



Fragen zu RESAT

Allgemein

Welchen Nutzen bringt RESAT?

An wen richtet sich RESAT?

RESAT-Oberfläche

Was zeigen die Kacheln auf der RESAT-Oberfläche und wofür kann ich sie nutzen?

Die zentrale Graphik

Was ist auf der zentralen Graphik alles zu sehen?

Wie werden die Kosten eines Energiesystems berechnet?

Welche Erzeugungsscharakteristik wurde für die Berechnung des Autarkiegrads verwendet?

Welcher Lastgang wurde für die Berechnung des Autarkiegrades verwendet?

Wie sind die Komponenten des Energiesystems definiert?

Wie erfolgt die Berechnung des Autarkiegrads eines bestimmten Energiesystems?

Wie wird die Effizienzgrenze in der zentralen Graphik berechnet?

Wie viele Energiesysteme werden berechnet?

Wenn ich auf einen Punkt klicke, welche zusätzlichen Informationen erhalten ich dann?

Wie wird das kostengünstigste 100%-System berechnet?

Wie werden die Stromgestehungskosten berechnet?

Woher kommen die voreingestellten Annahmen zur Kostenberechnung?

Darstellung des Bestpunktes neben der zentralen Graphik

Welche Informationen werden zum kostengünstigsten 100%-System (Bestpunkt) angezeigt?

Zusatzfunktionen

Was wird mit der Funktion „Mögliche Varianten“ angezeigt?

Was beinhaltet die Funktion „Speichermedium zukaufen“?



Welchen Nutzen bringt RESAT?

RESAT (Renewable Energy Systems Analysis Tool) ist ein vielseitiges Werkzeug zur Analyse und kostenoptimierten Gestaltung regenerativer Energiesysteme. Es hilft dabei, Kosten und Nutzen solcher Systeme einfach, direkt und interaktiv zu vergleichen und bietet dafür eine flexible Auswahl an Systemkomponenten, die sich individuell kombinieren lassen:

- **PV- und Windkraftanlagen** für die Stromerzeugung
- **Batteriespeicher** für kurzfristige Energiespeicherung
- **Wasserstoff- oder Methanherzeugung und -speicherung**, zusammen mit einem Aggregat zur Rückverstromung

Die Vorteile und Funktionen von RESAT sind:

1. **Kostenoptimierte Dimensionierung:** RESAT unterstützt dabei, die kostengünstigste Dimensionierung für verschiedene Autarkiegrade zu finden.
2. **Einfluss von Größenänderungen:** Es zeigt, wie Anpassungen bei einzelnen Komponenten die Autarkie und Kosten beeinflussen.
3. **Erreichen hoher Autarkiegrade:** Nutzer können analysieren, wie sich mit minimalen Kosten ein Autarkiegrad von 100 % erreichen lässt.
4. **Kosten- und Dimensionierungsanalyse:** Änderungen der Kosten einzelner Komponenten und deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem lassen sich simulieren.
5. **Synergieeffekte:** Durch Kombination verschiedener Technologien zeigt RESAT deren Synergieeffekte.
6. **Einfluss von Langzeitspeichertechnologien:** RESAT hilft, die Kosten und Systemdimensionierung bei verschiedenen Langzeitspeicherlösungen zu bewerten.
7. **Alternative Konfigurationen:** Es zeigt alternative Systemkonfigurationen mit ähnlichem Kosten-Nutzen-Verhältnis, jedoch unterschiedlichen Komponentengrößen auf.
8. **Integration externer Brennstoffquellen:** Mit dem Zukauf lagerfähiger Brennstoffe kann die günstigste Kombination mit Eigenerzeugung bewertet werden.

Der Fokus liegt auf Erkenntnissen zur regenerativen Energieerzeugung für den Eigenverbrauch; RESAT geht deshalb davon aus, dass eine Einspeisung ins Netz ohne Vergütung erfolgt.

RESAT verwendet für die Verbrauchscharakteristik das Standardlastprofil des Stromverbrauchs von Haushalten und für die Einspeisecharakteristik den Einspeiseverlauf von PV und Windkraft an Land von Deutschland der Jahre 2019 bis 2023.

Einige Komponenten des Energiesystems, wie Windkraftanlagen oder Langzeitspeicher, sind für einzelne Haushalte oft weder wirtschaftlich noch praktisch umsetzbar. Deshalb gehen wir davon aus, dass diese **Anlagen für eine ausreichend große Zahl an Haushalten gemeinsam** errichtet und genutzt werden, wodurch bedeutende Synergieeffekte entstehen. Zusätzliche Durchleitungsentgelte sind dabei individuell zu berücksichtigen.

[Zurück zur Übersicht](#)



An wen richtet sich RESAT?

RESAT richtet sich an alle, die ein grundlegendes Verständnis regenerativer Energiesysteme gewinnen möchten, darunter:

- **Bürgerinnen und Bürger**, die sich allgemein über Kosten und Nutzen verschiedener Kombinationen von Photovoltaik, Windkraft und Speichersystemen informieren möchten.
- **Kommunen und öffentliche Einrichtungen**, die Basisinformationen für energieautarke oder CO₂-reduzierte Versorgungskonzepte benötigen.
- **Unternehmen und Organisationen**, die generelle Informationen zu energieeffizienten Lösungen und zur Integration von Langzeitspeichern und erneuerbaren Energiequellen suchen.
- **Energieplanerinnen und -planer**, die verschiedene Technologien unter allgemeinen Last- und Einspeiseprofilen bewerten möchten.
- **Bildungseinrichtungen**, die Möglichkeiten und Szenarien zur regenerativen Energieversorgung vermitteln oder Informationsmaterial dazu erstellen. RESAT wurde speziell für die Lehre entwickelt und findet in diesem Bereich Anwendung.

Für den Einsatz bei individuellen Projekten ist es notwendig, den spezifische Energieverbrauch und die charakteristischen Einspeiseprofile lokaler Anlagen zu berücksichtigen. Die von RESAT bereitgestellte Methodik zur Berechnung und Darstellung der Ergebnisse lässt sich auf dieser Grundlage flexibel anpassen und nutzen.

Bei Fragestellungen rund um PV-Anlagen für die Strom- und Wärmeversorgung einzelner Haushalte inklusive Einspeisevergütung stehen spezialisierte Tools wie der 'Solarisator' der HTW Berlin zur Verfügung¹.

[Zurück zur Übersicht](#)

¹ Solarisator der HTW Berlin: <https://solar.htw-berlin.de/rechner/solarisator/>



Was zeigen die Kacheln auf der RESAT-Oberfläche und wofür kann ich sie nutzen?

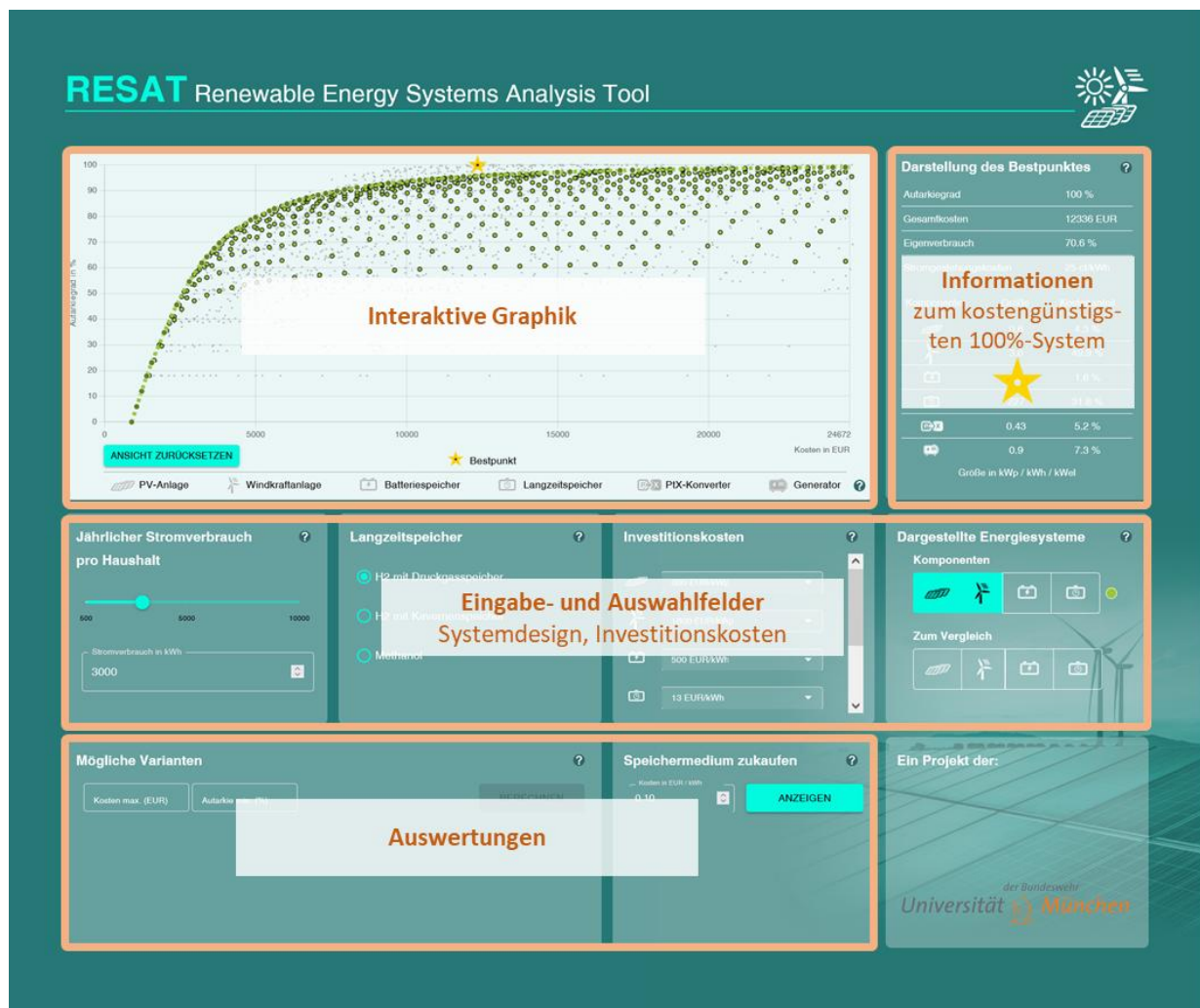


Abbildung 1: Zentrale Graphik der interaktiven Benutzeroberfläche RESAT

Auf der RESAT-Oberfläche finden Sie im oberen Bereich zunächst die **interaktive Hauptgrafik**. Rechts daneben befinden sich **Informationen zum Bestpunkt**, das ist das kostengünstigste System mit einem Autarkiegrad von 100%.

Unterhalb der Grafik sind Kacheln angeordnet, die in zwei Kategorien unterteilt sind:

Eingabe- und Auswahlfelder:

- **Jährlicher Stromverbrauch pro Haushalt:** Passt den Verbrauch via Schieberegler oder Direkteingabe an.
- **Langzeitspeicher:** Wählen Sie, welcher Langzeitspeicher (Wasserstoff-Druckspeicher, Kavertenspeicher, Methanol) eingesetzt werden soll.
- **Investitionskosten:** Legen Sie hier Ihre Annahmen für die Investitionskosten der einzelnen Komponenten des Energiesystems (PV-Anlagen, Windkraftanlagen, Batteriespeicher etc.) fest.
- **Dargestellte Energiesysteme:** Wählen Sie, ob in der Grafik zum Beispiel nur PV-, nur Wind- oder Mischsysteme inklusive Batteriespeicher und / oder Langzeitspeicher hervorgehoben werden sollen.



Auswertungen:

- *Mögliche Varianten:* Zeigt alternative Systemkonfigurationen, die ähnliche Kosten und Autarkiegrade aufweisen.
- *Speichermedium zukaufen:* Ermöglicht die Berechnung einer teils externen Versorgung (z. B. Biogas oder extern hergestellter Wasserstoff) in Kombination mit Ihrer eigenen Stromerzeugung.

Änderungen, die Sie in den Kacheln vornehmen – zum Beispiel beim Verbrauch, der Speicherauswahl etc. – werden direkt in der Grafik sichtbar. Dadurch können Sie komfortabel und schnell verschiedene Szenarien testen und miteinander vergleichen.

[Zurück zur Übersicht](#)



Was ist auf der zentralen Graphik alles zu sehen?

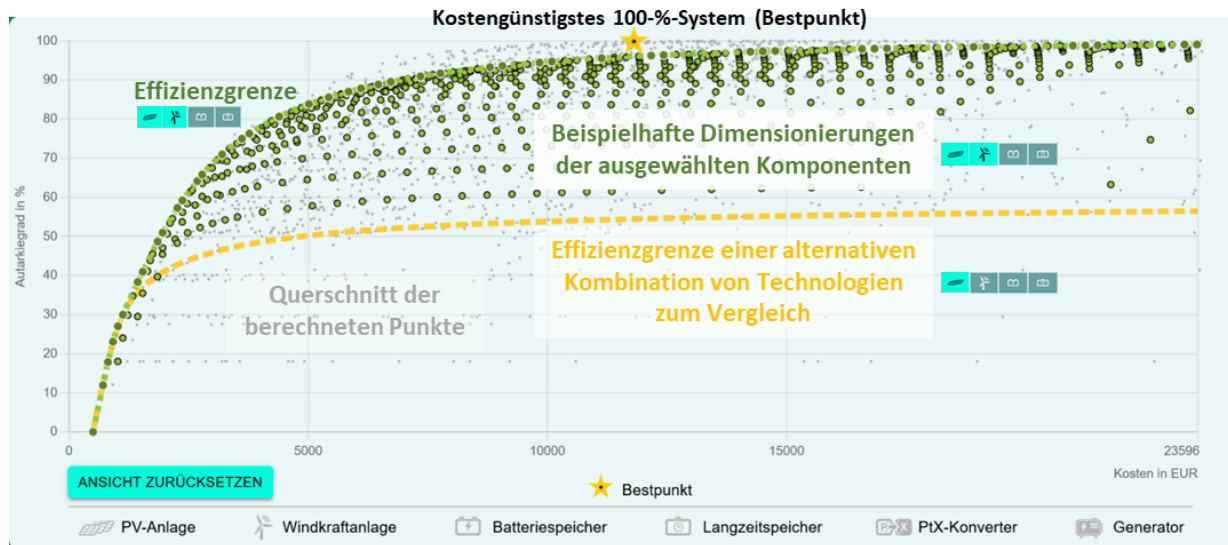


Abbildung 2: Zentrale Graphik der interaktiven Benutzeroberfläche RESAT

Die zentrale Grafik zeigt Energiesysteme, die aus einer Kombination verschiedener Komponenten und Anlagengrößen bestehen. Diese Systeme sind durch Punkte repräsentiert, deren Lage auf der **vertikalen Achse (y-Achse)** den erreichbaren Autarkiegrad und auf der **horizontalen Achse (x-Achse)** die zugehörigen Kosten angibt. Der Autarkiegrad ergibt sich aus einer Simulation des Betriebs über einen Zeitraum von fünf Jahren.

Es stehen dabei zwei unterschiedliche Energieerzeugungstechnologien – Photovoltaik und Windkraft – und zwei Speichertechnologien – Batteriespeicher und Langzeitspeicher , mittels Wasserstoff oder Methanol – zur Verfügung. Mit diesen Technologien bzw. Komponenten sind 12 verschiedene Kombinationen möglich, welche nachfolgend dargestellt sind, wobei die ausgewählten Komponenten jeweils mit schwarzen Icons auf einem türkisfarbenen Hintergrund hervorgehoben sind:



Abbildung 3: mögliche Kombinationen der 5 Komponenten PV-Anlage, Windkraftanlage, Batteriespeicher und Langzeitspeicher

Wird ein Langzeitspeicher eingesetzt, erfolgt die Umwandlung von Strom in den Brennstoff des Langzeitspeichers in einem sogenannten PtX-Konverter, wobei „P“ für Power bzw. Strom und „X“ für den erzeugten Brennstoff steht. Der PtX-Konverter umfasst alle Anlagen, um den zu speichernden Brennstoff aus Strom herstellen zu können.

Zur Erzeugung elektrischer Energie ist bei allen Technologiekombinationen ein Generator enthalten, welcher selbst hergestellten oder zugekauften Brennstoff nutzen kann.

Von den vielen möglichen Kombinationen aus Technologien und Dimensionierungen wird in obiger Abbildung ein Querschnitt von 5000 Systemen als kleine graue Punkte dargestellt.

Für eine ausgewählte Technologiekombination werden ein Teil der berechneten Anlagenkonfigurationen farbig und größer hervorgehoben, im Bild ist das die Kombination „PV und Wind“ mit 200 grünen



Punkten. Diese Punkte können angeklickt werden und es werden dann weitere Informationen angezeigt.

Die grüne Linie in der Grafik stellt die Effizienzgrenze (auch Paretokante genannt) der gewählten Technologiekombination, in diesem Fall „PV und Wind“, dar. Sie zeigt den maximal erreichbaren Autarkiegrad dieser Komponenten in Abhängigkeit von den Kosten. Die Linie beginnt bei einem Autarkiegrad von 0 % mit den Kosten des Generators und steigt zunächst steil an, bevor sie mit zunehmendem Autarkiegrad immer flacher verläuft.

Um einen Vergleich mit anderen Technologiekombinationen zu unterstützen, kann zusätzlich die Effizienzgrenze einer zweiten Auswahl als grob gestrichelte Linie angezeigt werden, jedoch ohne einzelne Systempunkte. In der Graphik ist das in Gelb die Komponente „PV“.

Ein besonderer Punkt in der Grafik ist der gelbe Stern, der das kostengünstigste System für einen Autarkiegrad von 100 % über alle Technologiekombinationen hinweg kennzeichnet.

Mit dem Mausekranz lässt sich in die zentrale Grafik hinein- und herauszoomen; außerdem kann das Bild mithilfe der Maus verschoben werden. Der Button „Ansicht zurücksetzen“ stellt die ursprüngliche Ansicht wieder her.

Im unteren Bereich der Graphik werden die verwendeten Icons erklärt.

[Zurück zur Übersicht](#)



Wie werden die Kosten eines Energiesystems berechnet?

Die x-Achse der Grafik zeigt den Barwert aller initialen und zukünftigen Zahlungsflüsse für die Errichtung und den Betrieb eines Energiesystems über einen Zeitraum von **20 Jahren**. Diese Zahlungsflüsse werden durch Abzinsung auf den aktuellen Zeitpunkt bezogen und summiert. Der Barwert fasst somit alle Zahlungsflüsse in einer einzigen Zahl zusammen. Der Vorteil gegenüber einer einfachen Addition dieser Werte liegt darin, dass deren Zeitpunkt berücksichtigt wird. Dadurch sind Barwerte auch bei stark unterschiedlichen Zahlungen über die Zeit vergleichbar, da sie die anfängliche Geldmenge darstellen, die notwendig ist, um alle Zahlungen unter Berücksichtigung einer Verzinsung abzudecken.

Die Zahlungsflüsse setzen sich wie folgt zusammen:

- **Die anfängliche Investition** in die PV-Anlage, die Windkraftanlage, den Batteriespeicher und den Langzeitspeicher, die den PtX-Konverter zur Herstellung von Wasserstoff oder Methanol sowie den Generator zur Rückverstromung.
- **Die jährlichen Betriebskosten**, einschließlich Wartung, Reparatur, Überwachung, Versicherungen usw. für jede dieser Komponenten. Diese Kosten werden häufig als Prozentsatz der anfänglichen Investition angegeben, zum Beispiel 2% pro Jahr. Bei PV- und Windkraftanlagen sowie dem Generator wird alternativ ein fester Betrag pro installiertem kW_p bzw. kW_{el} verwendet, bei Windkraftanlagen ist zusätzlich ein variabler Betrag pro erzeugter kWh üblich.
- **Die Wiederbeschaffungskosten**, falls eine Komponente während der 20 Jahre ersetzt werden muss. Dies betrifft typischerweise den Batteriespeicher.
- **Investitionen zur Kompensation der Degradation** von PV-Anlagen und Batteriespeichern. Diese Kosten sind als jährliche Ausgaben zur Erweiterung der Kapazität der Anlagen berücksichtigt, um die ursprüngliche Leistungsfähigkeit zu erhalten.
- **Der Restwert von Komponenten** nach Ablauf der 20 Jahre, wenn noch eine verbleibende Nutzungsdauer besteht. Dies gilt für Komponenten mit einer Lebensdauer von mehr als 20 Jahren, wie beispielsweise PV-Anlagen. Auch ein Batteriespeicher, der nach 15 Jahren ersetzt wurde, hat am Ende der 20 Jahre noch einen Restwert. Dieser Restwert wird als Einnahme betrachtet.

Die jährlichen Kosten einer Komponente j des Energiesystems steigen mit der Inflationsrate i , werden mit einem Zinssatz z abgezinst und zu einer Zahl aufsummiert, anschließend wird der Restwert abgezogen. Das Ergebnis ist der Barwert einer Komponente K_j . Deren Summe ergibt den Gesamtbarwert K_{Ges} , welcher die x-Koordinate dieses Energiesystems in der zentralen Graphik festlegt.

Die entsprechenden Formeln ergeben sich wie folgt:

$$K_j = \sum_{t=0}^n (I_{t,j} + J_{t,j} + D_{t,j}) \cdot \left(\frac{1+i}{1+z} \right)^n - R_j; \quad K_{Ges} = \sum_{j=1}^m K_j;$$

K_j, K_{Ges} : Barwert der Kosten einer Komponente bzw. des Gesamtsystems

j : Zuordnung der einzelnen Komponenten von 1 bis m , in unserem Fall beträgt m maximal 6

t : Zeitperiode von 0 bis n , in unserem Fall von 0 bis 20

n : Projektlaufzeit in Jahren

$I_{t,j}$: Initiale Investitionen ($t = 0$) bzw. Ersatzinvestitionen ($t > 0$) eines Anlagenteils j

J_t : jährlichen Kosten eines Anlagenteils j

$D_{t,j}$: Kosten zum Ausgleich der Anlagendegradation eines Anlagenteils



$R_{t,j}$: Restwert eines Anlagenteils am Ende der Projektlaufzeit

z : Jährlicher nominaler Zinssatz

i : Jährliche Inflationsrate

Ein Beispiel für die Berechnung finden Sie [hier](#).

[Zurück zur Übersicht](#)



Beispiel zur Berechnung des Gesamtbarwerts eines Energiesystems

Im Folgenden wird der Barwert der Zahlungsflüsse eines Energiesystems anhand eines Beispiels berechnet. Dafür wurden folgende Annahmen zu den Kosten der Komponenten und zu deren Dimensionierung verwendet:

Komponente	Investitionskosten	Lebensdauer	Jährliche Betriebskosten	Jährliche Degradation	Beispielhafte Anlagendimensionierung
PV-Anlage	800 EUR / kW _p	30 Jahre	13 EUR / kW _p	0,25%	1 kW _p
Windkraftanlage	1600 EUR / kW _p	25 Jahre	32 EUR / kW _p zusätzlich 0,007 EUR / kWh		1 kW _p
Batteriespeicher	500 EUR / kWh	15 Jahre	2% der Investitionskosten	1,5%	1 kWh
Druckgasspeicher	13 EUR / kWh	20 Jahre	2% der Investitionskosten		100 kWh
PtX-Konverter	1000 EUR / kW _{el}	25 Jahre	4% der Investitionskosten		1 kW _{el}
Generator	800 EUR / kW _{el}	30 Jahre	25 EUR / kW _{el}		1 kW _{el}

Zusätzliche Annahmen:

- Die **Wiederbeschaffungskosten** betragen **100%**
- Die jährliche **Inflationsrate** beträgt **3%**
- Der jährliche **Zinssatz** beträgt **5%**
- Die **Betrachtungszeitraum** bzw. die **Laufzeit** ist **20 Jahre**

Damit ergeben sich innerhalb des Betrachtungszeitraums folgende jährliche Zahlungsflüsse in EUR:

Jahr	Investition	Jährliche Betriebskosten			Anlagendegradation	Summe	Summe inflationiert	Abgezinste Summe	Restwert	Gesamtbarwert
		pro kW _p	pro kWh	% der Invest.						
0	6000				6000	6000	6000		8043	
1	0	70	13	76	9.5	168.2	173.2	165.0		
2	0	70	13	76	9.5	168.2	178.4	161.8		
3	0	70	13	76	9.5	168.2	183.8	158.7		
4	0	70	13	76	9.5	168.2	189.3	155.7		
5	0	70	13	76	9.5	168.2	195.0	152.8		
6	0	70	13	76	9.5	168.2	200.8	149.8		
7	0	70	13	76	9.5	168.2	206.8	147.0		
8	0	70	13	76	9.5	168.2	213.0	144.2		
9	0	70	13	76	9.5	168.2	219.4	141.4		
10	0	70	13	76	9.5	168.2	226.0	138.8		
11	0	70	13	76	9.5	168.2	232.8	136.1		
12	0	70	13	76	9.5	168.2	239.8	133.5		
13	0	70	13	76	9.5	168.2	247.0	131.0		
14	0	70	13	76	9.5	168.2	254.4	128.5		
15	500	70	13	76	9.5	668.2	1041.0	500.7		
16	0	70	13	76	9.5	168.2	269.9	123.6		
17	0	70	13	76	9.5	168.2	278.0	121.3		
18	0	70	13	76	9.5	168.2	286.3	119.0		
19	0	70	13	76	9.5	168.2	294.9	116.7		
20	0	70	13	76	9.5	168.2	303.7	114.5	-1097.4	

Im Jahr 0 erfolgt der Bau der Anlage mit einem Zahlungsfluss von 6.000 EUR, der sich aus der Multiplikation der spezifischen Investitionskosten der Komponenten mit der jeweiligen Dimensionierung ergibt. Ab dem ersten Jahr fallen jährliche Betriebskosten von 168,2 EUR an, basierend auf spezifischen Kosten pro kW installierter Leistung der PV-Anlage, der Windkraftanlage und des Generators sowie der Kosten pro erzeugter kWh beim Wind. Für Batteriespeicher, Langzeitspeicher und PTX-Konverter



werden Betriebskosten als prozentuale Anteile der Investitionskosten angesetzt. Zum Ausgleich der jährlichen Degradation von PV-Anlage und Batteriespeicher wird eine entsprechende jährliche Investition berücksichtigt. Im 15. Jahr ist eine Ersatzinvestition in einen neuen Batteriespeicher erforderlich.

Da zukünftige Zahlungsflüsse inflationsbedingt steigen, müssen sie jährlich um die Inflationsrate angepasst werden, um die tatsächlich eintretenden Beträge abzubilden. Für die Berechnung des Barwerts werden diese inflationsangepassten Jahreswerte abgezinst, das heißt, der zukünftige Betrag wird durch den Zinssatz auf seinen heutigen Wert reduziert.

Am Ende der Projektlaufzeit wird der Restwert der Anlagen berücksichtigt. Der abgezinst Restwert beträgt 1097,40 EUR und wird als Einnahme angesetzt. Der Gesamtbarwert des Systems, inklusive Restwert, ergibt dann 8.043 EUR.

Für die Restwertberechnung wird die Summe der abgezinsten Annuitäten für die verbleibende Lebensdauer der Anlagen herangezogen. Für die PV-Anlage und den Generator reicht dieser Zeitraum bis zum Jahr 30, für die Windkraftanlage und den PtX-Konverter bis zum Jahr 25 und für den Druckgasspeicher (LzSp) bis zum Jahr 20. Der Batteriespeicher, der im Jahr 15 erneuert wird, reicht ebenfalls bis zum Jahr 30. Der summierte Bereich ist in der nachfolgenden Tabelle farbig markiert und ergibt 1097,40 EUR.

Jahre	Annuitäten, reale Werte						Summe	Annuitäten, abgezinste Werte					
	PV	Wind	Batt	LzSp	Elektrol.	Stromag.		PV	Wind	Batt	LzSp	Elektrol.	Stromag.
1	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	800	1600	875	1300	1000	800	
2	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	34.8	79.8	38.0	77.6	49.9	34.8	
3	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	34.1	78.3	37.3	76.1	49.0	34.1	
4	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	33.4	76.8	36.6	74.6	48.0	33.4	
5	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	32.8	75.4	35.9	73.2	47.1	32.8	
6	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	32.2	73.9	35.2	71.8	46.2	32.2	
7	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	31.6	72.5	34.5	70.4	45.3	31.6	
8	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	31.0	71.1	33.9	69.1	44.5	31.0	
9	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	30.4	69.8	33.2	67.8	43.6	30.4	
10	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	29.8	68.5	32.6	66.5	42.8	29.8	
11	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	29.2	67.2	32.0	65.2	42.0	29.2	
12	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	28.7	65.9	31.4	64.0	41.2	28.7	
13	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	28.1	64.6	30.8	62.8	40.4	28.1	
14	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	27.6	63.4	30.2	61.6	39.6	27.6	
15	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	27.1	62.2	29.6	60.4	38.9	27.1	
16	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	26.6	61.0	29.0	59.2	38.1	26.6	
17	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	26.0	59.8	28.5	58.1	37.4	26.0	
18	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	25.6	58.7	27.9	57.0	36.7	25.6	
19	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	25.1	57.6	27.4	55.9	36.0	25.1	
20	35.4	81.4	38.7	79.1	50.9	35.4	24.6	56.5	26.9	54.9	35.3	24.6	
21	35.4	81.4	38.7		50.9	35.4	24.1	55.4	26.4	53.8	34.6	24.1	
22	35.4	81.4	38.7		50.9	35.4	23.7	54.3	25.9		34.0	23.7	
23	35.4	81.4	38.7		50.9	35.4	23.2	53.3	25.4		33.3	23.2	
24	35.4	81.4	38.7		50.9	35.4	22.8	52.3	24.9		32.7	22.8	
25	35.4	81.4	38.7		50.9	35.4	22.3	51.3	24.4		32.1	22.3	
26	35.4		38.7			35.4	21.9	50.3	24.0		31.5	21.9	
27	35.4		38.7			35.4	21.5		23.5			21.5	
28	35.4		38.7			35.4	21.1		23.1			21.1	
29	35.4		38.7			35.4	20.7		22.6			20.7	
30	35.4		38.7			35.4	20.3		22.2			20.3	
							19.9		21.8			19.9	

Die Annuitäten A_j werden dabei mit folgender Formel berechnet:

$$A_j = I_j \cdot \frac{r \cdot (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1} \quad \text{mit dem realen Zinssatz } r, \text{ berechnet als: } r = \frac{1 + z}{1 + i} - 1$$

Für die Restwertbetrachtung gibt es alternative Ansätze, wie z.B. den Ansatz des Marktwerts oder des diskontierten zeitproportionalen Anteils. Die gewählte Methode bietet jedoch den Vorteil, dass der resultierende Barwert des Systems direkt in die Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE) einfließen kann, welche eine Betrachtung über die gesamte Lebensdauer von Anlagen anstellt.

[Zurück zur Übersicht](#)



Welche Erzeugungscharakteristik wurde für die Berechnung des Autarkiegrads verwendet?

Für die Berechnung des Autarkiegrads eines Energiesystems wurde die Erzeugungscharakteristik von Photovoltaik- (PV) und Windkraftanlagen zugrunde gelegt, basierend auf Viertelstundenwerten der Übertragungsnetzbetreiber für den Zeitraum von 2019 bis 2023. Für Windkraft wurden ausschließlich Onshore-Anlagen berücksichtigt. Diese Daten wurden zu einem Gesamtwert für Deutschland summiert und auf die installierte Leistung normiert, die sich aus dem durchschnittlichen Wert zu Beginn und Ende des jeweiligen Jahres ergibt.

Im Folgenden werden charakteristische Unterschiede in der Energieerzeugung von PV- und Windkraftanlagen aufgezeigt, die durch die Aggregation der Daten nach unterschiedlichen Zeiträumen sichtbar werden.

Jährliche Erzeugung:

Als erstes zeigt nachfolgende Abbildung die jährlich erzeugte Energiemenge einer PV- und einer Windkraftanlage mit einer Nennleistung von jeweils 1 kW_p.

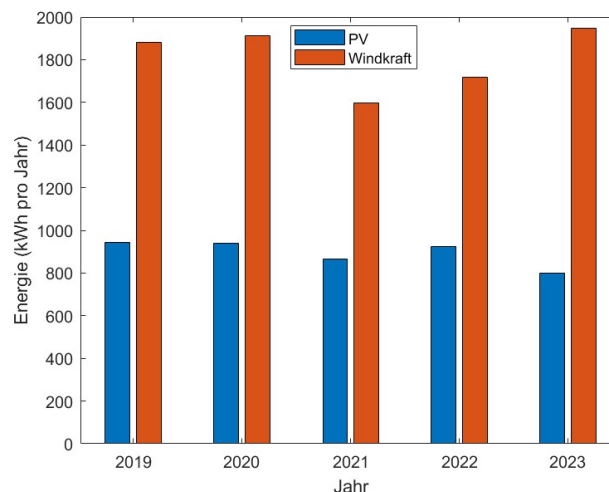


Abbildung 4: Jährliche Stromerzeugung einer PV- und Windstromanlage mit jeweils 1 kW_p

Die PV-Erzeugung schwankt um einen Mittelwert von 895 kWh pro kW_p, wobei der Unterschied zwischen größtem und kleinstem Wert 15 % beträgt. Die jährliche Windkraftherzeugung liegt mit durchschnittlich 1811 kWh pro kW_p deutlich höher, bei einer Schwankungsbreite von 18 %. Die Berechnungen werden über einen Zeitraum von 5 Jahren durchgeführt, um die Schwankungen der jährlichen Energieerzeugung einzubeziehen und das System robuster zu dimensionieren als bei Verwendung eines einzelnen Jahres oder eines Durchschnittsjahres.

Tägliche Erzeugungscharakteristik:

Innerhalb eines Jahres zeigt die tägliche Einspeisung von PV- und Windkraftanlagen charakteristische Unterschiede (siehe nachfolgende Abbildung). Beide Anlagentypen sind auf jeweils 1 kW_p normiert:

- PV-Anlagen weisen eine stark saisonale Erzeugung auf. Die Tageswerte weichen im Sommerhalbjahr (01.04.–30.09.) durchschnittlich um 17 % und im Winterhalbjahr (01.10.–31.03.) um 26 % von einem gleitenden 7-Tage-Mittelwert ab.
- Windkraftanlagen zeigen ebenfalls saisonale Schwankungen, jedoch gegenläufig zu den PV-Anlagen und mit größeren Variationen. Die durchschnittlichen Abweichungen vom 7-Tage-Mittelwert liegen im Sommer bei 34 % und im Winter bei 36 %.

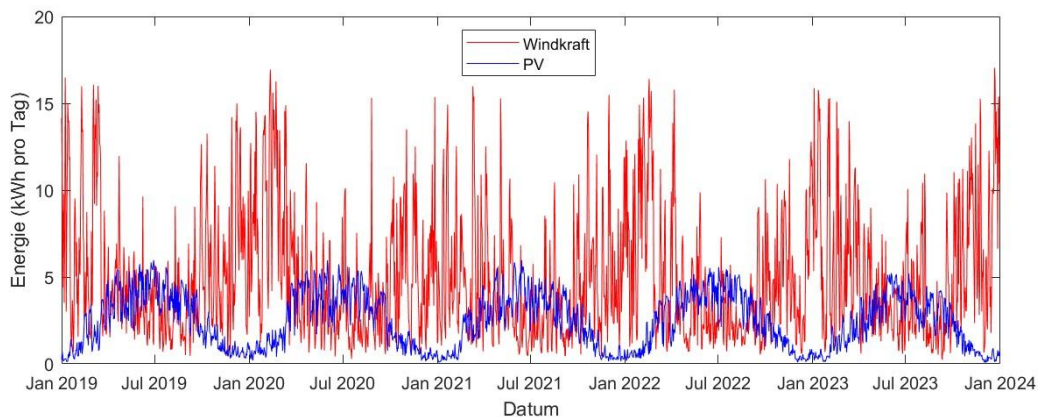


Abbildung 5: Tägliche Energieerzeugung einer PV- und Windstromanlage mit je 1 kW_p

Synergieeffekt zwischen PV und Wind:

Die gegenläufige Saisonalität führt zu einem Synergieeffekt zwischen PV- und Windkraftanlagen, der in nachfolgender Abbildung dargestellt ist. Hier wurde die PV-Anlage mit 2,2 kW_p dimensioniert, sodass sie über den 5-Jahreszeitraum die gleiche Energiemenge wie die 1 kW_p Windkraftanlage erzeugt.

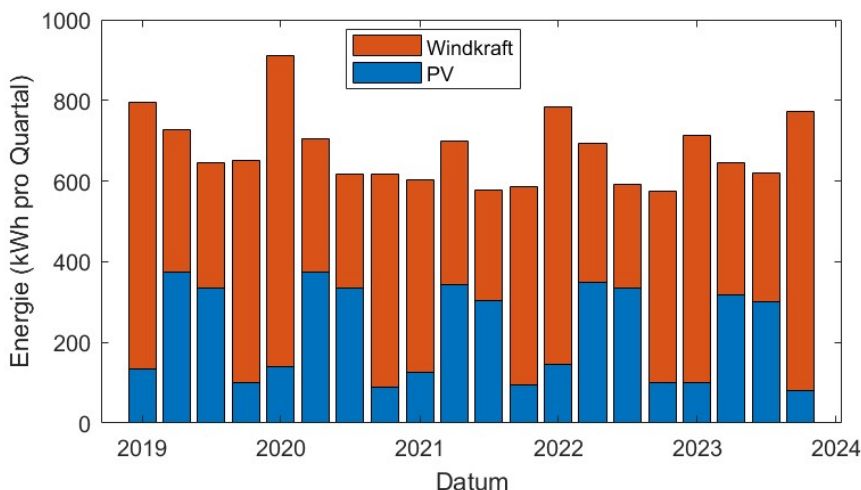


Abbildung 6: kumulierte quartalsweise PV- und Windenergieerzeugung, PV mit 2,2 kW_p, Wind mit 1 kW_p

Innerhalb dieses Zeitraums beträgt das Verhältnis von maximaler zu minimaler Erzeugung in einem Quartal bei der PV-Anlage das 3,8-Fache, bei der Windkraft das 3,5-Fache. In der kombinierten Erzeugung reduziert sich dieses Verhältnis auf das 1,5-Fache, was zeigt, dass die kombinierte Nutzung eine gleichmäßigere Energieerzeugung ermöglicht.

Tagesverlauf der Erzeugung:

Ein weiterer charakteristischer Unterschied liegt in der Tagesverteilung der Erzeugung, wie in nachfolgender Abbildung anhand einer „Heatmap“ dargestellt. Diese zeigt den Zeitraum von fünf Jahren in Tagesschritten auf der x-Achse, wobei die y-Achse die Energieerzeugung innerhalb von 24 Stunden farblich darstellt. Zunehmende Rottöne symbolisieren eine höhere Energieerzeugung, ähnlich wie ein Wärmebild.

- Bei PV-Anlagen zeigt sich, aufgrund der verändernden Helligkeitsstunden über die Jahreszeiten hinweg, ein kreisförmiger Intensitätsverlauf.



- Die Windkraft erzeugt über den Tagesverlauf eine gleichmäßigere Verteilung. Dieser Unterschied veranschaulicht einen weiteren Synergieeffekt zwischen PV- und Windkraft: Die Windenergie, die vor allem nachts anfällt, ergänzt die PV-Erzeugung tagsüber.

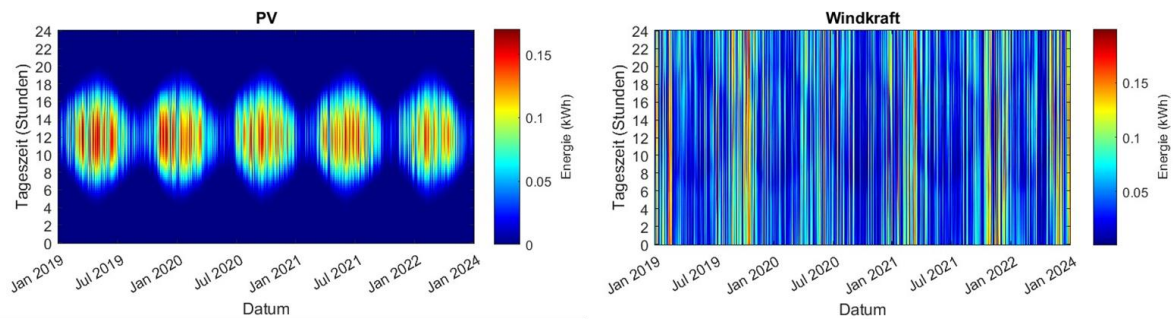


Abbildung 7: Heatmap PV und Windkraft auf Basis der Viertelstundenwerte

[Zurück zur Übersicht](#)



Welcher Lastgang wurde für die Berechnung des Autarkiegrades verwendet?

Der angenommene Stromverbrauch basiert auf dem repräsentativen Standardlastprofil für Haushalte, das vom Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) eingeführt wurde. Dieses Profil ermöglicht es, den Stromverbrauch von Haushalten ohne elektronische, abrufbare Messungen auf standardisierte Weise abzubilden. Dafür werden typische Wochentage und jahreszeitliche Schwankungen in einen kontinuierlichen, viertelstündlichen Jahresverlauf integriert.

Beispielwochen im Winter und Sommer:

Nachfolgende Abbildung zeigt den Leistungsverlauf einer Winter- und einer Sommerwoche bei einem Jahresstromverbrauch von 1.000 kWh. Hierbei wird zwischen Wochentagen, Samstagen und Sonntagen unterschieden, und es werden spezifische Lastmuster für Winter, Sommer und die Übergangszeiten berücksichtigt.

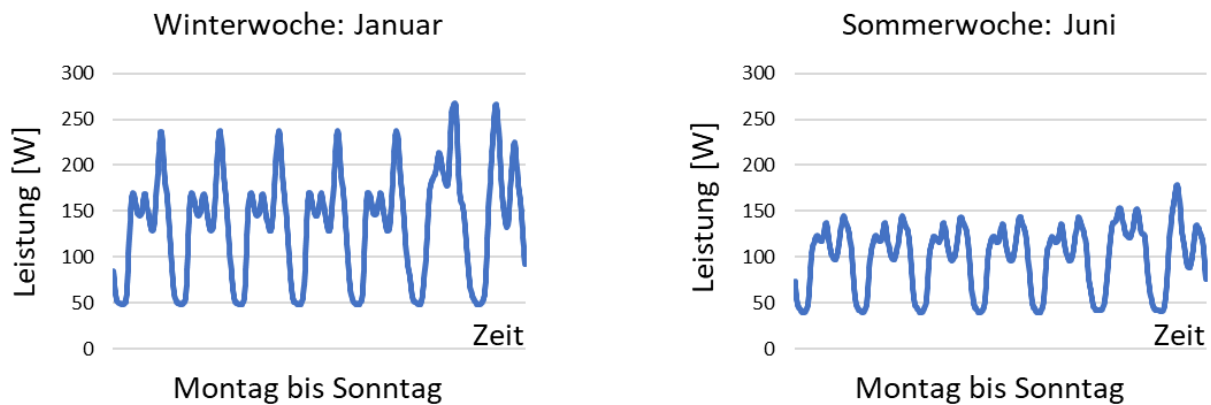


Abbildung 8: Standardlastprofil eines Haushalts mit einem Jahresstromverbrauch von 1000 kWh in zwei Beispielwochen

Dynamisierungsfunktion für den Jahresverlauf:

Die verschiedenen Jahreszeiten werden mithilfe einer Dynamisierungsfunktion miteinander verbunden, die einen gleichmäßigen Übergang im Jahresverlauf sicherstellt, wie in nachfolgender Abbildung dargestellt.

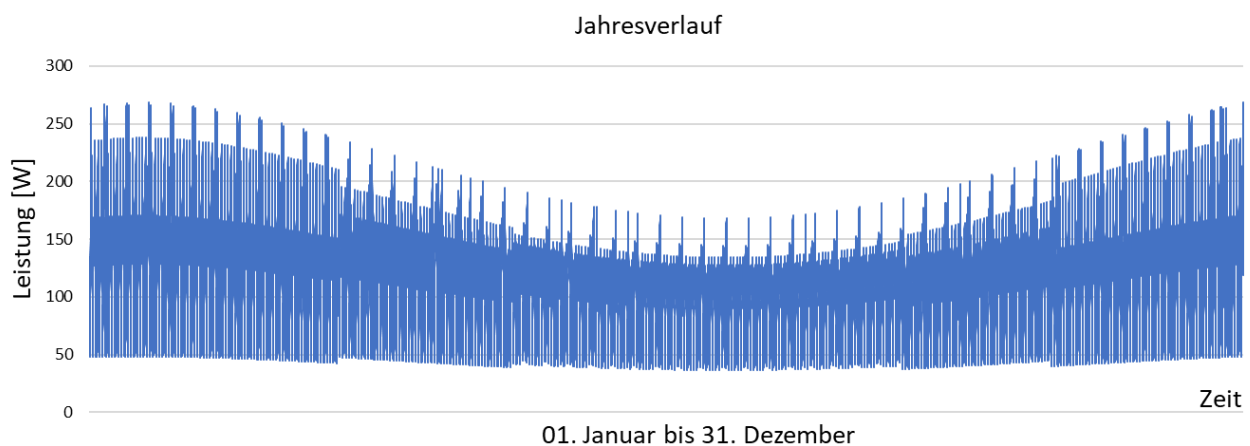


Abbildung 9: Jährlicher Lastverlauf des Standardlastprofils eines Haushalts

Vergleich mit individuellen Lastprofilen:

Im Vergleich zu einem individuellen Lastprofil eines Einzelhaushalts weist dieses standardisierte Lastprofil eine deutlich geringere Dynamik auf. Dies ergibt sich durch die Mittelung auf Viertelstundenwerte und den Ausgleich individueller Spitzenlasten in einer größeren Haushaltsgruppe. Dieser Synergieeffekt der Verbrauchsbündelung stellt einen wesentlichen Unterschied zu individuellen Anlagen dar,



bei denen Erzeugung und Verbrauch unmittelbar aufeinander abgestimmt sind und als Momentanwerte wirken.

Dimensionierung der Rückverstromungseinheit

Der Jahresverlauf des Strombedarfs zeigt einen Maximalwert von etwa 270 W. Um sicherzustellen, dass der Generator jederzeit die gesamte Last abdecken kann, auch wenn keine regenerative Erzeugung zur Verfügung steht, wird es mit einer Leistung von 0,3 kW pro 1.000 kWh Jahresverbrauch dimensioniert.

[Zurück zur Übersicht](#)



Wie sind die Komponenten des Energiesystems definiert?

RESAT bildet Energiesysteme ab, die sowohl Kurzzeit- als auch Langzeitspeicher integrieren können, einzeln oder in Kombination. Der Strom, der von PV-Anlagen und Windkraftwerken erzeugt wird, wird bevorzugt direkt verbraucht, ansonsten soweit möglich gespeichert und erst in letzter Instanz in das öffentliche Netz eingespeist. In Zeiten, in denen die Eigenstromerzeugung nicht ausreicht, soll die Last vorrangig durch die Speicher abgedeckt werden. Wenn dies nicht ausreicht, wird der Strom aus dem Netz bezogen.

Der beispielhafte Energiefluss eines Jahres – von der Erzeugung bis zum Stromverbrauch – wird im folgenden Sankey-Diagramm dargestellt. Es verdeutlicht, welcher Teil der erzeugten Energie direkt verbraucht, über Energiespeicher bereitgestellt, ins Netz eingespeist oder aus dem Netz bezogen wird.

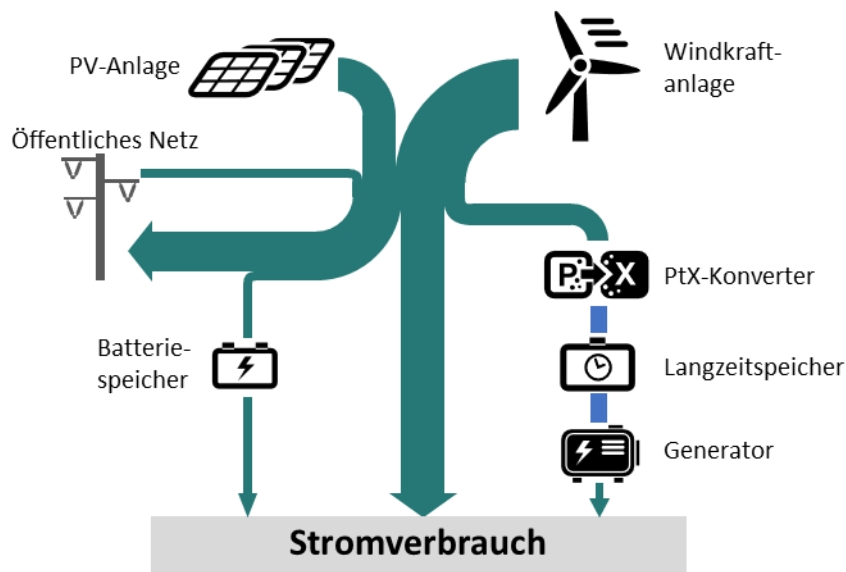


Abbildung 10: Sankey-Diagramm der Energieflüsse

Die Speichertechnologien unterscheiden sich in ihrem Wirkungsgrad und in den Speicherkosten. Typischerweise haben Langzeitspeicher deutlich geringere Speicherkosten, jedoch auch einen deutlich geringeren Wirkungsgrad als Kurzzeitspeicher. Kurzzeitspeicher hingegen sind pro gespeicherter Energiemenge teurer, weisen dafür jedoch einen höheren Wirkungsgrad auf.

Im Folgenden werden die in RESAT verwendeten Wirkungsgrade der Speichertechnologien beschrieben:

Kurzzeitspeicher:

Für Batteriespeicher wird eine Technologie angenommen, die einen kombinierten Wirkungsgrad von 86 % für das Ein- und Ausspeichern erreicht. Dieser Wert umfasst sämtliche Verlustquellen wie Umrichter, Batterie, Heizung, Kühlung und Steuerung und entspricht typischen Werten für Li-Ionen- oder LFP-Akkus. Die Kapazität des Speichers bezieht sich auf die nutzbare Kapazität, also die Nettogröße. Eine umfassende Übersicht über Batteriespeichersysteme mit einer Nutzkapazität von über 30 kWh bietet die aktuelle Marktübersicht von C.A.R.M.E.N. e.V. (2024) ².

² C.A.R.M.E.N. e.V. 2024. *Marktübersicht Batteriespeicher 2024 – Speichersysteme über 30 kWh Nutzkapazität*. Straubing: Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk C.A.R.M.E.N. e.V. Zugriff unter <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktuebersicht-batteriespeicher/>.



Abhängig von der eingespeisten jährlichen Energiemenge und der Speicherkapazität variiert die Anzahl der jährlichen Lade-/Entladezyklen erheblich und liegt typischerweise im Bereich einiger hundert Zyklen. Das Verhältnis von maximaler Leistung des Batteriespeichers zur Speicherkapazität wird dabei nicht fest vorgegeben, sondern in einem nachgelagerten Schritt optimiert.

Langzeitspeicher:

RESAT berücksichtigt drei Optionen für die Langzeitspeicherung, bei denen Energie über längere Zeiträume gespeichert und später in elektrische Energie umgewandelt wird:

1. **Wasserstoffspeicherung in lokalen Druckgasspeichern**
2. **Wasserstoffspeicherung in zentralen Kavernenspeichern**
3. **Herstellung und Speicherung von Methanol**

Diese Optionen repräsentieren eine Bandbreite an Technologien mit unterschiedlichen Wirkungsgraden, Umwandlungstechnologien und Speicherkosten. Während die Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff in lokalen Druckgasspeichern bereits erprobt ist, befinden sich zentrale Kavernenspeicher für Wasserstoff noch in der Konzeption und Machbarkeitsprüfung³, auch befindet sich das dafür notwendige Transportnetz erst in der Planung. Integrierte Systeme zur Erzeugung und Speicherung von Methanol bzw. eFuels sind aktuell Gegenstand der Forschung und Erprobung⁴.

Option 1: Erzeugung von Wasserstoff und Speicherung im Druckgasspeicher

Die als erste auswählbare Möglichkeit zur Langzeitspeicherung ist die Erzeugung von Wasserstoff über einen Elektrolyseur und anschließende Komprimierung sowie Lagerung in einem Druckgasspeicher. Zur Rückverstromung wurde ein Generator angesetzt. Die Umwandlungskette und die angenommenen Wirkungsgrade sind folgendem Bild zu entnehmen:

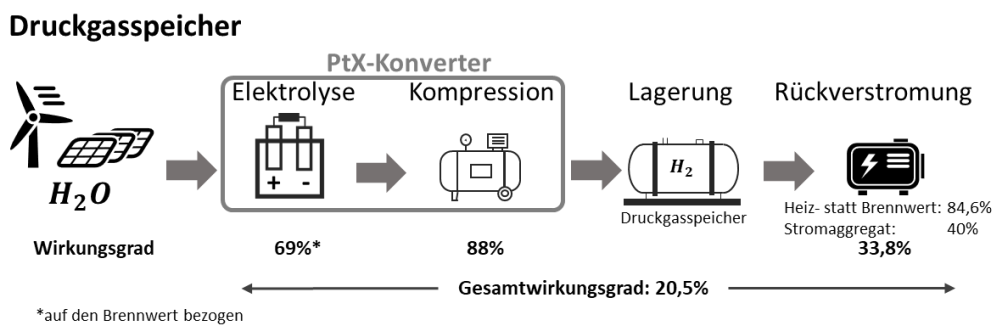


Abbildung 11: Umwandlungskette H₂ mit Druckgasspeicher

- Der Wirkungsgrad der Elektrolyse bildet einen unteren Wert in der Bandbreite der Elektrolysetechnologien ab.
- Bei der Kompression wurde eine Verdichtung auf mehr als 200 bar angesetzt.
- Beim Generator wurde eine Verbrennungstechnologie angenommen, welche lediglich den Heizwert von Wasserstoff nutzen kann. Die Kondensationswärme, welche im Brennwert als

³ Investitions- und Marketinggesellschaft Sachsen-Anhalt. (2021, 20. Mai). *Der weltweit erste Wasserstoffspeicher unter Tage entsteht in Sachsen-Anhalt*. Abgerufen am [06.12.2024], von <https://www.investieren-in-sachsen-anhalt.de/report-invest/weltweit-erste-wasserstoffspeicher-unter-tage-sachsen-anhalt>

⁴ Kopernikus-Projekte. (o. D.). *Kopernikus-Projekt: P2X*. Abgerufen am [06.12.2024], von <https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x>



Energie mit enthalten ist, geht also mit dem Abgas verloren. Als elektrischer Wirkungsgrad für den Generator wird 40% angesetzt.

Insgesamt ergibt sich ein „Strom-zu-Strom“-Wirkungsgrad von 20,5 % für diese Option.

Option 2: Erzeugung von Wasserstoff und Lagerung in Kavernenspeichern

Die zweite Möglichkeit zur Langzeitspeicherung unterscheidet sich von der ersten Möglichkeit durch die Art der Speicherung, welche statt lokaler Druckgasspeicher von zentralen, großen Kavernenspeichern ausgeht. Damit können potentiell große Mengen an Wasserstoff vergleichbar den heutigen zentralen Erdgasspeichern vergleichsweise kostengünstig gespeichert werden. Diese erfolgt in großen Kavernen, für die vor allem in Mitteldeutschland die geologischen Voraussetzungen bestehen. Es ergibt sich ein etwas höherer Wirkungsgrad der Kompression, da mit niedrigeren Drücken gearbeitet wird.

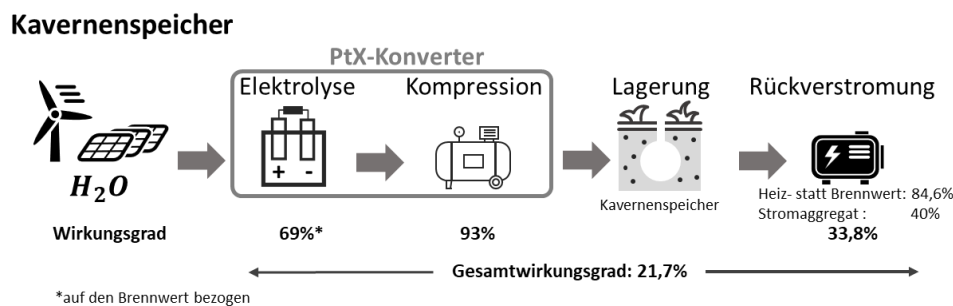


Abbildung 12: Umwandlungskette H2 mit Kavernenspeicher

Der „Strom-zu-Strom“-Wirkungsgrad beträgt 21,7% für diese Option.

Option 3: Herstellung von Methanol

Die dritte Option umfasst die Herstellung und Speicherung von Methanol, das ebenfalls für die Langzeitspeicherung geeignet ist. Dabei wird ein integriertes System angenommen, das die Elektrolyse und die Gewinnung von CO₂ beinhaltet.

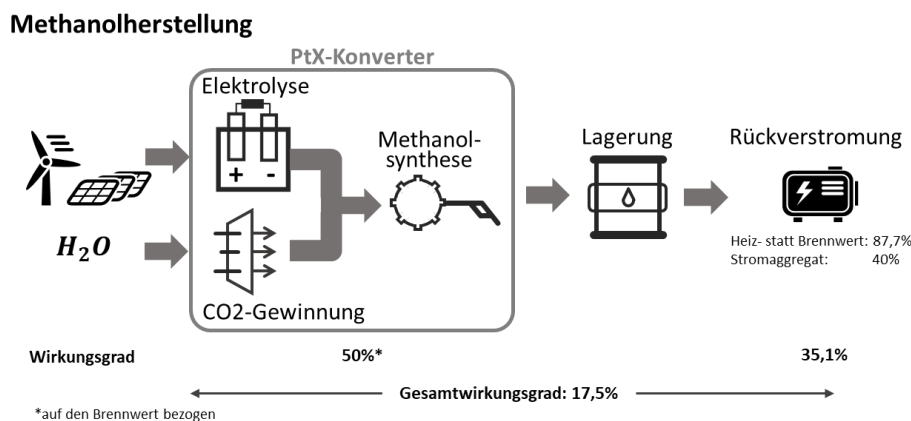


Abbildung 13: Umwandlungskette H2 zu Methanol mit Lagerung in Tanks

Methanol bietet den Vorteil einer vergleichsweise einfachen und kostengünstigen Lagerung, weist jedoch einen geringeren Gesamtwirkungsgrad von 17,5% auf.

[Zurück zur Übersicht](#)



Wie erfolgt die Berechnung des Autarkiegrads eines bestimmten Energiesystems?

Für die Berechnung des Autarkiegrads eines Energiesystems sind folgende Eingangsgrößen erforderlich:

1. **Lastverlauf:** Der Lastverlauf wird durch die Multiplikation des Jahresenergieverbrauchs mit einer standardisierten Lastcharakteristik ermittelt.
2. **Einspeiseverlauf der regenerativen Erzeugung:** Dieser wird durch Multiplikation der Erzeugungscharakteristik mit der installierten Leistung der PV- und Windkraftanlagen berechnet.
3. **Wirkungsgrade der Energieumwandlung**
4. **Dimensionierung der Komponenten des Energiesystems**

Darüber hinaus müssen die Regeln für den Einsatz der Speicher und des Generators definiert werden. Das Ziel besteht darin, den Netzbezug so weit wie möglich zu vermeiden. Netzbezug erfolgt nur, wenn die Speicher vollständig entladen sind und die Last nicht durch die erneuerbare Erzeugung gedeckt werden kann.

Unter der Voraussetzung, dass die Speicher zu Beginn und am Ende des Betrachtungszeitraums denselben Füllstand aufweisen, ergibt sich der Autarkiegrad mit folgender Formel:

$$\text{Autarkiegrad} = \left(\frac{\text{Energieverbrauch} - \text{Netzbezug}}{\text{Energieverbrauch}} \right) \cdot 100\%$$

Sequenzielle Einsatzstrategie der Speicher:

Ein einfaches Prinzip für den Einsatz der Speicher und des Generators ist in nachfolgender Abbildung (siehe nächste Seite) beispielhaft über einen Zeitraum von 3 Tagen dargestellt. Das Beispiel bezieht sich auf ein Druckgasspeicher-System mit folgenden Parametern:

- **Maximale elektrische Leistung des PtX-Konverters:** 0,25 kW
- **Kapazität des H₂-Speichers:** 60 kWh
- **Kapazität des Batteriespeichers:** 1 kWh

Die oberste Grafik zeigt den kumulierten Leistungsverlauf von Erzeugung und Verbrauch. Der Leistungsverlauf der Verbraucher wird dabei positiv dargestellt, dazu zählen neben dem Haushaltslastgang dazu auch die Ladeleistung des Batteriespeichers und die elektrische Leistung des PtX-Konverters. Der Leistungsverlauf der Einspeisung, wie die regenerative Energieerzeugung, die Entladeleistung des Batteriespeichers und die Einspeisung des Generators, wird negativ gezählt. Diese Aufteilung ermöglicht einen guten Vergleich von Energieherkunft und -verbrauch, da sich der kumulierte positive und negative Leistungsverlauf nur im Vorzeichen unterscheiden. Die farbigen Flächen veranschaulichen gleichzeitig den jeweiligen Anteil an Erzeugung und Verbrauch.

Darunter sind die Ladezustände des Batteriespeichers und des Langzeitspeichers zu sehen.

Der Einsatz der Speicher erfolgt nach dem Prinzip der sequenziellen Nutzung:

- **Überdeckung:** Bei Erzeugungsüberschuss wird zuerst der Batteriespeicher geladen, danach arbeitet der PtX-Konverter mit maximaler Leistung, um den H₂-Speicher zu füllen.
- **Unterdeckung:** Bei Erzeugungsmangel wird zuerst der Batteriespeicher entladen, anschließend übernimmt der Generator die Lastdeckung, was den Füllstand des H₂-Speichers reduziert. Sollte der H₂-Speicher vollständig entladen sein, wird der Restbedarf durch Netzbezug gedeckt.

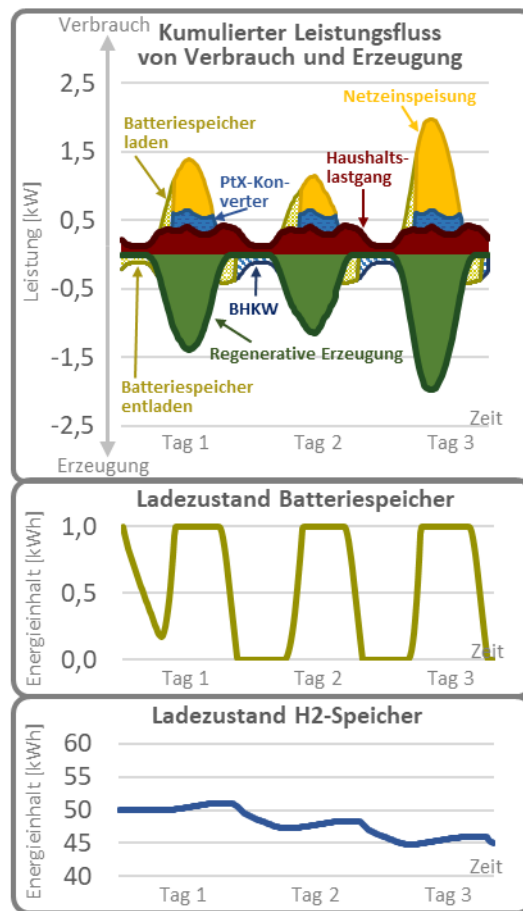


Abbildung 14: Leistungsflüsse und Füllstandsverlauf der Speicher

Das Beispiel verdeutlicht, dass die Kapazität des Batteriespeichers nicht ausreicht, um die Last in Phasen der Unterdeckung vollständig zu decken, obwohl ausreichend regenerative Erzeugung vorhanden ist, die ins Netz eingespeist werden muss. Der Einsatz des Generators führt zudem dazu, dass in den drei Tagen mehr Wasserstoff verbraucht wird, als erzeugt werden kann.

Optimierter Einsatz der Speicher:

Um die überschüssige Erzeugung besser zu nutzen, können die Kapazität des Batteriespeichers oder die Leistung des PtX-Konverters erhöht werden. Zusätzlich lässt sich durch geänderte Einsatzstrategien das Zusammenspiel der Speicher optimieren. Nachfolgende Abbildung zeigt drei alternative Szenarien für ein System mit einer größeren Batteriespeicherkapazität von 10 kWh:

1. **Ohne H₂-Speicher:** Hier versorgt der größere Batteriespeicher die Last vollständig in Phasen der Unterdeckung, gleichzeitig werden hohe Überschüsse in das Netz eingespeist.
2. **Mit H₂-Speicher, sequenziell:** Der PtX-Konverter wird sequenziell zum Batteriespeicher betrieben und lädt den H₂-Speicher von 50 auf 52 kWh.
3. **Mit H₂-Speicher, parallel:** Der PtX-Konverter wird während der Überschussphasen parallel zum Batteriespeicher betrieben, wodurch der H₂-Speicher auf 54 kWh aufgeladen wird.
4. **Mit H₂-Speicher, prädiktiv:** Der PtX-Konverter läuft durchgehend mit maximaler Leistung und nutzt den Batteriespeicher als Puffer, sodass der H₂-Speicher auf 59 kWh aufgeladen werden kann, ohne dass es zu Netzbezug kommt. Die notwendige zusätzliche Energiemenge wird vom Batteriespeicher in Phasen der Überdeckung geladen.

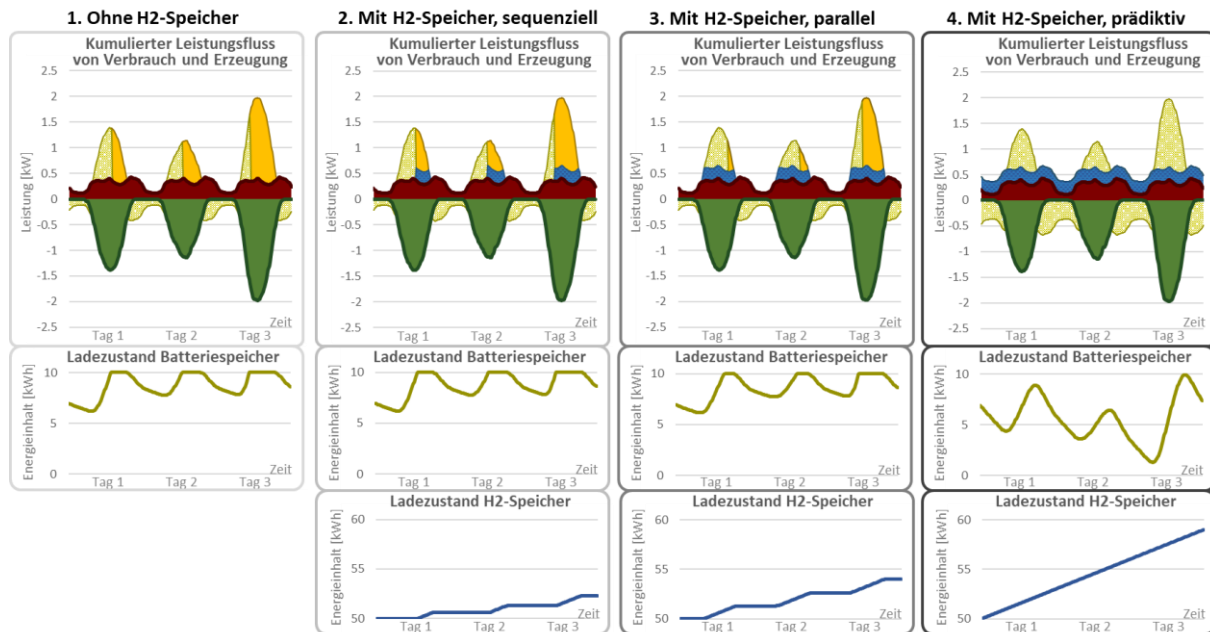


Abbildung 15: Vergleich unterschiedlicher Prinzipien für das Zusammenspiel der Speicher

Die prädiktive Steuerung ermöglicht in obigem Beispiel die vollständige Nutzung der regenerativen Energieerzeugung und vermeidet Netzeinspeisung. Dies erfordert eine Berechnung des Ladezustands und der Erzeugungsüberschüsse im Voraus, um den PtX-Konverter optimiert zu betreiben.

Softwarelösung

Bei einer 5-Jahres-Simulation wird in Viertelstundenschritten die Leistung jedes Elements sowie der Füllstand der Speicher berechnet. Wichtig dabei ist, dass der Anfangsfüllstand im Jahr 1 und der Endfüllstand im Jahr 5 der Speicher identisch sind, um das Ergebnis nicht zu verfälschen. Nachfolgende Abbildung zeigt den Verlauf des Ladezustands des H₂-Speichers für eine beispielhafte Dimensionierung mit einem Jahresverbrauch von 3.000 kWh:

Energieverbrauch	PV	Wind	Batteriespeicher	H ₂ -Speicher	PtX-Konverter	Generator
3000 kWh/Jahr	1,5 kW _p	1,5 kW _p	4 kWh	600 kWh	0,3 kW _{el}	0,9 kW _{el}

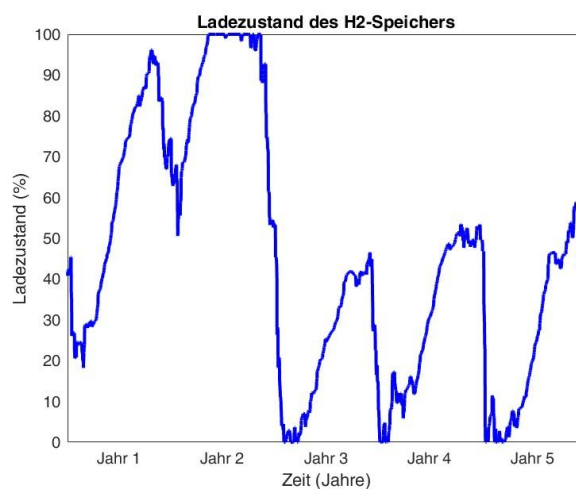


Abbildung 16: Ladezustand des H₂-Speichers



Die Abbildung zeigt, dass der H₂-Speicher in den ersten beiden Jahren sehr hoch bzw. vollständig aufgeladen werden kann, in den folgenden Jahren jedoch aufgrund schwächerer Erzeugung nur bis zu ca. 60% gefüllt wird. Der Anfangs- und Endzustand des Speichers liegt bei etwa 42 %.

Die Berechnung erfolgt mithilfe einer speziellen Software, die für diese Anforderungen entwickelt wurde und eine schnelle Rechenzeit ermöglicht. Als Referenz und zur Kontrolle wird das Open-Source-Tool Calliope der ETH Zürich verwendet.

[Zurück zur Übersicht](#)



Wie wird die Effizienzgrenze in der zentralen Graphik berechnet?

Die Effizienzgrenze, auch Paretoante genannt, verbindet diejenigen Systeme bzw. Punkte, welche bei steigendem Autarkiegrad die geringstmöglichen Kosten aufweisen. Folgendes Beispiel zeigt als graue Punkte alle berechneten Systeme der Technologiekombination „PV + Wind + Batteriespeicher“. Die Effizienzgrenze ist als grüne Linie eingezeichnet. Die Punkte, welche die Effizienzgrenze ergeben, sind ebenfalls eingezeichnet.

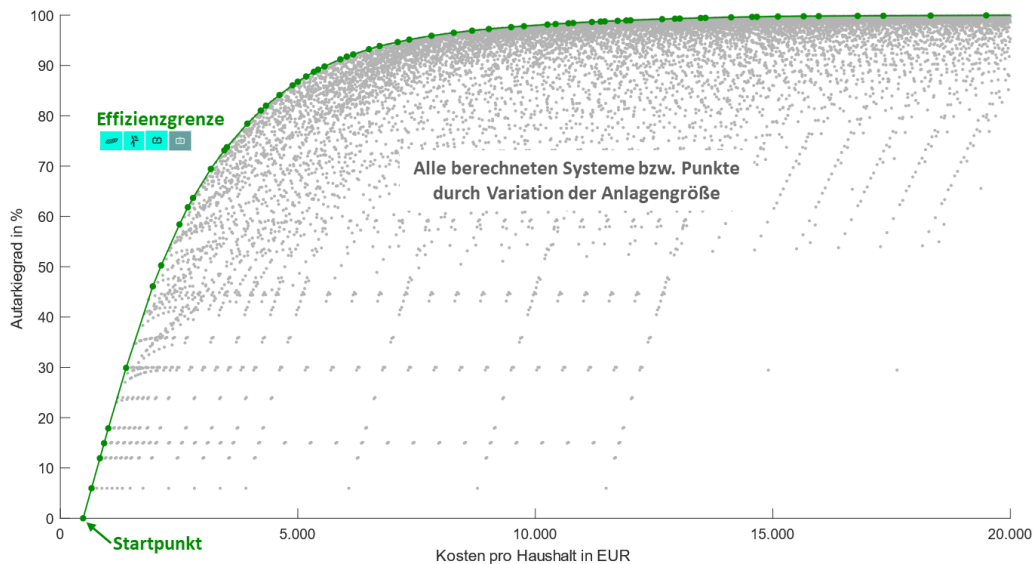


Abbildung 17: Effizienzgrenze der Technologiekombination PV + Wind + Batteriespeicher

Die Ermittlung der Effizienzgrenze beginnt beim Startpunkt, der bei einem Autarkiegrad von 0 % lediglich die Kosten des Generators aufweist. Dieser Punkt ist größer und grün hervorgehoben. Der nächste Punkt auf der Effizienzgrenze wird durch die größte Steigung der Verbindungslinie eines beliebigen anderen Punktes zum Startpunkt bestimmt. Auch dieser Punkt ist größer und grün dargestellt und bildet den neuen Ausgangspunkt. Nun wird zu allen Punkten mit einem größeren Autarkiegrad die Steigung berechnet, der größte Wert ermittelt und damit der nächste Punkt festgelegt. Dieses Verfahren wird bis zum größten Autarkiegrad fortgesetzt.

Dieses Verfahren stellt sicher, dass keiner der berechneten Punkte außerhalb der Effizienzgrenze liegt, d.h., dass bei einem bestimmten Autarkiegrad keine niedrigeren Kosten auftreten.

Allerdings stellt sich die Frage nach der Genauigkeit der Berechnung, da die berechneten Anlagendimensionierungen eine vorgegebene Schrittweite aufweisen. Es ist wahrscheinlich, dass zwischen diesen Schritten bessere Ergebnisse erzielt werden können. Die folgende Abbildung 16 zeigt einen Vergleich obiger Effizienzgrenze mit einer exakten Berechnung der Anlagendimensionierungen unter Verwendung eines nichtlinearen Optimierungsalgorithmus. Dieser Algorithmus ermittelt die günstigsten Systemdimensionierungen für festgelegte Autarkiegrade. Die exakt berechnete Grenze ist dabei als dünne blaue, gestrichelte Linie dargestellt, während die bisherige, etwas dickere, grüne Linie die ursprüngliche Berechnung zeigt.

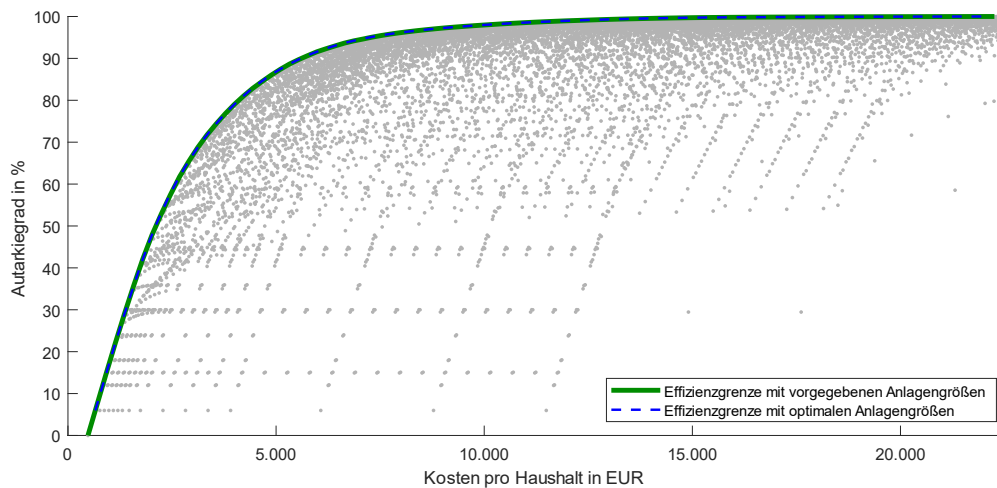


Abbildung 18: Vergleich der Effizienzgrenze

Es zeigt sich, dass die maximale Abweichung zwischen den Kosten der exakt berechneten optimalen Anlagendimensionierungen und den in Abbildung 17 dargestellten kostengünstigsten Dimensionierungen nur 1 % beträgt und visuell kaum erkennbar ist.

[Zurück zur Übersicht](#)



Wie viele Energiesysteme werden berechnet?

Die Anzahl der berechneten Energiesysteme ist so gewählt, dass:

- die Effizienzgrenzen der verschiedenen Technologiekombinationen lediglich kleine Abweichungen vom bestmöglichen Verlauf aufweisen,
- Systeme mit einem Autarkiegrad von 100 % nur geringfügig von einem individuell berechneten Bestwert abweichen,
- die Schrittweite für eine Analyse individueller Anlagengrößen ausreichend gering ist, und
- der Lösungsraum groß genug bleibt, um alternative Systeme mit unterschiedlichen Ausprägungen einzelner Komponenten abzubilden.

Das Prinzip zur Festlegung der zu berechnenden Systeme besteht darin, für jede Anlage den Größenbereich von 0 bis zu einem festgelegten Maximalwert in definierten Schritten abzudecken. Die verschiedenen Anlagengrößen werden dann miteinander kombiniert, und der Autarkiegrad jeder Kombination wird berechnet.

Im folgenden Beispiel werden die Anlagen mit den nachstehenden Größen variiert:

PV-Anlage in kW _p	0	2,5	5	7,5	10
Windkraftanlage in kW _p	0	1	2	3	4
Batteriespeicher in kWh	0	2	4	6	8
H2-Speicher in kWh	0	125	250	375	500
PtX-Konverter in kW _{el}	0	0,2	0,4	0,6	0,8

Der Generator hat in allen Varianten eine Leistung von 0,9 kW_{el}.

Die Kostenannahmen sind wie folgt:

PV	Wind	Batteriespeicher	Langzeitspeicher	PtX-Konverter	Generator
750 EUR / kW _p	1400 EUR / kW _p	300 EUR / kWh	10 EUR / kWh	1500 EUR / kW _{el}	400 EUR / kW _{el}

Es ergeben sich 25 Kombinationen für die Anlagengrößen der PV- und Windkraftanlagen. Diese können mit 5 Batteriespeichergrößen (0 bis 8 kWh) und 25 verschiedenen Einstellungen für den H2-Speicher (0 bis 500 kWh) und den PtX-Konverter (0 bis 0.8 kW_{el}) kombiniert werden. Insgesamt ergeben sich dadurch 3125 mögliche Varianten der Anlagengrößen.

Die folgende Abbildung zeigt die 25 Kombinationen der PV- und Windkraftanlagen ohne Speicher. Jeder Punkt repräsentiert eine Kombination der beiden Größen. Die Punkte sind durch farbige Linien verbunden: ockerfarbene Linien zeigen die Variationen der PV-Größe bei konstanter Windkraftanlagen-Größe, und grüne Linien zeigen die Variationen der Windkraftanlage bei konstanter PV-Größe. Einige Punkte sind zur Verdeutlichung beschriftet.

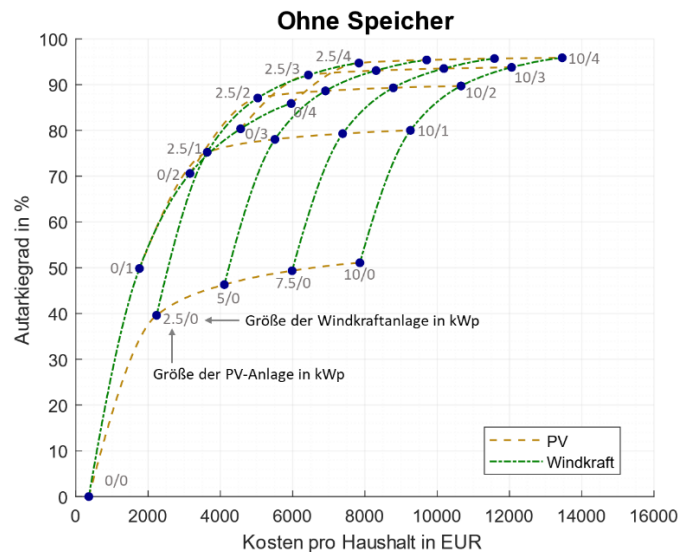


Abbildung 19: Autarkiegrad und Kosten der 25 Kombinationsmöglichkeiten von PV- und Windkraftanlagen ohne Speicher

Mit einer PV-Anlage allein kann ein maximaler Autarkiegrad von 50 % bei Kosten von 8.000 EUR erreicht werden. Durch Hinzufügen einer Windkraftanlage der Größe 1 kW_p lässt sich der Autarkiegrad auf bis zu 80 % steigern. Auch eine Windkraftanlage der Größe 3 kW_p ohne PV erreicht bereits 80 %. In Kombination von 2,5 kW_p PV und 4 kW_p Wind ist ein Autarkiegrad von etwa 95 % bei Kosten von rund 7.900 EUR möglich.

Über die Verbindung der Punkte lässt sich eine Außenkante erkennen, welche die Effizienzgrenze, das heißt die kostengünstigsten Systeme im Verlauf des Autarkiegrads, andeutet.

Die PV- und Windkonfigurationen können nun durch Speicherlösungen ergänzt werden. Für die Batteriespeicher wurden vier Größen berechnet, von denen zwei – 2 kWh und 4 kWh – im Vergleich zum System ohne Speicher in der folgenden Abbildung dargestellt sind.

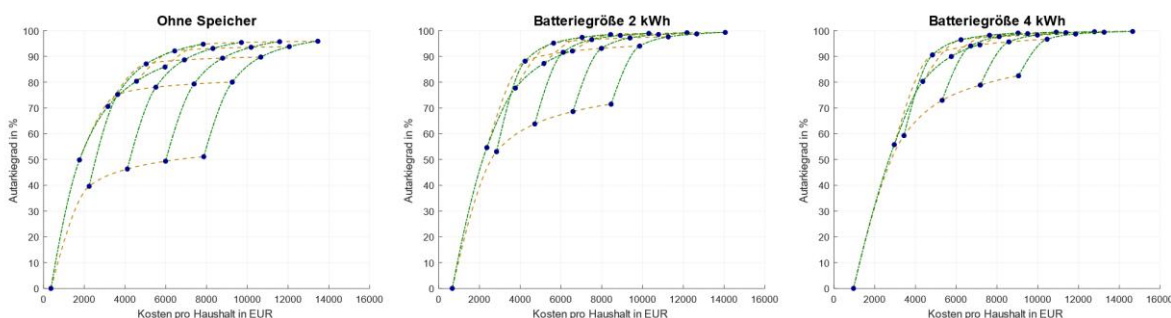


Abbildung 20: PV- und Windkraftkombinationen ohne Speicher sowie mit 2 kWh und 4 kWh Batteriespeicher

Obige Abbildung zeigt links die PV- und Windkombinationen ohne Speicher, das mittlere Bild ergänzt um einen Batteriespeicher mit 2 kWh und das rechte Bild mit einem Batteriespeicher von 4 kWh. Dabei wird deutlich:

- dass der Ausgangspunkt bei einem Autarkiegrad von 0% durch die zusätzlichen Kosten der Batteriespeicher verschoben wird, und
- dass durch die Kombination mit einem Batteriespeicher höhere Autarkiegrade erreicht werden können.

Statt mit einem Batteriespeicher kann die Kombination aus PV- und Windkraft auch zusätzlich oder alternativ mit einem Langzeitspeicher verbunden werden.



Die folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse mit zwei unterschiedlichen Langzeitspeichersystemen als Alternative zum Batteriespeicher:

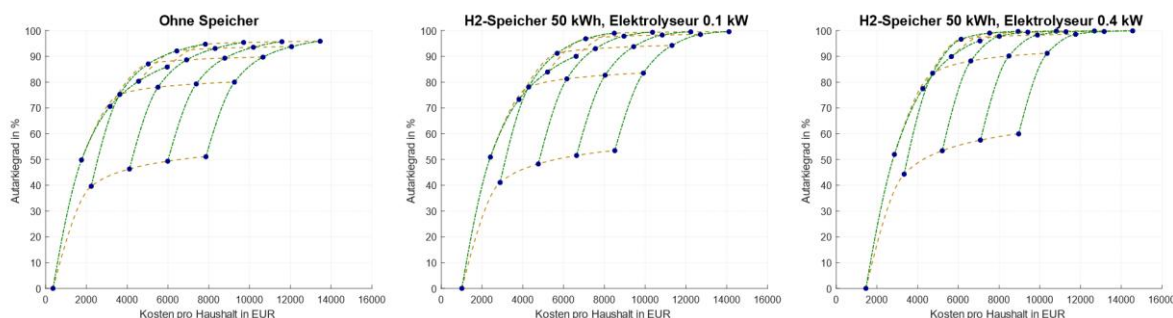


Abbildung 21: PV- und Windkombinationen ohne Speicher und in Kombination mit Langzeitspeichersystemen

In der Kombination mit Langzeitspeichern ist ebenfalls eine Verbesserung des Autarkiegrads der einzelnen Punkten erkennbar, die allerdings weniger ausgeprägt ist als beim Batteriespeicher.

In nachfolgendem Bild sind alle möglichen Systemkombinationen, also auch die gemeinsame Nutzung von Batterie- und Langzeitspeichersystemen, als blaue Punkte eingezeichnet. Die ursprüngliche Rasterstruktur ist durch die vielen Überlagerungen dabei nicht mehr zu erkennen. Als Orientierung ist die tatsächliche Effizienzgrenze, die sich bei genauer Ermittlung der kostengünstigsten Systemkonfigurationen über entsprechende Optimierungsrechnungen mit zunehmendem Autarkiegrad als rote Linie enthalten.

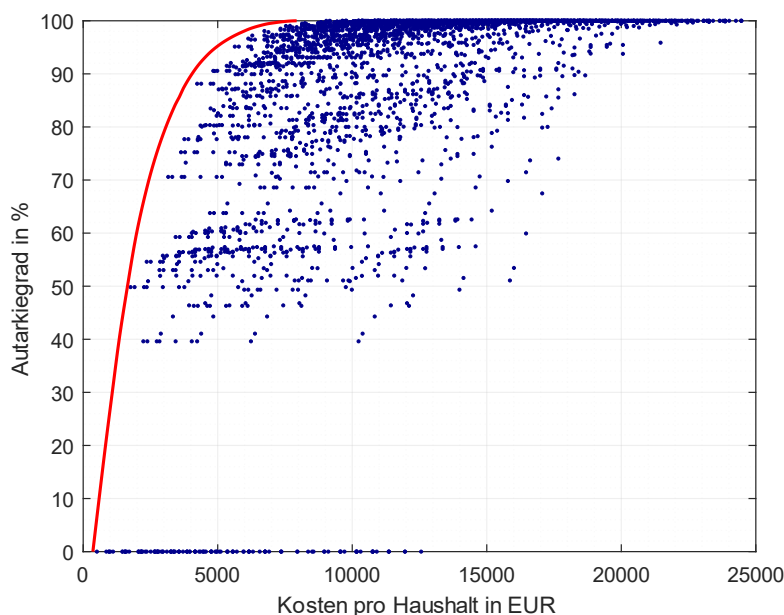


Abbildung 22: Darstellung aller Systemkonfigurationen und der exakt berechneten Effizienzgrenze

Folgendes zeigt sich:

- Das Raster ist noch deutlich zu grob für eine ausreichende genaue Abbildung der Effizienzgrenze.
- Das kostengünstigste 100%-System ist mit 9160 EUR um 15 % teurer als das entsprechende System der Effizienzgrenze mit 7934 EUR

Zusätzlich ist die Schrittweite bei den Anlagen relativ groß für die Anayse einzelner Anlagenkonfigurationen, auch wäre ein höherer Maximalwert der einzelnen Komponenten, zum



Beispiel der PV-Anlage oder des Batteriespeichers, für die Darstellung maximaler Ausprägungen wünschenswert.

Mit der notwendigen kleineren Schrittweite bei gleichzeitig größeren Maximalwerten steigt die Anzahl möglicher Kombinationen allerdings stark an, bei 10 Abstufungen je Komponente beträgt diese bereits 100.000 und bei 20 Abstufungen 3,2 Millionen.

Die Anzahl an Systemen, die dabei in einem jeweiligen Simulationslauf tatsächlich berechnet werden muss, ist allerdings deutlich geringer als die Anzahl an Kombinationsmöglichkeiten, da

- die Kosten von Systemen mit einer PV- und Windkraftanlage der Größe 0 unmittelbar angegeben werden können
- Systeme, bei denen entweder der PtX-Konverter oder der Langzeitspeicher die Größe 0 haben, keine Änderung im Autarkiegrad gegenüber Systemen ohne diese Komponenten aufweisen
- Systeme, bei denen die Größenzunahme einer Komponente keine Änderung des Autarkiegrads bewirkt, für die folgenden Dimensionierungen aus vorhandenen Systemen abgeleitet werden können.

Mit diesen Reduktionsmöglichkeiten und einer dynamischen Gestaltung der Schrittweite wird in RESAT ein Lösungsraum abgebildet der einer Kombinationszahl im Bereich von Millionen Systemen entspricht, von denen lediglich ca. 10% berechneten werden müssen.

[Zurück zur Übersicht](#)



Wie wird das kostengünstigste 100%-System berechnet?

Das kostengünstigste Energiesystem für einen Autarkiegrad von 100 % lässt sich direkt aus dem Punkteraster der Systemkonfigurationen ableiten. Bei einer langsamen Annäherung an die 100 %-Grenze, wie sie beispielsweise bei Druckgasspeichern auftritt, führen jedoch selbst kleine Schrittweiten zu erkennbaren Abweichungen von einem simulierten Bestwert. Daher werden zur Ermittlung des kostengünstigsten 100 %-Systems zusätzliche Simulationen durchgeführt, welche über ein Optimierungsverfahren die günstigste Anlagenkonfiguration ermittelt. Im folgenden Beispiel wird der Vorteil dieser ergänzenden Berechnungen verdeutlicht:

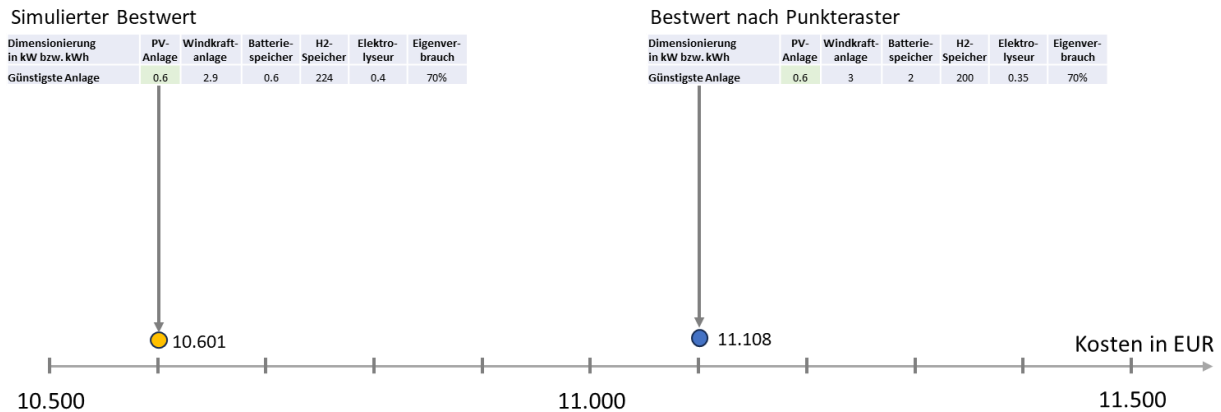


Abbildung 23: Vergleich des kostengünstigsten 100%-System von simuliertem Optimum und Punkteraster

Im Punkteraster liegt der kostengünstigste 100 %-Punkt bei 11.108 EUR. Mit der Optimum-Suche wurde jedoch ein System ermittelt, das den 100 %-Autarkiegrad bereits bei 10.601 EUR erreicht – rund 5 % günstiger.

Auch wenn nicht für jede Kostenkonstellation eine eigene Simulationsrechnung erfolgt, erhöht diese Methode dennoch die Genauigkeit bei der Bestimmung der kostengünstigsten 100 %-Lösungen sichtbar.

[Zurück zur Übersicht](#)



Wenn ich auf einen Punkt klicke, welche zusätzlichen Informationen erhalten ich dann?

Beim Klicken auf einen Punkt werden zwei zusätzliche Informationen angezeigt:

1. **Details zur Systemkonfiguration:** Informationen zur Dimensionierung der einzelnen Komponenten, zum Autarkiegrad, zum Eigenverbrauch sowie zu den Stromgestehungskosten.
2. **Sensitivitätslinien:** Grafische Darstellung der Sensitivität jeder einzelnen Komponente. Dabei wird die Änderung der jeweiligen Größe bei konstantem Beibehalten der übrigen Systemgrößen gezeigt.

Das folgende Beispiel zeigt für die Technologiekombination „PV und Wind“ die Systemdetails in einer Box sowie die farbigen Sensitivitätslinien:

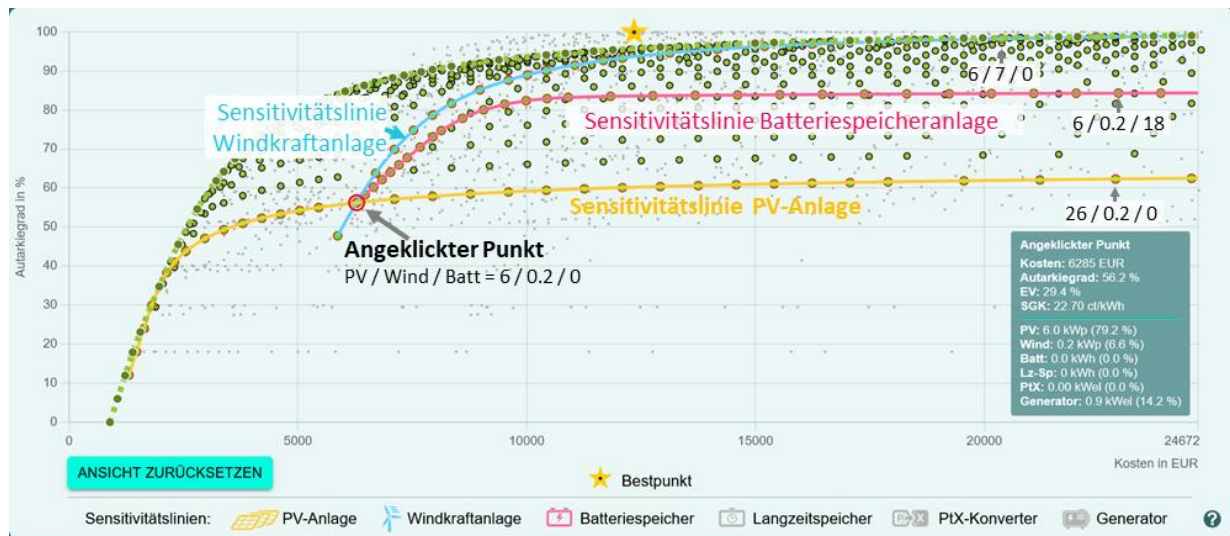


Abbildung 24: Zusätzliche Informationen bei Mausclick auf einen Punkt

- Im ausgewählten Punkt sind die Komponenten wie folgt dimensioniert: Die PV-Anlage hat eine Leistung von 6 kW_p, die Windkraftanlage 0,2 kW_p, und der Batteriespeicher ist nicht vorhanden (0 kWh).
- Die **gelbe Linie** zeigt, wie sich Kosten und Autarkiegrad bei einer Änderung der PV-Leistung verändern. Der Endpunkt der Linie zeigt eine PV-Leistung von 26 kW_p, während Windkraftanlage und Batteriespeicher unverändert bleiben.
- Die **blaue Linie** veranschaulicht die Auswirkungen einer Änderung der Windkraftleistung. Der angezeigte Punkt ist bei einer Windleistung von 7 kW_p markiert.
- Die **pinke Linie** zeigt den Einfluss eines Batteriespeichers. Auch wenn in dieser Technologiekombination kein Batteriespeicher vorgesehen ist, wird seine Wirkung dennoch informativ dargestellt.

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass eine weitere Erhöhung der PV-Leistung nur eine vergleichsweise geringe Änderung des Autarkiegrads bewirkt. Dagegen führt eine größere Windkraftanlage oder eine zunehmende Größe eines Batteriespeichers zu einem anfänglich steilen Anstieg des Autarkiegrads.

Alle neu angezeigten Punkte sind ebenfalls klickbar, sodass durch diese grafische Unterstützung Systemkombinationen und ihre jeweiligen Wirkungen interaktiv und intuitiv untersucht werden können.

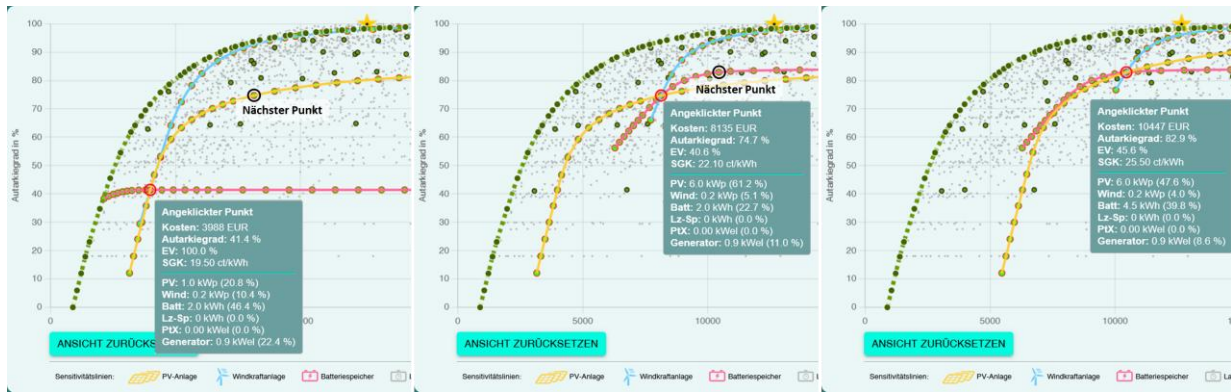


Abbildung 25: aufeinanderfolgende Analyse der Wirkung von Größenänderungen entlang der Sensitivitätslinien

Wird in der Technologiekombination ein System mit Langzeitspeicher ausgewählt, so sind die entsprechenden Sensitivitätslinien des PtX-Konverters und des Langzeitspeichers ebenfalls sichtbar.

Nachfolgendes Bild zeigt einen vergrößerten Ausschnitt bei der Technologiekombination „PV und Wind und Batteriespeicher und Langzeitspeicher“:

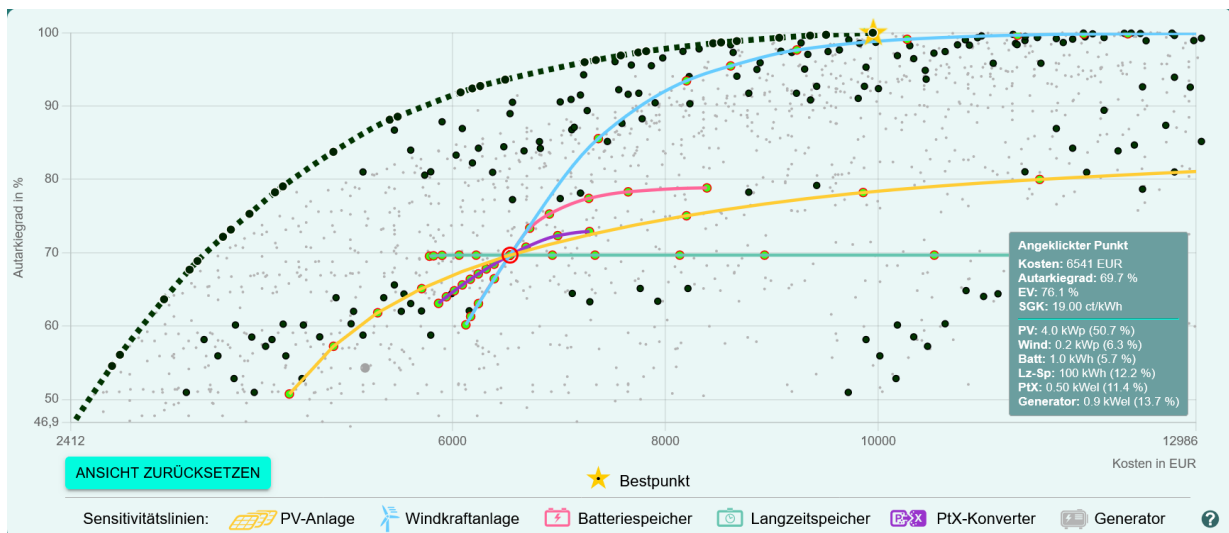


Abbildung 26: Zusätzliche Sensitivitätslinien bei einem Energiesystem mit Wasserstoff

[Zurück zur Übersicht](#)



Welche Informationen werden zum kostengünstigsten 100%-System (Bestpunkt) angezeigt?

Rechts neben der zentralen Graphik werden folgende Informationen zum kostengünstigsten System angezeigt mit einem Autarkiegrad von 100% angezeigt, wie in nachfolgendem Bild zu sehen ist:

Darstellung des Bestpunktes		
Autarkiegrad	100 %	
Gesamtkosten	11798 EUR	
Eigenverbrauch	69.6 %	
Stromgestehungskosten	23.9 ct/kWh	
Komponente	Größe	Kostenanteil
	0.8	3.7 %
	2.7	47.8 %
	0.8	2.6 %
	232	33.9 %
	0.41	7.8 %
	0.9	4.2 %
Größe in kWp / kWh / kWel		

Abbildung 27: Informationen zum kostengünstigsten System mit einem Autarkiegrad von 100%

- **Gesamtkosten in EUR:** Dies ist der Gesamtbarwert aller Zahlungsflüsse aller Komponenten des Energiesystems über die Laufzeit von 20 Jahren.
- **Eigenverbrauch in %:** Der Eigenverbrauch ist derjenige Anteil an der Energieerzeugung, welcher selbst verbraucht wird. Die Differenz zu 100%, im Beispiel ist das 30,4%, wird in das Netz eingespeist.
- **Stromgestehungskosten in ct/kWh:** Die Berechnung erfolgt über den Quotienten aus Kosten in EUR und dem Barwert des Anteils am Energieverbrauch, der durch das Energiesystem abgedeckt wird. Eine detailliertere Beschreibung findet sich [hier](#)
- **Dimensionierung der Komponenten:** Photovoltaik- und Windkraftanlagen (jeweils in kW_p), Batteriespeicher und Langzeitspeicher (jeweils in kWh), PtX-Konverter und Generator (jeweils in kW_{el})

[Zurück zur Übersicht](#)



Wie werden die Stromgestehungskosten berechnet?

Die Berechnung der Stromgestehungskosten basiert auf der Methode der LCOE („Levelized Cost of Energy“), die es ermöglicht, unterschiedliche Erzeugungsanlagen zu vergleichen. Diese Methode berechnet den Barwert der Zahlungsströme und der erzeugten Energie über die gesamte Lebensdauer der Anlage. Die Division dieser beiden Werte ergibt die Stromgestehungskosten in EUR pro kWh.

Für hybride Energiesysteme, die aus mehreren Komponenten bestehen, sind Anpassungen dieser Methode notwendig, da die einzelnen Komponenten unterschiedliche Lebensdauern aufweisen. Nach Ablauf einer festgelegten Projektlaufzeit (z. B. 20 Jahre) wird daher der Restwert der Komponenten ermittelt und in die Gesamtkosten einbezogen. Eine weitere Besonderheit betrifft die erzeugte Energie: Es wird ausschließlich derjenige Anteil berücksichtigt, welcher tatsächlich zur Deckung des eigenen Energiebedarfs genutzt wird. Zur Ermittlung dieses Anteils ist eine Simulationsrechnung erforderlich.

Die Stromgestehungskosten für hybride Energiesysteme zu ermitteln ist damit deutlich komplexer als der ursprüngliche LCOE-Ansatz und bezieht sich auf ein projektspezifisches Erzeugungs- und Lastprofil. Daher wird diese angepasste Größe als LCOD („Levelized Cost of Energy Delivered“ oder auch „Levelized Cost of Delivery“ *) bezeichnet und wie folgt berechnet:

$$LCOD = \frac{K_{ges}}{A \cdot E}$$

K_{Ges} : Barwert der Kosten des Gesamtsystems über eine vorgegebene Projektlaufzeit

A : Autarkiegrad einer bestimmten Dimensionierung der Systemkomponenten

E : Barwert des Energieverbrauchs über eine vorgegebene Projektlaufzeit

Eine Beispielrechnung ist [hier](#) aufgezeigt.

[Zurück zur Übersicht](#)

* Lai, C. S., & McCulloch, M. D. (2016). *Levelized Cost of Energy for PV and Grid Scale Energy Storage Systems*. [Pre-print submitted to Elsevier *Applied Energy*]. arXiv:1609.06000 [cs.SY].
<https://doi.org/10.48550/arXiv.1609.06000>



Beispielrechnung zu den Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten für den Anteil des eigenen Energieverbrauchs, der durch das hybride Energiesystem gedeckt wird, kann mit folgender Formel ermittelt werden:

$$LCOD = \frac{K_{ges}}{A \cdot E}$$

K_{ges} : Barwert der Kosten des Gesamtsystems über eine vorgegebene Projektlaufzeit

A : Autarkiegrad einer bestimmten Dimensionierung der Systemkomponenten

E : Barwert des Energieverbrauchs über eine vorgegebene Projektlaufzeit

Wir greifen nun die Beispielrechnung auf, bei der ein K_{ges} von 8.043 EUR ermittelt wurde. Der Barwert des Energieverbrauchs über die Projektlaufzeit von 20 Jahren ergibt sich zu 49331 kWh, wie nachfolgend gezeigt wird:

Jahr	Energieverbrauch in kWh	inflationiert	abgezinst	Summe
0				49331
1	3000	3090	2943	
2	3000	3183	2887	
3	3000	3278	2832	
4	3000	3377	2778	
5	3000	3478	2725	
6	3000	3582	2673	
7	3000	3690	2622	
8	3000	3800	2572	
9	3000	3914	2523	
10	3000	4032	2475	
11	3000	4153	2428	
12	3000	4277	2382	
13	3000	4406	2336	
14	3000	4538	2292	
15	3000	4674	2248	
16	3000	4814	2205	
17	3000	4959	2163	
18	3000	5107	2122	
19	3000	5261	2082	
20	3000	5418	2042	

Mit einem angenommenen Autarkiegrad von 100% ergeben sich folgende Stromgestehungskosten:

$$LCOD = \frac{K}{A \cdot E} = \frac{8043 \text{ EUR}}{100\% \cdot 49331 \text{ kWh}} = 16,3 \text{ ct/kWh}$$

Die nachfolgende Kontrollrechnung zeigt, dass bei einem Strompreis in Höhe der kalkulierten Stromgestehungskosten – unter Einbezug des Zinssatzes, der Inflation und der Investitions- und jährlichen Kosten sowie unter Berücksichtigung des Restwerts – alle Ausgaben innerhalb der Laufzeit gedeckt werden können.

Das Jahresendsaldo im Jahr 0 entspricht der Summe der Erstinvestitionen in Höhe von 6000 EUR. Ab dem Jahr 1 wird am Jahresende zu der bestehenden Verbindlichkeit die Summe aus Zinsausgaben, inflationierten jährlichen Kosten und inflationierten jährlichen Einnahmen aus dem Stromverkauf addiert. Der initiale Strompreis im Jahr 0 entspricht dabei mit 16,3 ct/kWh dem ermittelten LCOD. Der Restwert in Höhe von 2911,60 EUR entspricht dem nominalen Wert im Jahr 20.



Jahr	Saldo Jahresanfang	Zinsausgaben Jahresende	Jährliche Kosten Jahresende	Einnahmen Strom Jahresende	Einnahmen Restwert Jahresende	Saldo Jahresende
0						-6000.0
1	-6000.0	-300.0	-173.2	503.8		-5969.4
2	-5969.4	-298.5	-178.4	518.9		-5927.4
3	-5927.4	-296.4	-183.8	534.5		-5873.1
4	-5873.1	-293.7	-189.3	550.5		-5805.6
5	-5805.6	-290.3	-195.0	567.0		-5723.8
6	-5723.8	-286.2	-200.8	584.0		-5626.8
7	-5626.8	-281.3	-206.8	601.5		-5513.4
8	-5513.4	-275.7	-213.0	619.6		-5382.5
9	-5382.5	-269.1	-219.4	638.2		-5232.9
10	-5232.9	-261.6	-226.0	657.3		-5063.2
11	-5063.2	-253.2	-232.8	677.0		-4872.1
12	-4872.1	-243.6	-239.8	697.4		-4658.2
13	-4658.2	-232.9	-247.0	718.3		-4419.8
14	-4419.8	-221.0	-254.4	739.8		-4155.3
15	-4155.3	-207.8	-1041.0	762.0		-4642.1
16	-4642.1	-232.1	-269.9	784.9		-4359.2
17	-4359.2	-218.0	-278.0	808.4		-4046.7
18	-4046.7	-202.3	-286.3	832.7		-3702.6
19	-3702.6	-185.1	-294.9	857.7		-3325.0
20	-3325.0	-166.2	-303.7	883.4	2911.6	0.0

Herleitung	Einnahmen Strom	Strompreis	Energiemenge	Stromverkauf
		0.163		
		0.168	3000	503.8
		0.173	3000	518.9
		0.178	3000	534.5
		0.183	3000	550.5
		0.189	3000	567.0
		0.195	3000	584.0
		0.201	3000	601.5
		0.207	3000	619.6
		0.213	3000	638.2
		0.219	3000	657.3
		0.226	3000	677.0
		0.232	3000	697.4
		0.239	3000	718.3
		0.247	3000	739.8
		0.254	3000	762.0
		0.262	3000	784.9
		0.269	3000	808.4
		0.278	3000	832.7
		0.286	3000	857.7
		0.294	3000	883.4

Die Methode der Stromgestehungskosten (LCOE/LCOD) ist so konzipiert, dass sie **unabhängig von einer festgelegten Projektlaufzeit** die Kosten über die gesamte Lebensdauer eines Systems widerspiegelt. Die Berücksichtigung eines Restwerts stellt sicher, dass der verbleibende wirtschaftliche Nutzen der Komponenten nach Ablauf der betrachteten Laufzeit sachgerecht einfließt.

Die Stromgestehungskosten können entsprechend auch direkt aus dem Barwert aller Kosten sowie der individuellen Lebensdauer der einzelnen Systemkomponenten berechnet werden, indem die jeweiligen Annuitäten der Komponenten ermittelt, addiert und anschließend durch den jährlichen Energieverbrauch dividiert werden.

	PV	Wind	Batterie	LzSp	Elektrol.	Stromag.	Summe	Stromverbrauch in kWh	LCOD in EUR/kWh
Annuität	50.4	126.1	56.2	105.1	90.9	60.4	489.1	3000	0.163
Annuitätsfaktor	0.0443	0.0509	0.0775	0.0608	0.0509	0.0443			
Lebensdauer	30	25	15	20	25	30			
Barwert	1138.7	2478.2	725.8	1727.5	1786.3	1364.4	9221.0		
Investition	800	1600	500	1300	1000	800			
Diskontierte Zahlungsflüsse	14.7	43.8	17.2	25.5	39.2	24.5			
	14.4	43.0	16.8	25.0	38.5	24.1			
	14.2	42.2	16.5	24.5	37.8	23.6			
	13.9	41.4	16.2	24.1	37.0	23.1			
	13.6	40.6	15.9	23.6	36.3	22.7			
	13.4	39.8	15.6	23.2	35.6	22.3			
	13.1	39.0	15.3	22.7	35.0	21.9			
	12.9	38.3	15.0	22.3	34.3	21.4			
	12.6	37.6	14.7	21.9	33.6	21.0			
	12.4	36.9	14.4	21.5	33.0	20.6			
	12.1	36.2	14.2	21.0	32.4	20.2			
	11.9	35.5	13.9	20.6	31.8	19.8			
	11.7	34.8	13.6	20.2	31.2	19.5			
	11.5	34.1	13.4	19.9	30.6	19.1			
	11.2	33.5	13.1	19.5	30.0	18.7			
	11.0	32.8		19.1	29.4	18.4			
	10.8	32.2		18.7	28.8	18.0			
	10.6	31.6		18.4	28.3	17.7			
	10.4	31.0		18.0	27.8	17.3			
	10.2	30.4		17.7	27.2	17.0			
	10.0	29.8			26.7	16.7			
	9.8	29.3			26.2	16.4			
	9.6	28.7			25.7	16.1			
	9.5	28.2			25.2	15.8			
	9.3	27.6			24.7	15.5			
	9.1					15.2			
	8.9					14.9			
	8.8					14.6			
	8.6					14.3			
	8.4					14.0			

Für jede Komponente wird aus der Summe der diskontierten jährlichen Zahlungen und der Anfangsinvestition der Barwert aller Zahlungen über die jeweilige Lebensdauer ermittelt. Aus dem Barwert und dem Annuitätsfaktor lässt sich die Annuität jeder Komponente bestimmen. Die Summe der Annuitäten geteilt durch den jährlichen Stromverbrauch, im Beispiel 3000 kWh pro Jahr, ergibt die Stromgestehungskosten LCOD, welche ebenfalls 16,3 ct / kWh betragen.

[Zurück zur Übersicht](#)



Was wird mit der Funktion „Mögliche Varianten“ angezeigt?

Die Funktion „Mögliche Varianten“ dient dazu, die breite Vielfalt an Systemkonfigurationen aufzuzeigen, die mit ähnlichen Kosten und einem vergleichbaren Autarkiegrad realisierbar sind. Sie hilft dabei, die Vielzahl unterschiedlicher Lösungen zu veranschaulichen.

Unser Referenzsystem für die nachfolgende Analyse ist das kostengünstigste 100%-Autarkiesystem mit folgenden Parametern:

PV-Anlage	Windkraftanlage	Batteriespeicher	Langzeitspeicher	PtX-Konverter	Kosten	Eigenverbrauch
0,6 kW _p	2,8 kW _p	1,1 kWh	223 kWh	0,39 kW _{el}	12373 EUR	71,5%

Werden die maximalen Kosten um 7 % auf 10.500 EUR angehoben und ein leicht reduzierter Autarkiegrad von mindestens 99,5 % akzeptiert, ergibt sich eine Vielzahl alternativer Systemkonfigurationen. Einige dieser Konfigurationen mit maximalen Ausprägungen sind:

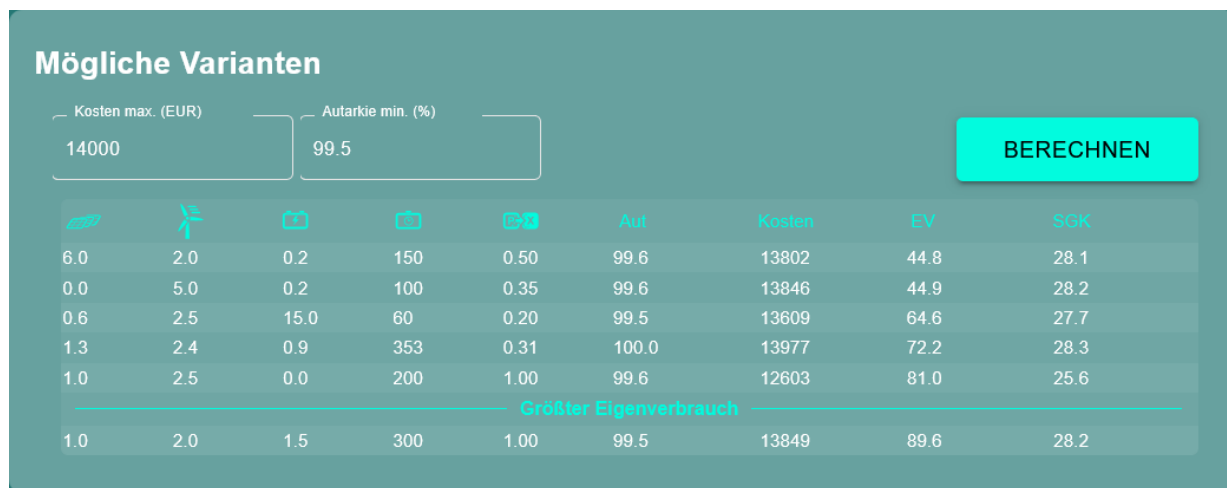


Abbildung 28: Alternative Energiesysteme mit maximalen Ausprägungen

- **Maximale PV-Leistung:** Die erste Zeile zeigt ein System mit größtmöglichem Verhältnis der installierten Leistung von PV- zur Windkraftanlage. Hier erfüllt eine PV-Anlage mit 6 kW_p (statt 0,6 kW_p) und eine kleinere Windkraftanlage mit 2 kW_p (statt 2,8 kW_p) die Anforderungen.
- **Maximale Windkraftleistung:** Die zweite Zeile zeigt die maximale Ausprägung der Windkraftanlage mit 5 kW_p.
- **Maximale Batteriekapazität:** Die dritte Zeile zeigt das System mit dem größten Batteriespeicher, der 15 kWh beträgt.
- **Größter Langzeitspeicher:** Die vierte Zeile zeigt den maximal großen Langzeitspeicher mit 353 kWh
- **Maximal großer PtX-Konverter:** Die fünfte Zeile zeigt den maximal großen PtX-Konverter mit 1 kW_{el}.
- **Höchster Eigenverbrauch:** Als letzte Zeile wird das System mit dem größten Eigenverbrauch von 89,6% gezeigt, verglichen mit 71,5% im Referenzsystem.

Die Suchparameter können individuell eingestellt werden.

Ein wesentliches Ziel von RESAT ist es, die enorme Vielfalt des möglichen Lösungsraums zu verdeutlichen. Diese Information steht unmittelbar ohne weitere Berechnungen zur Verfügung.



In einem nächsten Schritt ist geplant, diese Funktion zu erweitern, um komplexere Vorgaben für die Suche und Eingrenzung der möglichen Systeme zu ermöglichen, wie bestimmte Dimensionierungen einzelner Komponenten bei vorgegebenem minimalem Autarkiegrad oder Eigenverbrauch.

[Zurück zur Übersicht](#)



Was beinhaltet die Funktion „Speichermedium zukaufen“?

Mit dem Zukauf eines Speichermediums soll die Möglichkeit geschaffen werden, einen lagerfähigen Brennstoff von außen in das System zu integrieren. Ziel ist es, eine möglichst kostengünstige Kombination aus eigener Energieerzeugung und externem Zukauf für verschiedene Technologiekombinationen darzustellen. Die Kosten des zugekauften Brennstoffs können in EUR/kWh vorgegeben werden, und die Berechnung wird durch einen Klick auf „Anzeigen“ gestartet.



Dabei wird angenommen, dass der vorhandene Generator in der Lage ist, den zugekauften Brennstoff zu verarbeiten, wobei der Wirkungsgrad des Generators 40 % beträgt. Zudem wird vorausgesetzt, dass keine zusätzlichen bzw. nur geringe Lagerkosten anfallen, da der Zukauf bedarfsorientiert erfolgt.

Zu den zukaufbaren regenerativen Brennstoffen zählen beispielsweise:

- Biogas / Biomethan
- Ethanol und Biodiesel, die aus Pflanzen oder aus Reststoffen (z.B. Holzabfällen, Stroh, Altspeisefetten) gewonnen werden
- extern produzierter grüner Wasserstoff bzw. Methan

Konventionelle Alternativen umfassen Kraftstoffe oder Erdgas.

Die Ergebnisse der Analyse werden sowohl graphisch als auch in Zahlenwerten dargestellt. Nachfolgend wird ein Beispiel für die Technologiekombination „PV, Wind, Batteriespeicher“ gezeigt:

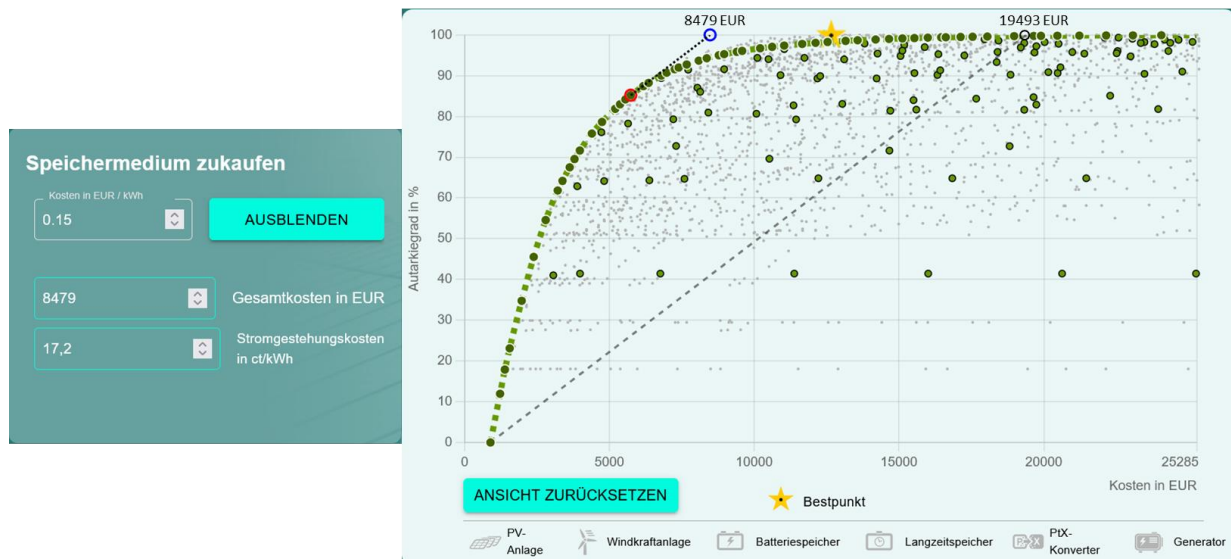


Abbildung 29: Graphische Darstellung der Kosten für den Zukauf von Brennstoffen und der kostengünstigsten Kombination mit der Eigenerzeugung der Technologiekombination „PV, Wind und Batteriespeicher“

Das graphische Ergebnis enthält zwei Geraden:

- Die **erste Gerade** beginnt mit einem Autarkiegrad von 0% mit dem Barwert der Generatorkosten von 993,8 EUR und endet bei einem Autarkiegrad von 100% und Kosten von 19493 EUR. Sie veranschaulicht die Kostenentwicklung bei steigendem Autarkiegrad, wenn ausschließlich durch den zugekauften Brennstoff Strom erzeugt wird, um den Strombedarf zu decken.



- Die **zweite Gerade** weist dieselbe Steigung wie die erste auf, ist jedoch so verschoben, dass sie die Effizienzgrenze an einem Punkt berührt, der durch einen roten Kreis hervorgehoben ist und Tangentenpunkt genannt wird. Der Punkt, an dem die zweite Gerade 100% Autarkiegrad erreicht, ist mit einem blauen Kreis markiert und stellt die günstigsten Gesamtkosten für die Eigenerzeugung mit der ausgewählten Technologiekombination und dem Zukauf dar. In diesem Fall sind das 8479 EUR.

In der Ergebnisbox (siehe vorhergehende Abbildung) werden jetzt die günstigsten Gesamtkosten in Höhe von 8479 EUR sowie die daraus resultierenden Stromgestehungskosten für das Energiesystem inklusive Zukauf des Brennstoffs von 17,2 ct/kWh angezeigt.

Details zum Tangentenpunkt können durch einen Mausklick abgerufen werden:

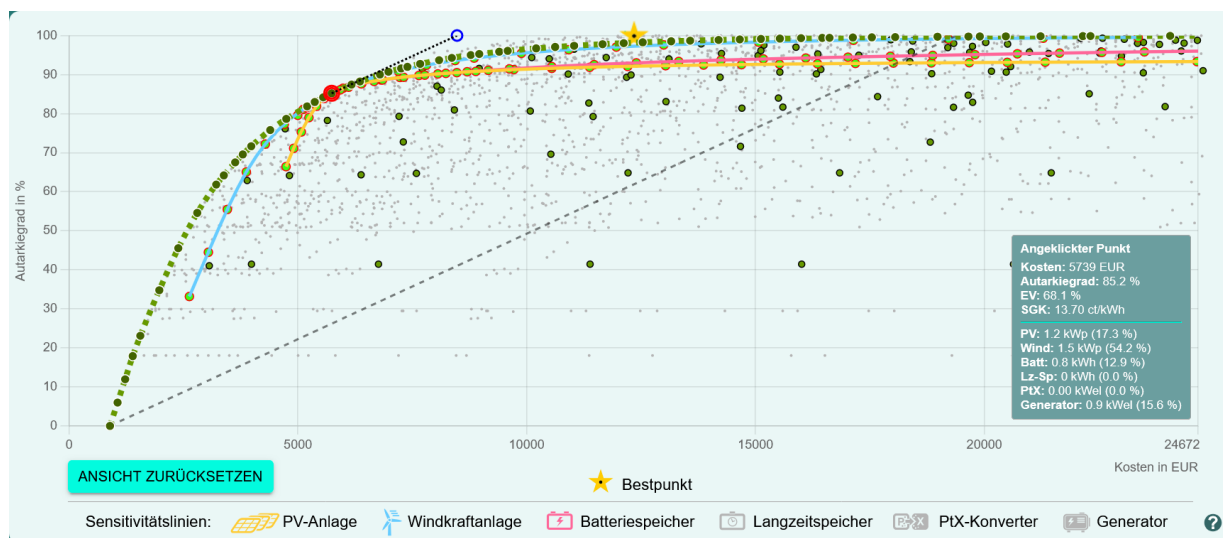


Abbildung 30: Details zum Tangentenpunkt der Technologiekombination „PV, Wind und Batteriespeicher“

Der Tangentenpunkt weist Kosten von 5739 EUR und einen Autarkiegrad von 85,2 % auf.

Diese Methode ist für alle Technologiekombinationen anwendbar, nachfolgendes Bild zeigt das jeweilige Ergebnis für die Varianten PV und Wind (oben), PV und Batteriespeicher (mitte) und Wind und Batteriespeicher (unten).



Abbildung 31: Ergebnis der Funktion „Speichermedium zukaufen“ bei unterschiedlichen Technologiekombinationen

Eine detaillierte Berechnung des Ergebnisses für die Technologiekombination „PV und Wind und Batteriespeicher“ finden Sie [hier](#).

[Zurück zur Übersicht](#)



Detaillierte Berechnung der Technologiekombination „PV und Wind und Batteriespeicher“

Im Folgenden wird erläutert, wie bei der Funktion „Speichermedium zukaufen“ die in der zentralen Graphik dargestellten Geraden und die Gesamtkosten berechnet werden.

Der Endpunkt der ersten Gerade lässt sich mit der folgenden Gleichung ermitteln:

$$K_{Ges,Extern} = \frac{E_{Ges} \cdot B}{\eta} + K_{BHKW}$$

Dabei gilt:

$K_{Ges,Extern}$: Barwert der Kosten über 20 Jahre bei alleiniger Nutzung eines externen Brennstoffs

E_{Ges} : Barwert des Gesamtenergiebedarfs über die Laufzeit von 20 Jahren

B : Brennstoffkosten in EUR / kWh

η : Wirkungsgrad des Generators

K_{BHKW} : Barwert der Kosten des Generators über 20 Jahre

Setzt man $E_{Ges}=12811$ EUR und $K_{BHKW}=478,4$ EUR ein, ergibt sich:

$$K_{Ges,Extern} = \frac{49331 \cdot 0,15 \text{ EUR/kWh}}{40\%} + 993,8 \text{ EUR} = 19493 \text{ EUR}$$

Die Steigung m dieser Geraden berechnet sich wie folgt:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} = \frac{100\% - 0\%}{19493 \text{ EUR} - 993,8 \text{ EUR}} = 0,005406 \frac{\%}{\text{EUR}}$$

Wird die erste Gerade so verschoben, dass die Effizienzgrenze genau an einem Punkt berührt, kann anhand dieses Tangentenpunkts und der Steigung der Geraden eine neuer Schnittpunkt mit dem 100%-Autarkiegrad ermitteln.

Mit dem Tangentenpunkt, der die x-Koordinate $x_T=5739$ EUR und die y-Koordinate $y_T = 85,19\%$ aufweist, lassen sich die Gesamtkosten zu 8479 EUR berechnen:

$$x = x_T + \frac{100 - y_T}{m} = 5739 + \frac{100\% - 85,19\%}{m} = 8479 \text{ EUR}$$

Der Tangentenpunkt beschreibt das kostengünstigste System zur eigenen Energieerzeugung mit der gewählten Technologiekombination und den spezifischen Kosten des Zukaufs. Der Schnittpunkt der Geraden mit der 100%-Autarkielinie stellt die Kosten der wirtschaftlichsten Kombination aus Eigenerzeugung und Fremdbezug dar.

[Zurück zur Übersicht](#)



Woher kommen die voreingestellten Annahmen zur Kostenberechnung?

Beim Öffnen von RESAT sind folgende Annahmen zur Berechnung der Gesamtkosten voreingestellt:

Komponente	Investitionskosten (veränderbar)	Lebensdauer	Jährliche Betriebskosten	Jährliche Degradation
PV-Anlage	800 EUR / kW _p	30 Jahre	13 EUR / kW _p	0,25%
Windkraftanlage	1600 EUR / kW _p	25 Jahre	32 EUR / kW _p + 0,007 EUR / kWh	
Batteriespeicher	500 EUR / kWh	15 Jahre	2% der Investitionskosten	1,5%
Langzeitspeicher:				
- Druckgasspeicher oder	13 EUR / kWh	20 Jahre	2% der Investitionskosten	
- Kavernenspeicher oder	0,6 EUR / kWh	30 Jahre	2% der Investitionskosten	
- Methanolspeicher	0,03 EUR / kWh	20 Jahre	2% der Investitionskosten	
PtX-Konverter:				
- H ₂ -Erzeugung oder	1000 EUR / kW _{el}	25 Jahre	4% der Investitionskosten	
- Methanolerzeugung	3500 EUR / kW _{el}	25 Jahre	4% der Investitionskosten	
Generator	800 EUR / kW _{el}	30 Jahre	25 EUR / kW _p	

Das Methanolmodul umfasst dabei die Anlagen zur Elektrolyse, Bereitstellung von CO₂ und zur Methanolsynthese.

Für alle Anlagenelemente gilt:

- **Inflationsrate:** 3% pro Jahr
- **Zinssatz:** 5% pro Jahr
- **Wiederbeschaffungskosten:** 100% der ursprünglichen Investitionskosten
- **Betrachteter Zeitraum:** 20 Jahre

Die Angaben für **PV-Anlagen**, **Windkraftanlagen** und **Batteriespeicheranlagen** sind [5] entnommen. Die Investitionskosten sind dabei der Mittelwert der angegebenen Bandbreite für *Wind Onshore, PV Freifläche (>1 MWp)* und *Batteriespeicher für PV-Freiflächenanlagen*.

Die jährliche Anlagendegradation von Batteriespeichern wurde als eigene Berechnung so festgelegt, dass am Ende der Lebensdauer noch 80% der ursprünglichen Kapazität zur Verfügung stehen.

Zur Speicherung von Wasserstoff finden sich Angaben zu **Druckgasspeichern** in [6], die Investitionskosten entsprechen dem prognostizierten Wert für Niederdrucktanks. Für **Kavernenspeicher** wurden Werte aus [7] verwendet. Die Kosten für **Methanolspeicher** bilden den mittleren Wert der in [8] genannten Spannweite ab, Lebensdauer und jährliche Kosten sind eigene Schätzungen und orientieren sich an den Erwartungen an konventionelle Heizöltanks.

⁵ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Kost, C., Müller, P., Sepúlveda Schweiger, J., Fluri, V., & Thomsen, J. (2024). *Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien*. Juli 2024.

⁶ Reuß, Markus Eduard: *Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur*. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band 467, D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2019). <https://www.fz-juelich.de/zb/openaccess.OPEX.S.27>

⁷ Prognos AG. (2020). *Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger: Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“*. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Abschlussbericht, Mai 2020.

⁸ Brown, T., & Hampp, J. (2023). Ultra-long-duration energy storage anywhere: Methanol with carbon cycling. *Joule*, 7(11), 2414–2420. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.10.010>

⁹ Meyer, J., Jakuttis, M., Binder, S., & Hornung, A. (2014, Februar). *Energetische und wirtschaftliche Betrachtung einer dezentralen Methanolsynthese zur Speicherung von erneuerbarer Energie*. Beitrag präsentiert beim 13. Symposium Energieinnovation, 12.–14. Februar, Graz, Österreich.



Die Angaben für den **Elektrolyseur** zur Herstellung von Wasserstoff basieren auf den Daten aus [7]. Die Informationen zur **Methanolherstellungsanlage** stammen aus [9], wobei die Preissteigerungen bis 2024 berücksichtigt wurden. Die Lebensdauer sowie die jährlichen Kosten wurden analog zu den Annahmen für den Elektrolyseur übernommen.

Generatoren für konventionelle Brennstoffe sind seit vielen Jahren in einem breiten Leistungsspektrum verfügbar. Für den Einsatz von Wasserstoff sind Gasturbinen, umgerüstete Verbrennungsmotoren oder Brennstoffzellen verfügbar, für Methanol Verbrennungsmotoren oder Brennstoffzellen. Bei den Angaben wurden Werte für eine H₂-Gasturbine aus [5] verwendet, wobei für die Investitionskosten der mittlere Wert eingesetzt ist. Die angegebenen energiebezogenen Kosten pro kWh wurden aufgrund der geringen Laufzeit durch einen Zuschlag auf die leistungsbezogenen Kosten von 2 EUR pro kW berücksichtigt.

Ergänzende Informationen zu Zinssatz und Inflation:

Der Zinssatz ergibt sich, abhängig von der Art des Umsetzungsprojektes, üblicherweise als gewichteter Mittelwert, dem sogenannten WACC (Weighted Average Cost of Capital), und berücksichtigt:

- Zinsen für Fremdkapital, basierend auf den Finanzierungsbedingungen.
- Verzinsungserwartungen für Eigenkapital, wie sie von Investoren gefordert werden.

Der festgelegte Zinssatz entspricht dem Fremdkapitalzinssatz der KfW für regenerative Energien (Preisklasse B, Stand Dezember 2024), Anteil und Verzinsungserwartung des Eigenkapitals sind projektspezifisch zu berücksichtigen.

Die Inflation orientiert sich am voraussichtlichen Wert der Kerninflation 2024, wie in der Pressemitteilung des Statistischen Bundesamtes vom 28.11.2024 angegeben.

Für die Berechnungen ist dabei nicht die absolute Höhe von Zinssatz und Inflation entscheidend, sondern ihre Differenz, somit gehen wir auch bei zukünftig schwankender Höhe von Zins und Inflation von einer gleichbleibenden Differenz aus.

[Zurück zur Übersicht](#)