

Stand: 27. August 2026

STRATEGIEPAPIER

Die vernetzte Wärmepumpe im digitalen Energiesystem

Leitprinzipien, Anwendungsfälle und
Entwicklungspfade für eine kundenorientierte
Vernetzungsstrategie

Autor: Dieter Kehren

WWW.BDH-INDUSTRIE.DE

1	Executive Summary und Ausblick.....	4
2	Forderungen auf einen Blick.....	5
2.1	<i>An Politik und Regulierung.....</i>	5
2.2	<i>An Netzbetreiber und Messstellenbetreiber.....</i>	5
2.3	<i>An alle Marktakteure.....</i>	6
3	Vorbemerkungen.....	7
3.1	<i>Die veränderte Rolle der Wärmepumpe: Von der effizienten Heizungsanlage zum intelligenten Bestandteil des vernetzten Energiesystems.....</i>	7
3.2	<i>Was haben wir bereits erreicht?.....</i>	7
3.3	<i>Ziel des Dokuments.....</i>	7
4	Leitprinzipien einer kundenorientierten Vernetzungsstrategie	8
4.1	<i>Kundennutzen als Maßstab der Digitalisierung</i>	8
4.2	<i>Systemstabilität und Kundennutzen sind kein Widerspruch.....</i>	8
4.3	<i>Smart Meter: Mehrwert statt Pflichtübung</i>	8
4.4	<i>Netzintegration einfach und kosteneffizient gestalten</i>	9
4.5	<i>Vernetzung über das Einfamilienhaus hinausdenken.....</i>	9
4.6	<i>Photovoltaik und Wärmepumpe gemeinsam denken</i>	10
4.7	<i>Kundenkomfort und individuelle Freiheit respektieren</i>	10
4.8	<i>Künstliche Intelligenz als Enabler für Komfort, Effizienz und Flexibilität.....</i>	10
4.9	<i>Technische Besonderheiten im Fokus</i>	11
4.10	<i>Lösungen mit und ohne Energiemanagementsystem ermöglichen.....</i>	11
4.11	<i>Fachhandwerk als Schlüsselakteur der Digitalisierung.....</i>	11
4.12	<i>Ausgewogene Lastenverteilung und Einbindung aller Stakeholder.....</i>	12
4.13	<i>Cybersicherheit verhältnismäßig gestalten</i>	12
4.14	<i>Netzentgelte, Messkonzepte und Zusatzkosten als zentrale Akzeptanzfaktoren.....</i>	12
5	Die vernetzte Wärmepumpe – Nutzen, Anwendungsfälle und Entwicklungspfade.....	14
5.1	<i>Planung und Inbetriebnahme (Vernetzung in Planungsphase)</i>	14
5.1.1	<i>Produktauswahl und Kaufentscheidung.....</i>	14
5.1.2	<i>Auslegung.....</i>	14
5.1.3	<i>Netzanmeldung</i>	15
5.2	<i>Digitale herstellereinspezifische Mehrwertdienste für Wärmepumpen</i>	17
5.2.1	<i>Betriebstransparenz für den Kunden.....</i>	17
5.2.2	<i>Fernoptimierung.....</i>	17

5.2.3	Fernwartung Wärmepumpen	18
5.3	<i>Digitale sektorübergreifende Mehrwertdienste für Wärmepumpen</i>	20
5.3.1	Photovoltaik und Eigenverbrauchsoptimierung	20
5.3.2	Dynamische Tarife und flexible Netzentgelte	21
5.3.3	Netzorientierte Leistungsbegrenzung nach § 14a EnWG	22
5.3.4	Tarifoptimierung	23
5.3.5	Kritische Betrachtung von Flexbändern und weiteren präventiven Leistungsbegrenzungen 23	
5.3.6	Interaktion mit Aggregatoren	25
5.3.7	Einführung neuer Anwendungsfälle	26
6	Politische, regulatorische und technische Treiber der Vernetzung	28
6.1	<i>Code of Conduct on energy management related interoperability of Energy Smart Appliances (CoC)</i> 28	
6.2	<i>Datenstrategie</i>	29
6.3	<i>Network Code Demand Response (NC DR)</i>	30
6.4	<i>Der europäische „Electrification Action Plan“ – Rückenwind für die Wärmewende</i>	31
6.5	<i>Netz- und systemdienliche Anforderungen in der Wärmepumpenförderung (BEG)</i>	31
6.6	<i>Roadmap Systemstabilität der Bundesregierung</i>	32
6.7	<i>Die Netzentgelte-Reform „AgNes“</i>	32
7	Anhang	34
7.1	<i>EPREL</i>	34
7.2	<i>Digital Product Passport (DPP)</i>	34
7.3	<i>BIM und VDI 3805</i>	35
7.4	<i>Asset Administration Shell (AAS)</i>	36

1 Executive Summary und Ausblick

Die Wärmepumpe entwickelt sich zunehmend von einer eigenständigen Heizungsanlage zu einer intelligent vernetzten Systemkomponente. Durch die Digitalisierung kann sie nicht nur effizient Wärme bereitstellen, sondern auch zur Integration erneuerbarer Energien, zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs und zur Stabilisierung des Energiesystems beitragen.

Bereits heute sind viele Wärmepumpen mit Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern, Energiemanagementsystemen oder digitalen Servicelösungen vernetzt. Künftig werden dynamische Stromtarife, flexible Netzentgelte, netzdienliche Anwendungen und die Teilnahme an Flexibilitätsmärkten weiter an Bedeutung gewinnen. Die Wärmepumpe entwickelt sich damit zunehmend zu einem aktiven Bestandteil eines klimaneutralen und digitalen Energiesystems.

Die Heizungsindustrie unterstützt diese Entwicklung ausdrücklich. Voraussetzung für ihren Erfolg ist jedoch eine konsequente Orientierung am Kundennutzen. Digitalisierung und Vernetzung dürfen kein Selbstzweck sein. Sie müssen für Betreiber einen erkennbaren Mehrwert schaffen, etwa durch geringere Energiekosten, hohen Komfort, hohe Versorgungssicherheit, mehr Transparenz und einen effizienteren Anlagenbetrieb.

Gleichzeitig dürfen zusätzliche Anforderungen nicht zu unnötigen Kosten, Komplexität oder Bürokratie führen. Insbesondere bei Netzanschluss, Messkonzepten, Smart-Meter-Infrastruktur und Datenaustausch sind einfache, standardisierte und praxistaugliche Lösungen erforderlich. Marktliche Anreize wie dynamische Tarife und flexible Netzentgelte sollten direkten Eingriffen in den Anlagenbetrieb grundsätzlich vorgezogen werden.

Entscheidend für die weitere Entwicklung sind europaweit harmonisierte Anforderungen, interoperable Schnittstellen und offene Standards. Initiativen wie der Code of Conduct on energy management related interoperability of Energy Smart Appliances (CoC), der Digital Product Passport oder der Network Code on Demand Response können hierfür einen wichtigen Rahmen schaffen und nationale Sonderwege vermeiden.

Ebenso erfordert die weitere Integration von Wärmepumpen entsprechende Fortschritte auf Seiten der Energie- und Netzinfrastruktur, insbesondere bei digitalen Infrastrukturen, der Bereitstellung relevanter Daten sowie der Einführung geeigneter marktbasierter Anreizmechanismen.

Die Wärmepumpe ist kein Problem für das Energiesystem, sondern Teil der Lösung. Ihr Flexibilitätpotenzial kann unter Berücksichtigung ihrer technischen Besonderheiten und der Bedürfnisse der Nutzer einen wichtigen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien, zur Entlastung der Stromnetze und zur Systemstabilität leisten. Voraussetzung dafür ist ein regulatorischer Rahmen, der Digitalisierung und Vernetzung kundenorientiert, technologieoffen und wirtschaftlich sinnvoll gestaltet.

Die Heizungsindustrie versteht sich dabei als konstruktiver Partner der Energiewende. Wir bringen unsere praktische Erfahrung und technische Expertise gerne in den weiteren Dialog mit Politik, Regulierung, Energiewirtschaft, Netzbetreibern, Standardisierungsgremien und Fachhandwerk ein, um gemeinsam kundenorientierte, interoperable und wirtschaftlich tragfähige Lösungen für die Wärmewende und das zukünftige Energiesystem zu entwickeln.

Die Wärmepumpe ist ein wesentlicher Baustein für ein klimaneutrales, resilientes und digitales Energiesystem.

2 Forderungen auf einen Blick

2.1 An Politik und Regulierung

Kundennutzen vor Regulierung

Neue Anforderungen an Wärmepumpen müssen einen erkennbaren Mehrwert für Verbraucher schaffen und dürfen den Wärmepumpenhochlauf nicht behindern.

Europäische Harmonisierung statt nationaler Sonderwege

Schnittstellen, Datenmodelle und Flexibilitätsanforderungen sollten europaweit einheitlich ausgestaltet werden.

Anreize statt Eingriffe

Dynamische Tarife, dynamische Netzentgelte und Flexibilitätsmärkte sollten Vorrang vor direkten Eingriffen in den Anlagenbetrieb haben.

Prosumer und Sektorenkopplung stärken

Die Kombination aus Wärmepumpe, Photovoltaik und Speicher darf durch neue Netzentgelt- oder Umlagesysteme nicht wirtschaftlich benachteiligt werden.

Technologieoffenheit gewährleisten

Netz- und systemdienliche Anwendungsfälle müssen sowohl mit als auch ohne Energiemanagementsystem (EMS) umsetzbar sein.

Verhältnismäßige Anforderungen

Neue Vorgaben zu Cybersecurity, Datenmanagement und Interoperabilität dürfen nicht zu unverhältnismäßigen Kosten oder Markteintrittsbarrieren führen.

Ausgewogene Lastenverteilung

Sicherstellung der Einbeziehung aller Stakeholder bei der Weiterentwicklung des Energiesystems

2.2 An Netzbetreiber und Messstellenbetreiber

Netzanschlussprozesse vereinfachen

Digitale, standardisierte und bundesweit harmonisierte Anmelde- und Anschlussprozesse schaffen Planungssicherheit und reduzieren Kosten.

Messkonzepte vereinheitlichen

Zusätzliche Zähler, Messgeräte und komplexe Messkonzepte sollten auf das notwendige Minimum beschränkt werden.

Energiedaten einfach bereitstellen

Mess-, Verbrauchs- und Tarifinformationen müssen standardisiert und interoperabel am Netzanschlusspunkt verfügbar sein.

Flexible Netzentgelte flächendeckend ermöglichen

Die Flexibilität von Wärmepumpen kann nur genutzt werden, wenn entsprechende Preis- und Netzentgeltsignale verfügbar sind.

2.3 An alle Marktakteure**Transparente Tarife ermöglichen**

Tarifinformationen, § 14a-Vorteile und Netzentgeltreduzierungen müssen einfach vergleichbar, digital verfügbar und automatisiert nutzbar sein.

Interoperabilität konsequent umsetzen

Die Vernetzung von Wärmepumpen sollte auf offenen, standardisierten und herstellerübergreifenden Schnittstellen basieren.

FAZIT:

Die Digitalisierung der Wärmewende muss kundenorientiert, interoperabel und marktbasiert erfolgen. Leitprinzipien sind Kundennutzen, Standardisierung und europäische Harmonisierung.

3 Vorbemerkungen

3.1 Die veränderte Rolle der Wärmepumpe: Von der effizienten Heizungsanlage zum intelligenten Bestandteil des vernetzten Energiesystems

Die zunehmende Vernetzung von Wärmepumpen verändert ihre Rolle im Energiesystem. Neben der effizienten Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser gewinnen die Interaktion mit Energiemanagementsystemen, erneuerbaren Energien und digitalen Energiediensten zunehmend an Bedeutung. Die weitere Entwicklung wird maßgeblich durch europäische Regulierung, Standardisierung und Digitalisierungsvorhaben geprägt.

3.2 Was haben wir bereits erreicht?

Die Branche hat in den vergangenen Jahren wesentliche Voraussetzungen für die Vernetzung von Wärmepumpen geschaffen. Hierzu zählen insbesondere die Integration in häusliche Energiesysteme, die Einführung netzorientierter Steuerungsmöglichkeiten nach § 14a EnWG sowie die aktive Mitwirkung an europäischen Normungs- und Standardisierungsprozessen.

3.3 Ziel des Dokuments

Ziel des vorliegenden Dokuments ist es, die Entwicklung der Vernetzung von Wärmepumpen transparent darzustellen und Planungssicherheit für Hersteller, Fachhandwerk, Energiewirtschaft und Endkunden zu schaffen. Es zeigt auf, welche Anforderungen sich aus aktuellen politischen, regulatorischen und technischen Entwicklungen ergeben und welche Leitprinzipien aus Sicht der Heizungsindustrie für eine kundenorientierte, interoperable und wirtschaftlich tragfähige Vernetzung maßgeblich sind.

Dieses Dokument beschreibt die wesentlichen Entwicklungspfade der Vernetzung von Wärmepumpen im Gebäude und im Energiesystem und gibt einen Ausblick auf die zu erwartenden regulatorischen und technischen Entwicklungen.

In der Weiterentwicklung soll verstärkt die Ausweitung bestehender Lösungen auf Mehrparteiengebäude und Lösungen zum Energy Sharing betrachtet werden.

4 Leitprinzipien einer kundenorientierten Vernetzungsstrategie

4.1 Kundennutzen als Maßstab der Digitalisierung

Digitalisierung und Vernetzung von Wärmepumpen eröffnen erhebliche Potenziale für die Energiewende. Sie ermöglichen die bessere Integration erneuerbarer Energien, unterstützen die Stabilität der Stromnetze und schaffen neue Möglichkeiten für einen effizienten Anlagenbetrieb.

Voraussetzung für ihren Erfolg ist jedoch ein klarer Nutzen für Verbraucher. Digitalisierung darf kein Selbstzweck sein. Neue Anforderungen an Geräte, Schnittstellen oder Kommunikationsinfrastrukturen sollten stets danach bewertet werden, welchen Mehrwert sie für Endkunden tatsächlich schaffen. Dazu zählen insbesondere geringere Energiekosten, hohe Versorgungssicherheit, Komfort und eine einfache Bedienung.

Das Ziel muss sein, Digitalisierung und Vernetzung voranzutreiben, ohne den Hochlauf von Wärmepumpen durch nicht wertschöpfende Kosten, Bürokratie oder unnötige Komplexität auszubremsten.

4.2 Systemstabilität und Kundennutzen sind kein Widerspruch

Die Einbindung von Wärmepumpen in ein digitales Energiesystem wird häufig als Zielkonflikt zwischen Kundeninteressen und Systemanforderungen dargestellt. Tatsächlich können beide Ziele einander ergänzen und sich gegenseitig verstärken.

Ein stabiles und effizient betriebenes Energiesystem liegt unmittelbar im Interesse der Verbraucher. Nur wenn Stromnetze zuverlässig funktionieren und erneuerbare Energien kosteneffizient integriert werden können, lassen sich Versorgungssicherheit und bezahlbare Energiekosten langfristig gewährleisten. Wärmepumpen können hierzu einen wichtigen Beitrag leisten, indem sie vorhandene Flexibilitätspotenziale nutzen, ohne den Heizkomfort einzuschränken.

Gleichzeitig profitieren Betreiber von Wärmepumpen von geringeren Energiekosten, einer besseren Eigenverbrauchsoptimierung, der Nutzung dynamischer Tarife und Netzentgelte sowie möglichen Vergütungen für bereitgestellte Flexibilität. Systemdienlichkeit und Kundennutzen können sich damit gegenseitig verstärken.

Verbraucher reagieren in der Regel positiv auf wirtschaftliche Vorteile. Netz- und systemdienliche Maßnahmen sollten daher auf Anreizen, Automatisierung und Wahlfreiheit basieren. Marktliche Instrumente wie dynamische Tarife und flexible Netzentgelte sollten direkten Eingriffen in den Anlagenbetrieb oder pauschale Abregelungen grundsätzlich vorgezogen werden. Die Flexibilität der Wärmepumpe sollte möglichst intelligent und im Hintergrund genutzt werden, sodass sie für den Kunden einfach, komfortabel und wirtschaftlich attraktiv bleibt.

4.3 Smart Meter: Mehrwert statt Pflichtübung

Mit dem Smart Meter steht künftig eine zentrale digitale Infrastruktur zur Verfügung, die neue Anwendungen für Transparenz, Flexibilität und Marktintegration ermöglichen kann. Bisher lag

der politische und regulatorische Fokus fast ausschließlich auf dem Rollout des **Smart Meters**. Damit die Akzeptanz bei Verbraucherinnen und Verbrauchern steigt, muss jedoch der konkrete Nutzen der Smart-Meters stärker in den Vordergrund rücken.

Aus Kundensicht können intelligente Messsysteme einen Mehrwert schaffen, wenn:

- sie die Nutzung dynamischer Stromtarife und Netzentgelte vereinfachen,
- sie Transparenz über Energieverbrauch und Energiekosten schaffen,
- sie die Teilnahme an Flexibilitätsmechanismen vereinfachen,
- ihre Kosten die Ersparnisse nicht aufwiegen.

Die Digitalisierung sollte daher nicht mehr primär als regulatorische Verpflichtung wahrgenommen werden, sondern zukünftig verstärkt als Instrument zur Senkung von Energiekosten und zur Transparenz des Energieverbrauchs.

4.4 Netzintegration einfach und kosteneffizient gestalten

Der Anschluss einer Wärmepumpe darf nicht durch unnötige administrative und technische Hürden und Komplexität erschwert werden. Aus Sicht der Verbraucher und des Handwerks besteht insbesondere beim Netzanschluss weiterhin erhebliches Vereinfachungspotenzial.

Dies betrifft vor allem:

- die Vereinfachung und Digitalisierung von Anmeldeprozessen,
- die Harmonisierung von Netzbetreiberanforderungen,
- die Reduzierung unnötiger Dokumentations- und Nachweispflichten,
- die Vermeidung kostspieliger Umbauten von Zähleranlagen, sofern diese technisch nicht zwingend erforderlich sind.

Für den erfolgreichen Hochlauf von Wärmepumpen müssen Netzanschlussprozesse möglichst einfach, transparent und bundesweit einheitlich ausgestaltet werden.

4.5 Vernetzung über das Einfamilienhaus hinausdenken

Die bisherige Diskussion über Digitalisierung und Flexibilität konzentriert sich häufig auf Einfamilienhäuser. Für die Erreichung der Klimaziele müssen jedoch auch Mehrfamilienhäuser, Mietwohnungen und Quartierslösungen stärker berücksichtigt werden.

Hier ergeben sich zusätzliche Anforderungen:

- unterschiedliche Betreiber- und Nutzerrollen,
- komplexere Eigentumsstrukturen,
- gemeinsame Energiemanagementsysteme,
- höhere Anforderungen an Datenschutz und Abrechnung.

Eine erfolgreiche Vernetzungsstrategie muss deshalb Lösungen für alle Gebäudetypen berücksichtigen. Hierfür müssen geeignete Stakeholder-Dialoge erst noch etabliert werden.

4.6 Photovoltaik und Wärmepumpe gemeinsam denken

Die Kombination aus Wärmepumpe und Photovoltaikanlage gehört bereits heute zu den wirtschaftlich attraktivsten Anwendungen im Gebäudebereich.

Durch die Nutzung von selbst erzeugtem Solarstrom sinken Betriebskosten, die Eigenverbrauchsquote steigt und öffentliche Stromnetze werden entlastet. Regulatorische Rahmenbedingungen sollten diese Synergien unterstützen und nicht durch zusätzliche Bürokratie erschweren.

4.7 Kundenkomfort und individuelle Freiheit respektieren

Die Wärmepumpe versorgt Gebäude mit Raumwärme und Warmwasser und erfüllt damit eine zentrale Komfortfunktion. Deshalb müssen netz- und systemdienliche Steuerungsmaßnahmen stets die individuellen Anforderungen der Nutzerinnen und Nutzer berücksichtigen.

Kundenkomfort ist kein einheitlicher Wert. Während manche Verbraucher bereit sind, Komforteinbußen zugunsten geringerer Energiekosten in Kauf zu nehmen, erwarten andere eine jederzeit unveränderte Wärmeversorgung. Digitale Lösungen müssen dieser Vielfalt gerecht werden und individuelle Präferenzen berücksichtigen können.

Netzdienlichkeit darf daher nicht gegen den Kunden, sondern muss gemeinsam mit dem Kunden organisiert werden.

4.8 Künstliche Intelligenz als Enabler für Komfort, Effizienz und Flexibilität

Künstliche Intelligenz (KI) bietet das Potenzial, die Vorteile vernetzter Wärmepumpen für Verbraucher und Energiesystem gleichermaßen zu erhöhen. Durch die intelligente Auswertung von Betriebs-, Wetter-, Gebäude-, Tarif- und Energiedaten können Wärmepumpen ihren Betrieb vorausschauend optimieren und gleichzeitig Komfort, Effizienz und Wirtschaftlichkeit verbessern.

Mögliche Anwendungsfelder reichen von der automatischen Optimierung von Heizkurven und Betriebsparametern über die intelligente Nutzung von Photovoltaikstrom bis hin zur Berücksichtigung dynamischer Stromtarife und Netzentgelte. Perspektivisch können KI-basierte Systeme auch dazu beitragen, Flexibilitätspotenziale automatisiert bereitzustellen und den Anlagenbetrieb an Netz- und Marktbedingungen anzupassen, ohne dass der Nutzer aktiv eingreifen muss.

Entscheidend ist dabei, dass KI für den Kunden im Hintergrund arbeitet und zusätzliche Komplexität vermeidet. Die Verantwortung für sicherheitsrelevante Funktionen und den Schutz der Anlage muss weiterhin bei den herstellerseitigen Regelungs- und Schutzmechanismen verbleiben. KI sollte daher als unterstützendes Werkzeug verstanden werden, das den Betrieb optimiert, nicht jedoch die grundlegende Betriebssicherheit oder die Steuerungshoheit des Wärmeerzeugers ersetzt.

Richtig eingesetzt kann KI dazu beitragen, Kundennutzen und Systemdienlichkeit noch stärker miteinander zu verbinden und die Wärmepumpe als intelligente und flexible Komponente eines digitalen Energiesystems weiterzuentwickeln.

4.9 Technische Besonderheiten im Fokus

Wärmepumpen unterscheiden sich grundlegend von rein elektrischen Lasten. Zur Erzielung von Wohnkomfort nutzen Wärmepumpen elektrische Energie, um Wärme beziehungsweise Kälte bereitzustellen.

Im Gegensatz zu Anwendungen wie Wallboxen oder Batteriespeichern müssen Wärmepumpen das thermische Energiemanagement eines Gebäudes unter ständig wechselnden Randbedingungen sicherstellen und dieses gleichzeitig mit dem elektrischen Energiemanagement verknüpfen. Der nichtlineare Zusammenhang der Energieumwandlung ist dabei abhängig von zahlreichen Faktoren wie dem spezifischen Wärmepumpensystem und den konkreten stets variierenden System- und Umgebungsbedingungen.

In der Konsequenz führt dieselbe Menge elektrischer Energie in Abhängigkeit von Wärmepumpensystem, Betriebszustand und Umgebungsbedingungen zu unterschiedlichen Mengen nutzbarer thermischer Energie. Gleichzeitig verändern sich die thermischen Bedarfe in Abhängigkeit von Gebäudezustand und Nutzerverhalten. Zudem benötigen Wärmepumpen für einen effizienten Betrieb und eine lange Lebensdauer stabile Betriebszyklen und sollten nicht durch häufige externe Eingriffe oder Abschaltungen beeinträchtigt werden.

Daher sollten standardisierte Schnittstellen externe Signale grundsätzlich als Anreize oder Rahmenbedingungen für den Betrieb übermitteln, während die eigentliche Betriebs- und Steuerungsentscheidung bei der Wärmepumpe verbleibt. Kundenkomfort und kosteneffizienter Betrieb müssen unter Berücksichtigung der Besonderheit von Wärmepumpen sichergestellt werden. Direkte Steuereingriffe wie elektrische Leistungsgrenzen sind nur im Ausnahmefall von netzkritischen Situationen möglich. So bleiben Sicherheits- und Schutzfunktionen jederzeit gewährleistet und Verantwortlichkeiten hinsichtlich Haftung, Garantie und Gewährleistung klar geregelt.

4.10 Lösungen mit und ohne Energiemanagementsystem ermöglichen

Nicht jedes Gebäude wird künftig über ein Energiemanagementsystem verfügen. Regulatorische Anforderungen und technische Lösungen sollten daher sowohl für Gebäude mit EMS als auch für Gebäude ohne EMS funktionieren.

Dies erhöht die Marktdurchdringung, reduziert Investitionshürden und verhindert eine unnötige Benachteiligung bestimmter Kundengruppen.

4.11 Fachhandwerk als Schlüsselakteur der Digitalisierung

Die erfolgreiche Vernetzung von Wärmepumpen setzt voraus, dass digitale Lösungen für das Fachhandwerk beherrschbar bleiben. Neue regulatorische Anforderungen, zusätzliche Schnittstellen oder komplexe Inbetriebnahme-Prozesse dürfen nicht zu unverhältnismäßigem Aufwand führen.

Standardisierung, Automatisierung und Interoperabilität sind daher nicht nur Voraussetzungen für den Kundennutzen, sondern auch für eine effiziente Umsetzung durch das Fachhandwerk. Planung, Installation und Service sollten möglichst einfach, herstellerübergreifend und digital unterstützt erfolgen.

Nur wenn die Digitalisierung den Arbeitsalltag des Fachhandwerks erleichtert und nicht zusätzlich belastet, kann die vernetzte Wärmepumpe im Massenmarkt erfolgreich etabliert werden.

4.12 Ausgewogene Lastenverteilung und Einbindung aller Stakeholder

Die Transformation des Energiesystems kann nur gelingen, wenn Anforderungen, Kosten und Verantwortung ausgewogen zwischen allen Beteiligten verteilt werden. Neue Anforderungen an Flexibilität, Digitalisierung und Netzintegration dürfen nicht einseitig auf Endkunden, Hersteller oder das Fachhandwerk verlagert werden. Endkunden müssen einen erkennbaren Nutzen aus zusätzlichen Investitionen und der Bereitstellung von Flexibilität ziehen können. Gleichzeitig benötigen Hersteller und Fachhandwerk verlässliche und langfristig planbare Rahmenbedingungen.

Die Weiterentwicklung des Energiesystems sollte daher in einem transparenten Dialog zwischen Politik, Regulierung, Energiewirtschaft, Netzbetreibern, Herstellern und Fachhandwerk erfolgen. Voraussetzung für praxistaugliche Lösungen sind europaweit harmonisierte Anforderungen sowie offene und interoperable Standards.

Nur wenn die Komplexität beherrschbar bleibt und alle Beteiligten von der Digitalisierung profitieren, können kundenfreundliche, wirtschaftlich tragfähige und breit skalierbare Lösungen entstehen.

4.13 Cybersicherheit verhältnismäßig gestalten

Cybersicherheit und Datenschutz sind unverzichtbare Voraussetzungen für den Erfolg der vernetzten Wärmewende. Die einschlägigen nationalen und europäischen Anforderungen, insbesondere aus dem Cyber Resilience Act (CRA), sind daher über den gesamten Produktlebenszyklus konsequent zu berücksichtigen. Gleichzeitig müssen Regulierungsvorgaben verhältnismäßig ausgestaltet werden, um Innovationen nicht zu behindern und keine zusätzlichen Markteintrittsbarrieren zu schaffen.

Darüber hinaus muss die Möglichkeit erhalten bleiben, herstellersistenspezifische digitale Dienste über die sogenannte 2.WAN-Schnittstelle nutzen zu dürfen. Solche Dienste schaffen einen Mehrwert für Verbraucherinnen und Verbraucher sowie für das Energiesystem und leisten einen wichtigen Beitrag zur weiteren Digitalisierung. Cybersicherheitsanforderungen sollten daher eine sichere Umsetzung dieser Anwendungen ermöglichen und nicht deren grundsätzliche Nutzung einschränken.

4.14 Netzentgelte, Messkonzepte und Zusatzkosten als zentrale Akzeptanzfaktoren

Für viele Endkunden stehen bei der Digitalisierung und Vernetzung von Wärmepumpen vor allem praktische Fragen im Vordergrund: Welche Kosten entstehen, welche Umbauten erforderlich sind und wie einfach sich die Anlage installieren und betreiben lässt?

Zusätzliche Zähler, Smart Meter und komplexe Messkonzepte können Investitionskosten, Installationsaufwand und Komplexität erhöhen, ohne dass der Nutzen für Verbraucher

unmittelbar erkennbar ist. Unterschiedliche Anforderungen der Netzbetreiber erschweren zudem Planung und Umsetzung.

Aus Sicht der Heizungsindustrie sollten vorhandene Infrastrukturen bestmöglich genutzt und zusätzliche technische Anforderungen auf das notwendige Maß beschränkt werden. Einfache und standardisierte Netzanschluss-, Mess- und Abrechnungsprozesse sind entscheidend, damit die Digitalisierung der Wärmewende für Verbraucher wirtschaftlich attraktiv und praktikabel bleibt.

Fazit:

Die Vernetzung von Wärmepumpen bietet erhebliche Chancen für Verbraucher, Energiewirtschaft und Klimaschutz. Voraussetzung für ihren Erfolg sind Kundennutzen, interoperable und standardisierte Lösungen sowie einfache und wirtschaftlich attraktive Prozesse.

Digitalisierung und Vernetzung sollten nicht als Selbstzweck verstanden werden, sondern dazu beitragen, Flexibilitätspotenziale zu erschließen und Systemanforderungen mit den Interessen der Kunden in Einklang zu bringen.

5 Die vernetzte Wärmepumpe – Nutzen, Anwendungsfälle und Entwicklungspfade

5.1 Planung und Inbetriebnahme (Vernetzung in Planungsphase)

Mit der Digitalisierung des Gebäudesektors werden standardisierte Produkt- und Anlagendaten für Wärmepumpen zunehmend wichtiger. Digitale Instrumente wie EPREL (European Product Registry for Energy Labelling), der DPP (Digitale Produktpass), BIM (Building Information Modeling), die VDI 3805 und die AAS (Asset Administration Shell) schaffen die Grundlage für einen durchgängigen Datenaustausch von der Produktauswahl bis zum Betrieb.

5.1.1 Produktauswahl und Kaufentscheidung

Für die Produktauswahl und Kaufentscheidung bietet die europäische Produktdatenbank EPREL bereits heute eine verlässliche und europaweit einheitliche Informationsbasis. Sie enthält unter anderem Energielabel, Energieeffizienzklassen, Leistungsdaten, Schallwerte und technische Produktinformationen zu Wärmepumpen. Künftig kann der DPP diese Informationen erweitern und als digitale Identität des Produkts zusätzliche Daten zu Herkunft, Materialzusammensetzung, Wartung, Reparierbarkeit und Recycling bereitstellen. Damit werden Produktvergleiche vereinfacht und Informationen für Verbraucher, Fachhandwerk und Planer standardisiert und maschinenlesbar zugänglich gemacht.

5.1.2 Auslegung

Für die Planung des Systems sind insbesondere BIM und die VDI 3805 relevant. BIM ermöglicht die digitale Planung und Simulation von Gebäuden auf Basis eines gemeinsamen Datenmodells. Die hierfür erforderlichen standardisierten Produktdaten werden über die VDI 3805 bereitgestellt und können direkt in Planungssoftware genutzt werden. Dadurch lassen sich Auslegung, Dokumentation und Simulation von Wärmepumpenanlagen weitgehend automatisieren, Planungsaufwand reduzieren und Fehler vermeiden.

Ergänzend bildet die AAS den standardisierten Rahmen für den Digitalen Zwilling einer Wärmepumpe. Sie ermöglicht den interoperablen Datenaustausch zwischen Herstellern, Energiemanagementsystemen, Netzbetreibern und Serviceplattformen und kann perspektivisch Daten aus EPREL, DPP und BIM zusammenführen.

Zusammen schaffen diese Instrumente ein vernetztes Datenökosystem, das die Produktauswahl und Kaufentscheidung vereinfacht sowie eine effizientere Planung und Auslegung von Wärmepumpensystemen ermöglicht.

5.1.3 Netzanmeldung

Die Netzanmeldung ist die Meldung einer neuen Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage (z. B. Wärmepumpe oder PV-Anlage) beim zuständigen Netzbetreiber. Sie dient dazu, die Netzverträglichkeit zu prüfen und den Anschluss an das Stromnetz zu genehmigen.

Die **Technischen Anschlussregeln Niederspannung (VDE-AR-N 4100)** sind der bundesweit einheitliche Standard für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen am Niederspannungsnetz. Sie wurde vom VDE FNN entwickelt und beschreibt die technischen Anforderungen für Planung, Errichtung, Anschluss und Betrieb elektrischer Anlagen, um einen sicheren, zuverlässigen und zukunftsfähigen Netzbetrieb zu gewährleisten. Die Regel dient Netzbetreibern, Planern, Installateuren, Herstellern und Anlagenbetreibern als gemeinsame Grundlage. Sie bildet zudem die Basis für die **Technischen Anschlussbedingungen (TAB)** der jeweiligen Netzbetreiber, die diese um netzspezifische Anforderungen ergänzen. Damit schafft die TAR 4100 einheitliche Rahmenbedingungen für die Integration neuer Technologien wie Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und unterstützt den Ausbau eines klimaneutralen Energiesystems.

Aktuell verwenden viele Netzbetreiber unterschiedliche Abläufe, Formulare und Anforderungen für die Anmeldung von Anlagen. Dies erhöht den Aufwand für Hersteller, Installateure und Kunden und erschwert eine schnelle Bearbeitung.

Der Forum Netztechnik/Netzbetrieb (VDE FNN) arbeitet an einem standardisierten Datensatz, der die digitale und einheitliche Übermittlung aller relevanten Anlagendaten an den Netzbetreiber ermöglicht und somit den Anmeldeprozess vereinfacht.

Der **Network Code on Demand Connection (DCC)** ist eine europäische Verordnung (EU 2016/1388), die technischen Anforderungen für den Netzanschluss von Verbrauchsanlagen festlegt. Ziel ist es, die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten und europaweit einheitliche Anschlussregeln zu schaffen.

Die Energiewende hat seit Einführung des DCC im Jahr 2016 neue Anforderungen geschaffen. Deshalb hat ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) 2023 Änderungsvorschläge vorgelegt, die inzwischen weiter konkretisiert werden. Wesentliche Punkte der Revision sind:

- **Einbeziehung neuer elektrischer Verbraucher** wie Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und Power-to-Gas-Anlagen.
- Einführung technischer Anforderungen zur Unterstützung der Netzstabilität.
- Anpassung der Anforderungen an Verbrauchsanlagen hinsichtlich Frequenz- und Spannungsverhalten.

Die Diskussion wird unter dem Begriff **DCC 2.0** geführt.

Zusammenspiel zwischen TAR 4100 und DCC: Die TAR 4100 konkretisiert die europäischen Netzanschlussanforderungen für Deutschland und legt fest, wie diese praktisch im Niederspannungsnetz umgesetzt werden. Wenn im DCC neue Anforderungen für Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen oder andere Verbrauchsanlagen eingeführt werden, werden diese in der Regel über die nationalen technischen Anschlussregeln (TAR) umgesetzt.

Ein wesentlicher Bestandteil des Anschlussprozesses ist die Festlegung des **Messkonzepts**. Messkonzepte legen fest, wie Stromflüsse und Verbräuche gemessen und abgerechnet werden. Eine Vereinheitlichung reduziert Komplexität, vereinfacht die Planung und beschleunigt die Umsetzung von Anlagen wie Wärmepumpen. Mit dem Smart-Meter-Rollout, den standardisierten intelligenten Messsystemen sowie den Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) entstehen in Deutschland zunehmend einheitliche Rahmenbedingungen. Ziel ist eine digitale, interoperable Messinfrastruktur, die eine effiziente Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und dezentraler Erzeugungsanlagen ermöglicht.

Unsere Forderungen im Zusammenhang mit den aktuellen Aktivitäten zur Netzanmeldung sind:

Einheitliche Netzanmeldung

Die Netzanmeldung von Wärmepumpen und anderen Verbrauchsanlagen muss schnell, transparent und diskriminierungsfrei erfolgen. Dafür sind bundesweit einheitliche Prozesse und Anforderungen erforderlich, um regionale Unterschiede und unnötigen Aufwand zu vermeiden.

Digitale Steuerung mit Mehrwert

Digitale Schnittstellen dürfen kein Selbstzweck sein. Die TAR 4100 sollte eine standardisierte digitale Steuerung am Netzanschlusspunkt vorsehen, die sowohl für die Netzanmeldung als auch für die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG genutzt werden kann. Netzbetreiber müssen die dafür notwendige digitale Infrastruktur bereitstellen.

Planungssichere Übergänge

Der Übergang von relaisbasierten zu digitalen Steuerungslösungen muss mit ausreichenden Fristen und in enger Abstimmung mit der Wärmepumpenindustrie erfolgen. Dies schafft Planungssicherheit für Hersteller, Handwerk und Verbraucher.

Harmonisierung mit DCC 2.0

Die TAR 4100 sollte möglichst eng an die europäische DCC-Revision (DCC 2.0) angelehnt werden. Nationale Sonderregelungen sind zu vermeiden, um Kosten, Komplexität und Markthürden zu reduzieren.

Bundesweit einheitlicher Standard

Die Bundesnetzagentur sollte die TAR 4100 als bundesweit einheitlichen Standard etablieren. Netzbetreiberspezifische Abweichungen in den TAB sollten auf das notwendige Minimum reduziert oder perspektivisch abgeschafft werden.

Langfristiger Ausblick

Bei der Digitalisierung der Netzanmeldung könnte geprüft werden, wie künftig europäische Datenstandards, etwa der Digitale Produktpass (DPP), zur automatisierten Bereitstellung von Produktdaten genutzt werden können. Dies kann den Aufwand für Hersteller, Installateure und Netzbetreiber langfristig reduzieren.

5.2 Digitale herstellerspezifische Mehrwertdienste für Wärmepumpen

Digitale herstellerspezifische Mehrwertdienste nutzen Betriebsdaten und digitale Funktionen der Wärmepumpe, um den Anlagenbetrieb kontinuierlich zu überwachen, zu analysieren und zu optimieren. Im Fokus stehen Anwendungsfälle, deren Nutzen überwiegend innerhalb der Systemgrenze der Wärmepumpe beziehungsweise des Heizsystems entsteht. Die Umsetzung erfolgt auf Basis herstellerspezifischer Produkte, Softwarelösungen und Serviceangebote und ermöglicht eine höhere Effizienz, Betriebssicherheit und Nutzerfreundlichkeit. Die nachfolgenden Anwendungsfälle veranschaulichen die verschiedenen Mehrwerte für Betreiber, Fachhandwerk und Hersteller.

5.2.1 Betriebstransparenz für den Kunden

Das im Rahmen der aktuell laufenden Ecodesign-Überarbeitung von Lot 1 (Raum- und Kombiheizgeräte) sowie Lot 2 (Warmwasserbereiter und Warmwasserspeicher) vorgesehene Self-Monitoring soll sicherstellen, dass Heizgeräte, einschließlich Wärmepumpen, ihre energierelevanten Betriebsdaten kontinuierlich überwachen. Die Anforderungen gelten für Wärmepumpen bis 70 kW (standard-rated heat output) in Lot 1 sowie für WW-Geräte mit den Zapfprofilen (load profiles) 3XL und 4XL in Lot 2.

Ziel ist es, Effizienzverluste und Fehlfunktionen frühzeitig zu erkennen sowie den Endnutzern mehr Transparenz über den tatsächlichen Energieverbrauch ihrer Anlage zu bieten. Auf Basis dieser Informationen können Endnutzer ihr Verbrauchsverhalten bewusster gestalten und gegebenenfalls optimieren.

Hinweis: Dieser Ansatz, also die Bereitstellung von Energie-Monitoring-Funktionalitäten, muss im Rahmen der BEG EM bereits seit 2023 über die Anforderung „Energieverbrauchs- und Effizienzanzeige“ von allen förderfähigen Heizsystemen erfüllt werden. Mit den neuen Self-Monitoring-Anforderungen wird dieser Ansatz nun weiterentwickelt und konkretisiert. Die Anforderungen erhalten damit einen regulatorischen Charakter und werden durch detaillierte Vorgaben präzisiert.

Für die Hersteller ergeben sich daraus zusätzliche Anforderungen an Softwarefunktionen und Datenerfassung. Zur Erfüllung dieser produktspezifischen europäischen Anforderungen müssen Wärmepumpen jedoch nicht zwingend vernetzt sein. Erfolgt die Visualisierung der erfassten Daten direkt am Gerät („on-board“), ist keine externe Datenverbindung erforderlich.

Werden die gespeicherten Daten hingegen über ein externes Endgerät, beispielsweise ein Smartphone, Tablet oder einen PC, angezeigt, ist in der Regel eine Vernetzung der Wärmepumpe mit der vom Hersteller bereitgestellten Cloud-Infrastruktur notwendig. Dadurch können die Betriebsdaten übertragen, gespeichert und dem Endnutzer komfortabel zur Verfügung gestellt werden.

5.2.2 Fernoptimierung

Die Fernoptimierung ermöglicht es Herstellern, selbstverständlich nur mit Zustimmung der Endnutzer, den Betrieb vernetzter Wärmepumpen kontinuierlich zu analysieren und bei Bedarf

Anpassungen an den Systemeinstellungen vorzunehmen. Auf Basis von Betriebs-, Verbrauchs- und Zustandsdaten können Regelparameter optimiert, Effizienzpotenziale identifiziert sowie Komfort und Betriebssicherheit verbessert werden. Ziel ist es, die Energieeffizienz der Anlage im realen Betrieb zu steigern, den Energieverbrauch zu senken und den Nutzer bei einem wirtschaftlichen Anlagenbetrieb zu unterstützen.

Typische Funktionen umfassen die kontinuierliche Überwachung des Betriebsverhaltens, die Analyse von Anlagendaten, die Erkennung von Optimierungsbedarf sowie die Anpassung von Betriebsparametern aus der Ferne.

Dabei gewinnt auch der Einsatz von Künstlicher Intelligenz (KI) an Bedeutung. KI-basierte Optimierungsverfahren können Muster in großen Datenmengen erkennen und daraus Empfehlungen oder automatische Anpassungen für einen effizienteren Anlagenbetrieb ableiten. So können beispielsweise Heizkurven optimiert, Taktungsverhalten reduziert, Wartungsbedarfe frühzeitig erkannt oder Strompreis-, Wetter- und Lastprognosen in die Betriebsstrategie einbezogen werden. Dadurch lassen sich Effizienz, Komfort und Wirtschaftlichkeit weiter verbessern.

Im Kontext der Vernetzung von Wärmepumpen mit der vom Hersteller bereitgestellten Cloud-Infrastruktur stellt die Fernoptimierung einen wichtigen Mehrwert der Heizsysteme dar. Sie baut auf den verfügbaren Betriebs- und Zustandsdaten auf, die teilweise im Rahmen des Self-Monitorings erfasst werden, und ermöglicht eine kontinuierliche Verbesserung des Anlagenbetriebs über den gesamten Lebenszyklus hinweg.

Externe Eingriffe in diese Regelungsprozesse, insbesondere durch eine überlagernde Steuerung, bergen erhebliche Risiken. Sie können zu Konflikten mit den herstellerseitigen Optimierungsalgorithmen führen, die Effizienz der Anlage beeinträchtigen und im Extremfall die Betriebssicherheit oder Lebensdauer negativ beeinflussen. Zudem entstehen erhebliche Herausforderungen hinsichtlich der Verantwortungs- und Garantieabgrenzung.

Auch beim Einsatz von KI gilt daher, dass die Betriebs- und Steuerungshoheit grundsätzlich beim Wärmeerzeuger verbleiben sollte. KI sollte als unterstützendes Werkzeug zur kontinuierlichen Optimierung verstanden werden, nicht jedoch die geräteinternen Sicherheits-, Schutz- und Regelungsfunktionen ersetzen. Nur so lassen sich Effizienzgewinne, Nutzerkomfort und Betriebssicherheit dauerhaft miteinander vereinbaren.

5.2.3 Fernwartung Wärmepumpen

Die Fernwartung ermöglicht die digitale Überwachung und Diagnose einer Wärmepumpe über eine Internetverbindung. Betriebsdaten und Fehlermeldungen werden automatisch an den Serviceanbieter übertragen. Treten Unregelmäßigkeiten auf, kann der Anlagenzustand aus der Ferne analysiert werden. Kleinere Störungen lassen sich häufig ohne Vor-Ort-Termin beheben, während bei komplexen oder sicherheitsrelevanten Problemen ein Servicetechniker eingesetzt wird.

Einige Vorteile für Kunden sind:

- Höhere Betriebssicherheit durch die kontinuierliche Überwachung der Anlage,
- Frühzeitige Erkennung von Störungen und proaktive Kontaktaufnahme durch den Serviceanbieter, und

- Transparenz über den Anlagenbetrieb durch die regelmäßige Auswertung von Betriebsdaten.

Mit der zunehmenden Verfügbarkeit großer Mengen von Betriebs- und Servicedaten gewinnt auch der Einsatz von Künstlicher Intelligenz (KI) in der Fernwartung an Bedeutung. KI-basierte Verfahren können Auffälligkeiten im Anlagenbetrieb frühzeitig erkennen, Fehlerbilder automatisiert klassifizieren und auf Basis historischer Daten mögliche Ursachen identifizieren. Perspektivisch können dadurch Wartungsbedarfe frühzeitig prognostiziert („Predictive Maintenance“) und ungeplante Ausfälle reduziert werden. Serviceeinsätze lassen sich gezielter planen und Ersatzteile bereits vor dem Vor-Ort-Termin bereitstellen.

Zur Umsetzung und Nutzung der Fernwartung muss der Systemregler der Wärmepumpe über die herstellereigene Schnittstelle mit dem Internet und damit mit dem Backend des Herstellers verbunden sein. Dies ermöglicht die sichere Übertragung von Betriebsdaten, die Ferndiagnose sowie die Durchführung unterstützender Serviceleistungen.

Die Fernwartung schafft die technische Grundlage für einen effizienten Anlagenbetrieb, verkürzt Reaktionszeiten bei Störungen und unterstützt die Digitalisierung vernetzter Wärmepumpensysteme. Durch die Kombination von digitaler Fernüberwachung, automatisierter Analyse und KI-gestützter Fehlererkennung können Betriebssicherheit, Servicequalität und Anlagenverfügbarkeit weiter verbessert werden.

Betriebsprüfung nach EPBD GModG

§ 60a GModG sieht für Wärmepumpen, die seit dem 1. Januar 2024 in größeren Wohngebäuden mit mindestens sechs Wohnungen oder Nutzungseinheiten beziehungsweise in entsprechenden Gebäudenetzen in Betrieb genommen werden, eine verpflichtende Betriebsprüfung vor. Diese Prüfung muss nach der ersten vollständigen Heizperiode, spätestens jedoch zwei Jahre nach Inbetriebnahme erfolgen. Ziel ist es, sicherzustellen, dass die Wärmepumpe effizient arbeitet und die für Betrieb, Funktion und Energieeffizienz maßgeblichen Einstellungen und Komponenten korrekt ausgelegt und eingestellt sind.

Von dieser Prüfpflicht ausgenommen sind Wärmepumpen, die einer Fernkontrolle unterliegen oder für die ein Wartungsvertrag besteht. Für vernetzte Wärmepumpen lässt sich aus § 60a im GModG ein starkes Argument ableiten:

Wärmepumpen mit einer dauerhaften Fernüberwachung bzw. Fernkontrolle sind von der verpflichtenden Betriebsprüfung nach § 60a Absatz 1 ausgenommen. Dadurch können Vor-Ort-Prüfungen vermieden, Anlagenzustände kontinuierlich überwacht und Optimierungspotenziale schneller erkannt werden.

5.3 Digitale sektorübergreifende Mehrwertdienste für Wärmepumpen

Sektorübergreifende Anwendungsfälle koppeln die Bereiche Wärme, Strom und Mobilität intelligent miteinander. Ziel ist es, durch die automatisierte Orchestrierung aller Geräte im Gebäude einen direkten wirtschaftlichen Mehrwert für die Verbraucher zu schaffen, Netze proaktiv zu entlasten und eine einfache, herstellerübergreifende Praxisumsetzung im Alltag zu garantieren.

Hier gewinnt die Optimierung des Gesamtsystems Gebäude zunehmend an Bedeutung. In solchen Situationen kann es sinnvoll sein, einzelne Geräte bewusst nicht in ihrem jeweils isoliert optimalen Betriebspunkt zu betreiben, um im Zusammenspiel aller Anlagen insgesamt höhere Effizienz- und Kostenvorteile zu erzielen.

Diese Optimierung erfolgt produkt- und herstellerübergreifend und wird perspektivisch typischerweise durch ein Energiemanagementsystem (EMS) koordiniert. Ein EMS vernetzt energiebezogene Geräte innerhalb des Gebäudes miteinander sowie mit dem Energiemarkt und ermöglicht eine bedarfsgerechte sowie wirtschaftlich optimierte Energienutzung.

5.3.1 Photovoltaik und Eigenverbrauchsoptimierung

Die intelligente Kopplung von dezentraler Stromerzeugung (Photovoltaik), hocheffizienten Wärmepumpen und thermischen Speichern schafft eine klassische Win-Win-Situation: Durch die Nutzung des selbst erzeugten Stroms lassen sich die Betriebskosten drastisch senken, während die gesteigerte Autarkie und die CO₂-Einsparungen zu einer enormen Kundenzufriedenheit führen. Gleichzeitig wird die Energiewende für die Verbraucher im eigenen Zuhause aktiv erlebbar, da diese spürbare Selbstwirksamkeit die persönliche Identifikation mit dem Klimaschutz stärkt – aus abstrakten politischen Zielen wird konkreter, privater Nutzen und der Stolz auf die eigene, smarte Technologie. Auch die Infrastruktur profitiert: Die Stromnetze werden durch die reduzierte Netzbezugsleistung und die aktive Vermeidung von Lastspitzen wirksam entlastet. Das stabilisiert die Verteilnetze lokal, ohne dass Endkunden Einbußen beim gewohnten Wohnkomfort hinnehmen müssen.

Technisch lässt sich die Eigenverbrauchsoptimierung auf vielfältige Weise flexibel umsetzen:

Den Einstieg bildet die zeitgesteuerte Warmwasserbereitung, welche die Energieerzeugung gezielt in die ertragsstarken Mittagsstunden legt.

Eine deutlich intelligentere Optimierung bieten moderne Energiemanagementsysteme, die den aktuellen und prognostizierten Bedarf des Haushalts dynamisch auch mittels **Künstlicher Intelligenz (KI)** berücksichtigen. Die Steuerung der Wärmeerzeuger erfolgt dabei bisher über **SG-Ready**, zukünftig über herstellerübergreifende Kommunikationsstandards wie **EEBUS** – hier insbesondere über den Use Case **OHPCF** (*Optimization of Self-Consumption by Heat Pump Compressor Flexibility*) sowie das Anreiztabellen-Modell (**ITPCM** / *Incentive Table based Power Consumption Management*) – oder über proprietäre Herstellerschnittstellen.

Dieses Zusammenspiel ist ein hervorragendes Beispiel dafür, dass eine breite Marktdurchdringung – getragen von der Etablierung des SG-Ready-Standards und der zunehmenden Implementierung von EEBUS – sowie eine hohe Akzeptanz bei Herstellern und

Kunden ganz ohne starre regulatorische Vorgaben gelingen. Sie entsteht organisch durch attraktive wirtschaftliche Anreize und echten technologischen Fortschritt.

5.3.2 Dynamische Tarife und flexible Netzentgelte

Während die klassische Eigenverbrauchsoptimierung den Fokus auf den hausinternen PV-Ertrag legt, öffnet die Einbindung dynamischer Stromtarife und zeitvariabler Netzentgelte den Blick für das übergeordnete Energiesystem. Durch diese Marktintegration wandelt sich die Wärmepumpe von einem rein lokalen Verbraucher zu einem flexiblen, systemischen Akteur.

Endkunden profitieren dabei direkt von den Preisschwankungen an der Strombörse. In Zeiten hoher Wind- und Solareinspeisung nutzen smarte Wärmepumpen und Energiemanagementsysteme (EMS) günstige oder gar negative Strompreise, um thermische Speicher vorausschauend und kostengünstig zu beladen. Dieser marktbasierte Ansatz verbindet aktiven Klimaschutz direkt mit einem spürbaren, monetären Vorteil für Verbraucher. Gleichzeitig stabilisiert diese Flexibilisierung die Stromnetze. Durch die zeitliche Verlagerung der Lasten in Phasen geringer Netzauslastung werden lokale Netzengpässe proaktiv entschärft. Erste wichtige Schritte hierzu wurden mit dem **Modul 3 nach § 14a EnWG** unternommen. Solche Anreizsysteme machen harte, regulierende Eingriffe der Netzbetreiber weitgehend überflüssig, während der thermische Komfort im Haus erhalten bleibt. Eine logische Weiterentwicklung dieses Ansatzes sind ortsabhängige, **dynamische Netzentgelte**, die engpassbasierte Preissignale noch präziser abbilden, für höhere Netzebenen geht der Entwurf zum Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) in die gleiche Richtung.

Die Grundvoraussetzung für den Erfolg dieser Mechanismen ist jedoch die flächendeckende Verfügbarkeit von dynamischen Tarifen, orts- und zeitvariablen Netzentgelten sowie der dafür notwendigen Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur (SMGW). Die gesetzliche Verpflichtung zur Bereitstellung von variablen Tarifen und die Einführung von Modul 3 sind daher ausdrücklich zu begrüßen. Gleichzeitig zeigen die aktuellen Verfahren zur Feststellung der Nichtverfügbarkeit von Modul 3, dass einige Netzbetreiber dieses Anreizsystem noch nicht durchgehend anbieten und hier erhebliches Potenzial ungenutzt bleibt. Die konkrete Umsetzung im Gebäude kann auf unterschiedliche Weise erfolgen: entweder direkt integriert in der Steuerung der Wärmepumpe oder koordiniert durch ein übergeordnetes Energiemanagementsystem (EMS). Bei der Umsetzung via EMS können im Kern dieselben offenen Schnittstellen (wie SG-Ready und EEBUS) genutzt werden, die sich bereits bei der PV-Eigenverbrauchsoptimierung bewährt haben. Eine wesentliche Verbesserung wäre die standardisierte, sichere und lokale Bereitstellung von Mess-, Tarif- und Netzentgeltinformationen über die Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur an das EMS, wobei der EEBUS Anwendungsfall Time-of-Use-Tariff (TOUT) als herstellerübergreifender Anwendungsfall genutzt werden sollte.

Dynamische Tarife sowie zeit- und ortsabhängige Netzentgelte bergen ein riesiges, bisher kaum gehobenes Potenzial. Erst wenn die infrastrukturellen Grundlagen auf Netz- und Stromanbieterseite gelöst sind, kann sich die notwendige Kundenzufriedenheit einstellen, die zu einer schnellen und breiten Marktdurchdringung führt.

5.3.3 Netzorientierte Leistungsbegrenzung nach § 14a EnWG

Während Eigenverbrauchsoptimierung und dynamische Tarife auf marktliche Anreize setzen, befasst sich die netzorientierte Leistungsbegrenzung mit der physischen Sicherheit unseres Energiesystems. Mit der Neuregelung des **§ 14a EnWG** hat der Gesetzgeber die rechtlichen und technischen Weichen für eine sichere Integration von Großverbrauchern gestellt. Diese Regelung wird seitens der Heizungsbranche ausdrücklich begrüßt, da sie eine klare Anschlussgarantie für jede Wärmepumpe festschreibt und langwierige Netzanschlussprüfungen oder gar Ablehnungen der Vergangenheit angehören.

Da das regulatorische „Dimmen“ mit Komforteinschränkungen verbunden sein kann, darf dieser harte Eingriff – wie gesetzlich vorgesehen – nur die **Ultima Ratio** im akuten Krisenfall sein. Um Netzengpässe präventiv zu verhindern, müssen marktliche Instrumente vorrangig ausgebaut werden. Der Schlüssel hierfür ist die Weiterentwicklung des **Moduls 3 nach § 14a EnWG** hin zu orts- und zeitvariablen Netzentgelten, wie auch in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben. Sollte es dennoch zu dauerhaften Einschränkungen kommen, ist der Netzbetreiber gesetzlich verpflichtet, das betroffene Netz unverzüglich und bedarfsgerecht auszubauen. Ausdrücklich zu begrüßen ist dabei, dass der Gesetzgeber dem Kunden die Wahl lässt, ob die Steuerung direkt am Gerät oder flexibel über ein übergeordnetes Energiemanagementsystem (EMS) erfolgt. Dies trägt den unterschiedlichen Kundenbedürfnissen sowie der Vielfalt der Anlagenkonfigurationen im Markt Rechnung und sollte erhalten bleiben.

Für die technische Umsetzung auf der Kundenanlageseite gilt: **Die Zukunft ist IP-basiert.** Langfristig wird die herstellerübergreifende, digitale Kommunikation über IP-Protokolle der Standard sein. Die herstellerseitige Bereitstellung einer IP-basierten Steuerungsmöglichkeit für Wärmepumpen ist bereits heute eine wesentliche Grundvoraussetzung, was sich auch in den aktuellen staatlichen Förderbedingungen (BEG-Richtlinien) verpflichtend ab 1. Juli 2027 widerspiegelt.

Gleichzeitig muss der Übergang praxisnah gestaltet werden: In einer Übergangsphase ist es zwingend erforderlich, auf Kundenseite auch weiterhin eine einfache, relaisbasierte Ansteuerung (z. B. über klassische SG-Ready-Schaltkontakte, EVU-Block) zu unterstützen. Dies ist entscheidend, um die Eintrittshürden bei der Installation zu senken, die Komplexität im Handwerk zu reduzieren und auch ältere Anlagen unkompliziert einzubinden. Bietet der Kunde im Rahmen der Netzanmeldung allerdings eine digitale Schnittstelle nach VDE-AR-E 2829-6 an, sollte der Netzbetreiber diese auch unterstützen können. Eine zusätzliche Verpflichtung zur Bereitstellung einer parallelen relaisbasierten Steuerung sollte in diesem Fall nicht bestehen.

Die Leistungsbegrenzung nach § 14a EnWG sichert den schnellen Hochlauf der Wärmewende. Für eine langfristige Akzeptanz bei Herstellern, Fachhandwerk und Kunden müssen die Anmeldeprozesse für Wärmepumpen bundesweit vereinheitlicht, digitalisiert und vereinfacht werden (siehe Kapitel 5.1.3). Zudem muss die physische Dimmung eine seltene Ausnahme bleiben. Langfristig sollte die Netzintegration vermehrt über marktbasierende Anreize, digitale Kommunikation und interoperable Schnittstellen erfolgen.

5.3.4 Tarifoptimierung

Mit dem Einbau einer Wärmepumpe verändert sich das energetische Profil eines Haushalts fundamental. Während ein durchschnittlicher Haushalt ohne Elektroauto ca. 2.500 bis 3.000 kWh Strom im Jahr verbraucht, verdoppelt oder verdreifacht sich dieser Bedarf mit einer Wärmepumpe schlagartig. Durch diesen massiven Anstieg des Jahresstromverbrauchs wird der gewählte Stromtarif zum **größten einzelnen Hebel für die Wirtschaftlichkeit der gesamten Heizungsanlage**. Ein Preisunterschied von nur 5 bis 10 Cent pro Kilowattstunde summiert sich bei Wärmepumpenbesitzern schnell auf eine hohe jährliche Ersparnis.

Trotz dieses enormen Einsparpotenzials steckt ein Großteil der Verbraucher nach wie vor in viel zu teuren Tarifen fest. Netzentgeltreduktionen nach der § 14a-Regelung werden nicht in Anspruch genommen. Die gängigen Online-Vergleichsportale beachten die neuen regulatorischen Rahmenbedingungen des § 14a EnWG unzureichend. Variable Tarife und Netzentgelte erschweren die Vergleichbarkeit zusätzlich.

Es gibt keine einheitliche Praxis bei den Stromanbietern, wie die gesetzliche Netzentgeltreduzierung ausgewiesen wird. Einige Versorger preisen den Rabatt (z. B. nach Modul 2) direkt in ihren Arbeitspreis ein, andere weisen ihn erst nachträglich auf der Jahresabrechnung aus, und bei vielen fehlen jegliche Angaben. Neben der Markttransparenz scheitert der unkomplizierte Tarifwechsel häufig an der physischen Mess- und Steuerbox-Infrastruktur. Damit dynamische Tarife oder optimierte Wärmepumpen-Tarife überhaupt genutzt werden können, ist ein intelligentes Messsystem (Smart-Meter-Gateway / SMGW) zwingend erforderlich.

Auch hier zeigt sich eine Schnittstellen-Lücke: Die aktuellen Verbrauchswerte und Tarifinformationen werden nach wie vor nicht standardisiert und lokal über das SMGW an das Energiemanagementsystem (EMS) oder die Wärmepumpe übertragen (EEbus: TOUT). Stattdessen sind die Systeme auf proprietäre Cloud-Schnittstellen (APIs) der jeweiligen Tarifanbieter angewiesen, die zudem ortsabhängig sind. Das erhöht die Installationskomplexität, Fehleingabe und senkt die Nutzerakzeptanz drastisch.

Der Tarifwechsel bei Wärmepumpen ist ein großer, bisher weitgehend ungenutzter Hebel für die Energiewende und die Entlastung der Verbraucher. Dieser darf nicht durch die Informationsbereitstellung über proprietäre Schnittstellen behindert werden. Hier kann regulatorisch für mehr Verbraucherfreundlichkeit gesorgt werden.

5.3.5 Kritische Betrachtung von Flexbändern und weiteren präventiven Leistungsbegrenzungen

Das Erfordernis der intelligenten Steuerung der Elektrizitätsnetze ist angesichts der fortschreitenden Elektrifizierung und Dezentralisierung unbestritten. Ziel ist ein sicherer Netzbetrieb bei gleichzeitig möglichst hoher Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur, um unnötige Netzausbaukosten zu vermeiden.

Bei dem in diesem Zusammenhang diskutierten Konzept des Flexbands handelt es sich um einen durch den Netzbetreiber festgelegten Leistungskorridor, der am Netzanschlusspunkt durch den Anschlussnutzer einzuhalten ist.

Um an den Flexibilitätsmärkten partizipieren zu können, soll der Anschlussnutzer vertraglich dazu verpflichtet werden, den Hüllkurven des Verteilnetzbetreibers zu folgen. Im Gegensatz zu EnWG §14a, der eine garantierte Mindestleistung (mind. 4,2kW) vorsieht, unterliegen die einseitig durch den Netzbetreiber festgelegten Hüllkurven dieser Einschränkung nicht. Inwiefern damit der Kundenkomfort (u.a. Wärme, Mobilität) gewährleistet werden kann, ist unklar. Verschärfend besteht das Risiko der pauschalen, restriktiven Festlegung der Flexbänder für die betroffenen Netzanschlusspunkte. Es fehlen sowohl Anreize als auch Rückkopplungsmechanismen für den Verteilnetzbetreiber, um eine optimale Auslastung des bestehenden Netzes im Rahmen der sicheren Betriebsführung zu ermöglichen. Flexibilitätpotenzial, das unter Berücksichtigung realer Netzrestriktionen vorhanden wäre, bleibt ungenutzt. Damit werden relevante Werte für Elektrizitätssystem und Endkunden nicht gehoben.

Dies gilt insbesondere für Wärmepumpen, deren Flexibilitätpotenzial aufgrund der Kopplung von elektrischem und thermischem Energiemanagement nicht allein über elektrische Leistungsgrenzen beschrieben werden kann. Die tatsächlich verfügbare Flexibilität hängt unter anderem von Gebäudezustand, thermischen Speichern, Wetterbedingungen und den Komfortanforderungen der Nutzer ab.

Flexbänder könnten die Ableitung tatsächlicher Netz- und Flexibilitätsbedarfe erschweren, da potenzielle Nachfrage bereits im Vorfeld begrenzt wird. Zudem ist das Zusammenspiel zwischen Flexband-Verträgen und zeitvariablen Netzentgelten regulatorisch ungelöst, weshalb eine einseitige Verpflichtung zur Einhaltung der Flexbänder die kundenorientierte Systemnutzung unverhältnismäßig einschränkt.

Grundsätzlich bleibt für den Endkunden der vertragliche Leistungskorridor schwer nachvollziehbar. Restriktive Vorgaben ohne finanzielle Gegenleistung bieten Kunden keinen Anreiz zur aktiven Flexibilisierung und gefährden damit die Akzeptanz vernetzter Technologien. Beispielsweise erfolgt die Kompensation des Kunden für die bereitgestellte Flexibilität beim Konzept des Leistungspreis+ -Modells über den Übertragungsnetzbetreiber. Bei Verwendung des Flexbandkonzepts würde der Verteilnetzbetreiber die bereitgestellte Flexibilität und damit auch mögliche Vergütung begrenzen, ohne dass wirksame Mechanismen bestehen, diese Einschränkungen auf das notwendige Maß zu reduzieren oder ihre Erforderlichkeit transparent nachzuweisen.

Statt vertraglich vorgegebener Flexbänder sollte der Fokus konsequent auf marktkonformen Instrumenten wie zeitvariablen Netzentgelten liegen, da freiwillige Lastverschiebung über klare Preissignale die aktive Teilnahme fördern, wohingegen komplexe Vertragsstrukturen im Alltag eher Abwehr erzeugen. Flexibilität sollte freiwillig durch wirtschaftliche Anreize aktiviert und nicht präventiv durch pauschale Leistungsbegrenzungen eingeschränkt werden.

Internationale Best Practices aus den USA, der Schweiz oder den skandinavischen Ländern sowie zahlreiche Forschungsprojekte zeigen die Wirksamkeit und technische Machbarkeit solcher dynamischen Preis- und Tarifmodelle auf. Diese marktbasierten Ansätze werden auch durch den europäischen „Electrification Action Plan“ nachdrücklich gestützt, der den konsequenten Abbau regulatorischer Barrieren sowie die Etablierung dynamischer Preissignale als Schlüssel für eine erfolgreiche Sektorenkopplung einfordert.

Aus Sicht der Heizungsindustrie sollten marktbasierte Instrumente zur Aktivierung von Flexibilität grundsätzlich Vorrang vor präventiven und restriktiven Leistungsbegrenzungen haben. Zeitvariable und perspektivisch dynamische Netzentgelte schaffen transparente wirtschaftliche Anreize für netzdienliches Verhalten, respektieren die Entscheidungsfreiheit der Kunden und ermöglichen gleichzeitig eine effiziente Nutzung vorhandener Netzkapazitäten. Flexibilität sollte aktiviert und nicht vorsorglich begrenzt werden.

5.3.6 Interaktion mit Aggregatoren

Aggregatoren bündeln dezentrale flexible Energieerzeuger und -verbraucher und vermarkten deren konsolidierte Flexibilität an den Elektrizitätsmärkten beispielsweise zur Bereitstellung von Regelenenergie oder anderer Energiesystemdienstleistungen wie Redispatch. Daher bietet das Flexibilitätpotenzial von Wärmepumpen unter Berücksichtigung ihrer technischen Besonderheiten (siehe Kapitel 4.9) und der Bedürfnisse der Nutzer auch im Zusammenspiel mit Aggregatoren die Möglichkeit, einen Mehrwert für die Endkunden und das Elektrizitätssystem zu schaffen.

Aus Sicht der einzelnen Wärmepumpe übernimmt der Aggregator hierbei eine ähnliche Rolle wie ein Energiemanagementsystem, da er gleichermaßen die verfügbare Flexibilität des Wärmepumpensystems nutzen möchte.

In der Praxis sind jedoch unterschiedliche Architekturkonzepte denkbar. Möglich sind:

- eine direkte Anbindung der Wärmepumpe an den Aggregator (mittelbar via SMGW-Architektur oder unmittelbar via 2. WAN-Schnittstelle),
- eine Anbindung über ein Energiemanagementsystem (EMS),
- eine Voraggregation von Wärmepumpenflotten durch die Hersteller.

Essenziell ist daher die Nutzung harmonisierter und standardisierter Datenmodelle und Schnittstellen, um die Nutzerakzeptanz durch Vermeidung von Lock-In Effekten und Auswahlmöglichkeit der besten Anbieter sicherzustellen und die Komplexität sowie Aufwände zur Integration und Interoperabilität für Aggregatoren und Wärmepumpenhersteller gleichermaßen zu minimieren.

Für eine erfolgreiche Integration von Wärmepumpen in Flexibilitätsmärkte sind drei Voraussetzungen entscheidend:

- offene und standardisierte Schnittstellen,

- europaweit harmonisierte Datenmodelle,
- der Erhalt der Betriebs- und Steuerungshoheit des Wärmepumpensystems.

Diese Grundprinzipien sind unabhängig von der gewählten Systemarchitektur zu gewährleisten.

Hierbei ist eine europäische Harmonisierung anzustreben und sicherzustellen, damit regional unterschiedliche Ausprägungen gleicher Anwendungsfälle im europäischen Verbundnetz vermieden werden und Synergien genutzt sowie Komplexität und Kosten minimiert werden. Der Fokus sollte hierbei auf die bereits für die Eigenoptimierung und Interaktion mit dem Energiemanagementsystem genutzten herstellerübergreifenden offenen digitalen Kommunikationsstandards (vgl. EEBUS mit beispielsweise dem Use Case ITPCM) liegen. Dies stellt die Konsistenz über die verschiedenen Architektur-Konstellationen sicher, berücksichtigt die technischen Besonderheiten der Wärmepumpe und ermöglicht den kosteneffizienten Betrieb und die Erstellung von Flexibilitätsprognosen unter Berücksichtigung des Kundenkomforts durch die Wärmepumpenhersteller. Dadurch bleiben die Verantwortlichkeiten für den effizienten, ordnungsgemäßen und sicheren Betrieb der Wärmepumpe klar geregelt. Diese Verantwortung liegt weiterhin bei Hersteller und Fachhandwerk.

Eine unmittelbare Übernahme der detaillierten Anlagensteuerung durch Aggregatoren erscheint vor diesem Hintergrund weder notwendig noch zweckmäßig. Auch die Bereitstellung weitergehender thermischer Signale (wie Speichertemperaturen, Heizkreisparametern, etc.) ist für die Bereitstellung von elektrischer Flexibilität nicht erforderlich. Im Gegenteil: sie würde die Komplexität sowie das Risiko von Fehlinterpretationen aufgrund der vielfältigen und gebäudespezifischen Systemaufbauten von Wärmepumpenanlagen erhöhen, ohne einen entsprechenden Mehrwert zu schaffen.

Aufgrund der potenziell hohen systemischen Wirkung aggregierter Wärmepumpenflotten sind die Anforderungen an Cybersicherheit (siehe Kapitel 4.13) konsequent zu berücksichtigen.

Unter Berücksichtigung dessen, dass die Kernfunktion des Wärmepumpensystems in der Bereitstellung thermischen Komforts liegt und die Bereitstellung von Flexibilität eine zusätzliche Funktion darstellt, kann die Interaktion zwischen Wärmepumpen und Aggregatoren einen erheblichen Mehrwert für Endkunden und das Elektrizitätssystem schaffen.

5.3.7 Einführung neuer Anwendungsfälle

Werden neue Anwendungsfälle für die Vernetzung von Wärmepumpen erforderlich, sollte von Beginn an eine europäisch harmonisierte und interoperable Lösung angestrebt werden. Nationale Sonderwege und proprietäre Ansätze erhöhen die Komplexität für Hersteller, Fachhandwerk und Endkunden und erschweren die Skalierung digitaler Anwendungen.

Neue Anwendungsfälle sollten daher zunächst branchenübergreifend in offenen Standards, beispielsweise innerhalb von EEBUS, beschrieben und spezifiziert werden. Darauf aufbauend sollte eine Überführung in nationale und europäische Normungsprozesse erfolgen. Nach erfolgreicher Standardisierung können die entsprechenden Funktionen und Dienste im Code of

Conduct on energy management related interoperability of Energy Smart Appliances referenziert und damit europaweit harmonisiert umgesetzt werden.

Dieses Vorgehen schafft Investitionssicherheit, fördert die Interoperabilität zwischen unterschiedlichen Marktakteuren und trägt dazu bei, dass neue digitale Anwendungen schneller und kosteneffizienter in den Markt eingeführt werden können.

6 Politische, regulatorische und technische Treiber der Vernetzung

6.1 Code of Conduct on energy management related interoperability of Energy Smart Appliances (CoC)

Der Code of Conduct on energy management related interoperability of Energy Smart Appliances¹ ist eine von der Europäischen Kommission initiierte freiwillige Vereinbarung zur Förderung der Interoperabilität und Vernetzung energieverbrauchender Geräte. Ziel ist es, die Markteinführung interoperabler und energieflexibler Produkte zu beschleunigen und deren Integration in ein digitales Energiesystem zu erleichtern.

Im Mittelpunkt steht die herstellerübergreifende Zusammenarbeit von Geräten wie Wärmepumpen, Haushaltsgeräten, Energiemanagementsystemen, Batteriespeichern, Wallboxen und Photovoltaikanlagen. Der CoC definiert hierfür gemeinsame energierelevante Dienste sowie die dafür erforderlichen Informations- und Kommunikationsanforderungen.

Für Wärmepumpen ist der CoC insbesondere deshalb relevant, weil er einen europäischen Rahmen zur Beschreibung standardisierter Flexibilitätsfunktionen schafft. Im Fokus steht die Definition von Funktionen, die ein Gerät bereitstellen kann, beispielsweise:

- zeitliche Verschiebung des Betriebs,
- Reaktion auf Preissignale,
- temporäre Leistungsanpassung,
- optimierte Nutzung lokal erzeugter erneuerbarer Energie,
- Bereitstellung von Informationen für Energiemanagementsysteme.

Aus Sicht der Heizungsindustrie ist der CoC ein wichtiger Schritt hin zu europaweit harmonisierten Interoperabilitäts- und Flexibilitätsanforderungen. Er kann dazu beitragen, die heute noch fragmentierte Landschaft nationaler und herstellerspezifischer Lösungen zu vereinheitlichen und damit Investitionssicherheit, Markttransparenz und die Integration von Wärmepumpen in Energiemanagementsysteme zu verbessern.

Zudem wird eine direkte Verbindung zwischen dem CoC und der nächsten europäischen Energieverbrauchskennzeichnung entstehen. Während das Energielabel die energetische Effizienz eines Produkts bewertet, soll ein zusätzliches Icon auf Basis des CoC die Informationen zu digitaler Vernetzung, Interoperabilität und Energieflexibilität ergänzen. Über die Kennzeichnung entsprechender Produkte in **EPREL** entsteht damit erstmals ein europaweit einheitlicher Rahmen, um energieintelligente Geräte und ihre Fähigkeit zur Integration in ein digitales Energiesystem sichtbar zu machen.

Während die Version 1.0 des CoC einen Schwerpunkt auf Wärmepumpen und Haushaltsgeräte legt, werden mit der Weiterentwicklung des Regelwerks zunehmend weitere Produktklassen wie Energiemanagementsysteme, Ladeeinrichtungen, Batteriespeicher und Photovoltaikanlagen einbezogen.

¹ [code of conduct on energy management related interoperability of energy smart appliances v.1.0.pdf](#)

Der Code of Conduct entwickelt sich damit zu einem wichtigen europäischen Orientierungsrahmen für die herstellerübergreifende Vernetzung von Wärmepumpen und anderen Energy Smart Appliances. Er ersetzt bestehende technische Standards nicht, kann jedoch deren Zusammenspiel vereinfachen und die europaweite Harmonisierung interoperabler Lösungen unterstützen.

6.2 Datenstrategie

Die **Europäische Datenstrategie** (European Strategy for Data), veröffentlicht von der Europäischen Kommission am 19. Februar 2020, ist das politische Grundsatzdokument für den Aufbau eines europäischen Datenbinnenmarktes und bildet die Grundlage für spätere Regulierungen wie den Data Governance Act, den **Data Act** sowie die sektoralen europäischen Datenräume, darunter auch den Energiedatenraum **CEEDS**.

EU Data Act

Die rechtliche Grundlage für einen solchen Datenaustausch bildet der EU Data Act. Er regelt, wer auf von vernetzten Produkten erzeugte Daten zugreifen darf und unter welchen Bedingungen diese Daten genutzt oder an Dritte weitergegeben werden können. Nutzer vernetzter Geräte, beispielsweise Wärmepumpen, erhalten dadurch mehr Kontrolle über ihre Daten und können diese beispielsweise Energieversorgern, Aggregatoren oder Energiemanagementdiensten zur Verfügung stellen. Der Data Act schafft damit die rechtlichen Rahmenbedingungen für eine offene und vertrauenswürdige Datenwirtschaft.

Bereitgestellt werden Daten, die während des Betriebs der Geräte und der Nutzung digitaler Dienste entstehen, z.B.:

Systemsteuerungsdaten (z. B. Soll- und Ist-Temperaturen), Betriebsdaten (z. B. Wasserdruck, Durchflussmengen), Diagnose- und Fehlercodes, Daten aus vernetzten Diensten und Apps.

Ziel des Data Act ist es, Transparenz und Datenhoheit für Nutzer zu schaffen. Verbraucher sollen selbst entscheiden können, wer die von ihren Geräten erzeugten Daten nutzt. Gleichzeitig fördert die Verordnung Innovation, da Daten auch Drittanbietern zur Verfügung gestellt werden können, etwa für Energiemanagement-, Wartungs- oder Optimierungsdienste.

Für die Heizungsindustrie ist der Data Act ein wichtiger Baustein der Vernetzungsstrategie. Vernetzte Geräte erzeugen kontinuierlich Betriebs- und Energiedaten, die für digitale Services wie Fernoptimierung, Fernwartung, Energiemanagement und Produktverbesserungen genutzt werden. Durch die standardisierte Bereitstellung dieser Daten schafft der Data Act die Grundlage für ein offenes digitales Ökosystem, in dem Wärmepumpen, Energiemanagementsysteme, Netzbetreiber und weitere Marktteilnehmer besser zusammenarbeiten können. Damit unterstützt der Data Act die Integration vernetzter Wärmepumpen in ein intelligentes und flexibilisiertes Energiesystem.

CEEDS

CEEDS steht für Common European Energy Data Space und ist die von der EU angestrebte Dateninfrastruktur für den Energiesektor. Ziel ist es, Energiedaten sicher, standardisiert und interoperabel zwischen unterschiedlichen Akteuren auszutauschen, darunter Netzbetreiber, Energieversorger, Hersteller, Aggregatoren, Energiegemeinschaften und Endkunden.

Dabei handelt es sich nicht um eine zentrale Datenbank, sondern um ein Datenökosystem, in dem Daten bei den jeweiligen Eigentümern verbleiben, aber über gemeinsame Regeln, Standards und Schnittstellen nutzbar gemacht werden. CEEDS soll den Datenaustausch über Länder- und Organisationsgrenzen hinweg ermöglichen und so einen europäischen Binnenmarkt für Energiedaten schaffen.

Für die Energiewende könnte CEEDS eine zentrale Rolle spielen. Erst durch einen standardisierten Zugang zu Energiedaten können Anwendungen wie

- Demand Response,
- netzdienliche Steuerung von Wärmepumpen,
- dynamische Stromtarife,
- Flexibilitätsmärkte,
- Energy Sharing und Energiegemeinschaften,
- die Integration von Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern

europaweit skaliert werden.

INSIEME

Das EU-geförderte Projekt INSIEME (Integrated Network for Data Space and Interoperable Energy Management in Europe) setzt diese Vision von CEEDS praktisch um. Das Projekt entwickelt und erprobt die technischen, organisatorischen und regulatorischen Bausteine des CEEDS und verbindet bestehende nationale Energiedatenräume zu einer europäischen Infrastruktur. Dabei werden zahlreiche Anwendungsfälle in mehreren EU-Mitgliedstaaten getestet, darunter Demand Response, Flexibilitätsmanagement, Energy Sharing, Elektromobilität und die Integration erneuerbarer Energien.

Für die Vernetzung von Wärmepumpen ist dieser Zusammenhang besonders relevant:

Im zukünftigen Energiesystem könnten Wärmepumpen über CEEDS auf Informationen wie:

- dynamische Strompreise,
- Flexibilitätssignale von Netzbetreibern,
- Informationen aus Energiegemeinschaften,
- Markt- und Netzdaten

zugreifen oder eigene Flexibilitäten bereitstellen. Dadurch werden Demand-Response-Anwendungen, netzdienlicher Betrieb und die Teilnahme an Flexibilitätsmärkten möglich. Der Data Act regelt dabei den Datenzugang, CEEDS stellt die Infrastruktur bereit und INSIEME entwickelt diese Infrastruktur praktisch weiter.

6.3 Network Code Demand Response (NC DR)

Der Network Code on Demand Response (NC DR) ist ein neuer europäischer Netzkodex, der die Nutzung von Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite europaweit harmonisieren soll. Ziel ist es, die Teilnahme steuerbarer Verbraucher, Speicher, dezentraler Erzeuger und Aggregatoren an Strom- und Flexibilitätsmärkten zu erleichtern.

Für die Wärmepumpenbranche ist der NC DR von besonderer Bedeutung, da Wärmepumpen künftig verstärkt als flexible Verbrauchseinrichtungen zur Netz- und Systemstabilität beitragen können. Der Netzkodex schafft hierfür einen europaweit einheitlichen Rahmen und soll

sicherstellen, dass Flexibilitätspotenziale diskriminierungsfrei und marktbasiert genutzt werden können.

Im Mittelpunkt stehen insbesondere:

- ein vereinfachter Zugang zu Energie- und Flexibilitätsmärkten für dezentrale Flexibilitäten,
- harmonisierte Anforderungen an die Präqualifizierung von Flexibilitätsanbietern,
- eine stärkere Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern,
- ein standardisierter und interoperabler Datenaustausch zwischen Anlagen, Marktakteuren und Netzbetreibern.

Für Wärmepumpen bedeutet der NC DR einen weiteren Schritt von der reinen netzdienlichen Steuerung hin zu einer aktiven Rolle im Flexibilitätsmarkt. Wärmepumpen können künftig beispielsweise auf dynamische Strompreise reagieren, erneuerbare Stromüberschüsse nutzen, Lastverschiebungen bereitstellen oder über Aggregatoren an Flexibilitätsmärkten teilnehmen.

Aus Sicht der Heizungsindustrie ist der NC DR ein wichtiger Baustein für die Integration von Wärmepumpen in ein klimaneutrales Energiesystem. Positiv zu bewerten sind insbesondere die europäische Harmonisierung, die Förderung von Interoperabilität sowie die stärkere Nutzung marktlicher Anreize. Entscheidend wird jedoch sein, dass die Umsetzung einfach, automatisiert und wirtschaftlich attraktiv bleibt und nicht zu zusätzlicher Komplexität oder unnötigen Kosten für Endkunden führt.

6.4 Der europäische „Electrification Action Plan“ – Rückenwind für die Wärmewende

Die Weichenstellungen für die Dekarbonisierung des Wärmesektors werden längst nicht mehr nur auf nationaler Ebene getroffen. Mit der Vorstellung des **„Electrification Action Plan“** der Europäischen Kommission hat Brüssel ein unmissverständliches industriepolitische Signal gesetzt: Die Elektrifizierung wird zum zentralen Baustein für Klimaschutz, wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit und die Energieunabhängigkeit Europas. Dies rückt die Wärmepumpe endgültig als Schlüsseltechnologie in das Zentrum der europäischen Energiepolitik.

Ein zentrales Instrument, das der europäische Aktionsplan zur Entlastung der Verbraucher und Netze einfordert, ist die flächendeckende Einführung von **zeitvariablen und dynamischen Netzentgelten**. Die Europäische Kommission verpflichtet die Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten, Tarifmethodiken zu entwickeln, die finanziellen Anreize für netzdienliche Flexibilität setzen.

6.5 Netz- und systemdienliche Anforderungen in der Wärmepumpenförderung (BEG)

Die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) verknüpft die Förderung von Wärmepumpen bereits seit mehreren Jahren mit der Fähigkeit zur netzorientierten Steuerung. Damit wird sichergestellt, dass geförderte Anlagen grundsätzlich in der Lage sind, einen Beitrag zur Integration in das Stromsystem zu leisten.

Mit der fortschreitenden Digitalisierung des Energiesystems rücken zunehmend digitale und interoperable Schnittstellen in den Fokus der Förderanforderungen. Ab dem 1. Juli 2027 müssen neu installierte Wärmepumpen im Rahmen der BEG über eine digitale interoperable Schnittstelle verfügen. Diese ist in einem Format bereitzustellen, das den Anforderungen des von der Europäischen Kommission initiierten Code of Conduct on energy management related interoperability of Energy Smart Appliances (Version 1.0) entspricht. Als technische Umsetzung kommt beispielsweise EEBUS gemäß VDE-AR-E 2829-6 in Betracht.

Die Verankerung solcher Anforderungen in der Förderlandschaft bietet die Chance, europäisch harmonisierte Lösungen zu etablieren und gleichzeitig nationale Insellösungen zu vermeiden.

Darüber hinaus eröffnet dieser Ansatz die Möglichkeit, zukünftige Anforderungen an netz- und systemdienliche Funktionen in einen europäischen Standardisierungsprozess einzubetten. Neue Anwendungsfälle, Kommunikationsprotokolle oder Anforderungen an die Interaktion mit Smart Meter und Energiemanagementsystemen können perspektivisch über den Code of Conduct weiterentwickelt und europaweit harmonisiert werden. Dies schafft einen klaren Entwicklungspfad für Hersteller, erhöht die Skalierbarkeit von Lösungen und unterstützt die Integration von Wärmepumpen in ein zunehmend digitales Energiesystem.

Der Code of Conduct entwickelt sich damit zu einem wichtigen Referenzrahmen für die Beschreibung und Weiterentwicklung intelligenter Geräte (Energy Smart Appliances) sowie standardisierter netz- und systemdienlicher Anwendungsfälle. Aus Sicht der Heizungsindustrie sollte er als europäische Grundlage für interoperable und zukunftsfähige Schnittstellen genutzt werden, um die Digitalisierung der Wärmewende effizient, kundenfreundlich, sektorübergreifend und technologieoffen zu gestalten.

6.6 Roadmap Systemstabilität der Bundesregierung

Die Ende 2023 veröffentlichte Roadmap Systemstabilität beschreibt den Weg zu einem sicheren und stabilen Stromsystem mit einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien. Im Mittelpunkt steht die Frage, wie die heute überwiegend von konventionellen Kraftwerken bereitgestellten Systemdienstleistungen künftig durch erneuerbare Erzeugungsanlagen, Speicher, Netze und flexible Verbraucher übernommen werden können.

Für Wärmepumpen ist die Roadmap insbesondere deshalb relevant, weil sie als Bestandteil der zukünftigen Flexibilitätslandschaft betrachtet werden. Durch die zeitliche Verschiebung ihres Stromverbrauchs können Wärmepumpen dazu beitragen, Lastspitzen zu reduzieren, erneuerbare Stromüberschüsse aufzunehmen und Netzengpässe zu vermeiden.

Voraussetzung hierfür sind digitale Infrastrukturen, intelligente Messsysteme, standardisierte Kommunikationsschnittstellen sowie die Einbindung in Energiemanagement- und Flexibilitätslösungen. Langfristig sollen Wärmepumpen damit von reinen Stromverbrauchern zu aktiven Akteuren des Energiesystems werden und einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien sowie zur Stabilität des Stromsystems leisten.

6.7 Die Netzentgelte-Reform „AgNes“

Mit AgNes entwickelt die Bundesnetzagentur die zukünftige Netzentgeltsystematik für den Zeitraum nach Auslaufen der Stromnetzentgeltverordnung weiter. Der aktuelle Festlegungsentwurf bestätigt grundsätzlich die wachsende Bedeutung von Flexibilität und

netzdienlicher Verbrauchssteuerung im zukünftigen Energiesystem. Gleichzeitig wird deutlich, dass kurzfristig eher mit einer Weiterentwicklung bestehender Instrumente, insbesondere zeitvariabler Netzentgelte und der Mechanismen nach § 14a EnWG, zu rechnen ist als mit einer flächendeckenden Einführung vollständig dynamischer Netzentgelte für Haushaltskunden. Voraussetzung für weitergehende Modelle bleiben insbesondere der Smart-Meter-Rollout, standardisierte Datenschnittstellen sowie eine praxistaugliche Umsetzung für Verbraucher, Netzbetreiber und Energiewirtschaft.

Aus Sicht der Heizungsindustrie ist die stärkere Nutzung marktbasierter Preissignale grundsätzlich zu begrüßen. Sie kann dazu beitragen, Flexibilitätpotenziale von Wärmepumpen wirtschaftlich zu erschließen und netzdienliches Verhalten durch Anreize, statt durch Eingriffe zu fördern. Gleichzeitig müssen neue Entgeltstrukturen verständlich, transparent und wirtschaftlich attraktiv bleiben, damit sie von Verbrauchern akzeptiert und genutzt werden können.

Kritisch zu bewerten sind Überlegungen, Prosumer künftig stärker an den Netzkosten zu beteiligen. Die Kombination aus Wärmepumpe, Photovoltaikanlage und gegebenenfalls Batteriespeicher ist ein zentraler Baustein der privaten Sektorenkopplung und zugleich eine der wirtschaftlich attraktivsten Anwendungen für Verbraucher. Eine unverhältnismäßige zusätzliche Belastung von Prosumern könnte Investitionen in diese Technologien erschweren und damit die Elektrifizierung des Wärme- und Gebäudesektors bremsen. Die zukünftige Netzentgeltsystematik sollte daher Flexibilität und Eigenverbrauch fördern, ohne die Wirtschaftlichkeit vernetzter Energielösungen zu gefährden.

7 Anhang

Im Folgenden werden einige der im vorangegangenen Text verwendeten Begriffe erläutert.

7.1 EPREL

EPREL (European Product Registry for Energy Labelling) ist die europäische Produktdatenbank für energieverbrauchsrelevante Produkte, die mit einem EU-Energielabel gekennzeichnet sind. Die Datenbank wurde 2019 auf Grundlage der Verordnung (EU) 2017/1369 eingeführt. Lieferanten (Hersteller, Importeure, oder bevollmächtigte Vertreter) müssen ihre Produkte vor dem Inverkehrbringen registrieren und die entsprechenden Produkt- und Energielabeldaten hinterlegen. Die Datenbank dient sowohl der Marktüberwachung als auch der Bereitstellung transparenter Produktinformationen für Handel, Fachleute sowie Verbraucherinnen und Verbraucher.

EPREL besteht aus zwei Bereichen:

Öffentlicher Bereich: frei zugänglich mit Produktdatenblättern und EU-Energielabeln.

Konformitätsbereich: nur für Marktüberwachungsbehörden und die Europäische Kommission zugänglich; enthält technische Dokumentationen und Nachweise zur Konformität.

Für Wärmepumpen enthält EPREL unter anderem:

- Energieeffizienzklassen
- Leistungsdaten
- Schallleistungspegel
- Technische Produktinformationen
- Energielabel und Produktdatenblätter

Als zentrale und verifizierte Quelle für Produktdaten kann EPREL künftig eine wichtige Rolle in einem vernetzten Datenökosystem für Gebäude, Produkte und Energiesysteme spielen.

7.2 Digital Product Passport (DPP)

Der Digitale Produktpass (DPP) ist eine EU-Initiative im Rahmen der *Ecodesign for Sustainable Products Regulation* (ESPR). Er fungiert als digitale Identität eines Produkts und enthält Informationen zu Herkunft, technischen Eigenschaften, Materialzusammensetzung, Energieeffizienz, Reparierbarkeit, Wartung und Recycling. Ziel ist ein durchgängiger Datenaustausch über den gesamten Lebenszyklus eines Produkts.

Ein wesentlicher Mehrwert des DPP liegt bereits in der Planungsphase. Relevante Produktdaten können zentral, standardisiert und maschinenlesbar bereitgestellt werden. Durch die digitale Übergabe standardisierter Anlagendaten über Herstellergrenzen hinweg zwischen Herstellern, Installateuren, Betreibern und Servicepartnern lassen sich Planungsaufwand, Fehlerquoten und Dokumentationskosten reduzieren. Für Wärmepumpen kann der DPP damit zu einem wichtigen Enabler der digitalen und energetischen Transformation im Gebäudesektor werden.

Insbesondere die Verknüpfung des DPP mit einem digitalen Zwilling der Wärmepumpe sowie der automatisierte Zugriff auf technische Daten könnten die Skalierung und Vereinfachung von Planung, Installation und Betrieb erheblich unterstützen. Mögliche Anwendungsfelder wären:

- **BEG-Nachweise:** Unterstützung einer automatisierten Bereitstellung von Produkt- und Effizienznachweisen für nationale Förderprogramme.
- **Smart Home und Energiemanagement:** Erleichterte Integration in Home Energy Management Systeme (HEMS) sowie die Kopplung mit Photovoltaikanlagen und Heimspeichern.
- **Netzintegration:** Vereinfachte Einbindung in Planungs-, Förder- und Netzanschlussprozesse sowie eine bessere Interoperabilität mit energiewirtschaftlichen Systemen.

Noch ist nicht final festgelegt, welche konkreten Daten im DPP für Wärmepumpen enthalten sein müssen. Die Europäische Kommission definiert die Anforderungen produktspezifisch über delegierte Rechtsakte im Rahmen der ESPR. Die konkreten Anforderungen für Wärmepumpen werden voraussichtlich erst in den kommenden Jahren festgelegt.

Der DPP sollte nicht nur Nachhaltigkeits- und Recyclinginformationen bereitstellen, sondern perspektivisch als digitaler Zwilling der Wärmepumpe fungieren und damit Planung, Förderung, Installation, Betrieb und Netzintegration erheblich vereinfachen.

7.3 BIM und VDI 3805

Die zunehmende Digitalisierung der Gebäudeplanung erfordert eine durchgängige und standardisierte Bereitstellung von Produktdaten. Insbesondere bei Wärmepumpen ermöglicht die digitale Einbindung in Gebäudeplanungsmodelle eine effizientere Planung, Auslegung und Dokumentation. Durch die Nutzung standardisierter Produktdaten können Auslegungen und Simulationen weitgehend automatisiert durchgeführt werden, wodurch Planungsaufwand reduziert, und die Qualität der Ergebnisse verbessert wird. Gleichzeitig tragen konsistente digitale Produktinformationen dazu bei, Planungsfehler zu vermeiden und die Zusammenarbeit zwischen Herstellern, Planern, Installateuren und Betreibern zu erleichtern. Einen wichtigen Beitrag hierzu leisten BIM (Building Information Modeling) als digitale Planungsmethode sowie die VDI-Richtlinie 3805 als Standard für den digitalen Austausch von Produktdaten der Technischen Gebäudeausrüstung. Gemeinsam ermöglichen sie die nahtlose Integration von Wärmepumpen und anderen TGA-Komponenten in BIM-Projekte über den gesamten Lebenszyklus eines Gebäudes hinweg.

Building Information Modeling (BIM) ist eine Arbeitsmethodik, bei der alle relevanten Informationen eines Bauwerks in einem digitalen Gebäudemodell zusammengeführt werden. Für eine Wärmepumpe bedeutet das beispielsweise:

- Geometrie der Wärmepumpe
- Technische Leistungsdaten
- Anschlüsse
- Schallwerte
- Energieeffizienz
- Wartungsinformationen

Zur Unterstützung des Planungsprozesses auf Basis von BIM werden digitale Produktdaten von Herstellern zur Verfügung gestellt. Das bedeutet, BIM beschreibt die digitale Planung, Errichtung und den Betrieb von Gebäuden auf Basis eines gemeinsamen Datenmodells. **VDI 3805** liefert dabei die benötigten Produktdaten für BIM-Anwendungen und ist der deutsche Standard für den digitalen Produktdatenaustausch in der Technischen Gebäudeausrüstung (TGA). Im Blatt 22 ("Produktdatenaustausch in der technischen Gebäudeausrüstung Wärmepumpen") der VDI 3805 stellen Hersteller ihre Produktdaten in einem standardisierten Format bereit, sodass Planungssoftware diese direkt verwenden kann.

Diese Informationen müssen von den Herstellern in standardisierter Form bereitgestellt werden. Die internationale Norm **ISO 16757** (*"Data structures for electronic product catalogues for building services"*) baut inhaltlich auf Erfahrungen aus den VDI 3805-Blättern auf und verfolgt dasselbe Ziel auf internationaler Ebene.

VDI 3805 wird häufig als **"Enabler für BIM in der TGA"** bezeichnet: Ohne standardisierte Produktdaten wäre ein durchgängiger BIM-Prozess im HVAC-Bereich kaum wirtschaftlich umsetzbar.

7.4 Asset Administration Shell (AAS)

Die Asset Administration Shell (AAS), auf Deutsch Verwaltungsschale, ist der standardisierte Rahmen für den Digitalen Zwilling (digitale Repräsentation) eines Assets in der Industrie 4.0. Sie verbindet physische Assets mit ihren digitalen Informationen und organisiert diese in Teilmodellen (Submodels), welche spezifische Aspekte wie technische Daten, Nachhaltigkeitsinformationen oder Flexibilitätscharakteristika beschreiben. Die AAS kann mit anderen Werkzeugen wie dem DPP, BIM und EPREL verknüpft werden, um eine nahtlose Datenintegration und Interoperabilität zu gewährleisten. Gemeinsam unterstützen diese Werkzeuge den effizienten Austausch und die Nutzung von Produkt- und Assetdaten entlang des gesamten Lebenszyklus.

Die **IDTA (Industrial Digital Twin Association)** entwickelt und standardisiert die AAS als Grundlage für den Digitalen Zwilling in der Industrie. Ziel ist ein herstellerübergreifender Datenaustausch auf Basis einer gemeinsamen Datensprache und interoperabler Datenmodelle.

Die Relevanz für Wärmepumpen:

- Standardisierte Beschreibung der Wärmepumpe als Digitaler Zwilling
- Interoperabilität zwischen Herstellern, HEMS, Netzbetreibern und Serviceplattformen
- Grundlage für zukünftige DPP-, EPREL- und Datenraumlösungen
- Vereinfachter Austausch von Produkt- und Energiedaten sowie Flexibilitätsanwendungsfälle entlang des gesamten Lebenszyklus

Ansprechpartner:

Dieter Kehren
Abteilungsleiter Forum Digitale Heizung

Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH)

Frankfurter Straße 720-726
51145 Köln

 **dieter.kehren@bdh-industrie.de**

 **www.bdh-industrie.de**