

FLEXIBILISIERUNG VON UNTERNEHMEN IN HAMBURG

Gutachten für die Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft
(BUKEA)

Hamburg, 20.04.2026

Version 1 vom 20.04.2026

Max-Julian Gerlach, Jakob Schlandt, Timo Hoelzmann und Luisa Garth (HIC)
Michael Haendel, Manish Khanra und Marian Klobasa (Fraunhofer ISI)

INHALT

1	Einführung.....	2
2	Grundlagen zur Flexibilisierung und Sektorenkopplung.....	3
2.1	Definition und Abgrenzung von Flexibilisierung und Sektorkopplung.....	3
2.2	Bedeutung für die Transformation der Industrie und des Energiesystems.....	4
2.3	Mögliche Anreizsysteme und Märkte.....	6
2.4	Rechtlicher und regulatorischer Rahmen.....	9
2.5	Hemmnisse zur Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen.....	13
2.6	Bestehende Förderprogramme.....	16
2.7	Flexibilisierung in Hamburg.....	21
3	Geeignete Technologien und Ansätze zur Flexibilisierung.....	24
3.1	Übersicht geeigneter Technologien und Flexibilisierungsansätze.....	24
3.2	Auswahl relevanter Flexibilisierungstechnologien.....	44
4	Analyse relevanter Flexibilisierungstechnologien.....	49
4.1	Szenario Design und Rahmenparameter.....	49
4.2	Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit und CO ₂ -Emissionsvermeidung.....	52
4.3	Sensitivitätsanalyse.....	56
4.4	Auswirkungen auf die Netzstabilität.....	60
5	Empfehlungen für einen Fördermechanismus zur Flexibilisierung.....	64
5.1	Ableitungen aus der vorliegenden Untersuchung.....	64
5.2	Rahmenbedingungen für die Gestaltung eines Förderschwerpunkts.....	65
5.3	Vorschlag für die Struktur des Förderschwerpunkts 7.....	66
5.4	Methodik zur Ableitung der CO ₂ -Emissionsminderungen und der Förderhöhe....	69
5.5	Synergien und Abgrenzung zu bestehenden Förderschwerpunkten.....	72
5.6	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen.....	75
6	Abbildungsverzeichnis.....	76
7	Tabellenverzeichnis.....	76
8	Literaturverzeichnis.....	77

1 EINFÜHRUNG

Die Freie und Hansestadt Hamburg verfolgt mit dem Hamburger Klimaplan das Ziel, die lokalen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 signifikant zu senken und bis spätestens 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Nach dem sogenannten „Zukunftsentscheid“ ist im Hamburgischen Klimaschutzgesetz (HmbKliSchG) ein Vorziehen der Klimaneutralität auf 2040 bereits gesetzlich verankert, wenn auch noch nicht im Klimaplan umgesetzt.

Ein zentraler Baustein der Dekarbonisierungsstrategie Hamburgs ist die Transformation der industriellen und gewerblichen Sektoren, die einen erheblichen Anteil am Endenergieverbrauch und an den Gesamtemissionen der Stadt ausmachen. Insbesondere die Metallerzeugung, die Mineralölverarbeitung sowie die Nahrungs- und Genussmittelindustrie stellen in Hamburg die primären Emittenten dar und verfügen über bedeutende Potenziale zur energetischen Optimierung. Während bisherige Fördermaßnahmen primär auf die Steigerung der Energieeffizienz und die absolute Verbrauchsreduktion abzielten, erfordert die fortschreitende Dekarbonisierung des Stromsektors eine neue Perspektive: die zeitliche und örtliche Flexibilisierung des Energiebezugs.

Der Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien aus Windkraft und Photovoltaik führt zu einer zunehmenden Volatilität des Stromangebots und damit einhergehend zu stark schwankenden Börsenstrompreisen. Das gegenwärtige Energiesystem wandelt sich von einer Struktur mit steuerbarer Erzeugung und unflexibler Nachfrage hin zu einem System, in dem die Nachfrageseite auf das dargebotsabhängige Angebot reagieren muss. Unternehmen, die in der Lage sind, ihren Strombezug in Zeiten hoher Erneuerbaren-Einspeisung zu verlagern oder in Phasen knappen Angebots ihre Lasten zu reduzieren, leisten einen essenziellen Beitrag zur Netzstabilität und zur Senkung der systemweiten CO₂-Emissionen.

Die Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft (BUKEA) will das Förderprogramm Unternehmen für Ressourcenschutz (UfR) um den Förderschwerpunkt 7 Flexibilisierung (FSP 7) erweitern. Dieser neue Förderschwerpunkt – noch nicht finalisiert – soll die bestehenden Module ergänzen und insbesondere die technischen sowie organisatorischen Hürden adressieren, die einer systemdienlichen Flexibilisierung der Hamburger Wirtschaft entgegenstehen. Das Ziel ist die Schaffung eines Anreizmechanismus, der nicht nur technologische Investitionen unterstützt, sondern auch die Integration von Flexibilität in die betrieblichen Kernprozesse fördert.

Zur Vorbereitung des neuen FSP 7 untersucht dieses Gutachten, wie die Flexibilisierung der hamburgischen Industrie durch geeignete Anreize gefördert werden kann. Zunächst werden aktuelle Chancen und Herausforderungen dargestellt und das Thema Flexibilität in die bestehende Förderlandschaft eingeordnet. Anschließend werden Technologieoptionen vorgestellt, die flexible Betriebsweisen unterstützen, gefolgt von einer Detailanalyse ausgewählter Ansätze. Die Auswahl orientiert sich an den Anforderungen der BUKEA und fokussiert auf branchenübergreifend einsetzbare Optionen. Für diese Optionen werden in verschiedenen Szenarien potenzielle Kosten- und Emissionseinsparungen eines flexiblen Betriebs quantifiziert. Abschließend werden auf Basis der Analysen der Rahmenbedingungen und Technologien konkrete Handlungsempfehlungen zur Ausgestaltung eines möglichen Förderprogramms abgeleitet.

2 GRUNDLAGEN ZUR FLEXIBILISIERUNG UND SEKTORKOPPLUNG

Zu Beginn werden die zentralen Grundlagen zur Flexibilisierung von Energieverbräuchen in Unternehmen dargestellt. Dafür werden die Begriffe Flexibilisierung und Sektorkopplung definiert und deren Bedeutung für die Integration erneuerbarer Energien im Energiesystem erläutert. Anschließend werden mögliche Marktmechanismen und Anreizsysteme zur Nutzung von Flexibilität sowie der regulatorische Rahmen und bestehende Hemmnisse betrachtet. Darüber hinaus werden relevante Förderprogramme auf Bundes- und Landesebene dargestellt. Abschließend wird die Relevanz des Themas für die Hamburger Wirtschaft eingeordnet und der Blick auf relevante Branchen gelegt.

2.1 Definition und Abgrenzung von Flexibilisierung und Sektorkopplung

Im Folgenden werden die Begriffe „Flexibilität“ und „Sektorkopplung“ kurz beschrieben, wie sie im Rahmen dieser Studie im Kontext der Energiewirtschaft verstanden werden. Die Ausführungen sollen dazu beitragen Sachverhalte aus dieser Studie besser einordnen zu können und Systemgrenzen besser zu verstehen.

Der Begriff der „Flexibilität“ kann je nach Kontext unterschiedliche Rollen einnehmen und verschieden interpretiert werden. Im Energiesystem bezeichnet Flexibilität allgemein die Fähigkeit, Ressourcen auszugleichen. Dazu zählt insbesondere der zeitliche und räumliche Ausgleich zwischen Erzeugung, Verbrauch und (Zwischen-)Speicherung unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastrukturen sowie eines sicheren und kosteneffizienten Betriebs. Die zentralen Einflussfaktoren auf die Flexibilität lassen sich entlang verschiedener Dimensionen beschreiben:

- **Zeitliche Flexibilität:** Zeitlich reicht sie von Reaktionen im Millisekundenbereich bis zu saisonalen Verschiebungen.
- **Räumliche Flexibilität:** Räumlich spannt sie den Bogen von Einzelanlagen bis hin zu weltweit vernetzten Strukturen.
- **Wirtschaftlichkeit:** Aus ökonomischer Perspektive umfasst sie direkte und indirekte Kosten, sowohl betriebswirtschaftlich auf Ebene einzelner Stakeholder als auch volkswirtschaftlich für das Gesamtsystem.
- **Operative Flexibilität:** Unternehmerisch bzw. organisatorisch wird sie durch die verfügbare Infrastruktur, die Anforderungen an Produktion und Produkt bzw. Anwendung sowie durch betriebliche Abläufe geprägt.
- **Systemperspektive:** Systemisch geht es um die Integration erneuerbarer Energien und einen sicheren operativen Betrieb. Dazu zählt aber auch die Koppelung zwischen verschiedenen Sektoren, um Energien dort nutzbar zu machen, wo sie den höchsten Nutzen haben.
- **Regulatorik & Markt:** Regulatorisch setzen Preisbildung bzw. Tarifgestaltung, Marktdesign und die Rolle von Aggregatoren die maßgeblichen Rahmenbedingungen.
- **Ökologie:** Ökologisch stehen Emissionen sowie Energie- und Ressourcenverbräuche im Fokus.

Einige dieser Dimensionen spiegeln sich in den Präqualifizierungsanforderungen für die Teilnahme an Flexibilitätsmärkten wider, beispielsweise im Regelleistungsmarkt, in dem unter anderem Anforderungen an die abrufbare Leistung und die über den Zeitverlauf verfügbare Energie festgelegt sind. Diese Studie betrachtet vor allem die Perspektiven von Unternehmen und Fördermittelgebern. Dabei wird angenommen, dass Unternehmen mit Flexibilisierung primär Kostensenkungen anstreben. Für Fördermittelgeber steht hingegen die Reduktion von Emissionen im Vordergrund — ein Ziel, das im Kontext der Flexibilisierung bislang meist weniger stark verfolgt wurde.

Im Rahmen von nachfrageseitigen Flexibilitäten stößt man zudem häufig auf den Begriff Demand Side Management (DSM). Unter DSM werden alle Maßnahmen verstanden, die Einfluss auf die Gestaltung des Energieverbrauchs auf der Nachfrageseite nehmen. Es verfolgt dabei meist ähnliche Ziele wie Lastspitzen zu minimieren, Lasten zeitlich auszugleichen, Kosten zu reduzieren, einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten oder auch Effizienzen zu steigern bzw. erneuerbare Energien besser zu integrieren. Es bildet daher so gesehen den Rahmen, um nachfrageseitige Flexibilität nutzbar zu machen. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass zu DSM eine Reduktion des Energieverbrauchs bzw. Effizienzsteigerung dazu gehört, während dies bei einer nachfrageseitigen Flexibilität nicht zwangsläufig der Fall ist. Teil des DSM ist zudem Demand Response, bei der es zu kurzfristigen Anpassungen der Last als Folge von ereignis- oder preisbasierten Steuerungssignalen kommt. Unter Lastverschiebung wird die zeitliche Verlagerung einer Last im Rahmen einer konkreten Maßnahme verstanden.

Häufig wird Flexibilität auch im Kontext der Sektorenkopplung erwähnt. Dabei wird der Begriff Sektorenkopplung in erster Linie im Kontext der gezielten Verknüpfung verschiedener Energiesektoren verstanden. Ziel der Sektorenkopplung ist die verbesserte Integration erneuerbarer Energien und die Forcierung der Dekarbonisierung. Sie kann dabei auch einhergehen mit einer Verbesserung der Versorgungssicherheit, der Steigerung von Effizienzen und der Möglichkeit von Kostensenkungen. Zentrale Sektoren, die miteinander verknüpft werden sollen, sind Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie und Mobilität. Erforderlich für eine erfolgreiche Koppelung sind die Infrastrukturen, Technologien und Märkte, um Energien sektorübergreifend nutzbar zu machen. Speicher und Flexibilitäten dienen der Umsetzungen und erlauben eine Optimierung der sektorübergreifenden Energienutzung. Dabei werden unter der Sektorenkopplung neben dem reinen Energieträgerwechsel auch die regulatorischen und marktlichen sowie organisatorische Aspekte verstanden, die für den Austausch über die Sektoren hinweg erforderlich sind. Für die Sektorenkopplung liefert Flexibilität demzufolge ein Werkzeug für die Umsetzung. Im Kontext der Flexibilitätsbereitstellung kann die Sektorenkopplung als weitere Option angesehen werden, wie Energien auch sektorenübergreifend effizient und nachhaltig genutzt werden können. Die Sektorenkopplung bedeutet jedoch nicht immer eine Bereitstellung von Flexibilitäten. Hierfür müssen steuerbare Lasten bzw. Erzeuger sowie Speicher in einem Gesamtkonzept mit eingebunden sein.

2.2 Bedeutung für die Transformation der Industrie und des Energiesystems

Das Energiesystem befindet sich in einem grundlegenden Umbruch, bei der Strukturen von fossile auf emissionsarme Lösungen umgestellt werden. Fluktuierende erneuerbare Energien werden zur zentralen Säule der Energieversorgung. Ihre schwankende bzw. nur zu gewisse Tageszeit vorhandene Verfügbarkeit muss dabei in Einklang mit den Verbrauchern gebracht werden. Geprägt von Klimazielen und geopolitischen Entwicklungen findet eine zunehmende Elektrifizierung von Prozessen statt, um Emissionen zu vermeiden und fossile Energieimporte zu reduzieren. Aktuell stehen emissionsarme Technologien häufig noch hohe Kosten aufgrund hoher Energieträgerkosten gegenüber, die insbesondere die energieintensive Industrie vor Herausforderungen stellt, wenn eine Wettbewerbsfähigkeit auch gegenüber etablierten Produktionsrouten gesichert sein soll. Flexibilität wird als ein Schlüsselement gesehen, um dieses Spannungsfeld seitens des Mismatch zwischen Erzeugung und Nachfrage sowie der hohen Kosten von emissionsarmen Technologien zu lösen. Durch die Verknüpfung der Energienachfrage mit der -erzeugung sollen die Systemkosten reduziert werden, um Technologien günstiger betreiben zu können und die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Flexibilität spielt dabei in alle zuvor beschriebene Dimensionen mit rein, um diese miteinander zu verknüpfen.

Betrachtet man beispielsweise den exemplarischen Dispatch in Abbildung 2.1, so sieht man deutlich, dass es zu Erzeugungsspitzen durch die PV-Erzeugung während den Sonnenstunden kommt und auch die Winderzeugung Fluktuationen unterliegt. Die Nachfrage kann und muss sich zu einem gewissen Grad anpassen, um diese Energiemengen nutzbar zu machen. Einige Lasten gelten jedoch als inflexibel und können dadurch keinen

Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten. Alternative Möglichkeiten wären ansonsten nur die Abregelung von Erzeugungen bzw. der verstärkte Ausbau der Infrastrukturen, bei denen insbesondere Speicheroptionen und Netzkapazitäten zu nennen wären. Im exemplarischen Dispatch ist zudem zu sehen, dass es in der Regel ein Zusammenspiel an Optionen gibt, die ergriffen wird, um Nachfrage und Erzeugung auszugleichen. So spielt auch der Energieaustausch über Ländergrenzen hinweg oder der Wechsel von Energieträgern eine entscheidende Rolle in einem zukünftigen Energiesystem. Dabei kann ferner davon ausgegangen werden, dass mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien ein verstärkter Bedarf nach Flexibilitäten im Energiesystem besteht, um die Aufrechterhaltung der Stabilität zu gewährleisten. Ohne Flexibilitäten kann man daher davon ausgehen, dass die Systemkosten insgesamt höher ausfallen werden, auch wenn es noch zu prüfen gilt, welches Verhältnis aus Bereitstellung an Flexibilitäten und Ausbau der Infrastrukturen als optimal anzusehen ist. Ferner würden fehlende Flexibilitäten dazu führen, dass Energiepreise noch deutlich volatiler wären und sich dadurch Energiebezugskosten schwerer kalkulieren lassen bzw. noch höhere Anforderungen an eine wirtschaftliche Produktion in der Industrie stellen würden.

Dispatch Strom O45 / Dispatch Electricity O45

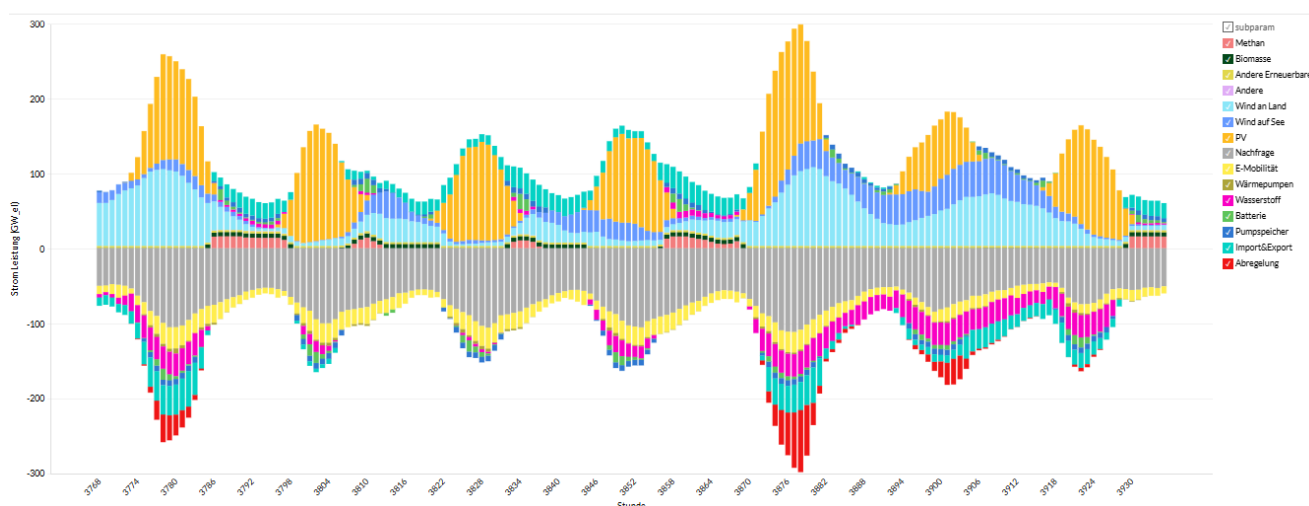


Abbildung 2.1: Exemplarischer Dispatch für 2035 (KW35, O45-Strom (Fraunhofer ISI 2025))

Aktuell häufig und zukünftig umso mehr kann man auch von einer Klimawirkung von Flexibilitäten ausgehen. So korrelieren meist die Zeitpunkte hoher Verfügbarkeit an erneuerbarer Energie mit niedrigen Emissionen und die Zeitpunkte niedriger Verfügbarkeit an erneuerbarer Energie mit hohen Emissionen aus der Energiebereitstellung. Entsprechend kann durch eine Verlagerung eines energieintensiven Prozesses in Zeiten einer hohen erneuerbaren Einspeisung der CO₂-Fußabdruck gesenkt werden. Indirekt trägt eine Flexibilisierung dazu bei, dass weniger erneuerbare Energie aus Wind und PV abgeregelt werden muss, was rein bilanziell schon zu einer leichten Emissionsminderung führt. Auch ist davon auszugehen, dass fossile Reservekraftwerke seltener verwendet werden müssen, sodass insgesamt weniger Emissionen entstehen.

Der Transformationsprozess der Industrie gilt als herausfordernd insbesondere mit Blick auf eine wirtschaftliche Umsetzung. Fossile Prozesse zu elektrifizieren, sei es über den direkten Stromeinsatz oder indirekt über emissionsarme Wärme oder Wasserstoff, ist politisch gewollt und gilt als vielversprechende Option. Der Strombedarf wird hierdurch jedoch deutlich erhöht und macht Unternehmen dadurch sensibler, wenn Energieträgerpreise bzw. in diesem Fall Strom deutlichen Preisschwankungen unterliegt. Gerade für die Übergangszeit hin zu einem klimaneutralen Energiesystem eröffnet Flexibilität den Unternehmen mehrere Möglichkeiten von ihr zu profitieren. So kann teilweise entsprechend der aktuell gültigen Taxonomie eine Einsparung an Emissionen erzielt

werden als wie auch die Resilienz erhöht werden, da ggf. leichter auf verschiedene Energieträger oder alternative Zeitfenster ausgewichen werden kann. Als größten Vorteil nicht nur mittelfristig, sondern auch langfristig, wird die Möglichkeit der Kostenreduzierung gesehen. Flexibilität ermöglicht es die Energiebezugskosten zu reduzieren, indem Lasten verschoben und Systemdienstleistungen bereitgestellt werden. Erforderlich hierfür sind jedoch ein ausreichender Preisspread am Energiemarkt sowie Investitionen in die Anlagentechnik und Infrastruktur. Wie Flexibilität gewinnbringend für Unternehmen eingesetzt werden kann, hängt jedoch auch immer von den energiepolitischen Rahmenbedingungen und deren Anreizwirkung ab. Während in der Vergangenheit eine gleichmäßige Auslastung gewünscht war, entwickelt es sich zunehmend in die Richtung eine Flexibilität hinsichtlich des erneuerbaren Energien Dargebots zu optimieren, um die Auslastung der Energieinfrastrukturen zu verbessern. Entsprechend nimmt die Bedeutung von Flexibilität für Unternehmen zunehmend zu, vor allem dann, wenn Energiekosten eine relevante Kostenposition belegen. Dennoch muss angemerkt sein, dass eine stärkere Flexibilisierung der Industrie herausfordernd ist aufgrund der hoch ausgelasteten und optimierten Prozesse. Die Bereitstellung von Flexibilität ist entsprechend teuer und auch die zu erwartende Wirkung auf das Gesamtsystem (siehe (Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI) 2024)) eher gering, wenn auch lokal die Potentiale größer sein können. Daher ist momentan weniger von einer starken Flexibilisierung von Kernprozessen der Industrie auszugehen, deren Relevanz sich erst über die Zeit mit mehr erneuerbaren Kapazitäten im Energiesystem entwickelt.

Die Art der erforderlichen Flexibilität in Unternehmen hängt stark von der Charakteristik der vorhandenen Prozesse ab. Kontinuierliche Prozesse sind deutlich eingeschränkter im Vergleich zu Batch-Prozessen. Speicher können grundsätzlich Flexibilitäten erhöhen, es sind aber auch Teillastbetriebe denkbar genauso wie kontinuierliche Anlagen modularer zu betreiben oder insgesamt Kapazitäten für eine Flexibilitätsbereitstellung auszuweiten. Zusatzinvestitionen sind jedoch immer möglichen Erlösmöglichkeiten gegenüberzustellen, was häufig die wirtschaftliche Umsetzung stark beschränkt (Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI) 2024). Mögliche Technologieoptionen für eine Flexibilisierung sind vielfältig. Entscheidend für diese ist, dass diese die Marktanforderungen an Rampenfähigkeit oder Regelungstechnik erfüllen. Es kann daher Sinn ergeben schnell und langsamer agierende Flexibilitäten zu kombinieren, um eine verbesserte Marktteilnahme zu ermöglichen.

Zur Nutzung und Bereitstellung von Flexibilitäten im industriellen Kontext muss angemerkt werden, dass dies auch kein komplett neues Feld für die Unternehmen ist. Viele Unternehmen nehmen bereits am Regelleistungsmarkt teil, können ihre Lasten allein aufgrund von Anforderungen an die Auftragslage verschieben oder nehmen auch direkt am Energiemarkt bzgl. einer flexiblen Energiebeschaffung teil. Gerade die energieintensiven Branchen sind hier besonders aktiv. Eine Aluminiumherstellung wäre beispielsweise ohne die Teilnahme an Flexibilitätsmärkten in Deutschland kaum mehr wirtschaftlich zu betreiben. Dennoch muss man auch anmerken, dass in vielen Bereichen noch nutzbares Potenzial - sei es direkt oder über einen Aggregator - besteht und man die zukünftigen Anforderungen aus dem Energiesystem insbesondere bei Neuinvestitionen berücksichtigen sollte, um bestmöglich gegenüber kommenden Herausforderungen gewappnet zu sein.

Flexibilität ist daher nicht als Zusatz, sondern als Teil einer Lösung sowohl für das Energiesystem im Ganzen als auch die Industrie im Speziellen zu sehen, um verschiedene Anforderung miteinander zu verbinden und Optionen für Kostenreduzierung zu ermöglichen. Sie ist integraler Bestandteil, um eine zunehmende fluktuierende Erzeugung und eine verstärkte elektrifizierte Nachfrage zusammenzubringen, ein resilientes zukünftiges Energiesystem zu gestalten und ein wichtiger Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit.

2.3 Mögliche Anreizsysteme und Märkte

Mit der Transformation des Energiesystems nehmen die Anreize Flexibilitäten zu nutzen und auch bereitzustellen zu. Eine Vermarktung ist bereits über verschiedene Wege möglich, wobei sowohl das Angebot an Flexibilität

als auch die Anforderungen an deren Bereitstellung sich zunehmend am künftigen Energiesystem orientieren. Damit eine Flexibilität gewinnbringend eingebracht werden kann, spielt jedoch nicht nur die Zeit eine Rolle, sondern auch der Ort. Durch die zunehmend dezentraleren Strukturen und die beschränkten Netzkapazitäten ist dies ein Faktor, der immer wichtiger wird. Zur Hebung von Flexibilitätspotenzialen braucht es daher neben der technischen Verfügbarkeit von Anlagen und Steuerungstechnik auch die passenden Anreizsysteme und Märkte. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick verschiedener stromseitiger Optionen gegeben:

- **Großhandelsmärkte:** Sie sind die Basis, um die Energiemengen von Erzeugern und Verbrauchern zusammenzubringen. Durch Lastverschiebung können Bezugszeitpunkte verschoben werden und dadurch Arbitragemöglichkeiten an den Großhandelsmärkten erzielt werden. Besonders relevant dabei sind der DayAhead- und der Intraday-Markt. Angepasst an die zunehmenden Anforderungen eines flexiblen Marktes werden viertelstündliche Preise für den Strom gehandelt. Beim DayAhead-Markt wird für den Folgetag gehandelt, während beim Intraday-Markt noch kurzfristiger bzw. kontinuierlich für den gleichen Tag gehandelt werden kann. Der Preisspread beim Strompreis zwischen den Geboten und Märkten stellt dabei den Anreiz dar, Lasten zu verschieben bzw. Produktions- oder Energiefahrpläne anzupassen. Gerade am DayAhead-Markt sind bereits viele Unternehmen tätig, sofern sie nicht auf fixe Beschaffungstarife zurückgreifen. Neben dem Preisspread selbst, kann jedoch auch der Vergleichspreis anderer Energieträger als Anreiz gelten, sofern man auf eine hybride Anlagentechnik zurückgreifen kann. Der Intraday-Markt ist aufgrund seiner Kurzfristigkeit jedoch nur für Flexibilitäten geeignet, die schnell zur Verfügung stehen. Voraussetzung für die Teilnahme an diesen Märkten und generell auch bei der Flexibilitätsnutzung ist, dass man seine eigenen Kosten je nach Produktionsprozess bzw. Zeitpunkt genau kennt, um am Ende nicht drauf zu legen. Dies schließt auch mit ein, entsprechend mit Prognosefehlern umzugehen und diese zu berücksichtigen. Für einige wenige große Akteure besteht darüber hinaus ggf. mit einem Lieferanten zusammen die Option, beim eigenen Bilanzkreis durch Portfolio- und Bilanzkreismanagement Abweichungen über die Bilanzkreise zu handeln. Reduzierungen von Bilanzkreisabweichungen stehen direkten Kosteneinsparungen gegenüber. Für die in dieser Studie fokussierten KMU dürfte dies jedoch eine selten zur Verfügung stehende Option sein.
- **Bilaterale Abkommen:** Individuelle Abkommen mit dem Lieferanten im Rahmen von PPA oder dem Zusammenspiel mit Aggregatoren können ggf. Anforderungen an das Lastprofil stellen und damit teilweise eine Flexibilitätsnutzung erforderlich machen. Auch besteht die Option, dass Abkommen an Marktpreise bspw. aus dem Großhandelsmarkt gekoppelt sind, sodass sich eine Lastverschiebung auch in diesem Kontext lohnen könnte. Die Anreizsetzung hängt jedoch sehr von der individuellen Ausgestaltung der Verträge ab.
- **Regelenergiemärkte:** Regelenergie wird dazu verwendet, um die Frequenzhaltung im Stromsystem sicherzustellen. Eine Vergütung kann sowohl für die Vorhaltung von Regelleistung als auch für die abgerufene Regelleistung erfolgen. Hierbei wird unmittelbar auf Flexibilitäten zurückgegriffen, ohne die keine Marktteilnahme möglich wäre. Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt setzt jedoch voraus, dass gewisse Präqualifizierungsmaßnahmen erfüllt werden wie bspw. die verfügbare Leistung über die Zeit. Entsprechend können nicht alle Flexibilitäten immer an allen Regelleistungsmärkten teilnehmen. Aggregatoren bzw. virtuelle Kraftwerke können dabei unterstützen, dass ein breiterer Marktzugang möglich wird. Grundsätzlich unterscheidet man im Regelleistungsmarkt üblicherweise drei Bereiche. In der Frequenzcontainment Reserve (FCR) bzw. Primärreserve erfolgt die Schnellreserve, um eine Frequenzstabilisierung in Sekunden durchzuführen. Es handelt sich hierbei um eine symmetrische Leistungsvorhalten, die automatisch proportional zur Frequenzabweichung abgerufen werden. Für viele ans Netz angeschlossene Anlagen ist die Teilnahme verpflichtend, wobei meist nur die Leistungsvorhaltung vergütet wird. Die automatische Frequenzwiederherstellungsreserve (aFRR) bzw. Sekundärreserve agiert meist im Minutentakt und die manuelle Frequenzwiederherstellungsreserve (mFRR) bzw.

Minutenreserve mit noch längeren Vorlaufzeiten. Beide Reserven unterscheiden in der Regel in positive und negative Regelleistung, also je nachdem, ob zusätzliche Erzeugung oder zusätzlicher Verbrauch im Netz für die Frequenzabweichung erforderlich ist. Vergütet wird hier in der Regel sowohl die Regelleistungsvorhaltung als auch dann noch einmal der Abruf. Besonders diese beiden Wiederherstellungsreserven erlauben zusätzliche Erlöse durch eine Nachfrageflexibilisierung oder dem Einsatz von Batteriespeichern zu erzielen.

- **Kapazitätsbereitstellung:** Bisher spielen Kapazitätsmärkte in Deutschland noch keine große Rolle, vereinzelt erfolgt jedoch auch eine Vergütung für das Vorhalten von Kapazitäten wie bei Reservekraftwerken. Grundsätzlich ist dies auch im Rahmen von Demand-Side-Response für eine negative Erzeugung möglich. Das Vorhalten von Kapazitäten flexibler Verbraucher, die in Engpasslagen nach Vertragsvorgaben Lastkurven abfahren, könnten damit eine weitere Erlösmöglichkeit darstellen (siehe hierzu auch die Marktoptionen beim Engpassmanagement zu abschaltbaren Lasten (ehemals „Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten“ (AbLaV)) und zuschaltbaren Lasten („Nutzen statt Abregeln“ im Rahmen von § 13k EnWG).
- **Netz- und Engpassprodukte:** Zur Nutzung lokaler Flexibilitäten im Netzbereich steht den Netzbetreibern eine wichtige Option zur Verfügung. Im Rahmen vom Redispatch bzw. Engpassmanagement besteht neben der Abregelung von Erzeugungsanlagen teilweise auch die Option Flexibilitäten auf der Lastseite abzurufen, was auch einhergehen kann mit der Nutzung von Kapazitätsbereitstellungen. Ziel hierbei ist es Netzüberlastungen kostenminimal zu beseitigen. Eine Vergütung erfolgt meist für den Abruf. Voraussetzung hierfür ist jedoch die passende Lage zum kritischen Netzpunkt und dass die Flexibilität zum erforderlichen Zeitpunkt auch zur Verfügung steht. International betrachtet nehmen auch lokale Flexibilitätsmärkte zusätzlich eine Rolle ein, um auf Basis von Ausschreibungen Flexibilitäten anzubieten. Die lokale Regel „Nutzen statt Abregeln“ kann man auch zu dieser Kategorie dazuzählen, bei der Verbraucher abgeregelte lokale Energie kostengünstiger mit Bezug zu einem Referenzpreis nutzen können, ohne dabei alle sonst üblichen Abgaben und Umlagen komplett bezahlen zu müssen, damit die abgeregelte Energie noch nutzbar gemacht wird.
- **Tarifausgestaltung:** Die Tarifausgestaltung erlaubt zwar keine direkte Teilnahme an Märkte, um Erlöse zu erwirtschaften. Sie setzt aber Anreize wie an Märkten teilgenommen werden kann. Gerade durch die verschiedenen Abgaben, Umlagen und Steuern auf den Strompreis kann sich eine Teilnahme zur Vermarktung von Energiemengen lohnen oder auch nicht lohnen. Als Beispiel können hierbei die Gestaltung der Netzentgelte genannt werden, die reduziert sein können, bspw. bei einer atypischen Nutzung oder im Grundlastbetrieb. Eine Flexibilitätsnutzung kann den Regeln dieser Netzentgeltreduzierung gegenüberstehen, sodass dass die Netzentgelte höher ausfallen würden und sich damit eine Flexibilitätsvermarktung ggf. dann nicht mehr lohnt.
- **Förder- und Anreizprogrammen:** Die Rahmenbedingungen von Förderungen können erfordern, dass insbesondere bei der Förderung von Anlagen entsprechende Nutzungsphasen nachgewiesen werden. Dies kann auch Einfluss auf den flexiblen Betrieb von Verbrauchern haben. Sollte bspw. ein Speicher mit eingebunden sein, welcher solch einer Förderung unterliegt, besteht der Anreiz den Speicher möglichst gewinnbringend zu betreiben, um Investitionszuschüsse nicht wieder zurückzahlen zu müssen. Auch ist es denkbar, gerade im Kontext der Klimaschutzverträge, dass Elektrolyseure entsprechende Mindestmengen an Wasserstoff produzieren müssen. Aufgrund der Auswirkungen des Strompreises auf die Gesamtkosten, würde auch hier der Anreiz bestehen, die Anlage möglichst flexibel zu Zeiten niedriger Strompreise zu betreiben.

Diese Auflistung zeigt, dass es verschiedene Anreize gibt, um Flexibilitäten zu nutzen. Auch bestehen viele Markzugangsmöglichkeiten, um Erlöse zu erwirtschaften. Dabei darf auch darauf hingewiesen werden, dass die verschiedenen aufgelisteten Punkte kombiniert genutzt werden können, um höhere Erlöse zu erwirtschaften. Jede Vermarktungsoption erfordert jedoch, dass man sich entsprechend mit den Anforderungen und bestmöglichen Marktteilnahme beschäftigt. Gerade für kleinere Unternehmen kann dies schwierig sein, sodass hier eine Marktteilnahme durch einen Aggregator oder Zwischenhändler häufig sinnvoller ist, als selbst aktiv zu werden, sofern überhaupt die Markzugangsvoraussetzungen allein erfüllt bzw. die passende Mess- und Steuerinfrastruktur besitzt werden.

2.4 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen

Der rechtliche und regulatorische Rahmen für Flexibilität im deutschen Stromnetz ist historisch gewachsen und spiegelt derzeit den Übergang wider von einem zentralisierten System mit steuerbarer Erzeugung und nicht steuerbarer Nachfrage hin zu einem dezentralen Energiesystem mit großenteils nicht steuerbarer, fluktuierender Erzeugung und steuerbarer Nachfrage. Er enthält sowohl Instrumente, die Flexibilität fördern, als auch solche, die sie strukturell hemmen können.

Die zunehmende Volatilität der Strompreise im Day-Ahead-Markt schafft grundsätzlich monetäre Anreize für Unternehmen, ihren Stromverbrauch flexibel zu gestalten. In der Praxis nutzen viele kleinere Unternehmen diese Preissignale jedoch nur eingeschränkt, da sie häufig Vollversorgungsverträge nutzen oder Preisrisiken durch langfristige Beschaffungsstrategien absichern, während größere Unternehmen an Energiemärkten agieren. Gleichzeitig wird der Einfluss der Großhandelspreise zunehmend durch Netzentgelte überlagert, die einen wachsenden Anteil am Strompreis ausmachen. Diese bestehen insbesondere aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreis sowie möglichen Kosten für Blindleistung, wodurch Unternehmen vor allem Anreize zur Reduzierung von Lastspitzen (Peak Shaving) haben. Ein konstanter Grundverbrauch wird dadurch jedoch kaum beeinflusst, sodass die Nutzung von Strom in Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung teilweise weniger angereizt wird. Die regulatorischen Faktoren mit Bezug zur Flexibilität, welche dem aktuellen Stromsystem zugrunde liegen, werden im Folgenden näher beschrieben.

Individuelle Netzentgelte nach § 19 StromNEV

§ 19 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sieht für bestimmte Verbrauchergruppen individuelle, reduzierte Netzentgelte vor, die jedoch unterschiedliche Verhaltensweisen anreizen.

- **Atypische Netznutzung (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV):** Diese Regelung ermöglicht eine Reduzierung der Netzentgelte für Unternehmen, deren Jahreshöchstlast nachweislich außerhalb der vom jeweiligen Netzbetreiber definierten Hochlastzeitfenster liegt. Sie stellt einen Anreiz zur Lastverschiebung dar, um das Netz zu prognostizierten Spitzenlastzeiten zu entlasten. Die Kriterien für die Inanspruchnahme, wie die Erheblichkeitsschwelle der Lastverlagerung und eine absolute Mindestlastverlagerung (z.B. 100 kW), sind definiert.
- **„Bandlastprivileg“ (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV):** Diese Regelung gewährt stromintensiven Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von über 10 GWh und einer sehr hohen Benutzungsstundenzahl (typischerweise über 7000 Stunden pro Jahr) Reduzierungen auf die Netzentgelte. Sie wurde für ein Energiesystem konzipiert, das von kontinuierlich laufenden Grundlastkraftwerken geprägt war, und begünstigt ein möglichst konstantes, unflexibles Abnahmeverhalten. In einem von volatilen EE geprägten System kann dieser Anreiz im Widerspruch zum systemischen Bedarf an Flexibilität stehen und wird von der Bundesnetzagentur (BNetzA) als stark reformbedürftig angesehen (Bundesnetzagentur 2025).

Ein Industrieunternehmen, das sich für das Bandlastprivileg qualifiziert, kann seine Netzentgelte reduzieren, muss dafür aber ein sehr gleichmäßiges Verbrauchsprofil aufweisen. Gleichzeitig könnte dasselbe

Unternehmen durch eine Flexibilisierung seiner Prozesse von niedrigen Preisen an der Strombörse profitieren, die typischerweise bei hoher Wind- und Sonneneinstrahlung auftreten. Ein Hochfahren der Produktion zur Nutzung dieser günstigen Preise würde jedoch das konstante Bandlastprofil durchbrechen und potenziell die für den Rabatt erforderliche hohe Benutzungsstundenzahl gefährden. Da der finanzielle Vorteil aus dem Netzentgelttrabatt (insgesamt zuletzt 1,42 Mrd. Euro jährlich laut Bundesnetzagentur) in der Regel größer ist als der potenzielle Gewinn aus der Reaktion auf kurzfristige Marktpreissignale, kann sich das Unternehmen rational für die Beibehaltung seines starren Verbrauchs entscheiden. Der bestehende regulatorische Rahmen kann somit Anreize gegen ein systemdienliches, flexibles Verhalten setzen und die marktbasiertere Aktivierung vorhandener Flexibilitätspotenziale hemmen.

Instrumente des Engpassmanagements und der Netzstabilisierung

Neben den permanenten Anreizen durch das Netzentgeltsystem gibt es spezifische Instrumente, mit denen Netzbetreiber kurzfristig eingreifen, um die Netzstabilität zu sichern.

- **Redispatch 2.0:** Seit Oktober 2021 ist dies das Standardverfahren zur Behebung von Netzengpässen. Netzbetreiber weisen Erzeugungsanlagen (sowie Speicher und große Lasten) an, ihre Einspeisung oder ihren Bezug anzupassen, um Leitungsüberlastungen zu verhindern. Es handelt sich um einen kostenbasierten, nicht-marktlichen Mechanismus: Die Betreiber der abgerufenen Anlagen werden für die entstandenen Kosten entschädigt. Die systematische Einbindung von kleineren, lastseitigen Flexibilitätspotenzialen ist im aktuellen Regime noch nicht umfassend etabliert.
- **Ausblick Redispatch 3.0:** Dieses Konzept (BMWE 2025) zielt darauf ab, den kostenbasierten Redispatch 2.0 um eine marktbasiertere Komponente zu ergänzen. Das Ziel ist die effiziente und diskriminierungsfreie Einbindung von dezentralen Flexibilitäten – von industriellen Prozessen über Batteriespeicher bis hin zu Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen im Niederspannungsnetz. Die Beschaffung dieser Flexibilitätsdienstleistungen soll über wettbewerbliche Plattformen erfolgen, um die volkswirtschaftlich günstigste Lösung für das Engpassmanagement zu finden. Dies stellt eine Weiterentwicklung des Engpassmanagements für ein zunehmend dezentrales und digitalisiertes Energiesystem dar.
- **„Nutzen statt Abregeln“ (§ 13k EnWG):** Dieses Instrument wurde eingeführt, um die Abregelung von EE-Anlagen zu reduzieren, Hamburg ist in der Erprobungsphase bis September 2026 eine der Entlastungsregionen (Netztransparenz o.D.). In vordefinierten „Entlastungsregionen“ mit insgesamt hohem EE-Überschuss (vorwiegend in Nord- und Ostdeutschland) wird Strom, der ansonsten abgeregelt würde, an registrierte Teilnehmer zu einem günstigen Preis, dem „13k-Preis“, abgegeben. In der zweijährigen Erprobungsphase liegt dieser Preis bei 4,04 Cent pro kWh. Die Teilnehmer beschaffen die ihnen zugeteilte Strommenge am Markt und erhalten von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) eine Erstattung, die der Differenz zwischen ihren Beschaffungskosten und dem 13k-Preis entspricht. Um Mitnahmeeffekte zu vermeiden, zielt die Regelung auf zusätzlichen Stromverbrauch ab. Nach einer Festlegung der BNetzA qualifizieren sich hierfür insbesondere neu errichtete Elektrolyseure und Großwärmepumpen, netzgekoppelte Batteriespeicher sowie die nachweisliche Substitution von fossiler Wärmezeugung durch elektrische. Bestehende „Sowieso-Verbraucher“ sind von der Teilnahme ausgeschlossen.

Flankierende Regelungen und ihre Wechselwirkungen mit Flexibilität

Weitere gesetzliche Regelungen beeinflussen die Rahmenbedingungen für industrielle Flexibilität.

- **Steuerbare Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG):** Die Neuregelung, die seit dem 1. Januar 2024 in Kraft ist, verpflichtet Betreiber von neuen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mit einer Leistung von über 4,2 kW im Niederspannungsnetz zur Teilnahme. Dies betrifft primär private Wallboxen für

Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Klimaanlage und Batteriespeicher. Im Gegenzug für die Duldung einer potenziellen, temporären Leistungsreduzierung durch den Netzbetreiber in Notfallsituationen erhalten die Betreiber reduzierte Netzentgelte. Die direkte Relevanz für industrielle Produktionsprozesse, die typischerweise am Mittel- oder Hochspannungsnetz angeschlossen sind, ist gering. Eine Relevanz für KMU kann sich im Bereich der Gebäudeinfrastruktur (Heizung/Kühlung) und bei der Elektrifizierung des Fuhrparks ergeben.

- **Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) und Besondere Ausgleichsregelung (BesAR):** Das EnFG bündelt seit 2023 die Finanzierungsmechanismen der Energiewende und regelt die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) neu (BMJV o.D.). Die BesAR begrenzt für stromkostenintensive Unternehmen die verbliebenen Umlagen (KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage), um deren internationale Wettbewerbsfähigkeit zu sichern. Obwohl die explizite Prüfung der Stromkostenintensität im neuen Grundverfahren entfallen ist, kann die grundsätzliche Ausrichtung der Regelung auf die Entlastung eines hohen Stromverbrauchs Anreize gegen eine Flexibilisierung durch Verbrauchsreduktion setzen. Eine Neuerung ist die „Grüne Konditionalität“ (BAFA 2025): Für den Erhalt der Entlastung müssen Unternehmen nachweisen, dass sie z. B. in Energieeffizienz investieren, einen hohen Grünstromanteil beziehen oder ihre Produktionsprozesse dekarbonisieren.
- **Carbon Contracts for Difference (CCfD):** Dieses Förderinstrument ist nicht primär auf Flexibilität, sondern auf die Dekarbonisierung der Grundstoffindustrie (z.B. Stahl, Zement, Chemie) ausgerichtet. CCfDs sichern die Mehrkosten neuer, klimafreundlicher Produktionstechnologien (z.B. auf Basis von grünem Wasserstoff) gegenüber konventionellen Verfahren ab, indem sie eine garantierte CO₂-Preisdifferenz ausgleichen. Dadurch können Investitionen in die Elektrifizierung von Prozessen angestoßen werden, die bisher auf fossilen Energieträgern basierten. Diese neuen, großen elektrischen Lasten, wie Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung oder Elektrolichtbogenöfen in der Stahlproduktion, verfügen oft über ein hohes technisches Flexibilitätspotenzial.

Aktuelle Reformprozesse und Gesetzgebungsverfahren

Der erkannte Reformbedarf hat zu Prozessen auf Ebene der Regulierungsbehörde und des Gesetzgebers geführt. Im Zentrum steht die Neugestaltung der Netzentgelte. Auch eine Teilung der einheitlichen deutschen Gebotszone für den Strommarkt hätte Auswirkungen auf flexible Verbraucher und würde aller Voraussicht nach zu niedrigeren Preisen im Norden Deutschlands und einer gestiegenen Volatilität führen. Derzeit ist aber keine politische Mehrheit in Deutschland für diesen Schritt erkennbar und die Bundesregierung setzt sich im Austausch mit der Europäischen Kommission und Europäischen Behörden für die Beibehaltung ein (Hahn 2025).

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat indes mit dem Verfahren zur „Allgemeinen Netzentgeltssystematik“ (AgNes) einen Prozess zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur eingeleitet. Ein wesentlicher Bestandteil dieses Prozesses ist nun die Reform der individuellen Netzentgelte für die industriellen Großverbraucher (ab 10 GWh jährlich) nach § 19 StromNEV. Die Begründung für die Reform lautet, dass das „Bandlastprivileg“ durch die Begünstigung eines starren, unflexiblen Verbrauchs Fehlanreize in einem von erneuerbaren Energien geprägten System setzt. Es wird als systemisch nicht zielführend und rechtlich angreifbar bewertet und verursacht Umlagekosten für die Allgemeinheit, ohne einen entsprechenden volkswirtschaftlichen Nutzen zu stiften. Das erklärte Ziel der BNetzA ist es daher, Netzentgeltrabatte für die Industrie zukünftig an eine definierte, systemdienliche Gegenleistung zu koppeln. Diese Gegenleistung soll primär in der Bereitstellung von Lastflexibilität bestehen.

Es werden allerdings auch die nicht unter das Bandlastprivileg fallenden industriellen Verbraucher (unter 10 GWh Stromverbrauch pro Jahr) von den „AgNes“-Reformen betroffen sein (Bundesnetzagentur 2025). So sollen Netzentgeltrabatte zukünftig an eine „Gegenleistung“ geknüpft werden, die dem Energiesystem nützt, ohne die

industriellen Produktionsprozesse grundsätzlich zu beeinträchtigen. Das Diskussionspapier (Stand 10/2025) stellt hierfür drei konkrete Vorschläge zur Diskussion, wie Unternehmen künftig Rabatte erhalten können:

Marktorientierte Flexibilität: Ein Unternehmen erhält Netzentgeltrabatte, wenn es sein Verbrauchsverhalten an den Preissignalen des Strommarktes ausrichtet. Konkret bedeutet das: Es erhöht seinen Stromverbrauch, wenn die Börsenpreise niedrig sind (typischerweise bei hohem Angebot an Wind- und Solarstrom) und senkt ihn, wenn die Preise hoch sind (bei Stromknappheit). Dies fördert den Verbrauch von günstigem Ökostrom, wenn er reichlich vorhanden ist, und entlastet das System in Mangelsituationen.

Netzdienliche Flexibilität: Ein Unternehmen wird dafür belohnt, dass es seine Flexibilität gezielt zur Unterstützung der Netzstabilität einsetzt. Dies kann beispielsweise durch den Einsatz von Speichern geschehen, um lokale Netzengpässe zu vermeiden oder zu beheben. Der Anreiz orientiert sich hier nicht am allgemeinen Börsenpreis, sondern an den spezifischen Bedürfnissen des lokalen oder überregionalen Stromnetzes.

Direkte Steuerbarkeit: Ein Unternehmen gewährt dem Netzbetreiber direkte Steuerungsmöglichkeiten für seine flexiblen Anlagen. Als Gegenleistung für diese zur Verfügung gestellte „Versicherungsleistung“ erhält es eine Netzentgeltermäßigung. Dies gibt dem Netzbetreiber ein direktes Werkzeug zur Stabilisierung des Netzes an die Hand.

Die Bundesnetzagentur erkennt an, dass die Industrie Zeit benötigt, um sich auf ein neues System einzustellen. Um den Unternehmen Planungssicherheit zu geben, wurde zugesichert, dass die bestehenden Regelungen bis mindestens zum 31. Dezember 2028 in Kraft bleiben.

Aktuelle Gesetzesvorhaben der Bundesregierung

Die Analyse der laufenden Gesetzgebungsverfahren (Stand 10/2025) zeigt mehrere Initiativen, die das Energiewirtschaftsrecht betreffen, deren direkter Einfluss auf die industrielle Stromflexibilität jedoch unterschiedlich ausgeprägt ist.

Das **Vierte Gesetz zur Änderung des EnWG** (BT-Drs. 21/1496) fokussiert sich primär auf die Beendigung der Gasspeicherumlage und die Sicherstellung der Gasversorgungssicherheit. Direkte, wesentliche Auswirkungen auf die Flexibilisierung des Stromverbrauchs in der Industrie sind hier nicht enthalten.

Das **Gesetz zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie** (BT-Drs. 21/1491) zielt auf die Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Ausbau von Windenergie auf See und der Stromnetze ab. Die Relevanz ist zweiseitig: Einerseits kann ein beschleunigter Netzausbau den Bedarf an Flexibilität zur Bewirtschaftung von Netzengpässen regional reduzieren. Andererseits führt der damit einhergehende schnellere Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zu einer zunehmenden Volatilität im Strommarkt, die den Bedarf an nachfrageseitiger Flexibilität insgesamt erhöht. Netzausbau und Flexibilisierung sind daher komplementär zu sehen.

Das **Wasserstoff-Beschleunigungsgesetz** ist von moderater Relevanz. Es soll den Aufbau einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur beschleunigen und korreliert damit mit Förderinstrumenten wie den CCfDs und der Regelung „Nutzen statt Abregeln“ (§ 13k EnWG), die beide den Aufbau von Elektrolyseuren als neue, große und flexible Stromverbraucher anreizen.

Der europäische Rahmen

Die nationale Regulierung ist durch europäische Vorgaben geprägt. Das 2019 verabschiedete „Clean Energy for all Europeans Package“ (CEP) (European Commission 2019) setzt einen Rahmen zur Stärkung der Nachfrageseite und zur Förderung von Flexibilität.

Das CEP, insbesondere die Stromverordnung (EU) 2019/943 und die Stromrichtlinie (EU) 2019/944, etabliert einen verbraucherzentrierten und markt-basierten Ansatz zur Förderung von Flexibilität. Es verankert das Recht der Endkunden, aktiv am Markt teilzunehmen und auf Preissignale zu reagieren. Dies bildet die europarechtliche Grundlage für nationale Instrumente wie dynamische Stromtarife.

Auswirkungen auf kleinere Industrieverbraucher könnte haben, dass das CEP explizit die Rolle von unabhängigen Aggregatoren stärkt. Dies sind Marktakteure, die die Flexibilitätspotenziale vieler kleinerer Verbraucher bündeln und an den verschiedenen Strommärkten vermarkten. Die Stromrichtlinie (EU) 2019/944 verpflichtet die Mitgliedstaaten, den diskriminierungsfreien Marktzugang für Aggregatoren sicherzustellen. Dies ist insbesondere für KMU von Relevanz, deren individuelle Flexibilitätspotenziale oft zu gering sind, um die Hürden einer direkten Marktteilnahme zu überwinden.

Die Analyse des regulatorischen Rahmens für industrielle Flexibilität in Deutschland zeigt ein komplexes und sich in einem fundamentalen Wandel befindliches System. Zweifelsfrei ist ein Widerspruch erkennbar zwischen historisch gewachsenen Strukturen und den neuen Anforderungen eines auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems. Insbesondere das Netzentgeltsystem mit seinen leistungspreisbasierten Komponenten setzt Anreize für ein konstantes, unflexibles Verbrauchsverhalten auch industrieller Verbraucher. Dies ist allerdings erkannt und ein entsprechender Reformprozess der Bundesnetzagentur mit mittelfristiger Wirkung eingeleitet.

Insgesamt befindet sich der regulatorische Rahmen in einer Phase der Umgestaltung, weg von pauschalen Entlastungen hin zu einer gezielten Anreizung von systemdienlicher Flexibilität. Die Ergebnisse dieser laufenden Prozesse werden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für industrielle Flexibilität in den kommenden Jahren maßgeblich prägen.

2.5 Hemmnisse zur Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen

Die Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen mit zahlreichen Hemmnissen verbunden, die dazu führen, dass die Flexibilisierungspotenziale nicht im möglichen Umfang ausgeschöpft werden. Die Hemmnisse betreffen dabei sowohl regulatorische, wirtschaftliche als auch technische Aspekte. Im Folgenden wird ein Überblick über die wesentlichen Hemmnisse gegeben.

Netzentgeltsystematik

Ein wesentliches Hemmnis stellt die aktuelle Netzentgeltsystematik dar, die zu verschiedenen Fehlanreizen hinsichtlich der Umsetzung von Flexibilisierung in Unternehmen führt. Wie im vorherigen Kapitel bereits erläutert, sorgen Sondernetzentgelte für eine Hürde bei der Nutzung vorhandener Flexibilität und bei Investitionen in zusätzliche Lastflexibilität. Das sogenannte Bandlastprivileg des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV führt dazu, dass energieintensive Unternehmen für ein möglichst konstantes Abnahmeverhalten durch reduzierte Netzentgelte belohnt werden. Dabei kommt es zu Netzentgeltreduktionen von bis zu 90 Prozent (SynErgie 2024). Zwar wurden zusätzliche Regelungen geschaffen, damit die Netzentgeltprivilegierung nicht durch Flexibilisierungsmaßnahmen gefährdet wird, jedoch ändert dies kaum etwas daran, dass der grundsätzliche Anreiz des Bandlastprivilegs einer Flexibilisierung entgegensteht und somit als zentrales Hemmnis für Flexibilisierung wirkt (Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI) 2024). Neben den Fehlanreizen durch Sondernetzentgelte wirkt sich auch § 17 Abs. 2 StromNEV als Fehlanreiz für Flexibilisierung aus, da mit der aktuellen Regelung Anreize für Unternehmen geschaffen werden, ihre Stromnachfrage mit dem Ziel der Minimierung von Lastspitzen zu steuern. Das geltende Leistungspreissystem der Stromnetzentgelte stellt insofern ein Flexibilitätshemmnis dar, dass Lastspitzen (z.B. im Zuge des Hochlaufs einzelner Komponenten von Anlagen) zu höheren Netzentgelten führen und somit ein finanzieller Anreiz dafür besteht, ein gleichmäßiges Lastprofil zu erreichen (SynErgie 2022). Daneben kann es auch zu Fehlanreizen hinsichtlich der Netzanschlusskapazität

kommen, da für die Erhöhung von Netzanschlusskapazitäten (z.B. zur Ermöglichung von einem flexiblen Verbrauch) zusätzliche Kosten für den Anschlussnehmer durch den Netzbetreiber drohen, die im Rahmen von Ausnahmeregelungen für Flexibilitätsanbieter verhindert werden könnten (EPICO 2025).

Fehlende Preissignale durch Strompreise

Neben der geltenden Netzentgeltsystematik hemmen fehlende Preissignale durch Strompreise die Umsetzung von Flexibilitätsmaßnahmen.

Ein insbesondere in der Vergangenheit hemmender Aspekt war dabei die Ausgestaltung der Stromkostenbestandteile. Da sich für die meisten Unternehmen die Stromkosten zu einem erheblichen Teil aus fixen, staatlich veranlassten Stromkostenbestandteilen (Abgaben, Umlagen und Steuern) zusammensetzten, wurden Marktpreissignale und somit auch das wirtschaftliche Potenzial von Flexibilisierungsmaßnahmen in gewissem Maße verzerrt und abgeschwächt (SynErgie 2022). Dieses Flexibilitätshemmnis wurde jedoch insbesondere durch die Abschaffung der EEG-Umlage bereits stark abgeschwächt.

Ein weiterhin bestehendes Problem liegt darin, dass im aktuellen Strommarktdesign ein deutschlandweit einheitlicher Strompreis gilt, wodurch Netzrestriktionen nicht in Flexibilitätsanreize übersetzt werden und lokale Preissignale fehlen (ifo Institut 2024).

Im aktuellen Marktdesign reagiert nachfrageseitige Flexibilität eher auf zonale Preissignale als auf lokale Bedürfnisse und kann Netzengpässe daher sogar verschärfen, anstatt sie zu verringern (Neuhoff et al. 2025). Durch die fehlende regionale Preisdifferenzierung von Strompreisen und das fehlende Abbilden von Flexibilisierungsbedarfen auf lokaler Ebene mangelt es an den nötigen Anreizen zur lokalen Bereitstellung von flexiblen Verhaltensweisen. Hinzu kommt, dass die meisten Unternehmen fixe Stromtarife haben und somit den volatilen Strommarktpreisen nicht ausgesetzt sind. Lediglich große industrielle Verbraucher, die selbst am Stromgroßhandel teilnehmen oder Verbrauchende, die einen dynamischen Stromtarif nutzen, haben einen Anreiz, auf die volatilen Strommarktpreise durch eine Flexibilisierung ihres Stromverbrauchs zu reagieren (EPICO 2025).

Eingeschränkte Vermarktungsmöglichkeiten für Energieflexibilität

Ein weiteres Hemmnis für die Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen besteht aufgrund von eingeschränkten Vermarktungsmöglichkeiten für Energieflexibilität. Dies lässt sich mit Zugangsbarrieren zu bestehenden Flexibilitätsmärkten und -mechanismen erklären (FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft 2024). So schränken hohe Zugangsvoraussetzungen für die Teilnahme an Regelenergiemärkten die Vermarktung von Energieflexibilität ein (SynErgie 2022). Die Marktteilnahme an den Regelenergiemärkten wird erschwert durch hohe Mindestgebotsgrößen, lange Vorlaufzeiten oder Produktlängen am Spotmarkt sowie langwierigen Präqualifikationskriterien und strikten Erbringungsanforderungen (EPICO 2025). Die Marktzugangsbarrieren stellen insbesondere für KMU eine spezielle Herausforderung dar. So mangelt es vielen KMU an den notwendigen Kenntnissen im Bereich des Energiemanagements, um den Präqualifikationsprozess erfolgreich zu bestreiten (SynErgie 2022). Hinzu kommt ein Mangel an expliziten Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilitätsoptionen (EPICO 2025).

Mangelnde Wirtschaftlichkeit von Flexibilisierungsmaßnahmen

In der Konsequenz führen die beschriebenen Fehlanreize, fehlenden Preissignale sowie die eingeschränkten Vermarktungsmöglichkeiten zur mangelnden Wirtschaftlichkeit von Flexibilisierungsmaßnahmen. Grundsätzlich gilt, dass Flexibilisierung in Unternehmen nur dann umgesetzt wird, wenn die Preisvorteile durch Flexibilisierung größer sind als ihre Nachteile. Dies gilt sowohl im Falle von positiver Flexibilität (Lastabwurf), bei der Produktions- und Wertschöpfungsverluste finanziell ausgeglichen werden müssen, als auch im Falle von negativer Flexibilität (Lasterhöhung), bei der Investitionen in Überkapazitäten, Speicher und erweiterte

Netzanschlusskapazitäten erforderlich sind (VCI 2024). Vor diesem Hintergrund stellt es ein Problem dar, dass Einsparungen bzw. Erlöse durch Flexibilisierungsmaßnahmen häufig zu gering sind, um Investitionen in Flexibilisierungsmaßnahmen zu rechtfertigen (EPICO 2025). Insbesondere für KMUs können die zusätzlichen Investitionen herausfordernd sein, da sie über begrenzte finanzielle Ressourcen verfügen und oft einen eingeschränkten Zugang zu Finanzierungsmöglichkeiten haben. Die Unsicherheit bzgl. der Preisentwicklungen auf den Strom- und Energieflexibilitätsmärkten verstärkt die Komplexität bei der Bewertung von Investitionsentscheidungen (SynErgie 2022).

Technische Herausforderungen

Neben den erwähnten regulatorischen und wirtschaftlichen Hemmnissen existieren auch technische Herausforderungen bei der Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen. Eine wesentliche technische Herausforderung besteht hinsichtlich der Komplexität der Integration von Flexibilität in bestehende Prozesse. Produktionsprozesse sind häufig nicht ohne Weiteres verschiebbar, da sie auf kontinuierliche Abläufe oder enge Zeitfenster angewiesen sind. Insbesondere für industrielle Produktionsprozesse gilt, dass diese ein technisch und wirtschaftlich hoch optimiertes System darstellen, im Rahmen dessen viele Prozessschritte aufeinander abgestimmt sind, wodurch kein oder nur ein sehr geringes Potenzial zur Lastverschiebung oder -reduktion vorherrscht (Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI) 2024). Lastverschiebung setzt daher häufig die Entkopplung von einzelnen Prozessschritten voraus. Bei einer Erweiterung der Flexibilität einer Prozesskette, wird auch die Komplexität in der Produktionsplanung erhöht (Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien 2024, S.15). Zu den technischen Herausforderungen gehört auch die Notwendigkeit des Ausbaus von Energieinfrastruktur (wie Stromnetzanschlüsse, Wasserstoffinfrastruktur und Speicher). Zudem besteht die Gefahr, dass Qualitätsanforderungen an Prozesse durch Lastverschiebung beeinträchtigt werden. So gewährleistet bspw. in der Chemieindustrie eine gleichmäßige Produktions- und chemische Reaktionsgeschwindigkeit die Einhaltung von Qualitätsstandards, die für bestimmte Prozesse aus technischen Gründen notwendig ist (VCI 2024). Ein weiteres zentrales technisches Hemmnis ist die fehlende oder unzureichende Mess- und Steuerungstechnik. So verfügen viele Unternehmen nicht über die notwendige Technik, um Energieflüsse in Echtzeit zu messen und zu steuern. Daher wirkt der schleppende Smart Meter Rollout und der damit verbundene Mangel an fernauslesbarer Messinfrastruktur als Hemmnis für die Hebung von Flexibilitätspotenzialen, da eine zeitlich aufgelöste Verbrauchsmessung und Abrechnung die Voraussetzungen zur Nutzung von dynamischen Strompreisen oder Netzentgelten darstellen (EPICO 2025, S.17). Zudem fehlt es häufig an Schnittstellen zu Energiemanagementsystemen oder externen Marktteilnehmern wie Aggregatoren und Netzbetreibern. Dadurch kommt es auch zu Hemmnissen hinsichtlich der Steuerung von flexiblen Verbrauchseinrichtungen, da viele Anlagen noch nicht automatisch anhand dynamischer Preise gesteuert werden können (EPICO 2025, S.17). Außerdem ist die Bewertung von Flexibilitätspotenzialen komplex und erfordert simulationsgestützte Tools und Verfahren zur Ermittlung des Flexibilitätspotenzials.

Weitere Hemmnisse

Insbesondere bei KMU gibt es einen hohen **Forschungs- und Entwicklungsbedarf** im Hinblick auf das technische Potenzial zur Flexibilitätsbereitstellung sowie im Hinblick zur Entwicklung von standardisierten Lösungen zur Erschließung von Flexibilitätspotenzialen (FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft 2024).

Ein weiteres Problem für Unternehmen bei der Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen stellt die **Personalplanung** bei der Flexibilisierung von Produktionsprozessen dar (VCI 2024, S. 5). Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund des allgemein herausfordernden Fachkräftemangels.

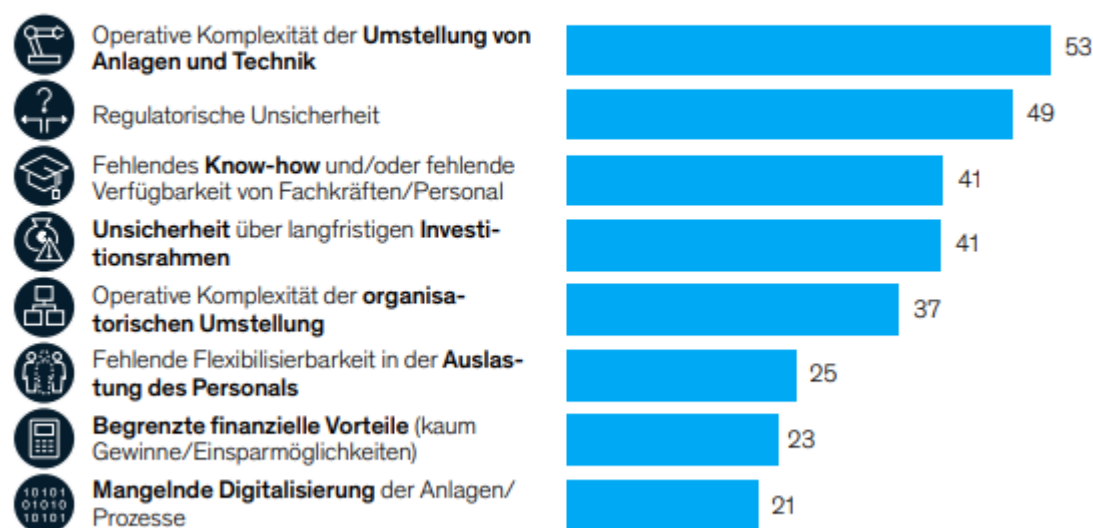
Zudem besteht ein möglicher **Zielkonflikt zwischen Energieeffizienz und Flexibilität**. So geht eine Flexibilisierung des Anlagenbetriebs häufig mit einem Effizienzverlust einher, welcher sich u.a. auf Entlastungstatbestände im Strombereich auswirken kann (VCI 2024, S.6). Es besteht daher aktuell die Gefahr, dass sich das für

die Energiewende zentrale Prinzip „efficiency first“ als Hemmnis für Flexibilitätspotenziale auswirkt. Damit die politisch ebenfalls gewünschte Flexibilisierung von Unternehmen nicht durch Effizienzvorgaben verhindert wird, sollte Flexibilität in Vorschriften zur Energieeffizienz wie ISO-Normen berücksichtigt werden (SynErgie o.D.).

Eine von McKinsey durchgeführte Umfrage (siehe Abbildung 2.2) unter Fach- und Führungskräften von 400 Unternehmen in Deutschland aus unterschiedlichen Branchen, Unternehmensgrößen und Verbrauchsklassen zeigt, dass die Hemmnisse zur Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen ein **Zusammenspiel aus vielfältigen regulatorischen, wirtschaftlichen und technischen Aspekten** darstellen.

Hindernisse zur Realisierung des Flexibilisierungsprogramms

in Prozent der Befragten (Mehrfachauswahl möglich)



Quelle: Unternehmensbefragung Frühjahr 2025, N=400

Abbildung 2.2: Unternehmensbefragung zu Hindernissen zur Realisierung des Flexibilisierungsprogramms, Quelle: (McKinsey 2025)

2.6 Bestehende Förderprogramme

Staatliche Förderprogramme können dazu beitragen, die wirtschaftliche Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen in Unternehmen zu ermöglichen. Die im Folgenden dargestellte qualitative Analyse bestehender Förderprogramme dient dazu, die aktuelle Förderlandschaft im Hinblick auf die Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen zu untersuchen. Die Auswahl der Förderprogramme basiert auf einer Analyse (Stand 09/2025) der Förderdatenbank des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE), die einen Überblick über Förderprogramme des Bundes, der Länder und der Europäischen Union liefert (BMWE Förderbank 2025). Die Auswertung der Förderprogramme erfolgt anhand der jeweils aktuellen Förderrichtlinien (Stand 09/2025).

Förderprogramm	Förderebene	Förderberechtigte	Förderart	Förderziele / Förderlogik	Fördergegenstände mit Relevanz bzw. Ansatzpunkten für Flexibilisierung	Einordnung zur Eignung des Förderprogramms für Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen
Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW)	Bundesweit	Unternehmen (alle Größen) → KMU Fokus vorhanden: <ul style="list-style-type: none"> Modul 1 & 4: nur für KMU Modul 2-5: offen für alle Unternehmensgrößen, aber KMU profitieren stärker Modul 6: nur für KU 	Zuschuss	Förderung von Investitionen zur Steigerung der Energie- und Ressourceneffizienz in industriellen und gewerblichen Anlagen und Prozessen (z. B. Prozessumstellungen, Abwärmenutzung, erneuerbare Energien, Wasserstoff) → Zuschuss Investitionen	<ul style="list-style-type: none"> Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, Sensorik und Energiemanagement-Software (M3) Weitgehend offen formuliert, z.B. Prozess- und Verfahrensumstellungen (M4 Premiumförderung) Elektrifizierung von Bestandsanlagen in KU (M6) 	Das EEW-Programm enthält einige Ansatzpunkte für Flexibilisierung, aber es wird vorrangig auf Energieeffizienz und Dekarbonisierung abgezielt. Flexibilisierung wird daher nicht gezielt / explizit gefördert.
KfW-Programm Erneuerbare Energien „Standard“ (Kredit Nr. 270)	Bundesweit	Unternehmen; Körperschaften, Stiftungen und Anstalten des öffentlichen Rechts; Privatpersonen und gemeinnützige Antragsteller; Freiberufler → kein besonderer KMU-Fokus	Darlehen	Zinsgünstiger Kredit (bis 150 Mio. € pro Vorhaben, bis zu 100 % der Investitionen) zur Finanzierung von Anlagen zur Erzeugung, Speicherung und Nutzung erneuerbarer Energien → Darlehen für Investitionen	<ul style="list-style-type: none"> Batteriespeicher Wärme-/Kältespeicher Flexibilisierung von Stromnachfrage und -angebot (z.B. Stromspeicheranlagen, Lastmanagement, Mess- und Steuerungssysteme) Digitalisierungslösungen für eine systemverträgliche Einbindung erneuerbarer Energien 	Verschiedene Flexibilisierungsmaßnahmen werden explizit als Fördergegenstand genannt, allerdings handelt es sich nicht um eine Zuschussförderung, sondern die Förderung besteht in Form von zinsgünstigen Krediten.
KMU-innovativ: Zukunft der Wertschöpfung	Bundesweit	KMU und mittelständische Unternehmen, Hochschulen und Forschungseinrichtungen → KMU-Fokus vorhanden: <ul style="list-style-type: none"> Ziel der Förderrichtlinie ist „das Innovations- und Wettbewerbspotenzial von KMU zu stärken“ zusätzlicher Bonus für KMU erhöhte Beihilfeintensität für KMU 	Zuschuss	Zuschussförderung für risikoreiche, vorwettbewerbliche Forschungs- & Entwicklungsprojekte in KMU und mittelständischen Unternehmen. Das Förderziel ist die Stärkung von Innovation, Wettbewerbsfähigkeit und Anpassung an den Strukturwandel. → Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- & Transformationsvorhaben	<ul style="list-style-type: none"> Flexibilisierung der Produktion Digitalisierung und Virtualisierung von Produktion und Produktionssystemen (Industrie 4.0) Neue Formen der Arbeitsorganisation und -gestaltung 	Die Flexibilisierung der Produktion ist ein expliziter Fördergegenstand, aber die Förderung beschränkt sich auf Forschungs- & Entwicklungsvorhaben.

Förderprogramm	Förderebene	Förderberechtigte	Förderart	Förderziele / Förderlogik	Fördergegenstände mit Relevanz bzw. Ansatzpunkten für Flexibilisierung	Einordnung zur Eignung des Förderprogramms für Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen
Programm für Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen (pro-gres.nrw) – Programmbereich <i>Innovation</i>	NRW	Unternehmen, Hochschulen und sonstige Forschungseinrichtungen, Gemeinden und Gemeindeverbände, Vereine und Verbände → kein besonderer KMU-Fokus	Zuschuss	Förderung von anwendungsorientierten Forschungs-, Entwicklungs- und Innovationsprojekte sowie Durchführbarkeitsstudien im Energiebereich (inkl. Demonstrations- und Pilotprojekten) → Förderung von Forschungs- & Entwicklungsvorhaben	Forschung und Entwicklung zu: <ul style="list-style-type: none"> • Technologien zur Digitalisierung im Energiebereich • Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität • Power to X-Technologien • Speichertechnologien • Technologien, Verfahren und Prozesse für eine klimaneutrale Transformation der Industrie 	Es gibt Ansatzpunkte für Flexibilisierungsmaßnahmen, aber die Förderung beschränkt sich auf Forschungs- und Entwicklungsvorhaben.
Programm für Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen (pro-gres.nrw) – Programmbereich <i>Klimaschutz</i>	NRW	Breiter Kreis an Förderberechtigten (u.a. Privatpersonen, Unternehmen, kommunale Gebietskörperschaften und Hochschulen) → KMU-Fokus vorhanden: <ul style="list-style-type: none"> • Erhöhte Förderquoten für KMU 	Zuschuss	Förderziel ist die Einführung und Verbreitung von anwendbaren Techniken zum sparsamen und effizienten Einsatz von Energie sowie zur Erschließung und Nutzbarmachung erneuerbarer Wärmequellen. → u.a. Zuschuss Investitionen	<ul style="list-style-type: none"> • Errichtung, Erweiterung und Erwerb fabrikneuer Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (inkl. Strom-, Wärme- und Kältebereitstellung) • Anlagen, Techniken und Maßnahmen zur klimafreundlichen Energieerzeugung • Beratungen und Konzepte zur klimaneutralen Wärmeversorgung für Unternehmen und Handwerksbetriebe des produzierenden Gewerbes • Anlagen, Techniken und Maßnahmen zum sparsamen und effizienten Einsatz von Energie in Gebäuden sowie der Nutzung von erneuerbaren Energien zur Erzeugung von Wärme, Kälte und Strom für den Gebäudebetrieb 	Es gibt Ansatzpunkte für Flexibilisierungsmaßnahmen, aber es wird vorrangig auf Energieeffizienz und Dekarbonisierung abgezielt. Flexibilisierung wird daher nicht gezielt / explizit gefördert.
Bayrisches Energiekreditprogramm / Energiekredit Regenerativ	Bayern	Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft und Angehörige der Freien Berufe (mit einem Jahresumsatz von höchstens 500 Mio. €) → kein besonderer KMU-Fokus	Darlehen	Zinsverbilligte Förderkredite für Investitionen von Vorhaben im Bereich der Energieerzeugung erneuerbarer Energien, einschließlich Speicherung und Integration ins Stromnetz. Finanzierungsanteil des Darlehens bis zu 100 %, Darlehen bis zu 40 Mio. € pro Vorhaben → Darlehen für Investitionen	<ul style="list-style-type: none"> • Maßnahmen zur Strom- oder Wasserstoffherzeugung auf Basis von regenerativen Energien sowie diesbezügliche Speichersysteme • Investitionsmaßnahmen zur Flexibilisierung von Stromnachfrage und -angebot (z.B. betriebliches/überbetriebliches Lastmanagement) • Investitionsmaßnahmen, um flexible Lasten für das Stromversorgungssystem nutzbar zu machen • Investitionsmaßnahmen zur Digitalisierung der Energiewende mit dem Ziel der systemverträglichen Integration von erneuerbaren Energien ins Energiesystem 	Das Förderprogramm enthält verschiedene Flexibilisierungsmaßnahmen als explizite Fördergegenstände, allerdings handelt es sich nicht um eine Zuschussförderung, sondern die Förderung besteht in Form von zinsgünstigen Krediten.

Förderprogramm	Förderebene	Förderberechtigte	Förderart	Förderziele / Förderlogik	Fördergegenstände mit Relevanz bzw. Ansatzpunkten für Flexibilisierung	Einordnung zur Eignung des Förderprogramms für Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen
Berliner Programm für Nachhaltige Entwicklung (BENE 2) – Förderschwerpunkt 2: Umwelt- und Energiemanagementsysteme	Berlin	Breiter Kreis an Förderberechtigten (u.a. öffentliche und private Unternehmen, Verwaltungen, Körperschaften des öffentlichen Rechts) → kein besonderer KMU-Fokus	Zuschuss	Zuschussförderung mit Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und Landesmitteln für die erstmalige Einführung von Umwelt- und Energiemanagementsystemen. Förderhöhe bis 100.000 €. → Zuschuss Investitionen	<ul style="list-style-type: none"> Einführung von Umwelt- und Energiemanagementsystemen (unter der Voraussetzung, dass durch die Einführung direkt oder indirekt ein Beitrag zur Erhöhung der Energieeffizienz geleistet wird oder lokale Umweltbelastungen (Lärm- oder Schadstoffemissionen) gemindert werden) 	Die Einführung von Umwelt- und Energiemanagementsystemen kann die Flexibilisierung unterstützen, allerdings zielt die Förderung vorrangig auf Energieeffizienz und Minderung von Umweltbelastungen ab.
Berliner Programm für Nachhaltige Entwicklung (BENE 3) – Förderschwerpunkt 3: Intelligente Energiesysteme, Netze und Speichersysteme	Berlin	Breiter Kreis an Förderberechtigten (u.a. öffentliche und private Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Verwaltungen, Körperschaften des öffentlichen Rechts) → kein besonderer KMU-Fokus	Zuschuss	Zuschussförderung mit Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und Landesmitteln für Investitionen in intelligente Energiesysteme, Netze und Speicher sowie begleitende anwendungsorientierte Forschungs- und Demonstrationsprojekte. Investive Vorhaben werden ab 50.000 € förderfähiger Gesamtkosten gefördert. → Zuschuss Investitionen und/oder Forschungskosten	<p>Investive Maßnahmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> Verknüpfung und Ergänzung vorhandener Energieinfrastrukturen für Strom, Wärme (Abwärme), Gas und Mobilität (Sektorenkopplung) Flexibilisierung und intelligente Steuerung von Energieerzeugung und Energieverbrauch Speicherung von Strom und Wärme sowie Nutzung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien <p>Forschungs-Maßnahmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> Beratung und Vernetzung zur Vorbereitung und Begleitung der Umsetzung von Konzepten für klimafreundliche und nachhaltige Energiesysteme, Netze und Speichersysteme Demonstrationsprojekte zu innovativen Technologien in den Bereichen Energiespeicherung und flexible Erzeugungskapazitäten, Power-to-X Projektbezogene Forschung und Studien zu intelligenten, effizienten Energiesystemen und innovativen Geschäftsmodellen 	Das Förderprogramm enthält eine Zuschussförderung für Investitionen in explizite Flexibilisierungsmaßnahmen.

Die Analyse der Förderdatenbank des BMWF hat gezeigt, dass Flexibilisierungsmaßnahmen für Unternehmen bisher nicht umfassend gefördert werden. In dem für Unternehmen zentralen Förderprogramm „Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW)“ lassen sich zwar Fördergegenstände identifizieren, die gewisse Ansatzpunkte für Flexibilisierungsmaßnahmen enthalten. Allerdings zielt die EEW-Förderung vorrangig auf Energieeffizienz und Dekarbonisierung ab und enthält keine explizite Förderung von Investitionen in Flexibilisierung. Abgesehen von der Förderung im Rahmen von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben (wie im Förderprogramm „KMU innovativ: Zukunft der Wertschöpfung“) ist eine explizite Förderung von Flexibilisierungsvorhaben auf Bundesebene nur durch das KfW-Programm Erneuerbare Energien „Standard“ vorgesehen, wobei es sich hier nicht um eine Zuschussförderung handelt, sondern um ein zinsvergünstigtes Förderkredit.

Auf Landesebene zeigt sich ein ähnliches Bild. Die hier dargestellten Förderprogramme zeigen eine Auswahl von Förderprogrammen auf Landesebene. Dabei wird ebenfalls deutlich, dass zwar Förderprogramme existieren, die auch für Flexibilisierungsmaßnahmen infrage kommen, jedoch mangelt es häufig an einer expliziten Förderung von Flexibilisierung und/oder es handelt sich um Förderkredite oder Forschungsförderung statt Zuschussförderungen für Investitionen.

Zusammenfassend lässt sich daher eine Förderlücke feststellen, da in der aktuellen Förderlandschaft Flexibilisierungsmaßnahmen unzureichend abgedeckt werden. Um diese Förderlücke zu adressieren, könnten die bestehenden Förderprogramme so angepasst werden, dass Flexibilisierungsmaßnahmen als eigenständige Fördergegenstände (abseits von Förderkrediten und Forschungsvorhaben) aufgenommen werden. Zudem sollte sichergestellt werden, dass durch Effizienzanforderungen in Förderprogrammen kein Zielkonflikt zwischen Flexibilisierung und Energieeffizienz entsteht.

2.6.1 Aktuelle Fördersituation in Hamburg

Im Rahmen des Förderprogramms „Unternehmen für Ressourcenschutz“ (UfR) werden Unternehmen bei ihrer Transformation hin zur Klimaneutralität durch eine Zuschussförderung unterstützt (Hamburgische Investitions- und Förderbank (IFB Hamburg) 2026). Gefördert werden dabei Investitionsvorhaben, die durch einen effizienten Umgang mit Ressourcen oder durch Reduzierung der CO₂-Emissionen zu einer Umweltentlastung führen. Das zentrale Förderziel liegt demnach in der Erschließung von Einsparpotenzialen von Energie, Wasser und Rohstoffen, wohingegen die systemdienliche Flexibilisierung von Unternehmen bislang kein explizites Förderziel darstellt.

Das Förderprogramm enthält aktuell sechs Förderschwerpunkte (FSP). Im Rahmen des FSP 1 werden Machbarkeitsuntersuchungen „EffizienzChecks“ gefördert, mithilfe derer Projekte der anderen FSPs technisch und wirtschaftlich bewertet werden und somit als Grundlage für Investitionsentscheidungen des Unternehmens dienen oder für die Beantragung von Bundesfördermitteln genutzt werden. Die Förderung erfolgt als Anteilfinanzierung in Form eines Zuschusses bis zu einer Höhe von 50 Prozent der förderfähigen Kosten. Dieser FSP bietet grundsätzlich auch Anhaltspunkte für die Flexibilisierung von Unternehmen, wenn bei der Durchführung von Machbarkeitsuntersuchungen neben Einsparpotenzialen auch spezifische Flexibilisierungspotenziale identifiziert werden. So werden u.a. messtechnisch unterstützte Analysen des Betriebsverhaltens von Anlagen und Prozessen gefördert, die auch für die Ermittlung von Flexibilisierungspotenzialen hilfreich sein können. Da in der bestehenden Fördersystematik jedoch keine explizite Förderung von Flexibilisierungsvorhaben besteht, ist davon auszugehen, dass sich der Untersuchungsumfang der Machbarkeitsuntersuchungen bislang auf die Identifizierung von Einsparpotenzialen fokussiert.

Der FSP 2 zielt auf Investitionen in Komponenten und Maschinen von bestehenden Produktionsanlagen sowie Anlagen der Gebäudetechnik ab, die eine Verbesserung der Energieeffizienz bezwecken. Dies wird ergänzt durch den FSP 3, der die Steigerung der Materialeffizienz und Einsparung von Wasser zum Ziel hat. Die

Förderung beider FSPs erfolgt als Festbetragsfinanzierung pro jährlich vermiedener Tonne CO₂ bzw. pro eingesparter Tonne Material, Abfall oder eingespartem Kubikmeter Wasser. Für beide FSPs lassen sich keine direkten Ansatzpunkte für die Flexibilisierung von Unternehmen ableiten.

Im Rahmen des FSP 4 werden Projekte gefördert, bei denen fossile Anlagen zur Prozesswärmeerzeugung durch emissionsfreie Alternativen (in Form von Fernwärme und Wärmepumpen) ersetzt werden. Die Förderung erfolgt dabei für die Betriebsmehrkosten, die über einen Zeitraum von 5 Jahren gegenüber einer bestehenden fossilen Anlage entstehen. Dieser FSP bietet insofern einen Ansatzpunkt für die Flexibilisierung von Unternehmen, dass durch die Umstellung auf Fernwärme oder den Einsatz von Wärmepumpen (und die damit einhergehende Elektrifizierung der Wärmeversorgung und Kopplung an den Strommarkt) zunächst einmal die Voraussetzung dafür geschaffen wird, dass Unternehmen zu flexiblen Stromnachfragern werden können und sich durch Lastverschiebung systemdienlich verhalten können. Auf Basis der geförderten Betriebsmehrkosten liegt der Fokus der Förderung jedoch darauf, die Umstellung von fossilen Anlagen zur Prozesswärmeerzeugung auf emissionsfreie Alternativen zu ermöglichen. Die explizite Unterstützung von Investitionen in die für Flexibilisierung notwendige Anlagentechnik ist bislang nicht vorgesehen.

Der FSP 5 zielt darauf ab, Projekte zu unterstützen, bei denen unvermeidbare Abwärme aus Produktionsprozessen oder der Erbringung von Dienstleistungen anderen Unternehmen über ein Wärmenetz zur Verfügung gestellt wird. Die Förderung erfolgt als Festbetragsfinanzierung in Form eines Zuschusses und resultiert aus der prognostizierten CO₂-Emissionsvermeidung in Tonnen pro Jahr. Dies wird komplettiert durch den FSP 6, im Rahmen dessen die Errichtung der Leitungsinfrastruktur und Anlagentechnik für die Nutzung von Wasserstoff gefördert wird. Die Förderung erfolgt als Anteilsfinanzierung in Form eines Zuschusses. Für beide FSPs lassen sich keine direkten Ansatzpunkte für die Flexibilisierung von Unternehmen ableiten.

Das Förderprogramm „Unternehmen für Ressourcenschutz“ bietet in seiner aktuellen Form zwar Ansatzpunkte für die Flexibilisierung von Unternehmen in Form von Fördertatbeständen, die grundsätzlich auch für Flexibilisierungsvorhaben von Relevanz sind bzw. gewisse Voraussetzungen für die Flexibilisierung fördern, jedoch fehlt es bislang an einem FSP, der die explizite Förderung von Investitionen in die Flexibilisierung von Unternehmen umfasst. Der Fokus der momentan bestehenden FSPs liegt in der Erschließung von Einsparungspotenzialen von Energie, Wasser und Rohstoffen. Um eine spezifische Anreizwirkung für die Flexibilisierung von Unternehmen zu erreichen, bedarf es daher einer Erweiterung der bestehenden FSPs.

2.7 Flexibilisierung in Hamburg

Im Rahmen dieses Gutachtens soll die Flexibilisierung von Unternehmen in Hamburg detaillierter untersucht werden. Dies soll als Teil der Klimaschutzmaßnahmen wirken und somit zu einer Minderung der THG-Emissionen beitragen. Die Industrie in Hamburg wird wie in Tabelle 1 dargestellt durch die Metallerzeugung und -bearbeitung, die Mineralölverarbeitung sowie die Nahrungsmittel- und Getränkebranche dominiert. Konkret sind diese 3 Branchen für 85% der THG-Emissionen und für über 80% des Endenergieverbrauchs der Industrie in Hamburg verantwortlich.

Tabelle 1: Übersicht der relevanten Branchen in Hamburg in Bezug auf THG-Emissionen und Energieverbrauch (Energiebilanz Hamburg)

Kriterium	Metallerzeugung	Mineralölverarbeitung	Nahrungs- und Futtermittel, Getränke, Tabak
Anzahl der Unternehmen 2023	6	12	66
THG-Emissionen 2023 [t CO₂e]	939.000 (33% der Industrie)	1.030.000 (37% der Industrie)	411.000 (15% der Industrie)
Stromverbrauch 2023 [GWh]	2.029 (52% der Industrie)	364 (10% der Industrie)	401 (11% der Industrie)
Erdgasverbrauch 2023 (inkl. Raffineriegas) [GWh]	963 (16% der Industrie)	3.114 (52% der Industrie)	1.177 (20% der Industrie)
Fernwärme-Verbrauch 2023 [GWh]	–	543 (79% der Industrie)	51 (7% der Industrie)
Umsatz 2023 [Mio. €]	10.576 (8% der Industrie)	75.454 (60% der Industrie)	4.032 (3% der Industrie)

Somit liegt der größte Hebel für die Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen und die Einsparung von THG-Emissionen bei diesen Branchen. Da diese Branchen jedoch primär von wenigen großen Unternehmen dominiert werden, sind für die Umsetzung entsprechender Flexibilisierungsmaßnahmen Investitionen in der Höhe von mehreren Millionen Euro notwendig.

KMUs im Verarbeitenden Gewerbe in Hamburg machen insgesamt 10% des Endenergieverbrauchs des verarbeitenden Gewerbes aus und stellen 83% aller Unternehmen im verarbeitenden Gewerbe. Relevante KMUs in Hamburg im Verarbeitenden Gewerbe sind insbesondere die Nahrungsmittel- und Getränkebranche sowie die Herstellung von chemischen Erzeugnissen.

Tabelle 2: Übersicht der relevanten KMU Branchen in Hamburg in Bezug auf Energieverbrauch und Anzahl an Unternehmen

Kriterium	Nahrungsmittel	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	Getränkeherstellung	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren
Anzahl der Unternehmen 2021	54 (15% der KMUs)	24 (7% der KMUs)	4 (1% der KMUs)	14 (4% der KMUs)
Endenergieverbrauch 2021 [GWh]	613 (46% der KMUs)	147 (11% der KMUs)	156 (12% der KMUs)	85 (6% der KMUs)

Die BUEKA möchte die Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen von Unternehmen gerne unterstützen und plant hierfür das entsprechende FSP 7. Das verfügbare Budget liegt jedoch im niedrigen einstelligen Millionenbereich und ist somit nicht für die Flexibilisierungsmaßnahmen der großen Industrieunternehmen gedacht,

sondern dient vielmehr dazu, Flexibilisierungsmaßnahmen auch für weitere Unternehmen in Hamburg zugänglich zu machen. Der Fokus für das weitere Gutachten liegt somit auf einer möglichst breiten Anwendbarkeit der Flexibilisierungsansätze.

3 GEEIGNETE TECHNOLOGIEN UND ANSÄTZE ZUR FLEXIBILISIERUNG

Eine detaillierte Analyse einzelner industrieller Prozesse in KMUs ist im Rahmen dieser Studie nicht möglich. Zum einen würde eine prozessspezifische Betrachtung aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Branchen, Produktionsverfahren und Energieanwendungen den Untersuchungsrahmen überschreiten. Zum anderen lässt auch die zugrunde liegende Datengrundlage keine hinreichend differenzierte Bewertung einzelner Prozesse zu. Aus diesem Grund konzentriert sich das Kapitel auf geeignete Technologien und Ansätze zur Flexibilisierung.

Die identifizierten Technologien werden im Folgenden anhand von Steckbriefen vorgestellt. Diese enthalten eine kurze Beschreibung der jeweiligen Technologie sowie eine qualitative Einordnung hinsichtlich Relevanz für KMU, Branchenanwendbarkeit, Kosten, Lastverschiebungspotenzial, möglicher Treibhausgasminderungseffekte und Integrationsanforderungen. Auf diese Weise wird eine vergleichbare Übersicht über zentrale Flexibilisierungsoptionen geschaffen.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass Flexibilität in der Praxis selten durch einzelne Technologien entsteht, sondern in der Regel durch die Kombination mehrerer technischer und organisatorischer Maßnahmen. Technologien wie Wärmepumpen, Kälteanlagen oder Elektrokessel können ihr Flexibilitätspotenzial beispielsweise erst in Verbindung mit Speichern oder Energiemanagementsystemen vollständig entfalten.

3.1 Übersicht geeigneter Technologien und Flexibilisierungsansätze

3.1.1 Stromerzeuger

PV

Photovoltaikanlagen ermöglichen eine effiziente und nahezu emissionsfreie Eigenstromerzeugung aus Solarenergie. Sie sind besonders für KMU mit hohem Tagesstrombedarf und verfügbaren Dach- oder Freiflächen geeignet und senken langfristig Energiekosten sowie CO₂-Emissionen. PV-Systeme sind wartungsarm, zuverlässig und lassen sich gut mit Speichern und Lastmanagement (sind als eigene Ansätze aufgeführt und hier nicht betrachtet) kombinieren. Zu den Nachteilen zählen hohe Anfangsinvestitionen, wetterabhängige Erträge und ein beträchtlicher Flächenbedarf; zudem sind nicht alle Dächer technisch geeignet, und die Leistung sinkt im Winter sowie im Laufe der Jahre etwas ab. Speicherlösungen verbessern die Flexibilität, erhöhen aber die Kosten und den Planungsaufwand.

Parameter	Beschreibung
Relevanz für KMU	<ul style="list-style-type: none"> PV eignet sich besonders bei hohem Strombedarf während des Tages (z. B. Produktion, Kühlung, Maschinen, Beleuchtung) Besonders hohe Relevanz für KMU mit großen Dach- oder Freiflächen (z.B. Hallen, Lager)
Anwendbare Branchen	<ul style="list-style-type: none"> Grundsätzlich branchenübergreifend nutzbar, sofern Dach- oder Freiflächen verfügbar sind Besonders relevant für KMU mit hohem Strombedarf
Investition	<ul style="list-style-type: none"> 680 – 1.500 €/kWp (größere Anlagen profitieren von Skaleneffekten) Abhängig von Größe, Fläche, Technik, Speicher (nicht in Kosten inkludiert).
Betriebskosten	<ul style="list-style-type: none"> Ca. 1 – 2% der CAPEX pro Jahr

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kostenarten: Wartung, Versicherung, Reinigung
Technische Eckdaten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leistung: 30 – 500 kWp (typischerweise bei KMU) ▪ Ertrag: 900 – 1.150 kWh/kWp pro Jahr in Deutschland (je nach Standort, Verschattung etc.) ▪ Volllaststunden: ca. 900 – 1.100 h/a ▪ Flächenbedarf: 1 kWp \approx 4,5 – 5,5 m² Modulfläche ▪ Leistungsdichte: 190 – 220 Wp/m² ▪ Lebensdauer: 25 – 35 Jahre
Lastverschiebungspotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenzial zur Lastverschiebung überwiegend tagsüber und im Sommer ▪ Durch Eigenverbrauchsmanagement und Batteriespeicher kann der Eigenstromanteil von ca. 40 – 50 % (ohne Speicher) auf bis zu 70 % gesteigert werden
THG-Einsparpotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Strom aus PV ist emissionsfrei im Betrieb ▪ Abhängig vom Strommix in Deutschland bzw. dem Strombezug des Unternehmens ▪ Einsparpotenzial steigt bei hohem Eigenverbrauch
Marktzugang/ Erlösquellen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Überschuss-Einspeisevergütung / Direktvermarktung ▪ Förderprogramme / steuerliche Abschreibungen etc. ▪ CO₂-Kosteneinsparungen ▪ Stromkosteneinsparungen
Infrastruktur- und Integrationsanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzanschlussprüfung inkl. ggf. notwendiger Trafo- oder Leistungserhöhung sowie Einspeisemanagement ▪ Ggf. Genehmigungen nach EEG ▪ Berücksichtigung der Dachstatik, Verschattung und Eigenverbrauchsprofile ▪ Wechselrichter, gewerblicher Stromzähler, ggf. Speicher & Mess-/Regeltechnik notwendig ▪ Berücksichtigung von Lastprofile des Betriebs und Verbrauchszeiten
Fördermöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ KfW-Programm 295: Kreditprogramm mit bis zu 60% Tilgungszuschuss ▪ Zinsverbilligte Förderkredite (z.B. KfW-Kredit Nr. 270) ▪ Investitionsabzugsbetrag und Einspeisevergütungen nach dem EEG ▪ Umsatzsteuerrückerstattung für PV-Anlagen bis 30 kWp
Vor- und Nachteile als Flexibilisierungstechnologie	<p>Vorteile:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Erzeugung von günstigem Eigenstrom in Zeiten hoher PV-Einspeisung ▪ Gute Kombinierbarkeit mit flexiblen Verbrauchern (z. B. Wärmepumpen, Kälteanlagen) und Speichern ▪ Erhöhung des Eigenverbrauchs und Reduktion von Strombezugskosten ▪ Skalierbar und gut integrierbar in Energiemanagementsysteme ▪ Beitrag zur Reduktion von CO₂-Emissionen und Energiekosten ▪ Steuerliche Abschreibbarkeit & Umsatzsteuerrückerstattung

Nachteile:

- Erzeugung ist volatil und nicht bedarfsgerecht
- Lastverschiebungspotenzial ohne Speicher begrenzt
- Hoher Eigenverbrauch erfordert Anpassung von Lastprofilen oder zusätzliche Technologien (z. B. Speicher)
- Keine direkte Steuerbarkeit der Erzeugung
- Flächenabhängigkeit kann Einsatz einschränken

Quellen: (Engin 2023; Grünes Haus 2021; IFB Hamburg 2025; Logistik-Initiative Hamburg o.J.; Meyer 2025; Nowotzin 2024; Rädlinger energy 2025; Reinke Photovoltaik 2025)

3.1.2 Wärmeerzeuger

Wärmepumpe

Wärmepumpen ermöglichen eine effiziente Bereitstellung von Prozess- und Heizwärme, indem sie Umwelt- oder Abwärme auf ein höheres Temperaturniveau anheben. Sie eignen sich besonders für KMU mit kontinuierlichem Wärmebedarf und verfügbarer Abwärme und sind generell branchenflexibel. Die Anfangsinvestitionen liegen im moderaten bis höheren Bereich, während die Betriebskosten gering ausfallen. Wärmepumpen bieten ein hohes THG-Einspar- und Flexibilisierungspotenzial, insbesondere bei Einsatz von Ökostrom. Sie sind gut in bestehende Systeme integrierbar, wartungsarm und profitieren von umfangreichen Fördermöglichkeiten (z. B. KfW 295, BEW).

Parameter	Beschreibung
Relevanz für KMU	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Besonders relevant für KMU mit kontinuierlichen Wärme- & Kältebedarfen ▪ Besonders hohe Relevanz, wenn Abwärmequellen verfügbar sind
Anwendbare Branchen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grundsätzlich branchenübergreifend nutzbar, sofern Aufstellflächen (unter Berücksichtigung der Vorgaben zum Schallschutz) verfügbar sind ▪ Besonders relevant für KMU mit hohem Wärmebedarf bis 150 °C
Investition	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 800 bis 1500 €/kW (größere Anlagen profitieren von Skaleneffekten) ▪ Ggf. indirekte Investitionen: Installation Rohrleitung (erforderlich zur Deckung weiterer Prozesswärmebedarfe)
Betriebskosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Geringer Wartungsaufwand (1 – 2 % des CAPEX p.a.) ▪ Wenig Verschleiß; Regelmäßige Dichtheits- und Sicherheitsprüfungen
Technische Eckdaten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leistung: 0,1 - 5 MW (höhere Leistungen möglich) ▪ Temperaturhub: 10 – 25 K (niedrigere Effizienz bei höherem Temperaturhub) ▪ Vorlauftemperatur: 60 – 80 °C (höhere Temperaturen möglich; Effizienz sinkt bei höheren Temperaturen) ▪ COP: 3 – 5 (bei höheren Temperaturen 1,5 – 2,5)
Lastverschiebungspotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gute Regelbarkeit über Frequenzumrichter ermöglicht 10–25 % Lastabsenkung

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energieeinsparung durch Nutzung von Umwelt- oder Abwärme
THG-Einsparpotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abhängig von vorherigem Energieträger zur Wärmebereitstellung und Effizienz der Anlage (bspw. Erdgas-Kessel) ▪ Reduzierter Energieeinsatz durch die Nutzung von Umwelt- oder Abwärme ▪ Einsparpotenzial abhängig von Strombezug (PV Strom führt zu höheren Einsparungen als Durchschnittstrommix)
Marktzugang/ Erlösquellen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenzielle Einsparung von Energiekosten ▪ Nutzung von Abwärme als Wärmequelle verbessert Wirtschaftlichkeit ▪ Nutzung von Flexibilitätsvergütung möglich ▪ CO₂-Kostenvermeidung
Infrastruktur- und Integrationsanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sicherstellung ausreichender elektrischer Anschlussleistung ▪ Erfordert Einbindung in bestehende Prozesswärmeströme oder Rückkühlkreisläufe ▪ Ggf. Anpassung der Rohrleitungsinfrastruktur ▪ Wärmetauscherintegration und Überwachungssysteme
Fördermöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unternehmen für Ressourcenschutz, Modul 4: Betriebsmehrkostenförderung ▪ BEG: bis 30 % ▪ EEW: <ul style="list-style-type: none"> - Modul 1: 20-25 % Förderung für Querschnittstechnologien - Modul 2: < 60 % für Prozesswärme aus EE ▪ KfW-Programm 295: Kreditprogramm mit bis zu 60 % Tilgungszuschuss ▪ Zinsverbilligte Förderkredite (z.B. KfW-Kredit Nr. 270)
Vor- und Nachteile als Flexibilisierungstechnologie	<p>Vorteile</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Passend für Eigenstromnutzung (z.B. PV); Reduktion von Energiekosten ▪ Hohe Energieeffizienz durch Nutzung von Umwelt- oder Abwärme ▪ Gutes THG-Einsparpotenzial insbesondere bei Nutzung erneuerbaren Stroms ▪ Geeignet zur Sektorkopplung ▪ Wartungsarm und gut skalierbar <p>Nachteile:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Abhängigkeit von Strompreisen ▪ Effizienz sinkt bei hohen Temperaturanforderungen ▪ Begrenztes Lastverschiebungspotenzial ohne thermische Speicher ▪ Integrationsaufwand bei bestehenden Prozessen (z. B. Infrastruktur, Temperaturniveau)

Quellen: (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 2025; Danish Energy Agency (DEA) 2016b, 2020b; ecogreen 2025; Pieper et al. 2018; Viessmann 2024)

Elektrokessel / Elektrodenkessel

Beide Systeme erreichen sehr hohe Wirkungsgrade (>99%) und können Heißwasser oder Dampf auch auf höheren Temperaturniveaus erzeugen, wobei Elektrodenkessel oft für größere industrielle Anwendungen mit hohen Leistungsanforderungen eingesetzt werden. Elektrokessel sind meist kompakter und günstiger, Elektrodenkessel teurer und leistungsstärker.

Sie sind in zahlreichen Branchen einsetzbar und eignen sich besonders für KMU mit Dampf- oder Prozesswärmebedarf. Dank ihrer einfachen, wartungsarmen Bauweise und geringen Investitionen bieten sie einen kosteneffizienten Einstieg in die Elektrifizierung industrieller Wärmeerzeugung. Die Systeme zeichnen sich durch sehr kurze Reaktionszeiten und ein hohes Lastverschiebungs- und Flexibilisierungspotenzial aus, wodurch sie ideal zur Nutzung von Überschussstrom (z. B. aus Windenergie) geeignet sind. Bei Einsatz von Ökostrom ermöglichen sie erhebliche THG-Einsparungen. Im Vergleich zu anderen Flexibilisierungstechnologien zeichnen sie sich durch höhere Temperaturbereiche, extrem schnelle Regelbarkeit und geringere technische Komplexität aus, jedoch ohne Nutzung von Umwelt- oder Abwärme.

Parameter	Beschreibung
Relevanz für KMU	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Besonders relevant für KMUs mit (schwankendem) Dampf oder Heißwasserbedarf ▪ Emissionsarme Option für Wärme auf höherem Temperaturniveau
Anwendbare Branchen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Besonders relevant für Branchen mit hohem Dampf- oder Heißwasserbedarf ▪ Metallverarbeitung, Lebensmittelindustrie, Chemie, Kunststoff, Papier, sonstige Branchen mit Dampfbedarf
Investition	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 70 – 250 €/kW (größere Anlagen profitieren von Skaleneffekten) ▪ Erhöhte Investitionen bei hohem Druck (> 12 bar) oder Netzanschluss (Mittel-/Hochspannung) ▪ Indirekte Kosten: Rohrleitungsinstallationen; Stromversorgungskabel vom Mittelspannungsnetz zum Werk
Betriebskosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ca. 1 €/kW/Jahr ▪ Wartungsarm, einfache Bauweise, kaum Verschleißteile ▪ Geringer Instandhaltungsaufwand
Technische Eckdaten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leistung: 5 kW - 5 MW (Elektrokessel); 0,5 - 60 MW (Elektrodenkessel) ▪ Druck: bis 16 bar ▪ Versorgungsspannung: 400 V (Elektrokessel); 6-24 kV (Elektrodenkessel) ▪ Temperaturen: bis ≈ 175 °C (Heißwasser), bis ≈ 500 °C (Dampf) ▪ Nahezu 100 % Wirkungsgrad ▪ Reaktionszeit: 0–100 % in ≈ 30 s; Kaltstart < 5 min
Lastverschiebungspotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schnelle Lastanpassung möglich (Regelung innerhalb von Sekunden) ▪ Eignung als flexible Last zur Nutzung von Überschussstrom (z.B. Windstrom)

THG-Einsparpotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abhängig von vorherigem Energieträger zur Wärmebereitstellung und Effizienz der Anlage (bspw. Erdgas-Kessel) ▪ Einsparpotenzial abhängig von Strombezug (PV Strom führt zu höheren Einsparungen als Durchschnittstrommix)
Marktzugang/ Erlösquellen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenzielle Einsparung von Energiekosten bei flexiblem, strompreisorientiertem Betrieb ▪ Nutzung von Flexibilitätsvergütung möglich ▪ Zugang zu Förderungen
Infrastruktur- und Integrationsanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Niederspannungsanschluss (400/690 V) (Elektrokessel); Mittel- bis Hochspannungsanschluss (6–24 kV) (Elektrodenkessel) ▪ Einfache Integration in bestehende Dampf- oder Heizsysteme ▪ Platzbedarf ca. 20–40 m²; darüber hinaus besteht ein Flächenbedarf von ca. 50–100 m² pro Gerät für Wärmetauscher, Rohrleitungen usw.
Fördermöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EEW: <ul style="list-style-type: none"> -Modul 1: 20-25 % Förderung für Querschnittstechnologien -Modul 2: < 60 % für Prozesswärme aus EE ▪ KfW-Programm 295: Kreditprogramm mit bis zu 60 % Tilgungszuschuss ▪ Zinsverbilligte Förderkredite (z.B. KfW-Kredit Nr. 270)
Vor- und Nachteile als Flexibilisierungstechnologie	<p>Vorteile:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sehr schnelle Reaktionszeit (Volllast in ca. 30 Sekunden) ▪ Geringer Stromverbrauch im Standby-Modus ▪ Gute & schnelle Regulierbarkeit ▪ Einfache Integration in die bestehende Anlagentechnik ▪ Erweiterungsmodul für hybride Anlagen ▪ Hohe Betriebssicherheit ▪ Wartungsarm <p>Nachteile:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Indirekte Kosten für den Ausbau der unternehmensinternen Energieinfrastruktur (z.B. Mittelspannungsverteilung) ▪ Flächenbedarf ▪ Hoher Wärmebedarf und Volllaststunden für wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Quellen: (Agora Industrie 2022; Danish Energy Agency (DEA) 2016a, 2020a; Forest Solutions Group und McKinsey o.J.; WBCSD 2023)

Elektroöfen

Elektroöfen bieten vor allem schnelle und präzise Erhitzung bei hohen Temperaturen. Sie sind einfach in KMU einsetzbar mit vergleichsweise niedrigen Investitionen, sind innerhalb ihres Betriebes jedoch abhängig vom Strompreis. Flexibilisierungspotenzial ist vorhanden, aber gering im Vergleich zu anderen Wärmetechnologien

(z.B. Wärmepumpen). Besonders geeignet sind Elektroöfen für spezialisierte Industrieprozesse mit Bedarf an hoher Prozesswärme und guter Steuerbarkeit.

Parameter	Beschreibung
Relevanz für KMU	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Branchenspezifisch ▪ Einsatz bei Prozesswärmebedarf mit hohen Temperaturen
Anwendbare Branchen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Besonders relevant für Branchen mit hohem Wärmebedarf und hohen Temperaturen für spezifische Prozesse ▪ Metallverarbeitung, Glas/Keramik, Lebensmittel, Kunststoff, Chemie
Investition	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 300 – 2.500 €/kW ▪ Investitionen hängen stark von Volumen, Temperatur, Atmosphärenregelung, Isolierung, Automatisierung und Ofentyp ab
Betriebskosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ geringe Wartungskosten
Technische Eckdaten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leistung: 0,1 – 100+ MW (abhängig vom Ofentyp; Induktionsöfen typ. 0,1–20 MW) ▪ Temperatur bis 1.800 °C (abhängig vom Ofentyp, Trockner und Backöfen typischerweise bis 200 oder 300 °C, für Sinter-/Härtetemperaturen auch >1000 °C möglich) ▪ Wirkungsgrad: 85 %
Lastverschiebungspotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betrieb von Elektroöfen lassen sich flexibel planen (Bei Nutzung von EMS und DMS) ▪ Schnelle Aufheizbarkeit ermöglicht taktbare Startzeiten ▪ Prozesse mit Elektroöfen verlangen häufig konstante Temperaturprofile über lange Dauer
THG-Einsparpotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abhängig von vorherigem Energieträger zur Wärmebereitstellung und Effizienz der Anlage (bspw. Erdgas-Kessel) ▪ Einsparpotenzial abhängig von Strombezug (PV Strom führt zu höheren Einsparungen als Durchschnittstrommix)
Marktzugang/ Erlösquellen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenzielle Einsparung von Energiekosten bei flexiblem, strompreisorientiertem Betrieb ▪ Nutzung von Flexibilitätsvergütung möglich ▪ Zugang zu Förderungen
Infrastruktur- und Integrationsanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Stromanschluss notwendig (hohe Netzanschlussleistung) sowie Umrichter/Leistungselektronik bei Induktionsöfen und Berücksichtigung von Netzwirkungen (z. B. Blindleistung) ▪ Integration von Leistungselektronik, Kühl- und Abluftsystemen in den Produktionsprozess ▪ Wenig bauliche Maßnahmen

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Platzbedarf je nach Ofen
Fördermöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EEW: <ul style="list-style-type: none"> -Modul 1: 20-25 % Förderung für Querschnittstechnologien -Modul 2: < 60 % für Prozesswärme aus EE ▪ KfW-Programm 295: Kreditprogramm mit bis zu 60 % Tilgungszuschuss ▪ Zinsverbilligte Förderkredite (z.B. KfW-Kredit Nr. 270)
Vor- und Nachteile als Flexibilisierungstechnologie	<p>Vorteile</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sehr präzise und schnell regelbare Temperaturführung ▪ Schnelle Aufheizzeiten ermöglichen begrenzte zeitliche Flexibilität ▪ Wartungsarm und vergleichsweise einfach zu installieren ▪ Elektrifizierung ermöglicht potenziell THG-Einsparungen <p>Nachteile:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Geringes Flexibilisierungspotenzial bei kontinuierlichen Prozessen mit konstantem Temperaturbedarf ▪ Hohe Abhängigkeit von Strompreisen ▪ Teilweise hohe Anschlussleistungen erforderlich ▪ Branchenspezifisch begrenzte Einsatzmöglichkeiten

Quellen: (Barnert et al. o.J.; Elmetherm 2025; FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft und Vbw 2024; Fraunhofer ISI 2024)

3.1.3 Kälteerzeuger

Kältemaschinen

Kältemaschinen ermöglichen die effiziente Bereitstellung von Prozess- und Gebäudekälte, indem sie Wärme aus einem zu kühlenden Medium aufnehmen und dann abführen. Sie sind insbesondere für KMU mit kontinuierlichem oder zeitlich flexiblen Kältebedarf relevant und branchenübergreifend einsetzbar. Die Investitionen liegen im mittleren Bereich, während die Betriebskosten eher gering ausfallen. Kältemaschinen bieten ein hohes Flexibilisierungspotenzial, insbesondere in Kombination mit Kältespeichern und Lastmanagement, sowie ein hohes THG-Minderungspotenzial, vor allem bei Nutzung von Ökostrom und Abwärmerückgewinnung. Moderne Kältemaschinen sind gut integrierbar, zuverlässig und teilweise förderfähig.

Parameter	Beschreibung
Relevanz für KMU	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Besonders relevant für KMU mit kontinuierlichen oder saisonalem Kältebedarf (z.B. Produktion, Lagerung, Klimatisierung) ▪ Hohe Relevanz, wenn Lastverschiebung oder Abwärmenutzung möglich ist
Anwendbare Branchen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grundsätzlich branchenübergreifend nutzbar ▪ Besonders relevant für KMU mit Kältebedarf: Lebensmittelindustrie, Pharma, Chemie, Kunststoffverarbeitung, Rechenzentren, Krankenhäuser, Logistik, Metallverarbeitung

Investition	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 500 bis 1200 €/kW Kälteleistung (größere Anlagen profitieren von Skaleneffekten); Absorptionskältemaschinen liegen höher (ca. 1.000–2.500 €/kW) ▪ Ggf. zusätzliche Investitionen: Kältespeicher, Rückkühler, Wärmerückgewinnung
Betriebskosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Geringer Wartungsaufwand (1 – 3 % des CAPEX p.a.) ▪ Regelmäßige Dichtheitsprüfung (F-Gas-VO) und sicherheitstechnische Kontrollen
Technische Eckdaten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leistung: 50 kW – 10 MW ▪ Kältetemperaturen: -40 °C bis +15 °C ▪ Temperaturhub: 20 – 50K ▪ Energy Efficiency Ratio (EER): 3 – 6 (bei Vollast), wassergekühlt höher als luftgekühlt (wassergekühlte Systeme können EER >6 erreichen)
Lastverschiebungspotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sehr gute Regelbarkeit (Frequenzumrichter, Teillastbetrieb) ▪ 20 – 40 % Lastverschiebung möglich, insbesondere mit Kältespeichern
THG-Einsparpotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abhängig vom vorherigen System (z.B. ineffiziente Altanlagen, dezentrale Kühlung) ▪ Einsparpotenzial abhängig von Strombezug, hohe Einsparungen beim Einsatz von Ökostrom ▪ Zusätzlich hohes Potenzial bei Nutzung der Abwärme (direkte CO₂-Einsparung; mit Wärmetauscher wird eine Kältemaschine zu einem hocheffizienten Doppelwerkzeug für Kälte und Wärme)
Marktzugang/ Erlösquellen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenzielle Einsparung von Energiekosten ▪ Teilnahme an Lastmanagement/ Flexibilitätsmärkten ▪ Reduktion von CO₂-Kosten
Infrastruktur- und Integrationsanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erfordert Einbindung in bestehende Kälte- oder Prozesskreisläufe ▪ Rückkühlsysteme (Luft/Wasser) erforderlich ▪ Sicherstellung der elektrischen Anschlussleistung ▪ Optional: Wärmetauscher zur Abwärmenutzung
Fördermöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EEW: <ul style="list-style-type: none"> - Modul 1: 20 – 25 % Förderung für Querschnittstechnologien (z.B. Kälteerzeugung) - Modul 4: Energiebezogene Optimierung von Anlagen ▪ KfW-Programm 295: Kreditprogramm mit bis zu 60 % Tilgungszuschuss ▪ BAFA: Förderung von gewerblichen Kälte- und Klimaanlage
Vor- und Nachteile als Flexibilisierungstechnologie	<p>Vorteile:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Betriebssicherheit und technologische Reife ▪ Sehr gute Skalierbarkeit ▪ Kombination mit Wärmegewinnung möglich (Abwärmenutzung)

- Verbesserung der Energieeffizienz
- Gute Kombinierbarkeit mit Ökostrom
- Gute Regelbarkeit und Teillastfähigkeit
- Signifikantes Lastverschiebungspotenzial insbesondere in Kombination mit Kältespeichern
- Breite Einsetzbarkeit über viele Branchen hinweg

Nachteile:

- Flexibilisierung oft nur in Kombination mit Speichern voll nutzbar
- Abhängigkeit von Strompreisen
- Integrationsaufwand durch notwendige Kälte- und Rückkühlssysteme
- Regulatorische Anforderungen (z. B. F-Gas-Verordnung)

Quellen: (BAFA o.J., 2024; Bösch o.J.; Engie o.J.; Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik 2026; Umweltbundesamt 2025a; VDMA 2018)

3.1.4 Speicher

Batteriespeicher

Stationäre Batteriespeicher (v. a. Lithium-Ionen LFP – und Redox-Flow-Systeme) dienen der Energiespeicherung vor Ort, um Lastspitzen zu kappen, Eigenverbrauch zu erhöhen, Netzgebühren zu senken und ggf. Erlöse am Regulenergiemarkt zu erzielen. Sie sind flexibel in vielen Branchen einsetzbar, sei es als Stand Alone Lösungen oder auch integriert in einen bestehenden Anlagenpark. Der Investitionsbedarf ist moderat und ermöglicht Erlöse zu erwirtschaften.

Parameter	Beschreibung
Relevanz für KMU	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Strombezugskostenreduktion ▪ Zugang zu Flexibilitätsmärkten über Aggregatoren ▪ Enabler für Lastverschiebung
Anwendbare Branchen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grundsätzlich anwendbar für alle Branchen ▪ Besonders relevant für stromintensive KMU mit PV, Kälte-/Wärmelasten oder E-Flotten.
Investition	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 1. Lithium-Ion Batterie: ~ 118 €/kWh ▪ 2. BESS: 212 – 128 €/kWh ▪ 3. BESS: 161 – 127 €/kWh (2030)
Betriebskosten	<ul style="list-style-type: none"> • Energieverluste meist gering • Batteriedegeneration beherrschbar
Technische Eckdaten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rundlaufwirkungsgrad von bis zu ~90 % ▪ Über 5.000 Ladezyklen möglich ▪ Reagiert schnell (innerhalb von Millisekunden)

Lastverschiebungspotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexibel möglich im Rahmen der Kapazität und Anschlussleistung. Typisch: <ul style="list-style-type: none"> ○ 0,1 – 20 MWh (skalierbar) ○ 0,05 – 10 MW (übliche Leistungen) ▪ Kombinierbar mit PV-Erzeuger und elektrischen Lasten
THG-Einsparpotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PV-geladen: ~ 0.4 kg CO₂/kWh vermieden; 100 kWh/Tag 14.6 t CO₂/a vs. Netzgeladen (abhängig vom CO₂-Strommix; optimiert durch EE-Zeitsignale)
Marktzugang/ Erlösquellen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PV-Eigenverbrauch ▪ Peak-Shaving ▪ Arbitrage ▪ Regelenergie ▪ Backup/Resilienz
Infrastruktur- und Integrationsanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> • Ausreichende Netzanschlusskapazitäten ▪ Freiflächen für Anlage ▪ Netzanschluss gemäß VDE-AR-N 4105/4110 ▪ Ggf. Genehmigungen nach EEG ▪ Wechselrichter, gewerblicher Stromzähler, ggf. Speicher & Mess-/Regeltechnik notwendig ▪ Berücksichtigung von Lastprofile des Betriebs und Verbrauchszeiten
Fördermöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ KfW 270 – Zinsgünstiger Kredit ▪ BAFA EEW Modul 4 (30–40 % Zuschuss bei Effizienzprojekten) ▪ MwSt.-Befreiung für PV-Anlagen und zugehörige Speicher für Systeme bis zu 30 kW
Vor- und Nachteile als Flexibilisierungstechnologie	<p>Vorteile:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sehr hohe Flexibilität durch schnelle Reaktionszeiten (Millisekundenbereich) ▪ Effektives Peak Shaving und Lastverschiebung möglich ▪ Erhöhung des Eigenverbrauchs von PV-Strom ▪ Zugang zu Flexibilitäts- und Regelenergiemärkten ▪ Verbesserung der Versorgungssicherheit (Backup-Funktion) <p>Nachteile:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Begrenzte Speicherkapazität und Entladedauer ▪ Degradation der Batterie über die Lebensdauer ▪ Wirtschaftlichkeit stark abhängig von Nutzungskonzept und Marktbedingungen
Lebensdauer / Zyklen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Li-Ion: 4 000 – 6 000 Zyklen

Quellen: (Aquila Capital 2024; Energie & Solar Erfahrungen 2025; Fraunhofer ISE 2025; ITRE EU Commission 2025)

Vehicle-to-Grid

Vehicle-to-Grid (V2G) ermöglicht den bidirektionalen Stromfluss zwischen E-Fahrzeugen und Netz/Gebäude. Die Batterien der Elektrofahrzeuge dienen als mobile Speicher für Peak-Shaving, Eigenverbrauchsoptimierung, Netzdienlichkeit und Notstrom. Varianten sind V2B (Vehicle-to-Building), V2H bzw. die Aggregation über virtuelle Kraftwerke. Es besteht damit die Möglichkeit elektrifizierte Flotten in einem zusätzlichen Kontext zu nutzen und Erlöse zu erzielen. Anwendbarkeit ist grundsätzlich auf alle Branchen gegeben.

Parameter	Beschreibung
Relevanz für KMU	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nutzung vorhandener EV-Flotten als Energiespeicher ermöglicht es zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften ▪ In Kombination mit unternehmenseigenen erneuerbaren Stromerzeugern zusätzliche Synergieeffekte möglich (EE-Anteil Steigerung, Stromkosten, etc.)
Anwendbare Branchen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Logistik & Transport (E-Bus-/E-Truck-Depots), Gewerbeparks & Büros (Parkflächen mit PV) ▪ Relevant für Firmen mit Pool-Cars, Liefer-Vans, E-Bussen oder E-Lkw
Investition	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wallbox-bidirektional (7 - 11 kW): 698 – 1899 € ▪ Ladesäule-bidirektional (7.4 - 22 kW): 3300 – 5990 € ▪ Elektrofahrzeug-bidirektional: 825 €/Fahrzeug ▪ Kommunikationssystem-bidirektional: 35,5 €/Fahrzeug
Betriebskosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ routinemäßige Wartung des Ladegeräts, Software-Abonnements/Firmware-Updates, Batterieverschleiß, Netzwerkgebühren, Stromversorgungskosten
Technische Eckdaten	<ul style="list-style-type: none"> • Typische Wallbox-Ladeleistung (bidirektional): <ul style="list-style-type: none"> ○ Elektro-PKW; 7,4 – 22 kW ○ Busterminal: 44 – 150 kW • Typische Fahrzeug-Ladeleistung (bidirektional): <ul style="list-style-type: none"> ○ Elektro-PKW: 7 – 22 kW (AC/DC) ○ Busterminal: 50 – 240 kW • Typische Batteriekapazitäten <ul style="list-style-type: none"> ○ Elektro-PKW: 50 – 100 ○ Elektro-Bus: 300 – 500+
Lastverschiebungspotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 60 % der maximal verfügbaren Leistung zur Lastverlagerung ▪ Grundsätzlich Anschlussleistung und Batteriekapazität ausnutzbar, Randbereiche mit höheren Verlusten bzw. Verschleiß
THG-Einsparpotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mittel, systemabhängig

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EU-27: Im Jahr 2030 liegen die spezifischen Emissionen der Stromerzeugung im Referenzszenario bei 19 g/kWh und im Car II-Szenario bei 17 g/kWh; die absoluten Emissionen sinken dabei von 67 Mt auf 59 Mt. ▪ Deutschland: betriebliche Emissionen pro BEV bis 2030 um ca. 50 % bis fast 200 % geringer als bei unkontrolliertem Laden.
Marktzugang/ Erlösquellen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kostensenkung: Peak-Shaving, TOU-Tarife, Eigenverbrauch mit PV ▪ Erlöse: FCR/aFRR und Arbitrage durch Aggregator-Pooling
Infrastruktur- und Integrations- anforderungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V2G-fähige Fahrzeuge + bidirektionale Lademöglichkeit ▪ EMS zur Lade/Entlade-Optimierung ▪ Schnelle Ladestationen erfordern größeren Netzanschluss insbesondere wenn zeitgleiches Laden mit maximaler Kapazität erwünscht ist ▪ Kann unabhängig von Kernprozessen genutzt werden ▪ Netzanschluss- und Rückspeiseprüfung durch den Netzbetreiber
Fördermöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ KfW 441 (Gewerbliche Ladeinfrastruktur) ▪ EEW Modul 3 (EMS + Steuerung bis 45 % Zuschuss)
Vor- und Nachteile als Flexibilisierungs- technologie	<p>Vorteil:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kostengünstige Flexibilitätsbereitstellung • Nutzung bestehender Fahrzeugbatterien als Dual-Use-Speicher • Schnelle und netzdienliche Flexibilität • <p>Nachteil:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flexibilitätsbereitstellung beschränkt sich auf die Zeiten in denen das Fahrzeug nicht fährt • Ausschöpfung der Flexibilität hängt von Vorhaltungswünschen ab (z. B. Batterie immer halb gefüllt oder ab gewisser Uhrzeit vollgeladen) • Teilnahme an Flexibilitätsmärkten kann Aggregator erfordern • Wirtschaftlichkeit stark abhängig von Flottengröße, Standzeiten, Tarifmodell und Vermarktungszugang • Kompatibilität von Fahrzeug, Ladepunkt, Backend, Messung und Netzanschluss muss sichergestellt werden.

Quellen: (e-mobileo 2025; Dallinger et al. 2011; European Commission et al. 2025; Bidirectional charging: V2G for all 2025; Bidirektionale Wallboxen – Modelle, Preise & Empfehlungen 2022; NUVVE Holding Corp 2025; EN-TEC 2022; Solaris 2025; Operational Pilots, Interreg VB North Sea Region Programme 2025; Ladestationen für Elektrofahrzeuge | KfW 2025; Modul 3: MSR, Sensorik und Energiemanagement-Software 2025; Transport & Environment 2024; Wohlschlager et al. 2024)

Wärme/Kältespeicher

Thermische Energiespeicher (Wärme- und Kältespeicher) puffern Schwankungen zwischen Energieerzeugung und -bedarf und ermöglichen damit auch Lastverschiebungen. Sie ermöglichen Eigenverbrauchssteigerung, Nutzung von Abwärme und die Integration von EE-Strom via Power-to-Heat/-Cold in Gewerbe & Industrie.

Verwendete Technologien sind u.a. Heißwasserspeicher, PCM-Speicher, Hochtemperatur-Speicher, Eisspeicher, Kaltwasserspeicher. Einsatzmöglichkeiten bestehen überall dort, wo Wärmeprozesse eingesetzt werden.

Parameter	Beschreibung
Relevanz für KMU	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Besonders in Branchen mit Heiz- und Kältebedarfen
Anwendbare Branchen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lebensmittel & Getränke: Bäckereien (Ofenabwärme, Kälte), Brauereien (Würzekühlung, Eiswasser), Molkereien (Pasteurisierung) ▪ Metall/Glas: Prozesswärme > 400 °C. ▪ Bürogebäude/Rechenzentren: Kältespeicher, Nachtkühlung. ▪ Logistik/Kühlhäuser: Lastmanagement durch Vor-/Nachkühlen.
Investition	<ul style="list-style-type: none"> • Thermisch (Nicht-Wohngebäude) <ul style="list-style-type: none"> ○ Latent – Phasenwechselmaterial (PCM): 10 – 80 €/kWh ○ Latent – andere: 1567 €/kW; 3,3 – 103 €/kWh • Thermisch (Industriell) <ul style="list-style-type: none"> ○ Sensibler Wärmespeicher (STES): 60 – 354 €/kW; 20,5 – 53 €/kWh ○ Latent – Phasenwechselmaterial (PCM): 10 – 50 kWh ○ Latent – andere: 74 – 346 €/kW; 15 – 85 €/kWh
Betriebskosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Speicherverluste ▪ Geringe Wartungskosten
Technische Eckdaten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Thermisch (Nicht-Wohngebäude) <ul style="list-style-type: none"> ○ Latent – Phasenwechselmaterial (PCM) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiekapazität: 4 – 375 kWh ▪ Installierte Leistung: 0,002 – 1,4 MW ▪ Speicherdauer bei Volllast: Stunden–Wochen ▪ Reaktionszeit: Minuten ○ Latent – andere <ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiekapazität: 0,002 – 480 MWh ▪ Installierte Leistung: 0,002 – 60 MW ▪ Speicherdauer bei Volllast: Stunden–Monate ▪ Reaktionszeit: 2 – 5 Minuten ▪ Thermisch (Industriell) <ul style="list-style-type: none"> ○ Sensibler Wärmespeicher (STES) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiekapazität: 0,8 – 29,2 MWh ▪ Installierte Leistung: 0,12 – 60 MW ▪ Reaktionszeit: < 1 – 2 Minuten ○ Latent – Phasenwechselmaterial (PCM) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiekapazität: 7,66 kWh ▪ Installierte Leistung: 3,5 kW ▪ Reaktionszeit: < 1 Minute ○ Latent – andere <ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiekapazität: 5,22 – 162 MWh

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Installierte Leistung: 6 – 4 MW ▪ Reaktionszeit: 2 Minuten ○ Thermochemischer Speicher (TCS) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiekapazität: 1 Wh ▪ Installierte Leistung: 500 W
Lastverschiebungspotenzial	<ul style="list-style-type: none"> • Ermöglicht als Zwischenspeicher bzw. Lastverschiebungsspeicher häufig erst einen flexiblen Betrieb der Erzeugungsanlagen; kann im Rahmen der Anschlussleistung und Speicherkapazität flexibel genutzt werden • Meist moderate Verluste; teilweise muss Mindesttemperatur sichergestellt werden
THG-Einsparpotenzial	<ul style="list-style-type: none"> • Zunächst einmal entstehen zusätzliche Verluste und damit auch höhere Emissionen. Einsparung kann aber erreicht werden, wenn eingespeiste Energiemenge geringere Emissionen besitzt, wie Alternativenergie zum Zeitpunkt der Ausspeisung (Prozessumfeld abhängig).
Marktzugang/ Erlösquellen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kostensenkung durch Eigenverbrauchsoptimierung ▪ Lastmanagement (Energiebezug in Niedrigtarifzeiten, CO₂-Kostenvermeidung) ▪ Teilnahme an Flexibilitätsplattformen ▪ Wärme-/Kälte-as-a-Service (z.B. Fernwärmenetz).
Infrastruktur- und Integrationsanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Platzbedarf ▪ Sensorik für Temperatur. ▪ Hydraulische Einbindung inkl. Pumpen, Ventile, Wärmetauscher ▪ Schnittstellen zu möglichen Quellen (WP/Kälteanlagen) ▪ Isolierung ▪ EMS Controller ▪ Retrofit ▪ Integration in bestehende Prozesse kann schwierig bzw. sehr aufwendig sein
Fördermöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ BAFA EEW Modul 4 (Invest 30–55 %) ▪ KfW 295 Energieeffizienz KMU ▪ UfR (Förderung von Wärmespeichern, Kälte-Rückgewinnung)
Lebensdauer	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Thermisch (Nicht-Wohngebäude) <ul style="list-style-type: none"> ○ Latent – Phasenwechselmaterial (PCM): 15 – 50 Jahre ○ Latent – andere: 20 – 50 Jahre
Vor- und Nachteile als Flexibilisierungstechnologie	<p>Vorteil:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Verbesserte Prozessstabilität ▪ Erlaubt Glättung von Lastspitzen ▪ Ermöglicht Entkopplung von Strom und Wärmenutzung bei Elektrifizierung ▪ Nutzung von Abwärme / Kälteüberschüssen und dadurch höhere Energieeffizienz

- Relativ geringe Degradation und lange Lebensdauer im Vergleich zu elektrochemischen Speichern
-

Nachteil:

- Wirtschaftlicher Einsatz kann eine höhere Zykluszahl erfordern als es manche Prozesse vorsehen
- Wirtschaftlichkeit stark standort- und prozessabhängig
- Platzbedarf
- Integration kann technisch komplex und retrofit-intensiv sein
- Speicherverluste bei längeren Standzeiten
- Flexibilität ist an Temperaturfenster und Prozessanforderungen gebunden
- Bei Hochtemperatur- oder Speziallösungen ggf. höherer Engineering- und Wartungsaufwand

Quellen: (European Commission et al. 2025; International Renewable Energy Agency (IRENA); Abwärmennutzung in Bäckerei 2020)

3.1.5 Organisatorisch

Energiemanagementsysteme (EMS) mit Funktionalität zur Lastflexibilisierung (Demand Side Management, DSM)

Energiemanagementsysteme (EMS) sind Systeme (in der Regel eine Kombination aus Software und Hardware), die den Energieverbrauch eines Unternehmens überwachen, analysieren und steuern. Mit Demand-Side-Management-Funktionen (DSM) kann ein EMS den Energieverbrauch aktiv anpassen oder planen, um Spitzenlasten zu reduzieren und auf externe Signale (wie Strompreisänderungen oder Netzanforderungen) zu reagieren (IHK Schleswig-Holstein 2025). In der Praxis kann ein EMS mit DSM bestimmte Geräte automatisch drosseln oder auf Zeiten außerhalb der Spitzenlast verlagern, nicht essenzielle Lasten bei Netzüberlastung reduzieren oder bei Strompreisspitzen vor Ort Generatoren einschalten.

Parameter	Beschreibung
Relevanz für KMU	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kostensenkung (Peaks, dynamische Tarife) und neue Erlöse durch Flexibilitätsvermarktung ▪ Lücke zwischen interner Laststeuerung und externer Marktteilnahme (unerschlossenes Potenzial)
Anwendbare Branchen	<ul style="list-style-type: none"> • Lebensmittel/Kälte & Backöfen, Metall/Keramik/Glas (Öfen), Chemie/Pharma (Pumpen/Rührer), Wasser/Abwasser (Pumpen), Gebäude & Rechenzentren (Technischen Gebäudeausrüstung)
Investition	<ul style="list-style-type: none"> • i. d. R. 5 – 50 k€ (Unterzähler/Sensorik, Gateways/PLC, Software, Inbetriebnahme)
Betriebskosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ SaaS-Gebühren (100–1.000 €/Monat/Standort)

Technische Eckdaten	<ul style="list-style-type: none"> • Messung: 1 – 15 min • Regelung: s – min • Steuerbare Leistung typ.: 0,1 – 10 MW • Protokolle: Modbus/BACnet/OPC UA/MQTT/REST • RLM-Zähler (15-min) empfohlen/teilw. erforderlich.
Lastverschiebungspotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abhängig von der Anwendung und dem Prozess; Ist als Teil einer Lösung zu sehen (EMS selbst besitzt kaum Lastverschiebungspotenziale)
THG-Einsparpotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine unmittelbaren Einsparungen möglich ▪ Energiemanagementsysteme können aber auf zweierlei Weise zur Reduzierung von Treibhausgasen (THG) beitragen: <ul style="list-style-type: none"> ○ durch die Senkung des Gesamtenergieverbrauchs mittels verbesserter Effizienz ○ durch die Verlagerung des Verbrauchs auf umweltfreundlichere Zeiträume bezogen auf die spezifischen Emissionen. ▪ Ein systematischer Ansatz zum Energiemanagement kann die Effizienz schrittweise verbessern und den Energieverbrauch (sowie die Emissionen) Jahr für Jahr senken.
Marktzugang/ Erlösquellen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kostensenkung (TOU/Spot/Netzentgelte) ▪ Regelenergiemärkte via Aggregator ▪ Spitzlastkappung ▪ Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) ▪ Direktvermarktung von EE
Infrastruktur- und Integrationsanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterzähler/Sensorik, steuerbare Aktoren/PLC, Gateway/Kommunikation, IT-Sicherheit/Datenschutz, Betriebsgrenzen/SOPs ▪ Schnittstellen zum Datenaustausch ▪ Integration in bestehende IT-Landschaft erforderlich bzw. aufwendige Umstrukturierung notwendig ▪ Ausreichende Datenqualität und klare organisatorische Verantwortlichkeiten erforderlich ▪ Schulung des Personals und laufendes Monitoring notwendig
Fördermöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz - Modul 3: Programm fördert ausdrücklich Mess- und Regeltechnik, Sensoren und Energiemanagementsoftware für Unternehmen. Es umfasst die Anschaffung, Installation und Inbetriebnahme von EMS-Software, Sensoren, Datenloggern, Steuergeräten usw.
Vor- und Nachteile als Flexibilisierungstechnologie	<p>Vorteil:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Schnell wirksam ▪ Bessere Prozessstabilität ▪ Geringere Anschlussausbau-Bedarfe ▪ Vorbereitung VPP

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verbesserte Datenbasis und Transparenz ▪ Teilweise ohne große zusätzliche Anlagentechnik umsetzbar <p>Nachteil:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ▪ ▪ Datenbasis ▪ IT-Software muss Funktionalität bieten bzw. aufwendig umgestellt werden ▪ Erfordert Berechnungsmodell wie Energiekosten den sonstigen Produktkosten gegenübergestellt werden kann ▪ ▪ Nutzen stark abhängig von Datenqualität, Automatisierungsgrad und tatsächlicher Prozessflexibilität ▪ Akzeptanz- und Schulungsbedarf im Betrieb
Lebensdauer	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ~10-15 Jahre

Quellen: (next-kraftwerke 2025; Simou und Bolinteanu 2022; IHK Schleswig-Holstein 2025; Hawran et al. 2025; Umweltbundesamt 2025b; Modul 3: MSR, Sensorik und Energiemanagement-Software 2025)

Veränderung von Betriebszeiten

Die Änderung der Betriebszeiten bezieht sich auf die Anpassung des Zeitplans energieintensiver Prozesse oder sogar der gesamten Betriebszeiten einer Anlage, um von günstigeren Energiebedingungen zu profitieren. Im Wesentlichen verschiebt ein KMU bewusst den Zeitpunkt, zu dem bestimmte Aktivitäten durchgeführt werden – beispielsweise wird ein Produktionslauf von den Tages-Spitzenzeiten in die Nachtstunden verlegt, wenn der Strom billiger ist und die Nachfrage im Netz geringer ist. Dies ist eine klassische Form der Lastverschiebung (ein Teilbereich des Nachfragemanagements), bei der sich der Gesamtenergieverbrauch nicht unbedingt ändert, sondern nur der Zeitpunkt. Durch die Umplanung von Prozessen kann das Unternehmen sein Lastprofil glätten und vermeiden zu Spitzenlastzeiten besonders aktiv zu sein (next-kraftwerke 2025).

Parameter	Beschreibung
Relevanz für KMU	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prozessspezifisch ▪ Relevant für nicht kontinuierliche und Batch Prozesse ▪ Einsparungen bei dynamischen/TOU-Tarifen möglich.
Anwendbare Branchen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Backen, Kälte-Vorkonditionierung, Branchen mit Prozessspeicherung, GHD (Pre-Cooling/-Heating), Wasser/Abwasser (Pumpen), Fertigung mit Batch Produktion, Kühlhäuser
Investition	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abhängig von der Gesamtprozessplanung; idealerweise keine zusätzliche Investition erforderlich
Betriebskosten	<p>Abhängig von:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Arbeitskosten und Schichtarbeit ▪ Betriebskosten der Anlage

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zwischenlagerung ▪ Wartung und Verschleiß ▪ Opportunitätskosten
Technische Eckdaten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flex-Fenster typ.: 1 – 14 h ▪ Abhängig von Puffern (Thermalspeicher/Tanks), Min-On/Off-Zeiten, Rampen
Lastverschiebungspotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abhängig vom verlagerten Prozess
THG-Einsparpotenzial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Meist nicht im Fokus; bei entsprechender Auslegung aber möglich und vom verlagerten Prozess und dessen Energiebereitstellung abhängig (Verlagerung in Stunden mit niedrigerem Emissionsfaktor, Integration EE)
Marktzugang/ Erlösquellen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kostensenkung (TOU/Spot/Netzentgelte) ▪ Regelenergiemärkte via Aggregator ▪ Spitzlastkappung ▪ Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) ▪ Direktvermarktung von EE
Infrastruktur- und Integrationsanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Automatisierung oder Steuerungen (falls erforderlich) ▪ Planungssoftware/IT ▪ Personalplanung ▪ Abstimmung mit Produktions- und Logistikprozessen ▪ Monitoring / Transparenz über Lastprofile und Energiekosten ▪
Fördermöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Indirekt (EEW/BAFA Modul 3) wenn Steuerung/IT erforderlich
Vor- und Nachteile als Flexibilisierungstechnologie	<p>Vorteil:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Schnell umsetzbar ▪ reduziert Preisrisiken ▪ Direkt wirksam, wenn Prozesse zeitlich flexibel sind ▪ Kann bestehende Anlagen besser auslasten, wenn Lastspitzen gezielt vermieden werden <p>Nachteil:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Veränderte bzw. weniger planbare Arbeitszeiten ▪ Wirkung kann begrenzt sein ▪ Veränderung der Betriebsweisen kann zu höherem Verschleiß führen ▪ Kann organisatorisch komplex sein ▪ Mögliche Zielkonflikte mit Produktqualität, Lieferzeiten oder Arbeitsorganisation ▪

Quellen: (Mittelstand-Digital 2025; Modul 3: MSR, Sensorik und Energiemanagement-Software 2025)

Virtuelle Kraftwerke

Bei virtuellen Kraftwerken werden dezentraler Erzeuger, Speicher und flexibler Lasten über eine Leitwarte/Plattform gebündelt. Die Bündelung ermöglicht es zusätzliche Systemdienstleistungen anzubieten und bestehende Assets besser in Energiesysteme zu integrieren (next-kraftwerke 2025).

Parameter	Beschreibung
Relevanz für KMU	<ul style="list-style-type: none"> Zusätzliche Einnahmen aus vorhandenen Anlagen Möglichkeit besser am Flexibilitätsmarkt teilzunehmen als mit einer Einzelanlage
Anwendbare Branchen	<ul style="list-style-type: none"> KMU mit PV, Batterie, Speicher, flexibler Nachfrage, EV-Flotte
Investition	<ul style="list-style-type: none"> VPP-Gateway/Zähler oft vom Aggregator gestellt ggf. kleine Schnittstellen-Nachrüstung bei Altanlagen Ggf. zusätzliche Investitionen in Anlagenpark erforderlich
Betriebskosten	<ul style="list-style-type: none"> Variabel in Abhängigkeit der Inanspruchnahme (Abrechnung bspw. über Umsatzbeteiligung) Ggf. Mehrbetrieb (Brennstoff/Wartung) bei Erzeugern, i. d. R. durch Erlöse gedeckt.
Technische Eckdaten	<ul style="list-style-type: none"> Einige VPPs verwenden proprietäre Protokolle oder Standardprotokolle wie IEC 60870-5-104, OPC UA oder neuere Protokolle wie MQTT. Ein in Deutschland entstehender Standard für die VPP-Konnektivität ist VHPready (Virtual Heat and Power ready), bei dem es sich im Wesentlichen um eine standardisierte Schnittstelle für die Anbindung von DER an VPPs handelt.
Lastverschiebungspotenzial	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von den Assets: Bei KMU typ. im MW-Bereich
THG-Einsparpotenzial	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig vom Betrieb; Mehremissionen nicht ausgeschlossen EE-Integration, Vermeidung fossiler Peaker KMU-spezifisch je Asset
Marktzugang/ Erlösquellen	<ul style="list-style-type: none"> Regelenergie (Leistungs- & Arbeitspreise), Spot/Intraday Trading, Direktvermarktung EE (ab ~100 kW) lokale Flexmärkte, §14a-EnWG-artige Netzentgelt-Modelle.
Infrastruktur- und Integrationsanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> Vertrag/Poolregeln Installation VPP-Gateway & Messung Präqualifikationstests Betriebsgrenzen/Verfügbarkeiten IT-/Datensicherheit ggf. Kopplung mit eigenem EMS.

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Komplexe Steuerung bei vielen Assets erforderlich, um diese gewinnbringend zu vermarkten ▪ Komplexe Steuerung bei vielen Assets erforderlich
Vor- und Nachteile als Flexibilisierungstechnologie	<p>Vorteil:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Assets können am Flexibilitätsmarkt teilnehmen, die es sonst nicht können ▪ Risikoreduzierung bei der Flexibilitätsbereitstellung, da Verteilung über mehrere Assets möglich ist ▪ Nicht zwangsläufig an nur einen Ort gebunden ▪ Nutzung bestehender Assets ▪ Bessere Ausnutzung der Assets durch bessere Integrationsmöglichkeiten <p>Nachteil:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Koordination der Assets kann komplex sein (heterogene Anlagen, lokale Anforderungen, Prognoseunsicherheiten, etc.) ▪ Hohe Anforderung an die IT-Lösung (Verfügbarkeit, Steuerung, Sicherheit, etc.) ▪ Abhängigkeit vom Aggregator / Vermarktungsmodell ▪ Erlöse können schwanken ▪ Betriebliche Einschränkungen möglich ▪ Höherer Abstimmungs- und Monitoringaufwand

Quellen: (next-kraftwerke 2025; SSV Software Systems GmbH 2025)

3.2 Auswahl relevanter Flexibilisierungstechnologien

Im Folgenden werden relevante Technologien zur Flexibilisierung des Energieverbrauchs in Unternehmen identifiziert und für die weitere Analyse ausgewählt. Da im Rahmen dieses Gutachtens nicht alle potenziellen Flexibilisierungsoptionen detailliert betrachtet werden können, wurde eine qualitative Bewertung der Technologien vorgenommen, um eine Priorisierung für die weiteren Analysen zu ermöglichen. Grundlage hierfür bilden die zuvor dargestellten Steckbriefe der einzelnen Technologien.

Die Bewertung ist dabei nicht immer strikt zwischen einzelnen Technologien abgrenzbar. Die tatsächliche Wirkung und Wirtschaftlichkeit hängt stark von den spezifischen Rahmenbedingungen einzelner Unternehmen ab, beispielsweise von Prozessanforderungen, vorhandener Infrastruktur oder Lastprofilen. Die dargestellte Bewertung stellt daher eine vereinfachte qualitative Einordnung für typische KMU-Strukturen dar und kann als Mittelwert verschiedener Anwendungskontexte verstanden werden. Für einzelne Unternehmen können die tatsächlichen Potenziale und Bewertungen entsprechend höher oder niedriger ausfallen.

Um möglichst relevante Technologien zu identifizieren, wurde eine Kriterienmatrix entwickelt, anhand derer die Flexibilisierungstechnologien qualitativ bewertet wurden. Ziel ist es, Technologien auszuwählen, die sowohl für KMU geeignet sind als auch einen relevanten Beitrag zur Flexibilisierung von Strom- und Wärmelasten leisten können. Hierfür wurden folgende Kriterien herangezogen:

Relevanz für KMU

Dieses Kriterium bewertet, ob eine Technologie für typische KMU-Strukturen geeignet ist – also geringe Planungs- und Umsetzungsaufwände, überschaubare Investitionen und ein klarer betrieblich-wirtschaftlicher Nutzen.

	Entscheidend ist, dass Unternehmen ohne große Energieteams die Technologie betreiben und in ihre Prozesse integrieren können.
Anwendbare Branchen	Geeignete Technologien müssen für die Prozessanforderungen einer breiten Branchenvielfalt funktionieren, insbesondere in Hamburg typischen Sektoren wie Lebensmittel, Metallbearbeitung oder Dienstleistungen. Je breiter die Einsatzbereiche entlang der Temperatur- und Prozessbedarfe, desto höher die Priorisierung.
Kosten	Neben Investitionen (CAPEX) zählen insbesondere Betriebskosten (OPEX), da diese oft den Wirtschaftlichkeitsausschlag geben. Technologien mit vorhersehbaren, stabilen oder durch Flexibilitätsnutzung reduzierbaren Kosten werden bevorzugt, insbesondere bei KMU mit begrenzten Budgets.
Lastverschiebungspotenzial	Dieses Kriterium bewertet, wie gut eine Technologie Lasten von teuren oder emissionsintensiven auf günstige oder erneuerbare Zeitfenster verschieben kann. Hohe Relevanz haben insbesondere Speicher- und steuerbare elektrische Technologien, die systemdienstliche Flexibilität bereitstellen.
THG-Einsparpotenzial	Bewertet wird die Fähigkeit der Technologie, fossile Wärme zu substituieren oder Lasten in emissionsärmere Stromfenster zu verschieben. Hohe Einsparpotenziale entstehen besonders, wenn Stromnutzung mit flexibler Fahrweise kombiniert wird (z. B. Wärmepumpen mit Speichern).
Integrationsanforderungen	Hierzu gehören technischer Aufwand, benötigte Messtechnik, Steuerungsintegration, räumliche Anforderungen sowie Kompatibilität mit bestehender Infrastruktur. Technologien mit geringer Eingriffstiefe, einfacher Einbindung in EMS/Steuerungen und kurzen Umsetzungszeiten werden bevorzugt.

Anhand dieser Kriterien ergibt sich folgende Bewertung der Flexibilisierungstechnologien:

Kriterium	Gewichtung	Strom- erzeuger	Wärme- erzeuger			Kälte- erzeuger
		Photo- voltaik	Wärme- pumpe	Elektro- / Elektroden- kessel	Elektroofen	Kälte- maschine
Relevanz für KMU	15%	Hoch	Hoch	Hoch	Niedrig	Hoch
Anwendbare Branchen	15%	Hoch	Hoch	Hoch	Niedrig	Mittel
Kosten	20%	Mittel	Niedrig	Mittel	Mittel	Mittel
Lastverschiebungspotenzial	15%	Niedrig	Niedrig	Mittel	Niedrig	Mittel
THG-Einsparpotenzial	20%	Mittel	Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
Integrationsanforderungen	15%	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch	Mittel
Gesamtwert	100%	Mittel – Hoch	Mittel – Hoch	Mittel – Hoch	Niedrig	Mittel – Hoch

Kriterium	Gewichtung	Speicher			Organisatorisch		
		Batterie	Wärme-/ Kälte- speicher	V2G	EMS mit DMS	Verände- rung der Betriebs- zeiten	Virtuelles Kraftwerk
Relevanz für KMU	15%	Hoch	Hoch	Mittel	Mittel	Niedrig	Niedrig
Anwendbare Branchen	15%	Hoch	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
Kosten	20%	Mittel	Mittel	Mittel	Niedrig	Niedrig	Niedrig
Lastverschiebungspotenzial	15%	Hoch	Mittel	Mittel	Niedrig	Niedrig	Mittel
THG-Einsparpotenzial	20%	Mittel	Mittel	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig
Integrationsanforderungen	15%	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Niedrig	Mittel
Gesamtwert	100%	Hoch	Mittel – Hoch	Niedrig – Mittel	Niedrig – Mittel	Niedrig – Mittel	Niedrig – Mittel

Die Bewertung zeigt, dass Batteriespeicher die höchste Gesamtbewertung erreichen. Eine mittlere bis hohe Bewertung erhalten Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, Elektro- bzw. Elektrodenkessel, Kältemaschinen sowie Wärme- bzw. Kältespeicher. Diese Technologien weisen insgesamt ein relevantes Potenzial zur Flexibilisierung auf und werden daher in der weiteren Analyse vertieft betrachtet. Die weiteren Technologien erreichen dagegen nur eine niedrige bis mittlere Bewertung. Eine Übersicht der Bewertung ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Bewertung	Technologie
Hoch	Batterie
Mittel – Hoch	Photovoltaik, Wärmepumpe, Elektro- / Elektrodenkessel, Kältemaschine, Wärme-/Kältespeicher
Niedrig – Mittel	V2G, EMS mit DMS, Veränderung der Betriebszeiten, Virtuelles Kraftwerk
Niedrig	Elektroofen

In Abstimmung mit der BUKEA wurden auf Basis der Technologiebewertung verschiedene Szenarien zur Untersuchung von Flexibilisierungsoptionen entwickelt. Ziel der Szenariengestaltung ist es, unterschiedliche Technologiekombinationen abzubilden, um deren Einfluss auf Wirtschaftlichkeit, Emissionsminderung und Flexibilisierungspotenziale systematisch zu untersuchen. Dabei wurde berücksichtigt, dass Flexibilität in der Praxis häufig erst durch das Zusammenspiel mehrerer Technologien entsteht. Entsprechend bilden die Szenarien verschiedene Kombinationen aus Erzeugungstechnologien, Speichern und Strombezugsoptionen ab, um diese systemischen Effekte darzustellen. Zudem wurden bei der Szenariengestaltung auch die Rahmenbedingungen des UfR mitgedacht.

Der Fokus der Szenarioanalyse liegt auf Strom- und Wärmeanwendungen, da diese im verarbeitenden Gewerbe typischerweise den größten Anteil am Energieverbrauch ausmachen. Zwar verfügen einige Unternehmen zusätzlich über Kälteanwendungen, deren Anteil am Gesamtenergieverbrauch jedoch in vielen Fällen geringer ist. Vor diesem Hintergrund wird die Kältemaschine in der nachfolgenden Szenarioanalyse nicht weiter betrachtet, auch wenn sie grundsätzlich ein relevantes Flexibilisierungspotenzial aufweisen kann.

Ein zentraler Ansatzpunkt zur Flexibilisierung liegt insbesondere in der Elektrifizierung der Wärmeversorgung, beispielsweise durch Wärmepumpen oder elektrische Kessel. Diese Technologien ermöglichen eine stärkere Kopplung von Wärmebereitstellung und Stromsystem und bieten damit Potenziale zur zeitlichen Verschiebung von Lasten. Die Szenarien kombinieren daher unterschiedliche Optionen der Wärmeerzeugung mit Speichertechnologien und erneuerbarer Stromerzeugung, insbesondere Photovoltaik.

Als Referenzszenario dient eine konventionelle Versorgung mit einem Erdgaskessel zur Deckung des Wärmebedarfs sowie Strombezug aus dem Netz. Darauf aufbauend werden mehrere Wärmeszenarien zur Flexibilisierung der Wärmeversorgung sowie zwei Stromszenarien zur Flexibilisierung des Strombezugs betrachtet. Eine Übersicht der betrachteten Szenarien ist in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Übersicht der verschiedenen Szenarien und beinhalteten Technologiekombinationen

Szenariotyp	Technologien			Szenarioname
	Wärmeerzeugung	Speicher	Strombezug	
Referenzszenario				
Referenzszenario	Erdgaskessel		Netz	Ref
Flexibilisierungsszenarien				
Wärmeszenario	Bestehender Gaskessel	Wärmespeicher	Netz	GK+WSp
Wärmeszenario (Hybrid)	Bestehender Gaskessel + E-Kessel		Netz	GK+EK
Wärmeszenario (Hybrid)	Bestehender Gaskessel + Wärmepumpe		Netz	GK+WP
Wärmeszenario	Neuer Gaskessel		Netz	Neuer GK
Wärmeszenario	E-Kessel		Netz	EK
Wärmeszenario	Wärmepumpe		Netz	WP
Wärmeszenario	Wärmepumpe	Wärmespeicher	Netz	WP+WSp
Wärmeszenario	Wärmepumpe		Netz + Photovoltaik	WP+PV
Wärmeszenario	Wärmepumpe	Batterie	Netz	WP+Bat
Wärmeszenario	Wärmepumpe	Batterie + Wärmespeicher	Netz	WP+Bat+WSp
Wärmeszenario	Wärmepumpe	Batterie + Wärmespeicher	Netz + Photovoltaik	WP+Bat+WSp+PV
Wärmeszenario	Hochtemperatur-Wärmepumpe		Netz	HT-WP
Stromszenario		Batterie	Netz + Photovoltaik	PV+Bat
Stromszenario		Batterie	Netz	Bat

4 ANALYSE RELEVANTER FLEXIBILISIERUNGSTECHNOLOGIEN

Im Folgenden werden die wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen ausgewählter Flexibilisierungsoptionen anhand modellierter Szenarien untersucht. Grundlage bilden die zuvor identifizierten Technologien und deren mögliche Kombinationen zur Flexibilisierung von Strom- und Wärmelasten in Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes. Für die Analyse werden verschiedene Versorgungskonzepte miteinander verglichen, die unterschiedliche Elektrifizierungs- und Speicheroptionen abbilden. Ziel ist es, die Effekte auf Energiekosten, Emissionen und Lastprofile zu untersuchen und damit zentrale Potenziale und Grenzen der Flexibilisierung im industriellen Kontext aufzuzeigen.

4.1 Szenario Design und Rahmenparameter

Für die Analyse der ausgewählten Flexibilisierungsoptionen werden die in Tabelle 3 zusammengetragenen Szenarien verwendet. Die Auswahl berücksichtigt insbesondere Technologieoptionen zur Bereitstellung von Wärme und die Einbindung von Photovoltaik. Ziel der Analyse ist es Auswirkungen einer Flexibilisierung auf die zu erwartenden Kosten und Emissionen der einzelnen Technologien zu quantifizieren. Im Mittelpunkt steht dabei eine möglichst allgemeine Bewertung der Technologie, um das Förderprogramm breit aufstellen zu können und die Rahmenbedingungen dieses Gutachtens Rechnung zu tragen. Es ist jedoch zu beachten, dass bei der Industrieflexibilisierung erst eine standort- bzw. prozessspezifische Betrachtung eine belastbare Potenzialbewertung ermöglicht. Unterschiede zwischen Anwendungsfällen können in der Praxis erheblich sein, da teilweise mehr Möglichkeiten zur Flexibilisierung existieren oder diese gar deutlich eingeschränkter sind. In Abstimmung mit der BUKEA wurde sich daher auf eine vereinfachte Bewertung verständigt.

Die nun verwendeten 15 Szenarien spiegeln verschiedene Kombinationen der Technologien wider, um Rückschlüssen auf die einzelnen Technologien Gaskessel, Wärmespeicher, Elektrodenkessel, (HT-)Wärmepumpe, Photovoltaik und Batterie gewinnen zu können. Im Fokus dabei steht die Wärmeversorgung mit Gas im Vergleich zu einer elektrischen Wärmebereitstellung. Um Lastverschiebung zu ermöglichen können Wärmespeicher und Stromspeicher zum Einsatz kommen. Zudem besteht die Option eigenen Strom mittels einer Photovoltaikanlage zu erzeugen, anstatt diesen ausschließlich über das Netz zu beziehen. Flexibilitäten stehen in dieser Betrachtung daher in erster Linie zur Optimierung der Energiebezugskosten im Fokus gefolgt von Betrachtungen zur Eigenstromnutzung. Fokus ist hierbei der DayAhead-Markt. Zusätzliche Erlösmöglichkeiten durch Flexibilitäten bspw. am Intraday-Markt oder Regelleistungsmarkt bleiben im Rahmen dieser Studie unberücksichtigt, müssen aber bei einer Gesamteinordnung des Flexibilitätspotenzials mitberücksichtigt werden. Die Analysen zu den einzelnen Szenarien werden immer gegenüber dem Referenzfall, dem Szenario mit nur dem Gaskessel verglichen. Neben den Basisrechnungen werden zudem ergänzend verschiedene Sensitivitäten untersucht, um den Einfluss verschiedener Annahmen bzw. Eingangsparameter zu prüfen.

Für die Kosten- und Emissionsanalyse wird eine vereinfachte Kostenrechnung durchgeführt, bei der CAPEX, OPEX, O&M, die Energiebezugskosten und die Kosten für EU-ETS-Zertifikate berücksichtigt werden. CAPEX berücksichtigt dabei die Investitionen in Form der Annuität. Die Energiebezugs- und Emissionskosten werden auf Basis stündlicher Emissions-, Last- und Erzeugungsprofile abgeleitet. Speicher werden im Rahmen einer Energiebezugsoptimierung eingebunden, bei der durch ein lineares ganzzahliges Optimierungsmodell der Speicherbetrieb und damit der Netzbezug ermittelt wird.

Grundannahmen wurden dabei bei allen Szenarien gleich angenommen und sind als zentrale Parameter für die ökonomische Analyse in Tabelle 4 zusammengefasst. Hierbei werden vorwiegend Zeitreihen aus dem Jahr 2024 mit Bezug zur Region Hamburg verwendet. Produktionsmengen und Anlagengrößen sowie entsprechende ökonomische Größen sind an typische Größen bei KMU angelehnt. Als Lastprofil wird im Basisfall ein eher gleichbleibendes Profil aus der Ernährungsindustrie verwendet, welches normalisiert und entsprechend auf die

Jahresbedarfsmengen skaliert wird. Für die Wärmelast wurde der generische stündliche Lastverlauf der NACE-Branche 10/12 (Food, Drink and Tobacco) aus dem Hotmaps-Projekt herangezogen (Kuehnbach et al. 2018). Diese Profile sind modellbasiert (synthetische typische Tagesprofile) und branchenspezifisch, berücksichtigen industrielle Schichtmuster sowie historische Produktionsmuster und sind normiert. Die Stromlast basiert auf den repräsentativen BDEW-Standardlastprofilen, die aus Messungen im deutschen Stromsektor für Gewerbe (hier: „Food and Tobacco“) abgeleitet sind und eine Auflösung von 15 Minuten besitzen (BDEW 2026). Für die Sensitivitätsuntersuchung wurden entsprechend fluktuierender Profile auf Basis dieser Daten verwendet. Der Jahreswärmebedarf wird hierbei mit 25.379 MWh und der Jahresstrombedarf mit 3.095 MWh angenommen. Beim Energiebezug werden sowohl für den Strombezug als auch für den Erdgasbezug typische Netzentgelte aus der Region Hamburg verwendet. Um die Emissionswirkung des Stroms mit zu berücksichtigen, werden durchschnittliche stündliche Emissionsfaktoren für den Strom in die Analyse mit einbezogen. Hierbei wird der Schwerpunkt auf die Gesamtsystemwirkung gelegt, denn für neue zusätzliche Verbraucher gelten ansonsten häufig auch die Grenzemissionen als Vergleichsgröße.

Tabelle 4: Zentrale Annahmen für die ökonomische Analyse im Basisjahr 2024

Parameter	Einheit	Wert
Zinssatz	%	8
ETS-Preis	€/t CO ₂	60
CO₂-Faktor Erdgas	g CO ₂ e/kWh _{HS}	181,39
Jahreswärmebedarf	MWh	25.379
Jahresstrombedarf	MWh	3.095
Elektrizität (Day-Ahead 2024)	€/MWh	Zeitreihe (2024)
Gaspreis (2024)	€/MWh	Zeitreihe (2024)
Stromnetzentgelt variabel	€/MWh	33,20
Stromnetzentgelt fix + Messstellenbetrieb (für 1 MW Anschluss)	€/MW·a	60.092
Gasnetzentgelt variabel (für 26,7 GWh Bezug)	€/MWh	1,15
Gasnetzentgelt fix + Messstellenbetrieb (für 3,15 MW Anschluss)	€/MW·a	48.742

Quellen: (ENTSO-E 2025; Agora Energiewende 2026; Hamburger Energienetze 2026, 2025; Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt 2026)

Die Tabelle 5 fasst die technischen und ökonomischen Kenngrößen für die einzelnen Technologien zusammen, die zur Auslegung und Kostenbewertung verwendet werden. Die Effizienzangaben beziehen sich auf die elektrische Leistungszahl (COP) bzw. auf den Heizwert (Erdgas).

Tabelle 5: Technische und wirtschaftliche Parameter der im Szenario verwendeten Technologien

Technologie	Hauptnutzung	Effizienz / COP	CAPEX [€/MW]	Lebensdauer [Jahre]	O&M fix [€/MW·a]	O&M variabel [€/MWh]
Erdgaskessel (Bestand)	Wärme	$\eta(\text{gas}) \approx 0,95$	0 (Bestand)	25	–	0,1
Erdgaskessel (neu)	Wärme	$\eta(\text{gas}) \approx 0,95$	0,12 Mio.	25	–	0,1
Elektrodenkessel	Wärme	$\eta(\text{el}) \approx 0,98$	0,21 Mio.	25	6.300	–
Wärmepumpe	Wärme	$\text{COP} \approx 3,5$	1,30 Mio.	25	5.400	2,2
HT-Wärmepumpe	Wärme (HT)	$\text{COP} \approx 2,0$	1,95 Mio.	25	5.400	2,2
Batteriespeicher (5 MWh)	Stromspeicher	$\eta(\text{RT}) \approx 0,9$	0,14 Mio.	20	4.200	–
Batteriespeicher (10 MWh)	Stromspeicher	$\eta(\text{RT}) \approx 0,9$	0,28 Mio.	20	4.200	–
Thermischer Speicher (20 MWh)	Wärmespeicher	$\eta(\text{th}) \approx 0,90$	0,015 Mio.	30	450	–
Thermischer Speicher (40 MWh)	Wärmespeicher	$\eta(\text{th}) \approx 0,90$	0,010 Mio.	30	300	–
Photovoltaik (250 kWp)	Stromerzeugung	–	1,0 Mio./MW _p	30	13.000	–

Quellen: (Danish Energy Agency (DEA) 2026; KWW 2026; Zühlsdorf 2024)

Die Kombination der Lastprofile mit den technischen und ökonomischen Kenndaten aus Tabelle 4 und Tabelle 5 ermöglichen einen konsistenten Vergleich der identifizierten Technologien. Ökonomische Kenngrößen wie Zinssatz, CO₂-Preis, Emissionsfaktor für Erdgas und die Zusammensetzung der Strom- und Gasnetzentgelte spiegeln die Rahmenbedingungen des Jahres 2024 in Hamburg wider. Gemeinsam mit den Effizienz-, Investitions- und O&M-Kennwerten der betrachteten Technologien bilden sie die Grundlage für die Berechnung der Wärmegestehungskosten und der CO₂-Emissionen jeder Szenariovariante im Rahmen der vereinfachten Kostenrechnung.

4.2 Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit und CO₂-Emissionsvermeidung

Der Großteil der betrachteten Szenarien bezieht sich auf eine Flexibilisierung (und Elektrifizierung) des Wärmeverbrauchs. Zudem werden auch die Szenarien Bat und PV+Bat für eine Flexibilisierung des Strombezugs betrachtet. Zunächst wird die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Szenarien betrachtet, während anschließend das CO₂-Emissionsvermeidungspotenzial ermittelt wird. Dies sind die relevanten Rahmenbedingungen, da die anzureichenden Maßnahmen wirtschaftlich für private Unternehmen sein sollten und andererseits die Förderung im Rahmen der Dekarbonisierung stattfindet und somit eine Emissionsreduktion erreicht werden sollte.

Die Gegenüberstellung der Wärmegestehungskosten der Wärmeszenarien in Abbildung 4.1 zeigt, dass die verschiedenen Wärmepumpenszenarien unter den zugrunde gelegten Preisannahmen leicht geringere Wärmegestehungskosten aufweisen (68 – 70 €/MWh_{th}) als das fossile Referenzszenario (bestehender Gaskessel) mit 73 €/MWh_{th}. Insgesamt ist davon auszugehen, dass die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen zukünftig noch weiter zunimmt mit steigenden CO₂-Preisen und dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien. Jedoch sind die Wärmegestehungskosten zum jetzigen Zeitpunkt vermutlich ähnlich hoch. Dahingegen führen Elektrodenkessel zu mehr als einer Verdopplung der Wärmegestehungskosten mit 185 €/MWh_{th} und auch Hochtemperatur-Wärmepumpen weisen wesentlich höhere Wärmegestehungskosten auf mit 115 €/MWh_{th} als das Referenzszenario. Somit ist es insbesondere für Prozesse auf einem Temperaturniveau oberhalb von 100 °C weiterhin wirtschaftlicher einen Gaskessel zu betreiben.

Die hier dargestellten Ergebnisse enthalten keine Förderung. Durch Fördermöglichkeiten im Rahmen des EEW oder durch den FSP 4 von UfR würde eine Wärmepumpe somit wirtschaftlicher als ein Gaskessel betrieben werden können. Allerdings wären Elektrodenkessel oder Hochtemperatur-Wärmepumpen weiterhin nicht attraktiv aus wirtschaftlicher Sicht, sofern nur die Investitionen gefördert werden.

In Bezug auf Flexibilisierungstechnologien wie Wärmespeicher und Batterien zeigt sich nur eine minimale Auswirkung auf die Wärmegestehungskosten (Unterschied von 2 €/MWh_{th}). Insgesamt steigen die Kosten minimal in den verschiedenen Szenarien im Vergleich zur Wärmepumpe allein oder dem Gaskessel allein. Dies resultiert durch die erhöhten Investitionen, welche nicht ausreichend durch die eingesparten Betriebskosten kompensiert werden können. Somit führen die flexibilisierten Szenarien mit Lastverschiebungen nicht zu einer höheren Wirtschaftlichkeit insgesamt. Hierbei muss jedoch angemerkt werden, dass die Speicher nur im Kontext der Nutzung am Day-Ahead Markt betrachtet wurden. Zusätzliche Erlöse sind auch auf dem IntraDay und dem Regelleistungsmarkt zu erwarten, sodass man insgesamt von einem wirtschaftlicheren Betrieb mit Speichern ausgehen kann.

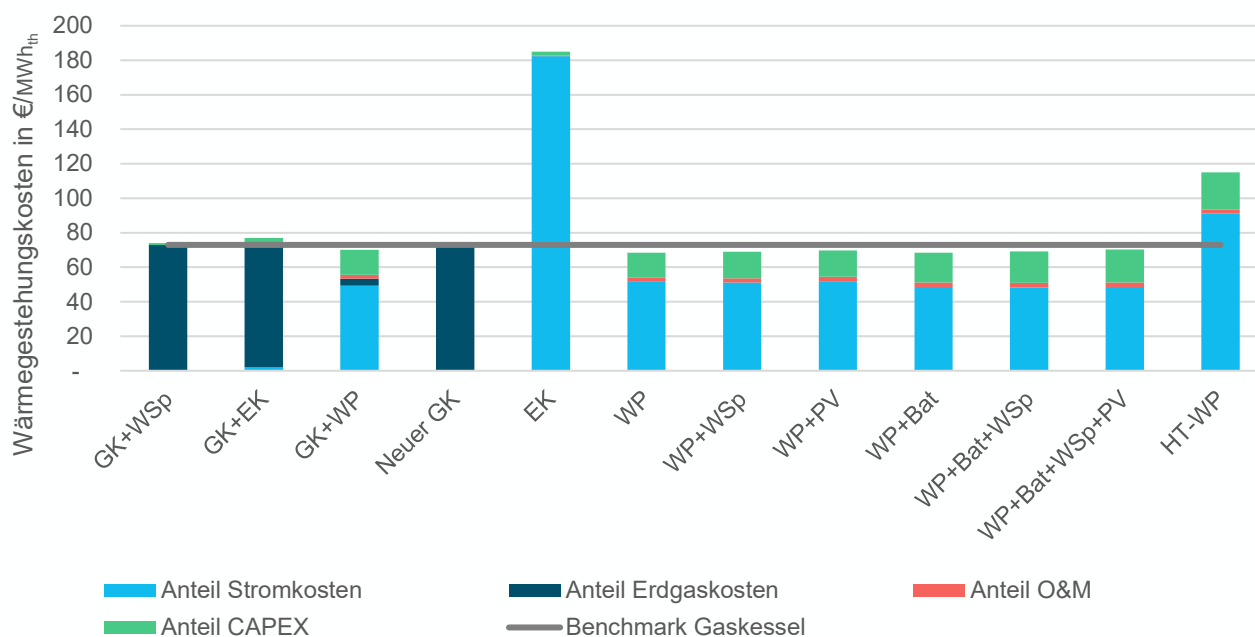


Abbildung 4.1: Vergleich der Wärmegestehungskosten der Wärmeszenarien in €/MWh_{th} der verschiedenen Wärmeszenarien

Zur weiteren Analyse der Wirtschaftlichkeit sind in Abbildung 4.2 die Investitionen und Einsparungen an Betriebskosten (inkl. Energiekosten) pro Jahr dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass nur die Szenarien, welche eine Wärmepumpe oder Batterie enthalten zu Kosteneinsparungen führen. In den Szenarien mit mehreren Komponenten zeigen sich höhere Betriebskosteneinsparungen, allerdings steigen hierbei auch die Investitionen annähernd analog. Während sich zwischen 485.000 und 625.000 € pro Jahr einsparen ließen, liegen die Investitionen zwischen 3,9 Mio. und 5,2 Mio. €. Sofern der dunkelblaue Strich, welcher die Betriebskosteneinsparungen darstellt, oberhalb des hellblauen Balkens, welcher die Investitionen darstellt, ist, beträgt die einfache Amortisationszeit weniger als 10 Jahre. Die Wärmepumpenszenarien haben somit alle eine einfache Amortisationszeit von 8 Jahren, mit Ausnahme des Hybridszenarios von Gaskessel und Wärmepumpe, was zu einer einfachen Amortisationszeit von 9 Jahren führt. Durch die Installation der Wärmepumpe sind diese Szenarien jedoch mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden. Für PV+Bat und Bat Szenario sind die Investitionen unter den angenommenen Rahmenbedingungen unterhalb von 1 Mio. €, führen allerdings nur zu Einsparungen zwischen 15.000 und 40.000 € und haben somit eine Amortisationszeit von über 20 Jahren.

Die Nutzung eines Elektrodenkessels alleine oder in hybrider Form mit dem bestehenden Gaskessel sind nicht wirtschaftlich. Ebenso ist die Erweiterung des Gaskessels um einen Wärmespeicher nicht wirtschaftlich. Die hybride Nutzung der Wärmepumpe in Verbindung mit dem bestehenden Gaskessel führt zu einer geringeren Betriebskosteneinsparung und zu geringeren Wärmegestehungskosten als die reine Nutzung der Wärmepumpe. Somit sind hybride Lösungen aus wirtschaftlicher Sicht im Kontext des Untersuchungsrahmens dieser Studie weniger empfehlenswert als der komplette Umstieg auf Wärmepumpen, sofern das Temperaturniveau dies zulässt.

Zusammenfassend wird deutlich, dass zwischen Investitionshöhe und Einsparpotenzial ein systematischer Zusammenhang besteht und höhere Investitionen in flexible, strombasierte Systeme langfristig größere Betriebskostenvorteile ermöglichen, während die fossile Route zwar geringe CAPEX erfordert, jedoch nur begrenzte

strukturelle Einsparpotenziale bietet. Zusätzlich ist zu erwarten, dass durch steigende CO₂-Kosten und Gas-Netzentgelte die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen gegenüber fossilen Erzeugern weiter zunimmt.

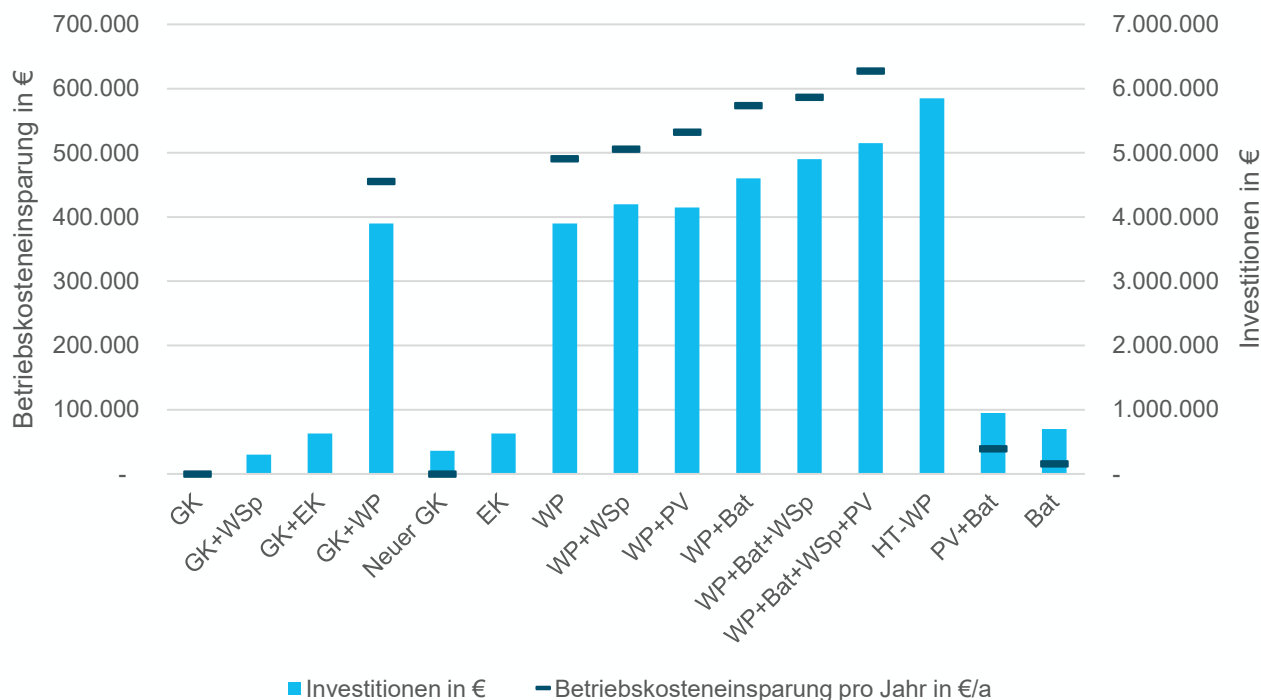


Abbildung 4.2: Vergleich der Betriebskosteneinsparungen in €/a und Investitionen in € der verschiedenen Szenarien

Neben der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit wird das CO₂-Emissionsvermeidungspotenzial der Szenarien analysiert. In Bezug auf die spezifischen wärmebedingten CO₂-Emissionen in Abbildung 4.3 zeigt sich, dass das Szenario mit Gaskessel und Wärmespeicher sowie das Hybridszenario mit einem Elektrodenkessel zu gleichen spezifischen wärmebedingten CO₂-Emissionen in Höhe von 191 kg CO₂/MWh_{th} wie das Referenzszenario führt. Nur das Hybridszenario mit einer Wärmepumpe führt zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen auf 102 kg CO₂/MWh_{th}. Dies ist in etwa auf der Höhe des Wärmepumpenszenarios, welches zu spezifischen wärmebedingten CO₂-Emissionen von 101 kg CO₂/MWh_{th} führt. Durch die Ergänzung von Flexibilisierungstechnologien sinken die Emissionen weiter auf bis zu 90 kg CO₂/MWh_{th}. Dies liegt an der besseren Ausnutzung von Zeiten mit günstigem Strom, welcher größtenteils geringe spezifische CO₂-Emissionen mit sich bringt.¹ Der Elektrodenkessel führt derzeit aufgrund der hohen spezifischen Emissionen des Strommix nicht zu einer Reduktion der spezifischen wärmebedingten CO₂-Emissionen, sondern zu einer Erhöhung auf 359 kg CO₂/MWh_{th}. Die Hochtemperatur-Wärmepumpe führt aufgrund der geringeren Jahresarbeitszahl im Vergleich zur Wärmepumpe zu einer moderaten Einsparung der wärmebedingten CO₂-Emissionen auf 177 kg CO₂/MWh_{th}. Dies liegt aber immer noch unter dem Benchmark des bestehenden Gaskessels. Insgesamt zeigt sich, dass der Einsatz von Wärmepumpen selbst unter den derzeitigen Strommix-Emissionen zu signifikanten CO₂-Minderungen im Vergleich zum Gaskessel führt, sofern die Umgebungsenergie der Wärmepumpe emissionsfrei bereitgestellt wird.

¹ Die verwendeten Zeitreihen weisen mit einem Wert von 0,67 eine starke Korrelation zwischen niedrigen Strompreisen und niedrigen Emissionen aus.

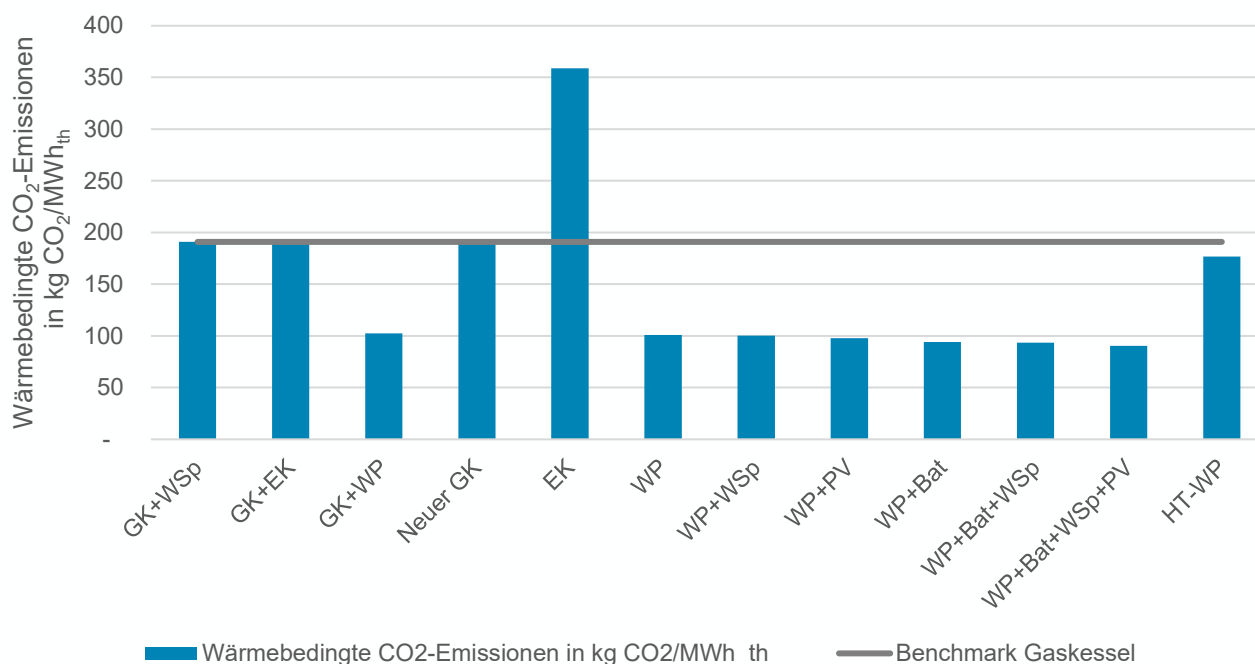


Abbildung 4.3: Vergleich der spezifischen wärmebedingten CO₂-Emissionen in kg CO₂/MWh_{th} der verschiedenen Szenarien

Die absoluten CO₂-Einsparungen in Abbildung 4.4 korrespondieren mit den zuvor dargestellten spezifischen Emissionen. Die größten Minderungen werden durch Wärmepumpenlösungen erzielt, insbesondere bei Kombination mit weiteren Flexibilisierungstechnologien und bewegen sich im Bereich von 2.250 bis 2.550 t CO₂ pro Jahr (2024). Der zusätzliche Emissionsminderungseffekt durch den Speicherbetrieb fällt jedoch vergleichsweise gering aus, da Speicher primär der wirtschaftlichen Optimierung und Flexibilisierung dienen und nicht unmittelbar zusätzliche erneuerbare Energiemengen erzeugen.

Die rein strombasierten Szenarien Bat oder PV+Bat ohne Wärmepumpe führen zu deutlich geringeren absoluten Emissionseinsparungen in Höhe von 150 bis 230 t CO₂ pro Jahr (2024). Jedoch werden auch hier insgesamt CO₂-Emissionen eingespart gegenüber dem Referenzszenario durch die Verschiebung des Strombezugs auf Zeiten mit geringen spezifischen CO₂-Emissionen.

In Zukunft wird die Emissionseinsparung von stromgeführten Wärmeerzeugern noch größer ausfallen im Vergleich zu fossilen Optionen durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Es ist jedoch unklar, ob weitere Flexibilisierungstechnologien zu zusätzlichen Emissionseinsparungen führen werden, da keine Vorhersagen getroffen werden können, ob die Korrelation zwischen niedrigen Stromkosten und geringen spezifischen CO₂-Emissionen sich verstärkt oder abschwächt. Darüber hinaus können durch die Nutzung von Ökostrom die spezifischen CO₂-Emissionen aus Strom auf 0 kg CO₂/MWh gesenkt werden² und somit führen auch die stromgeführten Wärmeerzeuger zu keinen Emissionen. Somit läge die maximale Emissionseinsparung bei 5.936 t CO₂ pro Jahr (2024) bei Nutzung von Ökostrom für einen stromgeführten Wärmeerzeuger.

² Vorkettenemissionen werden in dieser Studie nicht mitbetrachtet

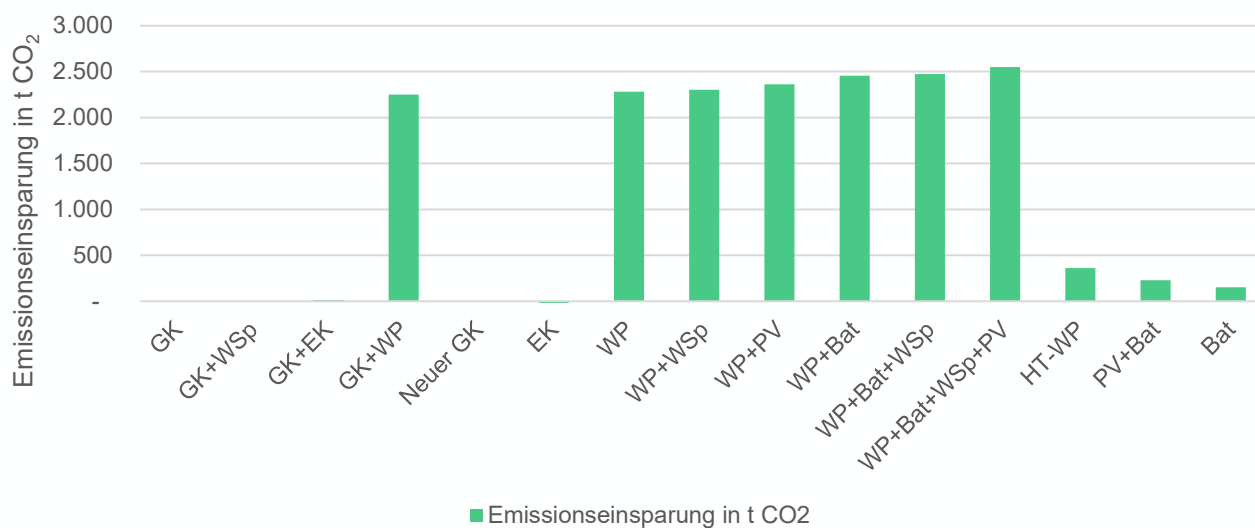


Abbildung 4.4: Vergleich der gesamten Emissionseinsparung in t CO₂ der verschiedenen Szenarien

Die Analyse der Wirtschaftlichkeit und der CO₂-Emissionsvermeidung zeigen insgesamt ein konsistentes Bild. Unter den aktuellen energiepreislichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sind fossile Versorgungsrouten weiterhin wirtschaftlich und weisen niedrige Investitionsanforderungen auf. Demgegenüber sind strombasierte Technologien mit niedrigeren Temperaturanforderungen auf einem ähnlichen wirtschaftlichen Niveau, führen aber zu deutlich höheren Investitionen. Technologien mit hohen Temperaturanforderungen wie Elektrokessel und Hochtemperaturwärmepumpen sind jedoch mit deutlich höheren Kosten verbunden. Hybridlösungen weisen keine wirtschaftlichen Vorteile auf, da eine reine Wärmepumpenlösung wirtschaftlicher ist. Flexibilisierungstechnologien haben einen geringfügigen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit, verschlechtern diese aber nicht im Vergleich zu einer Wärmepumpe ohne zusätzliche Flexibilisierungstechnologien.

In Bezug auf die CO₂-Einsparpotenziale stellen Wärmepumpenlösungen einen ökonomisch und ökologisch tragfähigen Transformationspfad dar und führen zu den größten Emissionsreduktionen. Besonders emissionsmindernd erweisen sich Systemkonfigurationen mit integrierter Photovoltaik, Batterie- und Wärmespeicher, da sie Eigenstromnutzung, Lastverschiebung und Flexibilitätsoptionen kombinieren. Die zusätzlichen Emissionseinsparungen durch den Speicherbetrieb sind zwar begrenzt, jedoch verbessern Speicher die Systemintegration erneuerbarer Energien und reduzieren Betriebskostenrisiken. Mit fortschreitendem Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor ist perspektivisch von weiter steigenden Emissionsvorteilen auszugehen.

4.3 Sensitivitätsanalyse

Auf Basis dieser bisherigen Untersuchung wird im Folgenden die Sensitivität auf einige Parametrisierungen bzw. Annahmen hin überprüft. Auch hierfür wird wieder als Referenzszenario die Berechnungen mit bestehendem Gaskessel herangezogen. Die Sensitivitätsanalyse wird gezielt nur für ausgewählte Basisszenarien durchgeführt, um zentrale Unsicherheiten sichtbar zu machen, ohne gleichzeitig die Technologie zu wechseln. Betrachtet werden insgesamt 21 Sensitivitäten bestehend aus den fünf Anwendungsfällen

- Wärmepumpe mit Wärmespeicher (WP+WSp)
- Wärmepumpe, Batterie, Wärmespeicher und Photovoltaik (WP+Bat+WSp+PV)

- Gaskessel mit Photovoltaik mit Batterie (PV+Bat)
- Gaskessel und Wärmespeicher (GK+WSp)
- Hybrider Betrieb Gaskessel und Elektrodenkessel (GK+EK)

mit Variierung der folgenden Eingangsgrößen

- Speichergrößen: Verdoppelung der elektrischen und thermischen Speicherkapazität
- Energieträgerpreise: 50 % Aufschlag auf den Energy Only Strom- und Erdgaspreis
- PV-Erzeugung: Verdoppelung der Erzeugungskapazität
- Nachfrage: Verwendung eines volatileren Nachfrageprofils
- Netzentgelte: Reduzierte Netzentgelte um 80% in Anlehnung an Netzentgeltreduzierungen durch Grundlast bzw. atypische Netznutzung

Die Ergebnisse werden im Folgenden im Vergleich zum Gaskessel und zur jeweiligen Basiskonfiguration eingeordnet. Im Fokus stehen die Wärmegestehungskosten als zentraler Indikator der Gesamtwirtschaftlichkeit, die jährlichen Betriebskosten als Maß für die laufende Kostenbelastung und die CO₂ Einsparungen einschließlich der daraus abgeleiteten CO₂ Vermeidungskosten, da im Projektkontext wirtschaftliche Tragfähigkeit und Emissionsminderung gemeinsam relevant sind.

Abbildung 4.5 stellt die Wärmegestehungskosten der Sensitivitätsfälle in Euro pro Megawattstunde Wärme dar. Die Gegenüberstellung folgt derselben Logik wie in Abbildung 4.1 und zerlegt die Gesamtkosten in Stromkosten, Erdgaskosten, Betriebs- und Instandhaltungskosten sowie annuitätische Investitionen. Dadurch wird schnell sichtbar, wodurch sich die Kostenniveaus unterscheiden. Bei strombasierten Varianten prägen vor allem Stromkosten und Investitionen die Höhe der Wärmegestehungskosten. Bei gasbasierten Varianten liegen die Kostentreiber dagegen überwiegend auf der Erdgas Seite. Ein Vergleich der Basisrechnungen mit den Sensitivitäten bei den fünf Anwendungsfällen zeigt, dass die Auswirkungen der Sensitivitäten sich unterschiedlich stark bemerkbar machen. Reduzierte Netzentgelte wirken direkt auf den Stromkostenanteil und verbessern damit die Wärmegestehungskosten der strombasierten Konfigurationen, besonders bei der Kombination aus Wärmepumpe, Batterie, Wärmespeicher und Photovoltaik können Einsparungen von bis zu 8 % erreicht werden, welche auch zugleich die größten Einsparungen unter den Sensitivitäten darstellt. Ein um 50 % höherer Strompreis spiegelt den gegenteiligen Fall ab. Durch den deutlichen Anstieg der Stromkosten nehmen die Wärmegestehungskosten der strombasierten Fälle deutlich zu. Der Anwendungsfall bei dem eine Wärmepumpe mit einem Wärmespeicher kombiniert wird besitzt hier den größten Kostenanstieg bei den Wärmegestehungskosten von bis zu 18 %. Erhöhungen der Speicherkapazitäten – egal ob elektrisch oder thermisch – können nicht durch zusätzliche Erlöse kompensiert werden, sodass aufgrund der erhöhten annuitätischen Investitionen die Wärmegestehungskosten unter den angenommen Szenarienannahmen um rund 4 % ansteigen. Die Betrachtung mit einem volatileren Lastprofil zeigt jedoch, dass Wärmespeicher weniger gut mit dieser Situation zurechtkommen und für den betrachteten Fall Vorteile bei elektrischen Speichern hinsichtlich eines flexiblen Betriebs zu sehen sind, auch wenn die Unterschiede gering sind. Auswirkungen seitens der Vergrößerung der Photovoltaikkapazitäten konnten nicht festgestellt werden.

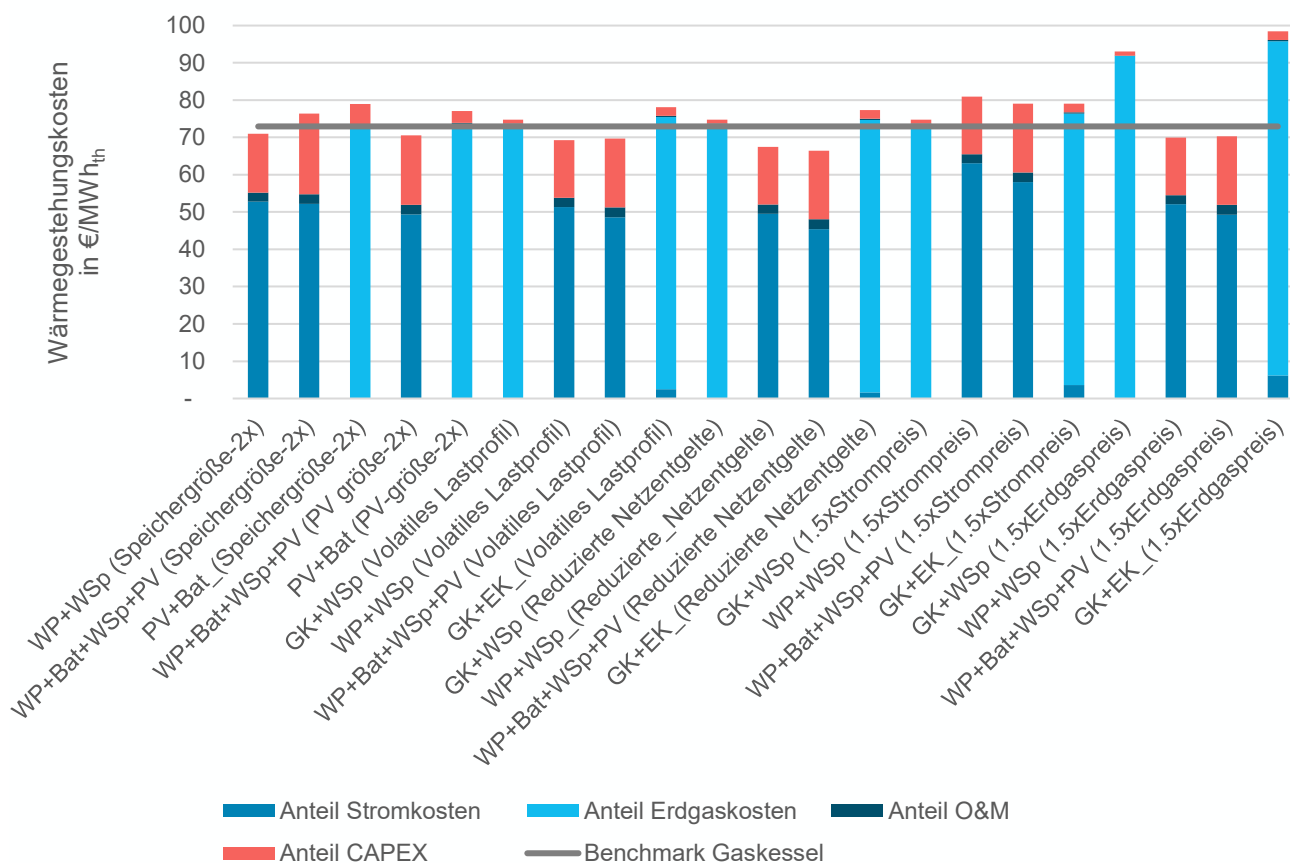


Abbildung 4.5: Vergleich der Wärmegestehungskosten in €/MWh der verschiedenen Szenarien der Sensitivitätsanalyse

Im Vergleich zum Referenzszenario mit bestehendem Gaskessel bleibt das Grundmuster der Basisauswertung auch in der Sensitivitätsanalyse erkennbar. Unter den zugrunde gelegten Annahmen liegen die Wärmepumpenvarianten weiterhin in einem ähnlichen oder leicht günstigeren Kostenbereich als der Gaskessel, während Elektrodenkessel deutlich darüber liegen. Entscheidend ist dabei, dass sich die Position der strombasierten Optionen vor allem dann sichtbar verschiebt, wenn sich strombezogene Rahmenbedingungen ändern. Das betrifft insbesondere Netzentgelte und den Strompreis. Darüber hinaus ist zu erkennen, dass insbesondere die Batterie einen Beitrag zur Flexibilisierung leisten kann, was sich dadurch äußert, dass diese Anwendungsfälle am stärksten auf die Sensitivitäten reagieren.

Bei der Betrachtung der Auswirkungen der Sensitivitäten auf die Emissionen (s. h. Abbildung 4.6) zeigt sich ein ähnliches Bild wie in der Basisauswertung (s. h. Abbildung 4.3). Der bestehende Gaskessel liegt bei rund 191 kg CO₂/MWh_{th} und stellt damit die Referenz dar. Die Anwendungsfälle lassen sich in zwei Kategorien einordnen: Fossiler Gaskessel und elektrische Wärmepumpe. Im Falle der Anwendungsfälle, die den fossilen Gaskessel berücksichtigen, bewegen sich die Emissionen auf einem nahezu ähnlichen Niveau wie im Referenzfall. Für die Sensitivitätsfälle mit erhöhter Speicherkapazität und verändertem Nachfrageprofil sind Emissionsreduzierungen von bis zu 4 % möglich. Sind Wärmepumpen im Anwendungsfall berücksichtigt, fallen die Emissionen deutlich und liegen in der Regel unterhalb von 100 kg CO₂/MWh_{th}, sofern die Wärmepumpe auf eine emissionsarme Wärmequelle zurückgreifen kann. Kommen neben der Wärmepumpe Speicher und eine Photovoltaikanlage

zum Einsatz, so können insbesondere bei Erhöhung der Speicherkapazitäten und einem volatileren Nachfrageprofil auch hier Emissionen stärker reduziert werden. In dieser Sensitivitätsbetrachtung sind Einsparungen von bis zu 18 % möglich. Wärmespeicher zeigen keine unmittelbaren Auswirkungen auf die Emissionen, genauso wenig wie reduzierte Netzentgelte und erhöhte Energieträgerpreise. Insgesamt zeigen sich bei den betrachteten Sensitivitäten jedoch nur geringe Auswirkungen auf die absoluten Emissionen. Die größten CO₂-Vorteile entstehen demnach durch den Technologiewechsel hin zur Wärmepumpe.

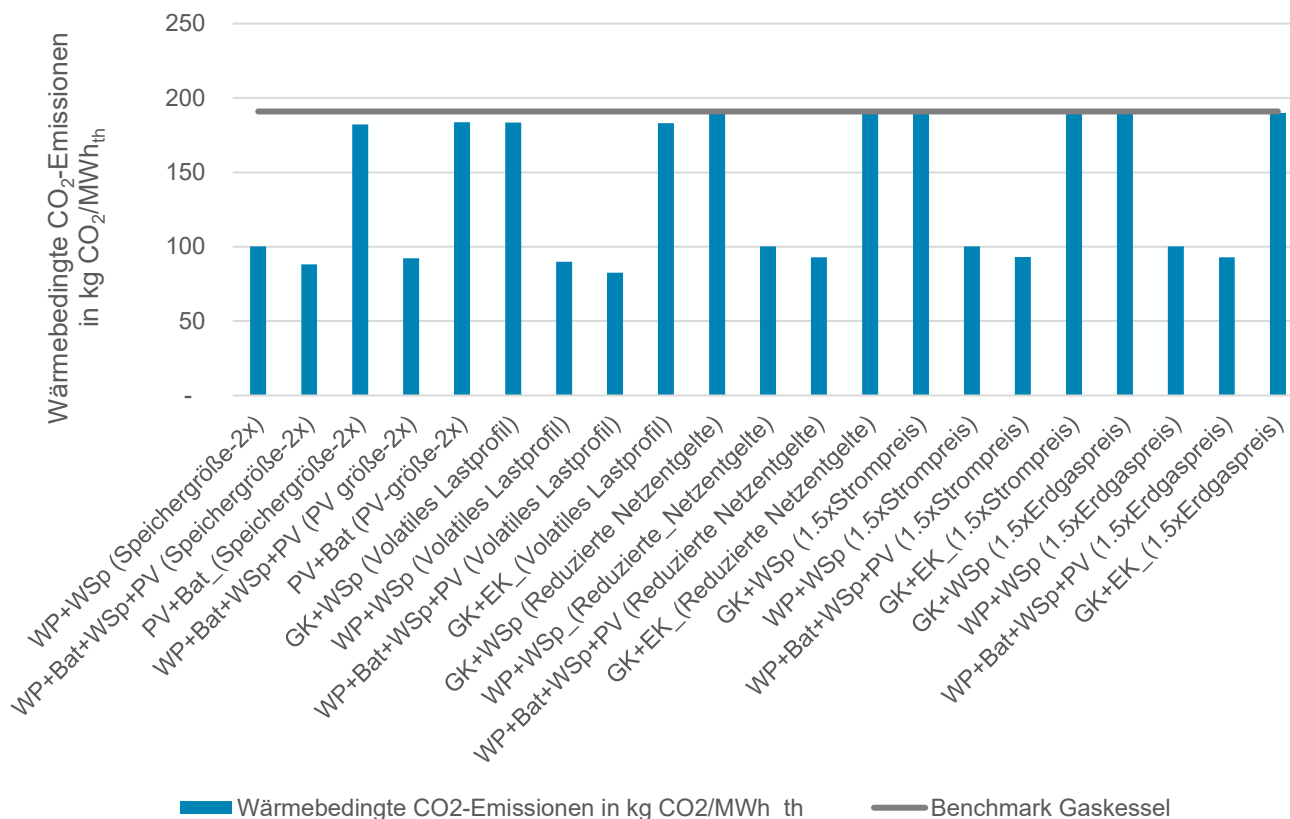


Abbildung 4.6: auf die absoluten Emissionen wärmebedingten CO₂-Emissionen in kg CO₂/MWh der verschiedenen Szenarien der Sensitivitätsanalyse

Vergleicht man die spezifischen Emissionen mit dem Referenzfall und rechnet diese auf ein Jahr hoch, so erhält man die in Abbildung 4.7 dargestellten absoluten Emissionseinsparungen für die Sensitivitätsanalyse. Die Verhältnisse bleiben hierbei entsprechend gleich. Es zeigt sich daher auch hier wieder das gleiche Bild wie zuvor beschrieben. Insgesamt bewegen sich die Einsparungen für den Betrieb mit Wärmepumpen bei den Sensitivitäten zwischen 2.301 bis 2.752 t CO₂ pro Jahr. Für den Fall mit Gaskessel sind diese deutlich niedriger und erreichen maximal 221 t CO₂ pro Jahr.

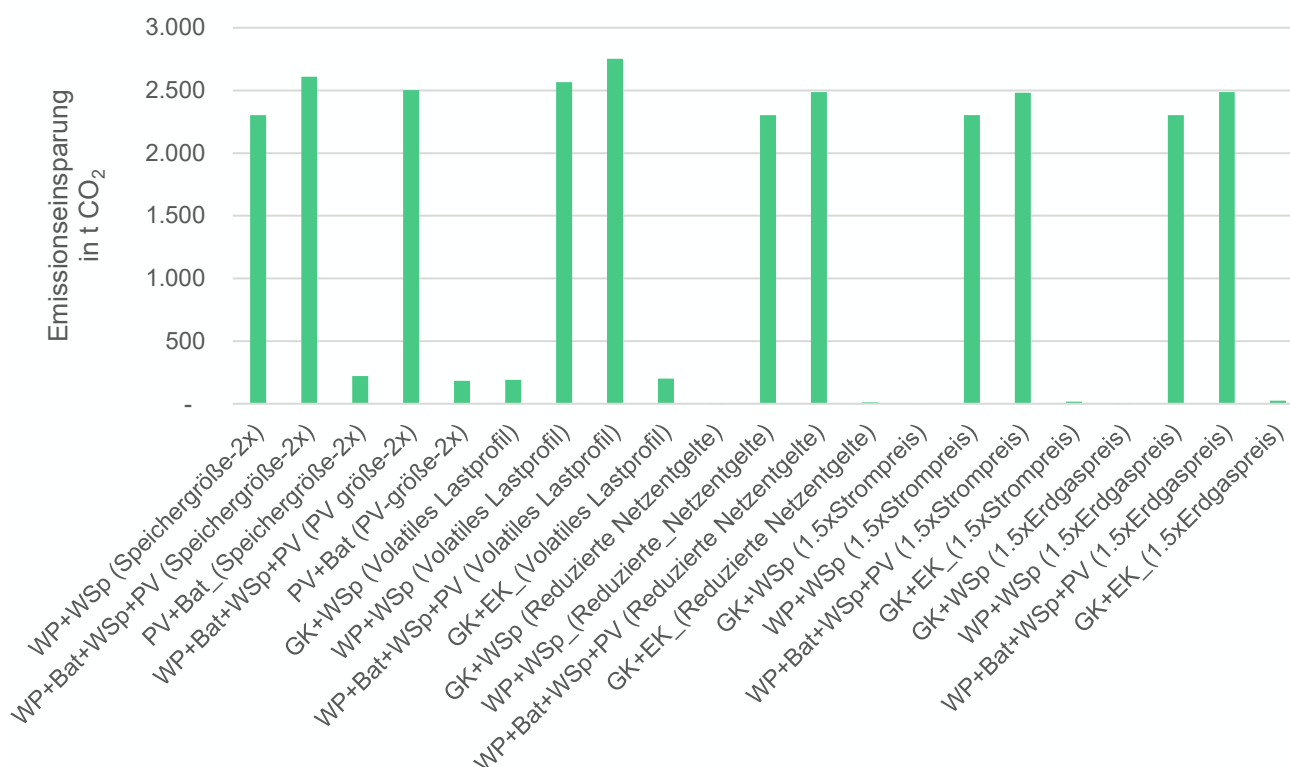


Abbildung 4.7: Vergleich der gesamten Emissionseinsparung in t CO₂ der verschiedenen Szenarien der Sensitivitätsanalyse

4.4 Auswirkungen auf die Netzstabilität

Durch die Betrachtung von Technologien unabhängig von deren Einbettung in Produktionsprozesse und konkreten Standort sind Auswirkungen auf die Netzstabilität nur qualitativ möglich. Je nach Standort, verfügbarer Infrastrukturen und Lastprofile kann die Netzbelastung sehr unterschiedlich ausfallen. Auswirkungen auf die Netzstabilität sind daher auch individuell verschieden. Eine zunehmende Elektrifizierung erfordert jedoch insbesondere in der Industrie meist eine Vergrößerung der aktuellen Anschlussleistungen, für die ein Netzausbau erforderlich ist. Die Auswirkungen bei der elektrischen Wärmebereitstellungen sind umso größer, je höher das Temperaturniveau ist, welches bedient werden muss. Entsprechend sind die Auswirkungen eines Elektrokessel deutlich spürbarer auf das Stromnetz als wie durch eine Wärmepumpe. Photovoltaik-Erzeugungen haben häufig die größten Auswirkungen auf lokale Netze, sofern die Stromnachfrage nicht einen Großteil dieser Energie direkt in Anspruch nimmt. In ungünstigen Konstellationen kann dies daher zu Netzstabilitätsproblemen führen. Die Auswirkungen von Speicher sind abhängig von der Betriebsart. Da viele Speicher häufig systemdienlich betrieben werden, können sie einen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Batterien gelten zudem aktuell als kostengünstige Flexibilität, indem Arbitragemöglichkeiten im Strommarkt ausgenutzt und zusätzliche Erlöse durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erwirtschaftet werden. Die Nachfrage nach Neuanschlüssen ist entsprechend hoch aktuell und verhindert teilweise die Transformation in den primären Wertschöpfungsketten.

Hamburgs Stromnetz betrieben durch die Hamburger Energienetze GmbH (ehemals Stromnetz Hamburg GmbH) (Stromnetz Hamburg GmbH 2024) ist bisher noch durch eine stark durch den Verbrauch ausgelegte

Infrastruktur geprägt. Über 55 Umspannwerke auf Hoch- und Mittelspannungsebene versorgen ein dicht besiedeltes Stadtgebiet, das zugleich große Industrie- und Hafenstandorte umfasst. Das Hochspannungsnetz kann dabei in drei Bereiche aufgeteilt werden: Nord-, Ost- und Süd-Netz. Nach Ausweisungen im Netzausbauplan liegen aktuell keine Engpassregionen vor. Es sind jedoch verschiedene Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen geplant, um sicherzustellen, dass dieser Zustand auch bei steigenden Lasten und Einspeisungen erhalten bleiben kann. Systematische Probleme liegen daher nicht vor. Diese Einschätzung schließt jedoch nicht mit ein, dass im Einzelfall die Installation neuer Anlagen unmittelbar ohne Anpassungen der Infrastrukturen immer möglich ist. Gerade Anbindungen von Industrieanlagen lasten bestehende Infrastrukturen häufig bereits gut aus, sodass die Vergrößerungen von Anschlussleistungen meist mit einem Netzausbau verbunden sind und sich nicht unmittelbar kurzfristig umsetzen lassen. Die beigefügten Karten in Abbildung 4.8 und Abbildung 4.9 zeigen die Struktur des Stadtgebietes mit den Versorgungsbereichen der Umspannwerke und den kurzfristig bis zum Jahr 2033 zu erwartenden Engpässen im Mittelspannungsnetz. Hier können sich kurzfristig Herausforderungen ergeben und Flexibilitäten könnten zu einer Entlastung führen, wenn diese entsprechend eingesetzt werden. Grundsätzlich sieht die Netzplanung jedoch vor, das Stromnetz so zu planen, dass die Netzstabilität zu jeglicher Zeit sichergestellt ist, sodass für die prognostizierten Engpassregionen Netzerweiterungen bzw. -optimierungen durchgeführt werden. Dies schließt damit dann auch ein, dass Netzanschlüsse entsprechend ihrer zugelassenen Leistung verwendet werden können. Für Neuanlagen bei begrenzten kurzfristigen verfügbaren vollen Anschlussleistungen könnten Flexibilitäten aber dann dazu beizutragen, um zeitnah ans Netz angeschlossen zu werden, unter der Auflage bestimmte Bedingungen bzw. Eingriffe in den Verbrauch zu erlauben.

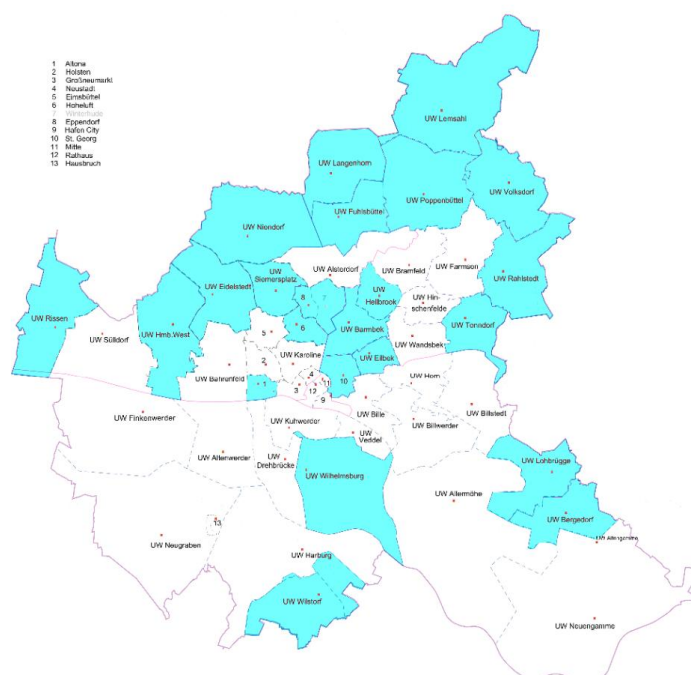


Abbildung 4.8: Engpässe in Blau im Mittelspannungsnetz 2023 bis 2028, wenn keine Netzoptimierung durchgeführt werden würde (Stromnetz Hamburg GmbH 2024)



Abbildung 4.9: Engpässe in Blau im Mittelspannungsnetz 2029 bis 2033, wenn keine Netzoptimierung durchgeführt werden würde (Stromnetz Hamburg GmbH 2024)

Mittel- bis langfristig wird von einem deutlichen Anstieg der zeitgleichen Höchstlast ausgegangen, was einem erheblichen Bedarf an Netzerweiterungen nach sich zieht. Im Falle variierender Lasten können Flexibilitäten Ausbaubedarfe reduzieren. Im Regionalszenario Ost (Stromnetz Hamburg GmbH 2024) wird beschrieben, dass neue Stromwendungen wie Wärmepumpen und Elektromobilität die Netzlast bis 2045 stark erhöhen können. Dabei wird eine Verdreifachung der gleichzeitigen Netzlast als mögliche Option angesehen. Unter konservativen Annahmen, etwa bei geringerem Wärmepumpenanteil, wird weiterhin mindestens eine Verdopplung erwartet. Der zusätzliche Beitrag der Wärmepumpen steigt dabei von etwa 1,06 GW im Jahr 2028 auf rund 2,57 GW im Jahr 2045. Für Elektromobilität werden zusätzliche 195 bis 615 MW angesetzt. Vor diesem Hintergrund werden Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im Verhältnis zu den Zuwächsen als vergleichsweise klein eingeordnet. Daraus folgt, dass ein bedarfsgerechter Netzausbau notwendig bleibt. Maßnahmen zur Nachfragesteuerung nach § 14a EnWG werden im Plan nicht als Ersatz für Netzausbau verstanden. Ziel bleibt ein grundsätzlich engpassfreies Netz. Sollte dies so weiterverfolgt werden, besteht zumindest seitens des Netzes keine Anforderung an die Verbraucher, Lasten flexibel betreiben zu müssen.

Grundsätzlich verhält es sich aber so, dass durch die Umstellung auf strombasierte Wärmeerzeugung oder die Installation von Photovoltaikkapazitäten sich Änderungen der lokalen Netzbelastung ergeben. Unsicherheiten bzw. Planungsabweichungen bzgl. der zeitlichen Entwicklung im Netzausbauplan im Vergleich zu realen Entscheidungen in Unternehmen können dazu führen, dass Infrastrukturen doch nicht ausreichend vorhanden sind und es zu kritischen Netzbelastungen bzw. Stabilitätsproblemen im Netz kommen kann. Lokales Engpassmanagement und damit auch die Nutzung von lokalen Flexibilitäten können eine unterstützende Rolle einnehmen, um die Transformation erfolgreich durchzuführen.

Die in diesem Kapitel betrachteten Anwendungsfälle haben entsprechend immer dann eine Relevanz für die Stromnetze, wenn auf eine elektrische Wärmeversorgung umgestellt wird oder Photovoltaikkapazitäten

ausgebaut werden. Bei der Wärmeversorgung haben Elektrodenkessel einen umso größeren Effekt auf die Netze als die Wärmepumpen, da sie keine zusätzlichen Wärmequellen einbinden und damit die komplette Wärme elektrisch erzeugen müssen. Das ist netztechnisch ungünstiger, da sich dadurch höhere Lastspitzen ausbilden können. Speicher sollten sich im Normalfall weniger stark negativ auf das Stromnetz auswirken, können aber in ungünstigen Konstellationen auch zu zusätzlichen Netzbelastungen beitragen. Sie besitzen jedoch auch das Potenzial den Netzbetrieb zu stabilisieren, sofern sie entsprechend betrieben bzw. ins Stromnetz eingebunden werden. Das größte Potenzial die Netzbelastung gering zu halten bzw. ggf. auch Systemdienstleistungen bereitstellen zu können ergibt sich dann, wenn die Wärme- und Stromerzeuger, neben den Speichern zusammen mit einer Nachfragesteuerung flexibel in Form eines virtuellen Kraftwerks betrieben werden. Dies setzt voraus, dass unternehmensseitig die Assets zentral in Abhängigkeit von externen Steuerungssignalen betrieben werden können. Je nach unternehmensinterner Bepreisung verschiedener Betriebsweisen kann sich dies jedoch konträr zu den möglichen Erlösmöglichkeiten für Systemdienstleistungen verhalten, was mögliche Flexibilitäten beschränken kann.

Die wichtigsten Flexibilitätsoptionen in den Szenarien sind durch die Speicher und den hybriden Betrieb gegeben. Sowohl der elektrische Speicher als auch der thermische Speicher ermöglichen erst unternehmensseitige und netzseitige Lastverschiebungen. Auch sind sie die Basis für die Entkopplung bzw. Verschiebung von Produktionsprozessen. Die Wärmepumpe muss nicht zwingend in den Stunden laufen, in denen die Wärmenachfrage gerade hoch ist. Stattdessen kann sie in Zeiten mit geringerer Netzbelastung oder mit günstigeren Preisen vorproduzieren. Batterien können zudem in Kombination mit Photovoltaik den Eigenverbrauch erhöhen. All dies kann Leistungsspitzen reduzieren und die Planbarkeit des Strombezugs verbessern. Für die Netzstabilität ist zudem weniger die jährliche Strommenge entscheidend, sondern die zeitgleiche Leistung, also die Frage, wann und wie stark die Anlagen Strom ziehen oder einspeisen. Dies bedeutet aber auch, dass ein Lastprofil eines Unternehmens erst zusammen mit anderen Verbrauchern und Erzeugern im Netzgebiet den Netzzustand definieren. Idealerweise wird das Netz gleichmäßig ausgelastet, um Infrastrukturen bestmöglich zu nutzen, was dazu führt, dass insbesondere bei volatilen Last- und Einspeisungsprofilen ein Ausgleich durch Flexibilitäten erstrebenswert sind.

Netzdienliche Betriebsweisen und lokale Flexibilität haben besonders dort einen Mehrwert, wo Ausbau schwer umsetzbar ist oder wo hohe Gleichzeitigkeit bereits heute eine Rolle spielt. Flexibilität wirkt dabei als Ergänzung zum Netzausbau. Sie kann Spitzen reduzieren und Lasten verschieben, sie kann aber den erwarteten Nachfrage trend nicht vollständig kompensieren. Für die Praxis bedeutet das, dass Elektrifizierung und Netzstabilität zusammen gedacht werden sollten. Technologiewahl, Dimensionierung und Betriebsstrategie entscheiden mit darüber, ob zusätzliche Last netzverträglich integriert werden kann.

5 EMPFEHLUNGEN FÜR EINEN FÖRDERMECHANISMUS ZUR FLEXIBILISIERUNG

Die vorliegenden Kapitel dieses Gutachtens haben sowohl die Grundlagen der Flexibilisierung als auch geeignete Technologien und deren Wirtschaftlichkeit sowie CO₂-Emissionsvermeidungspotenziale untersucht. Auf dieser Basis werden im Folgenden konkrete Empfehlungen für die Ausgestaltung des FSP 7 zur Flexibilisierung industrieller und gewerblicher Prozesse entwickelt. Die Empfehlungen berücksichtigen die regulatorischen Rahmenbedingungen, die Rahmenbedingungen der BUKEA für das Förderprogramm UfR sowie die Ergebnisse der technisch-ökonomischen Analyse.

Der FSP soll alle Unternehmensgrößen adressieren und die bestehenden Module des UfR ergänzen, um insbesondere die technischen sowie organisatorischen Hürden zu adressieren, die einer Flexibilisierung der Hamburger Wirtschaft entgegenstehen. Das verfügbare Budget der BUKEA für den FSP 7 liegt voraussichtlich im niedrigen einstelligen Millionenbereich. Das Förderprogramm zielt somit auf eine möglichst breite Anwendbarkeit und adressiert auch kleine und mittlere Unternehmen (KMU). KMU im verarbeitenden Gewerbe stellen 83 Prozent aller Unternehmen, aber nur rund 10 Prozent des Endenergieverbrauchs des Sektors. Dies bedeutet: Die Fördergegenstände müssen auch für KMU-Investitionsgrößen möglich sein, die Antragsverfahren einfach zugänglich und die Berechnungsmethodik für die CO₂-Emissionsminderung mit vertretbarem Aufwand umsetzbar.

5.1 Ableitungen aus der vorliegenden Untersuchung

Die Analysen in den vorangegangenen Arbeitspaketen liefern ein komplexes Bild der Ausgangslage für ein Förderprogramm zur Flexibilisierung. Drei zentrale Befunde prägen die Empfehlungen:

Die Technologieanalyse (Kapitel 4) zeigt, dass die fossile Versorgung unter den aktuellen energiepreislichen und regulatorischen Rahmenbedingungen kurzfristig nicht finanziell nachteilhaft ist, während strombasierte Technologien – insbesondere Wärmepumpen – zwar auf einem ähnlichen wirtschaftlichen Niveau liegen, aber mit höheren Investitionsanforderungen verbunden sind. Der wirtschaftliche Haupthebel liegt somit im Technologiewechsel zur Wärmepumpe als Dekarbonisierungsmaßnahme, nicht in der Flexibilisierung selbst. Der zusätzliche wirtschaftliche Nutzen reiner Flexibilisierungsmaßnahmen, etwa durch die Installation von Speichern oder die Optimierung des Lastprofils, fällt unter den gegenwärtigen Bedingungen gering aus. Die Wärmegestehungskosten verändern sich durch Flexibilisierungstechnologien nur marginal (Unterschied von rund 2 €/MWh_{th} gegenüber einer Wärmepumpe ohne zusätzliche Flexibilitätskomponenten). Die Betriebskosteneinsparungen durch Lastverschiebung kompensieren die erhöhten Investitionen derzeit nicht vollständig.

Die CO₂-Emissionseinsparungen durch reine Flexibilisierungsmaßnahmen (Batterie, PV + Batterie ohne Wärmepumpe) sind vergleichsweise begrenzt, während der größere Hebel zur Dekarbonisierung im Technologiewechsel zur Wärmepumpe liegt. Flexibilisierungstechnologien können die Emissionsminderung der Wärmepumpe im zweiten Schritt ergänzen, die Auswirkungen bleiben aber begrenzt.

Zusätzlich stehen der Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen Hemmnisse entgegen (vgl. ausführlich Kapitel 2.5): Das geltende Netzentgeltsystem verursacht Fehlanreize gegen Flexibilität. Die Vermarktungsmöglichkeiten für kleine und mittlere Flexibilitätspotenziale sind eingeschränkt. Eine erhebliche Zahl der Unternehmen ist über Vollversorgungsverträge oder langfristige Beschaffungsportfolios nicht den volatilen Strommarktpreisen ausgesetzt.

Einordnung: Aufgrund dieser aktuellen regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wird die Förderung zur Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen mit dem Ziel einer unmittelbaren, regelmäßigen Lastverschiebung als früh angesehen. Auch marktseitig ist der Bedarf an zusätzlicher Nachfrageflexibilität derzeit

noch begrenzt. Die Versorgungssituation ist insgesamt stabil, und die Zeitfenster, in denen Lastverschiebung einen signifikanten Nutzen erzielt, sind unter den aktuellen Marktbedingungen noch vergleichsweise selten. Es gibt klarer ausgerichtete Hebel für die Dekarbonisierung von Unternehmen, die bereits durch bestehende FSPs adressiert werden. Die Rahmenbedingungen, die Flexibilität zukünftig systematischer belohnen werden, insbesondere die Reform der Netzentgeltsystematik (AgNes) und die zunehmende Volatilität des Strommarktes, befinden sich erst im Aufbau bzw. der Ausprägung.

Dennoch ist die Transformation hin zu einem flexiblen Energiesystem eine Notwendigkeit, für die Hamburg frühzeitig erste Voraussetzungen schaffen und unternehmerische Aktivitäten unterstützen kann. Wenn die BUKEA Flexibilität im Rahmen des UfR anreizen möchte, empfiehlt es sich daher, den Fokus auf die Vorbereitung von Flexibilisierungsmaßnahmen zu legen. Vor allem die Herstellung der technischen Flex-Readiness, damit Unternehmen Flexibilität direkt nutzen können, sobald die regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen dies attraktiv bzw. erforderlich machen, sollte dabei im Mittelpunkt der Bemühungen stehen. Ergänzend kann die Verknüpfung von Elektrifizierung und Flexibilisierung durch investive Maßnahmen in Speicher und Hybridanlagen gefördert werden. Der Vorschlag adressiert dieses Zielbild: Er konzentriert sich auf einen möglichst praxisnahen FSP unter Berücksichtigung der realen wirtschaftlichen Verhältnisse und der regulatorischen Übergangsphase.

Die Partizipation an den zukünftigen Flexibilitätsanreizen setzen eine hohe technische Flex-Readiness der Anlagen voraus, was oft mit signifikanten Investitionen verbunden ist. Der neue FSP 7 der BUKEA soll Hamburger Unternehmen dabei unterstützen, sich frühzeitig auf die veränderten Rahmenbedingungen einzustellen, erste Erfahrungen zu sammeln und die notwendigen Investitionen in Mess-, Steuer- und Regelungstechnik sowie in Speicher- und Hybridanlagen zu tätigen.

5.2 Rahmenbedingungen für die Gestaltung eines Förderschwerpunkts

Die Ausgestaltung eines Förderschwerpunkts für Flexibilisierung orientiert sich an den strategischen Zielsetzungen und den Rahmenbedingungen der BUKEA. Flexibilisierung soll als eigenständiger Förderschwerpunkt im Programm „Unternehmen für Ressourcenschutz“ (UfR) etabliert werden und dabei ausdrücklich alle Unternehmensgrößen adressieren, um eine breite Wirksamkeit in der Hamburger Wirtschaft zu erzielen.

Eine zentrale Rahmenbedingung ist die Priorisierung einer Festbetragsfinanzierung in Euro pro vermiedener Tonne CO₂, wie sie bereits in den bestehenden Förderschwerpunkten (FSP 2, FSP 3 und FSP 5) angewendet wird. Dadurch wird die Förderung unmittelbar an die tatsächlich erzielte Klimawirkung gekoppelt und technologie-neutral ausgestaltet. Dieser Ansatz ermöglicht somit eine zielgenaue und effiziente Mittelverwendung und reduziert das Risiko einer Überförderung kostenintensiver, aber wirkungsschwacher Projekte. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass für die relevanten Fördergegenstände sowohl die förderfähigen Kosten als auch die zu erwartenden CO₂-Minderungen methodisch belastbar abgeschätzt werden können. Dies entspricht der weiteren Rahmenbedingung, dass für alle Fördergegenstände CO₂-Emissionsminderungen ableitbar sein sollen und die Förderwirkung konsequent an klimapolitischen Zielen ausgerichtet werden.

Im Unterschied zu klassischen Effizienzmaßnahmen führt Flexibilisierung nicht primär zu einer Reduktion des Energieverbrauchs, sondern zu einer zeitlichen Verschiebung von Lasten. Emissionsminderungen entstehen dabei indirekt, etwa durch die Nutzung von Strom in Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung, die Vermeidung von Lastspitzen oder eine netzdienliche Fahrweise elektrischer Verbraucher. Sie tragen zur Entlastung der Stromnetze bei, indem Lastspitzen reduziert werden, verbessern die Integration erneuerbarer Energien durch eine erhöhte Aufnahmefähigkeit bei hoher Einspeisung und können über leistungselektronische Komponenten auch zur Netzstabilität beitragen, etwa durch die Bereitstellung von Blindleistung. Diese Effekte sind

energiewirtschaftlich hoch relevant, lassen sich jedoch nur eingeschränkt einzelnen Projekten eindeutig zurechnen und monetarisieren. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit einer spezifischen Förderlogik. Diese Förderlogik muss differenzieren zwischen Maßnahmen, deren CO₂-Wirkung belastbar quantifizierbar ist, und solchen, die primär systemische Voraussetzungen schaffen.

Eine Betriebskostenförderung wird vor diesem Hintergrund bewusst nicht vorgesehen. Während diese beispielsweise im FSP 4 zur Dekarbonisierung der Prozesswärme sinnvoll ist, setzt sie stabile und langfristig quantifizierbare Mehrkosten voraus. Bei Flexibilisierungsmaßnahmen hängen die wirtschaftlichen Effekte hingegen stark von volatilen Strompreisen, sich entwickelnden Marktmechanismen (z. B. Flexibilitätsmärkte) und zukünftigen regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Eine Betriebskostenförderung würde daher entweder zu erheblichen Unsicherheiten oder zu ineffizienten Förderstrukturen führen.

Stattdessen wird eine differenzierte investive Förderlogik vorgeschlagen, die den unterschiedlichen Reifegraden und Wirkmechanismen der Maßnahmen gerecht wird. Für Flex-Readiness, also Investitionen in Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, Smart-Meter-Infrastruktur sowie Softwarelösungen, ist eine Festbetragsfinanzierung nicht sinnvoll umsetzbar. Diese Maßnahmen schaffen zunächst die technischen Voraussetzungen für Flexibilität, ohne dass kurzfristig eine belastbare Quantifizierung der CO₂-Minderung möglich ist. Ihr Nutzen ist systemisch und langfristig angelegt, jedoch kurzfristig nur begrenzt monetarisierbar. Vor diesem Hintergrund ist eine pauschale Förderung als prozentualer Zuschuss zur Investition sachgerecht. Sie reduziert Investitionshürden, ist administrativ einfach umsetzbar und vermeidet eine scheinpräzise, aber methodisch unsichere CO₂-Bewertung. Gleichzeitig sollte durch die Anforderung eines konkreten Zeitplans für die Nutzung der Flexibilität sichergestellt werden, dass keine Flex-Readiness ohne absehbare Nutzung gefördert wird.

Bei Investitionen in ergänzende Anlagentechnik, wie Speicher oder hybride Erzeugungsanlagen, ist hingegen eine direkte Verknüpfung mit CO₂-Emissionsminderungen gegeben. Diese entsteht entweder durch die Substitution fossiler Energieträger oder durch die gezielte Verschiebung von Stromverbräuchen in emissionsärmere Zeiträume. In diesen Fällen ist die Anwendung einer Festbetragsfinanzierung in €/t CO₂ sachgerecht, da die Emissionsminderung belastbar quantifiziert werden kann. Gleichzeitig schafft dieser Ansatz Transparenz und Planbarkeit für Unternehmen und ermöglicht eine effiziente Mittelverwendung im Rahmen begrenzter Fördermittel. Eine zusätzliche Deckelung über prozentuale Förderquoten gemäß AGVO kann eine Überförderung verhindern.

Diese Kombination aus pauschaler und wirkungsbasierter Förderung bildet die unterschiedlichen Charakteristika der Flexibilisierung adäquat ab: Während die Flex-Readiness die Grundlage für systemdienliches Verhalten schafft, realisieren erst die ergänzenden Investitionen konkrete CO₂-Minderungen.

Insgesamt entsteht so eine konsistente und zielgerichtete Förderarchitektur, die die Rahmenbedingungen der BUKEA berücksichtigt. So kann eine breite Anwendbarkeit für Unternehmen ermöglicht werden, die CO₂-Wirkung steht im Mittelpunkt, unnötige Komplexität wird vermieden und gleichzeitig werden die spezifischen Herausforderungen von Flexibilisierungsmaßnahmen in einem sich noch entwickelnden Marktumfeld adressiert.

5.3 Vorschlag für die Struktur des Förderschwerpunkts 7

Dieser Ausgangslage und Entscheidung über die Förderausgestaltung soll durch den neuen FSP 7 Rechnung getragen werden. Der Vorschlag für den FSP wird deshalb modular aufgebaut. Vorbereitende Machbarkeitsuntersuchungen werden dabei aufwandsarm über den bestehenden FSP 1 (EffizienzCheck) abgewickelt, der um flexibilitätsspezifische Untersuchungsgegenstände erweitert wird.

Übersicht der vorgeschlagenen Förderstruktur

Ebene	Fördergegenstand	Förderung
1. Vorbereitung (Integration in FSP 1)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Machbarkeitsuntersuchungen und Flex-Checks: <ul style="list-style-type: none"> ○ Lastganganalyse ○ technische Prüfung ○ ökonomische Bewertung 	Anteilfinanzierung bis 50 % der Beratungskosten über bestehenden FSP 1
2. Flex-Readiness (FSP 7)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nachrüstung von MSR-Technik ▪ Smart-Meter-Infrastruktur ▪ Software zur Fahrplanoptimierung ▪ Einbindung in VPP und Präqualifikation 	Anteilfinanzierung bis 40 % der Investitionen
3. Ergänzende Anlagentechnik (FSP 7)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Thermische und elektrische Speicher ▪ Hybridanlagen (z. B. Hybrid-Wärmepumpe, Elektrokessel) ▪ Netzanschlussverstärkung 	Fester Zuschuss als €/t CO ₂ oder Anteilfinanzierung bis 40 %, gedeckt durch AGVO-Quoten

5.3.1 Stufe 1 – Integration der Machbarkeitsuntersuchungen in den FSP 1

Für die vorbereitenden Konzepte und Machbarkeitsuntersuchungen zu Flexibilisierungsvorhaben wird empfohlen, den bestehenden FSP 1 (EffizienzCheck) zu nutzen und dessen Umfang, um flexibilitätsspezifische Gegenstände zu erweitern. Diese Integration bietet mehrere Vorteile: Sie vermeidet Doppelstrukturen innerhalb des UfR, nutzt die etablierten Prozesse der IFB Hamburg und senkt die Zugangshürden für Unternehmen, die häufig gleichzeitig Effizienz- und Flexibilitätspotenziale erheben möchten.

Ein erweiterter EffizienzCheck, der Flexibilität als Untersuchungsgegenstand einschließt, sollte mindestens folgende Elemente umfassen: die Analyse der Lastgänge und Identifikation von Lastverschiebungspotenzialen, die technische Prüfung der Regelbarkeit der relevanten Anlagen, die Bewertung potenzieller Geschäftsmodelle auf Grundlage der Flexibilität (etwa an Strom- oder Regelleistungsmärkten), sowie eine vereinfachte, lediglich überschlägige Abschätzung der durch Lastverschiebung erreichbaren CO₂-Emissionsminderung. Die Förderung erfolgt über die bestehenden Konditionen des FSP 1 als Anteilfinanzierung in Höhe von bis zu 50 Prozent der Kosten für externe Beratungsleistungen durch qualifizierte Ingenieurbüros.

Die Ergebnisse einer Machbarkeitsuntersuchung bilden die Grundlage für die Beantragung von Investitionsmitteln in den nachfolgenden Stufen des FSP 7 und können darüber hinaus für die Beantragung von Bundesfördermitteln genutzt werden. Für Stufe 3 (ergänzende Anlagentechnik) wird die vorherige Durchführung einer Machbarkeitsuntersuchung oder eines qualifizierten Energieaudits als verbindliche Antragsvoraussetzung empfohlen, da die Investitionsvolumina und die Komplexität dies erfordern. Für Stufe 2 (Flex-Readiness) sollte hingegen keine Pflicht zur vorherigen Machbarkeitsuntersuchung bestehen, um Hürden insbesondere für KMU niedrig zu halten. Dem Antrag ist in diesem Fall eine einfache Projektbeschreibung beizufügen, die die grundsätzliche Eignung der Anlage und den Inbetriebnahmezeitpunkt darlegt.

5.3.2 Stufe 2 – Herstellung der Flex-Readiness

Die Herstellung der Flex-Readiness ist der Kernbestandteil des vorgeschlagenen Förderprogramms. Dies trägt dem Befund Rechnung, dass eine sofortige und umfassende Umsetzung von Flexibilität unter den gegenwärtigen Marktbedingungen nur eingeschränkt wirtschaftlich ist, während die regulatorischen Entwicklungen –

insbesondere die AgNes-Reform und die Stärkung der Rolle von Aggregatoren – mit hoher Wahrscheinlichkeit mittelfristig einen signifikanten ökonomischen Anreiz für Flexibilität schaffen werden.

Die Flex-Readiness wird definiert als die Gesamtheit aller Maßnahmen, die erforderlich sind, um eine bestehende Anlage oder eine Neuanlage für den flexiblen Betrieb zu ertüchtigen. Sie muss sich auf eine konkret benannte Anlage beziehen, für die eine zeitnahe Aufnahme des flexiblen Betriebs nachgewiesen werden kann. Eine Förderung der Bereitschaft auf unbestimmte Zeit ist ausgeschlossen, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

Förderfähige Maßnahmen könnten in drei Kategorien gegliedert werden:

1. Interne Ertüchtigung der Anlagen: Nachrüstung von Anlagen mit frequenzgeregelten Antrieben, kommunikationsfähigen Steuerungen und zugehöriger Software, die eine dynamische Anpassung der Betriebsleistung ermöglichen. Dies umfasst sowohl die hardwareseitige Ertüchtigung (z. B. Frequenzumrichter, steuerbare Ventile etc.) als auch die softwarebasierte Befähigung zum dynamischen Betrieb (z. B. Fahrplanoptimierung, Lastmanagementsysteme).
2. Anbindung an externe Signale: Installation von Smart-Meter-Infrastruktur und Gateways zur Anbindung an externe Preissignale, Steuerungsbefehle und Netzbetreibersysteme, einschließlich der notwendigen IT-Sicherheitsinfrastruktur. Ziel ist die Sicherstellung, dass die intern ertüchtigten Anlagen auf variable Strompreise, Redispatch-Anforderungen oder netzdienliche Signale reagieren können.
3. Erschließung von Systemdienstleistungen: Kosten für die Einbindung in virtuelle Kraftwerke (VPP), einschließlich der erstmaligen Einrichtung der erforderlichen Steuerungs- und Kommunikationsplattformen, sowie einmalige Kosten für die Durchführung der technischen Präqualifikationsverfahren für den Regelleistungsmarkt, einschließlich notwendiger Ertüchtigungsmaßnahmen. Fortlaufende Kosten sind nicht förderfähig.

Die Förderung auf dieser Stufe erfolgt als Anteilfinanzierung in Form eines nicht rückzahlbaren Zuschusses in Höhe von bis zu 40 Prozent der Investitionen. Diese Förderintensität ist beihilferechtlich unter Artikel 36 AGVO (Investitionsbeihilfen für den Umweltschutz) abgesichert, da die Maßnahmen als eigenständige Umweltschutzinvestitionen zu qualifizieren sind. Für mittlere Unternehmen (nach EU-KMU-Definition) erhöht sich die zulässige Quote auf 50 Prozent, für kleine Unternehmen (ebenfalls gemäß EU-KMU-Definition) auf 60 Prozent. Diese vergleichsweise hohe Förderintensität ist gerechtfertigt, da Flex-Readiness-Investitionen eine wichtige Voraussetzung für die Nutzung zukünftiger Flexibilitätsanreize darstellen, aber unter den aktuellen Bedingungen nur geringe Einsparungen erzielen. Die Gefahr einer Überförderung wird als gering eingeschätzt. Allerdings bedeutet dies im Umkehrschluss nicht, dass eine Förderung insbesondere für kleine, eher wenig energieintensive Unternehmen insgesamt sinnvoll sein muss.

5.3.3 Stufe 3 – Investitionen in ergänzende Anlagentechnik

Die dritte Stufe adressiert investive Maßnahmen zur Verknüpfung von Elektrifizierung und Flexibilisierung. Hierbei steht die Ergänzung von Bestandsanlagen im Vordergrund, um den Einstieg in die Elektrifizierung mit der Flexibilisierung zu verbinden. Durch zusätzliche Investitionsassets sollen Unternehmen in die Lage versetzt werden, nicht nur auf erneuerbare Energieträger umzustellen, sondern ihren Energiebezug zugleich zeitlich zu flexibilisieren.

Fördergegenstände:

1. Zusätzliche Assets wie elektrische und thermische Speicher, die eine zeitliche Entkoppelung des Energiebezugs vom Verbrauch ermöglichen und damit Lastverschiebungspotenziale erschließen. Dies kann sowohl die Aufnahme von Strom in Phasen hoher EE-Einspeisung als auch die Vermeidung von Produktionseinschränkungen in Hochpreisphasen umfassen.

2. Hybride Erzeugungsanlagen, die neben der bestehenden konventionellen Technik eine elektrische Komponente integrieren. Hierzu zählen beispielsweise bivalente Systeme, bei denen eine Wärmepumpe und ein Gaskessel parallel betrieben werden, oder Elektrodenkessel, die primär in Zeiten günstigen Stroms Einsatz finden.
3. Infrastrukturmaßnahmen auf dem Betriebsgelände, die für den Betrieb flexibler Lasten und hybrider Erzeugungsanlagen erforderlich sind, wie beispielsweise die Verstärkung von Netzanschlüssen und Mittelspannungsverteilungen für zusätzliche elektrische Verbraucher und gegebenenfalls auch große Speicher, die häufig aber keine zusätzliche Netzanschlussleistung erfordern sollten.

Die Förderung auf dieser Stufe zielt darauf ab, die Amortisationszeiten von Flexibilitätsinvestitionen auf ein für Unternehmen akzeptables Niveau zu senken, das ohne Förderung noch nicht erreicht wird. Wie die Wirtschaftlichkeitsanalyse in Kapitel 4 gezeigt hat, führen rein strombasierte Szenarien (Batterie, PV + Batterie ohne Wärmepumpe) allein auf Basis der Eigenoptimierung des Strombezugs zu langen Amortisationszeiten. Wichtig ist aber, dass das Modell zusätzliche Erlösquellen – etwa aus Regelleistungsvermarktung und Netzentgeltoptimierung – nicht abbildet, die die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern erheblich verbessern können. Erst in Kombination mit einer Wärmepumpe, die den fossilen Energieträger ersetzt, sinken die Amortisationszeiten im Modell auf 8 bis 9 Jahre. Die Förderung ergänzender Anlagentechnik ist daher besonders dann wirksam, wenn sie die Kombination aus Elektrifizierung und Flexibilisierung unterstützt.

5.4 Methodik zur Ableitung der CO₂-Emissionsminderungen und der Förderhöhe

Ein zentrales Erfordernis der BUKEA für die Förderung ist die Herleitung der CO₂-Emissionsminderungen für die jeweiligen Fördergegenstände sowie die Etablierung einer Festbetragsfinanzierung in €/t CO₂. Die methodische Herausforderung ergibt sich daraus, dass Flexibilität im Gegensatz zu Effizienzmaßnahmen den Energieverbrauch nicht zwingend senkt, sondern dessen Emissionsintensität durch zeitliche Verlagerung optimiert.

5.4.1 Berechnung der CO₂-Vermeidung

Die CO₂-Vermeidung durch die Flexibilisierung eines Prozesses resultiert aus der Differenz der CO₂-Intensität des Strommixes zum Zeitpunkt des ursprünglichen Verbrauchs gegenüber dem Zeitpunkt des flexibilisierten Verbrauchs. Da die Emissionen des deutschen Strommixes je nach Wind- und Sonneneinstrahlung zwischen unter 100 g/kWh und über 600 g/kWh schwanken, generiert jede in eine Niedrigemissionsphase verschobene Kilowattstunde meist einen messbaren Klimaschutzeffekt. Allerdings ist zu erwarten, dass mit dem fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien die durchschnittlichen Emissionen des Strommixes in Zukunft sinken und sich der Unterschied zwischen emissionsintensiven und emissionsarmen Stunden verringert. Der spezifische CO₂-Vermeidungseffekt der Lastverschiebung wird damit in Zukunft eher abnehmen. Dies zeigt, dass der größte Dekarbonisierungseffekt in der Substitution fossiler Energieträger liegt und Flexibilisierung diesen ergänzt, aber diesen nicht ersetzen kann.

Für die Antragstellung im FSP 7 wird eine auf historischen Daten basierende Berechnungsmethode vorgeschlagen. Auf eine komplexe prognosebasierte Berechnung mit modellierten zukünftigen Strommarktdaten wird bewusst verzichtet, da der Aufwand für Antragsteller und Bewilligungsstelle erheblich wäre. Die Methodik umfasst drei Schritte:

1. Ermittlung des Referenzlastgangs der betroffenen Anlage auf Basis historischer Daten (Stundenwerte). Soweit die Produktionsprozesse des Unternehmens keinen ausgeprägten jährlichen Schwankungen unterliegen, genügt ein repräsentatives Kalenderjahr. Bei Branchen mit stark variierenden Lastprofilen ist der Referenzlastgang über einen längeren Zeitraum (in der Regel drei Jahre) zu mitteln. Dies führt zu einer konservativeren Abschätzung der CO₂-Vermeidung, vermeidet aber eine Überschätzung

auf Basis eines einzelnen untypischen Jahres. Voraussetzung für den Referenzlastgang ist, dass die betroffene Anlage über eine zeitlich aufgelöste Verbrauchsmessung verfügt (registrierende Leistungsmessung oder Smart Meter). Sofern diese noch nicht vorhanden ist, kann die Installation der erforderlichen Messtechnik als Bestandteil der Flex-Readiness (Stufe 2) gefördert werden. Für Unternehmen mit einem jährlichen Stromverbrauch unter 100.000 kWh, die häufig über keine registrierende Leistungsmessung verfügen, kann auf einen individuellen Referenzlastgang verzichtet werden. Die CO₂-Vermeidung wird in diesem Fall ausschließlich über die pauschalen Vermeidungsfaktoren ermittelt.

2. Wirtschaftliche Optimierung des flexibilisierten Lastgangs unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen (z. B. Mindestlaufzeiten, Rampenbeschränkungen) und der Kapazität der Speicher- oder Hybridkomponenten, ebenfalls auf Basis historischer Daten und mit Perfect Foresight, also optimalen Annahmen. Dies überschätzt die realen Emissionsminderungen in der Regel, hält aber den bürokratischen Aufwand gering. Einer Überförderung wirkt die Deckelung der Förderquote entgegen.
3. Multiplikation beider Lastgänge mit den stündlichen CO₂-Faktoren des Strommixes für dasselbe Kalenderjahr. Die Differenzsumme der kumulierten energiebedingten CO₂-Emissionen ergibt die jährliche CO₂-Vermeidung in Tonnen pro Jahr. Das Umweltbundesamt (UBA) veröffentlicht stündlich aufgelöste Emissionsfaktoren des deutschen Strommixes, ebenso stellt das Fraunhofer ISE über die Plattform Energy Charts entsprechende Zeitreihen frei zur Verfügung. Es wird empfohlen, eine Datenquelle in den Förderbedingungen festzulegen.

Bei Investitionen in Hybridanlagen, die eine Substitution fossiler Energieträger ermöglichen, wird zusätzlich der direkte Einspareffekt durch die bilanziell reduzierte Beschaffung von Erdgas oder Heizöl berücksichtigt. Die CO₂-Minderung ergibt sich aus der Differenz zwischen den Emissionen des substituierten fossilen Energieträgers (bewertet mit den Emissionsfaktoren gemäß TEHG) und den Emissionen des zusätzlich bezogenen Stroms (bewertet mit dem jährlichen Durchschnitts-Emissionsfaktor des deutschen Strommixes, wie dies auch bei Effizienzprojekten im bestehenden UfR-Programm gehandhabt wird)).

Vereinfachte Berechnung für Stufe 2 (Flex-Readiness): Für Investitionen in die Flex-Readiness, die keine unmittelbare Substitution fossiler Energieträger bewirken, wird eine pauschale Methodik zur Abschätzung der CO₂-Emissionsminderung vorgeschlagen. Die Emissionsreduktion ergibt sich dabei aus der zeitlichen Verschiebung des Stromverbrauchs in Stunden mit geringerer Emissionsintensität des Strommixes. Es wird angenommen, dass diese Emissionsintensität hinreichend mit den Spotmarktpreisen korreliert (vgl. Kapitel 4), sodass preisbasierte Flexibilisierung zugleich emissionsmindernd wirkt. Auf dieser Grundlage kann ein standardisierter CO₂-Vermeidungsfaktor unter Annahme eines typischen Verschiebungspotenzials von bis zu 8 Stunden abgeleitet werden. Für das Jahr 2024 ergibt sich daraus eine durchschnittliche Emissionsminderung von rund 57 g CO₂/kWh, die als pauschaler CO₂-Vermeidungsfaktor angesetzt werden kann. Dieser Wert steht im Einklang mit den modellierten Einsparungen durch den Einsatz von Batteriespeichern im Vergleich zum Referenzszenario (vgl. Kapitel 4).

Der CO₂-Vermeidungsfaktor sollte von der BUKEA regelmäßig, beispielsweise im Zweijahresrhythmus, auf Basis aktualisierter Emissionszeitreihen fortgeschrieben werden, um Veränderungen im Stromsystem abzubilden. Sofern branchenspezifische Lastprofile die tatsächlich erreichbare Flexibilität wesentlich beeinflussen, ist eine Differenzierung der Pauschalwerte nach Branchengruppen zu prüfen. Alternativ kann Antragstellern die Möglichkeit eingeräumt werden, anstelle des pauschalen Faktors eine individuelle Berechnung auf Basis ihres spezifischen historischen Lastgangs vorzulegen.

5.4.2 Herleitung der angemessenen Förderhöhe

Die Festlegung der Förderhöhe sollte die spezifischen Vermeidungskosten der Flexibilisierungstechnologien, die beihilferechtlichen Höchstgrenzen der AGVO sowie die Wirkung berücksichtigen.

Förderung der Flex-Readiness (Stufe 2): Für Investitionen zur Herstellung der Flex-Readiness wird eine Förderintensität von 40 Prozent der Investitionen vorgeschlagen (mit erhöhten Quoten für KMU gemäß AGVO, s. o.). Da es sich bei Flex-Readiness-Investitionen um eigenständige Umweltschutzinvestitionen handelt, für die kein Szenario einer „weniger umweltfreundlichen Investition“ existiert, sind gemäß Artikel 36 Absatz 5 AGVO die gesamten Investitionen (und nicht lediglich die zusätzlichen Mehrinvestitionen) beihilfefähig. Dieser Ansatz macht eine aufwändige Bestimmung der Mehrinvestitionen entbehrlich und vereinfacht das Antragsverfahren.

Förderung ergänzender Anlagentechnik (Stufe 3): Für Investitionen in ergänzende Anlagentechnik wird eine Festbetragsfinanzierung in Euro pro jährlich eingesparter Tonne CO₂ empfohlen, die durch eine prozentuale Deckelung der Investitionen begrenzt wird. Im FSP 2 (Energieeffizienz) des UfR werden aktuell Sätze von 700 Euro pro Tonne CO₂ pro Jahr für die ersten 50 Tonnen und 350 Euro für jede weitere Tonne gewährt. Da Flexibilisierungsvorhaben oft geringere direkte Betriebskosteneinsparungen als Effizienzmaßnahmen erzielen, ist eine Beibehaltung oder moderate Erhöhung dieser Sätze für den FSP 7 gerechtfertigt, um die notwendige Anreizwirkung zu entfalten.

Bei der kombinierten Förderung von Investitionen, die sowohl eine Substitution fossiler Energieträger als auch eine Flexibilisierung bewirken (etwa eine Hybrid-Wärmepumpe mit Speicher), ist sicherzustellen, dass die Förderung so bemessen wird, dass sie die zusätzlichen Investitionen zu einem signifikanten Teil deckt, ohne die nach AGVO zulässigen Quoten zu überschreiten. Die Deckelung orientiert sich an Artikel 36 AGVO: 40 Prozent für große Unternehmen, 50 Prozent für mittlere und 60 Prozent für kleine Unternehmen.

5.4.3 Beispielrechnung

Im Folgenden wird eine Beispielrechnung für ein typisches KMU-Projekt – die Installation eines thermischen Speichers zur Flexibilisierung einer bestehenden Wärmepumpe – dargestellt. Das Beispiel illustriert die Kalkulationslogik und die Zusammenwirkung von Festbetragsfinanzierung und prozentualer Deckelung.

Beispielrechnung für ein KMU-Projekt (Stufe 3)

Parameter	Wert
Investitionen thermischer Speicher	40.000 €
Jährlich verschobene Strommenge ³	90.000 kWh
Durchschnittliche CO ₂ -Intensitätsdifferenz zwischen Stunden des ursprünglichen und des flexibilisierten Strombezugs von 0,15 kg CO ₂ /kWh	0,15 kg CO ₂ /kWh
Jährliche CO ₂ -Vermeidung	13,5 t CO ₂ /a
Spezifischer Fördersatz (für die ersten 50 t CO ₂ /a)	700 €/t CO ₂
Daraus abgeleiteter Zuschuss (13,5 t CO ₂ /a × 700 €/t CO ₂)	9.450 €

³ Die verschobene Strommenge bezeichnet die Summe der Kilowattstunden, die im flexibilisierten Lastgang gegenüber dem Referenzlastgang zeitlich verlagert werden. Gezählt wird nur die in andere Stunden verschobene Menge (einseitig), nicht die Summe aus Mehr- und Minderbezug

Resultierende Förderquote

23,6 %

Dieser Ansatz stellt sicher, dass die Förderung unmittelbar an den Klimaschutzeffekt gekoppelt ist, während gleichzeitig eine Überförderung durch die prozentuale Deckelung der Investitionskosten vermieden wird. Bei geringer CO₂-Minderung begrenzt der Festbetrag pro Tonne den Zuschuss auf ein niedriges Niveau. Bei hoher CO₂-Minderung – etwa, wenn die Hybridanlage zusätzlich fossile Energieträger substituiert – stellt die prozentuale Deckelung (maximal 40 % der Investitionskosten bzw. 50/60% für KMU) sicher, dass die beihilferechtlichen Höchstgrenzen eingehalten werden.

5.5 Synergien und Abgrenzung zu bestehenden Förderschwerpunkten

Die Einführung des FSP 7 erfordert eine Abgrenzung und Koordination mit den bereits etablierten FSPs im Programm UfR, um Redundanzen zu vermeiden und Synergieeffekte optimal zu nutzen.

Zusammenspiel mit FSP 1 (EffizienzCheck): Wie in Abschnitt 5.3.1 dargelegt, wird empfohlen, die vorbereitenden Machbarkeitsuntersuchungen für Flexibilisierungsvorhaben primär über den FSP 1 abzuwickeln. Die Anforderungen an den Untersuchungsumfang werden um flexibilitätsspezifische Elemente erweitert, insbesondere um eine Lastverschiebungsanalyse und eine Bewertung der Netzdienlichkeit.

Zusammenspiel mit FSP 4 (Prozesswärme): Der FSP 4 fördert den Ersatz fossiler Anlagen durch Wärmepumpen oder Fernwärme, wobei primär die Betriebsmehrkosten über fünf Jahre bezuschusst werden. Der FSP 7 bietet eine Ergänzung: Während der FSP 4 die laufenden Energiekostendifferenzen adressiert, kann der FSP 7 die Investitionen in die notwendige ergänzende Anlagentechnik unterstützen. Beispiele dafür sind große thermische Speicher oder die für den flexiblen Betrieb erforderliche MSR-Techniken. Diese Verknüpfung ermöglicht es Unternehmen, die Elektrifizierung ihrer Wärmeversorgung nicht nur als Klimaschutzmaßnahme, sondern auch als Instrument zur Senkung der Energiekosten durch Lastmanagement zu nutzen. Die kombinierte Nutzung von FSP 4 und FSP 7 ist ausdrücklich erwünscht.

Abgrenzung zu FSP 2 (Energieeffizienz): Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz gemäß FSP 2 zielen auf die absolute Reduktion des Energieverbrauchs ab. Im Gegensatz dazu kann eine Flexibilisierungsmaßnahme den Gesamtverbrauch sogar geringfügig erhöhen (etwa durch Speicherverluste), führt aber durch die Verschiebung in emissionsarme Zeitfenster meist zu einer Nettoreduktion der CO₂-Emissionen. Der FSP 7 bildet somit eine eigenständige Säule, die jene Projekte auffängt, deren primärer Nutzen in der zeitlichen Flexibilität und nicht in der absoluten Einsparung liegt. Die gleiche Maßnahme kann nicht gleichzeitig aus FSP 2 und FSP 7 gefördert werden.

Anknüpfung an FSP 5 (Abwärme) und FSP 6 (Wasserstoff): Unmittelbare inhaltliche Überschneidungen mit den Förderschwerpunkten 5 (Abwärmenutzung) und 6 (Wasserstoff) bestehen nicht. Es könnten sich jedoch Synergien ergeben, wenn Unternehmen Elektrolyseure oder Power-to-Heat-Anlagen flexibel betreiben und deren Flex-Readiness über FSP 7 gefördert wird.

5.5.1 Koordination mit Bundesförderinstrumenten

Bei der Ausgestaltung des FSP 7 ist zu berücksichtigen, welche Förderinstrumente der Bund anbietet, um Doppelstrukturen zu vermeiden und attraktive Kombinationsmöglichkeiten zu schaffen. Die Analyse der bestehenden Förderlandschaft (vgl. Kapitel 2.6) hat gezeigt, dass Flexibilisierungsmaßnahmen für Unternehmen bislang nicht umfassend durch Bundesförderung adressiert werden. Der FSP 7 schließt somit eine identifizierte Förderlücke.

Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW): Das EEW-Programm umfasst sechs Module, von denen insbesondere Modul 3 (MSR, Sensorik und Software) und Modul 4 (Anlagenoptimierung) Nähe zur Flexibilisierung aufweisen. Ein Unterscheidungsmerkmal ist jedoch die Förderlogik: Die EEW-Förderung setzt in Modul 4 eine THG-Emissionseinsparung von mindestens 30 Prozent voraus. Viele reine Flexibilitätsprojekte können diese Schwelle nicht erreichen, da ihr Fokus auf der Lastverschiebung liegt. Der FSP 7 schließt hier eine Förderlücke, indem er explizit auf die CO₂-Vermeidung durch Flexibilität abstellt, unabhängig von einer absoluten Effizienzsteigerung. Zudem bietet die zukünftige Hamburger Förderung attraktivere Konditionen für kleinere Investitionsvorhaben von KMU, die im aufwändigen Antragsverfahren des Bundes oft unterrepräsentiert sind.

KfW-Programm Erneuerbare Energien Standard (Kredit 270): Das KfW-Programm 270 bietet zinsgünstige Darlehen für Anlagen zur Erzeugung, Speicherung und Nutzung erneuerbarer Energien, es verfügt jedoch über keine Zuschusskomponente für Investitionen. Eine Kombination des Hamburger Zuschusses aus dem FSP 7 mit einem KfW-Darlehen ist grundsätzlich möglich und wird empfohlen, um die Finanzierungslücke bei kapitalintensiven Projekten wie großen Speichern zu schließen.

Kumulierungsregeln: Die Kumulierung mehrerer Förderungen für dieselben förderfähigen Kosten ist gemäß Artikel 8 AGVO zulässig, sofern die maximal zulässigen Beihilfeintensitäten nicht überschritten werden. Konkret bedeutet dies, dass die Summe aller öffentlichen Zuschüsse (Bund und Land) für ein Projekt bei großen Unternehmen 40 Prozent, bei mittleren Unternehmen 50 Prozent und bei kleinen Unternehmen 60 Prozent der beihilfefähigen Kosten nicht übersteigen darf.

Die praktische Umsetzung des FSPs 7 erfolgt im Auftrag der BUKEA durch die Hamburgische Investitions- und Förderbank (IFB Hamburg).

5.5.2 Antragstellung und Bewilligung

Der Förderantrag muss zwingend vor Beginn des Vorhabens gestellt werden, wobei als Vorhabensbeginn der Abschluss von Lieferungs- oder Leistungsverträgen gilt. Dem Antrag ist eine detaillierte Projektbeschreibung beizufügen, aus der die geplanten Maßnahmen, die technische Konfiguration und die erwarteten Auswirkungen auf den Betrieb hervorgehen. Für Projekte der Stufe 3 (ergänzende Anlagentechnik) ist zudem der Nachweis einer Machbarkeitsuntersuchung oder eines qualifizierten Energieaudits erforderlich, das die prognostizierte CO₂-Einsparberechnung enthält.

Die Bewilligung erfolgt durch einen schriftlichen Förderbescheid der IFB Hamburg, in dem die maximale Zuschusshöhe, der Festbetrag pro Tonne CO₂ (bei Stufe 3) bzw. die prozentuale Förderintensität (bei Stufe 2) sowie die spezifischen Nebenbestimmungen festgelegt werden.

5.5.3 Auszahlung und Verwendungsnachweis

Die Auszahlung der Fördermittel erfolgt in der Regel erst nach vollständiger Umsetzung der Maßnahme und Prüfung des Verwendungsnachweises. Im Falle des FSP 7 ist zudem die Aufnahme des flexiblen Betriebs nachzuweisen, beispielsweise durch die Vorlage eines Vertrags mit einem Aggregator, den Nachweis der Einbindung in ein variables Strompreismodell oder den Nachweis einer erfolgreichen Präqualifikation für den Regelleistungsmarkt.

Für Projekte beider Stufen wird ein Monitoring-Zeitraum von mindestens drei Jahren nach Inbetriebnahme vorgeschrieben. In diesem Zeitraum muss das Unternehmen jährlich nachweisen, dass die geförderten Anlagen tatsächlich zur Lastverschiebung genutzt werden. Bei groben Verstößen gegen die Zweckbindungsfrist kann die Förderung anteilig zurückgefordert werden.

5.5.4 Besondere Anforderungen an die Flex-Readiness

Wesentlich ist, dass sich die Flex-Readiness auf eine konkret benannte Anlage beziehen muss und keine Bereitschaft auf unbestimmte Zeit gefördert werden soll. Dies dient der Vermeidung von Mitnahmeeffekten bei Anlagen, die zwar theoretisch flexibel wären, deren Potenzial aber in der Praxis niemals aktiviert wird. Um diese Anforderung umzusetzen, werden folgende Kriterien für die Förderung der Stufe 1 definiert:

1. Das Unternehmen muss bei Antragstellung einen verbindlichen Zeitplan für die Aufnahme des flexiblen Betriebs vorlegen.
2. Es muss technisch nachgewiesen werden, dass die gewählte Hardware und Software mit den gängigen Schnittstellen für das Flexibilitätsmanagement (z. B. VHPready o. ä.) kompatibel ist.
3. Die Förderung ist an die Verpflichtung gekoppelt, die Flexibilität der Anlage für einen Zeitraum von mindestens fünf Jahren am Markt oder zur Netzentlastung anzubieten.

Dies stellt sicher, dass die Fördermittel effizient eingesetzt werden und einen unmittelbaren Beitrag zur Transformation des Hamburger Energiesystems leisten.

5.5.5 Hemmnisse und flankierende Maßnahmen zur Erschließung der Potenziale

Trotz der finanziellen Unterstützung durch den FSP 7 stehen Unternehmen vor vielfältigen Barrieren bei der Umsetzung von Flexibilisierungsprojekten, die über rein ökonomische Aspekte hinausgehen (vgl. ausführlich Kapitel 2.5). Die BUKEA könnte daher begleitende Maßnahmen ergreifen, um die Akzeptanz und Wirksamkeit des Programms zu erhöhen.

Technische und organisatorische Herausforderungen: Die Integration von Flexibilität in hochoptimierte industrielle Produktionsprozesse ist technisch komplex und erfordert tiefgreifendes Know-how in der Prozesssteuerung. Viele Unternehmen, insbesondere KMU, scheuen das Risiko von Beeinträchtigungen der Produktqualität oder der Lieferfähigkeit durch Lastverschiebungen. Informationskampagnen und Best-Practice-Beispiele aus der Hamburger Wirtschaft können hier helfen, Vorbehalte abzubauen und praxiserprobte Lösungen aufzuzeigen. Die BUKEA kann die Vernetzung zwischen Unternehmen, Aggregatoren und Energieberatern im Rahmen der UmweltPartnerschaft Hamburg intensivieren.

Fachkräftemangel und Beratungsbedarf: Die Planung und Implementierung von Flexibilitätslösungen erfordert spezialisierte Fachkräfte im Bereich der Energietechnik und IT, die gegenwärtig am Arbeitsmarkt knapp sind. Die Förderung von Machbarkeitsstudien über den FSP 1 ist daher ein wichtiger Hebel, um KMU den Zugang zu externer Expertise zu ermöglichen.

Unsicherheit über regulatorische Entwicklungen: Die aktuelle Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Netzentgeltstruktur und der CO₂-Preisentwicklung erschwert die langfristige Investitionsplanung. Die Ausrichtung des FSP 7 an der CO₂-Vermeidung und die Verwendung einer Festbetragsfinanzierung bieten den Unternehmen eine verlässliche finanzielle Planungsgrundlage, die einen Teil der regulatorischen Risiken abfedert. Zudem ist die Förderung der Flex-Readiness bewusst so konzipiert, dass sie auch dann Sinn ergibt, wenn sich die regulatorischen Anreize verzögern: Die geförderten Maßnahmen (MSR-Technik, Smart-Meter-Infrastruktur, Softwareplattformen) sind Basisinvestitionen, die für einen effizienten Anlagenbetrieb auch unabhängig von der Flexibilitätsvermarktung Nutzen stiften.

Rolle der Aggregatoren: Für KMU, deren individuelle Flexibilitätspotenziale oft zu gering sind für eine direkte Marktteilnahme, sind Aggregatoren entscheidend. Die europäische Stromrichtlinie stärkt die Rolle unabhängiger Aggregatoren, die die Potenziale vieler kleinerer Verbraucher bündeln und an den Flexibilitätsmärkten vermarkten. Die BUKEA könnte ggf. prüfen, ob im Rahmen des FSP 7 auch die Kosten für die erstmalige Anbindung an einen Aggregator (Vertragsanbahnung, technische Integration) als förderfähig anerkannt werden können.

5.6 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Die Erweiterung des Programms Unternehmen für Ressourcenschutz um den FSP 7 Flexibilisierung stellt eine vorausschauende Weiterentwicklung der Hamburger Klimaschutzpolitik dar. Durch die Adressierung der zeitlichen Komponente der Energienutzung bereitet die Stadt ihre Wirtschaft auf die Anforderungen eines zunehmend dekarbonisierten und volatilen Stromsystems vor. Dabei muss eingeräumt werden, dass die wirtschaftliche Attraktivität der Flexibilisierung von den ausstehenden und erst in umrissen erkennbaren regulatorischen Reformen abhängt – der FSP 7 ist daher bewusst als Übergangsinstrument konzipiert, das Investitionssicherheit schafft und die Basis für die spätere Nutzung legt.

Die Empfehlungen für die Ausgestaltung in der Zusammenfassung:

1. Implementierung einer zweistufigen Förderstruktur im FSP 7, die den Pfad von der Herstellung der technischen Einsatzbereitschaft (Flex-Readiness) bis hin zur Investition in ergänzende Speicher- und Hybridanlagen abdeckt. Vorbereitende Machbarkeitsuntersuchungen werden über den bestehenden FSP 1 abgewickelt, der um Flexibilitätsaspekte erweitert wird.
2. Priorisierung der Flex-Readiness als Kernbestandteil des Förderprogramms. Dies trägt dem Befund Rechnung, dass die Rahmenbedingungen für eine umfassende Flexibilitätsnutzung noch im Aufbau sind, während die technische Vorbereitung bereits heute sinnvoll ist.
3. Verwendung einer CO₂-basierten Festbetragsfinanzierung für Stufe 3, die durch eine Betrachtung der Emissionsintensität des Strommixes den tatsächlichen ökologischen Nutzen der Lastverschiebung einbezieht. Für Stufe 2 wird eine pauschale Anteilsfinanzierung vorgeschlagen, die den administrativen Aufwand verringert.
4. Kopplung der Förderung an eine konkrete anlagenspezifische Umsetzungspflicht mit verbindlichem Zeitplan, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden und das Heben der Flexibilitätspotenziale zu ermöglichen.
5. Ergänzung zu den Bundesprogrammen durch die Fokussierung auf CO₂-Einsparungen ohne Effizienzquoten.
6. Flankierung des Programms durch Informationsangebote, die Vernetzung mit Aggregatoren und die Stärkung der Beratung, um insbesondere KMU den Zugang zu den Flexibilitätsmärkten zu erleichtern.

6 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 2.1: Exemplarischer Dispatch für 2035 (KW35, O45-Strom (Fraunhofer ISI 2025)).....	5
Abbildung 2.2: Unternehmensbefragung zu Hindernissen zur Realisierung des Flexibilisierungsprogramms, Quelle: (McKinsey 2025)	16
Abbildung 4.1: Vergleich der Wärmegestehungskosten der Wärmeszenarien in €/MWh _{th} der verschiedenen Wärmeszenarien.....	53
Abbildung 4.2: Vergleich der Betriebskosteneinsparungen in €/a und Investitionen in € der verschiedenen Szenarien.....	54
Abbildung 4.3: Vergleich der spezifischen wärmebedingten CO ₂ -Emissionen in kg CO ₂ /MWh _{th} der verschiedenen Szenarien	55
Abbildung 4.4: Vergleich der gesamten Emissionseinsparung in t CO ₂ der verschiedenen Szenarien	56
Abbildung 4.5: Vergleich der Wärmegestehungskosten in €/MWh der verschiedenen Szenarien der Sensitivitätsanalyse	58
Abbildung 4.6: auf die absoluten Emissionen wärmebedingten CO ₂ -Emissionen in kg CO ₂ /MWh der verschiedenen Szenarien der Sensitivitätsanalyse	59
Abbildung 4.7: Vergleich der gesamten Emissionseinsparung in t CO ₂ der verschiedenen Szenarien der verschiedenen Szenarien der Sensitivitätsanalyse	60
Abbildung 4.8: Engpässe in Blau im Mittelspannungsnetz 2023 bis 2028, wenn keine Netzoptimierung durchgeführt werden würde (Stromnetz Hamburg GmbH 2024).....	61
Abbildung 4.9: Engpässe in Blau im Mittelspannungsnetz 2029 bis 2033, wenn keine Netzoptimierung durchgeführt werden würde (Stromnetz Hamburg GmbH 2024).....	62

7 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht der relevanten Branchen in Hamburg in Bezug auf THG-Emissionen und Energieverbrauch (Energiebilanz Hamburg).....	22
Tabelle 2: Übersicht der relevanten KMU Branchen in Hamburg in Bezug auf Energieverbrauch und Anzahl an Unternehmen	22
Tabelle 3: Übersicht der verschiedenen Szenarien und beinhalteten Technologiekombinationen.....	48
Tabelle 4: Zentrale Annahmen für die ökonomische Analyse im Basisjahr 2024	50
Tabelle 5: Technische und wirtschaftliche Parameter der im Szenario verwendeten Technologien	51

8 LITERATURVERZEICHNIS

Abwärmenutzung in Bäckerei (2020). In: *KKA – Kälte Klima Aktuell*, 29.09.2020. Online verfügbar unter https://www.kka-online.info/artikel/kka_Abwaermenutzung_in_Baeckerei-3574198.html, zuletzt geprüft am 02.10.2025.

Agora Energiewende (2026): Agorameter. Strompreis und CO₂-Emissionen. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter/live/chart/power_price_emission/05.03.2026/08.03.2026/hourly, zuletzt aktualisiert am 08.03.2026, zuletzt geprüft am 08.03.2026.

Agora Industrie, Future Camp (2022): Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie. Online verfügbar unter https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2021/2021-05_IND_DE-P4Heat/A-EW_269_Power-2-Heat_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 22.10.2025.

Aquila Capital (2024): BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS (BESS). ENHANCING SYSTEM STABILITY AND EFFICIENCY. Aquila Capital.

BAFA (o.J.): Kälte- und Klimaanlageanlagen. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Klima_Kaeltetechnik/klima_kaeltetechnik_node.html, zuletzt aktualisiert am 14.01.2026, zuletzt geprüft am 14.01.2026.

BAFA (2024): Kälte- und Klimaanlageanlagen - Förderung von energieeffizienten Kälte- und Klimaanlageanlagen wird fortgesetzt. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Klima_Kaeltetechnik/20240301_rl_novellierung.html, zuletzt aktualisiert am 14.01.2026, zuletzt geprüft am 14.01.2026.

BAFA (2025): Energie - Merkblatt Grüne Konditionalität 2025. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_merkblatt_gruene_konditionalitaet_2024.html, zuletzt aktualisiert am 11.11.2025, zuletzt geprüft am 11.11.2025.

Barnert et al. (o.J.): Elektroöfen. Online verfügbar unter <https://www.spektrum.de/lexikon/physik/elektroofen/4182>, zuletzt aktualisiert am 04.12.2014, zuletzt geprüft am 22.10.2025.

BDEW (2026): Standardlastprofile Strom. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>, zuletzt aktualisiert am 05.03.2026, zuletzt geprüft am 05.03.2026.

Bidirectional charging: V2G for all (2025). Online verfügbar unter <https://dialog.vde.com/en/vde-dialog-editions/2025-03-vde-weltweit/2025-03-bidirektional-laden>, zuletzt aktualisiert am 01.10.2025, zuletzt geprüft am 01.10.2025.

Bidirektionale Wallboxen – Modelle, Preise & Empfehlungen (2022), 03.05.2022. Online verfügbar unter <https://www.e-mobileo.de/bidirektionale-wallbox-ladestation/>, zuletzt geprüft am 01.10.2025.

BMJV (o.D.): EnFG - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/enfg/>, zuletzt aktualisiert am 11.11.2025, zuletzt geprüft am 11.11.2025.

BMW (2025): Redispach 3.0. BMWI. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Digitale-Welt/GAIA-X-Use-Cases/redispach-30.html>, zuletzt aktualisiert am 11.11.2025, zuletzt geprüft am 11.11.2025.

BMW Förderbank (2025): Förderbank. BMWK. Online verfügbar unter <https://www.foerderdatenbank.de/FDB/DE/Home/home.html>, zuletzt aktualisiert am 11.11.2025, zuletzt geprüft am 11.11.2025.

- Bösch (o.J.): Luftgeführte Kältemaschinen – Effiziente Kühlung von bösch. Online verfügbar unter <https://www.walterboesch.de/loesungen/kaltetechnik/luftgefuehrte-kaltemaschinen>, zuletzt aktualisiert am 14.01.2026, zuletzt geprüft am 14.01.2026.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2025): BEGEM Stammdaten Wärmepumpen. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/beg_waermepumpen_pruef_effizienznachweis.pdf?__blob=publicationFile&v=34, zuletzt geprüft am 22.10.2025.
- Bundesnetzagentur (2025): Diskussionspapier Entgelte für Industrie und Gewerbe.
- Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (2026): Monitoringbericht 2025. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt. Online verfügbar unter <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>.
- Dallinger, David; Krampe, Daniel; Wietschel, Martin (2011): Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior. In: *IEEE Trans. Smart Grid 2* (2), S. 302–313. DOI: 10.1109/TSG.2011.2131692.
- Danish Energy Agency (DEA) (2016a): Generation of Electricity and District heating, S. 289–296, zuletzt geprüft am 22.10.2025.
- Danish Energy Agency (DEA) (2016b): Generation of Electricity and District heating, S. 263–288, zuletzt geprüft am 22.10.2025.
- Danish Energy Agency (DEA) (2020a): Industrial process heat. Technology descriptions and projections for long-term energy system planning, S. 102–105, zuletzt geprüft am 22.10.2025.
- Danish Energy Agency (DEA) (2020b): Industrial process heat. Technology descriptions and projections for long-term energy system planning., S. 33–38, zuletzt geprüft am 22.10.2025.
- Danish Energy Agency (DEA) (2026): Technology Catalogues. Online verfügbar unter <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-catalogues>, zuletzt aktualisiert am 08.03.2026, zuletzt geprüft am 08.03.2026.
- ecogreen (2025): Förderung Wärmepumpe. Online verfügbar unter <https://www.ecogreen-gruppe.de/foerdermittel/foerderung-waermepumpe/>, zuletzt aktualisiert am 18.08.2025, zuletzt geprüft am 22.10.2025.
- Elmetherm (2025): Elektro- vs. Gasofen für die Industrie: Vergleichsratgeber. Online verfügbar unter <https://www.elmetherm.com/de/industriefofen-elektro-gas-vergleich/>, zuletzt aktualisiert am 14.06.2025, zuletzt geprüft am 22.10.2025.
- e-mobileo (2025): BiDi-ready Wallbox kaufen | (V2G-ready | V2H-ready). Online verfügbar unter <https://www.e-mobileo.de/bidi-ready-wallboxen/>, zuletzt aktualisiert am 15.10.2025, zuletzt geprüft am 15.10.2025.
- Energie & Solar Erfahrungen (2025): Alle Balkonkraftwerk Förderungen in Hamburg – 2025. Online verfügbar unter <https://www.energie-solar-erfahrungen.de/balkonkraftwerk/foerderung-hamburg>, zuletzt aktualisiert am 15.10.2025, zuletzt geprüft am 15.10.2025.
- Engie (o.J.): Exzellente Industriekühlung mit den Kältemaschinen von ENGIE Refrigeration | ENGIE Refrigeration. Online verfügbar unter https://www.engie-refrigeration.de/de/kaelte/kaeltemaschinen?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=Engie_K%C3%A4ltemaschinen&utm_term=k%C3%A4ltemaschine&gad_source=1&gad_campaignid=2026998631&gbraid=0AAAAACv79Vbqo6nv1LxAiOpBMIPcRRQz&gclid=CjwKCAiAmp3LBhAkEi-wAJM2JUCrOC862J0yTA4xjKXe87H_Jb7OCiQsOKcey3HulvBvWwFa3WsbnoCtWAQAvD_BwE, zuletzt aktualisiert am 14.01.2026, zuletzt geprüft am 14.01.2026.

Engin, Cemrehan (2023): Eigenstromerzeugung: Photovoltaik für Unternehmen. Online verfügbar unter <https://partner.mvv.de/blog/eigenstromerzeugung-photovoltaik-f%C3%BCr-unternehmen-pvtk>, zuletzt aktualisiert am 20.10.2025, zuletzt geprüft am 22.10.2025.

EnTEC (2022): Digitalisation of Energy Flexibility.

ENTSO-E (Hg.) (2025): Transparency platform. Electricity generation, transportation and consumption for the European market.

EPICO (2025): EPICO-FlexibilitaetsagendaFINAL.pdf, S.16.

European Commission (2019): Clean energy for all Europeans package completed: good for consumers, good for growth and jobs, and good for the planet. Online verfügbar unter https://commission.europa.eu/news-and-media/news/clean-energy-all-europeans-package-completed-good-consumers-good-growth-and-jobs-and-good-planet-2019-05-22_en, zuletzt aktualisiert am 22.05.2019, zuletzt geprüft am 11.11.2025.

European Commission; Directorate-General for Energy; Fraunhofer Institute for Systems; Innovation Research ISI; Guidehouse; McKinsey et al. (2025): Energy Transition Expertise Centre (EnTEC) – Final report: Publications Office of the European Union.

FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (2024): Studie-Energieflexibilitaetsoptionen-in-der-IndustrieFINAL.pdf, S. 34.

FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft; Vbw (2024): Energieflexibilitaetsoptionen in der Industrie. Online verfügbar unter https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2024/Downloads/Studie-Energieflexibilit%C3%A4tsoptionen-in-der-Industrie_FINAL.pdf, zuletzt geprüft am 22.10.2025.

Forest Solutions Group; McKinsey (o.J.): Switch to industrial electric boilers. Hg. v. The Climate Drive, zuletzt geprüft am 22.10.2025.

Fraunhofer ISI (2024): Direkte Elektrifizierung von industrieller Prozesswärme. Eine Bewertung von Technologien, Potenzialen und Zukunftsaussichten für die EU. Online verfügbar unter https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projects/2023/2023-20_IND_Electrification_Industrial_Heat/A-IN_340_Electrification_Industrial_Heat_DE_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 22.10.2025.

Fraunhofer ISE (2025): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer ISE.

Fraunhofer ISI (Hg.) (2025): Langfristszenarien - Szenario Explorer. O45-Szenarien. Online verfügbar unter <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/>.

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (2026): FlexKaelte: Kälteversorgungssysteme flexibilisieren - Fraunhofer UMSICHT. Online verfügbar unter <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/projekte/kaelteversorgung-flexibilisieren.html>, zuletzt aktualisiert am 14.01.2026, zuletzt geprüft am 14.01.2026.

Grünes Haus (2021): Betriebskosten PV-Anlage: Höhe und Optimierungstipps (2025). Online verfügbar unter <https://gruenes.haus/betriebskosten-pv-anlage/>, zuletzt aktualisiert am 10.01.2025, zuletzt geprüft am 22.10.2025.

Hahn, Michael (2025): Aktionsplan Gebotszone: Berlin bleibt bei einer Preiszone. www.energate.de. Online verfügbar unter <https://www.energate-messenger.de/news/257634/aktionsplan-gebotszone-berlin-bleibt-bei-einer-preiszone>, zuletzt aktualisiert am 11.11.2025, zuletzt geprüft am 11.11.2025.

Hamburger Energienetze (2025): Netzentgelte Betrieb Stromnetz | Hamburger Energienetze. Online verfügbar unter <https://www.hamburger-energienetze.de/partner/marktpartner/energielieferanten/vertragliche-regelungen->

betrieb-stromnetz/netzentgelte-betrieb-stromnetz, zuletzt aktualisiert am 11.11.2025, zuletzt geprüft am 11.11.2025.

Hamburger Energienetze (2026): Entgelte Netznutzung Gasnetz | Hamburger Energienetze. Online verfügbar unter <https://www.hamburger-energienetze.de/partner/marktpartner/energielieferanten/vertragliche-regelungen-gasnetz/entgelte-gasnetz>, zuletzt aktualisiert am 09.03.2026, zuletzt geprüft am 09.03.2026.

Hamburgische Investitions- und Förderbank (IFB Hamburg) (2026): UfR – Unternehmen für Ressourcenschutz. Online verfügbar unter <https://www.ifbhh.de/foerderprogramm/ufr-unternehmen-fuer-ressourcenschutz>, zuletzt aktualisiert am 08.03.2026, zuletzt geprüft am 08.03.2026.

Hawran, Jeremias; Taillanter, Erwan; Würker, Lisa; Zahler, Jakob; Vollmuth, Patrick (2025): Technical Framework Conditions for Demand-Side Flexibility.

IFB Hamburg (2025): Hamburger Gründachförderung. Online verfügbar unter <https://www.ifbhh.de/programme/gruender-and-unternehmen/energie-und-ressourcen-einsparen-gu/nichtwohngedaeude-modernisieren-gu/hamburger-gruendachfoerderung>, zuletzt aktualisiert am 22.10.2025, zuletzt geprüft am 22.10.2025.

ifo Institut (2024): Der deutsche Strommarkt braucht lokale Preise | ifo Institut. Online verfügbar unter <https://www.ifo.de/medienbeitrag/2024-07-10/der-deutsche-strommarkt-braucht-lokale-preise>, zuletzt aktualisiert am 11.11.2025, zuletzt geprüft am 11.11.2025.

IHK Schleswig-Holstein (2025): Lastmanagement für KMU. Online verfügbar unter <https://www.ihk.de/schleswig-holstein/innovation/energie/energieeffizienz/lastmanagement-kmu-betrieblich>, zuletzt aktualisiert am 15.10.2025, zuletzt geprüft am 15.10.2025.

International Renewable Energy Agency (IRENA): IRENA-IEA-ETSAP Technology Brief 4: Thermal Storage.

ITRE EU Commission (2025): Increasing Flexibility in the EU Energy System - Technologies and policies to enable the integration of renewable electricity sources.

Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI) (2024): Flexibilisierung elektrifizierter Industrieprozesse. Online verfügbar unter <https://www.klimaschutz-industrie.de/newsroom/publikationen/studie-flexibilisierung-elektrifizierter-industrieprozesse/>.

Kuehnbach, Matthias; Klinger, Anna-Lena; Marwitz, Simon (2018): Hotmaps. Online verfügbar unter https://gitlab.com/hotmaps/load_profile/load_profile_industry_food_and_tobacco_generic, zuletzt aktualisiert am 05.03.2026, zuletzt geprüft am 05.03.2026.

KWW (2026): Leitfaden und Technikkatalog nach WPG. Online verfügbar unter <https://www.kww-halle.de/praxis-kommunale-waermewende/bundesgesetz-zur-waermeplanung>, zuletzt aktualisiert am 09.03.2026, zuletzt geprüft am 09.03.2026.

Ladestationen für Elektrofahrzeuge | KfW (2025). Online verfügbar unter https://www.mckinsey.de/~media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2025/2025-06-16%20flexibilisierung%20stromnachfrage/mckinsey_juni%202025_flexibilisierung%20ind%20stromnachfrage.pdf, zuletzt aktualisiert am 15.10.2025, zuletzt geprüft am 15.10.2025.

Logistik-Initiative Hamburg (o.J.): Neuer Leitfaden für Photovoltaikanlagen auf Gewerbeflächen im Bestand vorgestellt | Logistik-Initiative Hamburg. Online verfügbar unter <https://www.hamburg-logistik.net/aktuelles/pressemitteilungen/detail/neuer-leitfaden-fuer-photovoltaikanlagen-auf-gewerbeflaechen-im-bestand-vorgestellt/>, zuletzt aktualisiert am 22.10.2025, zuletzt geprüft am 22.10.2025.

McKinsey (2025): mckinseyjuni 2025flexibilisierung ind stromnachfragepdf.

Meyer, Patrick (2025): CO₂-Einsparung PV-Anlage: Ist Solarstrom wirklich sauber? Online verfügbar unter <https://lupa-sonnenenergie.de/photovoltaik/co2-einsparung-pv-anlage>, zuletzt aktualisiert am 20.10.2025, zuletzt geprüft am 22.10.2025.


Mittelstand-Digital (2025): Die digitale Energiewelt von morgen – was müssen KMU jetzt beachten? Online verfügbar unter <https://digitalzentrum-augsburg.de/digitale-energiewelt-von-morgen/>, zuletzt aktualisiert am 15.10.2025, zuletzt geprüft am 15.10.2025.

Modul 3: MSR, Sensorik und Energiemanagement-Software (2025). Online verfügbar unter https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz_und_Prozesswaerme/Modul3_Energiemanagementsysteme/modul3_energiemanagementsysteme_node.html, zuletzt aktualisiert am 15.10.2025, zuletzt geprüft am 15.10.2025.

Netztransparenz (o.D.): Entlastungsregionen. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Nutzen-statt-Abregeln/Entlastungsregionen>, zuletzt aktualisiert am 11.11.2025, zuletzt geprüft am 11.11.2025.

Neuhoff, Karsten; Klauke, Franziska; Olmos, Luis; Ryan, Lisa; Vitiello, Silvia; Papavasiliou, Anthony; Staschus, Konstantin (2025): EU power market reform toward locational pricing: Rewarding flexible consumers for resolving transmission constraints. In: *Energy Policy* 207, S. 114808. DOI: 10.1016/j.enpol.2025.114808.

next-kraftwerke (2025): Lastmanagement. Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/lastmanagement>, zuletzt aktualisiert am 15.10.2025, zuletzt geprüft am 15.10.2025.

Nowotzin, Frank (2024): Jährliche Betriebskosten PV-Anlage: Wir rechnen für Sie durch!  . Online verfügbar unter <https://www.aceflex.de/magazin/jaehrliche-betriebskosten-pv-anlage-wir-rechnen-fuer-sie-durch/>, zuletzt aktualisiert am 13.12.2024, zuletzt geprüft am 22.10.2025.

NUVVE Holding Corp (2025): CHARGING STATIONS - NUVVE Holding Corp. Online verfügbar unter <https://nuvve.com/chargers/>, zuletzt aktualisiert am 02.04.2025, zuletzt geprüft am 15.10.2025.

Operational Pilots, Interreg VB North Sea Region Programme (2025). Online verfügbar unter <https://northsearegion.eu/seev4-city/operational-pilots/index.html>, zuletzt aktualisiert am 22.01.2025, zuletzt geprüft am 15.10.2025.

Pieper, Henrik; Ommen, Torben; Buhler, Fabian; Paaske, Bjarke Lava; Elmegaard, Brian; Markussen, Wiebke Brix (2018): Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating. In: *Energy Procedia* 147, S. 358–367. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.07.104.

Rädlinger energy (2025): Lohnt sich Photovoltaik für Unternehmen? – Rädlinger energy. Online verfügbar unter <https://www.raedlinger-energy.de/photovoltaik/gewerblich/lohnt-sich-photovoltaik-fuer-unternehmen>, zuletzt aktualisiert am 22.10.2025, zuletzt geprüft am 22.10.2025.

Reinke Photovoltaik (2025): Photovoltaik in der Industrie – Hier erfahren Sie, warum Industrieunternehmen jetzt auf Sonnenstrom setzen sollten und welche Vorteile die Technik bringt! Online verfügbar unter <https://www.reinke-photovoltaik.de/blog/photovoltaik-in-der-industrie-energie-der-zukunft-fur-unternehmen>, zuletzt aktualisiert am 21.10.2025, zuletzt geprüft am 22.10.2025.

Simou, Katerina; Bolinteanu, Corina (2022): Data centre flexibility in Germany and China. Status quo and best practices. Dena.

Solaris (2025): Urbino 18 electric. Online verfügbar unter <https://www.solarisbus.com/en/urbino-18-electric>, zuletzt aktualisiert am 15.10.2025, zuletzt geprüft am 15.10.2025.

SSV Software Systems GmbH (2025): VHPready: Der Standard für virtuelle Kraftwerke |. Online verfügbar unter <https://www.ssv-embedded.de/loesungen/vhpready/>, zuletzt aktualisiert am 15.10.2025, zuletzt geprüft am 15.10.2025.

Stromnetz Hamburg GmbH (2024): Netzausbauplan gem. § 14d EnWG. 01.07.2024. Stromnetz Hamburg GmbH. Hamburg.

SynErgie (o.D.): Positionspapier zu regulatorischen Änderungen.

SynErgie (2022): SynErgieBand2pdf, S. 34.

SynErgie (2024): Regulatorische Hemmnisse und Reallabore – SynErgie. Online verfügbar unter <https://synergie-projekt.de/news/regulatorische-hemmnisse-und-reallabore>, zuletzt aktualisiert am 11.11.2025, zuletzt geprüft am 11.11.2025.

Transport & Environment (2024): The potential of a full electric vehicle–power system integration in Europe. Assessing the benefits of smart and bidirectional charging. Unter Mitarbeit von Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems und Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research. Transport & Environment (T&E). Brussels, zuletzt geprüft am 17.04.2026.

Umweltbundesamt (2025a): F-Gase. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/tags/f-gase>, zuletzt aktualisiert am 14.01.2026, zuletzt geprüft am 14.01.2026.

Umweltbundesamt (2025b): Energiemanagementsysteme. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/wirtschaft-umwelt/umwelt-energiemanagement/energiemanagementsysteme>, zuletzt aktualisiert am 15.10.2025, zuletzt geprüft am 15.10.2025.

VCI (2024): VCI-Stellungnahme: Flexibilitätspotenziale und -hemmnisse der chemisch-pharmazeutischen Industrie, S. 10.

VDMA (2018): VDMA 24247-5:2018 „Industriekälte“. Online verfügbar unter <https://www.vdma.eu/de/viewer/-/v2article/render/1105689>, zuletzt aktualisiert am 14.01.2026, zuletzt geprüft am 14.01.2026.

Viessmann (2024): Förderung der Wärmepumpe für 2025 jetzt noch sichern! Online verfügbar unter <https://www.viessmann.de/de/wissen/gesetze-und-verordnungen/foerderung/waermepumpe.html>, zuletzt aktualisiert am 07.10.2025, zuletzt geprüft am 22.10.2025.

WBCSD (2023): Forest Sector Net-Zero Roadmap - Catalogue Of Key Decarbonisation Actions, zuletzt geprüft am 22.10.2025.

Wohlschläger, Daniela; Kigle, Stephan; Schindler, Vanessa; Neitz-Regett, Anika; Fröhling, Magnus (2024): Environmental effects of vehicle-to-grid charging in future energy systems – A prospective life cycle assessment. In: *Applied Energy* 370, S. 123618. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.123618.

Zühlsdorf, Benjamin (2024): Annex 58 High-Temperature Heat Pumps Final Report. Hg. v. Heat Pump Center.



KONTAKT

Max-Julian Gerlach

HIC Consulting GmbH
Paul-Neumann-Platz 5
22765 Hamburg

Tel.: +49 (0)40-39106989-68
m.gerlach@hic-consulting.com
www.hic-consulting.com