

Use Case

## Dekarbonisierung von Prozesswärme mit Photovoltaik und thermischem Energiespeicher



### Überblick

Im Jahre 2023 wurden 70% der gesamten industriellen Prozesswärme aus fossilen Brennstoffen erzeugt. Gleichzeitig verantwortete industrielle Hochtemperaturwärme ca. 11% der globalen CO<sub>2</sub>-Emission. Der vorliegende Use Case zeigt, wie mit einer geeigneten Energiesystemlösung Hochtemperaturwärme CO<sub>2</sub>-neutral erzeugt werden und damit ein maßgeblicher Beitrag zur Energiewende in der Industrie leisten kann.

### Ausgangssituation

Unternehmen aus energieintensiven Industrien wie Wärmebehandlung, Oberflächen-technik, Keramik- Ziegel- oder Glasherstellung benötigen zur Herstellung ihrer Güter in der Regel Wärme auf hohem

Temperaturniveau. Je nach Prozesstechnologie werden Temperaturen von 500 bis über 1000°C benötigt. Im vorliegenden Fall benötigt ein Unternehmen Prozesswärme zur Wärmebehandlung Ihrer Produkte bei 200-500°C. Diese Prozesswärme wird heute mehrheitlich aus Erdgas, zu einem geringeren Teil auch aus Netzstrom erzeugt. Die drastischen Anstiege der Strom- und Gaspreise im Jahr 2022 bedeuteten für das Unternehmen eine Vervielfachung ihrer Energiekosten.

### Zielsetzung

Zielsetzung des Auftraggebers war eine alternative Energieversorgung mit deutlicher reduziertem CO<sub>2</sub>-footprint, hoher Autarkierate und geringeren Energiekosten bei gleichzeitig akzeptabler Amortisation seiner Investition. Die detaillierte Ist-Analyse des

zeitlichen Verlaufes von Strom- und Wärmebedarf über ein komplettes Kalenderjahr bildeten die Basis für die Auswahl des optimalen Energiesystems. Darin zeigt sich eine starke Abhängigkeit des Verbrauchs davon, ob es sich um einen Arbeitstag (i.d.R. Montag bis Freitag) oder einen arbeitsfreien Tag (i.d.R. Samstag und Sonntag) handelt.

Um eigenen, CO<sub>2</sub>-freien Strom mit Photovoltaik zu erzeugen, wurden geeignete Dachflächen auf dem Fabrikgelände identifiziert. Um neben dem Strombedarf auch den HT-Prozesswärmebedarf decken zu können, soll der am Wochenende nicht genutzte PV-Strom als Wärme gespeichert werden, um in der darauffolgenden Arbeitswoche zur Verfügung zu stehen.

## Vorgehen

Im Schritt 1 wurde eine Photovoltaikanlage nur für den Strombedarf ausgelegt. Damit kann der Strombedarf im Sommer nahezu vollständig gedeckt wird. An arbeitsfreien Tagen wird der erzeugte Strom nicht abgenommen und ins Netz eingespeist. Der im Winter benötigte Strom muss weiterhin größtenteils aus dem Netz bezogen werden. Damit ergibt sich in der Jahresbilanz eine Eigenverbrauchsquote von 54% und eine Autarkierate von ca. 37%. (Bild 1).

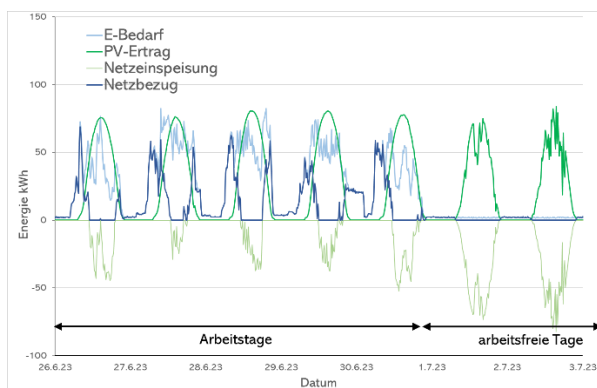


Bild 1: Auswertung des PV-Systems in einer Juni-Woche

Um auch den an arbeitsfreien Tagen vorhandenen PV-Strom selbst zu nutzen (anstatt

einzuspeisen), muss dieser am Wochenende gespeichert und die gespeicherte Energie während der Arbeitswoche verbraucht werden. Rein elektrische Speicher zeigen sich bei Speicherkapazitäten im MWh-Bereich nach wie vor als immens teuer. Stattdessen wurde im Schritt 2 ein Konzept mit einem großen Hochtemperatur-Wärmespeicher, ergänzt um einem kleinen Batteriespeicher, ausgelegt. Dabei ist zu unterscheiden, ob die Prozesswärme im Ausgangszustand bereits elektrisch (Fall 1) oder mit Gas (Fall 2) erzeugt wird. Im Fall 1 wird der Ofen durch Wärme aus dem Speicher - oder falls nicht ausreichend vorhanden - direkt vom Heater versorgt. Im Fall 2 wird der Ofen ebenfalls primär durch den Speicher versorgt. Falls dieser nicht ausreichend Wärme liefern kann, wird zusätzlich Gas verbrannt.

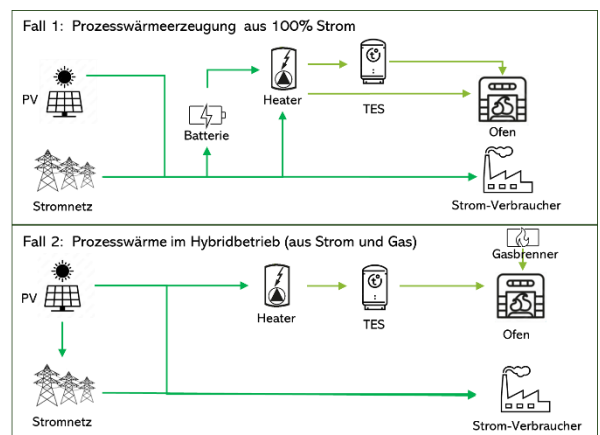


Bild 2: System mit PV und hybridem PV HT- Speicher

Fall 1 bietet das größte Potenzial hinsichtlich Kosteneinsparung (Netzstrom ist teuer als Gas), Fall 2 bietet das größte Potenzial hinsichtlich minimaler CO<sub>2</sub>-Emissionen. Mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen wurden die Systemkomponenten *Heater*, *Thermal Energy Storage (TES)* und *Batterie* so dimensioniert, dass sich hinsichtlich Wirtschaftlichkeit ein Optimum ergibt.

## Ergebnisse

Im Fall 1 kann durch entsprechende Systemoptimierung erreicht werden, dass der Strombedarf des Heaters zu 82% aus dem

bisherigen Einspeisestrom gedeckt wird. Dieser Anteil der HT-Wärme wird damit nun zum Preis der Einspeisevergütung bzw. Direktvermarktung erzeugt. Die Eigenverbrauchsquote steigt auf 88%, der Autarkiegrad auf 47%.

Im Fall 2 gelingt es, den Gasanteil zur HT-Wärmeversorgung von 100% auf 36% zu senken. Solange die Einspeisevergütung geringer als der Gaspreis ist, ergeben sich auch in diesem Fall Energiekosteneinsparungen.

Bild 3 zeigt die erzielbaren Energiekosteneinsparungen in beiden Fällen (Fall 1 = Strom, Fall 2 = Hybrid) in Abhängigkeit von Strom- und Gaspreis. Verglichen mit den abgeschätzten Investitionskosten des Speichersystems (Gesamtinvestitionskosten aus Heater, TES und Batterie), zeigt sich bei den aktuell hohen Energiepreisen des Unternehmens (langfristige Versorgerverträge aus dem Krisenjahr 2022) eine hohe Wirtschaftlichkeit mit schneller Amortisation. Bei fallenden Energiepreisen bleibt die Investition wirtschaftlich, die Amortisationszeit verlängert sich aber.

Der vorliegende Fall zeigt, dass ein System mit Hochtemperaturspeicher auf Basis von regenerativ erzeugtem Strom eine geeignete Lösung darstellt, Prozesswärme zu dekarbonisieren.

Damit werden nicht nur CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart, sondern gleichzeitig die Energiekosten des Unternehmens gesenkt. Mit dem verwendeten System kann Hochtemperaturwärme bis ca. 1000°C elektrifiziert und gespeichert werden. Die Einspareffekte können weiter vergrößert werden, wenn der für die Wärmeerzeugung zur Verfügung stehende Anteil des PV-Stroms vergrößert wird (geringerer Stromverbrauch oder größere PV-Anlage).

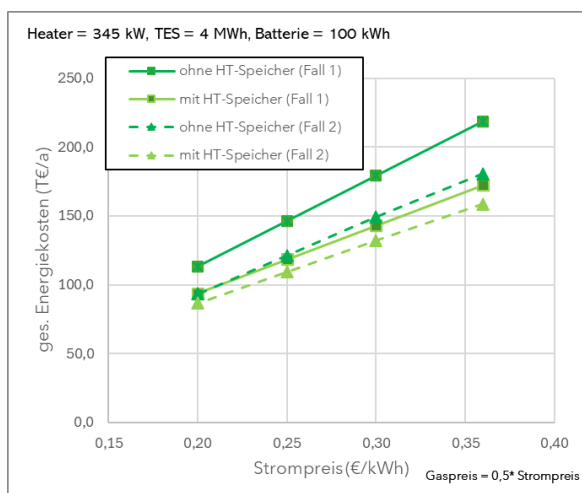


Bild 3: Gesamtenergiekosten mit u. ohne HT-Speicher

## Schlussfolgerung