

Kurzstudie

Biogas im künftigen Energiesystem

Potential und Wirtschaftlichkeit
der Besicherung von Wind und Photovoltaik
durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen

Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg



Im Auftrag des
Fachverband BIOGAS e.V.

Pressekonferenz zur FAU Studie "Biogas im Energiesystem"

per Teams 10. September 2024

Kernbotschaften

der FAU Studie Biogas im künftigen Energiesystem

Nora Elhaus, Jürgen Karl
Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg



Kurzfassung

Es besteht Konsens über die Notwendigkeit, künftige Versorgungsengpässe im deutschen Stromsystem durch den Aufbau zusätzlicher Reservekraftwerks-Kapazitäten zu vermeiden. Die wesentliche Herausforderung der kommenden Jahre ist die Besicherung von Dunkelflauten, also längerdauernder Perioden mit unzureichender Einspeisung von Wind und Photovoltaik. Ziel dieser Studie ist es, den möglichen Beitrag der Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen für die Bereitstellung notwendiger Reservekraftwerks-Kapazitäten zu quantifizieren und wirtschaftlich zu bewerten. Die Studie kommt zu folgenden Ergebnissen:

Die aktuellen Planungen der Bundesregierung zur Kraftwerksstrategie setzen voraus, dass bei künftigen Versorgungsengpässen stets ausreichend Strom importiert werden kann. Auch der Netzentwicklungsplan und wesentliche Studien beispielsweise des Bundesverbands Erneuerbarer Energien (BEE) postulieren, dass auch während einer Dunkelflaute ausreichende Strommengen aus Europäischen Nachbarländern nach Deutschland importiert werden können.

Stehen bei künftigen Versorgungsengpässen keine ausreichenden Import- oder DSM-Kapazitäten zur Verfügung, müssen wasserstoff- und biogasbasierte Reservekraftwerke bereitstehen, um die Versorgung sicher zu stellen. Ohne wasserstoff- und biogasbasierte Reservekraftwerke, könnten bereits im Jahr 2030 Defizite von bis zu 49 GW entstehen, die durch Importe oder Demand-Side-Management (DSM) Maßnahmen – also das Abschalten großer Verbraucher – möglicherweise nicht gedeckt werden könnten. Der nationale Wasserstoffrat empfiehlt den Zubau von 23,8 GW_{el} wasserstoffbasierten Reservekraftwerken bis 2035. Bei linearem Zubau stünden 2030 also

13,9 GW_{el} zur Verfügung. Auch bei Aktivierung aller dieser Reservekraftwerke müssten in Spitzenzeiten 35,1 GW_{el} importiert werden oder durch DSM-Maßnahmen abgefangen werden. Der Fachverband Biogas empfiehlt durch die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen 12 GW_{el} bis 2030 und 24 GW_{el} bis 2040 bereitzustellen. In der Kombination stünden damit im Jahr 2030 insgesamt 25,9 GW_{el} Reserveleistung zur Verfügung. Diese Leistung könnte die Resilienz des deutschen Energiesystems während einer Dunkelflaute deutlich steigern und den Import- und DSM-Bedarf etwa halbieren.

Biogasbasierte Reservekraftwerke reduzieren den Investitionsbedarf gegenüber wasserstoffbasierten Reservekraftwerken bis Jahr 2030 um den Faktor 1,9 bis 3,7. Die notwendigen Investitionen bis 2030 für wasserstoffbasierte Reservekraftwerken sind um den Faktor 1,9 bis 3,7 höher als für biogasbasierte Reservekraftwerke. Die Auswertung historischer Erzeugungsdaten zeigte, dass künftig Dunkelflauten mit einem Erzeugungsdefizit von bis zu 160 Volllaststunden überbrückt werden müssten. Der Investitionsbedarf für 13,9 GW_{el} wasserstoffbasierter Reservekraftwerke zur Überbrückung einer solchen Dunkelflaute beträgt bis 2030 etwa 75 bis 120 Mrd. €. Der Investitionsbedarf reduziert sich auf etwa 18 bis 45 Mrd. €, wenn Wasserstoff – beispielsweise als Wasserstoffderivat – in bestehenden Infrastrukturen gespeichert werden kann. Demgegenüber sind für die Bereitstellung von 12 GW_{el} Reserveleistung durch die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen bis 2030 nur 11 bis 22 Mrd. € zu investieren.

Biogasbasierte Reservekraftwerken reduzieren die spezifischen Stromerzeugungskosten im Jahr 2030 gegenüber wasserstoffbasierter Reservekraftwerke um den Faktor 1,5 bis 2,4. Die

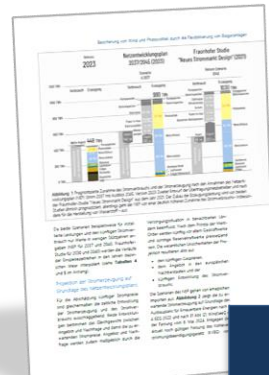
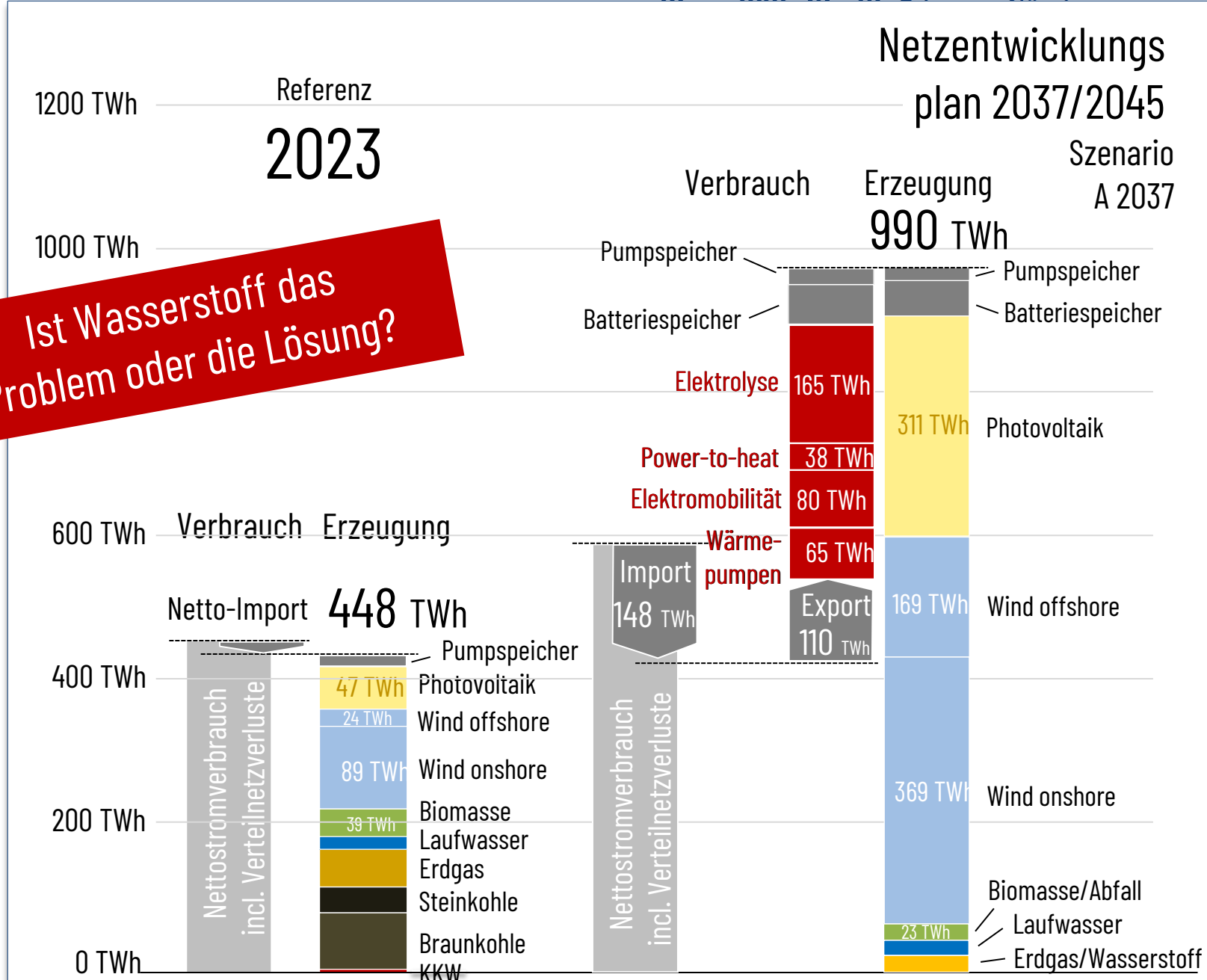
Kernbotschaften der FAU Studie “Biogas im Energiesystem”

Die aktuellen Planungen der Bundesregierung zur Kraftwerksstrategie setzen voraus, dass bei künftigen Versorgungsengpässen stets ausreichend Strom importiert werden kann.

Kernproblem:

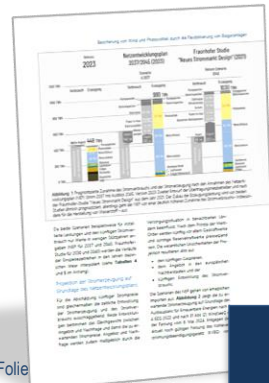
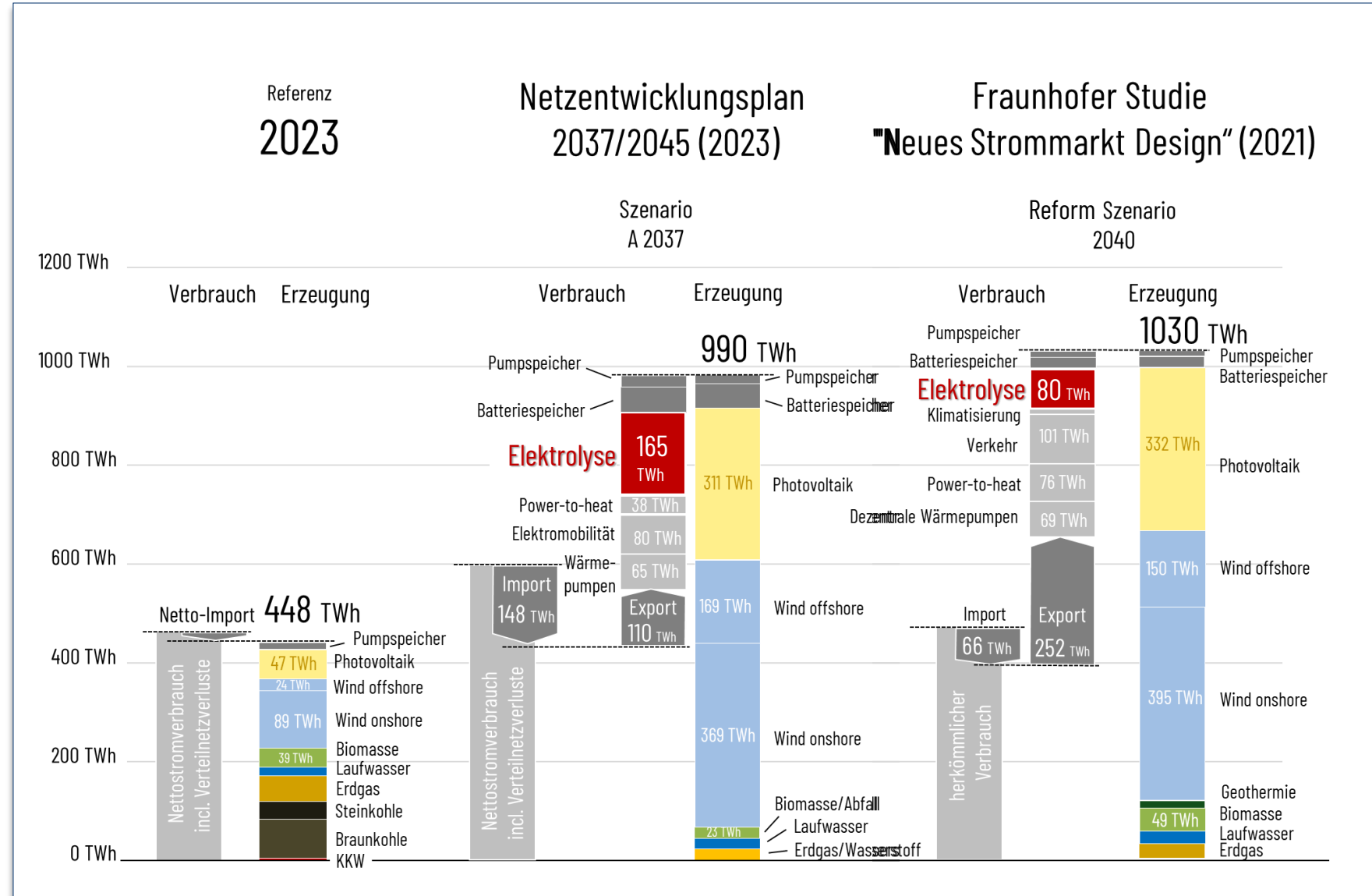
- Durch die Sektorenkopplung (und **die Elektrolyse**) wird der Strombedarf in Deutschland massiv steigen

Ist Wasserstoff das Problem oder die Lösung?



Kernproblem:

- Durch die Sektorenkopplung (und **die Elektrolyse**) wird der Strombedarf in Deutschland massiv steigen
- Frahofer Studie "Neues Strommarktdesign" postuliert einen moderateren Anstieg des Stromverbrauchs
- Auch die Fraunhofer Studie setzt voraus, dass bei Engpässen importiert werden kann...



Kurzfassung

Es besteht Konsens über die Notwendigkeit, künftige Versorgungsengpässe im deutschen Stromsystem durch den Aufbau zusätzlicher Reservekraftwerks-Kapazitäten zu vermeiden. Die wesentliche Herausforderung der kommenden Jahre ist die Besicherung von Dunkelflauten, also längerdauernder Perioden mit unzureichender Einspeisung von Wind und Photovoltaik. Ziel dieser Studie ist es, den möglichen Beitrag der Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen für die Bereitstellung notwendiger Reservekraftwerks-Kapazitäten zu quantifizieren und wirtschaftlich zu bewerten. Die Studie kommt zu folgenden Ergebnissen:

Die aktuellen Planungen der Bundesregierung zur Kraftwerksstrategie setzen voraus, dass bei künftigen Versorgungsengpässen stets ausreichend Strom importiert werden kann. Auch der Netzentwicklungsplan und wesentliche Studien beispielsweise des Bundesverbands Erneuerbarer Energien (BEE) postulieren, dass auch während einer Dunkelflaute ausreichende Strommengen aus Europäischen Nachbarländern nach Deutschland importiert werden können.

Stehen bei künftigen Versorgungsengpässen keine ausreichenden Import- oder DSM-Kapazitäten zur Verfügung, müssen wasserstoff- und biogasbasierte Reservekraftwerke bereitstehen, um die Versorgung sicher zu stellen.

Ohne wasserstoff- und biogasbasierte Reservekraftwerke, könnten bereits im Jahr 2030 Defizite von bis zu 49 GW entstehen, die durch Importe oder Demand-Side-Management (DSM) Maßnahmen – also das Abschalten großer Verbraucher – möglicherweise nicht gedeckt werden könnten. Der nationale Wasserstoffrat empfiehlt den Zubau von 23,8 GW_{el} wasserstoffbasierten Reservekraftwerken bis 2035. Bei linearem Zubau stünden 2030 also

13,9 GW_{el} zur Verfügung. Auch bei Aktivierung aller dieser Reservekraftwerke müssten in Spitzenzeiten 35,1 GW_{el} importiert werden oder durch DSM-Maßnahmen abgefangen werden. Der Fachverband Biogas empfiehlt durch die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen 12 GW_{el} bis 2030 und 24 GW_{el} bis 2040 bereitzustellen. In der Kombination stünden damit im Jahr 2030 insgesamt 25,9 GW_{el} Reserveleistung zur Verfügung. Diese Leistung könnte die Resilienz des deutschen Energiesystems während einer Dunkelflaute deutlich steigern und den Import- und DSM-Bedarf etwa halbieren.

Biogasbasierte Reservekraftwerke reduzieren den Investitionsbedarf gegenüber wasserstoffbasierten Reservekraftwerken bis Jahr 2030 um den Faktor 1,9 bis 3,7. Die notwendigen Investitionen bis 2030 für wasserstoffbasierte Reservekraftwerken sind um den Faktor 1,9 bis 3,7 höher als für biogasbasierte Reservekraftwerke. Die Auswertung historischer Erzeugungsdaten zeigte, dass künftig Dunkelflauten mit einem Erzeugungsdefizit von bis zu 160 Volllaststunden überbrückt werden müssten. Der Investitionsbedarf für 13,9 GW_{el} wasserstoffbasierter Reservekraftwerke zur Überbrückung einer solchen Dunkelflaute beträgt bis 2030 etwa 75 bis 120 Mrd. €. Der Investitionsbedarf reduziert sich auf etwa 18 bis 45 Mrd. €, wenn Wasserstoff – beispielsweise als Wasserstoffderivat – in bestehenden Infrastrukturen gespeichert werden kann. Demgegenüber sind für die Bereitstellung von 12 GW_{el} Reserveleistung durch die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen bis 2030 nur 11 bis 22 Mrd. € zu investieren.

Biogasbasierte Reservekraftwerken reduzieren die spezifischen Stromerzeugungskosten im Jahr 2030 gegenüber wasserstoffbasierter Reservekraftwerke um den Faktor 1,5 bis 2,4. Die

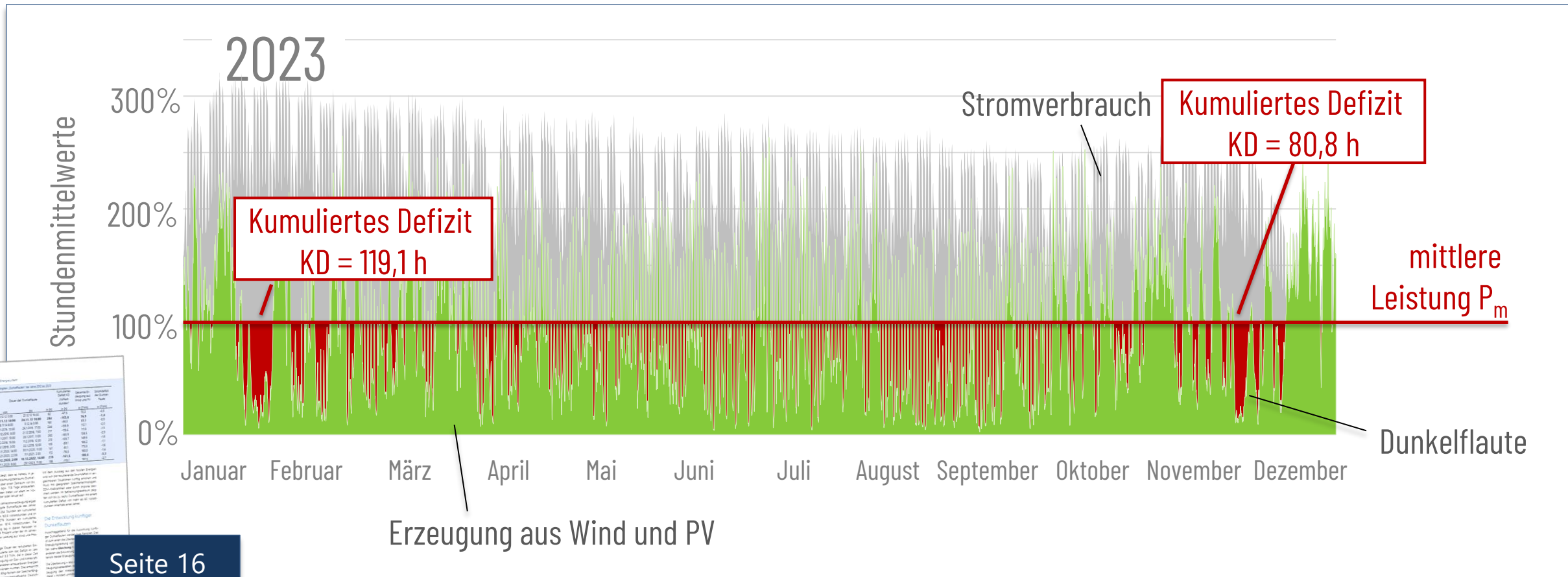
Kernbotschaften der FAU Studie “Biogas im Energiesystem”

Stehen bei künftigen Versorgungsengpässen keine ausreichenden Import- oder DSM-Kapazitäten zur Verfügung, müssen wasserstoff- und biogasbasierte Reservekraftwerke bereitstehen, um die Versorgung sicher zu stellen.

*) DSM: Demand-side-Management: Maßnahmen zur Steuerung des Stromverbrauchs, z.B. Lastabschaltungen

Herausforderung „Dunkelflaute“

- Vor allem im Winter treten regelmäßig längere Perioden mit wenig PV und Winderzeugung auf („Dunkelflauten“)
- Historische Daten zeigen: Dunkelflauten dauern bis 280 Stunden bzw. 160 „Volllaststunden“

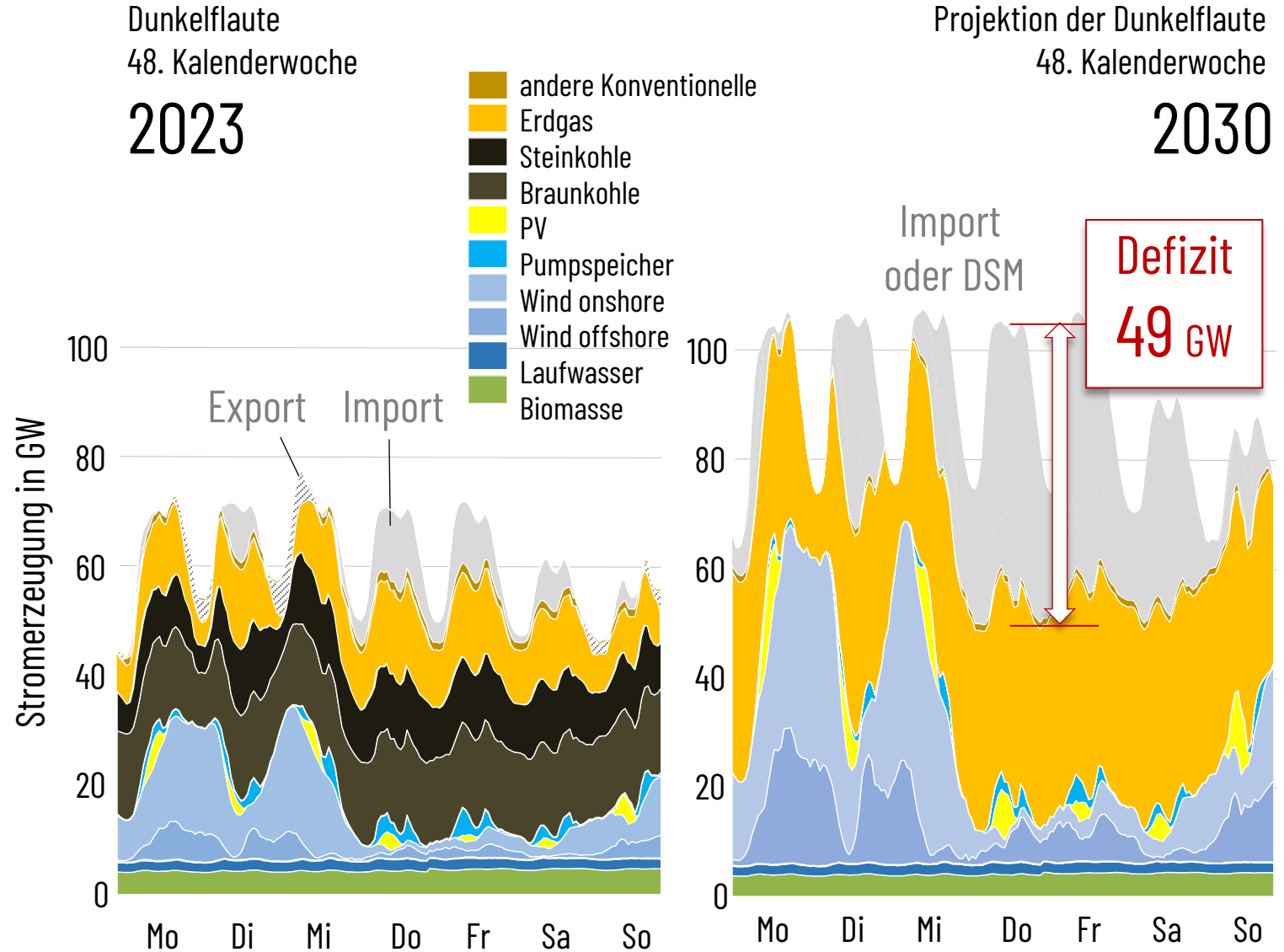
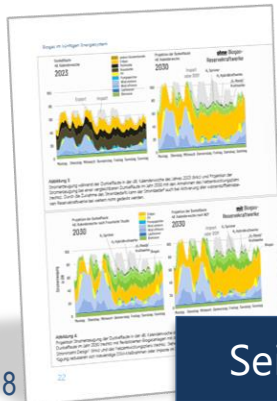


Monat	Erzeugung (kWh)	Verbrauch (kWh)	Defizit (h)
Januar	10.000	12.000	200
Februar	8.000	15.000	700
März	12.000	10.000	0
April	15.000	8.000	0
Mai	18.000	6.000	0
Juni	20.000	4.000	0
Juli	22.000	2.000	0
August	20.000	3.000	0
September	15.000	5.000	0
Oktober	10.000	8.000	0
November	8.000	12.000	400
Dezember	5.000	15.000	1000
Gesamt	140.000	140.000	1191

Herausforderung „Dunkelflaute“

Methodik

- Stündlicher Stromverbrauch des Referenzjahres 2023 wurde in folgende Jahre mit installierter Leistung skaliert
- Einsatz der Anlagen erfolgt nach Merit-Order
- (Merit Order legt den Strompreis fest...)

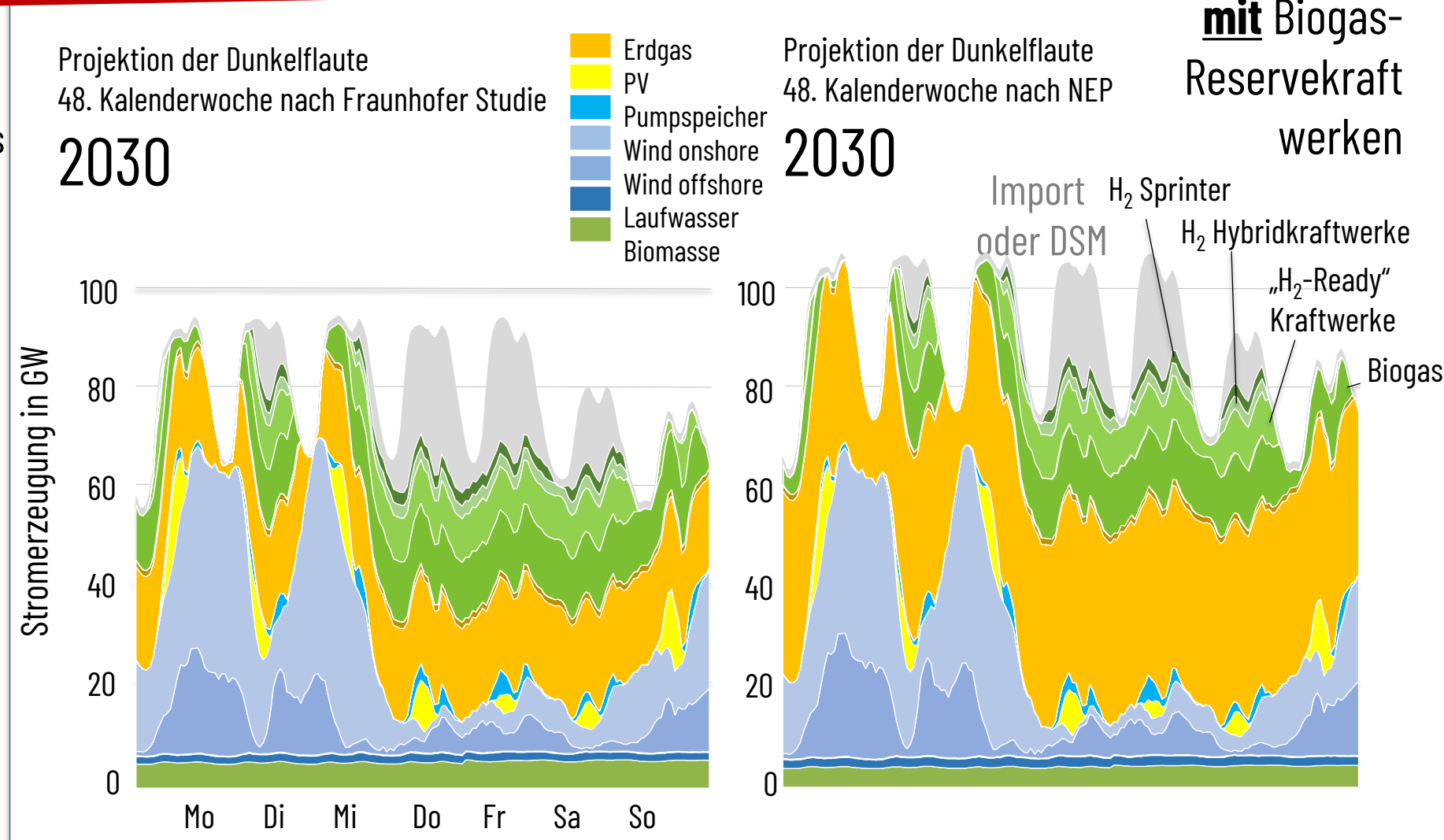
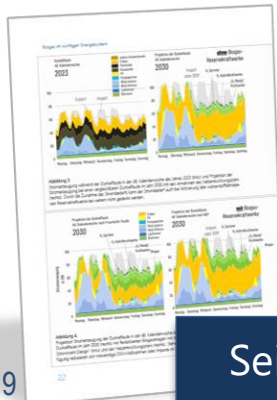


Herausforderung „Dunkelflaute“

Nach dem Kohleausstieg müsste **ohne Reservekraftwerke** fast die Hälfte des Stroms importiert werden oder durch DSM-Maßnahmen/Abschaltungen eingespart werden

Methodik

- Stündlicher Stromverbrauch des Referenzjahres 2023 wurde in folgende Jahre mit installierter Leistung skaliert
- Einsatz der Anlagen erfolgt nach Merit-Order
- (Merit Order legt den Strompreis fest ...)



Kurzfassung

Es besteht Konsens über die Notwendigkeit, künftige Versorgungsengpässe im deutschen Stromsystem durch den Aufbau zusätzlicher Reservekraftwerks-Kapazitäten zu vermeiden. Die wesentliche Herausforderung der kommenden Jahre ist die Besicherung von Dunkelflauten, also längerdauernder Perioden mit unzureichender Einspeisung von Wind und Photovoltaik. Ziel dieser Studie ist es, den möglichen Beitrag der Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen für die Bereitstellung notwendiger Reservekraftwerks-Kapazitäten zu quantifizieren und wirtschaftlich zu bewerten. Die Studie kommt zu folgenden Ergebnissen:

Die aktuellen Planungen der Bundesregierung zur Kraftwerksstrategie setzen voraus, dass bei künftigen Versorgungsengpässen stets ausreichend Strom importiert werden kann. Auch der Netzentwicklungsplan und wesentliche Studien beispielsweise des Bundesverbands Erneuerbarer Energien (BEE) postulieren, dass auch während einer Dunkelflaute ausreichende Strommengen aus Europäischen Nachbarländern nach Deutschland importiert werden können.

Stehen bei künftigen Versorgungsengpässen keine ausreichenden Import- oder DSM-Kapazitäten zur Verfügung, müssen wasserstoff- und biogasbasierte Reservekraftwerke bereitstehen, um die Versorgung sicher zu stellen. Ohne wasserstoff- und biogasbasierte Reservekraftwerke, könnten bereits im Jahr 2030 Defizite von bis zu 49 GW entstehen, die durch Importe oder Demand-Side-Management (DSM) Maßnahmen – also das Abschalten großer Verbraucher – möglicherweise nicht gedeckt werden könnten. Der nationale Wasserstoffrat empfiehlt den Zubau von 23,8 GW_{el} wasserstoffbasierten Reservekraftwerken bis 2035. Bei linearem Zubau stünden 2030 also

13,9 GW_{el} zur Verfügung. Auch bei Aktivierung aller dieser Reservekraftwerke müssten in Spitzenzeiten 35,1 GW_{el} importiert werden oder durch DSM-Maßnahmen abgefangen werden. Der Fachverband Biogas empfiehlt durch die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen 12 GW_{el} bis 2030 und 24 GW_{el} bis 2040 bereitzustellen. In der Kombination stünden damit im Jahr 2030 insgesamt 25,9 GW_{el} Reserveleistung zur Verfügung. Diese Leistung könnte die Resilienz des deutschen Energiesystems während einer Dunkelflaute deutlich steigern und den Import- und DSM-Bedarf etwa halbieren.

Biogasbasierte Reservekraftwerke reduzieren den Investitionsbedarf gegenüber wasserstoffbasierten Reservekraftwerken bis Jahr 2030 um den Faktor 1,9 bis 3,7. Die notwendigen Investitionen bis 2030 für wasserstoffbasierte Reservekraftwerken sind um den Faktor 1,9 bis 3,7 höher als für biogasbasierte Reservekraftwerke. Die Auswertung historischer Erzeugungsdaten zeigte, dass künftig Dunkelflauten mit einem Erzeugungsdefizit von bis zu 160 Volllaststunden überbrückt werden müssten. Der Investitionsbedarf für 13,9 GW_{el} wasserstoffbasierter Reservekraftwerke zur Überbrückung einer solchen Dunkelflaute beträgt bis 2030 etwa 75 bis 120 Mrd. €. Der Investitionsbedarf reduziert sich auf etwa 18 bis 45 Mrd. €, wenn Wasserstoff – beispielsweise als Wasserstoffderivat – in bestehenden Infrastrukturen gespeichert werden kann. Demgegenüber sind für die Bereitstellung von 12 GW_{el} Reserveleistung durch die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen bis 2030 nur 11 bis 22 Mrd. € zu investieren.

Biogasbasierte Reservekraftwerken reduzieren die spezifischen Stromerzeugungskosten im Jahr 2030 gegenüber wasserstoffbasierter Reservekraftwerke um den Faktor 1,5 bis 2,4. Die

Kernbotschaften der FAU Studie “Biogas im Energiesystem”

Biogasbasierte Reservekraftwerke reduzieren den Investitionsbedarf gegenüber wasserstoffbasierten Reservekraftwerken bis Jahr 2030 um den Faktor 1,9 bis 3,7.

Notwendige Investitionen für Reservekraftwerke

Kraftwerksstrategie der Bundesregierung vom 1.8.2023

- 15 GW_{el} „H₂-Ready“-Gaskraftwerken,
- 4,4 GW_{el} H₂-"Hybridkraftwerken"
- 4,4 GW_{el} "H₂-Sprinter"-Kraftwerke
bis 2035 (entspricht 13,9 GW_{el} bis 2030)

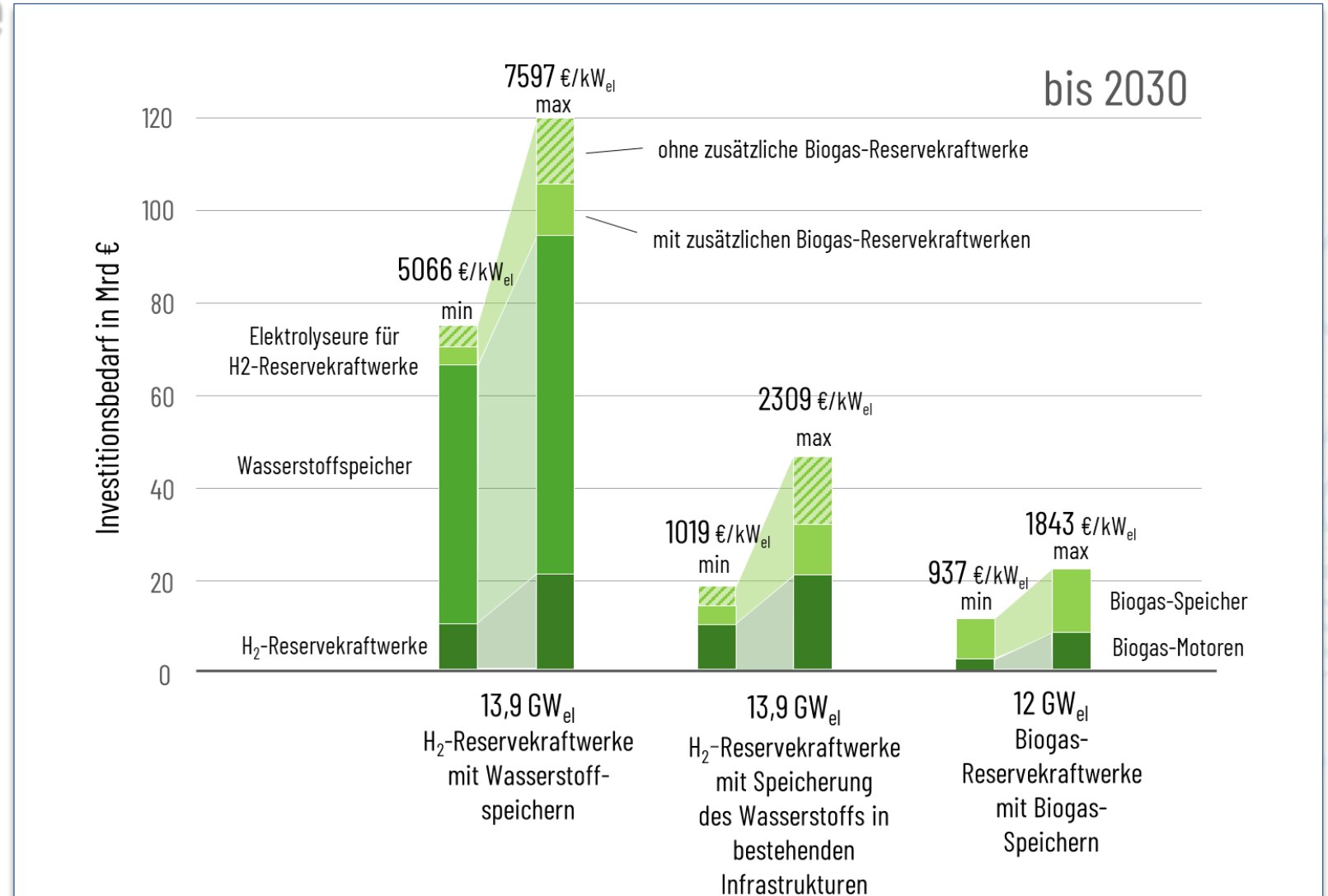
Empfehlung Fachverband Biogas

- Flexibilisierung auf 12 GW bis 2030

Seite 32

Investitionsbedarf bis 2030

- Wasserstoff-Reserve
bis 120 Mrd. €
- Biogas -Reserve
bis 22 Mrd. €



Kurzfassung

Es besteht Konsens über die Notwendigkeit, künftige Versorgungsengpässe im deutschen Stromsystem durch den Aufbau zusätzlicher Reservekraftwerks-Kapazitäten zu vermeiden. Die wesentliche Herausforderung der kommenden Jahre ist die Besicherung von Dunkelflauten, also längerdauernder Perioden mit unzureichender Einspeisung von Wind und Photovoltaik. Ziel dieser Studie ist es, den möglichen Beitrag der Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen für die Bereitstellung notwendiger Reservekraftwerks-Kapazitäten zu quantifizieren und wirtschaftlich zu bewerten. Die Studie kommt zu folgenden Ergebnissen:

Die aktuellen Planungen der Bundesregierung zur Kraftwerksstrategie setzen voraus, dass bei künftigen Versorgungsengpässen stets ausreichend Strom importiert werden kann. Auch der Netzentwicklungsplan und wesentliche Studien beispielsweise des Bundesverbands Erneuerbarer Energien (BEE) postulieren, dass auch während einer Dunkelflaute ausreichende Strommengen aus Europäischen Nachbarländern nach Deutschland importiert werden können.

Stehen bei künftigen Versorgungsengpässen keine ausreichenden Import- oder DSM-Kapazitäten zur Verfügung, müssen wasserstoff- und biogasbasierte Reservekraftwerke bereitstehen, um die Versorgung sicher zu stellen. Ohne wasserstoff- und biogasbasierte Reservekraftwerke, könnten bereits im Jahr 2030 Defizite von bis zu 49 GW entstehen, die durch Importe oder Demand-Side-Management (DSM) Maßnahmen – also das Abschalten großer Verbraucher – möglicherweise nicht gedeckt werden könnten. Der nationale Wasserstoffrat empfiehlt den Zubau von 23,8 GW_{el} wasserstoffbasierten Reservekraftwerken bis 2035. Bei linearem Zubau stünden 2030 also

13,9 GW_{el} zur Verfügung. Auch bei Aktivierung aller dieser Reservekraftwerke müssten in Spitzenzeiten 35,1 GW_{el} importiert werden oder durch DSM-Maßnahmen abgefangen werden. Der Fachverband Biogas empfiehlt durch die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen 12 GW_{el} bis 2030 und 24 GW_{el} bis 2040 bereitzustellen. In der Kombination stünden damit im Jahr 2030 insgesamt 25,9 GW_{el} Reserveleistung zur Verfügung. Diese Leistung könnte die Resilienz des deutschen Energiesystems während einer Dunkelflaute deutlich steigern und den Import- und DSM-Bedarf etwa halbieren.

Biogasbasierte Reservekraftwerke reduzieren den Investitionsbedarf gegenüber wasserstoffbasierten Reservekraftwerken bis Jahr 2030 um den Faktor 1,9 bis 3,7. Die notwendigen Investitionen bis 2030 für wasserstoffbasierte Reservekraftwerken sind um den Faktor 1,9 bis 3,7 höher als für biogasbasierte Reservekraftwerke. Die Auswertung historischer Erzeugungsdaten zeigte, dass künftig Dunkelflauten mit einem Erzeugungsdefizit von bis zu 160 Volllaststunden überbrückt werden müssten. Der Investitionsbedarf für 13,9 GW_{el} wasserstoffbasierter Reservekraftwerke zur Überbrückung einer solchen Dunkelflaute beträgt bis 2030 etwa 75 bis 120 Mrd. €. Der Investitionsbedarf reduziert sich auf etwa 18 bis 45 Mrd. €, wenn Wasserstoff – beispielsweise als Wasserstoffderivat – in bestehenden Infrastrukturen gespeichert werden kann. Demgegenüber sind für die Bereitstellung von 12 GW_{el} Reserveleistung durch die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen bis 2030 nur 11 bis 22 Mrd. € zu investieren.

Biogasbasierte Reservekraftwerken reduzieren die spezifischen Stromerzeugungskosten im Jahr 2030 gegenüber wasserstoffbasierter Reservekraftwerke um den Faktor 1,5 bis 2,4. Die

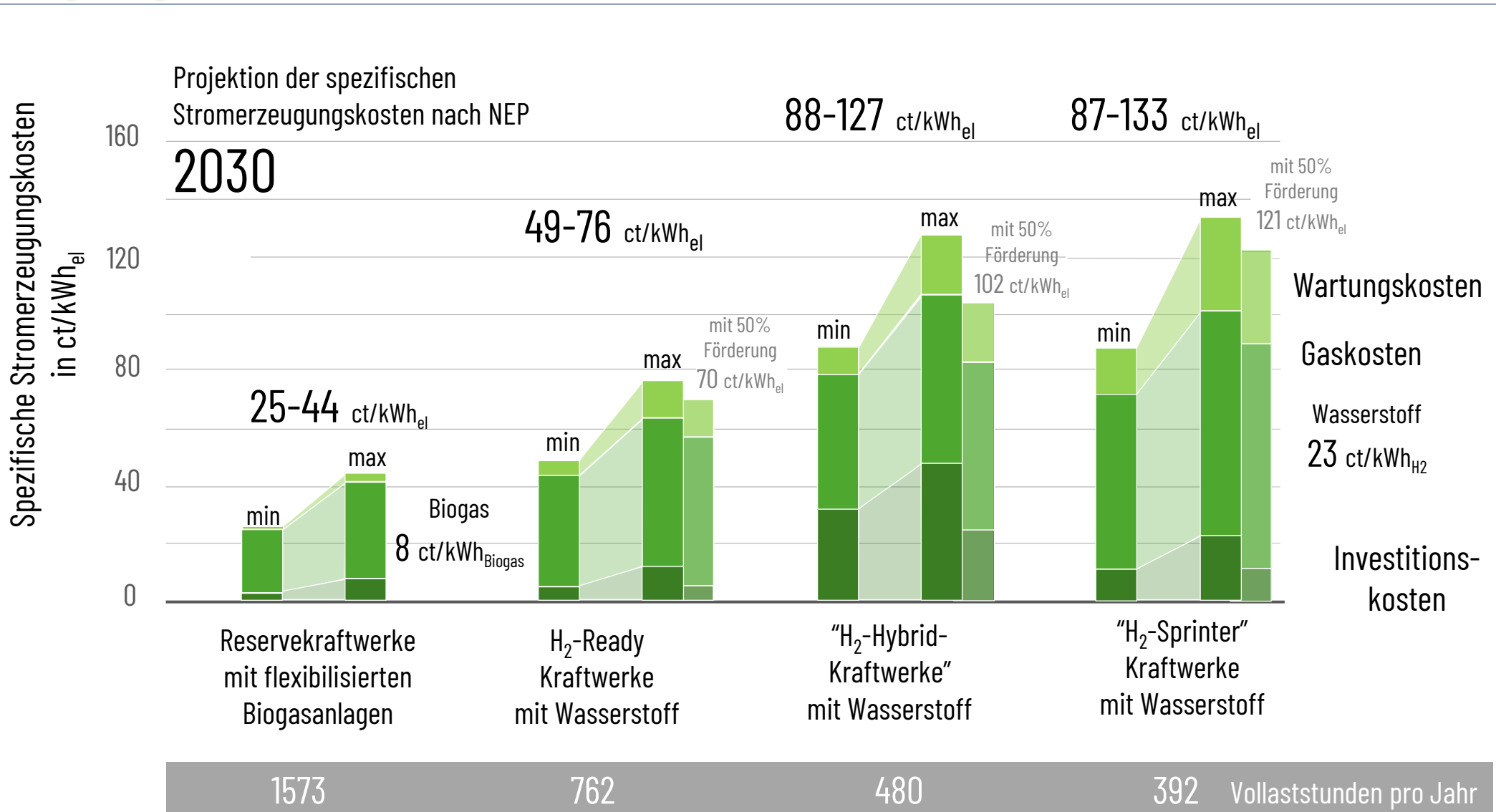
Kernbotschaften der FAU Studie
“Biogas im Energiesystem”

Biogasbasierte Reservekraftwerke
reduzieren die spezifischen
Stromerzeugungskosten im Jahr 2030
gegenüber wasserstoffbasierten
Reservekraftwerken um
den Faktor 1,5 bis 2,4.

Stromerzeugungskosten der Reservekraftwerke

- LCOE^{*)} liegen für Wasserstoff-Reserve bei bis zu 133 ct/kWh_{el}
- für Biogas-reserve bei bis zu 44 ct/kWh_{el}

*) LCOE: Levelized Costs of Electricity



Seite 34



spezifischen Stromerzeugungskosten betragen aufgrund der geringen Laufzeiten für wasserstoffbetriebene Reservekraftwerke bei einem Wasserstoffpreis von 23 ct/kWh_{H₂} etwa 49 bis 133 ct/kWh_{el}. Die spezifischen Stromerzeugungskosten betragen bei flexibilisierten Biogasanlagen bei einem Biogaspreis von 8 ct/kWh_{el} nur 25 bis 44 ct/kWh_{el}.

Technische Optionen für die Flexibilisierung sind sofort realisierbar. Die einfachste Option, Flexibilität mit Biogasanlagen bereitzustellen, stellt dabei die Nachrüstung von Biogasspeichern in Kombination mit der Überbauung der Blockheizkraftwerke dar. Mit Hilfe des aktuellen Bestands und mit der aktuell genutzten Biomasse könnten so rund 34 TWh_{el} Strom flexibel bereitgestellt werden. Weitere Optionen zur Flexibilisierung sind die Nachrüstung einer Biogasaufbereitung (mit Entschwefelung, Trocknung und CO₂-Abtrennung) und anschließende Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz oder die Methanisierung des CO₂-Anteils von Biogas mit grünem Wasserstoff aus der Elektrolyse.

Können nicht ausreichend Strom importiert und Flexibilitätsoptionen zur Steuerung des Stromverbrauchs genutzt werden, werden die mittleren Strompreise im Großhandel durch wasserstoffbasierte Reservekraftwerke auf bis zu 18 ct/kWh steigen. Biogasbasierte Reservekraftwerke mindern diese Strompreissteigerungen. Der Aufbau der Reserveinfrastruktur wirkt sich drastisch auf die Strompreise aus. Dafür sind zwei Effekte verantwortlich: Durch den Zubau von Elektrolyseuren steigt im NEP-Szenario der Stromverbrauch und damit die Nachfrage am Strommarkt um 165 TWh_{el} bis 2037. Die Nachfragesteigerung lässt den Strompreis bereits im Jahr 2030 um ca. 3 ct/kWh_{el} steigen. Der zweite Effekt resultiert aus dem Fakt, dass wasserstoffbetriebene Reservekraftwerke in vielen Stunden des Jahres in der Merit Order preissetzend werden. Dadurch steigt der Strompreis um bis zu 10 ct/kWh_{el} und die Projektionen ergeben mittlere Strompreise von bis zu ca. 18 ct/kWh_{el} bis

2030. Biogasbasierte Reservekraftwerke wirken dem Trend entgegen und senken den Strompreis im Jahr 2030 um ca. 4 ct/kWh_{el}. Kann jederzeit günstiger Strom aus dem Europäischen Ausland importiert werden oder kann der Stromverbrauch bei Versorgungsengpässen ausreichend gemindert werden, werden Strompreise in den nächsten Jahren wieder sinken. Voraussetzung dafür ist, dass der geplante Ausbau Erneuerbarer Energien gelingt und der zunehmende Stromverbrauch mit günstigem Strom aus Wind und Photovoltaik gedeckt werden kann.

Biogasbasierte Reservekraftwerke reduzieren die CO₂ Emissionen der Stromerzeugung. Der Vergleich der entstehenden Treibhausgasemissionen bei der Besicherung von Dunkelflauten zeigt, dass die biogasbasierte Besicherung deutlich emissionsärmer ist. Insbesondere die Nutzung von Gülle ist vielversprechend, da sich durch die vermiedenen Methanemissionen bei der Ausbringung auf die Felder negative Emissionen erzielen lassen. Die entstehenden Treibhausgasemissionen liegen zwischen -197 g_{CO₂,eq}/kWh_{el} und 329 g_{CO₂,eq}/kWh_{el}. Die Treibhausgasemissionen bei der Besicherung mit wasserstoffbasierten Kraftwerken liegen derzeit zwischen 68 g_{CO₂,eq}/kWh_{el} und 322 g_{CO₂,eq}/kWh_{el}. Insbesondere die Nutzung von Windstrom erweist sich hier als vielversprechend. Künftig können hier die Emissionen durch wachsende Anteile erneuerbarer Energien für die Produktion der Photovoltaik- und Windenergieanlagen, durch Effizienzgewinne in den Bereichen Stromerzeugung, Elektrolyse und in der Wasserstoffverstromung jedoch noch deutlich gemindert werden.

Flexible Biogasanlagen sind kurzfristig die einzige relevante Alternative zum Wasserstoff zur Absicherung längerer Dunkelflauten. Die Flexibilisierung von Biogasanlagen nutzt bestehende Infrastrukturen, gewährleistet eine günstige CO₂-Bilanz und stellt verglichen mit Wasserstoff die deutlich günstigere Möglichkeit zur Besicherung des Energiesystems dar.

Kernbotschaften der FAU Studie "Biogas im Energiesystem"

Technische Optionen für die Flexibilisierung sind sofort realisierbar.

„Überbauung“ von Biogasanlagen

für Biogasanlagen
ohne Gasnetzanschluss

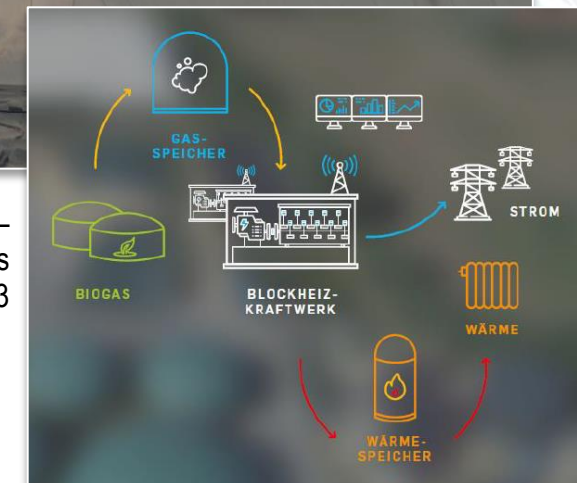
Konzept:

- Erhöhung der "Flexibilitätszuschlags" für Biogasanlagen
- Große Gasspeicher und "Überbauen" von Biogasanlagen (z.B. mit bis zu 6 Gasmotoren) soll den Neubau von H₂-Speicherkraftwerken ersetzen

Tragluftthalle



Quelle: Martin Lass, Biogasanlagen als Speicherkraftwerk – Erfahrung aus der Praxis, Bioenergie Gettdorf, Biogas Convention and Trade Fair, Nürnberg, 12.-14.12.2023



spezifischen Stromerzeugungskosten betragen aufgrund der geringen Laufzeiten für wasserstoffbetriebene Reservekraftwerke bei einem Wasserstoffpreis von 23 ct/kWh_{H₂} etwa 49 bis 133 ct/kWh_{el}. Die spezifischen Stromerzeugungskosten betragen bei flexibilisierten Biogasanlagen bei einem Biogaspreis von 8 ct/kWh_{el} nur 25 bis 44 ct/kWh_{el}.

Technische Optionen für die Flexibilisierung sind sofort realisierbar. Die einfachste Option, Flexibilität mit Biogasanlagen bereitzustellen, stellt dabei die Nachrüstung von Biogasspeichern in Kombination mit der Überbauung der Blockheizkraftwerke dar. Mit Hilfe des aktuellen Bestands und mit der aktuell genutzten Biomasse könnten so rund 34 TWh_{el} Strom flexibel bereitgestellt werden. Weitere Optionen zur Flexibilisierung sind die Nachrüstung einer Biogasaufbereitung (mit Entschwefelung, Trocknung und CO₂-Abtrennung) und anschließende Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz oder die Methanisierung des CO₂-Anteils von Biogas mit grünem Wasserstoff aus der Elektrolyse.

Können nicht ausreichend Strom importiert und Flexibilitätsoptionen zur Steuerung des Stromverbrauchs genutzt werden, werden die mittleren Strompreise im Großhandel durch wasserstoffbasierte Reservekraftwerke auf bis zu 18 ct/kWh steigen. Biogasbasierte Reservekraftwerke mindern diese Strompreissteigerungen. Der Aufbau der Reserveinfrastruktur wirkt sich drastisch auf die Strompreise aus. Dafür sind zwei Effekte verantwortlich: Durch den Zubau von Elektrolyseuren steigt im NEP-Szenario der Stromverbrauch und damit die Nachfrage am Strommarkt um 165 TWh_{el} bis 2037. Die Nachfragesteigerung lässt den Strompreis bereits im Jahr 2030 um ca. 3 ct/kWh_{el} steigen. Der zweite Effekt resultiert aus dem Fakt, dass wasserstoffbetriebene Reservekraftwerke in vielen Stunden des Jahres in der Merit Order preissetzend werden. Dadurch steigt der Strompreis um bis zu 10 ct/kWh_{el} und die Projektionen ergeben mittlere Strompreise von bis zu ca. 18 ct/kWh_{el} bis

2030. Biogasbasierte Reservekraftwerke wirken dem Trend entgegen und senken den Strompreis im Jahr 2030 um ca. 4 ct/kWh_{el}. Kann jederzeit günstiger Strom aus dem Europäischen Ausland importiert werden oder kann der Stromverbrauch bei Versorgungsengpässen ausreichend gemindert werden, werden Strompreise in den nächsten Jahren wieder sinken. Voraussetzung dafür ist, dass der geplante Ausbau Erneuerbarer Energien gelingt und der zunehmende Stromverbrauch mit günstigem Strom aus Wind und Photovoltaik gedeckt werden kann.

Biogasbasierte Reservekraftwerke reduzieren die CO₂ Emissionen der Stromerzeugung. Der Vergleich der entstehenden Treibhausgasemissionen bei der Besicherung von Dunkelflauten zeigt, dass die biogasbasierte Besicherung deutlich emissionsärmer ist. Insbesondere die Nutzung von Gülle ist vielversprechend, da sich durch die vermiedenen Methanemissionen bei der Ausbringung auf die Felder negative Emissionen erzielen lassen. Die entstehenden Treibhausgasemissionen liegen zwischen -197 g_{CO₂,eq}/kWh_{el} und 329 g_{CO₂,eq}/kWh_{el}. Die Treibhausgasemissionen bei der Besicherung mit wasserstoffbasierten Kraftwerken liegen derzeit zwischen 68 g_{CO₂,eq}/kWh_{el} und 322 g_{CO₂,eq}/kWh_{el}. Insbesondere die Nutzung von Windstrom erweist sich hier als vielversprechend. Künftig können hier die Emissionen durch wachsende Anteile erneuerbarer Energien für die Produktion der Photovoltaik- und Windenergieanlagen, durch Effizienzgewinne in den Bereichen Stromerzeugung, Elektrolyse und in der Wasserstoffverstromung jedoch noch deutlich gemindert werden.

Flexible Biogasanlagen sind kurzfristig die einzige relevante Alternative zum Wasserstoff zur Absicherung längerer Dunkelflauten. Die Flexibilisierung von Biogasanlagen nutzt bestehende Infrastrukturen, gewährleistet eine günstige CO₂-Bilanz und stellt verglichen mit Wasserstoff die deutlich günstigere Möglichkeit zur Besicherung des Energiesystems dar.

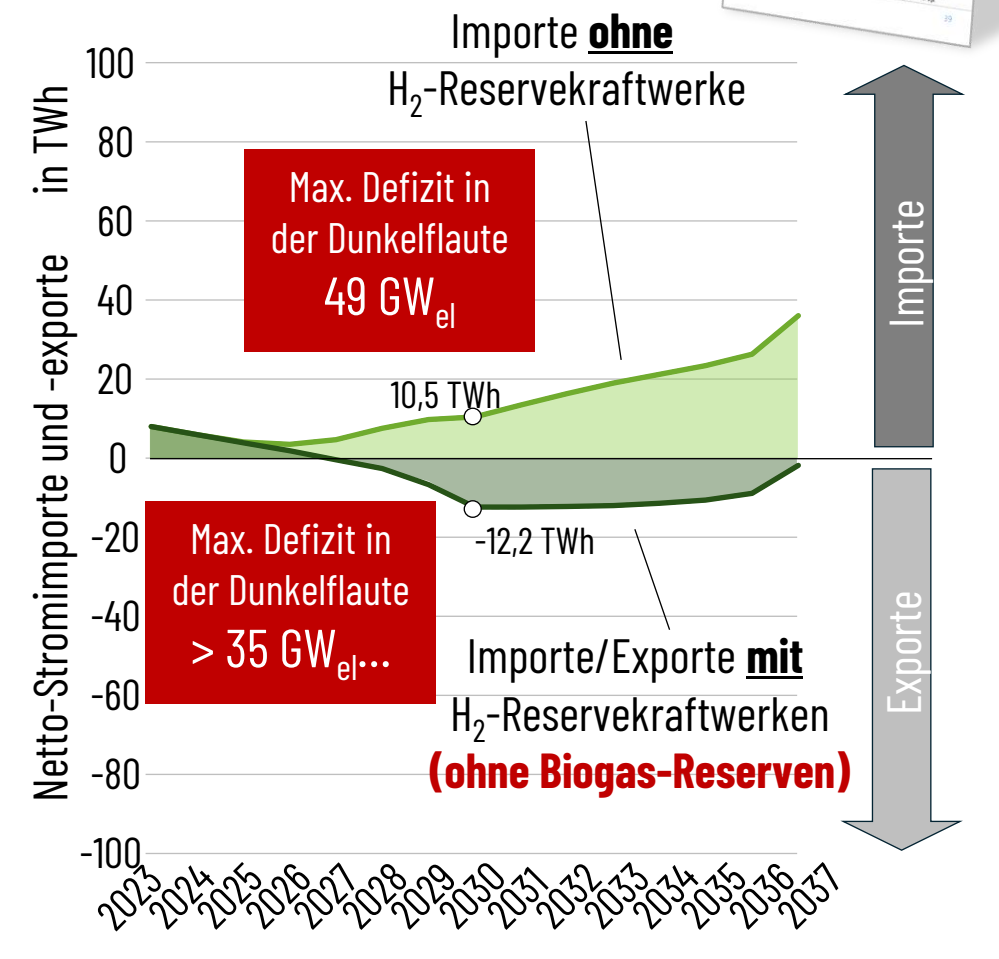
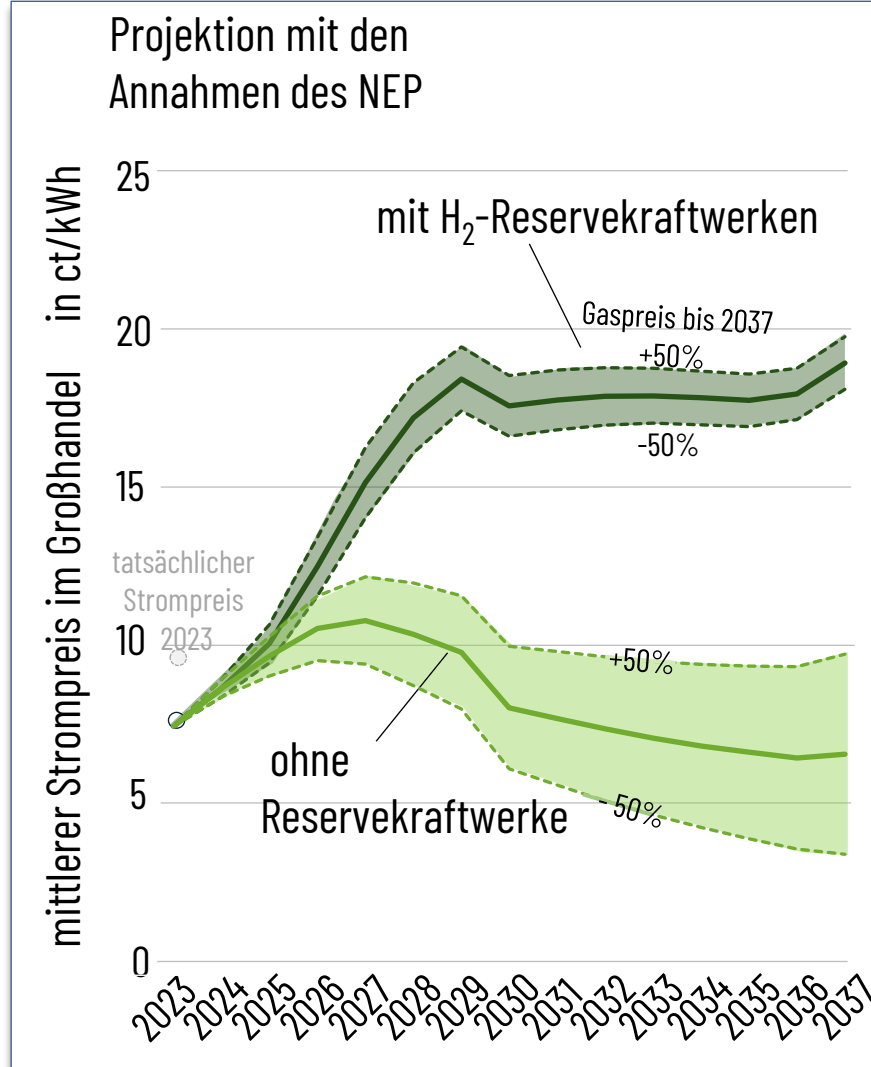
Kernbotschaften der FAU Studie "Biogas im Energiesystem"

Können nicht ausreichend Strom importiert und Flexibilitätsoptionen zur Steuerung des Stromverbrauchs genutzt werden, werden die mittleren Strompreise im Großhandel durch wasserstoffbasierte Reservekraftwerke auf bis zu 18 ct/kWh steigen. Biogasbasierte Reservekraftwerke mindern diese Strompreissteigerungen.

Einfluss flexibler Wasserstoffkraftwerke und Biogasanlagen auf künftige Strompreise



- Reservekraftwerke lassen durch das **Prinzip der Merit Order** Strompreise steigen
 - Ohne Reservekraftwerke (**mit ausreichenden Importen**) sinkt der Strompreis
 - mit Reservekraftwerken steigt der Börsenpreis auf 18 ct/kWh_{el} bis 2030
- Gründe:**
- Strombedarf für Elektrolyse und H₂-Preis



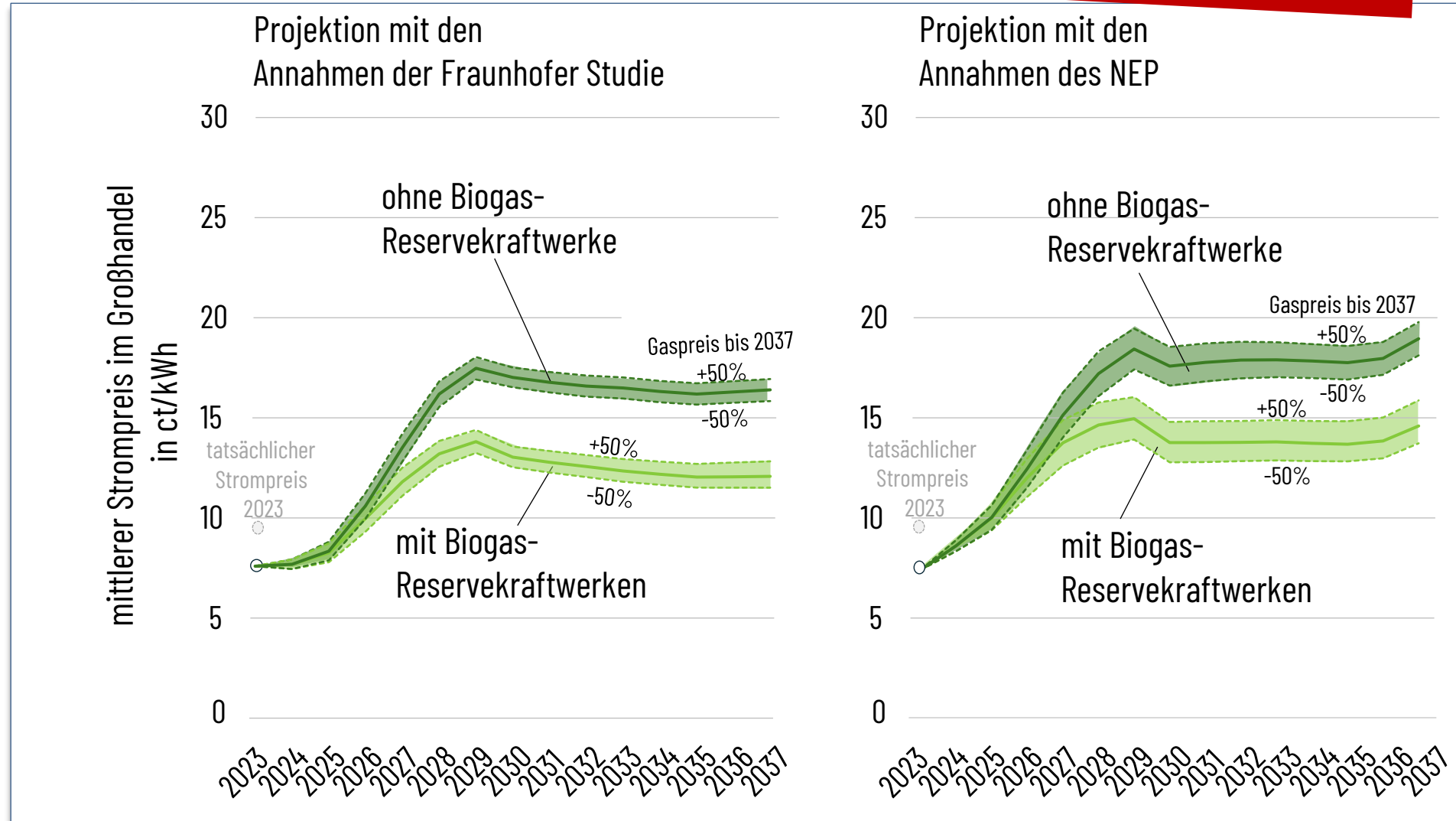
Einfluss flexibler Wasserstoffkraftwerke und Biogasanlagen auf künftige Strompreise

Biogas-Reservekraftwerke begrenzen künftige Preissteigerungen substantiell

- Reservekraftwerke lassen durch das **Prinzip der Merit Order** Strompreise steigen
- Ohne Reservekraftwerke (**mit ausreichenden Importen**) sinkt der Strompreis
- mit Reservekraftwerken steigt der Börsenpreis auf 18 ct/kWh_{el} bis 2030

Gründe:

- Strombedarf für Elektrolyse und H₂-Preis



spezifischen Stromerzeugungskosten betragen aufgrund der geringen Laufzeiten für wasserstoffbetriebene Reservekraftwerke bei einem Wasserstoffpreis von 23 ct/kWh_{H₂} etwa 49 bis 133 ct/kWh_{el}. Die spezifischen Stromerzeugungskosten betragen bei flexibilisierten Biogasanlagen bei einem Biogaspreis von 8 ct/kWh_{el} nur 25 bis 44 ct/kWh_{el}.

Technische Optionen für die Flexibilisierung sind sofort realisierbar. Die einfachste Option, Flexibilität mit Biogasanlagen bereitzustellen, stellt dabei die Nachrüstung von Biogasspeichern in Kombination mit der Überbauung der Blockheizkraftwerke dar. Mit Hilfe des aktuellen Bestands und mit der aktuell genutzten Biomasse könnten so rund 34 TWh_{el} Strom flexibel bereitgestellt werden. Weitere Optionen zur Flexibilisierung sind die Nachrüstung einer Biogasaufbereitung (mit Entschwefelung, Trocknung und CO₂-Abtrennung) und anschließende Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz oder die Methanisierung des CO₂-Anteils von Biogas mit grünem Wasserstoff aus der Elektrolyse.

Können nicht ausreichend Strom importiert und Flexibilitätsoptionen zur Steuerung des Stromverbrauchs genutzt werden, werden die mittleren Strompreise im Großhandel durch wasserstoffbasierte Reservekraftwerke auf bis zu 18 ct/kWh steigen. Biogasbasierte Reservekraftwerke mindern diese Strompreissteigerungen. Der Aufbau der Reserveinfrastruktur wirkt sich drastisch auf die Strompreise aus. Dafür sind zwei Effekte verantwortlich: Durch den Zubau von Elektrolyseuren steigt im NEP-Szenario der Stromverbrauch und damit die Nachfrage am Strommarkt um 165 TWh_{el} bis 2037. Die Nachfragesteigerung lässt den Strompreis bereits im Jahr 2030 um ca. 3 ct/kWh_{el} steigen. Der zweite Effekt resultiert aus dem Fakt, dass wasserstoffbetriebene Reservekraftwerke in vielen Stunden des Jahres in der Merit Order preissetzend werden. Dadurch steigt der Strompreis um bis zu 10 ct/kWh_{el} und die Projektionen ergeben mittlere Strompreise von bis zu ca. 18 ct/kWh_{el} bis

2030. Biogasbasierte Reservekraftwerke wirken dem Trend entgegen und senken den Strompreis im Jahr 2030 um ca. 4 ct/kWh_{el}. Kann jederzeit günstiger Strom aus dem Europäischen Ausland importiert werden oder kann der Stromverbrauch bei Versorgungsengpässen ausreichend gemindert werden, werden Strompreise in den nächsten Jahren wieder sinken. Voraussetzung dafür ist, dass der geplante Ausbau Erneuerbarer Energien gelingt und der zunehmende Stromverbrauch mit günstigem Strom aus Wind und Photovoltaik gedeckt werden kann.

Biogasbasierte Reservekraftwerke reduzieren die CO₂ Emissionen der Stromerzeugung. Der Vergleich der entstehenden Treibhausgasemissionen bei der Besicherung von Dunkelflauten zeigt, dass die biogasbasierte Besicherung deutlich emissionsärmer ist. Insbesondere die Nutzung von Gülle ist vielversprechend, da sich durch die vermiedenen Methanemissionen bei der Ausbringung auf die Felder negative Emissionen erzielen lassen. Die entstehenden Treibhausgasemissionen liegen zwischen -197 g_{CO₂,eq}/kWh_{el} und 329 g_{CO₂,eq}/kWh_{el}. Die Treibhausgasemissionen bei der Besicherung mit wasserstoffbasierten Kraftwerken liegen derzeit zwischen 68 g_{CO₂,eq}/kWh_{el} und 322 g_{CO₂,eq}/kWh_{el}. Insbesondere die Nutzung von Windstrom erweist sich hier als vielversprechend. Künftig können hier die Emissionen durch wachsende Anteile erneuerbarer Energien für die Produktion der Photovoltaik- und Windenergieanlagen, durch Effizienzgewinne in den Bereichen Stromerzeugung, Elektrolyse und in der Wasserstoffverstromung jedoch noch deutlich gemindert werden.

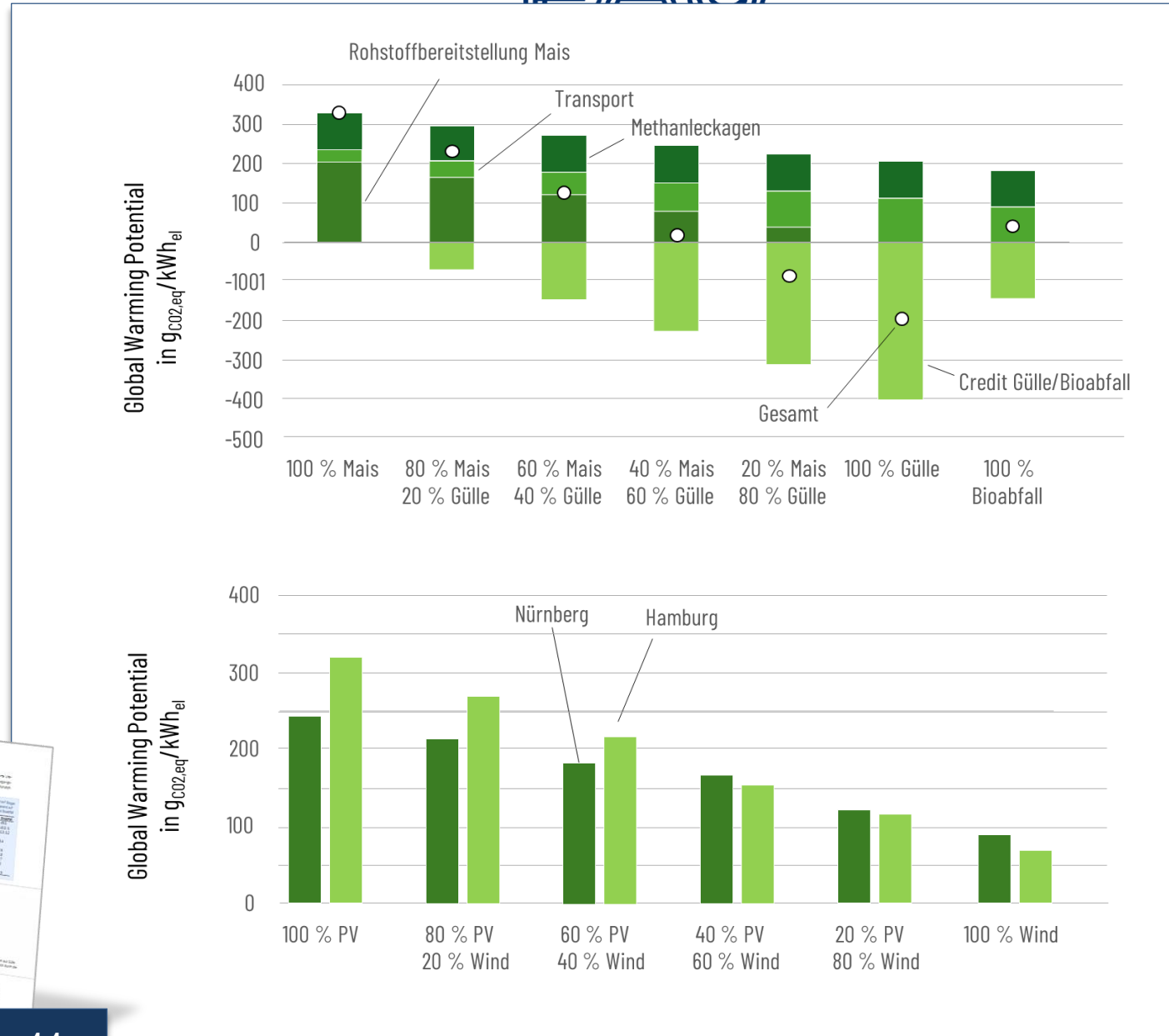
Flexible Biogasanlagen sind kurzfristig die einzige relevante Alternative zum Wasserstoff zur Absicherung längerer Dunkelflauten. Die Flexibilisierung von Biogasanlagen nutzt bestehende Infrastrukturen, gewährleistet eine günstige CO₂-Bilanz und stellt verglichen mit Wasserstoff die deutlich günstigere Möglichkeit zur Besicherung des Energiesystems dar.

Kernbotschaften der FAU Studie "Biogas im Energiesystem"

Biogasbasierte Reservekraftwerke reduzieren die CO₂ Emissionen der Stromerzeugung.

CO₂-Bilanz der Flexibilisierung von Biogasanlagen

- Durch die schlechten Wirkungsgrade der Wasserstoffwirtschaft sind die Life-Cycle-Emissionen von Strom aus Wasserstoff-Kraftwerken nicht zu vernachlässigen
- mit Gülle und Bioabfall sprechen negative Emissionen für Biogaslösungen
- Mit Mais sind CO₂-Emissionen in ähnlicher Größenordnung wie mit Wasserstoff aus PV-Strom



spezifischen Stromerzeugungskosten betragen aufgrund der geringen Laufzeiten für wasserstoffbetriebenen Reservekraftwerke bei einem Wasserstoffpreis von 23 ct/kWh_{H₂} etwa 49 bis 133 ct/kWh_{el}. Die spezifischen Stromerzeugungskosten betragen bei flexibilisierten Biogasanlagen bei einem Biogaspreis von 8 ct/kWh_{el} nur 25 bis 44 ct/kWh_{el}.

Technische Optionen für die Flexibilisierung sind sofort realisierbar. Die einfachste Option, Flexibilität mit Biogasanlagen bereitzustellen, stellt dabei die Nachrüstung von Biogasspeichern in Kombination mit der Überbauung der Blockheizkraftwerke dar. Mit Hilfe des aktuellen Bestands und mit der aktuell genutzten Biomasse könnten so rund 34 TWh_{el} Strom flexibel bereitgestellt werden. Weitere Optionen zur Flexibilisierung sind die Nachrüstung einer Biogasaufbereitung (mit Entschwefelung, Trocknung und CO₂-Abtrennung) und anschließende Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz oder die Methanisierung des CO₂-Anteils von Biogas mit grünem Wasserstoff aus der Elektrolyse.

Können nicht ausreichend Strom importiert und Flexibilitätsoptionen zur Steuerung des Stromverbrauchs genutzt werden, werden die mittleren Strompreise im Großhandel durch wasserstoffbasierte Reservekraftwerke auf bis zu 18 ct/kWh steigen. Biogasbasierte Reservekraftwerke mindern diese Strompreissteigerungen. Der Aufbau der Reserveinfrastruktur wirkt sich drastisch auf die Strompreise aus. Dafür sind zwei Effekte verantwortlich: Durch den Zubau von Elektrolyseuren steigt im NEP-Szenario der Stromverbrauch und damit die Nachfrage am Strommarkt um 165 TWh_{el} bis 2037. Die Nachfragesteigerung lässt den Strompreis bereits im Jahr 2030 um ca. 3 ct/kWh_{el} steigen. Der zweite Effekt resultiert aus dem Fakt, dass wasserstoffbetriebene Reservekraftwerke in vielen Stunden des Jahres in der Merit Order preissetzend werden. Dadurch steigt der Strompreis um bis zu 10 ct/kWh_{el} und die Projektionen ergeben mittlere Strompreise von bis zu ca. 18 ct/kWh_{el} bis

2030. Biogasbasierte Reservekraftwerke wirken dem Trend entgegen und senken den Strompreis im Jahr 2030 um ca. 4 ct/kWh_{el}. Kann jederzeit günstiger Strom aus dem Europäischen Ausland importiert werden oder kann der Stromverbrauch bei Versorgungsengpässen ausreichend gemindert werden, werden Strompreise in den nächsten Jahren wieder sinken. Voraussetzung dafür ist, dass der geplante Ausbau Erneuerbarer Energien gelingt und der zunehmende Stromverbrauch mit günstigem Strom aus Wind und Photovoltaik gedeckt werden kann.

Biogasbasierte Reservekraftwerke reduzieren die CO₂ Emissionen der Stromerzeugung. Der Vergleich der entstehenden Treibhausgasemissionen bei der Besicherung von Dunkelflauten zeigt, dass die biogasbasierte Besicherung deutlich emissionsärmer ist. Insbesondere die Nutzung von Gülle ist vielversprechend, da sich durch die vermiedenen Methanemissionen bei der Ausbringung auf die Felder negative Emissionen erzielen lassen. Die entstehenden Treibhausgasemissionen liegen zwischen -197 g_{CO₂,eq}/kWh_{el} und 329 g_{CO₂,eq}/kWh_{el}. Die Treibhausgasemissionen bei der Besicherung mit wasserstoffbasierten Kraftwerken liegen derzeit zwischen 68 g_{CO₂,eq}/kWh_{el} und 322 g_{CO₂,eq}/kWh_{el}. Insbesondere die Nutzung von Windstrom erweist sich hier als vielversprechend. Künftig können hier die Emissionen durch wachsende Anteile erneuerbarer Energien für die Produktion der Photovoltaik- und Windenergieanlagen, durch Effizienzgewinne in den Bereichen Stromerzeugung, Elektrolyse und in der Wasserstoffverstromung jedoch noch deutlich gemindert werden.

Flexible Biogasanlagen sind kurzfristig die einzige relevante Alternative zum Wasserstoff zur Absicherung längerer Dunkelflauten. Die Flexibilisierung von Biogasanlagen nutzt bestehende Infrastrukturen, gewährleistet eine günstige CO₂-Bilanz und stellt verglichen mit Wasserstoff die deutlich günstigere Möglichkeit zur Besicherung des Energiesystems dar.

Kernbotschaften der FAU Studie "Biogas im Energiesystem"

Flexible Biogasanlagen sind kurzfristig die einzige relevante Alternative zum Wasserstoff zur Absicherung längerer Dunkelflauten.