



BOSCH
Technik fürs Leben

Fachbericht

www.bosch-industrial.com

Prozesswärmeversorgung im Kontext der Dekarbonisierung – wie sehen die Industriekessel der Zukunft aus?

Dipl.-Ing. (FH) Daniel Gosse MBA, Leiter Marketing Bosch Thermotechnik Gewerbe und Industrie

Fast jedes Produkt des täglichen Gebrauchs in Industrienationen wird unter Verwendung von thermischer Energie produziert – von Lebensmitteln bis hin zu Fahrzeugteilen, Kleidung und Medizin. Häufig stammt diese Wärme aus Energieerzeugern wie Dampfkesseln, Heißwasserkesseln oder BHKWs, seltener auch aus Wärmepumpen, Abwärme oder Solarthermie. Bislang verstand man im Bereich Prozesswärme unter Dekarbonisierung das feuerungsseitige Entfernen kohlenstoffhaltiger Beläge im Kessel. Im Zuge der Diskussionen um CO₂ als Treiber des Klimawandels ist das Thema ein anderes: Dekarbonisierung meint hier die Umstellung von Produktionsprozessen auf CO₂-neutrale Technologien. Insbesondere für die Prozesswärme ist dieses Thema differenziert zu betrachten und stellt größere technische Herausforderungen dar, als bei reinen Heizanwendungen. Viele der Prozesse in der Industrie benötigen hohe Temperaturen und Drücke, sowie große Anschlussleistungen bis hin zu mehreren hundert Megawatt.

Wirtschaftliche und globale Betrachtung

Energiepreise sind regional extrem unterschiedlich. Während man in Saudi-Arabien Aussagen wie „bei uns ist Diesel billiger als Wasser“ hört, kitzelt man anderenorts die letzten Zehntel Prozente Effizienz aus Prozesswärmesystemen heraus. Selbst innerhalb Europas gibt es große Unterschiede: Man vergleiche z. B. die Strompreise für Nichthaushalts-Kunden in Frankreich (Atomstrom, 9 ct/kWh) oder Schweden (Wasserkraft, < 7 ct/kWh) mit denen in Deutschland (16 ct/kWh). Eine Gemeinsamkeit eint jedoch eine Vielzahl von Ländern: Erdgas ist in den meisten Ländern mit 2,5–3,5 ct/kWh günstig. Die Versorgung mit Erdgas und dessen Verbrennung sind besonders zuverlässig und bieten vergleichsweise niedrige Emissionen bei gleichzeitig hohem primärenergetischen Wirkungsgrad. Dies ist wohl auch ein Grund dafür, dass bei einem Großteil der Bestandsanlagen noch heute ein großes Einsparpotential durch Modernisierungsmaßnahmen ungenutzt bleibt. Neben Komponenten zur Abwärmenutzung und effizienteren Prozesswärme-Verbrauchern bieten neue digitale Effizienzassistenten durch eine optimierte Betriebsweise die Chancen Verluste zu reduzieren.

Während der Einsatz von Heizöl immer weiter rückläufig ist, erfreut sich Erdgas bei industriellen Prozesswärmeversorgungen weiter steigender Beliebtheit. Die in einigen Ländern eingeführte Besteuerung von CO₂-Emissionen wird sich jedoch direkt auf den Gaspreis auswirken. Die Erfahrung aus vergangenen Jahrzehnten zeigt, dass von der Industrie im Falle steigender Energiepreise zunächst Effizienzsteigerungsmaßnahmen umgesetzt werden. Erst wenn diese ausgereizt sind, wird über Technologiewechsel bzw. Brennstoffumstellung nachgedacht.

Die Vermutung liegt daher nahe, dass Industriebetriebe einer der letzten Sektoren sind, die sich vollständig vom Erdgas als Energieträger abwenden werden. Der Umstieg bedeutet hier in der Regel größere Investitionen, ohne dass dadurch z. B. die Produktionsmenge erhöht wird. Für viele Entscheider ist es daher eine wirtschaftlich getriebene Entscheidung. Erfahrungsgemäß werden Entscheidungen über Investitionen daher oft erst dann gefällt, wenn eine Kapitalrückflussdauer von maximal 2–3 Jahren erreicht wird und langfristig hohe Kostenreduktionen zu erwarten sind. Anderenfalls sind Entscheidungen über große Investitionen für den Austausch thermischer Großanlagen eher selten durchzusetzen.

Welche Anwendungen und Prozesse sind betroffen?

Betrachtet man thermische Anwendungen bei Industrie- und Gewerbebetrieben differenziert, so lässt sich grob unterscheiden zwischen: Heizanwendungen, Prozessen niedrigerer Temperaturen bis 110°C und Hochtemperaturprozessen, die meistens zwischen 110–300°C liegen. In besonderen Fällen wie der Herstellung von Treibstoffen oder bei Direktbeheizung z. B. in der Metallherstellung sind auch deutlich höhere Temperaturen zu finden.

Ob Heißwasser oder Dampf als Wärmeträger-Medium im Bereich über 110°C verwendet wird, spielt für das Thema Dekarbonisierung kaum eine Rolle. Viel wichtiger ist das benötigte Temperaturniveau. Für Heizanwendungen (<110°C) gibt es einige alternative Technologien, die einzeln oder in Kombination angewendet werden können. Beispiele sind Hochtemperatur-Wärmepumpen oder solarthermische Unterstützung. Hier ist am ehesten mit einem technologischen Wechsel zu rechnen. Voraussetzung ist ein

„Wir übernehmen Verantwortung für den Klimaschutz und handeln deshalb jetzt“, so Dr. Volkmar Denner, Vorsitzender der Geschäftsführung der Robert Bosch GmbH. „Klimaschutz ist machbar und mit der nötigen Konsequenz schnell umsetzbar“, betonte Denner weiter. „Unsere Investitionen nützen nicht nur uns bei Bosch, sie nützen der gesamten Menschheit.“



Eine sofortige Umstellung aller fossil befeuerten Prozesswärmeerzeuger in Deutschland auf elektrischen Betrieb würde vermutlich sowohl die Stromerzeugungskapazitäten als auch die Stromnetze überfordern.

starker Anstieg des Gaspreises und sinkende Preise für diese alternativen Technologien. Neben Heizanwendungen können beispielsweise auch Reinigungs- bzw. CIP-Prozesse in diesen Temperaturbereich fallen.

Für Anwendungen über 110°C ist die etablierte Technologie zum Erzeugen der hohen Temperaturen das Verbrennen von Brennstoffen in fester/flüssiger/gasförmiger Form. Vereinzelt kommen auch Systeme auf Basis elektrischen Stroms zum Einsatz. Im Falle stark steigender Gas/Öl-Preise ist damit zu rechnen, dass alternative Energieträger zunehmen kostenattraktiver werden. Bei einer Änderung des hohen Preisunterschiedes je kWh bei Erdgas im Vergleich zu Strom, könnten Hybrid- oder Elektrosysteme interessanter werden. Gemeint sind hierbei Kessel, die zusätzlich zum klassischen Brenner über ein elektrisches Heizelement verfügen. Der Dekarbonisierung zuträglich sind diese Lösungen jedoch nur dann, wenn der Strom nicht aus Kohlekraftwerken oder ähnlichem stammt. Aktuell noch verursacht jede Kilowattstunde Strom in Deutschland bis sie am Hausanschluss ankommt etwa doppelt so viel CO₂ wie die gleiche Energiemenge Erdgas.

Die Anschlussleistung: Drohende Blackouts beim Anfahren von Anlagen?

Aktuell werden von Kraftwerken in Deutschland insgesamt jährlich etwa 545 Terawattstunden Strom erzeugt. Gleichzeitig liegt die installierte Kapazität von gewerblichen/industriellen Kesselanlagen (nur gas-betriebene Anlagen) bei 340 Terawattstunden. Selbst mittelfristig erscheint ein Ausbau der Stromerzeugung/-verteilung um diesen Betrag (etwa 60%) unrealistisch. Kreieren wir dennoch ein rein elektrisches Szenario, in dem alle heutigen Dampf-/Heißwasser-/ und Großwasserraum-Heizkessel auf elektrische Kesselanlagen umgestellt werden. Man



stelle sich z. B. vor, eine Papierfabrik oder ein Kraftwerk mit Dampfturbine startet seine Dampfkesselanlage mit einer Kapazität von 100 Tonnen Dampf pro Stunde. Bei Volllast bezieht die Anlage eine Leistung, die der von etwa 75000 Staubsaugern auf voller Leistung entspricht (seit 2017 limitiert auf 900 Watt). Mancherorts stehen jedoch eine Vielzahl solcher großen Kesselanlagen innerhalb desselben Stromnetzes und viele Betriebe starten morgens zu ähnlichen Zeiten die Produktion. Heutige Stromnetze und Kraftwerke sind mit diesen hohen Leistungen und dynamischen verbraucherseitigen Schwankungen schlichtweg überfordert. Berücksichtigt man zusätzlich die steigende Schwankung der Verfügbarkeit elektrischer Energie aus Wind- und Sonnenkraft, wären Blackouts kaum zu vermeiden.

Eine kurz- oder mittelfristige reine Elektrifizierung größerer Kesselanlagen ist daher unwahrscheinlich. Würde der Gaspreis stark ansteigen und gleichzeitig der Preis pro Kilowattstunde elektrischen Stroms auf dem heutigen Niveau bleiben, sind eher Hybridlösungen mit Brenner und zusätzlichem elektrischen Heizelement denkbar. Diese sind bislang nur sehr vereinzelt im Einsatz wegen der hohen Kosten für elektrische Heizstäbe im MW-Leistungsbereich. Heutige Einsatzbeispiele umfassen die Eigenstromerzeugung mit mangelnden Einspeisemöglichkeiten, die vor einigen Jahren moderne Teilnahme am Regelenergiemarkt oder die Anwendung in skandinavischen Ländern mit extrem niedrigen Strompreisen.

Biomasse – nachwachsend, aber mit bedenklichen Abgasen

Für Anlagen mit Biomasse wie z. B. Holz, aber auch industrielle Abfälle natürlichen Ursprungs, gelten seit jeher deutlich höhere zulässige Grenzwerte für klimaschädliche Treibhausgase und Feinstaub im Abgas. Technisch wären auch bessere Werte möglich, machen jedoch teurere Filter-/Katalysatortechnik nötig. Scheinbar also grüne Energie durch Verbrennung von Biomasse geht mit deutlich erhöhten Abgasemissionen einher. Neben Feinstaub sind auch die Stickoxid- und Kohlenmonoxidwerte deutlich höher als bei der Verbrennung von Erdgas. Aus den zumeist höheren Abgastemperaturen resultieren zudem niedrigere Wirkungsgrade. Nichtsdestotrotz hat Biomasseverbrennung ihre Berechtigung: In vielen Fällen mangelt es insbesondere bei der Verbrennung von brennbaren Biomasse-Abfällen (z. B. Holzreste, Nussschalen, Reisspelze) oft an alternativen Nutzungsmöglichkeiten. Erwähnt werden sollte, dass in der Gesamt-CO₂-Bilanz auch Holz nicht ganz klimaneutral ist. Betrachtet man z. B. den Gesamtprozess der Holzpellet-Herstellung bezüglich CO₂ ergeben sich gegenläufige Effekte. Allein für die Trocknung und Herstellung werden etwa 10% der enthaltenen Energie aufgewendet, hinzu kommen Transportwege von Rohmaterial und Pellets.

Biomasse-Emissionsbilanzen werden oft um jenes CO₂ geschönt, das Bäume während ihres Wachstums der Atmosphäre entzogen haben. Es wird leider jedoch nicht berücksichtigt, welche Menge an CO₂ der Baum in seinem künftigen Lebenszyklus noch hätte binden können. Am Ende des Tages ist entscheidend: Welche Abgase entlässt der Kamin einer Anlage. Zudem stellt sich beim Thema Biomasse die Frage der Skalierbarkeit. Die benötigten Anbauflächen zur weltweiten Substitution heutiger gas-/ölgefeuerter Prozesswärme-Systeme wären enorm (unrealistisch) und die resultierende Logistik würde ebenfalls einige Herausforderungen mit sich bringen.

Bio-Kraftstoffe/-Gase: Eine echte Alternative?

Schon heute werden viele Anbauflächen auf Grund von Subventionen für die Erzeugung von Biomasse zur Biogasgewinnung oder von Pflanzenöl als Energieträger genutzt. Das hat entscheidende Einflüsse auf die Ökologie und die Verfügbarkeit der Anbauflächen für die Nahrungsmittelproduktion. Ähnlich wie bei der Biomasse stellen sich auch hier die Herausforderungen

Herstellungsverfahren von Wasserstoff

- ▶ Reaktion mit Metallen
- ▶ Dampfreformierung
- ▶ Thermische Wasserspaltung mit thermochemischen Kreisprozessen
- ▶ Elektrochemische Wasserspaltung
- ▶ Wasserelektrolyse
- ▶ Wasserdampfelektrolyse
- ▶ Biologische Wasserspaltung (Bildung von Biomasse)
- ▶ Photolytische Wasserspaltung (Direkte Wasserstoffentwicklung)

bei der Skalierung auf den weltweiten Energiebedarf der Industrie. Zudem sind sie schwieriger zu verbrennen bzw. weisen höhere Abgasemissionen auf. Ein langfristiger, global dominanter Anteil an Bio-Brennstoffen ist somit kaum zu erwarten.

Wasserstoff: Saubere Alternative mit Tücken

Das Prinzip ist ebenso genial wie simpel. Man trenne Wasser durch Elektrolyse in seine Bestandteile auf und verbinde sie wieder durch Verbrennung. Anstelle von CO₂ entsteht als Abgas Wasserdampf. Wasserstoff als Energieträger scheint auf den ersten Blick langfristig eine charmante Lösung als Primärenergieträger für Prozesswärmeerzeuger zu sein. In der Praxis ergeben sich jedoch einige langfristige (lösbare) Herausforderungen.

Es beginnt bereits mit der Wasserstoffherzeugung: In Reinform ergeben sich Probleme beim Speichern und Sicherheitsrisiken, da bei Leckagen Knallgasreaktionen drohen. Die anteilige Beimischung in die bestehende Gas-Infrastruktur wird schon heute im sehr kleinen Prozentbereich (< 2%) praktiziert. Eine Erhöhung ist bei steigender Verfügbarkeit wahrscheinlich, bedarf jedoch Anpassungen bei Infrastruktur und Verbrauchern. So genannte reversible Brennstoffzellen versprechen höhere Wirkungsgrade als die Elektrolyse, dienen in erster Linie aber der Nutzung von Wasserstoff zur Stromerzeugung. Auch bei der Verbrennung von Wasserstoff entstehen neue techni-

sche Herausforderungen, die bei den heutigen Verbrennungsmethoden für Öl und Gas noch nicht praktisch auftreten. Es resultieren neue Anforderungen sowohl an den Brenner und Kessel sowie an die Distribution und Sicherheitseinrichtungen. Bosch hat bereits mehrere Anlagen mit Wasserstoff umgesetzt, einige davon im Betrieb mit reinem Wasserstoff.

Für Industriekunden ist die Nutzung von reinem Wasserstoff als Brennstoff noch eher praktikabel als z. B. für heimische Heizzwecke. Bei industriellen Prozesswärmesystemen spielen die Anschaffungskosten vergleichsweise eine deutlich geringere Rolle (durchschnittlich etwa 2% der Gesamtbetriebskosten über 15 Jahre).

Zur Steigerung der Handelbarkeit von Wasserstoff gibt es mehrere technische Verfahren, die jedoch alle eines gemeinsam haben: Sie reduzieren den Gesamtwirkungsgrad der Erzeugung des eigentlichen Mediums. Bei der Herstellung von Wasserstoff mit Strom und anschließender Methanisierung zur Netzeinspeisung mit 80 bar gehen 36–50% der ursprünglich zugeführten Energie verloren. In Anbetracht der zusätzlich notwendigen Technik verteuert sich der Preis pro Megawattstunde enorm. Ungelöst ist hier auch noch die kostengünstige Extraktion von CO₂ aus der Luft, da nicht ausreichend reine Wasserstoff-Quellen im großen Maßstab verfügbar sind. (Aktuell kostet die CO₂-Extraktion aus der Luft noch mehrere hundert Euro pro Tonne.) Ebenso noch nicht ausreichend wirtschaftlich darstellbar zur Ablösung von Erdgas als Brennstoff ist das Extrahieren von Wasserstoff aus Erdgas, um CO₂ im Verbrennungsprozess zu vermeiden. In den kommenden Jahrzehnten ist mit Fortschritten in der Wasserstoff-Technik zu rechnen.

Modernisierung von Bestandsanlagen zur Effizienzsteigerung oder Nutzung von regenerativen Brennstoffe sind kurzfristig wirksame Maßnahmen zur Senkung der CO₂ Emissionen in der Industrie.

Fazit

Auch im industriellen Sektor beginnt eine Abkehr von fossilen Brennstoffen für wärmetechnische Anlagen. Sobald es wirtschaftlich dargestellt werden kann, ist es wahrscheinlich, dass viele Prozesse <110°C und Heizanwendungen auf alternative Technologien oder Brennstoffe umgestellt werden. Deutlich länger wird die Umstellung für Prozesswärmeanwendungen andauern. In Anbetracht der hohen Einsparungsmöglichkeiten bei Bestandsanlagen ist dort zunächst mit umfangreichen energetischen Modernisierungen zu rechnen. Langfristig bleibt es offen, ob sich Wasserstoff- oder strombasierte Systeme durchsetzen und wie sich diese Durchsetzung regional verteilt.

Für die meisten Anwendungen werden zur sicheren Erzeugung von Dampf oder als hydraulische Systemkomponente in geschlossenen Systemen weiterhin Großwasserraumkessel zum Einsatz kommen. Wasserrohrkessel werden hingegen langfristig fast nur noch in Bestands-/Großanlagen oder Sonderanwendungen (Temperaturen >300°C) zu finden sein. Hersteller von Kesselanlagen und Brennerhersteller müssen sich mittelfristig voraussichtlich auf vermehrte Sonderbrennstoff-Projekte einstellen. Hierbei bietet sich für eine Vielzahl von Bestandsanlagen die Umrüstung an. Die Energieerzeuger selbst können oft noch viele Jahrzehnte mit geändertem Brennstoff betrieben werden, sofern die immer strikter werdenden Abgaslimits eingehalten werden.

Da Kesselanlagen bei guter Wartung mitunter sehr langlebig sind und mehrere Jahrzehnte in Betrieb sein können, sollte man sich frühzeitig Gedanken über spätere Nutzung machen. Ist langfristig ein Betrieb mit Wasserstoff oder alternativen Brennstoffen denkbar, kann dies bereits heute konstruktiv berücksichtigt werden, da diese Kessel prinzipbedingt eine etwas andere Konstruktion benötigen.



Bosch Industriekessel GmbH

Nürnberger Straße 73
91710 Gunzenhausen
Deutschland
Tel. +49 9831 56253
Fax +49 9831 5692253
vertrieb-de@bosch-industrial.com
Service-Hotline +49 180 5667468*
Ersatzteil-Hotline +49 180 5010540*

Bosch Industriekessel Austria GmbH

Haldenweg 7
5500 Bischofshofen
Österreich
Tel. +43 6462 2527310
Fax +43 6462 252766310
vertrieb-at@bosch-industrial.com
Service-Hotline +43 810 810300**
Ersatzteil-Hotline +49 180 5010540**

info@bosch-industrial.com
www.bosch-industrial.com
www.bosch-industrial.com/YouTube

*0,14 Euro/Min. aus dem deutschen Festnetz; Mobilfunkhöchstpreis 0,42 Euro/Min.

**max. 0,10 Euro/Min. aus dem österreichischen Festnetz

Kosten für Anrufe aus den Mobilfunknetzen und internationale Verbindungen können abweichen.