

# SETHUB D2.1

## Organisationsmodelle für den netzdienlichen Einsatz von Elektrolyse

### **AIT**

Carolin Monsberger  
Philipp Ortmann

### **ENS**

Stefan Fink  
Bernhard Kroger  
Birgit Stockreiter

April 2024



# Inhalt

SetHub D2.1 .....	1
Abkürzungen.....	4
1 Einleitung und Ausgangslage.....	5
2 Rollen und Akteure .....	6
2.1 Kosten- & Erlösströme.....	6
2.2 Betriebsstrategien der Elektrolyse.....	8
2.3 Illustrative gesamtwirtschaftlichen Betrachtung .....	9
3 Rechtliche & Regulatorische Rahmenbedingungen.....	11
3.1 Systemdefinition .....	11
3.2 Betrieb und Errichtung Elektrolyseur .....	13
3.2.1 Betrachtete Betriebsvarianten.....	13
3.2.2 Einschätzung nach EIWOG .....	14
3.2.3 Einschätzung nach EIWG-Begutachtungsentwurf .....	16
3.3 Beschaffung Strom und Verwertung Wasserstoff .....	18
3.3.1 Strombeschaffung .....	18
3.3.2 Verwertungspfade Wasserstoff.....	19
3.4 Betrieb und Eigentum Wasserstoffleitung .....	20
3.4.1 Einschätzung nach EIWOG .....	20
3.4.2 Einschätzung nach EIWG-Begutachtungsentwurf .....	20
3.5 Kostenanerkennung beim VNB .....	21
3.5.1 Einschätzung nach EIWOG .....	22
3.5.2 Einschätzung nach EIWG-Begutachtungsentwurf .....	22
4 Organisationsmodelle.....	23
4.1 Zusammenfassung der rechtlichen Möglichkeiten .....	23
4.2 Konkrete Ausgestaltung des Organisationsmodells.....	24
4.2.1 Beispielhaftes Organisationsmodell.....	24
4.2.2 Mögliche Ausgestaltung der Ausschreibungsvariante gemäß §72 Abs 2 Z. 2 .....	24
4.2.3 Trennung von Eigentum, Betrieb und Nutzung.....	25
5 Anhang .....	27
5.1 § 22a EIWOG.....	27
5.2 Begriffsdefinition Engpassmanagement gemäß § 7 Abs. 1 EIWOG .....	27
5.3 Begriffsdefinition Engpassmanagement gemäß § 6 Abs. 1 EIWG-Begutachtungsentwurf.....	28
5.4 §§ 72, 73 und 120 EIWG-Begutachtungsentwurf .....	28
5.5 Begriffsbestimmung „vollständig integrierte Netzkomponente“ .....	30
5.6 Bestimmungen für erneuerbaren Wasserstoff nach delegierter Verordnung (EU) 2023/1184 .....	30

## ABKÜRZUNGEN

Abkürzung	Erklärung
APG	Austrian Power Grid (Übertragungsnetzbetreiber)
BG	Bilanzgruppe
EIWOOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 idgF
EIWG	Begutachtungsentwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetz vom 10.01.2024
GWG	Gaswirtschaftsgesetz 2011 idgF
NB	Netzbetreiber
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VINK	Vollständig integrierte Netzkomponente
VNB	Verteilernetzbetreiber
RES	Renewable Energy Systems
EB-RL	Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie ((EU) 944/2019)

# 1 EINLEITUNG UND AUSGANGSLAGE

Vor dem Hintergrund des Ausbaus erneuerbarer Energien (RES) sind an vielen Punkten im Verteilernetz Netzbeschränkungen zu erwarten. Das bedeutet, dass die geplante Kapazität der erneuerbaren Erzeuger die vorhandene Netzkapazität übersteigt. Eine volle Einspeisung würde zu einer Netzüberlastung führen. Das heißt, eine gewisse Erzeugungsmenge kann entweder nicht abgegeben werden oder der Anschluss kann nicht erfolgen. Abbildung 1 illustriert die Situation auf vereinfachte Weise.

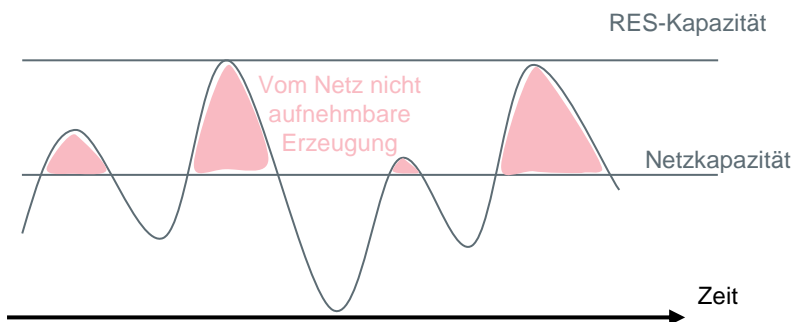


Abbildung 1: Ausgangslage RES-Kapazität übersteigt Netzkapazität

Mögliche Lösungsansätze für dieses Problem stellen einerseits Netzertüchtigungsmaßnahmen dar (z.B. Leitungsverstärkung, Transformatortausch) oder die Umwandlung des sogenannten ‚Überschussstroms‘ in Wasserstoff mittels Elektrolyseanlagen. Um die Auswirkungen der jeweiligen Handlungsoptionen bewerten zu können, muss ein Basisszenario zugrunde gelegt werden, in dem die Netzbeschränkung bestehen bleibt. Abbildung 2 gibt einen Überblick zu den möglichen Szenarien.

<b>A</b>	<b>Szenario A</b> Netzbeschränkung bleibt bestehen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduzierte Erlöse RES durch verminderte Einspeisung</li> <li>• Niedrigere RES-Quote im AT-Strommix</li> <li>• Wie deckt Industriebetrieb H2-Bedarf?</li> <li>• Verringerte Netzentgelte für VNB</li> </ul>
<b>B</b>	<b>Szenario B</b> Netzausbau	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kosten Netzausbau fallen an</li> <li>• Volle Netzentgelte von RES an VNB</li> <li>• Höhere Erlöse für RES</li> <li>• Höhere RES-Quote im AT-Strommix</li> <li>• Wie deckt Industriebetrieb H2-Bedarf?</li> </ul>
<b>C</b>	<b>Szenario C</b> Elektrolyse	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kosten Eigentum Elektrolyse (Fixkosten) fallen an</li> <li>• Kosten Betrieb Elektrolyse fallen an</li> <li>• Höhere Erlöse für RES</li> <li>• Volle Netzentgelte von RES an VNB</li> <li>• Erlöse Verkauf H2 für Betreiber Elektrolyse</li> </ul>

Abbildung 2: Mögliche Szenarien und Konsequenzen der Handlungsoptionen bezüglich Netzbeschränkung

## 2 ROLLEN UND AKTEURE

Im Folgenden werden die Zusammenhänge zwischen den involvierten Akteuren dargestellt, denkbare Organisationsformen gezeigt und eine Struktur für eine Wirtschaftlichkeitsrechnung vorgestellt.

### 2.1 Kosten- & Erlösströme

Abbildung 3 zeigt eine schematische Darstellung der Akteure und des Beziehungsgeflechts. Annahmegemäß entnimmt die Elektrolyse Strom vom Verteilernetz, voraussichtlich mittels direkter Anbindung am Umspannwerk. Physikalisch besteht daher eine direkte Verbindung der Elektrolyse mit dem Verteilernetz und mit dem industriellen Abnehmer des Wasserstoffs. Bilanziell wird der Strom jedoch vollständig vom Strommarkt bezogen, d.h. es besteht eine ‚vertragliche Beziehung‘ zwischen Elektrolyse und Strommarkt<sup>1</sup>. Es besteht daher auch keine direkte Beziehung zwischen Elektrolyse und dem erneuerbaren Erzeuger (RES). Physikalisch sind Erzeuger und Elektrolyse via Umspannwerk verbunden. Implizite Annahme ist folgende: Netzanschlusskapazität ist für RES ausreichend, aber Netz hinter Anschlusspunkt ist teilweise überlastet und Anschluss ist nur mit Zusatzmaßnahme (Elektrolyse oder Netzausbau) möglich. Es besteht keine Direktleitung RES-->Elektrolyseur. Jener Teil der Erzeugung, der nicht vom Netz aufgenommen werden kann, kann zu Spotmarktpreisen bepreist werden. Das bedeutet, der RES verkauft die volle Einspeisung an Markt und Elektrolyse nimmt gesamten Strom vom Netz.

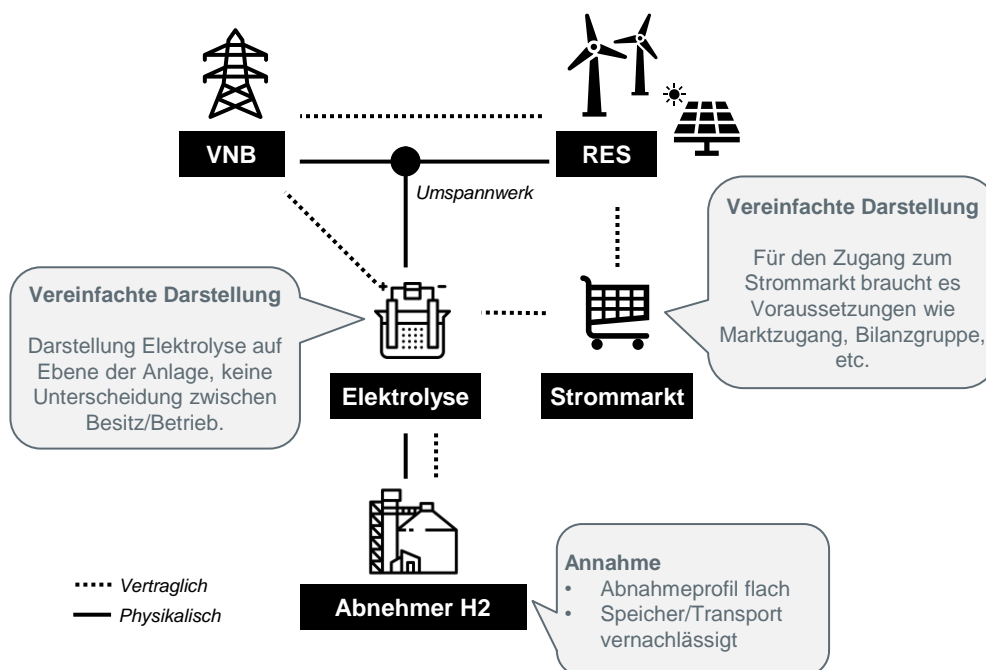


Abbildung 3: Darstellung und Zusammenspiel der Akteure

Abbildung 4 zeigt die Kosten- und Erlösströme zwischen den Akteuren. Grundsätzliche Annahme bzw. Vereinfachung ist hier, dass Kosten/Erlöse unabhängig davon sind, welcher Akteur die Elektrolyse tatsächlich besitzt/betreibt. Eine Analyse bei Trennung von Eigentum und Betriebsweisen der Anlage erfolgt in der rechtlichen Analyse in Abschnitt 3.

#### VNB

<sup>1</sup> Dies stellt eine Vereinfachung dar, da es dafür auf Basis von entsprechenden Marktregeln einen Marktzugang, ein Bilanzgruppensystem etc. braucht.

Beim Verteilernetzbetreiber fallen Kosten für den Netzausbau an. Im Gegenzug ergeben sich Erlöse durch Netzentgelte seitens Elektrolyse und erneuerbare Einspeiser (RES). Bezüglich Netzentgelte für die Elektrolyse gibt es Erleichterungen im EIWOG (vgl. § 54 Abs. 6, § 55 Abs. 10 und Übergangsbestimmung § 111 Abs. 3 EIWOG<sup>2</sup>). Die Netzentgelte seitens RES an den VNB betreffen in erster Linie das Netzverlustentgelt<sup>3</sup>. Im EIWG-Begutachtungsentwurf sind mit derzeitigem Stand keine unmittelbaren Erleichterungen bezüglich der Netzentgelte vorgesehen.

## RES

Für den erneuerbaren Einspeiser ergeben sich Erlöse aus dem Verkauf von Strom. Vereinfacht (abstrahiert von anderen Einspeisevergütungen wie Einspeisetarife, Marktprämie, PPAs, etc) können diese Erlöse mit dem beobachtbaren Strompreis am Spot-Market bewertet werden. Zusätzlich ergeben sich gegebenenfalls Kosten durch Netzentgelte.

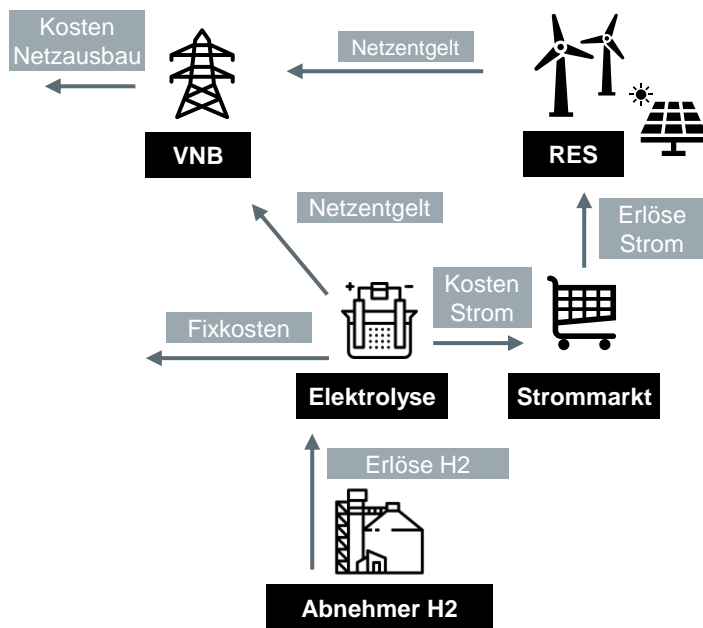


Abbildung 4: Kosten und Erlösströme zwischen Akteuren

## Elektrolyse

Eine zentrale Position ergibt sich für die Elektrolyse. Hier werden Erlöse aus dem Verkauf von Wasserstoff erzielt. Aus Gründen der Einfachheit werden hier nur die Erlöse aus Wasserstoff dargestellt, de-facto ergeben sich eine Reihe weiterer Erlösströme. Grundsätzlich fallen für den Netzzutritt und die Netznutzung Netzentgelte an, es bestehen jedoch zwei Einschränkungen. Einerseits gibt es die oben erwähnten Erleichterungen für Elektrolyseanlagen in Bezug auf Netzentgelte<sup>2</sup>. Andererseits fallen für vollständig integrierte Netzkomponenten (VINK) keine Netzentgelte an, da sie einen integralen Bestandteil des Verteilernetzes darstellen.

Abbildung 5 stellt die wesentlichen Kosten/Erlöspositionen der Elektrolyse dar. Während die Kosten der Errichtung im Wesentlichen von den Investitionskosten, der Abschreibungsdauer und der Verzinsung

<sup>2</sup> Die Erleichterungen bzgl. Netzentgelte betrifft das Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelt für Elektrolyseure über 1 MW, welche nur erneuerbaren Strom beziehen und nicht in das Gasnetz einspeisen. Des Weiteren betrifft die Übergangsbestimmung das Netznutzungs- und Netzverlustentgelt, welches für Elektrolyseure ab Inbetriebnahme für 15 Jahre nicht zu entrichten ist, wenn die Anlage ausschließlich erneuerbaren Strom bezieht.

<sup>3</sup> Netzverlustentgelt ist mengenbezogen (€/kWh) und betrifft Erzeuger > 5MW. Darüber hinaus fällt das Netzzutrittsentgelt leistungsbezogen (€/kW) an.

abhängen, hängen die Betriebskosten und Erlöse von den Strompreisen bzw. dem Wasserstoffpreis ab. Diese Abbildung ist allgemein gehalten und stellt nicht die spezielle Situation dar, in der der VNB Eigentümer der Elektrolyse ist und diese betreibt. Unter Annahme, dass der VNB Eigentümer der Elektrolyse ist und diese betreibt, ergibt sich eine abgeänderte Darstellung mit anderen Bezeichnungen bzw. Vorzeichen. Auf der Erlösseite des VNB determinieren die regulatorisch zugestandenen CAPEX sowie OPEX die tatsächlichen Erlöse, wobei die CAPEX aus AfA und regulatorisch zugestanderener Verzinsung bestehen.

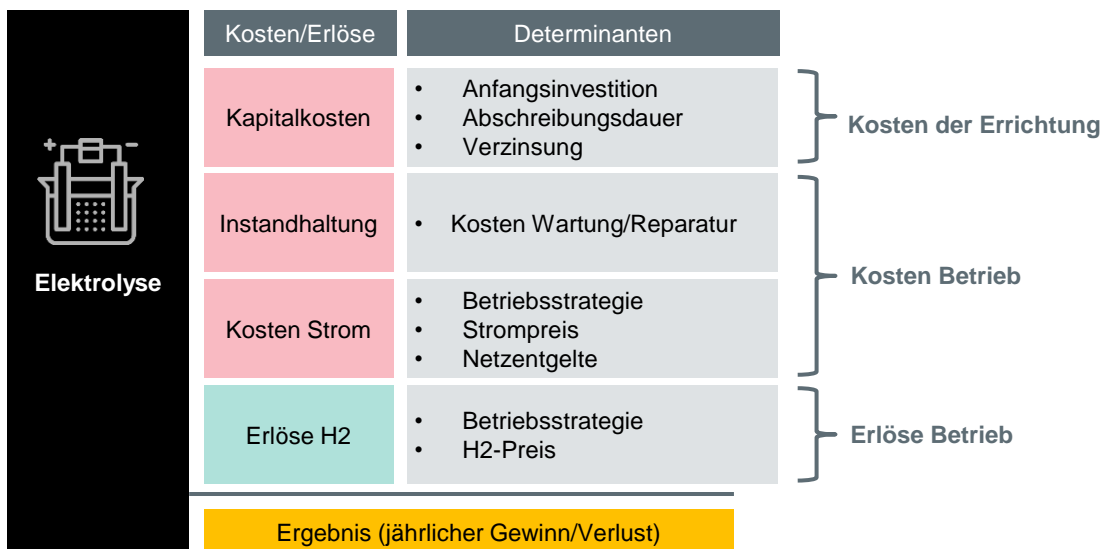


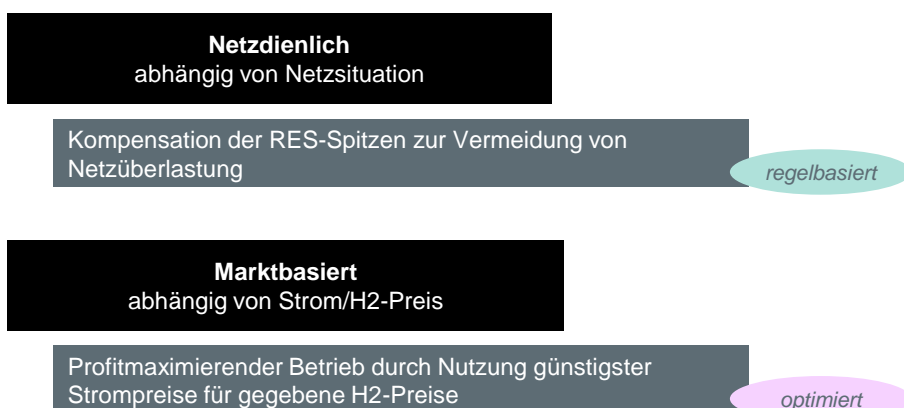
Abbildung 5: Allgemeine Kosten und Erlöspositionen der Elektrolyse

Bei der Erzeugung von Wasserstoff entstehen Sauerstoff und Abwärme als Nebenprodukte, die je nach Situation zu zusätzlichen Erlösen führen. Es ist jedoch naheliegend, dass Wasserstoff das wertvollste Produkt darstellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit fokussiert die Analyse in weiterer Folge deshalb in erster Linie auf Wasserstoff, da die Produkte Sauerstoff und Wärme weitere Investitions- und Betriebskosten notwendig machen. Das gleiche gilt für eine etwaige Methanisierung. Dies macht eine Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Input notwendig.

Darüber hinaus kommt erschwerend hinzu, dass für erneuerbaren Wasserstoff derzeit noch kein liquider Markt existiert und daher auch keine allgemein gültigen Preise beobachtbar sind. Aus diesem Grund wird in weiterer Folge die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter Berücksichtigung verschiedener H<sub>2</sub>-Preise durchgeführt.

## 2.2 Betriebsstrategien der Elektrolyse

Unter Betriebsstrategie ist ein stündlicher Fahrplan in Abhängigkeit von Netz- & Marktsituation zu verstehen. Mögliche Betriebsstrategien der Elektrolyse sind in Abbildung 6 dargestellt. Grundsätzlich kann der Betrieb entweder ‚netzdienlich‘ oder ‚marktbasiert‘ erfolgen.





Als netzdienlicher Betrieb kann der Mindesteinsatz des Elektrolyseurs verstanden werden, der notwendig ist, um das Netz zu stützen bzw. vor Überlastung zu schützen. Der minimal notwendige netzdienliche Einsatz kann mithilfe einer Netzsimulation ermittelt werden.

Ein marktbasierter Betrieb ergibt sich, wenn das Verhältnis zwischen Strompreisen (als Haupttreiber der Kosten für den Elektrolysebetrieb) und den Preisen für Wasserstoff (als Haupterlösquelle für die Erzeugung) günstig ist. Da Strompreise typischerweise starken stündlichen Schwankungen unterliegen, kann durch Optimierung eine ideale marktbasierte Fahrweise ermittelt werden. Bei ungünstigen Verhältnissen zwischen gegebenen Strom- & H<sub>2</sub>-Preisen kann sich auch ein (optimaler) marktbasierter Betrieb von Null ergeben. Es ist zu erwarten, dass im marktbasierten Betrieb immer die maximal mögliche Bezugsleistung gewählt wird (maximale Produktion, wenn ökonomisch sinnvoll). Für den netzdienlichen Betrieb kann sich ein Betrieb in Teillast ergeben, der aufgrund technisch notwendiger Minimallast nicht realisierbar ist. In diesem Fall muss eine technisch bedingt notwendige Grundlast gefahren werden, die daher dem netzdienlichen Betrieb zuzurechnen ist.

Werden beide Betriebsstrategien kombiniert eingesetzt, spielt die Reihenfolge, nach der sie festgelegt werden, eine Rolle. Angenommen, beide Betriebsweisen werden am Vortag (Day-ahead) festgelegt. Zur Ermittlung des netzdienlichen Einsatzes muss der marktbasierte Betrieb bereits antizipiert werden. Genauso wie Lastprofile und erneuerbare Erzeugung Eingangsgrößen in die Ermittlung des netzdienlichen Betriebs darstellen, muss auch ein etwaiger marktbasierter Einsatz davor bekannt sein. Daher kann es sein, dass ein marktbasierter Betrieb den netzdienlichen Einsatz ohnehin obsolet macht. Wenn es unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten vorteilhaft ist, die Anlage zu Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung zu betreiben, dann muss möglicherweise darüber hinaus kein netzdienlicher Einsatz erfolgen.

Im Umkehrschluss bedeutet das, dass ein netzdienlicher Einsatz nie aus wirtschaftlichen Gründen erfolgt, sondern der Betrieb der Anlage zu gewissen Zeiten per Definition nicht rentabel ist. Je nach Verfügbarkeit von Alternativen (konventionelle Netzertüchtigung), kann der Betrieb der Elektrolyse dennoch die effizienteste Variante darstellen.

## 2.3 Illustrative gesamtwirtschaftlichen Betrachtung

Abbildung 7 zeigt eine illustrative Kostenbetrachtung aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, wobei die Kosten des Netzausbaus dem wirtschaftlichen Ergebnis der Elektrolyse gegenübergestellt werden. Dieser Vergleich erfolgt auf jährlicher Basis<sup>4</sup>. Dabei wird ersichtlich, dass das wirtschaftliche Ergebnis der Elektrolyse vom Verhältnis zwischen H<sub>2</sub>-Preis (Wert des Outputs) und marginalen Erzeugungskosten (Strompreis als Inputgröße) abhängt, da die Bewertung des Outputs damit erfolgt. Daher bestimmt die Höhe des H<sub>2</sub>-Preises die Vorteilhaftigkeit von netzdienlicher Elektrolyse vs. konventionellem Netzausbau.

Das Ergebnis der Elektrolyse hängt offensichtlich von der gewählten Betriebsstrategie (rein netzdienlich vs. marktbasiert) ab. Für den Zweck einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung wird von den regulatorischen Randbedingungen abstrahiert und keine Aussage über Besitzverhältnisse oder Betrieb der Anlage gemacht. Es wird angenommen, dass die Elektrolyse sowohl marktbasiert als auch netzdienlich betrieben wird, die daraus entstehenden wirtschaftlichen Vorteile können unter ‚Ergebnis Elektrolyse‘ zusammengefasst werden und mit den Kosten des Netzausbaus gegenübergestellt werden. Darüber hinaus können noch die Kosten für ein mögliches Szenario für Abregelung dargestellt werden.

---

<sup>4</sup> In diesem Vergleich werden Zahlungsströme gegenübergestellt, die sich über verschiedene Zeiträume erstrecken. Daher muss das jährliche Ergebnis als Annuität dargestellt werden, die den kalkulatorischen Zinssatz bzw. die technische Lebensdauer berücksichtigen.

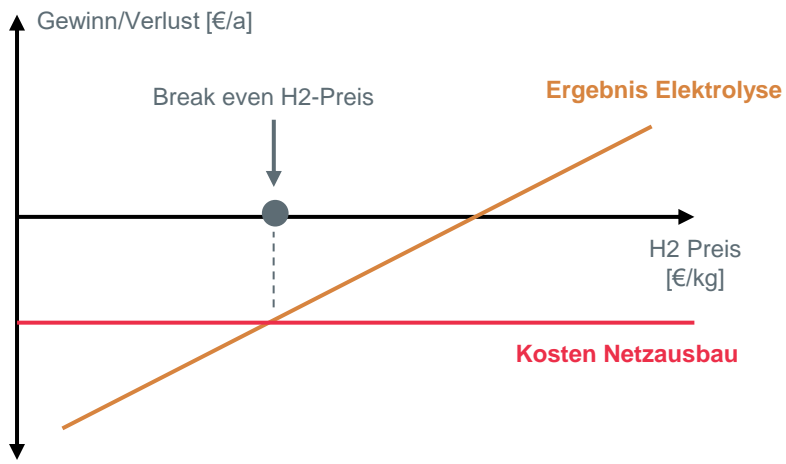


Abbildung 7: Illustrative Kostenbetrachtung

### 3 RECHTLICHE & REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Diese rechtliche Analyse basiert einerseits auf § 22a EIWOG<sup>5</sup> und andererseits auf §§ 72, 73 und 120 des Begutachtungsentwurfs des EIWG<sup>6</sup>. Dieselben Analysen sind deshalb jeweils in zwei aufeinanderfolgende Unterkapitel untergliedert, wobei in der Kapitelübersicht ersichtlich ist, ob die Thematik aus dem Blickwinkel des EIWOG oder des Begutachtungsentwurfs des EIWG untersucht wurde.

§ 22a EIWOG legt fest, dass Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber Eigentümer von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas sein dürfen oder diese Anlagen auch errichten, betreiben oder verwalten dürfen, wenn gewisse Bedingungen erfüllt sind. Diese Bedingungen werden in den folgenden Kapiteln näher erläutert.

Elektrolyseure gelten nach Definition im Begutachtungsentwurf des EIWG als Energiespeicheranlagen. § 72 Begutachtungsentwurf EIWG hält fest, dass es Netzbetreibern nicht gestattet ist, Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Allerdings werden auch Ausnahmen hierfür angeführt. § 73 führt zusätzliche Verpflichtungen für Netzbetreiber beim Betrieb einer Energiespeicheranlage an. § 120 regelt die marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen durch Verteilernetzbetreiber.

#### 3.1 Systemdefinition

Zunächst soll jedoch definiert werden, welche technischen Einrichtungen Bestandteil einer solchen Anlage sein können und somit von § 22a EIWOG bzw. §§ 72 und 73 EIWG-Begutachtungsentwurf abgedeckt werden:

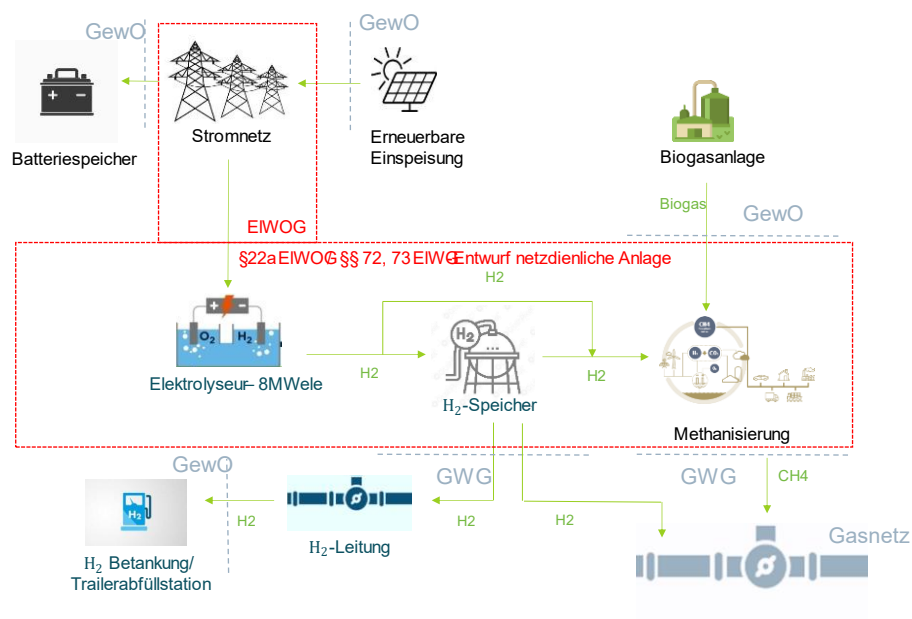


Abbildung 8: Systemabgrenzung einer Anlage nach § 22a EIWOG bzw. §§ 72 und 73 EIWG-Begutachtungsentwurf

<sup>5</sup> Dieser Bericht stützt sich auf die geltende Fassung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010, BGBl. I Nr. 145/2023.

<sup>6</sup> Dieser Bericht stützt sich auf den Begutachtungsentwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes vom 10.01.2024.

- **Elektrolyseur:** Da im Elektrolyseur direkt die Umwandlung von Strom in Wasserstoff erfolgt, ist dieser in jedem Fall Kernbestandteil der Anlage.
- **Methanisierung:** Auch die Umwandlung von Strom in synthetisches Gas ist explizit in § 22a EIWOG genannt, daher kann auch eine Methanisierung Teil der Anlage sein. Der EIWG-Begutachtungsentwurf definiert eine Energiespeicheranlage als Anlage, in welcher eine Verschiebung der endgültigen Nutzung von Strom auf einen späteren Zeitpunkt als dessen Erzeugung erfolgt oder in welcher die Umwandlung von Strom in eine speicherbare Energieform, deren Speicherung und ihre anschließende Rückumwandlung in Strom oder Nutzung als anderer Energieträger betrieben wird. Da auch die Nutzung als anderer Energieträger möglich ist, scheint auch im EIWG-Begutachtungsentwurf eine Methanisierung ein Teil einer Energiespeicheranlage sein zu können (§ 6 Abs. 1 Z 30, Z 31 EIWG-Begutachtungsentwurf).
- **Wasserstoffspeicher:** Wasserstoff- oder Gasspeicher werden in § 22a EIWOG nicht explizit genannt. Dennoch kann argumentiert werden, dass auch eine Speicherung als Teil der Anlage nach EIWOG gesehen werden kann, da diese oft technisch notwendig ist. Wenn beispielsweise der Wasserstoff in das Gasnetz eingespeist werden soll, darf zu jedem Zeitpunkt nur eine gewisse Menge beigemischt werden, was eine Zwischenspeicherung notwendig machen kann. Aber auch bei angeschlossener Methanisierung oder H<sub>2</sub>-Betankung ist es oft sinnvoll, die Produktion und Entnahme von Wasserstoff zeitlich entkoppeln zu können. § 6 Abs. 1 Z 30, Z 31 EIWG-Begutachtungsentwurf sieht die Speicherung des umgewandelten Energieträgers explizit als Teil der Energiespeicheranlage.
- **Wasserstofftankstelle/Trailerabfüllstation:** Es könnte argumentiert werden, dass auch eine Tankstelle bzw. Abfüllstation als Teil einer Anlage nach § 22a EIWOG zu sehen ist, vollkommen klar geht es aus dem aktuellen Gesetzestext allerdings nicht hervor. Explizit ist in § 22a EIWOG erwähnt, dass die Anlage in der Lage sein muss, den produzierten Wasserstoff oder das produzierte Gas auch in Reinform abzugeben. Für eine solche Abgabe in Reinform könnte eine Tankstelle bzw. Abfüllstation dienen, allerdings wäre auch die Einspeisung in das Gasnetz eine Abgabe in Reinform, auch wenn es danach zu einer Durchmischung mit Methan kommt. Der EIWG-Begutachtungsentwurf sieht keine Abgabe von Wasserstoff in Reinform vor, wodurch die Argumentation, dass eine Wasserstofftankstelle oder Trailerabfüllstation Teil der netzdienlichen Anlage sein könnte, schwer begründbar sein wird. Allerdings bleibt hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit für die Netzkund:innen (welche durch die Netzentgelte die Anlage finanzieren) festzuhalten, dass reiner Wasserstoff monetär wertvoller ist, als wenn man Wasserstoff ins Gasnetz beimischt. Aus wirtschaftlicher Sicht wäre es also voraussichtlich sinnvoll, eine Wasserstofftankstelle oder Trailerabfüllstation als Teil der netzdienlichen Anlage zu sehen.
- **Wasserstoff- bzw. Gasleitung:** Auch hier erfolgt keine klare Regelung in § 22a EIWOG. Ähnlich wie bei der Tankstelle bzw. Abfüllstation kann argumentiert werden, dass eine entsprechende Leitung notwendiger Teil der Anlage ist, um den Wasserstoff bzw. das Gas bis zum Einspeisepunkt ins Gasnetz bzw. bis zur Abnahmestelle des Wasserstoffs zu transportieren. Andererseits sind die Leitungen nicht mehr Kernteil des Umwandlungsprozesses von Strom in Wasserstoff bzw. Gas und könnten somit auch regulär im GWG<sup>7</sup> angesiedelt sein. Damit wäre eine Situation entsprechend § 75 GWG gegeben, wo in Abs. 4 der Netzanschluss von neu zu errichtenden Anlagen zur Erzeugung und Aufbereitung von erneuerbarem Gas geregelt ist. Im EIWG-Begutachtungsentwurf ist, ähnlich den Ausführungen bei der Wasserstofftankstelle/Trailerabfüllstation eher davon auszugehen, dass die Wasserstoff- bzw. Gasleitung nicht Teil der netzdienlichen Anlage/Energiespeicheranlage sein wird. Eine rechtliche Bewertung der Optionen ist in Abschnitt 3.4 gegeben.
- **Biogasanlage:** Eine etwaige Biogasanlage, die Biogas für den Methanisierungsvorgang zur Verfügung stellt, ist nicht mehr Kernbestandteil der Anlage nach § 22a EIWOG bzw. §§ 72 und 73 EIWG-Begutachtungsentwurf; sie wird gemäß der Gewerbeordnung von einer externen Firma betrieben.
- **Erneuerbare Einspeiser:** Etwaige erneuerbare Einspeiser wie PV-Anlagen sind nicht Bestandteil der Anlage nach § 22a EIWOG; sie werden gemäß der Gewerbeordnung von einem externen Unternehmen betrieben.
- **Batteriespeicher:** Auch Batteriespeicher können nach den Regeln des EIWOG nicht im Besitz von Netzbetreibern sein. Generell soll aber laut EU Electricity Directive (2019/944) ein Netzbetreiber alle

---

<sup>7</sup> Dieser Bericht stützt sich auf die geltende Fassung des Gaswirtschaftsgesetz 2011, BGBl. I Nr. 74/2024.

Arten von Speichern besitzen und betreiben dürfen, wenn es sich dabei um vollständig integrierte Netzkomponenten handelt. Das EIWOG beschränkt dies aktuell auf Elektrolyseure, im EIWG-Begutachtungsentwurf wird dies unter speziellen Umständen ebenso für Batteriespeicher (und alle anderen Energiespeicheranlagen) ermöglicht. Auch kann eine Kombination einer Anlage aus Elektrolyseur und Batteriespeicher für den Netzbetrieb vorteilhaft sein.

## 3.2 Betrieb und Errichtung Elektrolyseur

### 3.2.1 Betrachtete Betriebsvarianten

In diesem Abschnitt wird auf die Betriebsvarianten des Elektrolyseurs fokussiert, abstrahiert von den Eigentumsverhältnissen der Anlage. Hinsichtlich des Betriebs des Elektrolyseurs sind viele Varianten denkbar. Abbildung 9 zeigt eine Auswahl dieser Varianten und beschreibt diese näher. Diese Auflistung ist nicht als Einschätzung in Bezug auf die rechtliche Umsetzbarkeit zu verstehen, sondern als Auflistung theoretisch denkbarer Varianten. Eine rechtliche Beurteilung im Hinblick auf die Zulässigkeit erfolgt gemäß EIWOG in Abschnitt 3.2.2 nach und in Abschnitt 3.2.3 im Hinblick auf den EIWG-Begutachtungsentwurf. Für alle Betriebsvarianten gilt, dass sie zur Aufrechterhaltung eines sicheren, leistungsfähigen Netzbetriebs (hier als ‚netzdienlich‘ bezeichnet) beitragen müssen. Für den konkreten Fall bedeutet das, dass die Elektrolyse die hohe Erzeugung von Erneuerbaren am jeweiligen Standort kompensieren muss. Es wird angenommen, dass eine solche netzdienliche Betriebsstrategie nicht das Kriterium des ‚Engpassmanagements‘ erfüllt.

Zu analysierende Kombinationen	Betreiber	Betriebsstrategie
<b>1a</b> Betrieb ausschließlich durch VNB, rein netzdienlich	VNB	Netzdienlich
<b>1b</b> Betrieb ausschließlich durch VNB, netzdienlich und marktbasiert	VNB	Netzdienlich Marktbasiert
<b>2</b> Betrieb durch VNB und Dritten, netzdienlich bzw. marktbasiert	VNB Extern	Netzdienlich Marktbasiert
<b>3</b> Betrieb durch Dritten, netzdienlich und marktbasiert	Extern	Netzdienlich Marktbasiert

Abbildung 9: Auswahl an Betriebsvarianten des Elektrolyseurs

#### Variante 1a – Betrieb ausschließlich durch VNB, rein netzdienlich

- Elektrolyseur entnimmt netzdienlich Strom bei RES-Spitzen zur Vermeidung von Netzüberlastung
- Elektrolyseur steht Strom-/Regelenergiemärkten nicht zur Verfügung.

#### Variante 1b – Betrieb ausschließlich durch VNB, netzdienlich + marktbasiert

- Elektrolyseur entnimmt netzdienlich Strom bei RES-Spitzen zur Vermeidung von Netzüberlastung
- Darüber hinaus erfolgt (in Abhängigkeit des Strom-/H<sub>2</sub>-Preises) ein marktbasierter Betrieb.

#### Variante 2 – Betrieb durch VNB netzdienlich und durch Dritten marktbasiert

- Elektrolyseur entnimmt netzdienlich Strom bei RES -Spitzen zur Vermeidung von Netzüberlastung
- Gewisser Teil der Kapazität wird an Drittunternehmen vergeben.
- Drittunternehmen betreibt (in Abhängigkeit des Strom-/H<sub>2</sub>-Preises) marktbasiert.

- Nutzungsentgelt zu definieren<sup>8</sup> (bzw. Investitionszuschuss) - insbesondere zur Aufteilung der CAPEX.
- Kosten und Erlöse des marktbasierten Betriebs (Strombezug, H2-Erzeugung) müssen zuordenbar und nachvollziehbar sein (getrennte Zähler oder transparente Betriebsstrategie). Eine Quersubvention von Netzkosten für den marktdienlichen Betrieb ist zu vermeiden.

### Variante 3 – Betrieb durch Dritten sowohl netzdienlich als auch marktbasiert

- Elektrolyseur entnimmt netzdienlich Strom bei RES -Spitzen zur Vermeidung von Netzüberlastung
- Drittunternehmen betreibt (in Abhängigkeit des Strom-/H2-Preises) marktbasiert.
- Nutzungsentgelt zu definieren (bzw. Investitionszuschuss) - insbesondere zur Aufteilung der CAPEX.
- Kosten und Erlöse des marktbasierten Betriebs (Strombezug, H2-Erzeugung) müssen zuordenbar und nachvollziehbar sein (getrennte Zähler oder transparente Betriebsstrategie). Eine Quersubvention von Netzkosten für den marktdienlichen Betrieb ist zu vermeiden.

### 3.2.2 Einschätzung nach EIWOG

Nach § 22a EIWOG dürfen Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber unter bestimmten Umständen Eigentümer von Elektrolyseuren (Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas) sein und dürfen diese errichten, verwalten oder betreiben. Dabei muss sichergestellt werden, dass die Anlage eine **Maximalleistung von 50 MW** aufweist. Zudem muss bei der Planung einer solchen Anlage sichergestellt sein, dass bei der Standortwahl der **Aspekt der Sektorkopplung** und Sektorintegration berücksichtigt wird (§ 22a Abs. 1 EIWOG). Des Weiteren müssen **zusätzliche Vorgaben** erfüllt werden (§ 22a Abs. 2 und 3 EIWOG). Daraus ergeben sich für Netzbetreiber, wie in Abbildung 10 dargestellt, zwei Varianten: Im ersten Fall braucht es eine Genehmigung durch die Regulierungsbehörde, im zweiten Fall ein negatives Ausschreibungsergebnis. In beiden Fällen muss die Anlage zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Netzbetriebs beitragen.

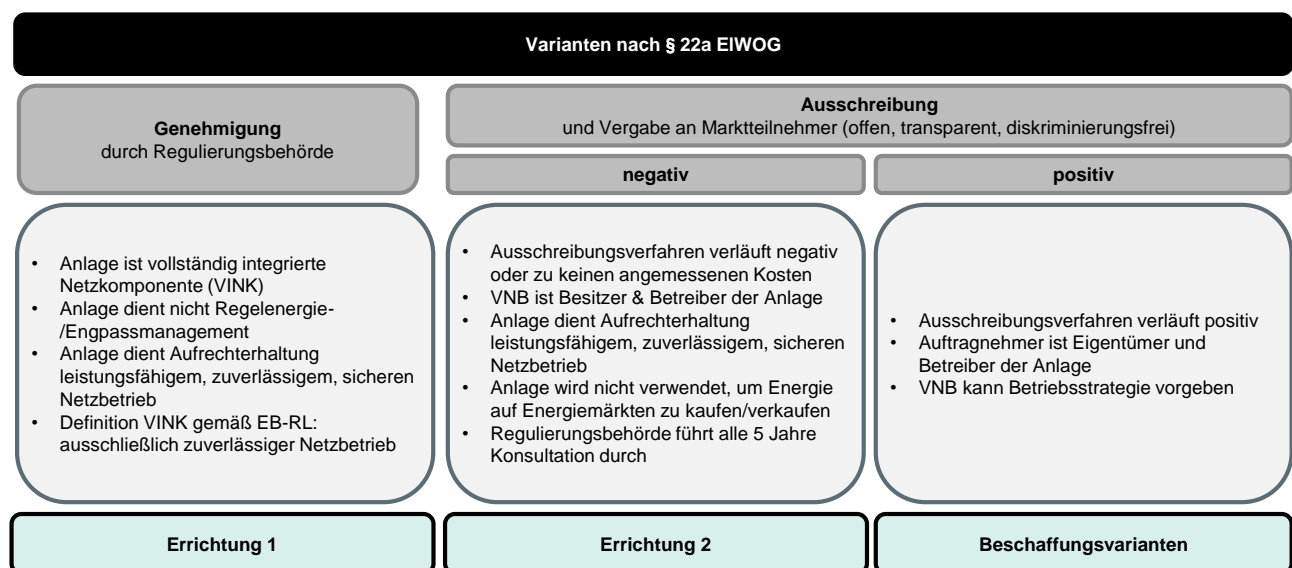


Abbildung 10: Varianten nach § 22a EIWOG, wie Netzbetreiber Eigentümer von Elektrolyseuren sein dürfen

#### Errichtung 1: Genehmigung durch die Regulierungsbehörde

Die Regulierungsbehörde entscheidet per Bescheid, ob es sich bei der Elektrolyse um eine „vollständig integrierte Netzkomponente (VINK)“ handelt. Es muss an dieser Stelle angemerkt werden, dass die VINK nicht konkret im EIWOG definiert ist. § 22a Abs. 2 konkretisiert die Vorgabe der VINK zwar um die Punkte, dass die

<sup>8</sup> Ggf. kann Investitionszuschuss erfolgen. Es ist zu definieren, welche Gegenleistung aus dem Investitionszuschuss folgt. Eventuell Nutzungsrecht für die Anlage, die in der Bilanz angesetzt werden kann. Streng zu unterscheiden vom Nutzungsrecht ist ein Mitspracherecht als Eigentümer

Anlage nicht dem Regellenergie- bzw. Engpassmanagement dienen darf und zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen, sicheren Netzbetrieb dienen muss (nahe der Definition aus der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EU) 944/2019), allerdings fehlt hier das definitionsgebende Element. Es sei an dieser Stelle angenommen, dass § 22a Abs. 2 EIWOG tatsächlich der Definition einer VINK dient. Parallel dazu ist jedoch die Definition gemäß Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie zu sehen. Demnach gilt die Anlage nur als VINK, wenn sie ausschließlich dem zuverlässigen Netzbetrieb dient.

## **Errichtung 2: Ausschreibung verläuft negativ**

Der VNB kann Eigentümer und Betreiber einer Elektrolyseanlage sein, wenn nach Durchführung eines (offenen, transparenten und diskriminierungsfreien) Ausschreibungsverfahrens des Netzbetreibers keinem Teilnehmer das Recht eingeräumt wurde, Eigentümer und Betreiber einer solchen Anlage zu sein oder die ausgeschriebene Leistung durch keinen Teilnehmer zu angemessenen Kosten oder rechtzeitig erbracht werden konnte.

Im Ausschreibungsverfahren müssen Größe der Elektrolyse und die notwendige netzdienliche Betriebsstrategie definiert werden. Verläuft das Ausschreibungsverfahren positiv, entspricht das einem Zukauf des VNB von Flexibilitätsdienstleistungen. Der VNB ist weder Eigentümer noch Betreiber, kann wohl aber die Betriebsstrategie vorgeben. Das bedeutet, dass zu Zeiten eines netzdienlichen Bedarfs die Anlage betrieben werden muss. Die maximal mögliche Last in Verbrauchsrichtung ist ebenfalls zu definieren.

## **Beschaffungsvariante: Vergabe an Marktteilnehmer nach positivem Ausschreibungsergebnis**

Ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren ist erfolgreich und die Errichtung, Verwaltung und Betrieb der Anlage liegt bei einem Marktteilnehmer. Die Nutzung der Anlage kann durch den VNB erfolgen, wodurch die ‚Beschaffung‘ der Flexibilitätsdienstleistung erfolgen kann. An dieser Stelle kann auf Kapitel 4 verwiesen werden, wo die Struktur bei Trennung von Eigentum, Betrieb und Nutzung näher beleuchtet und ein beispielhaftes Organisationsmodell beschrieben ist. Offen ist jedoch, wie genau eine derartige Ausschreibung ausgestaltet sein muss.

## **Zusammenführung Errichtung und Betrieb:**

Eine Zusammenführung der Errichtungs- und Betriebsvarianten und rechtliche Einschätzung ist in Abbildung 11 ersichtlich. Unter der Errichtungsvariante 1 wird die Betriebsvariante 1a als grundsätzlich möglich eingeschätzt. Die Varianten 1b sowie 2 und 3 werden als nicht möglich angesehen, weil es sich beim Elektrolyseur laut EIWOG für diese Variante um eine vollständig integrierte Netzkomponente (VINK) handeln muss. In Anbetracht der Definition der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie ((EU) 944/2019) darf eine VINK ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes dienen. Somit sind sämtliche marktbasierten Anwendungsfälle nicht möglich.

Unter Errichtungsvariante 2 wird nur Betriebsvariante 1a als grundsätzlich möglich eingeschätzt, da alle anderen Varianten den Kauf von Energie auf Märkten implizieren. Auch wenn dies von einem Dritten durchgeführt wird (siehe Betriebsvariante 2), geht aus dem Gesetzestext hervor, dass die Anlage dafür nicht verwendet werden darf. Daraus wird abgeleitet, dass dies auch nicht von einem Dritten erfolgen darf.

Eine weitere Möglichkeit (zur Beschaffung) stellt die Vergabe an einen Marktteilnehmer dar, wenn dies zu angemessenen Kosten erfolgt. Hier muss der VNB die Betriebsstrategie für den netzdienlichen Betrieb vorgeben. (Kombination Betriebsvariante 3 und Eigentum durch anderen Marktteilnehmer)



		Errichtungsvariante ( § 22a ELWOG)		
		Errichtung 1 Genehmigung	Errichtung 2 Negative Ausschreibung	Beschaffung Vergabe an Marktteilnehmer
		Dient dem sicheren Netzbetrieb		
		Nicht Regelenenergie oder Engpassmanagement	Anlage nicht verwendet für Ver-/Kauf auf Energiemärkten	
		EB-RL: VINK ausschließlich sicherer Netzbetrieb		
Betriebsvariante	1a	Betrieb ausschließlich durch VNB, rein netzdienlich	✓ grundsätzlich möglich	✓ grundsätzlich möglich
	1b	Betrieb ausschließlich durch VNB, netzdienlich + marktbasierend	✗ nicht möglich	✗ nicht möglich
	2	Betrieb durch VNB netzdienlich und durch Dritten marktbasierend	✗ nicht möglich	✗ nicht möglich
	3	Betrieb durch Dritten sowohl netzdienlich als auch marktbasierend	✗ nicht möglich	✗ nicht möglich

Abbildung 11: Rechtliche Bewertung der Errichtungs- und Betriebsvarianten des Elektrolyseurs nach EIWOG

### Offene Fragen

- ➔ Wie und unter welchen Voraussetzungen können die Leistungsteile auf verschiedene Akteure (z.B. marktbasierend und netzdienlich) aufgeteilt werden und wie erfolgt die Abrechnung?
- ➔ Wie kann Sektorkopplung/-integration berücksichtigt werden? Muss/kann eine Wärmeauskopplung/Mobilitätsanbindung geschaffen werden?
- ➔ Betrifft dies die Einspeisung ins Gasnetz/reines Wasserstoffnetz; wie sieht es mit Trailer aus?

### 3.2.3 Einschätzung nach EIWG-Begutachtungsentwurf

Zunächst ist es VNB nach **§ 120 Abs. 1 EIWG-Entwurf** gestattet, Flexibilitätsdienstleistungen für ihren Bedarf in einem „transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen, wenn die Flexibilitätsbeschaffung gegenüber dem Netzausbau oder der Netzverstärkung die kosteneffizientere Maßnahme darstellt, die Effizienz beim Betrieb ihres Verteilernetzes dadurch verbessert wird und Verzögerungen bei neuen Netzzugängen dadurch wirtschaftlich effizient vermieden werden“.

Nach **§§ 72 und 73 EIWG-Begutachtungsentwurf** dürfen Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich nicht, aber unter bestimmten Umständen Eigentümer von Elektrolyseuren (Energiespeicheranlagen im Allgemeinen) sein oder dürfen diese errichten, verwalten oder betreiben. Für die Ausnahmen müssen **Vorgaben** erfüllt werden (§ 72 EIWG-Entwurf). Daraus ergeben sich für Netzbetreiber, wie in Abbildung 13 dargestellt, zwei Varianten.



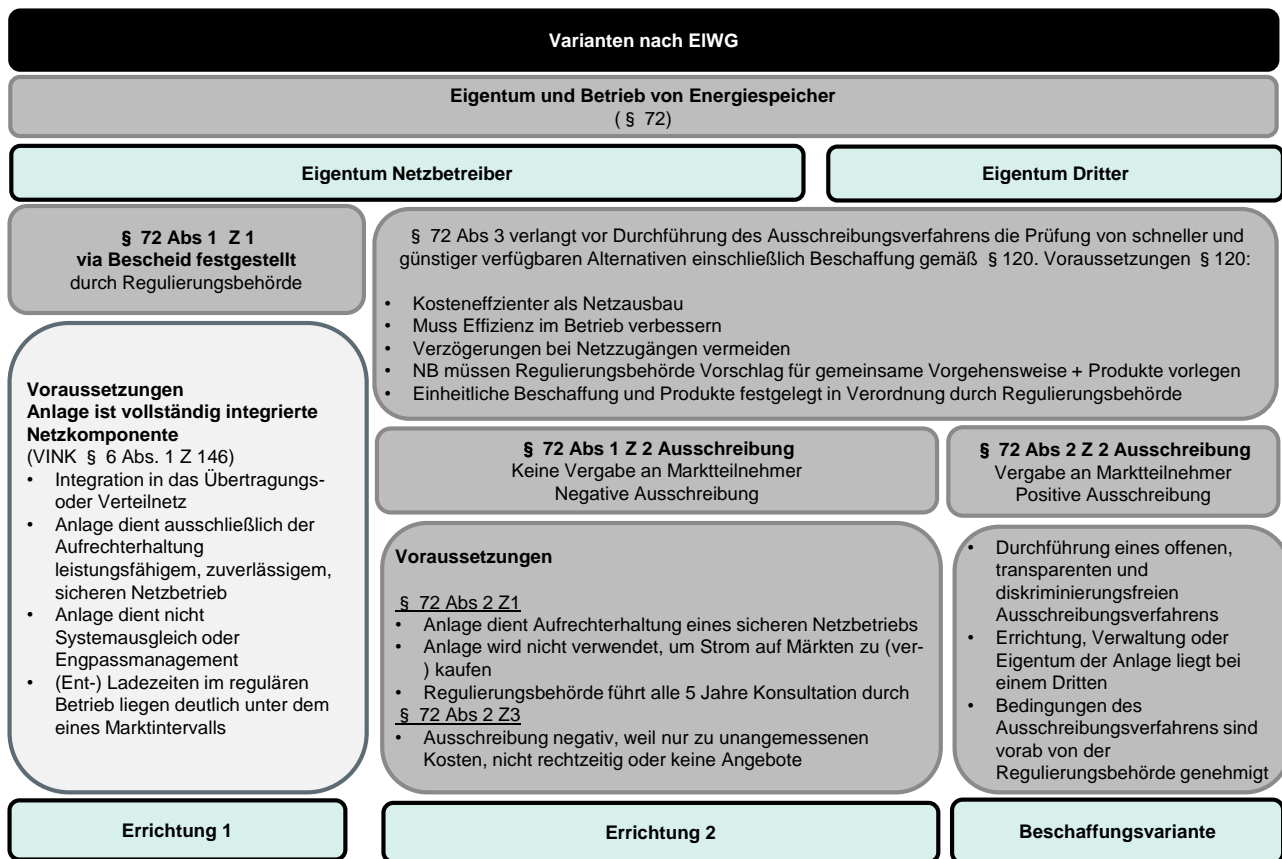


Abbildung 12: Varianten nach §§ 72 und 73 EIWG-Entwurf, wie Netzbetreiber Eigentümer von Elektrolyseuren sein dürfen oder diese errichten, verwalten oder betreiben dürfen bzw. marktgestützte Beschaffung von Flexibilität nach § 120 EIWG-Entwurf

### Errichtung 1: VINK via Bescheid durch die Regulierungsbehörde

Im ersten Fall (Errichtung 1) braucht es einer Genehmigung durch die Regulierungsbehörde. Dabei gilt zu beachten, dass der EIWG-Begutachtungsentwurf eine Definition für eine „vollständig integrierte Netzkomponente“ vorsieht. Damit sind Netzkomponenten (einschließlich Energiespeichereinrichtungen) gemeint, „die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen und deren Lade- und Entladezeiten im regulären Betrieb deutlich unter der Dauer eines Marktintervalls liegen“ (§ 6 Abs. 1 Z 146 EIWG-Entwurf). In den Erläuterungen zum EIWG-Entwurf ist definiert, dass das Marktintervall gemäß Art. 53 Verordnung (EU) 2017/2195 15 Minuten beträgt. Diese Definition eines Marktintervalls von 15 Minuten erschwert den Betrieb eines Elektrolyseurs, da dieser im 'regulären Betrieb' längere Ladezeiten aufweist, wenn damit PV- bzw. Windkraftspitzen abgedeckt werden sollen.

### Errichtung 2: Ausnahmegenehmigung nach negativem Ausschreibungsergebnis

Im zweiten Fall (Errichtung 2) wird eine Ausnahmegenehmigung, die ein negatives Ausschreibungsergebnis voraussetzt, erteilt. Die Ausnahmegenehmigung gemäß § 72 Abs. 2 kann nur erteilt werden, wenn die Errichtung/Betrieb an einen Teilnehmer via Ausschreibung nicht erfolgreich ist. Eine weitere Voraussetzung ist gemäß § 72 Abs. 3 die Prüfung von Alternativen, die günstiger oder schneller verfügbar sind als die Errichtung von Energiespeichern bzw. muss eine marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen gemäß § 120 geprüft werden. Es bleibt offen, ob die Prüfung von Alternativen auf allgemeiner Ebene erfolgen kann oder fallweise erfolgt. Es wird angenommen, dass z.B. im Zuge der Netzausbauplanung des Netzbetreibers eine pauschale Bewertung bezüglich Vorteilhaftigkeit vorgenommen werden kann.

### Beschaffungsvariante: Vergabe an Marktteilnehmer nach positivem Ausschreibungsergebnis

Ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren ist erfolgreich und die Errichtung Verwaltung und Betrieb der Anlage liegt bei einem Marktteilnehmer. Die Nutzung der Anlage kann durch den VNB erfolgen, wodurch die ‚Beschaffung‘ der Flexibilitätienstleistung erfolgen kann.

## Zusammenführung Errichtung und Betrieb

Eine Zusammenführung und rechtliche Einschätzung über die (Un-) Möglichkeit der Errichtungs- und Betriebsvarianten ist in Abbildung 13 dargestellt. In der Errichtungsvariante 1 ist es nicht möglich, die Anlage netzdienlich (im Sinne der Abfederung von PV- und Windkraftspitzen) zu betreiben, da die (Ent-)Ladezeiten dann im Regelbetrieb 15 Minuten übersteigen würden. Dies gilt auch, wenn der Betrieb von einem Dritten durchgeführt wird, da die Anlage nicht dafür verwendet werden darf. Somit wird durch das Kriterium des Ladeintervalls der Betrieb bzw. die Errichtung durch den Netzbetreiber verunmöglicht. Während der Begutachtungsfrist zum EIWG-Gesetzesentwurf vom 10.01.2024 wurden eine Vielzahl an Stellungnahmen abgegeben<sup>9</sup>. Diese betreffen unter anderem auch das Marktintervall, weshalb eine Änderung der Bedingung nicht auszuschließen ist. Ein Wegfall dieser Bedingung würde Betriebs-Variante 1a in Kombination mit Errichtungsvariante 1 ermöglichen. Gemäß den Bestimmungen des EIWG-Entwurfs ist die einzig mögliche Kombination für das Eigentum durch den VNB die Betriebsvariante 1a in der Variante durch negative Ausschreibung. Damit kann der VNB Eigentümer und Betreiber sein und die Anlage wird rein netzdienlich betrieben. Ein Kauf oder Verkauf von Energie auf Märkten ist nicht möglich, womit ein marktbasierter Betrieb (durch VNB oder Dritten) ausgeschlossen wird.

		§ 72 EIWG			
		Errichtung 1 Genehmigung	Errichtung 2 Negative Ausschreibung	Beschaffung Vergabe an Marktteilnehmer	
		Dient ausschließlich dem sicheren Netzbetrieb	Dient dem sicheren Netzbetrieb	Kosteneffizienter als Netzausbau	
		Kein Systemausgleich oder Engpassmanagement	Kein (Ver-) kauf von Strom auf Märkten	Effizienz im Betrieb verbessern	
		Lade- & Entladezeiten deutlich unter Marktintervall		Verzögerung beim Netzausbau vermeiden	
Betriebsvariante	1a	Betrieb ausschließlich durch VNB, rein netzdienlich	✗ nicht möglich	✓ grundsätzlich möglich	
	1b	Betrieb ausschließlich durch VNB, netzdienlich + marktbasiert	✗ nicht möglich	✗ nicht möglich	
	2	Betrieb durch VNB netzdienlich und durch Dritten marktbasiert	✗ nicht möglich	✗ nicht möglich	
	3	Betrieb durch Dritten sowohl netzdienlich als auch marktbasiert	✗ nicht möglich	✗ nicht möglich	✓ grundsätzlich möglich

Abbildung 13: Rechtliche Bewertung der Errichtungs- und Betriebsvarianten des Elektrolyseurs nach EIWG

## 3.3 Beschaffung Strom und Verwertung Wasserstoff

### 3.3.1 Strombeschaffung

Für den Betrieb der Elektrolyse muss Strom eingekauft werden. Grundsätzlich stehen für den Einkauf von Strom eine Reihe von Optionen zur Verfügung. Als Beispiel für die Beschaffung von Energie durch die Netzbetreiber kann die Netzverlustenergiebeschaffung herangezogen werden. Dafür muss lt. EIWOG eine eigene Bilanzgruppe eingerichtet werden. Abgegolten werden dem Netzbetreiber lt. § 53 EIWOG dafür jene Kosten, die dem Netzbetreiber *„für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen“*.

Ebenso ist im Entwurf des EIWG im Rahmen der Pflichten der Verteilernetzbetreiber vorgesehen (§ 95 Z 18), dass *„eine besondere Bilanzgruppe für die Ermittlung der Netzverluste, die nur die dafür notwendigen Kriterien*

<sup>9</sup> <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVII/ME/310?selectedStage=101>

einer Bilanzgruppe zu erfüllen hat, einzurichten {ist} und die zur Deckung dieser Verluste erforderliche Energie nach transparenten, nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren selbst oder durch Beauftragung eines Dritten zu beschaffen“ ist.

Analog dieser Systematik könnte die Energiebeschaffung für Speicher durch Netzbetreiber erfolgen. Exemplarisch werden in Abbildung 14 zwei Varianten dargestellt bei denen - wie bei der Beschaffung der Netzverluste - selbst oder durch Beauftragung eines Dritten beschafft wird und bei denen eine eigene Bilanzgruppe eingerichtet wird.

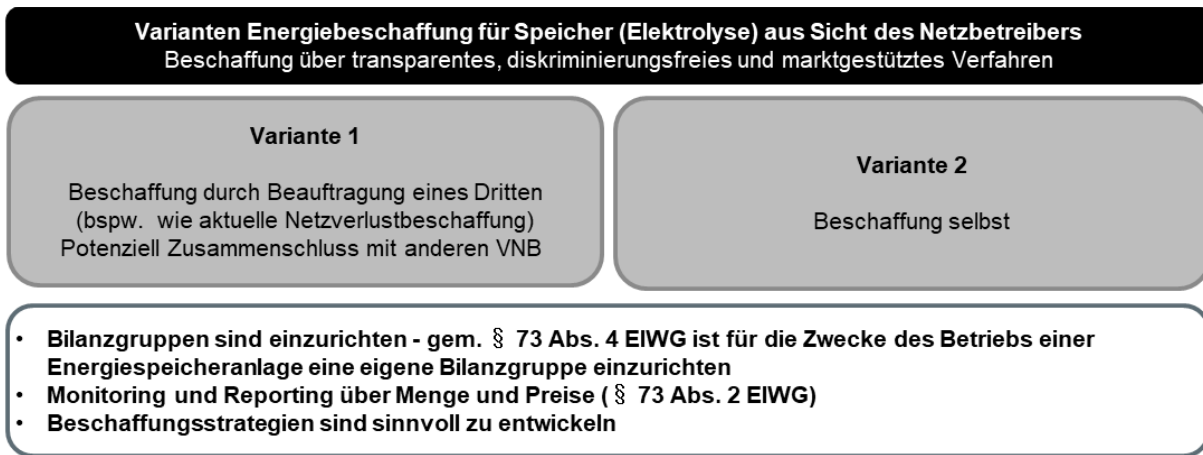


Abbildung 14: Beschaffungsvarianten für Strom

Bezüglich Netzentgelte für die Elektrolyse gibt es Erleichterungen im EIWOG. Im EIWG-Begutachtungsentwurf sind mit derzeitigem Stand keine unmittelbaren Erleichterungen bezüglich der Netzentgelte vorgesehen. Die Netzentgelte seitens RES an den VNB betreffen in erster Linie das Netzverlustentgelt<sup>10</sup>.

### 3.3.2 Verwertungspfade Wasserstoff

Für die Verwertung des Wasserstoffs und der dabei anfallenden Nebenprodukte ergeben sich eine Reihe von Möglichkeiten. Eine Übersicht zu den Möglichkeiten ist in Abbildung 15 dargestellt. § 22a EIWOG verlangt, dass die Anlage in der Lage sein muss, den Wasserstoff auch in Reinform abzugeben. Dies stellt jedoch kein Hindernis dar, den Wasserstoff trotzdem als synthetisches Gas nach z.B. einer Methanisierung weiter zu verwenden. Relevant scheint hier nur die Abgabe zu sein, nicht die Verwertung.

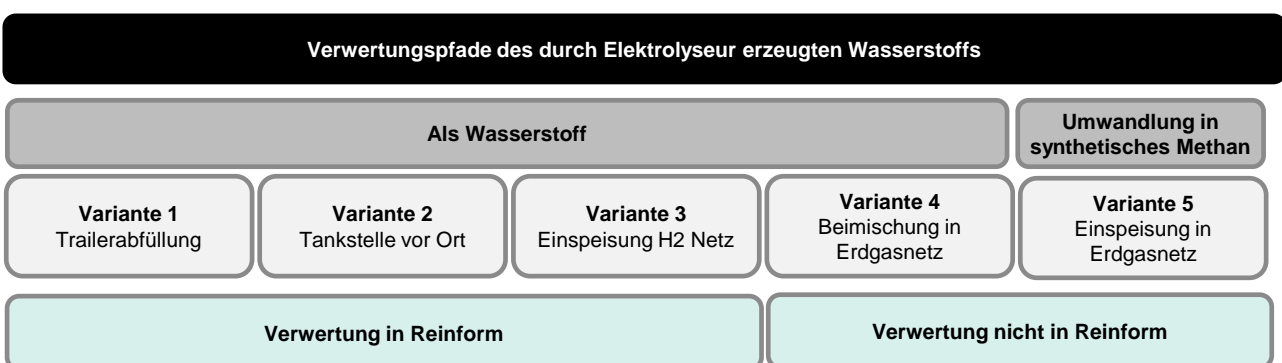


Abbildung 15: Denkbare Varianten für Wasserstoffverkauf aus Elektrolyse

<sup>10</sup> Netzverlustentgelt ist mengenbezogen (€/kWh) und betrifft Erzeuger > 5MW. Darüber hinaus fällt das Netzzutrittsentgelt leistungsbezogen (€/kW) an

## 3.4 Betrieb und Eigentum Wasserstoffleitung

### 3.4.1 Einschätzung nach EIWOG

Der Betrieb und das Eigentum einer Wasserstoffleitung kann entweder im EIWOG oder GWG angesiedelt sein (siehe auch Kapitel 3.1). Die beiden Varianten und Implikationen sind in Abbildung 16 dargestellt.

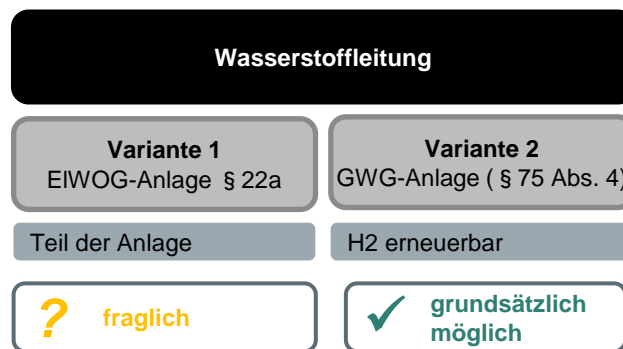


Abbildung 16: Varianten des Betriebs einer Wasserstoffleitung.

#### Variante 1

Möglicherweise kann argumentiert werden, dass die Wasserstoffleitung ein notwendiger (EIWOG-)Anlagenteil ist, um den produzierten Wasserstoff entweder in Reinform abzugeben (bis zur Abnahmestelle) oder um das Gas bis zum Einspeisepunkt ins Gasnetz zu transportieren.

#### Variante 2

Da diese Leitungen allerdings nicht mehr Kernteil der Umwandlung des Stroms in Wasserstoff sind, wäre es auch möglich, die Anlage gemäß § 75 Abs. 4 GWG als Netzanschluss von neu errichteten Anlagen zur Erzeugung und Aufbereitung von erneuerbarem Gas (erneuerbarer Wasserstoff, Biogas oder Biomethan) zu deklarieren und somit würden die Kosten über die Systemnutzungsentgelte des Gas-Verteilernetzes getragen werden. Hierbei müsste sichergestellt werden, dass der erzeugte Wasserstoff als erneuerbar gilt. Des Weiteren trägt der Gas-VNB die gesamten Kosten für den Betrieb der Leitung, die Kosten müssen nicht weiterverrechnet werden. Vor dem Hintergrund der Ziele des § 4 GWG (v. a. die 'Nutzung von erneuerbarem Gas in der österreichischen Gasversorgung stetig voranzutreiben') kann eine Genehmigung nach GWG anstatt nach EIWOG als durchaus zielführender angesehen werden.

### 3.4.2 Einschätzung nach EIWG-Begutachtungsentwurf

Die beiden Varianten und Implikationen sind in Abbildung 17 dargestellt.



Abbildung 17: Varianten des Betriebs einer Wasserstoffleitung.

#### Variante 1

Die Qualifikation der Wasserstoffleitung als Teil der Anlage laut EIWG wird als fraglich angesehen. Im EIWG-Begutachtungsentwurf ist die Energiespeicherung mittels einer Energiespeicheranlage so definiert, dass die Nutzung in Form eines anderen Energieträgers erfolgen kann. Um das zu gewährleisten könnte die Wasserstoffleitung als notwendiger Teil der Anlage gesehen werden, um das Gas bis zum Einspeisepunkt ins Gasnetz zu transportieren. Der EIWG-Begutachtungsentwurf sieht keine Abgabe von Wasserstoff in Reinform vor, wie das im EIWOG der Fall ist, wodurch die Argumentation, dass eine Wasserstofftankstelle oder Trailerabfüllstation Teil der netzdienlichen Anlage sein könnte, rein unter diesem Aspekt nicht mehr zulässig ist. Andererseits muss die Anlage damit auch nicht mehr in der Lage sein, den Wasserstoff in Reinform abzugeben. Allerdings bleibt hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit für die Netzkund:innen (welche durch die Netzentgelte die Anlage finanzieren) festzuhalten, dass reiner Wasserstoff monetär wertvoller ist, als wenn man Wasserstoff ins Gasnetz beimischt. Aus wirtschaftlicher Sicht wäre es also voraussichtlich sinnvoll, eine Wasserstofftankstelle oder Trailerabfüllstation als Teil der netzdienlichen Anlage zu sehen. Darüber hinaus sollte das langfristige Ziel sein, Wasserstoff in eine zukünftig umgewidmete Wasserstoffleitung einzuspeisen.

Laut EIWG ist es demnach also weder ausgeschlossen noch explizit erwähnt. Wird die Regelung im GWG fallen gelassen, ist das Eigentum der Wasserstoffleitung durch den VNB quasi nicht geregelt.

## Variante 2

Die Wasserstoffleitung könnte gemäß § 75 Abs. 4 GWG als Netzanschluss von neu errichteten Anlagen zur Erzeugung und Aufbereitung von erneuerbarem Gas (erneuerbarer Wasserstoff, Biogas oder Biomethan) zu deklarieren und somit wären die Kosten vom Verteilernetzbetreiber Gas zu tragen und in weiterer Folge über die Systemnutzungsentgelte des Gasverteilernetzes. Hierbei müsste sichergestellt werden, dass der erzeugte Wasserstoff als erneuerbar gilt.

## 3.5 Kostenanerkennung beim VNB

Der Saldo aus Kosten (CAPEX und OPEX (OPEX insbesondere aus der Beschaffung der Energie)) und Erlösen (insbesondere aus dem Verkauf von Wasserstoff) ist lt. EIWG und EIWOG in den Systemnutzungsentgelten anzuerkennen.

Für die Beschaffung der Energie ist zu klären, ob diese Kosten mit einem Verzug von 2 Jahren in die Systemnutzungsentgelte aufgenommen werden oder ob Planwerte bereits im selben Jahr aufgenommen werden können und 2 Jahre später aufgerollt werden können. Kosten für die Beschaffung von Energie sind als unbeeinflussbare Kosten zu sehen und direkt auch innerhalb einer laufenden Regulierungsperiode anzuerkennen (Erlöse fallen auch unmittelbar an). CAPEX und beeinflussbare OPEX iZm Energiespeicheranlagen sind entsprechend der gültigen Systematik der Anreizregulierung zu behandeln und in die Systemnutzungsentgelte aufzunehmen. Im Fall der Nutzung einer "Beschaffungsvariante" (positive Ausschreibung) kann sich eine besondere Situation bezüglich der Kostenanerkennung ergeben. Hier ist zusätzlich zu bedenken, dass ein fiktiver CAPEX-OPEX-Shift innerhalb einer Regulierungsperiode stattfindet (Entscheidung zwischen CAPEX und OPEX ist zu treffen). Der konventionelle Netzausbau würde eine CAPEX-Variante darstellen, die Kosten würden über den Kapitalkostenabgleich direkt innerhalb der Periode anerkannt werden. Die OPEX im Zuge der Beschaffungsvariante jedoch nicht, sondern erst nach einer neuerlichen Kostenprüfung. Wenn die "Beschaffungsvariante" allerdings eine günstigere Variante darstellt als eine CAPEX-Variante, sollten die daraus resultierenden OPEX unmittelbar anerkannt werden. Ansonsten würde die "Beschaffungsvariante" trotz eines Kostenoptimums aus Sicht der Netzkund:innen durch Netzbetreiber nicht gewählt werden können, und damit diese Alternative zum konventionellen Netzausbau unattraktiv machen.

Es wird davon ausgegangen, dass auch Errichtungskosten des VNB bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte anzuerkennen sind. Die Gesamtkosten bzw. Erlöse, die angerechnet werden, wären somit die Abschreibung, die regulatorisch zugestandene Verzinsung, die Betriebskosten, der Stromeinkauf und der Gasverkauf.

### 3.5.1 Einschätzung nach EIWOG

Die **Kosten**, die mit dem Betrieb von Elektrolyseuren verbunden sind, sind nach § 22a Abs. 4 EIWOG bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte anzuerkennen. Allfällige **Erlöse** der Netzbetreiber aus dem Betrieb solcher Anlagen sind bei der Entgeltbestimmung zugrunde zu legen.

Es wird weiters angenommen, dass die Kosten und Erlöse auf die Systemnutzungsentgelte Strom und nicht Gas umgewälzt werden (siehe auch § 72 Abs. 6 EIWG-Entwurf vs. § 75 GWG).

Um die Systemnutzungsentgelte Strom für Endkund:innen zu minimieren, soll eine Methodik, wie Stromeinkauf und Wasserstoffverkauf zusammenhängen, entwickelt werden. Es soll zu einer Kostenminimierung kommen.

### 3.5.2 Einschätzung nach EIWG-Begutachtungsentwurf

Die **Kosten**, die mit dem Betrieb von Energiespeicheranlagen (u.a. Elektrolyseuren) verbunden sind, sind nach § 72 Abs. 6 EIWG-Begutachtungsentwurf bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte anzuerkennen. Allfällige **Erlöse** der Netzbetreiber aus dem Betrieb solcher Anlagen sind bei der Entgeltbestimmung zugrunde zu legen.

## 4 ORGANISATIONSMODELLE

Aus Abschnitt 3 ergibt sich, dass nach derzeitiger Rechtslage (sowohl nach EIWOG, nach EIWG-Entwurf und vor dem Hintergrund der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie der Besitz/Betrieb von Elektrolyse für Netzbetreiber (NB) rechtlich nur sehr eingeschränkt möglich ist. In diesem Abschnitt werden (als rechtlich grundsätzlich möglich eingestufte) Optionen skizziert.

### 4.1 Zusammenfassung der rechtlichen Möglichkeiten

Für den **NB als Eigentümer und Betreiber der Elektrolyse** ergeben sich im Rahmen des EIWG-Entwurfs zwei Varianten. Eine Übersicht über den Ablauf beider Varianten ist in Abbildung 18 dargestellt.

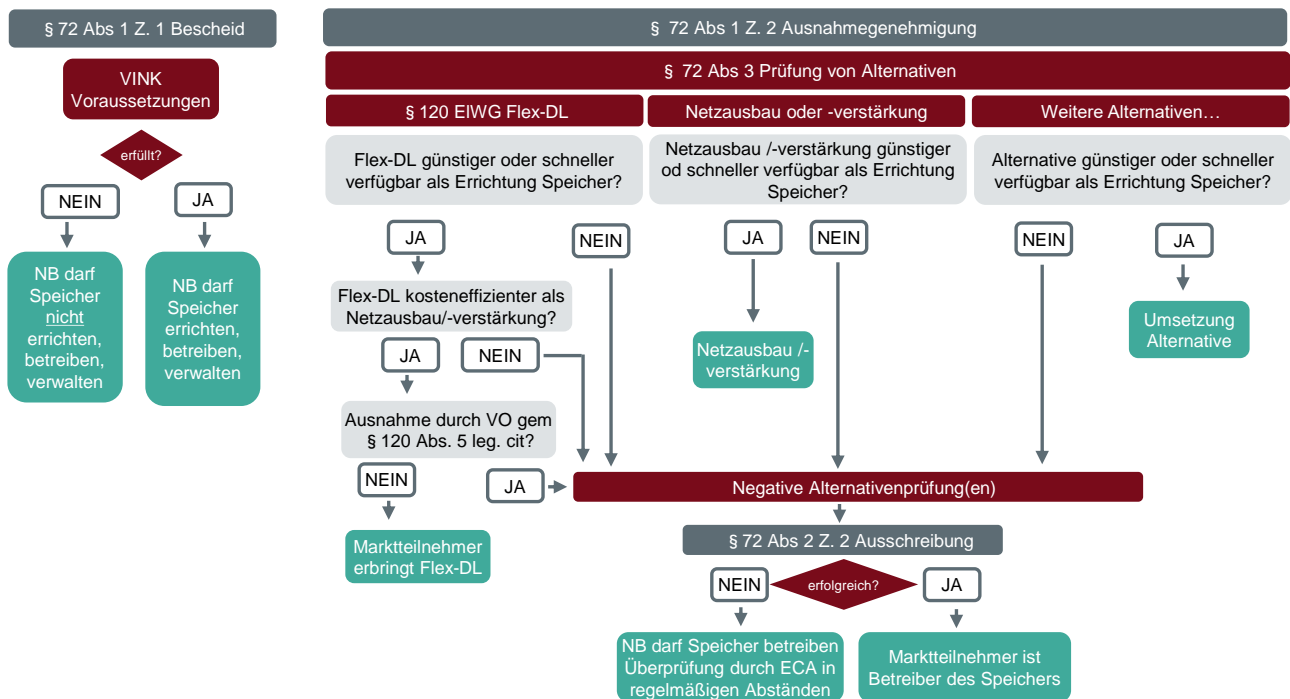


Abbildung 18: Varianten Errichtung und Betrieb Speicher durch NB auf Basis §72

Um als NB die Berechtigung zum Betrieb der Elektrolyse durch Bescheid (§ 72 Abs. 1 Z 1) zu erlangen, müssen die Voraussetzungen für eine vollständig integrierte Netzkomponente (VINK) gegeben sein. Um die Berechtigung durch eine Ausnahmegenehmigung zu erhalten (§ 72 (1) Z 2) sind eine Reihe von Voraussetzungen zu erfüllen. Es ist eine Prüfung von mehreren verfügbaren Alternativen zu unternehmen, hier in paralleler Form dargestellt, wobei dies aus dem Gesetz nicht explizit hervorgeht. Diese umfasst 1) die Prüfung gemäß § 120 EIWG ‚Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen‘ (hier Flex-DL). Im Zuge dessen ist zu überprüfen, ob die Errichtung und der Betrieb von Energiespeicheranlagen kostengünstiger oder schneller verfügbar ist als die marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen gemäß § 120. Ist das der Fall, muss auch geprüft werden, ob die Flex-DL schneller oder günstiger verfügbar als Netzausbau oder -verstärkung ist. Ist die Flex-DL nicht kostengünstiger oder schneller, führt dies zu einer negativen Alternativenprüfung. Bevor jedoch eine Flex-DL beschafft werden kann, muss gemäß §120 Abs 5 auch geprüft werden, ob die Beschaffung der Flex-DL 1) zu keinen wirtschaftlichen Ineffizienzen, 2) zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder 3) zu einer Verstärkung von Engpässen kommt.<sup>11</sup>

Darüber hinaus ist (parallel) 2) zu überprüfen, ob die Netzausbau oder -verstärkung kostengünstiger bzw. schneller verfügbar ist als die Errichtung der Energiespeicheranlage. Eventuell gibt es 3) noch weitere Alternativen, die zu prüfen sind. Erst wenn keine davon kostengünstiger oder schneller verfügbar ist, kann

<sup>11</sup> §120 Abs 5 definiert: Von der marktgestützten Beschaffung im Sinne dieser Bestimmung ist abzusehen, wenn die Regulierungsbehörde durch Verordnung feststellt, dass die marktgestützte Beschaffung dieser Flexibilitätsleistungen für einzelne Netzgebiete und Netzebenen wirtschaftlich nicht effizient ist oder dass eine solche Beschaffung zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder stärkeren Engpässen führen würde.



eine Ausschreibung gemäß §72 Abs 2 Z. 2 durchgeführt werden und bei einem negativen Resultat derselben kann der NB Eigentümer und Betreiber der Energiespeicheranlage sein.

#### Offene Fragen

- Führt eine positive Prüfung der Alternativen tatsächlich immer zur Umsetzung der positiv beurteilten Alternative(n)? Theoretisch können mehrere Alternativen positiv beurteilt sein
- Müssen die Alternativen parallel geprüft werden oder sequenziell? Annahme hier ist parallel

## 4.2 Konkrete Ausgestaltung des Organisationsmodells

Vor dem Hintergrund der rechtlichen Analyse sind die Möglichkeiten für Eigentum, Besitz und Betrieb aus Sicht des Netzbetreibers sehr eingeschränkt.

### 4.2.1 Beispielhaftes Organisationsmodell

Als beispielhaftes Organisationsmodell wird die Variante der Ausschreibung mit positivem Ausgang und damit Vergabe an einen Dienstleister dargestellt. In einem Ausschreibungsverfahren definiert der Netzbetreiber die technischen Anforderungen und die notwendige Einsatzweise und Einsatzzeiten für den netzdienlichen Elektrolyseur. Die in EIWOG bzw. EIWG definierten Bedingungen fließen in die Ausschreibung mit ein. Die Voraussetzung für einen positiven Zuschlag ist, dass die Netzdienstleistung günstiger als der klassische Netzausbau ausfällt und der Auftragnehmer (Betreiber und/oder Eigentümer) in der Lage ist, die nötige Netzdienstleistung zu erbringen (weil kostengünstiger oder schneller verfügbar als Netzausbau bzw. -verstärkung). Kommt es zu einer Vergabe erfolgt die monetäre Abgeltung der Dienstleistung in Form von regelmäßigen Zahlungen. Die regelmäßige Zahlung könnte in Form eines Fixbetrages (Leistungsabhängiger Schlüssel) und/oder abhängig von den Einsatzzeiten erfolgen. Der Auftragnehmer wird über die Dienstleistung für das Netz hinaus am regulären Energiemarkt teilnehmen und die Anlage marktdienlich einsetzen. Durch diese doppelte Nutzung ist es möglich, dass die Dienstleistung für das Netz zu einem günstigen Preis erfolgen kann. Durch die Teilung von Fixkosten sowie eine höhere Auslastung als im rein marktbasierten Betrieb ergibt sich für beide Seiten ein positiver Effekt.

Aus der Sicht des EIWG ist zuvor der Zukauf der Dienstleistung über einen potenziellen Flexibilitätsmarkt als alternative Variante zu prüfen. Besonders für den Verteilernetzbetreiber ist der Standort der Flexibilität entscheidend. Daher ist die Grundvoraussetzung für eine Beschaffung der Netzdienstleistung über einen Flexibilitätsmarkt, dass im entsprechenden Netzsegment ein entsprechendes Angebot an Flexibilitäten vorherrscht. Bei einem begrenzten Angebot im relevanten Netzgebiet könnte es zu einer Ausnutzung der Marktmacht (insbesondere, wenn kein langfristiger Vertrag abgeschlossen werden kann) durch den Betreiber des Elektrolyseurs kommen, der die Flexibilität anbietet.

### 4.2.2 Mögliche Ausgestaltung der Ausschreibungsvariante gemäß §72 Abs 2 Z. 2

Eine mögliche organisatorische Ausgestaltung könnte über die Ausschreibungsvariante erfolgen. Dabei beschafft der VNB den netzdienlichen Einsatz von einem Marktteilnehmer im Rahmen eines offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahrens. Noch ist nicht definiert, welche Eckpunkte in der Ausschreibung genau zu berücksichtigen sind. Unter anderem müssten folgende Punkte definiert sein (stellt eine beispielhafte Auflistung dar, nicht erschöpfend):

- Standort und Netzeinbindung
- Zeithorizont des Betriebs (z.B. 5, 10, 15 Jahre)
- Die aus Sicht des Netzes erforderliche Betriebsstrategie ->
  - minimale Entnahme von Leistung nach Zeiträumen (z.B. Stunden, Tage, Monate,...)
  - maximale Entnahme von Leistung nach Zeiträumen (z.B. Stunden, Tage, Monate,...)
  - Vorlaufzeit für die Betriebsstrategie. Notwendiger netzdienlicher Betrieb könnte beispielsweise seitens Netzbetreiber am Vortag definiert werden.



- Kommunikation etwaiger kurzfristiger Abweichungen vom vereinbarten Betriebsmodus

Zum Beispiel könnte ein minimaler/maximaler Leistungskorridor nach Tages/Jahreszeit vorgegeben sein. Abbildung 19 stellt einen solchen Leistungskorridor beispielhaft dar. Dabei könnte gefordert sein, dass ein 10 MW Elektrolyseur in den Sommermonaten zwischen 2:00-8:00 Uhr und 19:00-23:00 Uhr nur eingeschränkt beziehen darf. Zwischen 8:00 und 18:00 Uhr muss jedoch (unabhängig vom tatsächlichen Wetter) ein gewisser Bezug erfolgen (einem stilisierten Solar-PV Profil folgend).

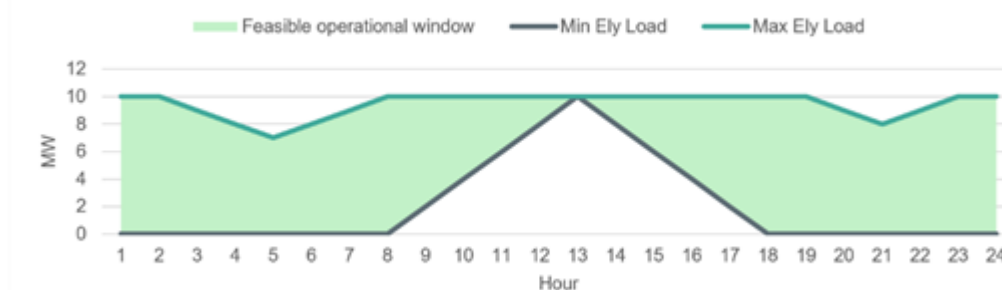


Abbildung 19: Beispielhafter Leistungskorridor für netzdienlichen Einsatz

Auf Basis der Ausschreibungskriterien können Marktakteure diese Leistung zu einem gewissen Preis anbieten. Im einfachsten Fall erfolgt das durch einen fixen jährlichen Preis, d.h. das volle Risiko schwankender Marktpreise für Strom und H<sub>2</sub> liegen in diesem Fall beim Marktakteur. Darüber hinaus sind auch noch komplexere Betriebsstrategien seitens Netzbetreiber oder Preisgestaltungen seitens Marktteilnehmer denkbar. Jedenfalls müsste der Zuschlag für das kompetitivste Angebot von Seiten des Netzbetreibers erfolgen.

#### 4.2.3 Trennung von Eigentum, Betrieb und Nutzung

Grundsätzlich kann sowohl Eigentum, Betrieb als auch Nutzung beim selben Unternehmen liegen. Das kann zum Beispiel der VNB sein, wenn die rechtlichen Voraussetzungen erfüllt sind (siehe Abschnitt 3). Es wäre jedoch auch denkbar, dass Eigentum, Betrieb und Nutzung der Anlage auf verschiedene Akteure aufgeteilt werden oder die Anlage von mehreren Nutzern (mit unterschiedlichen Betriebsstrategien) verwendet wird. Die denkbaren Kosten- und Erlösströme sind dazu in Abbildung 20 dargestellt.

Für die Situation einer Trennung zwischen Eigentum, Betrieb und Nutzung sind die Erlösströme zwischen den Akteuren dargestellt. Unter der Annahme, dass der Eigentümer und der Betreiber ident sind, kann der Betreiber den Nutzern ein Nutzungsentgelt (Nutz-E) verrechnen. In einer idealen Situation ergibt sich für den Eigentümer respektive Betreiber eine Kostendeckung (inklusive Verzinsung), da mit dem Nutzungsentgelt die Betriebs- und Kapitalkosten exakt abgedeckt werden können. Somit entspricht das Nutzungsentgelt der angemessenen Verzinsung und der AfA. Ein wirtschaftlicher Betrieb aus Sicht des Nutzers kommt generell nur zustande, wenn die Erlöse aus der Wasserstoffherzeugung das Nutzungsentgelt und die Betriebskosten (Strom) übersteigen. Generell basiert die Trennung von Eigentum, Betrieb und Nutzung auf der Annahme, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Elektrolyse möglich ist und sich daher auch Nutzer für die Anlage finden.

Für die Ermittlung des Nutzungsentgelts gibt es verschiedene Varianten. Mögliche Ansätze sind zum Beispiel die Ermittlung über die anteilige Nutzungsdauer oder aus einer vereinbarten Aufteilung der Leistung:

- Time-sharing: Nutzungsentgelt ergibt sich aus anteiliger Nutzungsdauer (Tage /Jahr)
- Capacity-sharing: Nutzungsentgelt ergibt sich aus der vereinbarten Aufteilung der Leistung (z.B. 40% der gesamten Leistung)

Diese erwähnten Konzepte stellen innovative Ansätze dar und erfordern erst eine exakte Ausgestaltung. Im Fall von Time-sharing muss zum Beispiel festgelegt werden, mit welcher Vorlaufzeit die Nutzung angemeldet werden muss. Zum Beispiel könnte Day-ahead der marktbasierter Betrieb angemeldet werden, der netzdienliche Einsatz ergibt sich dann auf dieser Basis.

In Abhängigkeit des genauen Einsatzes, der Strom- bzw. H2-Preise können sich aus dem jeweiligen Betriebsmodus des Nutzers Gewinne oder Verluste ergeben. Wird zum Beispiel die Elektrolyse netzdienlich seitens des Netzbetreibers (als Nutzer) eingesetzt, würden sich daraus Verluste ergeben. In dieser Konstellation Eigentümer – Betreiber – Nutzer wird davon ausgegangen, dass der Betreiber der Bezieher von Strom bzw. in weiterer Folge der Eigentümer des produzierten Wasserstoffs ist. Demnach entstehen auf seiner Seite die entsprechenden Gewinne/Verluste aus dem Betrieb der Anlage. Nachdem die Einsatzstrategie jedoch vom Nutzer vorgegeben wird, ist es aus Sicht des Betreibers sinnvoll, in einem Vertragsverhältnis zwischen Nutzer und Betreiber die ordnungsgemäße Zuordnung des Gewinns/Verlust in den jeweiligen Zeitpunkten festzulegen.

Es ist anzunehmen, dass netzdienlicher Einsatz per Definition verlustreich ist, da der Betrieb ansonsten bereits marktbasiert erfolgen würde. Die durch den Betrieb entstandenen Verluste müssen dem Betreiber vom Nutzer abgegolten werden. Umgekehrt können entstandene Gewinne dem Nutzer gutgeschrieben werden. Ist der Nutzer ein VNB und entstehen durch die Betriebsweise Gewinne, sind gemäß § 22a EIWOG allfällige Erlöse aus dem Betrieb solcher Anlagen bei der Berechnung der Systemnutzungsentgelte zu berücksichtigen.

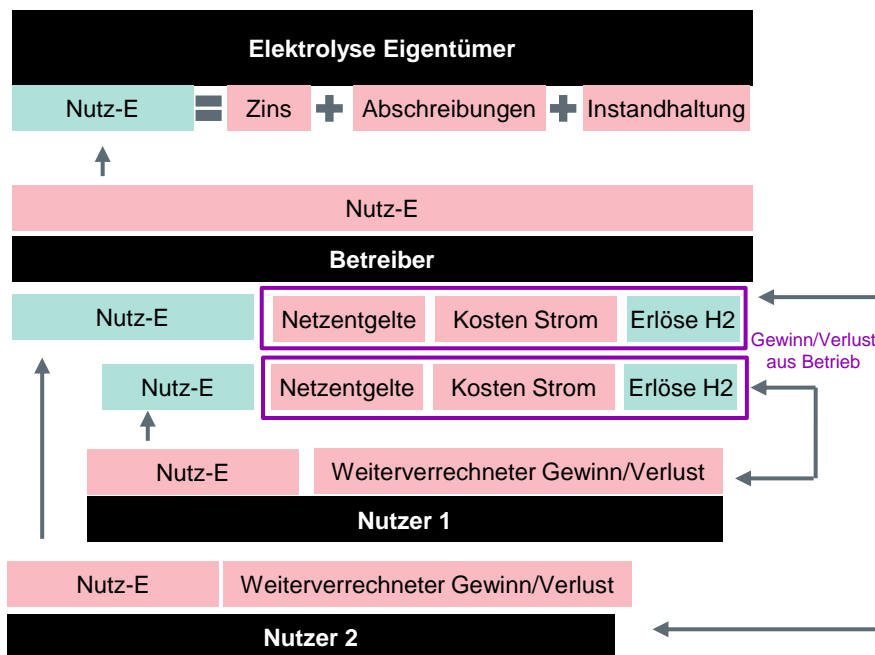


Abbildung 20: Kosten- und Erlösströme bei Trennung von Eigentum, Betrieb und Nutzung

Generelle Voraussetzung für die Trennung von Eigentum, Betrieb und Nutzung ist, dass sowohl Kosten als auch Erlöse aus dem Betrieb zuordenbar und nachvollziehbar sein müssen. Sämtliche Betriebskosten & Erlöse können dann aliquot dem jeweiligen Nutzer zugerechnet werden, der auch die Betriebsstrategie vorgibt. Dies gilt einerseits für die Betriebskosten (Strom, Netzentgelte) sowie für die Erlöse aus dem erzeugten Wasserstoff. In der Praxis könnte dies z.B. durch mehrere intelligente Messgeräte gewährleistet sein.

In Bezug auf Netzentgelte ergibt sich eine Leistungs- und Verbrauchskomponente. Um eine Quersubventionierung zwischen netzdienlichem und marktbasiertem Betrieb zu vermeiden, ist es wichtig, die Fixkosten durch die auftretenden Leistungsspitzen dem jeweiligen Betriebsmodus anteilig zuzurechnen.

#### Offene Fragen:

- Ausgestaltung der Kostenteilung
- Mit welchem Schlüssel können CAPEX verursachergerecht zwischen den Akteuren aufgeteilt werden?

## 5 ANHANG

### 5.1 § 22a EIWOG

#### **Betrieb von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas § 22a**

- (1) Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber können Eigentümer von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas sein oder diese Anlagen errichten, verwalten oder betreiben, wenn
1. die Anlage eine Leistung von höchstens 50 MW aufweist,
  2. bei der Planung einer solchen Anlage sichergestellt wird, dass bei der Standortwahl der Aspekt der Sektorkopplung und Sektorintegration berücksichtigt wird und die Anlage in der Lage ist, den produzierten Wasserstoff oder das produzierte synthetische Gas ebenso in Reinform abzugeben, und
  3. es sich um eine vollständig integrierte Netzkomponente handelt und eine Genehmigung der Regulierungsbehörde gemäß Abs. 2 vorliegt oder die Bedingungen des Abs. 3 erfüllt sind.
- (2) Die Regulierungsbehörde hat eine Genehmigung gemäß Abs. 1 Z 3 erster Fall zu erteilen, sofern die Anlage zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas
1. in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert ist,
  2. nicht dem Regelenenergie- und/oder Engpassmanagement dient und
  3. zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Netzbetriebs beiträgt und insofern ein technischer Bedarf gegeben ist.
- (3) Die Errichtung von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas und die Verwaltung sowie der Betrieb solcher Anlagen ist gemäß Abs. 1 Z 3 zweiter Fall zulässig, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
1. Nach Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens des Netzbetreibers ist keinem Teilnehmer eines solchen Verfahrens das Recht eingeräumt worden, Eigentümer solcher Anlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Dem ist gleichzuhalten, wenn die ausgeschriebene Leistung durch keinen Teilnehmer zu angemessenen Kosten oder rechtzeitig erbracht werden könnte. Das Ausschreibungsverfahren hat offen, transparent und diskriminierungsfrei zu sein.
  2. Solche Anlagen sind notwendig, damit die Netzbetreiber ihre Verpflichtungen zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Netzbetriebs erfüllen können und werden nicht verwendet, um Energie auf Energiemärkten zu kaufen oder zu verkaufen.
  3. Die Regulierungsbehörde hat das Ausschreibungsverfahren einschließlich seiner Bedingungen zu bewerten und zu überprüfen sowie ihre Genehmigung zu erteilen. Die Regulierungsbehörde kann Leitlinien oder Auftragsvergabeklauseln für das Ausschreibungsverfahren ausarbeiten.

In den Fällen des Abs. 1 Z 3 zweiter Fall führt die Regulierungsbehörde mindestens alle fünf Jahre eine öffentliche Konsultation zu den vorhandenen Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas durch, um zu prüfen, ob ein Potential für und Interesse an Investitionen in solche Anlagen besteht. Deutet die öffentliche Konsultation – gemäß der Bewertung durch die Regulierungsbehörde – darauf hin, dass Dritte in kosteneffizienter Weise in der Lage sind, Eigentümer solcher Anlagen zu sein bzw. solche Anlagen zu errichten, zu betreiben oder zu verwalten, so stellt die Regulierungsbehörde sicher, dass die darauf gerichteten Tätigkeiten der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber binnen 18 Monaten schrittweise eingestellt werden. Als Teil der Bedingungen dieses Verfahrens kann die Regulierungsbehörde vorsehen, dass die Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber einen angemessenen Ausgleich für den Restwert ihrer Investitionen erhalten.

- (4) Die mit dem Betrieb von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas verbundenen, angemessenen Kosten sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 5. Teils anzuerkennen. Allfällige Erlöse der Netzbetreiber aus dem Betrieb solcher Anlagen sind bei der Entgeltbestimmung zugrunde zu legen.

### 5.2 Begriffsdefinition Engpassmanagement gemäß § 7 Abs. 1 EIWOG

Z 13a definiert „Engpassmanagement“ als die Gesamtheit von kurz-, mittel- und langfristigen Maßnahmen, welche nach Maßgabe der systemtechnischen Anforderungen ergriffen werden können, um unter

Berücksichtigung der Netz- und Versorgungssicherheit **Engpässe im Übertragungsnetz** zu vermeiden oder zu beseitigen.

### 5.3 Begriffsdefinition Engpassmanagement gemäß § 6 Abs. 1 EIWG-Begutachtungsentwurf

Z 34 definiert „Engpassmanagement“ als die Gesamtheit von kurz-, mittel- und langfristigen Maßnahmen, welche nach Maßgabe der systemtechnischen Anforderungen ergriffen werden können, um unter Berücksichtigung der Netz- und Versorgungssicherheit **Engpässe im Übertragungs- und Verteilernetz** zu vermeiden oder zu beseitigen;

### 5.4 §§ 72, 73 und 120 EIWG-Begutachtungsentwurf

#### **Voraussetzungen für den Betrieb von Energiespeicheranlagen durch Netzbetreiber § 72.**

(1) Netzbetreibern ist es nicht gestattet, Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Dies gilt nicht, wenn

1. die Regulierungsbehörde auf Antrag des Netzbetreibers mit Bescheid festgestellt hat, dass es sich bei der Anlage um eine vollständig integrierte Netzkomponente gemäß § 6 Abs. 1 Z 146 handelt oder
2. die Voraussetzungen für eine Ausnahmegenehmigung nach Abs. 2 erfüllt sind.

(2) Die Regulierungsbehörde hat eine Ausnahmegenehmigung gemäß Abs. 1 Z 2 zu erteilen, wenn folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

1. Die Energiespeicheranlage ist notwendig, damit der Netzbetreiber seine Verpflichtungen zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Netzbetriebs erfüllen kann und sie wird nicht verwendet, um über diese Nutzung hinaus Strom auf Strommärkten zu kaufen oder zu verkaufen.
2. Der Netzbetreiber hat ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren für die Errichtung, die Verwaltung oder den Betrieb einer im Eigentum eines Dritten stehenden Energiespeicheranlage durchgeführt, dessen Bedingungen von der Regulierungsbehörde vorab mit Bescheid, insbesondere im Hinblick auf den Leistungsgegenstand, die Zuschlagskriterien sowie den Verfahrensablauf, geprüft und genehmigt wurden.
3. Der Netzbetreiber konnte in einem Ausschreibungsverfahren gemäß Z 2 keinem Teilnehmer den Zuschlag erteilen. Dies umfasst insbesondere auch den Fall, dass die ausgeschriebene Leistung durch keinen Teilnehmer zu angemessenen Kosten oder rechtzeitig erbracht werden könnte.

(3) Vor der Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens gemäß Abs. 2 Z 2 hat der Netzbetreiber zu definieren, für welche technischen Zwecke die Energiespeicheranlage verwendet werden soll und den Einsatz von anderen für den definierten Einsatzzweck geeigneten Maßnahmen, einschließlich der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsleistungen gemäß § 120, zu prüfen, die günstiger oder schneller verfügbar sind als die Errichtung und der Betrieb von Energiespeicheranlagen (Alternativenprüfung). Sofern günstigere Alternativen vorhanden sind, ist die Errichtung, der Betrieb und die Verwaltung von Energiespeicheranlagen durch den Netzbetreiber jedenfalls unzulässig. Der Netzbetreiber hat die Prüfung von Alternativen der Regulierungsbehörde im Rahmen der Genehmigung der Ausschreibungsbedingungen nachzuweisen.

(4) Die Regulierungsbehörde hat für die Durchführung von Ausschreibungsverfahren gemäß Abs. 2 Z 2 Leitlinien zu erlassen und auf ihrer Website zu veröffentlichen.

(5) Die Regulierungsbehörde führt in den Fällen des Abs. 1 Z 2 fünf Jahre nach der Inbetriebnahme der Energiespeicheranlage und danach in regelmäßigen Abständen von höchstens fünf Jahren eine öffentliche Konsultation zu den vorhandenen Energiespeicheranlagen durch, um zu prüfen, ob ein Potential für und Interesse an Investitionen in solche Anlagen besteht und Dritte in der Lage sind, Eigentümer dieser Energiespeicheranlagen zu sein, diese zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Stellt die Regulierungsbehörde dies fest, so fordert sie den Netzbetreiber per Bescheid auf, die Energiespeicheranlage in einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren auszuschreiben und nach Erteilung des Zuschlags an einen Dritten die darauf gerichteten Tätigkeiten spätestens binnen 18 Monaten einzustellen, sofern die Versorgungssicherheit dadurch nicht gefährdet wird. Die Regulierungsbehörde kann dem Netzbetreiber gestatten, einen angemessenen Ausgleich für den Restbuchwert der Investitionen zu erhalten. Mit der Übertragung des Eigentums erlischt die Genehmigung gemäß Abs. 1 Z 2. Die Übertragung ist der Regulierungsbehörde vom Netzbetreiber anzuzeigen.

(6) Die mit dem Betrieb von Energiespeicheranlagen verbundenen, angemessenen Kosten sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 10. Teils anzuerkennen. Allfällige Erlöse der Netzbetreiber aus dem Betrieb solcher Anlagen sind bei der Entgeltbestimmung zugrunde zu legen.

(7) Wenn die Regulierungsbehörde eine Ausnahme gegenüber einem Übertragungsnetzbetreiber erteilt, teilt sie dies zusammen mit entsprechenden Informationen über den Antrag sowie den Entscheidungsgründen der Europäischen Kommission sowie der Agentur mit.

(8) Abs. 4 gilt nicht für vollständig integrierte Netzkomponenten und nicht für den üblichen Abschreibungszeitraum für neue Batteriespeicheranlagen, hinsichtlich derer die endgültige Investitionsentscheidung im Verteilernetz vor dem 4. Juli 2019 getroffen wurde bzw. im Übertragungsnetz bis zum 31. Dezember 2024 erfolgt, und soweit solche Batteriespeicheranlagen

1. spätestens zwei Jahre danach an das Netz angeschlossen wurden,
2. in das Netz integriert sind,
3. nur zur reaktiven unmittelbaren Wiederherstellung der Netzsicherheit im Fall von Ausfällen im Netz verwendet werden, wenn die Wiederherstellungsmaßnahme unmittelbar beginnt und endet, sobald das Problem durch reguläre Redispatchmaßnahmen behoben werden kann, und
4. nicht verwendet werden, um Strom auf Strommärkten — einschließlich des Regelleistungsmarkts — zu kaufen oder zu verkaufen.

### **Verpflichtungen des Netzbetreibers beim Betrieb einer Energiespeicheranlage § 73.**

(1) Beim Einsatz vollständig integrierter Netzkomponenten zur Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes gemäß § 6 Abs. 1 Z 146 hat der Netzbetreiber die Wiederherstellung der Einsatzfähigkeit der vollständig integrierten Netzkomponenten sofort vorzunehmen, sobald die einsatzursächliche netztechnische Restriktion nicht mehr gegeben ist. Der Netzbetreiber hat über den Einsatz sowie die ein- und ausgespeisten Strommengen Aufzeichnungen zu führen und diese nach Aufforderung der Regulierungsbehörde darzulegen.

(2) Wurde dem Netzbetreiber eine Ausnahme gemäß § 72 Abs. 2 Z 1 zur Errichtung, Verwaltung oder zum Betrieb einer Energiespeicheranlage erteilt, so hat der Netzbetreiber über den Einsatz sowie die ein- und ausgespeisten Strommengen samt den entrichteten bzw. eingehobenen Preisen Aufzeichnungen zu führen und diese nach Aufforderung der Regulierungsbehörde darzulegen.

(3) Netzbetreiber haben die Leistung und den Standort der Energiespeicheranlagen einschließlich vollständig integrierter Netzkomponenten, die sie betreiben, auf ihrer Website zu veröffentlichen.

(4) Für die Zwecke des Betriebs einer Energiespeicheranlage hat der Netzbetreiber eine eigene Bilanzgruppe einzurichten.

### **Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen § 120.**

(1) Verteilernetzbetreiber haben Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement für ihren Bedarf in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen, wenn die Flexibilitätsbeschaffung gegenüber dem Netzausbau oder der Netzverstärkung die kosteneffizientere Maßnahme darstellt, die Effizienz beim Betrieb ihres Verteilernetzes dadurch verbessert wird und Verzögerungen bei neuen Netzzugängen dadurch wirtschaftlich effizient vermieden werden.

(2) Die Netzbetreiber haben der Regulierungsbehörde einen Vorschlag für eine gemeinsame Vorgehensweise für die transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Beschaffung von Flexibilität sowie einheitliche Spezifikationen der zu beschaffenden Produkte vorzulegen. Die Spezifikationen haben die wirksame und diskriminierungsfreie Beteiligung aller Marktteilnehmer sicherzustellen. Dies gilt insbesondere für Marktteilnehmer, die verteilte Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung anbieten. Die Spezifikationen haben eine effiziente Beschaffung und einen effizienten Netzbetrieb zu gewährleisten.

(3) Die Regulierungsbehörde hat mit Verordnung einheitliche Beschaffungsmodalitäten und Spezifikationen der zu beschaffenden Produkte gemäß Abs. 2 festzulegen, wobei sie dabei nicht an den Vorschlag der Netzbetreiber gebunden ist. Soweit eine Ausnahme nach Abs. 5 vorliegt, sind keine Spezifikationen festzulegen.

(4) Die mit der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsleistungen verbundenen, angemessenen Kosten, einschließlich der Ausgaben für die erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnologien sowie der Infrastrukturkosten, sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 10. Teils anzuerkennen. Allfällige Erlöse aus der Beschaffung sind der Entgeltbestimmung zugrunde zu legen.

(5) Von der marktgestützten Beschaffung im Sinne dieser Bestimmung ist abzusehen, wenn die Regulierungsbehörde durch Verordnung feststellt, dass die marktgestützte Beschaffung dieser Flexibilitätsleistungen für einzelne Netzgebiete und Netzebenen wirtschaftlich nicht effizient ist oder dass eine solche Beschaffung zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder stärkeren Engpässen führen würde. Stellt die Regulierungsbehörde eine Ausnahme fest, hat sie ihre Entscheidung spätestens alle drei Jahre zu überprüfen und das Ergebnis der Überprüfung auf ihrer Website zu veröffentlichen.

## 5.5 Begriffsbestimmung „vollständig integrierte Netzkomponente“

Die **Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie** ((EU) 944/2019) definiert vollständig integrierte Netzkomponenten als „Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen“.

Der **EIWG-Entwurf** definiert die Richtlinie umsetzend vollständig integrierte Netzkomponenten als „Netzkomponenten, einschließlich Energiespeicheranlagen, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen und deren Lade- und Entladezeiten im regulären Betrieb deutlich unter der Dauer eines Marktintervalls liegen“. Wie in Kapitel 3.2.3 angeführt, ist in den Erläuterungen zum EIWG-Entwurf definiert, dass das Marktintervall gemäß Art. 35 Verordnung (EU) 2017/2195 15 Minuten beträgt.

## 5.6 Bestimmungen für erneuerbaren Wasserstoff nach delegierter Verordnung (EU) 2023/1184

**Artikel 3: Vorschriften für die Anrechnung von Strom, der über einen Direktanschluss an eine Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom bezogen wird, als vollständig erneuerbar**

Für den Nachweis der Einhaltung der in Artikel 27 Absatz 3 Unterabsatz 5 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien für die Anrechnung von Strom, der über einen Direktanschluss an eine Anlage zur



Erzeugung von erneuerbarem Strom bezogen wird, als vollständig erneuerbar legt der Kraftstofferzeuger Nachweise über Folgendes vor:

- a) die Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom sind über eine Direktleitung mit der Anlage zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr verbunden, oder die Erzeugung von erneuerbarem Strom und die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr erfolgen innerhalb derselben Anlage;
- b) die Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom wurden frühestens 36 Monate vor der Anlage zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr in Betrieb genommen; wird eine bestehende Anlage zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr um zusätzliche Produktionskapazität erweitert, so gilt die zusätzliche Kapazität als Teil der bestehenden Anlage, sofern sich die zusätzliche Kapazität am selben Standort befindet und die Erweiterung spätestens 36 Monate nach Inbetriebnahme der ersten Anlage erfolgt;
- c) die Stromerzeugungsanlage ist nicht an das Netz angeschlossen, oder sie ist an das Netz angeschlossen, aber ein intelligentes Messsystem, das alle Stromflüsse aus dem Netz misst, belegt, dass kein Strom aus dem Netz entnommen wurde, um flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr zu erzeugen.

Verwendet der Kraftstofferzeuger auch Strom aus dem Netz, so kann er ihn als vollständig erneuerbar anrechnen, wenn er die Vorschriften des Artikels 4 erfüllt.

#### **Artikel 4: Allgemeine Bestimmungen für die Anrechnung von Strom aus dem Netz als vollständig erneuerbar**

(1) Kraftstofferzeuger können Strom aus dem Netz als vollständig erneuerbar anrechnen, wenn sich die Anlage zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr in einer Gebotszone befindet, in der der durchschnittliche Anteil des erneuerbaren Stroms im vorangegangenen Kalenderjahr 90 % überstieg und die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr eine Höchstzahl von Stunden nicht überschreitet, die im Verhältnis zum Anteil des erneuerbaren Stroms in der Gebotszone festgelegt wird.

Diese Höchstzahl von Stunden wird berechnet, indem die Gesamtzahl der Stunden jedes Kalenderjahres mit dem Anteil des erneuerbaren Stroms multipliziert wird, der für die Gebotszone gemeldet wurde, in der der flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoff nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr erzeugt wird. Der durchschnittliche Anteil des erneuerbaren Stroms wird ermittelt, indem der Bruttoendverbrauch von erneuerbarem Strom in der Gebotszone, der analog zu den Vorschriften aus Artikel 7 Absatz 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 berechnet wird, durch die Bruttostromerzeugung aus allen Energiequellen gemäß Anhang B der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates (5), ausgenommen aus zuvor hochgepumptem Wasser, zuzüglich der Einfuhren und abzüglich der Stromausfuhren aus der Gebotszone, geteilt wird. Sobald der durchschnittliche Anteil von erneuerbarem Strom in einem Kalenderjahr 90 % übersteigt, wird angenommen, dass er in den folgenden fünf Kalenderjahren weiterhin bei über 90 % liegen wird.

(2) Sind die Bedingungen gemäß Absatz 1 nicht erfüllt, können die Kraftstofferzeuger Strom aus dem Netz als vollständig erneuerbar anrechnen, wenn sich die Anlage zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr in einer Gebotszone befindet, in der die Emissionsintensität von Strom unter 18 g CO<sub>2</sub>-Äq./MJ liegt, sofern die folgenden Kriterien erfüllt sind:

- a) Die Kraftstofferzeuger haben direkt oder über Mittler mit Wirtschaftsteilnehmern, die in einer oder mehreren Anlagen erneuerbaren Strom erzeugen, einen oder mehrere Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom in einer Menge geschlossen, die mindestens der Menge an Strom entspricht,

die als vollständig erneuerbar geltend gemacht wird, und der geltend gemachte Strom wird tatsächlich in dieser Anlage bzw. diesen Anlagen erzeugt;

- b) die Bedingungen für die zeitliche und geografische Korrelation gemäß den Artikeln 6 und 7 sind erfüllt.

Die Emissionsintensität von Strom wird nach dem Ansatz für die Berechnung der durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Intensität von Netzstrom der Methode zur Bestimmung der Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung flüssiger oder gasförmiger erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe, die in dem gemäß Artikel 28 Absatz 5 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erlassenen delegierten Rechtsakt festgelegt ist, auf der Grundlage der neuesten verfügbaren Daten bestimmt.

Sobald die Emissionsintensität von Strom in einem Kalenderjahr unter 18 g CO<sub>2</sub>-Äq./MJ liegt, wird angenommen, dass sie in den folgenden fünf Kalenderjahren weiterhin unter 18 g CO<sub>2</sub>-Äq./MJ liegen wird.

(3) Strom aus dem Netz, der zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr genutzt wird, kann auch als vollständig erneuerbar angerechnet werden, wenn der zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr verwendete Strom während eines Bilanzkreisabrechnungszeitintervalls verbraucht wird, für das der Kraftstofferzeuger anhand von Nachweisen des nationalen Übertragungsnetzbetreibers nachweisen kann, dass

- a) ein abwärts gerichteter Redispatch von Stromerzeugungsanlagen, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden, gemäß Artikel 13 der Verordnung (EU) 2019/943 stattfand;
- b) der für die Erzeugung von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr verbrauchte Strom die Notwendigkeit des Redispatch um eine entsprechende Menge verringert hat.

(4) Sind die Bedingungen der Absätze 1, 2 und 3 nicht erfüllt, können die Kraftstofferzeuger Strom aus dem Netz als vollständig erneuerbar anrechnen, wenn er die Bedingungen der Zusätzlichkeit, der zeitlichen Korrelation und der geografischen Korrelation gemäß den Artikeln 5, 6 und 7 erfüllt.



**AIT AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY GMBH**

Giefinggasse 4, 1210 Vienna, Austria

[www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

Philipp Ortmann

Research Engineer

Integrated Energy Systems

Center for Energy