



Interessengemeinschaft
Thermischer Abfallbehandlungsanlagen
in Deutschland e.V.

ITAD e.V. | Airport City | Peter-Müller-Straße 16a | 40468 Düsseldorf

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Referat IIIC5
Scharnhorststr. 34-37
10115 Berlin

per mail:

Berit.Walter@bmwi.bund.de
buero-iiic5@bmwi.bund.de

ITAD e.V.

Airport City
Peter-Müller-Straße 16a
40468 Düsseldorf

Tel 0211 93 67 609-0
Fax 0211 93 67 609-9

www.itad.de
info@itad.de

Vorstandsvorsitzender: Gerhard Meier
Geschäftsführer: Carsten Spohn

USt-IdNr. DE185348499
Amtsgericht Würzburg VR 2016

Düsseldorf, 27.01.2021

Stellungnahme der ITAD zum Referentenentwurf (RefE)

eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht - Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetz

Sehr geehrter Herr Berit,
sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit nehmen wir, aufgrund der Betroffenheit der Branche als zuständiger Fachverband, zur geplanten Gesetzesänderung Stellung. ITAD wurde als Fachverband der Betreiber von Thermischen Abfallbehandlungsanlagen nicht am Gesetzgebungsverfahren beteiligt. Wir bitten Sie daher, uns bei zukünftigen Energierechtsänderungen zu berücksichtigen.

I. Vorbemerkung

Die vom Bundeswirtschaftsministerium eingeräumte Zeit – Freitagnachmittag bis Mittwochnachmittag - ist wenig geeignet, um sich ernsthaft und fachlich fundiert mit einem derart komplexen und zukunftsweisenden Thema zu äußern. Dies ist leider in der Energie- und Klimaschutzgesetzgebung keine Ausnahme, sondern scheint sich zur Regel zu entwickeln. Aktuelle Diskussionen zu verschiedenen Energiethemen (Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE), Wasserstoffstrategie, Sektorenkopplung, Systemdienstleistungen etc.) zeigen, wenn die Weichen im Gesetzgebungsverfahren falsch oder gar nicht gestellt werden, dies auch gravierende Auswirkungen auf die nachhaltige (ökonomisch, ökologisch und sozial) Entwicklung der Kreislauf- und Ressourcenwirtschaft in Deutschland hat.

Wir haben die Sorge, dass sich ein langsam schleichender „Ent-Demokratisierungsprozess“ fortsetzt, indem die Stellungnahmen von Verbänden nur als lästige Pflichtaufgabe angesehen werden.

II. Einleitung

Da die Bedeutung der Abfallverbrennungsanlagen aus Energiesicht häufig nur am Rande betrachtet wird, erlauben wir uns hier einen kurzen Überblick zu geben, um die Bedeutung dieser Anlagen im Rahmen des Energierechts besser einschätzen zu können.

Die Thermischen Abfallbehandlungsanlagen (TAB), zu denen die ITAD insgesamt rund 100 Müllverbrennungsanlagen (MVA/MHKW) und Ersatzbrennstoffkraftwerke (EBS-KW) zählt, sind bundesweit flächendeckend verteilt – ITAD vertritt hiervon über 80 Anlagen mit rund 90 % der Kapazität. Hinzu kommen noch die Sonderabfall- (ca. 30 SAV), Klärschlammmono- (ca. 30 KVA) und Altholzverbrennungsanlagen (ca. 60 Altholz-KW). Diese rund 220 Anlagen leisten bereits heute einen signifikanten Beitrag zum integrierten Energiesystem. Sie können bei der weiteren Fortentwicklung einer sektorenübergreifenden Verzahnung der Energiesysteme (Strom-, Wärme- und Wasserstoffnetze) eine bedeutende Rolle spielen. Darüber hinaus werden insb. die TAB zunehmend Systemdienstleistungen für die Übertragungs- und Verteil-Netze aufgrund ihrer „rotierenden Massen“ mit der installierten Leistung von über 2.000 MW übernehmen.

Die Verbrennung von Abfällen ist ein thermischer Prozess, bei dem Abwärme frei wird. Diese wird im Rahmen eines KWK-Prozesses (direkt an der TAB oder extern über Prozessdampf) genutzt. Die Anlagen müssen auch dann betrieben werden, wenn sie theoretisch keine(n) Wärme/Strom in ein Netz einspeisen können. Die primäre Aufgabe liegt also in der Abfallentsorgung, die Energienutzung ist ein Folgeprozess. **Daher dürfen TAB nicht mit konventionellen Kraftwerken gleichgesetzt werden.** Die derzeitige Charakteristik/Einstufung von TAB kann wie folgt vorgenommen werden:

- TAB gelten als EEG-Anlagen, erhalten aber keine Vergütung. Daher nehmen viele Anlagen am Herkunftsnachweisverfahren teil.
- Die Grundlastfahrweise von TAB-Anlagen sorgt für eine Strompreissenkung für das Gesamtsystem. Sie ersetzen teurere Kraftwerke, die sonst den Strom produzieren würden. TAB-Anlagen mindern die volkswirtschaftlichen Stromgestehungskosten um ca. 4 Mio. € (in 2016 - Bezugsgröße hier sind 10 TWh Stromerzeugung). Mit weniger Grundlasterzeugung durch andere fossil befeuerte Kraftwerke wird sich dieser Effekt bis zum Jahr 2030 mehr als verdreifachen. Dadurch

- reduzieren sie den Großhandelsstrompreis um 0,40 €/MWh bis 1,28 €/MWh im Zeitraum von 2016 bis 2030. (Quelle: Energy Brainpool, [Beitrag Thermischer Abfallbehandlung zur Energiewende](#), Feb. 2017)
- In Deutschland werden 50 % der genutzten Energie der TAB pauschal als EE („biogener Anteil des Abfalls“) eingestuft. Somit wurden lt. [AGEE-Stat](#) Treibhausgas- (THG) Emissionen in 2019 eingespart (Stand 2020):
 - 4,3 Mio. t CO_{2eq} aus der Bruttostromerzeugung (5.806 GWh)
 - 3,3 Mio. t CO_{2eq} aus dem Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte (15.308 GWh)
 - Im Gebäudeenergiegesetz (GEG) wird die Energienutzung aus Abfall als Abwärme anerkannt und somit mittels eines schachgerechten Bilanzrahmens bewertet. Der Emissionsfaktor liegt bei 20 gr/kWh und der Primärenergiefaktor wird mit Null bewertet. Die Bundesregierung stellt fest: „Die bei der Verbrennung nutzbare fossile Primärenergie des Abfalls ist im Rahmen von Lebenszyklusanalysen definitionsgemäß bereits den Abfallprodukten zugerechnet.“ (Quelle: Deutscher Bundestag, [Drucksache 19/18606](#) vom 17.04.2020, Antwort auf Frage 26)
 - Die spezifischen Treibhausgasbilanzen der zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzten Energieträger unterscheiden sich teilweise deutlich, wie das Umweltbundesamt in ihrer jährlichen Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger feststellt (Quelle: UBA, Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018, CLIMATE CHANGE 37/2019).
 - „Die höchsten Netto-Vermeidungsfaktoren ergeben sich durch die energetische Verwertung des biogenen Anteils im Siedlungsabfall (733 g CO₂-Äq./kWh) sowie durch Wasserkraft (736 g CO₂-Äq./kWh), während durch den Einsatz von flüssiger Biomasse (536 g CO₂-Äq./ kWh), Biomethan (448 g CO₂-Äq./kWh), sowie Biogas (394 g CO₂-Äq./kWh) die geringsten Vermeidungswirkungen pro erzeugter kWh Strom erreicht werden.“
 - Der Netto-Vermeidungsfaktor der Wärmebereitstellung (Bandbreite zwischen 308 („Pellets“) und 145 („Biomethan“) g CO₂-Äq./kWh) aus dem biogenen Anteil im Siedlungsabfall wird mit 215 g CO₂-Äq./kWh angegeben. Damit trägt der biogene Abfallanteil zur Defossilisierung der Erdgas-dominierten Fernwärmebereitstellung bei.

- Alle Mitgliedsanlagen der ITAD nutzen die Abwärme aus dem Verbrennungsprozess in Form von Prozessdampf, Fernwärme und Strom in unterschiedlichen Konstellationen, wie folgende [Aufstellung](#) (Quelle: ITAD-Jahresbericht 2019) zeigt:

[MWh]	2016	2017	2018	2019
Wärme (exp.)	8.765.000	8.779.000	8.941.000	9.549.000
Prozessdampf (exp)	13.305.000	11.773.000	11.900.000	12.432.000
Summe Wärme	22.070.000	20.552.000	20.821.000	21.981.000
Strom (prod.)	10.257.000	10.264.000	10.663.000	10.110.000
Strom (exp.)	7.954.000	7.922.000	8.295.000	7.818.000
Anzahl Anlagen	78	78	79	81

- Nahezu alle stromerzeugenden TAB sind derzeit in der Überlegung oder Planung, einen Elektrolyseur zur Wasserstofferzeugung (H₂) auf ihrem Betriebsgelände zu errichten. Somit kann durch den Eigenstrom-Einsatz bzw. dem Strombezug aus dem Netz der Elektrolyseur zur Netzstabilität beitragen. Über einen Anschluss an ein Wasserstoffnetz ergäben sich weitere Handlungsoptionen zur Sektorenkopplung. Um diese Projektideen voran zu bringen, ist ITAD auch der Wasserstoffinitiative GETH₂ beigetreten.

Die TAB-Anlagenstandorte bieten (auch im Vergleich zu vielen anderen Standorten) herausragende Bedingungen für die H₂-Erzeugung:

- Hohe Anzahl an Betriebsstunden – häufig über 8.000 VLh (Wind-Offshore ca. 4.000 VLh)
 - Niedrige Stromgestehungskosten (i.d.R. Opportunitätskosten gegen EEX Strommarkt)
 - Ideale Infrastruktur (Wasseraufbereitung, Netzanschluss, Personal etc. vorhanden)
 - Standort (flächendeckend, gute Verkehrsanbindung, Kundenähe, Genehmigungsverfahren etc.)
 - Know-how und wirtschaftliche Stärke vorhanden
- Auf dem Weg zur Defossilisierung muss auch die Frage beantwortet werden: Woher stammt zukünftig der Kohlenstoff? – auch in einer defossilisierten Gesellschaft benötigen wir Kohlenstoff für die organische Chemie sowie für gewisse Verkehrsanwendungen. Die TAB können hier einen Anteil an der Schließung von Kohlenstoffkreisläufen beisteuern. Mit der Abscheidung von CO₂ aus dem Reingas und H₂ mittels Power-to-X (PtX) können Grundchemikalien (z. B. Methanol) durch Carbon Capture and Utilization (CCU) erzeugt werden. Die TAB

wären zukünftig ein relevanter Marktteilnehmer in der Wasserstoffwirtschaft (mit separaten Wasserstoffnetzen mit bidirektionaler Einspeisung).

- Als Beleg für zukunftsweisende Projekte bei den TAB sind die folgenden Beispiele genannt, die zeigen, dass die ITAD-Mitgliedsunternehmen bereits auf dem Weg in die Wasserstoffwirtschaft sind:
 - Pilotprojekt bei der [AWG](#) (MVA Wuppertal) - H2 Produktion und Nutzung für Busse)
 - Pilotprojekt bei der [ZASt](#) (MVA in Zella-Mehlis) – H2 Produktion, CO2-Abscheidung, Methanolproduktion.
 - Partner bei „Reallabore der Energiewende“ mit der MVA ([SRS EcoTherm GmbH](#)) in Salzbergen
 - Gewinner des NRW Wettbewerbs "Modellregion Wasserstoffmobilität" ist die „[Kompetenzregion Düssel.Rhein.Wupper](#)“ mit sechs TAB.

III. Kernpunkte

Aufgrund der zeitlich sehr knapp bemessenen Stellungnahmefrist, beschränken wir unsere nachfolgende Kommentierung auf die für unsere Branche wesentlichen Punkte, die artikelübergreifend behandelt werden. Bedingt durch die zeitlichen Vorgaben war es dabei nicht möglich, konkrete Änderungsformulierungen zum Wortlaut des vorliegenden Referentenentwurfs (RefE) vorzulegen. Gerne sind wir bereit, entsprechende Formulierungsvorschläge zu einem späteren Zeitpunkt einzubringen. Sollten darüber hinaus in den nachfolgenden Kernaspekten Verständnisfehler unsererseits vorkommen, bitten wir dies zu entschuldigen, da aufgrund der Kürze der Zeit keine ausreichende verbandsinterne Diskussion stattfinden konnte.

❖ Abwärme

Der Gesetzgeber hat es im EEG-2021 und auch in diesem RefE versäumt, das Thema „Abwärme“ ausreichend und zielführend zu regeln.

Der Gesetzgeber weist richtigerweise darauf hin, dass der Strom „treibhausgasneutral“ erzeugt werden muss und nicht zwingend aus „Erneuerbaren Energien“ (EEG 2021). Daher sollte die Stromerzeugung auch aus der Abwärmennutzung berücksichtigt werden, wie sich dies analog bereits bei der

Fernwärmenutzung rechtlich und technisch durchgesetzt hat (s. Gebäudeenergiegesetz).

Die EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II) gibt in Art. 15 Nr. 3 die entsprechende Rechtsgrundlage:

„Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass (...) Vorschriften für die Integration und den Einsatz von erneuerbarer Energie (...) sowie die Nutzung unvermeidbarer Abwärme und -kälte, vorsehen.“

❖ **KWK-Anlage**

Zentrale Bedeutung für die Hebung der Flexibilisierungspotenziale von KWK-Anlagen und der Förderung des Prinzips „Nutzen statt Abregeln“ kommt dem § 13 Abs. 6a EnWG zu.

Die Klarstellung nach § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 3 EnWG, dass nur Investitionskosten, die nach dem Vertragsschluss entstanden sind, vom Übertragungsnetzbetreiber zu erstatten sind, ist nicht sachgerecht. Hier muss zumindest der Zusatz erfolgen „noch nicht abgeschriebene Investitionskosten“.

❖ **Fremd-Steuerung**

Im EEG-2021 wird auf die Pflicht zum Einbau auf eine „stufenlose ferngesteuerte Regelung“ hingewiesen. Da dies ein gravierender und unzumutbarer Eingriff in den Betrieb einer Entsorgungsanlage zur Gewährleistung der Entsorgungssicherheit bedeutet, weisen wir erneut darauf hin, dass ein „Fremdeingriff“ für TAB absolut nicht tragbar ist und rechtlicher Vorgaben auch im EnWG bedarf:

- Bei TAB handelt es sich um komplexe thermische Anlagensysteme, die einer kontinuierlichen Überwachung und Steuerung des Verbrennungsprozesses bedürfen. Ein externes Eingreifen in diesen Prozess ist immer mit gewissen Risiken verbunden, um den ordnungsgemäßen und sicheren Betrieb nach der 17. BImSchV zu gewährleisten.
- Auch wenn eine Anlage vom Netzbetreiber vom Netz abgeregelt werden muss, besteht noch Strombedarf für den genehmigungskonformen und sicheren Anlagenbetrieb. Dieser notwendige Eigenbedarf muss selbst erzeugt werden können. Es stellen sich gravierende Haftungsfragen beim Redispatch, zum einen bei der Einhaltung der

strengen Emissionswerte gemäß 17. BImSchV, zum anderen im Bereich „Arbeitsschutz“ (z.B. im Revisionsfall).

- Die Frage der Vergütung beim Redispatch ist bei TAB weitaus komplexer und würde im Vergleich zu anderen EE- oder KWK- Anlagen erheblich kostspieliger ausfallen. Kurzfristig können TAB trotz Redispatch weiterhin Abfall verbrennen und die dann nicht nutzbare Energie (i.d.R. Dampf bei 400 °C und 40 bar) kann über eine Reduzierstation bzw. über einen Luftkondensator "vernichtet" werden. Bei längeren Abregelungen (jeweils abhängig von der individuellen Anlagenkonzeption) muss dann jedoch die zu verbrennende Abfallmenge zwingend aus technischen Gründen reduziert werden. Zusätzlich zu den entgangenen Energieerlösen bedeutet dies für TAB somit auch einen - anlagenbedingten individuellen - Erlösverlust für nicht verbrannte Abfallmengen. Bei Redispatch von TAB müssen darüber hinaus ein anteiliger Wertersatz gemäß AfA sowie weitere individuelle Zusatzkosten berücksichtigt werden.
- Mit dem BDEW-Branchenleitfaden "Vergütung von Redispatch-Maßnahmen" wurden die gesetzlichen Vorgaben und dabei insbesondere auch die Belange der TAB nur unzureichend umgesetzt. Seine Verbindlichkeit wurde nach unserem Kenntnisstand mit Beschluss des OLG Düsseldorf vom 12.08. 2020 aufgehoben. Eine Korrektur ist zwingend in Abstimmung mit den Fachverbänden erforderlich.
- Nach Abfallrecht muss bei der TAB ein gewisser ambitionierter Leistungsindikator für die energetische Verwertung von Abfall erreicht werden (R1-Wert nach EU-Abfallrahmenrichtlinie - Art. 3 Abs. 15). Bei länger anhaltenden Redispatch-Maßnahmen wird somit weiterhin Abfall verbrannt, jedoch nicht mit Energienutzung, sodass die Gefahr besteht, den R1-Wert nicht zu erreichen - dies hätte gravierende ökonomische und auch nachteilige ökologische Auswirkungen.
- Die meisten TAB werden als KWK- Anlagen betrieben. Hier können neben technischen Problemen bei schnellen Abregelungen Zusatzkosten bzw. entgangene Erlöse für die externe Wärmeversorgung hinzukommen. Im „Worstcase“ kann die Fernwärme-/Prozessdampfversorgung nicht mehr aufrechterhalten werden. Dies führt bei Take-or-Pay Verträgen zu Schadensersatzanforderungen.

Viel zielführender ist nach unserer Auffassung der Ansatz „Nutzen statt Abregeln“. Durch technische Aggregate, wie Elektrolyseure und Power-to-Heat

in Kombination mit Wärmespeicher für die Fernwärme, lassen sich Systemdienstleistungen gerade am TAB-Standort gut verwirklichen.

Eine „stufenlose ferngesteuerte Regelung“ ist daher aus den oben genannten Gründen abzulehnen. Da die TAB im „365/24-Betrieb“ arbeiten, ist der Leitstand grundsätzlich „24/7“ erreichbar, sodass auch ein intelligentes Meldewesen (Netzbetreiber zu Anlagenbetreiber) ausreichend ist, um im Extremfall die TAB eigenverantwortlich und abgestimmt vom Stromnetz zu nehmen.

❖ **Energiespeicher**

Bedauerlicherweise blieben das EEG-2021 sowie der vorliegende RefE bezüglich „Speicher“ deutlich hinter den europäischen Vorgaben zurück. Mit Ablauf der Umsetzungsfrist für die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie ((EU)2019/944) am 01.01.2021 und die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) am 01.07.2021 steht das deutsche Recht im Widerspruch zu den europäischen Vorgaben:

- keine Doppelbelastung von gespeichertem Strom mit der EEG-Umlage
- ein Recht auf Multi-Use, das heißt, eine Modifikation des Ausschließlichkeitsprinzips für Speicher. Gespeicherte „grüne Energie“ muss „grün“ bleiben dürfen, auch wenn der Speicher Systemdienstleistungen erbringt.

Energiespeicher müssen als eigenständiger Baustein im Energiesystem etabliert werden, neben der Erzeugung und den Netzen.

Die Definition von Energiespeicheranlagen (Neuaufnahme von Nr. 15c in das EnWG) wurde zwar erweitert, jedoch sollte bedacht werden, dass man auch Hochtemperaturwärme speichern kann, die man dann anschließend verstromt („Carnot-Batterie“) – dies sind auch Energiespeicher.

❖ **Herkunftsnachweise**

Die Umsetzung der EU-Vorgaben gemäß Art. 19 RED II sind weder im EEG-2021 noch in diesem RefE ausreichend umgesetzt. Die RED II bezieht sich auch auf „die Menge erneuerbarer Energie im Energiemix“, umfasst somit nicht nur Strom, sondern soll auch auf andere Energieträger (z. B. Wasserstoff) anwendbar sein. Fehlende Rechtsgrundlagen, um einen Elektrolyseur bilanziell mit Herkunftsnachweisen zu betreiben, verhindern den wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen.

❖ **Wasserstoffwirtschaft/Elektrolyseure**

Der zügige und international wettbewerbsfähige Aufbau der Wasserstoffwirtschaft wird bisher im Energierecht nicht ausreichend geregelt. Gerade Elektrolyseure sind ein Paradebeispiel der Sektorenkopplung (H₂-Tankstellen, Abwärmennutzung des Elektrolyseurs, bidirektionale Ein-/Aus-Speisung in H₂-Gasnetze, Betrieb mit Fremdbezug/Eigenstrom („nutzen statt abregeln“), als Netzdienstleister, als Speicher für die Rückverstromung, H₂ Netz mit Kavernen statt/zuzüglich Strom-Übertragungsnetze etc.).

Bereits die aktuellen Regelungen im EEG-2021 sind wenig ambitioniert, um die Wasserstoffwirtschaft zum Erfolg zu bringen. Um die gewünschten Ziele zu erreichen, müssten einerseits wasserstoffspezifische Regelungen formuliert, andererseits aber auch die Schnittstellen zu anderen Sektoren aufeinander abgestimmt werden. Im RefE hätten wir uns mehr Mut zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur gewünscht.

Die aktuell diskutierte Technologiebindung/„Farbenlehre“ (Einstufungssystematik von H₂ in unterschiedliche Kategorien, je nach Klimarelevanz) für eingespeisten Wasserstoff (Wasserstoff aus Elektrolyse mit ausschließlich erneuerbarem Strom) darf zunächst in der „Hochlaufphase“ nicht greifen. Die Einspeisung, der Transport und die Speicherung von Wasserstoff muss zunächst unabhängig von der Art seiner Erzeugung erlaubt werden. Des Weiteren muss eine Befreiung der Produktion von klimafreundlichem Wasserstoff von der EEG-Umlage, Stromsteuern etc. erfolgen.

❖ Übergangsregulierung von H2-Netzen

Das Wasserstoffnetz kann sich zum überwiegenden Teil nur aus dem Erdgasnetz entwickeln, um aus volkswirtschaftlichen und unter zeitlichen Aspekten den nachhaltigen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur voranzutreiben. Der RefE zur Regulierung von Wasserstoffnetzen präferiert jedoch (nach erster Einschätzung) den Ansatz, eine strikte Trennung zwischen Gas- und Wasserstoff-Infrastruktur beizubehalten. Dies behindert den Aufbau einer zusammenhängenden überregionalen Wasserstoff-Infrastruktur. Das gewünschte schnelle „Hochlaufen“ einer nachhaltigen wettbewerblichen Wasserstoffwirtschaft wird sich damit weiter verzögern.

- Grundvoraussetzungen für den Aufbau einer nationalen Wasserstoffleitungsinfrastruktur sind die Investitionssicherheit für Netzbetreiber und Netznutzer unter klaren rechtlichen Rahmenbedingungen. Der RefE für die Regelungen zur Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur stellt diese notwendige Investitionssicherheit nicht hinreichend sicher. Der Referentenentwurf gibt keine konkrete Antwort auf die Frage, wie die Kosten für die Wasserstoffinfrastruktur ermittelt und wie diese finanziert werden soll. Die Frage der Ermittlung der Kosten wird lediglich als Aufgabe an die BNetzA gegeben und mit einer Verordnungsermächtigung (§ 28n) beantwortet. Wie die hohen Kosten beim Markthochlauf gedeckt werden können/müssen, wird, anders als im Eckpunktepapier des BMWi noch avisiert, gar nicht adressiert und bleibt damit ungelöst.
- Die Nutzung des bestehenden Erdgasnetzes ist nur möglich, wenn der Regulierungsrahmen auch eine entsprechende rechtliche und kommerzielle Absicherung für die umzustellenden Leitungen bietet. Dazu muss es einen rechtssicheren Übergang für die entsprechenden Leitungen geben (Anschlussnutzung, Anschlussregulierung).
- Ob ein „legal unbundling“ der richtige Weg für den einen effizienten und integrierten Aufbau der Infrastruktur ist, sollte ausführlich diskutiert werden. Das „legal unbundling“ wirft viele Folgefragen (u.a. im Steuer- und Genehmigungs-Recht) mit enormen wirtschaftlichen Auswirkungen auf.
- Eine integrierte Netzplanung wird de facto abgelehnt und eine künstliche Trennung zwischen Gasnetz und Wasserstoffnetz angestrebt, trotz auf der Hand liegender Interdependenzen zwischen Gas- und Wasserstoffnetz. Im Energiewirtschaftssystem der Zukunft müssen darüber hinaus die Stromnetze, Energiespeicher und PtX-Anlagen

mitberücksichtigt werden. Wenn man Wasserstoff zu Stromerzeugungsanlagen führt, hat dies natürlich Auswirkungen auf den Netzentwicklungsplan beim Strom. Synergien und Effizienzen mit den bestehenden Prozessen im Netzentwicklungsplan Gas sollten genutzt werden.

- Übergangsregelungen zur Umrüstung von Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen (§ 113b) sind grundsätzlich zu begrüßen, aber unzureichend, da sie einen großen Teil der umzustellenden Leitungen und den Neubau incl. Anschlüsse an H₂-Erzeuger/-Verbraucher nicht berücksichtigen. Damit sind Fragen der Betriebsgenehmigungen ungeklärt.
- Gemäß RefE soll das Wasserstoffnetz weder ein Gasnetz noch ein Netz der allgemeinen Energieversorgung sein. Damit müssen die Regelungen weiterer Rechtsgebiete geprüft werden (z.B. im Baurecht). Dies führt zu weiteren Risiken und Kosten.
- Die Übertragung der bewährten Erdgasregulierung auf Wasserstoffnetze mit der Möglichkeit der Anpassung des Regulierungsrahmens scheint der schnellste und rechtssicherste Ansatz für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur zu sein. Er gewährleistet die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur aus dem bestehenden Erdgasnetz heraus, schließt keine Kundengruppen/„Wasserstofffarbe“ aus und ist damit volkswirtschaftlich effizient. Eine gemeinsame Entgeltfinanzierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen würde ein hohes Maß an Investitionssicherheit bieten und dem langfristigen Ziel der Defossilisierung des Gassektors gerecht. Die Auffassung des BMWi, wonach eine gemeinsame Entgeltfinanzierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen unionsrechtlich nicht möglich sei, scheint strittig.

IV. Schlussbemerkung

ITAD unterstützt das politische Ziel der Treibhausgasneutralität bis spätestens 2050. Zur Zielerreichung ist u.a. aber eine diskriminierungsfreie Betrachtung der Abwärme aus TAB in der Energiewirtschaft notwendig.

Vor dem Hintergrund einer weitgehenden Defossilisierung scheint ein Zusammenwachsen der Sektoren Strom, Wärme, Gas und Verkehr, aber auch Abfall und Abwasser, immer notwendiger. Der Gesetzgeber sollte hier Verbesserungen herbeiführen, indem er das Abgaben und Umlagesystem im Energiesystem neu justiert. Dies gelingt aber nur, wenn die entsprechenden

rechtlichen Rahmenbedingungen vorliegen und - flankiert von politischen Zielvorgaben - tragbare Geschäftsmodelle entlang der Wertschöpfungsketten für alle Beteiligten aufgebaut werden können.

Für eine Berücksichtigung unserer Anmerkungen im weiteren Verfahren danken wir.

Mit freundlichen Grüßen



Carsten Spohn
Geschäftsführer ITAD e.V.



Martin Treder
Stellv. Geschäftsführer
Energie, Klima, Nachhaltigkeit