

Axpo Energy Reports – Makroökonomische Analyse

Schlussbericht

19.12.2025

Urs Trinkner, Bastian Seiler, Andreas Stritt



- Zu vordefinierten **Ausbauszenarien** und für **Referenzanlagen** werden für die vier Technologien Wind, PV, Gas und Kernkraft die Wertschöpfungsketten analysiert und die **Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte** berechnet.
- Basierend auf den Kosten der einzelnen Wertschöpfungsschritte wird mit der Schweizerischen Input-Output-Tabelle Wertschöpfungs- und Beschäftigungsmultiplikatoren abgeleitet. Es wird die **Bruttowertschöpfung** zu Faktorkosten (innerhalb der Wertschöpfungskette) inkl. Abschreibungen berechnet, die Effekte von Subventionen werden für die Referenzanlagen als Sensitivität berücksichtigt.
- **Resultate Referenzanlagen:**
 - Die Herstellung der Anlagenkomponenten wird bei allen 4 Produktionstechnologien mehrheitlich im Ausland erbracht, mit einem inländischen Anteil zwischen 0% und 32%.
 - Planung, Finanzierung, Bau / Installation und Betrieb erfolgt bei allen Technologien v.a. in der Schweiz. Die Brennstoffe im Gas und Kernkraft Szenario und damit verbundene Wertschöpfung erfolgen im Ausland.
 - Bei einer Normierung mit der Erzeugung im gesamten Lebenszyklus hat PV die höchste Wertschöpfung mit 146 CHF/MWh, gefolgt von Wind mit 105 CHF/MWh, Kernkraft mit 68 CHF/MWh und Gas mit 65 CHF/MWh.
 - Wird marktbasierende Wertschöpfung berechnet, also Subventionen abgezogen, liegen die Werte näher aneinander: PV mit 54 CHF/MWh vor Gas mit 43 CHF/MWh, Wind 31 mit CHF/MWh und Kernkraft mit 27 CHF/MWh. Wird der Eigenverbrauch bei PV als Subvention gewertet oder würde dieser wegfallen, wäre die marktbasierende Wertschöpfung von PV am geringsten.
- **Resultate Szenarien:**
 - PV weist durchgehend hohe Wertschöpfung und Beschäftigung von rund 17'000 Vollzeitäquivalenten (VZÄ) p.a. auf, Wind eine stetig steigende Wertschöpfung und Beschäftigung mit bis zu 6'000 VZÄ p.a., Kernkraft eine stark steigende Wertschöpfung und Beschäftigung mit dem Baubeginn Ende der 2030er Jahre von rund 10'000 VZÄ p.a., welche nach Inbetriebnahme konstant bleibt bzw. erneut steigt (v.a. Wertschöpfung). Gas weist im Vergleich eine tiefe Wertschöpfung und Beschäftigung auf, mit Peaks im Bau.

- Um die Unterschiede zwischen den **Szenarien** bezüglich Erzeugung, Kosten und Lebenszyklus zu bereinigen, werden zwei **Vergleichsindikatoren** gebildet:
 - *Wertschöpfungsanteil an Gesamtkosten*: Von den gesamten Kosten, welche für die 4 Ausbauszenarien aufgewendet werden, führen bei PV 69% der Kosten zu Wertschöpfung in der Schweiz, bei Wind 53%, bei Kernkraft 47% und bei Gas 45%.
 - *Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh 2050*: Im Verhältnis zur jährlichen Erzeugung bei vollständigem Zubau erzielt PV mit 2'247 Mio. CHF / TWh die höchste Wertschöpfung vor Wind mit 886 Mio. CHF / TWh, Kernkraft mit 642 Mio. CHF / TWh, und Gas mit 637 Mio. CHF / TWh.
- Wird die komplementäre Technologie von dezentralen und Grid-scale **Batterien** bei den Szenarien dazu gezählt, steigt die Wertschöpfung bei Wind, Gas und Kernkraft um 3'103 Mio. CHF, bei PV aufgrund stärkerer Nutzung sogar um 5'601 Mio. CHF (entspricht 6% der Wertschöpfung der PV-Anlagen).
- Die **Beschäftigung** beim PV Szenario ist konstant hoch, was für die langfristige Etablierung einer entsprechenden Industrie im Bereich Finanzierung, Bau / Installation und Betrieb spricht. Bei Wind gibt es mit stetig steigender Beschäftigung einen allmählichen Hochlauf der entsprechenden Industrie. Bei Gas gibt es eine Beschäftigungshöchststand während der Baujahre, ohne dass sich daraus eine dauerhafte Industrie entwickelt. Nuklear weist von Baubeginn an eine hohe Beschäftigung auf, nach Inbetriebnahme verschieben sich die Arbeitsplätze von Bau zu Betrieb.
- Aus der Analyse der Referenzanlagen zeigt sich, dass (zumindest aktuell) ein bedeutender Anteil der Wertschöpfung und des Einkommens in den Wertschöpfungsketten aus staatlicher **Förderung** bzw. Umverteilung stammt und der gesamtwirtschaftliche Mehrwert tiefer ist als die ausgewiesene Wertschöpfung.
- Bei Gas ist ein geringerer prozentualer Förderbedarf nötig, wodurch mehr **Wertschöpfung und Beschäftigung pro Förderfranken** entstehen, jedoch fliesst auch ein grösserer Anteil der Förderung ins Ausland.

| Einleitung



Ausgangslage, Auftrag und Inhalt

Ausgangslage

- Axpo hat im Axpo Energy Reports Projekt Szenarien erstellt, welche den Ausbau der Produktionstechnologien Wind, PV, neue Kernkraftwerke, Gaskraftwerke sowie die komplementären Technologien Batteriespeicher und Power-to-X aufzeigen.
- Die im Axpo Energy Reports Szenarien sollen genutzt werden, um Politik und Bevölkerung zu informieren.

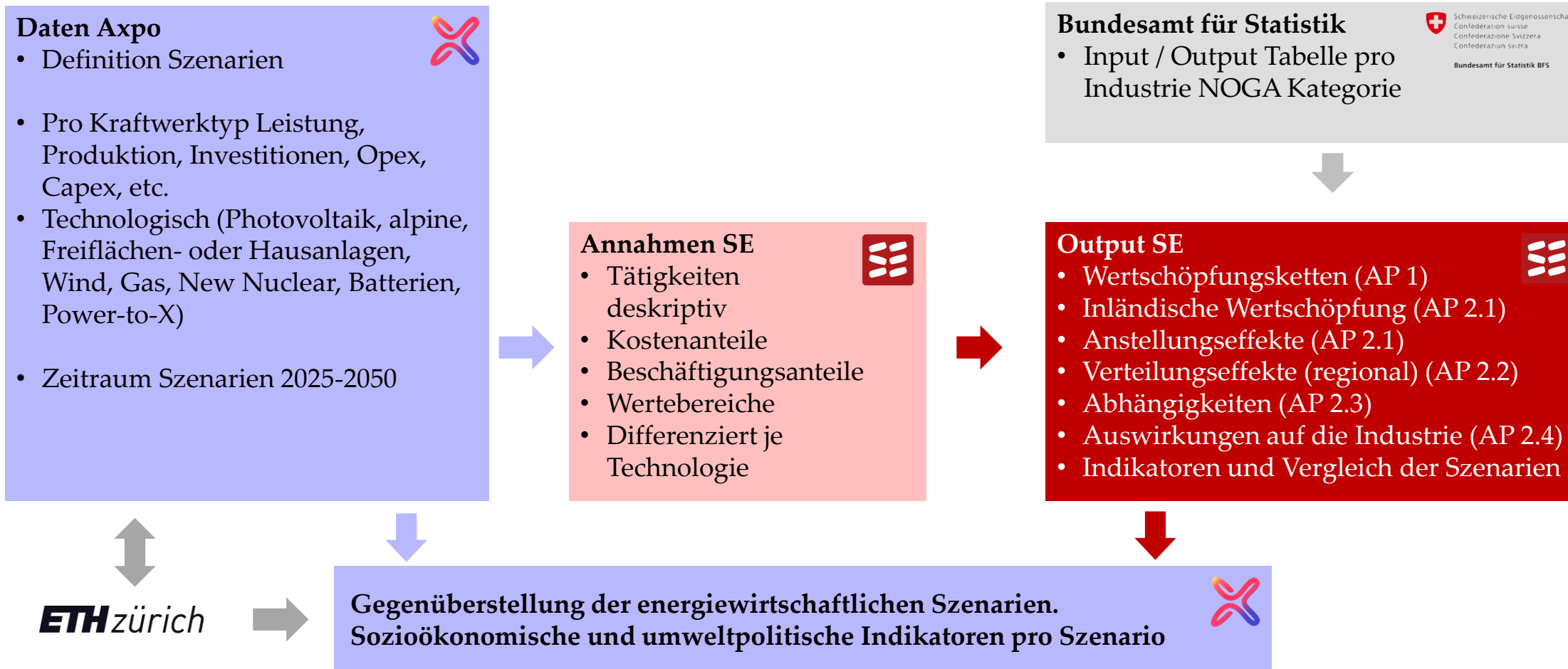
Auftrag

- **Untersuchung der makroökonomischen Auswirkungen.**
- Es sollen **Indikatoren** entwickelt werden, mit denen sich Produktionstechnologien im Hinblick auf zentrale politische und gesellschaftliche Fragestellungen vergleichen lassen und die Zielkonflikte aufgezeigt werden können.
- Die angewandte **Methodik** und sowie **Quellen** sollen **klar dokumentiert** werden, damit Axpo die Methodik zukünftig für verschiedene Ausbauniveaus anwenden und kombinieren kann.

Inhalt

- **Einleitung**
- **Analyse Wertschöpfungsketten und Referenzanlagen pro Technologie**
 - Tabelle der Wertschöpfungsketten mit Kostenaufteilung, Importanteilen und Abhängigkeiten
 - Lebenszyklus und anfallende Kosten einer Referenzanlage
- **Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte**
 - **Berechnungsmethodik**
 - Definition Wertschöpfung
 - Methodik und Arbeitsschritte (Research Design)
 - **Resultate Referenzanlage**
 - **Resultate Szenarien und Indikatoren**
 - **Auswirkungen auf die Industrie**
- **Schlussfolgerungen**
- **Annex**

Einbettung der Arbeiten SE ins Axpox Energy Reports Projekt



- **Vier Szenarien** von Axpo: Wind (Wind onshore), PV (unterteilt in Rooftop, Ground und Alpin), Gas (CCGT Gas mit Methan und ETS) und Kernkraft (New Nuclear).
 - Zubau in MW & Produktion MWh
 - Kosten (CAPEX & OPEX, etc.), Dauer des Baus, Asset Life
 - Ein Szenario beinhaltet den Zubau **nur einer** der vier Produktionstechnologien (Wind, PV, CCGT Gas und New Nuclear) über den **Zeitraum 2025-2050**.
 - Nur der Zubau, d.h. Differenz gegenüber der im Jahr 2024 installierter Kapazität und Produktion wird analysiert.
- Der **Zubau durch Batterien** wird in allen vier Szenarien in der Gesamtbetrachtung mitberücksichtigt:
 - Der Ausbau dezentralen Batterien ist im PV-Szenario substantiell höher, in den anderen drei Szenarien identisch.
 - Grid Scale Batterien werden in allen Szenarien identisch ausgebaut.
 - Die Einspeisung aus den Batterien wird nicht der Stromproduktion angerechnet. Der Stromverbrauch wird nicht berücksichtigt.
- **Power-to-X** wird im Bericht nicht analysiert, ist aber verfügbar als Input im Excel Modell.
- Die **Strompreise für Konsumenten** sind in allen vier Szenarien identisch, die Schweiz ist Price Taker, unabhängig vom Ausbau, d.h. die unterschiedlichen Gesamtkosten der 4 Ausbauszenarien haben keinen Impact auf die Strompreise in der CH.

| Wertschöpfungsketten und Referenzanlagen pro Technologie



Wertschöpfungsketten

- Die Wertschöpfungskette der vier Produktionstechnologien sowie der beiden komplementären Technologien wird aufgeteilt in die Wertschöpfungsstufen Planung, Finanzierung, Herstellung, Bau/Installation, Betrieb sowie ggf. Brennstoffe inklusive Entsorgung und Rückbau.
- Für jede Wertschöpfungsstufe werden die notwendigen Wertschöpfungsschritte aufgeführt.
- Pro Wertschöpfungsstufe wird der in einer Literaturrecherche abgeleitete Anteil an den Gesamtkosten, der Importanteil sowie allfällige Abhängigkeiten ausgewiesen.
 - Die Werte wurden mit den Geschäftsbereichen von Axpo abgeglichen.
 - Dabei werden die Kostenanteile der Referenzanlagen betrachtet¹
- Die Wertschöpfung wird später pro Wertschöpfungsschritt berechnet.
- Für die komplementären Technologien werden nur die Wertschöpfungsketten dargestellt (keine Referenzanlagen).

Referenzanlagen

- Die Szenarien sind stark durch unterschiedliche Kapazitäten und Lebenszyklen gezeichnet. Für ein vereinfachtes Verständnis werden folgende Referenzanlagen mit Baubeginn 2025 dargestellt.

Technologie	Install. Kapazität	Erzeugung	Investitionen
Wind	5 MW	8.5 GWh	11.6 Mio. CHF
Rooftop PV	0.01 MW	0.01 GWh	0.02 Mio. CHF
CCGT Gas	500 MW	1'000 GWh	780 Mio. CHF
New Nuclear	1'100 MW	8'200 GWh	9.7 Mrd. CHF

- Anhand der Analyse der Wertschöpfungsketten wird für die vier Referenzanlagen die Kostenverteilung über die Betriebsjahre aufgezeigt.
- Für die vier Referenzanlagen werden die Wertschöpfungseffekte inkl. inländischer Anteile berechnet.
- Zur besseren Vergleichbarkeit werden die Wertschöpfungseffekte pro TWh normiert.

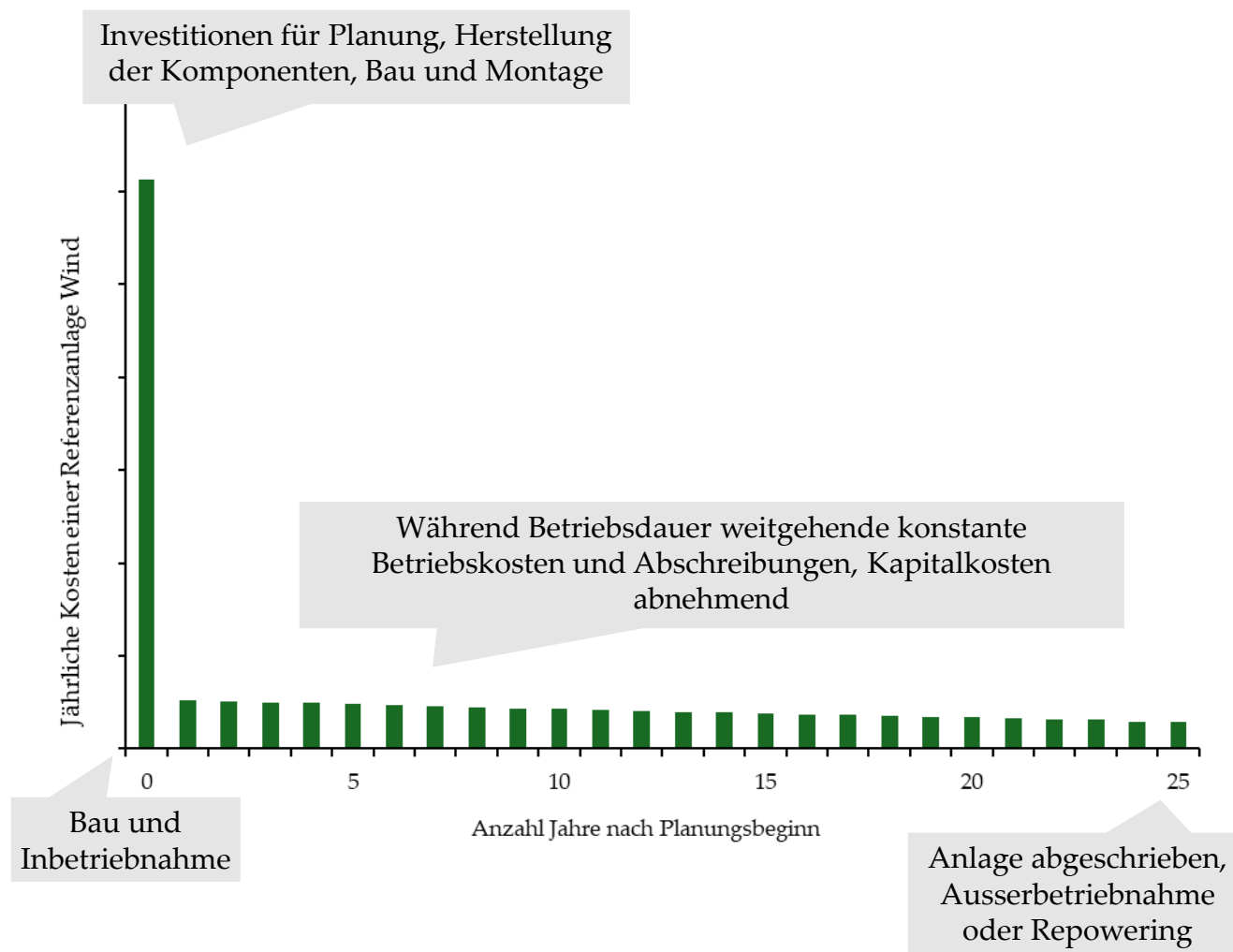
29.01.2026 ¹ Diese Kostenaufteilung entspricht somit der einer 2025 gebauten Anlage. Bei der Kostenaufteilung der Szenarien ergeben sich andere Werte, da nicht der gesamte Lebenszyklus abgebildet ist und sich die Kostensätze mit der Zeit verändern und so die Anteile von Investitions-, Betriebs-, Brennstoff und Kapitalkosten variieren. Eine unabhängige Aufteilung anhand der Wertschöpfungsschritte wird im Annex gezeigt.

Aufteilung Wertschöpfungskette: Wind

Lokal	Ausland	Planung	Finanzierung	Herstellung	Bau / Installation	Betrieb
Wertschöpfungs- schritte		Planung Ingenieurwesen Machbarkeits- und Umweltstudien	Finanzierung (Eigen- und Fremdkapital) Abschreibungen*	Rotorblätter Turm Gondel	Fundament Transport Montage Netzanschluss	Pacht Betrieb Wartung Versicherung Vermarktung
Kostenanteil		4%	53%	23%	9%	14%
davon national		92%	99%	20%	86%	71%
Anbieter		Überwiegend Schweizer Ingenieure und Planungsbüros, Betreiber	Finanzierung durch Schweizer Banken und Betreiber (50:50%)	Spezialisierte europäische Anbieter (Rotorblätter, Turm und Gondel), ggf. zukünftig auch mit Standorten in der Schweiz	Mehrheitlich Schweizer Bauunternehmen und Installateure, für spezialisierte Aufgaben teils europäische Anbieter	Unterhalt, Betrieb und Vermarktung durch Betreiber, Reparaturen durch Schweizer Unternehmen, Ersatzteile aus Ausland, Energieanteil gering
Wesentliche Abhängigkeiten Ausland				Gondeln und Rotorblätter von verschiedenen europäischen Herstellern, Neodym Magnete zu 95% aus China		Ersatzteile aus China
Quellen	ZHAW (2021), IEA (2012), IEA (2021), Goers et al. (2020), IRENA (2014), BFE (2020), BfS (2023), BFE (2025)					

* Buchhalterisch den Betriebskosten zu zuordnen, bei Berechnung jedoch den Kapitalkosten angerechnet

Kosten Referenzanlage Wind

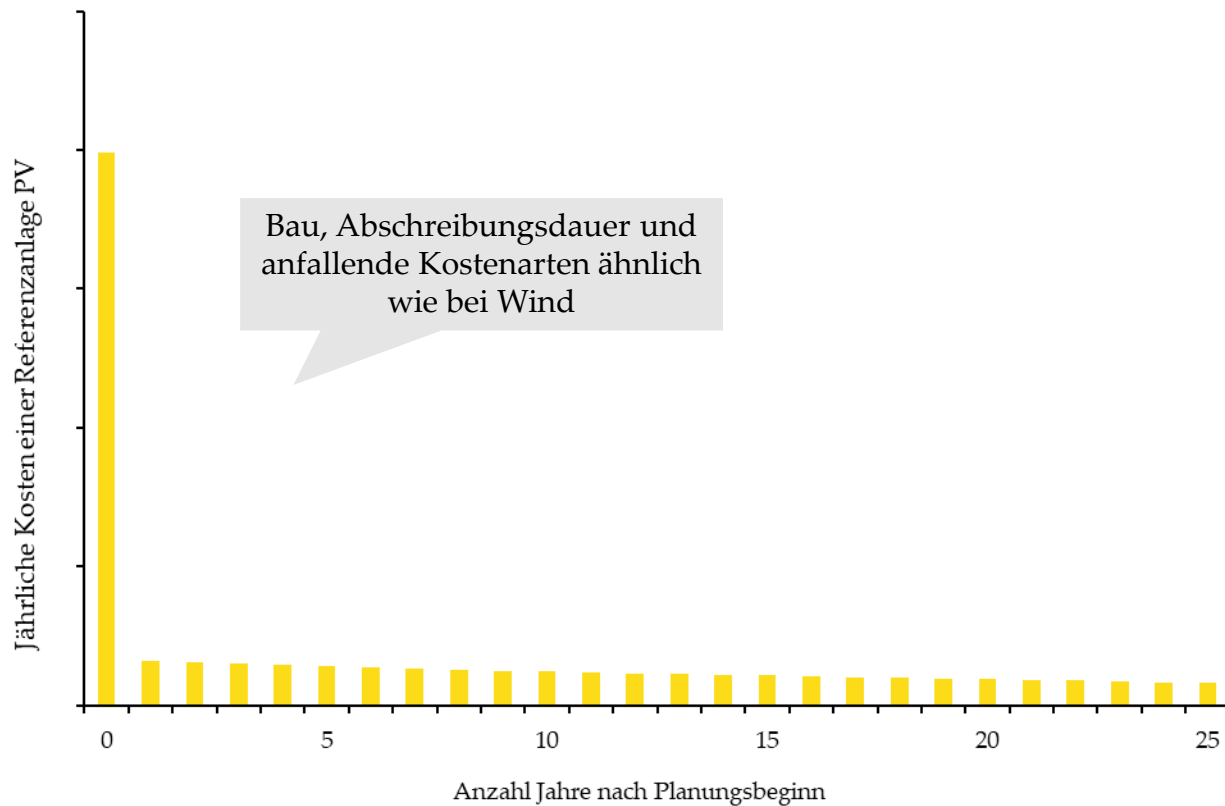


- Die Referenzanlage Wind hat eine installierte Kapazität von 5 MW und eine jährliche Erzeugung von 8.5 GWh.
- Eine Windenergieanlage wird in der Regel innerhalb eines Jahres gebaut, wobei in diesem Jahr schon die Mehrheit der Gesamtkosten als Investition aufgewendet wird.
- Die Anlage wird für 25 Jahre betrieben, es fallen nur geringe Betriebskosten an.
- Nach 25 Jahren findet ein Repowering der Anlage oder Rückbau statt.

Aufteilung Wertschöpfungskette: PV Rooftop

Lokal Ausland	Planung	Finanzierung	Herstellung	Bau / Installation	Betrieb
Wertschöpfungs-schritte	Planung Ingenieurwesen Machbarkeits- und Umweltstudien	Finanzierung (Eigen- und Fremdkapital) Abschreibungen	Module Wechselrichter Montagematerial	Transport Montage Netzanschluss	Kontrollgänge Zählerwesen Wechselrichter-Ersatz Versicherung
Kostenanteil	3%	56%	17%	19%	5%
davon national	92%	99%	26%	94%	71%
Anbieter	Überwiegend Schweizer Ingenieure und Planungsbüros, Betreiber	Finanzierung durch Schweizer Banken und Betreiber (50:50%)	Spezialisierte europäische Anbieter, erste schweizerische Anbieter mit geringem Marktanteil	Lokale Solar- und Elektroinstallateure	Unterhalt, Betrieb und Vermarktung durch Betreiber, Reparaturen durch Schweizer Unternehmen, Ersatzteile aus Ausland, Energieanteil gering
Wesentliche Abhängigkeiten Ausland			Module und Solarzellen Wechselrichter-Produktion mehrheitlich in China Wafer-Produktion mehrheitlich in China		Ersatzteile mehrheitlich aus China
Quellen	ZHAW (2017), Huemer (2016), Hirschl (2010), BFE (2020), IEA (2021), IEA (2021), pv-barometer.ch (2025), Solaranlage-ratgeber.de (2025), BFE (2025)				

Kosten Referenzanlage PV Rooftop

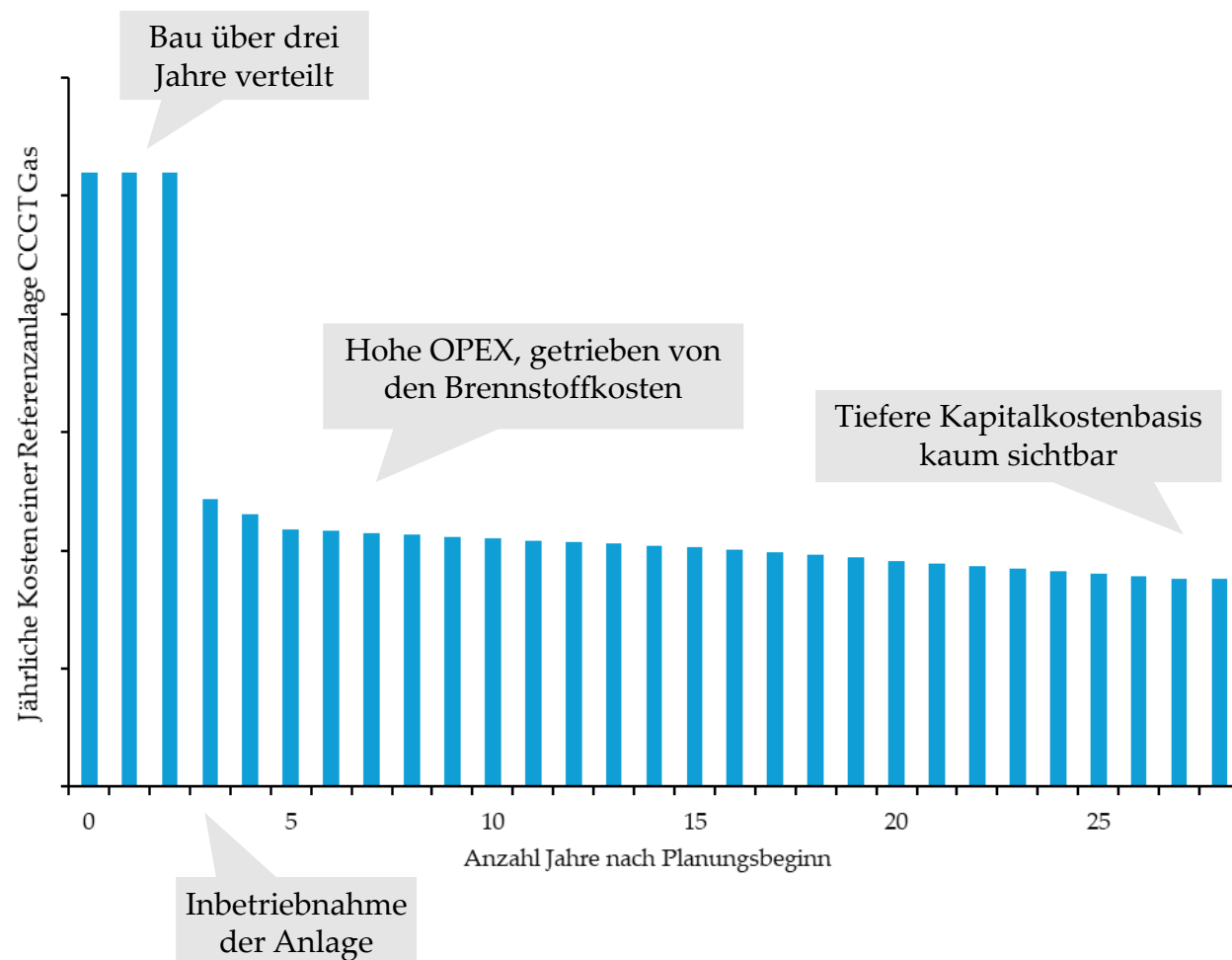


- Die Referenzanlage PV ist eine Rooftop Anlage mit einer installierten Kapazität von 10 kW und einer jährlichen Erzeugung von 0.01 GWh.
- Eine Photovoltaikanlage wird in der Regel innerhalb eines Jahres gebaut, wobei in diesem Jahr schon die Mehrheit der Gesamtkosten als Investition aufgewendet wird.
- Die Anlage wird für 25 Jahre betrieben, es fallen nur geringe Betriebskosten an.
- Nach 25 Jahren findet ein Repowering der Anlage oder Rückbau statt.

Aufteilung Wertschöpfungskette: CCGT Gas mit ETS

Lokal Ausland	Planung	Finanzierung	Herstellung	Bau / Installation	Betrieb	Brennstoffe
Wertschöpfungs- schritte	Planung Ingenieurwesen Machbarkeitsstudien	Finanzierung (Eigen- und Fremdkapital) Abschreibungen	Gas- und Dampfturbine Abhitzedampf- erzeuger	Gebäude Transport Gasnetzanschluss Stromnetzanschluss	Betrieb Wartung Versicherung Vermarktung Elektrizität	Methangas
Kostenanteil	1%	34%	15%	9%	10%	31%
davon national	92%	99%	0%	87%	93%	0%
Anbieter	Überwiegend Schweizer Ingenieure und Planungsbüros, Betreiber	Finanzierung durch Schweizer Banken und Betreiber (50:50%)	Spezialisierte Produkte von ausländischen Herstellern	Mehrheitlich Schweizer Bauunternehmen und Installateure, für spezialisierte Aufgaben teils europäische Anbieter	Unterhalt, Betrieb und Vermarktung durch Betreiber, Wartung oft auch durch ausländische Hersteller, Ersatzteile aus Ausland	Ausländisches Gas
Wesentliche Abhängigkeiten Ausland			Komponenten werden in diversen Ländern hergestellt			Hohe Volatilität bei Gaspreisen, Methanproduktion global auf verschiedene Länder verteilt (USA, Russland und diverse kleiner Länder)
Quellen	Dong-Hoon et al. (2021), BFE (2025)					

Kosten Referenzanlage CCGT Gas

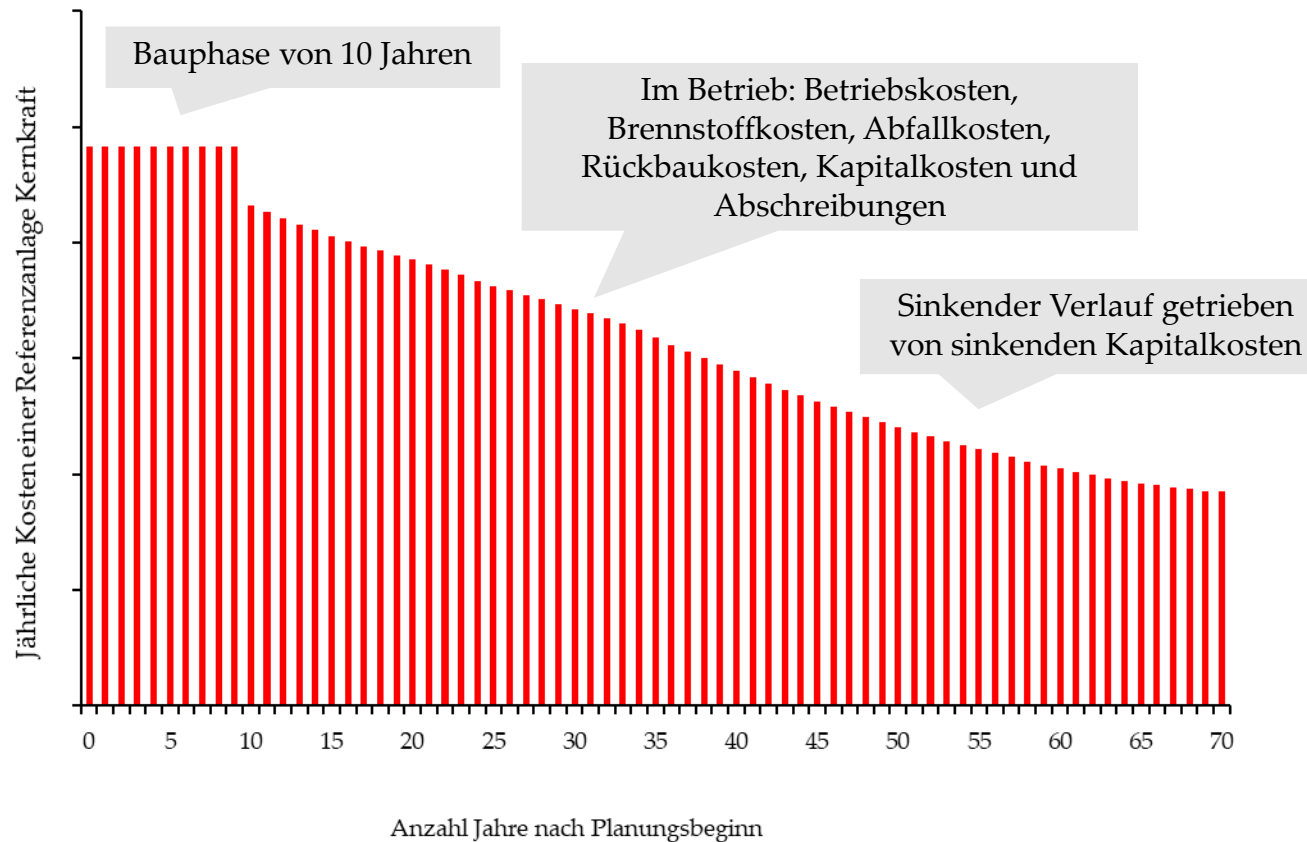


- Die Referenzanlage Gas hat eine installierte Kapazität von 500 MW und eine jährliche Erzeugung von 1 TWh.
- Für den Bau eines CCGT Gaskraftwerks wird eine Planungs- und Bauphase von 3 Jahren angenommen, in welcher Investitionen für die Planung, Herstellung der Komponenten, Bau und Montage anfallen.
- Die jährlichen Kosten steigen nach Inbetriebnahme, wo die Kosten mehrheitlich aus Brennstoffkosten, aber auch aus Betriebs- und Kapitalkosten sowie Abschreibungen bestehen.
- Die Brennstoffkosten pro MWh steigen mit der Zeit, während die Kapitalkosten mit der Zeit abnehmen.
- Die Kosten für ETS-Zertifikate sind dabei noch nicht berücksichtigt.
- Nach 25 Jahren ist die Anlage abgeschrieben und es findet ein Repowering der Anlage statt oder sie wird zurückgebaut.

Aufteilung Wertschöpfungskette: New Nuclear (Lifetime)

	Planung	Finanzierung	Herstellung	Bau / Installation	Betrieb	Brennstoffe	Rückbau
Lokal Ausland							
Wertschöpfungs-schritte	Planung Ingenieurwesen Machbarkeitsstudien Sicherheitsabklärungen	Finanzierung (Eigen- und Fremdkapital) Abschreibungen	Reaktoreninsel Turbineninsel	Vorbereitende Baustellenarbeiten Gebäudebau Plant Balance Transport Netzanschluss	Personal Wartung und Revision Ersatzteile Versicherung Elektrizität und Betriebsstoffe ENSI Gebühren	Brennelemente Entsorgung	Rückbau des KKW
Kostenanteil	5%	41%	19%	19%	11%	3%	2%
davon national	85%	99%	21%	85%	79%	51%	80%
Anbieter	Interne Planung durch Schweizer Betreiber, Projektentwicklung auf durch ausländische Unternehmen	Finanzierung durch Schweizer Banken und Betreiber (50:50%)	Reaktoren von französischen Herstellern, diverse internationale Hersteller für weitere Komponenten	Mehrheitlich CH Bauunternehmen und Installateure, für spezialisierte Aufgaben teils europäische Anbieter	Wartung und Ersatz oft auch durch ausländische Hersteller, sonstige Aufwände bei CH Unternehmen und Behörden	Importierte Brennelemente aus Uran, Entsorgung in der Schweiz, Brennstoffbehälter importiert	Gewisse Rückbaudienstleistungen und Werkzeuge von ausländischen OEMs
Wesentliche Abhängigkeiten Ausland			Komponenten werden in diversen Ländern hergestellt			43% der Uranproduktion aus Kasachstan, 3-4 weitere Länder mit hoher Produktion	
Quellen	BAK Economics (2009), NREL (2024), BFE (2025)						

Kosten Referenzanlage New Nuclear



- Die Referenzanlage New Nuklear hat eine installierte Kapazität von 1100 MW und eine jährliche Erzeugung von 8.2 TWh.
- Für den Bau eines Kernkraftwerks wird eine Planungs- und Bauphase von 10 Jahren angenommen, in welcher Investitionen für die Planung, Herstellung der Komponenten, Bau und Montage anfallen.
- Nach Inbetriebnahme fallen Betriebskosten, Brennstoffkosten, Abfallkosten, Fondseinzahlungen für den Rückbau, Kapitalkosten und Abschreibungen an.
- Das Kernkraftwerk wird nach Inbetriebnahme 60 Jahre betrieben und über 60 Jahre abgeschrieben.
- Am Ende des Lebenszyklus (70 Jahre nach Baubeginn) wird das Kernkraftwerk zurückgebaut.

Aufteilung Wertschöpfungskette: Batterien

Gleiche Aufteilung für Grid-scale und dezentrale Batterien innerhalb der Wertschöpfungsstufe, jedoch eine unterschiedliche Aufteilung der Investitions- und Betriebskosten, gezeigt werden die Kostenanteile von dezentralen Batterien

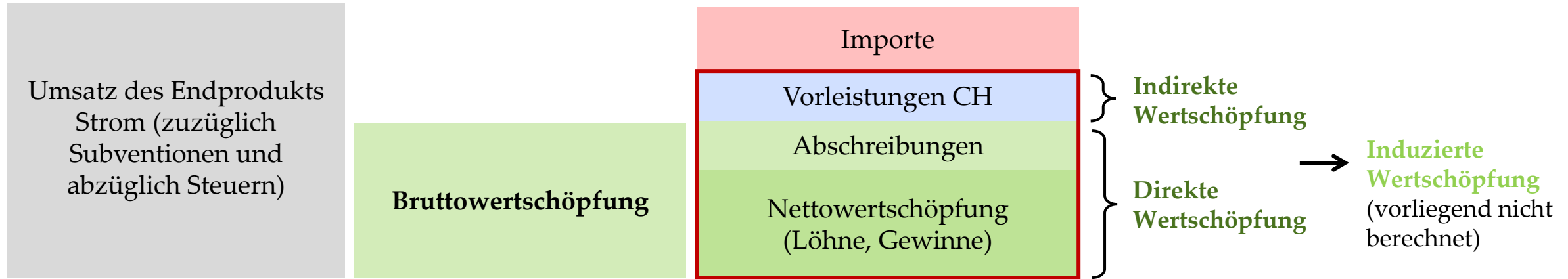


Lokal	Ausland	Planung	Finanzierung	Herstellung	Bau / Installation	Betrieb
Wertschöpfungsstufe		Planung	Finanzierung (Eigen- und Fremdkapital) Abschreibungen	Batteriemodule und BMS Wechselrichter Balance of System	Transport Installation	Energieverluste Wartung Ersatzteile Versicherungen
Kostenanteil		2%	39%	34%	6%	19%
davon national		95%	99%	8%	80%	72%
Anbieter		Planung durch Schweizer Installateure und Betreiber	Finanzierung durch Schweizer Banken und Betreiber (50:50%)	Elektronische Bestandteile mehrheitlich aus dem Ausland	Lokale Installateure	Wartung und Betrieb durch Schweizer Betreiber, Ersatzteile aus Ausland, Energie aus der Schweiz
Wesentliche Abhängigkeiten Ausland				Herstellung von Batteriemodulen und Wechselrichtern mehrheitlich in China		
Quellen	NREL (2024), Highjoule.com (2025), BFE (2025)					

Berechnungsmethodik



Bestimmung der Wertschöpfung anhand Faktorkosten



Die Wertschöpfung ergibt sich aus der **Bruttowertschöpfung (direkt)** sowie den **nationalen Vorleistungen (indirekt)**:

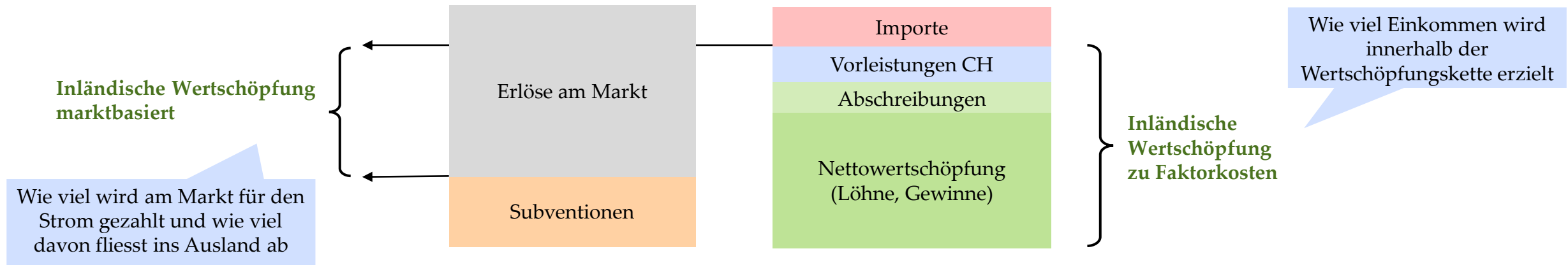
- **Direkte Wertschöpfung** ergibt sich durch Löhne, Unternehmensgewinne und Abschreibungen, welche **innerhalb der Wertschöpfungskette** der jeweiligen Szenarien in der Schweiz erzielt werden (z.B. Bau Netzanschluss, Betrieb und Wartung).
- **Indirekte Wertschöpfung** ergibt sich durch die Vorleistungen, welche in den verschiedenen Wertschöpfungsstufen in der Schweiz bezogen werden (z.B. Energie beim Bau, Kabelproduktion für Netzanschluss).

Induzierte Wertschöpfungseffekte ergeben sich durch zusätzlichen Konsum der Löhne und Unternehmensgewinne sowie geänderten Inputpreisen. Induzierte Wertschöpfungseffekte werden in der vorliegenden Studie **nicht berücksichtigt**.

- Berechnungsansatz: «**Bottom-up**» durch Schätzung der dunkelrot umrandeten Elemente (inländische Wertschöpfung zu Faktorkosten) .
- Die Summe aus direkter und indirekter Wertschöpfung sowie den Importen entspricht dabei dem Umsatz des Endprodukts zuzüglich der Subventionen und abzüglich von Steuern.

→ Diese **direkte und indirekte Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten** (innerhalb der Wertschöpfungskette) wird nachfolgend als «**Wertschöpfung**» bezeichnet und für die **Analyse der Referenzanlagen und Szenarien** ermittelt.

Ergänzend wird die marktbasierte Wertschöpfung untersucht



- In der verwendeten «Bottom-up»-Berechnung wird die Wertschöpfung zu Faktorkosten berechnet, d.h. die Wertschöpfung gibt die Gewinne, Löhne und Abschreibungen an, welche innerhalb der Wertschöpfungskette anfallen.
- Damit diese Wertschöpfung auch der marktbasierten Wertschöpfung (konsistent zum BIP zu Marktpreisen) entspricht, müssten die entsprechenden Erlöse am Markt (ohne Subvention) entstanden sein.
- Um die marktbasierte Wertschöpfung (basierend auf dem Wert des produzierten Stroms zu Marktpreisen) zu berechnen, werden die Subventionen, welche zusätzlich nötig sind, um eine «Kosten plus WACC-Vergütung» zu erhalten, abgezogen.

→ Die um Subventionen reduzierte marktbasierte Wertschöpfung wird nachfolgend als «**marktbasierte Wertschöpfung**» bezeichnet und als **Sensitivität für die Referenzanlagen** berechnet (Zeitreihen der Subventionen für die Szenarien stehen nicht zur Verfügung).

Berechnung der Wertschöpfungseffekte zu Faktorkosten

- Zur Berechnung der Wertschöpfungseffekte wird ein Netto Input-Output nach Breitschopf et al. (2012) angewendet.
- Dabei werden Kosten aus Investitionen und Betriebskosten auf die entsprechenden Wertschöpfungsschritte aufgeteilt.
- Es werden Gewinne in der Höhe der Kapitalkosten auf den Restwerten (bewertet mit dem von Axpo definierten WACC) abzüglich der FK-Kosten (mit Annahme 50% Fremdfinanzierung) angenommen. Die Restwerte nehmen linear um die Abschreibungen ab. Implizit wird somit angenommen, dass der WACC auch erwirtschaftet werden kann (am Markt und durch Subventionen¹).
- Aus den Kosten pro Wertschöpfungsschritt wird anhand von aus der schweizerischen Input-Output-Tabelle (BfS, 2022) abgeleiteten Multiplikatoren direkte und indirekte Wertschöpfung berechnet.
- Die Gesamtkosten (Investitionen, Betriebs- und Kapitalkosten) werden somit auf Ebene Wertschöpfungsschritt in inländische Wertschöpfung (direkt oder indirekt durch inländische Vorleistungen) sowie Importe unterteilt.
- Induzierte Wertschöpfungseffekte wurden nicht untersucht.

Berechnung der Beschäftigungseffekte aus Kosten

- Mit einer Ergänzung von sektorspezifischen Beschäftigungszahlen wird die schweizerische Input-Output-Tabelle genutzt, um Output-zu-Beschäftigung-Multiplikatoren zu berechnen.
- Dabei wird abgeleitet, wie viele Vollzeitäquivalente bei anfallenden Kosten (Output) innerhalb eines Wertschöpfungsschritts entstehen.
- Ein Vollzeitäquivalent entspricht einer Person, welche ein Jahr Vollzeit arbeitet («Personenarbeitsjahr»).
- Dabei werden sowohl direkte Beschäftigung innerhalb der Wertschöpfungskette (z.B. Herstellung, Installation oder Betrieb) als auch indirekte Beschäftigung durch Vorleistungen (z.B. IT oder Herstellung von Baumaterialien) zusammen gezählt.
- Es wird somit angenommen dass die Anzahl Beschäftigte pro Kosten in einem Wertschöpfungsschritt dem Wert entspricht, welcher 2022 im gesamten Sektor gemäss NOGA-Kategorie vorlag.

¹ Da Subventionen notwendig sind, wird für Referenzanlagen als Sensitivität zusätzlich die marktbasierte Wertschöpfung berechnet.

Wertschöpfung

- Die berechnete Wertschöpfung zu Faktorkosten geht davon aus, dass die Einnahmen (Markterlöse + Subventionen - Steuern) den Kosten inklusive WACC-Vergütung und Abschreibungen entsprechen. Sind die entsprechenden Einnahmen höher/tiefer, erhöhen/verringern sich die Gewinne der Betreiber und die Wertschöpfung.
- Bei den von Axpo zur Verfügung gestellten Preisszenarien sind Subventionen bei allen Technologien notwendig. Für die Wertschöpfung zu Marktpreisen werden daher die implizit notwendigen Subventionen abgezogen.
- Die Kosten für ETS-Zertifikate wurden bei Gas nicht berücksichtigt.
- Induzierte Wertschöpfungseffekte (durch Konsum der Gewinne, Löhne und Steuern, geänderte Preise bei Verbrauchern, Produktionsvolumen und Preise anderer Technologien und alternative Anlagemöglichkeiten) werden nicht berücksichtigt, was eher zu einer Unterschätzung führt.
- Es wird keine Diskontierung der Wertschöpfung vorgenommen bzw. es wird von realen monetären Grössen ausgegangen.
- Das Modell basiert auf aktuellen volkswirtschaftlichen

Zusammenhängen, wodurch die Prognosefähigkeit limitiert ist.

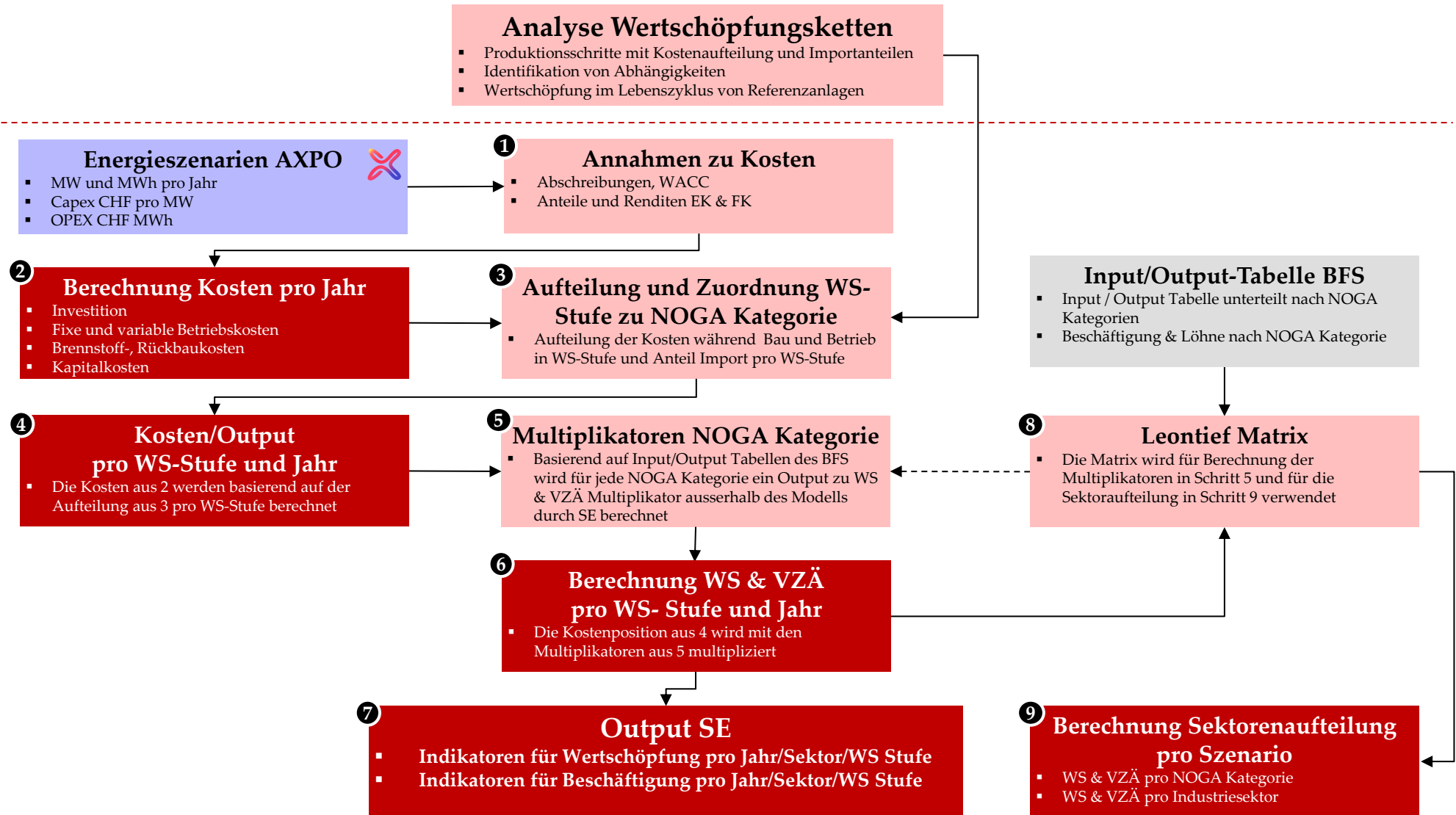
Beschäftigung

- Eine mögliche Produktivitätssteigerung (weniger Beschäftigte pro Output) wird in den Prognosen nicht berücksichtigt.
- Es wird ein allgemeiner Beschäftigungsmultiplikator auf alle Technologien angewendet. Etwaige Unterschiede sind somit nicht berücksichtigt (z.B. falls ein VZÄ beim Betrieb mehr Wertschöpfung in einer bestimmten Technologie schafft).
- Die Beschäftigung in der Bauphase von Gas und Nuklear wird linear aufgeteilt, in Realität ist aber eher eine Aufteilung entlang der Arbeitsschritte zu erwarten.

Arbeitsschritte zur Berechnung der Indikatoren

Arbeitspaket 1

Arbeitspaket 2



| Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte Referenzanlagen

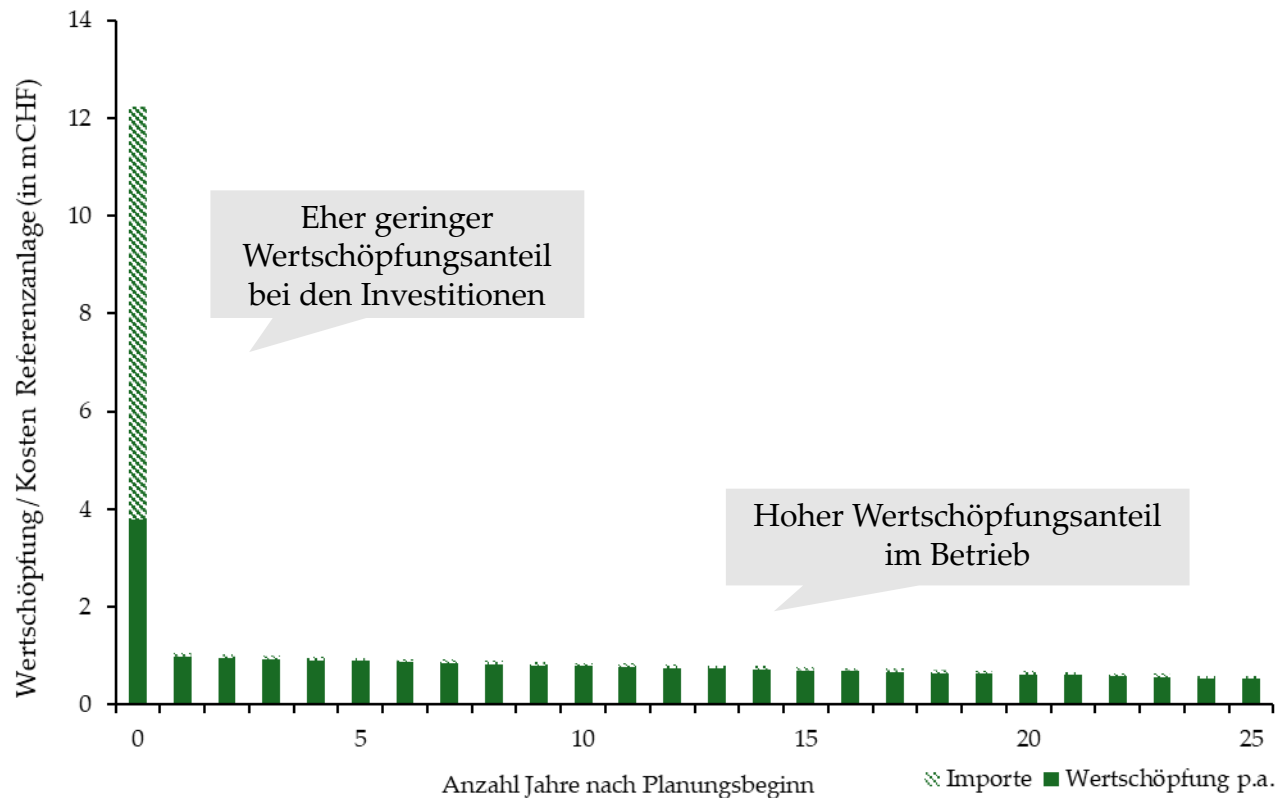


Vergleichsindikatoren Referenzanlagen

Um die Wertschöpfung und Beschäftigung der Referenzanlagen trotz unterschiedlicher Grösse zu vergleichen, werden Vergleichsindikatoren gebildet:

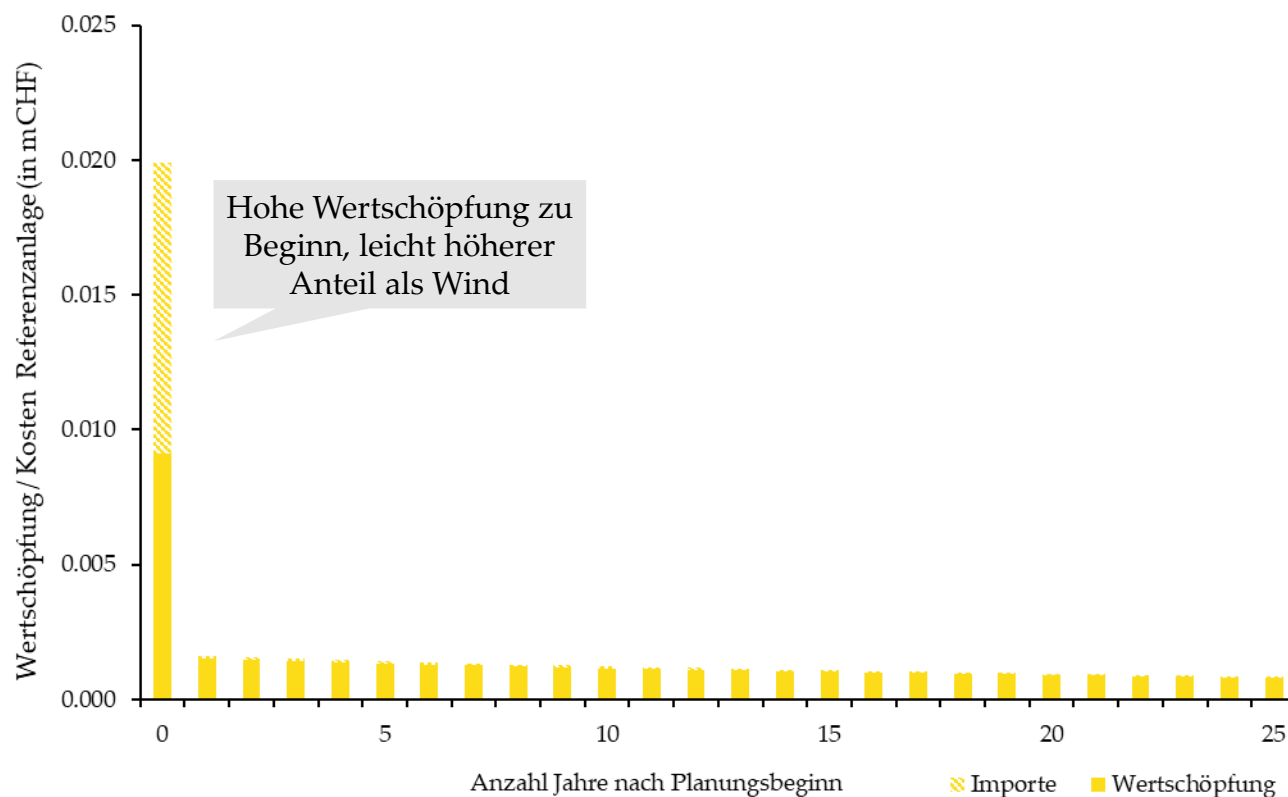
	Indikator	Einheit	Beschreibung
Kumulierte inländische Wertschöpfung	Wertschöpfung pro produzierte MWh	CHF	Inländische Wertschöpfung, die über den gesamten Lebenszyklus der Anlage erzielt wird geteilt durch die Gesamt Erzeugung in der Zeit (gebildet auch marktbasiert)
	Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh	mCHF	Wertschöpfung, die über den Lebenszyklus einer normierten Referenzanlage erzielt wird, wenn diese eine Jahresproduktion von 1 TWh hätte (gebildet auch marktbasiert)
	Wertschöpfungsanteil an Gesamtkosten	%	Anteil der inländischen Wertschöpfung an den Gesamtkosten der Anlage über die gesamte Lebensdauer
	Wertschöpfungsanteil im Bau	%	Anteil der inländischen Wertschöpfung an den Gesamtkosten während der Bauphase
	Wertschöpfungsanteil im Betrieb	%	Anteil der inländischen Wertschöpfung an den Gesamtkosten während der Betriebsphase
Kumulierte Beschäftigung	Beschäftigte pro Gesamtkosten	VZÄ	Anzahl Vollzeitäquivalente pro ausgegebener mCHF
	Beschäftigte pro produzierte TWh	VZÄ	Anzahl Vollzeitäquivalente, die über den gesamten Lebenszyklus der Anlage beschäftigt werden (Personenarbeitsjahre), geteilt durch die Gesamterzeugung in der Zeit (entspricht den jährlichen Beschäftigten bei 1 TWh Jahresproduktion)
	Beschäftigte bei Anlagegrösse 1TWh	VZÄ	Anzahl Vollzeitäquivalente, die über den Lebenszyklus einer normierten Referenzanlage beschäftigt werden, wenn diese eine Jahresproduktion von 1 TWh hätte

Wertschöpfung Referenzanlage Wind



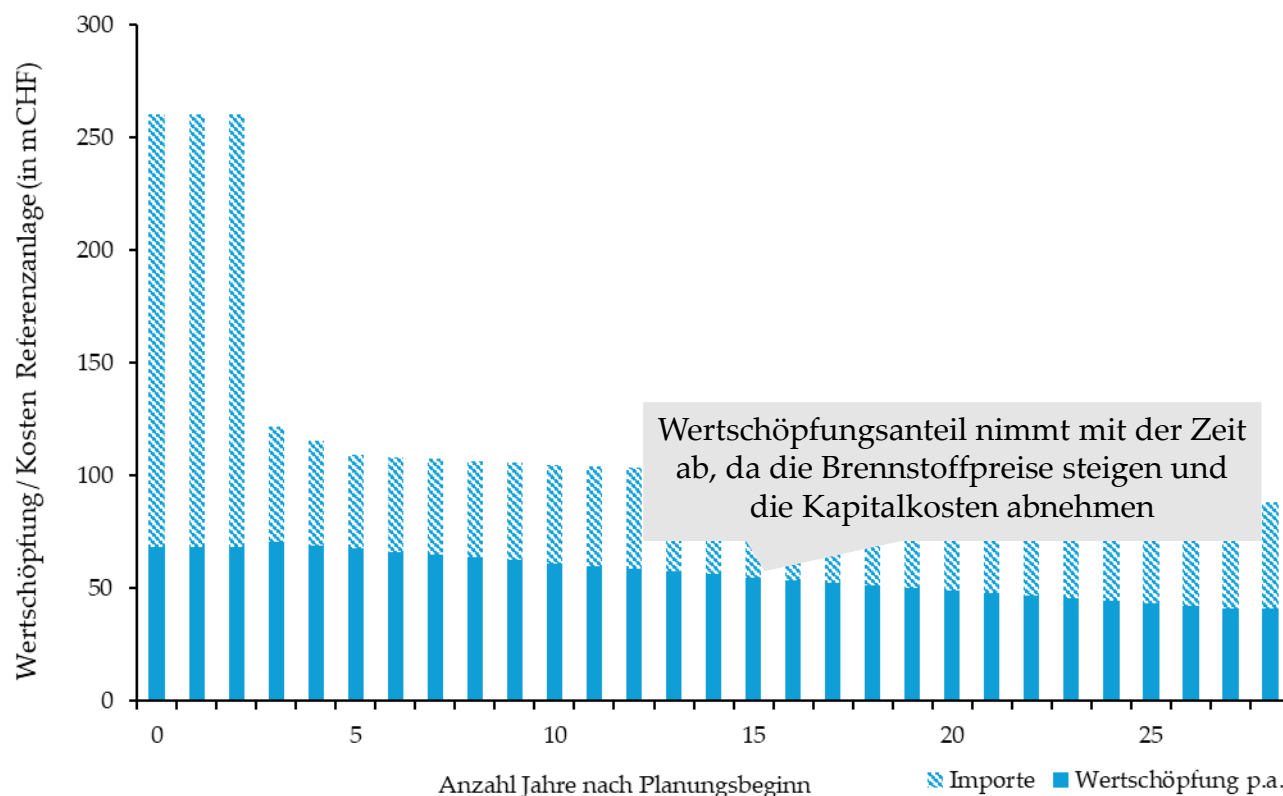
- Die Referenzanlage Wind erzielt über den gesamten Lebenszyklus eine Wertschöpfung von 22 Mio. CHF.
- Die Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh liegt bei Wind bei 2'623 Mio. CHF (105 Mio. CHF pro Jahr).
- Die Referenzanlage Wind schafft über den gesamten Lebenszyklus 69 VZÄ (durchschnittlich 3 pro Jahr).
- Bei Anlagegrösse 1 TWh schafft Wind 8'082 VZÄ.
- Die inländische Wertschöpfung beträgt 69% der Gesamtkosten.

Wertschöpfung Referenzanlage Photovoltaik



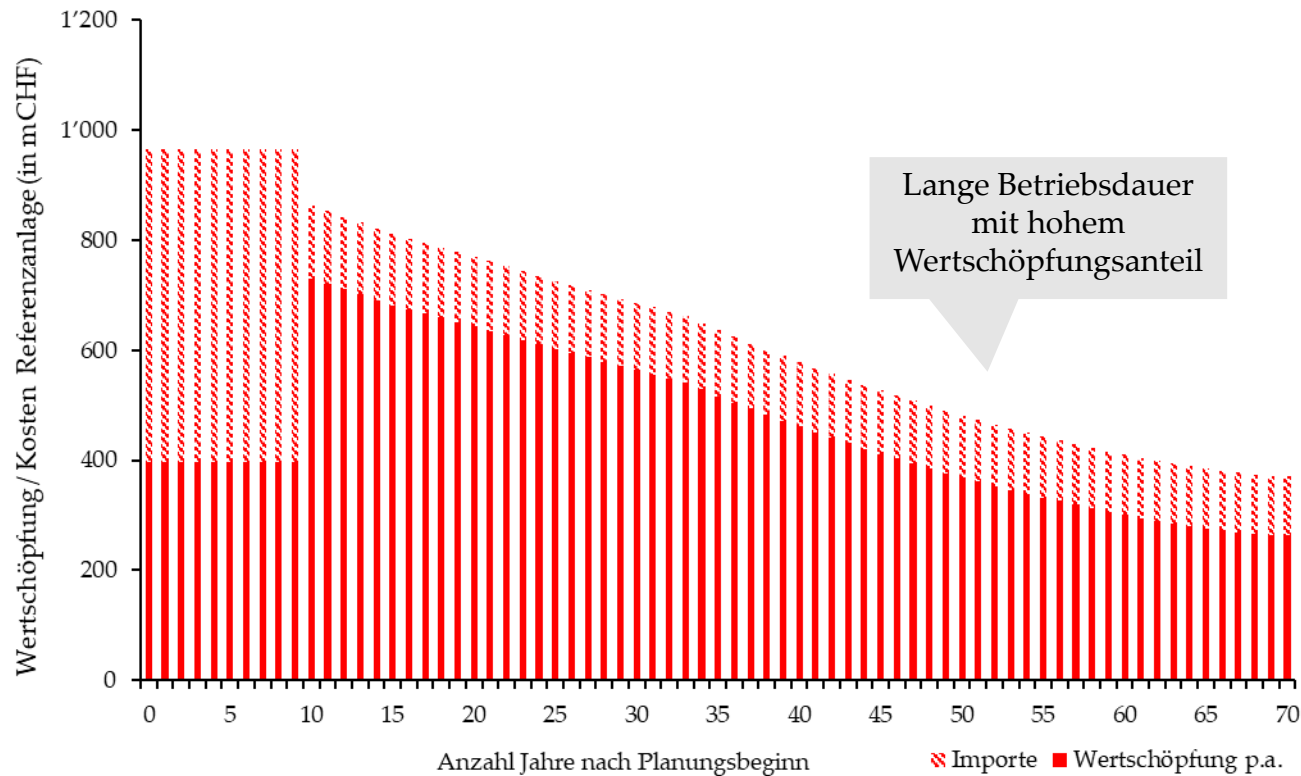
- Die Referenzanlage PV Rooftop erzielt über den gesamten Lebenszyklus eine Wertschöpfung von 0.037 Mio. CHF.
- Die Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh liegt bei PV Rooftop bei 3'652 Mio. CHF (146 Mio. CHF pro Jahr).
- Die Referenzanlage PV Rooftop schafft über den gesamten Lebenszyklus 0.2 VZÄ.
- Bei Anlagegrösse 1 TWh schafft Wind 16'153 VZÄ.
- Die inländische Wertschöpfung beträgt 75% der Gesamtkosten.

Wertschöpfung Referenzanlage CCGT Gas



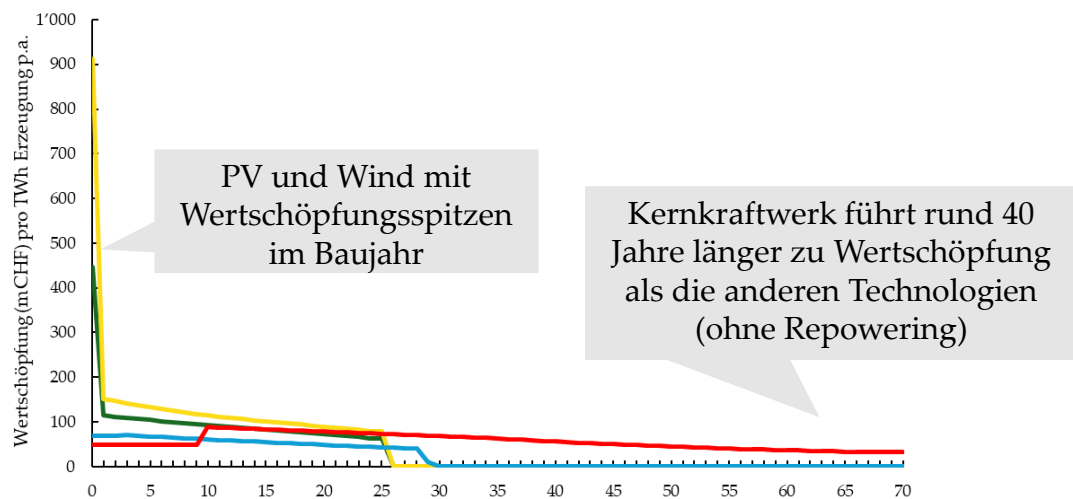
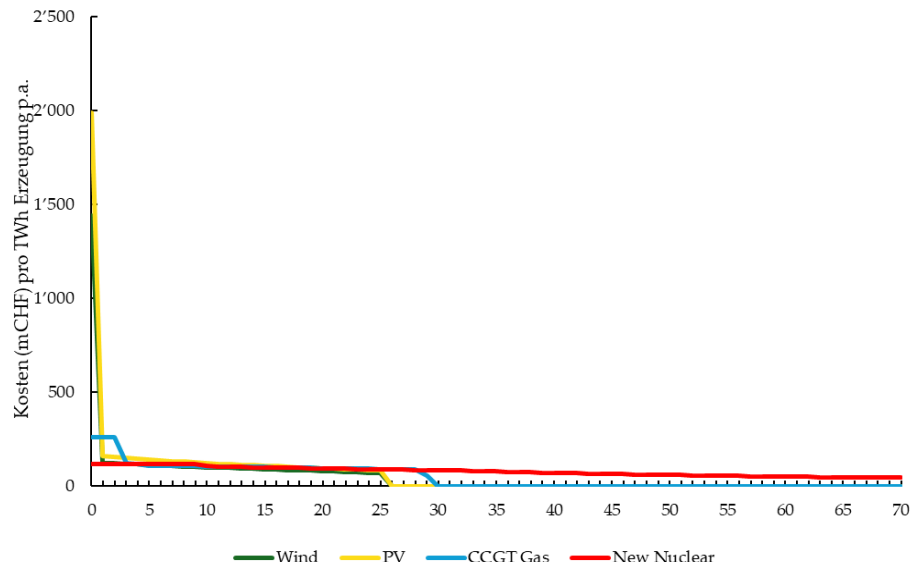
- Die Referenzanlage CCGT Gas erzielt über den gesamten Lebenszyklus eine Wertschöpfung von 1'635 Mio. CHF.
- Die Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh liegt bei CCGT Gas bei 1'635 Mio. CHF (65 Mio. CHF pro Jahr).
- Die Referenzanlage CCGT Gas schafft über den gesamten Lebenszyklus 6629 VZÄ (237 pro Jahr).
- Bei Anlagegrösse 1 TWh schafft CCGT Gas 6'629 VZÄ.
- Die inländische Wertschöpfung beträgt 47% der Gesamtkosten.
- Eine potenzielle Wertschöpfung durch ETS ist nicht berücksichtigt.

Wertschöpfung Referenzanlage New Nuclear



- Die Referenzanlage Nuklear erzielt über den gesamten Lebenszyklus eine Wertschöpfung von 33'531 Mio. CHF.
- Die Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh liegt bei Kernkraftwerken bei 4'089 Mio. CHF (58 Mio. CHF pro Jahr).
- Die Referenzanlage Nuklear schafft über den gesamten Lebenszyklus 144'200 VZÄ (2'060 pro Jahr).
- Bei Anlagegrösse 1 TWh schafft Kernkraft 17'585 VZÄ.
- Die inländische Wertschöpfung beträgt 74% der Gesamtkosten.
- Die Wertschöpfung des Rückbaus geschieht erst nach 70 Jahren, wird vereinfachend aber bereits bei der jeweiligen Fondseinzahlung angerechnet.

Wertschöpfung pro jährliche Erzeugung von Referenzanlagen



- Die Wertschöpfung der Referenzanlagen kann durch eine Normierung mit der Erzeugung im gesamten Lebenszyklus (Wertschöpfung pro produzierte MWh) oder der jährlichen Erzeugung (Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh) verglichen werden.
- Die Wertschöpfung pro produzierte MWh ist bei PV am höchsten mit 146.0 CHF, gefolgt von Wind (105 CHF), Kernkraft (68 CHF) und Gas (65.4 CHF).
- Die Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh (Abbildung links) ist bei Kernkraft am höchsten mit 4'089 mCHF, gefolgt von PV 3'652 mCHF, Wind 2'624 mCHF und Gas 1'635 mCHF.
- Analyse wurde mit den Investitionskostensätzen von 2025 durchgeführt, spätere Kostenrückgänge sind nicht abgebildet.
- Der Verlauf der Beschäftigung ähnelt dem abgebildeten Verlauf der Wertschöpfung stark.
- Ein potentielles Repowering von PV- und Windanlagen wurde nicht berücksichtigt.
- Die Wertschöpfung komplementärer Technologien (insb. Batterien) ist dabei noch nicht berücksichtigt.

Auswirkung auf die Resultate

- Bei den Produktionstechnologien ist nach Schätzungen der Axpo bei heutigen Marktpreisen ein hoher Förderbedarf nötig für die Realisierung aller Anlagen.
- In den Schätzungen beträgt der **direkte Förderbedarf** an den Gestehungskosten **49% bei Wind, 47% bei PV, 11% bei Gas und 45% bei Kernkraft**.
 - Der implizite «Förderbedarf» durch die Einsparung von Netztarifen bei PV ist dabei noch nicht berücksichtigt.¹
- Wird der entsprechende Förderbedarf als Subvention von der Wertschöpfung der Referenzanlagen abgezogen, ergeben sich tiefere Werte:

Technologie	Wertschöpfung Inland Referenzanlage (mCHF)		Wertschöpfung Inland pro erzeugte MWh (CHF)	
	Faktorkosten	Marktbasiert	Faktorkosten	Marktbasiert
Wind	22	7	105	31
PV	0.04	0.01 (-0.002)	146	54 (-7)
Gas	1'635	1'082	65	43
Kernkraft	33'531	13'071	68	27

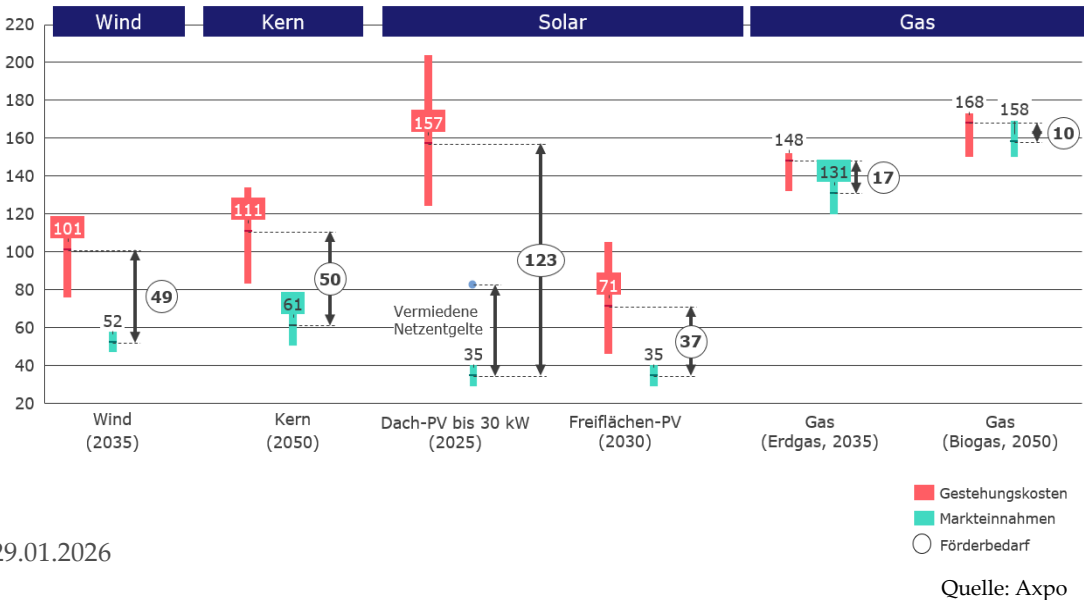
Interpretation

- Würde bei der Wertschöpfung (zu Faktorkosten) der dazu benötigte **Förderungsbedarf** abgezogen, fallen die Werte deutlich tiefer aus (marktbasierte Wertschöpfung).
 - PV hat weiterhin die höchste marktbasierte Wertschöpfung pro MWh, die vier Technologien liegen aber näher zusammen. Gas überholt Kernkraft und Wind.
 - Würde die implizite Förderung durch eingesparte **Netztarife bei Eigenverbrauch** durch PV zusätzlich vollständig abgezogen, wäre die marktbasierte Wertschöpfung deutlich tiefer, bei der Berücksichtigung der zukünftigen Kostensenkung im Bau der Anlagen und komplementären Batterien wiederum höher. Der Effekt durch die eingesparten Netztarife kann sich bei zusätzlichem Netzausbau verstärken.
 - Mit dem vollständigen Abzug (oder etwaigem Wegfall) der impliziten Förderung durch Netztarife hat die Referenzanlage PV gar eine negative WS pro MWh.
- Die Wertschöpfung zu Faktorkosten ist somit zu einem erheblichen Anteil auf staatliche Förderungen zurückzuführen.

Wertschöpfungseffekte durch Förderung

Unterschiedlicher Förderbedarf der Technologien

- PV und Gas haben die höchsten Gestehungskosten.
- Gas hat mit Abstand die höchsten Markteinnahmen, PV hingegen die tiefsten.
 - Inkl. der Berücksichtigung vermiedener Netzentgelte liegt PV jedoch gleichauf mit Wind und Kernkraft.
 - Der relative Förderbedarf ist bei Wind (49%), PV (Dach mit 47%) und Kernkraft (45%) ähnlich, bei Erdgas mit 11% deutlich tiefer.



Auswirkung der Förderung

	Marktbasierte WS (Rp.) pro CHF Förderung	VZÄ pro mCHF Förderung	Auslandanteil pro CHF Förderung
Wind	40 Rp.	4.4	31%
PV	60 Rp.	7.0	25%
Gas	200 Rp.	12	53%
Kernkraft	60 Rp.	7.0	26%

- Relativ zur Förderung entstehen bei Gas mehr VZÄ und mehr marktbasierte Wertschöpfung, es fließt aber auch mehr Geld ins Ausland.
 - Aufgrund des hohen Marktpreises für Strom aus Gas ist der Förderbedarf geringer und die marktbasierte Wertschöpfung höher.
 - Durch den geringen Förderbedarf auch relativ mehr VZÄ.
 - Durch den hohen Importanteil fließt jedoch auch ein Grossteil der Förderung bei Gas ins Ausland.

Übersicht Referenzanlagen

Eigenschaften Referenzanlagen		Wind	PV Roof	CCGT Gas	New Nuclear
Axpo Inputs	Investitionen (mCHF)	12	0.02	780	9'700
	Gesamtkosten (mCHF)	32	0.05	3'446	45'619
	Installierte Leistung (MW)	5	0.01	500	1'100
	Stromproduktion p.a. (GWh)	8.5	0.01	1'000	8'200
	Stromproduktion Betriebsjahre (TWh)	0.2	0.00	25	492
	Gesamtkosten pro produzierte MWh (CHF)	152	196	138	93
	Förderungsanteil	49%	47%	11%	45%
	Förderung (mCHF)	16	0.02	396	20'461
Resultate SE und Indikatoren					
Inländische Wertschöpfung (zu Faktorkosten)	Kumulierte Wertschöpfung (mCHF)	22.3	0.04	1'635	33'531
	Wertschöpfungsanteil an Gesamtkosten	69%	75%	47%	74%
	Wertschöpfungsanteil im Bau	31%	46%	26%	41%
	Wertschöpfungsanteil im Betrieb	92%	94%	54%	82%
	Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh (mCHF)	2'624	3'652	1'635	4'089
	Wertschöpfung pro produzierte MWh (CHF)	105	146	65	68
Inländische marktbasierende Wertschöpfung	Kumulierte marktbasierende Wertschöpfung (mCHF)	6.6	0.01	1'239	13'071
	Marktbasierende Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh (mCHF)	774	1'349	1'239	1'594
	Marktbasierende Wertschöpfung pro produzierte MWh (CHF)	31	54	50	27
Inländische Beschäftigung	Kumulierte Beschäftigung (VZÄ)	69	0.16	6'629	144'200
	Beschäftigte pro Gesamtkosten (VZÄ)	2.1	3.3	1.9	3.2
	Beschäftigte pro Gesamtkosten im Bau (VZÄ)	2.2	3.5	2.2	3.2
	Beschäftigte pro Gesamtkosten im Betrieb (VZÄ)	2.1	3.2	1.8	3.2
	Beschäftigte bei Anlagegrösse 1 TWh	8'082	16'153	6'629	17'585
	Beschäftigte pro produzierte TWh (VZÄ)	323	646	265	293
Förderung	Maktbasierte Wertschöpfung pro Förderungfranken (CHF)	0.4	0.6	3.1	0.6
	Beschäftigte pro mCHF Förderung (VZÄ)	4.4	7.0	16.7	7.0

PV und Wind mit Wertschöpfungsspitzen im Baujahr

Gas im Betrieb mit tiefstem Inlandanteil

Durch die deutlich höhere Lebensdauer weist Kernkraft die höchste WS bei Anlagegrösse 1 TWh auf, aber die tiefste WS pro produzierte MWh

Pro ausgegebenen CHF entstehen bei PV und Kernkraft die meisten VZÄ

| Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte Szenarien



Vorgehensweise

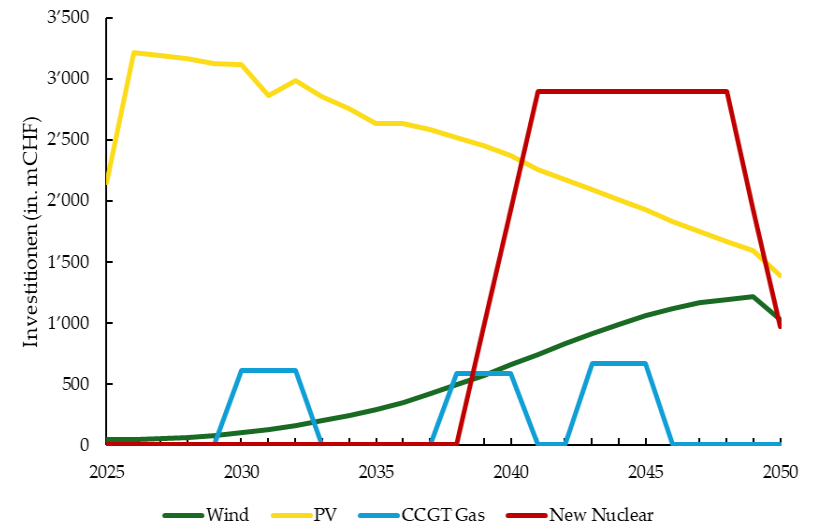
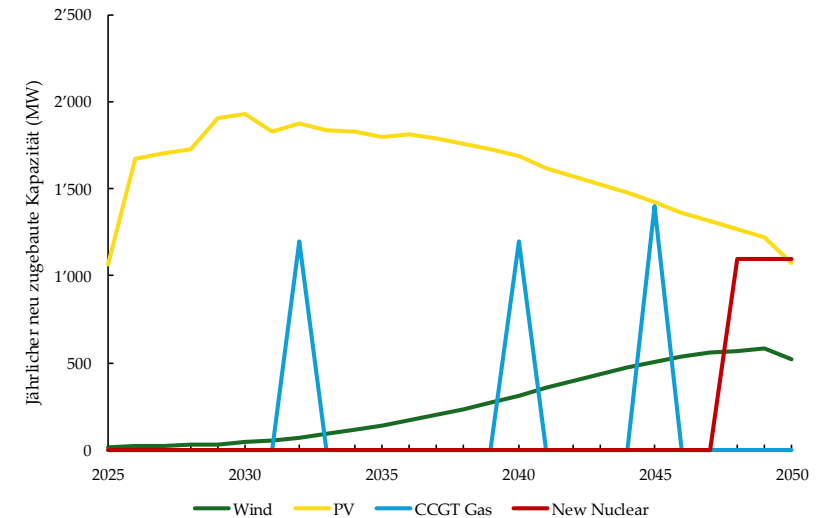
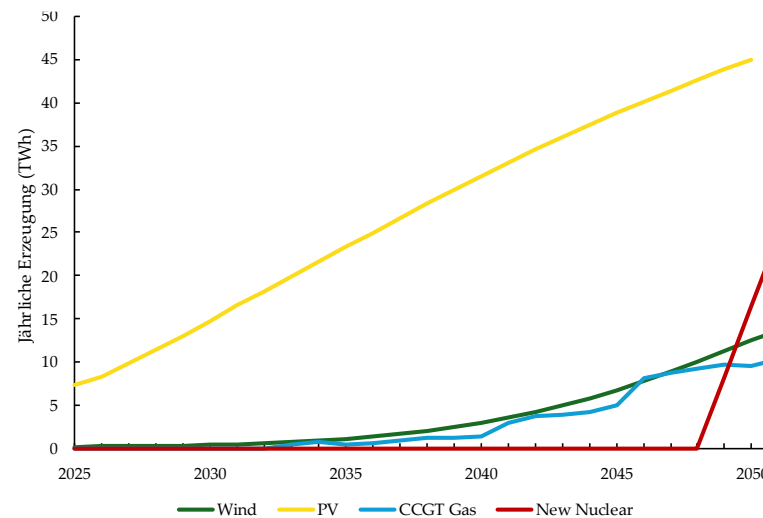
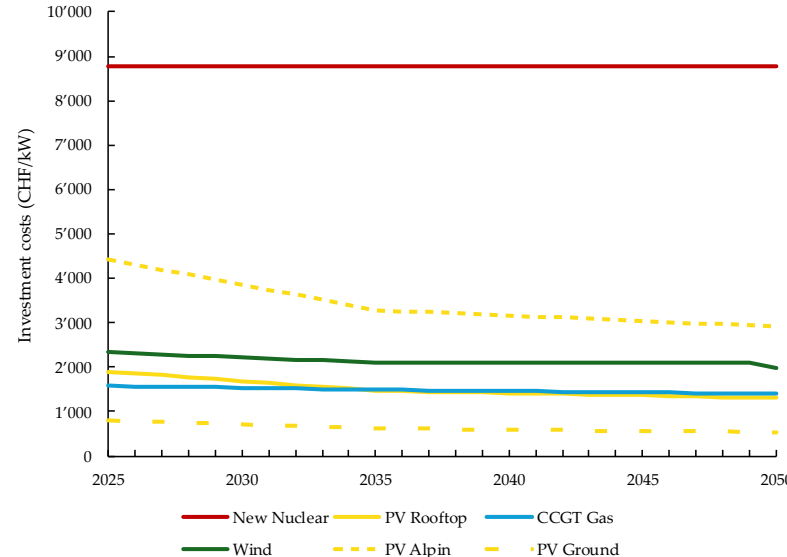
- In der vorliegenden Analyse stehen jedoch nicht die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte einer Referenzanlage im Vordergrund, sondern **die resultierende Wertschöpfung («WS») und Beschäftigung in Vollzeitäquivalenten («VZÄ») bis 2050 in vordefinierten Ausbauszenarien.**
- Die Ausbauszenarien von 2025-2050 für die vier Produktionstechnologien wurden von der Axpo festgelegt.
- Zubau und der Zeitpunkt des Zubaus unterscheiden sich erheblich zwischen den Szenarien.
- In Kombination mit unterschiedlichen Kostensätzen (CHF/kW) ergeben sich die anfallenden Investitionen.

Interpretation

- Die Analyse untersucht die entstehende Wertschöpfung und Beschäftigung aus dem Zubau der Produktionstechnologien bis 2050. Die Resultate sind getrieben von unterschiedlichen Lebenszyklen, Ausbauszenarien und Investitionen und sollten nicht direkt verglichen werden.
- Es werden Indikatoren gebildet, welche auch die Unterschiede in Lebenszyklen, Ausbauszenarien und Investitionen versuchen auszugleichen und so eine bessere Vergleichbarkeit schaffen.
- Da nur der Zeitraum bis 2050 untersucht wird und insbesondere die Kernkraftwerke noch deutlich länger betrieben werden, sollten bei der Interpretation dieser Indikatoren aber auch die entsprechenden Referenzanlagen betrachtet werden, um ein vollständigeres Bild zu erhalten.

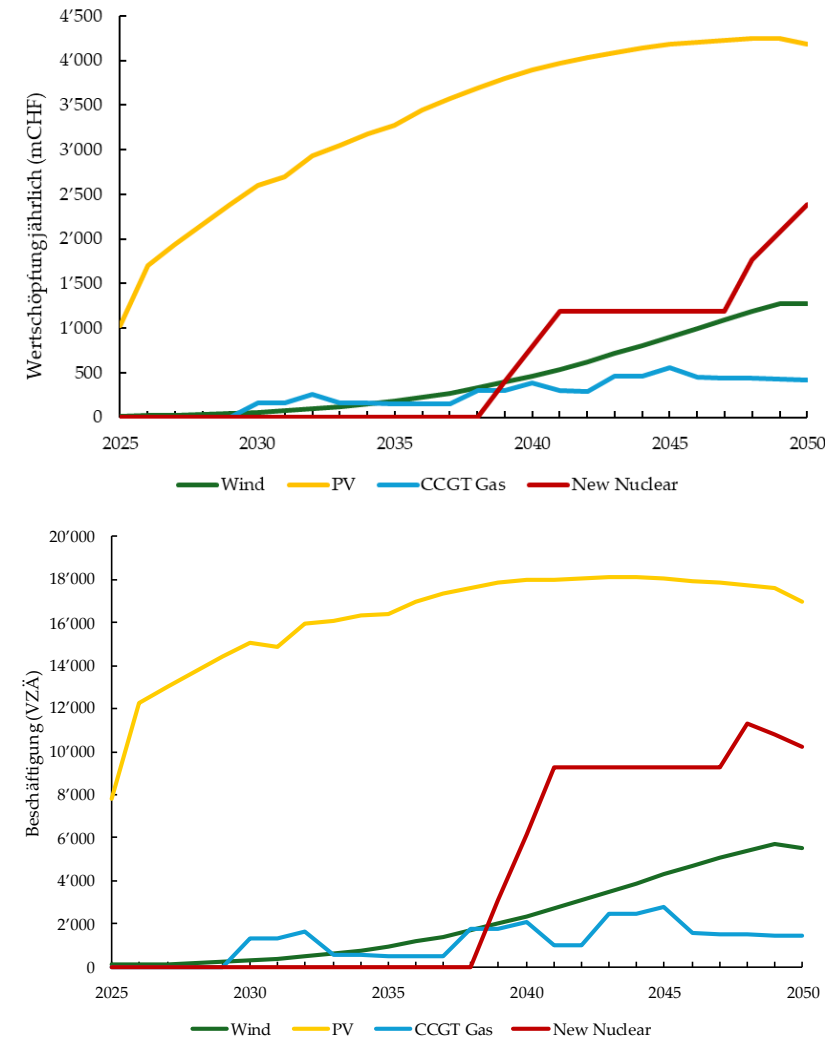
Inputs Energieszenarien Axpo

- Die Investitionskosten (CHF/kW) unterscheiden sich stark zwischen den Produktionstechnologien, wobei diese PV bis 2050 deutlich abnehmen.
- Erhebliche Unterschiede in den Ausbauszenarien, der Bauzeit (1 Jahr für Wind und PV, 3 Jahre für Gas und 10 Jahre für Kernkraft) sowie der resultierenden Erzeugung.
- Der zeitliche Anfall und die Höhe der Investitionen unterscheidet sich stark zwischen den Szenarien und ist der Haupttreiber der resultierenden Wertschöpfung und Beschäftigung.
- Die Brennstoffpreise für Gas steigen mit der Zeit an, bei Kernkraft bleiben sie konstant.



Resultierende Wertschöpfung und Beschäftigung

- Die Abbildungen zeigen die resultierende jährliche Wertschöpfung und Beschäftigung bis 2050.
 - Das PV erzielt im Gesamtzeit bis 2050 mit Abstand höchste Wertschöpfung mit 87 Mrd. CHF gefolgt von Kernkraft (16 Mrd. CHF), Wind (12 Mrd. CHF) und Gas (7 Mrd. CHF).
 - PV weist durchwegs eine hohe Beschäftigung von durchschnittlich 17'824 VZÄ pro Jahr auf, Kernkraft ab Baubeginn des letzten Kraftwerks (2041) eine hohe Beschäftigung von durchschnittlich 9703 VZÄ pro Jahr, Gas hat durchwegs eine tiefe Beschäftigung mit Peaks während der Baujahre und einem Maximum von 2'800 VZÄ pro Jahr, Wind hat eine stetig steigende Beschäftigung mit einem Maximum von 5'499 VZÄ im Jahr 2050.
- Die Resultate sind nur eingeschränkt vergleichbar, da sich der Lebenszyklus, die Erzeugung sowie die Kosten pro MWh stark unterscheiden. Der Vergleich mit Referenzanlagen zeigt, dass PV vor allem durch den frühen Zubau hohe Werte erhält.



Werte aufgrund unterschiedlicher Ausbauszenarien und Lebenszyklen nicht vergleichbar

Gebildete Vergleichsindikatoren der Referenzanlagen:

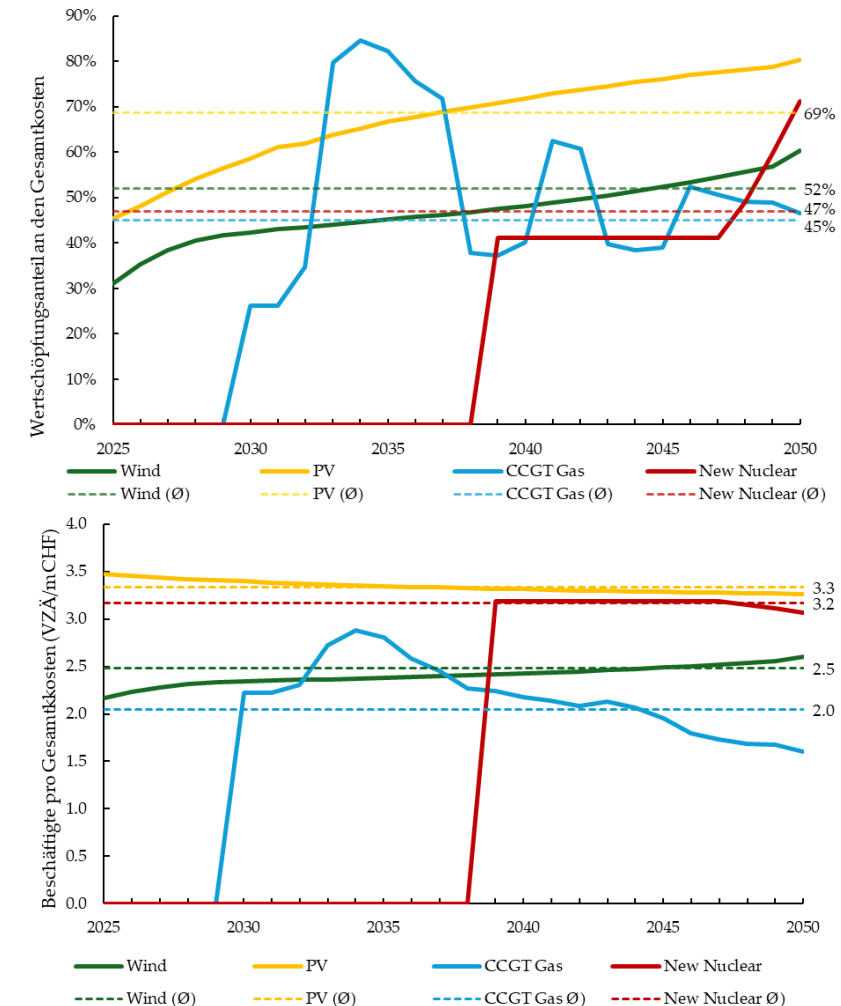
- Analog zu den Referenzanlagen werden folgende Indikatoren gebildet:
 - **Wertschöpfungsanteil an den Gesamtkosten**
 - **Beschäftigte pro Gesamtkosten**
- Ein hoher Wert bedeutet, dass gemessen an den Gesamtkosten viel inländische Wertschöpfung bzw. Jobs entstehen.
- Die anderen Indikatoren der Referenzanlagen sind **nicht aussagekräftig**:
 - Gemäss Auftrag werden nur die Kosten und Wertschöpfung bis ins Jahr 2050 berechnet.
 - Der Zubau erfolgt teils aber erst sehr spät und die Erzeugung danach wird nicht berücksichtigt. Eine Normierung mittels Erzeugung pro Jahr ist somit insbesondere für das Kernkraft Szenario nicht geeignet, da die Anlagen erst 2047 in Betrieb gehen und bereits 10 Jahre zuvor Wertschöpfung- und Beschäftigungseffekte entstehen.

Neue Vergleichsindikatoren:

- Stattdessen werden folgende Indikatoren gebildet:
 - **Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh im Jahr 2050**
 - **Beschäftigte bei Anlagegrösse 1 TWh im Jahr 2050**
- Bei den Indikatoren wird die entstandene Wertschöpfung bzw. die Beschäftigung ins Verhältnis zur Erzeugung im Jahr 2050 gesetzt, in dem in allen Szenarien die Erzeugung fertig ausgebaut ist. Dies korrigiert den unterschiedlichen zeitlichen Anfall des Ausbaus sowie die unterschiedliche Höhe des Zubaus.
- Vor dem Hintergrund, dass mit dem Zubau und Erzeugung in allen Axpo Szenarien die Versorgungssicherheit und Erreichung der Netto Null Ziele im Jahr 2050 gewährleistet ist, ergibt die Normierung Sinn.
- Beide Vergleichsindikatoren vermitteln kein vollständiges Bild, da bis 2050 nicht die vollständigen Lebenszyklen abgebildet sind. Beispielsweise fehlen insbesondere bei der Wind- und Kernkraft nach 2050 noch viele Betriebsjahre.
- Daher bietet die Betrachtung der Referenzanlagen eine sinnvolle Ergänzung (vgl. vorangegangenes Kapitel).

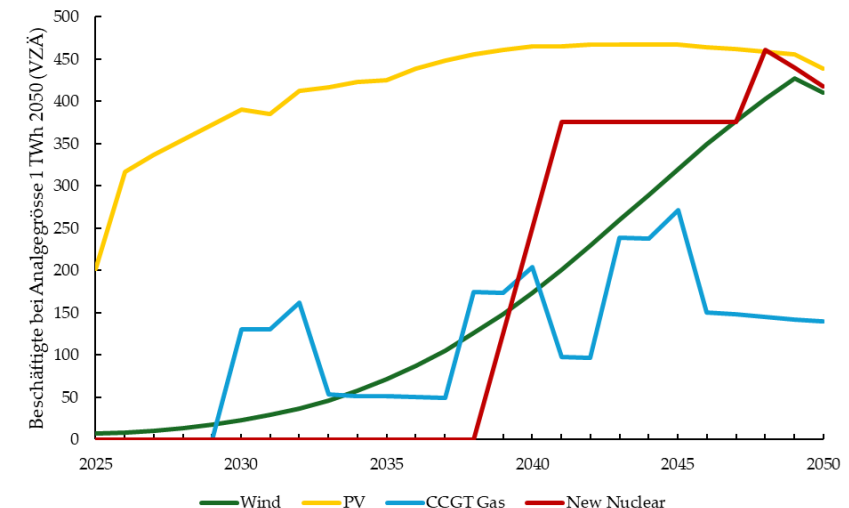
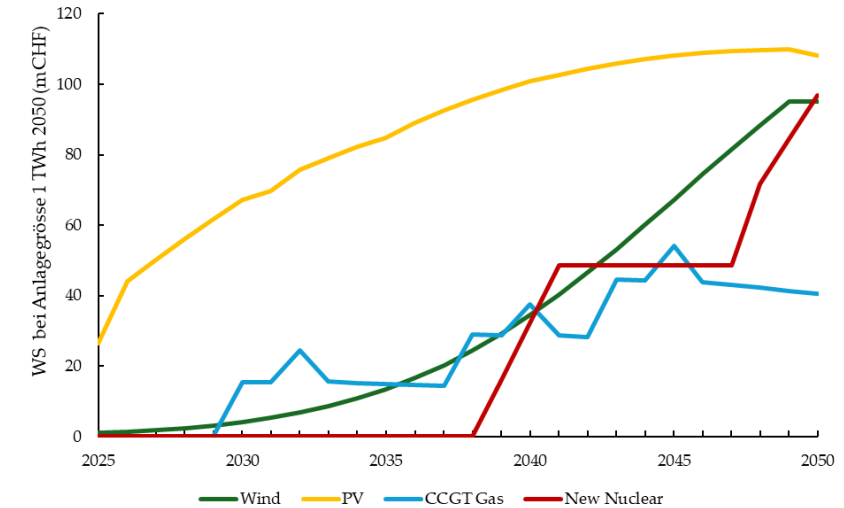
Wertschöpfung und Beschäftigung relativ zu den Gesamtkosten

- In der oberen Abbildung wird die jährliche Wertschöpfung ins Verhältnis zu den jährlichen Gesamtkosten gesetzt, was den **Wertschöpfungsanteil an den Gesamtkosten** zeigt.
- Der untere Chart zeigt die jährliche Beschäftigung relativ zu den anfallenden Kosten, was die **Beschäftigte pro Gesamtkosten** ergibt.
- **PV** hat durchwegs einen hohen Wertschöpfungsanteil an den Gesamtkosten, welcher bis 2050 von 46% auf 80% stetig steigt.
- Der Wertschöpfungsanteil von **Wind** steigt bis 2050 auch stetig von 31% auf 60%, liegt aber tiefer als bei PV.
- Der Wertschöpfungsanteil von **Gas** hat einen Peak von 85% im Jahr 2034 (hohe Kapitalkosten und geringe Brennstoffkosten), nimmt danach aber ab und liegt 2050 bei 47%.
- Der Wertschöpfungsanteil bei **Kernkraft** liegt in der Bauphase bei 41% und steigt nach Inbetriebnahme des dritten Kraftwerks auf 71%.
- Die Beschäftigten pro Gesamtkosten sind bei PV (3.3-3.5 VZÄ/mCHF), Nuklear (3.1-3.2 VZÄ/mCHF) und Wind (2.2-2.6 VZÄ/mCHF) ab Baubeginn nahezu konstant. Bei Gas nimmt sie nach 2034 von 2.9 auf 1.6 VZÄ/mCHF ab.



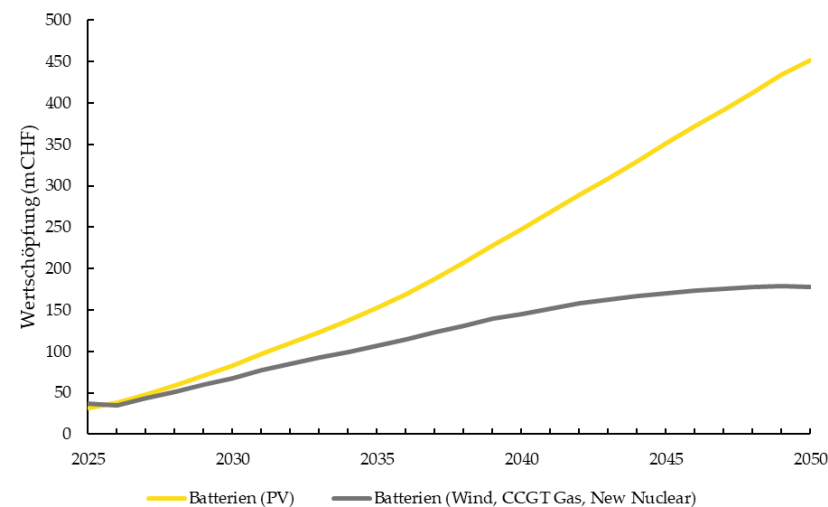
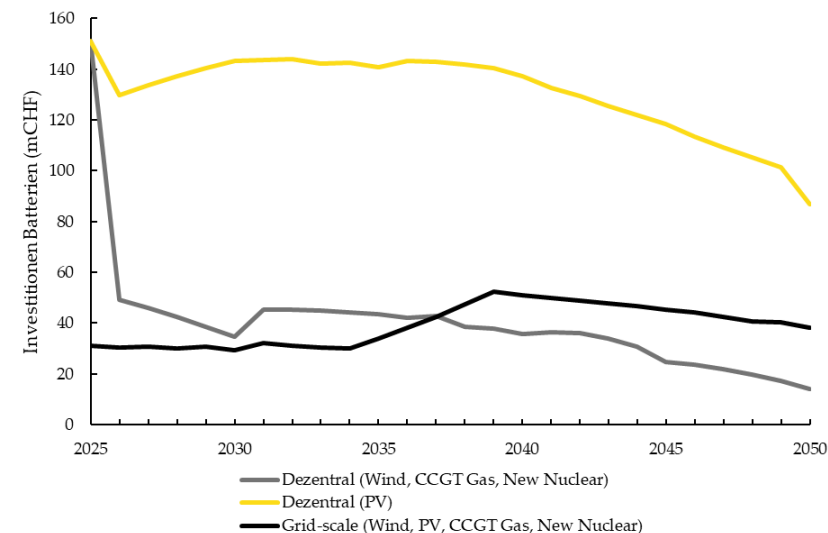
Wertschöpfung und Beschäftigung bei Anlagegrösse 1 TWh 2050

- In der oberen Abbildung wird die jährliche Wertschöpfung ins Verhältnis zur jährlichen Erzeugung im Jahr 2050 gesetzt (**Wertschöpfung (WS) bei Anlagegrösse 1 TWh 2050**), wodurch eine bessere Vergleichbarkeit der Ausbauräumlichkeiten und Lebenszyklen erreicht wird.
- Der untere Chart zeigt die jährliche **Beschäftigung bei Anlagegrösse 1 TWh 2050**.
- **PV** hat durchwegs eine hohe Wertschöpfung, welche bis 2050 von 22 auf 88 mCHF steigt.
- **Wind** zeigt eine stetige Zunahme der Wertschöpfung von 1 auf 95 mCHF und ist 2050 höher als PV.
- Bei **Gas** steigt Wertschöpfung mit der Zeit tendenziell an, ist mit 41 mCHF mit Abstand immer noch am tiefsten.
- **Kernkraft** hat schon während der Bauphase eine hohe relative Wertschöpfung, welche nach Inbetriebnahme des letzten Kraftwerks auf 97 mCHF steigt und so am höchsten ist.
- Die Entwicklung der Beschäftigung bei Anlagegrösse 1 TWh 2050 ist ähnlich wie bei der Wertschöpfung, wobei die relative Beschäftigung bei Kernkraft bereits während der Bauphase gleichauf mit PV liegt.



Wertschöpfung durch Batterien

- Zusätzlich zu Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten aus den vier Produktionstechnologien gibt es auch noch einen Effekt aus Batterien als komplementäre Technologien.
- Der Zubau von Grid-scale Batterien ist in allen Szenarien identisch (da von den europäischen Strompreisen abhängig). Gesamthaft werden 1'016 mCHF in Grid-scale Batterien investiert.
- Der Zubau von dezentralen Batterien ist im PV-Szenario substanziell höher (als Folge des Rooftop PV Ausbaus). Gesamthaft werden bei Wind, Gas und Kernkraft 1'041 mCHF in dezentrale Batterien investiert, bei PV 3'400 mCHF.
- Bei Wind, Gas und Kernkraft liegt die kumulierte Wertschöpfung bei 3'103 mCHF (1'039 mCHF grid-scale und 2'063 mCHF dezentral), bei PV bei 5'600 mCHF (1'039 mCHF grid-scale und 4'561 mCHF dezentral).
- Die kumulative Wertschöpfung pro Erzeugung 2050 erhöht sich mit Batterien bei PV von 2'247 auf 2'392 CHF/MWh, bei Wind von 886 auf 963 CHF/MWh, bei Gas von 637 auf 738 CHF/MWh und bei Nuklear von 642 auf 684 CHF/MWh.



Resultatübersicht

Die Übersichtstabelle zeigt die kumulierten Werte der vorgängig gezeigten jährlichen Werte bis 2050. In den Spalten „standalone“ sind die Effekte der Batterien nicht enthalten.

- **PV:** Am meisten Investitionen und daher auch am meisten absolute Wertschöpfung und Beschäftigung, höchster inländischer Anteil WS an den Gesamtkosten, mit wachsenden Anteil Anlagen im Betrieb ansteigend. Stetig wachsende Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh 2050.
- **Wind:** Der Anteil der Wertschöpfung an den Gesamtkosten von Wind steigt bis 2050 stetig auf 52%, liegt zwar tiefer als bei PV, aber höher als die beiden konventionellen Technologien. Bei der Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh 2050 überholt Wind PV in den 2040er Jahren.
- **Gas:** Geringste Investitionssumme und Kosten, auch geringste absolute Wertschöpfung und Beschäftigung, tiefer Anteil inländische WS, da v.a. in Betrieb wenig Aufwände im Inland.
- **Kernkraft:** Der Wertschöpfungsanteil bei Kernkraft erreicht nach Inbetriebnahme des dritten Kraftwerks im Jahr 2050 die höchsten Werte. Wertschöpfung pro Gesamtkosten ist tiefer als im Solar oder Wind Szenario, v.a. während Bauphase viel Beschäftigungszuwachs.

		Wind onshore		Photovoltaik					CCGT Gas		New Nuclear	
		Standalone	Total incl. Battery	PV Rooftop	PV Ground	PV Alpin	Standalone	Total incl. Battery	Standalone	Total incl. Battery	Standalone	Total incl. Battery
Szenarioinput	Investitionen bis 2050 (mCHF)	14'127	16'183	56'249	2'138	4'894	63'282	67'697	5'576	7'632	28'975	31'031
Axpo (jeweils	Gesamtkosten (mCHF)	22'823	28'070	113'295	4'250	9'137	126'682	136'825	14'593	19'841	33'591	38'838
(inkrementell)	Installierte Leistung 2050* (MW)	6'763	6'763	36'867	3'480	1'456	41'804	50'455	3'800	3'800	3'300	3'300
	Stromproduktion 2050** (TWh)	13.4	13.4	33.2	3.3	2.2	38.7	38.7	10.3	10.3	24.6	24.6
Resultate	Kumulierte Wertschöpfung (mCHF)	11'875	14'978	77'943	2'890	6'075	86'908	92'508	6'561	9'664	15'765	18'868
inländische	Wertschöpfungsanteil an den Gesamtkosten	52%	53%	69%	68%	66%	69%	68%	45%	49%	47%	49%
Wertschöpfung	Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh 2050 (mCHF)	886	1'117	2'349	874	2'782	2'247	2'392	637	938	642	768
Resultate	Kumulierte Beschäftigung (VZÄ)	56'669	69'329	376'873	14'481	30'691	422'045	445'612	29'862	42'522	106'276	118'936
inländische	Beschäftigte pro Gesamtkosten (VZÄ)	2.5	2.5	3.3	3.4	3.4	3.3	3.3	2.0	2.1	3.2	3.1
Beschäftigung	Beschäftigte bei Anlagegrösse 1 TWh 2050 (VZÄ)	4'227	5'172	11'358	4'380	14'053	10'914	11'523	2'899	4'128	4'325	4'840

* Bei dezentralen Batterien ist Kapazität in MWh angegeben

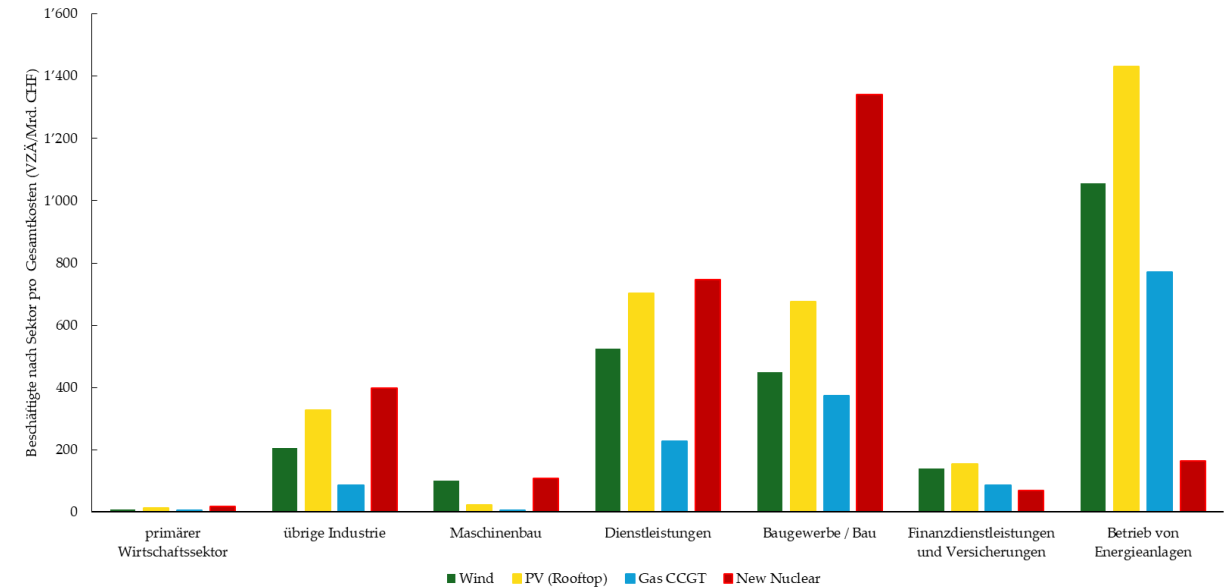
** Erzeugung aus den Produktionstechnologien

| Auswirkungen auf die Industrie



Aufteilung der Beschäftigung nach Branchen

- Anhand der Input-Output-Tabelle kann auch geschätzt werden, in welchen Sektoren direkt und indirekt Beschäftigung entsteht.
 - Absolut weist PV in jeder Branche am meisten Beschäftigung auf, daher wird die Beschäftigung relativ zu den Gesamtkosten betrachtet (siehe Annex S.55).
 - Pro Mrd. Gesamtkosten ergeben sich
 - im Betrieb von **Energieanlagen** bei PV Rooftop 1'435 VZÄ, bei Wind 1'055 VZÄ, bei Gas 776 VZÄ, bei Kernkraft 164 VZÄ.
 - in der **Baubranche** bei PV Rooftop 675 VZÄ, bei Wind 448 VZÄ, bei Gas 373 VZÄ und bei Kernkraft 1'340 VZÄ.
 - bei **weiteren Dienstleistungen** bei PV Rooftop 701 VZÄ, bei Wind 525 VZÄ, bei Gas 229 VZÄ, bei Kernkraft 746 VZÄ.
- Dienstleistungssektor sowie Bau im Kernkraft Szenario mit stärkstem Zuwachs, im Finanzdienstleistungs- und Versicherungssektor sowie beim Betrieb von Energieanlagen erreichen das PV- und Wind- Szenario höhere Werte.
- Die Unterschiede sind vor allem unterschiedlichen Lebenszyklen geschuldet, wobei bei Nuklear die gesamte Bauphase aber nur drei Betriebsjahre berücksichtigt werden, und somit nur begrenzt vergleichbar ist.



Auswirkungen auf die Industrie

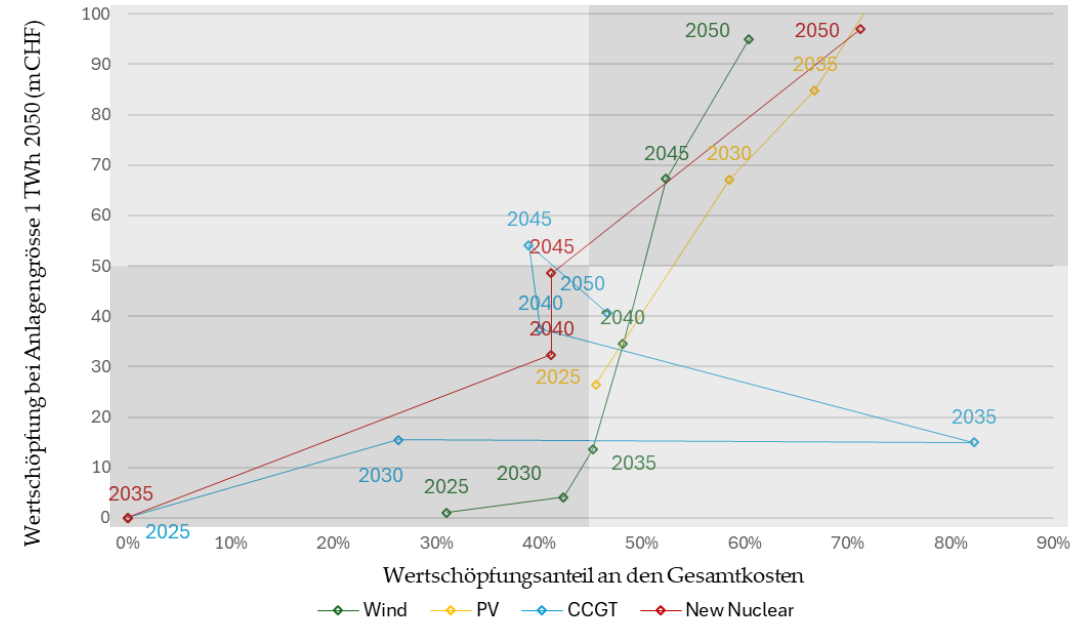
- Bei **Wind** nimmt die Wertschöpfung und die Beschäftigung bis 2049 stetig zu, was eine gute Grundlage für den Hochlauf der entsprechenden Industrie und einen damit verbundenen Wissensgewinn schafft.
 - **PV** weist durchgehend eine hohe, stetig wachsende Wertschöpfung und Beschäftigung auf. Die Wertschöpfung und Beschäftigung aus dem Betrieb nimmt stetig zu, während sie bei der Herstellung und Installation bereits ab 2026 abnimmt. Es ergibt sich ein langfristiges Potential für die entsprechende Industrie.
 - Mit einer gestiegenen Maturität der Sektoren und Anteil an der Gesamtstromerzeugung ist bei **Wind** und **PV** entsprechende Spezialisierung von Unternehmen zu erwarten, welche auch zu einer Verringerung der Importe und einer Erhöhung des Anteils inländischer Wertschöpfung führen kann.
- Bei **Gas** gibt es vor allem hohe Beschäftigung während der Bauphase, ein langfristiges Bestehen der Arbeitsplätze und ein entsprechender Wissensaufbau ist daher nicht zu erwarten.
 - Bei **Kernkraft** gibt es ab dem Baubeginn hohe Beschäftigung, wobei nach 2050 jedoch keine Beschäftigung im Bau zu verzeichnen ist. Eine hohe Beschäftigung im Betrieb und ein diesbezüglicher Wissensgewinn ist langfristig (bis 2100) zu erwarten.

| Schlussfolgerungen



Fazit

- Bei Betrachtung des **Wertschöpfungsanteils an den Gesamtkosten** erreicht PV bereits 2030 einen Wert über 50%, Wind und Kernkraft erreichen ab 2045 diesen Bereich. Gas erreicht nach der Fertigstellung der ersten Anlage die höchsten Werte, aufgrund des geringen inländischen Anteils im Betrieb sinkt der Wert. Über den gesamten Lebenszyklus ist der Anteil bei PV, Wind und Kernkraft höher.
- Bei der **Wertschöpfung bei Anlagegrösse 1 TWh 2050** erreichen alle Szenarien ausser Gas Werte von ca. 90 mCHF. Eine höhere Wertschöpfung ist dabei aber auch oft mit höheren Kosten für den Stromverbraucher verbunden.
- Unterschiede zwischen den Szenarien beim **zeitlichen Verlauf des Ausbaus** sind entscheidend für die entstehenden Wertschöpfung- und Beschäftigungseffekte bis 2050.
- Das Gas-Szenario hat im Bau und v.a. im Betrieb höchsten Anteil Importe, PV und Wind im Betrieb mit tiefen Importanteilen.
- Bei Kernkraft sind bis 2050 nur drei Betriebsjahre enthalten. Daher ist bei der Kernkraft die Beschäftigung im Bausektor relativ höher und bei Finanzdienstleistungen und Betrieb von Energieanlagen relativ tiefer als bei Wind und PV.



Schlüsse sollten nicht anhand einzelner Zahlen getroffen werden, sondern vor dem Hintergrund der Limitationen und durch einen Vergleich der Szenarien mit Referenzanlagen

Annex



Annahmen WACC

Verwendete Annahmen

- Axpo gab einen angenommenen WACC (weighted average cost of capital) für jede Produktionstechnologie vor.
- Für die Aufteilung von Eigenkapital und Fremdkapital wurde wie bei der WACC-Berechnung des BFE (2025) eine 50:50 Aufteilung verwendet.
- Für den Fremdkapitalsatz wurde der Wert des BFE 2025 übernommen (2%).
- Der Eigenkapitalsatz ergibt sich als Residuum der anderen vier Werte ($\text{EK-Satz} = (\text{WACC} - \text{Anteil FK} * \text{FK-Satz}) / \text{Anteil EK}$).

	WACC	Anteil EK	EK-Satz	Anteil FK	FK-Satz
Quelle:	Axpo	BFE (2025)		BFE (2025)	BFE (2025)
Wind	4.0%	50%	6%	50%	2%
PV	4.0%	50%	6%	50%	2%
CCGT Gas	4.0%	50%	6%	50%	2%
New Nuclear	5.0%	50%	8%	50%	2%
Battery	4.0%	50%	6%	50%	2%

Aufteilung Wertschöpfungsketten nach Wertschöpfungsschritten

Wind onshore

Kostenkategorie	Wertschöpfungsschritt	Anteil	Importanteil
Investitionskosten	Planung intern	2%	0%
	Planung extern und Ingenieurwesen	8%	10%
	Herstellung Rotorblätter	15%	80%
	Herstellung Gondel	37%	80%
	Herstellung Türme	14%	80%
	Transport	4%	70%
	Bau Fundament	6%	0%
	Montage	4%	15%
	Netzanschluss	10%	0%
Betriebskosten	Personal	25%	0%
	Versicherung	25%	10%
	Elektrizität	2%	4%
	Pacht	15%	0%
	Wartung	33%	80%
Kapitalkosten	EK-Zins und Abschreibungen	88%	0%
	FK-Zins	12%	10%

Kostensätze 2025

Investitionskosten: 2'327 CHF/kW

Betriebskosten fix: 28 CHF/kW

Betriebskosten variabel: 1 CHF/MWh

Kapitalkosten: WACC 4% und Abschreibedauer 25 Jahre

PV Rooftop

Kostenkategorie	Wertschöpfungsschritt	Anteil	Importanteil
Investitionskosten	Planung intern	2%	0%
	Planung extern und Ingenieurwesen	6%	10%
	Module	23%	88%
	Wechselrichter	10%	100%
	Montagematerial	11%	20%
	Transport	4%	70%
	Montage	30%	0%
	Netzanschluss	14%	0%
Betriebskosten	Kontrollgänge	24%	0%
	Zählerwesen	14%	0%
	Wechselrichter-Ersatz	40%	67%
	Versicherung	22%	10%
Kapitalkosten	EK-Zins und Abschreibungen	90%	0%
	FK-Zins	10%	10%

Kostensätze 2025

Investitionskosten: 4'420 CHF/kW

Betriebskosten fix: 14 CHF/kW

Betriebskosten variabel: 0 CHF/MWh

Kapitalkosten: WACC 4% und Abschreibedauer 25 Jahre

Aufteilung Wertschöpfungsketten nach Wertschöpfungsschritten

PV Alpin

Kostenkategorie	Wertschöpfungsschritt	Anteil	Importanteil
Investitionskosten	Planung intern	1%	0%
	Planung extern und Ingenieurwesen	6%	10%
	Module	7%	88%
	Wechselrichter	3%	100%
	Fundament und Unterkonstruktion	43%	60%
	Transport	6%	70%
	Montage	17%	0%
	Netzanschluss	15%	0%
	Sonstiges	2%	0%
Betriebskosten	Personal	45%	0%
	Reparaturen und Ersatzteile	10%	40%
	Wechselrichter-Ersatz	17%	67%
	Pacht	18%	0%
	Versicherung	10%	10%
Kapitalkosten	EK-Zins und Abschreibungen	90%	0%
	FK-Zins	10%	10%

Kostensätze 2025

Investitionskosten: 4'420 CHF/kW

Betriebskosten fix: 14 CHF/kW

Betriebskosten variabel: 0 CHF/MWh

Kapitalkosten: WACC 4% und Abschreibedauer 25 Jahre

PV Ground

Kostenkategorie	Wertschöpfungsschritt	Anteil	Importanteil
Investitionskosten	Planung intern	1%	0%
	Planung extern und Ingenieurwesen	4%	10%
	Module	35%	88%
	Wechselrichter	7%	100%
	Transport	3%	70%
	Standortvorbereitung und Fundamente	22%	0%
	Montage	20%	0%
	Netzanschluss	8%	0%
Betriebskosten	Personal (Betrieb, Wartung, Reinigung, Adm)	50%	0%
	Reparaturen und Ersatzteile	10%	40%
	Wechselrichter-Ersatz	18%	67%
	Pacht	10%	0%
	Versicherung	12%	10%
Kapitalkosten	EK-Zins und Abschreibungen	90%	0%
	FK-Zins	10%	10%

Kostensätze 2025

Investitionskosten: 800 CHF/kW

Betriebskosten fix: 14 CHF/kW

Betriebskosten variabel: 0 CHF/MWh

Kapitalkosten: WACC 4% und Abschreibedauer 25 Jahre

Aufteilung Wertschöpfungsketten nach Wertschöpfungsschritten

CCGT Gas

Kostenkategorie	Wertschöpfungsschritt	Anteil	Importanteil
Investitionskosten	Planung intern	1%	0%
	Planung extern und Ingenieurwesen	4%	10%
	Gas- und Dampfturbine	43%	100%
	Abhitzedampferzeuger	18%	100%
	Kühlturm und Gebäude	15%	10%
	Transport	4%	70%
	Netzanschluss (Gas- und Strom)	15%	0%
Betriebskosten	Personal (Betrieb + Wartung)	33%	0%
	Vermarktung	18%	0%
	Wartung extern	10%	50%
	Elektrizität	24%	4%
	Versicherung	15%	10%
Brennstoffkosten	Gas (gemäss Spezifikation)	100%	100%
Kapitalkosten	EK-Zins und Abschreibungen	89%	0%
	FK-Zins	11%	10%

Kostensätze 2025

Investitionskosten: 1'578 CHF/kW

Betriebskosten fix / variabel: 22 CHF/kW / 2 CHF/MWh

Brennstoffkosten: 102 CHF/MWh

Kapitalkosten: WACC 4% und Abschreibedauer 25 Jahre

New Nuclear

Kostenkategorie	Wertschöpfungsschritt	Anteil	Importanteil
Investitionskosten	Planung intern	5%	0%
	Planung extern und Ingenieurwesen	8%	25%
	Reaktoren	28%	85%
	Turbinen/Generatoren, Kühlungssysteme	16%	70%
	Plant Balance	18%	30%
	Gebäudebau und vorbereitende Baustellenarbeiten	22%	0%
	Transport (on-site & off-site)	3%	40%
	Personal (Betrieb + Wartung)	40%	0%
Betriebskosten	Wartung und Revision extern	20%	60%
	Ersatzteile	15%	60%
	Elektrizität und Betriebsstoffe	10%	0%
	Versicherung	5%	0%
	ENSI Gebühren, Sicherheit und IT	10%	0%
Brennstoffkosten	Brennelemente	100%	100%
Rückbaukosten	Rückbaufonds ¹	100%	100%
Abfallkosten	Abfall Brennelemente	100%	25%
Kapitalkosten	EK-Zins und Abschreibungen	83%	0%
	FK-Zins	17%	10%

Kostensätze 2025

Investitionskosten: 8'780 CHF/kW

Betriebskosten fix / variabel: 130 CHF/kW / 2 CHF/MWh

Brennstoff- / Abfall- / Rückbaukosten: 2 / 3 / 4 CHF/MWh

Kapitalkosten: WACC 4% und Abschreibedauer 25 Jahre

¹ Da der Rückbau erst nach 2050 anfällt, werden die Kosten für den Rückbaufonds in der Wertschöpfungsrechnung der Szenarien nicht berücksichtigt.

Aufteilung Wertschöpfungsketten nach Wertschöpfungsschritten

Battery

Kostenkategorie	Wertschöpfungsschritt	Anteil	Importanteil
Investitionskosten	Batteriemodule und BMS	50%	100%
	Wechselrichter	18%	100%
	Balance of System	13%	50%
	Transport	4%	70%
	Planung und Installation	15%	0%
Betriebskosten	Energieverluste	15%	4%
	Wartung	40%	0%
	Ersatzteile	25%	100%
	Versicherung	20%	10%
Kapitalkosten	EK-Zins und Abschreibungen	84%	0%
	FK-Zins	16%	10%

Kostensätze (dezentral) 2025

Investitionskosten: 450 CHF/kW

Betriebskosten fix / variabel: 9 CHF/kW / 0 CHF/MWh

Kapitalkosten: WACC 4% und Abschreibedauer 25 Jahre

Kostensätze (grid-scale) 2025

Investitionskosten: 600 CHF/kW

Betriebskosten fix / variabel: 12 CHF/kW / 0 CHF/MWh

Kapitalkosten: WACC 4% und Abschreibedauer 25 Jahre

Power-to-X

Kostenkategorie	Wertschöpfungsschritt	Anteil	Importanteil
Investitionskosten	Planung intern	1%	0%
	Planung extern und Ingenieurwesen	5%	10%
	Elektrolyseur-Stacks	35%	100%
	Balance of Plant	25%	70%
	Gebäude und Infrastruktur	10%	0%
	Speicherung	7%	80%
	Transport	2%	70%
	Installation	5%	0%
	Netzanschluss	10%	0%
	Personal (Betrieb + Wartung)	43%	0%
Betriebskosten	Ersatzteile	33%	90%
	Wasser	7%	0%
	Versicherung	17%	10%
Kapitalkosten	EK-Zins und Abschreibungen	89%	0%
	FK-Zins	11%	10%

Kostensätze 2025

Investitionskosten: 4'420 CHF/kW

Betriebskosten fix: 14 CHF/kW

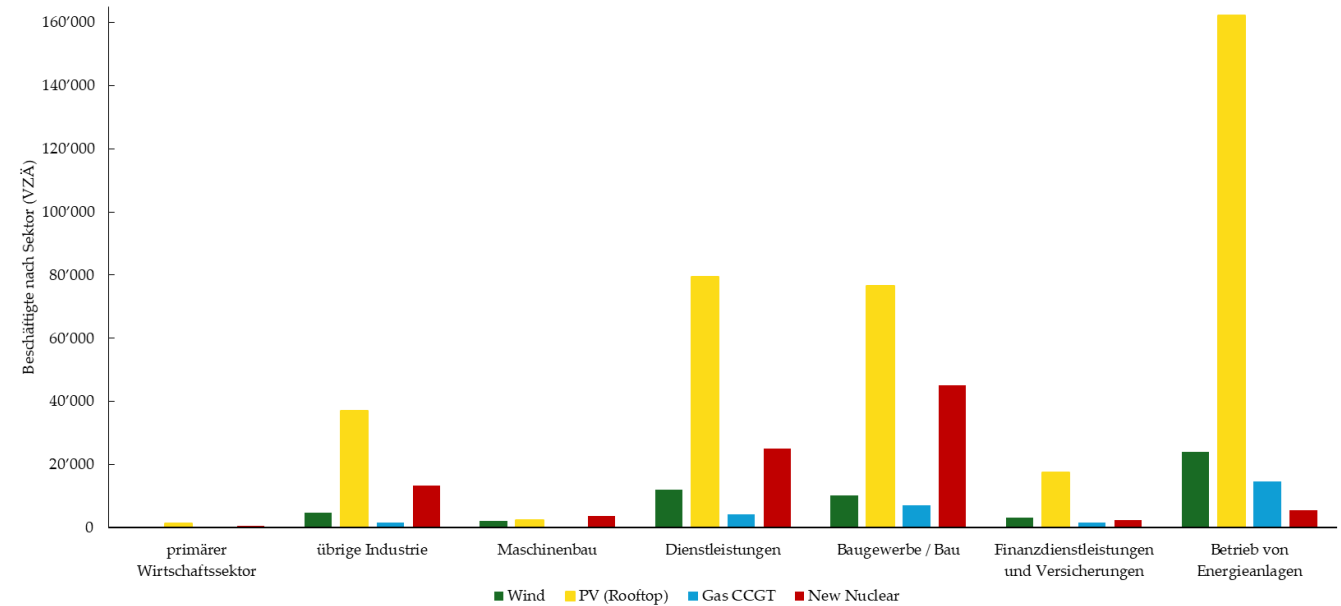
Betriebskosten variabel: 0 CHF/MWh

Kapitalkosten: WACC 4% und Abschreibedauer 25 Jahre

Beschäftigte nach Branchen

Resultate

- Die Abbildung zeigt die Anzahl Beschäftigte pro Branche und Szenario bis 2050 .
- Absolut weist das PV Szenario in jeder Branche die meisten Beschäftigten aus.
- Die meisten Beschäftigten sind im Betrieb von Energieanlagen tätig.
- Die unterschiedliche Verteilung auf die Branchen ist vor allem unterschiedlichen Lebenszyklen geschuldet, wobei bei Wind und insbesondere bei Nuklear deutlich weniger Betriebsjahre bis 2050 enthalten sind.



Plausibilisierung durch andere Studien

Wertschöpfung PV bis 2035: 25 Mrd.

- Referenz ZHAW (2021) bis 2035: 16 Mrd.
- Unterschiede Annahmen ZHAW:
 - Zubau PV bis 2035: 27.5 TWh (vs. 16 TWh bei Axpo Energy Reports)
 - Diskontierung der Werte um 0.5% p.a.
 - Anteil Module an Investitionskosten: 32% (23%)
 - Investitionskosten: 1632 CHF/kWp (vs. 1900 CHF/kW)
 - Abnahme Investitionskosten: 3% p.a. (vs. 1.5% p.a.)
 - Keine Berücksichtigung der Kapitalkosten (11 Mrd. bei Axpo Energy Reports)
 - Keine Unterteilung WS direkt und Vorleistungen

→ Zeigt **Plausibilität**, aber Unsicherheit durch Annahmen. Axpo Energy Reports-Berechnung mit aktuelleren Inputs und verfeinerter Methodik.

Beschäftigung PV im Jahr 2035: 16'419 VZÄ

- Referenz Swisssolar (2024) für 2035: 19'000 VZÄ

Wertschöpfung Wind bis 2035: 792 Mio.

- Referenz ZHAW (2021) bis 2035: 730 Mio.
- Unterschiede Annahmen ZHAW:
 - Zubau Wind bis 2035: 1.2 TWh (wie bei Axpo Energy Reports)
 - Diskontierung der Werte um 0.5% p.a.
 - Investitionskosten: 4226 CHF/kWp (vs. 2327 CHF/kW)
 - Abnahme Investitionskosten: 1% p.a. (vs. 0.5% p.a.)
 - Keine Berücksichtigung der Kapitalkosten (357 Mio. bei Axpo Energy Reports)
 - Keine Unterteilung WS direkt und Vorleistungen

→ Zeigt **Plausibilität**, aber Unsicherheit durch Annahmen. Axpo Energy Reports-Berechnung mit aktuelleren Inputs und verfeinerter Methodik.

Plausibilisierung durch andere Studien

Wertschöpfung Referenzanlage Gas: 1'635 Mio.

- Referenz BAK (2008): 207 Mio.
 - Unterschiede Annahmen BAK:
 - Erzeugte Energie pro Anlage 3.2 TWh (vs. 1 TWh)
 - Investitionskosten von 0.75 mCHF/MW (vs. 1.5 mCHF/MW bei Axpo Energy Reports)
 - Produktionswert aus Strompreisen
 - Capture Preis von 5.5 Rp./kWh (vs. 13.1 Rp./kWh bei Axpo Energy Reports)
 - Referenz Bauphase: 135 Mio. (vs. 204 Mio. bei Axpo Energy Reports)
 - Inflation und andere Entwicklungen seit 2008 sind nicht berücksichtigt.
- **Hohe Unterschiede durch Verdopplung der Investitionskosten und andere Berechnung des Produktionswerts sowie deutlich tiefere Marktpreise erklärbar.**

Beschäftigung Kernkraft: 132'072 VZÄ über 70 Jahre

- Referenz NEA und IAEA (2018): 100'000 VZÄ über 60 Jahre
 - Unterschiede Annahmen IAEA:
 - Kapazität: 1 GW (vs. 1.1 GW bei Axpo Energy Reports)
 - Betriebsdauer 50 Jahre (vs. 60 Jahre bei Axpo Energy Reports)
- **Zeigt hohe Plausibilität der geschätzten Werte, in beiden Fällen aber Unsicherheit vorhanden.**

- BAK Basel Economics (2007). Volkswirtschaftliche Bedeutung der Stromwirtschaft für den Kanton Bern. Studie im Auftrag des Handels- und Industrievereins des Kantons Bern und des Verbands Berner KMU.
- BFE (2025). Erläuterungen zur Berechnung der kalkulatorischen Zinssätze im Jahr 2025 zu den Förderinstrumenten für die Produktion aus erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiestrategie 2050
- BFE (2020). Markterhebung Sonnenenergie 2019.
- BfS (2022). STATENT, Beschäftigte und Vollzeitäquivalente nach Wirtschaftszweigen
- BfS (2022). Monatlicher Bruttolohn (Zentralwert) nach Wirtschaftsabteilungen, beruflicher Stellung und Geschlecht
- BfS (2023). Schweizerische Input-Output-Tabelle 2017
- Breitschopf B., Nathani, C., Resch G. (2012). Methodological guidelines for estimating the employment impacts of using renewable energies for electricity generation. Study commissioned by IEA's Implementing Agreement on Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD).
- Goers, S. et al. (2020) Wirtschaftswachstum und Beschäftigung durch Investitionen in Erneuerbare Energien.
- Huemer, S. (2016). Einflussfaktoren auf die regionale Wertschöpfung am Beispiel PV-Anlagen
- Highjoule.com (2025). Swiss Luxury Home Battery 2025: Premium Villa Energy Storage & ROI Guide
- Hirschl, B., Aretz, A., Prahl, A., Böther, T., Heinbach, K., Pick, D., Funcke, S. (2010). Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien.
- IEA (2021). Onshore wind investment cost structure by component and by commodity breakdown
- IEA (2021). Utility-scale PV investment cost structure by component and by commodity breakdown
- IEA (2021). National Survey Report of PV Power Applications in SWITZERLAND.
- IRENA (2014). The Socio-economic Benefits of Solar and Wind Energy.
- NREL (2024). Utility-Scale Battery Storage.
- NREL (2024). Nuclear.
- NEA und IAEA (2018). Measuring Employment Generated by the Nuclear Power Sector.
- Oh D.-H., Lee C.-H., Lee J.-C. (2021). Performance and Cost Analysis of Natural Gas Combined Cycle Plants with Chemical Looping Combustion.
- pv-barometer.ch (2025). Trends und technische Daten aus der Solarbranche
- Sperr N., Rohrer (2017). Wertschöpfung von Photovoltaik-Anlagen. Erstellung eines Wertschöpfungsrechners für PV-Anlagen
- Solaranlage-ratgeber.de (2025). Photovoltaikanlage Kosten.
- Swiss Economics (2025). Mehrwert SimmeSolar. Einfluss von SimmeSolar auf die regionale Wertschöpfung in Erlenbach und Diemtigen
- Swissolar (2024). Solarmonitor Schweiz: Entwicklungen, Trends und Perspektiven im Photovoltaik-Markt.
- Swissolar (2025). Leitfaden zu PV-Kraftwerken in den Alpen.
- ZHAW (2021). Das Wertschöpfungs- und Arbeitsplatzpotential des beschleunigten Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz in der Schweiz