



# Diskussionspapier: Stromnetzanschluss beschleunigen, Effizienz und Flexibilität ermöglichen

Stand: 31.03.2025

## I. Hintergrund und Handlungsnotwendigkeit

Etwa drei Viertel der direkten Industrieemissionen entstehen durch Prozesswärme<sup>1</sup>. Die Dekarbonisierung dieser ist für Unternehmen eine Frage von Standortattraktivität und Wettbewerbsvorteilen. Die gute Nachricht ist, die Hälfte der für Prozesswärme benötigten Energie kann durch Effizienzsteigerungen ohne Produktionseinschränkungen und damit 21 Mrd. € eingespart werden<sup>2</sup>. Die andere Hälfte muss klimaneutral bereitgestellt werden. Die geeignete Technologiewahl bleibt individuell und standortabhängig. Direktelektrische Lösungen<sup>3</sup> werden jedoch primärenergetisch am effizientesten sein<sup>4</sup> und aufgrund höherer Wasserstoffpreise/MWh<sup>5</sup> häufig eine wettbewerbsfähigere Produktion ermöglichen. Gerade in niedrigen Temperaturbereichen gehen direktelektrische Lösungen mit Endenergieeffizienzmaßnahmen im Bereich der Abwärmenutzung Hand in Hand und ermöglichen Einsparungen bei der eingekauften Energie bis zu 86%<sup>2</sup>. Wird das technische Potenzial direktelektrischer Lösungen ausgeschöpft, könnte der aktuelle Bedarf der Industrie an fossilen Brennstoffen um etwa 90% reduziert werden. Direktelektrische Lösungen gibt es in fast allen Temperaturbereichen der Prozesswärme.<sup>6</sup> Auch im Gebäudebereich setzen Eigentümer und Energiedienstleistungsunternehmen zunehmend auf elektrisch betriebene Wärmeerzeugungsprozesse. Beide Entwicklungen gehen jedoch mit einer erhöhten benötigten Stromanschlussleistung einher<sup>7</sup>.

Aktuelle Analysen zeigen, dass wirtschaftliche und organisatorische Hemmnisse die Elektrifizierung ausbremsen<sup>8</sup>. Als sehr akute Herausforderung zeigt sich, dass im Industrie-, Gebäude- und Gewerbebereich<sup>9</sup> die notwendige Umstellung von fossilen Energieträgern auf strombasierte Technologien durch ungelöste Probleme bei den Netzanschlussverfahren um viele Jahre verzögert wird: Die vorhandenen Kapazitäten der Stromnetze sind begrenzt. Ob die 860 Netzbetreiber und deren zumeist alte Netze sind auf diesen Ansturm vorbereitet sind, muss hinterfragt werden.

---

<sup>1</sup> Quelle: [Agora Industrie, FutureCamp \(2022\)](#)

<sup>2</sup> Das zeigte die [Potenzialstudie der Hochschule Niederrhein \(2024\)](#), die die DENEFF in Auftrag gegeben hat.

<sup>3</sup> Direktelektrische Lösungen sind solche, bei denen Strom ohne weitere Umwandlung in andere Energieträger (wie bspw. Wasserstoff oder synthetische Treibstoffe) genutzt wird. Für den Industriewärmebereich verfügbare Technologien sind z.B. dieser Studie zu entnehmen: [Agora Industry \(2024\): Direct electrification of industrial process heat](#).

<sup>4</sup> Im Vergleich dazu werden Wasserstofflösungen am ineffizientesten sein, weil ca. ein Drittel der Energie bei der Umwandlung verloren geht. Quelle: [Agora Industrie \(2022\): Power-2-Heat](#).

<sup>5</sup> Quelle: [Fraunhofer ISI, Fraunhofer IEG, Fraunhofer ISE, RUB, SA<sup>2</sup>, IDOS, RIFS, giz, dena \(2024\): Hypat Abschlussbericht](#)

<sup>6</sup> Quelle: [Agora Industry \(2024\): Direct electrification of industrial process heat](#).

<sup>7</sup> Quelle: [dena \(2021\): Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität](#)

<sup>8</sup> Quelle: [Agora Industry \(2024\): Direct electrification of industrial process heat](#).

<sup>9</sup> Von Batteriespeichern (z.B. [PV Magazin](#): 220 GW) über Großwärmepumpen bis zur Schnellladestation

Fest steht: Der Netzausbau geht zu langsam voran und die Methoden der Kapazitätsberechnung und Bearbeitung sind vielfach noch analog.

*Notwendig ist daher zum einen den **Netzausbau** durch smarte Preissignale, umfassende Digitalisierung und Kooperation per Default bedarfsgerecht und effizient voranzutreiben, zum anderen **vorhandene Netzkapazitäten** lückenlos auszuschöpfen.*

Auf Basis eines umfassenden Stakeholder-Prozess mit Expertisen aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik schlagen DENEFF und RAP<sup>10</sup> folgende Punkte vor:

## II. Politische Handlungsempfehlungen

### 1. Endenergieeffizienzpotenziale konsequent ausschöpfen und Netzbedarf minimieren

- Verbindliche Energieeffizienzziele fortschreiben und konsequent „Efficiency First“ durchsetzen
- Zielgenaue und verlässliche Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen
- Kein Aufweichen regulatorischer Standards für Energieeffizienz
- Demand Side Management stärken

### 2. Netzanschlüsse neu denken

- Digitalisierung durchsetzen, Koordination/Kooperation stärken und Transparenz schaffen
- „Use it or lose it“-Prinzip einführen
- Konzertierte Bedarfsmonitoring durchführen

### 3. Preissignale stärken

- Flexible Netzanschlussverträge zu geringen Kosten forcieren
- Zeitvariable Netzentgelte einführen
- Anreize für Netzbetreiber stärken

---

<sup>10</sup> Wir bedanken uns ausdrücklich für die Zusammenarbeit mit Andreas Jahn, Senior Associate des Regulatory Assistance Projects.

## 1. Endenergieeffizienzpotenziale konsequent ausschöpfen und Netzbedarf minimieren

### Situation:

Viele Unternehmen haben bereits Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt. Trotzdem gibt es noch erhebliche Effizienzpotenziale bei klassischen Strom- als auch Wärmeanwendungen. 44 Prozent des gesamten industriellen Energiebedarfs könnte wirtschaftlich durch Effizienzsteigerungen eingespart werden<sup>11</sup>, bei den Wärmeanwendungen sind es sogar knapp 50 Prozent<sup>12</sup>. Häufige Barrieren für die Umsetzung sind Entscheidungsstrukturen, Kurzfristdenken, mangelndes Eigenkapital oder fehlende Personalressourcen. Hinzu kommt, dass der Energieverbrauch in der Industrie vielfach nicht dem Energieangebot folgt. Auch im Gebäudebereich gibt es noch erhebliche Effizienzpotenziale. Diese können dazu beitragen, das Energiesystem zu entlasten. So könnten in Europa beispielsweise bis zu 50% der Spitzenlast durch effiziente Gebäude eingespart werden<sup>13</sup>.

### Problem:

Ein ineffizienter Energieeinsatz sorgt für höhere Kosten für den Aufbau von Erzeugungskapazitäten und den Netzausbau. Er steigert Speicheranforderungen und die Netzentgelte, erhöht unnötig Heizkosten und birgt insgesamt Kostenrisiken. Ohne Effizienzmaßnahmen drohen Unternehmen langfristig, durch höhere Betriebskosten Wettbewerbsnachteile zu erleiden. Zudem könnte der Druck auf Arbeitsplätze steigen, da ineffiziente Unternehmen im globalen Wettbewerb schwerer bestehen können. Die aktuelle Debatte um die Abschaffung des EnEFG verstärkt diese Probleme deutlich. Unnötig hohe Heizkosten bergen sozialen Sprengstoff.

### Lösung:

Bereits das Potenzial „klassischer“ Energieeffizienzmaßnahmen entspricht der Leistung mehrerer 2,5 GW Kraftwerke in den kritischen Betriebsstunden – und auch darüber hinaus (Annahme: 2,5 GW × 800 Stunden = 2 TWh). Wenn alle Energieeinsparpotenziale alleine in der Industriewärme konsequent gehoben werden, würde das die Energierechnung der Unternehmen um 21 Mrd. € senken. 63% der wirtschaftlichen Energieeinsparpotenziale (142 TWh/a von 226 TWh/a) haben eine sehr attraktive Rendite und amortisieren sich innerhalb von drei Jahren.<sup>14</sup> Deshalb ist es jetzt wichtig, diese **Potenziale konsequent zu adressieren**.

Deshalb fordert die DENEFF, **verbindliche nationale Energieeffizienzziele** auch für kommende Perioden fortzuschreiben und Energieeffizienz in der Energiepolitik priorisiert zu behandeln. Sowohl beim Kraftwerks- als auch Netzausbau muss **konsequent „Efficiency First“** gelten. Dazu gehören beispielsweise die Ausschreibung auch von so genannten Einsparkraftwerken<sup>15</sup> und die konsequente Nutzung der Verordnungsermächtigung des § 14d Abs. 7 EnWG für Netzausbau unter Berücksichtigung möglicher Energieeffizienzmaßnahmen. Größere Infrastrukturinvestitionen müssen prinzipiell nach dem Grundsatz Effizienzmaßnahmen geprüft werden.

---

<sup>11</sup> Quelle: [Potenzialstudie der Hochschule Niederrhein \(2023\)](#)

<sup>12</sup> Quelle: [Potenzialstudie der Hochschule Niederrhein \(2024\)](#)

<sup>13</sup> Quelle: [Open Energy Transition \(2024\)](#)

<sup>14</sup> Quelle: [Potenzialstudie der Hochschule Niederrhein \(2024\)](#)

<sup>15</sup> [Stellungnahme der DENEFF \(2024\)](#)

Für weniger wirtschaftliche oder unwirtschaftliche Maßnahmen sowie für sozialen Ausgleich, braucht es eine **zielgenaue und verlässliche Förderung**. Diese sollte sich ebenfalls am EU-rechtlich geforderten Grundsatz „Efficiency first“ ausrichten. Ein Aufweichen existierender regulatorischer **Standards für Energieeffizienz im Industrie- wie Gebäudesektor** hingegen muss mit aller Kraft verhindert werden. Jede eingesparte kWh wirkt als Kostenbremse auf Netzausbau und Erzeugung. Von den niedrigen Preisen profitieren alle.

Zusätzlich zu Effizienzmaßnahmen muss in Zeiten der flexibleren Produktion von erneuerbarem Strom das kurzfristige Lastverschiebungspotenzial in der Industrie<sup>16</sup>, sog. **Demand Side Management**, effizient genutzt werden. Ein enormes Potenzial liegt in Hochtemperatur-Wärmespeichern, die in Stunden hoher Stromerzeugung sonst abgeregelt Strom aufnehmen und effizient als industrielle Prozesswärme für Zeiten geringerer Stromerzeugung zwischenspeichern. Dafür braucht es geeignete Preissignale<sup>17</sup>, die die flexible Stromnutzung attraktiv machen, und digitale Messinstrumente, die eine automatische Produktionsanpassung ermöglichen.

Einseitige Strategien, die allein auf die Angebotsseite setzen und die Nachfrageseite ausblenden, sind nicht nur teuer und ineffizient, sondern gefährden auch die soziale Gerechtigkeit, die Akzeptanz der Transformation und die Erreichung der Klimaziele. **Steigende CO<sub>2</sub>-Preise und CO<sub>2</sub>-Anforderungen allein reichen nicht aus**, um die Energiewende voranzutreiben. Sie machen nur einen Bruchteil der Energiekosten (derzeit etwa 1 ct/kWh Erdgas) aus und bieten nicht genug Anreiz, um größere Investitionen anzustoßen.

## 2. Netzanschlüsse neu denken

### Situation:

Momentan sind den Netznutzenden und Anfragenden die Netzkapazitäten und deren Entwicklung nicht bekannt. Beantragte und reservierte Netzanschlusskapazitäten sind häufig zu gering, um damit zukünftiges Lastwachstum bei steigender Elektrifizierung der Prozesswärme abzudecken. Gleichzeitig nutzen einige Unternehmen ihre Netzanschlusskapazität nicht voll aus. Die Basis für das Bedarfsmonitoring ist unklar. Die Netzentwicklungspläne reagieren nur zögerlich auf die anstehende Dekarbonisierung.

### Problem:

Zu viele Netzanschlussbegehren treffen auf ein zu geringes, lokales Netzkapazitätsangebot. Das bremst die industrielle Wärmewende und die Dekarbonisierung eklatant aus und riskiert mittelfristig Arbeitsplätze. Netzbetreiber stellen die Informationen kaum digital und nicht übergreifend zur Verfügung. Auch beklagen einige Unternehmen mangelnde Kooperation und verzögerte Umsetzung von Regulierungsanforderungen. Die Berechnung der möglichen Netzanschlusskapazität erfolgt nach veralteten und damit zu restriktiven Regeln, die die Sicherheit durch Flexibilität, also das Zusammenspiel von lokaler Erzeugung, Speicherung und Verbrauch außen vor lassen.

---

<sup>16</sup> Das Flexibilitätspotenzial durch Demand-Side-Management wird in einer [Studie von Agora Energiewende, Prognos und Consentec \(2023\)](#) auf 4 GW beziffert.

<sup>17</sup> Für eine vertiefte Analyse zur flexibilitätsbezogenen Anpassung u.a. des Strompreisregimes wird die [Studie des KEI \(2024\)](#) empfohlen.

**Lösung:**

Die DENEFF spricht sich dafür aus, dass Netzbetreiber ihre Netzdaten, -kapazitäten, voraussichtlichen Entwicklungen und -entgelte sowie die Antragsverfahren in standardisierter und digitalisierter Form transparent machen sollten. Eine verbindliche **Kooperation und Digitalisierung** der 860 Verteilnetze ist dafür elementar, Missachtungen und Verzögerungen der EU-Vorschriften<sup>18</sup> sollten pönalisiert werden. Erst mit einem Smart-Grid können Energieflüsse in Echtzeit überwacht, Bedarfe erkannt, Netzanschlussbegehren gesteuert und effiziente Maßnahmen zeitnah eingeführt werden. Netzanschlussbegehrende können besser erkennen, wie sie ihre Kapazitäten durch Investitionen oder Lastflexibilität optimieren und die Planungssicherheit erhöhen können.

Für einen effizienten Umgang mit den knappen Netzkapazitäten braucht es ein transparentes, digitales und pragmatisches Verfahren nach dem „**Use it or lose it**“-Ansätze, um ungenutzte Anschlusskapazitäten neu zu verteilen. In den Niederlanden<sup>19</sup> wird vorgeschlagen, dass auch bestehende Nutzungsverträge eingekürzt werden, wenn diese nicht ausgenutzt werden. So werden zuvor blockierte Kapazitäten für neue Anschlussbegehrende frei.

Netzbetreiber müssen das Stromnetz auf Basis realistischer Bedarfe in der Zukunft ausbauen. Besonders die Elektrifizierung von bislang fossil erzeugter Prozesswärme wird den industriellen Strombedarf steigern. Vergleichbar mit der Marktabfrage zu den zukünftigen Wasserstoffbedarfen<sup>20</sup>, sollten neben einer wissenschaftsbasierten Standardisierung des Nachfragebedarfs, Unternehmen bundesweit zu ihren zukünftigen Strombedarfen befragt werden. Dabei ist es wichtig, Energieeffizienz- und flexibilitätspotenziale zu berücksichtigen, um einen ineffizienten Stromnetzausbau zu verhindern. Die Daten aus dem **Bedarfsmonitoring** sollen wissenschaftlich ausgewertet werden, um realistische Prognosen des zukünftigen Strombedarfs und einen effizienten, lokal angepassten Netzausbau zu ermöglichen.

**3. Preissignale stärken****Situation:**

Die bislang kontinuierliche Stromerzeugung wandelt sich durch den notwendigen Fokus auf Windkraft- und PV-Anlagen hin zu einer flexibleren Stromerzeugung. Bislang bieten Netzbetreiber jedoch nur Verträge mit einer maximalen, unflexiblen Anschlusskapazität<sup>21</sup> an, die stets gesichert sein muss. Jüngst machte der Bundestag<sup>22</sup> den Weg frei für flexible Netzanschlussverträge: Netzbetreiber können, müssen diese aber nicht anbieten. Auch die Netzentgelte spiegeln nicht die schwankende örtliche und zeitliche Netzauslastung wider. Dank der aktuellen Anreizregulierung für Netzbetreiber ist ein Ausbau lukrativer als die Umsetzung smarter Ansätze<sup>23</sup>.

---

<sup>18</sup> Quelle: [Electricity Market Regulation \(Art. 50/57\)](#), [Electricity Market Directive \(Art. 31\)](#), [RAP Transparent grids for all](#)

<sup>19</sup> Quelle: [RAP Gridlock Netherlands](#), [ACM](#)

<sup>20</sup> [Marktabfrage zu den zukünftigen Wasserstoffbedarfen](#)

<sup>21</sup> An der maximalen Anschlusskapazität sind auch die Netzanschlusskosten über den Baukostenzuschuss geknüpft.

<sup>22</sup> Der Bundestag nahm am 31.01.2025 das [Gesetz zur Änderung des EnWG zur Vermeidung von temporären Erzeugungüberschüssen](#) an.

<sup>23</sup> §19 ARegV besagt, dass auf die Erlösbergrenzen Zu- oder Abschläge vorgenommen werden können, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netz-zuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen (Qualitätselement). Dabei wird die Geschwindigkeit der Bearbeitung von Netzanschlussbegehren ignoriert.

**Problem:**

Fehlenden Allokations- und Betriebssignale vermindern die verfügbaren Netzanschlusskapazitäten. Das aktuelle Strompreisregime verhindert effizienten und flexiblen Strombezug, obwohl diese mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zwingend notwendig ist. Dadurch wird vorhandener, erneuerbarer Strom in Erzeugungsspitzen abgeregelt und nicht genutzt. Gleichzeitig können Unternehmen auf Grund eines meist zu niedrigen Netzanschlusses ihre Prozesswärme nicht dekarbonisieren. Den Netzbetreibern fehlen Anreize für eine effizientere Netzauslastung und eine schnelle Bearbeitung von Netzanschlussbegehren.

**Lösung:**

**Flexible Netzanschlussverträge**<sup>24</sup> mit geringerer gesicherten Netzkapazität sollten Unternehmen mit Preisnachlässen und Planbarkeit animieren weniger Netz in Anspruch zu nehmen und planbare Erzeugungsspitzen zu nutzen. Wie in den Niederlanden<sup>25</sup> können so mit der gleichen Anschlusskapazität höhere Strombedarfe gedeckt werden. Sonst abgeregelter Strom wird so nutzbar. Netzbetreiber können im Fall eines Netzengpasses die Kapazität für die Vertragspartner mit ausreichender Vorankündigung reduzieren. Netzbetreiber sollten verpflichtet sein, ab einer kritischen, zeitlich zur Verfügung stehenden Energiemenge, flexible Netzanschlussverträge anzubieten.

**Zeitvariable Netzentgelte**<sup>26</sup> bieten wirtschaftliche Anreize, Netze dann zu nutzen, wenn sie ausreichend verfügbar sind. Dies reduziert die Netzbelastung und Ausbau. Seit April 2025 müssen Netzbetreiber zeitvariable Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung anbieten<sup>27</sup>. Damit profitieren bislang nur Haushalte und Gewerbe von diesen. Diese Möglichkeit sollten auch Industrieunternehmen haben.

Gleichzeitig müssen die Aufgabenfelder und Erlösströme der Netzbetreiber diese Ausrichtung stärker adressieren. Die Geschwindigkeit der Bereitstellung von Netzanschlüssen sollte sich stärker in der **Anreizregulierung** widerspiegeln.

**III. Kontakt****1. Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz e.V. (DENEFF)**

Dr. Tatjana Ruhl, Leitung Dekarbonisierung der Industrie

Alt-Moabit 103, 10559 Berlin

[tatjana.ruhl@deneff.org](mailto:tatjana.ruhl@deneff.org)

Registrierter Interessensvertreter R000255

<sup>24</sup> Die EU-Kommission fordert mit der [EU-Richtlinie 2024/1711](#) die Mitgliedsstaaten auf, flexible Netzanschlussverträge zu ermöglichen.

<sup>25</sup> Quelle: [RAP Gridlock Netherlands](#)

<sup>26</sup> Statt wie bislang Jahresleistungspreisen und Rabatten für Bandlastbezug §19, Abs 2.2 StromNEV

<sup>27</sup> Quelle: [Bundesnetzagentur](#)