

EIN NETZ FÜR DEN SOLAREN WÄRMEMARKT

RAUS AUS DER NICHE – REIN IN DIE BREITE ANWENDUNG



Bild 1: Autarke Energieversorgungseinheit bestehend aus PV- und Windgeneratoren in Verbindung mit einem Batteriespeicher

Höhere Marktanteile solarer Wärmeversorgungen erfordern eine Abkehr von autarken hin zu netzgekoppelten Anlagen. Aufgrund der nahezu 100%igen Abdeckung kommt hier kurzfristig nur das Stromnetz in Frage. Die daraus resultierende Elektrifizierung der Wärmeversorgung besitzt auch prinzipielle technische Vorteile: Gemäß ihrer Temperaturcharakteristik weisen erd- und abwärmenutzende Wärmepumpen in Verbindung mit Photovoltaik Effizienzvorteile gegenüber solarthermischen Systemen in der winterlichen Heizperiode auf.

Die Energiewende stockt im Wärmebereich

Der Umbau der deutschen Energieversorgung, die Energiewende, ist ins Stocken geraten. Außer einem bemerkenswerten Anstieg der Erneuerbaren Energien auf über 30% im Elektrizitätsmarkt stagniert ihr Beitrag in den übrigen Sektoren auf niedrigem Niveau von ca. 13% bei Wärme und 5% im Mobilitätsbereich. Insbesondere der solarthermische

Anteil von 1% am Endenergieverbrauch für Trinkwarmwasser und Heizung ist äußerst unbefriedigend ¹⁾. Angesichts dieser ernüchternden Bilanz ist es an der Zeit, die bisherigen technischen Lösungs- und Vermarktungsansätze für eine solare Wärmeversorgung zu hinterfragen.

Zunächst erstaunt die unglaubliche Vielfalt der beworbenen solaren Lösungen für die „Wärmeversorgung der Zukunft“. Viele Projekte und die darin verbauten Anlagen fallen allerdings noch in die Kategorie Prototyp. Insbesondere bei solarthermischen Konzepten mit höheren Anforderungen an die messtechnische Bilanzierung bleibt häufig im Unklaren, ob das Planungsziel tatsächlich erreicht wurde. Sorgfältig ausgewertete Analysen und Messungen aus dem praktischen Betrieb sind schwer zu finden. Die nicht unwesentliche Rolle der Bewohner an guten oder schlechten Betriebsergebnissen einer innovativen Heizungsanlage wird selten objektiviert, so schwer das auch sein mag. Im Endergebnis entzündeten sich die kontroversen Diskussionen mehr an technischen Konzepten und deren vermutete

Auswirkungen auf die Energieinfrastruktur als an praktisch erzielten Ergebnissen.

Von einer klaren Empfehlung und einem de facto Standard für die künftige erneuerbare Wärmeversorgung ist man immer noch meilenweit entfernt. Im Installationsgewerbe verschenkt man so die nötigen Lerneffekte durch Erfahrung, im Produktionsbereich gibt es kaum Kostensenkungen durch Massenfertigung der Komponenten. Am Ende werden die erforderlichen Investitionsentscheidungen in Richtung erneuerbare Wärmeversorgung im besten Fall auf die lange Bank verschoben. An dieser Stelle lohnt sich nun ein vergleichender Blick in die Entwicklung, welche die solare Versorgung im Elektrizitätssektor genommen hat.

Von Insel-Lösungen zur Netzkopplung

Die Anfangszeit der Photovoltaik zeigen viele Parallelen mit dem heutigen Stand der Solarthermie im Wärmemarkt. Der sog. Off-Grid-Markt, sprich die Versorgung kleiner Einheiten weit weg von jedem öffentlichen Stromnetz, galt ursprünglich als ideales Einfallstor, um fossile Energiequellen wie z.B. Dieselmotoren und Kerosinlampen Schritt für Schritt durch eine solare Versorgung zu ersetzen. Der Bedarf an autarken Energieversorgungen in Inselnetzen war allerdings begrenzt und die technischen Anforderungen für lokale Speicherung und Kopplung an weitere Generatoren (Wind, Diesel etc) äußerst anspruchsvoll (Bild 1).

Erstmals zu Beginn der Neunzigerjahre wurde ein wichtiges Wachstumshindernis für erneuerbare Stromgeneratoren mit dem sog. 1.000 Dächer Programm für netzgekoppelte PV Anlagen mit einem Schlag beseitigt: Der PV Generator war nicht mehr ausschließlich für die lokale Versorgung konzipiert und war in seiner Größe nicht mehr durch den lokalen Speicher vor Ort limitiert. Stattdessen wurde mit der Netzkopplung, verbunden mit Einspeisepriorität und kostendeckenden Vergütungssätzen, die Abnahme des Stroms gesichert und finanziell attraktiv. Und dies führte im Rahmen des EEG erstmals zu einer nennenswer-



Photo: Avancis

Bild 2: PV Dachanlage mit Netzkopplung

ten Marktdurchdringung, zu enormen Skaleneffekten und über die daraus resultierenden Kostensenkungen zu sich selbst tragenden Anwendungen. Der PV gelang es erfolgreich, die Marktnische Off-Grid zu verlassen und in einen neu geschaffenen On-Grid-Massenmarkt mit einfachen und klaren Spielregeln einzusteigen (Bild 2).

Der beschriebene Off-Grid-Markt in der Photovoltaik entspricht in vielerlei Hinsicht dem heute noch dominierenden Markt für Solarkollektoren. Am offensichtlichsten sticht dies in Südeuropa und Asien (Bild 3) ins Auge. Standardisierte Komplettseinheiten aus Solarkollektor und Brauchwasserspeicher sind weit verbreitet, die Marktdurchdringung in diesem Segment ist nennenswert, in seiner absoluten Größe jedoch auf die Trinkwarmwasserversorgung begrenzt. Eine

Erweiterung dieser autarken Energieerzeugung auf die komplette Wärmeversorgung in unseren Breitengraden ist mangels lokaler Speichermöglichkeiten nicht nennenswert gelungen. Selbst ambitionierte Neubauten mit besten Dämmwerten, großen Kollektoranlagen und „saisonalen“ Warmwasserspeichern benötigen in aller Regel zusätzliche Holzheizungen ²⁾. Bei der Sanierung im Gebäudebestand stößt bei heutigen Speicherdichten dieses Konzept an fundamentale Grenzen. Das Ideal der Autarkie erscheint ungeeignet als Konzept für den Weg aus der Nische in Richtung auf eine breit angelegte Wärmewende. Eine Netzkopplung erscheint wie im Stromsektor auch im Wärmesektor unabdingbar.

Ist man bereit diese Schlussfolgerung zu akzeptieren, bleibt noch die Frage nach dem richtigen Netz. Die aktuelle

Marktdurchdringung von Wärmenetzen ist leider äußerst unbefriedigend (13% aller Haushalte ³⁾) und deren Ausbau kommt aufgrund unklarer wirtschaftlicher Zukunftsaussichten wenig voran. Hier ist – im Unterschied zu Dänemark mit klaren Zielvorgaben – viel Zeit verloren gegangen. Bessere Voraussetzungen liegen in Deutschland beim Gasnetz mit 50% Abdeckung bzw. dem Stromnetz mit nahezu 100% Abdeckung vor. Gemäß heutigem Stand der Infrastruktur führt deshalb für die Erneuerbaren Energien im Wärmemarkt kein Weg an einer Elektrifizierung vorbei. Warum verläuft dann aber die Diskussion darüber so kontrovers? Dies mag sowohl technische als auch industrie- und gesellschaftspolitische Gründe haben. Im Folgenden sollen allein die technischen Gründe diskutiert werden.

- Direktes Heizen mit Strom ist in der Tat physikalisch ineffizient, denn typischerweise landen weniger als 40% der ursprünglichen Energie beim Verbraucher in Form von hochwertigem Strom als Endenergie. Seit den Siebzigerjahren des letzten Jahrhunderts, als aus überschüssigem Strom fossiler und nuklearer Grundlastkraftwerke Nachtspeicherheizungen beladen wurden, gilt die Stromheizung zu Recht als Inbegriff der Energieverschwendung.
- Kostengünstig verfügbarer Solar- und Windstrom im öffentlichen Netz verbunden mit einer neuen, effizienteren Generation an erdwärme- und grundwassergekoppelten Wärmepumpen erfordert eine Neubewertung dieser Technologie.

Diese Neubewertung soll hier als Anstoß für eine umfassendere Diskussion rein auf Basis technischer Argumente erfolgen. Insbesondere soll hier der theoretisch und praktisch erzielbare Wirkungsgrad einer elektrischen im Vergleich zu einer solarthermischen Wärmeversorgung hinterfragt werden. Der Verlauf der Wirkungsgrade soll, in Hinblick auf die Bedingungen während der Heizsaison, mit einem besonderen Schwerpunkt auf kühle Wetterbedingungen mit geringer Einstrahlung gelegt werden. Denn ein häufig vorgetragenes Argument gegen jede Art solarer Wärmeversorgung in unseren Breiten ist die geringe zeitliche Überlappung von Solarertrag und Heizwärmebedarf. Eine Grundprämisse sollte deshalb sein, Beiträge der solaren Energieerzeugung vor Ort im Winter zu maximieren. Nur dann wird vermieden, dass die solare Heizung im Winter zu einer großen Netzbelastung und einer Bestandsgarantie fossiler Kraftwerke führt.



Quelle: Karg

Bild 3: Lokal installierte Warmwasserkollektoren mit Speicher sind in vielen südlichen Ländern ein vertrautes Bild auf den Dächern.

Die folgenden Darlegungen vergleichen im ersten Teil prinzipiell erzielbare Wirkungsgrade solarelektrischer mit solarthermischen Wärmeversorgungen. Schwerpunkt soll hierbei nicht die Jahresbilanz sondern der Ertrag an kalten Wintertagen mit schwacher Einstrahlung sein. Und im zweiten Teil soll eine kursorische Analyse realisierter Gebäude mit solarelektrischer Wärmeversorgung klären, welche solaren Beiträge in der Praxis bereits erzielt wurden.

Maximale dezentrale Energieerzeugung vor Ort während der Heizperiode

Die beiden zum Vergleich stehenden Grundkonzepte sind die Solarthermie (ST) sowie die Photovoltaik-Wärmepumpenkombination (PV+WP). Jeweils zwei Gruppen an Spezifikationen sollen hier zur Erläuterung der physikalischen Abhängigkeiten berechnet werden: Dies seien beispielhaft eine sogenannte Standardanlage bzw. eine Hocheffizienzanlage mit folgenden Parametern:

1. Solarthermie-Anlage ⁴⁾
 - a. Flachkollektor (80% opt. Effizienz, $k_1 = 4 \text{ W/m}^2/\text{K}$, $k_2 = 0,005 \text{ W/m}^2/\text{K}^2$)
 - b. Röhrenkollektor (65% opt. Effizienz, $k_1 = 1,5 \text{ W/m}^2/\text{K}$, $k_2 = 0,002 \text{ W/m}^2/\text{K}^2$)
2. Photovoltaikanlage mit nachgeschalteter Wärmepumpe
 - a. PV-Standardmodule (Multi-Silizium oder Dünnschicht) ($\eta_{\text{STC}} = 15\%$; $T_k = 0,4\%/K$) in Verbindung mit einer Außenluftwärmepumpe
 - b. Hocheffizienz-Monosilizium-Module ($\eta_{\text{STC}} = 19\%$; $T_k = 0,4\%/K$) in Verbindung mit einer Grundwasserwärmepumpe.

Für die Wirkungsgradberechnung in der Kollektorgleichung bzw. in der Carnotbeziehung für die Arbeitszahl der Wärmepumpe (WP) wird eine sekundärseitige Warmwassertemperatur von 45°C angesetzt. Die beiden WP-Varianten wie auch die anderen Technologievarianten sollen lediglich als Beispiel zur Erläuterung grundsätzlicher physikalischer Gesetzmäßigkeiten dienen. Geringfügig veränderte Eingabegrößen führen zu relativ kleinen Korrekturen der Ergebnisse, nicht jedoch zu gänzlich anderen Trends und Schlussfolgerungen.

In der als Standard bezeichneten Variante wird ein Flachkollektor mit selektiver Beschichtung eingesetzt. Der Wirkungsgradverlauf dieses Kollektors wird hier als Funktion der Umgebungstemperatur für drei verschiedene Einstrahlungsintensitäten

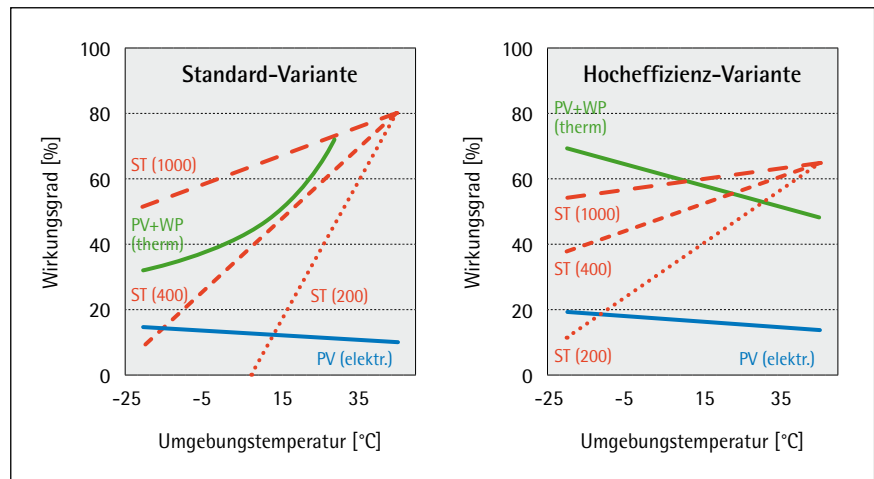


Bild 4: Thermische und elektrische Wirkungsgrade von Solarthermie bzw. PV+WP als Funktion der Außentemperatur und Einstrahlungsintensität.

ten dargestellt (1.000, 400 und 200 W/m^2). Auf der zu vergleichenden solarelektrischen Heizungsanlage sollen multikristalline Silizium- oder Dünnschichtmodule mit einem Systemwirkungsgrad von 14% (unter STC-Bedingungen) in Verbindung mit einer Außenluft-Wasser-WP angenommen werden. Da sich die Einflüsse einer geringeren Temperatur bei geringerer Einstrahlungsintensität auf den Wirkungsgrad der PV-Anlage nahezu eliminieren genügt hier die Darstellung eines typischen Wirkungsgradverlaufs ⁵⁾ für den gesamten Bereich von 200 bis 1.000 W/m^2 . Im Unterschied dazu sind sehr viel größere Temperatur- und Einstrahlungsabhängigkeiten bei solarthermischen Kollektoren zu erwarten, insbesondere für den hier als Standardfall durchgerechneten Flachkollektor.

Als zweite Variante soll vergleichsweise eine Hocheffizienz-Anlage für beide Technologiestränge dargestellt werden. Auf der solarthermischen Schiene ist dies ein Vakuum-Röhrenkollektor, auf der PV-Schiene eine monokristalline Silizium-Anlage mit 18% elektrischem Systemwirkungsgrad verbunden mit einer Grundwasser-WP. Das primärseitige Temperaturniveau dieser Anlage wird – im Unterschied zur Außenluft-WP – als jahreszeitenunabhängig und konstant bei 10°C angenommen. Für beide WP-Varianten wird ein Gütefaktor von 0,5 sowie eine Temperaturdifferenz von 5K an beiden Wärmetauschern angesetzt. Die daraus resultierenden Carnotfaktoren werden mit den temperaturabhängigen elektrischen Systemwirkungsgraden der PV-Anlage zu einem thermischen Gesamtwirkungsgrad multipliziert.

In Summe ergeben sich die in Bild 4 zusammengefassten Temperatur- und Einstrahlungsabhängigkeiten. Im Bereich der Klimabedingungen während der Heizperiode, sprich mit fallender

Temperatur und Einstrahlung sind folgende markante Unterschiede im Verlauf der Wirkungsgrade zu notieren:

Standard-Konzept

ST: nahezu linearer Abfall des Wirkungsgrades

PV + Luft/Wasser WP: Stark nichtlinearer Verlauf, zu tiefen Temperaturen hin geringerer Abfall des Wirkungsgrades

Hocheffizienz-Konzept

ST: Weiterhin linearer, aber im Umfang geringerer Abfall des Wirkungsgrades

PV + Wasser/Wasser WP: Linearer Anstieg des Wirkungsgrades

In Summe zeigen sich

- Vorteile der Solarthermie bei hohen Temperaturen und Einstrahlungsintensitäten und
- Vorteile der Photovoltaik / Wärmepumpen-Kombination bei niedrigen Außentemperaturen und geringerer Einstrahlung.

Für die während der Heizperiode vorherrschenden niedrigen Außentemperaturen und schwachen Einstrahlungsintensitäten zeigen sich die bekannten konzeptionellen Defizite sowohl für die außenluftabhängige WP mit einer niedrigen Arbeitszahl sowie für den Flachkollektor mit einem niedrigen Wirkungsgrad. Grundsätzlich verbessern lässt sich dies, nicht überraschend, bei Einsatz einer erdgekoppelten WP. Im geeigneten Beispiel wird auch im Winter eine Wärmequelle mit 10°C angenommen die zu einer Arbeitszahl der WP von 3.6 führt. Somit steigt in diesem Fall sogar die Effizienz dieser Kombination in der Heizperiode aufgrund des geringfügig ansteigenden Wirkungsgrades der PV Anlage.

Der Weg für höchste Wirkungsgrade im Winter ist somit klar beschrieben: Nach unten abgepufferte Quellentemperaturen in Verbindung mit einer effizienten PV-Anlage. Damit können auch bei Minustemperaturen über 60% der Solarstrahlung in nutzbare Heizwärme konvertiert werden. Soweit die physikalische Theorie. Welche Ergebnisse können damit aber in der Praxis erzielt werden?

Sorgfältig vermessene solare Heizungsanlagen auf Basis von ST oder mit PV+WP sind rar gesät. Im Rahmen des Effizienzhaus-Plus-Programms des Bundesbauministeriums wurden jedoch alle Modellprojekte mit einem begleitenden Monitoringprogramm ausgestattet ⁶⁾. Im Folgenden wurden diejenigen Projekte analysiert,

- die ausschließlich mit PV (mit oder ohne zusätzlicher ST), aber keinen weiteren, nicht quantifizierten Zusatzheizungen ausgestattet wurden
- deren Messprogramm über einen größeren Zeitraum konsistente Daten lieferte.

Ziel der Analysen war eine quantitative Auswertung des solaren Anteils am Heizenergieverbrauch in den kritischen Wintermonaten Dezember und Januar. Natürlich sind prinzipiell zahlreiche Einflussfaktoren für die monatliche Bilanz von nennenswertem Einfluss. Neben den klimatischen Bedingungen sollten die Wärmedämmung, das Zusammenspiel der Haustechnikkomponenten und nicht zuletzt das Verbraucherverhalten

eine wesentliche Rolle spielen. Ein dominanter Faktor ist jedoch im Vergleich der Projektauswertungen nicht erkennbar. Die in Bild 5 dargestellten Ergebnisse sind gereiht nach Klimabedingung, d.h. nach steigenden, mittleren Temperaturen im Winterhalbjahr (Oktober bis März). Ein klarer Einfluss des Klimas, der Wärmedämmung oder der verfügbaren PV-Leistung ist hier nicht zu erkennen. Auch zeigen die hier aufgeführten Projekte mit zusätzlichen Solarkollektoren keinen Vorteil in der Heizperiode. Wie jedoch zu entnehmen ist, kranken nahezu alle Projekte, zumindest im ersten Betriebsjahr, an einer mangelhaften Abstimmung der Anlagenkomponenten und ihrer Regelparameter. Die zusätzliche Einbindung einer Solarthermieanlage macht nun eben die Anlagenabstimmung nicht einfacher.

Positiv ist jedoch zu vermerken, dass gut eingeregelte Anlagen durchaus einen solaren Anteil von 60 bis 70% in der Monatsbilanz des Heizwärmebedarfs selbst in den kritischen Monaten Dezember und Januar erzielen können. Der spezifische Reststrombedarf liegt bei allen Projekten bei unter 3 kWh pro Monat und Quadratmeter beheizter Wohnfläche in den Wintermonaten. Wenn dieser Reststrombedarf von einem geeigneten Grünstromanbieter bezogen wird, ist bereits heute eine effektive, zu 100% auf Erneuerbaren Energien beruhende Heizwärmeversorgung möglich.

Als Fazit bleibt festzuhalten, dass sowohl in Theorie als auch ersten Praxisbeispielen die Kombination von PV mit einer erdgekoppelten WP-Heizung

nennenswerte Beiträge zum Heizwärmebedarf liefert. Und dies gerade auch in den kältesten Monaten Dezember und Januar mit dem höchsten Wärmebedarf bei geringstem Solarangebot. Damit sind selbstverständlich noch nicht alle weiteren Anforderungen an eine breite Einführung geklärt:

- optimale Größe lokaler elektrischer oder thermische Speicher, auch zur Minimierung der Netzbelastung
- Maximierung des Solarertrags, auch über ansprechend gestaltete zusätzliche Fassadenanlagen
- Vermarktung des überschüssigen Ertrags bzw. Einkauf des Zusatzstrombedarf

Aber gerade diese Bereiche entwickeln sich gegenwärtig sehr dynamisch. Und es ist das attraktive des solarelektrischen Konzepts, dass sich Neuentwicklungen in der Kommunikations- und Speichertechnologie flexibel einbinden lassen, ohne wesentliche Installationskomponenten der Heizungsanlage anfassen zu müssen.

Fazit

Ein klares Signal an die Planer, Architekten und Fachbetriebe über Eckpunkte eines in Zukunft zu erwartenden, dominanten Heizkonzepts würde eine fokussierte Ausbildung und einen Qualitätssprung in der Ausführung erlauben. Es wäre an der Zeit, dem solarelektrischen Konzept eine Chance einzuräumen und nach Jahrzehnten eines Nischendaseins endlich Solarenergie in die breite Anwendung auf dem Wärmemarkt zu bringen. Die Zeit dafür ist reif.

Fußnoten

- 1) Solarthermie – Technik, Potenziale: Wüstenrot Stiftung 2014
- 2) www.sonnenhaus-institut.de/guenstig-heizen-mediathek/referenzberichte.html
- 3) Wie heizt Deutschland? BDEW Studie zum Heizungsmarkt; Juli 2015
- 4) Kollektorkennlinienparameter z.B.: www.spf.ch/index.php?id=111
- 5) Für das PV Module wird eine lineare Temperaturabhängigkeit und eine mit der Einstrahlungsintensität lineare verlaufende Temperaturerhöhung angesetzt.
- 6) www.forschungsinitiative.de/effizienzhaus-plus

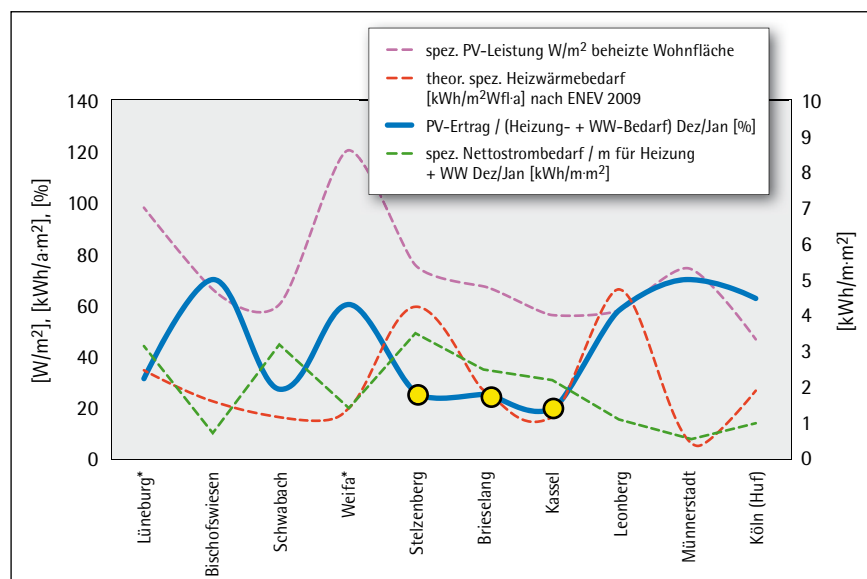


Bild 5: Betriebsergebnisse aus dem Effizienzhaus-Plus Programms ⁶⁾. Alle solaren Heizungsanlagen (mit Ausnahme der mit einem * markierten Direktstromheizungen) weisen eine PV+WP-Anlage als Basis der Heizungsanlage auf. In den beiden gelb markierten Projekten unterstützt zusätzlich eine ST-Heizung und Warmwasserbereitung. Die Projektergebnisse sind gereiht nach den mittleren Außentemperaturen im Winterhalbjahr (Oktober bis März): von 1°C in Lüneburg bis 7,4°C in Köln.

ZUM AUTOR:

► Dr. Franz Karg
Physiker und ehemaliger CEO der Avancis GmbH

franz-karg@web.de