

Dezentrale Flexibilität statt Netzausbau? Eine Untersuchung am Beispiel Rißtissen 2037

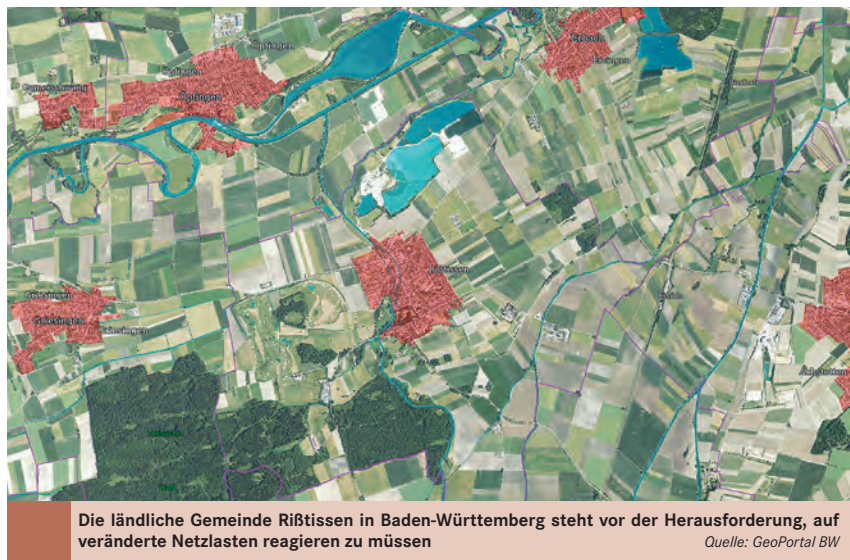
Catherine Adelman, Daniel Müller und Dietmar Graeber

Die Energiewende fordert Gemeinden und Netzbetreiber. Während immer mehr Strom dezentral erzeugt wird, stößt das bestehende Netz vielerorts bereits an seine Belastungsgrenzen. Besonders in ländlichen Regionen führen hohe PV-Einspeisungen im Sommer und ein steigender Strombedarf im Winter zunehmend zu Engpässen. Die Frage, wie Energie künftig lokal erzeugt, gespeichert und netzdienlich eingesetzt werden kann, gewinnt damit zentrale Bedeutung. Dabei geht es nicht nur um die Frage der Versorgungssicherheit, sondern auch um die weitere Kostenentwicklung.

Mit der Energiewende wandelt sich das Stromsystem grundlegend: Die Einspeisung verlagert sich von zentralen Großkraftwerken hin zu kleineren, dezentralen Erzeugern wie Aufdach-PV-Anlagen. Bereits jetzt kommt es in manchen ländlichen Gemeinden zu Netzüberlastungen. Er entsteht insbesondere in den Sommermonaten durch eine hohe PV-Einspeisung bei gleichzeitig niedriger Stromnachfrage. Anschlusszusagen für neue Anlagen können in diesen Gemeinden häufig nicht mehr erteilt werden [1]. Diese Herausforderung wird aktuell vor allem durch Netzausbaumaßnahmen adressiert. Sie lassen sich jedoch nur langsam realisieren und sind kostspielig: Bundesweit werden bis 2045 Netzausbaukosten von rund 730 Mrd. € erwartet, davon entfallen 430 Mrd. € allein auf das Verteilnetz [2].

Während aktuell Überlastungen vor allem durch die hohen Erzeugungsspitzen im Sommer auftreten, ist künftig allerdings zu erwarten, dass durch die Elektrifizierung von Mobilität und Wärme auch die Lasten in den Wintermonaten stark ansteigen werden. Im Vergleich zum Sommer liegt die PV-Erzeugung im Winter bei weniger als 10 %. D. h., dass im Winter der Energiebedarf zu großen Teilen durch Importe aus höheren Netzebenen gedeckt werden muss. Dies führt zu der grundlegenden Frage, wie die Energie künftig erzeugt, großräumig transportiert oder über verschiedene Zeithorizonte gespeichert werden soll.

Dezentrale Speicher, sowohl Batteriespeicher für Tag-Nacht-Zyklen als auch Langzeitspeicher, wie z. B. Wasserstoff, Redox-Flow oder mechanische Energiespeicher, könnten die Verteilnetze stark entlasten. Damit wäre es möglich, die Netzausbaukosten erheblich zu senken, die Versor-



Die ländliche Gemeinde Rißtissen in Baden-Württemberg steht vor der Herausforderung, auf veränderte Netzlasten reagieren zu müssen
Quelle: GeoPortal BW

gungssicherheit, auch im Krisenfall, zu erhöhen, Transportverluste zu verringern und nicht zuletzt die Nutzung erneuerbarer Energie auf lokalem Level zu erhöhen.

Am Beispiel der Gemeinde Rißtissen (Baden-Württemberg) konnten die Potenziale netzdienlicher Kurz- und Langzeitflexibilitäten in verschiedenen Szenarien untersucht werden. Statt ausschließlich auf die Sommermonate und die Spitzenlastkapung zu blicken, umfasst die hier vorgestellte Analyse ein vollständiges Jahr inklusive der winterlichen Lastspitzen. Dabei wird die Wirkung unterschiedlicher Speichertechnologien kombiniert betrachtet, um aufzuzeigen, wie ein sowohl kurzfristig wirksamer als auch langfristig kostenoptimaler und netzentlastender Betrieb des lokalen Energiesystems möglich wird.

Hohe Einspeisung bei niedriger Nachfrage

Rißtissen ist wie viele ländliche Gemeinden durch eine hohe, lokale Erzeugung bei

gleichzeitig geringem Verbrauch geprägt. Neben einem Laufwasserkraftwerk gibt es auch eine Biogasanlage mit 1,2 MW Leistung und etliche Aufdach-PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 3 MW. Durch die vielen PV-Anlagen kommt es bereits heute zu Überschreitungen der erlaubten Rückspeisung in höhere Netzebenen. Gleichzeitig läuft die Förderung der Biogasanlage aus und es wird ein neues Betreibermodell benötigt.

Um beurteilen zu können, wie lokale Ressourcen so eingesetzt werden können, dass sie das Netz stabilisieren und die Systemkosten möglichst geringgehalten werden können, wurde ein detailliertes, physikalisches Netzmodell des Ortsnetzes erstellt, das auf den GIS-Daten des Netzbetreibers Ehinger Energie basiert.

Da keine flächendeckenden, lastganggemessenen Verbrauchsdaten vorlagen, wurden Standardlastprofile verwendet und anhand individueller Jahresverbräuche skaliert [3]. Erzeugungsdaten stammten

teils aus Messungen (Biogas, Wasserkraft), teils aus modellierten PV-Lastgängen basierend auf Referenzdaten. Um den zukünftigen Stromverbrauch abschätzen zu können, wurden basierend auf den Netzausbauplänen der Verteilnetzbetreiber Szenarien erstellt [4, 5]. Für RiBtissen ist zu erwarten, dass bis 2037 an etwa 38 % der Hausanschlüsse eine Wärmepumpe und an 74 % ein Elektroauto betrieben wird. Der PV-Zubau umfasst rund 120 neue Anlagen mit 12 kWp. Zudem wird mit einer knappen Verdopplung der Batteriespeicher in Privathaushalten gerechnet.

Aus den Netz- und Verbrauchsdaten wurde ein Optimierungsmodell erstellt, welches die optimale Nutzung der Flexibilitäten zur Auflösung von Netzrestriktionen errechnet. Anhand des Modells kann nun analysiert werden, wie gut die bestehenden Potenziale ausgeschöpft werden können.

Im Modell wurden verschiedene Flexibilitätsoptionen integriert, um Last- und Erzeugungsspitzen gezielt auszugleichen (siehe Abb. 1). Diese stellen sich im Detail wie folgt dar:

- Die Biogasanlage kann flexibel betrieben werden, um Leistung und Energieeinsatz zeitlich zu verschieben und so zur Netzstabilisierung beizutragen. Es ist zudem möglich, entweder die produzierte Energiemenge zu reduzieren oder die maximale Leistung von aktuell 1.200 kW zu überbauen.
- Der Großbatteriespeicher wird netzdienlich eingesetzt. Er hat 5,26 MWh Kapazität und 2,63 MW Lade-/Entladeleistung.
- Die Größe und Leistung des Langzeitspeichers werden im Modell frei optimiert, um saisonale Flexibilität bereitzustellen.

Alle oben genannten Flexibilitäten können auch komplett deaktiviert werden. Des Weiteren sind folgende Anpassungen möglich:

- Am Übergabepunkt in die Mittelspannung können die Import-/Export-Limits angepasst werden, sind jedoch mit höheren Netzausbaukosten und Netznutzungsgebühren verbunden. Aktuell sind diese auf 400 kW Bezug und 2.900 kW Rückspeisung festgelegt.

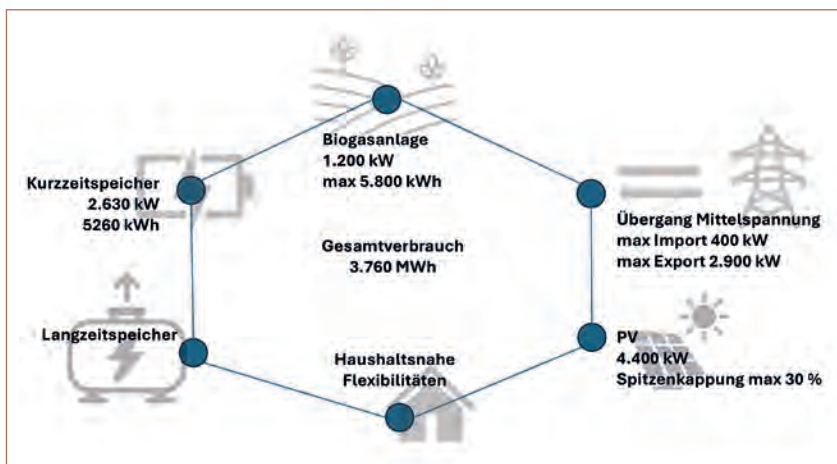


Abb. 1 Schematische Übersicht der Speicher und Flexibilitätspotenziale im Modell RiBtissen 2037

Quelle: eigene Darstellung

- Bei den PV-Anlagen ist eine temporäre Abregelung von Einspeisespitzen von bis zu 30 % der PV-Leistung im Netzüberlastungsfall möglich.
- Haushaltsnahe Flexibilitäten werden durch einen zentralen Speicher mit 1 MWh vereinfacht modelliert. Dieser repräsentiert etwa 200 Haushalte mit kleineren Speichern, Wärmepumpen und flexibles Laden von E-Fahrzeugen.

Die Rolle von Kurzzeit- und Langzeitspeichern sowie haushaltsnahen Flexibilitäten sowohl mit als auch ohne die zusätzliche Erzeugungsflexibilität aus Biogas. Tab. 1 gibt eine Übersicht über die Konfiguration der vorgestellten Szenarien.

Biomasse: erhebliches Potenzial für flexible Stromerzeugung

Um eine vergleichbare Bewertungsbasis zu anderen Kommunen zu schaffen – insbesondere jenen ohne eigene Biogasanlagen –, wurde zusätzlich ein Szenariopfad ohne Biogasbetrieb betrachtet. Dies ermöglicht eine systematische Einord-

Im Szenario Basis-2037 verdoppelt sich der Gesamtverbrauch auf 3.760 MWh durch den Zubau von Wärmepumpen, Wallboxen und PV-Anlagen (siehe Abb. 2). Die Erzeugung steigt um 15 % auf 9.729 MWh. Damit werden die bisherigen Import- und

Szenario	Szenarien mit Biogasanlage						Szenarien ohne Biogasanlage			
	Basis-2037	PV-Curtailment	Großbatterie	Biogas-Flexibilisierung	Biogas-Reduktion	Biogas-Überbau	Basis-ohne-Biogas	Großbatterie-ohne-Biogas	Langzeitspeicher	Autarkie
PV-Spitzenkappung	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-
Batteriespeicher	-	-	X	-	-	-	-	X	X	X
Biogas	X	X	X	X	X	X	-	-	-	-
Leistung [kW]	-	-	-	1.200	1.200	2.500	-	-	-	-
Energie [kWh]	-	-	-	5.800	2.673	5.800	-	-	-	-
Langzeitspeicher [kWh]	-	-	-	-	-	-	-	-	215	1.268
Import [kW]	330	330	-400	-400	-400	-400	870	870	0	0
Export [kW]	800	0	0	730	0	0	100	0	0	0

Tab. 1 Übersicht der vorgestellten Szenarien

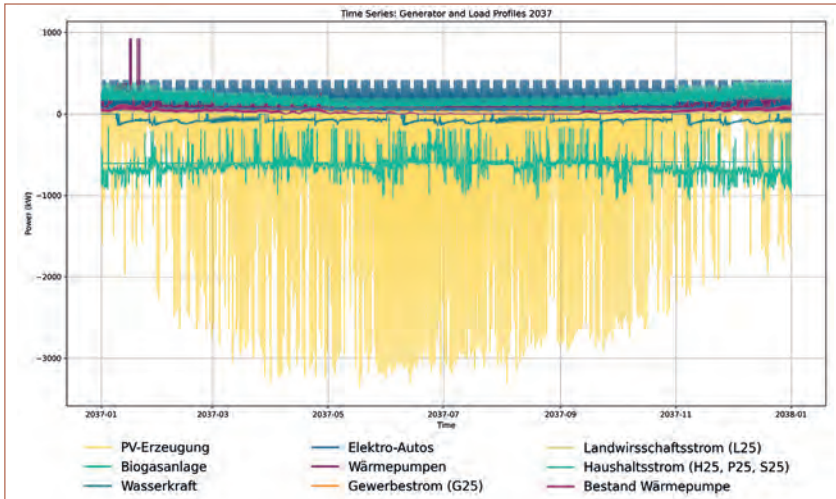


Abb. 2 Erwarteter Lastverlauf für Rißtissen im Jahr 2037

Quelle: eigene Darstellung

Exportgrenzen des Netzes deutlich überschritten. Der Import steigt um 330 kW, der Export um 800 kW. Die Differenz zwischen Tages- und Nachtwerten nimmt aufgrund des hohen PV-Anteils weiter zu.

Durch den erhöhten Export wären der Neubau einer zweiten Ortsnetzstation und ein weiterer, direkter Mittelspannungsanschluss erforderlich. Die Gesamtkosten wären mit ca. 4 Mio. € zu beziffern, was zu einer Netzentgeltsteigerung von etwa 40 % führen würde. Zwar ist kein unmittelbarer Netzausbau für den gestiegenen Import nötig, jedoch steigen die Netznutzungsentgelte für höhere Netzebenen deutlich. Mögliche Maßnahmen, um diese Kosten zu umgehen, beinhalten die Abregelung von PV-Anlagen zu Spitzenzeiten, den Bau eines Großbatteriespeichers sowie die Flexibilisierung der Biogasanlage. Sie werden im Folgenden näher betrachtet.

Das gezielte Abschalten von Photovoltaikanlagen während Spitzenzeiten im Szenario *PV-Curtailment* kann das Überschreiten der Exportgrenzen vollständig verhindern. Der erforderliche Umfang dieser Maßnahme ist vergleichsweise gering: Insgesamt müssten 85 MWh an PV-Erzeugung abgeregelt werden. Dies entspricht etwa 1 % der gesamten Jahreserzeugung im Netzgebiet bzw. rund 2 % der Solarstromproduktion.

Alternativ wird im Szenario *Großbatteriespeicher* zur Kappung der PV-Spitzen ein lokaler Großbatteriespeicher mit 5,2 MWh gebaut. Ziel ist es, kurzfristige Einspeisespitzen zu glätten, ohne die Betriebsweise der Biogas- oder PV-Anlagen zu verändern. Dadurch können die Exportlimits eingehalten werden und die Importe aus höheren Netzebenen auf null reduziert werden. Die Integration des Speichers führt zu einer Reduktion der Netznutzungsentgelte, die sich in einer jährlichen Einsparung von 9.320 € niederschlägt.

Durch eine bedarfsorientierte Fahrweise der Biogasanlage (Szenario *Biogas-Flexibilisierung*) wird deren Einspeisung an das lokale Last- und Erzeugungsprofil angepasst und zeitlich verschoben. Trotz dieser Flexibilisierung kann der Netzausbaubedarf von 4 Mio. € nicht verhindert werden. Damit zeigt sich, dass eine reine Verschiebung der Erzeugung der Biogas-

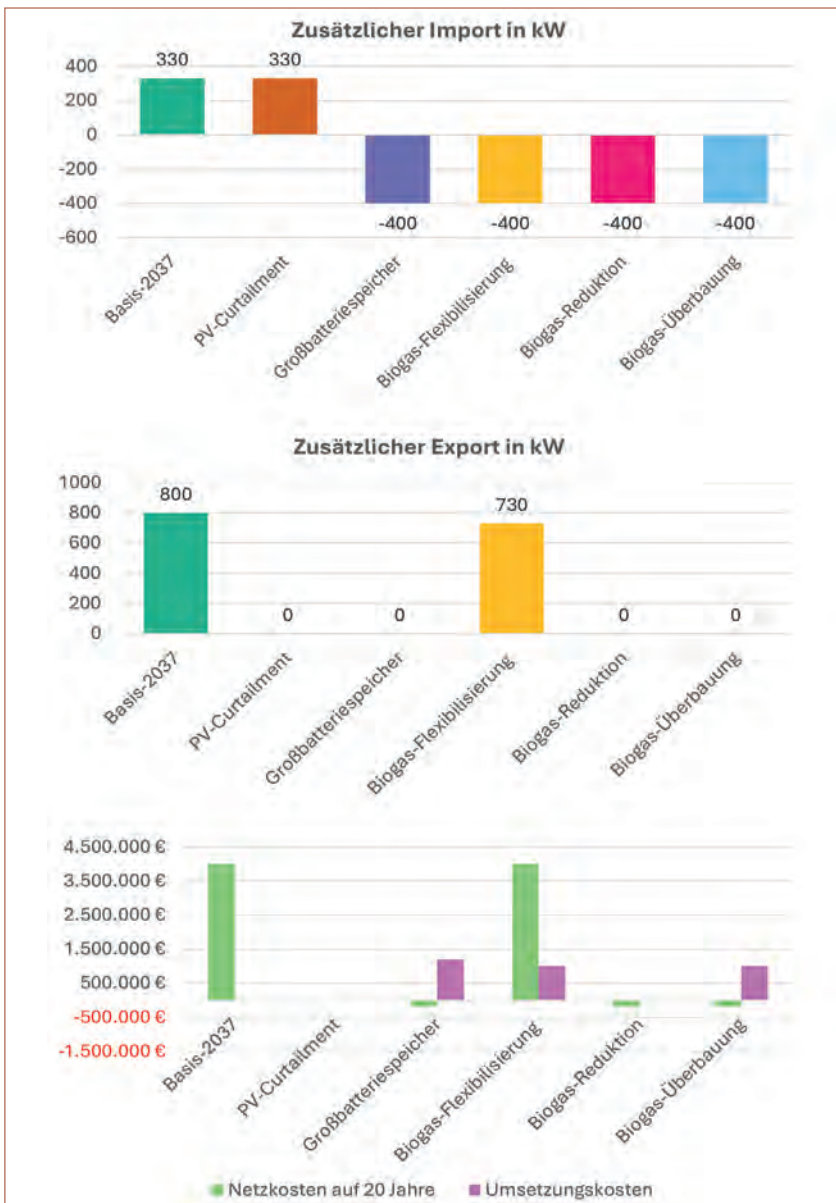


Abb. 3 Import- und Exportmengen sowie die Netz- und Umsetzungskosten (unten) der Szenarien mit Biogasanlage

Quelle: eigene Darstellung

anlage – ohne zusätzlichen, lokalen Speicher – die strukturellen Engpässe im Netz nicht ausreichend reduzieren kann.

Sollen die Netzlimitationen eingehalten werden, muss die jährliche Energieproduktion der Biogasanlage auf 2.673 MWh, ausgehend vom aktuellen Niveau von 5.800 MWh (2023), reduziert werden. Im Szenario *Biogas-Reduktion* läuft die Biogasanlage vor allem nachts und im Winterhalbjahr, wenn die PV-Produktion stark zurückgeht.

Soll die jährliche Energiemenge konstant gehalten werden, ist eine Biogas-Überbauung um etwa Faktor 2 notwendig, d. h., die installierte elektrische Leistung wird verdoppelt (Szenario *Biogas-Überbauung*). Durch die höhere Leistung kann die Anlage ihren Energieoutput in kürzeren Zeitfenstern erzeugen und daher wird sie auch überwiegend im Winterhalbjahr und nachts betrieben. Die dadurch entstehenden Exporte in die höheren Netzebenen bewegen sich dann fast ganzjährig konstant am oberen Limit.

Effizienteste Flexibilitätsoption Batteriespeicher, Biogasflexibilisierung bedingt wirtschaftlich

Abb. 3 fasst die unterschiedlichen Import- und Exportmengen sowie die Netz- und Umsetzungskosten der Szenarien mit Biogas zusammen. Die aktuellen Exportlimits können nur in den Szenarien der PV-Spitzenkappung, beim Bau eines Batteriespeichers, bei der Reduzierung der Leistung der Biogasanlage oder einer Überbauung der Biogasanlage eingehalten werden. Bei fast allen Szenarien lässt sich der theoretische Import aus höheren Netzebenen um -400 kW auf null reduzieren.

Ein saisonaler Betrieb der Biogasanlage ist grundsätzlich technisch möglich. Die Gasproduktion kann im Sommer auf rund 10 % reduziert und im Herbst innerhalb von etwa einem Monat wieder auf volle Leistung hochgefahren werden. Voraussetzung ist ein Betrieb im Hochtemperaturbereich (~50 °C), um die biologische Aktivität beim Wiederanfahren sicherzustellen. Für diese Betriebsweise sind jedoch zusätzliche Investitionen notwendig, insbesondere für Auffangbehälter zur mehrmonatigen Lagerung der Rest-

stoffe sowie für erweiterte Heizregister zum schnelleren Hochfahren. Das Investitionsvolumen beträgt für die betrachtete Anlagengröße etwa 1 Mio. €. Ökonomisch erfordert das Modell einen Stromabnahmepreis von ca. 220 €/MWh, was deutlich über dem aktuellen Marktniveau liegt.

Die Biogasbetreiber bewerten das Szenario mit einer reduzierten Jahresproduktion kritisch, da der Arbeitsaufwand nahezu gleich bleibt, während geringere Erlöse erzielt werden. Dies führt zu Vorbehalten, insbesondere bei landwirtschaftlichen

Betrieben, für die die Anlage eine wichtige Einnahmequelle darstellt.

Am einfachsten umzusetzen ist der Bau eines Batteriespeichers im Ortsnetzgebiet mit Investitionskosten von rund 1,2 Mio. €. Da die zyklische Beanspruchung des Speichers nur bei 44,5 Vollzyklen pro Jahr liegt, lässt die netzdienliche Betriebsweise noch ausreichend Raum für eine marktdienliche Nutzung, vor allem da dieser die PV-Spitzen abfängt und nachts die Energie abgibt. Kritisch bleibt jedoch die Frage nach dem Betreiber: Netzbetreiber dürfen keine Speicher betreiben,

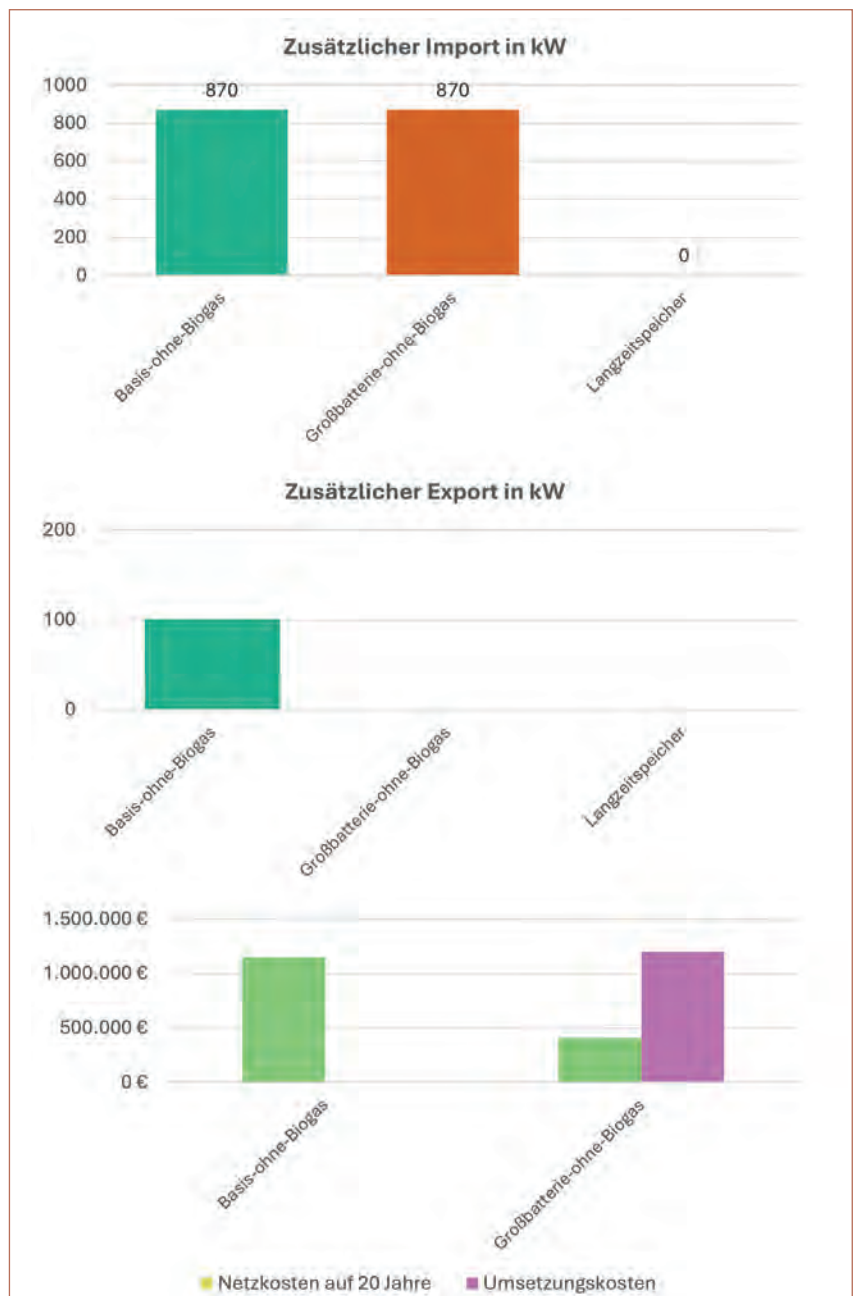


Abb. 4 Import- und Exportmengen sowie die Netz- und Umsetzungskosten (unten) der Szenarien ohne Biogasanlage
Quelle: eigene Darstellung

während Investoren maximale Erträge aus Arbitrage und Frequenzbereitstellung erwarten und es fraglich ist, ob sie auf Erlöse zugunsten eines netzentlastenden Betriebs verzichten. Ein rein marktorientierter Betrieb würde im Verteilnetz jedoch zusätzliche Belastungen verursachen.

Szenariopfad ohne Biogas: Hohe Winterlasten und Exportüberschreitungen

Eine Betrachtung ohne die Biogasanlage ermöglicht eine bessere Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Kommunen und bildet zugleich den Fall ab, in dem sich die Betreiber der Biogasanlage gegen den Weiterbetrieb entscheiden. Hintergrund ist, dass die aktuelle Förderung von Biogas ausläuft und die Betreiber derzeit nach einem neuen Geschäftsmodell suchen.

Im Szenario *Basis-ohne-Biogas* treten im Winter erhebliche, zusätzliche Importbedarfe von 870 kW auf. Auch die Exportlimits können knapp um 100 kW nicht

eingehalten werden (siehe Abb. 4). Dies schwächt die energetische Autarkie des Systems und führt zu einer stärkeren Belastung der übergeordneten Netzebenen. Die Netzausbaukosten liegen bei etwa 740.000 €. Es ist mit höheren Netznutzungsentgelten von 19.300 € zu rechnen und es fällt ein Baukostenzuschuss von einmalig 23.000 € an. Folglich erhöhen sich die Netzentgelte um etwa 10 %.

Wird in diesem Szenario zusätzlich ein Großbatteriespeicher gebaut (Szenario *Großbatterie-ohne-Biogas*), können zwar die Lastspitzen im Winter von 870 kW nicht verhindert werden, vermieden wird jedoch die Überschreitung des Exportlimits im Sommer. Die höhere Lastaufnahme im Winter führt zu zusätzlichen Netzentgelten von 19.300 € pro Jahr. Ergänzend fällt ein einmaliger Baukostenzuschuss von 23.000 € an.

Der Batteriespeicher wird mit 243 Zyklen im Jahr nur durch den netzdienlichen Einsatz belastet, was eine zusätz-

liche, marktorientierte Nutzung stark einschränkt. Da der Speicher jedoch vor allem die Energie von den Mittags- in die Abendstunden verschiebt, könnte sich die netzdienliche Nutzung in diesem Fall mit der marktorientierten Nutzung zu Teilen decken.

Eine Erweiterung des Systems um einen Langzeitspeicher ermöglicht eine deutliche Verschiebung saisonaler Energieüberschüsse. In dem Szenario *Langzeitspeicher* übernimmt der Batteriespeicher mit einer Kapazität von 5,25 MWh kurzfristige Lastverschiebungen und wird dafür 191-mal pro Jahr zyklisiert. Der Langzeitspeicher mit einer Kapazität von 215 MWh hingegen wird nur sehr selten genutzt (1,7 Zyklen pro Jahr), erfüllt jedoch die Aufgabe, rund 10 % des jährlichen Energieverbrauchs (365 MWh) lokal zu speichern und zeitversetzt bereitzustellen.

Für eine weitgehende energetische Autarkie wäre ein erheblich größer dimension-

Fachinformationen zur Wärmeversorgung

Die gesamte Prozesskette der kommerziellen Wärmeversorgung

- Energiewirtschaft
- Erzeugung/Speicher
- Netze
- Anschluss-/Kundenanlagen
- Messung/Abrechnung

www.ehp-magazin.de

EURO HEAT&POWER

WÄRME | KÄLTE | KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG AGFW

ERNEUERBARE ENERGIEN Leistungs- und Ertragsnachweis von großen Solaranlagen minimiert Risiko für Investoren	WÄRMENETZE Auswirkungen einer abgesenkten Rücklauftemperatur auf Fernwärmenetze	DIGITALISIERUNG Einsatz von künstlicher Intelligenz in der Fernwärmeversorgung
---	---	--

BRANDES überwacht ihr Rohrnetz effektiv und zuverlässig auf Rissen und Leckagen – mit einer Fähigkeit und punktgau. Das Ergebnis: ein rentables Projekt und ruhiger Schlaf – für Sie und alle Nutzer Ihres Netzes.

SYSTEM BRANDES®

BERATUNG • PLANUNG • REALISIERUNG

BRANDES GmbH
Othendstraße 1 • 23701 Eutin • Tel. +49 4521 807-0 • Fax -77 • brandes@brandes.de • www.brandes.de

BRANDES

... für Sicherheit über den Tag hinaus



www.ehp-magazin.de



nierter Langzeitspeicher erforderlich. Die Analyse des Szenarios *Autarkie* zeigt, dass hierfür eine Kapazität von rund 1.268 MWh notwendig wäre. Ein solches System könnte jahreszeitliche Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen vollständig ausgleichen, liegt jedoch weit außerhalb wirtschaftlich realisierbarer Größenordnungen.

Wirtschaftlichkeit von Langzeitspeichern

Durch den Einsatz eines Langzeitspeichers anstelle des reinen Batteriespeichers des Szenarios *Großbatterie-ohne-Biogas* ergeben sich Einsparungen beim Netzausbau von jährlich 19.300 € sowie ein vermiedener Baukostenzuschuss von 23.000 €. Auf einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren summiert sich dies zu einer Gesamterparnis von 408.500 €.

Der zweite Faktor ist die Entwicklung des Strompreises: Es wird erwartet, dass dessen Volatilität, vor allem im Winter, deutlich zunimmt. Prognosen gehen von kurzfristigen Großhandelspreisen von bis zu 400 €/MWh aus.

Unter Berücksichtigung der angenommenen Strompreise und der möglichen Einsparungen bei den Netzentgelten ergibt sich für den Langzeitspeicher ein zulässiger, maximaler Investitionspreis zwischen 4.553 €/MWh und 13.313 €/MWh, abhängig vom jeweiligen Preisniveau und der erwarteten Arbitragemöglichkeit (siehe Abb. 5). Damit spannt sich ein breites wirtschaftliches Bewertungsspektrum auf, in dem die Kosteneffizienz des Langzeitspeichers stark von der weiteren Entwicklung des Strommarktes abhängt.

Viel Technologiepotenzial bei gleichzeitig unklaren Rahmenbedingungen

Der Einsatz von Speichern bietet sowohl wirtschaftlich als auch technologisch ein erhebliches Potenzial für das Verteilnetz. Die Analysen zeigen, dass ohne Interventionen Netzentgeltsteigerungen von über 40 % zu erwarten sind. Diese Entwicklung ließe sich jedoch wirksam begrenzen, wenn ein Batteriespeicher – dessen Inbetriebnahme ab 2026 in Rißtissen vorgesehen ist – gezielt netzdienlich betrieben wird. Insbesondere kann der Speicher im Sommer überschüssige Photovoltaik-Erzeugung aufnehmen und in den Abendstunden wieder abgeben, wodurch Lastspitzen reduziert und das Netz entlastet werden. Zusätzlich sind Erlöse aus dem Arbitragehandel durch marktpreisorientierten Betrieb möglich, um so den Batteriespeicher zu finanzieren. Allerdings bleibt die Frage nach einem geeigneten Betreiber unter der aktuellen Regulatorik offen, da Netzbetreiber den Betrieb nicht übernehmen dürfen und Speicherbetreiber zugunsten eines netzdienlichen Einsatzes auf einen Teil ihrer Erlöse verzichten müssten.

Die Biogasanlage kann in einem flexiblen Spitzenkraftwerksbetrieb einen wertvollen Beitrag zur lokalen Netzstabilität leisten. Gleichzeitig eröffnet der verstärkte Einsatz von Reststoffen und Gülle ökologische Vorteile gegenüber einem maisdominierten Substratmix. Damit dieser Betriebsmodus für Anlagenbetreiber attraktiv bleibt, sind jedoch angepasste Vergütungs- und Vermarktungsmodelle erforderlich, die die geringere Jahrespro-

duktion und den höheren Flexibilitätswert berücksichtigen.

Langzeitspeicher bieten darüber hinaus ein zusätzliches Potenzial, insbesondere bei Szenarien ohne Biogasanlage, zur saisonalen Speicherung von Photovoltaiküberschüssen. Aufgrund der unklaren Marktsituation und der hohen Investmentkosten ist der Bau eines Langzeitspeichers im Moment jedoch eher unwahrscheinlich.

Insgesamt zeigt sich, dass ein optimiertes Zusammenspiel aus Kurzzeit-, Langzeitspeichern und flexibler Biogaserzeugung den größten Beitrag zu einem resilienten und wirtschaftlichen Energiesystem leisten kann und die Kosten für den Netzbetrieb, sowie der Bedarf an Netzausbau erheblich gesenkt werden können.

Anmerkungen

- [1] Beutler, A.: „Kein Anschluss von Windrad und Co. mehr möglich“, in: Sächsische Zeitung, 30.10.2025.
- [2] ef.Ruhr GmbH: Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045, 4/2024, abrufbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf
- [3] BDEW: Standardlastprofile Strom, abrufbar unter: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>
- [4] Netze BW: Unser Netz, abrufbar unter <https://www.netze-bw.de/unsernetz>
- [5] Planungsregion Südwest: Regionalszenario 2023, abrufbar unter: <https://www.vnbdigital.de/gateway/files?serviceName=vnb&fileId=649bfc39b70ff2ebcf83e0c>

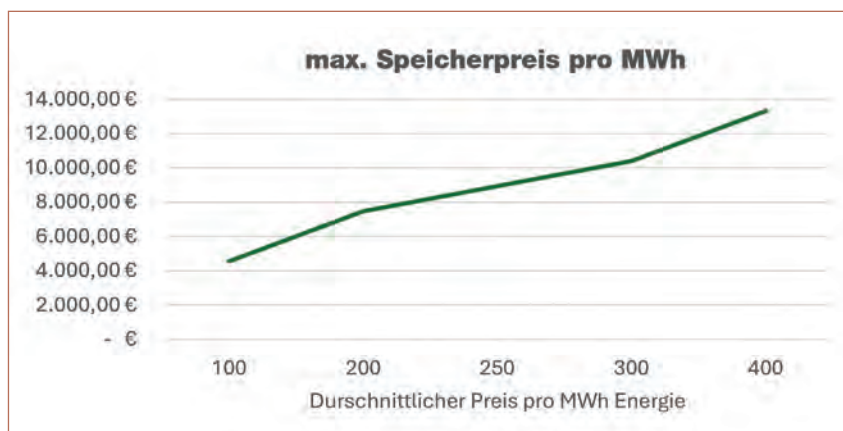


Abb. 5 Investitionen in Speicher sind abhängig von der Strompreisentwicklung

Quelle: eigene Darstellung

C. Adelman, D. Müller, Prof. Dr.-Oec. D. Graeber, Smart-Grids-Forschungsgruppe, Institut für Energietechnik und Energiewirtschaft, Technische Hochschule Ulm

catherine.adelman@thu.de

Der Artikel entstand im Rahmen eines Forschungsprojektes in Zusammenarbeit mit Ehinger Energie und wurde von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt (DBU) gefördert.