

Motivation

Der Wärmeknoten Dürnrohr wurde im Zuge der Errichtung der Müllverbrennungsanlage in Dürnrohr erbaut, und später mit dem Bau der dritten Linie um eine weitere Dampfturbine erweitert. In den Wärmeknoten speisen verschiedene Wärmeerzeuger ein: drei Linien der Müllverbrennungsanlage und der zweite Block des Kohlekraftwerks Dürnrohr. Der Dampf aus dem Wärmeknoten versorgt verschiedene Abnehmer: Zunächst wird der Dampf über die Turbinen geleitet und Strom erzeugt. Je nach Wärmebedarf wird der Dampf einer der Turbinen entnommen und in den Wärmeknoten eingespeist. Aus diesem Wärmeknoten kann der Dampf in das Fernwärmenetz für die Region Tulln St. Pölten eingespeist werden sowie für die Eigenversorgung der Müllverbrennungsanlage und als Prozessdampf für die Bioethanolanlage der Firma AGRANA genutzt werden. Müll ist keine einheitliche Substanz, vielmehr handelt es sich um heterogene Mischungen unterschiedlichster aufbereiteter Sekundärbrennstoffe, welche auch jahreszeitlich schwanken. Damit schwankt aber inhärent auch die erzeugte Dampfmenge der Müllverbrennungslinien. Diese Schwankungen können am Eingang der Dampfturbine EVZ2 innerhalb von etwa 15 Minuten bis zu 10t/h Dampf auf- bzw. abwärts betragen. Ein thermischer Energiespeicher kann einen wesentlichen Beitrag dazu leisten, Spitzen zu glätten und das Lastprofil der Kessel zu „vergleichmäßigen“. Als Ergebnis des Projektes sollte eine Entscheidungsgrundlage für die optimierte Speicherauswahl am Standort Dürnrohr gefunden werden. Dazu sollte eine detaillierte technisch-ökonomische Betrachtung der untersuchten Wärmespeichertechnologien (Ruth-Wärmespeicher, Festbettregenerator, SandTES und Latentwärmespeicher) erfolgen.

Randbedingungen für die Speicherauslegung

Die Randbedingungen an benötigter Speicherkapazität, Speicherleistung, die Lade- und Entladeparameter sowie die Ent- und Beladzeit für den Einsatz der zu untersuchenden Speichertechnologien im Wärmeknoten Dürnrohr wurden vom Projektpartners EVN anhand von betriebsinternen Daten für den Wärmeknoten Dürnrohr, entsprechend der Tabelle 1, ermittelt.

Tabelle 1: Randbedingungen Speicherauslegung

Benennung	Parameter
Kapazität	70 MWh _{th}
Speicherleistung	10 MWh _{th}
Speisewassertemperatur	40 °C
Ladeparameter	Dampf: 50 bar, 380 °C
Entladeparameter	Dampf: 17 bar, 210 °C
Entladezeit	7 Stunden

Da für die weitere Prozessführung im Wärmeknoten ein Entladedampf von 17 bar und 210 °C notwendig ist, muss bei thermischen Energiespeichern, wie z.B. dem Ruth-Speicher, welche nur Satttdampf bei entsprechendem Druck bereitstellen können, dem Speicher eine Überhitzung nachgeschaltet werden. Diese nachträgliche Überhitzung stellt am Wärmeknoten Dürnrohr kein Problem und somit auch keinen Ausschließungsgrund für solche Technologien dar. Diese geringe Überhitzung von circa 6 °C kann am Wärmeknoten ohne Probleme einem Speicher nachgeschaltet durchgeführt werden. Somit bestanden keine Einschränkungen in Bezug auf möglich einzusetzende Speichertechnologien.

Fördergeber und Projektpartner

Das Forschungsprojekt wurde von der Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) innerhalb der Programmlinie Energieforschung (FFG Projektnummer 858916) gefördert.

Speicherauslegung und Kostenanalyse

Für den Wärmeknoten Dürnrohr wurden im Zuge des Forschungsprojektes HTESDürn vier Speichertechnologien (Ruths-Speicher, SandTES-Technologie, Festbettregenerator und Latentwärmespeicher) auf ihre Eignung zur Integration in den Wärmeknoten untersucht. Dazu wurden, ausgehend von den im Konsortium festgelegten Randbedingungen für den Betrieb der Speicher, unterschiedliche RI-Varianten für eine mögliche Einbindung der einzelnen Speichertechnologien entwickelt. Im Anschluss daran wurden die einzelnen Speicher dimensioniert und ausgelegt sowie die Kosten für die Hauptkomponenten der Speicher bei den entsprechenden Komponentenzulieferbetrieben angefragt, welche für die Ermittlung der Kapitalkosten der Technologien notwendig sind. Abgerundet wurde das Projekt mit einer Abschätzung der Kapital- sowie der operativen Kosten für die einzelnen Speichertechnologien.

Prinzipiell muss festgehalten werden, dass die Speicheraufgabe prozessseitig latenter Natur ist, denn es geht um die Speicherung von Satttdampf mit 17bar. Am Standort Dürnrohr konnte aufgrund der großen Flexibilität des lokalen Dampfsystems eine Betriebslösung konzipiert werden, welche auch den Einsatz sensibler Speichertechnologien ermöglicht (sandTES und Festbettregenerator). Es konnten je nach Konzept Temperaturhübe im Bereich von 130 bis 180°C realisiert werden. Dies liegt nicht im wirtschaftlichen Optimalbereich für sensible Hochtemperaturspeicher (Hübe zwischen 200 und 400°C wären wünschenswert), aber es erlaubt immerhin einen technisch korrekten Einsatz der Technologien.

Werden die Belade- und Entladevorgänge der Speicher im Detail betrachtet, so ergeben sich zwei unterschiedliche Konstellationen, welche Auswirkungen einerseits für deren Auslegung und andererseits für deren Betriebsweise haben.

Während der Speicherbeladung liegt primär ein sensibler Wärmetransport (nur im Falle einer geringen Teilkondensation des Wärmeträgermediums wäre noch ein latenter Anteil zu berücksichtigen) aus dem Wärmeträgermedium vor.

Beim Entladevorgang des Speichers erfährt das Wärmeträgermedium vorrangig eine Verdampfung (das Wärmeträgermedium wird dabei vollständig verdampft und danach erfährt der Satttdampf eine sehr geringe Überhitzung von ca. 6 °C) und es liegt somit ein latenter Vorgang vor. Beim Entladevorgang ist der Pinch-Point von großer Relevanz, da diesem für die Dimensionierung der Wärmetauscher eine bedeutende Rolle zukommt. Zusätzlich hat die Pinch-Temperaturdifferenz einen maßgeblichen Einfluss auf den Temperaturhub, und damit bei den sensiblen Systemen auf die Speichergröße und die umzuwälzenden Materialmassenströme.

Die auf die Dimensionierung der Speicher anschließende Kostenanalyse hat ergeben, dass der Ruths-Speicher aufgrund seiner deutlich höheren Investitionskosten (ca. 47% bezogen auf die Kosten der SandTES-Technologie mit Längsrippen) im vorliegenden Fall (hohe Speicherenergie von 70MWh_{th}) wirtschaftlich eindeutig schlechter gestellt ist. Die Kosten für die SandTES-Technologie, Latentwärmespeicher und Festbettregenerator liegen dagegen in gleicher Größenordnung.

Wie bereits oben beschrieben, sind die während der Energieein- und -auspeicherung ablaufenden Wärmetransportvorgänge größtenteils (speziell im Falle der Entladung des Speichers) mit einer Änderung des Aggregatzustandes des Wärmeträgermediums verbunden. Dieses Betriebsverhalten des Wärmeträgermediums entspricht annähernd dem eines Latentwärmespeichers. Dies spricht, bei gleichen Investitionskosten gegenüber dem Festbettregenerator und der SandTES-Technologie, für eine bevorzugte Integration der Latentwärmespeichertechnologie in den Wärmeknoten Dürnrohr.

Würde eine sofortige Investitionsentscheidung anstehen, so wäre zusätzlich noch zu berücksichtigen, dass die SandTES-Technologie bisher nur im Pilot-Maßstab mit längsangeströmten Glattrohren getestet wurde, und dass beim Festbettregenerator die Frage nach dem Thermal Ratcheting bei großen Speicheranlagen noch nicht hinreichend geklärt ist.