

Bewertung der Bauteilaktivierung als Option für Flexibilität im Strommarkt

W. Amann, G. Preßmair, A. Stipsits, S. Schoisengeier,
C. Amann, A. Preisler, M. Mayr

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

#/2022

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Leiter: DI Michael Paula

Auszugsweise Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Republik Österreich und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Nutzungsbestimmungen:
<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/>

Bewertung der Bauteilaktivierung als Option für Flexibilität im Strommarkt

IIBW – Institut für Immobilien, Bauen und Wohnen GmbH:
FH-Doz.Dr. Wolfgang Amann

In Kooperation mit e7 energy innovation & engineering:

DI Guntram Preßmair

Alina Stipsits, BSc

Sama Schoisengeier, MSc

DI Christof Amann

Anita Preisler, MSc

DI Martin Mayr

Wien, Juli 2023

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

Vorwort

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	4
Inhaltsverzeichnis	5
Kurzfassung	7
Abstract	11
1 Einleitung	15
1.1. Bauteilaktivierung	15
1.1.1. Bauteilaktivierung und Wärmepumpe	16
1.1.2. Pauschale Verrechnung der Energiekosten	18
1.1.3. Skalierung	18
1.2. Methodischer Rahmen, Systemgrenzen	19
2 Energiewirtschaftlicher Nutzen von Flexibilität	20
2.1. Warum braucht die Energiewende energietechnische Flexibilität	20
2.2. Nachfrageseitige Flexibilität (Demand Response)	21
2.3. Flexibilitätsmärkte - Anwendungsbereiche für flexible Lasten	22
2.3.1. Regelenenergiemarkt (Systemdienlichkeit)	22
2.3.2. Netzdienstleistungen (Netzdienlichkeit)	23
2.3.3. Großhandel und Börse (Marktdienlichkeit)	23
2.3.4. Endverbraucheroptimierung und Energiegemeinschaften	23
3 Mögliche Rolle der Bauteilaktivierung	25
3.1. Marktentwicklung Bauteilaktivierung bis 2040	25
3.1.1. Inputgrößen Wohnungsneubau	25
3.1.2. Bisherige Wohnungsfertigstellungen und Prognose bis 2025	26
3.1.3. Schätzparameter	26
3.1.4. Wohnungsbestand und Neubau	28
3.1.5. Bestand und Neubau Dienstleistungsgebäude	29
3.1.6. Abschätzung Bauteilaktivierung Wohnbau	30
3.1.7. Abschätzung Bauteilaktivierung Dienstleistungsgebäude	33
3.2. Technischen Anforderungen zur Nutzung der Bauteilaktivierung als Flexibilitätsressource	34
3.2.1. Technisch Organisatorische Regeln (TOR) Verteilernetzanschluss Niederspannung	34
3.2.2. EVU-Sperre	34
3.2.3. SG-Ready-Schnittstelle	35
3.2.4. Weitere technische Schnittstellen	36
3.2.5. Energiesteuerungssysteme (ES-Systeme)	36
3.2.6. Fazit zu technischen Anforderungen	37

4	Modellierung des Flexibilitätspotentials	38
4.1.	Stand des Wissens	38
4.2.	Methode	40
4.2.1.	Auswahl des Flexibilitätspotentials	41
4.2.2.	Prognose Preisentwicklung an den Strombörsen.....	41
4.2.3.	Referenzgebäude und -technologien	43
4.2.4.	Standortwahl und Wetterdaten	47
4.2.5.	Gebäudesimulation	48
4.2.6.	Optimierung und energiewirtschaftlicher Nutzen	49
4.2.7.	Validierung.....	51
4.3.	Modellergebnisse für Einzelgebäude.....	52
4.3.1.	Auswahl der Modellvarianten	52
4.3.2.	Beispielhafte Ergebnisse am Einzelgebäude	53
4.3.3.	Zusammenfassung Ergebnisse aller Modellvarianten 2040.....	57
5	Gesamtbewertung energiewirtschaftlicher Impact der Bauteilaktivierung	60
5.1.	Hochrechnung des Flexibilitätspotentials und des energiewirtschaftlichen Nutzens bis 2040	60
5.1.1.	Hochrechnung der jährlichen Kosteneinsparungen	60
5.1.2.	Hochrechnung im Jahresverlauf	61
5.2.	Erwartbarer Nutzen der Sektorkopplung für die E-Wirtschaft.....	62
5.3.	Erwartbarer Nutzen für die Immobilienwirtschaft	63
5.4.	Erwartbarer Nutzen für Konsumenten	63
5.5.	Weitere Entwicklung der Rahmenbedingungen.....	63
5.5.1.	Strommarktentwicklung	63
5.5.2.	Dynamische Stromtarife	65
5.5.3.	Weiterentwicklung der Netztarife.....	65
5.6.	Praxis-Ausblick: Entwicklung einer Plug-and-Play Regelstrategie für Wärmepumpen in energieflexiblen Gebäuden.....	66
6	Handlungsempfehlungen	68
7	Anhang.....	69
7.1.	Interviews	69
7.2.	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	69
7.3.	Abkürzungsverzeichnis.....	70
7.4.	Literatur	71

Kurzfassung

Die möglichst vollständige Umstellung der Stromerzeugung auf regenerative Quellen bringt viele Herausforderungen mit sich. Ganz oben steht die Bewältigung der massiv erhöhten Volatilität auf den Strommärkten. Vorhandene technische Systeme und Marktmechanismen zur Synchronisierung von Stromerzeugung und Stromabnahme sind stark gefordert. Bislang bzw. absehbar stehen v.a. flexible Erzeugungskapazitäten, Pumpspeicherkraftwerke und vielfältige Maßnahmen des „demand response“ (z.B. die Nutzung vorhandener Batterien oder die Herstellung von Wasserstoff: „Power to Gas“) zur Verfügung. Noch wenig am Radar der E-Wirtschaft ist die Nutzung des Gebäudesektors als Flexibilität (Sektorkopplung). Die vorliegende Studie verfolgt das Ziel, die Bauteilaktivierung als Speichermedium für die Energiewende in Diskussion zu bringen.

Bei der Bewertung der Potenziale einer solchen Sektorkopplung geht es einerseits um Nutzen und Integrierbarkeit in bestehende Regelungsmechanismen der Stromnutzung und andererseits um mögliche Vorteile für die Immobilienwirtschaft sowie einen möglichen Beitrag zur Leistbarkeit des Wohnens beim Heizen und Kühlen.

Die Bauteilaktivierung ist am leichtesten dadurch erklärt, dass die Betondecke zum Heizkörper wird. Die große Abstrahlungsfläche ermöglicht niedrige Vorlauftemperaturen, hohen Wohnkomfort und geringe Energiekosten. Neben Heizen ist auch kostengünstiges und emissionsarmes Kühlen möglich. Der Einbau ist technisch unproblematisch, die Kosten liegen fast gleichauf mit anderen Wärmeverteilungssystemen (Fußbodenheizung, Radiatoren). Hinsichtlich der technischen Lebensdauer bzw. Reparaturfähigkeit werden keine wesentlichen Probleme gesehen. Der Wärme- bzw. Kälteeintrag erfolgt typischerweise mittels Wärmepumpen.

Wärmepumpen haben den großen Vorteil, dass aus einem Teil elektrischer Energie ein Mehrfaches an Wärme- bzw. Kühlenergie gewonnen werden kann. Für die Wärmeerzeugung im Niedertemperaturbereich sind sie dadurch wesentlich effektiver als fossile Energieträger und bei entsprechendem Strombezug treibhausgasneutral. Der Nutzen für das Energiesystem ergibt sich aus der Trägheit der Bauteilaktivierung. Es dauert viele Stunden und Tage, bis die Betondecken temperiert sind und ebenso lange für das Auskühlen. Daher besteht große Flexibilität dahingehend, wann die Wärmepumpen ein- und ausgeschaltet werden. Die Steuerung kann damit auf die Rahmenbedingungen im Stromnetz oder am Strommarkt abgestellt werden. Mit Smart-Ready Wärmepumpen ist dies heute schon ebenso möglich, wie die vorausschauende Berücksichtigung des Wetters.

Nach langjähriger Nutzung zur Kühlung bei Büroimmobilien, ist die Bauteilaktivierung auch schon seit etlichen Jahren im Wohnbau im Einsatz. In die Skalierung kommt sie aber erst jetzt. Einerseits wurde belegt, dass ihr Einsatz als alleiniges System für Heizen und Kühlen (also ohne sekundäres System wie z.B. Lüftung mit Wärmerückgewinnung) möglich und dadurch kosteneffizient ist. Andererseits hat die Betonfertigteilindustrie mit der Produktion vorgefertigter Systemdecken mit integrierter Bauteilaktivierung begonnen. Die Beton- und Zementindustrie ist angesichts ihres hohen Ausstoßes an Treibhausgasen stark bei der Skalierung dieser Technologie engagiert.

Um die Forschungsfrage dieser Studie nach dem zukünftigen Stellenwert der Bauteilaktivierung für die Energieversorgung zu beantworten, wurde ein Schätzmodell zum erwartbaren Neubau von Wohn- und Dienstleistungsbauten bis 2040 sowie der Sanierung von Bestandsbauten entwickelt. Ausgehend von bisherigen Neubauraten und der Prognose der Haushaltsentwicklung wurden vielfältige Inputgrößen

berücksichtigt, etwa die Entwicklung von Leerstandsdaten, die Entwicklung von Abriss und Ersatzneubau, der Trend zu Bestandssanierungen, Investitionstrends u.v.m. Den Schätzwerten zu Neubau und Sanierung wurde mit Unterstützung eines Expertennetzwerks eine plausible Durchdringung mit der neuen Technologie der Bauteilaktivierung und (ebenfalls aktivierbarer) Fußbodenheizung zugeordnet und auf dieser Basis eine Marktentwicklung für netzdienlich aktivierbare Flächen im Gebäudesektor bis 2040 abgeschätzt. Die Ergebnisse wurden mehrfachen Plausibilisierungen und Sensitivitätstests unterzogen. Unter den getroffenen Annahmen wird davon ausgegangen, dass angesichts der vielfältigen Vorteile des Systems die Marktdurchdringung der Bauteilaktivierung rasch zulegen wird. Von heute etwa 500.000m² neu installierter Flächen dürfte der jährliche Output bis 2040 auf über 2,5 Mio. m² ansteigen. Kumuliert sind das dann annähernd 30 Mio. m² (jeweils Wohn- und Dienstleistungsgebäude Neubau und Sanierung zusammengenommen), wobei nicht das gesamte Potenzial mit netzdienlichen Wärmepumpen betrieben wird. Die (in geringerem Ausmaß netzdienlich aktivierbare) Fußbodenheizung startet mit einem deutlich höheren Volumen von aktuell etwa 2,5 Mio. m², das bis auf ca. 4 Mio. m² steigen wird. Kumuliert werden das (ohne Altbestände) über 50 Mio. m² sein. Angesichts der sich rasch verbreitenden Smart Ready Wärmepumpen steht also absehbar ein bedeutendes Volumen an netzdienlich aktivierbaren Flächen zur Verfügung. Dieses bildet die Grundlage für die nachfolgend durchgeführten Potenzialabschätzungen.

Wesentliche Rahmenbedingungen für den netzdienlichen Einsatz von Wärmepumpen sind bereits rechtlich und mittels Normen implementiert. Ein Meilenstein ist die ab 2024 verpflichtende „Smart-Grid-Ready“-Schnittstelle, die eine Unterbrechung des Betriebs von Wärmepumpen durch den Verteilnetzbetreiber ermöglicht, aber auch durch Energielieferanten und andere Dienstleister (aufbauend auf die sogenannte „EVU-Sperre“). Auch ist vorgesehen, für diese netzdienliche Funktion einen reduzierten Tarif anbieten zu können. Mit dem Smart-Grid-Ready-Label wurde für den deutschsprachigen Raum ein Industriestandard geschaffen, der auch komplexe Regelungen zulässt, etwa die Berücksichtigung von Wettervorhersagedaten für die optimierte Steuerung von Wärmepumpen. Die Entwicklung von Energiesteuerungssystemen macht große Fortschritte hinsichtlich der optimierten Nutzung unterschiedlicher Energiequellen, der Optimierung von Smart Grids und dem Energieaustausch innerhalb von Energiegemeinschaften.

Internationale Forschungsprojekte liefern einige Ergebnisse zur Eignung von Gebäuden als Energiespeicher. Besondere Eignung haben demnach Gebäude mit trägem Wärmeübergabesystem, hoher Speichermasse und guter Dämmung. Wegen ihrer Anfälligkeit für Überhitzung erfordern sie allerdings komplexe Regelungssysteme.

Die Mechanismen zum Ausgleich von Stromerzeugung und -konsum sind komplex. Sie lassen sich in unterschiedliche Teilmärkte gliedern. Für den ganz kurzfristigen Ausgleich (wenige Sekunden bis eine Stunde) dient der Regelenergiemarkt. Hier lassen sich relativ hohe Strompreise erzielen, die Anforderungen an Leistung und Reaktionsgeschwindigkeit sind aber entsprechend, sodass nur rund 10% der Kapazitäten nachfrageseitig abgedeckt werden, der große Rest aber durch Wasser- und Gaskraftwerke. Um Überlastungen des Stromnetzes zu verhindern, werden Dienstleistungen für die sogenannte Netzreserve ausgeschrieben, bislang nur im Hochspannungsnetz, in mehreren nordeuropäischen Ländern auch im Mittel- und Niederspannungsnetz. Der Großteil des Energiehandels läuft über Börsen (z.B. Spot-Märkte), über Langfristverträge und auch außerhalb organisierter Märkte.

Die mit Bauteilaktivierung in großem Maßstab mögliche Flexibilität kann eine Rolle spielen bei der Portfoliooptimierung mittels Arbitrage-Effekten (Nutzung der Preisvolatilität bis hin zu Negativpreisen)

oder der Minimierung von Ausgleichsenergiekosten, die jeden Marktakteur im Rahmen seiner Bilanzgruppe betreffen. Großes Potenzial aus Konsumentensicht haben Kosteneinsparungen durch eine Maximierung der Eigennutzung von vor Ort erzeugtem PV-Strom. Kosteneinsparungen für Konsumenten bei Netzbezug setzen eine zeitlich differenzierte Tarifgestaltung voraus, die heute erst ansatzweise zum Einsatz kommt.

Die für die vorliegende Studie titelgebende „Flexibilität“ im Strommarkt bedarf der Präzisierung. In dieser Studie geht es hauptsächlich um die „marktdienliche Flexibilität“ und deren Nutzung durch Akteure am liberalisierten Strommarkt, etwa durch die Nutzung von günstigem (erneuerbarem) Überschussstrom. Zu unterscheiden ist dies von „systemdienlicher Flexibilität“, die dem Übertragungsnetzbetreiber hilft, die Stabilität des Netzes zu gewährleisten (meist Aufrechterhaltung der Frequenz), sowie von „netzdienlicher Flexibilität“, die hilft, kritische Situationen an einzelnen Netzknoten zu vermeiden.

Zur Klärung der Forschungsfrage wurde eine komplexe Methodik mit einer dynamischen Gebäudesimulation für eine große Zahl an Referenzgebäuden aufgesetzt. Zu diesem Zweck wurden Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus, Büro, und Industriehalle gesondert nach Fläche, Raumhöhe, Geschözzahl, typischen U-Werten, Fensterflächen, Infiltration, Raumnutzungsbedingungen und Raumbetriebsdaten samt einem Raumtemperaturband im Komfortbereich simuliert. Für einzelne Typen wurde die Installation von PV-Modulen und entsprechende Eigennutzungsgrade der Stromerzeugung berücksichtigt. PV-Eigennutzung hat große Auswirkungen auf den Netzstrombezug während der Kühlphasen und in Übergangszeiten. Als Referenzstandort zur Berücksichtigung der Wetterdaten wurde Linz gewählt, da hier Heizgradtage nahe am Bundesdurchschnitt gegeben sind und der Ort gleichermaßen urbane und ländliche Bebauung aufweist. Danach wurde die Vielzahl an Gebäudetypen im Jahresablauf unter Berücksichtigung der typischen Außentemperaturen, der Sonneneinstrahlung und der Komfortbereiche für Heizen und Kühlen simuliert.

Als nächster Schritt wurde ein mathematisches Optimierungsmodell mit einer Steuerung der Wärmepumpen zur bestmöglichen Nutzung der Schwankungen des Strompreises über das Modell gelegt. Aus dem Vergleich des ungesteuerten Szenarios (Business as usual) mit einem preisgesteuerten optimierten Szenario (Börsenpreise am Day-Ahead Markt mit prognostizierten Preisen und Volatilitäten bis 2040) wurde sodann der geldwerte energiewirtschaftliche Nutzen der Flexibilität nach heutigem Geldwert berechnet.

Im Durchschnitt der verschiedenen Varianten beträgt die Kosteneinsparung bei preisoptimiertem Betrieb der Wärmepumpen im Jahr 2025 ca. 22%, im Jahr 2040 aber, je nach Variante, 50-75%. Die Einsparung ist bei Luft-Wärmepumpen größer als bei Erdwärmepumpen, was auf die größere Effizienz der Erdwärmepumpe im Jahresverlauf zurückzuführen ist. Eigenstrom aus PV bringt dem Nutzer viel, verringert aber den Nutzen aus preisoptimiertem Strombezug aus dem Netz. Bei Dienstleistungsgebäuden ist mehr zu holen als im Wohnbau und hier im Mehrwohnungsbau mehr als bei Eigenheimen.

Die Kosteneinsparung bzw. der Nutzen des preisoptimierten Betriebs der Wärmepumpen für Energieversorger konzentrieren sich auf die Wintermonate, denn die unterstellte Ausstattung der Gebäude mit PV bewirkt, dass im Sommer trotz Kühlung und in den Übergangsmonaten nur vergleichsweise wenig Strom für die Wärmepumpen vom Netz bezogen werden muss.

Als abschließender Schritt wurde die Simulation der Referenzgebäude mit der Hochrechnung der Gebäudebestände mit Flächenheizung (Bauteilaktivierung und Fußbodenheizung) für die Zeithorizonte 2025, 2030, 2035 und 2040 verknüpft. Die erzielbaren Kosteneinsparungen wachsen mit der Ausweitung der aktivierten Flächen und erreichen gemäß den Berechnungen bis 2040 etwa € 23 Mio. pro Jahr. Den mit

Abstand größten Stellenwert hat der großvolumige Wohnbau. Flächenheizungen in Neubau und Sanierung zusammengenommen, kommt der Fußbodenheizung ein größerer Stellenwert als der Bauteilaktivierung zu.

Zum Verständnis der nur moderat hohen Kosteneinsparungen ist zu ergänzen, dass nur die Energie für Heizen und Kühlen, nicht jedoch für die Aufbereitung von Warmwasser berücksichtigt wurden, die bei modernen, gut gedämmten Häusern bis zu 40% des Gesamtenergiebedarfs ausmachen. Es sind nur die reinen Energiekosten, nicht aber Netzgebühren, Steuern und Abgaben, beinhaltet. Die zugrunde gelegten Preise sind jene, zu denen ein Energielieferant an der Strombörse (day-ahead) einkaufen würde.

Über diesen unmittelbaren Kostenvorteil hinaus ist vielfältiger weiterer Nutzen der optimierten Steuerung von Wärmepumpen zur Gebäudekonditionierung für Energieversorger und Netzbetreiber absehbar, aber nur schwer monetär bewertbar. Die Sektorkopplung kann zu Netzstabilität und Netzsicherheit beitragen. Kostenvorteile ergeben sich, wenn damit der Netzausbau geringer dimensioniert und auf den einen oder anderen neuen Trafo verzichtet werden kann. Gut denkbar ist auch eine aggregierte Teilnahme von vielen kleinen Wärmepumpen am Regelenergiemarkt. Das Schnüren solcher Pakete ist zwar technisch komplex, könnte aber lukrativ sein. Schließlich trägt eine Lastverschiebung in Niedrigpreiszeiten zur besseren Ausschöpfung vorhandener regenerativer Ressourcen und damit zur Erreichung der Klimaziele bei.

Die Immobilienwirtschaft kann aus der neuen Technologie vielfältigen Nutzen ziehen: Der Entfall der Heizkörper bringt mehr Nutzfläche, die Strahlungswärme der Bauteilaktivierung ist angenehmer als die Konvektionswärme von Heizkörpern, sie bietet unkomplizierte, komfortable und kostengünstige Kühlung, sie ist wartungsfreundlich und langlebig. Der emissionsfreie Betrieb trägt zu einer ESG- und Taxonomie-konformen Bewertung der Immobilien bei. Die minimierten Energiekosten erlauben einen höheren Nettoertrag. All das erhöht den Wert der Immobilie.

Von der gewonnenen Nutzfläche, der angenehmen Strahlungswärme, der günstigen Kühlung, Wartungsfreundlichkeit und Langlebigkeit, der besseren Werthaltigkeit und dem maximierten PV-Eigenverbrauch profitieren gleichermaßen Bewohner:innen bzw. selbstnutzende Eigentümer:innen.

Der monetäre Nutzen eines preisoptimierten Betriebs der Wärmepumpen für die Bewohner hängt allerdings von der Verfügbarkeit zeitlich dynamischer Stromtarife ab. Obwohl in der EU-Binnenmarkttrichtlinie vorgeschrieben, werden von den großen Energielieferanten bislang keine dynamischen Verträge angeboten.

Die Studie wurde, vom Klimaschutzministerium beauftragt und mit Forschungsförderung der FFG unterstützt, durch die Projektpartner IIBW und e7, in Österreich führende Knowhowträger einerseits in Wohnungs- und Immobilienwirtschaft, andererseits in Energieforschung, erstellt.

Abstract

The complete transition of electricity generation to renewable sources entails many challenges. At the top of the list is coping with the massively increased volatility on the electricity markets. Existing technical systems and market mechanisms for the synchronisation of electricity generation and electricity consumption are strongly challenged. So far, flexible generation capacities, pumped hydro storage power plants and a variety of demand response measures (e.g. the use of existing batteries or the production of hydrogen: "power to gas") are available. Still little on the radar of the e-economy is the use of the building sector as flexibility (sector coupling). This study aims to bring building component activation into the discussion as a storage medium for the energy transition.

When evaluating the potential of such a sector coupling measure, the focus is on the one hand on the benefits and integrability in existing control mechanisms of electricity systems and on the other hand on possible advantages for the real estate industry as well as a possible contribution to the affordability of housing.

Thermally activated building structures (TABS) can be explained by the fact that the concrete ceiling becomes a radiator. The large radiation surface enables low flow temperatures, high living comfort and low energy costs. In addition to heating, cost-effective and low-emission cooling is also possible. There are no major technical barriers for the installation and the costs are almost the same as for other heat distribution systems (underfloor heating, radiators). Also, no major problems are seen with regard to the technical service life or reparability. TABS are typically operated by heat pumps.

Heat pumps have the great advantage that a multiple of heating or cooling energy can be obtained from one part of electrical energy. For heat generation in the low-temperature range, they are therefore much more effective than fossil energy sources and, with the corresponding electricity supply, are greenhouse gas neutral. The benefit for the energy system results from the inertia of TABS. It takes many hours and days for the concrete ceilings to reach the right temperature and just as long for them to cool down. Therefore, there is a great flexibility potential in terms of load shifting. The control algorithm can thus operate the heat pumps according to the framework conditions in the electricity grid or on the electricity market. With Smart-Ready heat pumps, this is already possible today, which also goes for predictive consideration of the weather forecast.

After many years of use for cooling office buildings, building component activation has also been in use in residential buildings for several years. However, it is only now coming into scale. On the one hand, it has been proven that its use as a sole system for heating and cooling (i.e. without a secondary system such as ventilation with heat recovery) is possible and thus cost-efficient. On the other hand, the precast concrete industry has started to produce prefabricated system ceilings with integrated TABS. The concrete and cement industries are strongly committed to scaling up this technology, given their high greenhouse gas emissions.

In order to answer the research question of this study about the future significance of TABS for the energy industry, an estimation model was developed for the expected new construction of residential and service buildings until 2040 as well as the renovation of existing buildings. Based on previous new construction rates and the forecast of household development, a variety of input variables were taken into account, such as the development of vacancy rates, the development of demolition and replacement construction, the trend towards renovation of existing buildings, investment trends, and many

more. With the support of a network of experts, a plausible penetration of the new technology of TABS and (also activated) underfloor heating was assigned to the estimated values for new construction and renovation, and on this basis a market trend for thermally activated building area was estimated until 2040. The results were subjected to multiple plausibility checks and sensitivity tests. Under the assumptions made in the model, it is estimated that the market penetration of TABS will increase rapidly in view of the many advantages of the system. From about 500,000m² of newly installed space today, the annual output is expected to increase to over 2.5 million m² by 2040. Cumulatively, this is then close to 30 million m² (residential and service buildings, new construction and renovation combined), whereby not the entire potential is operated with heat pumps. Underfloor heating (which can be activated to a lesser extent to serve the grid) will start with a significantly higher volume of currently about 2.5 million m², which will increase to about 4 million m². Cumulatively, this will be over 50 million m² (without existing stock). In view of the rapidly spreading smart-ready heat pumps, a significant volume of thermally activated space will be available in the foreseeable future. This forms the basis for the following model of the flexibility potential.

Essential framework conditions for the flexible use of heat pumps have already been implemented legally and by means of standards. One milestone is the "smart grid ready" interface, which will be mandatory from 2024 and will enable the interruption of heat pump operation by the distribution grid operator, but also the energy suppliers and other service providers (based on the previously available "DSO lockout"). It is also planned to be able to offer a reduced tariff for this grid-friendly function. With the Smart Grid Ready label, an industry standard has been created for German-speaking countries that also allows for complex controls, such as the consideration of weather forecast data for the optimised control of heat pumps. The development of energy control systems is making great progress recently with regard to the optimised use of different energy sources, the optimisation of smart grids and the exchange of energy within energy communities.

International research projects are providing some results on the suitability of buildings as energy storage. According to these, buildings with a slow heat transfer system, high storage mass and good insulation are particularly suitable. However, due to their susceptibility to overheating, they require complex control systems.

The mechanisms for balancing electricity generation and consumption are complex. They can be divided into different sub-markets. The balancing market is used for very short-term balancing (a few seconds to an hour). Here, relatively high electricity prices can be achieved, but the demands on power and reaction speed are correspondingly high, so that only about 10% of the capacities are covered on the demand side, with the large remainder being covered by hydro storage and gas-fired power plants. In order to prevent overloads of the electricity grid, services for so-called grid reserve are procured, but so far only in the high-voltage grid. In several northern European countries this is also done in the medium and low-voltage grid. However, most of the energy trading takes place via exchanges (e.g. spot markets), via long-term contracts and also outside organised markets.

The flexibility possible with TABS on a large scale can play a role in portfolio optimisation by means of arbitrage effects (utilisation of price volatility up to negative prices) or minimisation of balancing energy costs, which affect every market player within the framework of his balance group. From the consumer's point of view, there is great potential for cost savings by maximising the self-consumption of PV electricity generated on site. Cost savings for consumers require a temporal differentiated energy tariff structure, which is only used in part today.

The title of this study, "flexibility" in the electricity market, needs to be specified. This study is mainly concerned with "market-serving flexibility" and its use by players in the liberalised electricity market, for example by using cheap (renewable) surplus electricity. This is to be distinguished from "system-serving flexibility", which helps the transmission system operator to guarantee the stability of the grid (mostly maintaining the frequency), and from "grid-serving flexibility", which helps to avoid critical situations at individual grid nodes.

To clarify the research question, a complex methodology was set up with a dynamic building simulation for a large number of reference buildings. For this purpose, single-family houses, multi-family houses, offices and industrial buildings were simulated separately according to area, room height, number of floors, typical U-values, window areas, infiltration, room occupancy and operating data, including a room temperature band for the comfort range. For individual building types, the installation of PV modules and corresponding self-consumption rates of electricity generation were taken into account. PV self-consumption has a major impact on the amount of electricity obtained from the grid during the cooling phases, but also in spring and autumn. The city of Linz was chosen as the reference location for taking into account the weather data, as heating degree days are close to the national average here and the city has both urban and rural buildings. Afterwards, the variety of building types was simulated over the course of the year, taking into account the typical outdoor temperatures, solar radiation and comfort ranges for heating and cooling.

As a next step, a mathematical optimisation model was developed, to control heat pumps to make the best possible use of the fluctuations in the electricity price. From the comparison of the uncontrolled scenario (business as usual) with a price-optimised scenario (prices on the day-ahead market with forecast prices and volatilities until 2040), the monetary benefit of flexibility was then calculated.

On average for the different variants, the cost saving for price-optimised operation of the heat pumps is approx. 22% in 2025, but 50-75% in 2040, depending on the variant. The savings are greater for air-source heat pumps than for ground-source heat pumps, which is due to the greater efficiency of ground-source heat pumps over the course of the year. Own electricity from PV brings the user a lot, but reduces the benefit from price-optimised electricity purchase from the grid. There is more to be gained in service buildings than in residential buildings, and here more in multi-apartment buildings than in single-family homes.

The cost savings and the benefits of price-optimised operation of the heat pumps for energy suppliers and grid operators are concentrated on the winter months, because the assumed equipment of the buildings with PV means that in summer, despite cooling and in spring/autumn, only comparatively little electricity needs to be drawn from the grid for the heat pumps.

As a final step, the simulation of the reference buildings was linked with the extrapolation of the building stock with surface heating (TABS and underfloor heating) for the time horizons 2025, 2030, 2035 and 2040. The achievable cost savings grow with the expansion of the activated areas and, according to the calculations, reach about € 23 million per year by 2040. By far the greatest importance is attached to multi-apartment housing. Taking floor heating in new buildings and refurbishments together, underfloor heating is more important than building component activation.

In order to understand the moderate cost savings, it should be added that only the energy for heating and cooling was taken into account, but not for hot water, which accounts for up to 40% of the total energy demand in modern, well-insulated houses. Only the pure energy costs are included, but not

grid charges, taxes and levies. The prices used are those at which an energy supplier would buy on the electricity exchange.

Beyond this immediate cost advantage, there are many other benefits of optimised control of heat pumps for building conditioning for energy suppliers and grid operators, but they are difficult to assess in terms of cash savings. Sector coupling can contribute to grid stability and grid security. Cost advantages result if the grid expansion can be dimensioned smaller and one or the other new transformer can be dispensed with. Aggregated participation of many small heat pumps in the balancing energy market is also conceivable. Tying up such packages is technically complex, but could be lucrative. Finally, load shifting in low-price periods contributes to better utilisation of existing renewable resources and thus to achieving climate targets.

The real estate industry can benefit in many ways from the new technology: The elimination of radiators provides more usable space, the radiant heat of TABS is more pleasant than the convection heat of radiators, it offers uncomplicated, comfortable and cost-effective cooling, and it is maintenance-friendly and durable. The emission-free operation contributes to an ESG- and taxonomy-compliant valuation of the properties. The minimised energy costs allow for a higher net yield. All this increases the value of the property.

The increased usable space, pleasant radiant heat, favourable cooling, ease of maintenance and durability, better value retention and maximised PV self-consumption benefit residents and owner-occupiers alike.

However, the monetary benefit of a price-optimised operation of the heat pumps for the residents depends on the availability of dynamic electricity tariffs. Although prescribed in the EU Electricity Market Directive, no dynamic contracts have been offered by the major energy suppliers to date.

The study was commissioned by the Ministry of Climate Action and supported by research funding from the Austrian Research Promotion Agency (FFG). It was carried out by the project partners IIBW and e7, Austria's leading know-how providers in the housing and real estate industry on the one hand and in energy research on the other.

1 Einleitung

Die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz hat zu einer erhöhten Volatilität geführt, da die Produktion von Strom aus Quellen wie Sonne und Wind starken Schwankungen unterliegt. Es kommt häufiger zu Produktionsspitzen, in denen große Mengen an Energie aus Sonne und Wind erzeugt werden. Diese Spitzenzeiten fallen jedoch nicht immer mit den Spitzenzeiten des Energieverbrauchs zusammen, insbesondere am Morgen und Abend, wenn der Energiebedarf hoch ist. Dieses Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage kann zu Problemen wie Netzüberlastungen und Preisinstabilität führen. Diese Problemstellung hat zur Notwendigkeit geführt, flexible Optionen zur Steuerung des Energieverbrauchs zu untersuchen. Die Bauteilaktivierung bietet eine vielversprechende Lösung, da sie über Speicherkapazität verfügt und eine gewisse Trägheit aufweist. In Kombination mit Wärmepumpen kann die Bauteilaktivierung genutzt werden, um die Flexibilität im Strommarkt zu erhöhen und Spitzen von Stromangebot und -abnahme zu vermeiden.

Die Bauteilaktivierung kann in Kombination mit Wärmepumpen eine effektive Methode sein, um die Flexibilität im Strommarkt zu nutzen. Bei günstigen Stromtarifen, beispielsweise während der Nacht oder zu Spitzenzeiten der erneuerbaren Energieerzeugung, kann die Wärmepumpe betrieben und gleichzeitig die Bauteilaktivierung „beladen“ werden. Dies ermöglicht nicht nur die Beheizung des Gebäudes, sondern auch die Speicherung von Überschüssen, die zu einem späteren Zeitpunkt genutzt werden können. Dieses Lastverschiebungspotential wird auch im aktuellen „Integrierten nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich“ (BMK, 2023) aufgeworfen.

In dieser Studie wird das Flexibilitätspotenzial der Bauteilaktivierung für verschiedene Nutzungsarten untersucht, darunter Wohngebäude, Bildungseinrichtungen und andere kommerzielle Gebäude. Durch die Nutzung der Bauteilaktivierung können diese Gebäude von den günstigen Stromtarifen und den erneuerbaren Energiequellen profitieren, indem sie ihre Energieversorgung optimieren und gleichzeitig die Nachfrage zu Spitzenzeiten reduzieren.

1.1. Bauteilaktivierung

Die Technologie wird schon seit langem eingesetzt, allerdings vorwiegend im Gewerbebau und bisher vor allem für die Kühlung. Hierzu liegen umfangreiche Forschungsergebnisse vor (z.B. Holzer 2014; Kreč 2015; Friembichler et al 2016; SolSpongeHigh, AEE INTEC/Z+B; Sol2Pump, AEE NOW; Arthur Krupp et al., 2022). Ab den späten 2010er Jahren wurde die Technologie vermehrt auch im Wohnbau umgesetzt. Ein Durchbruch bedeutete ihr Einsatz als alleiniges System für Heizen und Kühlen unter Verzicht auf ein Backup-System (s. Arthur Krupp GmbH & IIBW et al., 2022). Pionierprojekte in Österreich waren die Wohnbauten Theresienfeld Tonpfeifengasse (Arthur Krupp GmbH) und Mühlgrundgasse/Fahngasse in 1220 Wien (Neues Leben reg.Gen.mBH). Mittlerweile macht die Skalierung große Fortschritte.

Die Betonkernaktivierung und die oberflächennahen Systeme, wie beispielsweise Oberflächennahe Bauteilaktivierung oder Fußbodenheizung, sind zwei verschiedene Methoden des Heizens und Kühlens und werden vor allem in Decken integriert:

- Die Betonkernaktivierung bezieht sich auf das Einbetten von Rohrleitungen in der Mittellage des Betonbauteils. Über die Leitungen wird die Betondecke im Heizbetrieb erwärmt und kann im Kühl-

betrieb damit gekühlt werden. Die Wärme/Kälte wird dann allmählich an die Umgebung abgegeben. Dieses System eignet sich gut für die gleichmäßige Wärmeverteilung über größere Flächen, wie z.B. in Bürogebäuden oder Wohnhäusern.

- Bei der oberflächennahen Bauteilaktivierung werden hingegen die Rohrleitungen unterhalb der unteren Zugbewehrung des Betonbauteils platziert. Dadurch befinden sich die Leitungen nahe der Oberfläche des Bauteils und ermöglichen eine schnellere Reaktion auf Temperaturänderungen. Dieses System wird oft in Räumen eingesetzt, in denen eine schnelle Regelung der Raumtemperatur erforderlich ist, wie z.B. in Schulen.
- Eine Fußbodenheizung ist ein Flächenheiz-/kühlssystem, bei dem die Rohrleitungen im Estrich verlegt werden. Es handelt sich um eine Form der Flächenheizung, bei der die Wärme gleichmäßig über den Boden abgegeben wird und sich dann im Raum nach oben verteilt. Fußbodenheizungen können ebenfalls – in beschränktem Umfang – zu Kühlzwecken verwendet werden.

Die Bauteilaktivierung wird künftig vermehrt bei vorgefertigten Systemdecken eingesetzt. Dabei werden die Heizungsleitungen bereits in die Fertigteilelemente integriert, während sie im Werk hergestellt werden. Dies erleichtert die Installation und ermöglicht eine effiziente Vorfertigung der Bauteile.

Bei der Bauteilaktivierung werden sowohl Strahlungswärme als auch Konvektionswärme genutzt. Strahlungswärme wird als angenehmer empfunden, da sie direkten Kontakt mit dem Körper hat und eine gleichmäßige Wärmeabgabe bewirkt, ohne die Luft im Raum stark zu erwärmen.

Die Vorlauftemperatur von thermisch aktivierten Bauteilen ist mit rund 30°C (Friembichler et al 2016) im Heizbetrieb ähnlich wie bei der Fußbodenheizung. Wie bereits erwähnt, ist ein Vorteil der Bauteilaktivierung, dass sie nicht nur zum Heizen, sondern auch zum Kühlen genutzt werden kann. Im Kühlbetrieb beträgt die Vorlauftemperatur rund 18°C. Niedrigere Vorlauftemperaturen sollten wegen des möglichen Auftretens von Kondensat an der Oberfläche vermieden werden.

1.1.1. Bauteilaktivierung und Wärmepumpe

Die Bauteilaktivierung ist besonders gut für die Kombination mit Wärmepumpen zum Heizen und Kühlen geeignet. Hier sind einige Gründe, warum diese Kombination vorteilhaft ist:

- Niedrige Vorlauftemperaturen: Wärmepumpen arbeiten am effizientesten, wenn sie mit niedrigen Vorlauftemperaturen betrieben werden können. Die Bauteilaktivierung ermöglicht die Nutzung dieser niedrigen Vorlauftemperaturen, da die Wärme direkt an den Bauteilen abgegeben wird und von dort aus gleichmäßig in den Raum abstrahlt.
- Große Oberflächen: Bauteilaktivierungssysteme nutzen die großen Oberflächen von Betonbauteilen wie Decken und Wänden, um die Wärmeabgabe zu maximieren. Durch die großflächige Abstrahlung von Wärme kann die Wärmepumpe effektiv arbeiten und den Raum gleichmäßig heizen oder kühlen.
- Trägheit des Systems: Die Bauteilaktivierung hat eine gewisse Trägheit, d.h. einmal aufgeheizt oder abgekühlt, behalten die Bauteile für eine gewisse Zeit ihre Temperatur bei. Dies ermöglicht eine kontinuierliche Wärmeabgabe auch nach Abschalten der Wärmepumpe. Die Wärmepumpe kann also in Intervallen betrieben werden, um die gewünschte Temperatur aufrechtzuerhalten, was zu einer energieeffizienten Nutzung führt.
- Heizen und Kühlen: Wärmepumpen können sowohl zum Heizen als auch zum Kühlen eingesetzt werden. Durch die Bauteilaktivierung kann die Wärme oder Kälte sowohl über die Strahlungswärme

als auch über die Konvektionseffekte effizient im Raum verteilt werden. Dies ermöglicht eine komfortable Raumtemperatur sowohl im Winter als auch im Sommer.

- Flexibilität: Die Kombination von Bauteilaktivierung und einer Wärmepumpe ermöglicht es, den Betonbauteil als flexiblen Wärmespeicher zu nutzen. Durch die zeitliche Entkopplung von Wärmeerzeugung und -nutzung kann die Wärmepumpe bei günstigem Strom betrieben werden, während die erzeugte Wärme in den Bauteilen gespeichert wird. Dies ermöglicht eine flexible Nutzung der gespeicherten Wärme zu einem späteren Zeitpunkt, wenn Nachfrage nach Heizung oder Kühlung besteht. Diese Kombination ermöglicht die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien und sorgt für hohen Komfort bei der Bereitstellung von Heiz- und Kühlenergie.

Vorteile:

- + Effiziente Nutzung der eingesetzten Energie: Wärmepumpen nutzen niedrige Vorlauftemperaturen, um Wärme aus der Umgebungsluft, dem Erdreich oder Grundwasser zu gewinnen und in den Bauteilen zu speichern.
- + Flexibilität bei der Energienutzung: Bauteilaktivierung kann als flexibler Wärmespeicher dienen, der es ermöglicht, die Wärmeerzeugung von der Wärmeabgabe zu entkoppeln.
- + Die gleichmäßige Wärmeverteilung durch Bauteilaktivierung erhöht den Komfort.
- + Strahlungswärme wird als angenehmer empfunden als Konvektionswärme.
- + Langanhaltende Wärmeabgabe: Die Trägheit der Bauteilaktivierung sorgt für eine langanhaltende Wärmeabgabe. Durch die Speicherung der Wärme in den Bauteilen wird die Wärme über längere Zeiträume hinweg kontinuierlich abgegeben.
- + Energiekosteneinsparungen: Die Bauteilaktivierung in Kombination mit einer Wärmepumpe kann zu erheblichen Energieeinsparungen führen. Die effiziente Nutzung der Wärmeenergie und die Option, variable Stromtarife zu nutzen, ermöglichen eine optimierte Energieeffizienz und damit verbundene Kosteneinsparungen beim Heizen und Kühlen.
- + Optimierter Eigennutzungsgrad von vor Ort erzeugtem Strom.
- + Free Cooling möglich: Ein Vorteil der Bauteilaktivierung in Verbindung mit der Nutzung von Free Cooling (aus Erdsonden etc.) besteht darin, dass das System effizient und kostengünstig zur Kühlung genutzt werden kann.
- + Der Verzicht auf Radiatoren erhöht das Raumangebot, was v.a. bei Kleinwohnungen relevant ist.
- + Ein weiterer Vorteil ist, dass bei Systemausfällen das Gebäude lange Zeit temperiert bleibt. Untersuchungen ergaben einen Temperaturabfall von nur 0,5-1°C pro Tag (Friembichler et al., 2016).

Nachteile:

- Investitionskosten: Die Installation eines Systems zur Bauteilaktivierung in Kombination mit einer Wärmepumpe kann mit höheren Investitionskosten verbunden sein.
- Anpassung an das Gebäude erforderlich: Die Bauteilaktivierung erfordert eine geeignete Bausubstanz, insbesondere Betonbauteile wie Decken oder Wände, in die die Heizleitungen integriert werden können. Bei nachträglicher Installation kann dies mit zusätzlichem Aufwand und Umbaumaßnahmen verbunden sein.
- Trägheit des Systems: Die Bauteilaktivierung hat eine gewisse Trägheit, da die Wärme in den Betonbauteilen gespeichert und über längere Zeiträume hinweg abgegeben wird. Dies kann zu einer Verzögerung bei der Reaktion auf Temperaturänderungen führen, insbesondere bei schnellen Änderungen der Heiz- oder Kühlleistung. Dies kann zu Akzeptanzproblemen bei den Bewohnern führen.

- Wartungs- und Reparaturkosten: Wie bei jedem Heiz- und Kühlsystem können auch bei der Bauteilaktivierung mit Wärmepumpe Wartungs- und Reparaturkosten anfallen. Insbesondere die Wärmepumpe erfordert regelmäßige Wartung, um ihre Effizienz und Funktionalität aufrechtzuerhalten.
- Bei erdberührenden Erdgeschoßwohnungen kann der Fußboden als kalt empfunden werden, wenn die Bauteilaktivierung nur in der Decke installiert wurde. Gemäß Expertenaussagen sollte dieser Effekt bei gut gedämmter unterster Ebene und „warmen“ Oberflächen (Holz) nicht nachteilig wirken. Bei Umsetzung von Steinfußböden ist eine zusätzliche Fußbodenheizung im Erdgeschoß zu erwägen.

Bauteilaktivierung bedarf einer sorgfältigen Haustechnikplanung und eventuell auch einer Simulation. Um das zu unterstützen, vergibt der Klima- und Energiefonds eine Förderung für Planungsleistungen für Bauteilaktivierung (<https://www.klimafonds.gv.at/call/tba2023/>).

Die Frage nach Zimmer- oder wohnungsweiser Regulierung wird kontrovers diskutiert. Nach Erfahrungen mit dem technischen Monitoring spricht viel für eine wohnungsweise Steuerung der Bauteilaktivierung. Hinsichtlich Wartung sind kaum Schwierigkeiten zu erwarten. Wärmepumpen und ihre Ersatzteile können leicht ausgetauscht werden. Für die Heizungsleitungen gilt dasselbe wie für alle eingebauten Komponenten. Heute verfügbare Rohre haben bei mittleren Vorlauftemperaturen Lebensdauern von mehr als 60 Jahren, bei Niedertemperatur weit mehr. Eine gewisse Problematik zeigt der Prozess des Einbaus. Eine Druckprüfung vor Einbringen des Betons ist jedenfalls erforderlich. Das Risiko eines schadhafte Einbaus ist bei vorgefertigten Deckenelementen gering. Hinsichtlich mechanischer Beschädigungen durch die Bewohner ist die oberflächennahe Verlegung der Heizschläuche anders zu bewerten als eine Mittellage. Bei ersterer kommt es leichter zu Beschädigungen durch Bohrlöcher, sie sind aber auch leichter zu reparieren als bei Mittellage. Die Menge an austretender Flüssigkeit und damit die Gefahr von Folgeschäden ist überschaubar. Das Risiko von mechanischen Beschädigungen durch die Bewohner kann durch entsprechende Kommunikation und Sensibilisierung, aber auch durch installationsfreie Zonen bei den Lichtauslässen reduziert werden.

1.1.2. Pauschale Verrechnung der Energiekosten

Aufgrund der geringen Leistungskosten empfiehlt sich eine pauschale Verrechnung der Kosten für Heizen und Kühlen nach Wohnungsgröße.

Mit der Reform des Energieeffizienzgesetzes 2023 (EEff-RefG 2023; 240/ME; BGBl. I Nr. 59/2023) konnte ein zuvor bestehender Widerspruch zum Heiz- und Kältekostenabrechnungsgesetz (BGBl. I Nr. 101/2021) bereinigt werden. Individuelle Verbrauchszähler sind demnach nur verpflichtend, „wenn dies unter Berücksichtigung der Verhältnismäßigkeit gemessen an den potenziellen Energieeinsparungen technisch machbar und kosteneffizient durchführbar ist“ (§ 54 (2) EEffG 2023). Wenn also die Ablesekosten des Wärmeverbrauchs höher als eine allfällige Kosteneinsparung sind, ist eine flächenbezogene Abrechnung zulässig. Zur Präzisierung der Rahmenbedingungen für Heizungsumstellungen in Bestandsbauten wurde eine Verordnungsermächtigung der E-Control eingeführt (§ 54 (7) EEffG 2023).

1.1.3. Skalierung

Die Bauteilaktivierung schöpft ihre vollen Potenziale, wenn eine Sektorkopplung (Demand Side Management) und entsprechend günstigere Stromtarife umsetzbar sind. Deren Rahmenbedingungen sind Gegenstand der vorliegenden Studie. Voraussetzung ist die derzeit erfolgende Skalierung der neuen Technologie. Die Industrie setzt seit 2021 Roboter zur Verlegung der Heizschläuche in Fertigteildecken ein.

Einer der Pioniere ist seit 2022 mit einer Produktion jährlich von fast 100.000m² bauteilaktiverter Decken tätig. Der Entwickler des Roboters berichtet von 50-60 Bestellungen ähnlicher Anlagen allein im deutschsprachigen Raum. Zur abschätzbaren Entwicklung s. Kap. 3.1.

1.2. Methodischer Rahmen, Systemgrenzen

Im Rahmen dieser Studie soll die Bauteilaktivierung als Option für Flexibilität im Strommarkt betrachtet werden. Um das Flexibilitätspotenzial zu bestimmen, werden vier Zeithorizonte untersucht: das Potenzial bis 2025, 2030, 2035 und 2040. Dabei wird das Flexibilitätspotenzial für verschiedene Gebäudetypen und Standards analysiert. Die betrachteten Gebäudetypen umfassen Wohnhäuser (Mehrfamilienhäuser und Einfamilienhäuser), Bürogebäude und Industriehallen. Sowohl Neubauten als auch Sanierungen werden dabei berücksichtigt. Im Fokus der Untersuchung stehen gleichermaßen Bauteilaktivierung und Fußbodenheizung.

Um das Potenzial zu ermitteln, werden dynamische Simulationen und Optimierungsalgorithmen eingesetzt. Dabei werden die Potenziale für die verschiedenen Zeithorizonte unter Berücksichtigung der Anteile der Gebäudetypen in den entsprechenden Jahren hochgerechnet. Auf diese Weise wird das Gesamtpotenzial für jeden Zeithorizont ermittelt.

Bei der Betrachtung wurde die Systemgrenze auf Österreich beschränkt, was bedeutet, dass die Untersuchung auf das österreichischen Strommarkt und die spezifischen Gegebenheiten des Landes ausgerichtet ist.

2 Energiewirtschaftlicher Nutzen von Flexibilität

2.1. Warum braucht die Energiewende energietechnische Flexibilität

Unser Stromsystem benötigt Flexibilität in vielerlei Hinsicht. Das ist kein neues Phänomen, sondern beruht auf den physikalischen Eigenschaften der elektrischen Energie, die als solches nicht speicherbar ist und über Leitungssysteme in Echtzeit vom Produzenten zum Verbraucher übertragen wird. Flexibilität ist somit notwendig, um sicherzustellen, dass Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit gleich sind. Das ist einerseits für die Kraftwerksbetreiber relevant, die genau dann Energie erzeugen müssen, wenn sie gebraucht wird und andererseits für den Übertragungsnetzbetreiber, der sicherstellen muss, dass die Frequenz im Netz stabil bleibt. Ein weiterer wichtiger Einsatzzweck für Flexibilität ist der sichere Betrieb von (Verteil)netzen. Um Betriebsmittel nicht zu überlasten kann Flexibilität helfen, die Auslastung des Netzes gleichmäßiger zu verteilen.

Um diese unterschiedlichen Anwendungsbereiche von Flexibilität nicht zu vermischen ist eine klare Begriffsabgrenzung notwendig. Das ist umso mehr von Relevanz, da verschiedene Akteure einen unterschiedlichen und teilweise entgegengesetzten Bedarf an Flexibilität haben. Die folgende Textbox grenzt daher den häufig verwendeten Begriff der Netzdienlichkeit klar ab.

Textbox 1: Netzdienlichkeit vs. Systemdienlichkeit vs. Marktdienlichkeit

Der Begriff Netzdienlichkeit wird häufig unpräzise verwendet. In vielen Diskussionen wird damit der Nutzen von Flexibilität für unser Energiesystem im Allgemeinen impliziert. Tatsächlich beschreibt der Begriff der Netzdienlichkeit jedoch nur einen kleinen Ausschnitt dieser Anwendungsbereiche und ist klar von den Begriffen Systemdienlichkeit und Marktdienlichkeit zu unterscheiden (Lehmann et al. 2019):

- Systemdienliche Flexibilität beschreibt die durch den Übertragungsnetzbetreiber genutzte Flexibilität, um die Stabilität des gesamten Netzes zu gewährleisten (meist Frequenzhaltung), s. Kap. 2.3.1.
- Netzdienliche Flexibilität dient dem Netzbetreiber, um kritische Netzsituationen an bestimmten Netzknoten zu vermeiden und ist somit immer durch eine lokale Komponente geprägt, s. Kap. 2.3.2.
- Marktdienliche Flexibilität beschreibt die Nutzung von Flexibilität durch Akteure am liberalisierten Strommarkt, z.B. bei volatilen Strompreisen. Sie betrifft somit ebenso die verstärkte Nutzung von günstigem (erneuerbarem) Überschussstrom, s. Kap. 2.3.3.

Wie weiter unten in Abschnitt 4.2.1 beschrieben, konzentriert sich diese Studie hauptsächlich auf die marktdienliche Flexibilität.

Mit dem massiven Ausbau von erneuerbarer Stromerzeugung steigt dieser Bedarf an Flexibilität, da Wind-, PV- und teilweise Wasserkraftwerke dann Strom erzeugen, wenn die natürlichen Ressourcen zur Verfügung stehen und nicht, wenn er von den Konsumenten benötigt wird. Wie Grafik 2 (Folgende Seite) verdeutlichen soll, spielen flexible Lasten und Speicher in einem erneuerbaren und dezentralen Stromsystem eine wichtige Rolle.

2.2. Nachfrageseitige Flexibilität (Demand Response)

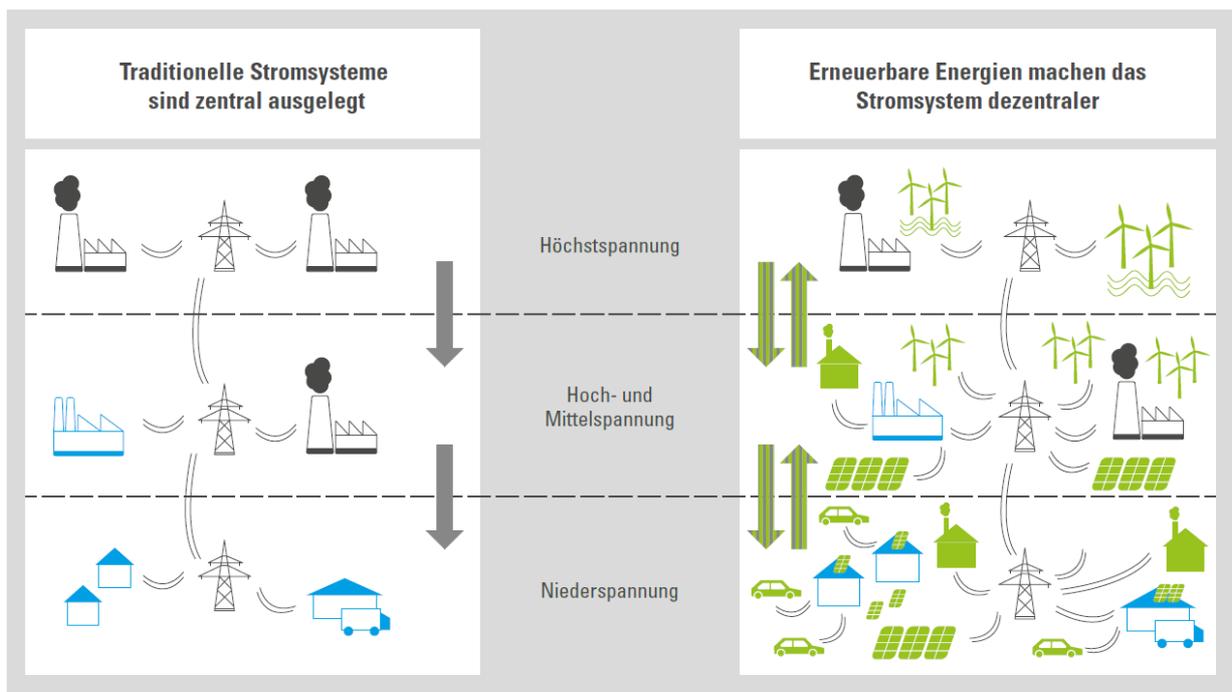
Traditionell sind es schnell regelbare Kraftwerke wie Gasturbinen oder Pumpspeicher, welche diese Flexibilität bereitstellen. Da die Erzeugungsseite mit zunehmendem Anteil von Wind und PV immer weniger regelbar und volatiler wird, stellen flexible Verbraucher und Speicher relevante Alternativen dar. Zu nachfrageseitigen Flexibilitäten (Demand Response) im engeren Sinn zählen typischerweise unter anderem:

- e-Ladeinfrastruktur;
- Lüftungsanlagen;
- Nachtspeicheröfen;
- e-Boiler;
- Kältemaschinen;
- Wärmepumpen;
- einige industrielle Lasten.

Alle diese Anlagen weisen einen relevanten Energieverbrauch auf und verfügen über eine gewisse Trägheit, d.h. sie können temporär unter- oder übersteuert bzw. der Betriebszeitpunkt verschoben werden, ohne dass die Nutzerbedürfnisse beeinträchtigt werden.

Der prinzipielle Vorteil von Demand Response liegt darin, dass für den Einsatz der Flexibilität keine variablen Kosten anfallen. Während Gasturbinen Brennstoff benötigen, um auf Schwankungen im Netz zu reagieren, können nachfrageseitige Flexibilitäten mit geringem Aufwand entsprechend gesteuert werden. Ähnlich verhält es sich bei den Investitionskosten: Flexible Verbraucher werden nicht zur Bereitstellung von Flexibilität beschafft, sondern können dies als Zusatzfunktion wahrnehmen.

Grafik 2: Traditionelles zentrales vs. erneuerbares dezentrales Energiesystem



Quelle: Agora 2017.

Im weiteren Sinne können eine Vielzahl an Speichern ebenfalls als Demand Response bezeichnet werden, bspw. Batteriespeicher im Gewerbe oder Eigenheim. Diese können ein höheres Flexibilitätspotential aufweisen, jedoch entfallen die Kostenvorteile teilweise.

Ein weiterer Vorteil nachfrageseitiger Flexibilitäten ist ihre dezentrale Verteilung im Netz. Das ermöglicht netzdienliche Flexibilität im Mittel- und Niederspannungsnetz, die durch große Kraftwerke nicht bereitgestellt werden kann.

Eine wichtige neue Rolle im Zusammenhang mit nachfrageseitigen Flexibilitäten nehmen Aggregatoren ein. Darunter versteht man Dienstleister, die eine Vielzahl an flexiblen Lasten über eine digitale Plattform steuern, bzw. Marktakteure, welche diese gebündelten Lasten an Flexibilitätsmärkten vermarkten.

2.3. Flexibilitätsmärkte - Anwendungsbereiche für flexible Lasten

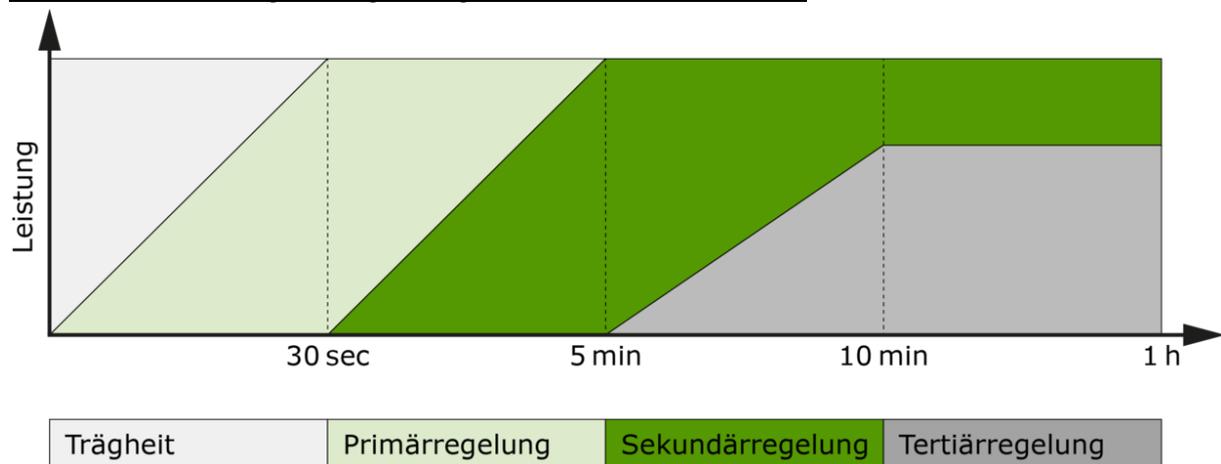
Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben, kann Flexibilität für unterschiedliche Anwendungsbereiche eingesetzt werden. Dementsprechend werden in den folgenden Abschnitten die verschiedenen Märkte erläutert, auf denen Flexibilität eine Rolle spielt.

2.3.1. Regelenenergiemarkt (Systemdienlichkeit)

Flexible Lasten und Speicher können am Regelenenergiemarkt, der vom österreichischen Übertragungsnetzbetreiber „Austrian Power Grid“ (APG) betrieben wird, angeboten werden. Die APG beschafft diese Flexibilität, um bei Frequenzschwankungen gezielt gegenzusteuern, indem vorgehaltene Leistung (Erzeugung oder Verbrauch) abgerufen wird. Am Regelenenergiemarkt sind drei Teilmärkte zu unterscheiden: Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung. Die ausgeschriebenen Produkte stellen jeweils unterschiedliche Anforderungen an die Reaktionszeit, sodass nur der Sekundär- und Tertiärregelenergiemarkt für nachfrageseitige Flexibilitäten relevant ist (Grafik 3).

Am Regelenenergiemarkt lassen sich im Vergleich zu anderen Märkten relativ hohe Preise erzielen, jedoch sind die technischen Anforderungen bei der Präqualifikation (Zulassungsprozess zur Abgabe von Angeboten) ebenfalls hoch. Obwohl nachfrageseitige Flexibilität als aggregiertes Pool grundsätzlich teilnehmen kann (Mindestgebotsgröße 1 MW), werden die Märkte weiterhin von Wasser- und Gas-

Grafik 3: Einteilung des Regelenenergiemarkts nach Reaktionszeit



Quelle: A1 Energy Solutions.

kraftwerken dominiert. Es wird geschätzt, dass nur etwa 10% der Kapazitäten durch nachfrageseitige Flexibilität abgedeckt wird, hauptsächlich durch industrielle Lasten.

Die in Österreich ausgeschriebene und somit bereitgehaltene Regelleistung beträgt (APG 2023):

- Primärregelung: +/-73 MW;
- Sekundärregelung: +/-200 MW;
- Tertiärregelung: +280 MW; -195 MW.

Positive Regelleistung bedeutet eine Erhöhung der Einspeisung bzw. Reduktion des Verbrauchs, negativ bedeutet eine Reduktion der Einspeisung bzw. eine Erhöhung des Verbrauchs.

2.3.2. Netzdienstleistungen (Netzdienlichkeit)

Dazu zählen Dienstleistungen, die den Netzbetreibern helfen, einzelne Netzknoten nicht zu überlasten. Auf Ebene des Hochspannungsnetzes wurde in diesem Zusammenhang im Jahr 2020 die sogenannte Netzreserve eingeführt. Dabei werden Flexibilitäten zur Vorhaltung ausgeschrieben um im Falle eines Engpasses im Übertragungsnetz Abhilfe zu schaffen. Mindestgebotsmenge sind wiederum 1 MW, die aus einem aggregierten Pool an flexiblen Lasten und Erzeugern zusammengesetzt sein darf.

Auf Ebene des Verteilnetzes (Mittel- und Niederspannung) gibt es in Österreich keinen vergleichbaren Markt. In einigen europäischen Ländern werden aktuell sogenannten lokale Flexibilitätsmärkte etabliert, auf denen Verteilnetzbetreiber Flexibilität in bestimmten lokalen Netzabschnitten beschaffen können. Beispiele dazu finden sich in Schweden, Norwegen und Großbritannien (JRC, 2022).

2.3.3. Großhandel und Börse (Marktdienlichkeit)

In Österreich sind die wichtigsten Marktplätze für den kurzfristigen Energiehandel – Day-Ahead (DA) und Intraday (ID) – die EPEX Spot und die Energy Exchange Austria (EXAA). Ein erheblicher Teil des Energiehandels findet auch außerhalb der organisierten Märkte statt (OTC, over the counter) oder in Form von Langfristverträgen (Forwards, Futures), die aber für nachfrageseitige Flexibilität keine Rolle spielen.

Flexibilitäten können auf kurzfristigen Märkten zur Portfoliooptimierung eingesetzt werden. Dabei spielen zwei Effekte zusammen:

- Ausnutzung der Arbitrage: Um die Preisvolatilität an Kurzfristmärkten auszunutzen, können Flexibilitäten gezielt dann Strom konsumieren, wenn die Preise niedrig sind (auch Negativpreise) und den Verbrauch reduzieren bzw. einspeisen, wenn die Preise hoch sind.
- Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten: Jeder Marktakteur muss Teil einer Bilanzgruppe sein, die einen ausgeglichenen Fahrplan von Erzeugung und Verbrauch einhalten muss. Da es in der Realität ständig zu Abweichungen kommt (veränderte Erzeugungsmengen von Wind und PV, Abweichungen von der Verbrauchsprognose der Konsumenten), ist die Bilanzgruppe meist über- oder unterdeckt. Für diese Abweichungen werden Ausgleichsenergiekosten verrechnet, die durch Handel am ID Markt oder den kurzfristigen Einsatz von flexiblen Lasten reduziert werden können.

2.3.4. Endverbraucheroptimierung und Energiegemeinschaften

Aus Sicht der Endkunden kann sowohl netzdienliches als auch marktdienliches Verhalten zur Reduktion von Kosten beitragen.

a) Netzdienlichkeit

Aus Sicht der Netzdienlichkeit spielen eine Reduktion des Leistungsbezugs sowie unterbrechbare Tarife eine Rolle (Grafik 4):

- Reduktion der Anschlussleistung und damit eine Reduktion der Anschlussentgelte: Dies erfolgt normalerweise bei der Errichtung des Netzanschlusses (Bau, Sanierung).
- Reduktion der Leistungsspitzen und damit eine Ersparnis bei der Leistungskomponente im Netznutzungsentgelt: Dies ist jedoch nur bei Kunden mit Leistungsmessung relevant, da ungemessenen Kunden (Haushalte ohne Smart Meter) eine Pauschale verrechnet wird. In Zukunft soll aber auch bei kleinen Verbrauchern die Leistungskomponente angehoben werden (Tarife 2.1; E-Control 2021).
- Unterbrechbare Tarife bieten ein reduziertes Netznutzungsentgelt, dafür bekommt der Netzbetreiber die Möglichkeit, die Netznutzung jederzeit oder zu vertraglich vorherbestimmten Zeiten zu unterbrechen. Das wird meist durch einen zusätzlichen (unterbrechbaren) Zähler realisiert, an dem beispielsweise eine Wärmepumpe angeschlossen ist. Den reduzierten Kosten stehen somit Mehrkosten für einen zweiten Zähler gegenüber.

Grafik 4: Status Quo der Netzentgeltstruktur

Anschlussentgelte		Netznutzungsentgelte		Netzverluste	Systemdienstleistungen	Zähler	Andere
Netzzutrittsentgelt	Netzbereitstellungsentgelt	Leistungskomponente	Arbeitskomponente	Netzverlustentgelt	Systemdienstleistungsentgelt	Messentgelt	Entgelt für sonstige Leistungen
Einspeiser				Einspeiser > 5MW		Einspeiser	
Entnehmer						Entnehmer	

Quelle: E-Control (2021)

b) Marktdienlichkeit

Marktdienlich können sich Konsumenten nur dann verhalten, wenn sich die volatilen Preissignale von der Börse in ihrem Strombezugspreis widerspiegeln. Dazu gibt es einige Anbieter, die dynamische Preismodelle anbieten. Mit dem extremen Anstieg der Preise 2022/23 nahmen diese Angebote jedoch zuletzt ab. Beispiele für solche dynamischen Angebote sind:

- Awattar: bietet stündlich ändernde Preise, basierend auf dem Day-Ahead Strompreis mit einem prozentuellen Aufschlag.
- Spotty: ebenfalls stündliche Preisänderung mit Bezug auf den Day-Ahead Preis, jedoch mit einem fixen Aufschlag in Cent/kWh.

Im weitesten Sinn stellt auch die Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Strom ein marktdienliches Verhalten dar. Werden flexible Lasten verschoben, um die PV-Direktnutzung zu erhöhen, wird weniger Überschuss an den Energielieferanten eingespeist und ebenfalls weniger von diesem bezogen.

Eine Erweiterung dieses Konzepts auf Siedlungs- bzw. Quartiersebene stellen Erneuerbare Energiegemeinschaften dar. Durch einen reduzierten Netztarif innerhalb der Gemeinschaft wird es interessant, die PV-Direktnutzung in der Gemeinschaft zu erhöhen, indem die Überschussmengen mit den Nachbarn geteilt werden. Aktuell entstehen viele solcher Energiegemeinschaften, aber nur die wenigsten verfügen über ein Energiemanagement zum Ausgleich des gemeinsamen Eigenverbrauchs. In den meisten Fällen erfolgt ein inflexibles Teilen von Energie ohne Effekte auf die Eigenverbrauchsquote.

3 Mögliche Rolle der Bauteilaktivierung

Angesichts der überzeugenden Vorteile der Bauteilaktivierung hinsichtlich Energieeffizienz beim Heizen und Kühlen, Komfort, Wirtschaftlichkeit und Netzdienlichkeit, wird von einer raschen Marktdurchdringung im Neubau, aber auch beachtlichen Quantitäten in der Sanierung ausgegangen. Im vorliegenden Abschnitt werden einige Grundlagen erörtert und Schätzungen zur Entwicklung und Marktdurchdringung dieser Technologie dargestellt.

3.1. Marktentwicklung Bauteilaktivierung bis 2040

Zur Abschätzung des zukünftigen Volumens bauteilaktivierter Flächen wurde ein Schätzmodell aufgebaut, das die Entwicklungen des Wohnungsneubaus, des Nicht-Wohnbaus und des Einsatzes von Bauteilaktivierung in der Sanierung berücksichtigt. Die Datenlage ist lückenhaft, was Schätzungen für etliche Inputdaten nötig macht. Das IIBW führt seit eineinhalb Jahrzehnten regelmäßige Wohnungsbedarfsschätzungen durch, die sich im Vergleich zu anderen Wohnungsbedarfsprognosen (ÖROK, 2005; Czerny & Weingärtler, 2007; MA 18 u.a., 2017) als zielgenau erwiesen haben. Auf diesen langjährigen Erfahrungen aufbauend wurde das Schätzmodell 2023 methodisch neu aufgesetzt und verfeinert. Die Methode ist im Folgenden erläutert.

3.1.1. Inputgrößen Wohnungsneubau

Der Bedarf an zukünftigem Wohnungsneubau (Fertigstellungen) speist sich aus unterschiedlichen Quellen. Diese sind neben der Entwicklung der Haushaltszahlen auch regionalen Disparitäten (Leerstand in strukturschwachen Regionen bei gleichzeitigem Nachfrageüberhang in den Ballungsgebieten) und geänderten Konsumverhalten (Zweitwohnsitze, Anschaffungen zu Investitionszwecken). Alle diese Komponenten werden, aufbauend auf Analysen langer Zeitreihen der bisherigen Entwicklung, in die Zukunft fortgeschrieben und modelliert. Sie fließen folgendermaßen in das Schätzmodell ein:

a) Haushaltsentwicklung

Für die Entwicklung der Haushaltszahlen stehen einigermaßen robuste Prognosen der Statistik Austria von 1/2023 zur Verfügung. Diese werden ohne weitere Hinterfragung herangezogen, wenngleich die aktuell stark erhöhte Zuwanderung aufgrund des Ukraine-Kriegs nur teilweise berücksichtigt ist. Sie geht im Durchschnitt der Jahre bis 2040 von einem Zuwachs von ca. 24.000 Haushalten p.a. aus. Dem stehen Zuwächse von 38.000 Haushalten p.a. im Durchschnitt der vergangenen zehn Jahre gegenüber. Entwicklungen zur Veränderung der Haushaltsgröße sind berücksichtigt. Freilich sind, wie in jeder Prognose, nur tatsächlich prognostizierbare Ereignisse berücksichtigt. Entwicklungen wie zukünftige Flüchtlingsbewegungen oder Kriegshandlungen sind per se nicht prognostizierbar.

b) Andere Inputgrößen

Folgende andere Komponenten bestimmen die Entwicklung des Wohnungsneubaus:

- Ersatzneubau: Wohnungsabgang ist zu ersetzen. Allerdings zeigen verfügbare statistische Quellen ein außerordentlich niedriges Niveau des Verlusts von Wohnraum. Demnach gingen im mehrjährigen Durchschnitt jährlich nur ca. 12.000 Wohneinheiten durch Abriss, Zusammenlegung oder Umnutzung verloren. Auch Totalsanierungen mit Ausmietung sollten in der Zahl berücksichtigt sein. Das ist nur ¼ Prozent des Bestands pro Jahr. Es ist wahrscheinlich, dass die tatsächlichen Abgänge nicht vollständig dokumentiert sind.

- In ländlichen Regionen fallen viele Wohnungen und Häuser aus dem Markt, weil sie am „falschen“ Ort stehen oder qualitativ nicht mehr den Anforderungen entsprechen. So tragen etwa leergefallene Eigenheime in peripheren Regionen ebenso wenig zur Wohnversorgung in Zentrallagen bei wie Wohnungen am Ende ihrer technischen Lebensdauer.
- In Gunstlagen hat investiver Wohnbau durch vermögende Privatpersonen, Freiberufler und private Investoren an Stellenwert gewonnen (u.a. „Vorsorgewohnungen“). Manche von ihnen sind an keiner Nutzung der erworbenen Wohnung interessiert, sondern halten sie für Eventualitäten oder Nachkommen vor.
- In dieselbe Rubrik fällt die stark wachsende Gruppe von Personen, die eine oder mehrere Wohnungen erben, von einer Verwertung aber ebenso wenig abhängig wie daran interessiert sind. Bei dieser Erbgeneration steht häufig die Sorge im Vordergrund, durch die Vermietung unwäg- bare Risiken einzugehen.
- Eine Herausforderung v.a. in Städten ist die touristische Kurzzeitvermietung (Airbnb), die u.U. große Teile des Wohnungsbestands dem Markt entziehen kann.

Die Abschätzung dieser Bedarfskomponenten ist schwierig, da kaum valide Daten verfügbar sind.

3.1.2. Bisherige Wohnungsfertigstellungen und Prognose bis 2025

a) Datenbasis und Prognosemethode

Für baubewilligte Wohnungen stehen zuverlässige Daten bis zum aktuellen Zeitrand zur Verfügung. Gleichzeitig sind Informationen zur Baudauer verfügbar, die eine Umrechnung von Bewilligungs- auf Fertigstellungsdaten ermöglichen. Schätzmethode erlauben weiters, den Anteil der baubewilligten Wohnungen zu ermitteln, die tatsächlich auch fertiggestellt werden. Auf diese Weise wurden Prognosen für die Fertigstellung von Eigenheimen, Geschoßwohnungen und neuen Wohnungen in Bestandsbauten bis 2025 berechnet.

b) Ergebnisse

Die Zahl der fertiggestellten Wohneinheiten lag österreichweit in den 1990er und 2000er Jahren bei jährlich durchschnittlich deutlich unter 50.000 und stieg in den 2010er Jahren auf 58.000 (Amann& Struber, 2022; Amann, 2023). Der Höhepunkt der Entwicklung wird voraussichtlich 2022 mit knapp 76.000 Einheiten erreicht worden sein. Darin enthalten sind Eigenheime, Wohnungen in Mehrwohnungsbauten und auch solche in bestehenden und gemischt genutzten Gebäuden. Für die kommenden Jahre wird ein starker Rückgang auf wieder etwa 55.000 im Jahr 2025 prognostiziert (-28% zu 2022). Der Rückgang dürfte bei Geschoßwohnungen deutlich stärker als bei Eigenheimen ausfallen.

3.1.3. Schätzparameter

Auf Basis der dargestellten Input-Daten wurden die Fertigstellungszahlen aufgrund bisheriger Baubewilligungszahlen bis 2025 prognostiziert. Für die darauffolgenden Jahren wurden Schätzungen auf Basis der Bedarfsentwicklung berechnet.

a) Haushaltsentwicklung

Haushalte sind statistisch ident mit Hauptwohnsitzwohnungen. Die Differenz zum Wohnungsbestand gesamt sind die Wohnungen ohne Hauptwohnsitz. Es wird in Haushalte, die in Eigenheimen bzw. Mehrwohnungsbauten leben, unterschieden.

Die Haushaltsprognose der Statistik Austria von 1/2023 wird als ausreichend robust aufgefasst. Sie beinhaltet allerdings keine Differenzierung zwischen Eigenheimen und Haushalten in Geschoßwohnungen. Dafür wurde die Annahme getroffen, dass Wohnen im Eigenheim zwar langfristig an Bedeutung verlieren wird, sich der heutige Bestand aber nicht allzu stark verändern dürfte. Im Fünfjahresdurchschnitt 2017-2021 nahm diese Wohnform um 0,3% p.a. auf insgesamt ca. 1,48 Mio. Einheiten zu. Es wurde die Annahme getroffen, dass sich diese Dynamik bis 2040 auf -0,5% p.a. dreht. Aus der (angenommenen) Entwicklung bei Eigenheimen ergibt sich eine entsprechend verstärkte Dynamik bei Haushalten in Geschoßwohnungen, die in den kommenden Jahren um jährlich ca. 1% p.a. zulegen werden. Dadurch wird ihre Zahl von 2,57 Mio. im Jahr 2022 auf 3,03 Mio. im Jahr 2040 ansteigen. 2022 nahm die Zahl der Haushalte österreichweit um ca. 39.000 zu. In den kommenden Jahren wird von einer weiterhin hohen, wenngleich rückläufigen Dynamik ausgegangen.

b) Wohnungen ohne Hauptwohnsitz

Der Entwicklung der Wohnungen ohne Hauptwohnsitz kommt im Schätzmodell große Bedeutung zu. Der fortgeschriebene Gesamtbestand an Wohnungen ergibt sich – in Ergänzung zur Prognose der Hauptwohnsitzwohnungen der Statistik Austria – aus der Modellierung des Bestands an Wohnungen ohne Hauptwohnsitz.

Ihre Zahl ergibt sich aus dem Wohnungsbestand abzüglich der Zahl an Hauptwohnsitzwohnungen. Österreichweit stieg ihr Anteil am Gesamtbestand von 2001 bis 2013 von unter 14% auf 18%, um danach bis 2016 wieder leicht zu sinken. In den sechs Jahren bis 2022 stieg er wieder um fast zwei Prozentpunkte auf zuletzt fast 19%. Keinesfalls darf die Kennzahl „Wohnungen ohne Hauptwohnsitz“ mit Wohnungsleerstand gleichgesetzt werden.

Wohnungen ohne Hauptwohnsitz sind Zweit- und Ferienwohnungen, Nebenwohnsitzen, struktureller Leerstand, investiver Leerstand, eine "Umzugsreserve" und anderen Komponenten, z.B. touristische Kurzzeitvermietung. Sie sind also durch eine stark heterogene Zusammensetzung geprägt.

Ungeachtet des beschriebenen starken Wachstums dieser Komponenten in den vergangenen Jahren wird von einer bevorstehenden Verflachung der Entwicklung ausgegangen, und zwar aus folgenden Gründen:

- Ein Wachstum ähnlich den vergangenen Jahren (innerhalb von sechs Jahren um fast 2 Prozentpunkte auf fast 19%) ist langfristig aus mehreren Gründen undenkbar.
- Es belastet öffentliche Budgets, nachdem die technische und soziale Infrastruktur auf Vollbelegung ausgelegt sind.
- Dazu kommt der ökologische Aspekt der immensen Stoffflüsse im Zusammenhang mit Wohnungsneubau, die nur gerechtfertigt erscheinen, wenn dem entsprechender sozialer und gesellschaftlicher Nutzen gegenübersteht.
- Die Entwicklung birgt auch ein großes Risiko für eine Destabilisierung des Wohnungsmarktes.
- In mehreren Politikbereichen zeichnen sich Reformen zur besseren Nutzung vorhandener Wohnbauten und gebremsten Wohnungsneubau ab: Die in mehreren Bundesländern (Tirol, Steiermark, Salzburg) eingeführte Leerstandsabgabe verteuert die Nicht-Nutzung von Wohnungen ebenso wie die 2022 bundesrechtlich eingeführte Mindestrücklage im Wohnungseigentum. Maßnahmen gegen touristische Kurzzeitvermietung („Airbnb“), wirken in dieselbe Richtung. Gleichzeitig haben einzelne Bundesländer Maßnahmen zur Unterstützung privater Eigentümer gesetzt (z.B. Aktion „Sicher Vermieten“ in Vorarlberg und gleichlaufende Pläne in Tirol). Aktuelle und bevorstehende raumordnerische Reformen zielen auf eine Einschränkung der Bodennutzung auf letztlich Netto-Null ab.

- Schließlich ist davon auszugehen, dass Abriss und Umnutzung von Wohnbauten am Ende ihrer technischen Lebensdauer zulegen werden. Dies betrifft beispielsweise Mehrwohnungsbauten, wenn hohe Sanierungskosten ähnlich den Kosten von Neubauten und Nachverdichtungspotenziale für Abriss und Neubau sprechen.

Es wird angesichts dessen davon ausgegangen, dass der Anteil der Eigenheime ohne Hauptwohnsitz vom derzeitigen sehr hohen Wert von über 31% bis 2040 leicht auf 30% sinken wird. Demgegenüber bewirkt der jüngste Neubauboom bei Geschößwohnungen einen starken Anstieg der Wohnungen ohne Hauptwohnsitz von zuletzt 9% auf über 11%. Danach wird mit einem leichten weiteren Anstieg bis 2040 auf 12% gerechnet.

c) Wohnungsabgang

Die bislang dokumentierten Abgänge an Wohnraum von jährlich 0,24% des Bestands sind unplausibel niedrig. Längerfristig wird ein Anstieg auf ca. 0,6% geschätzt, was einer Bestandsdauer der Bauten von immer noch 150 Jahren entsprechen würde.

d) Anteil Bestandsbauten an großvolumigem Neubau

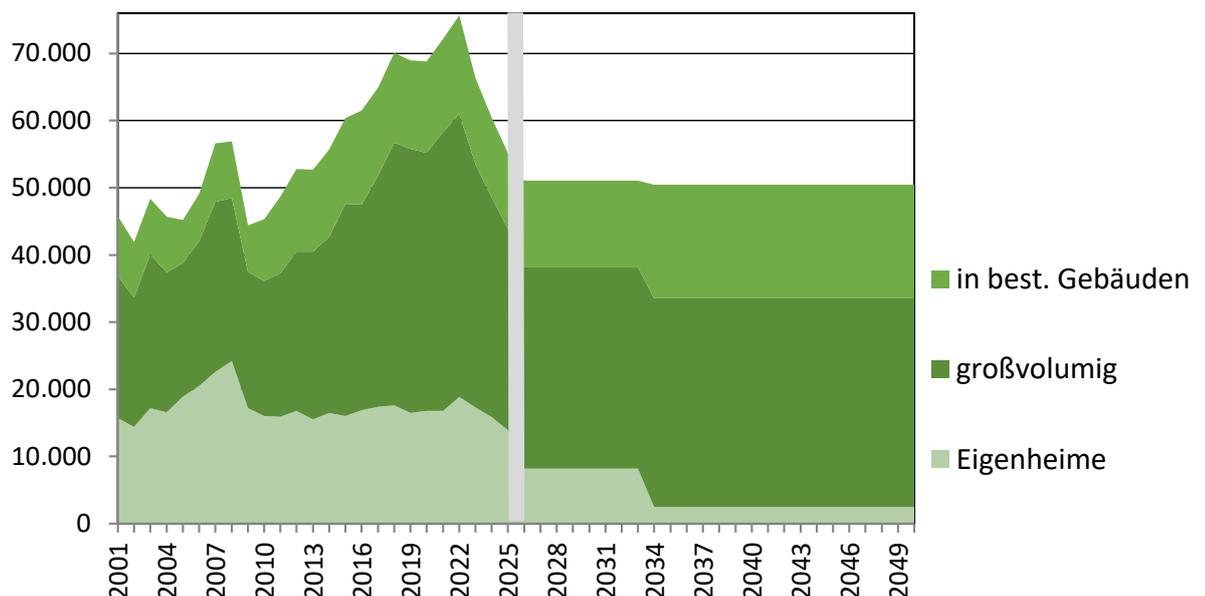
Eine abschließende „Stellschraube“ ist der Anteil der „neuen Wohnungen in bestehenden Gebäuden“ am großvolumigen Neubau. Diese folgt der Hypothese, dass ein wachsender Teil des Neubaus in Bestandsbauten und ein schrumpfender Anteil in Neubauten umgesetzt werden dürfte. Dieser Anteil lag zuletzt bei etwa einem Viertel. Es wird ein Anstieg bis 2040 um zehn Prozentpunkte geschätzt.

3.1.4. Wohnungsbestand und Neubau

Bei der Prognose des Wohnungsneubaus (Fertigstellungen) wird eine wahrscheinliche Entwicklung des Wohnungsbestands zugrunde gelegt:

- Gem. AGWR gab es 2022 einen Bestand von 2,16 Mio. Eigenheimen und 2,84 Mio. Geschößwohnungen, zusammen knapp unter 5,0 Mio. In Bezug auf die Wohneinheiten überwiegen die Geschößwohnungen mit knapp 60%, in Bezug auf die Wohnfläche (ca. 510 Mio. m²) ist es umgekehrt.

Grafik 5: Wohnungsneubau (fertiggestellte Einheiten), Schätzmodell Wohnungsbedarf bis 2040



Quelle: Statistik Austria; Schätzmodell: IIBW

- 950.000 Wohneinheiten hatten 2022 keinen Hauptwohnsitz. Deren Anteil am Gesamtbestand lag vor 20 Jahren bei ca. 15%, heute bei 19% und 2040 bei einem geschätzt ähnlichen Niveau.
- Der Bestand an Eigenheimen ist im 5-Jahres-Durchschnitt (2017-2022) um 0,7% p.a. gewachsen. Für die Prognose wird angenommen, dass sich diese Dynamik aktuell umkehrt und 2040 bei ca. -0,5% p.a. liegen wird. Grund für die Annahme zur längerfristigen Entwicklung sind die zunehmenden Restriktionen für die Neuversiegelung von Eigenheim-Bauland sowie die Annahme einer sukzessiven Nachverdichtung und Rückbau solcher Bauten.
- Beim Geschoßwohnbau lag der 5-Jahres-Durchschnitt aufgrund des erlebten Wohnbaubooms bei 1,6% p.a. Für die Prognose wird ein gleichmäßiger Rückgang der Dynamik bis 2040 auf 1,0% angenommen.
- Diese Entwicklung korrespondiert mit der Haushaltsprognose der Statistik Austria (1/2023), der zufolge die Haushaltszahl von aktuell 4,06 Mio. (2022) auf 4,49 Mio. (2040) anwachsen wird.
- Die Entwicklung des Gebäudebestands hängt weiters vom Wohnungsabgang ab. Dieser ist gem. Statistik Austria äußerst gering mit nur etwas über 12.000 Einheiten pro Jahr im 5-Jahres-Durchschnitt 2015-2020. Das sind nur 0,24% p.a., was im Umkehrschluss eine Bestandsdauer von 400 Jahren bedeuten würde. Erklärlich ist dies nur aus dem Neubauboom der letzten Jahrzehnte, das vergleichbar junge Alter des Bestands und generell die Problematik der Beseitigung von Bestandsbauten. Für den Prognosezeitraum wird von annähernd einer Verdreifachung des jährlichen Abgangs ausgegangen.
- Aus der Entwicklung der Inputgrößen wird der zukünftige Wohnungsbedarf abgeleitet. Er beträgt im Durchschnitt der kommenden zehn Jahre ca. 51.000 Wohneinheiten, davon nur ca. 8.000 Eigenheime, 13.000 Wohneinheiten in bestehenden Gebäuden und 30.000 Wohneinheiten in neuen Wohngebäuden (Grafik 5).
- Auf die Wohnfläche bezogen stehen aktuell ca. 410 Mio. m² in als Hauptwohnsitz genutzten Wohnungen und weitere knapp 100 Mio. m² in Wohnungen ohne Hauptwohnsitz zur Verfügung. Der weitere Zuwachs wird sich stark verlangsamen, auf einen Gesamtbestand auf ca. 530 Mio. m² bis 2040.

3.1.5. Bestand und Neubau Dienstleistungsgebäude

Die Datenlage für Nicht-Wohnbauten ist wesentlich schlechter als für den Wohnbau. Valide Bestandsdaten stehen vorderhand nur für 2011 zur Verfügung (letztverfügbare Gebäude-Wohnungszählung). Daten zum Neubau (bis 2021) beziehen sich ausschließlich auf Gebäude, nicht auf Flächenmaße. Die nachfolgend dargestellten Zahlen beinhalten also weitreichende Schätzungen:

- 2011 bestanden rund 210.000 Gebäude mit überwiegender Nicht-Wohnnutzung, davon etwa ein Drittel Industrie-, jeweils ein gutes Sechstel Hotel-, Büro- und Handelsgebäude und schließlich ein Achtel Bauten für Kultur, Freizeit, Bildung und Gesundheit. Zusammen hatten sie eine Nutzfläche von etwa 140 Mio. m². Diese ist mittlerweile auf rund 150 Mio. m² angewachsen. Das ist weniger als ein Viertel des Gesamtgebäudebestands. Wohnbauten dominieren mit über 500 Mio. m² also ganz klar (Grafik 6, Folgeseite).
- Im 5-Jahres-Durchschnitt (2016-2021) wurden jährlich knapp 1.900 Nicht-Wohnbauten realisiert, davon etwa die Hälfte Bauten für Industrie und Lager, aber unterdurchschnittlich viele für Büro und Handel. Das sind ziemlich konstant rund 1,3 Mio. m² pro Jahr, im Vergleich zu aktuell über 6 Mio. m² für Wohnnutzungen.
- Für Dienstleistungsgebäude wird ein Rückgang des Neubaus bis 2040 um rund ein Viertel auf etwas über 1,0 Mio. m² p.a. geschätzt, besonderes ausgeprägt in den Sektoren Büro und Handel, etwas weniger stark in den Sektoren Hotel, Industrie sowie Kultur/Bildung/Gesundheit. Der Rückgang

wird plausibilisiert durch aktuelle Entwicklungen in der Arbeitswelt (Home-Office) und bei Retail (Online-Shopping).

3.1.6. Abschätzung Bauteilaktivierung Wohnbau

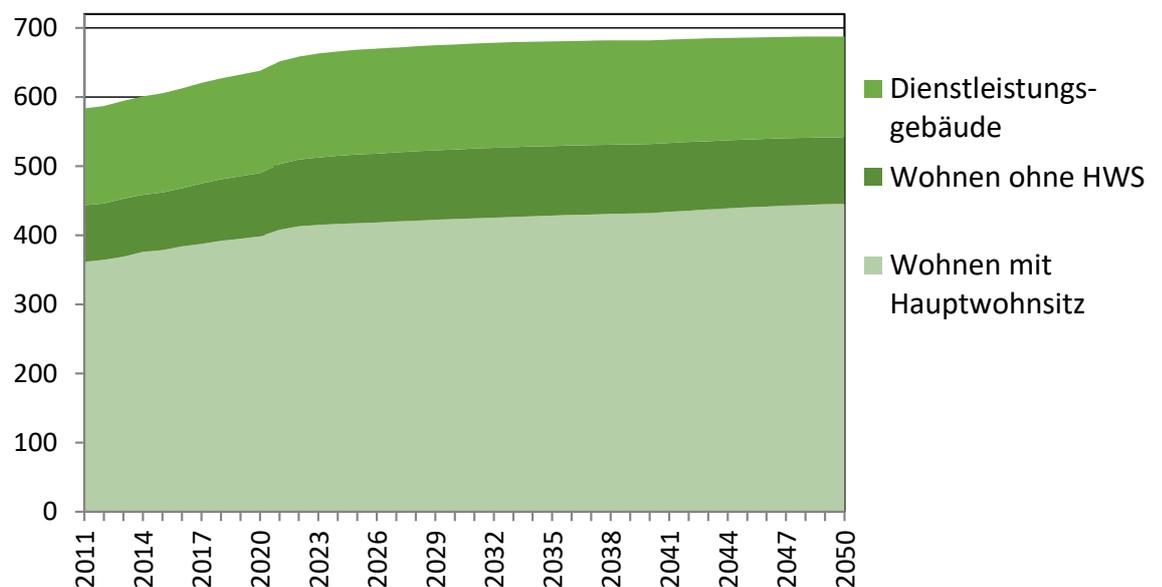
Die Marktdurchdringung der Bauteilaktivierung ist von zahlreichen Unwägbarkeiten beeinflusst. Mit der vorliegenden Studie geht es aber auch nicht darum, punktegenaue Vorhersagen zu treffen, sondern die Größenordnung abzuschätzen. Für eine möglichst realitätsnahe Abschätzung wurde eine Vielzahl von Parametern berücksichtigt. So erwies es sich beispielsweise als erforderlich, getrennte Schätzungen für Bauteilaktivierung und Fußbodenheizung vorzunehmen, da beide mit Wärmepumpen betrieben werden und zur Netzdienlichkeit beitragen können, ihre Wirksamkeit sich aber unterscheidet. Auch wurde berücksichtigt, dass nicht nur im Neubau netzdienliche Gebäudetechnik eingebaut werden kann, sondern auch bei Bestandssanierungen.

Die getroffenen Annahmen und Schätzungen wurden so weit als möglich mit Daten unterlegt und überall dort, wo keine verfügbar sind, durch Expertenschätzungen durch das Projektteam mit Validierung durch externe Kollegen (s. Anhang, Kap. 7.1, S. 69) ergänzt.

Zusammengefasst wurden für den Wohnbau folgende Daten, Schätzungen und Annahmen genutzt (Tabelle 7):

- Im Wohnungsneubau wird geschätzt, dass heute bei etwa 5% der Eigenheime und 10% der Geschosswohnungen Bauteilaktivierung eingebaut wird, das sind zusammen ca. 400.000m² p.a. Angesichts der beschriebenen Vorteile der Technologie wird erwartet, dass der Anteil bis 2040 bei Eigenheimen auf 40% und im Mehrwohnungsbau auf 60% steigen wird. Bei neuen Wohnungen in bestehenden Gebäuden (z.B. Dachgeschoßausbauten) ist Bauteilaktivierung heute noch kein Thema. Der Anteil könnte aber auch in diesem Segment bis 2040 auf 20% steigen. Zusammen wird der Wohnungsneubau mit Bauteilaktivierung 2040 auf ca. 1,8 Mio. m² p.a. geschätzt. Kumuliert über die 18 Jahre bis dahin sind das insgesamt ca. 20 Mio. m² (Grafik 8).

Grafik 6: Entwicklung der Bestandsflächen (Mio. m²)



Quelle: Statistik Austria; Schätzmodell: IIBW

- Fußbodenheizungen haben heute im Wohnungsneubau einen höheren Stellenwert mit geschätzten 40% bei Eigenheimen und 15% bei Geschößwohnungen bzw. neuen Wohnungen im Bestand, zusammen ca. 1,6 Mio. m² p.a. Ihr Stellenwert wird allerdings zukünftig leicht zurückgehen, mit 2040 geschätzten 1,2 Mio. m² p.a. neu installierter Flächen. Kumuliert werden es mit ca. 21,4 Mio. m² dennoch etwas mehr als die bauteilaktivierte Flächen sein (Grafik 9).
- Auch in der Wohnhaussanierung entstehen aktivierbare Flächen, v.a. aber durch Fußbodenheizung und kaum durch Bauteilaktivierung. Aktuell wird bei Eigenheimen mit Hauptwohnsitz ein Anteil von 0,2% des Bestands p.a. geschätzt, bei dem Fußbodenheizungen eingebaut werden, der bis 2040 auf 0,5% p.a. ansteigen könnte. Bei Geschößwohnungen wird ein aktueller Anteil von 0,1% zugrunde gelegt, der längerfristig gleichfalls auf 0,5% steigen wird. Daraus resultieren aktuelle ca. 600.000m² neu installierte Flächen, die bis 2040 auf 2,5 Mio. m² anwachsen werden. Auch in der Sanierung wird es mittelfristig bauteilaktivierte Flächen geben. Ihr jährlich installiertes Volumen wird für 2040 mit 300.000m² geschätzt. Kumuliert ergeben sich aus der Wohnhaussanierung bis 2040 etwa 2,9 Mio. m² bauteilaktivierte und 27,9 Mio. m² mit Fußbodenheizung aktivierte Flächen.

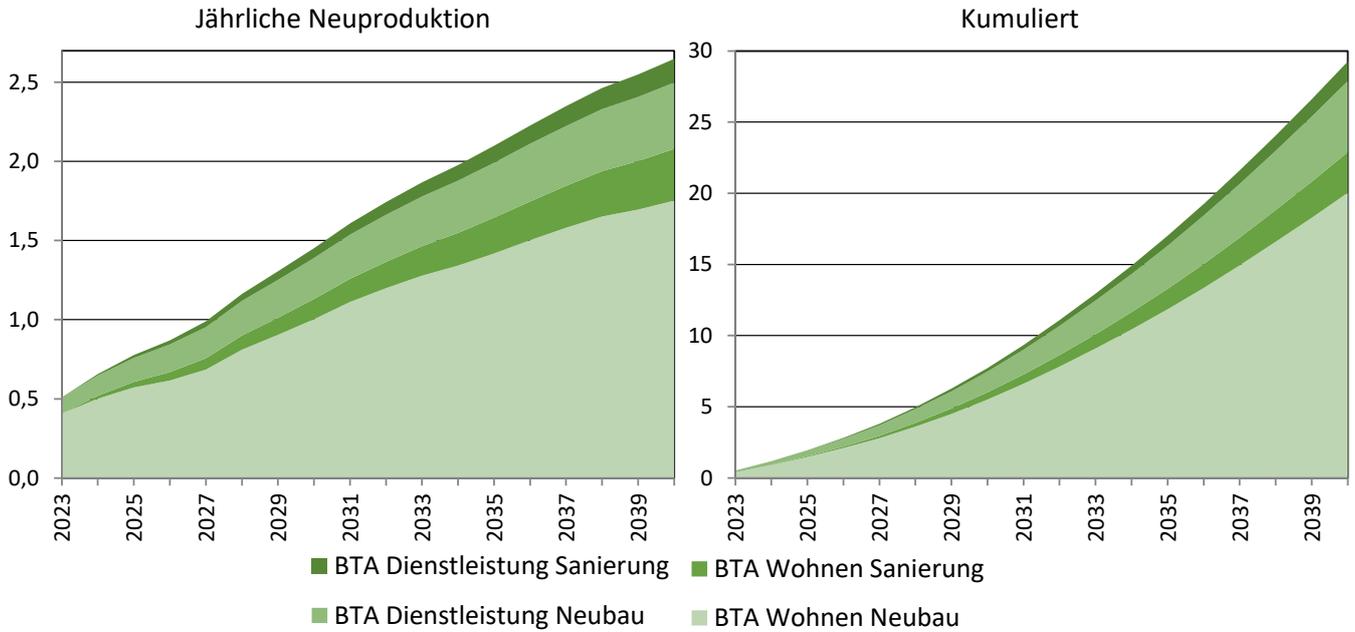
Tabelle 7: Annahmen und Berechnungsergebnisse BTA und FBH Wohnbau

Bestandssegment	Anteil / m ² konditionierte Fläche	Neubau		Sanierung		Gesamt	
		2023	2040	2023	2040	2023	2040
BTA Eigenheim	Schätzung Anteil p.a.	5%	40%	0%	0%		
	Mio. m ² kondition. Fläche BTA p.a.	0,14	0,06	0	0	0,1	0,1
FBH Eigenheim	Schätzung Anteil p.a.	40%	30%	0,2%	0,5%		
	Mio. m ² kondition. Fläche FBH p.a.	1,10	0,05	0,43	1,02	1,5	1,1
BTA Eigenheim ohne HWS	Schätzung Anteil p.a.			0%	0,1%		
	Mio. m ² kondition. Fläche BTA p.a.			0	0,08	0	0,1
FBH Eigenheim ohne HWS	Schätzung Anteil p.a.			0%	0,3%		
	Mio. m ² kondition. Fläche FBH p.a.			0	0,19	0	0,2
BTA großvolumig	Schätzung Anteil p.a.	10%	60%	0%	0,1%		
	Mio. m ² kondition. Fläche BTA p.a.	0,27	1,43	0	0,23	0,3	1,7
FBH großvolumig	Schätzung Anteil p.a.	15%	20%	0,1%	0,5%		
	Mio. m ² kondition. Fläche FBH p.a.	0,41	0,48	0,20	1,14	0,6	1,6
BTA großvolumig ohne HWS	Schätzung Anteil p.a.			0%	0,1%		
	Mio. m ² kondition. Fläche BTA p.a.			0	0,02	0	0
FBH großvolumig ohne HWS	Schätzung Anteil p.a.			0,1%	0,5%		
	Mio. m ² kondition. Fläche FBH p.a.			0,02	0,12	0	0,1
BTA in best. Gebäuden	Schätzung Anteil	0%	20%				
	Mio. m ² kondition. Fläche BTA p.a.	0	0,27			0	0,3
FBH in best. Gebäuden	Schätzung Anteil	15%	50%				
	Mio. m ² kondition. Fläche FBH p.a.	0,14	0,67			0,1	0,7
BTA Gesamt	Mio. m ² kondition. Fläche BTA p.a.	0,4	1,8	0	0,3	0,4	2,1
	Mio. m ² kond. Fläche BTA kumuliert	0,4	20,0	0	2,9	0,4	22,9
FBH Gesamt	Mio. m ² kondition. Fläche FBH p.a.	1,6	1,2	0,6	2,5	2,3	3,7
	Mio. m ² kond. Fläche FBH kumuliert	1,6	21,4	0,6	27,9	2,3	49,3

Quellen: IIBW

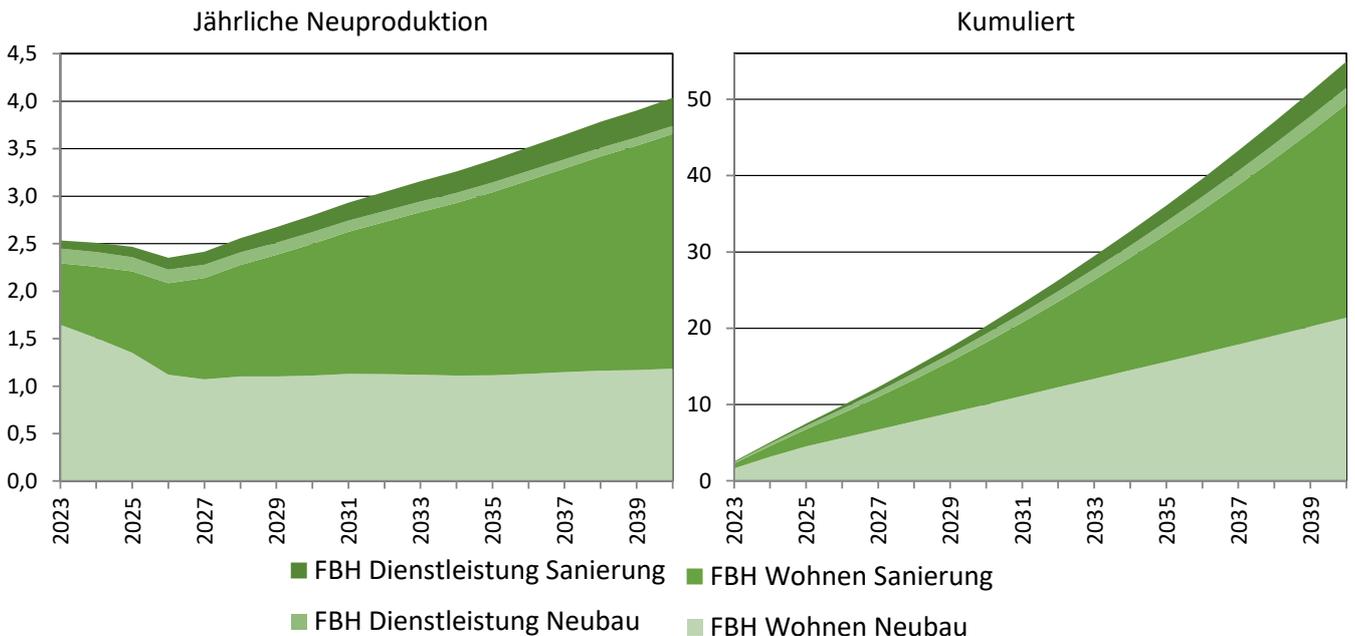
- In Wohnungsneubau und Sanierung werden heute zusammen etwa 400.000m² bauteilaktivierte Flächen pro Jahr errichtet, was sich bis 2040 auf 2,1 Mio. m² pro Jahr steigern wird. Kumuliert sind das 2040 etwa 22,9 Mio.m² (Grafik 8).
- Schon heute werden insgesamt 2,3 Mio. m² pro Jahr Wohnflächen mit Fußbodenheizung realisiert, was sich bis 2040 auf ca. 3,7 Mio. m² erhöhen wird. Kumuliert werden das dann 49,3 Mio. m² sein (Grafik 9).

Grafik 8: Schätzung Entwicklung bauteilaktivierte Nutzflächen (Mio. m²)



Quelle: IIBW-Schätzmodell

Grafik 9: Schätzung Entwicklung mit Fußbodenheizung aktivierte Nutzflächen (Mio. m²)



Quelle: IIBW-Schätzmodell

3.1.7. Abschätzung Bauteilaktivierung Dienstleistungsgebäude

Ebenso detaillierte Schätzungen wurden für Neubau und Sanierung von Dienstleistungsgebäuden vorgenommen, differenziert nach Hotel, Büro, Handel, Industrie/Lager, Kultur/Freizeit/Bildung/Gesundheit (Tabelle 10):

- Insgesamt spielen Dienstleistungsgebäude quantitativ eine viel geringere Rolle als Wohnbauten (s. Kap. 3.1.5, S. 29).
- Bauteilaktivierung wird heute noch viel seltener eingebaut als Fußbodenheizungen, z.B. bei Hotels. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die Vorteile der Technologie in den kommenden Jahren auch hier zu einem rapiden Aufschwung führen werden.
- Beim Neubau von Büros, und Bauten für Handel, Kultur/Freizeit/Bildung/Gesundheit wird bis 2040 mit einem Anteil von 60%, bei Hotels von 50% und bei Industriebauten und Lager von 30% gerechnet. Bei Fußbodenheizungen wird demgegenüber von einer stagnierenden Entwicklung ausgegangen.
- Bei der Sanierung von Dienstleistungsgebäuden werden bauteilaktivierte Flächen eine deutlich geringere Rolle als beim Neubau spielen, bei Fußbodenheizungen ist es umgekehrt.

Tabelle 10: Annahmen und Berechnungsergebnisse BTA und FBH Dienstleistungsgebäude

Bestandssegment	Anteil / m ² konditionierte Fläche	Neubau		Sanierung		Gesamt	
		2023	2040	2023	2040	2023	2040
BTA Hotel	Schätzung Anteil	2%	50%	0%	0,1%		
	Mio. m ² kondition. Fläche BTA p.a.	0	0,10	0	0,03	0	0,1
FBH Hotel	Schätzung Anteil	50%	30%	0,2%	0,5%		
	Mio. m ² kondition. Fläche FBH p.a.	0,12	0,06	0,06	0,15	0,2	0,2
BTA Büro	Schätzung Anteil	20%	60%	0%	0,1%		
	Mio. m ² kondition. Fläche BTA p.a.	0,04	0,07	0	0,03	0	0,1
FBH Büro	Schätzung Anteil	5%	10%	0%	0,2%		
	Mio. m ² kondition. Fläche FBH p.a.	0,01	0,01	0	0,06	0	0,1
BTA Handel	Schätzung Anteil	20%	60%	0%	0,1%		
	Mio. m ² kondition. Fläche BTA p.a.	0,01	0,03	0	0,01	0	0
FBH Handel	Schätzung Anteil	20%	10%	0%	0,2%		
	Mio. m ² kondition. Fläche FBH p.a.	0,01	0	0	0,03	0	0
BTA Industrie, Lager	Schätzung Anteil	5%	30%	0%	0,1%		
	Mio. m ² kondition. Fläche BTA p.a.	0,04	0,17	0	0,07	0	0,2
FBH Industrie, Lager	Schätzung Anteil	0%	0%	0%	0%		
	Mio. m ² kondition. Fläche FBH p.a.	0	0	0	0	0	0
BTA Kultur, Freizeit, Bildung, Gesundheit	Schätzung Anteil	10%	60%	0%	0,1%		
	Mio. m ² kondition. Fläche BTA p.a.	0,01	0,05	0	0,01	0	0,1
FBH Kultur, Freizeit, Bildung, Gesundheit	Schätzung Anteil	10%	10%	0,2%	0,5%		
	Mio. m ² kondition. Fläche FBH p.a.	0,01	0,01	0,02	0,06	0	0,1
BTA Gesamt	Mio. m ² kondition. Fläche BTA p.a.	0,1	0,4	0	0,15	0,1	0,6
	Mio. m ² kond. Fläche BTA kumuliert	0,1	5,0	0	1,36	0,1	6,4
FBH Gesamt	Mio. m ² kondition. Fläche FBH p.a.	0,2	0,1	0,1	0,30	0,2	0,4
	Mio. m ² kond. Fläche FBH kumuliert	0,2	2,2	0,1	3,47	0,2	5,6

Quellen: IIBW

- Ausgehend von heute nur rund 100.000m² aktivierte Flächen in Neubau und Sanierung von Dienstleistungsgebäuden wird der jährliche Output bis 2040 auf rund 600.000m² pro Jahr zulegen, kumuliert auf geschätzte 6,4 Mio. m² (Grafik 8).
- Fußbodenheizungen sind heute verbreiteter, das Volumen ihrer neu installierten Flächen wird aber bis 2040 weniger stark auf ca. 400.000m² anwachsen, kumuliert etwa 5,6 Mio. m² (Grafik 9).

3.2. Technischen Anforderungen zur Nutzung der Bauteilaktivierung als Flexibilitätsressource

Um die physikalischen Möglichkeiten von Bauteilaktivierung praktisch nutzbar zu machen, sind automatisierte Systeme notwendig, welche die momentane Situation erfassen und aufgrund einer vorgegebenen Optimierungsstrategie, den Wärmehaushalt in einem Gebäude steuern. Diese Steuerungssysteme können sehr unterschiedlich ausgeprägt sein, je nachdem welche Ziele verfolgt werden und welche Möglichkeiten vorhanden sind.

Entscheidend für die Bauteilaktivierung ist die Steuerbarkeit des Wärmebereitstellungssystems, wobei hier typischerweise elektrisch betriebene Wärmepumpen eingesetzt werden. Die Wärmepumpen unterscheiden sich insbesondere durch die jeweilige Wärmequelle, Möglichkeit zur Warmwasserbereitung und Möglichkeit zur Umschaltung in einen Kühlbetrieb. Es ist auch ein Betrieb mittels Fernwärme oder anderer Wärmequellen möglich.

3.2.1. Technisch Organisatorische Regeln (TOR) Verteilernetzanschluss Niederspannung

Mit Jänner 2024 treten in Österreich eine Reihe von zusätzlichen Anforderungen für den Anschluss von Wärmepumpen an das Niederspannungsnetz in Kraft: So müssen Wärmepumpen mit einer maximalen Leistungsaufnahme (d.h. Verdichter + Heizstab) größer/gleich 10kW auf jeden Fall über eine Smart-Grid-Ready-Schnittstelle verfügen (E-Control, 2022). Die Smart-Grid-Ready-Schnittstelle baut auf die sogenannte Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU)-Sperrung auf und ermöglicht weitergehende Funktionen.

3.2.2. EVU-Sperre

Differenzierte Tarife seitens des Energielieferanten (v.a. „Nachtstrom“) waren früher häufig. Durch den verringerten Verbrauch von Strom zu Spitzenzeiten entstanden beim Energielieferanten geringere Kosten, die an den Kunden weitergegeben wurden. Aufgrund des sehr kleinen Preisunterschiedes zwischen Tag- und Nachtstrom durch erhöhte Erzeugung von PV-Strom, bieten heute nur noch wenige Energielieferanten Nachtstromtarife an. Mit einem breiten Roll-out von Smart Metern könnte sich das jedoch wieder ändern.

Seitens des Netzbetreibers werden nach wie vor sogenannte unterbrechbare Netztarife angeboten. Der Kunde erhält dadurch ein reduziertes Netzentgelt für seinen Wärmepumpenzähler, im Gegenzug darf die Versorgung dann entweder nach Bedarf des Netzbetreibers oder zu den vertraglich vorbestimmten Zeiten unterbrochen werden.

Die Steuerung der Wärmepumpe selbst erfolgt über die sogenannte „EVU-Sperre“, auch „unterbrechbare Lieferung“ genannt. Der Verteilnetzbetreiber ist berechtigt, die Stromversorgung zu Wärmepumpen in seinem Kontrollgebiet entsprechend einer vertraglichen Vereinbarung mehrmals täglich unterbrechen.

Zwischen diesen Unterbrechungen müssen jeweils einige Stunden normaler Betrieb gewährleistet werden, um die uneingeschränkte Funktion, etwa die Versorgung mit Warmwasser, sicherzustellen.

Diese Ansteuerung erfolgt oft über ein sogenanntes Rundsteuersignal, das direkt über die Stromleitung gesendet wird. Die Wärmepumpe wird über einen separaten Stromzähler versorgt, der mit einem Empfänger für dieses Rundsteuersignal ausgestattet ist. Es gibt auch Stromzähler mit einem fixen Zeitprogramm, die, ohne mit dem Netzbetreiber kommunizieren zu müssen, gemäß diesem Zeitprogramm ein Schaltsignal setzen. Die Abschaltung der Wärmepumpe erfolgt nun entweder direkt mittels Ausschalten der Spannungsversorgung oder durch ein einfaches Schaltsignal, das vom Stromzähler an die Wärmepumpe weitergegeben wird. Dieses einfache Ein/Aus Signal, auch „digitaler Eingang“ bezeichnet, wird von der Wärmepumpe empfangen und diese entsprechend aktiviert und deaktiviert.

3.2.3. SG-Ready-Schnittstelle

Das Smart-Grid-Ready-Label ist ein Industriestandard von Wärmepumpenherstellern des D-A-CH Raumes (Deutschland, Österreich, Schweiz), der die bessere Einbindung von Wärmepumpen in intelligente Stromnetze oder Smart-Home-Systeme ermöglichen soll.

Der Standard baut auf der EVU-Sperre auf und verlangt einen zusätzlichen digitalen Eingang sowie eine interne Logik in der Wärmepumpe, die auf entsprechende Signale reagiert. Dieser zusätzliche Eingang wird auch „Variabler Eingang“ bezeichnet, mithilfe dessen zusätzliche Funktionen gesteuert werden können.

Für die Verleihung des SG-Ready-Labels muss die interne Steuerung der Wärmepumpe folgende vier Schaltzustände verarbeiten können:

Tabelle 11: Schaltzustände für SG-Ready-Wärmepumpen

Stromampel	Netzsituation	EVU-Sperre	Variabler Eingang
Rot	Hoher Stromtarif	1	0
Gelb	Normaler Stromtarif	0	0
Grün	Niedriger Stromtarif	0	1
Supergrün	„Kostenloser“ Stromtarif	1	1

<p><u>Zustand 1: Rot</u> Äquivalent zur EVU-Sperre wird ein Abschalt-Signal an die Wärmepumpe geschickt.</p> <p><u>Zustand 2: Gelb</u> Die Wärmepumpe arbeitet im energieeffizienten Normalbetrieb. Der Wärmespeicher wird anteilig für eine 2-stündige Sperre beladen.</p> <p><u>Zustand 3: Grün</u> Die Wärmepumpe arbeitet in einem verstärkten Betrieb.</p> <p><u>Zustand 4: Supergrün</u> Definitiver Anlaufbefehl oder Erhöhung der Temperatur bzw. aktivieren einer elektrischen Zusatzheizung.</p>
--

Quelle: www.waermepumpe.de

Diese Schaltzustände werden von der Wärmepumpen-Steuerung intern verarbeitet, greifen also nicht direkt in den Regelkreis der Wärmepumpe ein. Somit bleiben Raumtemperaturen, Speichertemperaturen und Warmwassermengen immer innerhalb der eingestellten Werte. Wärmepumpen-Hersteller können ausgehend von diesen einfachen Zuständen unterschiedlich komplexe Funktionen realisieren.

Über ein Energie-Steuerungssystem (ES-Systeme) kann ein Nutzer, unabhängig von einem Energielieferanten, die beiden Eingänge sowie Flexibilitäten der Wärmepumpe nutzen. Beispielsweise kann der Strompreis verfolgt werden und über einen einfachen Algorithmus die Wärmepumpe wirtschaftlich optimal betrieben werden. Werden Wetter-Prognosedaten für diese Optimierung einbezogen, kann das System auch vorausschauend auf Wetterumschwünge reagieren und eine gewisse Energiereserve anlegen.

Die SG-Ready-Schnittstelle eröffnet eine Reihe von zusätzlichen Möglichkeiten, ist jedoch in ihrer Funktion eingeschränkt. So können Parameter, beispielsweise von Raum- und Speichertemperaturen, nur vor Ort eingestellt werden. Es können keine Sensordaten, die an der Wärmepumpe zur Verfügung stehen, an ein ES-System übertragen werden. Auch werden keine Daten über die tatsächlichen Betriebszeiten, den Energieverbrauch oder Soletemperaturen weitergegeben.

Dies ist aus datenschutzrechtlicher Sicht zu begrüßen, stellt jedoch eine Herausforderung für eine umfangreichere Nutzung des Potentials dar.

3.2.4. Weitere technische Schnittstellen

Neben der SG-Ready Schnittstelle bieten viele Wärmepumpen-Hersteller zusätzlich komplexere Schnittstellen zur externen Steuerung von Wärmepumpen an. Die Funktionen unterscheiden sich von Hersteller zu Hersteller, jedoch ist generell ein größerer Handlungsspielraum als mit den digitalen Eingängen gegeben.

Manche Photovoltaik-Wechselrichter sind mit einem 0-10V Signal ausgestattet, über das sich die momentane Erzeugung der PV von einer Wärmepumpe auslesen lässt und entsprechend deren Leistung angepasst wird.

Das S0-Signal ist ein weiterer einfacher Datenübertragungs-Standard von intelligenten Stromzählern, oder Wechselrichtern, mit dem sich die momentane Einspeisung der PV-Anlage bzw. Auslastung des Hausanschlusses in die Regelung der Wärmepumpe integrieren lässt.

Viele Wärmepumpen regeln mehrere Zonen mit unterschiedlichen Raumtemperatur-Sensoren und Stellventilen. Diese Kommunikation erfolgt oft über Bus-Netzwerke wie Modbus TCP, BACnet IP oder Ethernet. Über Bus-Netzwerke können komplexe Daten übertragen werden, so dass viele unterschiedliche Anwendungen über das gleiche Netzwerk betrieben werden können.

Die Wärmepumpe übernimmt in sehr einfachen Energie-Steuerungssystemen die Rolle der Steuerungseinheit, nimmt für komplexe Anforderungen jedoch meist die Rolle eines Sub-Systems einer übergeordneten Gebäudeleittechnik ein.

3.2.5. Energiesteuerungssysteme (ES-Systeme)

Diese Systeme, auch oft Energie-Management Systeme (EMS) genannt, haben die grundsätzliche Funktion, den Energiehaushalt in ihrem spezifischen Bereich zu verwalten. Es werden Daten über Energieströme, wie elektrischem Strom, Wärme- und Kälteströme, mithilfe von Sensoren gesammelt und über einen Prozessor verarbeitet. Entsprechend einer programmierten Logik werden Signale an steuerbare Geräte geschickt, die entsprechende Aktionen durchführen. Es handelt sich also im Grunde genommen um ein Regelungssystem mit einer geschlossenen Feedback-Schleife.

Im Fall von Bauteil-Aktivierung erstreckt sich der Umfang über ein oder mehrere eng miteinander vernetzte Gebäude. Der Unterschied zu Gebäudeleittechnik-Systemen besteht darin, dass sich das ES-Systeme auf energierelevante Geräte und Sensoren beschränkt. Einfache ES-Systeme kommen mit einigen wenigen Algorithmen und minimaler Rechenleistung aus.

Sollen komplexere Funktionen umgesetzt werden, ist eine Verbindung zu einem IT-Netzwerk notwendig. Über diese Verbindung werden Sensordaten weitergegeben und Stellsignale an das ES-System gesendet. Das höhere IT-Netzwerk kann nun entweder ein Server vor Ort oder eine Online-Verbindung sein. Es kann eine Vielzahl von externen Daten, wie beispielsweise Energietarife, Wettervorhersagen oder das Verhalten von anderen ES-Systemen im Umfeld für eine optimale Bewirtschaftung des eigenen Gebäudes umgesetzt werden.

Für die Nutzung im Zuge eines Smart-Grids, aber auch bei Energiegemeinschaften, werden Daten von mehreren ES-Systemen gesammelt und aufgrund entsprechender Zielsetzungen gemeinsam optimiert.

3.2.6. Fazit zu technischen Anforderungen

Die Verpflichtung zur Nutzung der Smart-Grid-Ready-Schnittstelle ab 2024 stellt einen Meilenstein für die intelligente Nutzung von Wärmepumpen dar. Damit ist es möglich, den Betrieb von Wärmepumpen durch externe Signale zu unterbrechen bzw. zu forcieren.

Für die optimale Nutzung des Potentials von Bauteilaktivierung, werden jedoch detaillierte Daten über die momentanen Raumtemperaturen, Soletemperaturen oder Betriebszeiten der Wärmepumpe benötigt, die über die SG-Ready Schnittstelle nicht übertragen werden können. Für die zukunftssichere Einbindung von Wärmepumpen in intelligente Systeme müssen daher umfangreichere, standardisierte Schnittstellen verpflichtend werden. Diese Schnittstellen sollten auf dem Internet-Protokoll (IP) basieren und direkt mit dem Haus-Netzwerk kommunizieren (WLAN). Bei solchen Systemen ist es überdies möglich, dass die Wärmepumpe direkt auf dynamische Preissignale reagieren kann. Einige wenige Produkte sind dazu bereits am Markt erhältlich.

Ein weit entwickelter Standard, der für eine nationale Anwendung leicht übernommen werden könnte, ist der weit verbreitete Industriestandard „matter“ der „Connectivity Standards Alliance“.

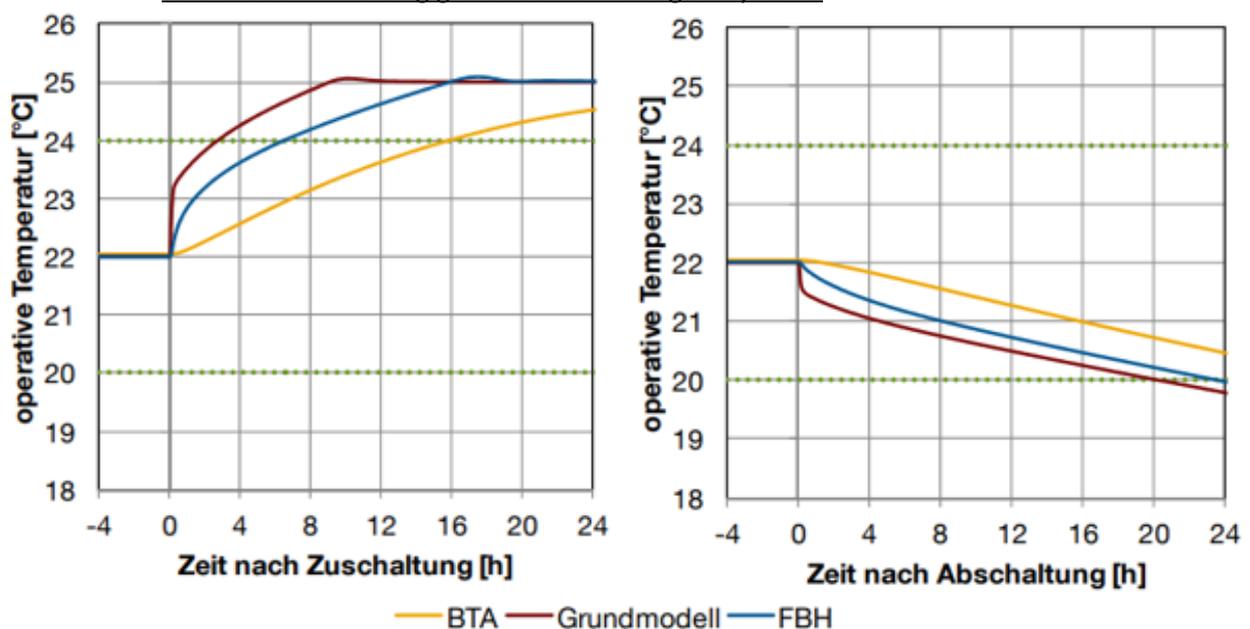
4 Modellierung des Flexibilitätspotentials

4.1. Stand des Wissens

Nicht nur innerhalb der in dieser Studie betrachteten Systemgrenze Österreich, sondern auch in Deutschland, fordert der Ausbau von Erneuerbaren eine flexible Strominfrastruktur, um die zukünftige Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Angebot und Nachfrage sollten genauer aufeinander abgestimmt werden, und dazu können Speicher und flexible Kraftwerke beitragen. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, flexible Verbraucher durch Lastmanagement einzusetzen. In der Studie der Technische Universität München (Hausladen et al., 2014) wurde das Potenzial des Lastmanagements in Gebäuden untersucht, indem die Gebäudemasse als thermischer Speicher genutzt wird. Unterschiedliche Parameter wie Dämmstandard, Speichermasse (Bauteilaktivierung, Fußbodenheizung etc.) und Wärmeübergabesysteme wurden analysiert, um den Einfluss auf das Lastmanagement-Potenzial zu bewerten. Hierfür wurden auf Basis von Wetterdaten sieben typische Tage definiert und zeitlich konstante Randbedingungen (z.B. Außentemperatur, solare Einstrahlung und interne Lasten) verwendet. Untersucht wurde die Dauer, bis die Raumtemperatur einen bestimmten Grenzwert erreicht. Damit konnte sowohl das Be-, als auch Entladeverhalten bestimmt werden (siehe Grafik 12).

Es wurde festgestellt, dass die Gebäudehülle und das Wärmeübergabesystem das Potenzial erheblich beeinflussen können. Gebäude mit trägem Wärmeübergabesystem, hoher Speichermasse und guter Dämmung erwiesen sich als besonders geeignet. Interne Wärmequellen und Wetterbedingungen wurden ebenfalls berücksichtigt. Es wurde festgestellt, dass das größte Potenzial für Lastmanagement-Maßnahmen im Heizfall besteht, insbesondere bei Wohnhäusern. Eine Extrapolation auf den Gebäudebestand in Deutschland ergab ein Gesamtpotenzial für das Lastmanagement bei einer flächendeckenden Umrüstung auf elektrische Heizsysteme von bis zu 1.500 GWh (Hausladen et al., 2014).

Grafik 12: Beispielhafte Darstellung der Simulationsergebnisse zur maximal möglichen Zu- und Abschaltdauer in Abhängigkeit des Wärmeabgabesystems



Quelle: Hausladen et al. (2014)

Das Flexibilitätspotenzial von Gebäuden mit thermisch aktivierten Bauteilen wie beispielsweise Betonkernaktivierung oder Fußbodenheizung wurde bereits in mehreren Studien untersucht. So wie beispielsweise auch in der Studie von Artecoin et al. (2024). Ziel der Studie war die Analyse des Einflusses von Regelstrategien für Demand Side Management (DSM) auf die Performance von thermisch aktivierten Bauteilsystemen (TABS) in einem Gewerbegebäude. Das Potenzial von TABS für Lastverschiebungen im Stromnetz sollte im Rahmen der Studie abgeschätzt werden. Die Analyse wurde anhand eines Demogebäudes durchgeführt: Zuerst wurde die bestehende TABS-Regelstrategie des Gebäudes und dann die mögliche Implementierung von DSM-Mechanismen analysiert. Insbesondere wurden drei verschiedene Demand Side Management-Strategien untersucht und bewertet:

1. eine Lastspitzenbegrenzungsstrategie,
2. eine zufällige Anforderung zum Ein- und Ausschalten des Systems und
3. eine Lastverschiebungsstrategie in den Nachtstunden.

Die Ergebnisse zeigen, dass die DSM-Strategien die Performance der TABS in Bezug auf den thermischen Komfort nicht beeinflussten. Sie führten jedoch auch zu keiner nennenswerten Reduktion des Energieverbrauchs. Die vorhandene Regelstrategie, die auf einer außentemperaturgeführten Vorlauf-temperaturkurve basierte, konnte gut mit überlagerten externen Anforderungen (DSM-Signal) zur Steuerung des Energiebedarfs umgehen und erforderte dabei nur geringfügige Änderungen der Vorlauf-temperatur-Sollwerte. Optimierungen sind möglich, um eine optimale Vorlauf-temperaturkurve zu erreichen. Für den ganzjährigen Betrieb sind jedoch nur begrenzte Verbesserungen zu erwarten, da die Aktivierung der thermischen Bauteilmasse mehr Energie erfordert und zu Wärmeverlusten führt. Endnutzer:innen könnten in DSM-Projekte mit geeigneten Anreizmechanismen oder ermäßigten Tarifen eingebunden werden, um die Energiekosten zu senken, wobei jedoch nur eine geringe Reduktion des Energieverbrauchs erreichbar ist. Die Simulationsergebnisse zeigen ein hohes Flexibilitätspotenzial von TABS im Rahmen des Demand Side Management, da TABS eine Lastverschiebung ermöglichen, während sie den thermischen Komfort nur gering beeinflussen (Artecoin et al., 2024).

Dréau und Heiselberg (2016) analysierten das Potenzial von Gebäuden zur Modulation ihrer Heizleistung und definierten einfache Regelungsstrategien, um das Flexibilitätspotenzial von thermischen Speichermassen unter Berücksichtigung von Energieverbrauch und thermischem Komfort zu nutzen. Zwei Wohngebäude mit unterschiedlichen Dämmstärken und Luftdichtigkeiten wurden in einem kalten Klima (Dänemark) mithilfe der Software EnergyPlus modelliert. Die breite Palette von thermischen Eigenschaften sollte die Gesamtleistung des Wohnungsbestands abdecken. Zwei Modulationsstrategien wurden untersucht: Wärmespeicherung (d.h. Erhöhung des Sollwerts) und Wärmekonservierung (d.h. Senkung des Sollwerts). Darüber hinaus wurde der Effekt des Aktivierungszeitpunkts und des Typs der Wärmeabgabe (Heizkörper oder Fußbodenheizung) bewertet (Le Dréau & Heiselberg, 2016).

Die verschiedenen Szenarien der Wärmekonservierung und Wärmespeicherung wurden hinsichtlich Kapazität, Effizienz, Einfluss auf den thermischen Komfort und Lastverschiebung analysiert. Im Gegensatz zu anderen Speicherlösungen (z. B. Batterie, Warmwasserspeicher) hängt das Flexibilitätspotenzial der thermischen Masse von vielen Faktoren ab (Dämmniveau, Art des Wärmeabgebers usw.) und variiert im Laufe der Zeit (kalte Jahreszeit gegenüber Übergangszeit). Die Ergebnisse zeigen, dass schlecht gedämmte Gebäude die gespeicherte Wärme nur relativ kurz beibehalten können, während Passivhäuser eine lange Zeitkonstante haben, und die Wärme länger gespeichert werden kann. Diese Eigenschaft impliziert Unterschiede in der Regelungsstrategie, um Energieflexibilität, Energieverbrauch und thermischen Komfort auszugleichen: Bei schlecht isolierten Gebäuden kann eine große

Menge an Wärme für kurze Zeiträume moduliert werden (z. B. 25 kWh/m² Jahr in einem Beispiel, 2-5 Stunden). Lange Aktivierungszeiten (über 6 Stunden) sollten vermieden werden, um komfortable Bedingungen aufrechtzuerhalten. Sowohl Wärmespeicherungs- als auch Wärmekonservierungs-Szenarien sind geeignet. Bei gut isolierten Gebäuden ist die Menge an modulierter Wärme gering, aber die Modulationszeiträume können lang sein. Eine vollständige Abschaltung des Heizsystems kann für mehr als 24 Stunden erreicht werden. Es sollten jedoch keine Wärmespeicherstrategien mit einfachen Regelungssystemen angewendet werden, da dieser Gebäudetyp anfällig für Überhitzung ist. Auf Gebäudeebene sind weitere Untersuchungen erforderlich, um das Flexibilitätspotenzial mit anderen Konstruktionstypen und Nutzern zu bewerten (Le Dréau & Heiselberg, 2016).

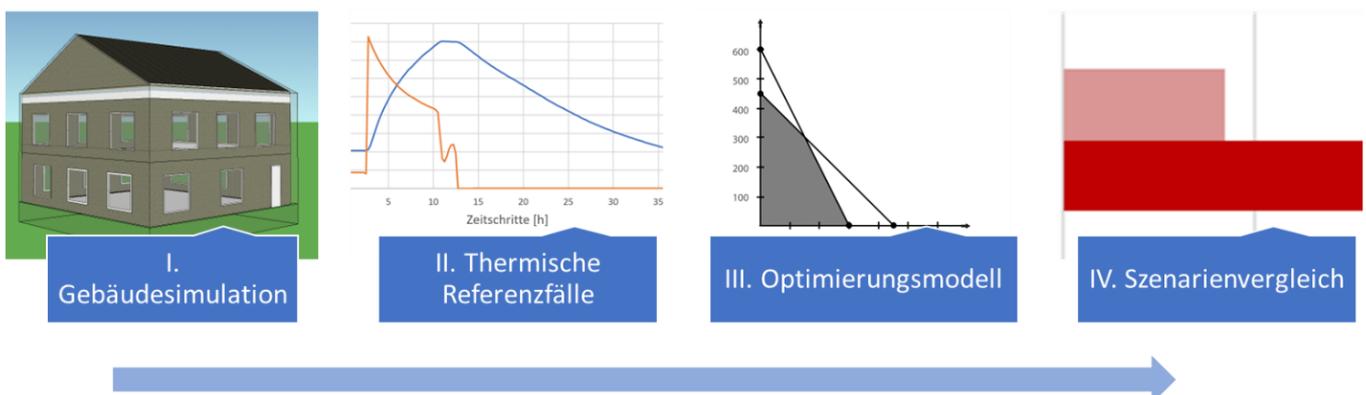
4.2. Methode

Um das Flexibilitätspotential von Gebäuden mit Flächenheizsystemen (d.h. BTA und FBH) und den daraus resultierenden wirtschaftlichen Nutzen zu quantifizieren, wurde eine umfangreicher Methodik entwickelt, welche in diesem Kapitel erläutert werden soll.

Das Kernstück der Methode besteht aus folgenden Modellierungsschritten (Grafik 13):

- I. Zuerst wurde eine dynamische Gebäudesimulation mittels der Software IDA ICE durchgeführt. Dabei wurden ausgewählte Referenzzonen mit ihrem jeweiligen Flächenheizsystem modelliert.
- II. Im nächsten Schritt wurden im Simulationsprogramm IDA ICE thermische Referenzfälle für charakteristische Typtage simuliert, d.h. es wurden Temperatursprünge getestet, wodurch beobachtet werden konnte, wie lange das Gebäude zum Aufwärmen und Abkühlen in einem bestimmten Temperaturband benötigt. Um den Einfluss von Außentemperaturschwankungen zu bereinigen, wurden diese Versuche unter konstanten Randbedingungen durchgeführt, d.h. konstante Außentemperatur, keine oder konstante Strahlung und ohne interne Lasten.
- III. In weiterer Folge wurde ein mathematisches Optimierungsmodell in GAMS (General Algebraic Modeling System) erstellt, welches die Ergebnisse der Gebäudesimulation als Inputs verwendete. In diesem Modell steuerte ein Optimierungssolver die Wärmepumpe, um die Schwankungen im Strompreis bestmöglich auszunutzen und so die laufenden Stromkosten zu minimieren.
- IV. Einem ungesteuerten Szenario (business as usual) wurde ein preisgesteuertes Szenario (optimiert) gegenüber gestellt. Der Vergleich der Energiekosten in beiden Szenarien ergab den Nutzen der Flexibilität. Das bedeutet, der ermittelte Nutzen bezieht sich auf mögliche Kosteneinsparungen durch

Grafik 13: Grafische Zusammenfassung der Methode zur Ermittlung des Flexibilitätspotentials bzw. des wirtschaftlichen Nutzens



Quelle: Eigene Darstellung

intelligente Steuerung der Wärmepumpen, unter der Annahme, dass der benötigte Strom zu variablen Preisen an der Strombörse beschafft werden kann.

Diese vier Schritte werden in den folgenden Unterkapiteln im Detail erläutert. Die Ergebnisse dieser Modellierung beziehen sich immer auf einzelne Gebäude. Eine Hochrechnung auf den gesamten zukünftigen Gebäudebestand erfolgt später in Kapitel 5.

4.2.1. Auswahl des Flexibilitätsmarktes

Wie in Kapitel 2.3 beschrieben, kann Flexibilität auf verschiedenen Märkten und für unterschiedliche Zwecke im Energiesystem Nutzen stiften. So können auch Wärmepumpen mit den thermischen Trägheiten von Bauteilaktivierung (BTA) und Fußbodenheizung (FBH) Flexibilität für unterschiedliche Anwendungen liefern.

Für diese Studie soll nun ein Anwendungsfall gewählt werden, der möglichst allgemein den energiewirtschaftlichen Nutzen der Flexibilität beschreibt. Dabei ist die Sicht von Netzbetreibern von jener freier Marktteilnehmer zu unterscheiden (siehe Begriffsabgrenzung in Abschnitt 2.1). Die Sicht der Verteilnetzbetreiber ist dazu weniger geeignet, vor allem da die lokale Situation an den Netzknoten sehr unterschiedlich sein kann („Netzdienlichkeit“) und somit Flexibilität in jeder Situation einen anderen Nutzen aufweist. Ebenso ist die Sicht des Übertragungsnetzbetreibers („Systemdienlichkeit“) eine sehr spezielle und eignet sich nicht für eine Verallgemeinerung des volkswirtschaftlichen Nutzens. Daher wurde die Perspektive der Stromerzeugung („Marktdienlichkeit“) gewählt, d.h. Flexibilität wird dazu eingesetzt, um Lasten aus Zeiten hoher Strompreise in Zeiten niedriger Strompreise zu verschieben. Damit wird auch die Nutzung erneuerbarer Energie maximiert, da in Zeiten von Überschussproduktion durch PV und Wind, typischerweise auch die Strompreise an der Börse fallen.

Als Approximation für die energiewirtschaftlichen Kosten und den resultierenden Nutzen durch die Flexibilität werden daher für diese Studie die Börsenpreise am Day-Ahead Markt in der österreichischen Strompreiszone herangezogen. Es wird also angenommen, dass Energielieferanten Strom an der Börse einkaufen und damit die Wärmepumpenkunden beliefern. Erfolgt nun eine Lastverschiebung in Niedrigpreiszeiten, werden seitens des Energielieferanten Kosteneinsparungen realisiert, die in weitere Folge je nach Geschäftsmodell an die Endkunden weitergegeben werden können.

4.2.2. Prognose Preisentwicklung an den Strombörsen

In dieser Studie sollen das Flexibilitätspotential und die resultierenden Kosteneinsparungen für die Jahre 2025, 2030, 2035 und 2040 erhoben werden. Daher müssen auch zukünftige Strompreistrends antizipiert werden. Als Grundlage dafür dient eine langfristige Strompreisprognose für Deutschland von Prognos/vbw (2022). Grafik 14 zeigt aus dieser Quelle einerseits drei mögliche Strompreispfade (links), sowie die erwartbare Zunahme der Preisvolatilität anhand der monatlichen Mittelwerte (rechts).

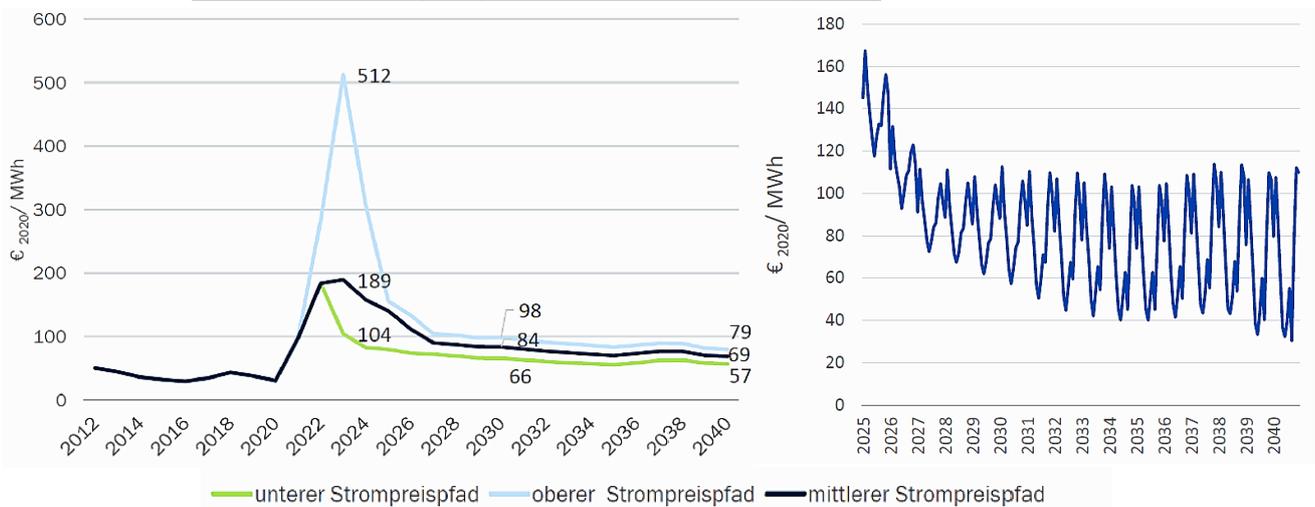
Um diese Ergebnisse auf Österreich umzulegen, wurden für das Basisjahr 2019 die Day-Ahead Preise der österreichischen Strompreiszone herangezogen (ENTSO-E 2019). Das Jahr 2019 wurde gewählt, da es einen typischen Jahresverlauf abbildet und hier noch keine Einflüsse der Pandemie bzw. des Gaspreisanstiegs im Zusammenhang mit dem Ukraine-Krieg bemerkbar waren.

Die stündlichen Preise von 2019 wurden in der Folge anhand zweier Faktoren für die Jahre 2025, 2030, 2035 und 2040 adaptiert:

- Der Jahresmittelwert wurde angepasst, sodass er dem mittleren Strompreispfad laut Prognos/vbw entspricht. Basiswert für die Hochrechnung war wiederum der Jahresmittelwert von 2019 in der österreichischen Preiszone.
- Die Volatilität wurde entsprechend Prognos/vbw (siehe Grafik 14 rechts) hochgerechnet. Demgemäß wurden alle Stundenwerte unter dem Mittelwert um einen Volatilitätsfaktor verringert, alle Werte über dem Mittelwert erhöht.

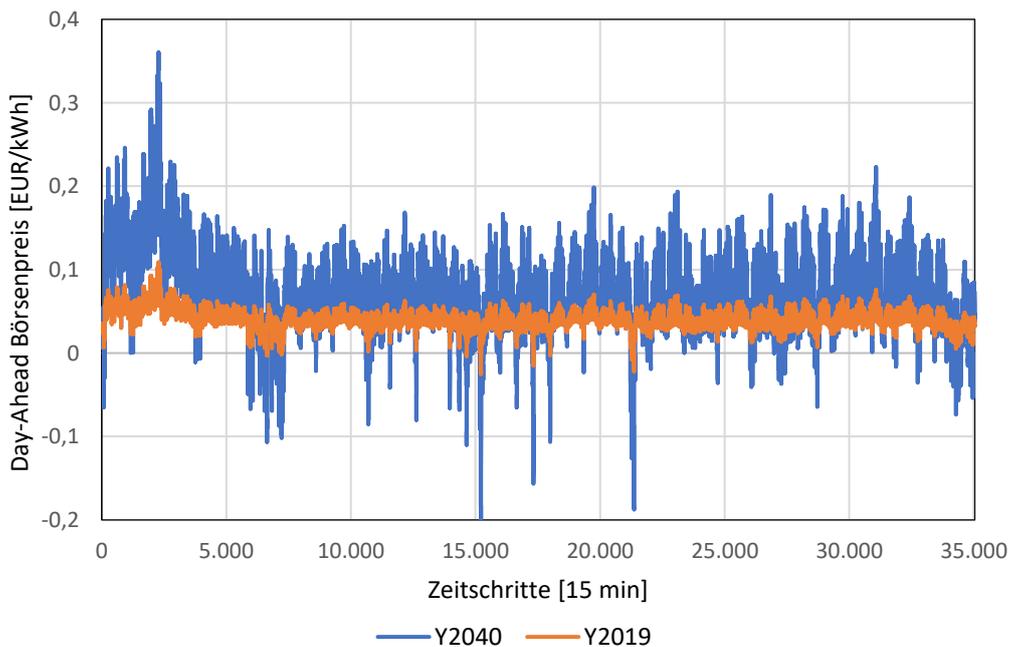
Grafik 15 zeigt die Preiskurve für ein ganzes Jahr, einmal für das Basisjahr 2019 und einmal für das Jahr 2040, welches die höchste Volatilität aufweist.

Grafik 14: Prognostizierte Großhandelsstrompreise; Jahresmittelwerte (links) und Monatsmittelwerte (rechts)



Quelle: Prognos/vbw (2022).

Grafik 15: Verwendeter Preisdatensatz für das Jahr 2019 und 2040



Anm./Quelle: Hochgerechnet nach Preisprognose von Prognos/vbw (2022).

4.2.3. Referenzgebäude und -technologien

Vier Referenzgebäude wurden aufgrund ihrer Relevanz und Verbreitung in Österreich ausgewählt und simuliert: Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus, Büro, und Industriehalle. Die verschiedenen Gebäudenutzungen wurden für drei Baustandards untersucht: Neubau, Sanierung, und Bestand. Außerdem wurden für das Wärmeabgabesystem die Systeme Bauteilaktivierung (BTA) und Fußbodenheizung (FBH) simuliert. Zu beachten ist, dass in der Studie FBH nur zum Heizen verwendet wird, während BTA auch zur aktiven Kühlung genutzt wird.

In den folgenden Tabellen sind die Eingabeparameter der Simulation zusammengefasst, welche mit Hilfe der Schweizer Norm SIA 2024 (Schweizerischer Ingenieur und Architektenverein SIA, 2015) und der Datenbank „Tabula“ (www.building-typology.eu) festgelegt wurden. Die Fläche, Raumhöhe und Anzahl der Stockwerke, die in den Tabellen gezeigt sind, wurden vom Projektteam festgelegt und entsprechen einem typischen Gebäude jeder Kategorie. Die U-Werte wurden ebenfalls nach SIA 2024 und TABULA WebTool angenommen. Auch die Fensterflächen, die Infiltration, die Raumnutzungsbedingungen und die Raumbetriebsdaten stammen aus der SIA 2024.

Für einige Modellvarianten wurde außerdem zusätzlich eine PV-Anlage angenommen (siehe Abschnitt 4.3.1). Die dafür berücksichtigten Anlagengrößen sind ebenfalls für jede Gebäudekategorie angegeben. Die Profile wurden für eine südliche Ausrichtung mit 30° Aufständigung mit dem online-Werkzeug Renewables Ninja (www.renewables.ninja) generiert.

Außerdem wurde für jeden Gebäudetyp das Raumtemperaturband angegeben, welches als thermische Trägheit im gesteuerten Szenario ausgenutzt werden kann. Es wird angenommen, dass innerhalb dieses Bandes ausreichend Nutzerkomfort gegeben ist.

a) Gebäudesimulation Einfamilienhaus (EFH)

Grafik 16: 3D Modell EFH



Quelle: e7.

Tabelle 17: Simulierte Varianten EFH

Bedingung	Untersuchte Systeme
Neubau	Fußboden Heizung und Bauteilaktivierung in der Decke
Sanierung	Fußboden Heizung
Bestand	Fußboden Heizung

Tabelle 18: Detailinformationen Gebäudesimulation EFH

		Neubau	Sanierung	Bestand
Nutzungstyp	-	EFH SIA 2024:2015	EFH SIA 2024:2015	EFH SIA 2024:2015
Geschoss	-	2	2	2
Fläche	m ²	180.0	180.0	180.0
Raumhöhe	m	2.50	2.50	2.50
Volumen	m ³	450.0	450.0	450.0
Bauteile				
Außenwand	W/m ² K	0.14	0.24	1.40
Dach	W/m ² K	0.10	0.19	1.00
Grundplatte	W/m ² K	0.12	0.18	1.40
Fenster	W/m ² K	0.95	1.20	2.30
g-Wert Fenster	-	0.46	0.46	0.46
Infiltration	h ⁻¹	0.10	0.10	0.10
Fensterflächen				
Fensterflächenanteil in Außenwand	%	30.0	30.0	30.0
Orientierung Fassaden	-	rundherum	rundherum	rundherum
Größe PV-Anlage		6 kWp	6 kWp	6 kWp

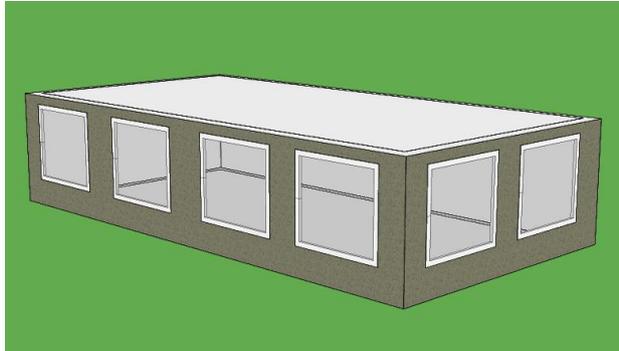
Tabelle 19: Komfortbereich EFH

	Heizperiode	Kühlperiode
Raumtemperatur maximal [°C]	24	27
Raumtemperatur minimal [°C]	21	24

b) Gebäudesimulation Mehrfamilienhaus (MFH)

Es wurde eine typische Wohneinheit im MFH als Referenzobjekt simuliert.

Grafik 20: 3D Modell MFH



Quelle: e7.

Tabelle 21: Simulierte Varianten MFH

Bedingung	Untersuchte Systeme
Neubau	Fußboden Heizung und Bauteilaktivierung in der Decke
Sanierung	Fußboden Heizung
Bestand	Fußboden Heizung

Tabelle 22: Detailinformationen Gebäudesimulation MFH

		Neubau	Sanierung	Bestand
Nutzungstyp	-	MFH SIA 2024:2015	MFH SIA 2024:2015	MFH SIA 2024:2015
Geschoss	-	1	1	1
Fläche	m ²	70.2	70.2	70.2
Raumhöhe	m	2.60	2.60	2.60
Volumen	m ³	182.5	182.5	182.5
Bauteile				
Außenwand	W/m ² K	0.14	0.21	1.40
Zwischendecke	W/m ² K	0.53	0.53	2.50
Innenwände	W/m ² K	0.62	0.62	1.20
Fenster	W/m ² K	0.96	1.50	3.00
g-Wert Fenster	-	0.46	0.46	0.46
Infiltration	h-1	0.10	0.10	0.10
Fensterflächen				
Fensterflächenanteil in Außenwand	%	30.0	30.0	30.0
Orientierung Fassaden	-	S/O	S/O	S/O
Größe PV-Anlage		1,4 kWp	1,4 kWp	1,4 kWp

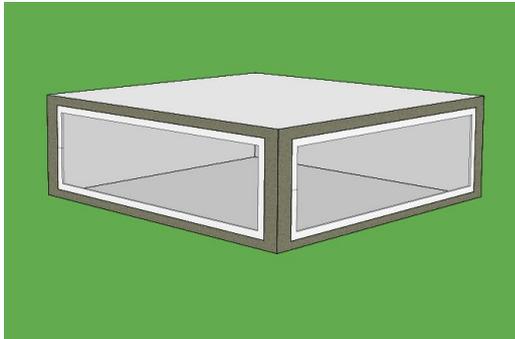
Tabelle 23: Komfortbereich MFH

	Heizperiode	Kühlperiode
Raumtemperatur maximal [°C]	24	27
Raumtemperatur minimal [°C]	21	24

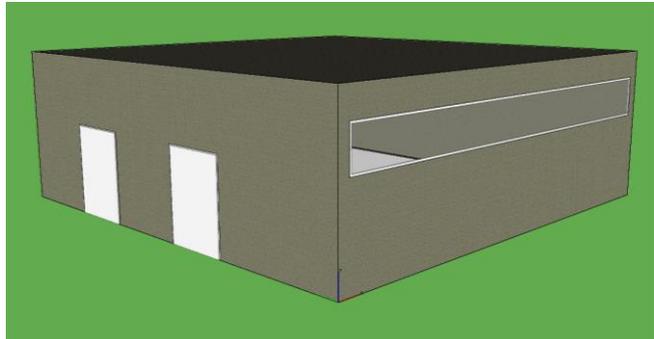
c) Gebäudesimulation Büro und Industriehalle

Für den Gebäudetyp Büro wurde ebenfalls eine einzelne Büroeinheit als Referenzobjekt simuliert. Für Bauten der Industrie wurde das SIA 2024 Nutzungsprofil „Lagerhalle“ angewandt.

Grafik 24: 3D Modell Büro



Grafik 25: 3D Modell Industriehalle



Quelle: e7.

Tabelle 26: Simulierte Varianten Büro und Industriehalle

Bedingung	Systeme untersucht
Neubau (Büro)	Bauteilaktivierung in der Decke
Neubau (Industriehalle)	Fußboden Heizung

Tabelle 27: Detailinformationen Gebäudesimulation Büro und Industriehalle

		Neubau Büro	Neubau Industriehalle
Nutzungstyp	-	Einzel-Gruppenbüro SIA 2024:2015	Industriehalle SIA 2024:2015
Geschoss	-	1	1
Fläche	m ²	81.0	400.0
Raumhöhe	m	3.00	7.00
Volumen	m ³	243.0	2800.0
Bauteile			
Außenwand	W/m ² K	0.14	0.35
Zwischendecke	W/m ² K	0.53	-
Erdberührender Fußboden	W/m ² K	-	0.56
Innenwände	W/m ² K	0.62	-
Dach	W/m ² K	-	0.15
Fenster	W/m ² K	0.96	1.46
g-Wert Fenster	-	0.46	0.61
Tor	W/m ² K	-	1.16
Infiltration	h-1	0.10	0.15
Fensterflächen			
Fensterflächenanteil in Außenwand	%	50.0	12.5
Orientierung Fassaden	-	S/O	N/S
Größe der PV-Anlage		1,6 kWp	30 kWp

Tabelle 28: Komfortbereich Büro

	Heizperiode	Kühlperiode
Raumtemperatur maximal [°C]	24	27
Raumtemperatur minimal [°C]	21	24

Tabelle 29: Komfortbereich Industriehalle

	Heizperiode	Kühlperiode
Raumtemperatur maximal [°C]	21	NA
Raumtemperatur minimal [°C]	18	NA

d) Annahmen für die hinterlegte Wärmepumpe

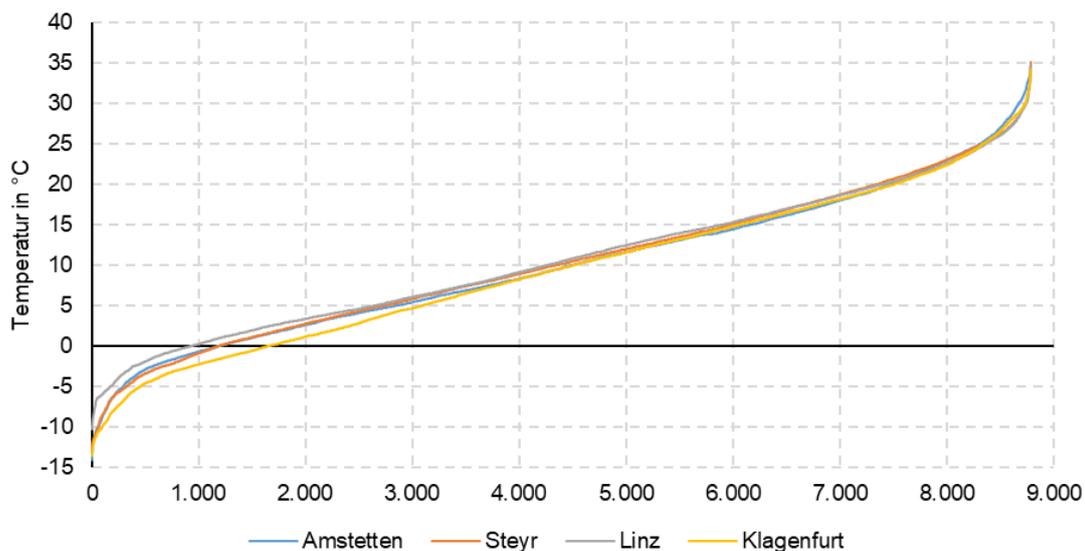
Die Flächenheizsysteme werden jeweils mit Wärmepumpen betrieben. Dabei wird zwischen Luftwärmepumpen (genauer Luft-Wasser Wärmepumpe) und Erdwärmepumpen (genauer Sole-Wasser Wärmepumpe oder Wasser-Wasser Wärmepumpe) unterschieden. Für beide Arten ergibt sich eine unterschiedliche Leistungs- oder Arbeitszahl (COP, coefficient of performance).

Der COP für Erdwärmepumpen wird unabhängig von der Außentemperatur für den Heiz- sowie für den Kühlfall konstant mit 5 angenommen. Bei Luftwärmepumpen schwankt der COP mit der Außentemperatur. Im Heizfall liegt er zwischen 2 (bei 0°C) und 4 (bei 25°C), im Kühlfall zwischen 4 (bei 14°C) und ca. 3 (bei 30°C).

4.2.4. Standortwahl und Wetterdaten

Für die Gebäudesimulation sollte ein repräsentativer Standort in Österreich gewählt werden, um dieselben Wetterdaten für alle Referenzgebäude verwenden zu können. Der gewählte Standort sollte annähernd ein Durchschnitt über ganz Österreich darstellen und sowohl den Großteil des Gebäudebestandes als auch das Neubaupotenzial repräsentieren. Nach der Analyse der Heizgradtage (Temperaturdifferenzen zwischen einer konstanten Raumtemperatur und der Tagesmitteltemperatur) und der Auswertung der Anzahl der Standorte in verschiedenen Heizgradtagebereichen wurden vier potenzielle repräsentative

Grafik 30: Sortierte Werte der Außentemperatur



Quelle: Meteonorm 8 (2022).

tive Standorte identifiziert: Klagenfurt, Amstetten, Steyr und Linz. Anschließend wurden die Wetterdaten dieser Standorte hinsichtlich Außentemperatur, Außenluftfeuchte und Solarstrahlung verglichen.

Basierend auf den ähnlichen Verläufen der analysierten Parameter wurde Linz als der repräsentative Standort ausgewählt, da er sowohl urbane als auch ländliche Eigenschaften aufweist.

Typtage

Anhand der realen Wetterdaten von Linz wurde das gesamte Jahr in sieben gleiche Typtage unterteilt (sehr kalt, kalt, kühl, gemäßigt, warm, heiß, und sehr heiß). Für die Wahl der Typtage wurde in den Wetterdaten jeweils ein repräsentativer Tag gesucht, und die Außentemperatur über den gesamten Tag gemittelt. Dieser gemittelte Temperaturwert ist über den gesamten Typtag konstant. Eine gleichbleibende Außentemperatur ist für das Simulationsmodell erforderlich, da das theoretische Potenzial anhand der Temperaturkurven, in dieser Form der Genauigkeit der Daten nur bei konstanten Randbedingungen analysiert werden kann. Anschließend wurden die repräsentativen Typtage auf das gesamte Jahr aufgeteilt.

Jede Gruppe wird in der Simulation mit der Durchschnittstemperatur aller Tage, die in diese Gruppe fallen, dargestellt.

Tabelle 1: Typtage mit mittlerer Außentemperatur und Häufigkeit in einem Jahr

	Mittlere Außen temp	Anzahl im Jahr (#tage)
Sehr Kalt	-5.3	10
Kalt	-0.2	51
Kühl	4.6	77
Gemäßigt	10.0	68
Warm	15.2	72
Heiß	20.0	65
sehr Heiß	24.7	22

4.2.5. Gebäudesimulation

Im ersten Schritt der Gebäudesimulation (IDA ICE 4.8) wurden die Demogebäude (s. Kap. 4.2.3) modelliert. Dabei wurde die Geometrie erstellt und unterschiedlichen Bauphysik-Standards (Bestand, Neubau, Sanierung) zugeordnet. Anschließend wurden die Ergebnisse validiert, wobei Kennwerte aus der SIA 2024 (Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein SIA, 2015) verwendet wurden.

Im nächsten Schritt wurde, je nach definiertem Standard, entweder Fußbodenheizung oder Bauteilaktivierung in das Modell implementiert. Auch hier erfolgte eine weitere Validierung der Ergebnisse. Im weiteren Verlauf wurden konstante Wetterdaten anhand der definierten Typtage in das Modell eingefügt. Dabei wurde die Vorlauftemperatur der Systeme für jeden Typtag eingestellt, und eine erneute Validierung der Ergebnisse durchgeführt.

Im nächsten Schritt wurde das Heizverhalten der Gebäude untersucht. Es wurde das Be- und Entladeverhalten für jeden Gebäudetyp getestet und eine Leistungserhöhung für die Wärmeabgabe berücksichtigt. Beim Beladen wurde untersucht, wann die obere Komfortgrenze erreicht wird, und beim Entladen wurde analysiert, wie lange es dauert, bis die untere Komfortgrenze wieder erreicht ist. Ein ähnlicher Untersuchungsablauf wurde auch für das Kühlen durchgeführt. Hier wurde beim Lastverschie-

bungstest untersucht, wie lange es dauert, bis die untere Komfortgrenze erreicht wird. Nach der Lastverschiebung wurde schließlich analysiert, wie lange es dauert, bis die obere Komfortgrenze wieder erreicht ist. Es ist zu beachten, dass Heizen und Kühlen unterschiedliche Komfortbänder haben. Im Kühlfall wurde die Solarstrahlung vereinfacht als konstanter Faktor berücksichtigt. Durch diese umfangreiche Untersuchung konnten Be- und Entladekurven für jeden Gebäudetyp, Baustandard und jedes System erstellt werden.

4.2.6. Optimierung und energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Ergebnisse der Gebäudesimulation flossen im nächsten Schritt in ein Optimierungsmodell ein, welches die laufenden Energiekosten minimiert. Das Modell wurde in der Modellierungsumgebung GAMS formuliert und mit dem hocheffizienten Optimierungssolver CBS gelöst.

a) Ermittlung des energiewirtschaftlichen Nutzens

Für jede Modellvariante (siehe Abschnitt 4.3.1) wurde das Modell zweimal gelöst:

- Ungesteuertes Szenario (BaU, Business as usual): Die Wärmepumpe läuft in einem energieeffizienten Betrieb, Preissignale werden nicht beachtet. Die einzige Bedingung sind die eingestellten Komfortparameter (maximale und minimale Raumtemperatur).
- Gesteuertes Szenario (OPT, optimiert): Die Wärmepumpe läuft in einem preisgesteuerten Modus und optimiert die Energiekosten über ein gesamtes Jahr. Dazu werden die Preissignale aus Abschnitt 4.2.2 herangezogen. Der Stromverbrauch zum Heizen bzw. Kühlen wird somit in Zeiten niedriger Strompreise verschoben.

Die Kostendifferenz beider Szenarien stellt den energiewirtschaftlichen Nutzen dar. Dieser ergibt sich zunächst für die einzelnen Referenzgebäude und wird in Kapitel 5 auf den österreichischen Gebäudebestand hochgerechnet.

b) Aufbau des Optimierungsmodells

Die Zielfunktion des Modells minimiert die laufenden Stromkosten v_{cost} über alle Zeitschritte eines Jahres:

$$v_{cost} = \sum_t p_{DA(t)} * (v_{e_{sup}(t)} - v_{e_{fi}(t)})$$

Dabei stellt p_{DA} den Strompreis an der Börse dar, $v_{e_{sup}(t)}$ die für die Beheizung/Kühlung bezogene Energiemenge und $v_{e_{fi}(t)}$ die überschüssige PV-Erzeugung, die nicht durch die Wärmepumpe zur Beheizung/Kühlung verbraucht wird.

Anzumerken ist, dass nicht in allen Modellvarianten eine PV-Anlage vorgesehen ist. Außerdem fließen die Erlöse für die Überschusseinspeisung zwar in die Optimierung ein, werden aber bei den ausgewiesenen Kosteneinsparungen (energiewirtschaftlicher Nutzen) abgezogen. Das garantiert, dass sich der energiewirtschaftliche Nutzen tatsächlich nur auf die flexible Steuerung der Wärmepumpe bezieht und nicht auf die Einspeisung von Überschusserzeugung.

Die Ergebnisse der Gebäudesimulation (Abschnitt 4.2.5) fließen über die thermischen Referenzfälle in das Optimierungsmodell ein. Wie beschrieben, bestehen die thermischen Referenzfälle jeweils aus einem Aufheizvorgang (in welchem die Wärmepumpe in Betrieb ist) und einem Abkühlvorgang (in welchem die Wärmepumpe nicht in Betrieb ist) bzw. im Kühlfall umgekehrt. Der thermische Referenzfall für den Typtag „sehr kalt“ im EFH Neubau mit BTA ist beispielhaft in Grafik 31 dargestellt.

Aus diesem thermischen Referenzfall werden schließlich folgende Parameter abgeleitet:

- Zeitdauer des Aufheizens von 21°C auf 24°C;
- Zeitdauer des Abkühlens von 24°C auf 21°C;
- Benötigte Heizenergiemenge für den Aufheizvorgang (Fläche unter der Kurve „Heizleistung“).

Für das Optimierungsmodell werden diese Parameter als linear angenommen. Somit ergeben sich folgende Inputparameter:

- on beschreibt die Zunahme der Raumtemperatur während eines Zeitschritts t , wenn in diesem Zeitschritt geheizt wird;
- off beschreibt die Abnahme der Raumtemperatur während eines Zeitschritts t , wenn in diesem Zeitschritt nicht geheizt wird;
- q_{HP} beschreibt die Heizenergie, die in einem Zeitschritt t von der Wärmepumpe bereitgestellt werden muss, wenn in diesem Zeitschritt geheizt wird.

Damit kann die Raumtemperatur $v_{T_{ia}}$ als Variable wie folgt berechnet werden:

$$v_{T_{ia}(t,a)} = v_{T_{ia}(t-1,a)} + v_{switch(t,a)} * on(t, a) + (1 - v_{switch(t,a)}) * off(t, a)$$

Dabei beschreibt die Variable v_{switch} , ob zum betreffenden Zeitpunkt geheizt wird oder nicht. Die Variable kann demnach als binäre Variable definiert werden, oder aber als lineare Variable mit Werten von 0 bis 1. Die lineare Vereinfachung erzeugt im Vergleich zur Lösung im binären Programm nur vernachlässigbare Abweichungen, ist aber in der Rechenperformance deutlich überlegen.

Schlussendlich muss das Temperatur-Komfortband definiert werden:

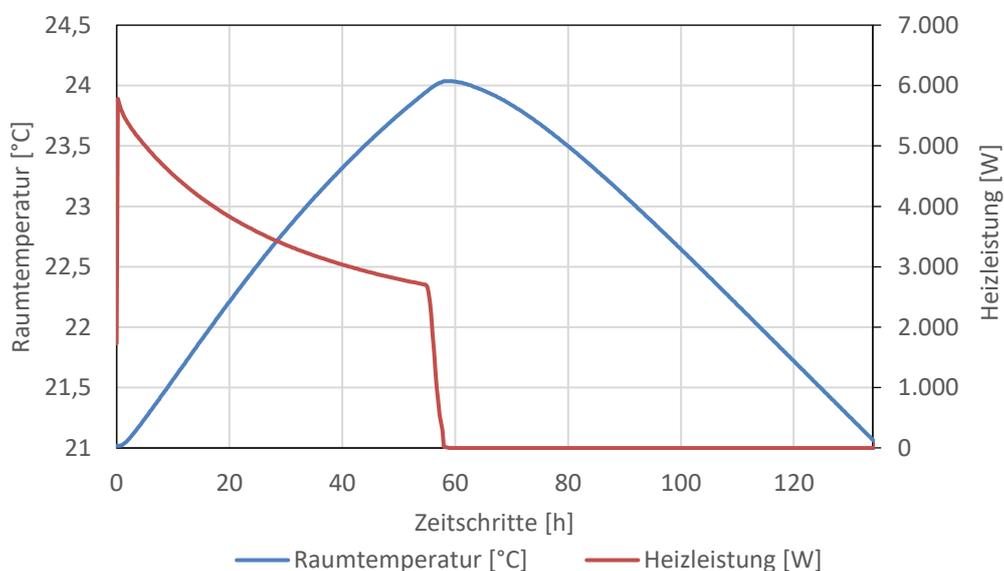
$$T_{min_ia(a)} < v_{T_{ia}(t,a)} < T_{max_ia(a)}$$

Und mittels COP der Wärmepumpe (eta_{HP}) wird die benötigte elektrische Energiemenge $v_{E_{HP}}$ errechnet:

$$v_{E_{HP}(t,a)} = v_{switch(t,a)} * q_{HP}(t,a) / eta_{HP}(t,a)$$

Für die Simulation eines ganzen Jahres werden die Typtage entsprechend des Wetterdatensatzes aneinandergereiht.

Grafik 31: Thermischer Referenzfall für den Typtag „sehr kalt“ am Beispielgebäude EFH Neubau BTA



Quelle: e7.

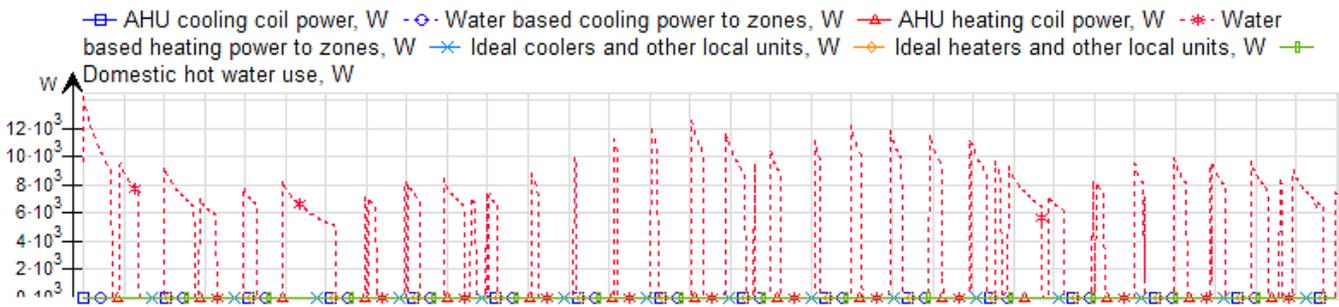
4.2.7. Validierung

Zum Abschluss erfolgt eine Validierung, um zu prüfen, ob das vom Optimierungsmodell erzeugte Steuersignal für die Wärmepumpe die Raumtemperatur erfolgreich innerhalb des Komfortbandes halten kann. Zu diesem Zweck wurde das Ergebnis des Betriebssignals der Wärmepumpe (v_{switch}) aus dem Optimierungsmodell in IDA ICA als Source File importiert und als Ersatz für das ursprüngliche Thermostatsignal verwendet.

Folgende Abbildungen zeigen exemplarisch die Validierung für den Gebäudetyp EFH Neubau BTA in den Monaten Jänner bis März (Heizperiode). Grafik 32 zeigt dabei das neue optimierte Signal (exemplarisch für Jänner) und Grafik 33 die Dauerlinie der erreichten Raumtemperaturen (Jänner bis März).

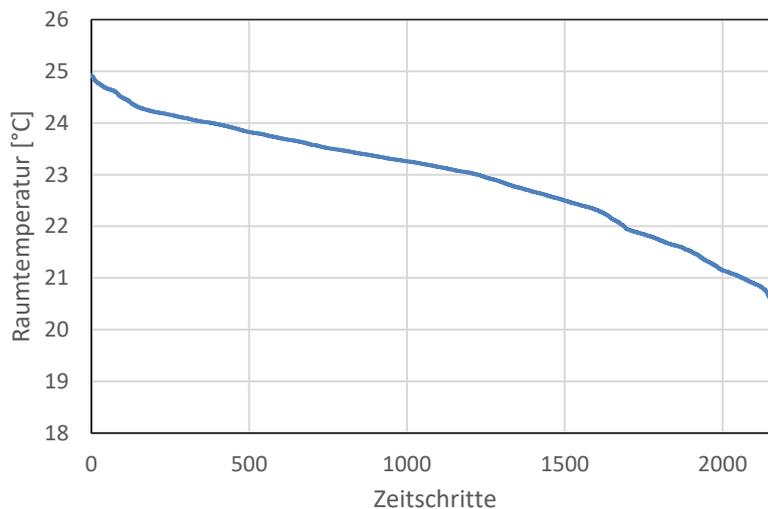
Es wird deutlich, dass das Komfortband von 21°C bis 24°C nicht gänzlich eingehalten werden kann. Die Abweichungen liegen jedoch maximal unter 1°C Abweichung und sind somit mit der Modellgenauigkeit vereinbar.

Grafik 32: WP Betriebssignal aus dem Optimierungsmodell als Input für die Validierung in IDA ICE (Zeitraum Jänner)



Quelle: e7.

Grafik 33: Dauerlinie der Raumtemperatur im Referenzobjekt mit optimiertem Signal



Quelle: e7.

4.3. Modellergebnisse für Einzelgebäude

In diesem Abschnitt wird die Simulation verschiedener Szenarien für einzelne Objekte mit dem zuvor beschriebenen Modell dargestellt, die danach in Kapitel 5 anhand der Markthochlaufzahlen für BTA und FBH hochgerechnet werden. Zuerst wird die Auswahl der Modellvarianten für die Simulation dargestellt, dann alle Detailergebnisse beispielhaft für die Gebäudekategorie MFH – also eine durchschnittliche Wohnung – und im Anschluss die potentiellen Kosteneinsparungen für alle Gebäudekategorien.

4.3.1. Auswahl der Modellvarianten

Wie in Abschnitt 4.2.3 beschrieben, wurden für die Gebäudetypen EFH, MFH, Büro und Industriehalle konkrete Referenzobjekte definiert und simuliert, jeweils mit unterschiedlichen Baustandards und mit BTA bzw. FBH als Wärmeabgabesysteme. Für die Modellvarianten im Optimierungsmodell wurden außerdem die Gebäudetypen Hotel, Handel und Kultur/Bildung ergänzt, da diese ebenfalls in der Gebäudestatistik aufscheinen, jedoch nur mit geringen Gesamtflächen. Daher wurde vereinfachend für Hotels das Gebäudemodell des MFH herangezogen und für die Kategorien Handel und Kultur/Bildung jenes eines Bürogebäudes. Tabelle 34 zeigt die Liste der Modellvarianten. Zu erwähnen ist, dass jede dieser Varianten in Sub-Varianten nach folgenden Parametern unterteilt und im Optimierungsmodell separat simuliert wurde (Annahmen siehe Abschnitt 4.2.2 und 4.2.3):

- Erd-Wärmepumpen und Luft-Wärmepumpen;
- Gebäude mit und ohne PV;
- Erwartete Strompreis in den Jahren 2025, 2030, 235 und 2040.

Der zuvor in der Gebäudesimulation definierte Baustandard „Bestand“ wird in den Modellvarianten nicht weiter berücksichtigt, da davon ausgegangen werden muss, dass in Bestandsgebäuden (Stand 2023) keine flexibel ansteuerbaren Wärmepumpen verbaut sind und daher keine Nutzung des Flexibilitätspotentials möglich ist (siehe Abschnitt 3.2 für eine Diskussion über die technischen Anforderungen an Wärmepumpen).

Tabelle 34: Simulierte Modellvarianten nach Gebäudetyp, Baustandard und Wärmeabgabesystem

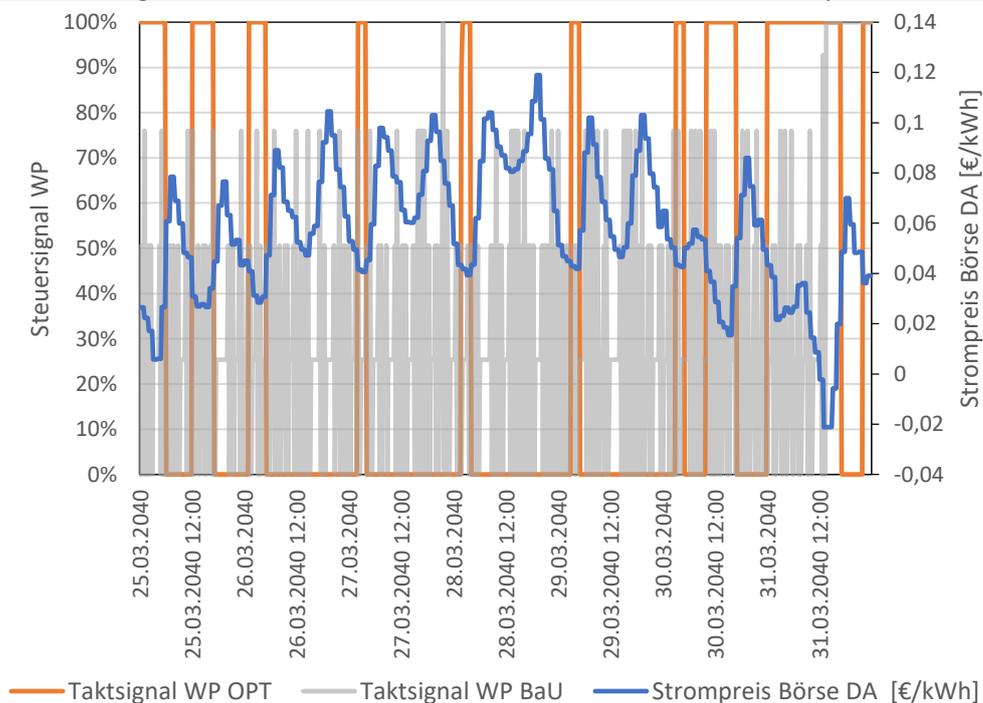
Gebäudetyp	Baustandard	Abgabesystem
EFH	Neubau	BTA
	Neubau	FBH
	Sanierung	FBH
MFH	Neubau	BTA
	Neubau	FBH
	Sanierung	FBH
Büro	Neubau	BTA
Industriehalle	Neubau	FBH
Hotel	Neubau	BTA
	Neubau	FBH
Handel	Neubau	BTA
Kultur/Bildung	Neubau	BTA

4.3.2. Beispielhafte Ergebnisse am Einzelgebäude

Stellvertretend für alle Modellvarianten werden nun am Beispiel einer Neubau-Wohnung im MFH mit BTA die Ergebnisse der Optimierung im Detail präsentiert. Im Wesentlichen soll gezeigt werden, wie sich die Wärmepumpensteuerung am Strompreis orientiert und welche Kosteneinsparungen dadurch möglich sind.

Grafik 35 zeigt das Steuersignal der Wärmepumpe im Modell. Zur Darstellung wurde eine Woche (Montag bis Sonntag) im März 2040 ausgewählt. Es ist zu erkennen, dass im gesteuerten Szenario (OPT), die Wärmepumpe dann angesteuert wird, wenn der Strompreis besonders niedrig ist. Im ungesteuerten Szenario (BaU) wird die Wärmepumpe zu beliebigen Zeiten angesteuert, sodass das vorgegebene Temperaturband eingehalten wird.

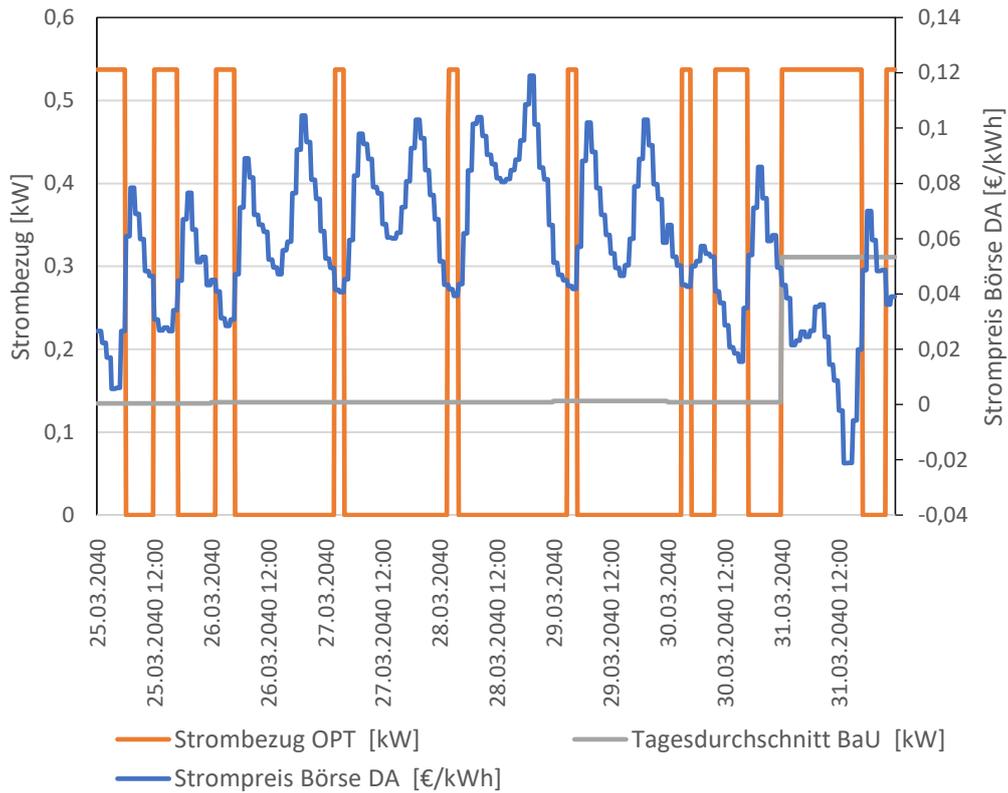
Grafik 35: Taktsignale in der Simulation für die Fälle BaU und OPT am Beispiel MFH Neubau BTA



Anm.: Die Datumsangaben entsprechen keiner genauen Kalenderwoche (Mo-So) im Jahr 2040, jedoch die Preissignale, welche aus dem Jahr 2019 hochskaliert wurden (siehe Abschnitt 4.2.2).
Quelle: e7.

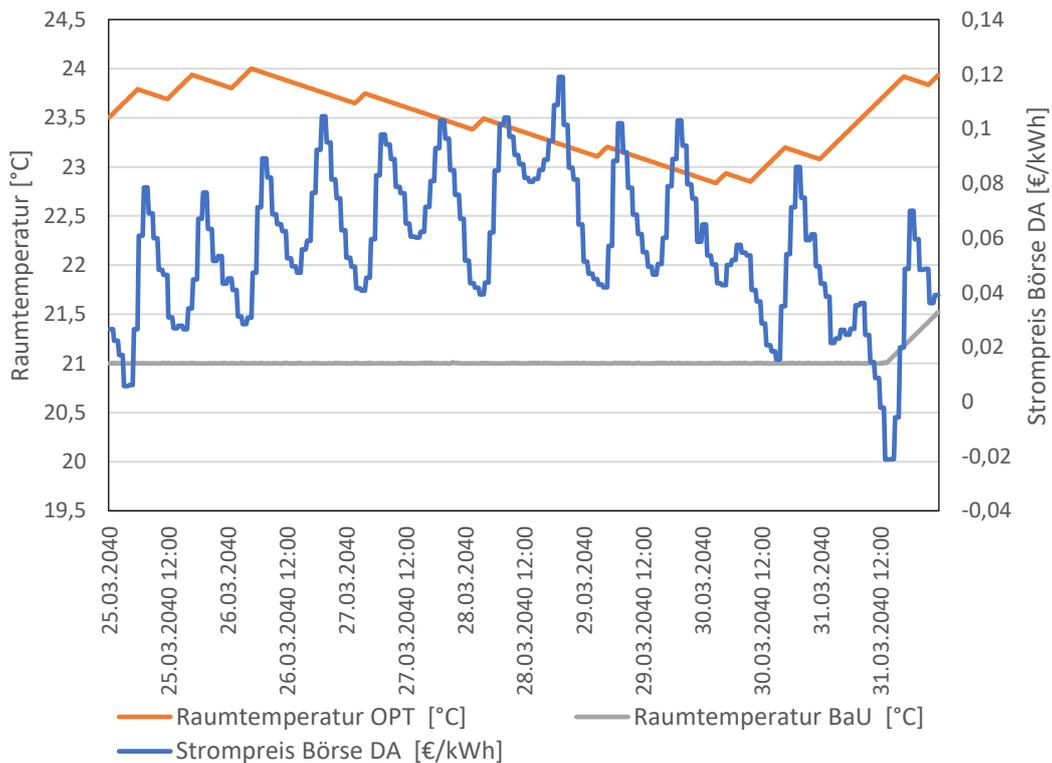
Da das beliebig häufige ansteuern der Wärmepumpe im ungesteuerten Szenario nicht der Realität entspricht, wird zur Berechnung des Strombezugs im BaU Szenario der jeweilige Durchschnitt eines Tages herangezogen. Dieser resultierende Strombezug ist in Grafik 36 dargestellt.

Grafik 36: Strombezug in der Simulation für die Fälle BaU und OPT am Beispiel MFH Neubau BTA



Quelle: e7.

Grafik 37: Verlauf der Raumtemperatur in der Simulation für für die Fälle BaU und OPT am Beispiel MFH Neubau BTA



Quelle: e7.

Grafik 37 zeigt schließlich den Temperaturverlauf in beiden Szenarien. Im ersten Blick erscheint es nicht intuitiv, dass die Temperatur im OPT Szenario stets höher ist, als im BaU Szenario. Dies lässt sich wie folgt erklären:

- Im BaU Szenario erfolgt keine Optimierung nach dem Preissignal. Die Steuerung versucht hingegen nur, das Gebäude so effizient wie möglich zu konditionieren, d.h. der Energieverbrauch wird minimiert. In der Heizsaison wird somit die Raumtemperatur immer nur auf 21°C gehalten.
- Im OPT Szenario erfolgt nun eine Optimierung nach dem Preissignal, d.h. die Energiekosten werden minimiert. Diese Optimierung erfolgt bezogen auf ein ganzes Jahr und somit wird das Temperaturband auch über längere Zeiträume (z.B. über eine Woche oder länger) ausgenutzt.
- In der Grafik ist ein Zeitraum mit relativ niedrigen Strompreisen dargestellt, sodass im OPT Szenario das gesamte Temperaturband ausgenutzt wird und die Temperatur erst zu einem späteren Zeitpunkt (wenn die Preise höher sind) wieder auf 21°C abfällt.

Um einen Blick auf die möglichen Kosteneinsparungen bei einer solchen Wohneinheit im MFH zu werfen, müssen nun der Energiebezug und die resultierenden Kosten im BaU und OPT Szenario verglichen werden. In Tabelle 38 ist diese Gegenüberstellung für die Börsenpreise im Jahr 2025 dargestellt, in Tabelle 39 für das Jahr 2040.

Zum besseren Verständnis der beiden Tabellen ist Folgendes anzumerken:

- Die angeführten Energiemengen decken nur den Heizenergiebedarf der Wohnung, jedoch nicht den Warmwasserbedarf. In der Regel macht der Heizenergiebedarf rund 60-70% des gesamten Energiebedarfs der WP aus.
- Die Kosten beziehen sich auf die reinen Energiekosten, d.h. Netzgebühren, Steuern und Abgaben sind darin nicht enthalten. Dies gilt auch für die resultierenden Einsparungen.
- Die Energiekosten beziehen sich weiters auf Börsenpreise, zu denen ein Energielieferant am day-ahead Markt einkaufen müsste. Die Preise für den Endkunden wären entsprechend höher.
- Im Jahr 2040 sind höhere Einsparungen zu erwarten, da eine deutlich gestiegene Preisvolatilität angenommen wird (siehe Abschnitt 4.2.2). Wenn die Volatilität (=Abweichung der stündlichen Preise vom Jahresmittelwert) zunimmt, können höhere Einsparungen erzielt werden, da eine Lastverschiebung von Hochpreiszeiten in Niedrigpreiszeiten lukrativer ist.

Tabelle 38: Energieverbrauch, Kosten für das ungesteuerte (BaU) und optimierte (OPT) Szenario bzw. daraus resultierende Kosteneinsparungen am Beispiel der Referenzwohnung im MFH Neubau BTA für das Jahr 2025

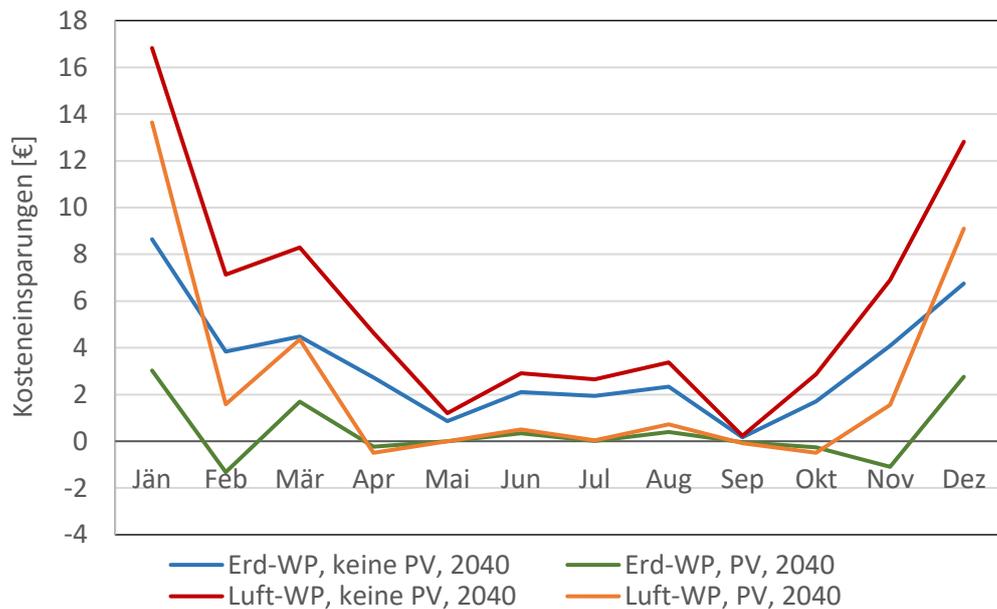
2025	Erd-WP				Luft-WP			
	keine PV		PV		keine PV		PV	
	BaU	OPT	BaU	OPT	BaU	OPT	BaU	OPT
Energieverbrauch [kWh]	632	642	102	126	1145	1181	448	493
Energiekosten [€]	99,04	76,17	17,05	13,17	180,68	143,48	75,15	58,40
Kosteneinsparung [€]	22,86		3,88		37,21		16,75	
Kosteneinsparung [%]	23%		23%		21%		22%	

Tabelle 39: Energieverbrauch, Kosten für das ungesteuerte (BaU) und optimierte (OPT) Szenario bzw. daraus resultierende Kosteneinsparungen am Beispiel der Referenzwohnung im MFH Neubau BTA für das Jahr 2040

2040	Erd-WP				Luft-WP			
	keine PV		PV		keine PV		PV	
	BaU	OPT	BaU	OPT	BaU	OPT	BaU	OPT
Energieverbrauch [kWh]	632	646	102	389	1145	1215	448	843
Energiekosten [€]	53,74	14,10	10,37	5,11	99,35	29,53	46,18	15,74
Kosteneinsparung [€]	39,64		5,26		69,83		30,44	
Kosteneinsparung [%]	74%		51%		70%		66%	

Die resultierenden Kosteneinsparungen sind nicht gleich über das Jahr verteilt. Grafik 40 zeigt die monatlichen Kosteneinsparungen für diese Wohnung im MFH bei unterschiedlicher Konstellation von PV und Wärmepumpe.

Grafik 40: Monatliche Kosteneinsparungen durch Nutzung des Flexibilitätspotentials bei der Referenzwohnung im MFH im Jahr 2040



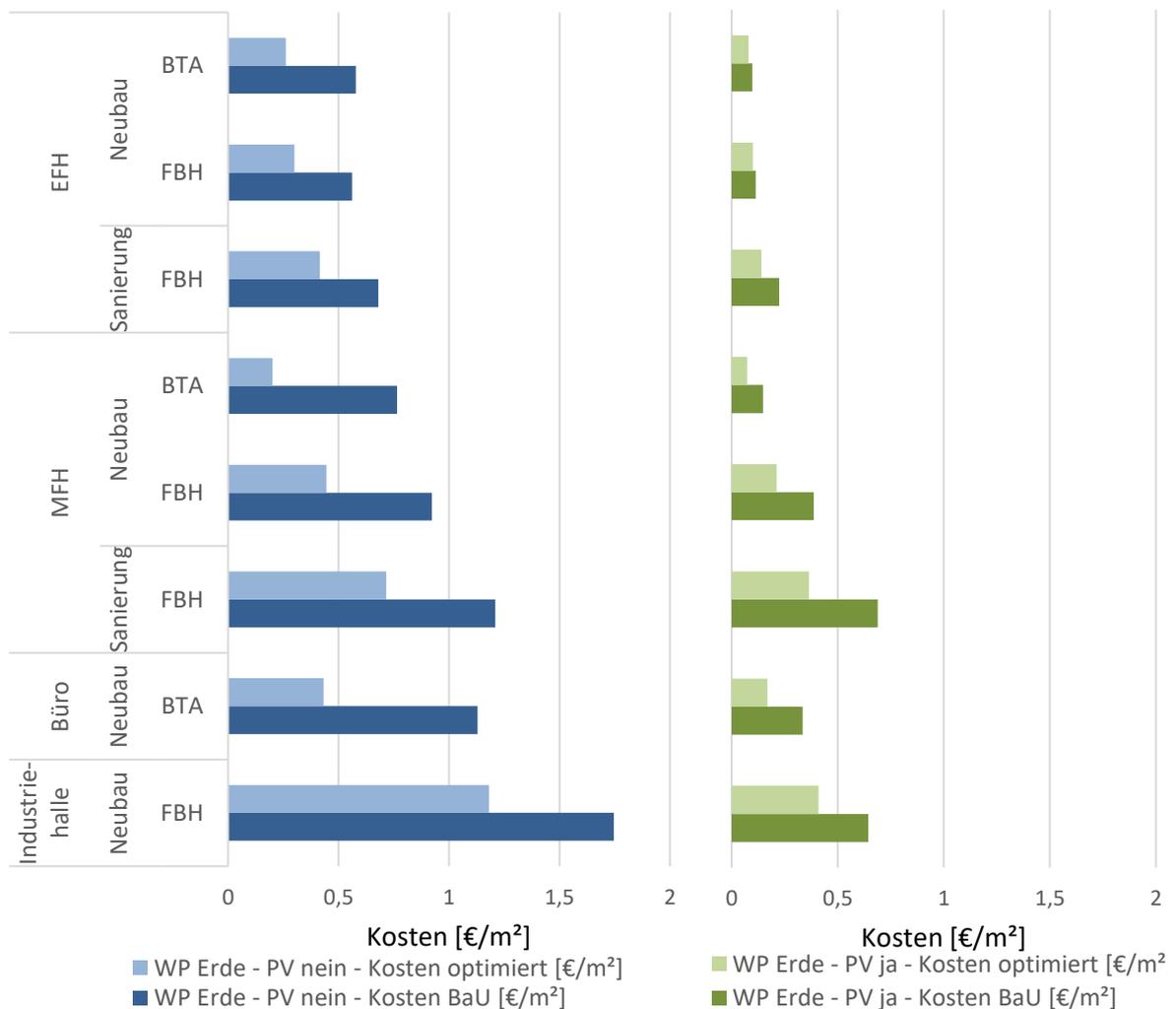
Quelle: e7.

4.3.3. Zusammenfassung Ergebnisse aller Modellvarianten 2040

Für alle Modellvarianten (Gebäudetyp, Baustandard, Wärmeabgabesystem, PV, Wärmepumpe) werden nun die möglichen Kosteneinsparungen im Jahr 2040 dargestellt.

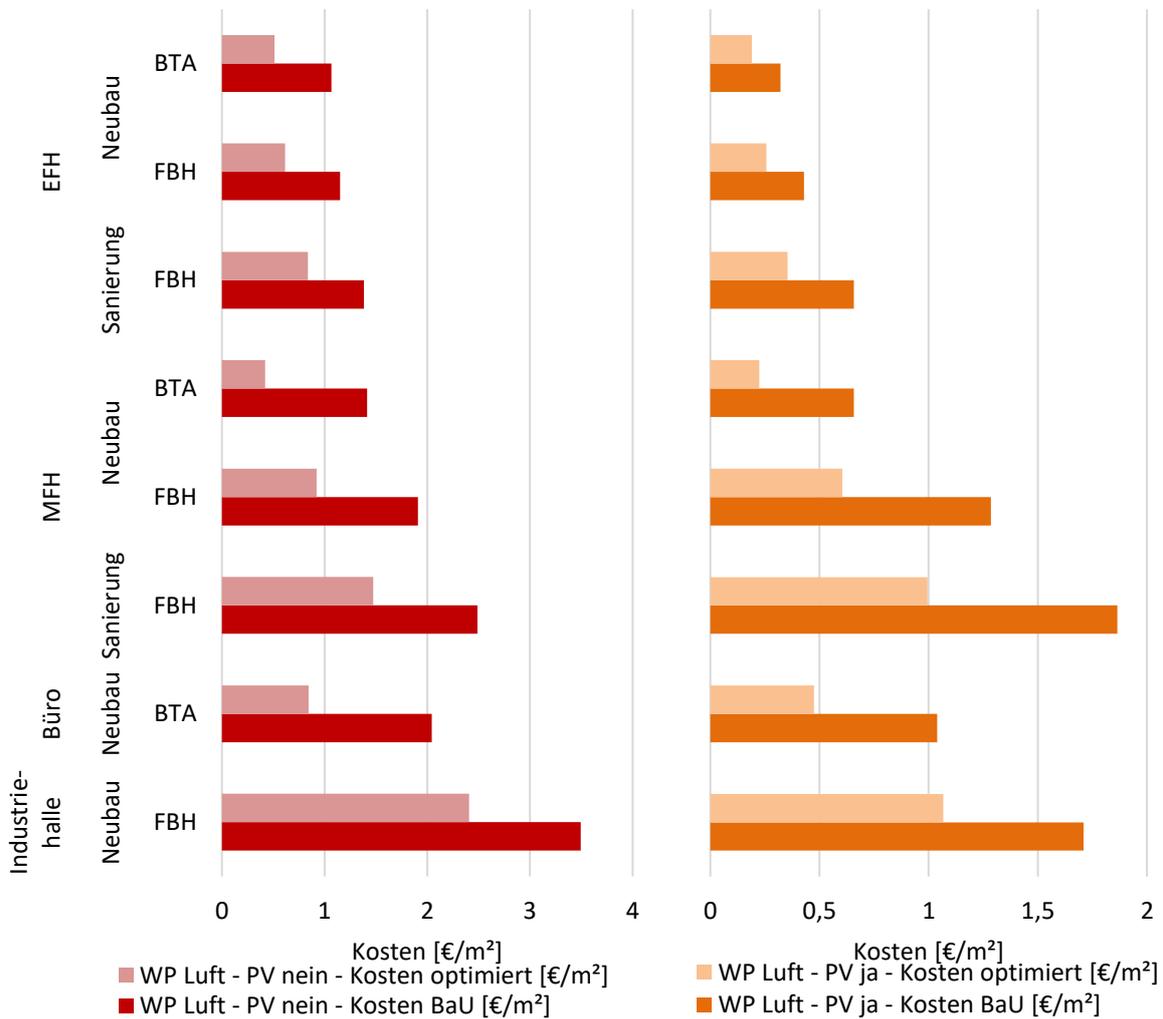
Grafik 41 zeigt den Vergleich der Kosten im BaU und OPT Szenario für Erdwärmepumpen, Grafik 42 für Luftwärmepumpen. Die Einsparungen beziehen sich dabei jeweils auf die einzelnen Referenzgebäude, wobei die Kosten auf 1 m² zurückgerechnet wurden. Damit können die Ergebnisse unabhängig von der Gebäudegröße miteinander verglichen werden.

Grafik 41: Spezifische Energiekosten in €/m² für BaU Szenario und Nutzung des Flexibilitätspotentials im Jahr 2040 nach Gebäudetyp, Baustandard und Wärmeabgabesystem; Vergleich für Erdwärmepumpen mit und ohne PV



Quelle: e7.

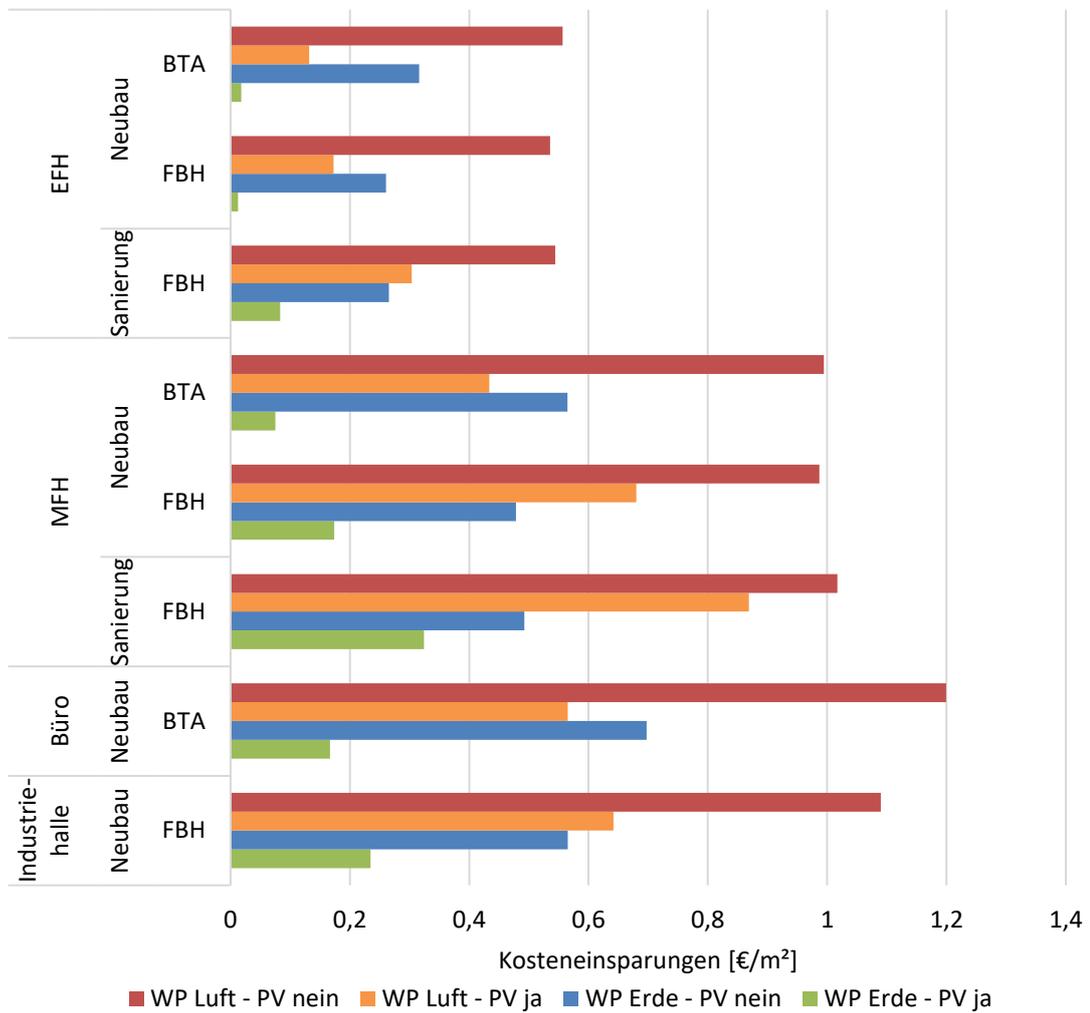
Grafik 42: Spezifische Energiekosten in €/m² für BaU Szenario und Nutzung des Flexibilitätspotentials im Jahr 2040 nach Gebäudetyp, Baustandard und Wärmeabgabesystem; Vergleich für Luftwärmepumpen mit und ohne PV



Quelle: e7.

Die reinen Kosteneinsparungen für alle Konstellationen sind in Grafik 43 zusammengefasst.

Grafik 43: Spezifische Kosteneinsparungen in €/m² durch Nutzung des Flexibilitätspotentials im Jahr 2040 für einzelne Gebäudevarianten



Quelle: e7.

5 Gesamtbewertung energiewirtschaftlicher Impact der Bauteilaktivierung

5.1. Hochrechnung des Flexibilitätspotentials und des energiewirtschaftlichen Nutzens bis 2040

Wien in Kap. 3.1 (S. 25) ausgeführt, summieren sich gem. IIBW-Schätzung die aktivierten Gebäudeflächen bis 2040 in bemerkenswertem Ausmaß auf ca. 29 Mio. m² bauteilaktivierte Flächen (Grafik 8, S. 32) und 55 Mio. m² aktivierbare Flächen mit Fußbodenheizung (Grafik 9). Das sind zusammen ca. 84 Mio. m², wobei nicht das gesamte Potenzial mit Wärmepumpen betrieben wird.

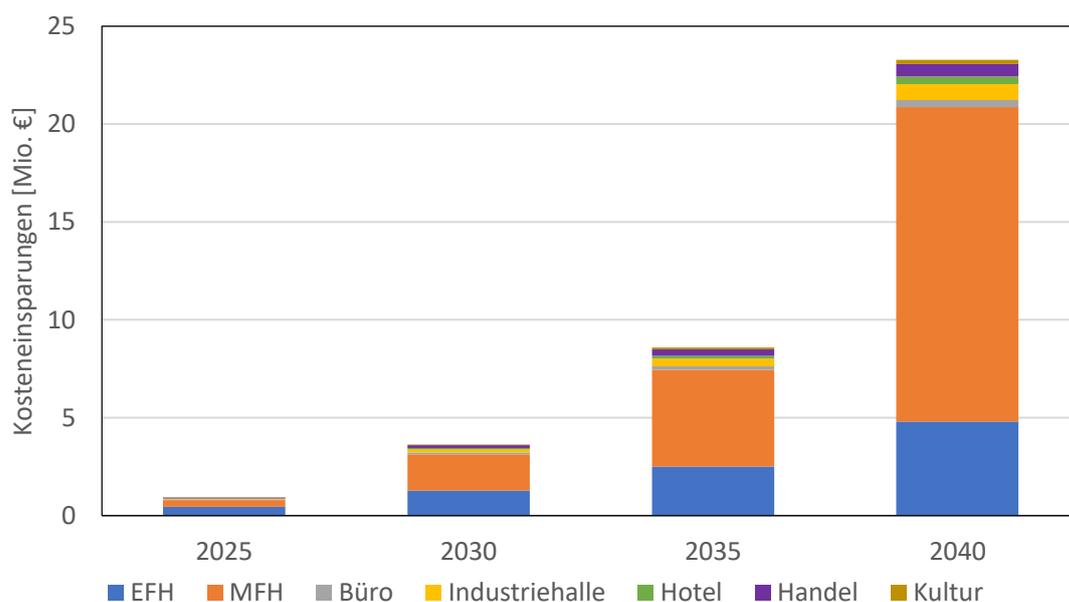
5.1.1. Hochrechnung der jährlichen Kosteneinsparungen

Die erzielbaren Kosteneinsparungen wachsen naturgemäß mit der Ausweitung der aktivierten Flächen. Sie haben Anfangs ein durchaus bescheidenes Volumen, das bis 2040 auf immerhin € 23 Mio. pro Jahr anwächst (Grafik 44). Den mit Abstand größten Stellenwert hat der großvolumige Wohnbau, wie in den folgenden Grafiken noch deutlicher erkennbar wird.

Nicht weniger als 69% der Kosteneinsparung 2040 entfällt auf den großvolumigen Wohnbau, zu ähnlich großen Teilen auf den Neubau mit Bauteilaktivierung bzw. mit Fußbodenheizungen sowie die Sanierung mit Fußbodenheizung. Dienstleistungsgebäude machen zusammen nur etwa 11% aus.

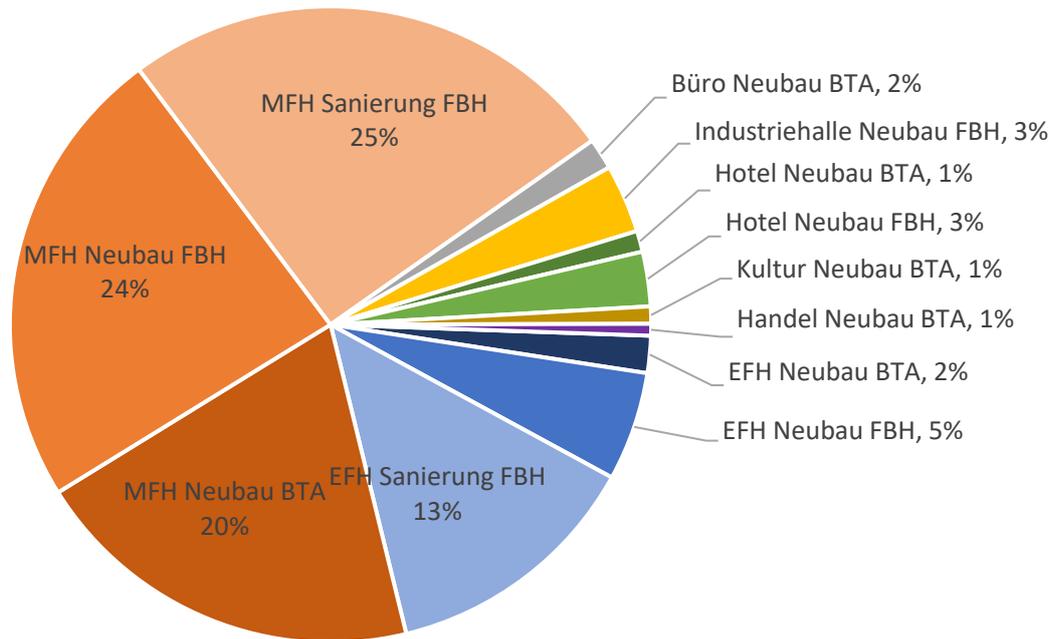
61% entfallen auf aktivierte Flächen im Neubau, immerhin aber 39% auf Maßnahmen im Zuge der Gebäudesanierung. Die Fußbodenheizung hat mit 72% deutlich größeres Gewicht als die Bauteilaktivierung. Luft-Wärmepumpen sind für flexiblen Strombezug wesentlich vorteilhafter als Erd-Wärmepumpen. Auf erstere entfallen 84% der ermittelten Kosteneinsparungen, auf zweitere nur 16%.

Grafik 44: Kosteneinsparungen in Mio. € pro Jahr durch Nutzung des Flexibilitätspotentials des gesamten aktivierten Gebäudebestandes nach Gebäudetyp



Quelle: e7.

Grafik 45: Aufteilung der Kosteneinsparung für den gesamten aktivierten Gebäudebestand im Jahr 2040 nach Gebäudetyp, Baustandard und Wärmeabgabesystem

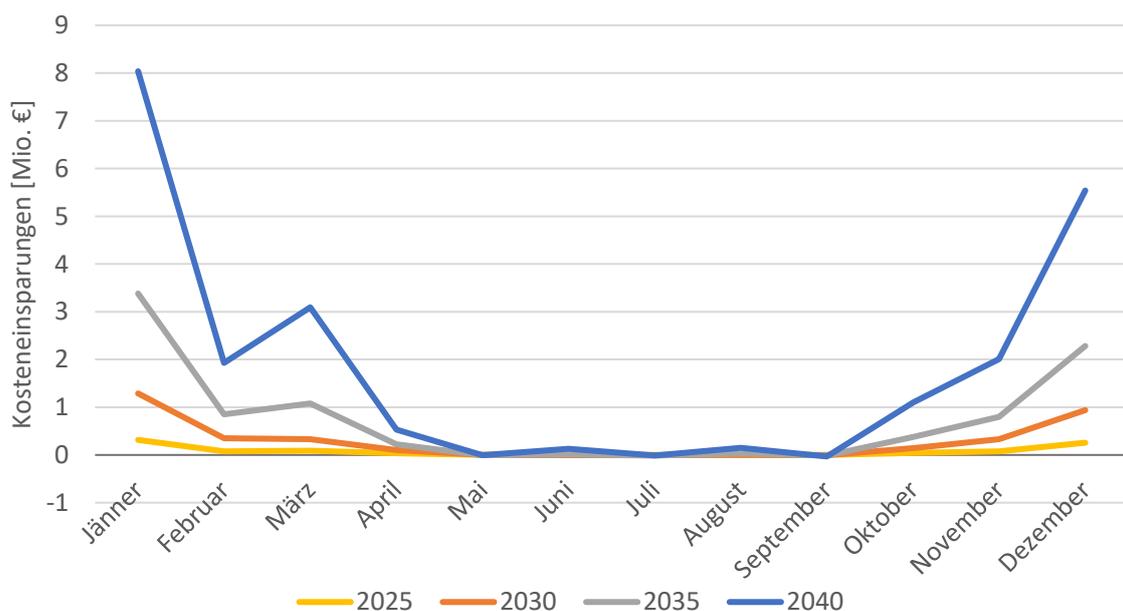


Quelle: e7.

5.1.2. Hochrechnung im Jahresverlauf

Grafik 46 zeigt die Kosteneinsparung der preisoptimierten Nutzung von Wärmepumpen im Jahresverlauf. Daraus ist ersichtlich, dass fast das gesamte Potenzial in der kalten Jahreszeit generiert wird, ein Drittel allein im Jänner, 87% in den fünf Monaten November bis März. In der gleich langen Periode von Mai bis September ist das Potenzial bei praktisch Null.

Grafik 46: Monatliche Kosteneinsparungen in Mio. € durch Nutzung des Flexibilitätspotenzials des gesamten aktivierten Gebäudebestandes im Jahresverlauf



Quelle: e7.

Der Grund dafür ist die starke Verbreitung von bauwerksintegrierter Photovoltaik und deren Vorteilhaftigkeit zur Nutzung für Heizung und Kühlung. Dies trifft auch auf die Aufbereitung von Warmwasser zu, die in dieser Studie allerdings nicht berücksichtigt ist.

In Gebäuden mit Fußbodenheizung ist die Phase des flexiblen Strombezugs etwas länger als bei bauteilaktivierten Flächen.

5.2. Erwartbarer Nutzen der Sektorkopplung für die E-Wirtschaft

Die bisherigen Ausführungen beziehen sich auf die volkswirtschaftlichen Einsparungen des preisoptimalen Einsatzes von Wärmepumpen, also auf ihre „marktdienliche Flexibilität“ (s. Kap. 2.1, S. 20). Der Nutzen einer optimierten Steuerung von Wärmepumpen zur Gebäudekonditionierung für Energieversorger und Netzbetreiber geht aber darüber hinaus:

- Die durch die Sektorkopplung erzielbare verbesserte Netzstabilität und Netzsicherheit ist evident, in ihren Auswirkungen aber nur schwer monetär bewertbar.
- Die Sektorkopplung wird dazu beitragen, den Netzausbau auf allen Netzebenen in Grenzen zu halten. Verteilnetzbetreiber stehen vor der großen Herausforderung, die Kapazitäten der Niederspannungstrafos aufgrund der stark steigenden Einspeisung durch PV und die ebenso stark steigende Durchdringung von Wärmepumpen und E-Ladeinfrastruktur auszuweiten. Dies kann einen enormen Investitionsbedarf auslösen. Durch die intelligente Steuerung vorhandener Kapazitäten unter Einhaltung der vorgeschriebenen Redundanzen kann dieser Bedarf ggf. erheblich reduziert werden. Eine wirtschaftliche Bewertung übersteigt allerdings den Rahmen der vorliegenden Studie.
- Es ist davon auszugehen, dass der monetäre Nutzen für Verteilnetzbetreiber lokal stark unterschiedlich sein wird. Dabei sind drei Konstellationen identifizierbar:
 - Der Trafo ist ohnehin mit ausreichender Kapazität ausgestattet: kein Bedarf für Flexibilität, also kein monetärer Nutzen für den Netzbetreiber.
 - Der Trafo kommt durch neue Lasten (Wärmepumpen, E-Ladeinfrastruktur) an seine Grenzen: hoher Bedarf an Flexibilität, der durch lokales Spitzenlastmanagement abdeckbar ist. Hier kann durch intelligente Steuerung der Wärmepumpen eine große Investition vermieden und entsprechender Nutzen für den Netzbetreiber generiert werden.
 - Der Trafo wird durch neue Lasten stark überlastet: Aufgrund des zu hohen Bedarfs an Flexibilität ist ein Ausbau des Trafos unumgänglich. Der Ausbau kann ggf. kleiner ausfallen.
- Die Auswirkungen auf höhere Netzebenen bis hin zum Übertragungsnetz (Netzdienlichkeit) hängt vom Volumen der direkt ansteuerbaren Wärmepumpen ab. Vermutlich wird es auch längerfristig für die Netzbetreiber attraktiver bzw. einfacher sein, Flexibilität bei großen industriellen Verbrauchern zu beziehen.
- Die Rolle von Wärmepumpen am Regelenergiemarkt (Systemdienlichkeit) scheint entwicklungsfähig. Zwar ist eine aggregierte Teilnahme von vielen kleinen Wärmepumpen am Regelenergiemarkt technisch komplex, aber die Preise für Regelenergie sind vergleichsweise sehr hoch! Wärmepumpen könnten hier mit Batterien konkurrieren.
- Die Lastverschiebung in Niedrigpreiszzeiten, wie sie in dieser Studie modelliert wurde, bedeutet eine verstärkte Nutzung von erneuerbarem Überschussstrom und trägt dadurch zur Erreichung der Klimaziele bei. Durch die thermische Trägheit von Gebäuden können nicht nur tageszeitliche Überschüsse (z.B. PV zur Mittagszeit) besser genutzt werden, sondern auch Überschüsse über eine oder zwei Wochen hinweg, z.B. in windstarke Perioden.

5.3. Erwartbarer Nutzen für die Immobilienwirtschaft

Die neue Technologie ist aus vielfacher Sicht für die Immobilienwirtschaft attraktiv:

- Die Integration der Heizung in die Decke bringt zusätzliche Nutzfläche dort, wo konventionell Heizkörper angeordnet sind. Die Bauteilaktivierung erzeugt Strahlungswärme, die als weit angenehmer empfunden wird als Konvektionswärme von Heizkörpern. Beides erhöht die Wertigkeit von Wohnimmobilien.
- Immobilien mit (kosteneffizienter) Kühlung werden angesichts immer heißer werdender Sommer einen klaren Wettbewerbsvorteil haben.
- Die Bauteilaktivierung ist wartungsfreundlich und langlebig. Es ist von langfristig geringem Aufwand für Hausverwaltung und Instandsetzung auszugehen.
- Die Wohnungsnutzer werden zu Prosumern von PV-Strom. Die Eigenverbrauchsmaximierung bewirkt geringe Energiekosten. Dies kann sich vorteilhaft auf den Nettoertrag der Immobilie auswirken.
- Die intelligente Steuerung von Wärmepumpen in Verbindung mit Smart Metern und Lastmanagement der E-Ladeinfrastruktur kann dazu beitragen, geringst mögliche Anschlussleistungen einzubauen, was erhebliche Kosteneinsparungen ermöglicht.
- Viele dieser Vorteile, insbesondere der emissionsfreie Betrieb, sind ausschlaggebend für eine ESG- und Taxonomie-konforme Bewertung der Immobilien, was sich mittlerweile als hochgradig wertbestimmend entwickelt hat.
- Die Technologie trägt zur Erreichung der Klimaziele bei, wofür auch der Immobiliensektor einen Beitrag leisten wird müssen.

5.4. Erwartbarer Nutzen für Konsumenten

Die Wohnungsnutzer profitieren folgendermaßen:

- Viele der vorgenannten Vorteile der neuen Technologie kommen auch den Bewohner:innen bzw. selbstnutzenden Eigentümer:innen zugute: mehr Nutzfläche, angenehme Strahlungswärme, unkomplizierte, komfortable und kostengünstige Kühlung, Wartungsfreundlichkeit und Langlebigkeit, bessere Werthaltigkeit, maximierter PV-Eigenverbrauch.
- Der monetäre Nutzen eines preisoptimierten Betriebs der Wärmepumpen für die Bewohner hängt von der Verfügbarkeit dynamischer Stromtarife ab, siehe Kapitel 5.5.3.

5.5. Weitere Entwicklung der Rahmenbedingungen

Das in dieser Studie erhobene Potential unterliegt einer Vielzahl an Annahmen, die in den Modellen berücksichtigt wurden. Dazu zählen Annahmen bzgl. der zukünftigen Bauaktivität, des Markthochlaufs von Flächenheizsystemen, aber auch der Entwicklungen an den Strommärkten und des zukünftigen Marktdesigns im Strombereich. In diesem Abschnitt werden diese Annahmen hinterfragt und zukünftig erwartbare Rahmenbedingungen diskutiert. Es handelt sich dabei um eine Zusammenfassung und vertiefende Diskussion von bereits oben angeschnittenen Themen.

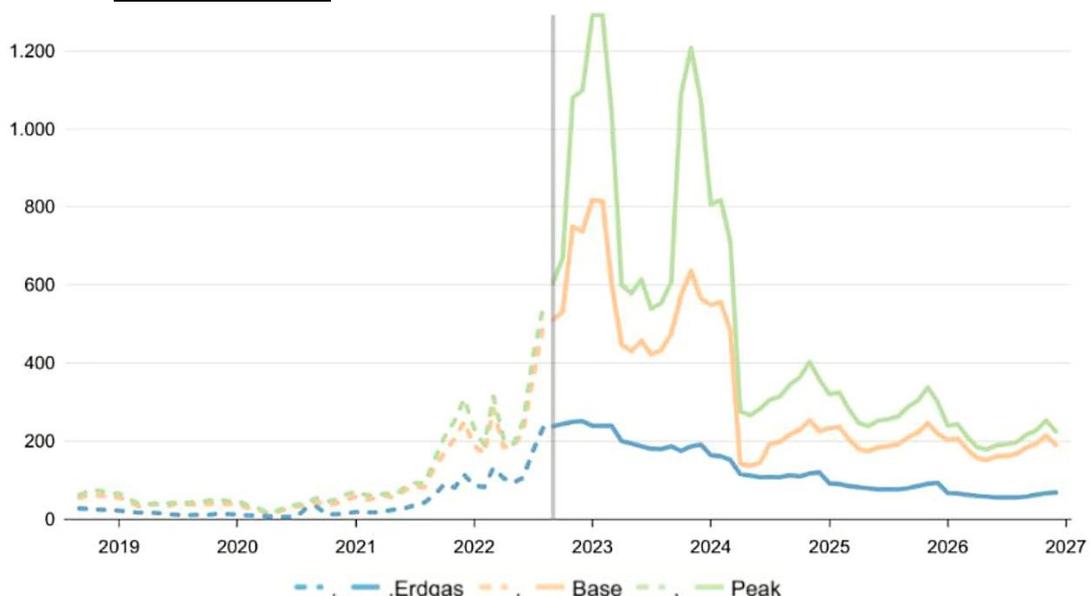
5.5.1. Strommarktentwicklung

Seit Ende 2021 erleben die Strom- und Gasmärkte dramatische Preisentwicklungen. Da diese auf geopolitische Konflikte zurückzuführen sind, kann der zukünftige Trend nur schwer prognostiziert werden. In dieser Studie beruhen alle Annahmen zur Strompreisentwicklung auf einer langfristigen Prognose

von Prognos/vbw (2022), wie in Abschnitt 4.2.2 erläutert. Im Wesentlichen gehen alle Studien davon aus, dass Strom- und Gaspreise nach dem kriegsbedingt sehr hohen Niveau in den nächsten Jahren fallen werden, das Niveau aber langfristig deutlich höher bleibt, als vor dem Ukraine-Krieg. Eine Entkopplung von Strom- und Gaspreisen ist erst längerfristig wahrscheinlich, wenn Gaskraftwerke als preissetzende Kraftwerke in der Merit Order durch erneuerbare Alternativen (z.B. Wasserstoffverstromung) abgelöst werden. Grafik 47 zeigt eine Preisprognose für Gas und Strom (Base und Peak) von EcoAustria (Köppl-Turyna und Berger, 2022).

Entscheidend für den marktdienlichen Einsatz von Flexibilität, wie sie in dieser Studie für Wärmepumpen mit Flächenheizsystemen untersucht wurde, ist die Volatilität der Strompreise an der Börse. Wie häufig zitiert, führt der Zubau von erneuerbaren Energiequellen, wie Wind und PV, zu einem Anstieg dieser Volatilität. Es ist jedoch zu unterscheiden, wie sich diese Volatilität in unterschiedlichen Zeithorizonten entwickelt. Damit ist eine Unterscheidung in saisonale, wöchentliche und tägliche Volatilität gemeint. Ein Zubau von PV führt in erster Linie zu einer Zunahme der täglichen Volatilität (Tag/Nacht) aber auch zu einer saisonalen Volatilität, da im Winter die Erträge deutlich geringer sind als im Sommer. Windkraft hingegen dämpft diese saisonale Volatilität, da der Ertrag im Winter deutlich höher ausfällt, jedoch kommt eine wöchentliche Volatilität hinzu, da Windprofile weniger regelmäßig sind, wie die Sonnenstände. Auch die Laufwasserkraft weist eine saisonale Volatilität auf, wobei zu erwarten ist, dass die Wasserstände in den Sommermonaten aufgrund von längeren Trockenperioden sinken werden. Auch auf der Nachfrageseite gibt es einige Faktoren, die die Volatilität beeinflussen. Besonders ist hier die Elektrifizierung vieler Bereiche zu nennen, z.B. des Wärmemarkts (Wärmepumpen statt Gas), der Mobilität (E-Mobilität statt Verbrenner) und viele mehr. Auch die Frage, inwiefern negative Preise häufiger auftreten werden, lässt sich nicht abschließend vorhersagen. In dieser Studie wurde, wie in

Grafik 47: Day-Ahead-Preise bis September 2022 (in € pro MWh); Future-Preise ab Oktober; Monatsdurchschnitte



Anm.: Werte bis September 2022: EPEX day-ahead Power Austria Base, EPEX day-ahead Power Austria Peak, PEGAS CEGH day-ahead; Werte ab Oktober 2022: Price Forward Curve mit Wertedatum 2.9.2022 auf Basis von EEX Austria Futures Base, EEX Austria Futures Peak und PEGAs CEGH Futures HPFC, Power Austria EEX EPEX Peak.

Quelle: EEX, EPEX, PEGAS, zit. nach: Köppl-Turyna und Berger (2022).

Abschnitt 4.2.2 erwähnt, ein sehr einfacher Ansatz zur Berücksichtigung dieser Volatilität gewählt, unter der Annahme, dass sie künftig generell zunehmen wird.

Ebenso unklar ist, wie sich die Preise am Regelenergiemarkt, einem aktuell sehr lukrativen Flexibilitätsmarkt, entwickeln werden. Einerseits könnte der Regelenergiebedarf mit Zunahme von erneuerbarer Erzeugung im Strommix wachsen, andererseits haben hier regulatorische Maßnahmen, wie allen voran Market-Coupling Maßnahmen, einen dämpfenden Effekt. Außerdem sind mit zunehmendem Wettbewerb durch nachfrageseitige Flexibilitäten ebenso fallende Preise zu erwarten.

5.5.2. Dynamische Stromtarife

Wie das marktdienliche Flexibilitätspotential genutzt wird, hängt schließlich von den Geschäftsmodellen ab. Denkbar wäre, dass ein Energieversorger die Flexibilitäten steuert oder aber die Endkunden selbst. Ist letzteres der Fall, bedarf es dynamischer Strompreismodelle, welche die Volatilität der Märkte für die Kunden widerspiegeln. Durch die aktuellen Verwerfungen am Markt sind solche Modelle relativ uninteressant geworden und die Kunden neigen vielmehr zu Tarifen mit geringem Risiko.

Jedoch gibt es auch regulatorische Anforderungen zur Förderung von dynamischen Strompreismodellen. So schreibt Artikel 11 der EU-Binnenmarkttrichtlinie (Directive (EU) 2019/944) vor, dass jeder Energielieferant, der mehr als 200 000 Endkunden hat, dynamische Verträge anbieten muss, wobei die Preisschwankungen auf den Spotmärkten in Intervallen widergespiegelt werden müssen, die mindestens den Abrechnungsintervallen an diesen Märkten entsprechen (d.h. täglich bei Day-Ahead Märkten und stündlich bei Intraday-Märkten).

Dennoch werden in Österreich vor allem von großen Energielieferanten keine solchen Verträgen angeboten. Es sind vielmehr kleinere innovative Lieferanten, die sich mit solchen Produkten am Markt positionieren. Langfristig ist trotzdem eine Zunahme von dynamischen Strompreismodellen am Markt zu erwarten, da für Anwendungen mit großem Lastverschiebungspotential wie E-Mobilität und Wärmepumpen ein gewisser Mehrwert für Endkunden besteht.

5.5.3. Weiterentwicklung der Netztarife

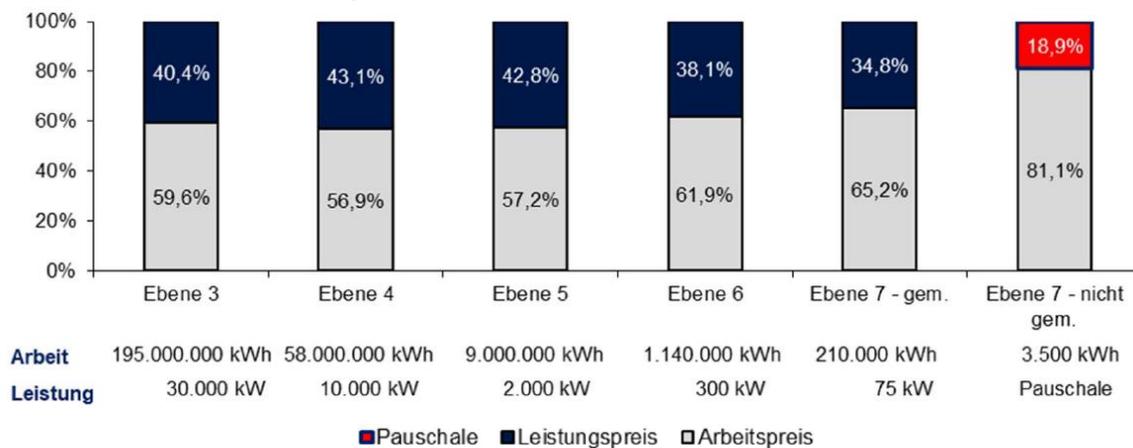
Die seit mehreren Jahren diskutierten „Tarife 2.1“ (E-Control, 2022) geben Aufschluss über die mittelfristige Weiterentwicklung der Netztarife. Besonders relevant für diese Studie ist dabei die Netzebene (NE) 7, also das Niederspannungsnetz, an dem der Großteil der Endverbraucher mit Wärmepumpen angeschlossen ist. Bei den Gebühren für die Netznutzung muss zwischen einer Arbeits- und Leistungskomponente unterschieden werden. Laut E-Control eignen sich Leistungspreise (je kW) besser als mengenabhängige Arbeitspreise (je kWh) für eine verursachergerechte Gebührenstruktur, da ein Stromnetz auf die Netzhöchstlast ausgelegt sein muss, also den maximalen Leistungsbezug in einem Netzabschnitt. Aktuell wird bei Kunden auf NE7 jedoch eine jährliche Pauschale in Höhe von € 36,- (2021) für die Leistungskomponente verrechnet. Wie in Grafik 48 ersichtlich, entspricht das weniger als 20% der Netznutzungsgebühr. Aus Sicht der E-Control soll demgegenüber künftig der Leistungsanteil in einer Bandbreite von 40% bis 60% liegen, um Anreize zur Nutzung von Flexibilitäten zu setzen.

Außerdem bieten Pauschale keinerlei Anreiz für ein netzdienliches Verhalten der Kunden. Im weiteren Schritt soll daher nach dem vollständigen Smart Meter Roll-Out eine vollständige Abschaffung der Pauschalverrechnung der Leistungskomponente erfolgen. Das Ziel ist ein Netzentgelt mit gemessener Arbeit und Leistung für alle Netzkunden. Eine Voraussetzung für die Einführung einer solchen Tarifstruk-

tur ist die Erfassung und Übermittlung des höchsten monatlichen viertelstündlichen Leitungswertes jedes Kunden durch Smart Meter. Zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang, dass aktuell der Smart Meter Roll-Out bei 50% liegt, mit lokalen starken Unterschieden je Bundesland (E-Control 2022).

Somit kann mittelfristig damit gerechnet werden, dass netzdienliches Verhalten auch einen finanziellen Anreiz für Wärmepumpen darstellt. Da sich dieses Entgelt aber auf einen immer gleichen Leistungspreis bezieht, kann dies durchaus auch einem marktdienlichen Verhalten entgegenstehen. Das bedeutet, dass unter der Annahme hoher Leistungspreise der in dieser Studie erhobene energiewirtschaftliche Nutzen geschmälert würde, da die Netztarife dann eine gleichmäßig niedrigere Leistung (und somit keine punktuelle Lastverschiebung) anreizen würden.

Grafik 48: Verhältnis Leistungsanteil (bzw. Pauschale) zu Arbeitsanteil



Anm.: SNE-V 2018 – Novelle 2020
 Quelle: E-Control (2021).

5.6. Praxis-Ausblick: Entwicklung einer Plug-and-Play Regelstrategie für Wärmepumpen in energieflexiblen Gebäuden

Um das in dieser Studie beschriebene Flexibilitätspotential zu realisieren, braucht es einerseits die notwendigen technischen Voraussetzungen zur Ansteuerung von Wärmepumpen (siehe Abschnitt 3.2), andererseits aber auch entsprechende Angebote am Markt. Ein konkretes Geschäftsmodell zur Nutzung der Flexibilität aus Wärmepumpen in bauteilaktivierten Gebäuden wird im Forschungsprojekt PnP Controls untersucht (gefördert durch die FFG und vernetzt im Green Energy Lab).

Ziel des Projekts ist es, eine standardisierte Plug- and-Play Regelstrategie zu entwerfen, bei der ein Optimierungsalgorithmus einerseits auf dynamische Preissignale reagiert (ähnlich wie in dieser Studie unterstellt) und andererseits von einem Energielieferanten gezielt positive oder negative Flexibilitätsabrufe getätigt werden können. Der Energielieferant ist in diesem Fall ein Windkraft-erzeuger, der sein Portfolio kurzfristig mit dem direkten Ansteuern von flexiblen Wärmepumpen ausgleichen und somit Ausgleichsenergiekosten minimieren möchte.

Aus Sicht der vorliegenden Studie sind solche Projekte zur frühen Markteinführung besonders wertvoll, da sie das Bild des insgesamt realisierbaren Flexibilitätspotentials weiter schärfen, technische Anforderungen aufzeigen und Erfahrungen für erste Geschäftsmodelle in der Praxis sammeln.

Weiterer Forschungs- und Aufklärungsbedarf besteht in diesem Zusammenhang sicherlich in der Erprobung solcher Konzepte für den großvolumigen Wohnbau, in dem Bauteilaktivierung eine immer größere Rolle spielen wird. Dabei sollten Bauträger sensibilisiert werden, welche Vorteile eine Nutzung der Flexibilität bringt und welche technischen Vorkehrungen beim Bau und der Sanierung zu berücksichtigen sind.

6 Handlungsempfehlungen

Mit der vorliegenden Studie wurden die vielfältigen Potenziale einer Sektorkopplung zwischen der Bauteilaktivierung im Immobiliensektor und der Nutzung der damit möglichen Flexibilität für die E-Wirtschaft aufgezeigt. Zur weiteren Ausschöpfung der gegebenen Potenziale stehen dem Bund u.a. folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

a) Forschungsprogramme des Bundes

Empfohlen werden einschlägige Calls in Forschungsprogrammen zu beispielsweise folgenden Themen. Dabei können Kooperationen mit der E-Wirtschaft für gemeinsam ausgelobte Calls zielführend sein:

- Steuerung BTA Neubau/Sanierung: raumweise oder wohnungsweise Steuerung/Einregulierung.
- Bauteilaktivierung (Wandheizung von außen) in der Sanierung könnte ein Game Changer werden. Es sollten durch Forschungsprojekte Smart-Grid-Ready Lösungen angeregt werden.
- Ausrollen von BTA mit Smart-Grid-Ready-Wärmepumpen in Kooperation mit Netzbetreibern.
- Standardisierung von Schnittstellen für Smart Grids u.a. für Energiegemeinschaften.
- Steuerung der Stromnutzung im Wohnbau in der Kaskade: Nutzer-Komfort – Wetterdaten – PV-Eigennutzung – Netzdienlichkeit.
- Umgang mit Warmwasseraufbereitung.
- Entwicklung von Marktplätzen für Flexibilität aus der Sektorkopplung (es braucht vor allem Anreize für Netzdienlichkeit im Niederspannungsnetz: das kann entweder durch höhere Leistungspreise im Netztarif erreicht werden, oder durch sogenannte lokale Flexibilitätsmärkte (siehe Kapitel 2.3.2.).
- Umsetzungsprojekte Energiegemeinschaften mit netzdienlicher BTA.
- Implementierung der Förderbedingung „Überprüfung/Monitoring der Inbetriebnahme“ bei Bundes- und Länderförderungen.
- Die Kapazitäten von Niederspannungstrafos müssen aufgrund der stark steigenden Einspeisung durch PV und die ebenso stark steigende Durchdringung von Wärmepumpen und E-Ladeinfrastruktur u.U. stark ausgeweitet werden. Durch die intelligente Steuerung vorhandener Kapazitäten unter Einhaltung der vorgeschriebenen Redundanzen kann dieser Bedarf ggf. erheblich reduziert werden. Für eine technische und wirtschaftliche Bewertung diesbezüglicher Potenziale müssten repräsentative reale Netzabschnitte modelliert werden, um darauf aufbauend auf ganz Österreich hochrechnen zu können. Dies setzt die aktive Kooperation mehrerer Verteilnetzbetreiber mit Forschungseinrichtungen voraus.

Bei Demonstrationsprojekten sollten Netzbetreiber und Energielieferanten einbezogen werden

b) Politischer Handlungsbedarf

Es wird politischer Handlungsbedarf in folgenden Bereichen gesehen:

- Einbezug von GBV in begünstigte Energiegemeinschaften (EU-Vorgaben).
- Umsetzung der „Tarife 2.1“, die bereits seit längerem diskutiert werden (<https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/tarife-2-1>)

7 Anhang

7.1. Interviews

Die folgenden Interviews ergänzten die quantitative Analyse und lieferten Inputs für die qualitativen Analysen:

- Vereinigung Österreichischer Zementindustrie, DI Sebastian Spaun, DIⁱⁿ Claudia Dankl, 12.12.2022 und 28.4.2023;
- VÖB - Verband Österreichischer Beton- und Fertigteilwerke, Ing. Anton Glasmaier, 15.12.2022;
- Verband Wärmepumpe Austria, Richard Freimüller, 2.5.2023.

7.2. Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Textbox 1: Netzdienlichkeit vs. Systemdienlichkeit vs. Marktdienlichkeit.....	20
Grafik 2: Traditionelles zentrales vs. erneuerbares dezentrales Energiesystem	21
Grafik 3: Einteilung des Regelenergiemarkts nach Reaktionszeit	22
Grafik 4: Status Quo der Netzentgeltstruktur	24
Grafik 5: Wohnungsneubau (fertiggestellte Einheiten), Schätzmodell Wohnungsbedarf bis 2040	28
Grafik 6: Entwicklung der Bestandsflächen (Mio. m ²).....	30
Tabelle 7: Annahmen und Berechnungsergebnisse BTA und FBH Wohnbau	31
Grafik 8: Schätzung Entwicklung bauteilaktivierte Nutzflächen (Mio. m ²)	32
Grafik 9: Schätzung Entwicklung mit Fußbodenheizung aktivierte Nutzflächen (Mio. m ²)	32
Tabelle 10: Annahmen und Berechnungsergebnisse BTA und FBH Dienstleistungsgebäude.....	33
Tabelle 11: Schaltzustände für SG-Ready-Wärmepumpen	35
Grafik 12: Beispielhafte Darstellung der Simulationsergebnisse zur maximal möglichen Zu- und Abschaltdauer in Abhängigkeit des Wärmeabgabesystems.....	38
Grafik 13: Grafische Zusammenfassung der Methode zur Ermittlung des Flexibilitätspotentials bzw. des wirtschaftlichen Nutzens.....	40
Grafik 14: Prognostizierte Großhandelsstrompreise; Jahresmittelwerte (links) und Monatsmittelwerte (rechts)	42
Grafik 15: Verwendeter Preisdatensatz für das Jahr 2019 und 2040.....	42
Grafik 16: 3D Modell EFH	44
Tabelle 17: Simulierte Varianten EFH.....	44
Tabelle 18: Detailinformationen Gebäudesimulation EFH.....	44
Tabelle 19: Komfortbereich EFH.....	44
Grafik 20: 3D Modell MFH	45
Tabelle 21: Simulierte Varianten MFH	45
Tabelle 22: Detailinformationen Gebäudesimulation MFH	45
Tabelle 23: Komfortbereich MFH	45
Grafik 24: 3D Modell Büro	46
Grafik 25: 3D Modell Industriehalle	46
Tabelle 26: Simulierte Varianten Büro und Industriehalle	46
Tabelle 27: Detailinformationen Gebäudesimulation Büro und Industriehalle.....	46
Tabelle 28: Komfortbereich Büro	47

Tabelle 29:	Komfortbereich Industriehalle.....	47
Grafik 30:	Sortierte Werte der Außentemperatur	47
Grafik 31:	Thermischer Referenzfall für den Typtag „sehr kalt“ am Beispielgebäude EFH Neubau BTA.....	50
Grafik 32:	WP Betriebssignal aus dem Optimierungsmodell als Input für die Validierung in IDA ICE (Zeitraum Jänner).....	51
Grafik 33:	Dauerline der Raumtemperatur im Referenzobjekt mit optimiertem Signal.....	51
Tabelle 34:	Simulierte Modellvarianten nach Gebäudetyp, Baustandard und Wärmeabgabesystem	52
Grafik 35:	Taktsignale in der Simulation für die Fälle BaU und OPT am Beispiel MFH Neubau BTA	53
Grafik 36:	Strombezug in der Simulation für die Fälle BaU und OPT am Beispiel MFH Neubau BTA	54
Grafik 37:	Verlauf der Raumtemperatur in der Simulation für für die Fälle BaU und OPT am Beispiel MFH Neubau BTA.....	54
Tabelle 38:	Energieverbrauch, Kosten für das ungesteuerte (BaU) und optimierte (OPT) Szenario bzw. daraus resultierende Kosteneinsparungen am Beispiel der Referenzwohnung im MFH Neubau BTA für das Jahr 2025	55
Tabelle 39:	Energieverbrauch, Kosten für das ungesteuerte (BaU) und optimierte (OPT) Szenario bzw. daraus resultierende Kosteneinsparungen am Beispiel der Referenzwohnung im MFH Neubau BTA für das Jahr 2040	56
Grafik 40:	Monatliche Kosteneinsparungen durch Nutzung des Flexibilitätspotentials bei der Referenzwohnung im MFH im Jahr 2040.....	56
Grafik 41:	Spezifische Energiekosten in €/m ² für BaU Szenario und Nutzung des Flexibilitätspotentials im Jahr 2040 nach Gebäudetyp, Baustandard und Wärmeabgabesystem; Vergleich für Erdwärmepumpen mit und ohne PV	57
Grafik 42:	Spezifische Energiekosten in €/m ² für BaU Szenario und Nutzung des Flexibilitätspotentials im Jahr 2040 nach Gebäudetyp, Baustandard und Wärmeabgabesystem; Vergleich für Luftwärmepumpen mit und ohne PV	58
Grafik 43:	Spezifische Kosteneinsparungen in €/m ² durch Nutzung des Flexibilitätspotentials im Jahr 2040 für einzelne Gebäudevarianten.....	59
Grafik 44:	Kosteneinsparungen in Mio. € pro Jahr durch Nutzung des Flexibilitätspotentials des gesamten aktivierten Gebäudebestandes nach Gebäudetyp.....	60
Grafik 45:	Aufteilung der Kosteneinsparung für den gesamten aktivierten Gebäudebestand im Jahr 2040 nach Gebäudetyp, Baustandard und Wärmeabgabesystem	61
Grafik 50:	Monatliche Kosteneinsparungen in Mio. € durch Nutzung des Flexibilitätspotentials des gesamten aktivierten Gebäudebestandes im Jahresverlauf	61
Grafik 54:	Day-Ahead-Preise bis September 2022 (in € pro MWh); Future-Preise ab Oktober; Monatsdurchschnitte.....	64
Grafik 55:	Verhältnis Leistungsanteil (bzw. Pauschale) zu Arbeitsanteil.....	66

7.3. Abkürzungsverzeichnis

BaU	Business as Usual Szenario
BTA	Bauteilaktivierung
COP	Coefficient of Performance (Leistungszahl)
EFH	Einfamilienhaus
FBH	Fußbodenheizung
GAMS	General Algebraic Modeling System
MFH	Mehrfamilienhaus

MWh	Megawattstunde
NE	Netzebene
OPT	Optimiertes Szenario
PV	Photovoltaik

7.4. Literatur

- A1 Energy Solutions: Regelenenergie kurz erklärt. Verfügbar unter: <https://www.a1energysolutions.at/regelenenergie-pool/> (abgerufen am 13.06.2023)
- Agora (2017): Energiewende 2030: The Big Picture. Verfügbar unter: <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/energiewende-2030-the-big-picture/> (abgerufen am 13.06.2023)
- Amann, W. & Struber, Ch. (Hrsg., 2022): Österreichisches Wohnhandbuch 2022, Wien: Linde-Verlag.
- Amann, W. (2023): Klimaschutz und Föderalismus – die Potenziale der Wohnbauförderung, in: Bußjäger, P. (Hrsg.) (2023): Klimaschutz und Föderalismus. Tagungsband zu einer Konferenz am 13.5.2022 in Linz (Innsbruck: Studien-Verlag).
- Amann, W., Mundt, A. (2021): Innovation in housing decarbonisation in Austria. In: Housing Finance International, spring 2021 edition.
- APG (2023): Netzregelung. Verfügbar unter: <https://markt.apg.at/netz/netzregelung/> (abgerufen am 13.06.2023)
- Arteconi, A., Costola, D., Hoes, P., Hensen, J.L.M. (2014): Analysis of control strategies for thermally activated building systems under demand side management mechanisms. Energy and Buildings, Volume 80, Pages 384-393.
- Arthur Krupp GmbH, IIBW et al. (2022): Low Tech Wohnbau - Leistbarkeit im Lebenszyklus. Pilotprojekt in Theresienfeld, Tonpfeifengasse (Wien: Arthur Krupp GmbH & IIBW, NÖ Wohnbauforschung F 2266).
- BMK (2023): Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich, Periode 2021-2030. Wien: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.
- Czerny, M., Weingärtler, M. (2007): Wohnbau und Wohnhaussanierung als Konjunkturmotor (Wien, WIFO).
- E-Control (2021): „Tarife 2.1“ - Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich. Verfügbar unter: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/tarife-2-1> (abgerufen am 13.06.2023)
- E-Control (2022): Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich 2022. Berichtsjahr 2021. Verfügbar unter: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-Smart-Meter-Monitoringbericht_2022.pdf/5dc7d56a-5f12-1a02-5662-232e4b41089c?t=1665589737746 (abgerufen am 13.06.2023)
- ENTSO-E (2019): Day-ahead prices. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show> (abgerufen am 13.06.2023)
- Erber, S., Roßkopf-Nachbaur, T. (2021): Low-Tech Gebäude. Prozess Planung Umsetzung (Energieinstitut Vorarlberg und Partner des Interreg Alpenrhein-Podensee-Hochrhein Projekts).
- Euroconstruct (11/2020): 90th EUROCONSTRUCT Summary Report. Conference, 23/24 November 2020, Munich.
- Friembichler, F., Handler, S., Krec, K., Kuster, H. (2016): Thermische Bauteilaktivierung. Planungsleitfaden Einfamilien- und Reihenhäuser (Wien: BMVIT, Berichte aus der Energie- und Umweltforschung 9/2016).
- Handler, S. (2016): Konditionierung von massiven Einfamilienhäusern mit Wärmepumpe unter Nutzung der Leistungsspitzen im öffentlichen Stromnetz, Untersuchung eines exemplarischen Massivhauses der Aichinger Hoch- und Tiefbau GmbH.
- Hausladen, G., Auer, T., Schneegans, J., Klimke, K., Riemer, H., Trojer, B., Qian, L., de Borja Torrejón, M. (2014): Lastverhalten von Gebäuden unter Berücksichtigung unterschiedlicher Bauweisen und technischer Systeme. Endbericht. Technische Universität München.

- IIBW (2020 und Vorjahre): Berichtstandard Wohnbauförderung 2020 (analog Vorjahre) (Wien: IIBW, im Auftrag des Landes Wien).
- IIBW (Lead), Hasberger_Seitz & Partner Rechtsanwälte GmbH, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Gemeinnützige Bau- u. Wohnungsgenossenschaft "Wien-Süd" eGenmbH, EVN AG (2016): StromBIZ – Geschäftsmodelle dezentrale Stromerzeugung und Distribution (Programm: Energie der Zukunft; Programmlinie: Stadt der Zukunft, 1. Ausschreibung; Projekt 845187).
- IIBW, Umweltbundesamt (2020a): Definition und Messung der thermisch-energetischen Sanierungsrate in Österreich (Wien: IIBW, im Auftrag der Verbände Forschungsverband der österreichischen Baustoffindustrie, Gebäudehülle+Dämmstoff Industrie 2050, WKO – Fachverband Steine und Keramische Industrie, Zentralverband industrieller Bauproduktehersteller).
- JRC – Joint Research Center der Europäischen Kommission (2022): Local electricity flexibility markets in Europe. Verfügbar unter: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/9977> (abgerufen am 13.06.2023)
- Köppel-Turyna, M. und Berger, J. (2022): Kurzanalyse 19: Folgen der Entwicklung des Gas- und Elektrizitätspreises auf die österreichische Wirtschaft. Verfügbar unter: <https://ecoaustria.ac.at/kurzanalyse-19/> (abgerufen am 13.06.2023)
- Le Dréau J., Heiselberg P. (2016): Energy flexibility of residential buildings using short term heat storage in the thermal mass. Energy, Volume 111,
- Lehmann, N., Kraft, E., Duepmeier, C., Mauser, I., Förderer, K., Sauer, D. (2019): Definition von Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem. Verfügbar unter: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000090455> (abgerufen am 13.06.2023)
- MA 50 (2017): Wohnbedarfsprognose für Wien bis 2030 und Wiener Wohnungsbestand 2017 (Wien: Magistrat der Stadt Wien, MA 18, MA 23, MA 50).
- Meteotest AG (2023): Meteonorm 8
- ÖROK (2005): Prognosen 2001-2031. Teil 2: Haushalte und Wohnungsbedarf nach Regionen und Bezirken (Wien, ÖROK).
Pages 991-1002
- Prognos/vbw (2022): Strompreisprognose. Verfügbar unter: <https://www.vbw-bayern.de/vbw/Themen-und-Services/Energie-Klima/Energie/Neue-Strompreisprognose-bis-2040.jsp> (abgerufen am 13.06.2023).
- Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein SIA. (2015). SIA 2024 - Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik. Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein. Zürich: Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein.
- Umweltbundesamt (2020): Klimaschutzbericht 2020. REP-0738 (Wien: Umweltbundesamt GmbH).