

## Standpunkte zur Energie- und Wärmewende im Gebäudebereich nach der 1. Eröffnungsbilanz Klimaschutz des BMWK am 11. Januar 2022

Am 15.01.2022 erschien - wie an fast jedem Samstagmorgen - der Newsletter „DER SPIEGEL – SPIEGEL-KLIMABERICHT“ mit der Überschrift: „[Robert Habeck und das Emissionsbudget: Habecks Missverständnis](#)“:

Es ist dringend notwendig, allen Verantwortlichen in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft verständlich zu machen, das wir zum Einhalten des 1,5°-Ziels mit 50%iger Wahrscheinlichkeit für Deutschland nur noch ein verfügbares Emissionsbudget von 3 Gigatonnen CO<sub>2äquiv</sub> zur Verfügung haben. Und dies bei jährlichen Emissionen von knapp 0,8 Gigatonnen CO<sub>2äquiv</sub>. Interessant sind da die Aussagen unseres neuen Ministers für Wirtschaft und Klimaschutz auf der [Pressekonferenz vom 11. Januar 2022](#):

*Die „alten“ Zahlen des in 2021 von der alten Bundesregierung korrigierten Klimaschutzgesetzes müssten also sofort angepasst werden, wenn wir das 1,5°-Ziel mit 50%iger Wahrscheinlichkeit noch einhalten wollen. Alternativ sollten wir so ehrlich sein, der Bevölkerung reinen Wein einzuschenken und die Zielsetzung mindestens auf ein 1,75°- oder gleich auf ein 2°-Ziel anzuheben. Trotzdem sollten wir sofort handeln und das gerade im Gebäude- und im Verkehrs-sektor.*

### Ausbau dezentraler Gebäudewärmeversorgung mit Wärmepumpen versus Netzlösungen

Unsere Untersuchungen zu den effektivsten und wirtschaftlichsten Lösungen für den Geschosswohnungsbau und zwar für Neubau und Bestandsmodernisierung – ermittelt mit dem für jeden zugänglichen EXCEL-Tool [Standardbilanz](#) – ergeben folgende sinnvolle Reihenfolge:

1. PV-Ausbau auf allen Dächern, die zur Verfügung stehen und diese für Eigen- und Mieterstromlösungen und für möglichst dezentrale Wärmepumpen weitgehend nutzen. Als Wirtschaftlichkeitskriterium nutzen wir den niedrigsten CO<sub>2äquiv</sub>-Preis, das heißt Investitionskosten bzw. jährliche Kapitalkosten je eingesparter Tonne CO<sub>2äquiv</sub>.
2. Dann wird, wenn immer möglich, die dezentrale Wärmepumpenlösung im Gebäude als Luft-Wasser-Wärmepumpe oder als Erdreich-Wasser-Wärmepumpe am wirtschaftlichsten auch gegenüber sogenannten kalten Netzlösungen sein.

Voraussetzung aller Überlegungen ist dabei, dass durch politische Entscheidungen eine angepasste CO<sub>2</sub>-Bepreisung kurzfristig eingeführt wird. Der Gaspreis müsste um 40% steigen - was derzeit bereits teilweise erfolgt ist – und der Strompreis muss um 40% sinken.

### Einheitliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung nach dem Upstream-Prinzip

Es kommt also auf den richtigen CO<sub>2</sub>-Preis an. Dieser sollte deutschland-, europa- und möglichst auch weltweit für alle Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr und Gebäude einheitlich sein. Er sollte sich am Upstream-Prinzip des 2019 von der damaligen Bundesregierung eingeführten „Gesetz über einen nationalen Zertifikate-Handel für Brennstoffemissionen“ BEHG orientieren und möglichst kurzfristig auch auf den Europäischen Emissionshandel (Downstream-Prinzip) ETS übertragen werden. In allen Bereichen sollten Kohlenstoff- bzw. CO<sub>2</sub>-Zertifikate von denen erworben werden, die Steinkohle, Erdgas oder Erdöl als Inverkehrbringer von Brennstoffen in den Markt einführen.

Dieser Vorschlag wurde bereits 2007 von dem ehemaligen Mitglied der Advisory-Group Energy der EU-Kommission, Herrn Dr. Gerd Eisenbeiß, eingebracht und leider mit den Folgen der Finanzkrise vergessen. Damit wäre eine marktwirtschaftliche Lösung gegeben, es würden sich für fossile Brennstoffe einheitliche Energiepreise bilden und eine getrennte Besteuerung mit Energie- und/oder CO<sub>2</sub>-Steuern wäre nicht mehr notwendig. Unterschiedliche Preise für Heizöl oder Diesel wären dann obsolet bzw. politisch einfacher steuerbar. Kostenlose Zertifikate-Zuteilungen oder Befreiungen von irgendwelchen Steuern sollten dann die Ausnahme sein.

## **Abgaben, Entgelte und Energiesteuern neu verteilen – einheitlicher CO<sub>2</sub>-Preis für alle Sektoren**

Das gesamte System der unterschiedlichen Energiepreisbildung mit Abgaben, Entgelten und unterschiedlichen Energiesteuern könnte damit entschlackt werden. Hilfreich könnte dabei eine Bestandsaufnahme der deutschen Endenergiekosten für die Endverbraucher und der deutschen Importkosten für fossile Energieträger vor der Coronakrise im Vergleich zum noch erlaubten CO<sub>2äquiv</sub>-Restbudget von rund drei Gigatonnen für Deutschland zur Einhaltung des Pariser 1,5°-Ziels sein.

Die gesamten jährlichen Endenergiekosten Deutschlands lagen 2019 vor Corona mit gerundet 240 Mrd. € durchschnittlich bei knapp 7% des deutschen Bruttoinlandsprodukts BIP. Der Saldo des Außenhandels für fossile Energieträger lag 2019 bei 62,9 Mrd. €, 2020 bei 42,2 Mrd. € und 2021/22 wird es sicherlich die 100 Mrd. € -Grenze mit erwartet weiterhin steigender Tendenz erreichen.

Jeder Bundesbürger wird damit direkt oder indirekt mit etwa 3000 € jährlich belastet. Nur für die privaten Bereiche Wärme und Strom in Gebäuden liegen diese Kosten bei jährlich etwa 1000 €, für den Bereich privater Kraftstoffe bei jährlich etwa 700 €.

Um so schnell wie möglich klimaneutral zu werden, müssten z.B. über die nächsten zehn Jahre die bisher jährlich akzeptierten 3000 € je Bundesbürger nach Abzug der Importkosten für fossile Energieträger und nach Abzug weiterer Grundkosten der Energieversorgung (Netzentgelte,...) in einen sich am Markt entwickelnden CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis nach dem Upstream-Prinzip (Siehe oben!) umgewandelt werden.

Prof. Edenhofer vom PIK hat Recht in mehreren kürzlich veröffentlichten Stellungnahmen: Dieser zwangsläufig in den nächsten Jahren steigende CO<sub>2</sub>-Preis müsste bei mindestens 120 €, besser und realistischer bei 200 € pro Tonne CO<sub>2äquiv</sub> liegen. Diesen Preis schätzt auch der oben zitierte frühere Berater der EU, Herr Dr. Gerd Eisenbeiß in einer Veröffentlichung auf seiner [Homepage](#) ab.

Für die nächsten z.B. fünf Jahre stünden damit aus dem Zertifikate-Handel Einnahmen zwischen mindestens 360 und 600 Mrd. € für das noch verfügbare CO<sub>2äquiv</sub>-Restbudget von gerundet drei Gigatonnen zur Verfügung. Diese könnten für den sozialen Ausgleich, für Förderprogramme, für Investitionszuschüsse aber auch für Bildung und Forschung sinnvoll eingesetzt und neu verteilt werden.

## **Regulierungs- und Fördersysteme neu justieren**

Das Regulierungs- und Fördersystem sollte durch die neue Regierung und durch das Parlament vollständig neu justiert werden. Ohne zusätzliche Kreditaufnahme, ohne Antasten der Schuldenbremse und auch möglichst ohne steigende, evtl. sogar bei z.T. fallenden Endenergiepreisen (Strom) für die privaten Haushalte.

Bisherige Subventionen für Diesel und Dienstwagenprivileg, Aufwendungen für die EEG-Umlage, für Strom- und Mineralölsteuer etc. gehören auf den Prüfstand, könnten dann wahrscheinlich teilweise entfallen bzw. neu auf Basis der CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise gestaltet werden.

Und das Beste: am Ende machen wir uns vollständig frei von Importen fossiler Energien und hoffentlich auch weitgehend von Wasserstoff und können die bisherigen Endenergieausgaben in sinnvolle Investitionen für eine kostenoptimale Energiewende umwandeln. Das wäre doch ein guter Anfang für die neue Ampelkoalition und den Erhalt des Industriestandorts Deutschland.

Es ist notwendig, uns klar zu machen, dass wir alle als Gesellschaft einen Paradigmenwechsel vollziehen müssen, um die Pariser Klimaziele tatsächlich noch einigermaßen bis 2030 einzuhalten.

## **Kommunale Wärmeplanung und Quartiersansätze versus dezentrale gebäudeweise Lösungen**

Kommunale Wärmeplanung und Quartiersansätze sind der große Hoffnungsschimmer, v.a. auf politischer Seite. Sie sind nach unseren Erfahrungen aber nur da sinnvoll anwendbar, in denen das Quartier von einem einzigen Wohnungsunternehmen bzw. von einem Betreiber geprägt ist. Sonst stehen sich zu viele unterschiedliche Stakeholder selbst im Weg und es kommt v. a. im Bestand zu keinen zufriedenstellenden Lösungen. Dies konnten wir in der wissenschaftlichen Begleitung mehrerer geförderter Quartierskonzepte in den letzten 15 Jahren erfahren.

Für Quartierskonzepte häufig vorgeschlagene BHKW- und KWK-Technologien bzw. Biogasanlagen haben aus unserer Sicht zukünftig keine Marktchancen mehr in einer regenerativen Welt, da Biomasse gegenüber PV- und Erdreichflächen eine sehr viel geringere Flächeneffizienz aufweist.

Siehe auch aktuell: FAZ vom 12.01.2022, S. 17. „Zu strenge Auflagen für Erdgas – Stadtwerke für Lockerung der EU-Taxonomie“. Schlussfolgerung: mit Erdgas betriebene Heiz-Kraftwerke für Fernwärme und Stromerzeugung sollten sinnvollerweise nicht weiter gebaut oder ausgebaut werden. Auf der gleichen Seite der FAZ belegt der Beitrag „Kein CO<sub>2</sub>-Preis für Privathaushalte“ die zukünftig notwendige einheitliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung für alle Sektoren nach dem Upstream-Prinzip.

### Warme Nah- und Fernwärmenetze versus Kalte Netze

Warme Nah- und Fernwärmenetze bei dichter Bebauung in Neubau und Bestand, die zukünftig auch im Wesentlichen durch Großwärmepumpen oder durch Power-To-Heat gespeist werden, benötigen ebenfalls einen nicht zu vernachlässigenden Flächenmehrbedarf verglichen mit sogenannten kalten Netzen, die aus den gleichen niedrig temperierten Wärmequellen gespeist werden. Und das gilt für die zu installierenden PV- bzw. Windkraftleistungen als thermodynamisch zu bewertenden Exergie-Quellen als auch für die Anergie-Quellen (Erdreich, Abwärme).

Im Gegensatz dazu hat Dänemark bereits in den 70er Jahren nach der ersten Ölkrise wegweisende Entscheidungen getroffen. Aber unter ganz anderen Randbedingungen als Deutschland. Am einfachsten lässt sich das durch die in Dänemark fast doppelt so hohe Landfläche je Einwohner erklären. Damit standen auch mehr Biomasse und Flächen für Solarthermie zur Verfügung. Und PV und Windkraft gab es damals nur im Experimentierstadium.

Hätte man für Deutschland in den 70er-Jahren die Umstellung auf Wärmepumpen flächendeckend vorgenommen (damals mit Atomstrom), wie von vielen Fachleuten prognostiziert und von den großen Unternehmen der Energiewirtschaft und der Heizungsindustrie forciert, wären wir heute sicherlich auch in Deutschland schon sehr viel weiter.

Das Sinken der Öl- und Gaspreise nach 1984 über die nachfolgenden zwei Jahrzehnte bis etwa 2005 machte diesen Ideen jedoch einen Strich durch die Rechnung. Aber auch Dänemark sieht heute ein: ein Holzimport aus dem Baltikum ist langfristig keine Lösung. Man setzt vermehrt auf Windkraft- und Wärmepumpenausbau.

### Neue Geschäftsfelder für Fernwärmeversorger und Heizkostenabrechnungsfirmen

Wie schon vorher beschrieben, werden warmen und heißen Netzen aus Gründen der Verlustvermeidung und des notwendigen zusätzlichen Flächenbedarfs aus unserer Sicht zukünftig keine Chancen mehr eingeräumt. In einem gesonderten **Anhang am Ende dieses Beitrags** gehen wir auf den Vorteil dezentraler Lösungen bzw. kalter Netze gegenüber zentraler heißer und warmer Nah- und Fernwärmenetze gesondert ein.

Die Ergebnisse der Überlegungen widersprechen vielen Marketingaktivitäten einiger Verbände (z.B. VKU) und Institute (z.B. ifeu), die grüne Fernwärme 4.0 oder 5.0 ausbauen wollen, wobei unklar bleibt, welcher Energieträger das System speisen soll. Viele gebaute Beispiele zeigen den exorbitanten Investitions- und Finanzierungsbedarf solcher Lösungen – in unseren Augen eher Negativbeispiele.

Wir sind uns ziemlich sicher, dass sich Stadtwerke und Fernwärmeversorger, aber auch die Heizkostenabrechnungsfirmen schnell neue Geschäftsfelder suchen müssen, da warme und heiße Fernwärme und aufwendige Heizkostenerfassungssysteme als Auslaufmodelle zu sehen sind. Der Rückbau oder Umbau zu kalten Netzen oder noch besser zu dezentralen Lösungen wäre dann zu empfehlen.

Wenn überhaupt und nur bei nicht vorhandenen Möglichkeiten für dezentrale Wärmequellenschließungen können kalte Anergie-Netze als zukünftig sinnvolle Wärmequellen für Wärmepumpen in den Gebäuden dienen. Hierfür sind aber noch gerechte Kostenmodelle zu entwickeln. Am einfachsten wäre eine von der Quellenleistung abhängige Flatrate. Was dann verwundert: die notwendigen Rohrquerschnitte nicht gedämmter kalter Netze sind geringer als die einigermaßen gut gedämmter warmer bzw. heißer Rohrnetze bei gleichem Pumpenergieaufwand.

## Seit 2002: Das Desaster von EnEV, GEG und BEG auf Basis Primärenergiebedarf

Die gesamten gesetzlichen Nachweisverfahren und Förderprogramme für Gebäude mit entsprechenden KfW-Standards beziehen sich leider immer noch auf den Primärenergiebedarf und nicht - wie schon vielfach vorgeschlagen – auf CO<sub>2äquiv</sub>-Emissionen. Das 2002 mit der EnEV-Einführung vorgesehene Kompensationsprinzip der Primärenergiebilanzierung sehen wir heute als einen grundlegenden Fehler an, auch wenn wir an seiner Einführung vor mehr als 20 Jahre beteiligt waren. Denn die Industrie konnte – ähnlich wie im Automobilsektor – damit fiktive Prüfstands-(Bedarfs-)Werte für all ihre Heizungs- und Wärmetechnologien einsetzen, die mit der Realität im praktischen Betrieb nur noch wenig zu tun hatten.

Parallel wurden mit der Stromgutschriftmethode für KWK- und Fernwärmesysteme Primärenergiefaktoren errechnet, die mit der Wirklichkeit auch nichts mehr zu tun hatten. Diese führten bis heute dazu, dass Fernwärmeversorger damit werben konnten, dass bei Anschluss an Ihre Kohle-Heizkraftwerke Gebäude geringere Anforderungen an den Wärmeschutz erfüllen mussten.

## Nächste Novellierung von GEG und BEG: Umstellung auf Einzelanforderungen in Anlehnung an die EnSanMV von 2019 und Nachweis im Realbetrieb mit der EAV

Es ist bei der nächsten Novellierung des GEG und BEG dringend notwendig, diesen Wechsel vom Primärenergiebedarfsnachweis zu einem Endenergie- und CO<sub>2</sub>-Nachweis zu vollziehen. Gleichzeitig sollte man auch das Nachweisverfahren drastisch vereinfachen. Dazu haben Kollegen und wir seit 2005 schon [mehrfach Vorschläge](#) gemacht. Das gesamte Konstrukt der Nachweisführung früher für die EnEV und heute für das GEG und das BEG mit aufwendigsten Bilanzierungsverfahren und dem nicht mehr zeitgemäßen Kompensieren zwischen Gebäude und Anlagentechnik ist abzuschaffen.

Würden zukünftig in der Regel Wärmepumpen eingesetzt, müssten nur noch Anforderungen an deren Effizienz gestellt werden, die sich im realen Betrieb einfach durch die bereits heute vom BEG geforderten Strom- und Wärmemengenzähler nachweisen lassen.

Für die Gebäudehülle könnte als Anforderung ein spezifischer auf die beheizte Fläche bezogener Transmissionswärmeverlust<sup>1</sup>  $h_T$  gefordert werden, der gleichzeitig den Wärmeschutz und den Kompaktheitsgrad des Gebäudes berücksichtigt. Mehr ist nicht nötig.

Leider ist uns der Wandel zur Vereinfachung bis heute nur zum Teil gelungen. Die vom BMF 2019 und vom damaligen Finanzminister und heutigen Bundeskanzler Scholz eingeführte EnSanMV könnte praktisch sofort an die Stelle des GEG treten und damit den Nachweis wie früher in Wärmeschutz- und Heizungsanlagenverordnung über Einzelanforderungen an Bauteilqualitäten als „Best-Practice-Forderungen“ festlegen. Der Nachweis von Endenergie und Gebäudequalität über Verbrauchsdaten im realen Betrieb wäre dann automatisch gegeben, wenn [Messeinrichtungen für In- und Output von Wärmeerzeugern](#) in allen Fällen gefordert würden.

## Kostengünstige Lösungen für die Zukunft

Dann kämen kostengünstigere Lösungen für neue Gebäude, für Bestandsmodernisierungen und auch für Sozialwohnungen heraus, wie viele z.B. in Hamburg erstellte Neubauten zeigen. Wir benötigen nicht in allen Fällen eine kontrollierte Wohnungslüftung mit Wärmerückgewinnung, sondern auch einfache Abluftanlagen erfüllen ihre Aufgaben. Wir brauchten keine aufwendigen Hybridlösungen, keine kostenintensive Smart-Home-Systeme mit geringem Einsparpotenzial und v. a. auch [keine Solarthermie in Mehrfamilienhäusern](#) wie unsere Ergebnisse vor zehn Jahren zeigen.

Mit überwiegendem Einsatz von Wärmepumpen könnten Warmmieten ohne Anforderungen zur Heizkostenerfassung genutzt werden. Die Trinkwarmwasserbereitung könnte kostengünstig dezentral elektrisch mit PV auf allen Dächern und dann in jeder Wohnung mit Durchlauferhitzern, getrennten Wärmepumpen für Trinkwarmwasser oder einfachen Speichern mit Elektroheizstab erfolgen. Allein hierdurch können auch Kosten für aufwendige Heizkostenerfassungssysteme eingespart werden.

---

<sup>1</sup> Mittlerer U-Wert multipliziert mit der Außenhülle und dividiert durch die beheizte Fläche in W/(m<sup>2</sup>K)

Die Effizienz von Gebäuden und Anlagentechnik könnte mit zukünftigen Effizienzmessungen im Wärmeerzeuger automatisch festgestellt werden. Dies wird heute bereits vom BEG gefordert. Ein [einfacher GEG-Nachweis im Realbetrieb](#) wäre damit möglich.

### **Technologieoffenheit hat wirtschaftliche Grenzen: Wasserstoff für die Gebäudeheizung fragwürdig und das 1,5°-Ziel muss bis 2028 und nicht bis 2045 erreicht werden**

Wir müssen einen drastischen Rückgang der CO<sub>2äquiv</sub>-Emissionen von heute knapp 800 Mio. Tonnen auf nahe null im Jahre 2028, also in den nächsten sieben bis acht Jahren, erreichen, wenn wir unser Restbudget von 3 Giga-Tonnen zum Einhalten des 1,5°-Ziels mit 50% Wahrscheinlichkeit nicht überschreiten wollen.

In dieser Zeit können H<sub>2</sub>-Technologien nicht vom heutigen Experimentierstatus bis zur langerprobten Praxis hochskaliert werden. Jede Diskussion über Technologieoffenheit und Importe von H<sub>2</sub> verkennt die Lage und verzögert den Ausstieg aus den fossilen Brennstoffen. Mit direkter Nutzung von PV und Windkraft für dezentrale Wärmepumpen in den Gebäuden sparen wir uns etwa das fünf- bis achtfache an erneuerbarer Elektrizität als in einem Brennwertkessel zukünftig H<sub>2</sub> oder synthetisches Methan zu verbrennen. Für uns unverständlich ist, dass Heizkesselhersteller noch auf das Pferd setzen: „Unsere Brennwertkessel sind schon heute H<sub>2</sub>-ready“.

Im Heizungs- und Verkehrs-Sektor sollte über den Brennwertkessel als Alternative zur Wärmepumpe wie über den Verbrennungsmotor als zukünftige Alternative zur Elektromobilität im PKW überhaupt nicht mehr nachgedacht werden.

### **Wasserstoff ist zu wertvoll für den fossilen Brennstoffersatz in Feuerungen von Hausheizungen**

Wir sehen H<sub>2</sub> überall da, wo eine sehr hohe Energiedichte notwendig bzw. unumgänglich ist: in der Grundstoffindustrie, bei der Stahlerzeugung, in der Chemie oder auch im Schwerlast- und Flugverkehr. Sowie als zukünftigen „Brennstoff“ für Gaskraftwerke zur Deckung von Dunkelflauten bei fehlender Solarstrahlung und Windstille, der Erdgas als Brückentechnologie möglichst bald ersetzen sollte. Aber nicht als Brennstoff für Heizkraftwerke mit Kraft-Wärme-Koppelung und mit Nah- und Fernwärmenetzen.

### **Kurzfristige Entscheidungen für den fossilen Ausstieg**

Kohlekraftwerke sollten so bald wie möglich heruntergefahren oder abgeschaltet werden und nicht – wie im zurückliegenden Sommer 2021 – aufgrund des angeblich „marktwirtschaftlichen Prinzips des Merit-Order-Effekts“ an der Leipziger Strombörse ihren Anteil noch weiter erhöhen können. Nur weil im Augenblick durch politische Effekte (Stichwort „Nord-Stream 2“) die Erdgaspreise gegenüber nahezu kostenloser Braunkohle und preiswerter importierter Steinkohle so hoch sind. Das für Deutschland noch verfügbare Emissionsbudget wird durch solche Marktmechanismen immer kleiner und muss ebenfalls gesetzlich neu geregelt werden.

## **ANHANG: Plädoyer für kalte versus warme Nah- und Fernwärmenetze aus erneuerbaren Quellen (Stand 12/'21)**

### **Grundlegender Systemvergleich**

Wenn das noch verfügbare Emissionsbudget zum Erreichen des 1,5°- bzw. 2°-Zieles eingehalten werden soll, ist das Ende der heute noch zu 75 % mit den fossilen Brennstoffen Kohle und Gas betriebenen Nah- und Fernwärmenetze in ihrer heutigen konventionellen Ausführungsart absehbar.

Die bisherigen fossilen Ressourcen werden zunehmend ersetzt. Zukünftige Ressourcen sind typischerweise Erdreichflächen in Form von Flächenkollektoren oder Erdsonden als Anergie-Quellen ( $Q_B$ ) und der Flächenbedarf für Windkraftanlagen und PV-Flächen als Exergie-Lieferant für die elektrische Energie ( $W_{el}$ ) zum Antrieb von Wärmepumpen und Pumpen für den Netztransport. Die Frage ist, wie die neuen Ressourcen nutzbar gemacht und an die Endverbraucher gebracht werden.

Großwärmepumpen als zentrale Wärmeerzeuger für warme Netze (Vorlauftemperaturen 60 ... 80°C) mit Erdreich, Fluss- und Abwasserwärme, Solarthermie oder Wärme aus PVT-Kollektoren, Umgebungsluft und Abwärme aus industriellen Prozessen als „Anergie“-Wärmequellen im näheren Umfeld einer Heizungszentrale stehen zukünftig mit dezentralen Wärmepumpen in den Gebäuden im Wettbewerb.

Dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden können in gleicher Weise Umgebungsluft, Grundwasser, Solarthermie und Wärme aus PVT-Kollektoren sowie Erdreichflächen in Gebäudenähe als „Anergie“-Wärmequellen (Vorlauftemperaturen 0 ... 20°C) nutzen. Eine weitere „Anergie“-Wärmequelle für dezentrale Wärmepumpen in den Gebäuden können kalte Netze liefern, welche die gleichen Wärmequellen wie zentrale Großwärmepumpen für warme Netze nutzen und u. a. folgende Vorteile aufweisen.

Zum ersten erfordern diese kalten Netze keine Dämmung, das vermindert die Investitionskosten. Außerdem muss das Netz insgesamt eine geringere Wärmemenge transportieren, nur den Anergieanteil. Denn der Exergieanteil, d.h. der Antriebsstrom der Wärmepumpe, wird erst im Gebäude hinzugefügt. Darüber hinaus weisen diese kalten Netze geringere oder keine Netzverluste im Vergleich zu warmen Netzen auf. Das mindert die zu erzeugende Wärmemenge einer Wärmepumpe entsprechend. Zuletzt ist das dezentral im Gebäude erforderliche Temperaturniveau für die Verbraucher niedriger als bei einer zentralen Lösung.

Diese Aspekte mindern allesamt den Flächenbedarf für die Anergie-Quellen (Erdreich, Kollektoren usw.) und die Exergie-Quellen (PV, Windkraft). Denn auch diese Flächen für erneuerbare Technologien sind nicht unendlich verfügbar. Und Importe grünen Wasserstoffs sollten weitgehend minimiert werden.

### **Formelsammlung für zugehörige Energiebilanzen und für die Pumpenergien zum Transport**

Als gegeben wird die Nutzwärmeabnahme der Gebäude ( $Q_N$ ) für ein Gebäudequartier angenommen. Es kann mit warmer Nahwärme (Fall 1, Index 1) oder mit kalter Nahwärme (Fall 2, Index 2) versorgt werden. In beiden Fällen kommen Wärmepumpen zum Einsatz, deren Arbeitszahl ( $\beta$ ) vom Temperaturniveau abhängt. Die Wärmepumpe macht eine Anergie-Quelle ( $Q_B$ ) nutzbar und benötigt elektrische Energie ( $W_{el}$ ) als Antrieb.

Für den Fall warmer Nahwärme ist von einem ganzjährig höheren Temperaturniveau von 60 ... 80°C auszugehen und von einem damit verbundenen Netzverlust, der auch als Netznutzungsgrad ( $\eta_{d1}$ ) ausgedrückt werden kann. Im Falle kalter Nahwärme mit typisch 0...20°C werden im Jahresmittel nur 30 ... 50°C Vorlauftemperatur durch dezentrale und gebäudeweise Wärmepumpen für die angeschlossenen Raumheizkörper benötigt. Aufgrund der verschiedenen Temperaturniveaus weisen zentrale Großwärmepumpen in der Regel niedrigere Jahresarbeitszahlen ( $\beta_1$ ) auf als Kleinwärmepumpen in den Gebäuden ( $\beta_2$ ).

Dies gilt trotz evtl. besserer Effizienzwerte des thermodynamischen Kreisprozesses von Großwärmepumpen. Letzteres wird ausgedrückt durch den exergetischen Wirkungsgrad  $\xi_{ex}$  als Verhältnis des realen Kreisprozesses im Vergleich zum idealen Carnot-Prozess.



- reale Effizienz von Wärmepumpen:  $\beta = \xi_{ex} \cdot \frac{t_V + 2K + 273K}{t_V + 2K - (t_{Quelle} - 6K)}$

Bei gleicher Nutzwärmeabgabe  $Q_N = Q_{N1} = Q_{N2}$  müssen in kalten Netzen nur die Anergie-Anteile  $Q_B$  transportiert werden, während in warmen Netzen die Nutzwärmeabgabe plus der Netzverlust durch das Netz transportiert wird ( $Q_{Netz}$ ):

- Fall 1:  $Q_{Netz,1} = \frac{1}{\eta_{d,1}} \cdot Q_N$
- Fall 2:  $Q_{Netz,2} = \frac{\beta_2 - 1}{\beta_2} \cdot Q_N$

Für den Pumpenergieaufwand in beiden Netzen sind die unterschiedlichen Auslegungsspreizungen zwischen Netzvorlauf- und Netzurücklauf-temperatur zu berücksichtigen; z.B. typisch 70°C/45°C entsprechend 25 K ( $\Delta t_1$ ) in warmen Netzen gegenüber typisch 12°C/6°C entsprechend 6 K ( $\Delta t_2$ ) in kalten Netzen.

Als Kriterium für das Verhältnis der notwendigen Netzzinnenrohrdurchmesser ( $d_2/d_1$ ) könnte der als gleich angenommene Pumpenergieaufwand im Jahr für den Vergleich des kalten gegenüber dem warmen Netz herangezogen werden. In der Regel fallen dann die notwendigen Rohrrinnendurchmesser kalter Netze ohne Dämmerfordernis geringer aus als die Außendurchmesser gedämmter warmer Netze inklusive Dämmung (typisch Dämmdicke = 0,5 ... 1,0 · Nenndurchmesser). Ein Ergebnis, das nicht sofort zu erwarten ist. Formeln zur Bewertung:

- Pumpenergieaufwand unter Annahme gleicher hydraulischer Leistungen:  $P_{Hyd1} = P_{Hyd2}$
- Durchmesser Verhältnis kaltes gegenüber warmem Netz im Vergleich:  $\frac{d_2}{d_1} = \sqrt[5]{\left(\frac{(\beta_2 - 1) \cdot \eta_{d1} \cdot \Delta t_1}{\beta_2 \cdot \Delta t_2}\right)^3}$

Mit diesen Ergebnissen sollten Neuplanungen warmer Netze nicht mehr notwendig werden, sondern in Neubau-Quartieren nur noch kalte Netze geplant und in bestehenden warmen Netzen diese durch kalte Netze relativ schnell ersetzt werden. Hierbei sollten immer parallel Berechnungen zum noch verfügbaren Emissionsbudget für Deutschland und zur Wirtschaftlichkeit erfolgen.

Für den elektrischen Antriebsenergiebedarf der Wärmepumpen gilt:

- Fall 1:  $W_{el1} = \frac{Q_N}{\beta_1} = \left(\frac{1}{\beta_1 \cdot \eta_{d1}}\right) \cdot Q_N$
- Fall 2:  $W_{el2} = \frac{Q_N}{\beta_2} = \left(\frac{1}{\beta_2}\right) \cdot Q_N$
- Differenz:  $\Delta W_{el} = W_{el1} - W_{el2} = \left(\frac{1}{\beta_1 \cdot \eta_{d1}} - \frac{1}{\beta_2}\right) \cdot Q_N$

Elektrischer Energiebedarf der Wärmepumpen als Verhältnis:

- $\frac{W_{el1}}{W_{el2}} = \frac{\beta_2}{\beta_1 \cdot \eta_{d1}}$

Flächenbedarf der Anergie-Quellen (z.B. Erdreichkollektoren/-sonden) bezogen auf Nutzenergie:

- Fall 1:  $Q_{B1} = \left(\frac{\beta_1 - 1}{\beta_1 \cdot \eta_{d1}}\right) \cdot Q_N$
- Fall 2:  $Q_{B2} = \left(\frac{\beta_2 - 1}{\beta_2}\right) \cdot Q_N$

Flächenbedarf als Verhältnis:

- $\frac{Q_{B1}}{Q_{B2}} = \frac{\beta_1 - 1}{\beta_1 \cdot \eta_d} \cdot \frac{\beta_2}{\beta_2 - 1}$