

Ergebnisse auf einen Blick

- 1. Energieeinsatz und Produktionsprozesse in der Grundstoffindustrie sind bisher kaum flexibilisiert. Bestehende Produktionsanlagen sind hoch ausgelastet und auf kontinuierlichen Betrieb optimiert.** Einzelfälle zeigen, wie Flexibilisierung umsetzbar ist.
- 2. Eine stärkere Flexibilisierung heutiger Produktionsprozesse sowie zukünftig elektrifizierter Prozesswärmeanlagen ist technisch möglich, jedoch nicht ohne zusätzliche Kosten umsetzbar.** Zusatzkosten ergeben sich durch veränderte Wartungs- und Betriebskosten, geringere Wirkungsgrade, Investitionen in zusätzliche Produktions- und Lagerkapazitäten sowie zusätzliche Anlagen zur Energieerzeugung oder Speicherung und für Energietransport und Anbindung. Flexibler Energiebezug ist nur wettbewerbsfähig umsetzbar, wenn er erlaubt, diese Zusatzkosten durch Einsparungen zu kompensieren.
- 3. Lastflexibilisierung in der Industrie kann einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem leisten. Gleichzeitig sollten die Möglichkeiten realistisch eingeschätzt werden und Industrieflexibilitäten im Kontext mit anderen Optionen bewertet werden.** Dazu zählen steuerbare Erzeuger, Speichertechnologien, überregionaler Ausgleich über die Übertragungsnetze und diverse flexible Verbraucher.
- 4. Hybride Energieversorgung ist eine Schlüsseltechnik, welche die Flexibilität steigert und gleichzeitig die Transformation ermöglicht. Technologien sind in vielen Branchen für den breiten Einsatz verfügbar.** Im ersten Schritt sollten elektrische Dampferzeuger existierende erdgasbefeuerte Anlagen ergänzen. In der Stahlherstellung können die im Aufbau befindlichen Direktreduktionsanlagen Wasserstoff und Erdgas flexibel nutzen. Langfristig leisten hybride Systeme aus Wasserstoff und Strom einen effizienten Beitrag zum Energiesystem. Bei vielen Hochtemperaturprozessen der Metall- und Mineralindustrien sind zunächst Technologieentwicklung und Demonstration nötig.
- 5. Der aktuelle regulatorische Rahmen hemmt die Flexibilisierung. Die Stromnetzentgelte sollten an den Anforderungen eines durch Windenergie und PV bestimmten Energiesystems ausgerichtet werden.** Die bisherigen Regelungen zu den Netzentgelten setzen Anreize für möglichst hohe Volllaststunden und einen kontinuierlichen Strombezug. Die Belastungssituation im Netz spiegelt sich nicht in den Entgelten wider. Zukünftig sollten Netzentgelte einen flexiblen netz- und systemdienlichen Strombezug anreizen. Kapazitätsentgelte in Kombination mit dynamischen zeitvariablen Netzentgelten können einen geeigneten Anreiz bieten.
- 6. Eine Erschließung des Flexibilitätspotentials in der Industrie verlangt eine klare Strategie der Politik und Investitionen der Wirtschaft. Eine Strategie zur Steigerung der Energieflexibilität sollte Synergien mit anderen Politikfeldern erschließen.** Dazu zählen die Transformation zur klimaneutralen Produktion, die Resilienz der Energieversorgung oder die Absicherung gegen Preisschwankungen.

1 Executive Summary

1.1 Zielsetzung und Vorgehen

Das zukünftige Stromsystem wird durch fluktuierende, erneuerbare Stromerzeugung sowie durch einen hohen Grad von Sektorkopplung geprägt sein. Die wetterbedingt schwankende Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien stellt den stündlichen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage zunehmend vor Herausforderungen und erhöht den Bedarf an Flexibilitäten massiv. Gleichzeitig befindet sich auch der Industriesektor in einer Transformation hin zur klimafreundlichen Produktion, welche mit einer grundlegenden Umstellung des Energiebezugs sowie einem umfassenden Umbau des Anlagenparks verbunden ist. Sekundärenergieträger wie grüner Strom und Wasserstoff werden dabei eine zentrale Rolle spielen. Die Industrie hat aufgrund des hohen Energiebedarfs ein großes Potential über Lastflexibilisierung zur Integration erneuerbarer Energien beizutragen. Aktuell gibt es nur vereinzelt Unternehmen, die bereits einen flexiblen Strombezug nutzen, um so Kosten zu senken.

Vor diesem Hintergrund ist das **Ziel der Studie, die technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Möglichkeiten und Hemmnisse einer stärkeren Flexibilisierung der Energieverwendung im Industriesektor qualitativ und quantitativ zu untersuchen.**

Methodisch kombiniert die Studie eine umfassende Energiesystemanalyse mit Fallstudien zu einzelnen typisierten Unternehmen bzw. Anwendungsfällen. Die **Systemanalyse** bietet den Blick auf das gesamte Energiesystem und erlaubt, den möglichen Beitrag von Energieflexibilität des Industriesektors einzuordnen. Dabei wird sowohl das klimaneutrale Zielsystem betrachtet als auch der Transformationspfad dorthin. **Fallstudien** zu typisierten Prozessketten und Anlagenparks ergänzen die Systemsicht um eine Unternehmensperspektive, die auf der einen Seite technische Herausforderungen mit höherer Detaillierung beleuchtet, und auf der anderen Seite eine ökonomische Bewertung aus Sicht der Unternehmen erlaubt. Über die Einbindung von Industrieunternehmen im Rahmen der ausgewählten und möglichst repräsentativen Fallstudien aus unterschiedlichen Branchen wird eine hohe Praxisnähe der Lösungsansätze sichergestellt. Auf dieser Grundlage werden wichtige **Elemente des regulatorischen Rahmens** eingeordnet und **Empfehlungen** zur Weiterentwicklung abgeleitet.

Während frühere Studien sich vor allem auf die Quantifizierung und Bewertung des Potentials durch eine Flexibilisierung bestehender Produktionsprozesse konzentriert haben, nimmt diese Studie einen vorausschauenden Blick ein, der sich stärker auf das zukünftige klimaneutrale Industrie- und Energiesystem richtet. Dabei haben die erwartete Elektrifizierung sowie der Umstieg auf Wasserstoff eine besondere Bedeutung und stehen im Fokus der Analysen.

1.2 Die Rolle von Industrieflexibilität im Energiesystem

Für die systemische Bewertung von Flexibilitätsoptionen im Industriesektor wird ein **Energiesystemmodell** eingesetzt, welches sämtliche Komponenten des europäischen Energiesystems mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung abbildet. Das Modell erlaubt, die Wirkung von Industrieflexibilität auf das Energiesystem zu untersuchen sowie

die mögliche Rolle von Industrieflexibilität im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen wie steuerbaren Erzeugern, Speichertechnologien, überregionalem Ausgleich über die Übertragungsnetze und diversen flexiblen Verbrauchern zu bewerten.

Die Bewertung von Industrieflexibilität erfolgt innerhalb eines **auf erneuerbare Stromerzeugung ausgerichteten Energiesystems**, das anhand der folgenden Kenndaten beschrieben werden kann. Die installierte Leistung aus Wind und Photovoltaik (PV) folgt den Ausbauzielen der Bundesregierung (Bundesministerium der Justiz 2024) und beträgt im Jahr 2035 in der Modellierung etwa 517 GW im Vergleich zu etwa 150 GW im Jahr 2023. Durch eine starke Elektrifizierung der Nachfragesektoren verdoppelt sich die Stromnachfrage im Vergleich zu heute auf knapp 1.200 TWh im Jahr 2045. Auch der Ausbau von Elektrolysekapazitäten trägt dazu bei und beläuft sich auf 68 GW_{el} bis zum Jahr 2045. In Kombination mit einem großskaligen Ausbau von saisonalen Wasserstoffspeichern können die Elektrolyseure flexibel eingesetzt werden und tragen maßgeblich zur Integration der Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen bei. Eine Rückverstromung in Wasserstoffkraftwerken erhöht die Flexibilität im Energiesystem. Die installierten Kapazitäten der Wasserstoffkraftwerke sind mit über 69 GW substantiell, werden allerdings nur in wenigen Stunden im Winter genutzt, um Spitzenlasten zu versorgen. Der Ausbau der Stromnetze innerhalb Deutschlands sowie die Anbindung an das europäische System ist eine relevante weitere Flexibilitätsoption.

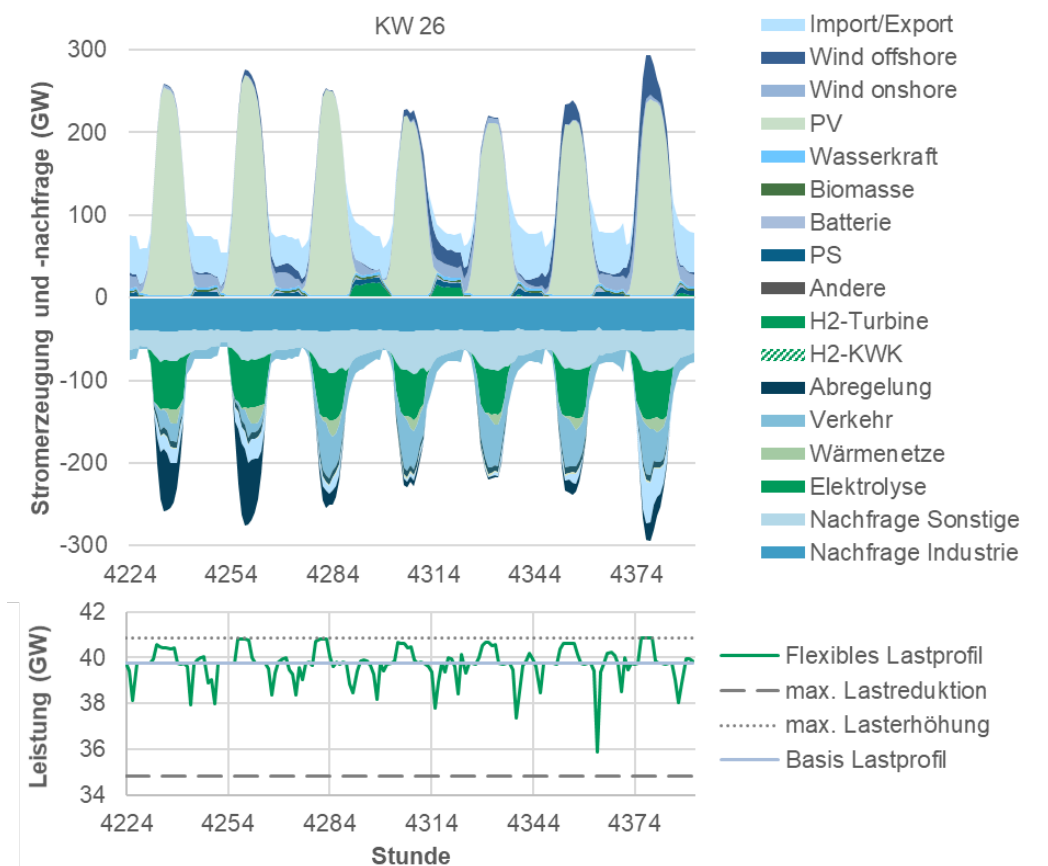


Abbildung 1: Stündlicher Dispatch flexibler und inflexibler Strombereitstellungs- und -nachfragetechnologien (oben) sowie der Verlauf der Lastverschiebung von flexiblen Industrieprozessen (unten) in der Systemkostenminimierung für eine Sommerwoche (KW 26) in Deutschland im Jahr 2045

Für eine exemplarische Sommerwoche im Jahr 2045 zeigt Abbildung 1 sowohl Stromerzeugung wie auch Stromnachfrage in stündlicher Auflösung. Es wird deutlich, wie stark das Tagesprofil durch die Stromerzeugung aus PV bestimmt ist und wie in einem kostenoptimalen System große flexible Verbraucher wie die Wasserelektrolyse oder das Laden von Elektro-Pkw der solaren Einspeisung folgen.

Die Ergebnisse zeigen, dass ein koordinierter Ausbau der erneuerbaren Energien und eine gleichzeitige Dekarbonisierung der Anwendungsbereiche mit einem Aufbau von **großskaligen Wasserstoffspeichern** einen effizienten Transformationspfad darstellen. In diesem kostenoptimalen idealtypischen Ausbaupfad steht den Unternehmen langfristig genügend Wasserstoff aus dem zentralen System zur Verfügung, sodass die dezentrale Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff am Industriestandort keine Rolle spielt. Als Strategie zur Risikominimierung kann der Aufbau von dezentralen Speichern für Wasserstoff dennoch sinnvoll sein.

Die Systemmodellierung bewertet und analysiert auf dieser Grundlage drei zentrale Flexibilitätsoptionen des Industriesektors und ihren Beitrag zum Gesamtsystem:

1. Flexibilisierung von bestehenden Produktionsprozessen: Auf Grundlage der Literatur wird ein aggregiertes Potential für Lastreduktion von 4,9 GW und für Lasterhöhung von 1,1 GW angenommen, welche genutzt werden können, um Lasten um bis zu 4 Stunden zu verschieben. Abbildung 1 zeigt, wie die Systemoptimierung das zeitliche Verschiebepotential der Industrie nutzt. Der Einsatz flexibler Lasten folgt dem erneuerbaren Stromangebot. In einer typischen Sommerwoche lässt sich beobachten, dass das Lastprofil einem ausgeprägten Tagesprofil folgt. Zur Mittagszeit, wenn die PV-Einspeisung ihren Höhepunkt erreicht, wird die flexible Lasterhöhung genutzt. In den Abend- und Morgenstunden, wenn die Windverfügbarkeit gering ist und die PV-Einspeisung versiegt, wird die Lastverringerng aktiviert. So kann die flexible Industrielast eine unterstützende Rolle bei der Integration erneuerbarer Energien spielen. Gleichzeitig ist das identifizierte Potential für Lasterhöhungen und -minderungen in der Industrie klein, verglichen mit der gesamten erneuerbaren Stromerzeugungsleistung und alternativen flexiblen Nachfragen wie Elektrolyseuren, elektrischen Personenkraftwagen (Pkw) oder dem Lastausgleich über das europäische Stromnetz.

2. Flexibilisierung der Dampfbereitstellung durch hybride Anlagen: Mit gut 200 TWh entfällt etwa ein Viertel der industriellen Energienachfrage auf die Dampferzeugung, welche aktuell vorwiegend erdgasbefeuert bereitgestellt wird. Die Ergebnisse zeigen, dass Wärmepumpen aufgrund von Effizienzvorteilen eine wichtige Rolle im klimaneutralen System spielen sollten. Gleichzeitig sollte ihr Betrieb in der Übergangszeit möglichst flexibel sein, was durch flexible hybride Systeme ermöglicht wird, indem Wärmepumpen gasbefeuerte KWK-Anlagen oder Kessel ergänzen. Langfristig spielen KWK-Anlagen eine geringere Rolle. Dennoch zeigt sich auch im Jahr 2045 eine gewisse Rolle für wasserstoffbefeuerte Dampferzeugung. Diese wird vornehmlich in Winterstunden mit geringer Windeinspeisung genutzt, wenn Wasserstoffkraftwerke den Strompreis setzen. Dieses Muster wird in Abbildung 2 illustriert, die den stündlich aufgelösten Einsatz von Technologien zur Dampferzeugung beispielhaft im Temperaturbereich 100–200 °C für das gesamte Jahr 2035 im kostenoptimalen System zeigt.

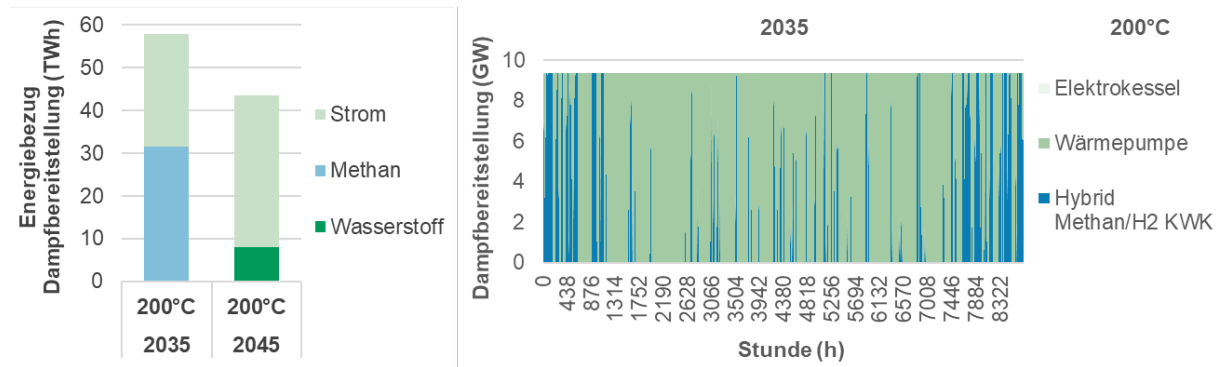


Abbildung 2: Energiebezug und stündlicher Einsatz der Dampftechnologien auf dem Temperaturniveau 100/200 °C in der Systemkostenminimierung für Deutschland

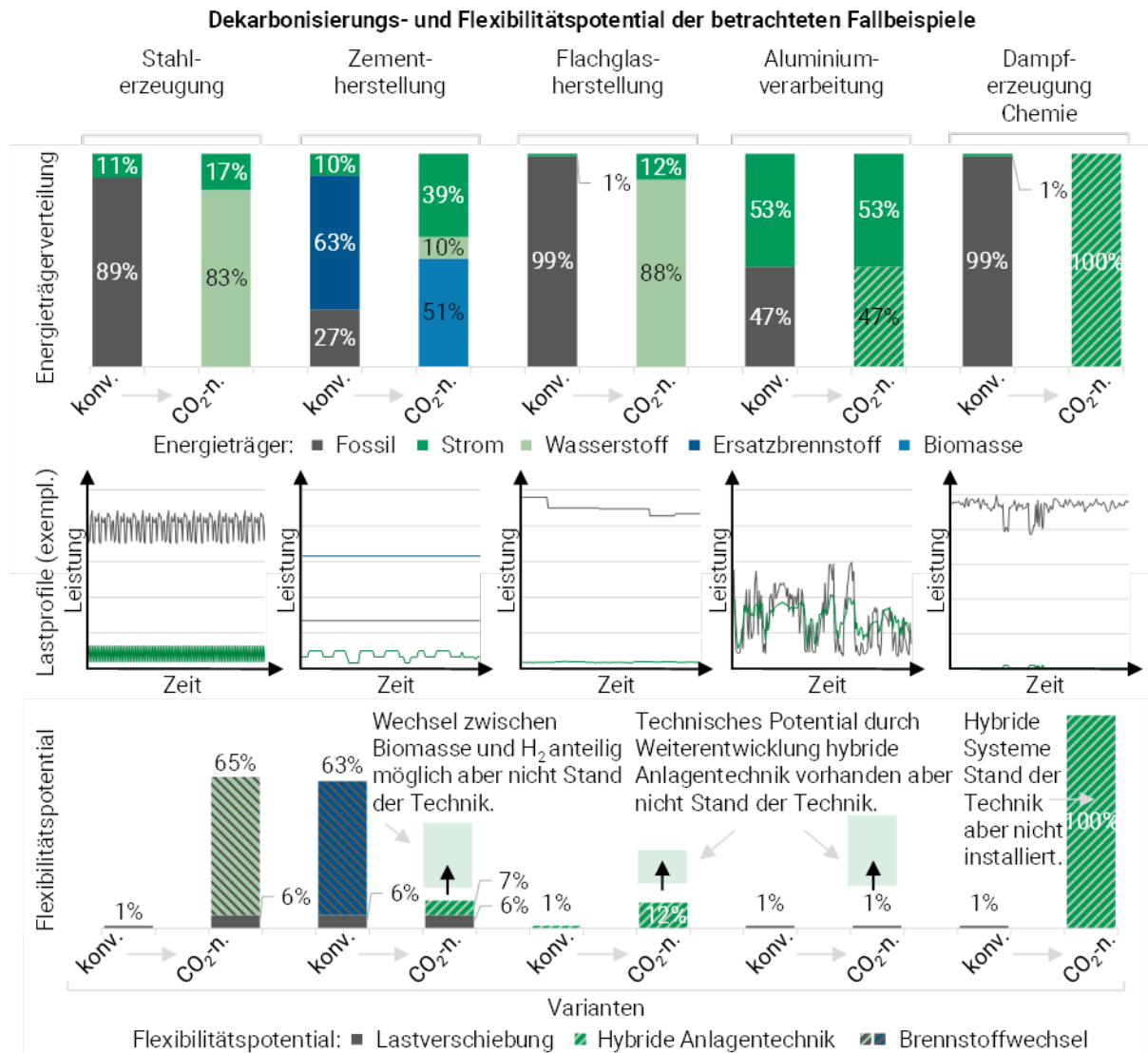
3. Flexibilisierung der Stahlerzeugung durch hybride Anlagen: Der Wechsel von der Hochofenroute zu Direktreduktionsanlagen bringt weitere Optionen zur Flexibilisierung mit sich, da Direktreduktionsanlagen flexibel Erdgas und Wasserstoff nutzen können. Die Ergebnisse der Systemmodellierung zeigen, dass in der Übergangszeit eine Mischung aus Wasserstoff und Erdgas kostenoptimal ist. Dabei wird ein stark saisonales Einsatzprofil genutzt: Erdgas wird im Winter genutzt und Wasserstoff im Sommer, wenn Strompreise aufgrund von hoher PV-Einspeisung und geringeren Residuallasten niedriger sind. Durch den flexiblen Einsatz von Wasserstoff kann der Bedarf an saisonalen Wasserstoffspeichern im System im Jahr 2035 substantiell um 23 % gesenkt werden. So kann der flexible Einsatz von Erdgas und Wasserstoff Resilienzen gegenüber Verzögerungen beim Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen, insbesondere Speichern schaffen.

1.3 Technische Herausforderungen von Industrieflexibilität anhand von Fallbeispielen

Ein Großteil der betrachteten Prozesse wird gegenwärtig noch mit fossilen Energieträgern betrieben. Die **technischen Herausforderungen** für Industrieunternehmen in Bezug auf **Industrieflexibilität** sind daher vor allem auch **mit der Umstellung auf Technologien zur Dekarbonisierung verbunden**. Perspektivisch lassen sich die betrachteten Prozesse mit weiteren Forschungs- und Entwicklungsarbeiten CO₂-neutral betreiben, jedoch unterscheiden sich die technischen Möglichkeiten in Bezug auf den Einsatz von Strom als Energieträger, Wasserstoff und ggf. Biomasse (Abbildung 3). Industrielle Produktionsprozesse sind dabei ein **technisch und wirtschaftlich hoch optimiertes System**. Viele der Prozessschritte folgen direkt aufeinander (Bsp. Flachglasherstellung und Aluminiumverarbeitung) und bieten gegenwärtig **kein oder nur sehr geringes Potential zur Lastverschiebung oder -reduktion**. Dabei lassen sich viele der Prozesse nicht beliebig an- und abschalten, sondern sind durch eine **Prozessdauer von mehreren Stunden** mit einer **charakteristischen Lastkurve** gekennzeichnet.

Eine **Lastverschiebung** ist nur möglich, wenn einzelne **Prozessschritte voneinander entkoppelt** und Materialzwischenlager vorhanden sind, wie bspw. in der **Stahlerzeugung** zwischen der Herstellung und Verarbeitung von Halbzeugen oder der **Zementindustrie** zwischen den Mahl- und Brennprozessen. Da eine vollständige Elektrifizierung vieler Prozessketten wie bspw. der Primärstahlerzeugung nicht möglich ist, kann **weitere Flexibilität** dort nur **indirekt durch Wasserstoffelektrolyse und Speicherung** bereitgestellt werden. Darüber hinaus ist ein **Brennstoffwechsel von Erdgas zu Wasserstoff** im Direktreduktionsprozess perspektivisch möglich. In der Zementherstellung kann in begrenztem

Umfang ein **Wechsel zwischen den Energieträgern** (u. a. Kohle, Ersatzbrennstoff, Biomasse und perspektivisch Wasserstoff) stattfinden.



Anmerkung: Fallbeispiele aus Abschnitt 6.1; konv. = konventionelle Prozesskette, CO₂-n. = CO₂-neutrale Prozesskette

Abbildung 3: Dekarbonisierungs- und Flexibilitätspotential der Fallbeispiele (eigene Darstellung)

Prozessketten, die durch den Lastgang einzelner energieintensiver kontinuierlicher Prozessschritte mit relativ **konstantem Lastprofil** determiniert werden (bspw. **Flachglasherstellung**), haben ein **sehr geringes Potential zur Lastverschiebung**. Hier bietet **hybride Anlagentechnik** Potential, zwischen den Energieträgern zu wechseln und die Flexibilität zu erhöhen. Auch für kontinuierliche Prozessketten, die durch ein **sehr volatiles Lastprofil** charakterisiert sind, aber aufgrund der engen Taktung nahezu kein Potential zur Lastverschiebung aufweisen (bspw. **Aluminiumverarbeitung**), bietet hybride Anlagentechnik Flexibilitätspotential insbesondere zur Verschiebung von Lastspitzen. In der **Dampferzeugung**, wie bspw. in der Chemieindustrie, ist dies bereits Stand der Technik. Diese Systeme werden aufgrund der Wirtschaftlichkeit jedoch primär mit Erdgas betrieben, wobei Möglichkeiten für eine vollständig **flexible Versorgung** durch unterschiedliche Energieträger

durch den **Einsatz von Power-to-Heat (PtH) Systemen** (bspw. Wärmepumpe, Elektrodenkessel), aber auch zukünftig von **Wasserstoff** als Energieträger existieren.

Die **Erweiterung der Flexibilität** einer Prozesskette geht dabei immer mit einer **Erhöhung der Komplexität** in der **Produktionsplanung** einher. Darüber hinaus ist ein Ausbau der **Energieinfrastruktur** (Stromnetzanschluss, Wasserstoffinfrastruktur, Elektrolyseure und Speicher) notwendig. Insbesondere bei der **Strominfrastruktur** spielt dies eine wichtige Rolle. Zudem besteht die **Herausforderung**, die notwendigen **Technologien weiterzuentwickeln und Anwendungsfelder zu erweitern**, da eine elektrische Beheizung, hybride Systeme, aber auch der Einsatz von Wasserstoff für viele Prozesse noch nicht Stand der Technik sind.

1.4 Betriebswirtschaftliche Bewertung von Industrieflexibilität anhand von Fallbeispielen

Grundlage für die betriebswirtschaftliche Bewertung flexibler Produktionsprozesse ist die zeitliche Variabilität der Energieträgerpreise, insbesondere bei Strom. Für Erdgas und Wasserstoff wird aufgrund der besseren Speicherfähigkeit eine geringere Preisvariabilität erwartet. Die Variabilität der erneuerbaren Stromerzeugung kann zukünftig sowohl saisonal als auch tageszeitlich zu größeren Preisunterschieden führen. Flexible Produktionsprozesse können diese Unterschiede wirtschaftlich nutzen. Die in den Analysen zugrunde gelegten **Preisannahmen basieren auf einem optimierten Gesamtsystem**, das die tatsächliche Preisbildung nur eingeschränkt abbildet. Besonders bei Energieknappheiten und dominierenden Marktakteuren können größere Preisaufschläge und somit größere zeitliche Preisunterschiede auftreten. Die Bereitstellung von Flexibilität durch Industrieunternehmen kann dann profitabler sein als in den hier angestellten Analysen.

Die **betriebswirtschaftliche Betrachtung der Fallbeispiele** (siehe Abbildung 4) zeigt, dass langfristig die dekarbonisierten Varianten unter den getroffenen Annahmen die niedrigsten Gesamtkosten besitzen. Dies ist insbesondere auf die hohen Kosten für die CO₂-Emissionen zurückzuführen. Mittelfristig können die elektrifizierte und dekarbonisierte Variante zwar auch Einsparungen bei Emissionskosten erzielen, diese kompensieren oft aber noch nicht die höheren Ausgaben für alternative Energieträger wie Strom oder Wasserstoff. **Flexible Betriebsprozesse** sind mit zusätzlichen Kosten verbunden, die durch günstigeren Energiebezug kompensiert werden müssen. Diese Kosten umfassen höhere Wartungs- und Betriebskosten, geringere Wirkungsgrade, zusätzliche Verluste und Investitionen in erweiterte Produktions- und Lagerkapazitäten sowie Infrastrukturen.

Eine Flexibilisierung der Prozessroute kann bei den betrachteten Industrien zu unterschiedlichen Kosteneinsparungen führen. Diese liegen für die meisten Fallbeispiele inklusive potenzieller Erlöse auf dem Flexibilitätsmarkt zwischen 0,3 und 2,5 % gegenüber den Produktionskosten der unflexiblen Variante für das Jahr 2035 und 0,1 bis 4 % für 2045. Sehr hohe Einsparungen sind hingegen bei der Dampfbereitstellung mit bis zu 43 % im Jahr 2045 möglich, da hier die Energieträgerkosten häufig einen Großteil der Gesamtkosten ausmachen. Es ist jedoch zu beachten, dass es sich hierbei nur um einen Teilprozess handelt und dieser daher bzgl. seiner Werte nicht direkt mit den anderen Fallbeispielen verglichen werden kann. Sollte bei einem der betrachteten Fallbeispiele eine strombasierte Wasserstoffproduktion vor Ort erfolgen, so würde die Auswirkung einer Flexibilisierung größer sein.

Im Allgemeinen bestehen beim Wasserstoffeinsatz Unsicherheiten in Verfügbarkeit und Preis, weshalb ein hybrider Einsatz von Erdgas, Wasserstoff und Strom als Absicherung dienen kann. Die Wasserstoffkosten hängen von der Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Nachfrageentwicklung ab. Ein hybrider Energieträgereinsatz ermöglicht eine flexiblere Transformationsphase, indem die Wasserstoffverwendung an Verfügbarkeit und Kosten angepasst werden kann. Dies erfordert parallele Investitionen in Anlagen und Infrastruktur für Strom und Wasserstoff, ohne bestehende Infrastruktur stillzulegen. Eine vollständige Umstellung kann bei ausreichender Verfügbarkeit erfolgen. Prozesse, die keinen hybriden Einsatz erlauben, müssen hingegen direkt vollständig auf Wasserstoff umgestellt werden.

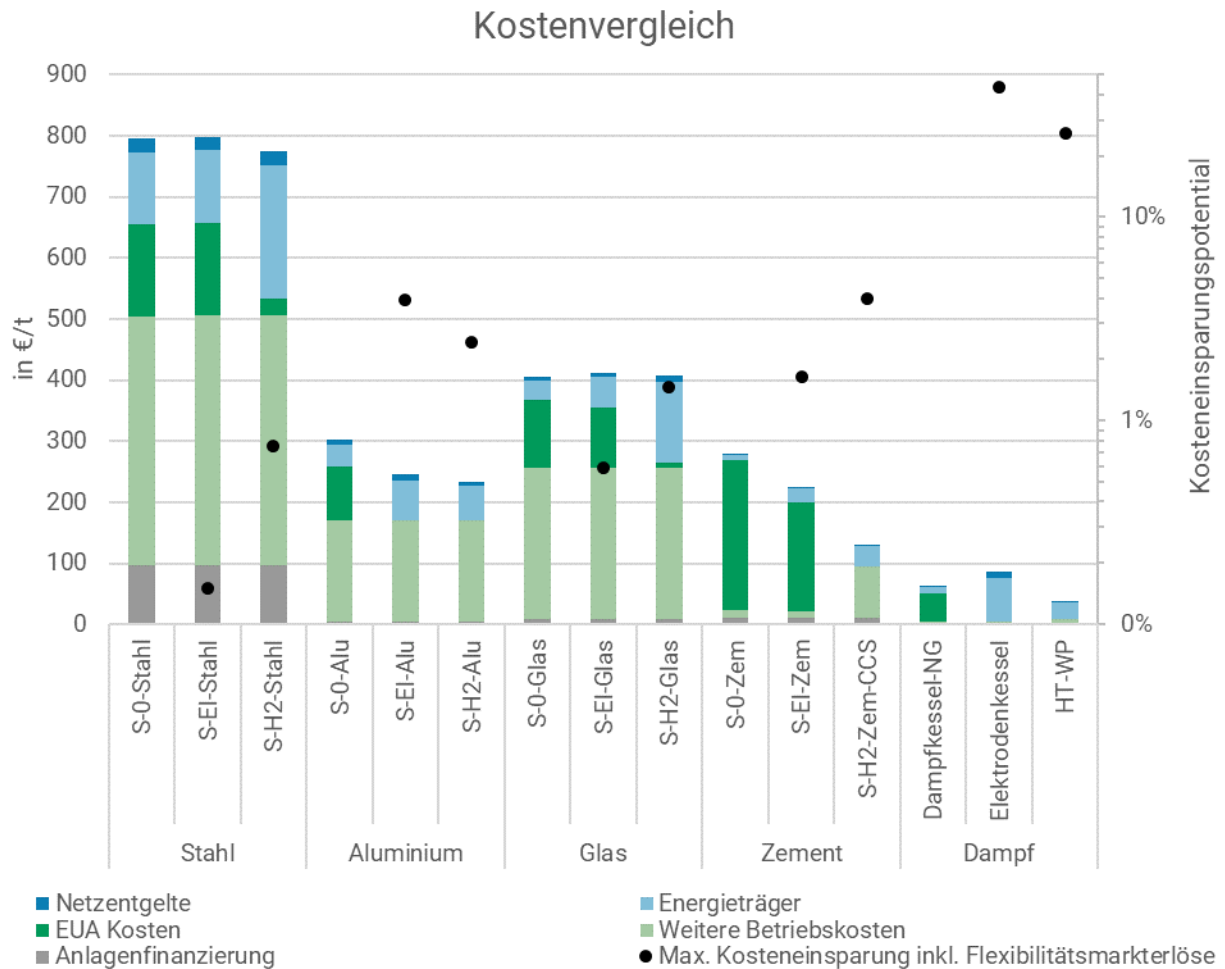


Abbildung 4: Kostenvergleich des Referenzfalls „S-0“ mit der elektrifizierten („S-EL, Elektrodenkessel, HT-WP“) und der dekarbonisierten („S-H2“) Variante ohne Flexibilisierung und Indikation von Kosteneinsparungspotentialen durch Flexibilisierung für das Jahr 2045 (Punkte bei den elektrifizierten und dekarbonisierten Varianten; Sekundärachse), (CCS: Carbon Capture and Storage, EUA: EU-Allowances für CO₂-Emissionen).

1.5 Empfehlungen zur Regulatorik

Aus den durchgeführten Analysen lassen sich Empfehlungen für eine stärkere Flexibilisierung von industriellen Prozessen ableiten: Es gibt technische Potentiale, um die Energieflexibilität in der Industrie zu erhöhen, diese sind jedoch immer mit zusätzlichen Investitionen bzw. Kosten verbunden. Energieflexibilität im Industriesektor steht mit anderen Flexi-

bilitätsoptionen, wie z. B. zentralen Wasserstoffspeichern, in Konkurrenz und benötigt Investitionen, um großskalig gehoben zu werden. Das heutige sehr optimierte Produktionssystem weist eine hohe Auslastung auf, die Voraussetzung für eine wettbewerbsfähige Produktion ist und wenig Spielraum für Lastverschiebung zulässt. Die Analysen zeigen, dass durch flexiblere Produktionsprozesse deutliche Kosteneinsparungen beim Energiebezug möglich sind. Bei vielen dezentralen Flexibilitätsoptionen ist jedoch ungewiss, wie wirtschaftlich attraktiv diese aufgrund zusätzlicher Kosten an anderer Stelle sein werden. Entsprechend sollte eine Strategie zur Steigerung der Energieflexibilität in Industrieunternehmen insbesondere diese Kosten sowie weitere Vorteile und Synergien in den Blick nehmen. Dazu gehört eine resilientere Energieversorgung oder die Absicherung gegen Preisschwankungen durch den Einsatz von hybriden Systemen.

Ein zukünftiges, durch PV- und Windenergie dominiertes Energiesystem wird zunehmend vorteilhaft für flexible Verbraucher sein. Industrielle Abnehmer müssen sich auf diese neuen Anforderungen einstellen, durch Flexibilisierung bestehender Prozesse, aber vor allem durch den Einstieg in die flexible hybride Energieversorgung. In den meisten Fällen heißt dies, dass bereits in Betrieb befindliche Erdgaskessel oder KWK-Anlagen durch elektrische Kessel oder Wärmepumpen ergänzt werden. Wenngleich die Systemmodellierung die kosteneffiziente Rolle dieser Systeme zeigt, so bremst der aktuelle regulatorische Rahmen ihren Aufbau sowie Betrieb. Entsprechende **regulatorische Hemmnisse** sollten abgebaut werden.

Besonders zu nennen ist die Struktur der **Stromnetzentgelte**, welche in großen Teilen starke Anreize für einen unflexiblen Betrieb setzen, indem sie hohe jährliche Auslastungen begünstigen. Hauptursache dafür sind die Leistungspreise bei den Netzentgelten, die bei kurzzeitigen höheren Leistungsspitzen zu deutlich höheren Netzentgelten führen können. Stattdessen sollten sie so reformiert werden, dass sie den Anforderungen an ein zukünftiges erneuerbar versorgtes Energiesystem entsprechen. Die Netzentgelte berücksichtigen bisher die tatsächliche Netzsituation und Netzbelastung nur sehr pauschaliert. So können hohe Netzentgelte anfallen, obwohl die Netzbelastung z. B. aufgrund einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch zusätzliche Nachfrage reduziert werden könnte. Der Betrieb eines elektrischen Dampfkessels ist bei den aktuellen Netzentgelten im Falle von niedrigen Benutzungsstunden selbst dann teurer als der Betrieb eines Erdgaskessels, wenn der Börsenstrompreis bei null Euro liegt. Dies ist zunehmend in Zeiten hoher PV-Einspeisung und niedriger Last der Fall. Die Netzentgelte, die sich dann auf Basis des Arbeitspreises ergeben, liegen bei vielen Netzbetreibern mit knapp 5 Cent/kWh bereits deutlich über den Erdgaspreisen.

Die bestehenden Privilegierungsregeln bei den Netzentgelten können die Kosten durch die Netzentgelte deutlich senken. Die Privilegierungsregeln gelten jedoch nicht für einzelne Anlagen, sondern immer jeweils für den gesamten Netzanschluss. Dies ist insbesondere bei Standorten mit Eigenerzeugung kritisch, da diese ihren Netzanschluss in der Regel nur gering auslasten. Bei der **atypischen Netznutzung** wirkt sich ein höherer Leistungsbezug außerhalb vorab definierter Hochlastzeitfenster nicht auf die Netzentgelte aus und schafft damit eine wichtige Voraussetzung für mehr Flexibilitätseinsatz. Dabei wird aber die Erzeugungssituation nur pauschalisiert berücksichtigt. Die Höhe der Netzentgelte sollte sich zukünftig stärker an der tatsächlichen Netzbelastung mit Berücksichtigung der Erzeugungssituation ausrichten. Kapazitätsentgelte sowie zeitvariable Netzentgelte könnten hier ein wichtiger Schritt sein, um mehr Flexibilität bei der Stromnachfrage zu bekommen.

Ein weiteres zentrales Hemmnis für Flexibilität stellen die Regelungen zur Netzentgeltprivilegierung durch **intensive Netznutzung** dar, weil diese Privilegierung eine hohe Nutzungsdauer des Netzanschlusses als Voraussetzung hat.¹ Für Standorte, die diese Privilegierung in Anspruch nehmen, sind dann zwar zusätzliche spezifische Regelungen geschaffen worden, damit die Privilegierung nicht durch den Einsatz von Flexibilität gefährdet wird. Der Anreiz aus dieser Privilegierung wirkt aber weiterhin einer Flexibilisierung entgegen.

Eine **netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen** wird im Niederspannungsbereich für Wärmepumpen, Elektro-Pkws, Speicher und Kühlgeräte im Zusammenhang mit dem § 14a EnWG entwickelt. Auf den höheren Netzebenen soll das Konzept „Nutzen statt Abregeln“ angewendet werden, um Netzüberlastungen aufgrund von hohen Einspeisemengen erneuerbarer Energien zu vermeiden. Würden in diesem Fall an bestehenden Netzanschlusspunkten und bei bestehenden Kapazitäten keine zusätzlichen Netzentgelte anfallen, würde dies eine kostengünstige Möglichkeit darstellen, um mehr Industrieflexibilitäten zu erschließen. Eine mögliche Flexibilität, die sich hierfür eignen würde, könnten elektrische Dampferzeuger sein, die vergleichsweise geringe Investitionen benötigen und sich dadurch zügig in den kommenden Jahren in der Breite einsetzen lassen könnten.

Die Untersuchung zeigt auch, dass die direkte Einbindung von Industrieflexibilität in den **Regelleistungsmarkt** eine sinnvolle Maßnahme sein kann, um durch zusätzliche Erlöse die Wirtschaftlichkeit von flexiblen Produktionsverfahren zu verbessern.

Bestehende und zukünftige Instrumente, welche die Dekarbonisierung der Industrie fördern, sollten mögliche Anreize für einen flexiblen Produktionsprozess und Anlagenbetrieb weiter erhalten. Preisdämpfende oder preiskompensierende Maßnahmen sollten möglichst nicht pauschal gelten (z. B. Festlegung eines spezifischen Industriestrompreises, Ausgestaltung von Klimaschutzverträgen), da dies Anreize für eine effiziente Systemintegration reduziert. Die Festlegung eines möglichen Referenzpreises oder explizite Flexibilitätsanreize bzw. Flexibilitätsanforderungen und -programme sind mögliche Ausgestaltungsoptionen, um die Deckelung der Kosten für Industrieunternehmen zu realisieren und gleichzeitig Anreize für einen flexiblen Produktionsprozess zu erhalten.

Für eine Flexibilisierung der Industrie ist eine schnelle Anpassung der **Energieinfrastruktur** notwendig. Damit verbundene Verfahren zum Netzausbau und zum Netzanschluss sollten dies berücksichtigen und auch eine aktive Einbindung in den Energiemarkt und in Systemdienstleistungen vorsehen. Technologische Anforderungen, z. B. bei der Präqualifikation von Anlagen für den Regelleistungsmarkt, sollten Industrieflexibilität mitberücksichtigen.

¹ Siehe „Bandlastprivilegierung“ nach § 19 Abs. 2 StromNEV.