

Technische und energiewirtschaftliche Bewertung einer Bereitstellung negativer Sekundärregelreserve aus Power-to-Heat-Anlagen in Biomasseheizwerken im Land Salzburg (Update 2022)



Impressum

Technische und energiewirtschaftliche Bewertung von Power-to-Heat-Optionen für Biomasseheizwerke im Land Salzburg (Update 2022)

Juni 2022

Projektleitung:

Dr. Jürgen Neubarth
j.neubarth[at]e3-consult.at

Autoren:

Dr. Jürgen Neubarth (e3 consult GmbH)
DI Andreas Moser (Moser Energie & Umwelt)
Ing. Enes Hamidovic (SEEGEN Salzburger Erneuerbare Energie Gen.m.b.H)

Bildnachweis Titelseite:

Nahwärme Eugendorf GmbH

Zitiervorschlag:

Neubarth, J.; Moser, A.; Hamidovic, I. (2022): Technische und energiewirtschaftliche Bewertung von Power-to-Heat-Optionen für Biomasseheizwerke im Land Salzburg (Update 2022).

Gender-Hinweis:

Die vorliegende Veröffentlichung wurde in einer gendersgerechten Sprache verfasst. Wenn an wenigen Stellen zur besseren Lesbarkeit die männliche Form verwendet wird, sind ebenfalls alle Personen unabhängig von ihrem Geschlecht gemeint.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	1
1 Hintergrund und Zielsetzung	3
2 Übergeordneter energiepolitischer und energiewirtschaftlicher Rahmen	5
2.1 Europäische und nationale energie- und klimapolitische Zielvorgaben	5
2.1.1 Energie- und Klimaziele der EU	5
2.1.2 Österreichs Energie- und Klimaziele.....	5
2.1.3 Klima- und Energiestrategie SALZBURG 2050	6
2.2 Transformation des Stromerzeugungssystems	7
3 Technische Aspekte und Kosten von PtH-Anlagen	9
3.1 Technologie und Einsatzbereiche	9
3.2 PtH-Anlagen in Österreich	10
3.3 Investitionskosten von PtH-Anlagen	11
4 Vermarktungsmodelle für PtH-Anlagen im Überblick	13
4.1 Regelreservemarkt	13
4.2 Spotmarkt	14
4.3 Eigenverbrauchsoptimierung über Direktleitung oder Energiegemeinschaften	16
4.4 Bewirtschaftung Bilanzgruppen	17
4.5 Regulatorische Strompreisbestandteile der Vermarktungsmodelle	17
4.6 Virtuelle Kraftwerke zur Vermarktung von PtH-Anlagen	20
5 Energiewirtschaftliche Bewertung einer Bereitstellung negativer Sekundärregelreserve aus PtH-Anlagen	22
5.1 Regelreservemarkt in Österreich im Überblick	22
5.1.1 Bedarfs- und Kostenentwicklung	22
5.1.2 Präqualifikation und Ausschreibungen	24
5.2 Negative Sekundärregelreserve im Detail	25
5.2.1 Abrufmengen und Abrufcharakteristik	25
5.2.2 Leistungs- und Arbeitspreise	28
5.3 Erlöspotenziale von PtH-Anlagen für negative Sekundärregelreserve	34
6 PtH-Machbarkeitsanalyse für ausgewählte Biomasseheizwerke	39
6.1 Fallbeispiele im Überblick	39
6.2 Technisch-wirtschaftliche Analyse Biomasseheizwerk Flachau	40
6.2.1 Abschätzung der integrierbaren PtH-Leistung.....	40
6.2.2 Indikative Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	43
6.3 Technisch-wirtschaftliche Analyse Biomasseheizwerk Altenmarkt	45
6.3.1 Abschätzung der integrierbaren PtH-Leistung.....	45
6.3.2 Indikative Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	46

6.4	Technisch-wirtschaftliche Analyse Biomasseheizwerk Eugendorf.....	47
6.4.1	Abschätzung der integrierbaren PtH-Leistung.....	47
6.4.2	Indikative Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	49
6.5	Zusammenfassung.....	50
7	PtH-Potenziale in Biomasseheizwerken im Bundesland Salzburg.....	51
8	Fazit und Empfehlungen für weiteres Vorgehen	53
9	Literatur.....	54
10	Anhänge	56
	Anhang I: Inputparameter für Modellierung PtH-Leistung Flachau	56
	Anhang II: Inputparameter für Modellierung PtH-Leistung Altenmarkt.....	57
	Anhang III: Inputparameter für Modellierung PtH-Leistung Altenmarkt	58
	Anhang IV: Biomassenahwärmesysteme in Salzburg ab 1.000 kW Leistung	59

Kurzfassung

Um den steigenden Anteil der schwankenden Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik effizient in das Stromversorgungssystem integrieren zu können, sind parallel zum Ausbau erneuerbarer Energien systembegleitende Maßnahmen notwendig. In diesem Zusammenhang gewinnt auch die direkte Umwandlung von Strom in Wärme (sog. Power-to-Heat, PtH) zunehmend an energiewirtschaftlicher Bedeutung, da PtH-Anlagen als Brücke zwischen den Sektoren Strom und Wärme neben einer Aufnahme von Erzeugungsspitzen aus erneuerbaren Energien, insbesondere auch negative Regelreserve bereitstellen können. Für Biomasseheizwerke besteht damit die Möglichkeit zusätzliche Erlöspotenziale zu erschließen, da PtH-Anlagen in die häufig bereits vorhandenen Pufferspeicher vergleichsweise einfach eingebunden werden können.

Vor diesem Hintergrund hat die e3 consult GmbH gemeinsam mit der SEEGEN Salzburger Erneuerbare Energie Gen.m.b.H. und der Moser Energie & Umwelt im Rahmen der vorliegenden, vom Land Salzburg geförderten Studie, die Bereitstellung negativer Sekundärregelreserve aus PtH-Anlagen in Biomasseheizwerken im Land Salzburg aus technischer und energiewirtschaftlicher Sicht bewertet.¹ Die Ergebnisse der Studie können wie folgt zusammengefasst werden.

Power-to-Heat ist eine ausgereifte und seit Jahrzehnten praxiserprobte Technologie

PtH-Anlagen werden seit Jahrzehnten in einem Leistungsbereich zwischen wenigen zehn kW und mehreren 100 MW international eingesetzt. Die Anlagen sind dabei überwiegend in kommunale Fern- und Nahwärmesysteme integriert, wo in Kombination mit Wärmespeichern eine Flexibilisierung des Betriebs der Wärmeerzeuger ermöglicht wird und zusätzlich Erlöse durch die Bereitstellung negativer

Regelleistung erwirtschaftet werden. In Österreich sind aktuell 10 PtH-Anlagen im größeren Leistungsbereich mit in Summe rd. 75 MW in Betrieb, davon 30 MW im Bundesland Salzburg.

Verfügbarkeit eines Pufferspeichers stellt den wesentlichsten standortspezifischen Faktor dar

Für die Umsetzung einer PtH-Anwendung in einem bestehenden Biomasseheizwerk sind neben den erforderlichen positiven Randbedingungen im Strom- und Regelenergiemarkt insbesondere standortspezifische Faktoren erfolgsentscheidend. Eine wesentliche Voraussetzung ist dabei, dass ein Pufferspeicher mit ausreichendem Volumen zu Verfügung steht, damit die stochastische und nicht planbare Wärmeerzeugung einer PtH-Anlage im Regelreservemarkt in das Wärmemanagement integriert werden kann. Darüber hinaus muss die Möglichkeit zur Herstellung eines erweiterten Anschlusses mit dem Verteilnetz vorhanden sein.

Spezifische Investitionskosten von PtH-Anlagen nehmen mit steigender Leistungsgröße deutlich ab

Während die spezifischen Investitionskosten von PtH-Anlagen für Leistungsgrößen unter 250 kW noch vergleichsweise hoch liegen, können PtH-Anlagen im höheren Leistungsbereich eine sehr kostengünstige Flexibilitätsoption darstellen. So liegen etwa die Investitionskosten für eine Anlage mit 1.500 kW bei rd. 260 €/kW und für eine Anlage mit 3.000 kW bei etwa 220 €/kW. Sollte zusätzlich auch ein Pufferspeicher installiert werden müssen, sind die Investitionskosten um etwa 15-20% höher. Neben den Kosten für die PtH-Anlage müssen in der Regel zusätzlich jedoch auch die Kosten für eine Erhöhung der Bezugsleistung (Netzbereitstellungsentgelt) berücksichtigt werden, die bspw. für den Netzbereich Salzburg im Jahr 2021 für die Netzebene 5 bei rd. 137 €/kW liegen.

¹ Die vorliegende Version der Studie stellt ein Update des im Dezember 2021 abgeschlossenen Förderprojekts dar (Ergänzung der Datenbasis um die Monate Juli bis Dezember 2021).

Regulatorische Strompreisbestandteile beeinflussen Wirtschaftlichkeit von Vermarktungsmodellen

Neben der Nutzung von eigenerzeugtem Strom sowie der Bereitstellung negativer Regelreserve können PtH-Anlagen grundsätzlich auch im Spotmarkt oder zur Bewirtschaftung von Bilanzgruppen eingesetzt werden. Auf Grund der für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu entrichtenden Netzentgelte, Steuern und Abgaben sind diese Vermarktungsmodelle im Vergleich zur Nutzung von eigenerzeugtem Strom und Bereitstellung negativer Regelreserve, für die keine bzw. deutlich verringerte Netzentgelte zu entrichten sind, jedoch derzeit wirtschaftlich nicht attraktiv.

Erlöspotenziale für negative Sekundärregelreserve können wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen

Auch wenn der Regelreservemarkt im Vergleich zum gesamten Strommarkt nur ein verhältnismäßig kleines Marktsegment darstellt, bestehen für PtH-Anlagen in Biomasseheizwerken für die Vorhaltung (Leistungspreis) und Erbringung (Arbeitspreis) von vor allem negativer Sekundärregelreserve grundsätzlich attraktive Erlöspotenziale. Allerdings können die Preise im österreichischen Regelreservemarkt und damit die von PtH-Anlagen realisierbaren Erlöse starke Schwankungen zeigen, da diese sehr sensitiv auf Veränderung der regulatorischen und wettbewerblichen Randbedingungen reagieren. Unter Berücksichtigung der Opportunitäts Erlöse für den vermiedenen Biomasseeinsatz sowie der regulatorischen Strompreisbestandteile für den Bezug von negativer Regelreserve lässt sich das theoretische Erlöspotenzial für eine PtH-Anlage mit 1 MW Leistung bspw. für das Jahr 2020 mit rd. 31.000 €/a und das Jahr 2021 mit rd. 65.000 €/a abschätzen.

Amortisationszeiten unter 10 Jahren für PtH-Anlagen in Biomasseheizwerken möglich

Die Analyse ausgewählter Fallbeispiele von Salzburger Biomasseheizwerken zeigt, dass im Sekundärregelreservemarkt ein wirtschaftlicher Betrieb von PtH-Anlagen unter 1 MW deutlich schwerer darstellbar ist als von PtH-Anlagen mit höherer Leistung.

PtH-Anlagen über 1 MW Leistung und Investitionskosten um 400 €/kW (inkl. Netzbereitstellungsentgelt) können hingegen auch bei einem in einzelnen Jahren vergleichsweise niedrigen Preisniveau im Markt für negative Sekundärregelreserve – wie es insbesondere 2020 der Fall war – einen robusten Business Case mit Amortisationszeiten von unter 10 Jahren liefern.

Technisches PtH-Potenzial in Salzburger Biomasseheizwerken bei rd. 30 MW

Zur Abschätzung der gesamten PtH-Potenziale in Salzburg werden vereinfachend nur Biomasseheizwerken mit einer thermischen Leistung über 1 MW berücksichtigt. Von diesen 52 Anlagen verfügen 36 Anlagen über einen Pufferspeicher bzw. ist ein Pufferspeicher in konkreter Planung, so dass insgesamt ein Puffervolumen von rd. 3.800 m³ für PtH zur Verfügung steht. Bei einem aus den Fallbeispielen abgeleiteten Verhältnis von PtH-Leistung zu Puffervolumen von 7,7 kW/m³ leitet sich ein technisches PtH-Potenzial zur Bereitstellung negativer Sekundärregelreserve in Salzburger Biomasseheizwerken von in Summe 29,6 MW ab. Davon befindet sich jedoch knapp die Hälfte in PtH-Anlagen unter 1 MW elektrischer Leistung, die meist nur eine eingeschränkte Wirtschaftlichkeit zeigen. Entsprechend lässt sich das technisch-wirtschaftliche PtH-Potenzial in Salzburger Biomasseheizwerken mit rd. 15 MW abschätzen, wofür Investitionskosten von knapp 7 Mio. € erforderlich wären.

1 Hintergrund und Zielsetzung

Die im europäischen aber auch österreichischen Strommarkt zukünftig tragende Rolle der Wind- und Sonnenenergie ist aus energiewirtschaftlicher Sicht insofern von Relevanz, da diese von allen erneuerbaren Energien die größten Herausforderungen für das bestehende Stromversorgungssystem mit sich bringen. Beide zeigen ausgeprägte Schwankungen im Tages- und Jahresverlauf, eine eingeschränkte Prognostizierbarkeit und häufig eine ungleiche regionale Verteilung. Entsprechend sind parallel zum Ausbau erneuerbare Energien systembegleitende Maßnahmen erforderlich, um Erzeugungsschwankungen sowohl auf lokaler also auch auf regionaler und überregionaler Ebene flexibel ausgleichen.

Eine technische Option hierfür stellt die großtechnische „Speicherung“ von Strom durch direkte Umwandlung in Wärme (sog. Power-to-Heat; PtH) dar, die in den vergangenen Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen hat. PtH-Anwendungen als Brücke zwischen den Sektoren Strom und Wärme haben im Vergleich mit anderen Flexibilitätsoptionen den Vorteil geringerer spezifischer Investitionskosten sowie eine vergleichsweise kurze Planungs- und Bauzeit. Auch ist die Technologie seit Jahrzehnten Stand der Technik und kann in Kombination mit einem Pufferspeicher vergleichsweise einfach in bestehende Nah- und Fernwärmesysteme eingebunden werden. So sind bspw. in der Stadt Salzburg in den Fernheizkraftwerken Nord und Mitte die aktuell leistungsstärksten PtH-Anlagen Österreichs in Betrieb.

PtH-Anlagen können jedoch nicht nur für sehr große städtische Fernwärmesysteme, sondern auch für Biomassenahwärmesysteme attraktiv sein, da über die Möglichkeit zur Bereitstellung negativer Regelleistung sowie zur Nutzung von lokalem Überschussstrom aus erneuerbaren Energien zusätzliche

Erlöse generiert werden können. Auch wenn PtH-Anlagen bisher in Österreich erste in einigen wenigen Fällen in Biomasseheizwerken integriert wurden ist zu erwarten, dass diese Option zukünftig an Bedeutung gewinnt, da gemäß Art. 24 (8) der *EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie* [1] Stromnetzbetreiber verpflichtet werden, mindestens alle vier Jahre in Zusammenarbeit mit Fernwärmebetreibern das Potenzial von Fernwärme- oder -kältesystemen zur Bereitstellung von Ausgleichs- und anderen Systemdienstleistungen, einschließlich der Reaktion auf die Nachfrage und Speicherung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energiequellen, zu bewerten. Durch diese Verpflichtung sollten auch für die mehr als 150 Biomassenahwärmesysteme im Bundesland Salzburg die regulatorischen Rahmenbedingungen für einen verstärkten Einsatz von PtH-Anwendungen zur Bereitstellung negativer Regelleistung sowie Nutzung von (lokalem) Überschussstrom aus erneuerbaren Energien deutlich verbessert werden.

Vor diesem Hintergrund hat die e3 consult GmbH gemeinsam mit der SEEGEN Salzburger Erneuerbare Energie Gen.m.b.H. und der Moser Energie & Umwelt beim Land Salzburg um ein Förderprojekt für eine Studie zur technischen und energiewirtschaftlichen Bewertung von Power-to-Heat-Optionen für Biomasseheizwerke im Land Salzburg angesucht.²

Hierzu wird einleitend in Kapitel 2 der übergeordnete energiepolitische- und energiewirtschaftliche Rahmen analysiert. Anschließend wird in Kapitel 3 ein Überblick über die wesentlichen technischen Aspekte und Kosten von PtH-Anlagen gegeben sowie in Kapitel 4 Vermarktungsoptionen für PtH-Anlagen dargestellt. In Kapitel 5 erfolgt eine energiewirtschaftliche Bewertung zur Bereitstellung negativer Sekundärregelreserve aus PtH-Anlagen.

² Die vorliegende Version der Studie stellt ein Update des im Dezember 2021 abgeschlossenen Förderprojekts dar (Ergänzung der Datenbasis um die Monate Juli bis Dezember 2021).

Anschließend erfolgt in Kapitel 6 eine detaillierte wirtschaftliche Bewertung für drei exemplarisch ausgewählte Biomasseheizwerke, auf deren Basis in Kapitel 7 die Potenziale für PtH-Anlagen in bestehenden Biomasseheizwerken im Bundesland Salzburg abgeleitet werden. Im abschließenden Kapitel 8 wird ein zusammenfassendes Fazit gezogen und daraus Empfehlungen für ein weiteres Vorgehen abgeleitet.

2 Übergeordneter energiepolitischer und energiewirtschaftlicher Rahmen

Im folgenden Kapitel werden die Ziele der europäischen und österreichischen Klima- und Energiepolitik zusammengefasst. Darauf aufbauend werden die wesentlichen Effekte des Ausbaus der Stromerzeugung

aus Windkraft und Solarenergie auf das Stromversorgungssystem dargestellt sowie eine Einordnung von PtH in den übergeordneten energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Kontext gegeben.

2.1 Europäische und nationale energie- und klimapolitische Zielvorgaben

2.1.1 Energie- und Klimaziele der EU

Die Europäische Union hat mit ihrem *Klima- und Energiepaket 2020*³ [2], dem *Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050* [3], dem *Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030* [4] sowie dem *Clean Energy for all Europeans Package*⁴ die wesentlichen Randbedingungen für die zukünftige Entwicklung des europäischen Energiesystems in Bezug auf Klimaschutz, erneuerbare Energien (EE), Energieeffizienz und Versorgungssicherheit vorgegeben. Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien stellt dabei einen wesentlichen Hebel zur notwendigen Senkung der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) dar. Für den Energie- und damit auch Stromsektor bedeutet dies langfristig eine nahezu vollständige Dekarbonisierung, d. h. einen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energien.

Auch wenn für den Pfad zu einem nachhaltigen europäischen Energiesystem keine sektorspezifischen Erneuerbaren-Ziele vorgegeben wurden, müsste der Anteil erneuerbarer Energien an der EU-weiten Stromerzeugung von rd. 16% im Jahr 2005 auf rd. 35% bis ins Jahr 2020 und etwa 60-65%⁵ bis ins Jahr

2030 ausgebaut werden, um die übergeordneten europäischen Klima- und Energieziele erreichen zu können. Bis 2050 müsste der Anteil erneuerbarer Energien an der EU-weiten Stromerzeugung sogar auf bis zu 80-85% erhöht werden, wenn die von der EU für den Zeithorizont 2050 skizzierte strategische Vision *Ein sauberer Planet für alle* [7] bzw. der von der Kommissionspräsidentin von der Leyen am 11. Dezember 2019 vorgestellte *The European Green Deal* [8] umgesetzt und damit eine Klimaneutralität der EU bis 2050 erreicht werden soll.

2.1.2 Österreichs Energie- und Klimaziele

Die zukünftige Entwicklung des österreichischen Energiesystems wird maßgeblich von den auf EU-Ebene definierten und auf die einzelnen Mitgliedsländer heruntergebrochenen Energie- und Klimazielen bestimmt. So hätte Österreich bspw. entsprechend der 20-20-20 Ziele des *EU-Energie- und Klimapakets 2020* bis 2020 den Anteil Erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch von 24,4% im Jahr 2005 auf 34,0% erhöhen und die THG-Emissionen in den Nicht-ETS-Sektoren⁶ um mindestens 16% (bezogen auf die Emissionen des Jahres 2005) reduzieren müssen.

Vor diesem Hintergrund wurde in Österreich ein Prozess zur Neuorientierung der Energiepolitik ein-

³ Entsprechend den drei Zielen (I) die Emissionen an Treibhausgasen um mindestens 20 % gegenüber 1990 zu reduzieren, (II) den EE-Anteil am Gesamtenergieverbrauch auf 20 % auszubauen und (III) die Energieeffizienz im Vergleich zu einem Referenz-Szenario um 20 % zu erhöhen, werden die Ziele des Klima- und Energiepaktes oft auch als „20-20-20-Ziel“ bezeichnet.

⁴ Mit dem sog. *EU Clean Energy Package* wurden in insgesamt acht Verordnungen (u. a. Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie und Er-

neuerbare Energien-Richtlinie) die rechtlichen Rahmenbedingungen zur Umsetzung der strategischen Energie- und Klimaziele der EU geschaffen (vgl. [5]).

⁵ Vgl. *EU 2030 Climate Target Plan Impact Assessment* [6].

⁶ Nicht vom Emissionshandelssystem (engl. Emission Trading System, ETS) erfasst Sektoren, wie Haushalte, bestimmte Industrie und Gewerbe, Transport, Landwirtschaft etc.

geleitet, der mit der im März 2010 präsentierten *Energiestrategie Österreich* [9] eine erste Konkretisierung erfahren hat. Neben einer Stabilisierung des Endenergieverbrauchs bis 2020 (bezogen auf das Niveau von 2005) kommt dabei insbesondere dem Ausbau erneuerbarer Energien ein besonderer Stellenwert zu, wobei der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von rd. 72% im Jahr 2005 auf knapp 80% im Jahr 2020 erhöht werden soll. Die übergeordneten Ziele der *Energiestrategie Österreich* finden sich konsequenterweise auch in dem im Jahr 2010 an die EU übermittelte *Nationalen Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energien für Österreich*⁷ [10] mit einem Schwerpunkt im Ausbau erneuerbare Energien bis 2020 in den Bereichen Wärme, Elektrizität und Verkehr wieder. Die aktuellen Zahlen der österreichischen Energie- und Klimastatistiken [11], [12] zeigen, dass die Effizienz- und Erneuerbaren-Ziele für 2020 mit hoher Wahrscheinlichkeit erreicht werden können. Hingegen lagen die Treibhausgasemissionen in Österreich im Jahr 2019 noch deutlich über den für 2020 vorgegebenen Zielwert.

Aufbauend auf den für 2020 definierten nationalen Zielvorgaben wurde mit der 2018 von der Österreichischen Bundesregierung beschlossenen *Klima- und Energiestrategie #mission2030* [13] die Richtung der österreichischen Energie- und Klimapolitik bis 2030 und darüber hinaus bis 2050 vorgegeben. Die *#mission2030* stellt auch die Basis für den *nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) Österreichs* [14] dar, mit dem die Umsetzung der von der EU für die gesamte Union bzw. die Mitgliedsländer vorgegebenen Zielvorgaben näher konkretisiert werden. Entsprechend dem NEKP muss Österreich bis 2030 die THG-Emissionen in den Nicht-ETS-Sektoren um 36% gegenüber 2005 reduzieren sowie den Anteil erneuerbarer Energie am Brutto Endenergieverbrauch auf 45-50% erhöhen und die Primärenergieintensität um 25-30% gegenüber 2015 verbessern. Auch sieht der NEKP

eine (national bilanzielle) Deckung des österreichischen Stromverbrauchs bis 2030 zu 100% aus erneuerbaren Energieträgern vor. Entsprechend dem österreichischen Regierungsprogramm 2020-2024 [15] soll dieses Ziel durch einen Zubau von rund 27 TWh Jahresstromerzeugung aus erneuerbaren Energien erreicht werden, wobei das Regierungsprogramm als energieträgerspezifische Ausbauziele bis 2030 für Windkraft 10 TWh, für Photovoltaik 11 TWh, für Wasserkraft 5 TWh und für Biomasse 1 TWh nennt.

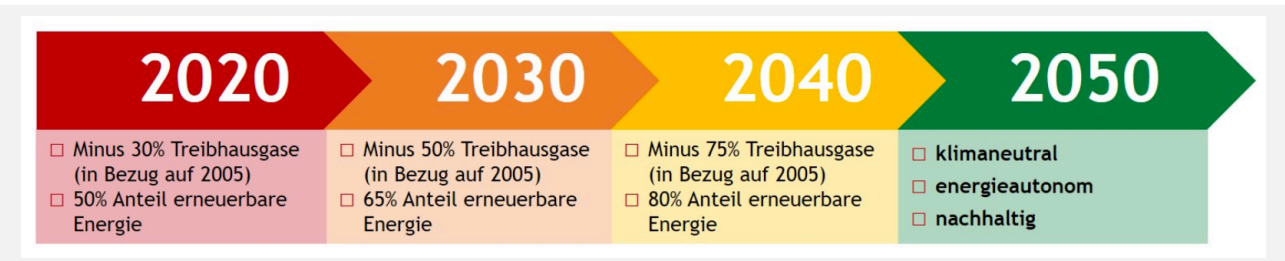
Neben dem Ziel einer bilanziellen Stromautonomie bis 2030 ist im Regierungsprogramm 2020-2024 auch eine Klimaneutralität bis spätestens 2040 als Ziel für Österreich definiert. Konkret erreicht werden soll dies u. a. mit einem ambitionierten Phase-out-Plan für fossile Energieträger in der Raumwärme, der bspw. im Neubau keine neuen Heizungsanlagen mit Kohle und Öl ab 2020 und Gas ab 2025 erlaubt.

2.1.3 Klima- und Energiestrategie SALZBURG 2050

Mit der Klima- und Energiestrategie *SALZBURG 2050* [16] wurde im Jahr 2012 der langfristige Entwicklungspfad für das Salzburger Energiesystem von der Landesregierung beschlossen. Bis 2050 soll das Bundesland Salzburg klimaneutral und energieautonom werden, wobei für die Jahre 2020, 2030 und 2040 Zwischenziele definiert wurden (vgl. Abbildung 1). Der hierfür erarbeitete Masterplan befindet sich aktuell in der politischen Abstimmung, so dass über den übergeordneten energiepolitischen Zielpfad der Klima- und Energiestrategie *SALZBURG 2050* noch kein detailliertes Umsetzungsprogramm offiziell vorliegt. Vor dem Hintergrund des von der Bundesregierung für Österreich bis 2040 definierten Ziels einer Klimaneutralität ist jedoch eine Anpassung der Ziele auf Salzburger Ebene zu erwarten, d. h. die ursprünglich für das Jahr 2050 anvisierte Klimaneutralität wird bereits 2040 umgesetzt werden müssen.

⁷ Engl. NREAP (National Renewable Energy Action Plan)

Abbildung 1: Zielpfad der Klima- und Energiestrategie SALZBURG 2050



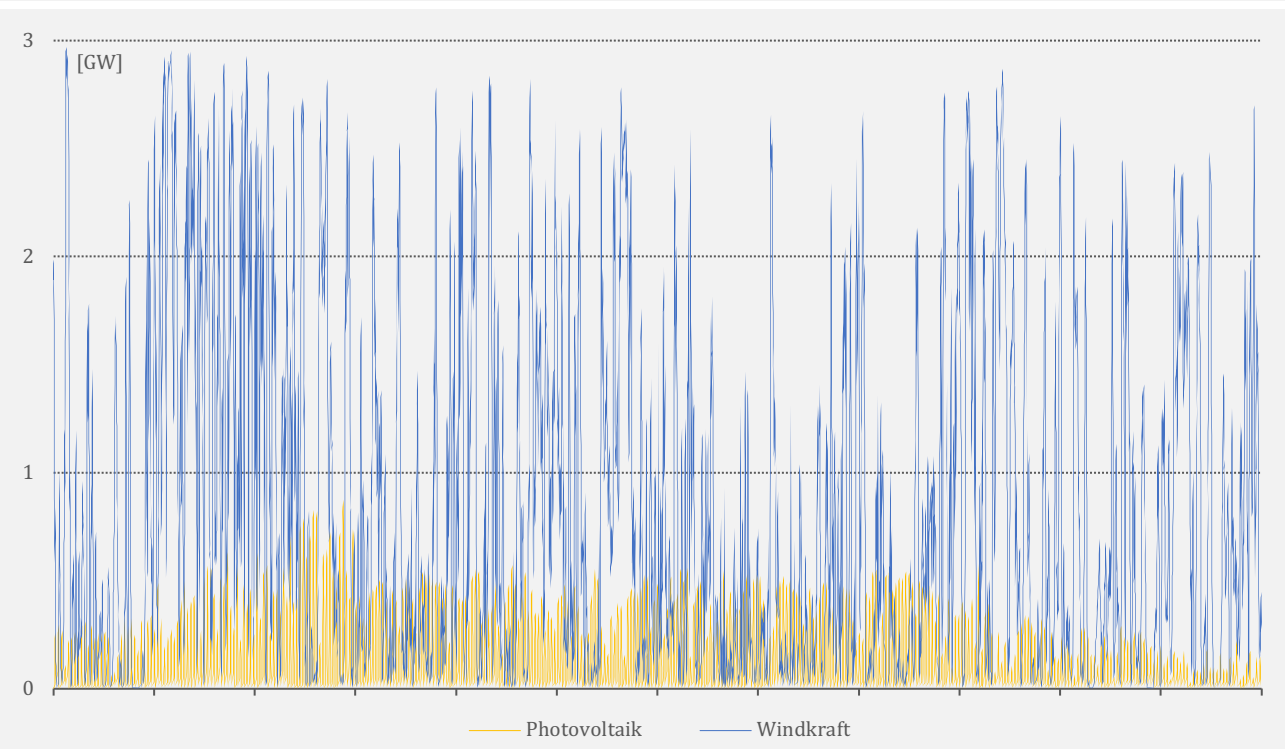
Quelle: Land Salzburg [16]

2.2 Transformation des Stromerzeugungssystems

Die im europäischen, aber auch österreichischen Strommarkt zukünftig tragende Rolle der Wind- und Sonnenenergie ist aus energiewirtschaftlicher Sicht insofern von Relevanz, da diese von allen erneuerbaren Energien die größten Herausforderungen für den Umbau des bestehenden Stromversorgungssystems mit sich bringen. Beide zeigen ausgeprägte Schwankungen im Tages- und Jahresverlauf, eine eingeschränkte Prognostizierbarkeit und häufig eine

ungleiche regionale Verteilung. Während die regionale Verteilung der Erzeugungsanlagen vor allem für den Betrieb und Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze relevant ist, haben die Schwankungen sowie die Prognosequalität der Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien vor allem Auswirkungen auf den verbleibenden Kraftwerkspark. Abbildung 2 zeigt hierzu beispielhaft die stundenmittlere Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik in Österreich im Jahr 2020.

Abbildung 2: Stundenmittlere Wind- und Solarstromerzeugung in Österreich 2020



Quelle: APG [17]

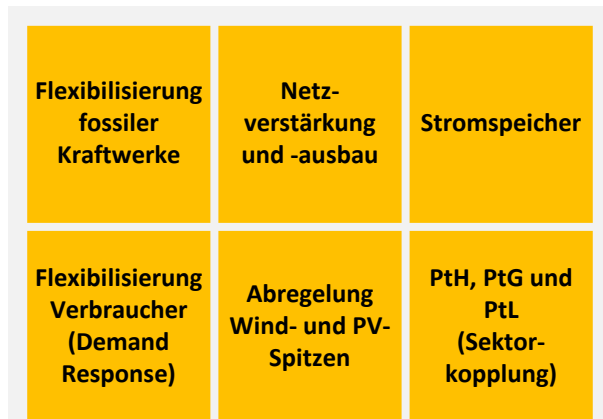
Als Konsequenz dieser technologieimmanenten Schwankungen kommt es neben der Reduzierung der aus dem verbleibenden Kraftwerkspark insgesamt aufzubringenden Strommenge vor allem zu einer Veränderung der Dynamik der sog. Residuallast, d. h. der Stromnachfrage abzüglich der Einspeisung nicht steuerbarer Stromerzeugung aus Windkraft, Photovoltaik, Laufwasserkraft und wärmegeführter Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmespeicher. Dadurch kann bereits heute in Stunden mit hoher Wind- und/oder PV-Stromerzeugung und gleichzeitig geringer Nachfrage eine Verdrängung von Erzeugung aus konventionellen Grundlastkraftwerken und im Extremfall Laufwasserkraftwerken erfolgen, da die verbleibende Residuallast inkl. der Exporte in die Nachbarländer dann z. T. unterhalb der Leistung der Grundlast liegt. Der Ausbau von Windkraft und PV führt allerdings nicht nur zu einer Verdrängung von Grundlastkraftwerken. Durch die höhere Volatilität und steileren Gradienten der residualen Lastkurve kommt es auch zu häufigeren und schnelleren Lastwechseln, wodurch steilere Rampen und häufigere An- und Abfahrvorgänge von den Erzeugungskapazitäten beherrscht werden müssen.

Bereits heute zeigt sich, dass die bestehenden Erzeugungs- und Netzstrukturen nur bedingt geeignet sind, den steigenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien effizient zu integrieren. Entsprechend erfordert der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine Reihe systembegleitender Maßnahmen, die in Abbildung 3 zusammenfassend dargestellt sind.

Neben einer Erhöhung der Netzkapazitäten durch die Optimierung bestehender Netze sowie einen Netzausbau auf nationaler und internationaler Ebene muss insbesondere das Erzeugungssystem an die sich ändernde Versorgungsaufgabe angepasst werden. Hierfür kann das Betriebsverhalten bestehender konventioneller Kraftwerke optimiert bzw. können diese durch flexiblere Erzeugungseinheiten ersetzt werden. Zusätzlich werden Speicherkapazitäten zur kurz- und

langfristigen Speicherung überschüssiger Strommengen aus erneuerbaren Energien benötigt. Auch können die Erneuerbaren selbst einen Beitrag zur Systemintegration leisten, in dem ihre Erzeugung stärker an die Nachfrage angepasst wird und sie sich an der Erbringung von Netzdienstleistungen beteiligen. Flexibilität und Speicherkapazität kann neben der Erzeugungsseite aber auch über verbraucherseitige Maßnahmen, wie beispielsweise das Ab- oder Zuschalten von steuerbaren Lasten oder die Schaffung zusätzlicher Verbrauch, bereitgestellt werden.

Abbildung 3: Systemtechnische Möglichkeiten zur Integration erneuerbarer Energien



Quelle: J. Neubarth (nach [18])

Als weitere Option zur Systemintegration der schwankenden Wind- und PV-Stromerzeugung sind in den vergangenen Jahren die unter Power-to-X subsummierten Verfahren zur Umwandlung von Strom(überschüssen) in Wärme (Power-to-Heat, PtH) sowie in chemische Energieträger für Mobilitätsanwendungen oder als Rohstoffe für die Chemieindustrie (Power-to-Gas, PtG und Power-to-Liquid, PtL) verstärkt in den Fokus gerückt. Der Vorteil von PtH-Anwendungen als „Brücke“ zwischen den Sektoren Strom und Wärme sind vor allem die im Vergleich mit anderen Flexibilitätsoptionen geringeren spezifischen Investitionskosten sowie eine vergleichsweise kurze Planungs- und Bauzeit. Auch ist die Technologie seit Jahrzehnten Stand der Technik und hat eine sehr hohe technische Verfügbarkeit.

3 Technische Aspekte und Kosten von PtH-Anlagen

Im folgenden Kapitel wird ein Überblick über die PtH-Anlagentechnik und wesentliche Einsatzbereiche gegeben sowie über den aktuellen Stand der in Österreich bisher gebauten Anlagen gegeben. Im

3.1 Technologie und Einsatzbereiche

Im großtechnischen Bereich werden für PtH-Anlagen Elektrokessel sowie Elektrodenheizkessel eingesetzt. Elektrokessel stellen im Prinzip von Wasser umströmte Heizwiderstände (Durchlauferhitzer) dar und sind bis etwa 10 MW_{el} verfügbar. Durch einen modularen Aufbau können jedoch beliebige Leistungsgrößen umgesetzt werden. Elektrokessel lassen sich in bestehende Wärmeerzeugungssysteme integrieren. Abbildung 4 zeigt hierzu exemplarisch einen Elektrokessel der Firma Klöpffer-Therm mit 1.000 kW_{el} im Biomasseheizwerk Parchim (Mecklenburg-Vorpommern).

Abbildung 4: Elektroheizkessel in einem Biomasseheizwerk am Beispiel der Stadtwerke Parchim⁸



Foto: Stadtwerke Parchim

Weiteren werden die Investitionskosten von PtH-Anlagen bei einem Einbau in Biomasseheizwerken dargestellt.

In Elektrodenheizkesseln werden Elektroden-Heizelemente von Wasser umströmt; die Leistungsregelung erfolgt mechanisch durch die Veränderung der Eintauchtiefe der Elektroden. Elektrodenheizkessel sind bis 60 MW_{el} verfügbar, so dass auch sehr große Leistungen ohne modularen Aufbau erreicht werden können. In Abbildung 5 ist beispielhaft eine PtH-Anlage mit Elektrodenheizkessel dargestellt. Elektrodenheizkessel eignen sich nicht nur zur Heißwasser-, sondern auch zur Erzeugung von Prozessdampf von bis zu 30 bar und 230 °C, wobei durch nachgeschaltete Elektrodurchlauferhitzer der Dampf auch auf höhere Temperaturen erhitzt und damit prinzipiell die gesamte Bandbreite von industriellen Prozessdampf-anwendungen abgedeckt werden kann [19].

Ein Großteil der PtH-Anlagen wurde bisher dort umgesetzt, wo Fernwärmenetze und Wärmespeicher sowie KWK-Anlagen bereits vorhanden waren und damit bestehende Anlagenoptimierungs- und Vermarktungsprozesse genutzt werden konnten. Über den Wärmespeicher kann dabei der Betrieb der KWK-Anlage in Abhängigkeit der Strompreise am Markt optimiert werden, d. h. bei sehr niedrigen Strompreisen wird der Wärmebedarf vorzugsweise aus dem Speicher abgedeckt. Umgekehrt kann bei hohen Strompreisen, aber fehlendem oder nur geringem Wärmebedarf die überschüssige KWK-Wärme zwischengespeichert werden. Die PtH-Anlage liefert Wärme entweder direkt an die Verbraucher oder an den Wärmespeicher.

⁸ Dieses Bauvorhaben wurde als Gemeinschaftsprojekt zwischen den Stadtwerke Parchim GmbH (SWP) und 50Hertz am SWP-Standort Heizhaus Weststadt, in 19370 Parchim realisiert.

Abbildung 5: Beispiel für einen Elektrodenheizkessel

Quelle: PARAT [20]

Neben Nah- und Fernwärmesystemen haben auch einzelne Verbraucher (bspw. Schwimmbäder, Krankenhäuser) oder Industriestandorte mit einer kontinuierlichen Wärmenachfrage sowie einem Anschluss an das Mittel- oder Hochspannungsnetz gute Voraussetzungen für PtH-Anwendungen. In Abhängigkeit des benötigten Temperaturniveaus (Warmwasser bzw. Prozessdampf) kann im Vergleich zu Nah- oder Fernwärmesystemen vor allem an Industriestandorten jedoch ein deutlich höherer technischer Aufwand zu einer Einbindung der PtH-Anlage in die bestehende Wärmeversorgung erforderlich sein.

PtH-Anlagen werden meist in Kombination mit einem Wärmespeicher betrieben, wenngleich ein solcher nicht zwingend erforderlich wäre, wenn bspw. bei einem stochastischen Einsatz der PtH-Anlage im Regelenergiemarkt die Wärmebilanz des gesamten Versorgungssystems durch einen modulierenden Betrieb der anderen Wärmeerzeuger ausgeglichen

werden kann. Auch haben Nah- und Fernwärmesysteme eine gewisse thermische Trägheit durch die Wärmeverteilung selbst, so dass auch ohne Wärmespeicher die Einbindung einer PtH-Anlage möglich sein kann.

3.2 PtH-Anlagen in Österreich

Power-to-Heat-Anwendungen werden in den skandinavischen Ländern bereits seit den 1980er Jahren zur „Verwertung“ überschüssiger Strommengen aus Wasser- und Kernkraft genutzt. Durch den massiven Ausbau der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie werden PtH-Anwendungen jedoch zunehmend auch im österreichischen Strommarkt insbesondere zur Bereitstellung von negativer Regelleistung wirtschaftlich attraktiv, so dass in den vergangenen Jahren ein nennenswerter Aufbau von PtH-Anlagen im größeren Leistungsbereich in Österreich mit in Summe rd. 75 MW elektrischer Leistung in Betrieb (Tabelle 1).

Der leistungsmäßig größte PtH-Anteil ist innerhalb großer Fernwärmesysteme (Wien, Salzburg und Krems) integriert, wo in Kombination mit Wärmespeichern eine Flexibilisierung des Betriebs der KWK-Anlagen sowie die Bereitstellung negativer Regelleistung ermöglicht wird. Daneben wurden PtH-Anlagen auch in den Biomasseheizwerken Oberwart, Murau und St. Jakob in Defereggan gebaut, wobei diese Anlagen nicht zur Bereitstellung negativer Regelleistung, sondern zur Verwertung von Überschussstrom aus nahegelegenen Erzeugungsanlagen bzw. zur Reserve- und Spitzenlasterzeugung genutzt werden. Eine 5 MW-PtH-Anlage zur Bereitstellung von negativer Regelleistung ist hingegen im Biomasseheizkraftwerk der Hall AG in Bau sowie in dem im Jahr 2020 in Betrieb genommenen Biomasseheizwerk St. Anton a. Arlberg geplant, wobei auf Grund offener regulatorischer und wirtschaftlichen Randbedingungen aktuell jedoch unklar ist, ob bzw. wann die Anlagen in St. Anton gebaut wird.

Tabelle 1: PtH-Anlagen in Österreich

Anlage	Betreiber	Leistung	IBN	Technologie	Wärmenutzung/-erzeugung
St. Jakob in Deferegggen	Lichtgenossenschaft St. Jakob in Deferegggen	1,2 MW	1994	Durchlauferhitzer	Nahwärme St. Jakob in Deferegggen
HKW-Mitte	Salzburg AG	15 MW	2015	Elektrodenkessel	Fernwärme (Erdgas, Heizöl)
HKW Nord	Salzburg AG	15 MW	2016	Elektrodenkessel	Fernwärme (Erdgas, Heizöl)
Leopoldau I	Wienenergie	10 MW	2017	Elektrodenkessel	Fernwärme Wien (Erdgas, Abfall)
Leopoldau II	Wienenergie	10 MW	2017	Elektrodenkessel	Fernwärme Wien (Erdgas, Abfall)
Hallenbad Amras	IKB AG	1 MW	2018	Durchlauferhitzer	Hallenbad Amras (Erdgas)
HW Oberwart	Energie Burgenland	0,35 MW	2019	Durchlauferhitzer	Fernwärme Oberwart (Biomasse)
Theiß	EVN	5 MW	2019	Elektrodenkessel	Fernwärme Krems (Erdgas)
Nahwärme Murau	Murauer Stadtwerke	1,2 MW	2019	Durchlauferhitzer	Nahwärme Murau (Biomasse)
Spittelau	Wienenergie	10 MW	2021	Elektrodenkessel	Fernwärme Wien (Erdgas, Abfall)
Heizkraftwerke Hall i. Tirol	Hall AG	20 MW	2022	Elektrodenkessel	Fernwärme Stadt Hall bzw. Fernwärmeschiene Innsbruck
Nahwärme St. Anton	EWA	5 MW	offen	Durchlauferhitzer	Nahwärme St. Anton (Biomasse)

Quellen: Internetrecherche (Stand Mai 2022)

3.3 Investitionskosten von PtH-Anlagen

Die Investitionskosten von PtH-Anlagen zur Nachrüstung in bestehenden Biomasseheizwerken werden von einer Reihe zum Teil standortspezifischer Randbedingungen bestimmt. Insofern stellen die im nachfolgenden Abschnitt genannten Kosten nur eine erste Indikation dar und können im jeweiligen Einzelfall nach oben oder unten abweichen. Dabei stellen die wesentlichen Kostenelemente einer PtH-Anlage neben dem eigentlichen Heißwassererzeuger sowie der elektrischen und thermischen Einbindung in die bestehende Anlage vor allem die Kosten für die ggf. notwendige Erweiterung der Netzbezugsleistung (d. h. Netzbereitstellungsentgelt) sowie dem Anschluss an das öffentliche Stromnetz (d. h. Verkabelung und Transformator). Zusätzlich kann je nach den am Standort im Bestandsgebäude gegebenen Platzverhältnissen eine bauliche Adaptierung mit den

entsprechenden Kosten notwendig sein. Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden für generische PtH-Anlagen in einem Leistungsbereich zwischen 50 und 5.000 kW beispielhafte Investitionskosten ermittelt. Abbildung 6 zeigt hierzu die daraus abgeleiteten spezifischen Investitionskosten in €/kW.⁹ Nicht berücksichtigt sind in den dargestellten Kosten das Netzbereitstellungsentgelt sowie die Kosten für eine allfällig notwendige bauliche Erweiterung des bestehenden Biomasseheizwerks sowie die Kosten für einen ggf. erforderlichen (zusätzlichen) Pufferspeicher.

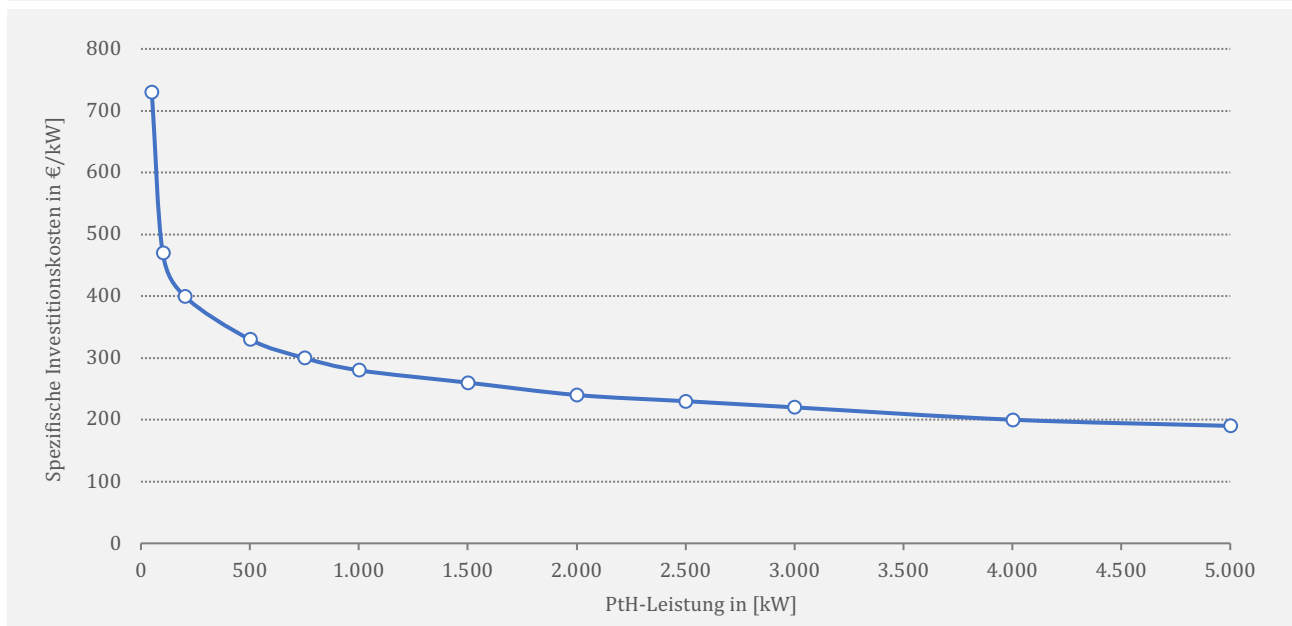
Die spezifischen Investitionskosten zeigen im kleinen Leistungsbereich eine sehr hohe Abhängigkeit von der Leistungsgröße. Während die Investitionskosten für bspw. eine PtH-Anlage mit 50 kW bei rd. 730 €/kW liegen, müssen für eine Anlage mit 200 kW knapp 400 €/kW und für eine Anlage mit 500 kW etwa 330 €/kW aufgewendet werden. Für PtH-

⁹ Eine detaillierte Darstellung der Investitionskosten ist in Kapitel 6 „PtH-Machbarkeitsanalyse für ausgewählte Biomasseheizwerke“ zu finden.

Anlagen mit größerer Leistung sinken die spezifischen Kosten anschließend annähernd linear und liegen bspw. für eine Anlage mit 1.500 kW bei rd. 260 €/kW und für eine Anlage mit 3.000 kW bei etwa 220 €/kW. Nicht berücksichtigt ist in Abbildung 6 das Netzbereitstellungsentgelt, das im Jahr 2022 für den Netzbereich Salzburg bei 136,86 €/kW für die Netzebene 5 (Mittelspannung) bzw. 152,69 €/kW für die Netzebene 6 (Umspannung Mittel-/Niederspannung) liegt [21], [22]. Unter zusätzlicher Berücksichtigung des Netzbereitstellungsentgelts ergibt sich damit eine Bandbreite der spezifischen Investitionskosten für PtH-Anlagen in einem für bestehende Biomasseanlagen relevanten Leistungsbereich zwischen 500 und 3.000 kW von etwa 350 bis 500 €/kW.

Sollte der bestehende Pufferspeicher in einem Biomasseheizwerk bspw. aus betrieblichen Gründen nicht für eine nachträgliche Installation einer PtH-Anlage geeignet sein oder kein Pufferspeicher vorhanden sein, müssen zu den Gesamtkosten einer PtH-Anlage (d. h. Investitionskosten in den Anlagenteil und Netzbereitstellungsentgelt) zusätzlich noch die Kosten für einen Pufferspeicher berücksichtigt werden. Ohne die Kosten für ein ggf. notwendiges Gebäude und/oder Grundstück würden sich die Gesamtkosten einer PtH-Anlage inkl. einem Pufferspeicher um ca. 15-20% erhöhen.

Abbildung 6: Spezifische Investitionskosten für PtH-Anlagen in Biomasseheizwerken (ohne Netzbereitstellungsentgelt sowie Kosten für ggf. notwendige bauliche Erweiterungen und Pufferspeicher)



Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt (Stand 2021)

4 Vermarktungsmodelle für PtH-Anlagen im Überblick

Die Vermarktung der Flexibilität von PtH-Anlagen bzw. Möglichkeit zur Aufnahme von (erneuerbarem) Überschussstrom kann grundsätzlich über verschiedene Optionen erfolgen. Neben der Bereitstellung negativer Regelreserve können PtH-Anlagen an der Strombörse vermarktet werden, um bspw. den Einsatz der Wärmeerzeugung in Biomasse-, Gas- oder Ölkessel zu optimieren. Daneben können PtH-Anlagen zur Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten bei der Bewirtschaftung von Bilanzgruppen genutzt werden. Auch lässt sich die Erzeugung

eigener Kraftwerke optimieren, wenn eine Verbindung mit einer PtH-Anlage über eine Direktleitung besteht oder Erzeugungs- und PtH-Anlage Teil einer Energiegemeinschaften sind. Diese unterschiedlichen Betriebs- oder Vermarktungsmodelle werden im Folgenden näher dargestellt. Anschließend werden die für die jeweiligen Vermarktungsmodelle relevanten regulatorischen Strompreisbestandteile identifiziert und gegenübergestellt. Abschließend wird das Konzept eines virtuellen Kraftwerks zur Vermarktung von PtH-Anlagen vorgestellt.

4.1 Regelreservemarkt

Regelreserve wird von den Übertragungsnetzbetreibern (in Österreich Austrian Power Grid, APG) zur Sicherstellung eines permanenten Gleichgewichtes zwischen ein- und ausgespeister elektrischer Energie in der jeweiligen Regelzone benötigt. In Abhängigkeit von u. a. der Aktivierungszeit werden Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung unterschieden:¹⁰

- **Primärregelleistung (PRL):** Aufgabe der Primärregelung ist die schnelle Stabilisierung der Netzfrequenz bei Auftreten von Leistungsungleichgewichten als Gemeinschaftsaufgabe aller systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber des ENTSO-E Synchronverbundes Continental Europe. Die PRL muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert sein und mindestens für 15 Minuten in voller Höhe zur Verfügung stehen. Im Synchronverbund werden heute insgesamt 3 000 MW an PRL vorgehalten. Diese wird auf die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber entsprechend des Anteils der Stromerzeugung in ihrer Regelzone an der gesamten Erzeugung im Synchronverbund aufgeteilt.

- **Sekundärregelleistung (SRL):** Die Sekundärregelung wirkt je Regelzone von zentraler Stelle automatisch auf die Kraftwerke, die online in den Sekundärregler einbezogen sind. Aufgabe der Sekundärregelung ist die Rückführung der Übergabeleistungen zwischen den einzelnen Regelzonen auf die vereinbarten Werte und damit Rückführung der Frequenz auf ihren Sollwert. Somit wird auch gewährleistet, dass die aktivierte PRL wieder zur Verfügung steht. Die SRL muss spätestens nach 30 Sekunden einsetzen und innerhalb von 5 Minuten in voller Höhe verfügbar sein.
- **Tertiärregelleistung (TRL):** Die Aktivierung von TRL erfolgt durch manuelle Eingriffe in die Kraftwerkserzeugung – der Abruf durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt in Österreich und Deutschland jedoch automatisiert. Aufgabe der Tertiärregelung ist die Bereitstellung einer ausreichenden gesamten Leistungsreserve sowie ein Beitrag zur Wiederherstellung der Sekundärregelreserve. Sie muss innerhalb von 15 Minuten in voller Höhe verfügbar sein.

¹⁰ Positive Tertiärregelleistung wird in Österreich auch als Ausfallreserve bezeichnet. Entsprechend der EU Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb [23] wird die Primärregelleistung als "Frequency Containment Reserve" (FCR),

die Sekundärregelleistung als "automatic Frequency Restoration Reserve" (aFRR) und die Tertiärregelleistung als "manual Frequency Restoration Reserve" (mFRR) bezeichnet.

Zusätzlich wird zwischen negativer und positiver Regelleistung unterschieden. Ist eine Regelzone überdeckt (d. h. die Summe der Einspeisungen ist größer als die Summe der Ausspeisungen) wird durch den Abruf negativer Regelleistung die Einspeisung eines Kraftwerks soweit reduziert, dass sich ein Gleichgewicht einstellt. Umgekehrt wird bei einer Unterdeckung der Regelzone durch den Abruf positiver Regelleistung die Einspeisung eines Kraftwerks bis zum Erreichen eines Gleichgewichtes erhöht. Regelleistung kann jedoch nicht nur durch Erzeugungsanlagen, sondern auch durch steuerbare Verbraucher und Stromspeicher, wie bspw. PtH-Anlagen, erbracht werden. Hierbei wird beim Abruf von negativer Regelleistung der Verbrauch erhöht und beim Abruf von positiver Regelleistung der Verbrauch reduziert.

Die Reaktionszeiten von PtH-Anlagen erlauben dabei eine Teilnahme an den Sekundär- und Tertiärregelungsmärkten. Für die Erbringung von Primärregelung bestehen hingegen organisatorische (keine getrennte Ausschreibung von positiver und negativer PRL) und technische Restriktionen (sehr kurze Reaktionszeiten erfordern spezielle bauliche Auslegung von PtH-Anlagen).

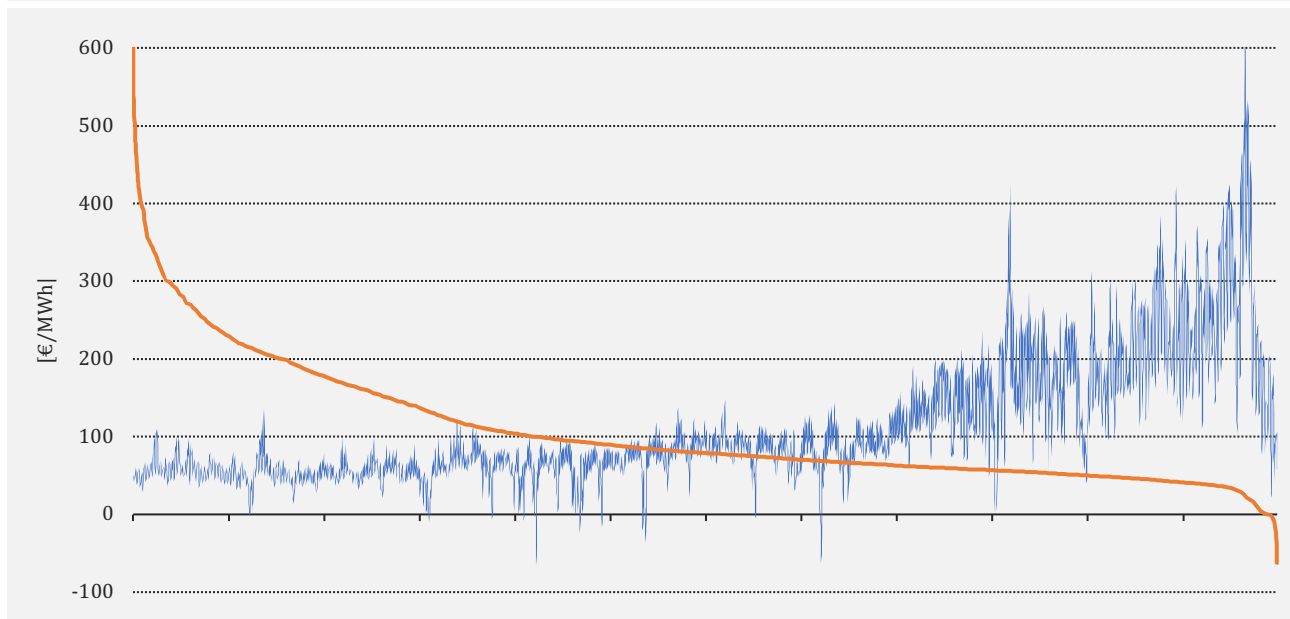
Grundsätzlich können PtH-Anlagen sowohl positive als auch negative Regelleistung erbringen. Praktisch beschränkt sich das Einsatzfeld jedoch heute ausschließlich auf die Erbringung negativer SRL und TRL (d. h. Wärmeerzeugung bei Abruf), da der zur Vorhaltung positiver Regelleistung erforderliche Dauerbetrieb (d. h. Reduzierung Wärmeerzeugung bei Abruf) wirtschaftlich nur schwer darstellbar ist. Unter bestimmten Randbedingungen (niedrige Strombezugskosten bei gleichzeitig hohen Preisen und Abrufwahrscheinlichkeiten im Regelenergiemarkt) kann jedoch auch eine Bereitstellung positiver Regelleistung in Ausnahmefällen wirtschaftlich attraktiv sein.

4.2 Spotmarkt

Während die Preisbildung an den Großhandelsmärkten in der Vergangenheit im Wesentlichen von der saisonal und tageszeitlich schwankenden Nachfrage sowie eingeschränkt dem saisonal schwankenden Angebot an Laufwasserkraft bestimmt wurde, wird die Preisbildung auch im österreichischen Spotmarkt heute vor allem von der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik beeinflusst (sog. Merit Order-Effekt). Dies führt u. a. zu einer Reduzierung der Peak-Preise während der Mittagszeit bei hoher PV-Einspeisung sowie sehr niedrigen – teilweise sogar negativen – Strompreisen während lastschwachen Zeiten an Wochenenden oder in der Nacht bei gleichzeitig hoher Windstromerzeugung. Abbildung 7 zeigt hierzu beispielhaft die stündlichen Day Ahead EPEX Spotpreise für das Marktgebiet Österreich sowie die Jahresdauerlinie der Spotpreiszeitreihe im Jahr 2021. Bei einem jahresmittleren Basepreis von 106,85 €/MWh lagen die höchsten bzw. niedrigsten Stundenpreise im Jahr 2020 bei 620,00 bzw. -66,18 €/MWh.

Der strommarktgetriebene Einsatz von PtH-Anlagen in Biomasseheizkraftwerken kann aus wirtschaftlicher Sicht vor allem dann attraktiv sein, wenn die Strombezugskosten inkl. der regulatorischen Strompreisbestandteile (Netznutzungsentgelt, Netzverlustentgelt, Elektrizitätsabgabe und Ökostromförderbetrag; vgl. Abschnitt 4.5), unterhalb der Wärmegestehungskosten der substituierten Wärmeerzeugung eines Biomasseheizwerks liegen. Bei typischen Wärmegestehungskosten von Biomasseheizwerken zwischen 25 und 35 €/MWh und regulatorischen Strompreiskosten einer PtH-Anlage von etwa 15-30 €/MWh (vgl. Abschnitt 4.5 „Regulatorische Strompreisbestandteile der Vermarktungsmodelle“) beschränkt sich damit der wirtschaftliche Einsatz einer PtH-Anlage im Wesentlichen auf Zeitfenster mit negativen Spotmarktpreisen.

Abbildung 7: Stündliche EPEX Day Ahead Spotpreise für Marktgebiet Österreich 2021

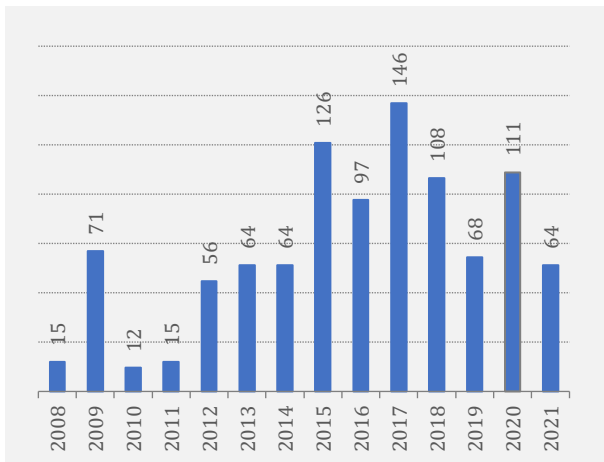


Quelle: BNetzA (SMARD Strommarktdaten [24])

Stunden mit sehr niedrigen bzw. negativen Spotpreisen treten vor allem dann auf, wenn bspw. hohe Windkrafteinspeisung und niedrige Nachfrage zusammenfallen. In solchen Situationen kann es für Kraftwerksbetreiber günstiger sein, den Strom aus ihren Anlagen unter den variablen Kosten zu verkaufen, wenn sie dadurch z. B. verhindern können, dass ihre Kraftwerke kurzfristig heruntergefahren werden müssen und sie damit An- und Abfahrkosten sowie ggf. einzuhaltende Mindeststillstandzeiten vermeiden können. Im Extremfall werden Kraftwerksbetreiber sogar bereit sein, für die Stromabnahme zu bezahlen, so dass es zu negativen Preisen an der Strombörse kommen kann. Dies trifft vor allem auf Braunkohle- und Kernkraftwerke zu, aber auch wärmegeführte KWK-Anlagen werden auf Grund von Wärmelieferverpflichtungen in Phasen niedriger Strompreise nicht komplett vom Netz genommen, sondern auf ihre Mindestlast gedrosselt. Die Möglichkeit von negativen Gebotspreisen an der Strombörse ist seit 1. September 2008 möglich – bis dahin waren 0 €/MWh als untere Marktpreisgrenze festgelegt. In Abbildung 8 ist die Anzahl negativer Strompreise im stündlichen EPEX Day Ahead-Spotmarkt für das österreichische

Marktgebiet von 2008 bis 2021 dargestellt. Die Entwicklung zeigt insgesamt bis 2017 eine steigende Tendenz negativer Strompreise, durch die zum 1. Oktober 2018 vollzogene Trennung der vormals gemeinsamen deutsch-österreichischen Strompreiszone der Marktzone ist im österreichischen Marktgebiet die Anzahl negativer Spotpreise jedoch zurückgegangen. Durch den weiteren Ausbau der Windkraft und Photovoltaik ist jedoch davon auszugehen, dass sich diese preisbildenden Effekte des Wind- und Solarenergieangebots in Zukunft weiter verstärken und damit auch negative Strompreise häufiger werden.

Auf Grund der hohen Flexibilität von PtH-Anlagen kann eine Einsatzoptimierung im Spotmarkt nicht nur im stündlichen Day Ahead-Markt, sondern grundsätzlich auch im Viertelstundenhandel (Intraday) erfolgen. Allerdings ist die Liquidität des österreichischen Intraday-Markts an der EPEX und damit das Optimierungspotenzial für den strommarktgetriebenen Einsatz von PtH-Anlagen heute in vielen Viertelstunden noch vergleichsweise gering.

Abbildung 8: Anzahl negativer Spotpreise EPEX Day Ahead im Marktgebiet Österreich*

Daten: EPEX Spot; * bis 1.10.2018 Marktgebiet DE-AT-LU

4.3 Eigenverbrauchsoptimierung über Direktleitung oder Energiegemeinschaften

Die wirtschaftlichen Möglichkeiten für einen Einsatz von PtH-Anlagen im Spotmarkt hängen entscheidend von den regulatorischen Strompreisbestandteilen für den Bezug aus dem Netz ab. Mit steigender Abgabenlast sinkt die Attraktivität von PtH-Anlagen im Strommarkt, wodurch sich ein spotpreisgetriebener Einsatz häufig wirtschaftlich nicht darstellen lässt. Allerdings kann die Nutzung von eigenerzeugtem Strom in PtH-Anlagen bei niedrigen Marktpreisen eine wirtschaftlich sinnvolle Alternative zur Einspeisung des Stroms in das öffentliche Netz darstellen. Bspw. kann zur Einsatzoptimierung einer wärmegeführten Biomasse-KWK-Anlage der KWK-Strom kurzzeitig direkt in einer PtH-Anlage genutzt und dadurch das Herunterfahren der KWK-Anlage vermieden werden.

Daneben können PtH-Anlagen im Einzelfall auch eine Optimierung der Erlöse von bspw. Wasserkraft- oder PV-Anlagen ermöglichen, wenn die PtH-Anlage mit einer Direktleitung unmittelbar von der Erzeugungsanlage mit Strom versorgt wird oder sowohl die

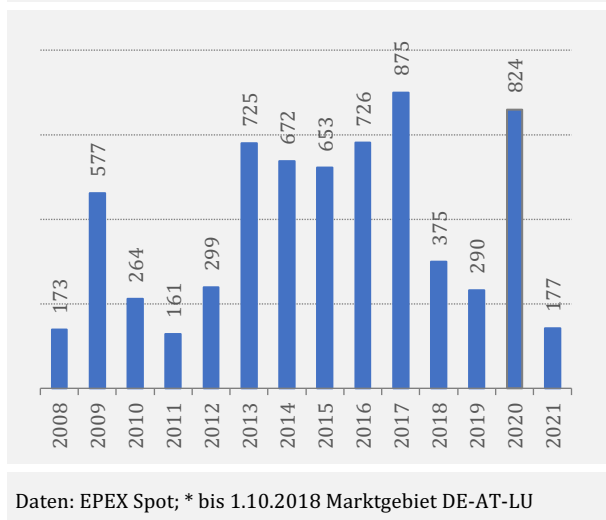
Stromerzeugungsanlage als auch PtH-Anlage Teil einer Energiegemeinschaft sind.

- **Direktleitung:** Gemäß § 33 Salzburger Landeselektrizitätsgesetz 1999 i.d.F. vom 3. Juli 2019 haben Erzeuger einen Rechtsanspruch auf die Errichtung und den Betrieb von Direktleitungen. Eine Direktleitung verbindet dabei einen einzelnen Produktionsstandort (bspw. Wasserkraftanlage) mit einem einzelnen Kunden (bspw. PtH-Anlage), wobei für Stromlieferungen über eine Direktleitungen kein Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt sowie kein Ökostromförderbeitrag anfallen.
- **Energiegemeinschaften:** Mit dem *Clean Energy Package for all Europeans* (sog. Winterpaket) hat die EU u. a. auch die zukünftige Rolle von Energiegemeinschaften in Form von Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) sowie Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften (EEG) neu definiert¹¹. Die Mitglieder von BEG als auch EEG können dabei den von der Energiegemeinschaft erzeugten Strom gemeinsam nutzen („electricity sharing“), wobei der von einer Energiegemeinschaft erzeugte Strom auch über das öffentliche Netz unter ihren Mitgliedern verteilt werden kann. Wesentlich ist in diesem Zusammenhang, dass das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) [26] für die Durchleitung des von einer EEG erzeugten Stroms ein lokales Netzentgelt vorsieht. Dieser österreichweit einheitliche sog. Ortsnetztarif berücksichtigt nur die Kosten der von einer Durchleitung in Anspruch genommenen Netzebene, wobei eine Durchleitung auf die Nieder- und Mittelspannungsebene beschränkt ist. Zusätzlich ist für den innerhalb einer EEG gemeinschaftlich erzeugten und verbrauchten Strom kein EAG-Förderbeitrag (Nachfolgeregelung zum heutigen Ökostromförderbeitrag) zu entrichten.

¹¹ Die wesentlichen Gemeinsamkeiten und Unterschiede von Bürgerenergie und Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften sind bspw. in [25] zusammengefasst.

Wie eine erweiterte Eigenverbrauchsoptimierung durch eine PtH-Anlage über eine Direktleitung oder Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft konkret aussehen könnte, wird im Folgenden anhand der für das Bundesland Salzburg in besonderem Maße relevanten Wasserkraft exemplarisch skizziert. Bei „typischen“ variablen Einsatzkosten einer Wasserkraftanlage von etwa 10 bis 15 €/MWh liegen die Spotpreise bereits heute in vielen Stunden eines Jahres unterhalb dieser variablen Kosten und damit der Deckungsbeitrag in diesen Stunden in einem negativen Bereich. Abbildung 9 zeigt hierzu beispielhaft die Anzahl von Spotpreisen im für Österreich relevanten Marktgebiet unter 15 €/MWh zwischen 2008 und 2021.

Abbildung 9: Anzahl Spotpreise <15 €/MWh EPEX Day Ahead im Marktgebiet Österreich*



Für Wasserkraftanlagen würde in diesen Stunden ein Betrieb unwirtschaftlich sein und die Anlagen müsste aus wirtschaftlicher Sicht eigentlich abgestellt werden. PtH-Anlagen können diesen „wertlosen“ Strom sinnvoll vor Ort nutzen, wobei die Vor- und Nachteile einer Direktleitung bzw. Energiegemeinschaft projektspezifisch zu bewerten sind.

4.4 Bewirtschaftung Bilanzgruppen

Neben der Bereitstellung negativer Regelleistung, der Spotvermarktung und erweiterten Eigenverbrauchsoptimierung kann die Flexibilität von PtH-Anlagen grundsätzlich auch zur Bewirtschaftung einer

Bilanzgruppe und damit zur Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten verwendet werden. Ausgleichsenergie wird in Österreich von der Austrian Power Clearing and Settlement AG (APCS) an die Bilanzgruppen als Differenz zwischen den vereinbarten und den tatsächlichen Fahrplanwerten verrechnet. Eine Bilanzgruppe ist Bezieher von Ausgleichsenergie, wenn das Saldo zwischen Ein- und Ausspeisungen negativ ist, d. h. die Bilanzgruppe unterdeckt ist. Ist die Bilanzgruppe hingegen überdeckt (d. h. positives Saldo aus Ein- und Ausspeisungen), wird Ausgleichsenergie aus Sicht der Bilanzgruppe an die Verrechnungsstelle geliefert.

In Abhängigkeit vom Regelzonensaldo sowie den Preisen der aktivierten bzw. mit anderen Regelzonen ausgetauschten Regelleistung können die Viertelstundenpreise für Ausgleichsenergie z. T. deutlich in den vierstelligen €/MWh-Bereich gehen, wodurch eine aktive Bewirtschaftung der Bilanzgruppe durch den Einsatz von PtH-Anlagen attraktiv sein kann, wenn die Ausgleichsenergiepreise über den variablen Einsatzkosten der PtH-Anlage liegen. Allerdings sind die Preise für Ausgleichsenergie nicht im Vorhinein bekannt, so dass für die Optimierung einer Bilanzgruppe mit PtH-Anlagen bspw. aus den Ausgleichsenergiepreisen der Vergangenheit sowie der praktisch in Echtzeit veröffentlichten Deltaregelzone eine entsprechende Bewirtschaftungsstrategie abgeleitet werden muss.

4.5 Regulatorische Strompreisbestandteile der Vermarktungsmodelle

Für die wirtschaftliche Bewertung der einzelnen Vermarktungsoptionen ist zu berücksichtigen, dass PtH-Anlagen für den damit einhergehenden Strombezug aus dem öffentlichen Netz bzw. im Fall einer Direktleitung aus einer Erzeugungsanlage die jeweils anwendbaren regulatorischen Strompreisbestandteile zu entrichten haben. Im Einzelnen sind dies das Netznutzungs- und Netzverlustentgelt, die Energieabgabe sowie der Ökostromförderbeitrag. Diese werden im Folgenden dargestellt.

- **Netznutzungsentgelt:** Das Netznutzungsentgelt ist für die aus dem öffentlichen Netz entnommene elektrische Leistung und Energie zu entrichten. Es wird jährlich in der Systemnutzungsentgelt-Verordnung (SNE-V) bzw. Änderungen zur jeweils gültigen SNE-V bundesländerspezifisch sowie zusätzlich für Graz, Innsbruck und das Kleinwalsertal je Netzebene festgelegt. Tabelle 2 zeigt das leistungs- und arbeitsbezogene Netznutzungsentgelt für das Bundesland Salzburg im Jahr 2022 beispielhaft für die Netzebenen 5 (Mittelspannung), 6 (Umspannung Mittel-Niederspannung) und 7 (Niederspannung).

Tabelle 2: Netznutzungsentgelte Bundesland Salzburg 2022

	NE 5	NE 6	NE 7*
Leistung (€/MW*a)	40.920	43.440	44.280
Arbeit HT (€/MWh)	11,30	16,30	24,20
Arbeit NT (€/MWh)	9,30	16,10	24,20
Leistung Regelreserve (€/MW*a)	1.000		
Arbeit Regelreserve (€/MWh)	0,85		

Quelle: SNE-V 2022 [22] (*gemessene Leistung)

In Abhängigkeit von der Netzebene der PtH-Anlage ist das volle Netznutzungsentgelt für die Vermarktungsoptionen Spotmarkt- und Bilanzgruppenoptimierung zu entrichten, wobei der leistungsbezogene Anteil aliquot für die einzelnen Monate verrechnet wird. Demgegenüber entfällt das Netznutzungsentgelt, wenn eine PtH-Anlage mit einer Direktleitung aus einer Erzeugungsanlage versorgt wird, bzw. reduziert sich die arbeitsbezogene Komponente für den Strombezug aus einer Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft auf den sog. Ortsnetztarif, wenn auch die PtH-Anlage Teil der Energiegemeinschaft ist.

Mit der Novelle 2015 der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V) 2012 wurde die Bereitstellung negativer Regelleistung durch Verbraucher und damit auch PtH-Anlagen mit der

Bereitstellung aus Pumpspeicherkraftwerken dahingehend gleichgestellt, als dass auch für Verbraucher ein reduziertes Netznutzungsentgelt für die Bereitstellung negativer Regelleistung zu entrichten ist. Gemäß der Änderung 2022 der SNE-V 2018 [21] ist bei Abruf negativer Regelleistung unabhängig von der Netzebene (NE) ein Netzentgelt von 0,85 €/MWh sowie 1.000 €/MW*a anzusetzen (vgl. Tabelle 2). Sofern der Netzanschluss einer PtH-Anlage mit weiteren Verbrauchern geteilt wird, ist zu berücksichtigen, dass der reduzierte Leistungspreis nur auf die im Vergleich zur Lastspitze ohne Erbringung negativer Regelreserve (mögliche) zusätzliche Lastspitze und nicht bspw. auf die maximal erbrachte negative Regelreserve angewendet wird. Bei der Berechnung des „normalen“ Netznutzungsentgelts für Verbraucher sind daher die Lastspitze sowie die Arbeitsmengen um den Abruf negativer Regelleistung zu bereinigen.

- **Netzverlustentgelt:** Das Netzverlustentgelt ist von allen Entnehmern sowie Einspeisen ab 5 MW Engpassleistung von elektrischer Energie in das öffentliche Stromnetz zu entrichten und wird wie das Netznutzungsentgelt jährlich in der SNE-V festgelegt. Tabelle 3 zeigt das Netzverlustentgelt im Jahr 2022 im Bundesland Salzburg für die Netzebenen 5, 6 und 7. Das Netzverlustentgelt fällt dabei für PtH-Anlagen bis auf eine Versorgung über eine Direktleitung für alle Vermarktungsoptionen an.

Tabelle 3: Netzverlustentgelt Bundesland Salzburg 2022

	NE 5	NE 6	NE 7
Arbeit (€/MWh)	1,21	2,11	2,55

Quelle: SNE-V 2022 [22]

- **Elektrizitätsabgabe:** Die Elektrizitätsabgabe von 15 €/MWh wird auf die Lieferung von elektrischer Energie, den Verbrauch von elektrischer Energie durch Elektrizitätsunternehmen sowie den Verbrauch von selbst hergestellter elektrischer

Energie erhoben.¹² Ausnahmen bestehen u. a. für Strom aus erneuerbaren Energien bis zu einem Freibetrag von 25.000 kWh/a, wenn diese selbst erzeugt und selbst verbraucht werden. Für selbsterzeugten Strom aus Photovoltaik, der nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird oder innerhalb einer Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft geteilt wird und damit selbst verbraucht wird, wird generell keine Elektrizitätsabgabe verrechnet. Zusätzlich besteht für die nicht-energetische Nutzung elektrischer Energie die Möglichkeit einer Rückvergütung einer zuvor bezahlten Elektrizitätsabgabe. Damit ist für den Strombezug von PtH-Anlagen mit Ausnahme des auf eine Direktleitung anwendbaren Freibetrags von 25.000 kWh/a sowie der Sonderregelung für eigenverbrauchten PV-Strom unabhängig vom Vermarktungsmodell die Elektrizitätsabgabe zu entrichten.

- **Ökostrom-/Erneuerbaren-Förderbeitrag:** Von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern ist der sog. Ökostromförderbeitrag bzw. seit 2022 der Erneuerbaren-Förderbeitrag zu entrichten, wobei zwischen einer Leistungs- und Arbeitskomponente unterschieden wird. Die Arbeitskomponente setzt sich dabei wiederum aus einer Komponente für das Netznutzungsentgelt und das Netzverlustentgelt zusammen. Neben dem Ökostromförderbeitrag war von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern bisher zusätzlich auch die von der Netzebene abhängige sog. Ökostrompauschale zu entrichten. Tabelle 4 zeigt den Ökostromförderbeitrag und die Ökostrompauschale 2021 für die Netzebenen 5, 6 und 7. Auf Grund der aktuell hohen Großhandelspreise an den Strombörsen und der damit zusammenhängenden hohen Erlöse der Ökostromabwicklungsstelle OeMAG bei der Vermarktung des von ihr abgenommenen Ökostroms besteht für das Jahr 2022 kein

zusätzlicher Förderbedarf, d. h. für 2022 wurden alle Komponenten des Erneuerbaren-Förderbeitrags in der Erneuerbaren-Förderbeitragsverordnung 2022 mit Null festgelegt (eine der Ökostrompauschale entsprechende Nachfolgeregelung ist im EAG nicht vorgesehen).

Der Erneuerbaren-Förderbeitrag ist dabei für die Vermarktungsmodelle Spotmarkt- und Bilanzgruppenoptimierung mit einem Strombezug der PtH-Anlage aus dem öffentlichen Netz, jedoch nicht bei einer Versorgung über eine Direktleitung zu entrichten. Entsprechend dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) wird auch der innerhalb einer Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft geteilte Strom zukünftig nicht mit dem Erneuerbaren-Förderbeitrag belastet werden. Auch wenn argumentiert werden kann, dass der Bezug negativer Regelenenergie aus dem öffentlichen Netz keinen Letztverbrauch im Sinne des § 7 Abs 2 Z 12 ElWOG 2010 darstellt (vgl. [28]), wird der Ökostromförderbeitrag bzw. Erneuerbaren-Förderbeitrag nach Auskunft der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control sowie einzelner PtH-Anlagenbetreiber für den Bezug negativer Regelenenergie verrechnet.

Tabelle 4: Ökostromförderbeitrag und Ökostrompauschale 2021

	NE 5	NE 6	NE 7
Leistung (€/MW*a)	12.013	12.689	12.381
Arbeit (€/MWh)	3,52	5,15	8,30
Ökostrompauschale (€/a)*	17.002	1.046	36

Quelle: Ökostromförderbeitragsverordnung 2021, Ökostrompauschale-Verordnung 2021; *gerundet

Die Aufbringung der Fördermittel ist im EAG grundsätzlich ähnlich zum Ökostromgesetz geregelt, d. h. die Fördermittel werden über eine Erneuerbaren-Förderpauschale sowie einem Erneuerbaren-Förderbeitrag aufgebracht. In Bezug auf den Erneuerbaren-Förderbeitrag sieht §75 Abs 1

¹² Im Zuge des sog. Energiepakets zur Entlastung von den gestiegenen Energie- und Treibstoffpreisen wird die Elektrizitätsabgabe

zeitlich befristet zwischen 30. April 2022 und 1. Juli 2023 auf 1,0 €/MWh abgesenkt [27].

EAG vor: „[...] ist von allen an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossenen Endverbrauchern ein Erneuerbaren-Förderbeitrag im Verhältnis zu den jeweilig zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten zu leisten“ [26]. Insofern kann davon ausgegangen werden, dass bei einer Erbringung von negativer Regelenergie in PtH-Anlagen der volle Erneuerbaren-Förderbeitrag verrechnet wird.¹³

Unabhängig vom Vermarktungsmodell ist die Ökostrom- bzw. zukünftig Erneuerbaren-Förderpauschale jedenfalls dann zu entrichten, wenn die PtH-Anlage über einen eigenständigen Netzanschluss mit dem öffentlichen Netz verbunden ist, d. h. nur im Falle einer Mitnutzung eines bereits bestehenden Netzanschlusses oder bei einer Versorgung über eine Direktleitung ist keine Ökostrompauschale zu entrichten.

Insgesamt ist die Belastung von PtH-Anlagen mit den regulatorisch festgelegten Strompreisbestandteilen damit abhängig vom konkreten Vermarktungsmodell. In Tabelle 5 ist hierzu eine qualitative Zusammenfassung der für die einzelnen Vermarktungsmodelle von PtH-Anlagen zu berücksichtigenden regulatorischen Strompreisbestandteile dargestellt. In Abhängigkeit vom Vermarktungsmodell und der Netzebene der PtH-Anlage können die variablen regulatorischen Strompreisbestandteile für den Bezug elektrischer Energie damit zwischen annähernd 0 €/MWh bei einer Direktleitung und 30 €/MWh in 2022 bei einer Spotmarkt- und Bilanzgruppenoptimierung in Netzebene 7 liegen (vgl. Abschnitt 4.5 „Regulatorische Strompreisbestandteile der Vermarktungsmodelle“).

Diesen variablen Kosten des Strombezugs einer PtH-Anlage können jedoch die in einem Biomasseheizwerk eingesparten Erzeugungskosten gegen-

übergestellt werden, die typischerweise in einer Bandbreite von etwa 25 bis 35 €/MWh liegen.

Aus der Differenz der variablen Erzeugungskosten der PtH-Anlage und den eingesparten variablen Kosten des Biomasseheizwerks ermittelt sich dann der für einen positiven Deckungsbeitrag notwendige minimale Angebotspreis zur Vermarktung der PtH-Anlage. Anzumerken ist in diesem Zusammenhang jedoch, dass für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer PtH-Anlage neben den arbeitsabhängigen Kosten zusätzlich auch die leistungsabhängigen Kosten des Strombezugs berücksichtigt werden müssen. In Kapitel 6 „PtH-Machbarkeitsanalyse für ausgewählte Biomasseheizwerke“ ist dies anhand von drei Fallbeispielen detailliert dargestellt.

4.6 Virtuelle Kraftwerke zur Vermarktung von PtH-Anlagen

Während sehr große PtH-Anlagen im zweistelligen MW-Bereich in bestehende Erzeugungsportfolios integriert und mit diesen gemeinsam bewirtschaftet werden können, erfolgt die Vermarktung kleinerer PtH-Anlagen meist innerhalb eines virtuellen Kraftwerks, da eine direkte Teilnahme von PtH-Anlagen an den Strom- und Regelenergiemärkten auf Grund der notwendigen Mindestlosgrößen und der erforderlichen Besicherung sowie der vom Handelsvolumen z. T. unabhängigen Transaktionskosten häufig nicht möglich bzw. wirtschaftlich darstellbar ist.

Das Konzept des Virtuellen Kraftwerks (engl. Virtual Power Plant, VPP) zielte ursprünglich auf eine verbesserte Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in das Stromversorgungssystem ab. Durch die zunehmende energiewirtschaftliche Bedeutung dezentraler Speicher sowie steuerbarer Verbraucher wurde das Konzept jedoch dahingehend erweitert, dass neben dezentralen Erzeugungsanlagen auch dezentrale

¹³ Pumpspeicherkraftwerke und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas ab einer Leistung von 1 MW sind von der Erneuerbaren-Förderpauschale und dem

Erneuerbaren-Förderbeitrag ausgenommen. Für PtH-Anlagen sieht das EAG eine solche Ausnahme hingegen nicht vor.

Tabelle 5: Regulatorische Strompreisbestandteile von Vermarktungsmodellen für PtH-Anlagen

	Netznutzungsentgelt	Netzverlustentgelt	Elektrizitätsabgabe	Erneuerbaren-Förderbeitrag**
Negative Regelleistung	vermindert	ja	ja	ja
Spotmarkt (Netzbezug)	ja	ja	ja	ja
Direktleitung	nein	nein	ja*	nein
EE-Gemeinschaften	„Ortsnetztarif“	ja	ja*	nein
Bewirtschaftung Bilanzgruppen	ja	ja	ja	ja

Quelle: Analyse e3 consult; *Freigrenze 25 MWh/a bzw. keine Energieabgabe für von Mitgliedern einer Energiegemeinschaft verbrauchten PV-Strom, der von der Energiegemeinschaft erzeugt wird; ** entfällt 2022t

Speicher und steuerbare Verbraucher als Teil eines Virtuellen Kraftwerks betrachtet werden. Damit die gepoolten dezentralen Einheiten mit Großkraftwerken vergleichbare energiewirtschaftliche Aufgaben übernehmen können, müssen diese von einer übergeordneten Instanz informationstechnisch vernetzt und zentral gesteuert werden. Die Intelligenz eines Virtuellen Kraftwerks liegt dabei im zentralen Energiemanagementsystem (EMS), das bidirektional mit den einzelnen Erzeugungsanlagen über ein Kommunikationsnetz verbunden ist.

Neben der bidirektionalen Kommunikation zwischen der Leitwarte des Virtuellen Kraftwerks und den dezentralen Einheiten stellt vor allem die zentrale Einsatzoptimierung der dezentralen Erzeuger und Speicher sowie steuerbaren Verbraucher ein wesentliches Merkmal Virtueller Kraftwerke dar. Dadurch verhalten sich Virtuelle Kraftwerke nach außen ähnlich wie Großkraftwerke und können entsprechend ihren wirtschaftlichen und technischen Eigenschaften mit diesen in Wettbewerb treten.

Die Konzeption und Implementierung eines Virtuellen Kraftwerks ist jedoch vergleichsweise aufwendig, so dass bei nur wenigen zu poolenden Einheiten häufig der Aufwand den wirtschaftlichen Nutzen übersteigt. Einzelne Anlagen werden daher in der Regel über kommerzielle Anbieter von Virtuellen Kraftwerken (sog. Aggregatoren) vermarktet. Der Aggregator (bspw. Salzburg AG) übernimmt die operative Verantwortung und Einsatzplanung sowie

Besicherung im Pool und entscheiden bei einem Abruf von Regelleistung durch den Übertragungsnetzbetreiber aus welchen konkreten Anlagen diese erbracht wird. Zusätzlich unterstützen Aggregatoren meist bei der Präqualifikation und kommunikationstechnischen Anbindung der dezentralen Anlagen, wobei sie einen Teil der Vermarktungserlöse für ihre Dienstleistungen einbehalten.

5 Energiewirtschaftliche Bewertung einer Bereitstellung negativer Sekundärregelreserve aus PtH-Anlagen

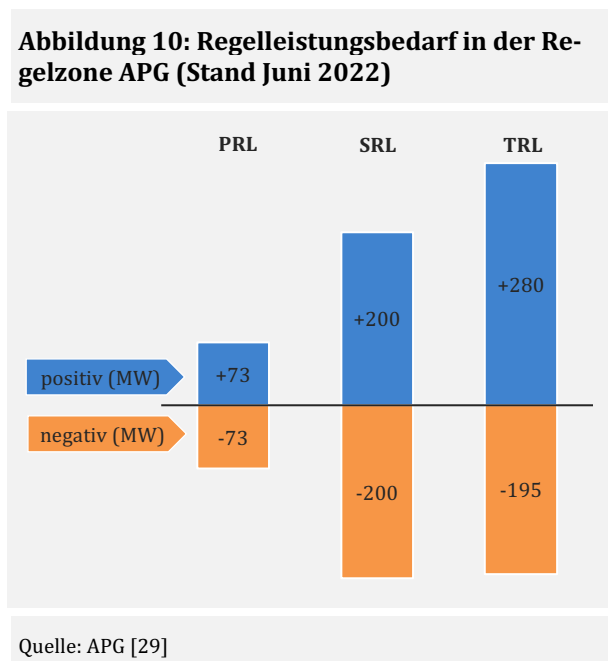
Der vom Volumen zwar relativ kleine, von der Erlössituation aber grundsätzlich attraktive Regelreservemarkt hat auch in Österreich in den vergangenen Jahren zu einem Zubau von PtH-Anlagen geführt (vgl. Abschnitt 3.2 „PtH-Anlagen in Österreich“. Inwieweit die Bereitstellung negativer Sekundärregelreserve auch für PtH-Anlagen in Biomasseheizwerken energiewirtschaftlich sinnvoll sein kann, wird daher im folgenden

Kapitel bewertet. Hierzu werden nach einem grundsätzlichen Überblick über den Regelreservemarkt in Österreich die Abrufmengen und Preisstrukturen negativer Sekundärregelreserve für die Jahre 2020 und 2021 im Detail analysiert. Darauf aufbauend werden die Erlöspotenziale von PtH-Anlagen in Biomasseheizwerken für negative Sekundärregelreserve abgeschätzt.

5.1 Regelreservemarkt in Österreich im Überblick

5.1.1 Bedarfs- und Kostenentwicklung

Wie in Abschnitt 4.1 bereits ausgeführt, wird in Abhängigkeit von u. a. der Aktivierungszeit zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung unterschieden. Insgesamt werden von der APG ± 73 MW an Primärregelleistung (PRL), ± 200 MW an Sekundärregelleistung (SRL) und $+280/-195$ MW an Tertiärregelleistung (TRL) vorgehalten. In Abbildung 10 sind diese von der APG aktuell beschafften Regelleistungsmengen dargestellt.



Der Primärregelleistungsbedarf wird entsprechend des Anteils der APG an der gesamten Erzeugungsmenge im zentraleuropäischen Synchrongebiet der Regional Group Central Europe (RGCE) sowie der insgesamt in der RGCE vorgehaltenen Primärregelleistung von ± 3.000 MW ermittelt (pro rate Aufteilung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern).

Sekundärregelleistung wird zum Ausgleich der Schwankungen auf der Verbraucher- und Erzeugerseite eingesetzt. Im Falle eines ungeplanten Ausfalls einer größeren Erzeugungseinheit wird zusätzlich positive Tertiärregelleistung (in Österreich auch als Ausfallreserve bezeichnet) aktiviert, um die Sekundärregelung beim Ausgleich eines Leistungsdefizits unterstützen zu können. Negative Tertiärregelleistung wird demgegenüber für den Ausgleich länger anhaltender Überspeisungen der Regelzone aktiviert, die bspw. durch Prognosefehler in der Windstromerzeugung verursacht werden können. Der Bedarf an SRL und TRL wird entsprechen der *EU Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb* [23] (engl. System Operation Guideline, SOGL) in Österreich anhand eines sog. Referenzstörfalls bestimmt, d. h. des größten durch den Ausfall einer Erzeugungsanlage, Verbrauchers oder Netzelements möglichen Ungleichgewichts innerhalb einer Regelzone.

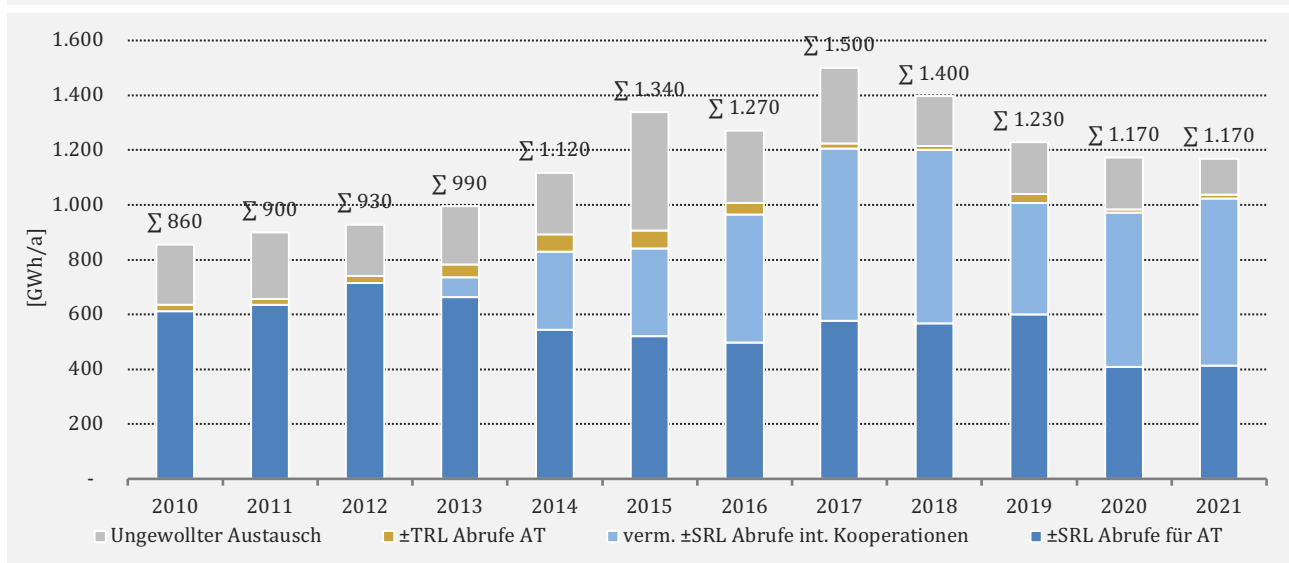
Durch den Ausbau der grenzüberschreitenden Kooperationen zur Beschaffung und zum Einsatz von Regelleistung zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern ist der Abruf von Regelleistung innerhalb der APG-Regelzone in den vergangenen Jahren kontinuierlich zurückgegangen. So wird bspw. im Rahmen des internationalen Netzregelverbunds (IGCC, International Grid Control Cooperation sowie dem PreNetting zwischen dem österreichischen und deutschen Regelblock) der gegenläufige Abruf von Sekundärregelleistung vermieden, indem vorzeichenverkehrte Ungleichgewichte vor einem Abruf von Regelleistung ausgeglichen werden (sog. Imbalance Netting). Zusätzlich wird der Abruf von Sekundärregelleistung in Deutschland und Österreich seit 2016 anhand einer gemeinsamen Abrufliste (Merit Order) durchgeführt und seit Februar 2020 erfolgt eine gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelleistung, wobei derzeit maximal 80 MW regelblockübergreifend vorgehalten werden können.

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der im österreichischen Regelreservemarkt zum Ausgleich der Bilanzgruppenabweichungen in der APG-Regelzone benötigten Energiemengen (sog. Delta-Regelzone), differenziert nach der in Österreich abgerufenen

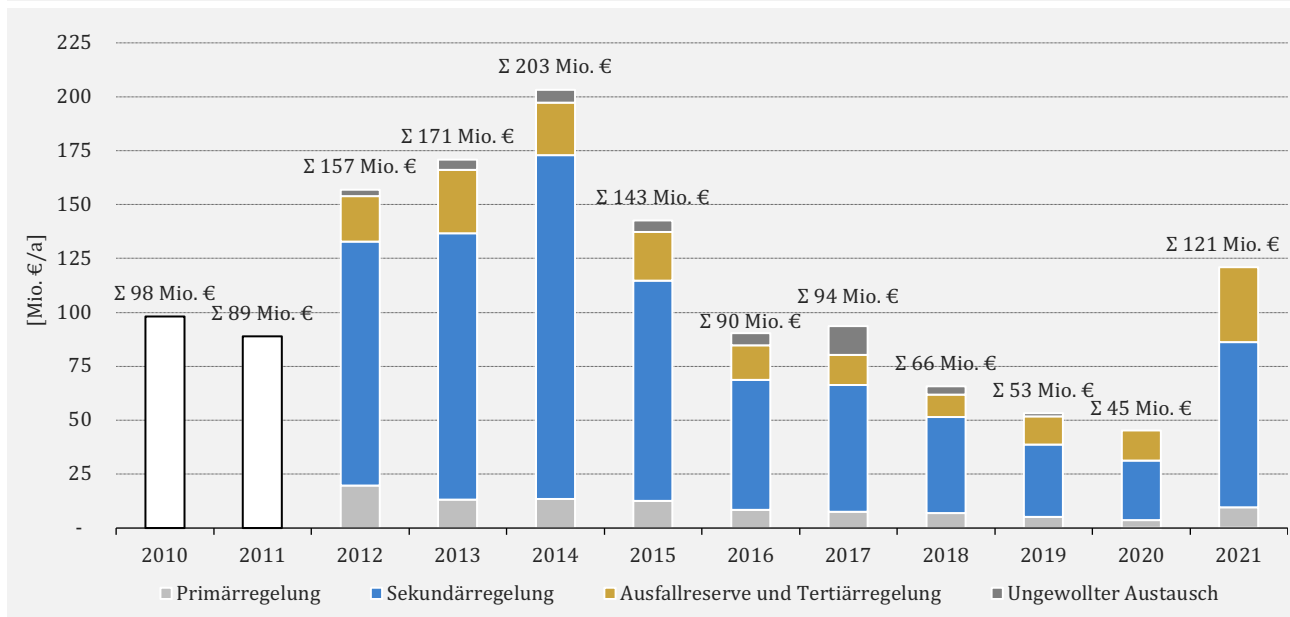
Sekundär- und Tertiärregelleistung, der durch internationale Kooperationen in Österreich vermiedenen Abrufe an Sekundärregelenergie sowie des ungewollten Austausches der Regelzone APG mit benachbarten Regelzonen. Deutlich zu erkennen ist, dass der Ausgleichsbedarf in der APG-Regelzone nach einem deutlichen Anstieg zwischen 2010 und 2017 in den vergangenen drei Jahren wieder gesunken ist. Nachdem sich der Abruf von Sekundär- und Tertiärregelleistung in bzw. für Österreich bis 2019 kaum verändert hat, ist die Summe aus positiver und negativer Sekundär- und Tertiärregelenergie im Jahr 2021 auf knapp 400 GWh gesunken (davon rd. 180 GWh negative Sekundärregelenergie); dies entspricht etwa 0,5% des österreichischen Jahresstromverbrauchs.

Aus Sicht eines Anbieters ist auf Grund der internationalen Kooperationen im Regelreservemarkt jedoch zunehmend weniger der Österreichische Markt als vielmehr das für Angebot und Abruf bestimmende grenzüberschreitende Marktgebiet relevant. Für Sekundärregelreserve ist dies aktuell der Bedarf des deutschen Netzregelverbundes und der österreichischen Regelzone mit einem Ausschreibungsvolumen von rd. +/-2.000 MW und einem Abrufvolumen von negativer Sekundärregelenergie im Jahr 2020 von

Abbildung 11: Jährliche Energiemengen zum Ausgleich von Bilanzgruppenabweichungen in der APG-Regelzone



Quelle: APG, APCS

Abbildung 12: Entwicklung der jährlichen Kosten im österreichischen Regelreservemarkt

Quelle: APG, APCS

zusammen rd. 1.200 GWh. Nach Implementierung der europäischen Plattform für die Aktivierung von Sekundärregelreserve (PICASSO) bis voraussichtlich Sommer 2022 wird der Markt – aber auch der Wettbewerb – für österreichische Anbieter deutlich größer werden.

Der Ausbau der internationalen Kooperationen bei Beschaffung und Abruf von Regelleistung hat in den vergangenen Jahren nicht nur einen Rückgang der in bzw. für Österreich abgerufenen Regelenergie-mengen, sondern insbesondere auch der daraus resultierenden Gesamtkosten bewirkt (Abbildung 12). Diese preisdämpfenden Effekte des Marktdesigns werden seit Mitte 2021 jedoch von den insgesamt stark gestiegenen Energiepreisen überlagert, die auch die Preise am österreichischen Regelreservemarkt deutlich in die Höhe getrieben haben. Dadurch lagen die Gesamtkosten im österreichischen Regelreservemarkt im Jahr 2021 bei rd. 121 Mio. € und damit etwa drei Mal so hoch, wie im Jahr 2020.

5.1.2 Präqualifikation und Ausschreibungen

Anbieter von Regelleistung bzw. Technische Einheiten (TE) müssen eine Präqualifikation (PQ) für jede

Regelleistungsart durchlaufen, um die Erfüllung der technischen Kriterien für die Erbringung von Regelleistung nachzuweisen. Die PQ-Anforderungen werden von der APG in Abstimmung mit den Marktakteuren und der E-Control erarbeitet und kontinuierlich weiterentwickelt. Zusätzlich zur erfolgreichen Präqualifikation muss ein Rahmenvertrag mit der APG abgeschlossen werden, in dem die Beziehungen zwischen den Anbietern von Regelleistung und der APG als Regelzonenführer geregelt werden. Sind die technischen und formalen Voraussetzungen erfüllt, kann über das *Tendering and Trading System* (TTS) der APG an den Ausschreibungen teilgenommen werden.

Der potenzielle Anbieterkreis von Regelleistung ist dabei sehr vielschichtig und hat sich in den vergangenen Jahren auch deutlich erweitert. Neben fossilen Kraftwerken und Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerken als klassische Anbieter wird Regelleistung heute u. a. von Batteriespeichern, Industriebetrieben mit steuerbaren Lasten (bspw. Elektroöfen in der Eisen- und Stahlerzeugung, Aluminium- und Chlorelektrolyse), Power-to-Heat-Anlagen und im Einzelfall Windparks bereitgestellt. Daneben wird Regelleistung aber auch zunehmend aus Virtuellen Kraft-

werken erbracht, in denen zur Erreichung der für eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt erforderlichen Mindestlosgröße von 1 MW kleinere Anlagen gepoolt und gemeinsam vermarktet werden. Abbildung 13 zeigt die aktuell präqualifizierten Teilnehmer im österreichischen Regelreservemarkt.

Abbildung 13: Präqualifizierte Regelreserveanbieter in Österreich (Stand Juni 2022)

Anbieter	PRL	SRL	TRL
A1 Telekom Austria AG		X	X
Energie AG Oberösterreich Kraftwerke GmbH	X	X	
EVN AG	X	X	X
GEN-I Vienna GmbH		X	X
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	X	X	X
Lechwerke AG		X	X
Linz Strom GmbH			X
Next Kraftwerke GmbH		X	X
Norske Skog Bruck GmbH*			
ÖBB-Infrastruktur AG		X	X
TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	X	X	X
Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation	X	X	X
VERBUND Energy4Business GmbH	X	X	X
VERBUND Energy4Flex GmbH	X	X	X
illwerke vkw AG		X	X
Wien Energie GmbH		X	X

Quelle: APG [29]

Seit 2012 werden in Österreich alle Regelleistungsprodukte marktbasierend über ein Ausschreibungsverfahren durch die APG beschafft. Die kalendertäglichen Ausschreibungen finden getrennt für die einzelnen Regelleistungsprodukte statt. Die Vergütung erfolgt anhand eines Leistungspreises für die Vorhaltung der Regelleistung und – mit Ausnahme von Primärregelleistung – eines Arbeits- oder Energiepreises bei Abruf für die erbrachte Energiemenge, wobei der angebotene Leistungspreis maßgeblich für den Zuschlag ist. Die Abrechnung der vorgehaltenen Regelleistung und erbrachten Regelenergie erfolgt entweder „pay-as-bid“ oder „marginal pricing“¹⁴, wobei entsprechend der Vorgabe der EU *Electricity Balancing Guideline* perspektivisch eine durchgehende Umstellung auf „marginal pricing“ erfolgen wird.

¹⁴ Bei einem pay-as-bid-Verfahren erhält der bezuschlagte Anbieter (Regelleistung) bzw. abgerufene Anbieter (Regelenergie) den von ihm angebotenen Preis. Hingegen erhalten beim marginal pricing alle bezuschlagten bzw. abgerufenen Anbieter

Während bis November 2020 der Arbeitspreis zwingender Bestandteil der jeweiligen Angebote im Ausschreibungsprozess war, können seit Einführung eines ergänzenden Regelarbeitsmarkts (RAM) für Sekundär- und Tertiärregelreserve im November 2020 kurzfristige Angebote ohne Leistungspreis eingestellt werden. Dabei wird durch den Regelleistungsmarkt (RLM) weiterhin der komplette Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelleistung gedeckt. Im Regelleistungsmarkt bezuschlagte Anbieter sind verpflichtet, im anschließenden Regelarbeitsmarkt entsprechende Gebote einzustellen, wobei die Arbeitspreise bis zum Handelsschluss angepasst werden können. Zusätzlich können von allen präqualifizierten Anbietern sog. „free bids“ – also Angebote nur mit Arbeitspreis – abgegeben werden. Die Anbieter der „free bids“ erhalten jedoch keinen Leistungspreis, sondern nur den Arbeitspreis bei einem Abruf. Der Regelarbeitsmarkt für Sekundär- und Tertiärregelreserve wurde Anfang November 2020 mit 4-Stunden-Produkten und Handelsschluss eine Stunde vor Beginn der jeweiligen Produktzeitscheibe begonnen. Im Zuge der Umsetzung der europäischen Plattformen zur Aktivierung von Sekundärregelreserve (PICASSO) und Tertiärregelreserve (MARI) bis Sommer 2022 erfolgt jedoch eine kontinuierliche Verkürzung von Produktzeitscheiben und Handelsschluss, um das von der *Electricity Balancing Guideline* vorgegebene Zielmodell mit 15 min-Produkten zu erreichen.

5.2 Negative Sekundärregelreserve im Detail

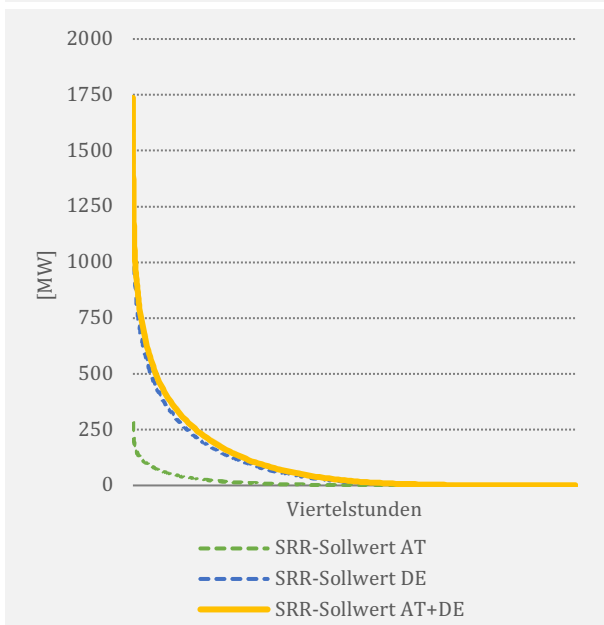
5.2.1 Abrufmengen und Abrufcharakteristik

Neben der Imbalance Netting Kooperationen zur Vermeidung eines gegenläufigen SRL-Abrufs besteht seit Juli 2016 eine Kooperation zwischen dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG und den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern

den sog. Grenzpreis oder marginal clearing price, d.h. den Gebotspreis des letzten bezuschlagten bzw. abgerufenen Angebots.

zur gemeinsamen Beschaffung und Aktivierung von Sekundärregelleistung in Österreich und Deutschland. Der SRR-Einsatz erfolgt anhand einer gemeinsamen Abrufliste (Merit Order), wodurch die grenzüberschreitend günstigsten SRL-Angebote abgerufen werden. Aus Sicht eines österreichischen Anbieters für negative SRR sind daher zur Bewertung des aktuellen Marktvolumens weniger die Abrufwahrscheinlichkeiten in Österreich, als vielmehr im gemeinsamen deutsch-österreichischen Markt relevant. Abbildung 14 zeigt daher die Jahresdauerlinie der von APG veröffentlichten Sollwerte für den Abruf negativer SRR in Österreich und Deutschland sowie die Summe der Sollwerte für den Abruf negativer SRR in Österreich und Deutschland im Jahr 2020.

Abbildung 14: Jahresdauerlinie der Sollwerte für Abrufe negativer Sekundärregelleistung in Österreich und Deutschland 2021



Quelle: APG [30]

Auf der x-Achse sind dabei die Viertelstunden dargestellt, in denen der Abruf von Regelleistung zumindest dem auf der y-Achse ableitbaren Wert entspricht. Bspw. wurden 500 MW oder mehr an negativer Sekundärregelleistung in insgesamt 1.836

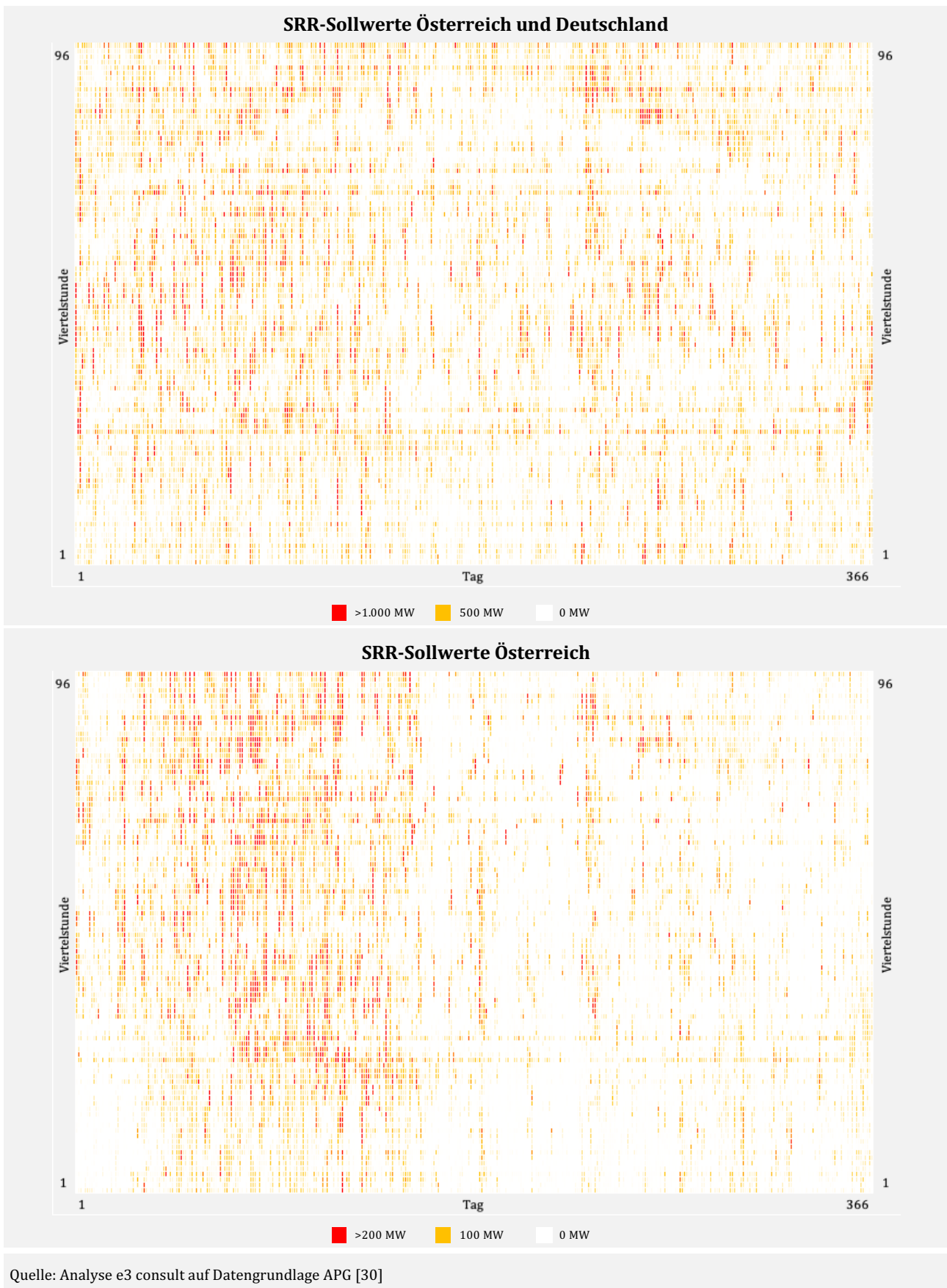
Viertelstunden (459 Stunden) im deutsch-österreichischen SRR-Markt abgerufen. Zu beachten ist weiterhin, dass die veröffentlichten Sollwerte nicht notwendigerweise den tatsächlich Ist-Werten und damit den abrechnungsrelevanten Energiemengen entsprechen.

In Summe wurden in Österreich und Deutschland im Jahr 2021 rd. 920 GWh an negativer Sekundärregelenergie abgerufen – davon rd. 120 GWh in Österreich und rd. 800 GWh in Deutschland. Auch wenn im deutsch-österreichischen Markt negative SRR in 83% aller Viertelstunden abgerufen wurde, sind die Abrufmengen bezogen auf die vorgehaltene Leistung vergleichsweise gering. Bei einer in Österreich und Deutschland insgesamt ausgeschriebenen negativen Sekundärregelleistung von knapp 2.000 MW liegt die mittlere Abrufwahrscheinlichkeit nur bei rd. 5%.

Die Abrufe negativer Sekundärregelreserve sind jedoch nicht zufällig über ein Jahr oder einen Tag verteilt, sondern folgen in der Regel einem bestimmten Muster, wie in Abbildung 15 anhand der viertelstündlichen Sollwerte für den Abruf negativer Sekundärregelleistung in der deutsch-österreichischen (obere Grafik) bzw. in der österreichischen Merit Order (untere Grafik) gut zu erkennen ist.

- Über das Gesamtjahr hinweg ist der Sonnenuntergang als Band mit sehr geringen Abrufen negativer SRR zu erkennen. Die Effekte des Sonnenaufgangs auf den Abruf negativer SRR sind hingegen sehr diffuse und dadurch kaum zu erkennen
- In der ersten Viertelstunden einer Stunde ist der Abruf negativer SRR auf Grund der Effekte von Fahrplansprüngen tendenziell höher. Fahrplansprünge entstehen an den treppenförmigen „Übergängen“ zwischen einzelnen Handelsprodukten an den Strombörsen (in diesem Fall stündliche Produkte), mit denen der stetige Erzeugungs- bzw. Lastverlauf nachgebildet wird.

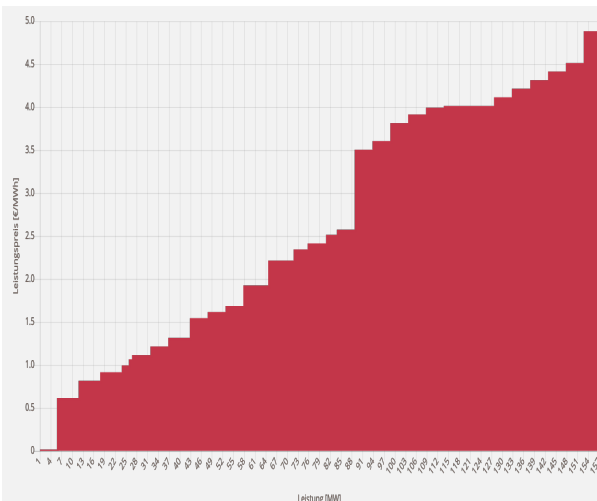
Abbildung 15: Sollwerte für Abrufe negativer Sekundärregelleistung in Österreich und Deutschland (oben) bzw. Österreich (unten) im Jahr 2020



5.2.2 Leistungs- und Arbeitspreise

Die Ergebnisse der Regelleistungsauktionen werden auf der Homepage der APG¹⁵ sowie der Ausschreibungsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber regelleistung.net¹⁶ veröffentlicht, wobei sich diese in Umfang und Detail unterscheiden können. Beispielsweise werden von APG nur die Leistungspreise der in Österreich bezuschlagten Angebote veröffentlicht, hingegen werden in Deutschland sowohl die bezuschlagten als auch nicht bezuschlagten Angebote aus Deutschland und Österreich veröffentlicht. Abbildung 16 zeigt hierzu als Beispiel die in Österreich bezuschlagte negative Sekundärregelleistung für die Zeitscheibe 04-08 am 22.3.2021. Insgesamt wurden in dieser Zeitscheibe 157 MW an negative SRR mit einem Leistungspreis zwischen 0 und 4,87 €/MW*h in Österreich bezuschlagt. Im Vergleich dazu wurden in Deutschland im selben Zeitraum Angebote mit einem Leistungspreis bis 5,32 €/MW*h bezuschlagt, um den deutsch-österreichischen Gesamtbedarf von 2.175 MW an negativer Regelleistung decken zu können.¹⁷

Abbildung 16: In Österreich bezuschlagte Mengen und Preise negative Sekundärregelleistung für Zeitscheibe 04-08 am 22.3.2021



Quelle: APG [29]

Die leistungsgewichteten mittleren Leistungspreise der in Österreich bezuschlagten Angebote lagen im Jahr 2020 bei 0,9 €/MW*h. Im Jahr 2021 sind diese auf Grund der gaspreisgetriebenen Turbulenzen im Strom- und Regelreservemarkt deutlich auf im Mittel 7,3 €/MW*h angestiegen. In Deutschland waren die mittleren Preise der bezuschlagten Angebote etwas höher als in Österreich, so dass sich für die gemeinsame deutsch-österreichische Ausschreibung ein mittlerer Preis für negative Sekundärregelleistung von rd. 1,1 €/MWh im Jahr 2020 und 9,5 €/MWh im ersten Jahr 2021 ergeben hat. In Tabelle 6 sind die leistungsgewichteten mittleren Leistungspreise der in Österreich sowie in Österreich und Deutschland bezuschlagten Angebote je Zeitscheibe für 2020 und 2021 dargestellt.

Tabelle 6: Leistungsgewichtete mittlere Leistungspreise der in Österreich sowie Österreich und Deutschland bezuschlagten Angebote für negative Sekundärregelleistung in €/MW*h

Jahr	Markt	Zeitscheibe					
		0-4	4-8	8-12	12-16	16-20	20-24
2020	AT	2,4	1,5	0,4	0,9	0,3	0,2
	AT-DE	2,0	1,2	0,7	1,7	0,4	0,3
2021	AT	10,5	8,3	5,4	10,2	5,0	4,7
	AT-DE	12,1	9,9	7,9	14,3	6,8	5,8

Quelle: Analyse e3 consult auf Datengrundlage regelleistung.net [31]

Die höchsten mittleren Leistungspreise treten dabei in den Zeitscheiben mit geringerer Nachfrage (0-4 und 4-8) sowie hoher PV-Einspeisung (12-16) und damit tendenziell eingeschränkter Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke für eine Bereitstellung negativer Regelleistung auf. Betrachtet man jedoch die Leistungspreise der einzelnen Zeitscheiben über den Jahresverlauf, zeigt sich eine vergleichsweise hohe Bandbreite zwischen minimalem und maximalem Leistungspreis einer Zeitscheibe sowie hohe

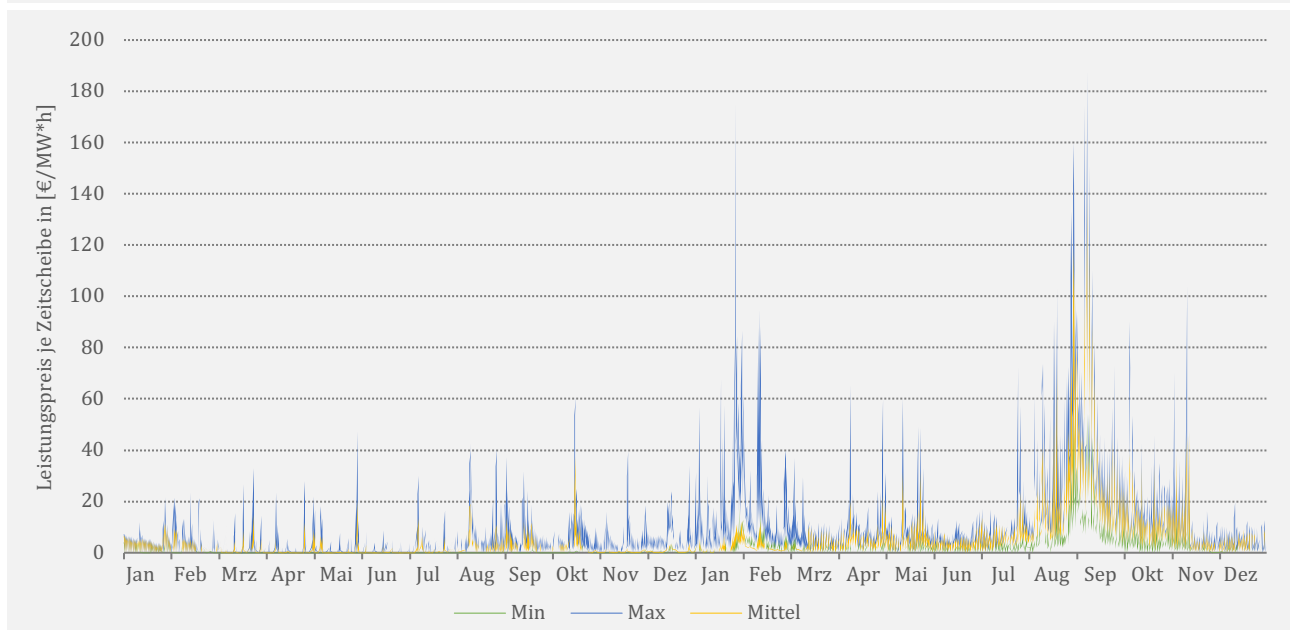
¹⁵ <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Netzregelung>

¹⁶ <https://www.regelleistung.net/ext/>

¹⁷ Die Preise für Regelleistung werden in Österreich üblicherweise in €/MW*h veröffentlicht, d. h. sie stellen die Vergütung für die Bereitstellung von 1 MW Regelleistung für eine Stunde dar. Dem-

gegenüber werden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern die Vergütungen der Leistungsausschreibungen für die gesamte Zeitscheibe (also 4 Stunden bzw. €/MW*4h) veröffentlicht.

Abbildung 17: Minimale, maximale und mittlere bezuschlagte Leistungspreise je Zeitscheibe für negative Sekundärregelleistung österreichischer Anbieter innerhalb der deutsch-österreichischen Ausschreibung zwischen 1. Jänner 2020 und 31. Dezember 2021



Quelle: Analyse e3 consult auf Datengrundlage regelleistung.net [31]

Variabilität der Preise verschiedener Zeitscheiben. In Abbildung 17 ist dies anhand der minimalen, maximalen und mittleren Leistungspreise österreichischer Anbieter je Zeitscheibe für negative Sekundärregelleistung der gemeinsamen Ausschreibung in Österreich und Deutschland 2020 und 2021 dargestellt. Die minimalen zugeschlagenen Leistungspreise liegen meist bei 0 €/MW*h oder knapp darüber. Hingegen können die maximalen zugeschlagenen Leistungspreise in Ausnahmefällen auch in den dreistelligen Bereich gehen. Im Mittel liegen die Leistungspreise für negative Sekundärregelleistung jedoch im einstelligen bzw. unteren zweistelligen €/MW*h-Bereich.

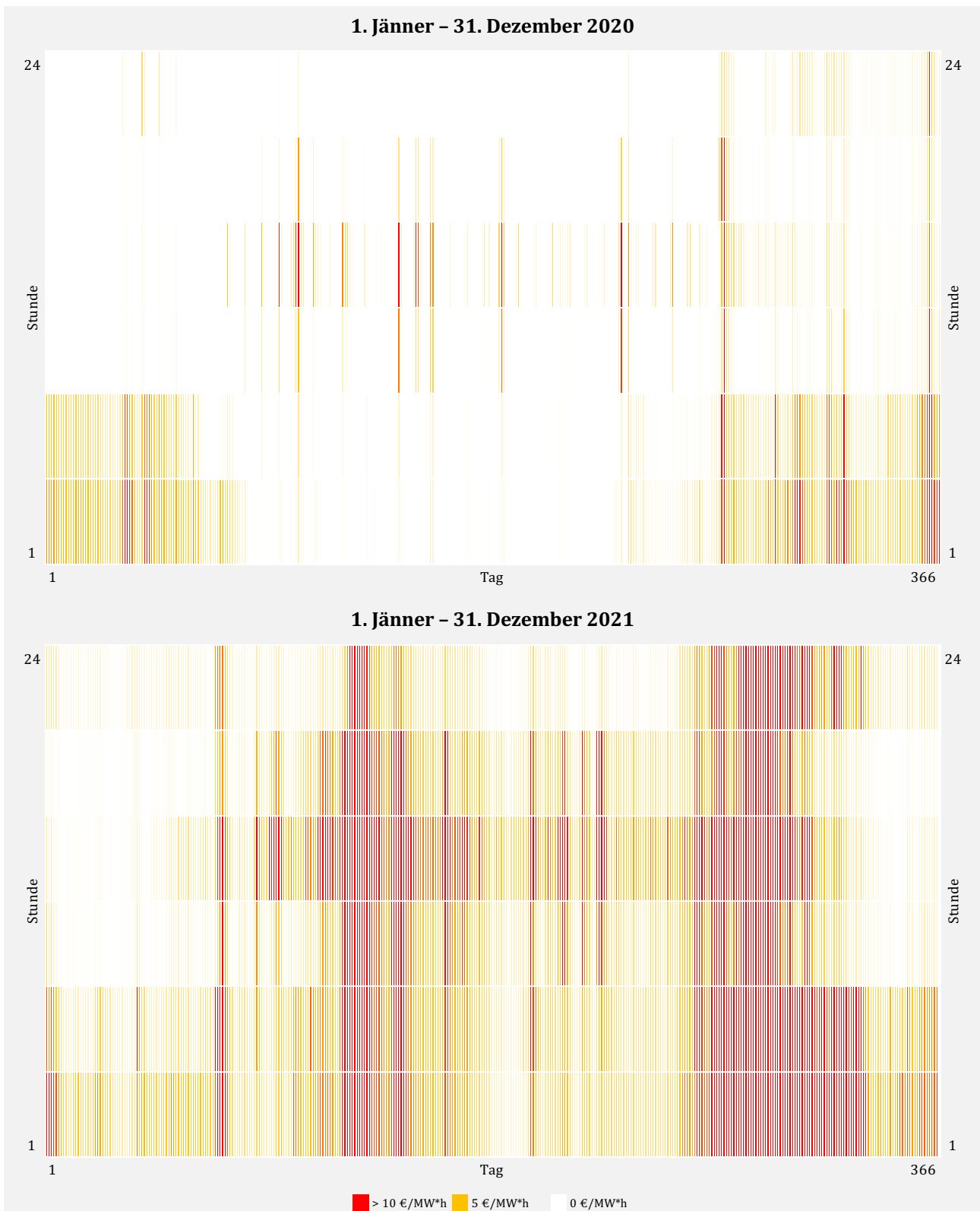
Dies lässt sich sehr deutlich erkennen, wenn die mittleren Preise für negative Sekundärregelleistung der deutsch-österreichischen Ausschreibung in einem Rasterdiagramm dargestellt werden (vgl. Abbildung 18). Im Jahr 2020 wurden die höchsten mittleren Preise für negative Sekundärregelleistung im Winterhalbjahr und dort vor allem in den Zeit-

scheiben 0-4 und 4-8 erzielt, wobei die tendenziell höheren Preise im 4. Quartal 2020 insbesondere auch mit der Einführung des Regelarbeitsmarkts zusammenhängen. Auch wenn zu Beginn des Jahres 2021 eine insgesamt ähnliche Preisstruktur wie Ende 2020 beobachtet werden konnte, ist das Jahr 2021 durch einen deutlichen Anstieg der mittleren Leistungspreise für negative Sekundärregelleistung gekennzeichnet. Auffällig ist dabei, dass tendenziell die Zeitscheiben 0-4 und 12-16 Uhr vergleichsweise hohe Leistungspreise zeigen und vor allem in den Monaten August und September 2021 extrem hohe Spitzen in den Leistungspreisen für negative Sekundärregelreserve aufgetreten sind.

Während der Leistungspreis unabhängig von einer Aktivierung vergütet wird, sind mögliche Erlöse bzw. Kosten aus dem Bezug negativer Sekundärregelenergie an den Abruf und den jeweils angebotenen Arbeitspreis geknüpft.¹⁸ Ähnlich den Leistungspreisen liegen auch die angebotenen bzw. vergüteten Arbeitspreise innerhalb einer großen Bandbreite.

¹⁸ Nach Umstellung von „pay-as-bid“ auf „marginal pricing“ Vergütung bei Abruf anhand Grenzpreis.

Abbildung 18: Mittlere bezuschlagte Leistungspreise negative Sekundärregelleistung je Zeitscheibe für österreichische Anbieter der deutsch-österreichischen Ausschreibung



Quelle: Analyse e3 consult auf Datengrundlage regelleistung.net [31]

Im Gegensatz zu den Leistungspreisen mit Zahlungsrichtung vom Übertragungsnetzbetreiber zum Anbieter sind die angebotenen Arbeitspreise in Abhängigkeit von der aktuellen Marktsituation sowie dem Bieterverhalten sowohl positive (d. h. Anbieter zahlt bei Abruf negativer Sekundärregelenergie an den Übertragungsnetzbetreiber) also auch negative (d. h. Anbieter erhält für negative Regelenergie zusätzlich zur Energie eine Vergütung ausbezahlt)¹⁹. Abbildung 19 zeigt dies beispielhaft anhand der Merit Order der in Österreich am 1.12.2020 und 22.6.2021 bezuschlagten Angebote für negative Sekundärregelenergie. Gut zu erkennen ist, dass die aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber günstigsten Angebote im Bereich von 0 €/MWh oder knapp im positiven Bereich liegen. Die an den beiden Beispieltagen teuersten in Österreich noch bezuschlagten Angebote lagen am 1.12.2020 bei knapp -6.000 €/MWh und am 22.6.2021 bei etwa -1.500 €/MWh.

Insgesamt waren die mengengewichteten mittleren Arbeitspreise der in Österreich bezuschlagten Angebote in 2020 bei rd. -570 €/MWh und im Jahr 2021 bei knapp -416 €/MWh. Demgegenüber lagen die mengengewichteten mittleren Abrufpreise österreichischer Anbieter in 2020 bei rd. -24 €/MWh und im Jahr 2021 bei etwa +23 €/MWh.

Auch wenn die mittleren Abrufpreise eine erste Indikation über die möglichen Erlöse für negative Sekundärregelenergie geben können, ist aus Anbietersicht der Grenzpreis je Viertelstunde (d. h. das teuerste abgerufene Angebot) wesentlich relevanter, da über die Grenzpreise und die eigenen Angebotspreise die Abrufwahrscheinlichkeiten und damit das Erlöspotenzial quantifiziert werden kann. Die Grenzpreise für den Abruf von Regelenergie werden von den Übertragungsnetzbetreibern jedoch nicht veröffentlicht, diese können jedoch näherungsweise aus (a) der Merit Order der Angebote und (b) den Sollwerten

der Regelenergieabrufe bestimmt werden. Abbildung 20 zeigt hierzu die mit diesem Ansatz modellierten Grenzpreise der Abrufe negativer Sekundärregelreserve in Österreich für die Jahre 2020 und 2021.

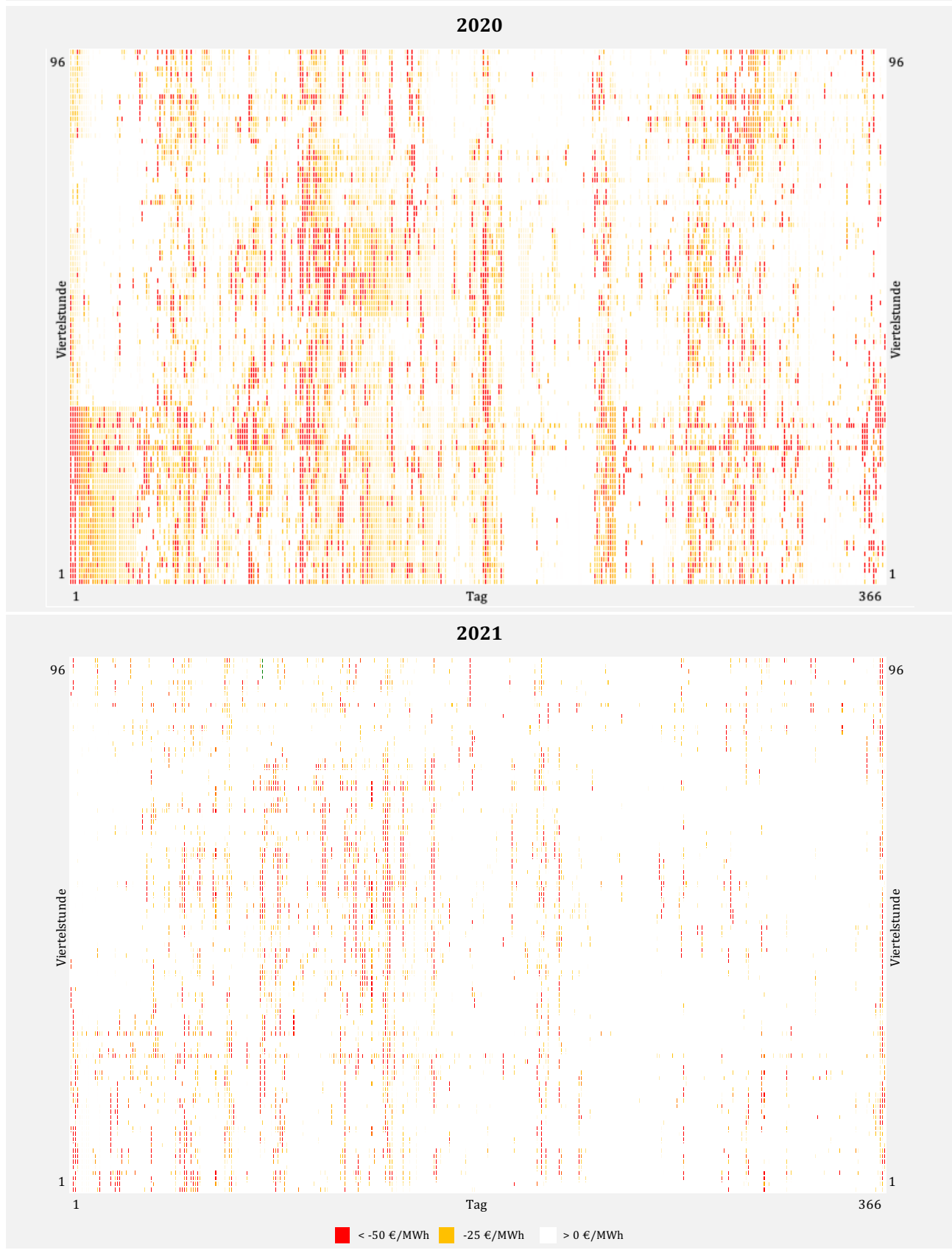
Während der mittlere Grenzpreis der Abrufe negativer Sekundärregelreserve in Österreich im Jahr 2020 noch bei rd. -13,4 €/MWh lag, war dieser im Jahr 2021 bei knapp +30,1 €/MWh. Im Vergleich dazu lag der mittlere Grenzpreis für negative Sekundärregelenergie im gemeinsamen deutsch-österreichischen SRR-Markt bei -3,8 €/MWh im Jahr 2020 und knapp 50 €/MWh im Jahr 2021. Die Unterschiede zwischen der rein österreichischen und der deutsch-österreichischen Betrachtung können dabei vor allem auf den unterschiedlichen Kraftwerkspark und damit auf die unterschiedliche Kostenstruktur der im SRR-Markt aktiven Erzeugungsanlagen zurückgeführt werden.

Die aus Sicht einer PtH-Anlage ungünstige Entwicklung der mittleren Grenzpreise vom negativen in den positiven Bereich ist demgegenüber eine Folge der 2021 im Vergleich zu 2020 deutlich höheren Preise für Kohle, Erdgas und CO₂-Zertifikate sowie Spotpreise am Strommarkt. Die Einsparungen konventioneller Kraftwerke bzw. Opportunitätsverluste von Speicherkraftwerken bei der Erbringung von negativer Sekundärregelenergie sind dadurch spürbar höher als noch im vergangenen Jahr, wodurch aus Anbietersicht günstigere Angebotspreise möglich sind. Diese Entwicklung lässt sich insbesondere bei deutschen Anbietern feststellen, die negative Sekundärregelenergie häufig aus konventionellen Kraftwerken erbringen und damit im Vergleich zu österreichischen Anbietern aktuell tendenziell günstigere Angebotspreise stellen können. Diese Entwicklung führt u. a. auch dazu, dass die Abrufmengen negative Sekundärregelenergie in Österreich im Jahr 2021 gegenüber dem Jahr 2020 um fast 50% zurückgegangen sind.

¹⁹ Auf Grund der preislichen „Verwerfungen“ am SRR-Markt nach Einführung des Regularbeitsmarkts wurde die Preisobergrenze von den Regulierungsbehörden Mitte Dezember 2020 für Sekundärregelenergie auf 9.999,99 €/MWh reduziert, so dass die

vorher aufgetretenen Extrempreise für negative Sekundärregelenergie deutlich reduziert werden konnten.

Abbildung 20: Modellerte Grenzpreise der Abrufe negativer Sekundärregelreserve in Österreich



Quelle: Analyse e3 consult auf Datengrundlage APG [30] und regelleistung.net [31]

5.3 Erlöspotenziale von PtH-Anlagen für negative Sekundärregelreserve

Die Erlöse einer PtH-Anlage aus der Vermarktung negativer Sekundärregelreserve setzen sich aus dem Leistungs- und Arbeitspreis zusammen. Zusätzlich kann innerhalb eines Biomasseheizwerks durch die elektrische Wärmeerzeugung Brennstoff (in der Regel Hackschnitzel) eingespart werden, d. h. die substituierte Brennstoffmenge kann ebenfalls auf der Einnahmenseite verbucht werden. Den Einnahmen stehen jedoch die variablen Kosten für den Bezug negativer Sekundärregelenergie gegenüber (d. h. vermindertes Netznutzungsentgelt, Netzverlustentgelt sowie Elektrizitätsabgabe und (falls relevant) Ökostrom-/Erneuerbaren-Förderbeitrag).²⁰

Sowohl die Einnahmen- als auch Kostenkomponenten sind vom jeweiligen Angebotspreis und der damit zusammenhängenden Zuschlags- und Abrufwahrscheinlichkeit abhängig. Insofern kann neben der Entwicklung der übergeordneten Randbedingungen im Regelreservemarkt vor allem die jeweilige Angebotsstrategie einen entscheidenden Einfluss auf die Höhe der Erlössituation einer PtH-Anlage haben. In Abbildung 21 und Abbildung 22 ist dies am Beispiel der Abrufhäufigkeiten von negativer Sekundärregelenergie für vier exemplarisch unterstellte Angebotspreise für das Jahr 2020 bzw. das Jahr 2021 dargestellt, wobei als viertelstündliche Grenzpreise und Sollwerte für SRR- die aus Sicht österreichischer Anbieter relevanten Daten des gemeinsamen deutsch-österreichischen Regelreservemarkts berücksichtigt werden.

Während bei einem über das Gesamtjahr konstanten Angebotspreis von bei 0 €/MWh in Summe in knapp 2.540 Stunden (2020) bzw. 1.140 Stunden (2021) ein Abruf negativer Sekundärregelreserve erfolgt wäre, hätte in 2020 (in Klammer 2021) die

Abrufdauer bei einem Angebotspreis von -25 €/MWh bei rd. 930 (470) Stunden und bei -50 €/MWh bei rd. 550 (220) Stunden gelegen. Bei einem Angebotspreis von -100 €/MWh hätte die gesamte Abrufdauer hingegen nur noch rd. 250 (76) Stunden betragen.

Während bei einem Angebotspreis von 0 €/MWh naturgemäß keine Erlöse aus dem Abruf negativer Sekundärregelreserve erzielt werden, wären diese bei den exemplarisch unterstellten Angebotspreisen von -25, -50 und -100 €/MWh im Jahr 2020 innerhalb eines vergleichsweise engen Bereichs von rd. 23.000 bis 27.000 €/a gelegen. Für das Jahr 2021 liegen die Erlöse aus dem Abruf negativer Sekundärregelreserve mit 8.000-12.000 €/a hingegen spürbar niedriger für die hier exemplarisch unterstellten Angebotspreise von -25, -50 und -100 €/MWh.

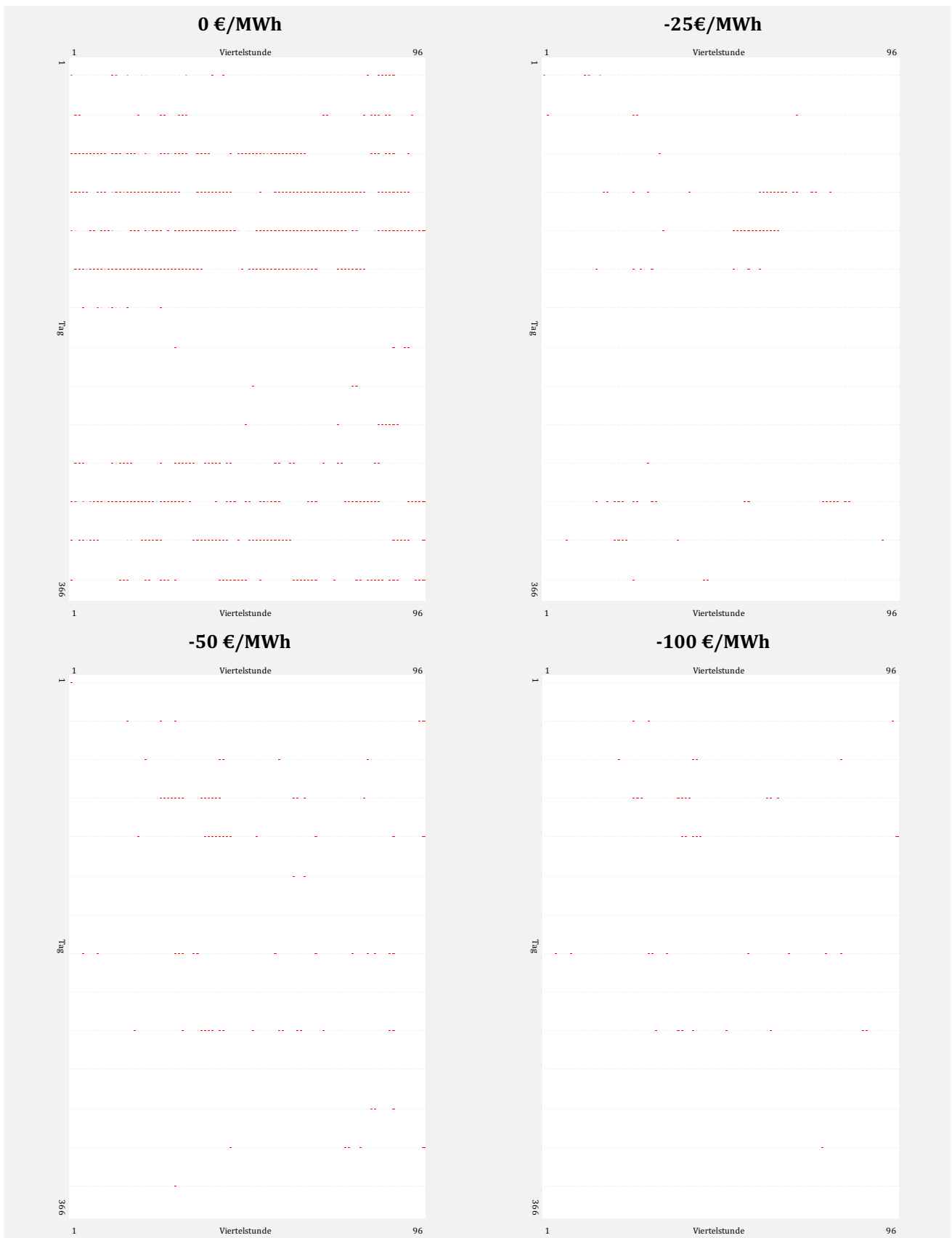
Mit aus Anbietersicht höheren spezifischen Angebotspreisen sinken jedoch die Abrufhäufigkeiten und damit die Opportunitätserlöse der Wärmeerzeugung, so dass hohe Angebotspreise nicht notwendigerweise eine erlösoptimierte Angebotsstrategie darstellen. Nachfolgend werden daher die Gesamterlöse einer PtH-Anlage in Abhängigkeit von den angebotenen Arbeitspreisen für negative Sekundärregelenergie für eine Bandbreite zwischen +50 und -500 €/MWh sowie unter Berücksichtigung der folgenden Annahmen bestimmt:

- Die Abschätzung erfolgt exemplarisch für eine PtH-Leistung von 1 MW, wobei operative Einschränkungen bei der Vermarktung sowie Kosten für die Vermarktung und Absicherung im Pool nicht berücksichtigt werden.
- Die Einsatzcharakteristik wird aus den für österreichische Anbieter relevanten historischen Grenzpreisen und Sollwerten für SRR- im Jahr 2020 und 2021 abgeleitet.

²⁰ Investitions-, Finanzierungs- und Betriebskosten sowie Kosten für u. a. Präqualifikation und Vermarktung einer PtH-Anlage werden an dieser Stelle nicht näher betrachtet. Eine vollständige

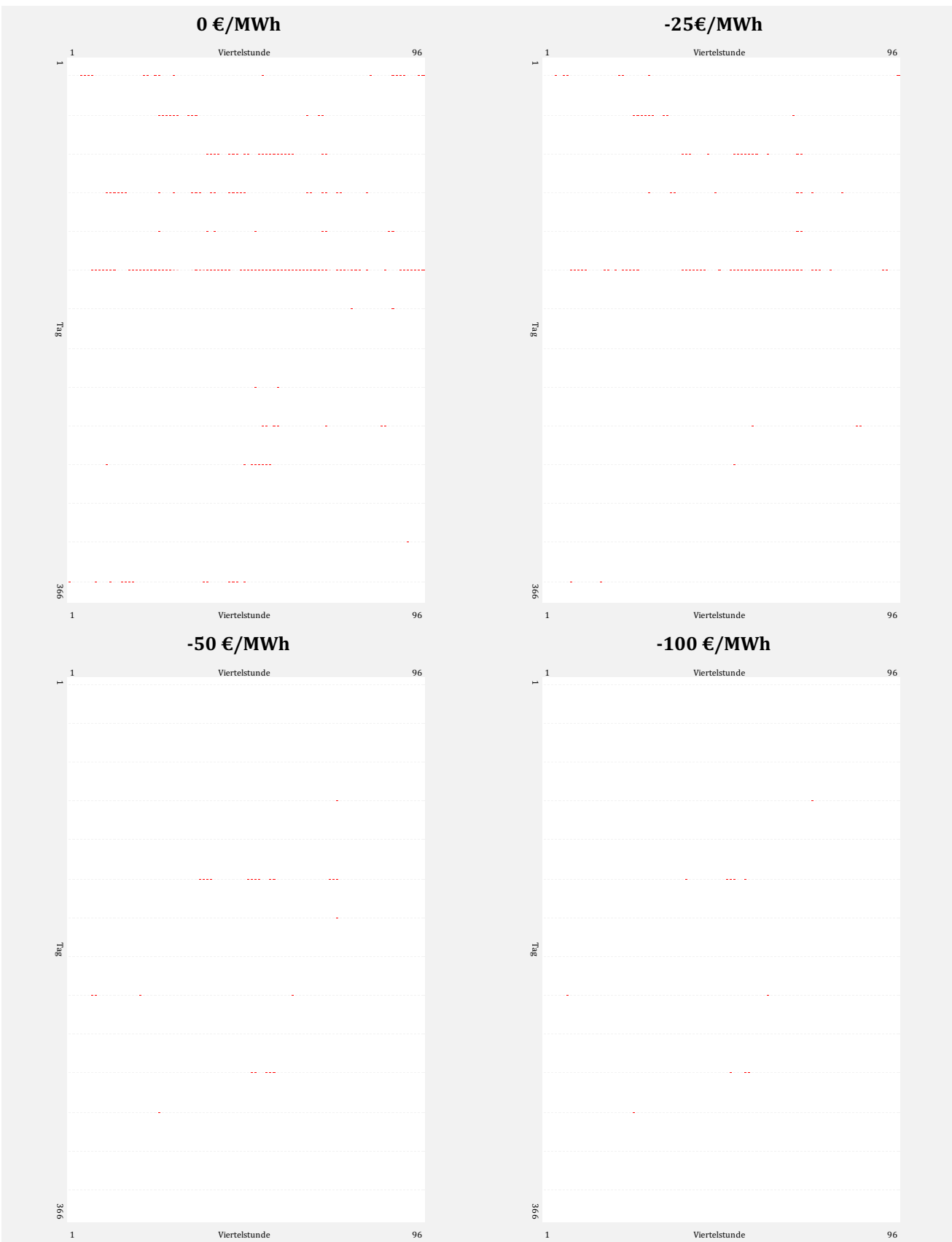
wirtschaftliche Bewertung erfolgt in Kapitel 6 „PtH-Machbarkeitsanalyse für ausgewählte Biomasseheizwerke“.

Abbildung 21: Abrufhäufigkeiten von negativer Sekundärregelenergie für österreichische Anbieter bei verschiedenen Angebotspreisen im Jahr 2020



Quelle: Analyse e3 consult mit Daten APG und regelleistung.net

Abbildung 22: Abrufhäufigkeiten von negativer Sekundärregelenergie für österreichische Anbieter bei verschiedenen Angebotspreisen im Jahr 2021



Quelle: Analyse e3 consult mit Daten APG und regelleistung.net

- Für die Erlöse aus der Leistungsvorhaltung wird vereinfachend unterstellt, dass diese den mittleren Leistungspreisen der in Österreich bezuschlagten Angebote entsprechen (0,9 €/MWh im Jahr 2020 und 7,3 €/MWh im 1. Jahr 2021).
- Als Opportunitätserlöse für den vermiedenen Biomasseinsatz werden 30 €/MWh unterstellt.
- Als variable Kosten für den Bezug negativer Sekundärregelenergie werden die Kostenbestandteile der Netzebene 5 im Bundesland Salzburg berücksichtigt. Im Sinne einer konservativen Abschätzung wird dabei die Elektrizitätsabgabe in voller Höhe (15 €/MWh) angesetzt, hingegen wird unterstellt, dass der EAG-Förderbeitrag auf Grund der hohen Großhandelspreise auch langfristig entfallen wird. Damit ergeben sich die im Folgenden exemplarisch unterstellten variable Kosten für den Strombezug mit in Summe rd. 17,1 €/MWh.

Bei der Variation des angebotenen Arbeitspreises erfolgt keine Differenzierung nach Produkten oder Ausschreibungszeiträumen, d. h. es wird vereinfachend ein über das gesamte Jahr konstanter Angebotspreis unterstellt. Zur Ermittlung des jährlichen Erlöspotenzials wird für jede Viertelstunde aus dem Grenzpreis und SRR- Sollwert ermittelt, ob für einen vorgegebenen Angebotspreis ein Abruf der PtH-Anlage erfolgen würde. Bei erfolgtem Abruf werden die jährlichen Erlöse aus der Vermarktung negativer SRL entsprechend dem Angebotspreis bestimmt, die variablen Kosten in Höhe von 17,1 €/MWh abgezogen und die Opportunitätserlöse aus der Wärmenutzung von 30 €/MWh addiert. Die Ergebnisse der Einsatzmodellierung sind für die Jahre 2020 und 2021 in Abbildung 23 dargestellt. Nicht berücksichtigt sind in den Abbildungen die Erlöse aus der Leistungsvorhaltung, die entsprechend der jahresmittleren Leistungspreise für 2020 mit 8.000 €/a und für 2021 mit 64.000 €/a für 1 MW durchgängig vermarktete MW PtH-Leistung angenommen werden.

- Für das **Jahr 2020** liegt das theoretische Erlösmaximum bei einem Angebotspreis von 0 €/MWh bei rd. 52.600 €/a. Unter zusätzlicher Berücksichtigung der Erlöse aus dem Leistungspreis von 8.000 €/a können demnach bis zu 60.600 €/a erlöst werden. Mit sinkendem Arbeitspreis (bzw. aus Anbietersicht steigendem erlösrelevantem Arbeitspreis) sinken auch die arbeitsabhängigen Erlöse, sie liegen bei einem Angebotspreis von bspw. -50 €/MWh jedoch noch immer bei rd. 30.000 €/a bzw. unter zusätzlicher Berücksichtigung der Leistungskomponenten bei rd. 38.000 €/a. Insgesamt werden die Gesamterlöse einer PtH-Anlage im Jahr 2020 von den arbeitsabhängigen Kosten- und Erlöskomponenten dominiert.
- Für das **Jahr 2021** zeigt sich hingegen ein komplett anderes Bild in Bezug auf die Gesamterlöse einer PtH-Anlage im negativen Sekundärregelreservemarkt. Das theoretische Maximum der arbeitsabhängigen Erlöse liegt bei einem Angebotspreis von -20 €/MWh bei knapp 18.000 €/a. Ein wesentlicher Grund für diesen deutlichen Einbruch der arbeitsabhängigen Erlöse ist dabei der spürbare Rückgang der Abrufwahrscheinlichkeit für negative Sekundärregelreserve. Gleichzeitig sind im Jahr 2021 jedoch die Leistungspreise deutlich angestiegen, so dass die leistungsabhängige Erlöskomponente von 64.000 €/a den Rückgang bei den variablen Erlösen mehr als ausgleichen kann. In Summe liegt damit das theoretische Erlöspotenzial bei 82.000 €/a.

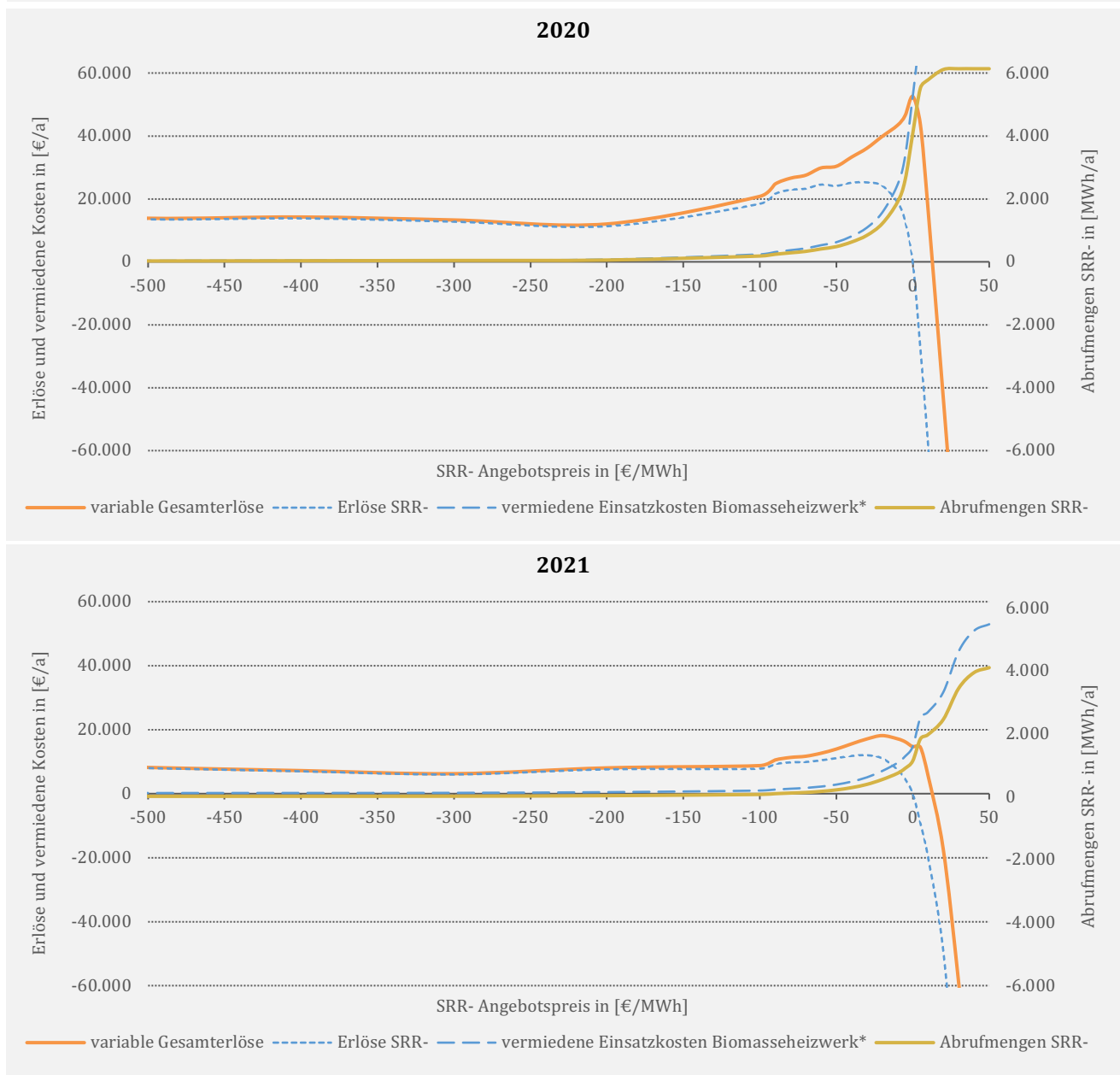
Die beispielhaften Analysen für die Jahre 2020 und 2021 zeigen, dass bei Gesamterlösen in einer ähnlichen Größenordnung die Höhe der Wärmezeugung durch eine Anpassung der Vermarktungsstrategie in einem relativ weiten Bereich gesteuert werden kann. So können auf Grundlage der Daten für das Jahr 2021 bei einem Angebotspreis von 0 €/MWh rd. 1.140 MWh/a an Wärme je MW PtH-Leistung erzeugt werden. Hingegen hätten bei einem Angebotspreis

von -50 €/MWh nur noch rd. 220 MWh/a an Wärme aus der PtH-Anlage bereitgestellt werden können.

Das Beispiel zeigt jedoch auch sehr gut, dass die Angebots- und Preisstrukturen im österreichischen Regelenergiemarkt – und damit der von PtH-Anlagen realisierbaren Erlöse – sehr sensitiv auf die Veränderung der übergeordneten Randbedingungen reagieren können. Die Ergebnisse der ex post-Analysen auf Grundlage vergangener Preisstrukturen können

daher nicht notwendigerweise in die Zukunft übertragen werden, insbesondere da Änderungen im Marktdesign des österreichischen bzw. europäischen Regelreservemarkts die Angebots- und Nachfragesituation beeinflussen und damit u. a. die Abrufcharakteristik für negative Sekundärregelreserve in Österreich verändern können.

Abbildung 23: Exemplarisches Erlöspotenziale von PtH-Anlagen bei Vermarktung von 1 MW negativer Sekundärregelleistung in Abhängigkeit des angebotenen Arbeitspreises (Grenzpreis und SRR- Sollwert für Anbieter in Österreich)



Quelle: Analyse e3 consult mit Daten APCS und APG

6 PtH-Machbarkeitsanalyse für ausgewählte Biomasseheizwerke

Für die konkrete Umsetzung einer PtH-Anwendung in einem bestehenden Biomasseheizwerk sind neben den erforderlichen positiven Randbedingungen im Strom- und Regelenergiemarkt insbesondere standortspezifische Faktoren erfolgsentscheidend. Eine wesentliche Voraussetzung ist dabei, dass ein Pufferspeicher mit ausreichendem Volumen zu Verfügung steht, damit die stochastische und nicht planbare Wärmeerzeugung einer PtH-Anlage im Regelreservemarkt in das Wärmemanagement integriert werden kann. Darüber hinaus muss in der Anlage ausreichend

Platz für den Einbau der PtH-Komponenten sowie die Möglichkeit zur Herstellung eines Anschlusses mit dem Verteilnetz vorhanden sein.

Im folgenden Kapitel wird daher für drei exemplarisch ausgewählte Salzburger Biomasseheizwerke auf Basis einer Analyse der jeweiligen standortspezifischen Faktoren die sinnvoll in die bestehende Anlagenkonfiguration integrierbare PtH-Leistung ermittelt und darauf aufbauend eine vereinfachte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt.

6.1 Fallbeispiele im Überblick

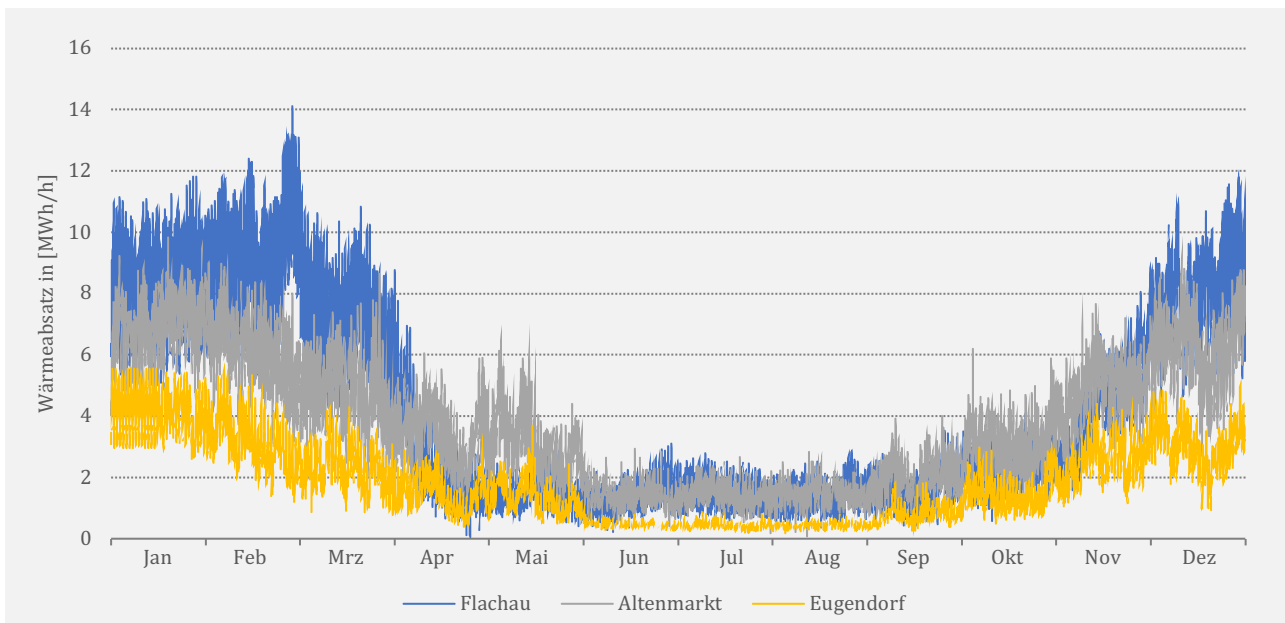
Bei der Auswahl der drei Fallbeispiele wird berücksichtigt, dass Biomasseheizwerke in Abhängigkeit von der Abnahmestruktur der zu versorgenden Wärmeverbraucher eine zum Teil deutlich voneinander abweichende Charakteristik der Wärmelastganglinien zeigen und damit unterschiedliche Randbedingungen für die Dimensionierung einer PtH-Anlage haben können. Für die weiteren Betrachtungen wird daher zwischen Biomasseheizwerken mit einer (a) stark touristisch, (b) gemischt touristisch und (c) nicht bzw. wenig touristisch geprägten Abnahmestruktur unterschieden. Als exemplarische Beispiele werden hierzu die Biomasseheizwerke in Flachau (stark touristisch), Altenmarkt (gemischt touristisch) und Eugendorf (nicht bzw. wenig touristisch) gewählt. Abbildung 24 zeigt hierzu den stündlichen Wärmeabsatz der Biomasseheizwerke für 2019 (Altenmarkt und Eugendorf) bzw. 2018 (Flachau).

- **Holzwärme Flachau:** Bei einer maximalen Netzleistung von ca. 14 MW werden jährlich etwa 35 GWh Wärme erzeugt und über ein 25 km langes Wärmenetz an die Verbraucherinnen und Verbraucher abgesetzt. Das 2007 in Betrieb genommene Heizwerk verfügt neben zwei Biomassekes-

seln mit 4 und 3 MW Leistung über eine Rauchgaskondensationsanlage und Wärmepumpe mit zusammen 2,8 MW Leistung. Zusätzlich ist ein Ölkessel mit 9,7 MW Leistung installiert. Die vier vorhandenen Pufferspeicher haben ein Volumen von zusammen 320 m³.

Bei einer möglichen Installation einer PtH-Anlage wäre eine neue Trafostation notwendig, welche aus Platzgründen ebenso wie die PtH-Anlage selbst in einer eigenen Fertigteilkabine am Außengelände errichtet werden müsste.

- **Holzwärme Altenmarkt:** Bei einer maximalen Netzleistung von ca. 10 MW werden jährlich etwa 33 GWh Wärme erzeugt und über ein 17 km langes Wärmenetz an die Verbraucherinnen und Verbraucher abgesetzt. Die Wärme wird in dem 2004 in Betrieb genommene Heizwerk in einem biomassebefeuerten Thermoölkessel mit 5 MW Leistung (Stromerzeugung durch ein ORC-Modul mit einer elektrischen Leistung von 600 kW) sowie einem Warmwasser-Economizer mit 0,4 MW, einem Biomassekessel mit 2,5 MW und einer Rauchgaskondensationsanlage mit 1,6 MW erzeugt. Zusätzlich steht ein Ölkessel mit 5 MW zur Spitzenabdeckung und als Ausfallreserve zur Verfügung.

Abbildung 24: Stündlicher Wärmeabsatz Biomasseheizwerke Altenmarkt und Eugendorf im Jahr 2019 sowie Flachau im Jahr 2018

Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt

Derzeit verfügt das Biomasseheizwerk zwar über keinen Pufferspeicher, jedoch ist ein Pufferspeicher unabhängig von einer möglichen PtH-Anlage mit rd. 200 m³ in konkreter Planung. Für eine PtH-Anlage müsste die bestehende Trafostation erweitert bzw. eine zusätzliche Trafostation gebaut werden. Diese könnte – wie die PtH-Anlage – in einer Fertigteil-Kabine am Außengelände neben dem geplanten Speicher errichtet werden.

- **Nahwärme Eugendorf:** Bei einer maximalen Netzleistung von ca. 6 MW werden jährlich etwa 15 GWh Wärme erzeugt und über ein 15 km langes Wärmenetz an die Verbraucherinnen und Verbraucher abgesetzt. Das Biomasseheizwerk wurde 2009 in Betrieb genommen und hat eine Wärmeleistung von maximal 4,7 MW (Biomassekesseln und Rauchgaskondensationsanlage). Zusätzlich sind eine thermische Solaranlage mit 772 m² (ca. 0,5 MW), ein Ölkessel mit 4,5 MW und ein Pufferspeicher mit 94 m³ installiert²¹.

Auch im Heizwerk Eugendorf wäre die verfügbare Leistung des Transformators nicht ausreichend, um eine PtH-Anlage anzuschließen. Für eine PtH-Anlage wäre daher ein Anschluss an die Netzebene 5 über eine ca. 300 m lange Kabelstrecke sowie die Errichtung einer neuen Trafo-Station erforderlich. Die PtH-Anlage könnte ebenso wie die neue Trafostation jeweils in einer Fertigteil-Kabine am Außengelände aufgestellt werden.

6.2 Technisch-wirtschaftliche Analyse Biomasseheizwerk Flachau

6.2.1 Abschätzung der integrierbaren PtH-Leistung

Ein wesentliches Merkmal der Wärmeerzeugung in einer PtH-Anlage über die Erbringung negativer Sekundärregelreserve ist deren fehlende Planbarkeit und Stochastik. Das Biomassenahwärmesystem muss jederzeit in der Lage sein, die in einer PtH-Anlage erzeugte Wärme so zu integrieren, sodass in den

²¹ Mit einem Volumen von 94 m³ hat der Pufferspeicher im Heizwerk Eugendorf bereits seine Kapazitätsgrenze zur Vermeidung des Spitzenlasteinsatzes des Ölkessels erreicht. Bei einem weiteren Ausbau des Wärmeabsatz wäre daher die Errichtung eines

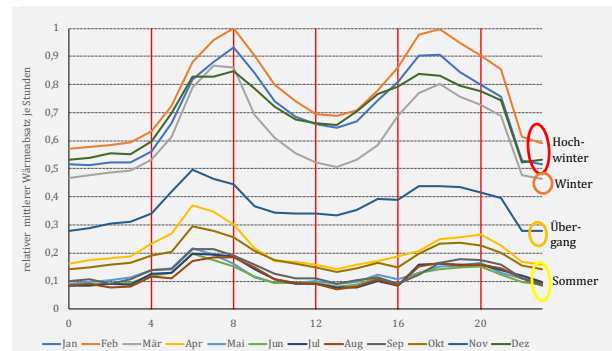
weiteren Pufferspeichers notwendig. Dieses mögliche für eine PtH-Anlage zusätzlich zur Verfügung stehende Puffer-Volumen wird bei den weiteren Analysen jedoch nicht berücksichtigt.

einzelnen Anlagenkomponenten keine unzulässigen Temperaturbereiche erreicht werden und die Wärmenachfrage jederzeit gedeckt werden kann. Grundsätzlich führt die Wärmeerzeugung in einer PtH-Anlage zu einer verminderten Wärmeerzeugung aus Biomasse oder anderen Energieträgern, wobei die Anpassung der Wärmeerzeugung in Biomassekesseln deutlich langsamer als die Aktivierungsgeschwindigkeit der Sekundärregelung erfolgt. Die zusätzlich in einer PtH-Anlage erzeugte Wärme muss kurzfristig also entweder von einem Pufferspeicher aufgenommen oder von der thermischen Trägheit des Gesamtsystems „gepuffert“ werden können, bis der Biomassekessel seine Erzeugung soweit reduziert hat, dass eine ausgeglichene Wärmebilanz besteht. Umgekehrt muss bei einer Deaktivierung negativer Sekundärregelreserve ausreichend Wärmeenergie im Puffer vorhanden sein, damit die Nachfrage solange gedeckt werden kann, bis der Biomassekessel seine Erzeugung entsprechend erhöht hat. Puffervolumen sowie Leistungsgradient und Minimalleistung des Biomassekessels sind demnach die wesentlichen Randbedingungen, die für eine Auslegung der PtH-Anlage zu berücksichtigen sind. Allerdings wird das bestehende Puffervolumen immer nur zu einem gewissen Teil für einen zusätzlichen Ausgleich der stochastischen PtH-Wärmeerzeugung zur Verfügung stehen, da der Puffer bspw. in Stunden mit einer sehr hohen Wärmenachfrage bereits zur Spitzenlastabdeckung und damit zur Vermeidung des Einsatzes des Spitzenlastkessels genutzt wird. Insofern unterscheiden sich die betrieblichen Optimierungsmöglichkeiten einer PtH-Anlage, die in einen bestehenden Pufferspeicher integriert wird, auch deutlich von einer PtH-Anlage, für die ein eigener Pufferspeicher errichtet wird. Auf letztere Option wird im Folgenden allerdings nicht näher eingegangen.

Die Abschätzung des in einem bestehenden Biomasseheizwerk für PtH nutzbaren Puffervolumens erfolgt dabei über einen vereinfachten Ansatz.

Hierzu wird in einem ersten Schritt die relative stundenmittlere Wärmeganglinie der einzelnen Monate (d. h. monatsmittlerer Wärmeabsatz je Stunde bezogen auf den maximalen monatsmittleren Wärmeabsatz je Stunde) ermittelt – Abbildung 25 zeigt dies für den Wärmeabsatz der Biomassenahwärme Flachau im Jahr 2018.

Abbildung 25: Stundenmittlerer Wärmeabsatz Biomassenahwärme Flachau im Jahr 2018



Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt

Die stundenmittleren Kurven der 12 Monate werden anschließend in Hochwinter, Winter, Übergangszeit und Sommer gruppiert, wobei diese Einteilung nach der standortspezifischen Charakteristik der Wärmenachfrage erfolgt. Für den stark touristisch geprägten Wärmeabsatz in Flachau werden dabei die Monate Dezember, Jänner und Februar als Hochwinter, der März als Winter, der November als Übergang und die Monate April bis Oktober als Sommer klassifiziert.

Im nächsten Schritt werden für diese vier saisonalen Gruppen die für eine PtH-Anlage je 4-Stunden-Zeitscheibe²² zur Verfügung stehenden Anteile am gesamten Puffervolumen empirisch abgeschätzt. Dabei wird bspw. berücksichtigt, dass im Hochwinter in den Zeitscheiben 4-8, 8-12 und 16-20 der Puffer vollständig zur Spitzenlastabdeckung benötigt und daher in der Regel durch den Biomassekessel komplett durchgeladen wird. Umgekehrt wird im Sommer und in der Übergangszeit nur ein kleinerer Teil des Puffer-

²² Entsprechend Produktlänge der aktuellen Leistungsausschreibung im österreichischen Sekundärregelreservemarkt.

volumens für den normalen Betrieb des Biomassenahwärmesystems benötigt, wenn bspw. die Wärmenachfrage in einzelnen Stunden unter die Minimalleistung des Kessels fällt und damit ein Teil der erzeugten Wärme zwischengespeichert werden muss. In Tabelle 7 sind die für alle Zeitscheiben unterstellten Anteile des für PtH nutzbaren Volumens im bestehenden Pufferspeicher Flachau zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 7: Anteil des für PtH nutzbaren Volumens im Pufferspeicher Flachau

Saison	Zeitscheibe					
	0-4	4-8	8-12	12-16	16-20	20-24
	1	2	3	4	5	6
Hochwinter	40%	0%	0%	20%	0%	40%
Winter	50%	20%	20%	40%	20%	50%
Übergang	70%	50%	60%	60%	60%	70%
Sommer	80%	80%	80%	80%	80%	80%

Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt

Für die modellmäßige Ermittlung der integrierbaren PtH-Leistung werden im abschließenden Schritt die %-Werte der saisonalen Gruppen aus Tabelle 7 mit den einzelnen Kalenderwochen eines Jahres verknüpft (vgl. Anhang I „Inputparameter für Modellierung PtH-Leistung Flachau“). Als weitere Randbedingungen werden für die Modellierung der im Biomasseheizwerk Flachau integrierbaren PtH-Leistung die folgenden Parameter unterstellt:

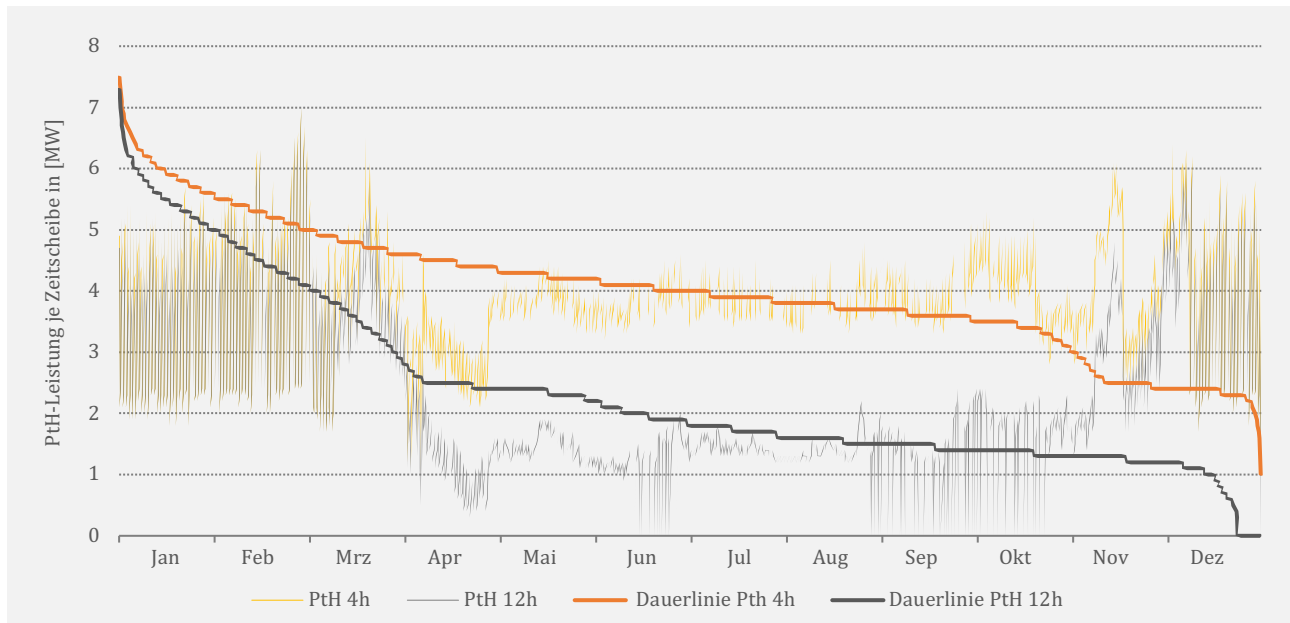
- Wärmemenge Pufferspeicher: rd. 19.000 kWh
- Maximaler Leistungsgradient: 4.000 kW/h
- Minimalleistung Biomassekessel und Rauchgaskondensation: 2.650 kW im Hochwinter und Winter, 1.500 kW in der Übergangssaison sowie 1.150 kW im Sommer

Zusätzliche werden als thermische Trägheit innerhalb des Gesamtsystems 5% von der in einer Stunde jeweils vorhandenen Wärmenachfrage berücksichtigt (d.h. bei einem Wärmeansatz von bspw. 5.000 kWh/h können kurzfristig bis zu 250 kWh/h im System „gepuffert“ werden).

Mit diesen Randbedingungen wird für jede Stunde eines Jahres über ein Excel-Modell die maximal integrierbare PtH-Leistung ermittelt, wobei die Analyse von einem Vollabruf negativer Sekundärregelreserve für 4 Stunden ausgeht, d. h. das System muss in der Lage sein die Wärmeerzeugung der PtH-Anlage für 4 Stunden aufzunehmen. Als Variante wird zusätzlich ein durchgehender Vollabruf von 12 Stunden betrachtet. Bei der Modellierung wird neben den o. a. Randbedingungen in Bezug auf Puffervolumen, Lastgradient und Minimalleistung der Biomassekessel auch berücksichtigt, dass im Sommer bei sehr geringer Wärmenachfrage immer ausreichend Pufferkapazität verfügbar sein muss, um den Biomassekessel zumindest mit seiner Minimalleistung betreiben zu können. Die Ergebnisse der Modellierung der im Biomassenahwärmesystem Flachau integrierbaren PtH-Leistung sind in Abbildung 26 für Vollabrufe über 4 und 12 Stunden dargestellt (als Minimum der vier Stundenwerte jeder Zeitscheibe).

Während in den Wintermonaten mit hoher Wärmenachfrage das Biomassenahwärmesystem in beiden betrachteten Varianten zwischen rd. 2,5 und 5,5 MW an PtH-Leistung integrieren kann, können in den Sommermonaten z. T. auch sehr geringe PtH-Leistungen bei langen Vollabrufen nicht mehr vollständig im System aufgenommen werden. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass Vollabrufe negativer Regelreserve über einen längeren Zeitraum unwahrscheinlich sind bzw. die Erbringung negativer Regelreserve bei sehr langen Vollabrufen von einem Aggregator auf die einzelnen Anlagen in seinem Portfolio aufgeteilt werden kann. Auch kann bei einer Gebotsstrategie mit hohen Arbeitspreisen in einzelnen Zeitscheiben die Abrufwahrscheinlichkeit zusätzlich minimiert werden. Insofern stellt das Szenario eines 12-stündigen Vollabrufs eine Extremvariante dar, die ohne weitergehende Interpretation der Ergebnisse nicht unmittelbar zur Dimensionierung einer PtH-Anlage herangezogen werden sollte.

Abbildung 26: Integrierbare PtH-Leistung Biomasseheizwerk Flachau je 4-Stunden Zeitscheibe für Vollabrufe über 4 und 12 Stunden



Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt

Für die weiteren Betrachtungen wird daher für das Biomasseheizwerk Flachau eine sinnvoll integrierbare PtH-Leistung für die Erbringung negativer Sekundärregelreserve von 2,5 MW unterstellt.

6.2.2 Indikative Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Auf Grundlage der in Abschnitt 3.3 „Investitionskosten von PtH-Anlagen“ dargestellten Kostenstruktur von PtH-Anlagen sowie der in Abschnitt 5.3 abgeschätzten Erlöse von PtH-Anlagen für negative Sekundärregelreserve wird nachfolgend eine vereinfachte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für eine exemplarisch unterstellte PtH-Anlage mit 2,5 MW Nennleistung durchgeführt. Tabelle 8 zeigt hierzu die für den Standort Flachau berücksichtigten Investitionskosten. Neben den eigentlichen Investitionskosten in den Anlagenteil (0,54 Mio. €) sind zusätzlich auch die Kosten für das Netzbereitstellungsentgelt auf Netzebene 5 in Höhe von 0,34 Mio. € zu berücksichtigen, da mit der vorhandenen Bezugsleistung des Biomasseheizwerks von 600 kW eine PtH-Anlage nicht an das Netz angeschlossen werden könnte. In Summe liegen die Investitionskosten bei rd. 0,88 Mio. € bzw. 353 €/kW.

Tabelle 8: Investitionskosten für PtH-Anlage mit 2,5 MW am Standort Flachau

Position	[€]
Pufferspeicher	n. a.
Heißwassererzeuger (PtH-Modul)	140.000
Hydraulische Anpassung/Verrohrung	135.000
Elektroinstallation intern	36.000
Trafo inkl. Netzanschluss Umspannwerk	81.000
Anlagen- und Trafocontainer inkl. Fundament	49.000
Projektentwicklung und Unvorhergesehenes	100.000
Zwischensumme	541.000
Netzbereitstellungsentgelt NE 5*	342.000
Gesamt	883.000

Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt; *136,86 €/kW [21]

Für die Ermittlung der jährlichen Kosten und Erlöse aus der Vermarktung von 2,5 MW negativer Sekundärregelleistung wird zur Vermeidung von zu häufigen Abrufen eine defensive Angebotsstrategie mit einem exemplarisch Arbeitspreis von -50 €/MWh unterstellt. Daraus ergibt sich ein Abrufvolumen von 1.200 MWh im Jahr 2020 und 550 MWh im Jahr 2021

und daraus abgeleitet ein arbeitsabhängiger Erlös von 60.000 € (2020) bzw. 27.500 € (2021).

Als Erlöse für die Leistungsvorhaltung werden die mittleren Leistungspreise für 2020 (8.000 €/MW) und 2021 (64.000 €/MW) berücksichtigt. Von diesen Erlösen wird jedoch ein Teil von dem für die Vermarktung zuständigen Dienstleister (Aggregator) einbehalten werden; exemplarisch wird hier eine variable Erfolgskomponente von 20% der Erlöse für den Dienstleister unterstellt. Als weitere Erlöskomponente können die eingesparten Brennstoffkosten berücksichtigt werden, die bei variablen Wärmebereitstellungskosten im Biomasseheizwerk von 30 €/MWh bei 36.000 € im Jahr 2020 und 16.500 € im Jahr 2021 liegen.

Tabelle 9: Jährliche Erlöspotenziale und Kosten einer PtH-Anlage mit 2,5 MW am Standort Flachau für Angebotspreis -50 €/MWh*

	2020	2021
	[€/a]	[€/a]
Arbeitspreis SRR-	60.000	27.500
Leistungspreis SRR-	20.000	160.000
Vergütung Aggregator	-16.000	-37.500
Eingesparte Brennstoffkosten**	36.000	16.500
Netzentgelt Arbeit	-1.020	-468
Netzentgelt Leistung	-2.500	-2.500
Elektrizitätsabgabe	-18.000	-8.250
EAG-Förderbeitrag***	0	0
Netzverlustentgelt	-1.450	-666
Gesamt	77.030	154.617

Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt;
* Abrufvolumen 1.200 MWh in 2020 und 550 MWh in 2021, ** 30 €/MWh, *** entfällt 2022

Den Erlösen stehen die arbeits- und leistungsabhängigen Kosten für das (verminderte) Netzentgelt sowie die arbeitsabhängigen Kosten für die Elektrizitätsabgabe, den EAG-Förderbeitrag sowie das Netzverlustentgelt von in Summe 22.970 € in 2020 und 11.883 € in 2021 entgegen. Es wird dabei unterstellt, dass PtH-Anlage und Biomasseheizwerk denselben Netzanschlusspunkt nutzen und damit keine zusätzlichen Kosten für EAG-Förderpauschale und KWK-

Pauschale zu berücksichtigen sind. In Summe ergibt sich damit für das Jahr 2020 ein Erlöspotenzial von rd. 77.000 €/a und für das Jahr 2021 von rd. 155.000 €/a (vgl. Tabelle 9).

Die Investitionskosten und Erlöspotenziale der beispielhaft für das Biomasseheizwerk Flachau unterstellten PtH-Anlagen sind Basis einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, die in Anlehnung an die VDI Richtlinie 2067 [32] durchgeführt wird. Als Randbedingungen werden hierzu zusätzlich die nachfolgenden Parameter berücksichtigt:

- Real konstante Erlöspotenziale über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren
- Jährliche Fixkosten für Betrieb und Wartung, Versicherungen, etc. von 5.400 €/a bzw. 1% der Investitionskosten ohne Netzbereitstellungsentgelt
- Inflationsrate 2% p.a.
- Finanzierung über Kredit mit Zinssatz von 1,5% p.a. und 15 Jahren Kreditlaufzeit
- Optional 20% bzw. 86.000 € Förderung der Investitionskosten (förderrelevant 429.000 €, da Kosten für Transformator und Netzanschluss sowie Netzbereitstellungsentgelt nicht förderbar)
- 20-jährige Betrachtungsdauer ohne Berücksichtigung von allfälligen Restwerten

Die indikative Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird getrennt für die Preis- und Abrufcharakteristik negativer Sekundärregelreserve im Jahr 2020 und 2021 durchgeführt. Sie berücksichtigt damit sowohl ein Jahr mit vergleichsweise sehr niedrigem als auch ein Jahr mit hohem Erlösniveau und spannt damit eine realistische Bandbreite der möglichen Wirtschaftlichkeit einer PtH-Anlage mit 2,5 MW Leistung am Standort Flachau auf.

Mit den o. a. Randbedingungen ermittelt sich für die Preis- und Abrufcharakteristik 2020 eine Amortisationszeit von 12,5 Jahren und ein interner Zinssatz von 6,8%. Unter Berücksichtigung einer möglichen Förderung verkürzt sich die Amortisationszeit auf knapp 11 Jahre bzw. steigt der interne Zinssatz auf 8,0%. Demgegenüber bestimmt sich mit der Preis-

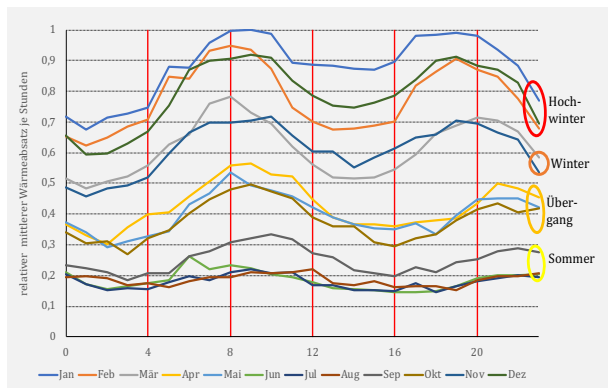
und Abrufcharakteristik für das Jahr 2021 eine Amortisationszeit von 6,0 Jahren und ein interner Zinssatz von 17,7%. Unter Berücksichtigung einer möglichen Förderung verkürzt sich die Amortisationszeit auf rd. 5,5 Jahre bzw. steigt der interne Zinssatz auf 19,7%.

6.3 Technisch-wirtschaftliche Analyse Biomasseheizwerk Altenmarkt

6.3.1 Abschätzung der integrierbaren PtH-Leistung

Die Abschätzung der im Biomasseheizwerk Altenmarkt integrierbaren PtH-Leistung erfolgt nach demselben Ansatz, wie er für das Biomasseheizwerk Flachau in Abschnitt 6.2.1 vorgestellt und angewendet wurde. In Abbildung 27 sind hierzu die stundenmittleren Ganglinien des Wärmeabsatzes der einzelnen Monate für das Jahr 2019 dargestellt.

Abbildung 27: Stundenmittlerer Wärmeabsatz Biomassenahwärme Altenmarkt im Jahr 2019



Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt

Für den gemischt touristisch geprägten Wärmeabsatz in Altenmarkt werden die Monate Dezember, Jänner und Februar als Hochwinter, März und November als Winter, April, Mai und Oktober als Übergang und die Monate Juni bis September als Sommer klassifiziert. Darauf aufbauend wird für die vier saisonalen Gruppen Hochwinter, Winter Übergang und Sommer das für PtH nutzbare Volumen im bestehenden Pufferspeicher für jede 4-Stunden Zeitscheiben abgeschätzt (vgl. Tabelle 10).

Tabelle 10: Anteil des für PtH nutzbaren Volumens im Pufferspeicher Altenmarkt

Saison	Zeitscheibe					
	0-4	4-8	8-12	12-16	16-20	20-24
	1	2	3	4	5	6
Hochwinter	30%	0%	0%	10%	0%	30%
Winter	50%	20%	20%	40%	20%	50%
Übergang	60%	40%	40%	60%	40%	50%
Sommer	80%	80%	80%	80%	80%	80%

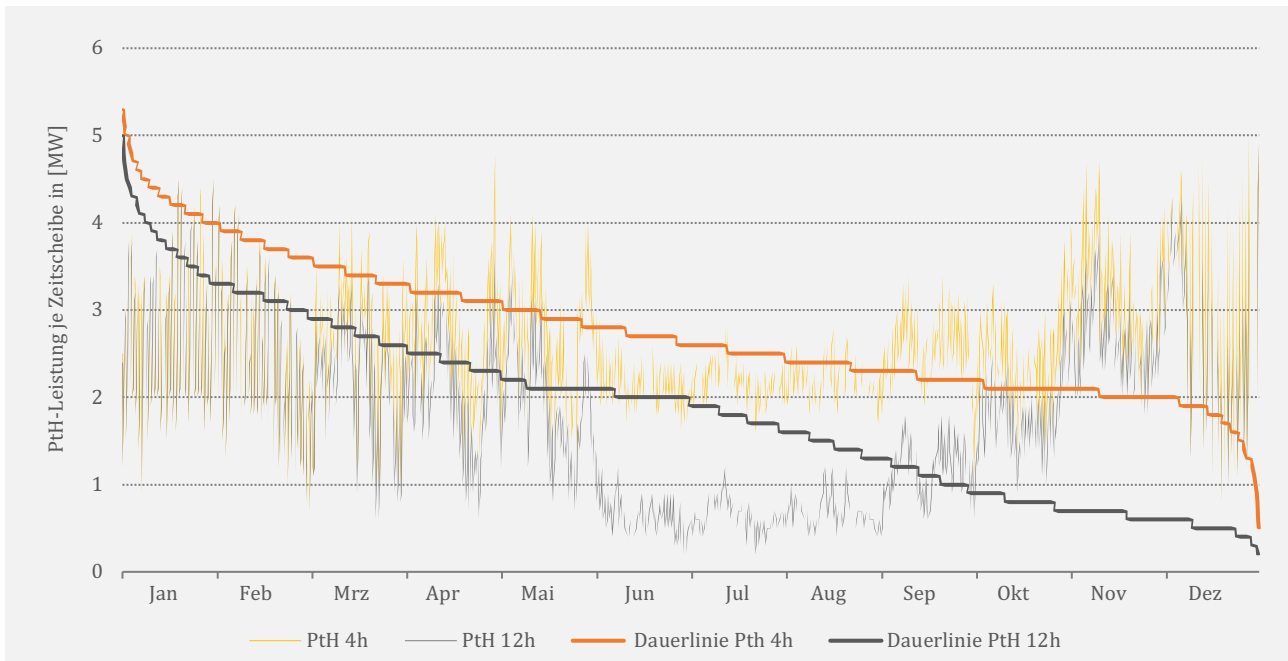
Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt

Die %-Werte der saisonalen Gruppen aus Tabelle 10 werden entsprechend Anhang II „Inputparameter für Modellierung PtH-Leistung Altenmarkt“ für die modellmäßige Ermittlung der integrierbaren PtH-Leistung mit den einzelnen Kalenderwochen eines Jahres verknüpft. Als weitere Randbedingungen werden für die Modellierung die folgenden Parameter unterstellt:

- Wärmemenge Pufferspeicher: rd. 14.400 kWh
- Maximaler Leistungsgradient: 3.500 kW/h
- Minimale Leistung Biomassekessel und Rauchgaskondensation: 2.500 kW im Hochwinter und Winter, 1.500 kW in der Übergangssaison und im Sommer

Zusätzliche werden als thermische Trägheit innerhalb des Gesamtsystems 5% von der in einer Stunde jeweils vorhandenen Wärmenachfrage berücksichtigt. Die Ergebnisse der Modellierung der im Biomassenahwärmesystem Altenmarkt integrierbaren PtH-Leistung sind in Abbildung 28 für Vollabrufe über 4 und 12 Stunden dargestellt (als Minimum der vier Stundenwerte jeder Zeitscheibe).

Während im Hochwinter mit sehr hoher Wärmenachfrage das Biomassenahwärmesystem in beiden betrachteten Varianten zwischen rd. 2,0 und 5,0 MW an PtH-Leistung integrieren kann, kann die in einzelnen 4 Stunden Zeitscheiben in den Wintermonaten

Abbildung 28: Integrierbare PtH-Leistung Biomasseheizwerk Altenmarkt je 4-Stunden Zeitscheibe für Vollarufe über 4 und 12 Stunden

Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt

und der Übergangszeit integrierbare PtH-Leistung auf deutlich unter 2,0 MW sinken. In den Sommermonaten liegt die integrierbare PtH-Leistung bei Vollarufen von 4 Stunden bei etwa 2,0 MW, bei langen Vollarufen können jedoch z. T. PtH-Leistungen ab etwa 0,5 MW nicht mehr vollständig im System aufgenommen werden. Als konservativer Ansatz wird daher für die weiteren Betrachtungen eine im Biomasseheizwerk Altenmarkt sinnvoll integrierbare PtH-Leistung zur Erbringung negativer Sekundärregelreserve von 1,5 MW unterstellt.

6.3.2 Indikative Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für die exemplarisch unterstellte PtH-Anlage mit 1,5 MW Nennleistung im Biomasseheizwerk Altenmarkt wird ebenfalls eine vereinfachte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf Grundlage der in Abschnitt 3.3 „Investitionskosten von PtH-Anlagen“ dargestellten Kostenstruktur von PtH-Anlagen sowie der in Abschnitt 5.3 abgeschätzten Erlöse durchgeführt.

Tabelle 11 zeigt hierzu die für den Standort Altenmarkt berücksichtigten Investitionskosten. Neben den eigentlichen Investitionskosten in den Anlagen (0,41 Mio. €) werden zusätzlich auch die Kosten für das Netzbereitstellungsentgelt auf Netzebene 5²³ in Höhe von 0,2 Mio. € zu berücksichtigen, da mit der vorhandenen Bezugs- bzw. Einspeiseleistung des Biomasseheizwerks eine PtH-Anlage nicht zusätzlich an das Netz angeschlossen werden könnte. In Summe liegen die Investitionskosten damit bei rd. 0,61 Mio. € bzw. 408 €/kW.

Für einen exemplarisch unterstellten Arbeitspreis von -50 €/MWh ergibt sich ein Abrufvolumen von 720 MWh im Jahr 2020 und 330 MWh im Jahr 2021 und daraus abgeleitet das in Tabelle 12 dargestellte Erlöspotenzial von rd. 46.000 €/a im Jahr 2020 und von rd. 98.000 €/a für das Jahr 2021.

²³ Derzeit erfolgt der Strombezug im Biomasseheizwerk Altenmarkt über die Netzebene 6 und die Einspeisung der Stromerzeugung aus der 600 kW ORC-Anlage über die Netzebene 5. Für

die wirtschaftliche Bewertung der PtH-Anlage wird unterstellt, dass diese an die Netzebene 5 angeschlossen werden kann.

Tabelle 11: Investitionskosten für PtH-Anlage mit 1,5 MW am Standort Altenmarkt

Position	[€]
Pufferspeicher	n. a.
Heißwassererzeuger (PtH-Modul)	131.000
Hydraulische Anpassung/Verrohrung	75.000
Elektroinstallation intern	25.000
Trafo inkl. Netzanschluss Umspannwerk	60.000
Anlagen- und Trafocontainer inkl. Fundament	44.000
Projektentwicklung und Unvorhergesehenes	72.000
Zwischensumme	407.000
Netzbereitstellungsentgelt NE 5*	205.000
Gesamt	612.000

Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt; *136,86 €/kW [21]

Tabelle 12: Jährliche Erlöspotenziale und Kosten einer PtH-Anlage mit 1,5 MW am Standort Altenmarkt für Angebotspreis -50 €/MWh*

	2020	2021
	[€/a]	[€/a]
Arbeitspreis SRR-	36.000	16.500
Leistungspreis SRR-	12.000	96.000
Vergütung Aggregator	-9.600	-22.500
Eingesparte Brennstoffkosten**	21.600	21.600
Netzentgelt Arbeit	-612	-612
Netzentgelt Leistung	-1.500	-1.500
Elektrizitätsabgabe	-10.800	-10.800
EAG-Förderbeitrag*	0	0
Netzverlustentgelt	-871	-871
Gesamt	46.217	97.817

Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt; * Abrufvolumen 720 MWh in 2020 und 330 MWh in 2021, ** 30 €/MWh, *** entfällt 2022

Die dynamische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der beispielhaft für das Biomasseheizwerk Altenmarkt unterstellten PtH-Anlage erfolgt unter Berücksichtigung derselben Randbedingungen, wie sie in Abschnitt 6.2.2 für das Biomasseheizwerk Flachau dargestellt sind. Damit ergibt sich für die Preis- und Abrufcharakteristik 2020 eine Amortisationszeit von 14,5 Jahren und ein interner Zinssatz von 5,0%. Unter

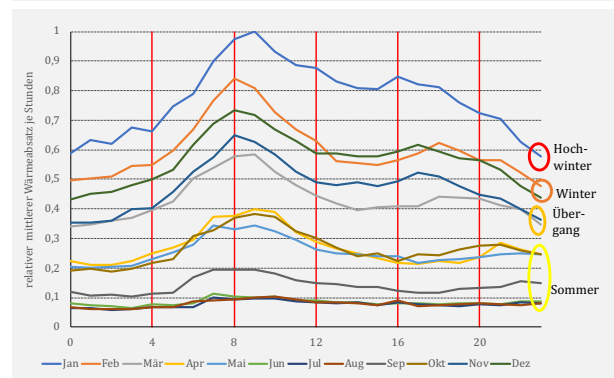
Berücksichtigung einer möglichen Förderung von rd. 63.000 € (20% der förderrelevanten Investitionskosten von 316.000 €) verkürzt sich die Amortisationszeit auf knapp 13 Jahre bzw. steigt der interne Zinssatz auf 6,2%. Demgegenüber bestimmt sich mit der Preis- und Abrufcharakteristik für das Jahr 2021 eine Amortisationszeit von rd. 7 Jahren und ein interner Zinssatz von 16,0%. Unter Berücksichtigung einer möglichen Förderung verkürzt sich die Amortisationszeit auf rd. 6,0 Jahre bzw. steigt der interne Zinssatz auf 17,9%.

6.4 Technisch-wirtschaftliche Analyse Biomasseheizwerk Eugendorf

6.4.1 Abschätzung der integrierbaren PtH-Leistung

Auch für das Biomasseheizwerk Eugendorf erfolgt die Abschätzung der integrierbaren PtH-Leistung analog zu dem in Abschnitt 6.2.1 für das Biomasseheizwerk Flachau vorgestellten und angewendeten Ansatz. In Abbildung 29 sind hierzu die stundenmittleren Ganglinien des Wärmeabsatzes der einzelnen Monate für das Jahr 2019 dargestellt.

Abbildung 29: Stundenmittlerer Wärmeabsatz Biomassenahwärme Eugendorf im Jahr 2019



Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt

Für den nicht touristisch geprägten Wärmeabsatz in Eugendorf wird für die weitergehenden Abschätzung der integrierbaren PtH-Leistung nur der Jänner als Hochwinter klassifiziert. Die Monate Dezember und Februar werden demgegenüber als Winter, März und November als Übergang und die Monate April bis

Oktober als Sommer eingestuft. Darauf aufbauend wird für die vier saisonalen Gruppen Hochwinter, Winter, Übergang und Sommer das für PtH nutzbare Volumen im bestehenden Pufferspeicher für jede 4-Stunden Zeitscheiben abgeschätzt (vgl. Tabelle 13).

Die %-Werte der saisonalen Gruppen werden entsprechend Anhang III „Inputparameter für Modellierung PtH-Leistung Altenmarkt“ für die modellmäßige Ermittlung der integrierbaren PtH-Leistung mit den einzelnen Kalenderwochen eines Jahres verknüpft.

Tabelle 13: Anteil des für PtH nutzbaren Volumens im bestehenden Pufferspeicher Eugendorf

Saison	Zeitscheibe					
	0-4	4-8	8-12	12-16	16-20	20-24
	1	2	3	4	5	6
Hochwinter	30%	0%	0%	20%	20%	30%
Winter	50%	20%	20%	40%	40%	50%
Übergang	60%	40%	40%	60%	60%	60%
Sommer	80%	80%	80%	80%	80%	80%

Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt

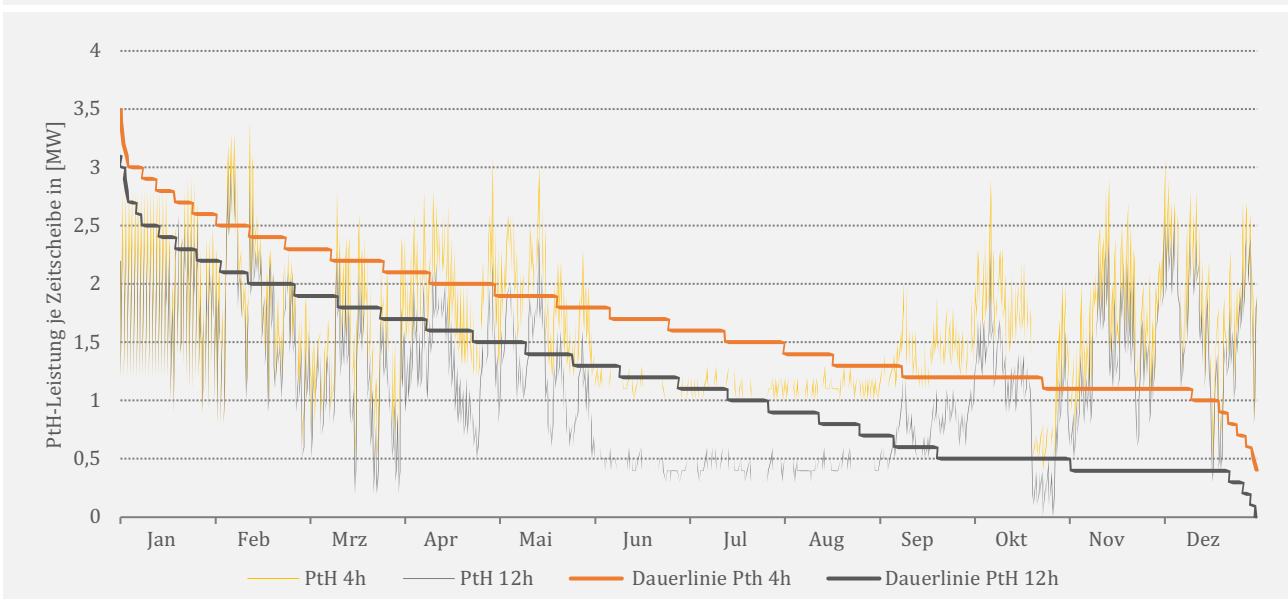
Als weitere Randbedingungen werden für die Modellierung die folgenden Parameter unterstellt:

- Wärmemenge Pufferspeicher: rd. 5.400 kWh

- Maximaler Leistungsgradient: 3.500 kW/h
 - Minimale Leistung Biomassekessel und Rauchgaskondensation: 1.350 kW Hochwinter, 1.100 MW Winter u. Übergangssaison sowie 275 kW Sommer
- Zusätzliche werden als thermische Trägheit innerhalb des Gesamtsystems 5% von der in einer Stunde jeweils vorhandenen Wärmenachfrage berücksichtigt. Die Ergebnisse der Modellierung der integrierbaren PtH-Leistung sind in Abbildung 30 für Vollabrufe über 4 und 12 Stunden dargestellt (als Minimum der vier Stundenwerte jeder Zeitscheibe).

Während im Hochwinter mit sehr hoher Wärmenachfrage bis zu rd. 3,0 MW an PtH-Leistung in das Biomassenahwärmesystem in den beiden betrachteten Varianten integriert werden kann, liegt die in einzelnen Zeitscheiben in den Wintermonaten und der Übergangszeit integrierbare PtH-Leistung z. T. unter 1,0 MW. In den Sommermonaten liegt die integrierbare PtH-Leistung bei Vollabrufen von 4 Stunden bei etwa 1,0 MW bzw. bei sehr langen Vollabrufen zwischen 400 und 500 kW. Für die weiteren Betrachtungen wird daher eine im Heizwerk Eugendorf sinnvoll integrierbare PtH-Leistung zur Erbringung negativer Sekundärregelreserve von 750 kW unterstellt.

Abbildung 30: Integrierbare PtH-Leistung Biomasseheizwerk Eugendorf je 4-Stunden Zeitscheibe für Vollabrufe über 4 und 12 Stunden



Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt

6.4.2 Indikative Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für die exemplarische PtH-Anlage mit 750 kW Nennleistung im Biomasseheizwerk Eugendorf wird die vereinfachte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ebenfalls auf Grundlage der in Abschnitt 3.3 „Investitionskosten von PtH-Anlagen“ dargestellten Kostenstruktur von PtH-Anlagen sowie der in Abschnitt 5.3 abgeschätzten Erlöse durchgeführt. Tabelle 14 zeigt hierzu die für den Standort Eugendorf abgeleiteten Investitionskosten. Dabei wird unterstellt, dass die PtH-Anlagen an die Netzebene 5 mit einem Netzzutrittsentgelt von 136,68 €/kW [21] angeschlossen wird, d. h. nicht an die Netzebene 7 aus der das Biomasseheizwerk aktuell versorgt wird (vorhandene Bezugsleistung des Biomasseheizwerks 250 kW).

Tabelle 14: Investitionskosten für PtH-Anlage mit 750 kW am Standort Eugendorf

Position	[€]
Pufferspeicher	n. a.
Heißwassererzeuger (PtH-Modul)	65.000
Hydraulische Anpassung/Verrohrung	38.000
Elektroinstallation intern	13.000
Trafo inkl. Netzanschluss Umspannwerk	65.000
Anlagen- und Trafocontainer inkl. Fundament	33.000
Projektentwicklung und Unvorhergesehenes	44.000
Zwischensumme	258.000
Netzbereitstellungsentgelt NE 5*	103.000
Gesamt	361.000

Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt; *136,68 €/kW [21]

Neben den eigentlichen Investitionskosten in den Anlagenteil (0,26 Mio. €) sind zusätzlich auch die Kosten für das Netzbereitstellungsentgelt zu berücksichtigen, die sich für Netzebene 5 auf 0,1 Mio. € belaufen. In Summe liegen die Investitionskosten damit bei rd. 0,36 Mio. € (481 €/kW).

Für einen exemplarisch unterstellten Arbeitspreis von -50 €/MWh ergibt sich ein Abrufvolumen von 360 MWh im Jahr 2020 und 165 MWh im Jahr 2021 und daraus abgeleitet das in Tabelle 15 dargestellte

Erlöspotenzial von rd. 23.000 €/a im Jahr 2020 und von rd. 46.000 €/a für das Jahr 2021.

Tabelle 15: Jährliche Erlöspotenziale und Kosten einer PtH-Anlage mit 750 kW am Standort Eugendorf für Angebotspreis -50 €/MWh*

	2020	2021
	[€/a]	[€/a]
Arbeitspreis SRR-	18.000	8.250
Leistungspreis SRR-	6.000	48.000
Vergütung Aggregator	-4.800	-11.250
Eingesparte Brennstoffkosten**	10.800	4.950
Netzentgelt Arbeit	-306	-140
Netzentgelt Leistung	-750	-750
Elektrizitätsabgabe	-5.400	-2.475
EAG-Förderbeitrag*	0	0
Netzverlustentgelt	-436	-200
Gesamt	23.108	46.385

Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt; * Abrufvolumen 144 MWh in 2020 und 93 MWh in 2021, ** 30 €/MWh, *** entfällt 2022

Die dynamische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der beispielhaft für das Biomasseheizwerk Eugendorf unterstellten PtH-Anlage erfolgt unter Berücksichtigung derselben Randbedingungen, wie sie in Abschnitt 6.2.2 für das Biomasseheizwerk Flachau dargestellt sind.

Für die Preis- und Abrufcharakteristik 2020 ergibt sich ein interner Zinssatz von 2,3% und eine Amortisationszeit von rd. 18 Jahren. Unter Berücksichtigung einer möglichen Förderung von rd. 39.000 € (20% der förderrelevanten Investitionskosten von 193.000 €) verkürzt sich die Amortisationszeit bei einem internen Zinssatz von 3,3% auf knapp 16,5 Jahre. Demgegenüber bestimmt sich mit der Preis- und Abrufcharakteristik für das Jahr 2021 eine Amortisationszeit von 9 Jahren und ein interner Zinssatz von 11,2%. Unter Berücksichtigung einer möglichen Förderung liegt die Amortisationszeit bei rd. 8 Jahren bzw. steigt der interne Zinssatz auf 12,8%.

6.5 Zusammenfassung

Tabelle 16 zeigt eine Zusammenfassung der wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Parameter für die exemplarischen PtH-Anlagen in den Fallbeispielen Flachau, Altenmarkt und Eugendorf. Die dargestellten Amortisationszeiten differenzieren dabei zwischen den Erlöspotenzialen auf Basis der Preis- und Abrufstruktur im Sekundärregelreservemarkt 2020 und 2021. Zusätzlich berücksichtigt ist in den Ergebnissen von Tabelle 16 eine mögliche Förderung in Höhe von 20% der förderrelevanten Investitionskosten.

Tabelle 16: Technische und wirtschaftliche Parameter für exemplarische PtH-Anlagen der Fallbeispiele

		Flachau	Altenmarkt	Eugendorf
Netzebene	[-]	5	5	5
PtH-Leistung	[MW]	2,5	1,5	0,75
Investitionskosten*	[Mio. €]	0,88	0,61	0,36
Spezifische Investitionskosten	[€/kW]	353	408	481
Amortisationszeit SRR-Preise 2020**	[a]	11,0	13,0	16,5
Amortisationszeit SRR-Preise 2021**	[a]	5,5	6,0	8,0

Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt;
* inkl. Netzbereitstellungsentgelt; ** unter Berücksichtigung Förderung

Entsprechend den mit zunehmender Leistung sinkenden spezifischen Investitionskosten einer PtH-Anlage zeigt die PtH-Anlage Flachau (2,5 MW) mit einer Amortisationszeit von 11 Jahren (SRR-Preise 2020) bzw. 5,5 Jahren (SRR-Preise 2021) die höchste Wirtschaftlichkeit. Der Unterschied zur PtH-Anlage Altenmarkt (1,5 MW) ist jedoch insbesondere vor dem Hintergrund der erlösseitigen Unsicherheiten vergleichsweise gering. Demgegenüber liegt die Amortisationszeit der exemplarischen PtH-Anlage in Eugendorf (0,75 MW) auf Grund der höheren spezifischen Investitionskosten mit 16,5 bzw. 8,0 Jahren spürbar über den Amortisationszeiten der PtH-Anlagen Flachau und Altenmarkt.

Bei der Interpretation der Ergebnisse der indikativen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der drei Fallbeispiele ist zu berücksichtigen, dass für eine abschließende Aussage eine weitergehende Detailbetrachtung notwendig ist. Insgesamt lässt sich aus den Ergebnissen der indikativen wirtschaftlichen Betrachtung jedoch ableiten, dass im Sekundärregelreservemarkt ein wirtschaftlicher Betrieb von PtH-Anlagen unter 1 MW in Biomasseheizwerken deutlich schwerer darstellbar ist als von PtH-Anlagen mit höherer Leistung. PtH-Anlagen über 1 MW mit spezifischen Investitionskosten um 400 €/kW können hingegen auch bei einem vergleichsweise niedrigen Preisniveau im Markt für negative Sekundärregelreserve – wie es insbesondere 2020 der Fall war – einen robusten Business Case liefern.

7 PtH-Potenziale in Biomasseheizwerken im Bundesland Salzburg

Ausgehend von den im vorangegangenen Kapitel 6 „PtH-Machbarkeitsanalyse für ausgewählte Biomasseheizwerke Flachau, Altenmarkt und Eugendorf ermittelten PtH-Leistungen werden im folgenden Kapitel die PtH-Potenziale zur Erbringung negativer Sekundärregelreserve in bestehenden Biomasseheizwerken im Bundesland Salzburg abgeschätzt.

Die Abschätzung der gesamten PtH-Potenziale zur Erbringung negativer Sekundärregelreserve aus bestehenden Biomasseheizwerken erfolgt über charakteristische Kenngrößen, die für die drei Fallbeispiele abgeleitet werden können. Mögliche Kenngrößen sind dabei das Verhältnis der PtH-Leistung zur installierten Biomasseleistung, zum jährlichen Wärmeabsatz oder zum Puffervolumen. In Tabelle 17 sind diese Kenngrößen für die Biomasseheizwerke Flachau, Altenmarkt und Eugendorf dargestellt.

Tabelle 17: Charakteristische Kenngrößen der exemplarischen PtH-Anlagen für die Fallbeispiele Flachau, Altenmarkt und Eugendorf

		Flachau	Altenmarkt	Eugendorf
Verhältnis PtH-Leistung zu Biomasseleistung*	[kW/kW]	0,26	0,16	0,16
Verhältnis PtH-Leistung zu jährlichem Wärmeabsatz	[kW/MWh]	0,07	0,05	0,05
Verhältnis PtH-Leistung zu Puffervolumen	[kW/m ³]	7,8	7,5	8,0

Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt, *inkl. Rauchgaskondensation

Während das Verhältnis der PtH-Leistung zur installierten Biomasseleistung für Flachau spürbar von Altenmarkt und Eugendorf abweicht, zeigt das Verhältnis der PtH-Leistung zum jährlichen Wärmeabsatz und insbesondere zum Puffervolumen eine deutlich höhere Korrelation zwischen den drei exemplarischen Fallbeispielen. Es kann also davon ausgegangen

werden, dass das verfügbare Puffervolumen die für eine PtH-Anlage wesentliche dimensionierungsrelevante Größe darstellt, so dass für die weitere Abschätzung der PtH-Potenziale in Salzburger Biomasseheizwerken das aus den Fallbeispielen ableitbare Verhältnis von PtH-Leistung zu Puffervolumen von 7,7 herangezogen wird (über den jährlichen Wärmeabsatz gewichteter Mittelwert).

Bei der Anwendung der Kenngrößen auf den gesamten Anlagenbestand in Salzburg, muss jedoch berücksichtigt werden, dass der wirtschaftliche Betrieb einer PtH-Anlage i. Allg. eine gewisse Mindestgröße voraussetzt. Daher werden für die weiteren Betrachtungen nur Biomasseheizwerke mit einer thermischen Leistung über 1 MW zur Abschätzung der PtH-Potenziale berücksichtigt. Somit verbleiben von den in Salzburg aktuell vorhandenen mehr als 150 Biomassenahwärmeeinrichtungen als potenziell für eine PtH-Anlage in Frage kommende Standorte in Summe 52 Biomasseanlagen mit einer Leistung von 235 MW und einem jährlichen Wärmeabsatz von rd. 850 GWh (vgl. Anhang IV „Biomassenahwärmesysteme in Salzburg ab 1.000 kW Leistung“). Von diesen Biomasseanlagen verfügen 36 Anlagen über einen Pufferspeicher (in Summe 3.330 m³) bzw. ist bei vier Anlagen ein Puffer bereits in konkreter Planung (in Summe rd. 472 m³). Insgesamt steht damit in Salzburger Biomasseheizwerken über 1 MW Wärmeleistung ein Puffervolumen von 3.800 m³ zur Verfügung.

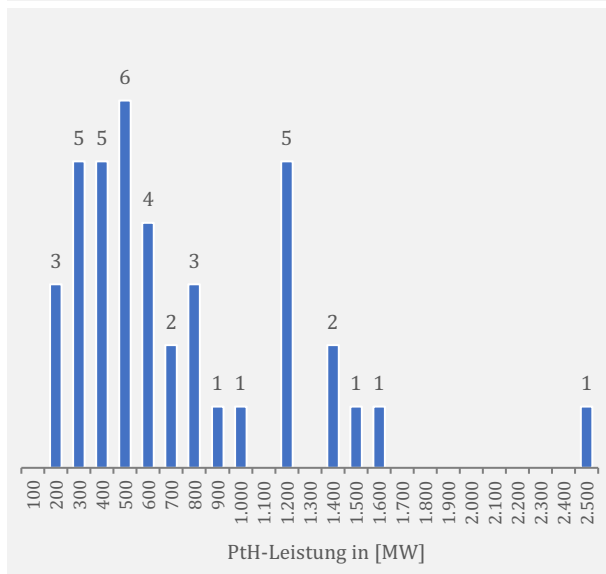
Wird nun das aus den Fallbeispielen abgeleitete mittlere Verhältnis von PtH-Leistung zu Puffervolumen von 7,7 auf die Biomasseheizwerke mit Pufferspeicher angewendet, ermittelt sich ein PtH-Potenzial zur Bereitstellung negativer Sekundärregelreserve von knapp 29,6 MW. (vgl. Anhang IV „Biomassenahwärmesysteme in Salzburg ab 1.000 kW Leistung“). Abbildung 31 zeigt hierzu die in 100 kW-Schritten

dargestellte Anzahl der modellmäßig ermittelten PtH-Anlage in Salzburger Biomasseheizwerken.

Knapp die Hälfte der in Summe 40 möglichen PtH-Anlagen liegt im Leistungsbereich bis 500 kW, 10 PtH-Anlagen zwischen 500 und 1.000 kW und 11 Anlagen über 1 MW, wobei das Biomasseheizwerk Flachau auf Grund des von allen berücksichtigten Biomasseheizwerken größten Puffervolumens mit einer möglichen PtH-Leistung von bis zu 2,5 MW auch die mit Abstand größten PtH-Potenziale im Sekundärregelreservemarkt aufweist. Mit den in Abschnitt 3.3 dargestellten Investitionskosten von PtH-Anlagen wären für diese 40 PtH-Anlagen unter zusätzlicher Berücksichtigung der Netzbereitstellungsentgelte Investitionskosten von in Summe rd. 15 Mio. € erforderlich.

1 MW berücksichtigt, können in Summe etwa 15 MW an PtH-Leistung realisiert werden, wofür Investitionskosten von knapp 7 Mio. € erforderlich wären.

Abbildung 31: Anzahl möglicher PtH-Anlagen in Salzburger Biomasseheizwerken



Quelle: Analyse e3 consult, SEEGEN und Moser Energie & Umwelt

Allerdings dürfte sich trotz der in den vergangenen Monaten deutlich gestiegenen Preise im österreichischen Sekundärregelreservemarkt ein wirtschaftlicher Betrieb von PtH-Anlagen unter 1 MW Leistung nur in Ausnahmefällen möglich sein. Werden daher zur Abschätzung des technisch-wirtschaftlichen PtH-Potenzials in Salzburger Biomasseheizwerken bspw. nur PtH-Anlagen ab einer elektrischen Leistung ab

8 Fazit und Empfehlungen für weiteres Vorgehen

Parallel zum massiven Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden in den kommenden Jahren systembegleitende Maßnahmen zunehmend an Bedeutung gewinnen, um die Erzeugungsschwankungen der Windkraft und Photovoltaik sowohl auf lokaler also auch überregionaler Ebene ausgleichen zu können. Durch die Möglichkeit überschüssigen Strom sinnvoll zu nutzen, können PtH-Anwendungen jedoch nicht nur zur Erhöhung der Flexibilität des Stromversorgungssystems beitragen, sondern zusätzlich auch eine Brücke zwischen den Sektoren Strom und Wärme schaffen (sog. Sektorkopplung). Neben der Verwertung von lokalem Überschussstrom stellt die Möglichkeit zur Bereitstellung von negativer Sekundärregelreserve einen für PtH-Anlagen grundsätzlich attraktiven energiewirtschaftlichen Anwendungsfall dar. Aus wirtschaftlicher Sicht zeigt ein nachträglicher Einbau von PtH-Anlagen in Biomasseheizwerken mit bereits vorhandenen Pufferspeichern gegenüber einer Neuerrichtung von PtH-Anlage und Pufferspeicher Vorteile, da die Investitionskosten um etwa 15-20% niedriger liegen. Allerdings ist die Einbindung einer PtH-Anlage in ein bestehendes System aus betrieblicher Sicht komplexer, so dass die möglichen Vor- und Nachteile einer Nachrüstung bzw. Neuerrichtung für den jeweiligen Einzelfall zu bewerten sind.

Die Potenzialanalyse für das Bundesland Salzburg hat gezeigt, dass in den bestehenden bzw. in konkreter Planung befindlichen Pufferspeichern von Biomasseheizwerken ein technisches PtH-Potenzial von rd. 30 MW besteht. Allerdings dürfte sich trotz der in den vergangenen Monaten deutlich gestiegenen Preise im österreichischen Sekundärregelreservemarkt ein wirtschaftlicher Betrieb von PtH-Anlagen unter 1 MW Leistung nur in Ausnahmefällen darstellen lassen. Entsprechend kann das technisch-wirtschaftliche PtH-Potenzial in Salzburger Biomasseheizwerken mit etwa 15 MW abgeschätzt werden, wofür Investitionskosten von in Summe knapp 7 Mio. € erforderlich wären.

Bei einer möglichen Erschließung der technisch-wirtschaftlichen Potenziale bestehen jedoch sowohl aus technischer als auch organisatorischer und wirtschaftlicher Sicht Herausforderungen. Neben Unsicherheiten bei der Entwicklung der Preise für negative Sekundärregelleistung und -energie fehlen bisher nicht nur im Bundesland Salzburg, sondern auch in den anderen österreichischen Bundesländern sowie im benachbarten Ausland weitgehend Erfahrungen bei der Nachrüstung bestehender Biomasseheizwerke mit PtH-Anlagen. Auch sind die Betreiber von Biomasseheizwerken bisher noch kaum mit den Anforderungen der Regelreservemärkte bzw. der für eine Integration der PtH-Anlagen in ein virtuelles Kraftwerk verantwortlichen Aggregatoren konfrontiert gewesen, d. h. es kann diesbezüglich noch ein weitergehender Bedarf an einem Informationsaustausch bestehen.

Vor dem Hintergrund dieser Herausforderungen könnte in einem möglichen nächsten Schritt in einem ausgewählten Biomasseheizwerk in Salzburg eine PtH-Demonstrationsanlage errichtet und im Praxisbetrieb erprobt werden. Dabei sollte geprüft werden, ob neben der Bereitstellung von negativer Sekundärregelreserve auch die Option besteht, dass die PtH-Anlage über eine Direktleitung an eine Erzeugungsanlage angeschlossen und damit auch die Nutzung von lokalem Überschussstrom in einem solchen Demonstrationsprojekt erprobt werden kann. Im Weiteren sollten bereits bei der Entwicklung eines Demonstrationsprojekts alle relevanten Akteure möglichst frühzeitig eingebunden und ein breiter Erfahrungsaustausch angestrebt werden. Mögliche Stakeholder sind dabei neben dem Amt der Salzburger Landesregierung und dem Dachverband der Biomasseheizwerke Salzburg insbesondere ein Aggregator als Partner zur Entwicklung einer geeigneten Vermarktungsstrategie sowie der betroffene Verteilnetzbetreiber.

9 Literatur

- [1] Europäische Kommission, *Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*.
- [2] Europäische Kommission, *EU Klima- und Energiepaket 2020*. 2008. Zugegriffen: 19. Dezember 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_de#tab-0-0
- [3] Europäische Kommission, *Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050, KOM (2011) 0112 endg.* 2011.
- [4] Europäische Kommission, *Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030, KOM (2014) 015 endg.* 2014.
- [5] Europäische Kommission, „Clean energy for all Europeans package“, 2020. https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en (zugegriffen 15. September 2020).
- [6] European Commission, „2030 Climate Target Plan Impact Assessment part 1 and 2“, 2020. Zugegriffen: 17. September 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/2030_ctp_en
- [7] Europäische Kommission, *Ein sauberer Planet für alle - Eine Europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft, KOM (2018) 773 endg.* 2018.
- [8] Europäische Kommission, *The European Green Deal, COM (2019) 640 final.* 2019.
- [9] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft und Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, „Energiestrategie Österreich – Maßnahmenvorschläge“, Wien, 2010.
- [10] Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, „Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT) gemäß der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates“.
- [11] Statistik Austria, „Energiebilanzen für Österreich“. https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html (zugegriffen 29. Juni 2021).
- [12] Umweltbundesamt (Hrsg.), „Klimaschutzbericht 2020“, Wien, 2020.
- [13] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, „Österreichische Klima- und Energiestrategie #mission2030“, 2018.
- [14] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, „Nationaler Energie- und Klimaplan Österreich“. 2019. Zugegriffen: 29. November 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmnt.gv.at/umwelt/klimaschutz/nekp-in-der-zielgeraden.html>
- [15] Die neue Volkspartei/Die Grünen, Hrsg., „Aus Verantwortung für Österreich. Regierungsprogramm 2020-2024“. 2020.
- [16] Land Salzburg, „Klima- und Energiestrategie SALZBURG 2050“. <https://www.salzburg.gv.at/themen/umwelt/salzburg2050> (zugegriffen 22. Februar 2021).
- [17] APG - Austrian Power Grid, „Marktinformation Erzeugung“. <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung> (zugegriffen 15. Februar 2021).
- [18] J. Neubarth, „Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem“, Weltenergie- rat - Deutschland e. V., Energie für Deutschland 2011, 2011.
- [19] Fraunhofer IWES, „Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus

- Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der Agora Energiewende“, Kassel, 2014.
- [20] PARAT, „PARAT IEH - Hochspannungs-Elektrodenkessel für Dampf- und Heißwasser“, 2021. <https://www.parat.no/de/produkte/parat-ieh-hochspannung-elektrodenkessel/> (zugegriffen 18. Oktober 2021).
- [21] Regulierungskommission der E-Control, *Änderung der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018 - Novelle 2021*.
- [22] Regulierungskommission der E-Control, *Änderung der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018 - Novelle 2022*.
- [23] Europäische Kommission, *VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb*.
- [24] Bundesnetzagentur, „SMARD Strommarktdaten“. <https://smard.de> (zugegriffen 1. Juni 2022).
- [25] J. Neubarth, „Energiegemeinschaften im zukünftigen österreichischen Strommarkt - Erforderliche Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Umsetzung“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.erneuerbare-energie.at/presse-aussendungen/2020/07/09/veranstaltung-energiegemeinschaften>
- [26] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG, Fassung vom 22.02.2022*. 2022.
- [27] *Bundesgesetz, mit dem das Einkommensteuergesetz 1988, das Erdgasabgabegesetz, das Elektrizitätsabgabegesetz und das Mineralölsteuergesetz 2022 geändert werden*. 2022.
- [28] P. Oberndorfer und M. Schmied, „Wohin mit dem Strom? - neuer Trend Energieumwandlung“, *Zeitschrift für Energie- und Technikrecht*, Nr. 02/2015, 2015.
- [29] APG - Austrian Power Grid, „Netzregelung“. <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung> (zugegriffen 2. Juni 2022).
- [30] APG - Austrian Power Grid, „Marktinformation Sekundärregelreserve (aFRR)“. <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Netzregelung/Sekundaerregelreserve> (zugegriffen 2. Juni 2022).
- [31] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „regelleistung.net - Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung“. <https://www.regelleistung.net/> (zugegriffen 2. Juni 2022).
- [32] „VDI 2067 Blatt 1 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung“, 2012.

10 Anhänge

Anhang I: Inputparameter für Modellierung PtH-Leistung Flachau

Pufferspeicher

Volumen	320 m ³	Nutzbare Volumen des Pufferspeichers
T _{max}	99 °C	Obere Temperaturgrenze
T _{min} (RL)	48 °C	Rücklauftemperatur bzw. untere Temperaturgrenze
Nutzbarer Energieinhalt	18.995 kWh	

Biomasseheizwerk

Leistung thermisch	9.800 kW	Nur zur Information - wird für Berechnung nicht benötigt
Lastgradient	4.000 kW/h	Maximale Änderung der Wärmeerzeugung innerhalb einer Stunde
Lastflexibilität	5% %	Anteil der unmittelbar verfügbare Flex als thermische Trägheit im System in % von aktueller Leistung

Verfügbares Puffervolumen für PtH (differenziert nach Saison und 4-h-Zeitscheibe) sowie Minimallast

Saison	Erster Tag Kalenderwoche	Kalenderwoche	Zeitscheibe						Minimallast in kW
			0-4 1	4-8 2	8-12 3	12-16 4	16-20 5	20-24 6	
Hochwinter	31.12.	1	40%	0%	0%	20%	0%	40%	2.650
Hochwinter	07.01.	2	40%	0%	0%	20%	0%	40%	2.650
Hochwinter	14.01.	3	40%	0%	0%	20%	0%	40%	2.650
Hochwinter	21.01.	4	40%	0%	0%	20%	0%	40%	2.650
Hochwinter	28.01.	5	40%	0%	0%	20%	0%	40%	2.650
Hochwinter	04.02.	6	40%	0%	0%	20%	0%	40%	2.650
Hochwinter	11.02.	7	40%	0%	0%	20%	0%	40%	2.650
Hochwinter	18.02.	8	40%	0%	0%	20%	0%	40%	2.650
Hochwinter	25.02.	9	40%	0%	0%	20%	0%	40%	2.650
Hochwinter	04.03.	10	40%	0%	0%	20%	0%	40%	2.650
Winter	11.03.	11	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.650
Winter	18.03.	12	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.650
Winter	25.03.	13	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.650
Winter	01.04.	14	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.650
Übergang	08.04.	15	70%	50%	60%	60%	60%	70%	1.500
Übergang	15.04.	16	70%	50%	60%	60%	60%	70%	1.500
Übergang	22.04.	17	70%	50%	60%	60%	60%	70%	1.500
Sommer	29.04.	18	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	06.05.	19	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	13.05.	20	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	20.05.	21	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	27.05.	22	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	03.06.	23	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	10.06.	24	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	17.06.	25	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	24.06.	26	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	01.07.	27	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	08.07.	28	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	15.07.	29	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	22.07.	30	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	29.07.	31	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	05.08.	32	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	12.08.	33	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	19.08.	34	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	26.08.	35	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	02.09.	36	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	09.09.	37	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	16.09.	38	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	23.09.	39	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	30.09.	40	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	07.10.	41	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Sommer	14.10.	42	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.150
Übergang	21.10.	43	70%	50%	60%	60%	60%	70%	1.500
Übergang	28.10.	44	70%	50%	60%	60%	60%	70%	1.500
Übergang	04.11.	45	70%	50%	60%	60%	60%	70%	1.500
Übergang	11.11.	46	70%	50%	60%	60%	60%	70%	1.500
Winter	18.11.	47	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.650
Winter	25.11.	48	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.650
Winter	02.12.	49	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.650
Hochwinter	09.12.	50	40%	0%	0%	20%	0%	40%	2.650
Hochwinter	16.12.	51	40%	0%	0%	20%	0%	40%	2.650
Hochwinter	23.12.	52	40%	0%	0%	20%	0%	40%	2.650
Hochwinter	30.12.	53	40%	0%	0%	20%	0%	40%	2.650

Anhang II: Inputparameter für Modellierung PtH-Leistung Altenmarkt

Pufferspeicher

Volumen	200 m ³	Nutzbare Volumen des Pufferspeichers
Tmax	105 °C	Obere Temperaturgrenze
Tmin (RL)	43 °C	Rücklauftemperatur bzw. untere Temperaturgrenze
Nutzbarer Energieinhalt	14.432 kWh	

Biomasseheizwerk

Leistung thermisch	9.500 kW	Nur zur Information - wird für Berechnung nicht benötigt
Lastgradient	3.500 kW/h	Maximale Änderung der Wärmeerzeugung innerhalb einer Stunde
Lastflexibilität	5% %	Anteil der unmittelbar verfügbare Flex als thermische Trägheit im System in % von aktueller Leistung

Verfügbares Puffervolumen für PtH (differenziert nach Saison und 4-h-Zeitscheibe) sowie Minimallast

Saison	Erster Tag Kalenderwoche	Kalenderwoche	Zeitscheibe						Minimallast in kW
			0-4	4-8	8-12	12-16	16-20	20-24	
			1	2	3	4	5	6	
Hochwinter	31.12.	1	30%	0%	0%	10%	0%	30%	2.500
Hochwinter	07.01.	2	30%	0%	0%	10%	0%	30%	2.500
Hochwinter	14.01.	3	30%	0%	0%	10%	0%	30%	2.500
Hochwinter	21.01.	4	30%	0%	0%	10%	0%	30%	2.500
Hochwinter	28.01.	5	30%	0%	0%	10%	0%	30%	2.500
Hochwinter	04.02.	6	30%	0%	0%	10%	0%	30%	2.500
Hochwinter	11.02.	7	30%	0%	0%	10%	0%	30%	2.500
Hochwinter	18.02.	8	30%	0%	0%	10%	0%	30%	2.500
Hochwinter	25.02.	9	30%	0%	0%	10%	0%	30%	2.500
Winter	04.03.	10	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.500
Winter	11.03.	11	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.500
Winter	18.03.	12	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.500
Winter	25.03.	13	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.500
Übergang	01.04.	14	60%	40%	40%	60%	40%	50%	1.500
Übergang	08.04.	15	60%	40%	40%	60%	40%	50%	1.500
Übergang	15.04.	16	60%	40%	40%	60%	40%	50%	1.500
Übergang	22.04.	17	60%	40%	40%	60%	40%	50%	1.500
Übergang	29.04.	18	60%	40%	40%	60%	40%	50%	1.500
Übergang	06.05.	19	60%	40%	40%	60%	40%	50%	1.500
Übergang	13.05.	20	60%	40%	40%	60%	40%	50%	1.500
Übergang	20.05.	21	60%	40%	40%	60%	40%	50%	1.500
Sommer	27.05.	22	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	03.06.	23	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	10.06.	24	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	17.06.	25	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	24.06.	26	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	01.07.	27	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	08.07.	28	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	15.07.	29	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	22.07.	30	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	29.07.	31	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	05.08.	32	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	12.08.	33	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	19.08.	34	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	26.08.	35	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	02.09.	36	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	09.09.	37	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	16.09.	38	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Sommer	23.09.	39	80%	80%	80%	80%	80%	80%	1.500
Übergang	30.09.	40	60%	40%	40%	60%	40%	50%	1.500
Übergang	07.10.	41	60%	40%	40%	60%	40%	50%	1.500
Übergang	14.10.	42	60%	40%	40%	60%	40%	50%	1.500
Übergang	21.10.	43	60%	40%	40%	60%	40%	50%	1.500
Übergang	28.10.	44	60%	40%	40%	60%	40%	50%	1.500
Übergang	04.11.	45	60%	40%	40%	60%	40%	50%	1.500
Winter	11.03.	46	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.500
Winter	11.03.	47	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.500
Winter	11.03.	48	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.500
Winter	11.03.	49	50%	20%	20%	40%	20%	50%	2.500
Hochwinter	09.12.	50	30%	0%	0%	0%	30%	30%	2.500
Hochwinter	16.12.	51	30%	0%	0%	0%	30%	30%	2.500
Hochwinter	23.12.	52	30%	0%	0%	0%	30%	30%	2.500
Hochwinter	30.12.	53	30%	0%	0%	0%	30%	30%	2.500

Anhang III: Inputparameter für Modellierung PtH-Leistung Altenmarkt

Pufferspeicher

Volumen	94 m3	Nutzbare Volumen des Pufferspeichers
Tmax	99 °C	Obere Temperaturgrenze
Tmin (RL)	50 °C	Rücklauftemperatur bzw. untere Temperaturgrenze
Nutzbarer Energieinhalt	5.361 kWh	

Biomasseheizwerk

Leistung thermisch	4.700 kW	Nur zur Information - wird für Berechnung nicht benötigt
Lastgradient	3.500 kW/h	Maximale Änderung der Wärmeerzeugung innerhalb einer Stunde
Lastflexibilität	5% %	Anteil der unmittelbar verfügbare Flex als thermische Trägheit im System in % von aktueller Leistung

Verfügbares Puffervolumen für PtH (differenziert nach Saison und 4-h-Zeitscheibe) sowie Minimallast

Saison	Erster Tag Kalenderwoche	Kalenderwoche	Zeitscheibe						Minimallast in kW
			0-4	4-8	8-12	12-16	16-20	20-24	
			1	2	3	4	5	6	
Hochwinter	31.12.	1	30%	0%	0%	20%	20%	30%	1.350
Hochwinter	07.01.	2	30%	0%	0%	20%	20%	30%	1.350
Hochwinter	14.01.	3	30%	0%	0%	20%	20%	30%	1.350
Hochwinter	21.01.	4	30%	0%	0%	20%	20%	30%	1.350
Hochwinter	28.01.	5	30%	0%	0%	20%	20%	30%	1.350
Winter	04.02.	6	50%	20%	20%	40%	40%	50%	1.100
Winter	11.02.	7	50%	20%	20%	40%	40%	50%	1.100
Winter	18.02.	8	50%	20%	20%	40%	40%	50%	1.100
Winter	25.02.	9	50%	20%	20%	40%	40%	50%	1.100
Winter	04.03.	10	50%	20%	20%	40%	40%	50%	1.100
Übergang	11.03.	11	60%	40%	40%	60%	60%	60%	1.100
Übergang	18.03.	12	60%	40%	40%	60%	60%	60%	1.100
Übergang	25.03.	13	60%	40%	40%	60%	60%	60%	1.100
Sommer	01.04.	14	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	08.04.	15	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	15.04.	16	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	22.04.	17	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	29.04.	18	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	06.05.	19	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	13.05.	20	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	20.05.	21	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	27.05.	22	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	03.06.	23	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	10.06.	24	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	17.06.	25	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	24.06.	26	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	01.07.	27	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	08.07.	28	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	15.07.	29	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	22.07.	30	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	29.07.	31	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	05.08.	32	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	12.08.	33	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	19.08.	34	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	26.08.	35	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	02.09.	36	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	09.09.	37	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	16.09.	38	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	23.09.	39	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	30.09.	40	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	07.10.	41	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Sommer	14.10.	42	80%	80%	80%	80%	80%	80%	275
Übergang	21.10.	43	60%	40%	40%	60%	60%	60%	1.100
Übergang	28.10.	44	60%	40%	40%	60%	60%	60%	1.100
Übergang	04.11.	45	60%	40%	40%	60%	60%	60%	1.100
Übergang	11.11.	46	60%	40%	40%	60%	60%	60%	1.100
Übergang	18.11.	47	60%	40%	40%	60%	60%	60%	1.100
Winter	25.11.	48	50%	20%	20%	40%	40%	50%	1.100
Winter	02.12.	49	50%	20%	20%	40%	40%	50%	1.100
Winter	09.12.	50	50%	20%	20%	40%	40%	50%	1.100
Winter	16.12.	51	50%	20%	20%	40%	40%	50%	1.100
Winter	23.12.	52	50%	20%	20%	40%	40%	50%	1.100
Hochwinter	30.12.	53	30%	0%	0%	20%	20%	30%	1.350

Anhang IV: Biomassenahwärmesysteme in Salzburg ab 1.000 kW Leistung

Heizwerk	Volumen Puffer- speicher	Wärmeproduktion 2019	Leistung Biomasse und Kondensation*	Pth-Leistung (gerundet)
	[m ³]	[MWh/a]	[kW]	[-]
Nahwärme Tamsweg	210	29.400	10.000	0
Nahwärme Lofer	-	39.711	10.300	1.600
Holzwärme Altenmarkt	200**	32.670	9.500	1.500
Biomasse-Heizkraftwerk Siezenheim	150	70.000	9.500	1.200
Bioenergie Pongau - Bischofshofen	180	47.000	9.100	1.400
Nahwärme Straßwalchen	-	50.000	8.500	1.400
Holzenergie Abtenau	180	26.800	8.500	0
Nahwärme Flachau	320	34.700	9.800	2.500
Nahwärme Großarl	160	37.500	7.850	1.200
Nahwärme Obertauern	90	20.000	7.100	700
Heizgenossenschaft Maria Alm	150	15.700	6.500	1.200
Nahwärme Obertrum	-	21.380	6.500	0
Nahwärme St. Gilgen	150**	18.500	6.500	1.200
Hackschnitzel und Heizgenossenschaft Rauris	63	16.129	6.400	500
Bioenergie Wagrain GmbH	80	23.075	6.250	600
Nahwärme Bramberg	-	20.700	6.200	0
Bioenergie Pongau - Schwarzach/St.Veit	120	30.000	5.800	900
Bioenergie Pongau - St. Johann	-	13.000	5.500	0
Nahwärme Mittersill	100	25.198	5.400	800
Biowärme Eben	50	9.100	5.300	400
Nahwärme Mauterndorf	-	14.900	5.000	0
Nahwärme Neukirchen	80	12.941	4.800	600
Nahwaerme Eugendorf GmbH	94	15.390	4.700	800
Bioenergie Filzmoos	80	13.323	4.300	600
Nahwärme Fuschl	-	15.200	4.100	0
Ökoenergiepark Bergheim	30	8.988	4.000	0
Nahwärme Kuchl	40	11.481	4.000	300
Nahwärme Radstadt	-	14.400	4.000	200
Nahwärme Saalfelden	150	12.800	3.800	1.200
Nahwärme Thalgau	70	10.230	3.500	500
Seekirchen	50	7.213	3.100	400
Nahwärme Asitz - Leogang	90	8.500	3.000	700
Nahwärme Kleinarl	61	8.500	2.850	800
Nahwärme St. Michael	100	9.400	2.850	500
Nahwärme Zauchensee	40	5.350	2.650	300

Negative Sekundärregelreserve aus PtH-Anlagen in Biomasseheizwerke im Land Salzburg

Heizwerk	Volumen Puffer- speicher	Wärmeproduktion 2019	Leistung Biomasse und Kondensation*	PtH-Leistung (gerundet)
Nahwärme Grödig	-	7.500	2.500	0
Nahwärme Dorfgastein	60	8.500	2.400	500
Nahwärme Niedersill	77**	5.300	2.300	600
Nahwärme Werfenweng	60	5.500	2.200	500
Nahwärme Pfarrwerfen	60	6.200	1.950	500
Nahwärme Hof	45	4.400	1.950	300
Nahwärme Dienten	50	7.500	1.850	0
Nahwärme Strobl	-	4.000	1.850	400
Nahwärme Mattsee	30	4.100	1.700	200
Heizwerk Alpendorf Holzwärme	125	8.246	1.700	300
Nahwärme Piesendorf	35	7.200	1.700	1.000
Nahwärme Lamprechtshausen	-	4.370	1.650	0
Nahwärme Unken	50	5.300	1.300	400
Nahwärme Krimml	46	4.320	1.200	400
Nahwärme Seeham	45**	4.500	1.100	300
Nahwärme Michaelbeuern	31	3.700	1.000	0
Nahwärme Wald	-	2.300	1.000	200
Gesamt	3.802**	842.115	235.000	29.600

Quelle: Seegen, * Biomassekessel und Rauchgaskondensation, ** davon 472 m³ in Planung