für die Einspeisung von Speichergas** mit dem Ziel, ein Level playing field zwischen den Flexibilisierungsoptionen zu schaffen.
- **Gleichbehandlung prozessbedingter CO₂-Quellen** zur Methanisierung und biogenen CO₂-Quellen.
- Ausdehnung der Anforderung der allgemeinen Gasversorgung hinsichtlich der Netzkompatibilität von Wasserstoffeinspeisungen zumindest auf Industrieentnahmen.

Die Sonderregelungen zu Netzentgelten gem. § 118 Abs. 6 EnWG ermöglicht für zur Stromspeicherung genutzte Power-to-Gas-Anlagen einen zeitlich befristet netzentgeltfreien Betrieb. **Grundsätzlich sollte die regulatorischen Behandlung von Speichern die Ausspeicherung nicht auf dasselbe Netz, aus welchem die Einspeicherung erfolgte, beschränken.** Eine Ausspeicherung in ein drittes Stromnetz oder in eine Kundenanlage entspricht einer räumlichen Entkopplung von Ein- und Ausspeicherung, die ggf. netzentlastend wirken kann. Hinzu kommt, dass eine Sektorenkopplung ohne Rückspeicherung mit dem vergleichsweise wertvollen Energieträger Strom allenfalls ohne administrative Strompreiszuschläge darstellbar ist. Alle Flexibilitätsentnahmen sollten daher nicht an eine Stromrückspeisung in das Entnahmenetz gebunden sein, um eine Netzentgeltbefreiung zu erlangen.

ECKPUNKTE FÜR EINE ANPASSUNG DER REGULIERUNG: NETZNUTZUNGSENTGELTE

- Mit § 118 Abs. 6 EnWG und § 19 Abs. 4 StromNEV bestehen Regelungen zu der Netzentgelttarifizierung, die eine Marktintegration von Stromspeicherlösungen befördern.
- Keine regulatorische Beschränkung einer Rückspeisung aus einem Energiespeicher in ein drittes vom Entnahmenetz abweichendes Stromnetz

4.4. Anreizung von Flexibilität am Beispiel der Chlor-Alkali-Elektrolyse

4.4.1. Flexibilität in Abhängigkeit der Produktionspfade

Die technischen Grundlagen der Chlor-Alkali-Elektrolyse sind an anderer Stelle beschrieben³¹. Der Prozess eignet sich für Lastmanagementmaßnahmen, da entsprechende Anlagen grundsätzlich für Lastabschaltung und Lastreduktion geeignet sind³² und die elektrische Leistung z.T. 50 MW oder mehr erreicht. Entscheidend für das Flexibilitätspotenzial ist die Aufrechterhaltung der nachgelagerten Produktion. Letzteres kann durch Zwischenproduktspeicher in einem gewissen Umfang gewährleistet werden. Diese stofflichen Speicher fungieren als Energiespeicher nach dem Konzept Power-to-Chemicals. Das Flexibilitätspotenzial ist abhängig vom jeweils nachgelagerten Produktionspfad (Abb. 6).

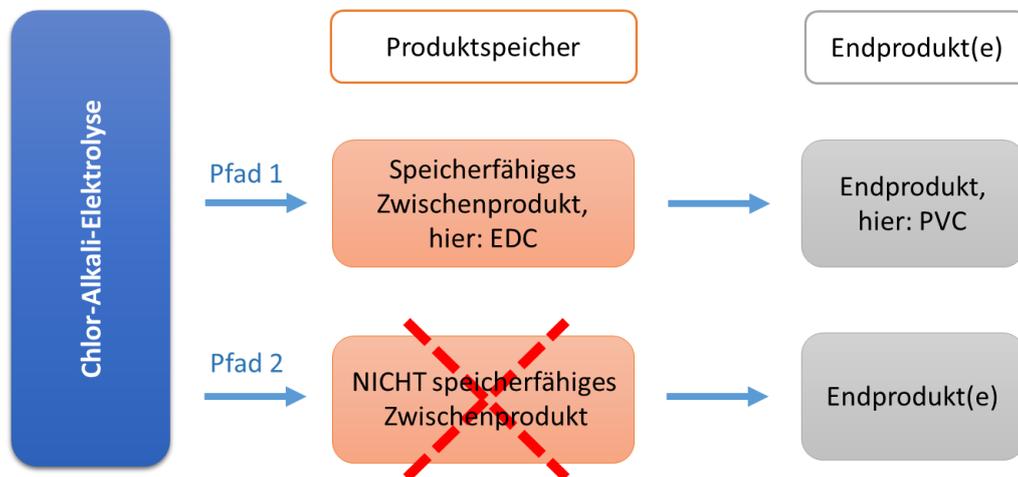


Abb. 6. Mögliche der Chlor-Alkali-Elektrolyse nachgelagerte Produktionspfade (EDC: Ethylendichlorid, PVC: Polyvinylchlorid). (Quelle: VCI).

Pfad 1 beschreibt exemplarisch die Synthese von Ethylendichlorid (EDC) auf Basis des elektrolytisch erzeugten Chlors. EDC ist ein Vorprodukt des Kunststoffes Polyvinylchlorid (PVC) und unter Normalbedingungen flüssig. EDC kann problemlos gespeichert werden; der Produktspeicher ermöglicht eine Flexibilisierung der Produktionsfahrweise.

Hingegen bestehen auch zahlreiche der Chlorproduktion nachgelagerter Produktionspfade, im Rahmen derer die Speicherung der Zwischenprodukte auf Grundlage des Gefahrstoff- und Störfallrechts limitiert oder gar untersagt ist. Entsprechende Produktionspfade fallen unter **Pfad 2 in Abb. 6. Solche**

³¹ VCI (2015), s. Fußnote 10

³² im Falle von installierten Überkapazitäten eignen sich Chlor-Alkali-Elektrolysen technisch auch für die Erbringung zu Zuschaltlast oder negativer Regelenergie.

Produktionspfade weisen aufgrund der Beschränkung der Speicherung von Zwischenprodukten kein oder ein nur eingeschränktes Flexibilitätspotenzial auf.

4.4.2. Regulierungsempfehlungen

Die Betrachtung der unterschiedlichen Produktionspfade verdeutlicht, dass im Falle grundsätzlich flexibler Prozesse, wie die Chlor-Alkali-Elektrolyse, die Lastflexibilität in Abhängigkeit der nachgelagerten Produktion ggf. auf null abgeschmolzen wird. Infolge kann Flexibilität bezüglich der Stromaufnahme sinnvollerweise nur energiewirtschaftlich angereizt und nicht verordnet werden.

ECKPUNKTE FÜR EINE ANPASSUNG DER REGULIERUNG: ANREIZUNG VON FLEXIBILITÄT

- Flexibilitätspotenziale sind auch bei gleichen Produktionsprozessen abhängig von dem jeweils nachgelagerten Produktionsverbund.
- Deshalb darf Lastflexibilität nicht verordnet werden.
- **Lastflexibilität muss marktbasiert und nicht-diskriminierend angereizt werden.**

4.5. Reallabore als Förderinstrument der Energieforschung

Für die Schaffung eines modernen Energiesystems, das die Sektorenkopplung ermöglicht und die immer größeren Mengen des erneuerbaren Stroms integriert, ist ein Umdenken der traditionellen Herangehensweisen und somit die Erprobung neuer Konzepte gefragt. Das Experimentieren und Ausprobieren ermöglicht es, in einem technologieoffenen Umfeld nach technisch und ökonomisch effizientesten Lösungen zu suchen und sie zu validieren. Die Möglichkeit eines Tests unter realen Bedingungen vermindert somit das Risiko von technologischen (ggf. politisch gesteuerten) Fehlentscheidungen und privatwirtschaftlichen sowie staatlichen Fehlinvestitionen. Die Maßnahmen sollten im Grundsatz zeitlich begrenzt sein, um die technologische Weiterentwicklung nicht zu behindern, d.h. die unterstützenden Maßnahmen sollten regelmäßig evaluiert werden.

4.5.1. Abgrenzung zu anderen Förderinstrumenten

Ein Reallabor unterscheidet sich von solchen Instrumenten wie Pilot- und Demonstrationsprojekten durch die Außerkraftsetzung bestimmter Regulierungen

(s.o.).³³ Das Zusammenspiel der innovativen technologischen Konzepte und geändertem regulatorischen Rahmen bildet somit den Kern des Konzepts „Reallabor“.

4.5.2. Reallabor als Instrument der Energieforschung – Definition aus Sicht der Industrie

Reallabore sind nach gegenwärtigem Verständnis des VCI zeitlich und räumlich begrenzte sowie rechtlich abgesicherte Experimentierräume, die unter realen Bedingungen eine Erprobung von Innovationen und Regulierungen im Zusammenspiel zur Markteinführung erlauben. Die räumliche Begrenzung unterliegt keiner festen Ober- bzw. Untergrenze, sondern ist wie die zeitliche Begrenzung im Einzelfall zu prüfen. Neben Praxistests für einzelne Technologien, technologische Konzepte und Geschäftsmodelle stehen die Überprüfung bestehender und die Erprobung neuer regulatorischer Rahmensetzungen im Vordergrund. Reallabore erfordern daher eine konkrete, gegebenenfalls befristete Änderung des rechtlichen Rahmens. Für die Energieforschung eignet sich hierfür eine kriterienbasierte Experimentierklausel (die zeitweilige Befreiung des Versuchsbetriebs von Entgelten, Abgaben und Umlagen), die im Energieforschungsprogramm im Prinzip verankert ist und nun adäquat umgesetzt werden muss.

Der VCI unterstützt die Sichtweise des federführenden Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi), dass Sektorenkopplungsprojekte bzw. Projekte zur Umwandlung erneuerbarer Energien in Grundstoffe und Energie für andere Sektoren (zum Beispiel für die chemische Synthese – P2X) eine hohe Priorität genießen. Wichtig ist eine angemessene budgetäre Ausstattung der Fördermaßnahme, die den hohen Aufwendungen von Reallabore in diesem Technologiefeld Rechnung trägt.

4.5.3. Regulierungsempfehlungen

Aus Sicht des VCI ist eine Förderung von Reallaboren über Ausschreibungen im 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung zwar notwendig, damit die Transformation der Energiewirtschaft und -nutzung sowie die Sektorenkopplung möglich wird. Diese Förderung ist allerdings nicht hinreichend, um Reallabore dauerhaft im Industriemaßstab etablieren zu können.³⁴

Es müssen im Rahmen der politischen Begleitung der Fördermaßnahmen **Prozesse etabliert werden, die eine zeitnahe Nachsteuerung der Gesetze, Richtlinien und Verordnungen im Bereich der Energieversorgung im Sinne einer langfristigen**

³³ Reallabore als Instrument der Energieforschung – die Position der Industrie, BDI, Mai 2018

³⁴ Reallabore als Förderinstrument der Energieforschung im 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, VCI, Dezember 2018

Fortführung der Reallaborprojekte und der Investitionssicherheit für die Unternehmen sicherstellen. Eine im 7. Energieforschungsprogramm bereits verankerte kriterienbasierte Experimentierklausel (die zeitweilige Befreiung des Versuchsbetriebs von Entgelten, Abgaben und Umlagen) ist, wo möglich, anzuwenden und wo sinnvoll zu ergänzen.

Ebenso sollte bereits jetzt ein Prozess festgelegt werden, wie die in den Reallabore erarbeiteten Ergebnisse in regulatorisches Handeln umgesetzt werden sollen, so dass vor Beendigung der Reallabor-Projekte bereits erste Schritte eingeleitet werden können, welche die Fortführung erfolgreicher Reallabore unterstützen.

Die Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) begrenzt die Förderung pro Antragstellung auf 15 Mio. €. Eine entsprechende Begrenzung wird der technologischen Komplexität von Reallaboren im industriellen Maßstab nicht gerecht. Deshalb sollten Antragsteller für Reallabore von dieser Obergrenze befreit werden.

BEISPIELE FÜR EINE ZIELFÜHRENDE ANPASSUNG DER REGULIERUNG FÜR REALLABORE

- Entlastung von der EEG-Umlage
- Befreiung von der Obergrenze je Antragnehmer der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO)
- Entlastung von Netzentgeltzahlungen (wird im Rahmen von SINTEG bereits praktiziert)
- Erleichterung des Datenzugangs
- Ggf. erleichterte Genehmigung für Reallabor-Standorte oder spezifische Regelungen für den Sektorenübergang von erneuerbarem Strom
- Entbindung von der Pflicht zur Entkopplung von der Netznutzung eigener Anlagen zur erneuerbaren Energieerzeugung über Wind und PV für Betreiber von Power-to-Fuels-Anlagen (§ 3 Abs. 2 37. BImSchV).

Anhang

Vergleich der Strom- und Wärmeerzeugung in einer KWK-Anlage mit der Erzeugung mittels Windenergieanlagen (WEA) und Power-to-Heat-Anlage, um aufzuzeigen, dass KWK für die industrielle Wärmeversorgung bis auf weiteres unverzichtbar ist.

1. KWK-Anlage: Industriegasturbine (Turbosatz) plus Abhitzeessel

- ▶ Auslegung: 100 MW elektrische Leistung, Brennstoffnutzungsgrad 80 %, $\eta_{el} = 0,35$.
- ▶ Für die Erzeugung von 100 MW elektrischer Leistung ist eine Brennstoffleistung i.H.v. 285 MW erforderlich (100 MW / 0,35)
- ▶ Dies korrespondiert mit einer Wärmeleistung von 128 MW (285 MW * 0,8 – 100 MW)

2. Power-to-Heat gespeist durch Windenergieanlagen (WEA): Elektrokessel (mit nachgeschalteten Überhitzern) und WEA

- ▶ Um die Vergleichbarkeit mit 1) herzustellen, gelten für die WEA mit Power-to-Heat-Anlage folgende Randbedingungen:
 - ▶ Bereitstellung einer elektrischen Leistung i.H.v. 100 MW_{el}
 - ▶ Bereitstellung einer thermischen Leistung i.H.v. 128 MW_{th}
- ▶ Zur Darstellung dieser Parameter müssen die WEA, die die Power-to-Heat-Anlage mit Strom versorgen, folgende Generatorleistung bereitstellen
 - ▶ zur Wärmeerzeugung: 128 MW_{el} (in guter Näherung gilt $\eta_{PTH} \sim 1$)
 - ▶ zur Stromerzeugung: 100 MW_{el}

3. Wirkungsgrad der Stromerzeugung aus Windleistung

Der Wirkungsgrad einer Stromerzeugung aus Wind kann nicht mit $\eta_{el} = 1$ „postuliert“ werden, nur weil etwa die variablen Kosten der Stromerzeugung aus Wind marginal sind. Diese Tatsache wirkt sich, wie unten gezeigt, in der signifikant geringeren **Energiedichte** der Stromerzeugung aus Windleistung aus.

Der **Gesamtwirkungsgrad** (η_{el_Wind}) der Stromerzeugung aus Wind ist:

$$\eta_{el_Wind} = c_p * \eta_{mech} * \eta_{el}$$

Dieser Gesamtwirkungsgrad stellt das **Verhältnis der elektrischen Leistung der WEA zur aerodynamischen Windleistung** dar. Es handelt sich um das Produkt aus **Leistungsbeiwert** c_p bezogen auf den Rotor der WEA, den **mechanischen Wirkungsgrad des Wellenstrangs** (η_{mech}) sowie dem **elektrischen Wirkungsgrad des Generators/Umrichters/Trafos** (η_{el}).

Der Leistungsbeiwert beschreibt den Anteil der angebotenen aerodynamischen Windleistung, der durch Umwandlung von einer WEA entnommen wird. Der Leistungsbeiwert ist eine Funktion der ungestörten Geschwindigkeiten stromaufwärts (v_1) und stromabwärts (v_3) über der Fläche in der Rotorebene. Üblicherweise wird c_p als Kurve über dem Verhältnis (v_3/v_1) dargestellt.

Der Leistungsbeiwert c_p kann maximal den sog. Betz'schen Leistungsbeiwert annehmen ($c_{p_max} = 0,592$), d.h. selbst im theoretischen Idealfall können nur 59% der dargebotenen Windleistung in einer WEA in Rotationsleistung umgewandelt werden bzw. dem Wind entzogen werden. Abzüglich aerodynamischer Verluste am Rotor ist der maximal annehmbare Leistungsbeiwert mit $c_{p_real_max} = 0,54$ anzusetzen.

Der Gesamtwirkungsgrad der WEA ($c_{p_real_max} * \eta_{mech} * \eta_{el}$) liegt bei Annahme eines Leistungsbeiwertes $c_p = 0,54$ abzüglich mechanischer Verluste in Antriebsstrang sowie elektrischer Verluste des Generators/Umrichters/Trafos bei $\eta_{el_Wind} \sim 0,45$. Dieser Gesamtwirkungsgrad der WEA ($\eta_{el_Wind} \sim 0,45$) ergibt sich für diejenige Windanströmgeschwindigkeit v_1 , für die die WEA ausgelegt ist. Aufgrund der tatsächlich zu berücksichtigenden Verteilung der Werte für die Anströmgeschwindigkeit v_1 ist der gemittelte Gesamtwirkungsgrad niedriger.

Im Mittel ergibt sich für $\eta_{el_Wind} = c_{p_real} * \eta_{mech} * \eta_{el} < 0,4$

Nominal ergibt sich $\eta_{el_Wind} = c_{p_real} * \eta_{mech} * \eta_{el} \sim 0,45$

4. Energiedichte und Fazit

Auslegung: Annahme einer Onshore-WEA mit 3 MW elektrisch

Zur Erzeugung der gleichen KWK-Leistung wären **nominal** mindestens (128 + 100) MW / 3 MW = **76 WEA** mit einer Generatorleistung von je 3 MW erforderlich.

Ob und zu welchem Zeitpunkt die Nominalleistung der WEA (hier 3 MW) am Aufstellungsort abrufbar ist, hängt vom zeitabhängigen Windpotenzial am Aufstellungsort der WEA ab. Die Anzahl von 76 WEA stellt demnach lediglich die

untere Grenze beim Vergleich mit der KWK-Anlage mit gleicher elektrischer und thermischer Leistung im Auslegungspunkt dar.

Schlussfolgerungen:

- Um die erforderliche KWK-Strom- und Wärmeleistung zu substituieren, werden 76 Windenergieanlagen mit nominal 3 MW elektrisch benötigt, d.h. die **Energiedichte** (bezogen auf die Fläche) ist im Vergleich zur KWK-Anlage um ein bis zwei Größenordnungen geringer
- Im Gegenzug wird eine Brennstoffleistung von 285 MW eingespart (**Primärleistungseinsparung**). Diese Primärleistungseinsparung steht jedoch eine geringe Energiedichte gegenüber, wodurch bspw. ein entsprechend höherer Flächenverbrauch resultiert.
- Zu beachten ist weiterhin, dass es sich bei der KWK-Anlagenleistung um **steuerbare Erzeugung** handelt, während die WEA-Leistung (im Zahlenbeispiel 3 MW_{el}) nur bei entsprechender Anströmung zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung steht. Bis auf weiteres ist als Komplementärsystem eine (gasgefeuerte) KWK-Anlage unverzichtbar.

Ansprechpartner:

Dr. Alexander Kronimus, EKR/Energie, Klimaschutz und Rohstoffe
 Telefon: +49 (69) 2556-1967 , E-Mail: kronimus@vci.de

Dr. Martin Reuter, WTU/Wissenschaft und Forschung
 Telefon: +49 (69) 2556-1584, E-Mail: reuter@vci.de

Internet: www.vci.de · Twitter: <http://twitter.com/chemieverband> · Facebook: <http://facebook.com/chemieverbandVCI>

Verband der Chemischen Industrie e.V.
 Mainzer Landstraße 55, 60329 Frankfurt

- Registernummer des EU-Transparenzregisters: 15423437054-40
- Der VCI ist in der „öffentlichen Liste über die Registrierung von Verbänden und deren Vertretern“ des Deutschen Bundestags registriert.

Der VCI vertritt die wirtschaftspolitischen Interessen von rund 1.700 deutschen Chemieunternehmen und deutschen Tochterunternehmen ausländischer Konzerne gegenüber Politik, Behörden, anderen Bereichen der Wirtschaft, der Wissenschaft und den Medien. Der VCI steht für mehr als 90 Prozent der deutschen Chemie. Die Branche setzte 2018 rund 204 Milliarden Euro um und beschäftigte 462.000 Mitarbeiter.