

## **Workshop zum Szenariorahmen 2030 am 2. Februar 2016 in Würzburg**

*Im Rahmen der Konsultationsphase des Szenariorahmens 2030 hat die Bundesnetzagentur am [2. Februar 2016 in Würzburg](#) einen Workshop für die interessierte Öffentlichkeit durchgeführt. Am Nachmittag gab es hierzu drei unterschiedliche Diskussionsrunden mit den Themen:*

- *Annahmen zu den konventionellen und erneuerbaren Energien*
- *Stromverbrauchsprognose und Regionalisierung*
- *Flexibilitätsoptionen und Speicher*

*Nachfolgend sind die wesentlichen Diskussionsschwerpunkte und –stränge aus den einzelnen Diskussionsgruppen wiedergegeben. Die Darstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und drückt vor allem die Sichtweise der jeweiligen Diskussionsteilnehmer aus. Die wiedergegebenen Argumente sind nicht zwangsläufig der Standpunkt der Bundesnetzagentur. Sie ersetzen auch nicht die erforderlichen Stellungnahmen im Rahmen des laufenden Konsultationsprozesses für den Szenariorahmen 2030.*

### **Diskussionsrunde 1: Annahmen zu den konventionellen und erneuerbaren Energien**

Zentrales Diskussionsthema waren die Annahmen zu den konventionellen und erneuerbaren Energien. Beim Thema **Photovoltaikanlagen** wurde zunächst die Vermutung geäußert, dass nicht alle existierenden Anlagen erfasst würden, da z.B. Hausdachanlagen in den Dokumenten bzw. den Zahlen der installierten Leistung pro Bundesland nicht sichtbar seien. Dem wurde entgegnet, dass die Datenlage bei den Modellierungen sehr genau sei. Als Datenquellen wurden das EEG-Anlagenregister, in das jede Hausdachanlage, deren Besitzer Förderung beziehen möchte, eingetragen werden muss, sowie eine Abfrage der angeschlossenen Anlagen bei den Verteilnetzbetreibern vor Ort genannt. Die mangelnde Sichtbarkeit einzelner Anlagen sei methodisch bedingt, da es bei Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan um den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz gehe, wohingegen alle PV-Anlagen in die Verteilnetze einspeisen.

In diesem Zusammenhang wurde die **Datentransparenz** bemängelt und vorgebracht, dass selbst Daten, welche nach § 12f EnWG beantragt werden können, zu ungenau und zu stark verkürzt seien, um die Notwendigkeit des Netzausbaus wirklich bewerten zu können. Die Bundesnetzagentur war sich dieser Problematik bewusst und kündigte an, die Transparenz weiter zu erhöhen. Sie wies gleichzeitig darauf hin, dass es in Bezug auf die generelle Brauchbarkeit der 12f-Daten viele Positivbeispiele gebe.

Kritisiert wurde auch, dass kein **dezentraler Ansatz** betrachtet wird, also die Regionalisierung von Onshore Windkraftanlagen eher an ertragsreichen Standorten anstatt verbrauchsnahe stattfindet. Die Aufgabe des Szenariorahmens sei es jedoch, die

wahrscheinliche energiewirtschaftliche Entwicklung bis zu den Zieljahren abzubilden. Da das derzeitige Anreizsystem auch ertragsreiche Standorte berücksichtige, sei ein rein dezentraler Ausbau derzeit nicht zu erkennen. Kritisiert wurde in diesem Zusammenhang auch, dass **PV-Anlagen mit Batteriespeichersystemen** nicht genug Berücksichtigung fänden. Hierbei wurde auf die im Szenariorahmen 2030 sehr wohl betrachteten Flexibilitätsoptionen in diesem Bereich hingewiesen.

Beim Thema **Versorgungssicherheit** wurde die Frage gestellt, wie es sein könne, dass bei einer Spitzenlast von 82 GW, aber installierten EE-Anlagen von über 150 GW überhaupt noch konventionelle Kraftwerke nötig seien und Deutschland in manchen Szenarien sogar Strom importieren müsse. In diesem Fall sei es zunächst sehr wichtig, zwischen installierter Leistung (GW) und erzeugter Energie (GWh) zu unterscheiden. Die Erzeugung aus Photovoltaik und Windenergieanlagen seien wetterabhängig. Die gesicherte Leistung, also die Leistung die eine Anlage mindestens garantiert immer erbringen kann, sei bei PV-Anlagen null, da nachts kein Strom erzeugt werde. Bei Windkraftanlagen liege dieser Wert über ganz Deutschland betrachtet im einstelligen Prozentbereich. Der für die Versorgungssicherheit relevante Auslegungsfall sei also der **Extremfall**, bei dem die Spitzenlast bei eingebrochener Dunkelheit und Windflaute auftrete und somit nahezu komplett durch den konventionellen Kraftwerkspark bedient werden müsse. Die Importabhängigkeit in manchen Szenarien ergebe sich daraus, dass die installierte Gesamtkapazität an konventionellen Kraftwerken, die über gesicherte Leistung verfügen, unterhalb der Spitzenlast liege.

Kritisiert wurde, dass bei der **Marktmodellierung** das Netz als **Kupferplatte** betrachtet werde und durch die damit verbundene Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch ein Transportbedarf entstehe, welcher zu Netzausbaubedarf führe, dessen Kosten aber nicht berücksichtigt würden. Eine Berücksichtigung von Übertragungs- bzw. Netzausbaukosten würde die Erzeugung von verbrauchsfernen Erzeugern verteuern und verbrauchsnahe Erzeugung bevorzugen, welches wiederum Netzausbau vermeiden könnte. Hier wurde entgegnet, dass sowohl Szenariorahmen als auch Netzentwicklungsplan die wahrscheinliche Entwicklung abbilden würden. Das derzeitige Strommarktdesign in Deutschland sei ein sogenannter **Energy-only Markt**, an dem jeder Marktakteur diskriminierungsfrei teilnehmen dürfe. Sogenannte „nodal-pricing“ Modelle, wie es sie in anderen Ländern gebe, wurden zwar in der Vergangenheit auch für Deutschland diskutiert, aber durch die Politik letztlich nicht umgesetzt.

An dieser Stelle wurde der Bundesnetzagentur auch **mangelndes Verantwortungsbewusstsein** vorgeworfen. Sie berufe sich nur auf Gesetze und Vorschriften, die sie einzuhalten habe, und schöbe die Verantwortung (z.B. für das Strommarktdesign) in die Politik ab. Gleichzeitig verfüge sie aber über mehr Fachwissen als der Gesetzgeber und sei somit in der Pflicht, fachlich zu beraten und im Interesse der Bürger zu handeln. Zudem wurde die Behauptung aufgestellt, dass von 39.000 eingegangenen Stellungnahmen zum letzten Netzentwicklungsplan keine einzige berücksichtigt worden sei. Hier wurde klargestellt, dass die Entscheidungs- und Gesetzgebungskompetenz trotz allem in der Politik verbleibe und auch fachlich richtige und gute Ratschläge und Meinungen nicht zwangsweise eine Umsetzung bedeuteten. Es wurde zudem bemerkt, dass eine Antwort an jeden einzelnen Konsultationsteilnehmer nicht machbar sei, jedoch jede Eingabe auf die enthaltenen Sachargumente untersucht werde und diese sehr wohl in den Bestätigungsdokumenten ihre Berücksichtigung fänden.

Es wurde gefragt, wie es sein könne, dass bei derzeit **hohem Stromexport** in manchen Szenarien ein Nettoimport angenommen werde. Dem wurde entgegnet, dass der derzeitige Strommarkt durch einen großen Anteil an konventionellen Kraftwerken gekennzeichnet sei, welche im europäischen Vergleich Strom günstig anbieten könnten. Auch herrsche eine starke Ausbaudynamik der erneuerbaren Energien vor. Auf dem deutschen Markt bestehe somit ein Überangebot, welches die Produzenten in den Nachbarländern verdränge und somit naturgemäß zu Export führe. Dies sei zukünftig durch die Verkleinerung des konventionellen Kraftwerksparks jedoch nicht mehr zu erwarten.

Bemängelt wurde, dass die **Ausschreibungsmodelle** für Photovoltaik und künftig auch für Windkraft die Bürger (z.B. in Form von Genossenschaften) benachteiligten und große Konzerne bevorzugten. Ziel des Ausschreibungsmodells sei es, die Kosten für die Förderung der erneuerbaren Energien so gering wie möglich zu halten. Dem wurde entgegnet, dass es für den Szenariorahmen unerheblich sei, wer der Betreiber der EE-Anlagen sei.

Es wurde angemerkt, dass die im Entwurf genannte **Nabenhöhe** von 80 Metern zu gering sei. Moderne Windkraftanlagen lägen eher im Bereich 120 Meter und hätten somit größere Erträge. Darauf wurde geantwortet, dass die genannte für die Ertragsbestimmung verwendete Nabenhöhe ein Mittelwert sei, um die Potentiale verschiedener Flächen zu vergleichen. Bei der Modellierung der eigentlichen Einspeisung der Anlagen würden wesentlich genauere Werte verwendet.

Ein weiteres Diskussionsthema war, wie es sein könne, dass der Szenariorahmen und der Netzentwicklungsplan überhaupt von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt würden, die ja schließlich ein **finanzielles Interesse an möglichst viel Netzausbau** hätten. Denn der Netzausbau sei nur durch eine größtmögliche Akzeptanz zu erreichen. In den letzten Jahren stießen viele Projekte auf erheblichen Widerstand. Es sei abzusehen, dass auch wirklich nur die Projekte gebaut würden, deren Notwendigkeit zweifelsfrei nachgewiesen sei. Ein weiterer Aspekt sei die Prüfung durch die Bundesnetzagentur (und in weiteren Schritten durch zahlreiche andere Behörden und Gutachter) selbst. Entgegen der Annahme mancher Betroffener mache die Bundesnetzagentur keineswegs gemeinsame Sache mit den Netzbetreibern und erhalte auch keinerlei finanzielle Zuwendungen. Die Bundesnetzagentur sei eine obere Bundesbehörde mit gesetzlich definierten Aufgaben und erledige diese nach bestem Wissen und Gewissen. Die für die fachliche Prüfung zuständige Organisationseinheit bestehe zum großen Teil aus Ingenieuren und Naturwissenschaftlern, die an exzellenten Universitätslehrstühlen ausgebildet wurden und teilweise über langjährige Berufserfahrung in der Energiewirtschaft verfügten. Zusätzlich zur hausinternen Expertise werde jedes Jahr ein unabhängiger Gutachter bestellt, welcher sowohl die vorgelegten Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber als auch die Arbeit der Bundesnetzagentur selbst bewertet und in einem Abschlussbericht veröffentlicht.

## **Diskussionsrunde 2: Stromverbrauchsprognose und Regionalisierung**

Zentrales Diskussionsthema war die **Methodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs und dessen Regionalisierung**. Einige Teilnehmer kritisierten die Komplexität der im Entwurf des Szenariorahmens 2030 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellten neuen Methodik, da diese lediglich eine Scheingenaugigkeit abbilde und das Vertrauen in das Modell darunter leide. Dem wurde entgegnet, dass die hohe Detailtiefe notwendig sei, um Trends zu betrachten und sich bezüglich neuer Technologien breit aufzustellen. Es sei möglich, dass sich Stromspareffekte durch Effizienzmaßnahmen und verbrauchsteigernde Effekte durch

die Elektrifizierung anderer Sektoren gegenseitig aufheben. Jedoch wirke sich die Durchsetzung des Energiesystems mit neuen Technologien möglicherweise auch stärker auf den Verlauf der Stromnachfrage als auf dessen Höhe aus.

Ein Vertreter der von den Übertragungsnetzbetreibern beauftragten Gutachter lieferte verschiedene **Erläuterungen zum Modell**. So sei ein Szenario stets nur eine mögliche zukünftige Entwicklung, nicht die wahrscheinlichste. Zur Ermittlung dieser Szenarien folge eine Mischung aus explorativer (erkenntnisorientierter) und normativer (zielorientierter) Sichtweise, sodass sowohl politische Entscheidungen als auch Zielstellungen in die Methodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs eingehen. Gleichzeitig sei das Modell ein Endenergiemodell, auch wenn primär die Ermittlung des Stromverbrauchs diskutiert werde. Zum Beispiel werde zur Bestimmung des Ausbaupfads von Wärmepumpen ein Gebäudemodell hinterlegt und nicht die exogene Angabe von Ausbauzahlen.

Ferner stellten die Diskussionsteilnehmer Fragen nach der **Berücksichtigung verschiedener Faktoren** bei der Ermittlung des Stromverbrauchs. Es wurde zum Beispiel angesprochen, ob die zurzeit steigenden Flüchtlingszahlen bedacht wurden. Darauf antwortete ein Vertreter der Übertragungsnetzbetreiber, dass die Prognose der Flüchtlingszahlen im Modell enthalten sei. Weiter wurde angemerkt, dass es wichtig sei, den Eigenverbrauch von Industriekraftwerken adäquat zu berücksichtigen. Laut Vertreter der Übertragungsnetzbetreiber werden Industriekraftwerke in der Berechnung vollständig berücksichtigt. Die oft in oder für Industrieprozesse durchgeführte Kraft-Wärme-Kopplung werde zudem in Szenario A bis C schrittweise flexibilisiert.

Weiter wurde angesprochen, dass zusätzlich zu der Flexibilisierung der KWK-Prozesse Elektromobilität, Wärmepumpen und dezentrale sowie zentrale Speicher als **neue Technologien** berücksichtigt werden. Es wurde angemerkt, dass mit flächendeckendem Ausbau dieser neuen Technologien mit dem Ziel der Einhaltung der Klimaziele auch gegebenenfalls ein höherer Stromverbrauch in Kauf genommen werden müsse. Auf der anderen Seite müsse der Stromsektor die Klimaschutzziele gegebenenfalls übererfüllen, da dieser der größte CO<sub>2</sub>-Emittent sei und daher Einsparungen dort am einfachsten zu realisieren seien. Weiter wurde geäußert, dass die **dezentrale Erzeugung in Kombination mit dezentralen Speichern** eventuell nicht ausreichend berücksichtigt wurde. Der Einfluss eines flächendeckenden Ausbaus von dezentralen Speichern auf den Netzausbau könne noch nicht genau abgeschätzt werden und sei deshalb nicht zu vernachlässigen. So wurde der Wunsch nach der Berechnung eines Szenarios mit einer hohen Anzahl von Photovoltaik mit dezentralen Speichern in Kombination mit Power-to-Gas geäußert, in dem ein Großteil der Haushalte sich nahezu selber versorgt und ausschließlich Spitzenlast benötigt. Der Vertreter der Übertragungsnetzbetreiber rief dazu auf, Vorschläge und Konsultationsbeiträge einzureichen, insbesondere auch bei Vorliegen konkreter Zahlenbeispiele aus bereits existierenden Projekten dieser Art. Als Beispiel wurde hier die Unterfränkische Überlandzentrale Lültsfeld genannt. Insgesamt sei es schwer, die Auswirkungen neuer Technologien in Bezug auf den Szenariorahmen abzuschätzen, da diese auch oft mit politischen Entscheidungen zusammenhängen. Seitens des Vertreters der Übertragungsnetzbetreiber wurde erläutert, dass besonders in Szenario C dezentrale Kleinspeicher in Kombination mit PV berücksichtigt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber erhofften sich aus der Konsultation Vorschläge zur Höhe der zu unterstellenden Technologie und der regionalen Verteilung dieser Kleinspeicher.

Von einigen Teilnehmern wurde angemerkt, dass es nicht gelungen sei, ausreichend Vertrauen in die **Entscheidungen von Politik und Behörden** aufzubauen. Zudem sei es nicht möglich, zukünftige Entscheidungen für die Bildung eines Zukunftsszenarios adäquat abzuschätzen. Stetige Wechsel in der Energiepolitik wie in den letzten Jahren machten eine detaillierte Modellierung unmöglich und auch pauschalere Prognosen sehr schwer. So habe zum Beispiel die 10H-Regelung im Bundesland Bayern viele Windenergieprojekte gestoppt, die vor dieser Regelung als mit hoher Sicherheit realisierbar eingestuft worden wären. Ein Vertreter der Bundesnetzagentur brachte vor, dass auch erschwerte Prognosebedingungen nicht von der Notwendigkeit der Erstellung eines Szenariorahmens entbänden. Der Szenariorahmen sei die Grundlage des Netzentwicklungsprozesses und ein angemessener Netzausbau ohne diesen nicht möglich. Es wurde von Teilnehmern gefragt, wie die politische Einflussnahme im Modell abgebildet wird. Darauf antwortete der Vertreter der Übertragungsnetzbetreiber, dass die politische Einflussnahme auf die Entwicklung der Erzeugung größer sei als auf die des Stromverbrauchs. Lasttendenzen seien meist belastbar und politikunabhängig. Dennoch würden verschiedene politische Einflussnahmen als Ausprägungen von Anreizsystemen innerhalb der Szenarien berücksichtigt werden.

Ferner war die **Belastbarkeit der Prognosen** ein weiteres Diskussionsthema. Es wurde vorgeschlagen, eine „Rückbetrachtung“ und gegebenenfalls Korrektur der Annahmen des Szenariorahmens durchzuführen, um den Unsicherheiten der Prognose zu begegnen. Dabei könne die Einführung von Meilensteinen helfen.

Ein weiteres Diskussionsthema war der aus einer zu geringen Last bzw. zu hoher Erzeugung resultierende **Export in die Nachbarländer**. Es wurde die Befürchtung geäußert, dass der Strom nicht mehr vollständig in Deutschland verbraucht werden könne und als Folge ein zu hoher Export in die Nachbarländer Deutschlands statfinde. Der Vertreter der Übertragungsnetzbetreiber antwortete, dass Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber die Integration von Erzeugung und Last und nicht Auslegung dieser sei. Dabei gelte stets die Anforderung, dass das Netz sicher sein müsse. Gleichzeitig äußerte er die Erwartung, dass Deutschland zukünftig eher Nettoimporteur sei. Dies zeigten auch die vorläufigen Ergebnisse des Netzentwicklungsplans 2025.

### **Diskussionsrunde 3: Flexibilitätsoptionen und Speicher**

Zentrale Diskussionsthemen waren die Ausweitung der Flexibilisierungsoptionen sowie die Integration von Speichern. Die Beschränkung der Möglichkeiten des Lastmanagements auf die Elektromobilität und den Einsatz von Wärmepumpen wurde von den meisten Diskussionsteilnehmern als nicht sachgerecht empfunden. **Die Flexibilisierungsoptionen sollten auch auf Haushalte ausgeweitet werden.** Um die Marktteilnahme von Haushalten zu ermöglichen, müssten Anreize geschaffen werden. Es wurde die Frage aufgeworfen, ob das Lastmanagementpotential von Haushalten untersucht worden sei und wie groß dieses sei. Diskussionsteilnehmer merkten an, dass die bestehenden Tag-/Nachttarife ausgeweitet und auf die Einspeisung erneuerbarer Energien angepasst werden könnten. Nachtspeicher könnten hierdurch ebenfalls netzentlastend eingesetzt werden. Der Vertreter eines Verteilnetzbetreibers merkte an, dass die meisten alten Geräte, welche vor der Energiewende eingebaut wurden, nicht mit einer Rundsteuereinrichtung ausgestattet seien. Diese müssten demnach zuerst umgerüstet werden, um von den Netzbetreibern gesteuert eingesetzt werden zu können. Dies sei nur ein Beispiel dafür, dass viele theoretische

Potentiale nicht einfach abzugreifen seien. Es sei wichtig, zwischen theoretischen und (technisch und wirtschaftlich) nutzbaren Potentialen zu unterscheiden.

Neben den Flexibilisierungsoptionen der Haushalte wurden auch die Möglichkeiten zum **Lastmanagement der Industrie** diskutiert. Dieses habe großes Potential, die Netze zu entlasten, was zum Teil bereits heute genutzt werde. Ein Teilnehmer regte an, für die Berechnung des Lastmanagement-Potentials dieselbe Methodik anzuwenden wie für die Elektromobilität. Das aktuelle Potential sollte auf 2030 hochskaliert werden. Es wurde jedoch betont, dass auch hier Anreize fehlten. Zurzeit seien keine verlässlichen Kalkulationen möglich, weshalb ein Großteil des Potentials nicht genutzt werde. Eine höhere Flexibilität im Bereich der Netzkosten sei notwendig. Ein weiterer Teilnehmer merkte an, dass die Abschätzungen der Aktivierungskosten im Industriebereich sehr schwer seien. Es sei zwar ein großes Potential vorhanden, jedoch sei eine genauere Abschätzung schwierig. Ein konservatives Vorgehen sei dem Vorgriff auf unausgereifte Technologien vorzuziehen.

Ein weiteres Diskussionsthema war die **Flexibilisierungsoption durch Elektromobilität und Wärmepumpen**. Ein Diskussionsteilnehmer regte an, dass Wärmepumpen stärker beachtet werden sollten. Sie hätten ein großes Potential, negative Regelleistung zu erbringen. Außerdem würden genaue Zahlen und Quellenangaben im Entwurf des Szenariorahmens fehlen. Ein Vertreter des Gutachters erklärte daraufhin das Vorgehen bei der Berechnung der Annahmen zu Wärmepumpen sowie zur Elektromobilität. Es wurde weiterhin angemerkt, dass das zugrundeliegende Gutachten mit einer detaillierten Beschreibung der Vorgehensweise ebenfalls veröffentlicht werde und auch entsprechend im Szenariorahmen aufgenommen werde. Ein Teilnehmer fragte, warum das Potential von Wärmepumpen im Szenariorahmen verhältnismäßig hoch angesetzt sei, obwohl es in diesem Bereich keine Kaufanreize gebe und auch der aktuelle Marktanteil eher gering sei. Bei einer konsistenten Vorgehensweise müsse auch das Flexibilisierungspotential anderer Technologien höher gewertet werden. Das Potential von **Elektroautos als Speicher** wurde von einigen Teilnehmern hervorgehoben. Nicht nur der Ladezeitpunkt könnte netzentlastend gesteuert werden, bei Bedarf könne ebenfalls Leistung von Elektroautos zur Verfügung gestellt werden.

Weiterhin wurde die **Netzintegration von Speichern** diskutiert. Es wurde bemängelt, dass lediglich Kurzzeitspeicher aufgenommen wurden. Langzeitspeicher seien jedoch essentiell für die Versorgungssicherheit. Ein Teilnehmer merkte an, dass **Power-to-X** Anwendungen technisch funktionierten und auch angewendet würden, jedoch Anreize zum weiteren Ausbau fehlten. Experten aus dem Bereich Power-to-Gas seien sich einig, dass der Szenariorahmen die Potentiale dieser Technologie deutlich unterschätze. Es wurde die Frage aufgeworfen, ob die Bundesnetzagentur auch neue Entwicklungen in diesem Bereich verfolge. Weiterhin wurde angemerkt, dass mehr Gaskraftwerke für den Ausbau von Power-to-Gas Anwendungen nötig seien. Es kam die Frage auf, warum Hausspeicher in Kombination mit PV-Anlagen so wenig Beachtung fänden. Nach Ablauf der Vergütung nach dem EEG würden vermehrt Speicher in Privathaushalten eingesetzt werden, um den Eigenverbrauch zu erhöhen. Statt der aktuell aufgenommenen Spitzenkappung erneuerbarer Energien sollten besser Speicher ausgebaut werden. Es wurde angemerkt, dass Speicher nicht zwangsläufig zu einer Entlastung des Netzes führten. So würde bei günstigen Strompreisen Strom eingekauft und die Speicher geladen, und zwar ungeachtet dessen, ob dies netzentlastend wirke oder nicht. Einige Teilnehmer forderten daraufhin eine Aufschlüsselung der verschiedenen Speicherformen und Betriebsweisen nach einer

Netzausbau fördernden oder reduzierenden Wirkung. Eine Problematik, welche immer wieder angesprochen wurde, war der fehlende Anreiz zum Ausbau von Speichern und Flexibilisierungsoptionen.

Auch das Potential **virtueller Kraftwerke** wurde diskutiert. Diese würden bis 2030 eine wesentliche Rolle spielen und müssten im Szenariorahmen daher eine stärkere Beachtung finden. Auch die Teilnahme am Regelenergiemarkt wurde ausgiebig thematisiert.

Allgemein wurde die **fehlende Transparenz** bei der Erstellung und Genehmigung des Szenariorahmens bemängelt. Es sei oftmals unklar, aus welchen Quellen die Daten stammten und worauf die Berechnungen ebenso wie die Abwägungen der Genehmigung beruhten.

Das Thema der **Entkopplung von Strom und Wärme** wurde nur kurz diskutiert. Weitgehend einig war man hierbei, dass dies im Rahmen der Energiewende nicht sachgerecht sei.