

Verankerung von Flexibilität in der Netzplanung

Thomas Sippenauer, Oliver Brückl, Markus Henneke
OTH Regensburg, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES)
Seybothstraße 2, 93053 Regensburg
Tel.: +49 941 943-9269
E-Mail: thomas.sippenauer@oth-regensburg.de
Internet: www.oth-regensburg.de, www.fenes.net

Die Energiewende führt zu einem steigenden Zubau erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen (EZA) im Verteilungsnetz. Ebenso ist mit einem verstärkten Zuwachs der Elektromobilität zu rechnen, der zu einer weiteren Ausreizung der zulässigen Spannungsbereiche und Leitungsauslastungen beitragen kann. Um die Aufnahmefähigkeit des Verteilungsnetzes zu erhöhen, wurden in der Vergangenheit verschiedene Lösungen entwickelt und etabliert. Ein zusätzlicher Baustein zur Behebung von Netzengpässen und Spannungsproblemen sind zeitliche Verlagerungen von Einspeisungen und Verbrauchslasten in der Mittelspannungsebene (MS-Ebene).

Diese sogenannten Flexibilitätsmaßnahmen sind derzeit noch nicht Stand der Technik. Um einen hohen Nutzen stiften zu können, indem sie zu einer effizienten Einsparung an Asset beitragen, müssen sie in der Netzplanung abbildbar gemacht werden. Dazu sind einerseits geeignete technische und zuverlässigkeitstheoretische Anforderungen an die Flexibilitätsmaßnahmen herauszuarbeiten, um eine möglichst hohe Gesamteffizienz bei Netz- und Anlagenbetreibern zu erzielen und andererseits ein Verfahren zu finden, mit dem Manipulationsmöglichkeiten (INC-DEC-Gaming) ausgeschlossen bzw. geringgehalten werden können. Unter dem sogenannten INC-DEC-Gaming ist zu verstehen, dass Anlagenbetreiber durch ihre Fahrweise Netzengpässe hervorrufen bzw. verstärken, um anschließend für die Behebung des Engpasses vergütet und letztlich sogar mit wirtschaftlichen Vorteilen für das netzkritische Vorgehen belohnt zu werden.

MS-Netzsimulationen

Im Zuge des SINTEG-Projektes C/sells wurden an der OTH Regensburg mehrere MS-Netze in der Demonstrationszelle „Cham und Umgebung“ modelliert, um die aktuellen Spannungsverhältnisse und Leitungsauslastungen nachbilden zu können. Zudem wurden, angelehnt an den Netzentwicklungsplan, Szenarien für den zukünftigen PV-Zubau und die potenzielle Entwicklung der Elektromobilität entworfen. Abbildung 1 zeigt ein städtisches Netzgebiet der 17.000-Einwohner-Gemeinde Cham mit einer installierten Erzeugungsleistung von ca. 29 MW (davon 22,4 MW Photovoltaik und 5,1 MW Biogas). Die Jahreshöchstlast beträgt 27,6 MW, die Jahreshöchstrückspeisung 3,1 MW. Abgeleitet aus dem Netzentwicklungsplan ist mit einem PV-Zubau bis 2030 von 6,5 MW zu rechnen. Um

ein Extremszenario abzubilden, wurde mit 150 % der prognostizierten Leistung (9,75 MW) simuliert, die abhängig von potenziellen Dach- und Freiflächen knotenscharf im Netz verteilt wurde.

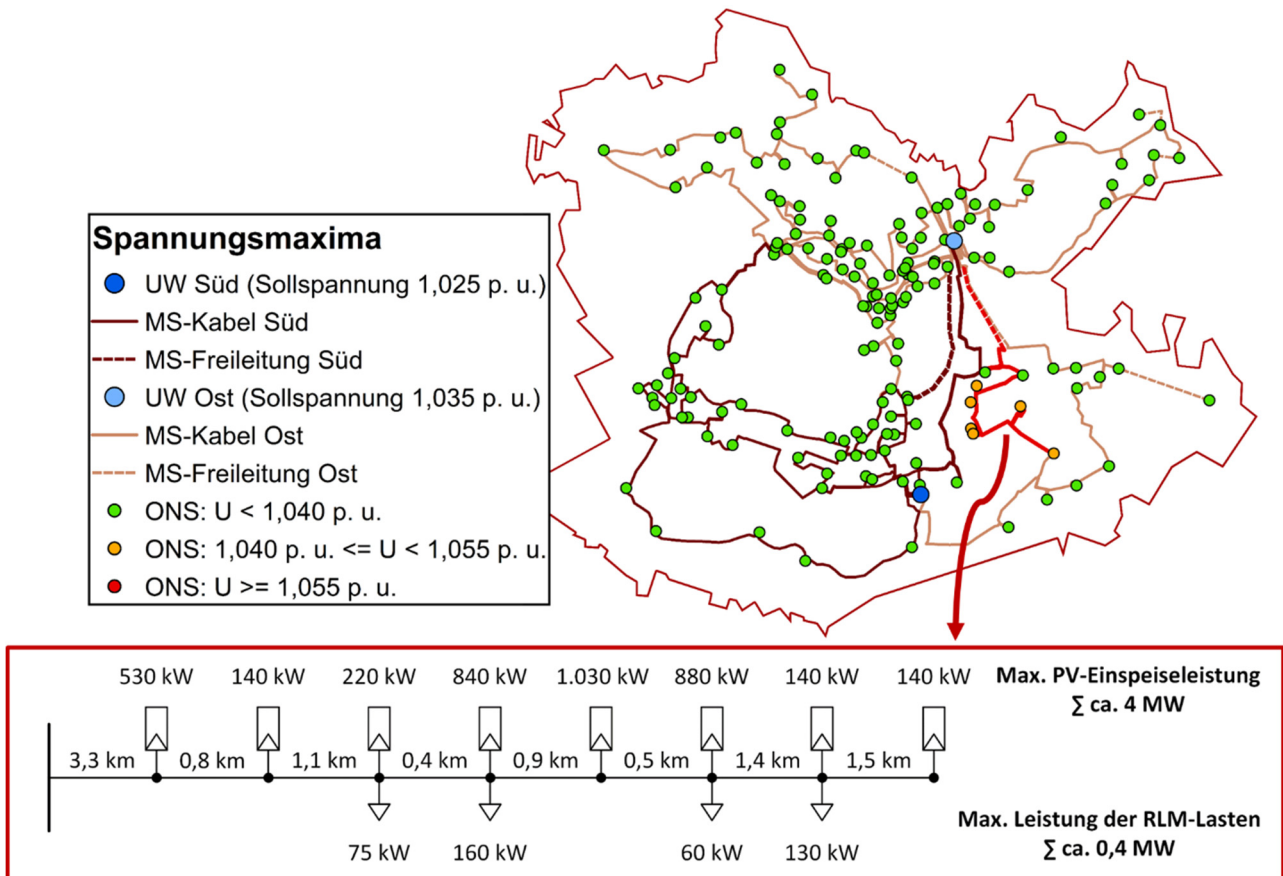


Abbildung 1: Netzgebiet der Stadtwerke Cham mit schematischem Plan des kritischen Stranges

Bei der Simulation des Netzes zeigt sich besonders ein kritischer Strang im Versorgungsgebiet des Umspannwerkes „Ost“, dessen Knotenspannungen an den Ortsnetzstationen (ONS) bereits eine erste vom Netzbetreiber festgelegte Warnschwelle von 1,04 p. u. überschritten haben. Verursacht wird dies durch einige größere Lagerhallen, in denen nur geringe Verbrauchslasten angeschlossen sind, die aber ein großes Dachflächenpotenzial für PV-Anlagen bieten. Zur vollständigen Behebung der Spannungsgrenzwertverletzung ist am kritischen Knoten am Strangende eine Flexibilitätsleistung von 1,7 MW erforderlich, die prinzipiell sowohl durch eine Verminderung der Einspeiseleistung als auch durch eine Erhöhung der Verbrauchslast erbracht werden könnte. Da die Einspeisung speziell in diesem Netzgebiet sehr PV-dominiert ist und keine Stromspeicher in ausreichender Größe vorhanden sind, sollte bevorzugt auf eine zeitliche Lastverschiebung gesetzt werden.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die untersuchten MS-Netze in städtischen Gebieten eine hohe PV-Leistung und eine hohe Ladeleistung für E-Mobilität integrieren können. Die untersuchten, ländlichen Netze stoßen dagegen bereits bei moderatem PV-Ausbau und bei einem Zubau von E-Mobilität ohne intelligente Steuerung der Ladevorgänge in den nächsten Jahren an ihre Grenzen (v. a. Spannungsbandverletzungen).

Netzseitige Flexibilitätsanforderungen

Auf Basis der Ergebnisse lässt sich eine Netzanalyse hinsichtlich Spannungs- und Stromgrenzwertüberschreitungen sowie zu deren potenziellen Auftrittszeitpunkten und Auftrittsdauern durchführen. Parallel wurde in der Netzberechnungssoftware PowerFactory anhand von Sensitivitätsanalysen untersucht, welche Wirksamkeit Flexibilitätseinsätze an den verschiedenen Netzknoten auf den Engpass haben. Dadurch kann bestimmt werden, wie effektiv die verfügbaren, in der Regel örtlich gebundenen Flexibilitätanbieter eingesetzt werden können bzw. wie hoch die Leistungsabweichung einer einzelnen Anlage im Vergleich zu ihrem regulären Fahrplan zur (vollständigen) Behebung eines Engpasses sein müsste. Die Sensitivitäten steigen, wenn sich die eingesetzte Flexibilitätsleistung näher zum kritischen Knoten am Strangende befindet. Da die Sensitivitäten $\left(\frac{\delta U_{\text{Knoten}}}{\delta P_{\text{Flex}}}, \frac{\delta I_{\text{Leitung}}}{\delta P_{\text{Flex}}}\right)$ arbeitspunktabhängig sind, wurden verschiedene Zeitpunkte im Jahresverlauf berechnet und die jeweilige Verschiebung (Änderungen der Wirksamkeit) ausgewertet. In den weiteren Untersuchungen wurde für eine Worst-Case-Betrachtung zunächst jeweils die kleinste Sensitivität pro Knoten gewählt, da der Flexibilitätseinsatz dadurch eher unterschätzt als überschätzt wird.

Die Analyse der untersuchten Netzgebiete zeigt neben der aufgrund der jeweiligen Netztopologie zu erwartenden Unterschiede in der Höhe des Leistungsbedarfs auch ein sehr individuelles Verhalten hinsichtlich der zeitlichen Verteilung der Grenzwertverletzungen. Zur Beschreibung der netzseitigen Flexibilitätsanforderungen wird deshalb eine auf alle Netzgebiete übertragbare Charakterisierung eingeführt. Hierzu ist zunächst die minimale und maximale Referenzleistung eines Anbieters $P_{\text{Ref,min}}$ und $P_{\text{Ref,max}}$ zu ermitteln, zwischen denen sich die jeweilige Verbrauchslast/Einspeisung zu jedem Zeitpunkt befinden muss. Dieses Referenzleistungsband kann beispielsweise abhängig von der Jahreszeit, dem Wochentag und der Uhrzeit variieren und ermöglicht, auf die benötigte bzw. verfügbare Flexibilitätsleistung ΔP_{max} (lasterhöhend) oder ΔP_{min} (lastvermindernd) schließen zu können (s. Abbildung 2).

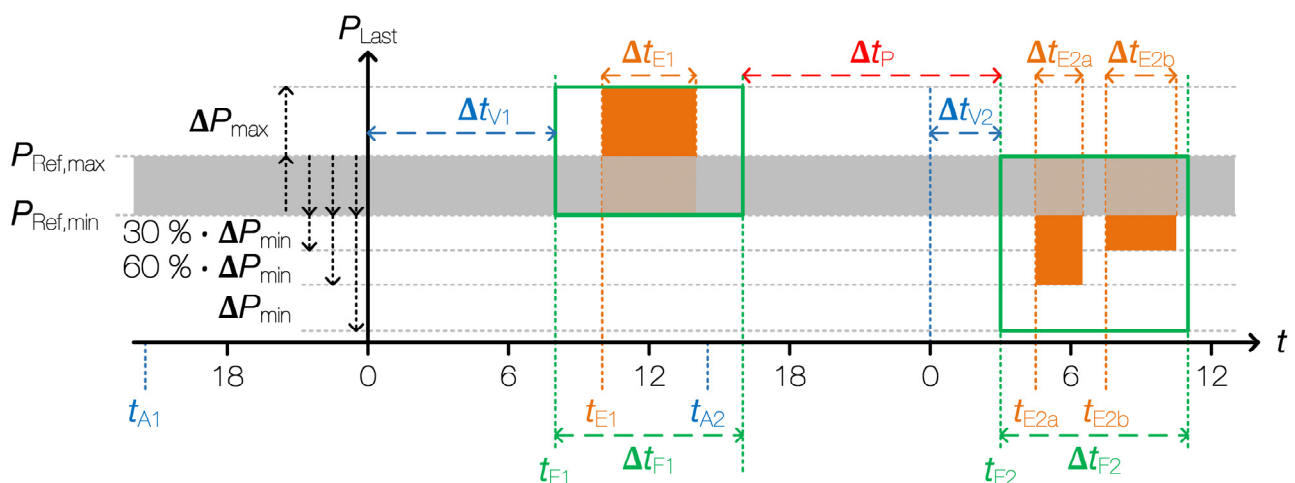


Abbildung 2: Charakterisierung der netzseitigen Flexibilitätsanforderungen

Über die Vorgabe von **Einsatzzeitfenstern** $\Delta t_{F1,F2,\dots}$ mit den **Startzeitpunkten** $t_{F1,F2,\dots}$ können die Flexibilitätsmaßnahmen zeitlich spezifiziert werden. Aus Sicht der Netzplanung muss eine Anlage ihre angebotene Flexibilität grundsätzlich über die gesamte Dauer und in voller Höhe der Leistung bereitstellen können. Die tatsächlichen **Einsatzzeitpunkte** $t_{E1,E2,\dots}$ und **Einsatzdauern** $\Delta t_{E1,E2,\dots}$ ergeben sich erst im Netzbetrieb. Interessant ist hierbei auch, ob die Flexibilitätsleistung fest, stufbar (30/60/100 %) oder variabel abgerufen werden kann und ob die Flexibilitätsabrufe innerhalb der Einsatzzeitfenster potenziell aufteilbar sind. Für die netz- und anbieterseitige Planung ist außerdem zu eruieren, welche **Pause** Δt_P zwischen zwei Einsatzzeitfenstern liegt und mit welcher Häufigkeit/Auftrittswahrscheinlichkeit die Flexibilitätsabrufe auftreten – neben der Überprüfung der technischen Voraussetzungen beeinflusst dies auch die wirtschaftliche Kalkulation. Die **Vorlaufzeit** $\Delta t_{V1,V2,\dots}$ bis zum Einsatzzeitfenster und die **Ankündigungszeitpunkte** $t_{A1,A2,\dots}$ eines Flexibilitätsabrufs können sich am Day-Ahead-Strommarkt orientieren und sind vor allem hinsichtlich der Anlagenfahrpläne festzulegen, um die Zwischenspeicher (z. B. Wärme- oder Wasserspeicher) ausreichend auf den jeweiligen Einsatz vorzubereiten.

Durch die Charakterisierung lässt sich z. B. analysieren, wie hoch die eingesetzte Flexibilitätsenergie zur vollständigen Behebung der Spannungsgrenzwertverletzung sein muss. Eine weitere Möglichkeit ist, nur einen Teil des Problems über einen Flexibilitätseinsatz zu beheben und stattdessen auf eine Kombination mit Einspeisespitzenkappung zu setzen. Dieses Vorgehen ist speziell dann sinnvoll, wenn anlagenseitige Flexibilitätspotenziale nicht in ausreichender Größe vorliegen oder nicht in voller Höhe wirtschaftlich einsetzbar sind.

Lösungsraum der Flexibilitätsanforderungen

Aus den gewonnenen Erkenntnissen soll abgeleitet werden, inwiefern sich der flexible Einsatz der Verbrauchsanlagen in der Netzplanung verankern lässt. Besonders relevant ist deshalb, mit welcher Verlässlichkeit die Flexibilität abgerufen werden kann. Eine sehr hohe Verlässlichkeit lässt sich je nach Flexibilitätsanbieter möglicherweise nicht oder nur zu sehr hohen Preisen gewährleisten. Die Eignung der Flexibilitätseinsätze wird somit sowohl aus technischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht bewertet. Da eine vollständige Verlässlichkeit das verfügbare Flexibilitätspotenzial erheblich einschränken würde und ohnehin technisch nicht sichergestellt werden kann (Störungen einer Anlage, Wettereinflüsse, etc.), werden auch Fallback-Strategien, z. B. Einspeisespitzenkappung, in die Analyse einbezogen. Abbildung 3 zeigt beispielhaft, wie die Spannung durch einen erfolgreichen Flexibilitätseinsatz in den zulässigen Bereich abgesenkt werden kann (grün) bzw. wann zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden müssen (rot).

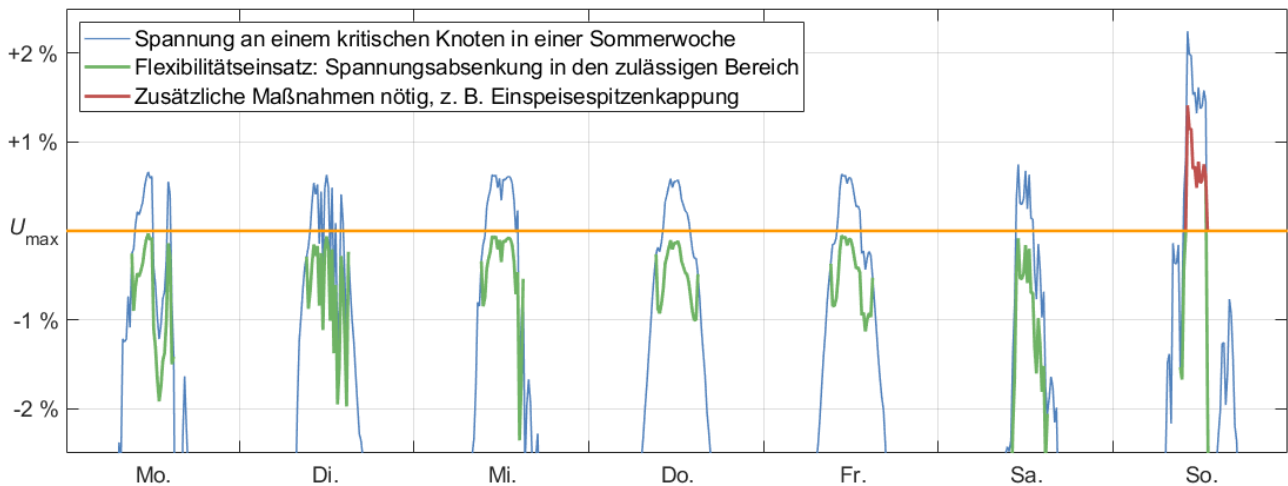


Abbildung 3: Beispiel für die spannungssenkende Wirkung eines Flexibilitätseinsatzes

Abhängig von der örtlichen und zeitlichen Verfügbarkeit lässt sich ein netzseitiger Lösungsraum der Flexibilitätsanforderungen und eine erste monetäre Bewertung aufzeigen, s. Abbildung 4. Das dargestellte Szenario bezieht sich auf einen Flexibilitätseinsatz am kritischen Knoten der Stadtwerke Cham (vgl. Abbildung 1) und setzt eine stufbare Leistungsvorgabe (30/60/100 %) und eine innerhalb der Einsatzzeitfenster aufteilbare Einsatzdauer voraus. Hinsichtlich der wirtschaftlichen Einflussfaktoren werden Kosten für die EZA-Abregelung von 6 ct/kWh angenommen – eine Eigenkosteneinbehaltung bzw. eine Gewinnmarge des Netzbetreibers ist in der Darstellung noch nicht enthalten.

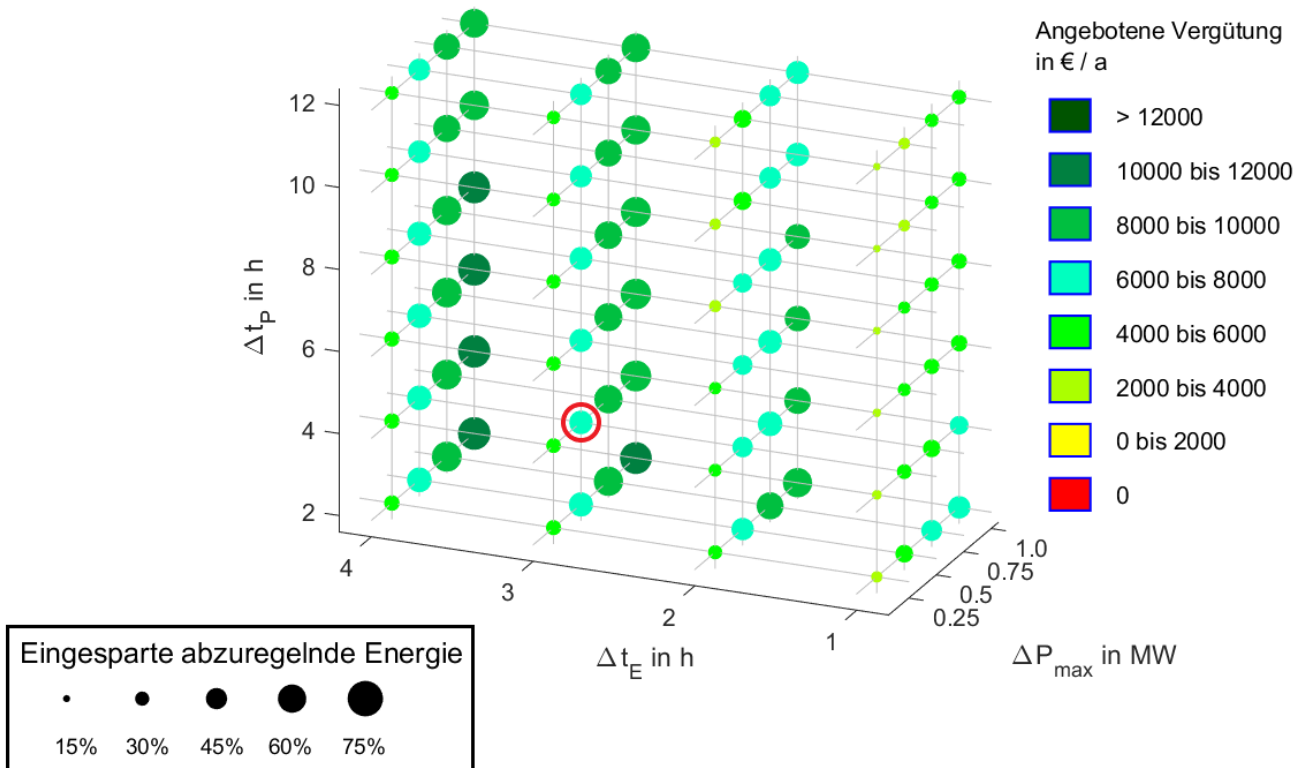


Abbildung 4: Beispiel für den Lösungsraum der Flexibilitätsanforderungen und eine monetäre Bewertung

Eine hohe Leistungsverfügbarkeit und Einsatzdauer sowie eine geringere einzuhaltende Pausendauer erhöhen den Nutzen der Flexibilitätsmaßnahme und führen aufgrund der niedrigeren verbleibenden Abregelungskosten zu einem höheren Vergütungsangebot des Netzbetreibers an potenzielle Anbieter. Zudem steigern eine hohe Sensitivität des Flexibilitätseinsatzes und hohe Abregelungskosten bei älteren PV-Anlagen den Flexibilitätswert.

Anlagenseitige Flexibilitätspotenziale

Im Projekt C/sells wurde u. a. ein Nahwärmenetz in Wenzelbach untersucht, das von der Consolinno Energy GmbH betrieben wird und 115 Haushalte in einem Neubaugebiet versorgt. In der Heizzentrale (s. Abbildung 5, blauer Kreis) befinden sich drei Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer maximalen elektrischen Leistung von 440 kW und einer maximalen thermischen Leistung von 630 kW sowie ein Wärmespeicher mit einer elektrischen Power-to-Heat-Leistung von 140 kW und einem Fassungsvermögen von 40.000 l Wasser. In den Haushalten befindet sich zudem jeweils ein 1.000-l-Wärmespeicher mit einem 9,5-kW-Heizstab.



Abbildung 5: Übersicht des Nahwärmenetzes in Wenzelbach

Zur Ermittlung des Flexibilitätspotenzials wurde ein Modell des Nahwärmenetzes mit allen einzuhaltenden Restriktionen (Versorgungssicherheit, Speicherkapazität) erstellt und mithilfe verfügbarer Messwerte evaluiert. Daraus resultiert ein über ein Einsatzzeitfenster von 4 h durchgängiges, gesichertes lasterhöhendes Flexibilitätspotenzial von mindestens

400 kW. Dies entspricht etwa einem Drittel der installierten Power-to-Heat-Leistung. Zur weiteren wirtschaftlichen Bewertung wurden mehrere Kostenszenarien für den Power-to-Heat-Bezug festgelegt, um neben einem fixen Gewerbestrompreis auch eine potenzielle Befreiung von Netzentgelten oder einen direkten Handel an der Strombörse (Day-Ahead-Preise) untersuchen zu können. Die Gaskosten für den Betrieb der BHKW beinhalten die ab 2021 eingeführte CO₂-Bepreisung.

Abbildung 6 zeigt die betriebs- und volkswirtschaftliche Bilanz für eine fiktive Verortung des Nahwärmenetzes am kritischen Knoten der Stadtwerke Cham (vgl. Abbildung 1). Die technischen Einflussfaktoren beziehen sich auf eine maximale Flexibilitätsleistung von 0,5 MW, eine Einsatzdauer von 3 h und eine Pausenzeit von 4 h (vgl. Abbildung 4, roter Kreis). Die Power-to-Heat-Kosten entsprechen einem fiktiven Preis von 5 ct/kWh (Stromsteuer und geringere Umlagen) plus dem Day-Ahead-Börsenstrompreis von 2019. Die Gaskosten betragen 4 ct/kWh inkl. CO₂-Bepreisung.

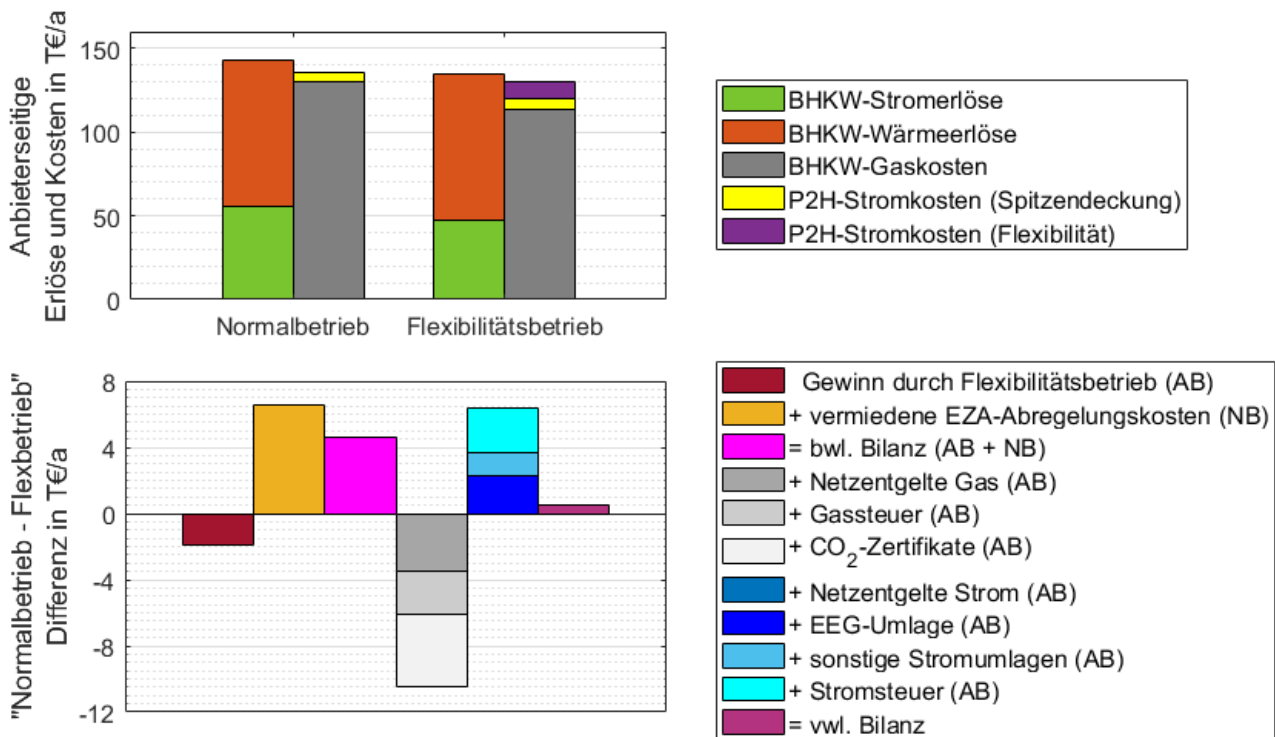


Abbildung 6: Betriebs- und volkswirtschaftliche Bilanz eines Flexibilitätseinsatzes

In der regulären Betriebsweise kann der Anlagenbetreiber (AB) höhere Strom- und Wärmeerlöse erzielen, was vor allem auf die optimierte Stromvermarktung zurückzuführen ist. Dem gegenüber stehen hauptsächlich Gaskosten – die Power-to-Heat-Heizstäbe werden bisher nur zur Unterstützung der BHKW in Spitzenzeiten des Wärmebedarfs eingesetzt, da sie ansonsten nicht wirtschaftlich sind. Durch die Bereitstellung von Flexibilität entstehen Einschränkungen, wodurch die Erlöse sinken. Obwohl auch geringere Gesamtkosten anfallen, ergibt sich insgesamt ein Gewinndefizit für den Anlagenbetreiber (s. Abbildung 6, unten). Für den Netzbetreiber (NB) entsteht dagegen ein Gewinn durch vermiedene EZA-Abregelungskosten, was in Summe zu einer positiven

betriebswirtschaftlichen Bilanz führt. Um das übergeordnete Ziel einer erfolgreichen Umsetzung der Energiewende nicht zu vernachlässigen, ist es außerdem wichtig, die Beiträge an Netzentgelten, Steuern und Umlagen zu betrachten, die der Allgemeinheit durch den Flexibilitätseinsatz entfallen oder zugutekommen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht fällt der Gewinn in diesem Szenario zwar weiterhin positiv, aber im Vergleich zur betriebswirtschaftlichen Betrachtung deutlich geringer aus.

Minimierung von Manipulationsrisiken

Ein weiteres Ziel im Projekt war, die Risiken für Manipulationen (INC-DEC-Gaming) zu minimieren. Unter dem sogenannten INC-DEC-Gaming ist zu verstehen, dass Anlagenbetreiber durch ihre Fahrweise Netzengpässe hervorrufen bzw. verstärken, um anschließend für die Behebung des Engpasses vergütet und letztlich sogar mit wirtschaftlichen Vorteilen für das netzkritische Vorgehen belohnt zu werden. Die Grundlage zur Lösung dieses Problems ist, das Leistungsverhalten zwischen den Netzbetreibern und den Flexibilitätsanbietern konkret zu vereinbaren. Die Leistung der Anlagen muss sich stets innerhalb dieses, z. B. abhängig von Jahreszeit, Wochentag oder Uhrzeit, jeweils festgelegten Referenzleistungsbandes befinden – Abweichungen davon werden nicht vergütet bzw. im Extremfall sogar sanktioniert, s. Abbildung 7.

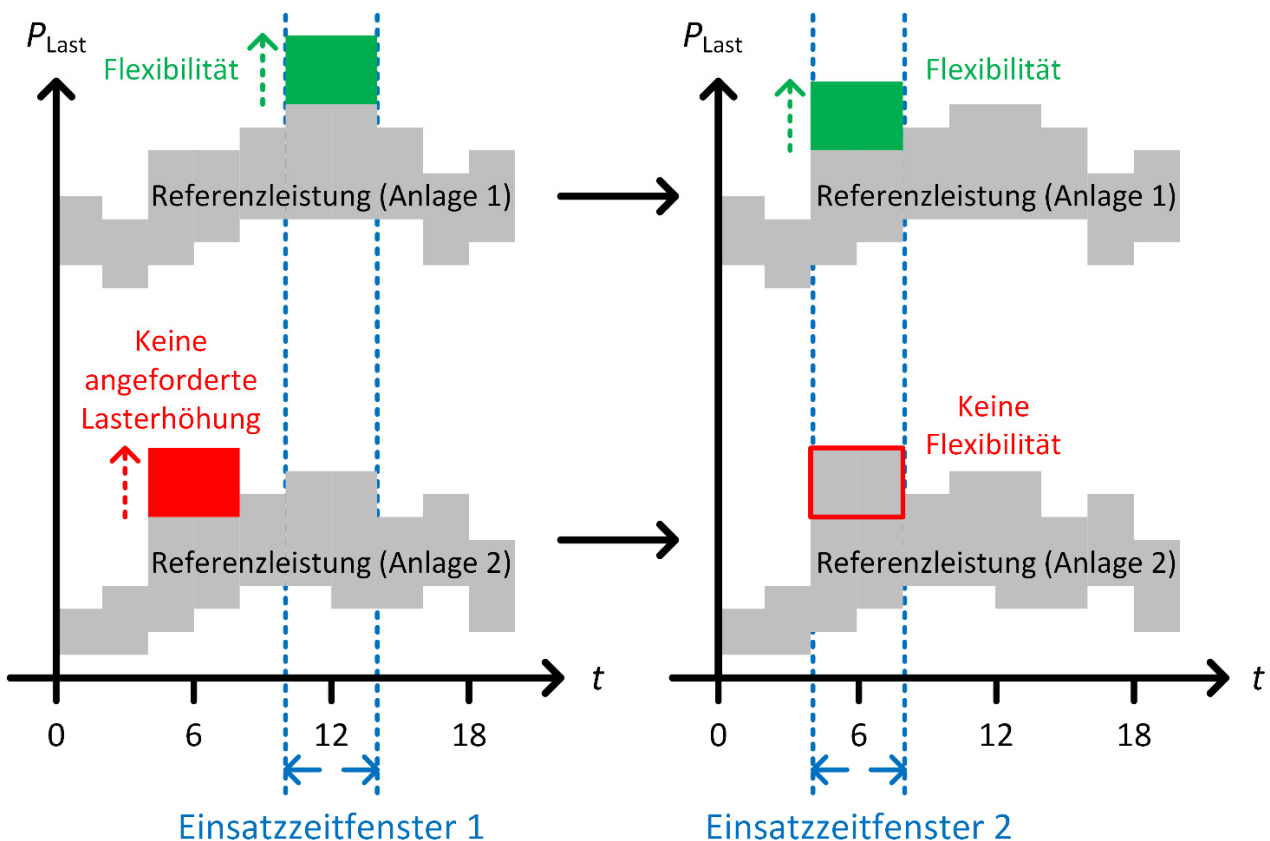


Abbildung 7: Einhaltung des vereinbarten Referenzleistungsbandes

Anlage 1 erhöht nach Aufforderung durch den Netzbetreiber während des Einsatzzeitfensters 1 (links) ihre Leistung, was als reguläre Flexibilität betrachtet wird. An

einem nachfolgenden Tag kann sie im Einsatzzeitfenster 2 (rechts) weiterhin Flexibilität bereitstellen. Anlage 2 erhöht ihre Leistung dagegen in einem nicht angeforderten Zeitbereich und verletzt damit das vereinbarte Leistungsverhalten. Eine mögliche Sanktionierung könnte die Anpassung ihres Referenzleistungsbandes darstellen, sodass eine angeforderte Leistungserhöhung während des Einsatzzeitfensters 2 nicht mehr als Flexibilität gewertet wird. Manipulationen durch einzelne Netznutzer können auf diese Weise ausgeschlossen werden. Von diesem Lösungsansatz wird allerdings nicht abgedeckt, dass auch mehrere Kunden eines Aggregators untereinander Absprachen treffen können, was in Abbildung 8 aufgezeigt wird.

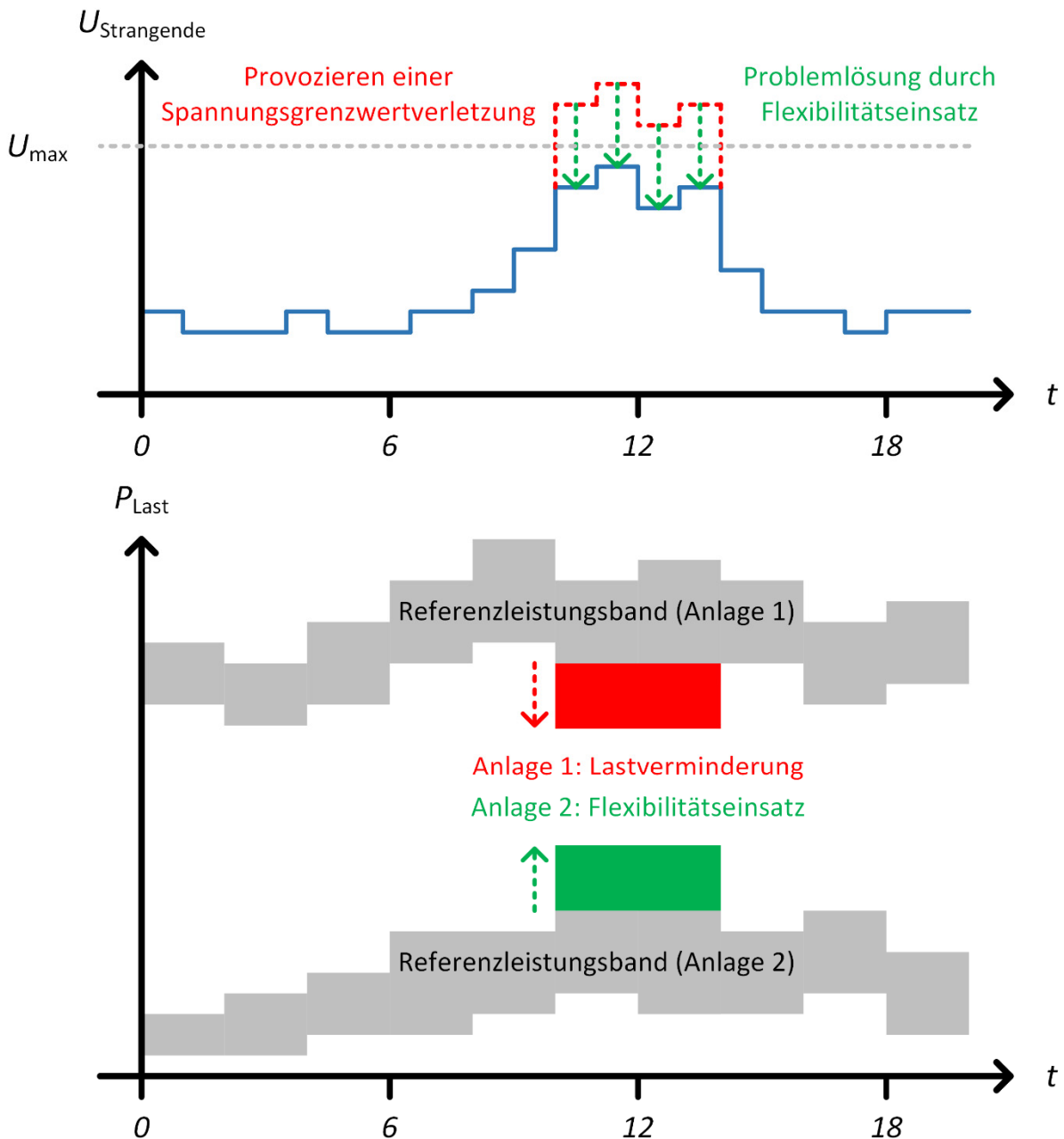


Abbildung 8: Manipulationen durch mehrere Kunden eines Aggregators

Anlage 1 senkt ihre Leistung in der Mittagszeit, in der aufgrund hoher PV-Einspeisung bereits eine erhöhte Spannung im Netz vorliegt, und provoziert damit eine

Spannungsgrenzwertverletzung. Da Anlage 1 keinen Vertrag zur Flexibilitätsbereitstellung mit dem Netzbetreiber geschlossen hat, kann sie für dieses Verhalten nicht sanktioniert werden. Anlage 2 wird daraufhin zur Lasterhöhung aufgerufen und trägt somit zur Problemlösung bei. Obwohl der Flexibilitätseinsatz eigentlich nicht notwendig gewesen wäre, hat sich Anlage 2 nicht offensichtlich rechtswidrig verhalten und muss regulär vergütet werden. Grundsätzlich müssten somit alle Kunden/Anlagen eines Aggregators in den Vertrag zur Flexibilitätsbereitstellung eingeschlossen werden, um Absprachen untereinander zu unterbinden.

Weiterhin offen bleibt die Gefahr, dass sich mehrere Netznutzer absprechen, die nicht einem gemeinsamen Aggregator angehören. Eine erste Idee wäre, (netzbelastungs)variable Netzentgelte einzuführen, wodurch Manipulationsversuche weniger lukrativ erscheinen und eingedämmt werden könnten. Gleichzeitig würde dies Anreize für die Bereitstellung von Flexibilität zur Lösung bzw. Beherrschung von Netzengpässen bieten – wohlwissend, dass dieser Ansatz eine umfangreiche Anpassung der bestehenden Netzentgeltsystematik erfordert.

Umsetzbarkeit in der Praxis

Als weiterer potenzieller Flexibilitätsanbieter wurde ein Trinkwasserversorgungssystem untersucht. In Zusammenarbeit mit den Kreiswerken Cham entstand an der OTH Regensburg ein Modell des Versorgungsgebietes mit allen relevanten Pumpen und Hochbehältern, s. Abbildung 9. Insgesamt steht eine installierte elektrische Pumpenleistung von 900 kW zur Verfügung, wovon in der Regel aus wirtschaftlichen Gründen nur etwa die Hälfte zeitgleich eingesetzt wird. Die als Netzwasser bezeichneten Abgänge stehen für die jeweils angeschlossenen Gemeinden, Haushalte, Betriebe oder sonstigen Verbraucher.

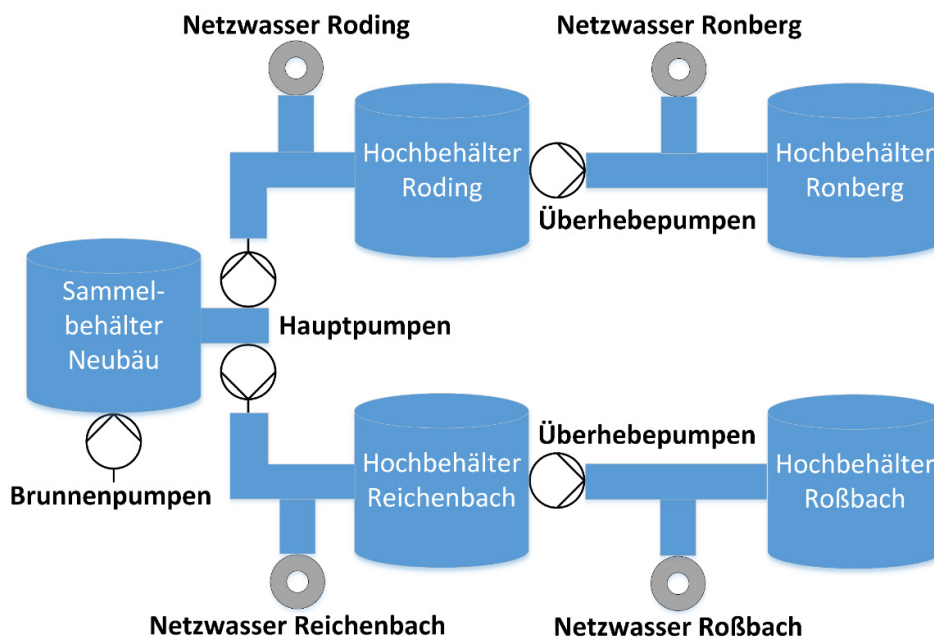


Abbildung 9: Schematischer Aufbau des Pumpenmodells der Kreiswerke Cham

Mithilfe des Modells kann die aktuelle, füllstandgesteuerte Betriebsweise unter Einhaltung der Randbedingungen (Grenzwerte der Behälterfüllstände, elektrische Verschaltung der Pumpen) nachgebildet werden. Daraus lässt sich auch das gesicherte, für die Netzplanung geeignete Flexibilitätspotenzial anhand des Leistungsabrufes (lasterhöhend oder lastvermindernd) als konstant einzuhaltender oder minimal zu erbringender Wert sowie der zeitlichen Verfügbarkeit charakterisieren. Ebenso entscheidend ist die Kenntnis über eine notwendige Fahrplaneinhaltung vor und nach dem Abruf. Abbildung 10 zeigt ein Beispiel für eine Flexibilitätsanforderung ohne Fahrplaneinhaltung im Einsatzzeitfenster 8–16 Uhr (Einsatzzeitpunkt 10 Uhr, Einsatzdauer 4 h). Dargestellt sind die Fahrpläne mit und ohne Flexibilitätsabruf für ein minimal zu erbringendes, lasterhöhendes ΔP von 260 kW. Bisher werden die Hochbehälter so weit wie möglich nachts gefüllt („NT-Stromtarif“). Tagsüber („HT-Stromtarif“) wird nur bei Bedarf gepumpt. Durch den flexiblen Pumpeneinsatz kann eine zeitliche Verlagerung in die PV-Spitzenzeiten erfolgen, was zu einer Entlastung des Stromnetzes führt.

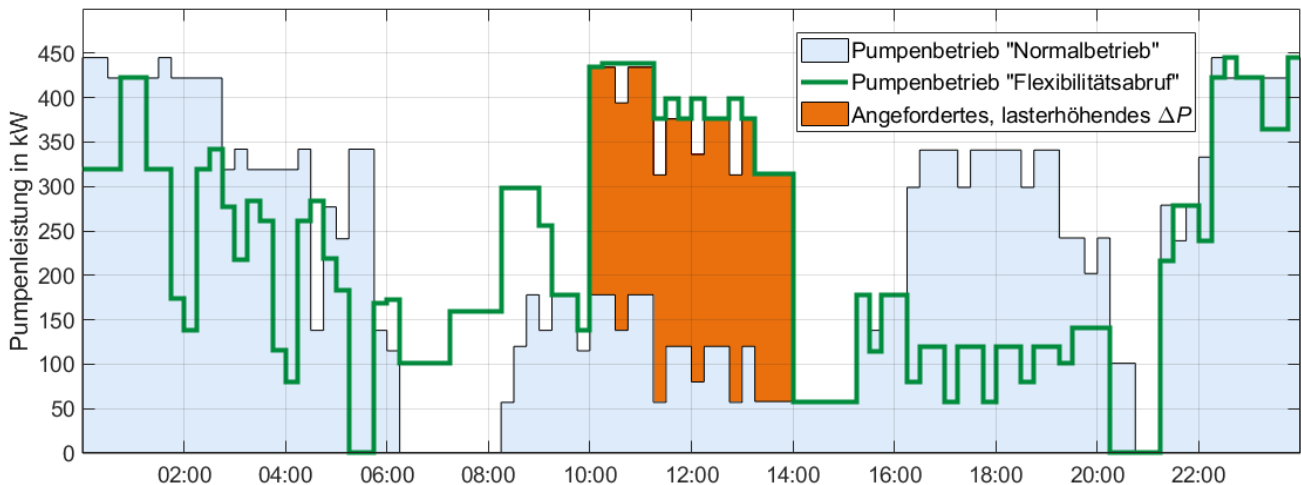


Abbildung 10: Beispiel für eine Flexibilitätsanforderung im Zeitraum 10–14 Uhr

Mit kürzerer Einsatzdauer und längerer Pausendauer zwischen den Flexibilitätsabrufen steigt das Leistungspotenzial. Beispielsweise ergibt sich für alle Sommermittwoche in der Mittagszeit ein über 4 h durchgängiges, gesichertes Flexibilitätspotenzial von ca. 150 kW elektrischer Leistung (s. Abbildung 11). Durch eine vereinfachte Hochrechnung über die Bevölkerung (40.000 Einwohner im Versorgungsgebiet, 83 Mio. Einwohner in Deutschland) lässt sich im betrachteten Zeitraum ein bundesweites 4-h-Potenzial von ca. 300 MW abschätzen. Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass das Potenzial durch eine zunehmende Vorlaufzeit und eine exaktere Eingrenzung der kritischen Zeitpunkte noch deutlich erhöht werden kann.

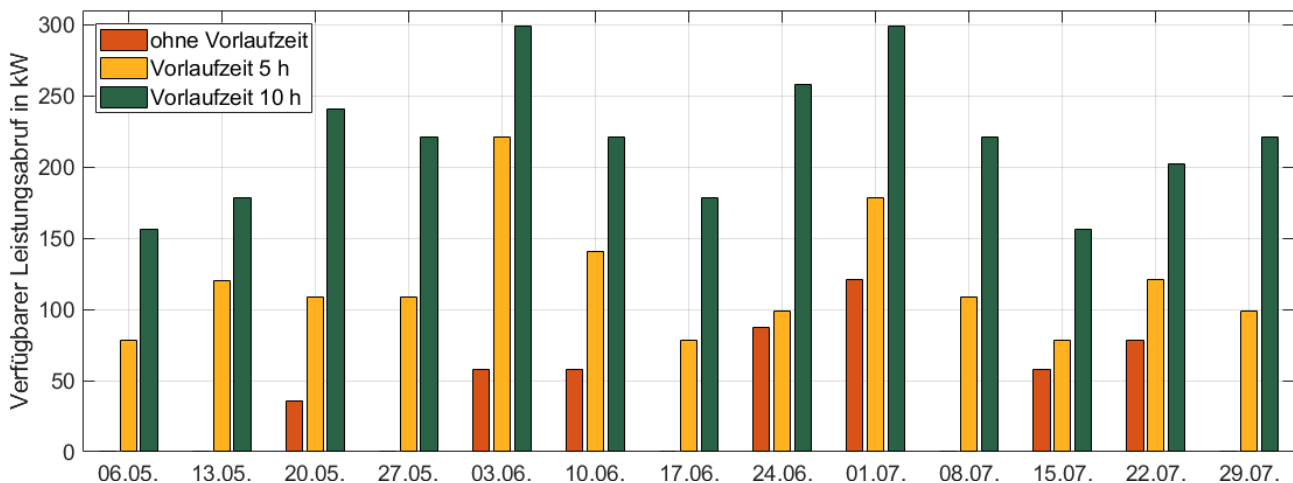


Abbildung 11: Ergebnis für gesichertes lasterhöhendes Flexibilitätspotenzial der Trinkwasserpumpen

Aktuell sind die Stromkosten der Kreiswerke Cham, wie bei Gewerbe- und Industriebetrieben üblich, an einen Leistungspreis gekoppelt. Das Ziel ist deshalb, die Leistungsspitze im Jahresverlauf aus wirtschaftlichen Gründen möglichst gering zu halten. In einem Feldversuch sollte daher vordergründig untersucht werden, inwiefern der Einsatz von Flexibilität in der Trinkwasserversorgung technisch umsetzbar ist. Dazu wird ein Flexibilitätsfahrplan (Leistungsabweichung vom bisherigen Fahrplan der Pumpen) an der OTH Regensburg erstellt und an die Kreiswerke Cham übermittelt. Im Hauptpumpwerk wird der Flexibilitätsabruf mithilfe einer modifizierten Anlagensteuerungssoftware umgesetzt.

Falls die Leistungsspitzen aufgrund der Flexibilität höher als bisher ausfallen, können über die sogenannte SINTEG-Verordnung die zusätzlichen Netzentgelte erstattet und somit wirtschaftliche Nachteile ausgeglichen werden. Allerdings gilt dies nur, wenn der maximale Leistungsabruf in Zeiträumen stattfindet, in denen der Netzbetreiber Maßnahmen zur Vermeidung eines Netzengpasses ergreifen muss oder in denen der Spotmarktpreis an der Strombörse null oder negativ ist (SINTEG-V § 6 (2)). Da laut dem Netzbetreiber in dem betroffenen Gebiet keine kritischen Zustände bekannt sind, wird die Prognose des Flexibilitätsfahrplans nicht anhand netzzustandsabhängiger Größen erstellt, sondern richtet sich nach den am Vortag gemeldeten Day-Ahead-Strompreisen. Eine direkte Anbindung an die Netzleitstelle des zuständigen Netzbetreibers ist zukünftig vorstellbar, aufgrund des langwierigen Genehmigungsprozesses zur Erteilung der nötigen Zugriffsrechte hätte dies den zeitlichen Rahmen des Feldversuchs zunächst jedoch erheblich eingeschränkt.

Als Fazit des Feldversuchs lässt sich festhalten, dass eine technische Umsetzung zur flexiblen Nutzung der Trinkwasserpumpen ohne größeren Mehraufwand durchführbar ist. Die ermittelten Flexibilitätsanforderungen können vor Ort umgesetzt werden, d. h. die Pumpen überschreiten zu keinem Zeitpunkt die vorgegebenen Leistungswerte und schalten sich am Ende der Einsatzdauer wieder planmäßig aus. Ebenso werden die Pumpen automatisch eingeschaltet, sobald der Mindestfüllstand eines Hochbehälters unterschritten wird. Eine zuverlässige Wasserversorgung ist somit auch im Flexibilitätsbetrieb sichergestellt.

Ausblick

Die bisherigen Erkenntnisse zur Verankerung von Flexibilität in der Netzplanung werden im Rahmen eines Promotionsvorhabens noch detaillierter untersucht. Das übergeordnete Ziel dieser Arbeit ist die Beschreibung von wesentlichen Merkmalen der netzbetreiberseitigen Anforderungen an die Flexibilität in der MS-Ebene. Hierzu sollen sowohl leistungs- als auch zeit- und ortsabhängige Einflussfaktoren untersucht werden. Eine möglichst detaillierte Beschreibung kann einen höheren netzseitigen Nutzen generieren, aber gleichzeitig das anbieterseitige Potenzial einschränken – dieser Zielkonflikt ist für die Entwicklung eines allgemeingültigen Verfahrens zur technischen Flexibilitätsbewertung zu lösen. Aus Sicht der Netzplanung ist zudem entscheidend, mit welcher Zuverlässigkeit die einzelnen Leistungs-Zeit-Angebote der Flexibilität die Spannungs- und Stromgrenzwertverletzungen beheben. Ein hohes Angebot an Flexibilitätsoptionen kann hierbei einen größeren Mehrwert liefern als die arithmetische Summe der Einzelmaßnahmen. Dies kann mithilfe wahrscheinlichkeitstheoretischer Ansätze ausgewertet werden, wobei auch mögliche Kombinationen des Flexibilitätseinsatzes mit anderen Maßnahmen (z. B. Last- oder Einspeisemanagement) zur Ableitung von Anforderungen an die an Flexibilitätseinsätze zu stellende Verfügbarkeit zu betrachten sind. Es ist zu erwarten, dass eine derartige Rückfallebene bei unzuverlässiger Bereitstellung (Ausfall) einer Flexibilität aus technischer Sicht zwar ohnehin notwendig ist, aber wirtschaftliche Nachteile mit sich bringt.

Die vorhergehenden Untersuchungen erlauben, die Relevanz der Flexibilitätsmaßnahmen zu beleuchten, indem ein techno-ökonomischer Vergleich zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen durchgeführt wird. Sofern die Summe der Kosten für die Flexibilität (z. B. höhere Betriebskosten, Einschränkungen am Regelleistungsmarkt) und das Einspeisemanagement (Kostenerstattung der Abregelung) geringer ausfallen als die Netzausbaukosten, kann eine Empfehlung für die Nutzung von Flexibilität ausgesprochen werden. Auf Basis der Ergebnisse ergeben sich Anhaltswerte, in welcher Höhe die Flexibilität vom Netzbetreiber minimal zu vergüten ist bzw. welche maximale Vergütung vom Anlagenbetreiber gefordert werden darf.

Darüber hinaus ist der bestehende Ansatz, mit dem ein Netzbetreiber Manipulationen durch sogenanntes INC-DEC-Gaming verhindern kann, zu erweitern. Dies soll sicherstellen, dass anbieterseitig keine Netzengpässe provoziert werden, deren Behebung mithilfe von Flexibilitätseinsätzen einen netzseitigen und somit volkswirtschaftlichen Schaden anrichten. Eine weiterführende Betrachtung, welche regulatorischen und welche energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen anzupassen sind, ist nicht Bestandteil der Dissertation.