

3.6 Blaupause 8: Integration flexibler PtH-Module

Blaupause									
Zielgruppen	<ul style="list-style-type: none"> ■ (Energieintensive) Industrieunternehmen ■ Netzbetreiber ■ Aggregatoren / VK-Betreiber 								
Ausgangslage und Problemstellung	<p>Verbrennungsanlagen mit fossilen Energieträgern stellen die Wärme für industrielle Produktionsprozesse beispielsweise in Form von Dampf bereit. Der Primärenergiebedarf bei der Verbrennung lässt sich nur bedingt und begrenzt auf erneuerbare Energieträger (Biomasse/Biogas, synthetische Brennstoffe) umstellen. Zudem lässt sich die Flexibilität des Endenergiebedarfs nicht für den Stromsektor nutzen. Die (teilweise) Elektrifizierung der Wärmeerzeugung bietet sich an, um eine strombasierte Wärmeerzeugung in Zeiten überschüssigen EE-Stroms oder unausgeglichene Lastverhaltens zu verlagern. Dies setzt Investitionen und entsprechende Geschäftsmodelle voraus.</p>								
Lösungsansatz	<p>Am Markt verfügbare PtH-Module werden in die Wärmeinfrastruktur integriert und Einsatzfahrpläne energiepreisbasiert erstellt, um die Energiekosten der Wärmeerzeugung zu senken.</p> <p>Erfolgsfaktoren für den Lösungsansatz:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Niedrige Strompreise am Intraday-Markt (im Vergleich zu Brennstoffen) über hinreichend lange Zeiträume bzw. wirksame Anreize vom Regelenergiemarkt bedingen die Wirtschaftlichkeit ■ Eine redundante Auslegung von Wärmeerzeugungsanlagen gewährt die Sicherheit der Wärmeversorgung ■ Ein ausgereiftes, umfassendes Lastmanagement (Produktionsplanung, Wärmebedarf, Verfügbarkeit elektrischer Leistung) bewahrt die Sicherheit der Stromversorgung 								
Einordnung der Blaupause	<table border="1"> <tr> <td>Haushalte</td> <td>GHD</td> <td>Industrie</td> <td>Energie</td> </tr> <tr> <td>Flexibilisierung</td> <td>Sektorkopplung</td> <td></td> <td>Erzeugung</td> </tr> </table>	Haushalte	GHD	Industrie	Energie	Flexibilisierung	Sektorkopplung		Erzeugung
Haushalte	GHD	Industrie	Energie						
Flexibilisierung	Sektorkopplung		Erzeugung						
Technologiereifegrad	<p>1 2 3 4 5 6 7 8 9</p> <p>TRL: Technologie (PtH-Module) ausgereift und kommerziell verfügbar</p>								
Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten	 <p>■ Papierfabrik PtH ■ Power-to-Steam ■ EUREF PtH/PtC</p>								
Innovationsgehalt	<p>Die PtH-Technik findet in Deutschland bislang nur sehr begrenzt Einsatz, während sie in Dänemark bereits großflächig genutzt wird und entsprechend erprobt ist. Der „Fuel Switch“ zwischen zwei parallel vorhandenen, redundanten Wärmeerzeugungsanlagen in Abhängigkeit von Marktpreisen (Erdgas vs. Strom) ist gängig, aber die Anbindung an Flexplattformen im Rahmen von SINTEG ist neu. Auch das Zusammenspiel der Module mit einigen Produktionsprozessen (Kupferproduktion) wurde erstmalig erprobt.</p>								
Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> ■ Wärmebedarf in Form von Dampf oder Niedertemperaturanwendungen (beispielsweise Thermalölerhitzung, Wasseranwärmung) ■ PtH-Module integrierbar in die Wärmeversorgungsinfrastruktur ■ Entsprechende elektrische Anschlussleistung verfügbar 								

Die Wärmebereitstellung für Produktionsprozesse in der Industrie erfolgt typischerweise durch Heizkessel oder (Gas- und) Dampfkraftwerke, die mit Erdgas oder anderen fossilen Brennstoffen befeuert werden. Die Anlagen speisen Dampf in ein internes Wärmenetz oder ein Verbundnetz in industriellen Clustern ein. In Industrien mit Niedertemperaturanwendungen dienen die Anlagen beispielsweise der Thermalölerhitzung oder Wasseranwärmung.

Die Integration von PtH-Modulen in die Wärmeinfrastruktur erlaubt die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung beispielsweise zur Nutzung überschüssigen Stroms aus dem Netz. Das Netz kann so entlastet und die konventionellen, CO₂-intensiven Wärmeerzeugungsanlagen

heruntergeregelt werden. Findet die konventionelle Wärmeerzeugung in wärmegeführter Kraft-Wärme-Kopplung statt, die Elektrizität unabhängig vom (Über-)Angebot von Strom in das Netz einspeist, verstärkt sich der netzentlastende Effekt durch PtH-Anlagen bei Stromüberschuss, da im Vergleich zur Ausgangssituation der Strombedarf erhöht und die Stromproduktion gesenkt wird.

Die handelsüblichen PtH-Anlagen müssen gegebenenfalls an besondere, industrielle Umgebungen angepasst werden, d. h. Temperatur, Staubbelastung, bauliche Gegebenheiten hinsichtlich Zugänglichkeit und Ähnliches. Neben dem Bau und der Inbetriebnahme sind die regelungstechnischen Abhängigkeiten des kombinierten Betriebs aus konventioneller Wärmeerzeugungsanlage und PtH-Modul in der Programmierung der Anlagensteuerung zu berücksichtigen. Die Anpassung des Leitsystems kann durch den Betreiber selbst bzw. durch Dienstleister erfolgen. Die IKT-Anbindung an ein virtuelles Kraftwerk kann über Standard-Fernwirkprotokolle (z. B. IEC 104, Modbus) und/oder anbieterspezifische Protokolle erfolgen.

Die technische Einbindung der Module hat sich als problemlos erwiesen. Das Lastmanagement kann jedoch komplex werden, da der anstehende Wärmebedarf und die verfügbare elektrische Leistung zu managen sind. Ein weiterer Verbundbetrieb oder Wärmespeicher können hierbei helfen Wärmebedarf und -erzeugung zeitlich zu entkoppeln.

Bei der Erstellung von Fahrplänen für PtH-Module bzw. in Steuerungsalgorithmen sind die technischen Rahmenbedingungen der Anlage zu berücksichtigen. Anfahrt- und Mindestlaufzeiten sind Nebenbedingungen der Einsatzplanung.

Der wirtschaftliche Betrieb von PtH-Modulen setzt ein entsprechendes Strompreissignal voraus bzw. Endverbraucherpreise, die die strombasierte Wärmeerzeugung gegenüber der in der Regel Erdgas-basierten Wärmeerzeugung vorteilhaft machen. Die Flexibilität des Stromverbrauchs von PtH-Modulen kann am Regelenergiemarkt monetarisiert, d. h. als negative Sekundärregelleistung angeboten werden, sofern die entsprechenden Vorgaben erfüllt werden.

Im Rahmen von enera integrierte die Papier- u. Kartonfabrik Varel einen elektrischen Dampferzeuger mit einer Leistung von 20 MW. Die Fabrik benötigt viel Dampf für ihre Trockenzylinder und Wärmeabnehmer, der bislang mit Gas erzeugt wurde. Durch das PtH-Modul kann der Industriebetrieb auf elektrische Dampferzeugung umschalten, wenn umliegende Windkraftanlagen überschüssigen Strom produzieren. Da der Stromverbrauch beim Produktionsprozess stark schwankt, ist für einen Flexibilitätsmarkt die jeweils verfügbare Leistung des Moduls zu prognostizieren. Steuerung und Vermarktung erfolgen automatisiert. Im Rahmen eines Feldtests zur Netzengpassminderung lieferte das PtH-Modul 4,7 MW negative Flexibilität über eine Stunde an das virtuelle Kraftwerk der EWE im enera-Flexibilitätsmarkt.

Im Rahmen von NEW 4.0 wurde bei der Aurubis AG (NE-Metall-Industrie) ein 10 MW-Elektrodendampfkessel stromseitig auf 6,3 kV an das Netz angeschlossen. So kann etwa die Hälfte des Dampfbedarfs am Standort strombasiert gedeckt werden. Der Kessel wird mit Wasser gespeist, das durch die Elektroden verdampft wird. Der Dampf wird mit 3,5 bar aus dem Kessel an die Verbraucher geführt. Das Unternehmen plant den Einsatz des Elektrodendampfkessels basierend auf den Intraday-Marktpreisen und internem Strom- sowie Wärmebedarf.

Algorithmen können in Abhängigkeit der aktuellen Spotmarktpreise optimale Strombezugs- und Einspeiseverhalten ermitteln. Die Aurubis AG hat einen Grenzpreis von 20€/MWh ermittelt, der die strombasierte Dampferzeugung gegenüber dem Gaskessel rechtfertigt. Der

Prozess der Einsatzplanung basierend auf Intraday-Marktpreisen im Falle der Aurubis AG ist im folgenden Ablaufdiagramm skizziert. Der Planungshorizont umreißt sieben Tage und der Prozess wird entsprechend im Wochenrhythmus manuell durchgeführt. Die Überschaubarkeit des Aufwands führte dazu, dass der Prozess nicht vollständig automatisiert wurde.

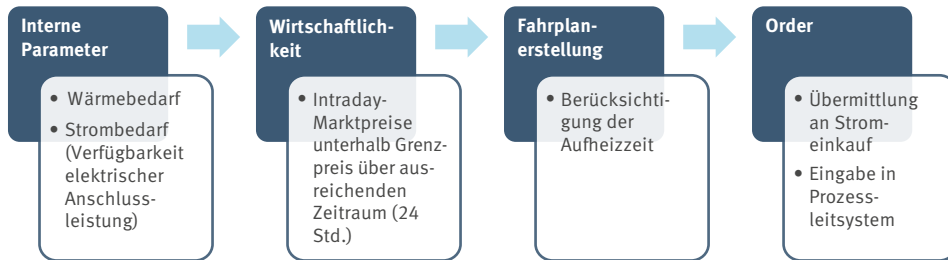


Abbildung 12: Prozess der Pth-Einsatzplanung basierend auf dem Intraday-Markt (Beispiel, Darstellung: Guidehouse)

3.6.1 DETAIL-BLAUPAUSE 8.1: FLEXIBLE WÄRME- UND KÄLTEVERSORGUNG EINES GEWERBEAREALS

Detail-Blaupause									
Zielgruppen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Energieversorger ■ GHD-Betriebe 								
Ausgangslage und Problemstellung	Bürogebäude und Rechenzentren benötigen Wärme und/oder Kälte. Die entsprechenden Aggregate werden in der Regel bedarfsgerecht gefahren und mit fossilen Energieträgern befeuert. Der aggregierte Energiebedarf von zentral versorgten Gewerbearealen könnte Flexibilitätspotenzial bieten.								
Lösungsansatz	<p>Die Integration von Pufferspeichern und strombasierten Anlagen (Durchlauferhitzer, Kompressionskältemaschine) und deren Anbindung an den Strommarkt kann bei einem Überangebot an Strom die Netze entlasten und die Kosten der Energieversorgung senken.</p> <p>Erfolgsfaktoren für den Lösungsansatz:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Vollautomatisierung der Fahrplanerstellung und Systemsteuerung unter Berücksichtigung des prognostizierten Bedarfs (Wetterdaten), technischer Vorgaben und Strompreisen ■ Einsatz künstlicher Intelligenz und permanent lernender Steuerungs-Algorithmen zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit und des Beitrags zur Netzentlastung ■ Einsatz möglichst großer Wasserspeicher und Nutzung von Rohrleitungen als zusätzliches Speichervolumen ■ Geringe/volatile Strommarktpreise 								
Einordnung der Blaupause	<table border="1"> <tr> <td>Haushalte</td> <td>GHD</td> <td>Industrie</td> <td>Energie</td> </tr> <tr> <td>Flexibilisierung</td> <td>Sektorkopplung</td> <td></td> <td>Erzeugung</td> </tr> </table>	Haushalte	GHD	Industrie	Energie	Flexibilisierung	Sektorkopplung		Erzeugung
Haushalte	GHD	Industrie	Energie						
Flexibilisierung	Sektorkopplung		Erzeugung						
Technologiereifegrad	<p>1 2 3 4 5 6 7 8 9</p> <p>TRL: Technische Komponenten kommerziell verfügbar; IT-Lösung proprietär</p>								
Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten	 <p>■ EUREF PtH/PtC</p>								
Innovationsgehalt	Die Nutzung von PtH-Modulen und Wasserspeichern ist nicht neuartig. Innovativ ist die hydraulische Einbindung der Wasserspeicher, die die Aufnahme von Kälte oder Wärme erlaubt. Die automatisierte Systemsteuerung ist innovativ								
Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> ■ Wärme-/Kältebedarf in Form von Warm-/Kaltwasser (Raumheizung, Raumkühlung) ■ Wasserspeicher integrierbar in das bestehende Wärme- und Kälteversorgungssystem ■ Entsprechende elektrische Anschlussleistung für elektrische Aggregate verfügbar 								

Am „Europäischen Energieforum“ EUREF in Berlin sind 87 Unternehmen mit insgesamt etwa 5.000 Beschäftigten angesiedelt. Für die Energieversorgung des Büroquartiers entwickelte die GASAG Solution Plus in einem WindNODE-Projekt eine bundesweit einmalige PtH/PtC-Anlage. Sie wurde in einer Halle im Zentrum des Areals errichtet. Es ist die erste und bisher einzige Anlage ihrer Art in Deutschland. Die Komponenten wurden in das bestehende Versorgungssystem eingebunden. Abbildung 13 illustriert den Aufbau der Energieversorgung.

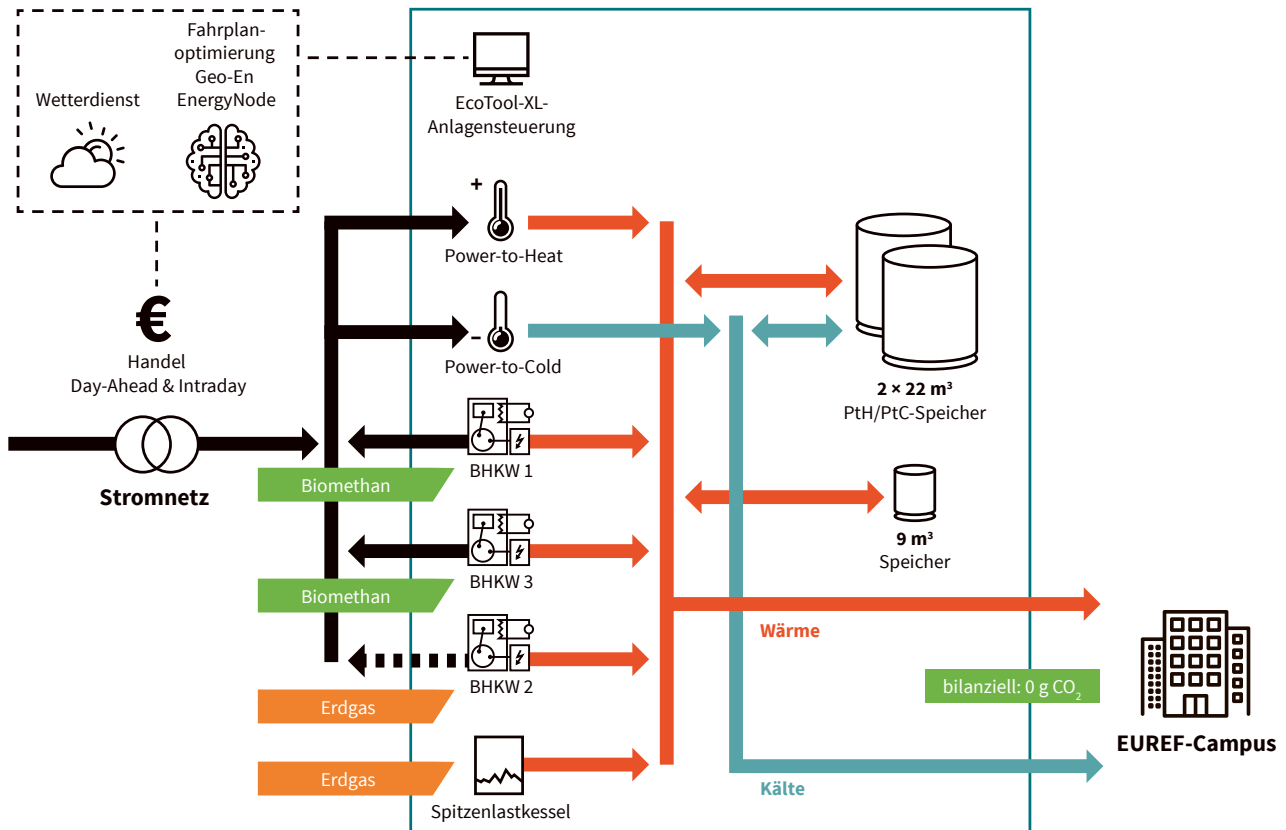


Abbildung 13: Prinzipskizze der Energieversorgung des EUREF-Campus (WindNODE, 2020b)

Aus der Energiezentrale werden sämtliche Gebäude über ein 2,5 Kilometer langes System von Rohrleitungen mit Wärme und Kälte für die Büros und die Kühlung der vorhandenen Computer- und Serverräume versorgt. Zuvor wurde Wärme vor allem durch ein Bio-Methan-BHKW (400 kWel, 431 kWth), ein mit Erdgas betriebenes Eigenstrom-BHKW (50 kWel, 100 kWth) und zwei Erdgas-befeuerte Spitzenlast-Gaskessel mit je 2,1 MW Leistung bereitgestellt. Zwei mit Ökostrom betriebene Kompressionskältemaschinen (je 278 kW Leistungsaufnahme und 1 MW Kälteleistung) decken den ganzjährigen Kältebedarf.

Im Rahmen des Projekts wurden ein Durchlauferhitzer (500 kW) als PtH-Anlage und zwei Wasserspeicher (je 22 m³) errichtet und integriert. Es ist das deutschlandweit erste PtH-/PtC-Speichersystem aus Speichern, die hydraulisch so konzipiert sind, dass für jeden Speicher einzeln festgelegt werden kann, ob er mit Wärme aus den Wärmeerzeugern oder mit Kälte aus den Kompressionskältemaschinen beladen werden soll.

Um die Flexibilität, die Wirtschaftlichkeit und den entlastenden Effekt auf das Stromnetz zu maximieren, wird neben den Wasserkesseln auch ein Teil des Leitungssystem als Speicher genutzt. Durch die Einbindung des Volumens des Nahwärmenetzes verdoppelt sich die Speicherkapazität.

Vorab wurde das gesamte Energiesystem am EUREF-Campus mit allen Verbräuchen, Kesseln, Speichern sowie den Wärme- und Kälteerzeugern simuliert. Die Steuerung wurde basierend auf historischen Wetter- und Strompreisdaten getestet und optimiert. Die Innovation des Projekts liegt primär in der Steuerung des Systems und weniger in den technischen Komponenten. Es wurde eine proprietäre, automatisierte IT-Lösung mit künstlicher Intelligenz entwickelt („EcoTool“). Die Steuerung berücksichtigt technische Rahmenbedingungen wie die Anlaufzeiten der Komponenten und begrenzt die Zahl von Schaltzyklen, um die Lebensdauer nicht negativ zu beeinflussen. Die Kompressoren benötigen zwei Stunden, um die Wasserspeicher auf einen Minimalwert von 8 °C herunter zu kühlen. Die Erhitzung auf 90 °C benötigt vier Stunden. Die Kapazität genügt für die Zwischenspeicherung von Wärme oder Kälte für wenige Stunden.

Darüber hinaus werden Wetterdaten und Strommarktdaten berücksichtigt, um die strombasierte Kälte- bzw. Wärmeerzeugung in Zeiten geringer Strompreise ($< 10 \text{ €/MWh}$) zu legen und vorgelagerte Stromnetze zu entlasten. Die Flexibilität der Anlage und die Menge an Energiewandlern ermöglicht es alle 15 Minuten auf Basis von Markt- und Wetterprognosen die optimale Einsatzreihenfolge der Energiewandler festzulegen. Die Strommengen für den Betrieb der Kältekompressionsmaschinen werden im Voraus am Day-Ahead-Markt beschafft. Am Intraday-Markt besteht Optimierungspotenzial für den Durchlauferhitzer. Die Teilnahme am Regelenergiemarkt wurde nicht verfolgt. Zur Deckung der Bedarfe wird schließlich unter Berücksichtigung aktueller Marktdaten mit einem stochastischen Optimierungsalgorithmus ein möglichst idealer Fahrplan errechnet und auf die Steuerung übertragen. Die Automatisierungstechnik regelt über die gesamte Prozesskette – von der Datenentstehung am Sensor bis zur Automatisierung der Prognosebildung und Fahrplanoptimierung.

Simulationen hatten gezeigt, dass es am Standort wirtschaftlich mehr Sinn macht, beide Speicher das ganze Jahr überwiegend als Kältespeicher zu nutzen. Das liegt daran, dass die Erzeugung von Kälte wirtschaftlich lohnender ist als die strombasierte Wärmeerzeugung, die in dem System intern mit dem geförderten Biomethan-BHKW konkurriert, das Wärme kostengünstig bereitstellt, während die PtH-Anlage mit Abgaben und Umlagen belastet wird. Die optimale Wirtschaftlichkeit der Anlage wird somit erreicht, wenn vorrangig Kältemaschinen genutzt werden, deren Einsatz nicht durch das BHKW ersetzt werden kann.

Es wird erwartet, dass sich die Wirtschaftlichkeit der flexiblen Anlage weiter erhöht, einhergehend mit steigender Preisvolatilität an den Strommärkten. Die gesammelten Erkenntnisse können auf andere Projekte und Anwendungsfelder übertragen werden, beispielsweise Wohnquartiere.