

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

EVALUATION PV-FÖRDERMASSNAHMEN & BERATUNGSLEISTUNGEN

**„FÖRDERPROGRAMM ENERGIEEINSPARUNG“ (FES)
DER LANDESHAUPTSTADT MÜNCHEN**

Freiburg, März 2022

ABSCHLUSSBERICHT

Evaluation PV-Fördermassnahmen und Beratungsleistungen

„Förderprogramm Energieeinsparung“ (FES)
der Landeshauptstadt München



Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, Germany
<http://www.ise.fraunhofer.de>

Freiburg, Februar 2022

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	5
Tabellenverzeichnis.....	9
Abkürzungsverzeichnis.....	10
1 Kurzfassung der Ergebnisse und Empfehlungen	11
2 Einleitung.....	14
2.1 Übersicht Förderprogramm Energieeinsparung (FES).....	14
3 Fördermaßnahme „Photovoltaikanlagen“	17
3.1 Datenanalyse	17
3.1.1 Entwicklung und Verteilung nach Leistungsklassen sowie Vergleich zum Gesamtbestand	17
3.1.2 Verteilungen nach diversen Kriterien sowie Vergleich zum Gesamtbestand	25
3.1.3 Lokale Verteilung in München.....	32
3.2 Wirtschaftlichkeit und Förderung.....	34
3.2.1 Entwicklung der Investitionskosten und Stromgestehungskosten von PV-Anlagen im Vergleich zur EEG-Einspeiseförderung	34
3.2.2 Förderquote.....	35
3.2.3 Wirtschaftlichkeitsberechnungen verschiedener Anwendungsfälle bei Selbstverbrauch	36
3.2.4 Kosten und Wirtschaftlichkeit Gebäudeintegrierte PV (GiPV).....	42
3.3 CO ₂ -Einsparung.....	43
3.4 Empfehlungen hinsichtlich Fortführung und Anpassungen der Fördermaßnahme	45
4 Fördermaßnahme „Batteriespeicher“	47
4.1 Datenanalyse	47
4.1.1 Entwicklung der Antragszahlen und Speicherkapazität	48
4.1.2 Verteilung nach diversen Kriterien	54
4.1.3 Lokale Verteilung in München.....	60
4.2 Wirtschaftlichkeit und Förderung.....	61
4.2.1 Entwicklung der Investitionskosten von Batteriespeichern	62
4.2.2 Förderquote.....	63
4.2.3 Untersuchung zur Angemessenheit der Förderhöhe	64
4.3 CO ₂ -Einsparung.....	64
4.4 Empfehlungen hinsichtlich Fortführung und Anpassungen der Fördermaßnahme	65
4.4.1 Netzdienlichkeit von PV-Batteriespeichern	65
4.4.2 Heimspeicher vs. Quartierspeicher.....	67
4.4.3 Batterierecycling	68
4.4.4 Begrenzung der förderfähigen Kapazität des Speichers im Verhältnis zur Leistung der Photovoltaik-Anlage	70
4.4.5 Fazit.....	70
5 Fördermaßnahme „Beratungs- und Planungsleistungen in der Solarenergie“	72
5.1 Datenanalyse	72
5.1.1 Entwicklung der Antragszahlen.....	72
5.1.2 Verteilung nach diversen Kriterien	73
5.1.3 Lokale Verteilung in München.....	74

5.2	Empfehlungen hinsichtlich Fortführung und Anpassungen der Fördermaßnahme	75
6	Fördermaßnahme „Energetische Sanierungsberatung“	77
6.1	Datenanalyse	77
6.1.1	<i>Entwicklung der Antragszahlen</i>	77
6.1.2	<i>Verteilung nach diversen Kriterien</i>	78
6.1.3	<i>Lokale Verteilung in München</i>	79
6.2	Empfehlungen hinsichtlich Fortführung und Anpassungen der Fördermaßnahme	80
7	Literaturverzeichnis	81
8	Anhang	84
8.1	Anlagenzubau in München im Vergleich zu Deutschland	84
8.2	Leistungszubau in München im Vergleich zu Deutschland.....	84
8.3	Bestimmung der Selbstverbrauchsquoten	84
8.4	Wirtschaftlichkeitsberechnungen verschiedener Anwendungsfälle bei Selbstverbrauch und konstantem Verhältnis zwischen PV-Leistung und Batteriekapazität	85

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Antragszahlen und geförderten Projekte (FES gesamt)	15
Abbildung 2: Übersicht zum PV-Zubau in München. Eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 26.11.2021	17
Abbildung 3: Entwicklung der PV-Antragszahlen und geförderte PV-Projekte	19
Abbildung 4: Entwicklung der beantragten und geförderten PV-Anlagenzahl (kumuliert)	19
Abbildung 5: Entwicklung der geförderte PV-Projekte im Vergleich zum Anlagenzubau in MUC und DE. Installierte Anlagen im Stadtgebiet München auf Basis eigener Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 26.11.2021	20
Abbildung 6: Entwicklung des beantragten und geförderten PV-Leistungszubaus	22
Abbildung 7: Entwicklung der beantragten und geförderten installierten PV-Leistung (kumuliert)	22
Abbildung 8: Entwicklung der geförderten Anlagenleistung vs. Leistungszubau in MUC und DE. Leistungszubau in München auf Basis eigener Auswertung des MASTR, Stand 26.11.2021	23
Abbildung 9: Verteilung der geförderten Anlagenleistung nach Leistungsklassen	23
Abbildung 10: Verteilung der geförderten Anlagen nach Leistungsklassen	24
Abbildung 11: Verteilung aller Anlagen in München nach Leistungsklassen. Eigene Auswertung des MaStR, Stand 26.11.2021	24
Abbildung 12: Verteilung der gesamten Anlagenleistung in München nach Leistungsklassen. Eigene Auswertung des MaStR, Stand 26.11.2021	24
Abbildung 13: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagen nach rechtlichem Status der Antragstellenden	25
Abbildung 14: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagenleistung nach rechtlichem Status der Antragstellenden	25
Abbildung 15: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagen nach Bauprojekttyp	26
Abbildung 16: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagenleistung nach Bauprojekttyp	26
Abbildung 17: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagen nach Gebäudenutzung	27
Abbildung 18: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagenleistung nach Gebäudenutzung	27
Abbildung 19: Verteilung der geförderten und beantragten PV-Anlagen nach Gebäudenutzung im Vergleich zum Gebäudebestand München	27
Abbildung 20: Verteilung der geförderten und beantragten PV-Anlagen nach Anzahl der Wohneinheiten	28
Abbildung 21: Verteilung der geförderten und beantragten PV- Anlagenleistung nach Anzahl der Wohneinheiten	28
Abbildung 22: Durchschnittliche geförderte PV-Anlagenleistung je Wohneinheit	28
Abbildung 23: Verteilung der geförderten und beantragten PV-Anlagen nach Anzahl der Wohneinheiten im Vergleich zum Münchener Gebäudebestand	28
Abbildung 24: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagen nach Batterienutzung	29
Abbildung 25: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagenleistung nach Batterienutzung ..	29
Abbildung 26: Verteilung der PV-Anlagen nach Batterienutzung im Münchener Bestand	29
Abbildung 27: Verteilung der geförderten PV-Anlagen nach Batterienutzung	29
Abbildung 28: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagen nach Beantragung FES-Mieterstromförderung	30
Abbildung 29: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagenleistung nach Beantragung FES-Mieterstromförderung	30
Abbildung 30: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagen nach Anlagentyp	30
Abbildung 31: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagenleistung nach Anlagentyp	30
Abbildung 32: Verteilung des Münchener PV-Anlagenbestandes nach Anlagentyp	31
Abbildung 33: Verteilung der FES-geförderten PV-Anlagen nach Anlagentyp	31

Abbildung 34: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagen nach Beantragung einer Förderung für Denkmalschutzauflagen	31
Abbildung 35: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagenleistung nach Beantragung einer Förderung für Denkmalschutzauflagen	31
Abbildung 36: Beantragte PV-Anlagen nach Stadtteilen	32
Abbildung 37: Geförderte PV-Anlagen nach Stadtteilen	32
Abbildung 38: Gesamtbestand der PV-Anlagen in München. Eigene Auswertung des MASTr, Stand 26.11.2021	32
Abbildung 39: Beantragte PV-Nennleistung nach Stadtteilen	33
Abbildung 40: Geförderte PV-Nennleistung nach Stadtteilen	33
Abbildung 41: Gesamte installierte PV-Leistung in München nach Stadtteilen. Eigene Auswertung des MASTr, Stand 26.11.2021	33
Abbildung 42: Anteil geförderter Anlagen nach PLZ. Eigene Berechnung mit Daten des MASTr, Stand Nov 2021	34
Abbildung 43: Anteil geförderter Anlagenleistung nach PLZ. Eigene Berechnung mit Daten des MASTr, Stand Nov 2021	34
Abbildung 44: Kosten von PV- Kleinanlagen (<30 kW).....	35
Abbildung 45: Wirtschaftlichkeit von PV-Kleinanlagen (<30 kW).....	35
Abbildung 46: Kosten von PV Anlagen 30-100 kW	35
Abbildung 47: Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen 30-100 kW.....	35
Abbildung 48: Investitionskosten für PV-Anlagensysteme auf Basis der FES-Daten	41
Abbildung 49: Investitionskosten für Batteriespeicher auf Basis der FES-Daten	41
Abbildung 50: Kosten und Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen	41
Abbildung 51: Kosten und Wirtschaftlichkeit von PV-Batterie-Systemen.....	42
Abbildung 52: Stromgestehungskosten (LCOE) gebäudeintegrierter PV im Vergleich zu Haushaltsstrompreisen (NP) in verschiedenen europäischen Ländern	43
Abbildung 53: CO ₂ -Vermeidungskosten von FES-geförderten PV-Anlagen über 30 Jahre.....	45
Abbildung 54: CO ₂ -Vermeidungskosten bezogen auf die Investitionssummen, FES-Erfolgsstatistik.....	45
Abbildung 55: Notwendiger PV-Zubau in München nach verschiedenen Ausbauzielen	46
Abbildung 56: Batteriespeicherzubau in München 2014-2021	47
Abbildung 57: Zubau der Batteriespeicherkapazität in München 2014-2021	47
Abbildung 58: Batteriespeicherzubau in Deutschland 2014-2021	48
Abbildung 59: Zubau der Batteriespeicherkapazität in Deutschland 2014-2021	48
Abbildung 60: Entwicklung der Antragszahlen und geförderten Projekte	49
Abbildung 61: Entwicklung der beantragten und geförderten Batteriespeicherprojekte im Vergleich mit dem Anlagenzubau in München (kumuliert). Anlagenzubau München eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 31.01.2022.....	49
Abbildung 62: Entwicklung der geförderten Batteriespeicher im Vergleich zum Anlagenzubau in München. Anlagenzubau München eigene Auswertung des MaStR, Stand 31.01.2022	50
Abbildung 63: Entwicklung des Zubaus der Batteriespeicherkapazität.....	51
Abbildung 64: Entwicklung der beantragten und geförderten Batteriespeicherkapazität (kumuliert). Leistungszubau München eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 31.01.2022	51
Abbildung 65: Entwicklung der geförderten Batteriespeicherkapazität vs. Kapazitätzubau in München. Installierte Batterieleistung eigene Berechnung auf Basis MaStR, Stand Januar 2021	52
Abbildung 66: Zubau Batteriespeicherkapazität München vs. Zubau durch FES-geförderte Privatpersonen. Installierte Batterieleistung MUC eigene Auswertung des MaStR, Stand 31.01.2022	52
Abbildung 67: Geförderte Batteriespeicherprojekte nach Leistungsklassen	53
Abbildung 68: Geförderte Batteriespeicherkapazität nach Leistungsklassen	53

Abbildung 69: Verteilung der Batteriespeicher nach Leistungsklassen in München. Eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 31.01.2022	54
Abbildung 70: Verteilung der Batteriespeicherkapazität nach Leistungsklassen in München. Eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 31.01.2022	54
Abbildung 71: Beantragte und geförderte Batteriespeicheranträge nach Beteiligten	56
Abbildung 72: Beantragte und geförderte Batteriespeicherkapazität nach Beteiligten	56
Abbildung 73: Verteilung der Batteriespeicheranträge nach Bauprojekttyp	56
Abbildung 74: Verteilung der Batteriespeicherkapazität nach Bauprojekttyp	56
Abbildung 75: Verteilung der Batteriespeicheranträge nach Gebäudenutzung	57
Abbildung 76: Verteilung der Batteriespeicherkapazität nach Gebäudenutzung	57
Abbildung 77: Verteilung der beantragten und geförderten Batteriespeicher(-kapazität) nach Gebäudenutzung im Vergleich zum Münchener Gebäudebestand	57
Abbildung 78: Verteilung der Batteriespeicheranträge nach Gebäudetypologieklassen	58
Abbildung 79: Verteilung der Batteriespeicherkapazität nach Gebäudetypologieklassen	58
Abbildung 80: Verteilung der beantragten und geförderten Batteriespeicher(-kapazität) nach Gebäudetypologieklassen im Vergleich zum Münchener Gebäudebestand	58
Abbildung 81: Verteilung der Batteriespeicheranträge nach PV-Nutzung	59
Abbildung 82: Verteilung der Batteriespeicherkapazität nach PV-Nutzung	59
Abbildung 83: Verteilung der Batteriespeicheranträge nach Notstromfunktion plus	59
Abbildung 84: Verteilung der Batteriespeicherkapazität nach Notstromfunktion plus	59
Abbildung 85: Beantragte Batteriespeicher nach Stadtteilen	60
Abbildung 86: Geförderte Batteriespeicher nach Stadtteilen	60
Abbildung 87: Batteriespeicher in München nach Stadtteilen. Eigene Berechnung nach MaStR, Stand Januar 2022	60
Abbildung 88: Beantragte Batteriespeicherkapazität nach Stadtteilen	61
Abbildung 89: Geförderte Batteriespeicherkapazität nach Stadtteilen	61
Abbildung 90: Batteriespeicherkapazität München nach Stadtteilen. Eigene Berechnung, MaStR, Stand 31.01.2022	61
Abbildung 91: Investitionskosten von Batteriespeichern in Deutschland nach Jahren und Leistungsklassen [24]	62
Abbildung 92: Investitionskosten von Batteriespeichern im FES nach Jahren und Leistungsklassen	63
Abbildung 93: Preisentwicklung von Batteriespeicherpreisen auf Bundesebene auf Basis von Branchendaten [25]	63
Abbildung 94: Mögliche Prozessrouten des Recyclings von Lithium-Ionen-Batterien [44]	69
Abbildung 95: Entwicklung der SBER-Anträge	72
Abbildung 96: Entwicklung der beantragten und geförderten SBER (kumuliert)	73
Abbildung 97: Beantragte und geförderte SBER nach Beteiligten	74
Abbildung 98: Beantragte und geförderte SBER nach Gebäudenutzung	74
Abbildung 99: Beantragte und geförderte SBER nach Gebäudetypus	74
Abbildung 100: Beantragte SBER nach Stadtteilen	75
Abbildung 101: Geförderte SBER nach Stadtteilen	75
Abbildung 102: Entwicklung der EBER-Antragszahlen	77
Abbildung 103: Entwicklung der beantragten und geförderten EBER (kumuliert)	78
Abbildung 104: Beantragte und geförderte EBER nach Beteiligten	79
Abbildung 105: Beantragte und geförderte EBER nach Gebäudenutzung	79
Abbildung 106: Beantragte und geförderte EBER nach Gebäudetypus	79
Abbildung 107: Beantragte EBER nach Stadtteilen	80
Abbildung 108: Geförderte EBER nach Stadtteilen	80
Abbildung 109: Eigenverbrauchsanteil von PV-Anlagen [45]	85

Abbildung 110: Kosten und Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen mit konstantem Verhältnis zwischen PV-Leistung und Batteriekapazität	88
--	----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verteilung der FES-Anträge nach Förderstatus und Förderprogramm bis 13.10.2021	15
Tabelle 2: Verteilung Anträge nach Fördertypen und Jahren bis 13.10.2021	16
Tabelle 3: Verteilung des Dachpotentials in München nach Leistungsklassen [3]	25
Tabelle 4: Auswertung der Förderquote der PV-Anlagen	36
Tabelle 5: Eingangsparameter für Wirtschaftlichkeitsrechnungen von PV-Anlagensystemen	39
Tabelle 6: Amortisationszeit PV-Anlagen	42
Tabelle 7: Amortisationszeit PV-Batterie-Systeme	42
Tabelle 8: CO _{2äq} -Einsparung bezüglich eingesetzter Fördermittel	44
Tabelle 9: CO _{2äq} -Einsparung bezüglich Investitionskosten	44
Tabelle 10: Auswertung der Förderquote der Batteriesysteme	64
Tabelle 11: Anlagenzubau im Stadtgebiet München im Vergleich zum Anlagenzubau in Deutschland (eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand November 2021)	84
Tabelle 12: Leistungszubau im Stadtgebiet München im Vergleich zum Leistungszubau in Deutschland (eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand November 2021)	84
Tabelle 13: Eingangsparameter für Wirtschaftlichkeitsrechnungen von PV-Anlagensystemen mit konstantem Verhältnis zwischen PV-Leistung und Batteriekapazität	86

Abkürzungsverzeichnis

EBER	Energetische Sanierungsberatung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
FES	Förderprogramm Energieeinsparung
JVLS	Jahresvolllaststunden
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kW	Kilowatt
LCOS	Levelized Cost of Storage
LIB	Lithiumionenbatterie
MaStR	Markstammdatenregister
MFH	Mehrfamilienhaus
MSK	Mieterstromkonzept
MW	Megawatt
PV	Photovoltaik
RKU	Referat für Klima- und Umweltschutz (Landeshauptstadt München)
SBER	Beratungs- und Planungsleistungen in der Solarenergie
WACC	Weighted Average Cost of Capital (gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)
W	Watt

Vorbemerkung

In dieser Studie ist mit der Angabe W, kW, MW für PV-Anlagen immer die Nennleistung Watt peak (Wp, kWp, MWp, GWp) gemeint, auf deren Nennung aus Lesbarkeitsgründen verzichtet wird.

1 Kurzfassung der Ergebnisse und Empfehlungen

Ergebnisse

- Der PV-Ausbau hat in den vergangenen Jahren in München stark zugenommen und ist derzeit so hoch wie noch nie zuvor (rund 10 MW im Jahr 2020 im Vergleich zu 3 MW in 2018).
- PV-Ausbau und Batteriezubau in München folgt damit weitestgehend dem deutschen Trend, wobei die relativen Steigerungen des PV-Leistungs- und Batteriekapazitätzubaues in den vergangenen zwei Jahren in München deutlich stärker als auf Bundesebene waren.
- Es gibt eine steigende Tendenz bei den Antragszahlen für die Fördermaßnahmen „Photovoltaikanlagen“, „Batteriespeicher“, sowie „Beratungs- und Planungsleistung in der Solarenergie“.
- Es wurden zwischen April 2019 und Juni 2021 insgesamt 3.902 Anträge an das Förderprogramm Energieeinsparung (FES) gestellt. Davon wurden 753 (19,3%) gefördert.
- Die Förderquoten (bewilligte Fördermaßnahmen im Verhältnis zu beantragten) der Maßnahmen PV und Batteriespeicher liegen bei knapp über 20%. Die Förderquoten der Fördermaßnahmen zu Beratungsleistungen erreichen bisher weniger als 5%. Von allen PV- und Batteriespeicheranträgen, die vollständig eingereicht wurden, wurden rund 65 % der Anträge bearbeitet (bewilligt/gefördert, zurückgezogen, abgelehnt). Für die Beratungsleistungen liegt der Anteil bei knapp unter 60%.
- Im Evaluationszeitraum (April 2019 – Juni 2021) wurde eine installierte PV-Leistung von 3.345 kW gefördert. Im selben Zeitraum wurden 17.745 kW PV-Leistung in München insgesamt errichtet, was einem Anteil von 18,9 % entspricht. Bezieht man mit ein, dass die Förderung ca. 3 Monate nach Inbetriebnahme erfolgt und setzt die geförderte Leistung ins Verhältnis zum gesamten Zubau zwischen Januar 2019 und März 2021, ergibt sich eine geschätzte Quote von 18,3%. Bei der zugebauten Batteriespeicherkapazität (3.114 kWh) lag der Anteil in beiden Betrachtungszeiträumen bei 17,5%.
- Ca. 50% des PV-Leistungzubaues in München findet im Bereich von Anlagen größer 30 kW statt. Dieser Bereich wird aktuell noch nicht gefördert.
- Bisher wurden im Rahmen des FES vor allem Projekte von Privatpersonen in bestehenden Wohngebäuden mit ein bis zwei Wohneinheiten beantragt und gefördert. Die Antragsteller sind vor allem am Stadtrand zu finden.
- Nichtwohn- und Mischgebäude, sowie Gebäude ab drei Wohneinheiten und die Innenstadt sind in der Förderung stark unterrepräsentiert.
- Es wurden bisher im aktuellen FES-Förderprogramm nur fünf Mieterstromprojekte gefördert. Im Vergleich zum Potential von Mieterstromprojekten in München besteht hier großer Aufholbedarf.
- Die FES-Förderquote bezüglich der Investition in eine PV-Anlage liegt zwischen 7% und 12%. Unter Einbeziehung der EEG-Förderung liegt die Förderquote über den gesamten Lebenszyklus bei 50% bis 87%. Größere PV-Anlagen erreichen eine höhere Förderquote.
- Die FES-Förderquote bezüglich der Investition in einen Batteriespeicher liegt zwischen 18% und 37%. Unter Einbeziehung der 10.000-Häuser-Förderung des Land Bayern liegt die Förderquote bei 18% bis 50%. Größere Batteriespeicher erreichen eine höhere Förderquote.
- Im gesamten Datenerhebungszeitraum April 2019 – Oktober 2021 wurden durch die bisher geförderten PV-Anlagen 1.718 t CO₂ eingespart. Bis zum Ende ihres Lebenszyklus können diese Anlagen 59.200 t CO₂ einsparen. Werden alle beantragten Förderungen noch genehmigt und die

PV-Anlagen realisiert liegt das Einsparpotential bei 343.600 t CO₂. Zum Vergleich in 2014 lag der Gesamtausstoß von München bei 7.877.000 t CO₂ [1].

- Der PV-Ausbau gehört zu den kostengünstigsten FES-geförderten Emissionsvermeidungstechnologien. Die CO₂-Vermeidungskosten bezüglich des gesamten Lebenszyklus liegen für FES-geförderte PV-Anlagen bei 112,38 EUR/t_{CO₂äq.}. Die Förderkosten für die Stadt liegen bei lediglich 12,55 EUR/t_{CO₂äq.}.
- Unter den aktuellen Förderbedingungen (EEG + altes FES) haben PV-Projekte in den relevanten Größenklassen sehr lange Amortisationszeiten von mehr als 20 Jahren.
- Batteriespeicher vermindern in allen betrachteten Anwendungsfällen die Wirtschaftlichkeit.
- Die Preise von PV-Anlagen und Batteriespeichern sind in den vergangenen Jahren in München nicht mehr gefallen und haben sich teilweise sogar erhöht.
- Aufgrund der geringen Wirtschaftlichkeit besteht derzeit keine Gefahr der Überförderung durch das FES-Programm.
- Die Wirtschaftlichkeit von gebäudeintegrierten PV-Anlagen (z.B. Fassadenanlagen) ist im Vergleich zu konventionellen PV-Anlagen deutlich reduziert und derzeit nur in Neubauprojekten gegeben.
- Die Netzdienlichkeit von dezentralen Batteriespeichern in München ist aufgrund des hohen Stromverbrauchs im Stadtgebiet bis zu einem sehr hohen Ausbaugrad der Photovoltaik (bis annähernd den im Referat für Klima- und Umweltschutz der Landeshauptstadt München diskutierten erstrebenswerten 5 GW) nur eingeschränkt gegeben. Netzausbaumaßnahmen und Großspeicher sind volkswirtschaftlich effizienter.

Empfehlungen

- Es müssen sofort starke Anreize geschaffen werden, um einen massiven PV-Ausbau zu erreichen. Jede Verzögerung führt dazu, dass später noch mehr Kapazität noch schneller zugebaut werden muss.
- Um die diskutierte erstrebenswerte Steigerung der PV-Kapazität im Stadtgebiet auf 5 GW schnellstmöglich zu erreichen, sollte ab sofort ein Maximalszenario für den PV-Leistungszubau angestrebt werden. Maximal plausibel erscheinen ein exponentielles Wachstum von 60 % und ein maximaler Zubau in der Größenordnung von 250 MW/Jahr (das 26-fache des aktuellen Zubaus). Nach Ende der exponentiellen Wachstumsphase müsste der maximale Zubau dann bis zum Erreichen der 5 GW aufrechterhalten werden (Quelle für Einschätzung Maximalszenario: Landeshauptstadt München, Referat für Klima- und Umweltschutz, RKU).
- Das derzeitige EEG (Stand März 2022) reicht nicht mehr aus, um attraktive Investitionsbedingungen für PV-Anlagen zu schaffen. Es bedarf zusätzlicher Förderung. Auch die bestehende FES-Förderung ist noch nicht ausreichend, um die Lücke zu schließen.
- Eine Umschichtung der Förderung für Batteriespeicher zugunsten von PV-Anlagen ist empfehlenswert.
- In diesem Jahr stehen allerdings große Anpassungen des EEG bevor. Bei der Novellierung des FES-Förderprogramms sollten kurzfristige Anpassungen nach der EEG-Novelle (Oster- und Sommerpaket) eingeplant werden.
- Das Potential für den PV-Ausbau in München liegt hauptsächlich (>75%) im Bereich der Anlagen < 41 kW. Dieser Bereich sollte besonders gefördert werden. Hierbei sollte der Fokus auf Projekten zwischen 10 und 40 kW liegen.

-
- Im Bereich größerer Anlagen (> 81 kW) wird aktuell im Vergleich zum Potential überdurchschnittlich viel Leistung zugebaut. Der Zubau in diesem Segment ist allerdings volkswirtschaftlich effizienter im Vergleich zu Kleinanlagen. Somit könnte ein weiterer Förderschwerpunkt im Bereich 40 bis 100 kW liegen (Mietstrom und kleine Gewerbe).
 - PV-Anlagen und deren Förderung sollte beworben werden durch Aufklärungs-, Informations- und Werbekampagnen.
 - Der Förderschwerpunkt des FES sollte auf PV-Anlagen gelegt werden. PV-Heimspeicher sollten nachrangig gefördert werden.
 - Der Förderschwerpunkt sollte auf den kosteneffizientesten Lösungen liegen (Standard-Aufdachanlagen). Fassadenanlagen und hochwertige Lösungen wie Glas-Glas-Module sollten nachrangig gefördert werden.
 - Es sollte in München eine PV-Pflicht für Neubauten und Sanierungen eingeführt werden.
 - Bisher in der Förderung unterrepräsentierte Gebäudetypen/Akteure sollten mit einer verbesserten Förderung und Beratung gezielt angesprochen werden. Folgende Gebäudetypen/Akteure sollten adressiert werden:
 - Mehrfamilienhäuser, WEGs, Mietshäuser, Häuser im Innenstadtbereich
 - Änderungsvorschlag: Höhere Förderung für Mehrkosten
 - Gewerbegebäude/Unternehmen
 - Änderungsvorschlag: Öffnung der Obergrenze der Förderung bei gleichzeitiger Verringerung der Fördersätze in den oberen Leistungsbereichen
 - Denkmalschutzgeschützte Häuser
 - Änderungsvorschlag: Höhere Förderung für Mehrkosten, Anpassungen städtischer Vorgaben zum Denkmalschutz
 - Die Förderung von Beratungsleistungen sollte vereinfacht werden. Viele Menschen, die zunächst eine Beratungsleistung beantragen, verfolgen die Umsetzung nicht weiter. Bisher wurde nur sehr wenige Beratungen gefördert.
 - Bei den oben genannten unterrepräsentierten Segmenten besteht ein großer Beratungsbedarf (überproportional viele Förderanträge). Beratungsleistungen für derartige Projekte sollten bevorzugt gefördert werden.
 - Förderquoten bezüglich der Investition sollten in den unteren Leistungs-/Kapazitätssegmenten den oberen Leistungssegmenten angeglichen werden.

2 Einleitung

Für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist der Gebäudesektor von herausragender Bedeutung. Neben Maßnahmen zur effizienten Nutzung von Energie im Gebäudebereich, wie der energetischen Sanierung, gehört die Energiegewinnung mittels Photovoltaik (PV) zu den wichtigsten Instrumenten. Aktuell ist allerdings weder der Zubau von PV-Anlagen noch die Sanierungsrate ausreichend, um die ehrgeizigen Klimaziele, die sich die Stadt München gesetzt hat, zu erreichen. Daher soll der Zubau von PV-Anlagen und die Zahl der Sanierungen zügig gesteigert werden.

Die unzureichende Dynamik ist u.a. auf eine zu geringe Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zurückzuführen. Daher ist es sinnvoll, die Umsetzung der Maßnahmen durch eine zusätzliche Förderung anzureizen, welche die Förderprogramme auf Bundes- und Landesebene ergänzt und etwaige Förderlücken schließt.

Da sich die Kosten insbesondere im Bereich der PV dynamisch entwickeln, ist es notwendig in regelmäßigen Abständen zu prüfen, ob das Förderprogramm sein Ziel der Anreizung eines verstärkten Zubaus erreicht und gleichzeitig keine Maßnahme überfordert, was zu einem Verstoß gegen das EU-Beihilferecht führen würde. Daneben muss geprüft werden, ob alle relevanten Segmente innerhalb des Förderrahmens erreicht werden oder es Ungleichverteilungen gibt, wodurch bestehendes Potential nicht gehoben wird.

Somit ist es Ziel dieses Berichts, die einzelnen Fördermaßnahmen des „Förderprogramm Energieeinsparung“ (FES) der Stadt München hinsichtlich ihrer Wirkung und den oben genannten Kriterien zu evaluieren sowie Empfehlungen zu geben, wie Fördermaßnahmen weiterentwickelt werden können.

2.1 Übersicht Förderprogramm Energieeinsparung (FES)

Die Stadt München fördert Bürgerinnen und Bürger seit über 30 Jahren bei Maßnahmen zur Energieeinsparung und trägt so zur Einsparung von CO₂-Emissionen im Gebäudesektor bei [2]. Im April 2019 wurde das aktuelle Förderprogramm „Energieeinsparung“ neu aufgelegt. Gefördert wird seither die Anschaffung von PV-Anlagen und Batteriespeichern sowie die Inanspruchnahme von Beratungsleistungen. Seitdem sind im Zeitraum zwischen dem 01.04.2019 und dem 13.10.2021 insgesamt 4.655 Anträge auf Förderung eingegangen. Hiervon fallen 2.024 auf Anträge zur Förderung von PV-Anlagen und 1.773 Anträge auf Batteriespeicherförderung. Die Fördermaßnahme „Beratungs- und Planungsleistungen in der Solarenergie“ wurde 433-mal und die Fördermaßnahme „Energetische Sanierungsberatung“ 425-mal beantragt. Insgesamt wurde knapp ein Fünftel aller Anträge erfolgreich fertiggestellt und gefördert. Die Quote der zurückgezogenen bzw. abgelehnten Anträge liegt über das gesamte Förderprogramm hinweg bei 7,3%. Im Bereich PV-Anlagen und Batteriespeicher liegt die Quote von erfolgreich fertiggestellt und geförderten Anträgen mit 22 bzw. 20 % etwas höher als im Gesamtmittel. Bei den Beratungsleistungen wurden bisher weniger als fünf Prozent aller Anträge gefördert. Die höchsten Quoten von zurückgezogenen und abgelehnten Anträgen haben die Beratungsleistungen. Von diesen wird rund jeder zehnte Antrag auf Unterstützung abgelehnt oder zurückgezogen. Besonders hoch ist die Menge der Anträge, bei denen aktuell Mittel gebunden sind oder die gerade erst eingereicht wurden. Dies ist vermutlich auf den Zeitraum von drei Jahren zurückzuführen, in dem die Antragstellenden ihren Antrag vervollständigen können. Von allen PV- und Batteriespeicheranträgen, die vollständig eingereicht wurden, wurden rund 65 % der Anträge bearbeitet (bewilligt/gefördert, zurückgezogen, abgelehnt). Für die SBER liegt der Anteil bei 59% und für die EBER bei 58%. Weitere Zahlen zu den Antragszahlen der verschiedenen Fördermaßnahmen lassen sich der Tabelle 1 entnehmen.

Im Zeitraum April 2019 bis Oktober 2021 waren von allen Anträgen zwischen 41,5% und 44,6% Anträge auf Förderung von PV-Anlagen. Der Anteil an Batteriespeicheranträgen nahm von 2019 mit 35,5% auf fast 40% im Jahr 2021 zu. Anteilig leicht abnehmend werden die Beratungsleistungen beantragt. Deren Anteil liegt jeweils bei 7-10%. Einen Überblick über die verschiedenen Maßnahmen im Zeitverlauf bietet Tabelle 2.

Seit April 2019 lässt sich eine steigende Tendenz der Antragszahlen zur Förderung durch das FES verzeichnen. Im Jahr 2021 sind fast doppelt so viele Anträge eingegangen wie zum Beginn der Förderperiode. Das Förderprogramm sowie ein Entwurf der Förderrichtlinie wurde bereits Ende 2018 veröffentlicht. Diese Ankündigung stieß bei der Münchener Bevölkerung auf großes Interesse, wodurch es im April 2019 zum Start des Förderprogramms zu besonders vielen Anträgen kam. Eine Darstellung der zeitlichen Entwicklung der gesamten FES-Antragszahlen und der geförderten Projekte findet sich in Abbildung 1.

Tabelle 1: Verteilung der FES-Anträge nach Förderstatus und Förderprogramm bis 13.10.2021

	PV-Anlagen		Batterie-speicher		SBER ⁽¹⁾		EBER ⁽²⁾		FES-Anträge gesamt	
	Anzahl	Anteil	Anzahl	Anteil	Anzahl	Anteil	Anzahl	Anteil	Anzahl	Anteil
Anträge	2024	100%	1773	100%	433	100%	425	100%	4655	100%
fertiggestellt, geprüft & gefördert	448	22,1%	367	20,7%	7	1,6%	19	4,5%	841	18,1%
abgelehnt/ zurückgezogen	139	6,9%	113	6,4%	44	10,2%	42	9,9%	338	7,3%
fertiggestellt, Unterlagen noch in Prüfung	346	17,1%	330	18,6%	96	22,2%	93	21,9%	865	18,6%
Eingereicht oder Mittel gebunden	1091	53,9%	963	54,3%	286	66,1%	271	63,8%	2612	56,1%

(1) Beratungs- und Planungsleistungen in der Solarenergie; (2) Energetische Sanierungsberatung

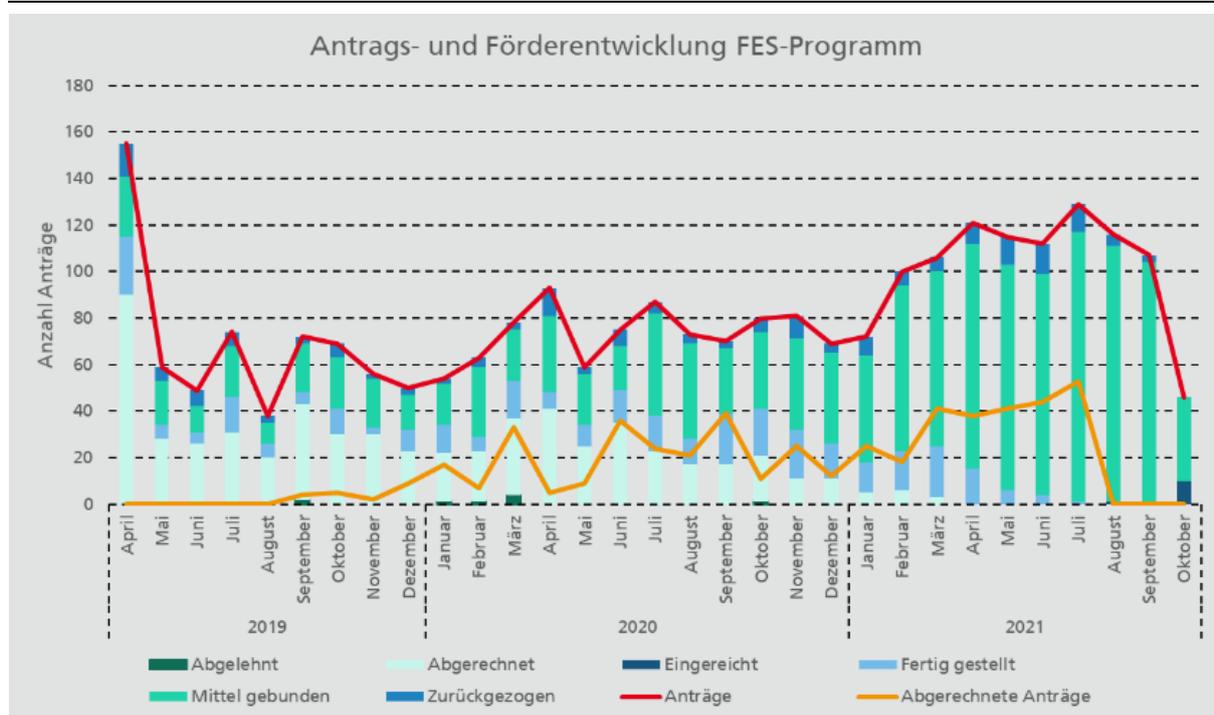


Abbildung 1: Entwicklung der Antragszahlen und geförderten Projekte (FES gesamt)

Tabelle 2: Verteilung Anträge nach Fördertypen und Jahren bis 13.10.2021

	2019			2020			2021 (bis 10/2021)			Gesamt	
	Anzahl	% an 2019	% an Gesamt	Anzahl	% an 2020	% an Gesamt	Anzahl	% an 2021	% an Gesamt	Anzahl	% an Gesamt
PV-Anlagen	488	44,5%	10,5%	679	41,5%	14,6%	857	44,6%	18,4%	2024	43,5%
davon Fassadenanlagen	15	3,1%	0,3%	23	3,4%	0,5%	9	1,1%	0,2%	47	1,0%
davon mit MSK	35	7,2%	0,8%	21	3,1%	0,5%	43	5,0%	0,9%	99	2,1%
davon mit Denkmalschutzauflagen	5	1,0%	0,1%	4	0,6%	0,1%	4	0,5%	0,1%	13	0,3%
Batteriespeicher	389	35,5%	8,4%	623	38,0%	13,4%	761	39,6%	16,3%	1773	38,1%
SBER	113	10,3%	2,4%	160	9,8%	3,4%	160	8,3%	3,4%	433	9,3%
EBER	106	9,7%	2,3%	176	10,7%	3,8%	143	7,4%	3,1%	425	9,1%
Anträge Gesamt	1096	100%	23,5%	1638	100%	35,2%	1921	100%	41,3%	4655	100%

3 Fördermaßnahme „Photovoltaikanlagen“

3.1 Datenanalyse

Im Folgenden soll die Fördermaßnahme „Photovoltaikanlagen“ genauer untersucht werden, um zu analysieren, ob diese eine Wirkung auf den PV-Zubau im Stadtgebiet hatte. Hierzu werden die Antragszahlen eingehend analysiert und dargestellt welche Leistungsklassen besonders häufig gefördert wurden. Die Verteilung der FES-geförderten Anlagen wird dabei mit dem gesamtstädtischen PV-Zubau verglichen. Außerdem wird unter anderem aufgezeigt welche Bevölkerungsgruppen besonders häufig bzw. selten Anträge stellen und aus welchen Stadtteilen diese Anträge kommen. Anschließend werden Fragen der Wirtschaftlichkeit von verschiedenen PV-Anlagen geklärt und geprüft, ob es zu einer Überförderung kommt und zuletzt die CO₂-Einsparung durch die PV-Förderung in der Stadt München berechnet.

Abbildung 2 stellt den PV-Zubau im Stadtgebiet München dar. Es zeigt sich ein deutlicher Anstieg der Zubauzahlen um das Jahr 2010. Dieser Aufschwung lässt jedoch in den darauffolgenden Jahren nach und erholt sich erst ab 2015 wieder. Seitdem ist das Zubauvolumen mit einer Ausnahme im Jahr 2018 stetig angestiegen. Bis Ende 2021 wurde in München eine Kapazität von 84,58 MW installiert. Dabei handelt es sich zum größten Teil (98,4%, 5.813 Anlagen) um Aufdachanlagen. Des Weiteren gibt es in München 0,6% Fassadenanlagen, 1,0% sonstige Anlagen, sowie eine Freiflächenanlage (eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 26.11.2021). Der Verlauf des Zubaus in München entspricht weitestgehend der Dynamik auf Bundesebene, wobei der maximale Zubau in München im Jahr 2020 erreicht wurde und auf Bundesebene im Jahr 2011. Der Zubau in München ist also aktuell auf Höchstniveau.

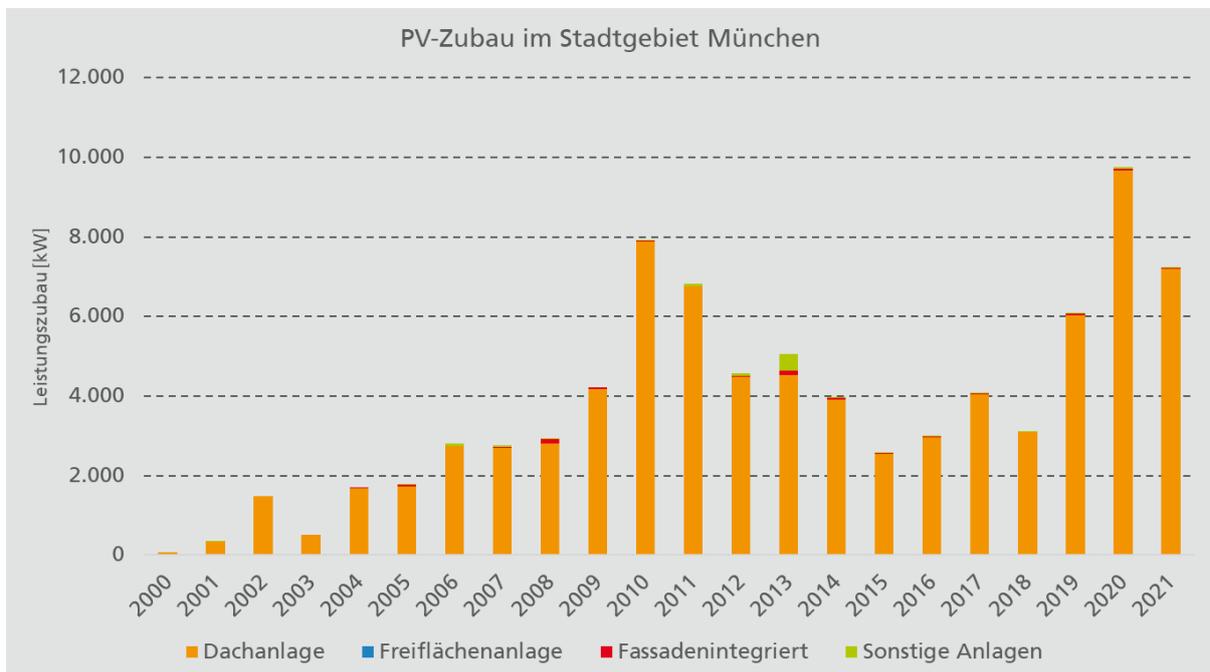


Abbildung 2: Übersicht zum PV-Zubau in München. Eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 26.11.2021

3.1.1 Entwicklung und Verteilung nach Leistungsklassen sowie Vergleich zum Gesamtbestand

Die Entwicklung der Antragszahlen für PV-Anlagen zeichnet ein ähnliches Bild wie die gesamten Antragszahlen. Es zeigt sich eine insgesamt steigende Tendenz, wobei zuletzt dreimal so viele Anträge gestellt wurden wie zum Beginn der Förderung. Der Ausreißer im April 2019 ist bei den PV-Anlagen

besonders deutlich zu sehen. Dies könnte sich darauf zurückführen lassen, dass sich besonders viele Menschen nach der Ankündigung des FES auf die Installation einer PV-Anlage vorbereitet haben und direkt zum Förderstart einen Antrag eingereicht haben. Den Verlauf der PV-Antragszahlen und die geförderten PV-Anträge sind in Abbildung 3 aufgetragen.

Insgesamt wurden im Zeitraum April 2019 bis Ende Juni 2021 1.673 Anträge auf Förderung einer PV-Anlage gestellt. Im gleichen Zeitraum wurden 402 PV-Projekte gefördert. Bis Mitte Oktober 2021 sind nochmal 351 PV-Anträge hinzugekommen und weitere 51 PV-Anträge wurden gefördert. Eine kumulierte Darstellung der Antragszahlen zeigt Abbildung 4.

Die Entwicklung der geförderten Projekte im Vergleich zum Anlagenzubau in München und Deutschland ist in Abbildung 5 dargestellt. Der Wert des gleitenden jährlichen Mittelwerts (+6 Monate) der installierten Anlagen im Stadtgebiet München ist vor der Einführung des aktuellen FES-Förderprogramms im Zeitraum zwischen September 2017 und Juni 2019 um durchschnittlich 2,4% monatlich angestiegen. Dies entspricht einer Zunahme des Zubaus von 0,7 Anlagen/Monat. D.h. es wurde jeden Monat rund 1 Anlage mehr zugebaut als im Monat davor. Insgesamt ist der gleitende jährliche Mittelwert des Zubaus von 21 Anlagen/Monat auf 35 Anlagen/Monat angestiegen. Seit Einführung des FES (06/2019-12/2020) stieg der gleitende Mittelwert in München um durchschnittlich 2,6% monatlich. Dies entspricht einer Zunahme des Zubaus von 1,1 Anlagen/Monat. Insgesamt ist der gleitende jährliche Mittelwert des Zubaus von 35 Anlagen/Monat auf 55 Anlagen/Monat gestiegen.

Betrachtet man den durch das FES geförderten Zubau von Anlagen in Abbildung 5 gesondert, so zeigt sich, dass der Zubau von geförderten Anlagen im Förderzeitraum dynamisch angestiegen ist. Der Wert des gleitenden jährlichen Mittelwerts (+6 Monate) der installierten Anlagen ist im Zeitraum zwischen Juni 2019 und Dezember 2020 um 8,6% monatlich gestiegen. Dies entspricht einer Zunahme des Zubaus von 1,2 Anlagen/Monat, die mit FES Förderung gebaut wurden. Welchen Anteil das FES am Zuwachs des Zubaus in München hat, lässt sich schwer bestimmen. Es ist davon auszugehen, dass sich der positive Trend auf Bundesebene auch in München auswirkt und somit die positive Wirkung des Programms nicht isoliert ausgewiesen werden kann. Bei der Bewertung des Einflusses des Förderprogramms auf den gesamten Zubau in München ist zu bedenken, dass in Abbildung 5 die installierten Anlagen im Stadtgebiet München gemäß ihres Inbetriebnahmedatums laut MaStR aufgetragen wurden und die FES-geförderten Anlagen gemäß ihres Abrechnungsdatums, was typischerweise ca. drei oder mehr¹ Monate nach der Inbetriebnahme der PV-Anlage liegt. Durch die Betrachtung des gleitenden jährlichen Mittelwerts sollte der Effekt dieser Verschiebung allerdings weitestgehend vernachlässigbar sein.

Vergleicht man den jährlichen Zuwachs bei den Zubauzahlen in München mit denen auf Bundesebene, so wird deutlich, dass der Zuwachs in München im Jahr 2020 etwas schwächer ausgefallen ist als auf Bundesebene. Die Zubauzahlen auf Bundesebene steigerten sich im Jahr 2020 um 66%. In München lag der Zuwachs bei 50%. Im Jahr 2019 lag der Zuwachs bei dem Anlagenzubau mit 53% auf Bundesebene und 55% in München fast gleichauf. Ähnlich verhielt es sich im Jahr 2018 mit einem Zuwachs von 15% auf Bundesebene und 11% in München (siehe hierzu auch Tabelle 11 im Anhang). Auf Basis der Veränderung des Anlagenzubaus lässt sich somit kein unmittelbarer positiver Effekt des FES ableiten.

¹ Deutlich größere Verzögerungen ergeben sich, wenn die Antragsteller nicht alle notwendigen Unterlagen einreichen oder der Antrag andere Maßnahmen beinhaltet, die die Prüfung stark verlangsamen werden (beispielsweise PV Anträge werden vorgezogen). Dies ist aber eher die Ausnahme unter den PV-Anträgen (Quelle: Information durch RKU)

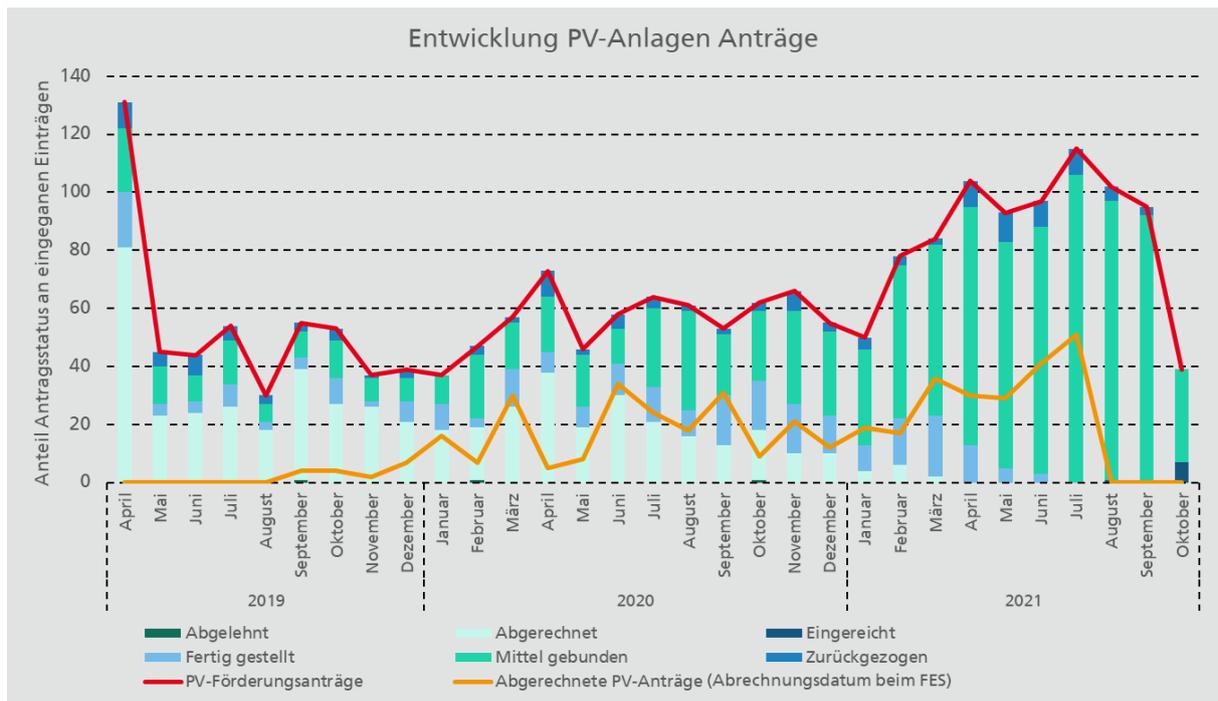


Abbildung 3: Entwicklung der PV-Antragszahlen und geförderte PV-Projekte

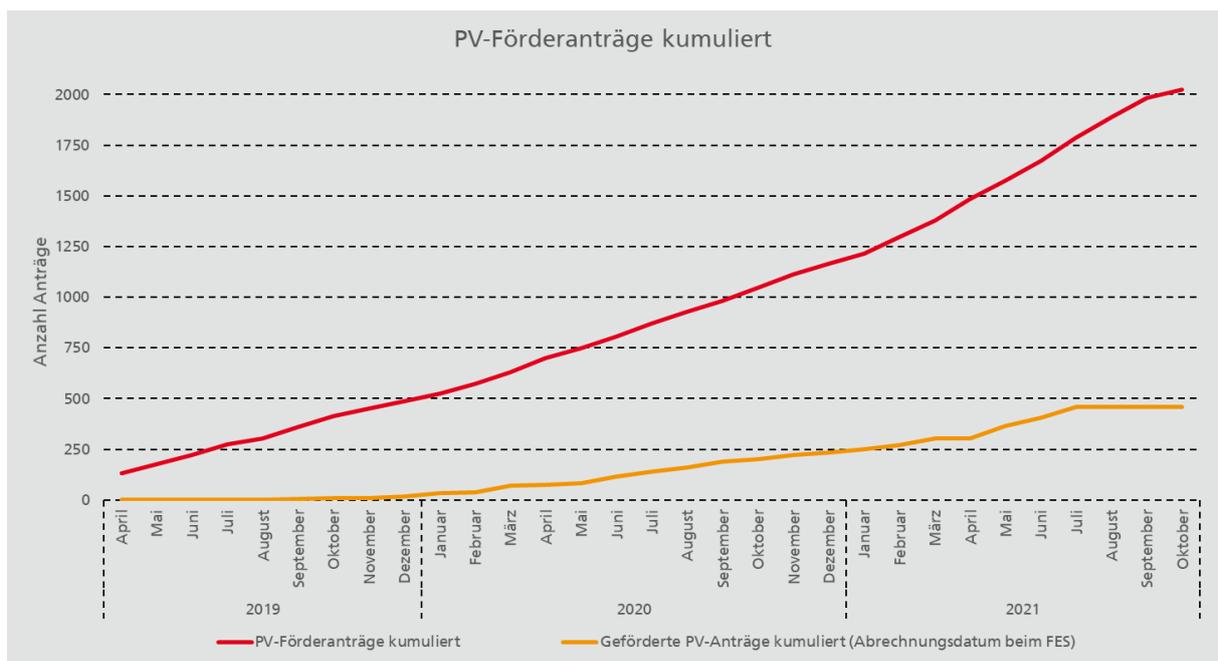


Abbildung 4: Entwicklung der beantragten und geförderten PV-Anlagenzahl (kumuliert)

Bezüglich des Leistungszubaus stellt sich ein ähnliches Bild dar wie beim Anlagenzubau. Der PV-Leistungszubau zeigt eine steigende Tendenz. Zuletzt wurde zwei- bis dreimal so viel PV-Nennleistung beantragt wie zum Beginn der Förderung. Auch im Bereich der Leistung zeigt sich ein Ausreißer im April 2019. Diese Entwicklungen sind in Abbildung 6 zu sehen. Zwischen April 2019 und Ende Juni 2021 wurden 18.430 kW PV-Leistung zur Förderung beantragt. In diesem Zeitraum wurden 3.345 kW erfolgreich gefördert. Dies entspricht einer beantragten Leistung von 14 W bzw. geförderten Leistung von 2 W pro Münchener Bürgerin und Bürger für einen Bevölkerungsstand von 1,56 Millionen Menschen im Jahr 2021. Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der kumulierten PV-Nennleistung. Die durch das FES geförderte Leistung

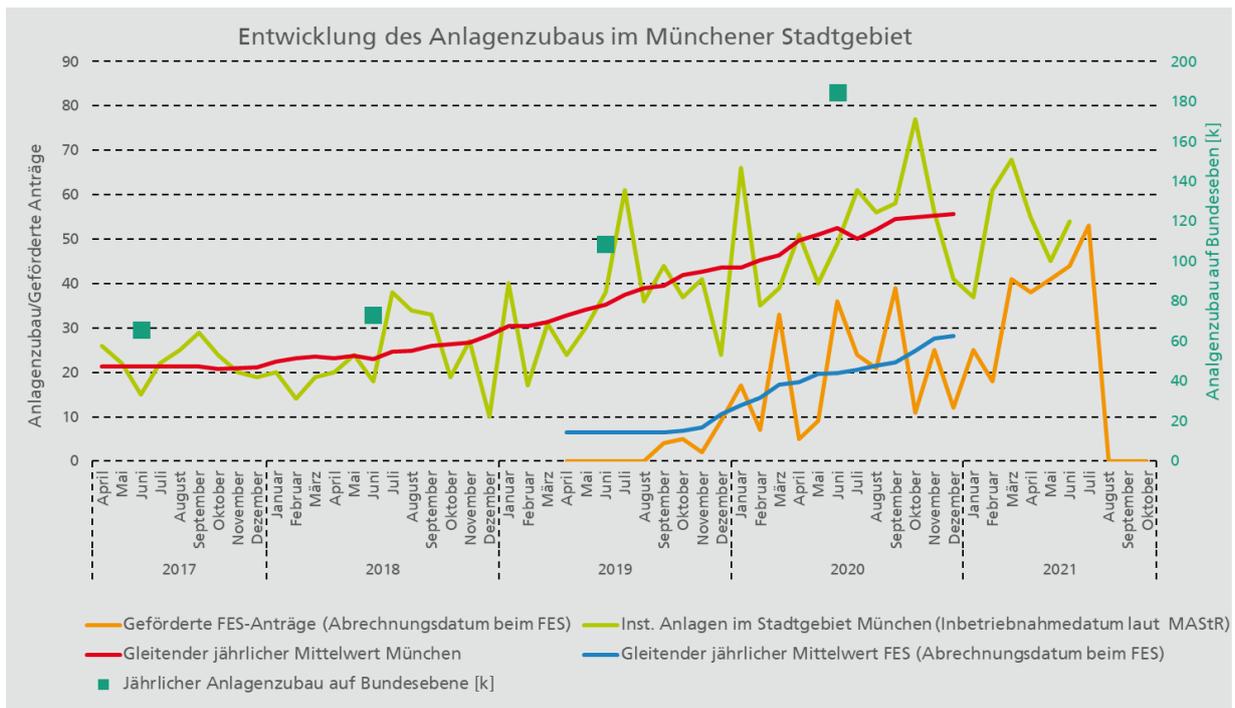


Abbildung 5: Entwicklung der geförderte PV-Projekte im Vergleich zum Anlagenzubau in MUC und DE. Installierte Anlagen im Stadtgebiet München auf Basis eigener Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 26.11.2021

im Zeitraum April 2014 bis Juni 2021 entspricht ca. 18,3% der insgesamt zugebauten Leistung im Stadtgebiet München.

Die Entwicklung der geförderten Anlagenleistung im Vergleich zum Leistungszubau in München und Deutschland ist in Abbildung 8 aufgetragen. Der gleitende jährliche Mittelwert (+6 Monate) der installierten Leistung im Stadtgebiet Münchens hat sich vor der Einführung der FES im Zeitraum zwischen September 2017 und Juni 2019 um durchschnittlich 2,1%/Monat erhöht. Dies entspricht einer Zunahme des Zubaus von 8,5 kW/Monat. D.h. es wurde jeden Monat 8,5 kW installierte Leistung mehr zugebaut als im Monat davor. Insgesamt ist der gleitende jährliche Mittelwert des Leistungszubaus von 326 kW/Monat auf 505 kW/Monat angestiegen (Berechnungen auf Basis eigener Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 26.11.2021).

Seit Einführung der FES ist der gleitende Mittelwert der installierten Leistung in München über den Zeitraum 06/2019 – 12/2020 nur noch um durchschnittlich 1,3%/Monat gestiegen, was einer Zunahme des Zubaus von 7,1 kW/Monat entspricht. Die Verringerung der Zunahme des Zubaus entspricht nicht den Beobachtungen beim Anlagenzubau bei welchem der gleitende Mittelwert des Zubaus nach FES-Einführung weiter, wenn auch nur geringfügig, zunahm. Eine mögliche Erklärung für diese nicht kohärente Entwicklung könnte sein, dass in der Zeit nach der Einführung des FES mehr Anlagen mit kleiner Leistung installiert wurden. Diese Entwicklung muss jedoch nicht in kausalem Zusammenhang mit dem FES stehen.

Betrachtet man gesondert den FES-geförderten Leistungszubau, der ebenfalls in Abbildung 8 dargestellt ist, muss zunächst beachtet werden, dass die installierte Leistung im Stadtgebiet München gemäß ihres Inbetriebnahmedatums laut MaStR aufgetragen wurde, die geförderte FES-Leistung allerdings gemäß des Abrechnungsdatum dargestellt wird, welches typischerweise ca. drei oder mehr Monate nach der Inbetriebnahme der PV-Anlage liegt. Die Analyse der abgerechneten Leistung zeigt, dass der gleitende Mittelwert des Leistungszubaus im Zeitraum Juni 2019 bis Dezember 2020 um 8,1%/Monat angestiegen ist. Dies entspricht einer Zunahme des Zubaus von 8,6 kW/Monat. Die Zunahme des geförderten Leistungszubaus lag somit über der gesamtstädtischen Zunahme. Dies weist darauf hin, dass die Förderung

nicht vollständig zu einer Erhöhung des Zubaus beigetragen hat. Eine Quantifizierung des Anteils der FES-Förderung am Leistungszubau ist allerdings aus den oben genannten Gründen nicht möglich.

Beim Vergleich des Leistungszubaus in München mit den bundesweiten Ausbautzahlen zeigt sich, dass die Steigerung des Leistungszubaus in München deutlich größer ausfällt als der Anstieg des Ausbaus auf Bundesebene (siehe hierzu auch Tabelle 12 im Anhang). Dieser steigerte sich im Jahr 2020 um 26%, während sich in München der Leistungszubau um 60% erhöhte. Ähnlich verhielt es sich im Jahr 2019, in dem auf Bundesebene der Leistungszubau um 37% anstieg und im Stadtgebiet München um 96%. Die starken relativen Anstiege in München sind vorrangig auf einen Einbruch des Zubaus in München im Jahr 2018 und auf eine darauffolgende schnelle Erholung zurückzuführen. Die Entwicklung des Anlagenzubaus zeigt allerdings, dass der Einbruch beim Leistungszubau nicht darauf zurückzuführen ist, dass weniger Anlagen installiert wurden, sondern, dass im Jahr 2018 besonders viele kleine Anlagen installiert wurden (durchschnittliche Anlagengröße 11 kW), was insgesamt zu weniger Leistungszubau führte. Der stärkere Anstieg im Vergleich zum gesamten nationalen Leistungsausbaus ist damit auf eine ähnliche Entwicklung bei der Zunahme des Zubaus von Anlagen wie auf Bundesebene in Verbindung mit einer gesteigerten mittleren Anlagengröße (14 kW in 2019 und 15 kW in 2020) im Stadtgebiet München im Zubau und einer gleichzeitigen Abnahme der mittleren Anlagengröße auf Bundesebene (35 kW in 2019 und 27 kW in 2020) im Zubau zurückzuführen.

Bezüglich der geförderten Leistungsklassen zeigt sich, dass rund 79 % der Anlagen im Leistungsbereich bis 10 kW liegen. Der Mittelwert der geförderten PV-Anlagenleistung liegt bei 8,3 kW (Median: 8 kW). Die am meisten geförderte Leistungsklasse ist 9-10 kW. Die Verteilung der geförderten PV-Projekte nach Leistungsklassen ist in Abbildung 9 und Abbildung 10 zu finden. Im Vergleich zur insgesamt installierten Leistung zeigt sich, dass Anlagen bis 10 kW in München einen Anteil von 79 % an der Zahl der insgesamt installierten Anlagen haben, aber nur 31 % der insgesamt installierten PV-Leistung ausmachen. Im Gegensatz dazu machen 7 % der Münchener PV-Anlagen, solche mit einer Leistung von mindestens 30 kW, rund die Hälfte der gesamten Leistung aus. Einen Überblick über die Verteilung der Anlagen auf die verschiedenen Leistungsklassen in München und deren Leistung bieten Abbildung 11 und Abbildung 12. Tabelle 3 stellt die Verteilung des Dachpotentials in München, aufgeteilt auf verschiedene Leistungsklassen, dar. Vergleicht man das Potential mit der bisher installierten Leistung (Abbildung 11 und Abbildung 12) so zeigt sich, dass große Dachflächen bislang besser genutzt werden als kleine. Anlagen über 80 kW machen aktuell 36% der installierten Kapazität in München aus. Dies entspricht ca. 30 MW. Damit ist ca. 14% des vorhandenen Potentials im Bereich über 83,3 kW ausgeschöpft. Im Leistungsbereich bis 41,7 kW wird bisher allerdings nur rund 3,8% des vorhandenen Dachpotentials genutzt. Hier bieten kleinere Dachflächen noch viel Ausbaupotential.

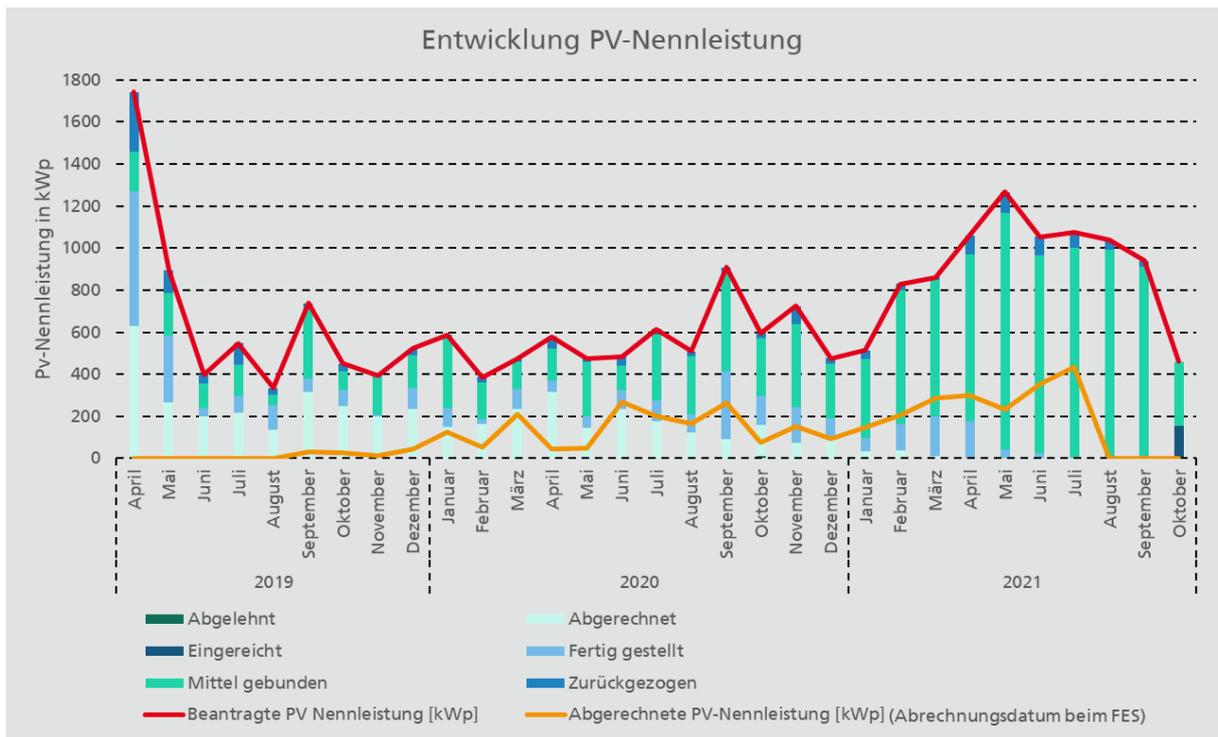


Abbildung 6: Entwicklung des beantragten und geförderten PV-Leistungszubaus

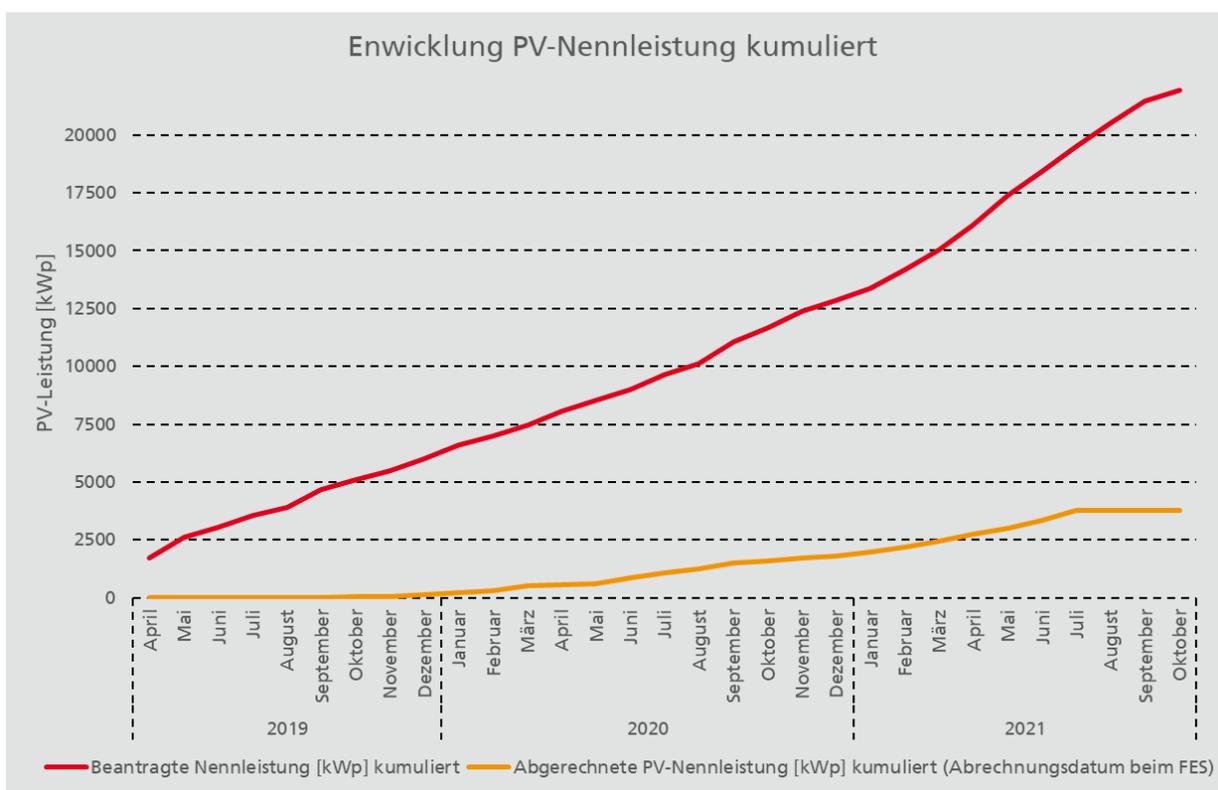


Abbildung 7: Entwicklung der beantragten und geförderten installierten PV-Leistung (kumuliert)

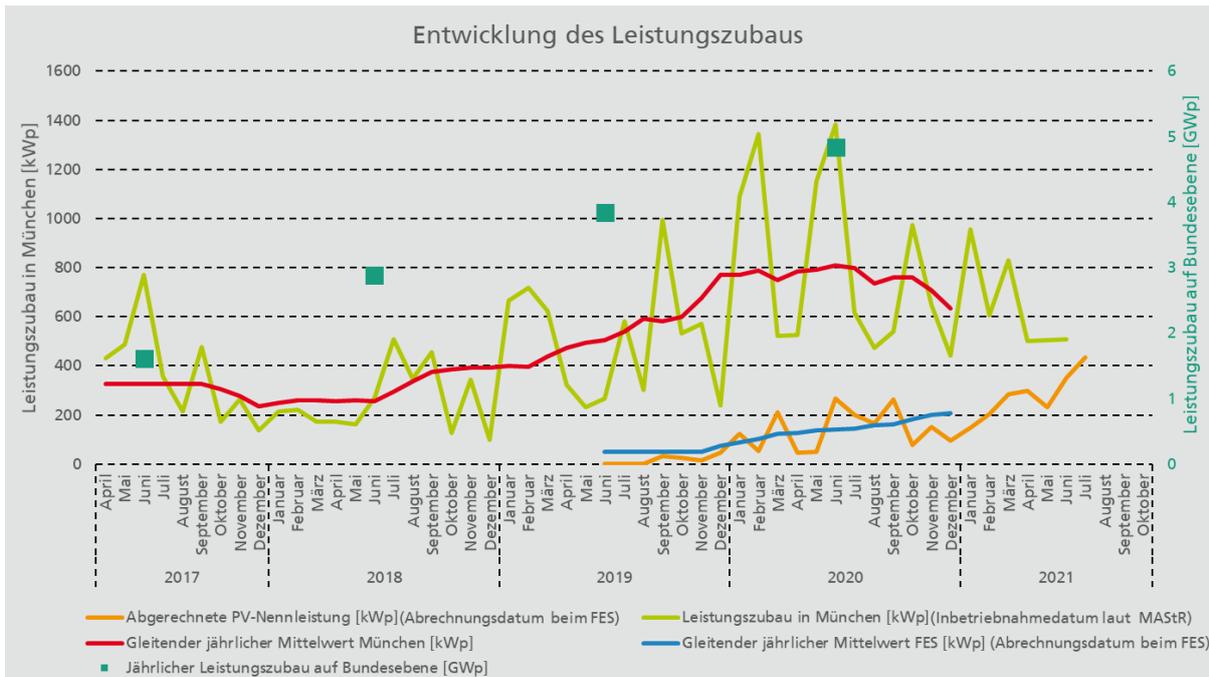


Abbildung 8: Entwicklung der geförderten Anlagenleistung vs. Leistungszubau in MUC und DE. Leistungszubau in München auf Basis eigener Auswertung des MASTr, Stand 26.11.2021

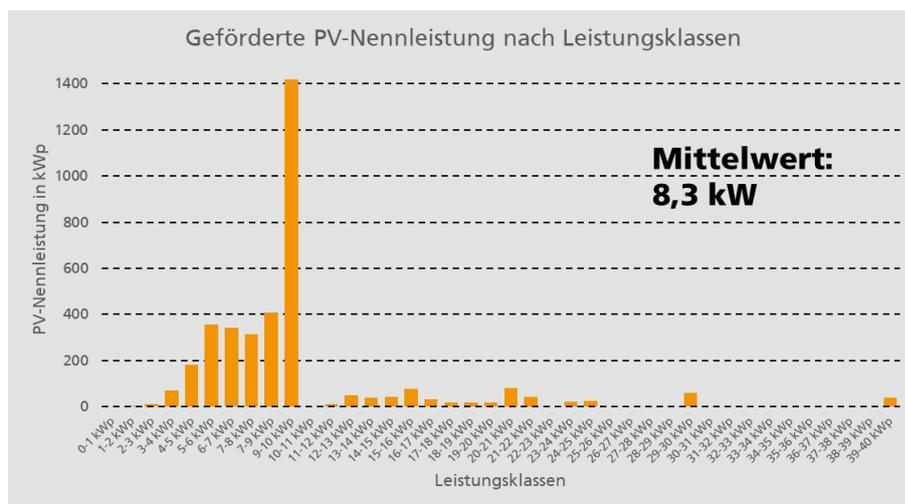


Abbildung 9: Verteilung der geförderten Anlagenleistung nach Leistungsklassen

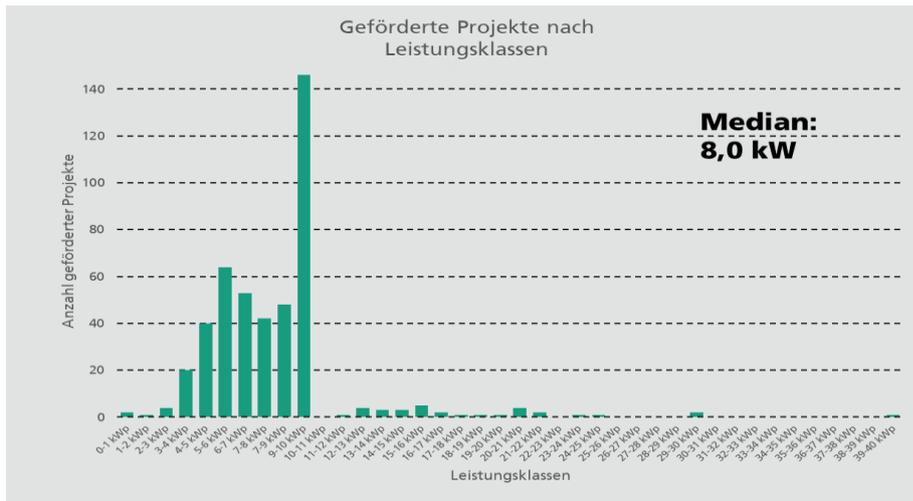


Abbildung 10: Verteilung der geförderten Anlagen nach Leistungsklassen

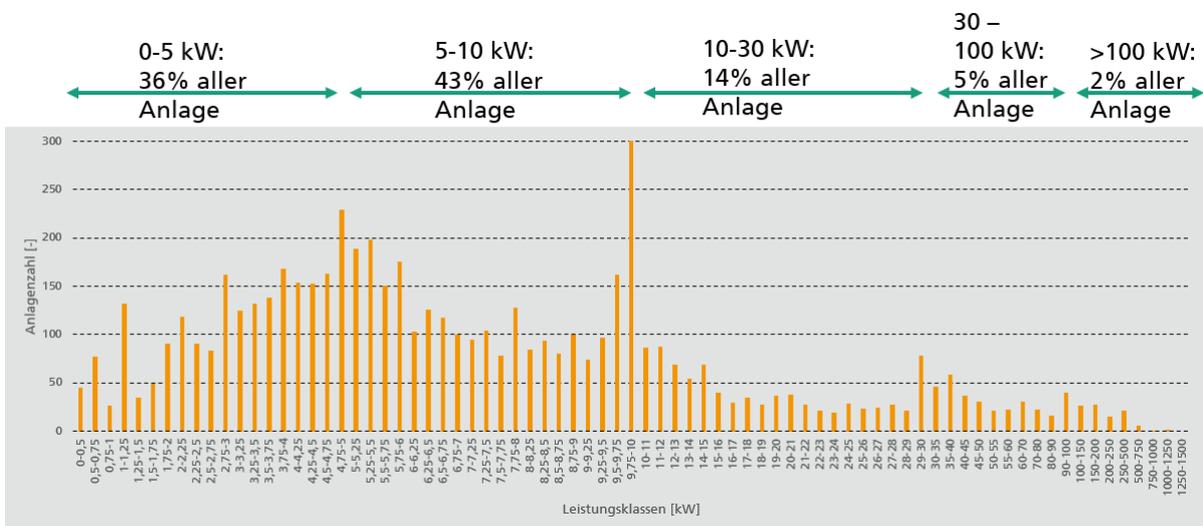


Abbildung 11: Verteilung aller Anlagen in München nach Leistungsklassen. Eigene Auswertung des MaStR, Stand 26.11.2021

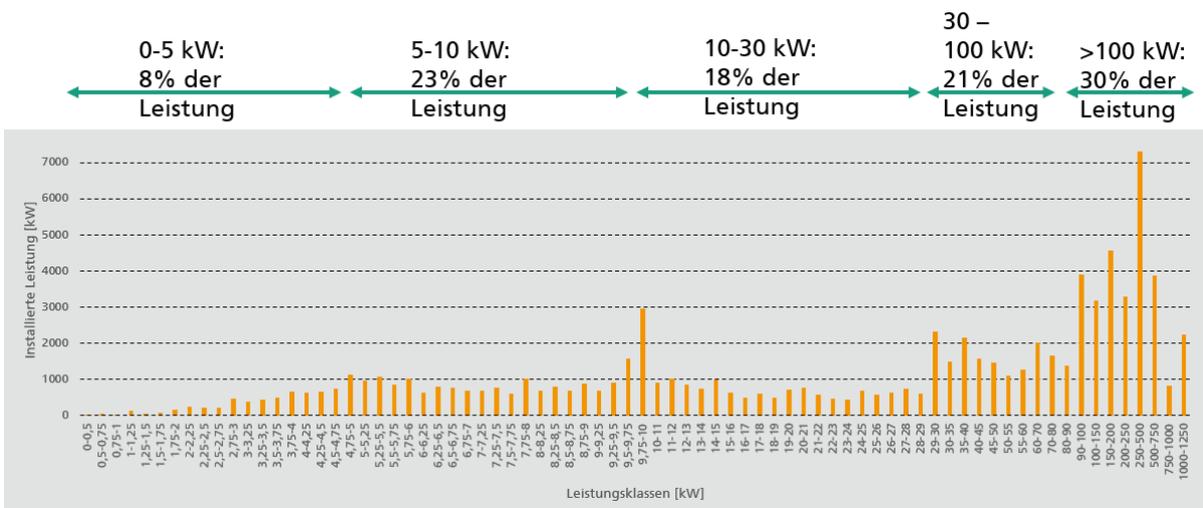


Abbildung 12: Verteilung der gesamten Anlagenleistung in München nach Leistungsklassen. Eigene Auswertung des MaStR, Stand 26.11.2021

Tabelle 3: Verteilung des Dachpotentials in München nach Leistungsklassen [3]

Leistungsklasse	Potential in installierte Leistung	Anteil
kW	kW	-
3,3 - 8,3	376.023	24,2%
8,3 - 16,7	432.071	27,9%
16,7 - 41,7	357.795	23,1%
41,7 kW - 83,3	166.796	10,8%
> 83,3	218.585	14,1%

3.1.2 Verteilungen nach diversen Kriterien sowie Vergleich zum Gesamtbestand

Insgesamt gingen bis Oktober 2021 2.024 Anträge auf PV-Förderung ein. Hiervon wurden 448 Projekte, deren Nennleistung im Mittel 8,14 kW beträgt, erfolgreich gefördert. Die durchschnittlich beantragte Anlagengröße liegt mit 10,84 kW etwas höher. 92,4% der Anträge fallen auf Privatpersonen. Der Rest (ca. 7,5%) wurde von Unternehmen gestellt (siehe Abbildung 13). Bei den geförderten Anträgen verringert sich der Anteil der Unternehmen auf 2,2%. Wohnungseigentumsgemeinschaften sind unter den geförderten Anträgen nur noch zu 0,7% vertreten, sowie Anlagenbetreibende zu 1,6%. Bezüglich der Leistung zeigt sich, dass 73,6% von Privatpersonen beantragt wird. Der Anteil der Unternehmen beträgt hier 26,4% (siehe Abbildung 14). Dies ist darauf zurückzuführen, dass Unternehmen in der Regel größere Anlagen mit einer durchschnittlichen PV-Nennleistung von 38 kW beantragen. Wohnungseigentumsgemeinschaften beantragten 6,7% und Anlagenbetreibende 21% der gesamten PV-Leistung. Von den umgesetzten Projekten fällt jedoch 93% der Leistung auf Privatpersonen. Wohnungseigentümergeinschaften machen 1,7% und Anlagenbetreibende 3,6% der geförderten Leistung aus. Für die Förderquoten ergibt sich, dass mehr als ein Fünftel der von Privatpersonen beantragte Leistung gefördert wurde. Hingegen wurden bisher nur 3,1% der von Unternehmen beantragten Leistung gefördert.

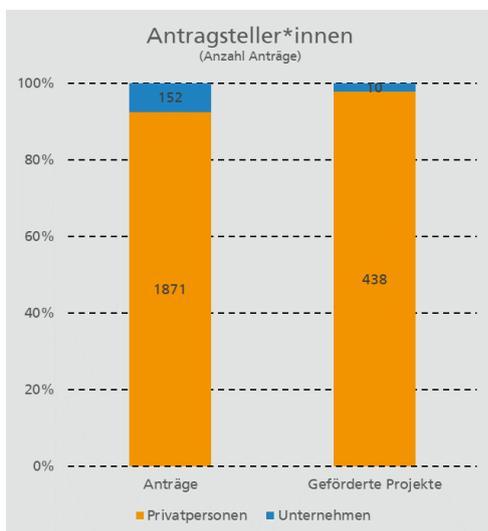


Abbildung 13: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagen nach rechtlichem Status der Antragstellenden

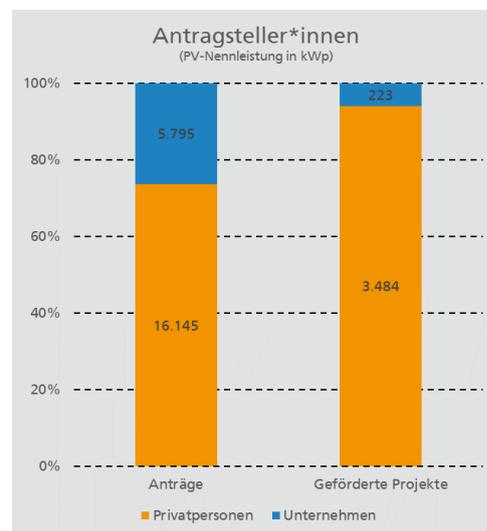


Abbildung 14: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagenleistung nach rechtlichem Status der Antragstellenden

87,6% aller Anlagen wurden zu Installation an Bestandsgebäuden und 12,4% zur Installation an Neubauten beantragt. Bei den umgesetzten Projekten erhöht sich der Anteil der Bestandsgebäude auf 95,5%. Rund 20% der beantragten Nennleistung wurde zur Installation an Neubauten beantragt, was im Vergleich zu

den Antragszahlen die Planung größerer Anlagen an Neubauten darstellt. Die durchschnittlich beantragte Nennleistung zur Installation an Neubauten beträgt 28,4 kW und ist damit rund drei Mal höher als die insgesamt im Mittel beantragte Nennleistung von 8,3 kW. Jedoch fällt nur 5% der geförderten Nennleistung tatsächlich auf Neubauten (mehr Informationen bieten Abbildung 15 und Abbildung 16). Im Verhältnis zum Zubau neuer Gebäude in München ist der Anteil von Neubauprojekten jedoch trotzdem deutlich überrepräsentiert. In München werden aktuell jährlich rund ein Prozent neue Gebäude zugebaut [4], während 5 % aller geförderte Projekte über den Betrachtungszeitraum an Neubauten umgesetzt wurden.

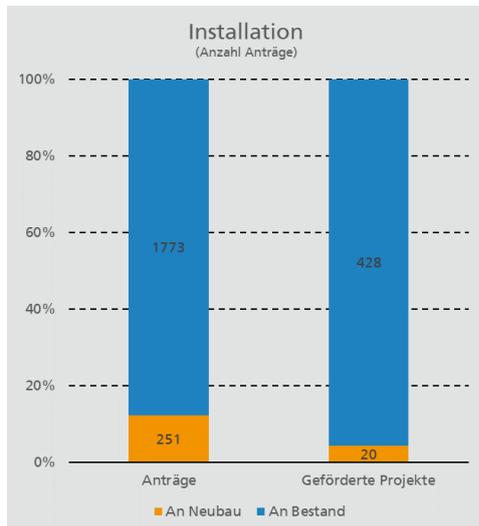


Abbildung 15: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagen nach Bauprojekttyp

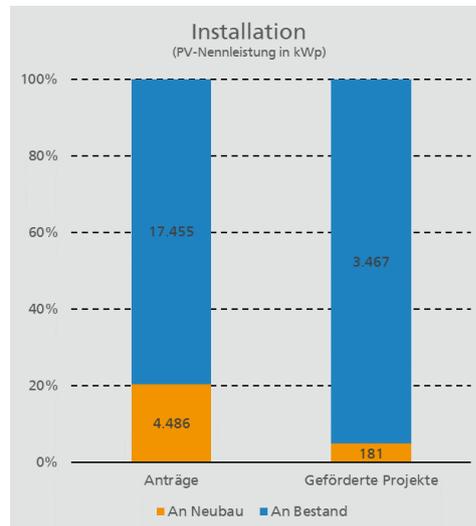


Abbildung 16: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagenleistung nach Bauprojekttyp

Die eingegangenen PV-Förderanträge verteilen sich zu 95% auf Wohngebäude, 2% auf Nichtwohngebäude und 3% auf Mischgebäude. Bei den abgerechneten Projekten sind Wohngebäude mit 97% noch einmal deutlicher vertreten, während der Anteil der Misch- und Nichtwohngebäude auf jeweils 1,5% sinkt. 86,6% der Leistung wird für Wohngebäude beantragt, 5% der Anträge fallen auf Nichtwohngebäude und 8,4% auf Mischgebäude. Von den geförderten Anträgen fällt 95,1% der Nennleistung auf Wohngebäude. Nichtwohngebäude machen hier nur noch ca. 3,4% und Mischgebäude nur noch 1,5% aus. Eine Illustration der Verteilungen findet sich in Abbildung 17 und Abbildung 18. Aus diesen Daten ergibt sich, dass die installierte Leistung auf Nichtwohn- und Mischgebäuden bezüglich der Anlagenzahl überrepräsentiert ist, da hier größere Anlagen gebaut werden. Allerdings sind die beiden Gebäudekategorien sowohl bei den beantragten als auch bei den geförderten Projekten in Bezug auf den Münchener Gebäudebestand deutlich unterrepräsentiert (siehe Abbildung 19). Das PV-Potential dieser Häuser wird somit durch das FES bisher nicht voll ausgeschöpft.

Von den Anträgen sind 84% für PV-Anlagen an Häusern mit 1-2 Wohneinheiten. 14% der Anlagen sollen an Häusern mit mindestens 3 Wohneinheiten verbaut werden. Bei den abgerechneten Projekten legen die Häuser mit 1-2 Wohneinheiten auf einen Anteil von 89% zu. Die Häuser ab 3 Wohneinheiten liegen hier nur noch bei 9%. Abbildung 20 und Abbildung 21 verdeutlichen dies. Erwartungsgemäß ist die Leistung auf größeren Gebäuden in Bezug auf die Anlagenzahl höher. 30% der beantragten Leistung entfallen auf Gebäude ab 3 Wohneinheiten, da aufgrund größerer Dachflächen größere Anlagen installiert werden können. Bei der geförderten Leistung machen Gebäude ab 3 Wohneinheiten jedoch nur noch 10% der Leistung aus. Abbildung 22 zeigt auf, dass die Leistung nicht proportional zur Wohnungsanzahl steigt. Bei der Gegenüberstellung des Münchener Gebäudebestands mit den Zahlen aus dem FES wird sichtbar, dass kleine Gebäude mit ein bis zwei Wohneinheiten in der Förderung deutlich überrepräsentiert und größere Gebäude unterrepräsentiert sind (siehe Abbildung 23).

Durchschnittlich werden 5,7 kW/Wohneinheit gefördert. Besonders hohe Leistungen pro Wohneinheit werden bei Anträgen erzielt, die von Anlagenbetreibern eingereicht wurden. Unternehmen installieren mit 6,64 kW/Wohneinheit ebenfalls überdurchschnittlich viel Leistung pro Wohneinheit ähnlich, wie Installationen an Gebäuden mit ein bis zwei Wohneinheiten. Besonders wenig Leistung pro Wohneinheit wurde bei Wohnungseigentumsgemeinschaften und Wohnhäusern ab 3 Wohneinheiten gefördert. Abbildung 22 veranschaulicht diese Beobachtungen.

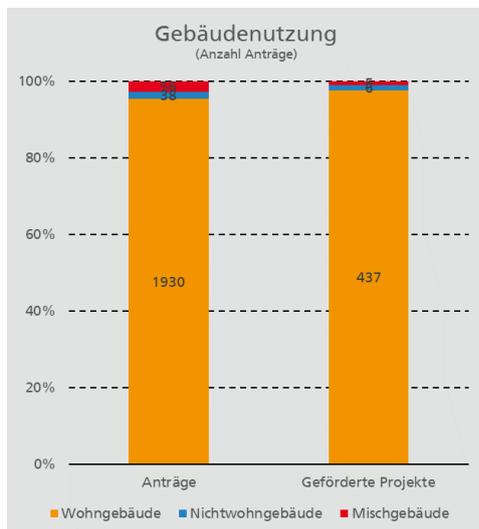


Abbildung 17: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagen nach Gebäudenutzung

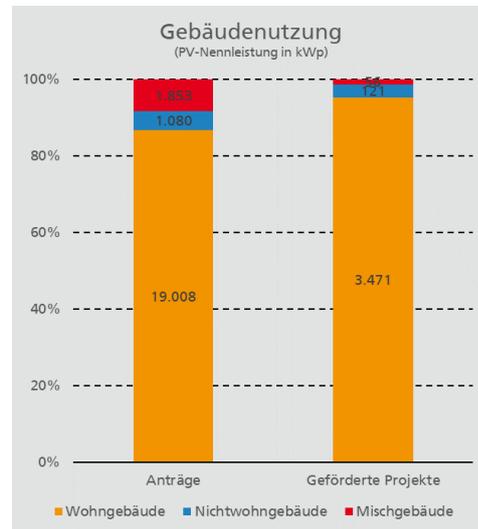


Abbildung 18: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagenleistung nach Gebäudenutzung

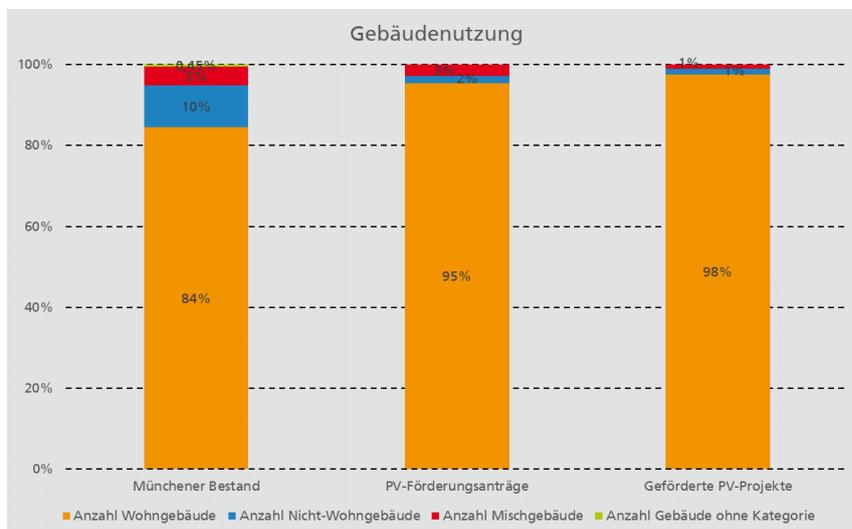


Abbildung 19: Verteilung der geförderten und beantragten PV-Anlagen nach Gebäudenutzung im Vergleich zum Gebäudebestand München

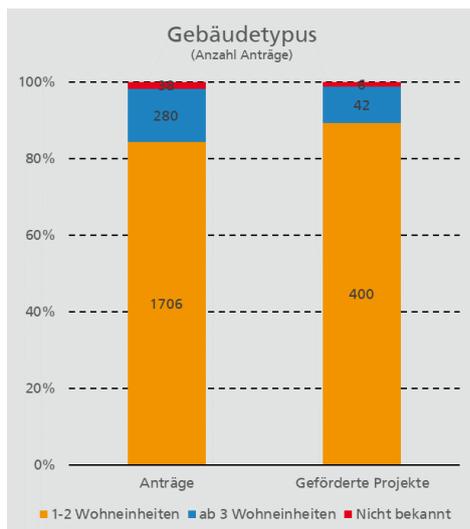


Abbildung 20: Verteilung der geförderten und beantragten PV-Anlagen nach Anzahl der Wohneinheiten

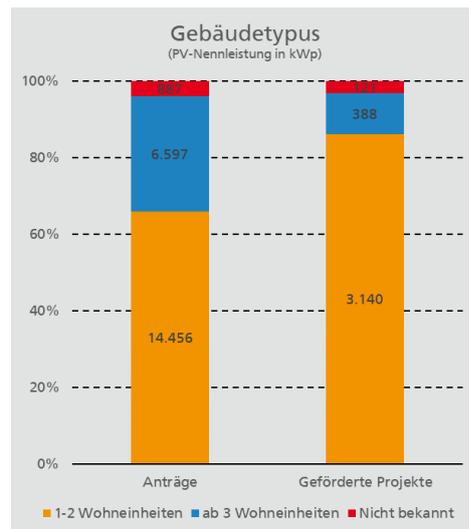


Abbildung 21: Verteilung der geförderten und beantragten PV-Anlagenleistung nach Anzahl der Wohneinheiten

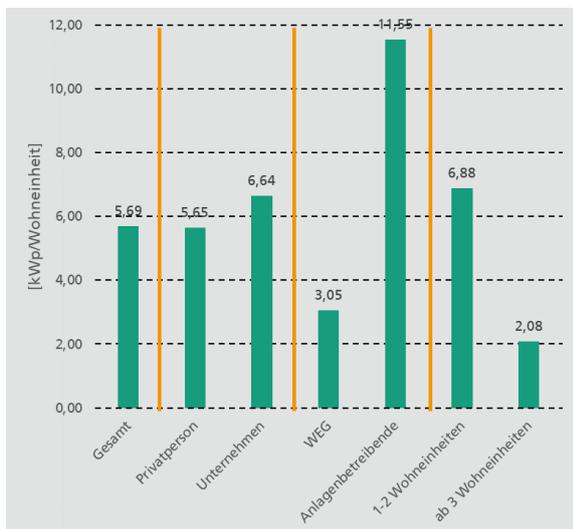


Abbildung 22: Durchschnittliche geförderte PV-Anlagenleistung je Wohneinheit

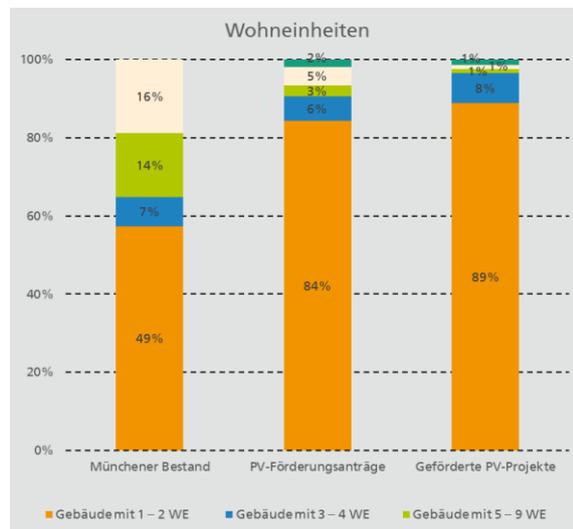


Abbildung 23: Verteilung der geförderten und beantragten PV-Anlagen nach Anzahl der Wohneinheiten im Vergleich zum Münchener Gebäudebestand

Vier Fünftel aller Antragstellenden beantragen neben einer PV-Anlage auch einen Batteriespeicher. Nur 17% wollen lediglich eine PV-Anlage gefördert bekommen. Unter den abgerechneten Projekten werden rund 82% aller PV-Anlagen mit zusätzlichem Batteriespeicher gefördert. Bei 73% der beantragten und 80% der geförderten Nennleistung wurde zusätzlich auch ein Batteriespeicher beantragt (siehe Abbildung 24 und Abbildung 25). Aus diesen Zahlen geht hervor, dass unter den beantragten Anlagen jene ohne Batteriespeicher durchschnittlich größer sind als jene mit Batteriespeicher. Besonders häufig investieren Eigenheimbesitzende mit kleinen PV-Anlagen zusätzlich in einen Batteriespeicher (siehe Abbildung 26 und Abbildung 27). Die Zahlen des FES stehen im Kontrast zum PV-Anlagenbestand in München, da hier bisher insgesamt noch rund 82% der PV-Nennleistung nicht über einen Speicher verfügt (eigene Auswertung auf Basis Marktstammdatenregister, Stand November 2021).

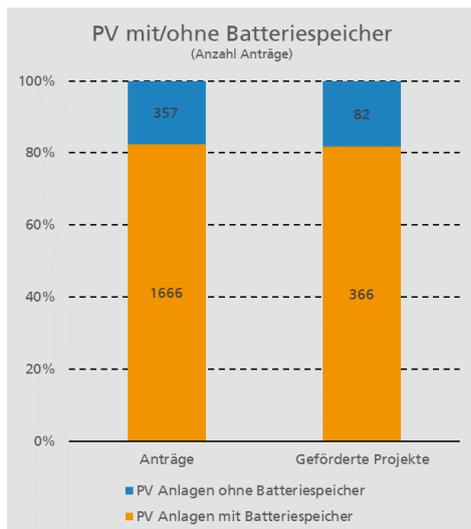


Abbildung 24: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagen nach Batterienutzung

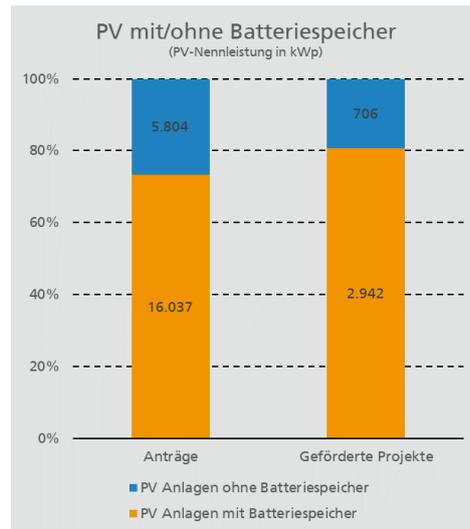


Abbildung 25: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagenleistung nach Batterienutzung

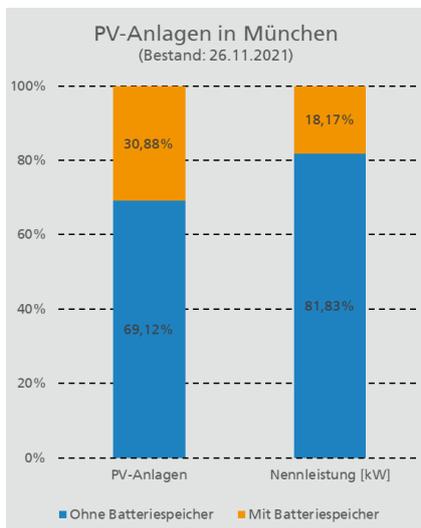


Abbildung 26: Verteilung der PV-Anlagen nach Batterienutzung im Münchener Bestand

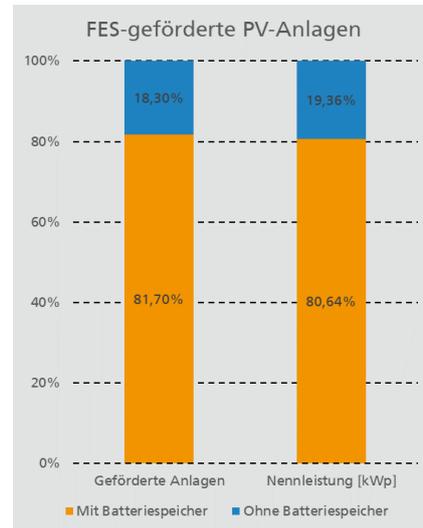


Abbildung 27: Verteilung der geförderten PV-Anlagen nach Batterienutzung

Der Datenbestand bezüglich der Kategorisierung nach Mieterstrommodellen ist stark lückenhaft. Bei 84% der Anträge sind keine Informationen über die Nutzung eines Mieterstrommodells bekannt. 11% geben an, kein Mieterstromkonzept zu haben. Bei rund 5% aller beantragten Anlagen wurde angegeben, dass diese in einem Mieterstromprojekt eingesetzt werden. Von den geförderten PV-Anlagen wird nur ein Prozent für Mieterstrom verwendet (wenn Projekte mit unbekanntem Status „ohne Mieterstromkonzept“ zugeordnet werden). Etwas anders stellt sich das Bild im Hinblick auf die PV-Nennleistung dar. Rund 18% der beantragten Nennleistung soll für Mieterstrom genutzt werden. Allerdings werden bisher nur 1,2% der geförderten Nennleistung für Mieterstromkonzepte eingesetzt. An dieser Stelle geht aktuell somit viel PV-Potential verloren. Mögliche Gründe für das Scheitern von Anträgen mit Mieterstromkonzepten könnten zum Beispiel ein hoher bürokratischer Aufwand sein, der mit Mieterstromprojekten nach wie vor einhergeht, sowie eine geringe Wirtschaftlichkeit aufgrund des erhöhten administrativen Aufwands. Ein weiterer

Fallstrick ist die Teilnahmequote der Mieter. Illustriert werden diese Daten in Abbildung 28 und Abbildung 29.

Die meisten beantragten Anlagen waren mit 96% Dachanlagen. Fassadenanlagen machen unter den Anträgen nur ca. 2,3% aus. Unter den geförderten Anträgen befinden sich zu rund 95% Dachanlagen und ca. 1,5% Fassadenanlagen. Für die Nennleistung zeichnet sich ein fast identisches Bild ab (siehe Abbildung 30 und Abbildung 31). Bezüglich der Anlagengröße zeigt sich jedoch, dass die beantragten Fassadenanlagen mit durchschnittlich 13 kW etwas größer geplant werden als Dachanlagen, die im Mittel eine Nennleistung von 10,8 kW aufweisen. Allerdings sind die geförderten Fassadenanlagen mit durchschnittlich 7 kW deutlich kleiner als die Beantragten. Im Vergleich zum Münchener PV-Fassadenanlagenbestand (1%) ist der Anteil von Fassadenanlagen unter den geförderten Projekten doppelt so hoch (2%, siehe Abbildung 32 und Abbildung 33).

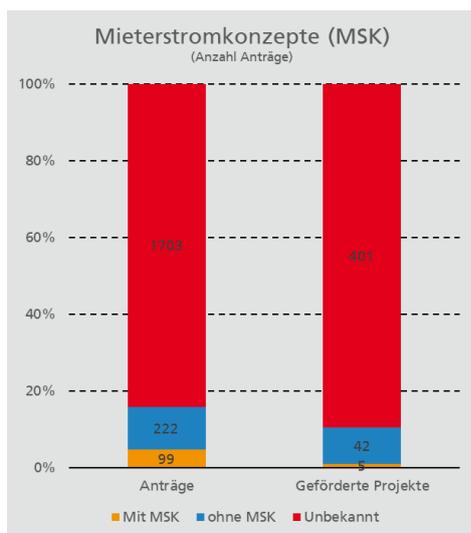


Abbildung 28: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagen nach Beantragung FES-Mieterstromförderung

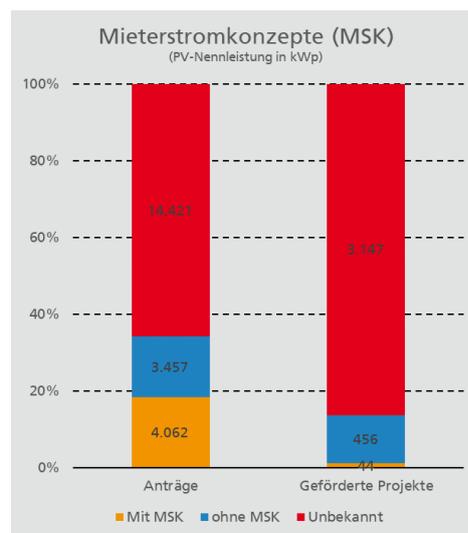


Abbildung 29: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagenleistung nach Beantragung FES-Mieterstromförderung

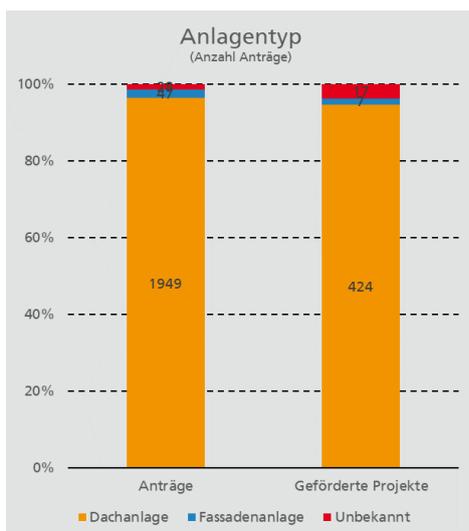


Abbildung 30: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagen nach Anlagentyp

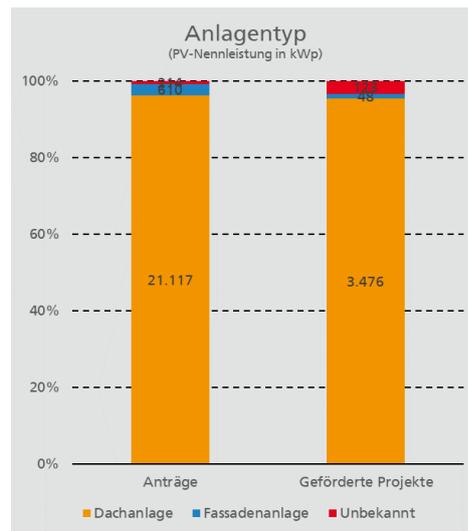


Abbildung 31: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagenleistung nach Anlagentyp

Nur wenige der beantragten PV-Anlage (0,64 %) haben Denkmalschutzauflagen zu beachten. Insgesamt wurden nur 3 PV-Anlagen mit Denkmalschutzauflagen gefördert, was einem Anteil von 0,7% entspricht. Mit Bezug auf die Nennleistung zeichnet sich ein ähnliches Bild ab. Nur 1,25% der beantragten Nennleistung hat Denkmalschutzauflagen zu beachten und letztlich nur 0,5 % der geförderten Nennleistung wurde unter Denkmalschutzauflagen installiert. Dargestellt sind diese Zahlen in Abbildung 34 und Abbildung 35.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass bis Oktober 2021 durch das FES besonders Privatpersonen, die in bestehenden 1-2 Familienhäusern wohnen und zusätzlich einen Batteriespeicher angeschafft haben gefördert wurden. Nur sehr selten bestehen Denkmalschutzauflagen oder Mieterstromkonzepte. Besonders größere Projekte, in Gebäuden mit 3 und mehr Wohneinheiten, wurden bisher nur in geringem Maße gefördert. Außerdem wurde das Potential von Misch- und Nichtwohngebäuden bisher nicht voll ausgeschöpft.

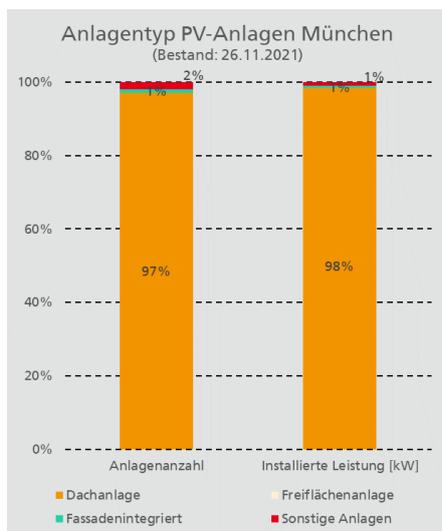


Abbildung 32: Verteilung des Münchener PV-Anlagenbestandes nach Anlagentyp

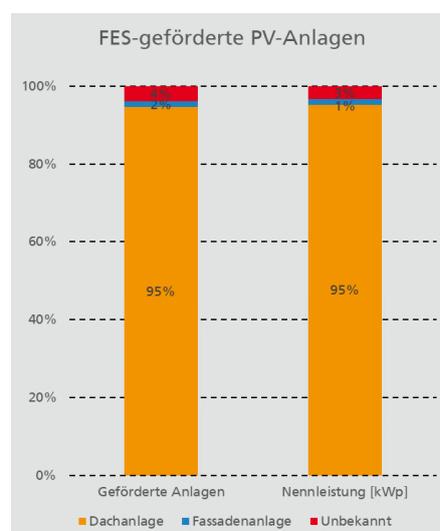


Abbildung 33: Verteilung der FES-geförderten PV-Anlagen nach Anlagentyp

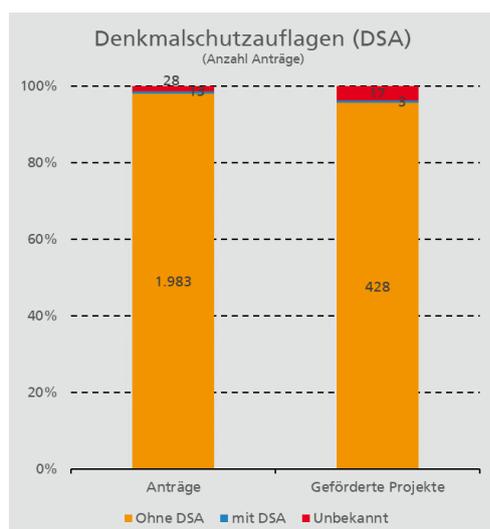


Abbildung 34: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagen nach Beantragung einer Förderung für Denkmalschutzauflagen

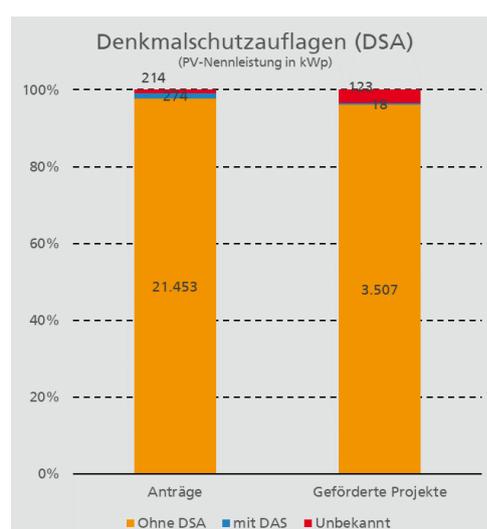


Abbildung 35: Verteilung der beantragten und geförderten PV-Anlagenleistung nach Beantragung einer Förderung für Denkmalschutzauflagen

3.1.3 Lokale Verteilung in München

Die meisten Anträge für PV-Anlagen kommen aus den Stadtteilen Allach-Untermenzing, Feldmoching-Hasenberg und Moosach im Nordwesten der Stadt, sowie aus Trudering-Riem im Südosten. Das Postleitzahlengebiet 80995 (Allach-Untermenzing, Feldmoching-Hasenberg, Moosach) liegt sowohl bezogen auf die gestellten als auch auf die geförderten Anträge auf Platz 1. Je näher ein Postleitzahlengebiet am Stadtzentrum liegt, desto weniger Anträge werden aus diesem verzeichnet (siehe Abbildung 36). Die Verteilung der geförderten PV-Anlagen über das Stadtgebiet weicht nur wenig von der Verteilung der Anträge auf Förderung von PV-Anlagen ab (vgl. Abbildung 36 und Abbildung 37). Der Bestand an PV-Anlagen in München folgt einer ähnlichen Verteilung wie die beantragten und geförderten PV-Anlagen (siehe Abbildung 38).

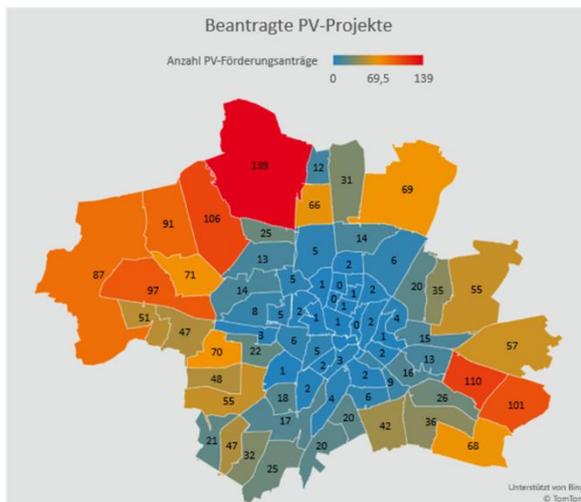


Abbildung 36: Beantragte PV-Anlagen nach Stadtteilen

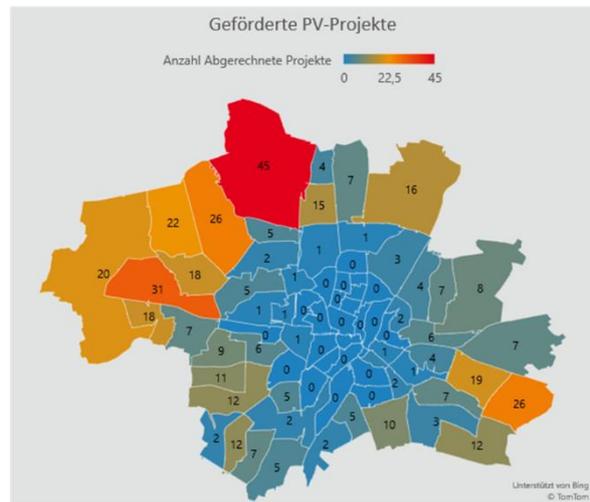


Abbildung 37: Geförderte PV-Anlagen nach Stadtteilen

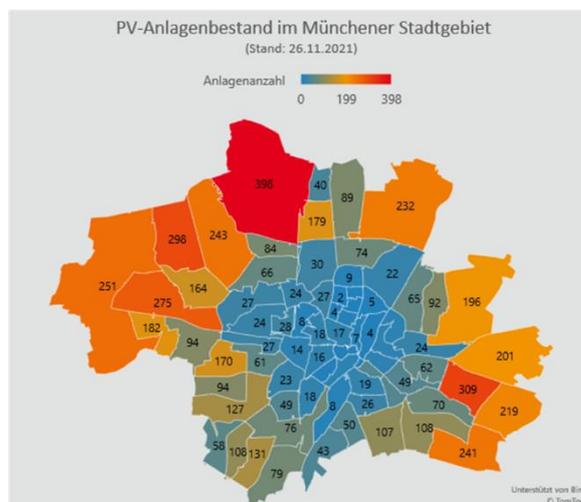


Abbildung 38: Gesamtbestand der PV-Anlagen in München. Eigene Auswertung des MASTR, Stand 26.11.2021

Bei der Verteilung der PV-Nennleistung auf die Stadtteile zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei den Anträgen. Wobei bezüglich der Leistung am meisten im Postleitzahlengebiet 81249 (Allach-Untermenzing, Aubing-Lochhausen-Langwied, Pasing-Obermenzing) beantragt wurde. Die geförderte Nennleistung betreffend liegt auch hier Postleitzahlengebiet 80995 vorn (siehe Abbildung 39 und Abbildung 40). Die Stadtteile Milbertshofen-Am Hart/Schwabing-Freimann (PLZ 80939) und Berg am Laim/Trudering-Riem (PLZ 81829),

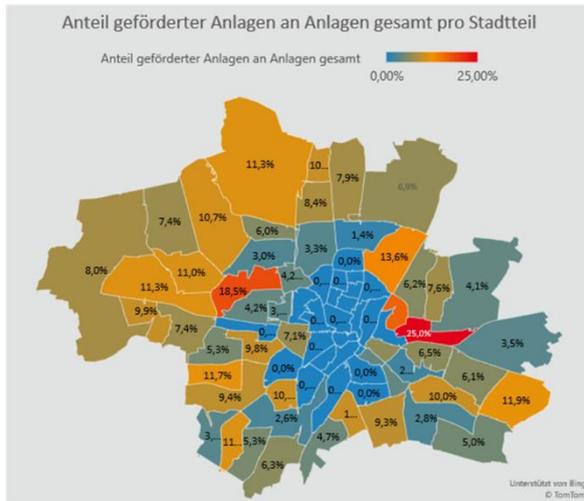


Abbildung 42: Anteil geförderter Anlagen nach PLZ. Eigene Berechnung mit Daten des MAsTR, Stand Nov 2021

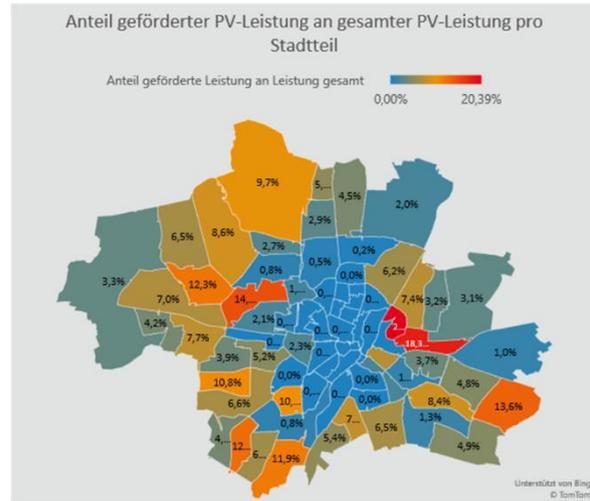


Abbildung 43: Anteil geförderter Anlagenleistung nach PLZ. Eigene Berechnung mit Daten des MAsTR, Stand Nov 2021

3.2 Wirtschaftlichkeit und Förderung

Ziel dieses Kapitels ist die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen und PV-Batterie-Systemen unter Berücksichtigung der im Untersuchungszeitraum verfügbaren Förderungen. Hierbei geht es insbesondere darum, die Frage zu klären, ob die FES-Förderung benötigt wird, um die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen sicherzustellen oder ob diese zu einer Überförderung führt und somit reduziert oder ausgesetzt werden muss.

3.2.1 Entwicklung der Investitionskosten und Stromgestehungskosten von PV-Anlagen im Vergleich zur EEG-Einspeiseförderung

Zunächst soll allgemein untersucht werden, wie sich die Investitionskosten von PV-Anlagen in den vergangenen 5 Jahren entwickelt haben. In Abbildung 44 und Abbildung 46 sind die Entwicklungen der Systemkosten von PV-Anlagen aufgetragen. Die Systemkosten sind die Summe aller im Zusammenhang mit der PV-Anlage stehenden Investitions- und Installationskosten. Es zeigt sich, dass sich die Kosten bei PV-Anlagen <30 kW in den Jahren 2019 und 2020 stagnierten und im Jahr 2021 angestiegen sind. Bei Anlagen >30 kW sind die Kosten seit 2019 annähernd konstant. In den vergangenen Jahren trat somit erstmals kein weiterer Rückgang der Investitionskosten bei PV-Anlagen ein. Im Gegensatz hierzu ist die Einspeisevergütung von PV-Anlagen in den vergangenen Jahren durch den Degressionsmechanismus weiter stark gefallen. Hierdurch haben sich die Stromgestehungskosten und die Einspeisevergütung in den vergangenen Jahren immer mehr angenähert. Im Jahr 2021 lagen die Stromgestehungskosten für Anlagen größer 30 kW erstmals oberhalb der Einspeisevergütung (Abbildung 47). Die Stromgestehungskosten von Anlagen kleiner 30 kW entsprachen in etwa der Einspeisevergütung (Abbildung 45). Der Vergleich dieser Werte kann genutzt werden, um die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen einzuschätzen, die ihre gesamte Erzeugung ins Netz einspeisen. Er liefert jedoch noch keine Aussage zur Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen, bei denen ein Teil der Erzeugung vom Betreiber selbst verbraucht wird.

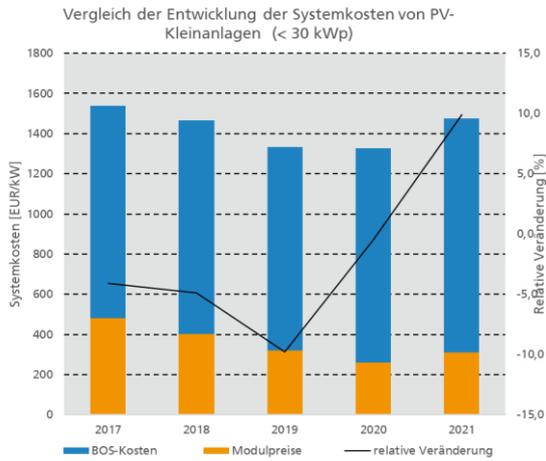


Abbildung 44: Kosten von PV-Kleinanlagen (<30 kW) [5]

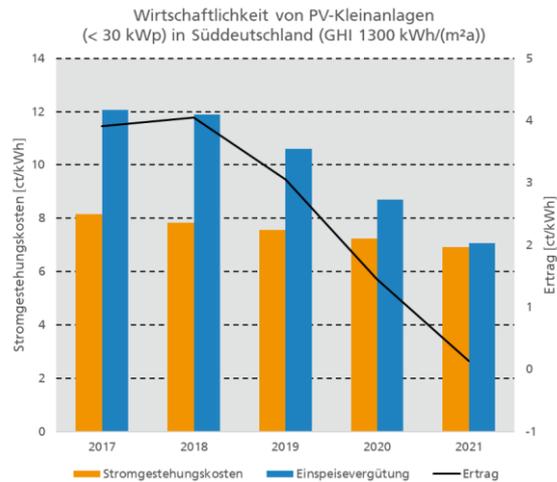


Abbildung 45: Wirtschaftlichkeit von PV-Kleinanlagen (<30 kW) [6–8]

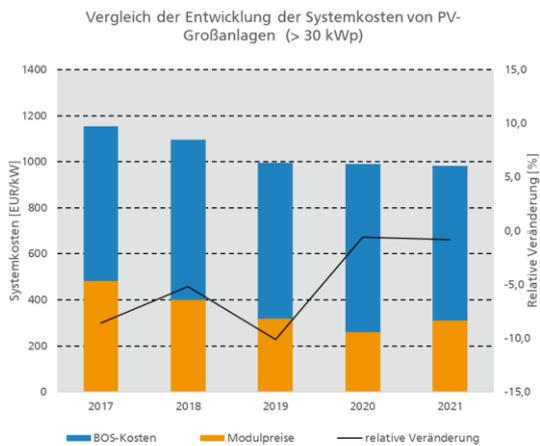


Abbildung 46: Kosten von PV Anlagen 30-100 kW [5]

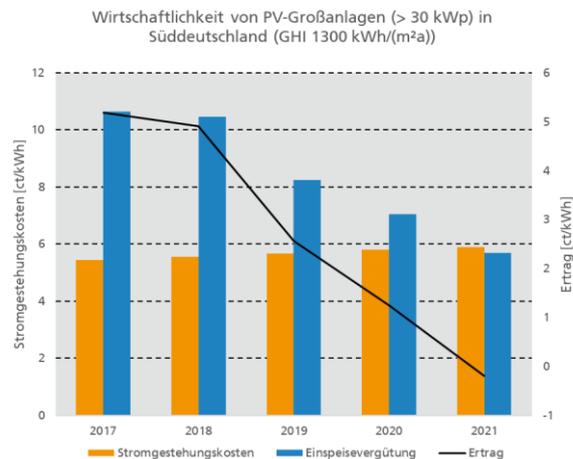


Abbildung 47: Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen 30-100 kW [6–8]

3.2.2 Förderquote

Im Evaluationszeitraum von 01.04.2019 bis 30.06.2021 standen Bürgerinnen und Bürgern verschiedene Förderprogramme für die Installation von PV-Anlagen zur Verfügung. Auf Bundesebene wurde die Installation von PV-Anlagen durch EEG-Vergütung sowie durch KfW-Kredite gefördert. Durch das KfW-Programm 270 wird der Erwerb, die Errichtung, sowie die Erweiterung von Solaranlagen und Batteriespeichern finanziell unterstützt. Es handelt sich um einen Finanzierungskredit, der über ein Kreditinstitut der eigenen Wahl verfügbar ist. Der Kredit kann bis zu einer Höhe von 100% der förderfähigen Netto-Investitionskosten bzw. maximal 50 Millionen EUR vergeben werden. Nicht förderfähig sind Anlagen, die ausschließlich für die Eigenstromversorgung genutzt werden [9].

Auf kommunaler Ebene in München ergänzte das FES eine Förderung für die Anschaffung von PV-Anlagen. Die Förderung betrug für PV-Anlagen 200 EUR/kW. Es konnten maximal 30 kW gefördert werden, wobei die Rasen insgesamt auch größer sein durfte.

Die möglichen Förderquoten, die sich durch die kombinierte Inanspruchnahme der verschiedenen Förderprogramme bei der Anschaffung von PV-Anlagen erzielen lassen, sind in Tabelle 4 nach Größe der

PV-Anlage aufgeschlüsselt. Aus der Tabelle ergibt sich, dass bei der Anfangsinvestition sowie bei einer Betrachtung aller Kosten und Förderbeträge über den gesamten den Lebenszyklus hinweg, die Förderquote mit der Größe der Anlage steigt. Da in München auch im Kleinanlagensegment, dass PV-Potential beträchtlich ist (siehe Tabelle 3), sollte darauf geachtet werden, dass dieses Segment nicht weniger gefördert wird als die Segmente größer 10 kW. Es sollte in Erwägung gezogen werden, das Förderniveau im Bereich der Kleinanlagen auf das Niveau der größeren Anlagenklassen zu heben.

Tabelle 4: Auswertung der Förderquote der PV-Anlagen

PV-Anlage	PV-Invest ⁽¹⁾	PV-Förderung FES	Weitere Förderung durch EEG über den gesamten Lebenszyklus ⁽²⁾	Förderquote bezüglich Investition/Kosten und Förderung über gesamten Lebenszyklus ⁽²⁾
kW	EUR/kW	EUR/kW	EUR/kW	-
2	2.822	200	1469	7% / 50%
4	2.538	200	1469	8% / 55%
10	1.695	200	1427	12% / 73%
20	1.300	150	1427	12% / 87%

Anmerkungen: (1) Kosten gemäß den in der FES-Förderstatistik erfassten Werte.

(2) Volllaststunden: 900 h/a, Lebenszyklus: 20 Jahre, Einspeisevergütung <10 kW: 8,16 EURct/kWh, Einspeisevergütung >10 kW: 7,93 EURct/kWh, Betriebskosten: 26 EUR/kW/a

3.2.3 Wirtschaftlichkeitsberechnungen verschiedener Anwendungsfälle bei Selbstverbrauch

Aktuell finanzieren sich PV-Anlagen vor allem über den Selbstverbrauch des erzeugten Stromes. Die vollständige Netzeinspeisung des erzeugten Stroms ist, wie Kapitel 3.2.1 zeigt, nicht mehr wirtschaftlich. Aus diesem Grund werden PV-Anlagen aktuell mit dem Ziel einer Maximierung der Selbstverbrauchsquote ausgelegt. Im Folgenden soll die Wirtschaftlichkeit typischer PV-Anlagensysteme von Ein- und Mehrfamilienhäusern bei durchschnittlich erreichbaren Selbstverbrauchsquoten mit und ohne Batteriespeicher untersucht werden.

Für Einfamilienhäuser werden PV-Anlagen zwischen 2 und 10 kW untersucht. Für die Mehrfamilienhäuser wird angenommen, dass es sich um Mietshäuser mit 10 Haushalten handelt und ein Mieterstromprojekt mit einer 10 kW-Anlage umgesetzt wird, an dem sich 7 Haushalte beteiligen. Die zusätzlichen Kosten von Mieterstromprojekten bezüglich Vertriebs- und Abrechnungskosten und Dachmiete werden einberechnet. Zusätzlich wurde ein Anwendungsfall ergänzt, bei dem der Aufbau eines Baugerüsts zur Installation der PV-Anlage notwendig ist.

Der Verbrauch der Einfamilienhäuser wurde mit 3.850 kWh/a angesetzt, was dem Stromverbrauch eines 3-4 Personenhaushalts ohne elektrische Warmwasserbereitung entspricht. Zudem wurde ein zusätzlicher Fall eines Einfamilienhauses ergänzt, bei dem ein hoher Verbrauch von 6.500 kWh/a vorliegt, was dem oberen Ende der typischen Verbräuche von Haushalten mit 5 Personen entspricht [10]. In diesem Fall wurde angenommen, dass der Betreiber versucht dem erhöhten Verbrauch mit einer vollständigen Ausnutzung seines Dachpotentials zu begegnen. Die verfügbare Dachfläche liegt bei größeren Einfamilienhäusern typischerweise zwischen 50-70 m² [11], was zu einem PV-Potential von 10 kW führt (bei ca. 6 m²/kW [12]). Für die Mehrfamilienhäuser wurde von einem Verbrauch von 2.350 kWh/a pro Wohnung ausgegangen, was dem Verbrauch eines 3 Personenhaushalts entspricht [10]. Zuzüglich zum Verbrauch der Wohnungen wurden 4.800 kWh/a Allgemeinstrom für die Heizungszirkulationspumpe und die allgemeine Beleuchtung einberechnet (eigene Berechnungen auf Basis synthetischer Lastprofile des Fraunhofer ISE).

Alle Anwendungsfälle werden jeweils mit und ohne Einsatz von Batteriespeichern untersucht. Die Größe der Batteriespeicher wurde für die EFH 2 und 3 kW mit entsprechend großen Batteriekapazitäten in kWh kombiniert. Für das EFH und die Mieterstromfälle mit 10 kW PV-Leistung wurde die PV-Kapazität in kW nur mit einer halb so großen Batteriespeicherkapazität in kWh kombiniert. Diese Dimensionierung wurde gewählt, da sie günstiger für die Wirtschaftlichkeit ist, also durch die Kombination mit größeren Speichern die Wirtschaftlich reduziert werden würde. Zur Nachvollziehbarkeit ist im Anhang 8.4 die Wirtschaftlichkeitsrechnung mit Batteriespeichern im 1:1 Verhältnis (PV-Leistung [kW] zu Batteriekapazität [kWh]) zu finden. Das 1:1 Verhältnis stellt aktuell häufig die Realität im durch das FES geförderten PV-Zubau dar.

Durch den Einsatz von Batteriespeichern mit den angesetzten Kapazitäten kann die Selbstverbrauchsquote um 15-30% gesteigert werden. Die Selbstverbrauchsquoten beruhen auf Auswertungen der HTW in Berlin. Die Vorgehensweise zur Bestimmung der Selbstverbrauchsquoten kann dem Kapitel 8.3 im Anhang entnommen werden. Außerdem werden die Anwendungsfälle jeweils mit und ohne FES-Förderung berechnet.

Die Preise für die PV-Anlagen und die Batteriespeicher basieren auf den im FES-Förderprogramm erfassten Werten. Diese beinhalten die Investitionskosten und Installationskosten und entsprechen damit den vollständigen Systemkosten. Die breit gestreuten Projektkosten wurden einer nicht-linearen Regressionsanalyse unterzogen, welche zur Bestimmung der Durchschnittskosten genutzt wird (siehe Abbildung 48 und Abbildung 49). Alle Annahmen und Eingangsparameter sind in der Tabelle 5 gesammelt aufgelistet.

Zielgröße der Wirtschaftlichkeitsberechnung der einzelnen Anwendungsfälle ist der interne Zinsfuß, der angibt wie hoch die Rendite der Investition in die PV-Anlagensysteme bei einer Laufzeit von 20 Jahren ist. Die Ergebnisse für PV-Anlagen ohne Batteriespeicher sind in Abbildung 50 dargestellt. In Abbildung 51 sind die Ergebnisse für PV-Systeme mit Batteriespeichern visualisiert.

Für PV-Anlagen ohne Batteriespeicher zeigt sich, dass bei durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten (WACC) von 2,2% für Einfamilienhäuser und 2,7% für Mehrfamilienhäuser die Investition nur für Mieterstromprojekte mit Förderung attraktiv ist, da nur hier der interne Zinsfuß die Kapitalkosten übersteigt und sich somit ein positiver Kapitalwert ergibt. Kommen Batteriespeicher zur Steigerung der Selbstverbrauchsquote zum Einsatz sinkt in allen Fällen die Rendite um 0,8-1,6%. Auf die Minderung der Wirtschaftlichkeit durch den Einsatz von Batteriespeichern wird auch in anderen Veröffentlichungen hingewiesen, beispielsweise in einer jüngst erschienenen Publikation des Umweltbundesamts [13].

Die Mieterstromprojekte mit Förderung werden hierdurch noch nicht unwirtschaftlich allerdings sind die Renditeerwartungen häufig deutlich über den noch erreichbaren 3,3-3,7%. Die Investitionen in PV-Anlagen in Einfamilienhäusern können in allen Fällen nicht innerhalb der vorgegebenen Projektlaufzeit amortisiert werden.

Die Amortisationszeiten für die Anwendungsfälle sind in der Tabelle 6 und Tabelle 7 angegeben. Bei Mieterstromprojekten mit Förderung und ohne Batteriespeicher können Amortisationszeiten zwischen 16 und 17 Jahren erreicht werden. Bei den restlichen Anwendungsfällen liegt die Amortisationszeit bei oder oberhalb von 20 Jahren.

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit wurde angenommen, dass die untersuchten Anlagen über eine optimale Ausrichtung für ihre geographische Lage verfügen und damit rund 1100 Jahresvolllaststunden erreichen [14]. Im Vergleich dazu liegen die durchschnittlichen Jahresvolllaststunden in München einer Analyse von Eniano zufolge bei 850 kWh/kW/a [3]. Für die vorliegende Analyse wurde somit von den günstigsten Bedingungen ausgegangen. Wenn also unter dieser (optimalen) Anlagenauslegung keine Wirtschaftlichkeit erreichbar ist, gilt dies auch für alle anderen (suboptimalen) Konfigurationen.

Besonders stark wird die Wirtschaftlichkeit auch durch die Selbstverbrauchsquote beeinflusst. Diese wurde in den Berechnungen auf Basis von Durchschnittswerten festgelegt, da die Selbstverbrauchsquote je nach

Lastprofil des Betreibers stark schwanken kann. In Einzelfällen kann die Selbstverbrauchsquote höher liegen und damit die Wirtschaftlichkeit steigern.

Abschließend ist zu sagen, dass die in diesem Kapitel vorgestellten Wirtschaftlichkeitsberechnungen beispielhafte Einzelfallbetrachtungen darstellen. Es kann aus Berechnungen keine pauschale Aussage über die Wirtschaftlichkeit von PV-Projekte in München abgeleitet werden. Mit den zugrunde gelegten Eingangsparametern zeigen sich ähnliche Ergebnisse in anderen Veröffentlichungen, beispielsweise in einem Wirtschaftlichkeitsberechnungs-Tool des Öko-Instituts [15].

Tabelle 5: Eingangsparameter für Wirtschaftlichkeitsrechnungen von PV-Anlagensystemen

Parameter	EFH PV: 3 kW Verbr: 3.850 kWh/a Bat: 3 kWh	EFH PV: 2 kW Verbr: 3.850 kWh/a Bat: 2 kWh	EFH PV: 10 kW Verbr: 6.500 kWh/a Bat: 5 kWh	Mietstrom PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a Bat: 5 kWh	Mietstrom PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a Bat: 5 kWh	Mietstrom Gerüstkosten PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a Bat: 5 kWh
PV-Anlagen-Größe	kW	3	2	10	10	10
PV-Stromerzeugung	kWh/kW/a	1100	1100	1100	1100	1100
PV-Einspeiselimite	%	70	70	70	70	70
Batteriegröße	kWh	0/3	0/2	0/5	0/5	0/5
Batterielebenszeit	Jahre	15	15	15	15	15
Anzahl Haushalte	-	1	1	1	10	10
Stromverbrauch	kWh/a	3.850	3.850	6.500	28.300	28.300
Anteil Teilnehmender	%	-	-	-	70	70
Investitionskosten						
PV-Systemkosten spezifisch	EUR/kW	2538	2822	1695	1695	1695
Batteriekosten spezifisch	EUR/kWh	1541	1695	1346	1346	1346
Förderung PV	EUR/kW	200	200	200	200	200
Förderung Batterie	EUR/kWh	467	300	440	440	440
Förderung Mieterstrom	EUR	0	0	0	1000	1000
Mehrkosten Gerüst	EUR/kW	0	0	0	0	70

Tabelle 5 Fortführung

Parameter	EFH PV: 3 kW Verbr: 3.850 kWh/a Bat: 3 kWh	EFH PV: 2 kW Verbr: 3.850 kWh/a Bat: 2 kWh	EFH PV: 10 kW Verbr: 6.500 kWh/a Bat: 5 kWh	Mietstrom PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a Bat: 5 kWh	Mietstrom Gerüstkosten PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a Bat: 5 kWh
Variable Kosten					
variable Kosten PV spezifisch	EUR/kW/Jahr	26,0	26,0	26,0	26,0
Batterieersatzkosten	% des CAPEX	45	45	45	45
Vertriebs- und Abrechnungskosten	ct/kWh	0,0	0,0	1,5	1,5
Stromeinkaufspreis	ct/kWh	26,5	26,5	26,5	
zu zahlende EEG-Umlage		0%	0%	0%	0%
Umsatzsteuer	ct/kWh	5,0	5,0	5,0	5,0
Dachmiete	EUR/Jahr	0,00	0,00	0,00	37,57
Einnahmen					
Stromverkaufspreis	ct/kWh			23,88	23,88
Mietstromzuschlag	ct/kWh	0,00	0,00	3,20	3,20
EEG-Vergütung	ct/kWh	6,83	6,83	6,83	6,83
Laufzeit EEG-Vergütung	Jahre	20	20	20	20
Projektbezogene Annahmen					
WACC real	%	2,2	2,2	2,2	2,7
Projektlaufzeit	Jahre	20	20	20	20
Direktverbrauch (ohne/mit Batterie)	%	36% / 65%	48% / 77%	25% / 40%	48% / 65%

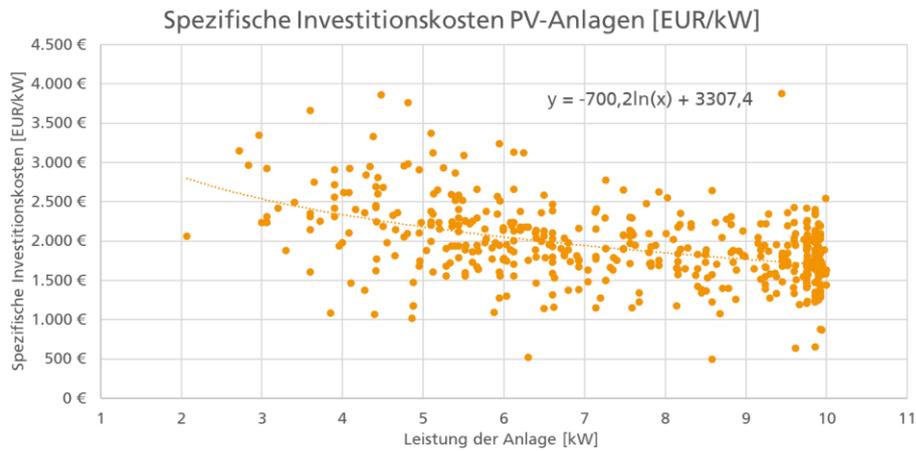


Abbildung 48: Investitionskosten für PV-Anlagensysteme auf Basis der FES-Daten

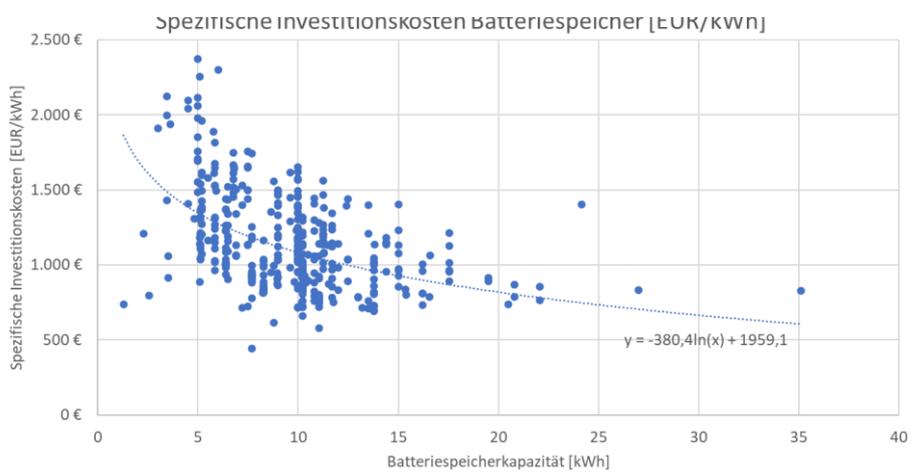


Abbildung 49: Investitionskosten für Batteriespeicher auf Basis der FES-Daten

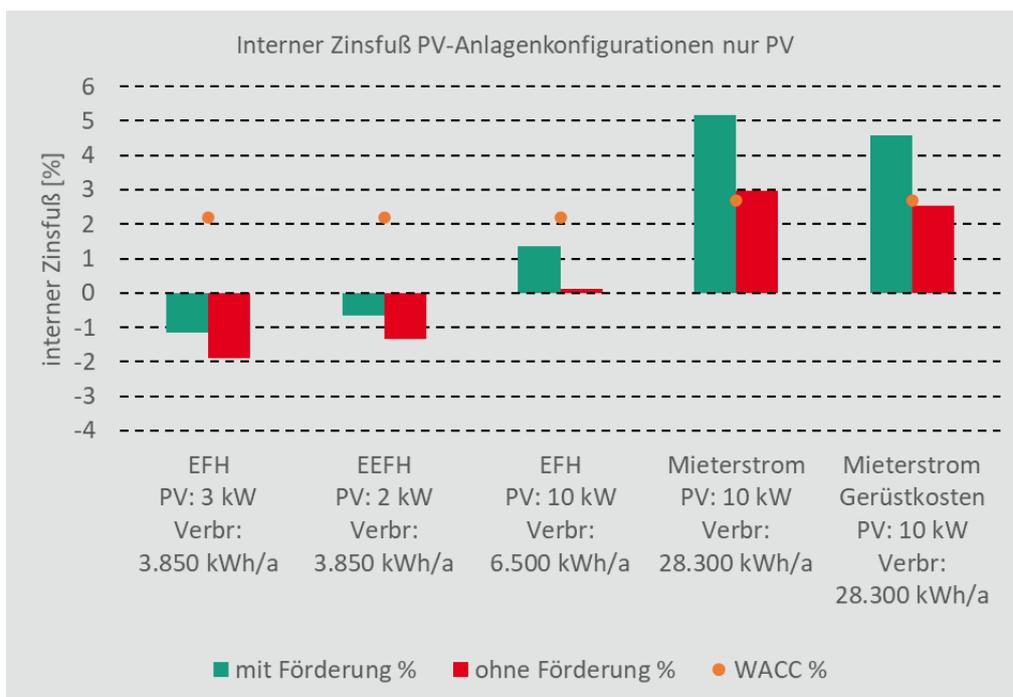


Abbildung 50: Kosten und Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen

Tabelle 6: Amortisationszeit PV-Anlagen

EFH PV: 3 kW Verbr: 3.850 kWh/a	EFH PV: 2 kW Verbr: 3.850 kWh/a	EFH PV: 10 kW Verbr: 6.500 kWh/a	Mieterstrom PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a	Mieterstrom Gerüstkosten PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a
>20/>20 a	>20/>20 a	20/>20 a	16/20 a	17/>20 a

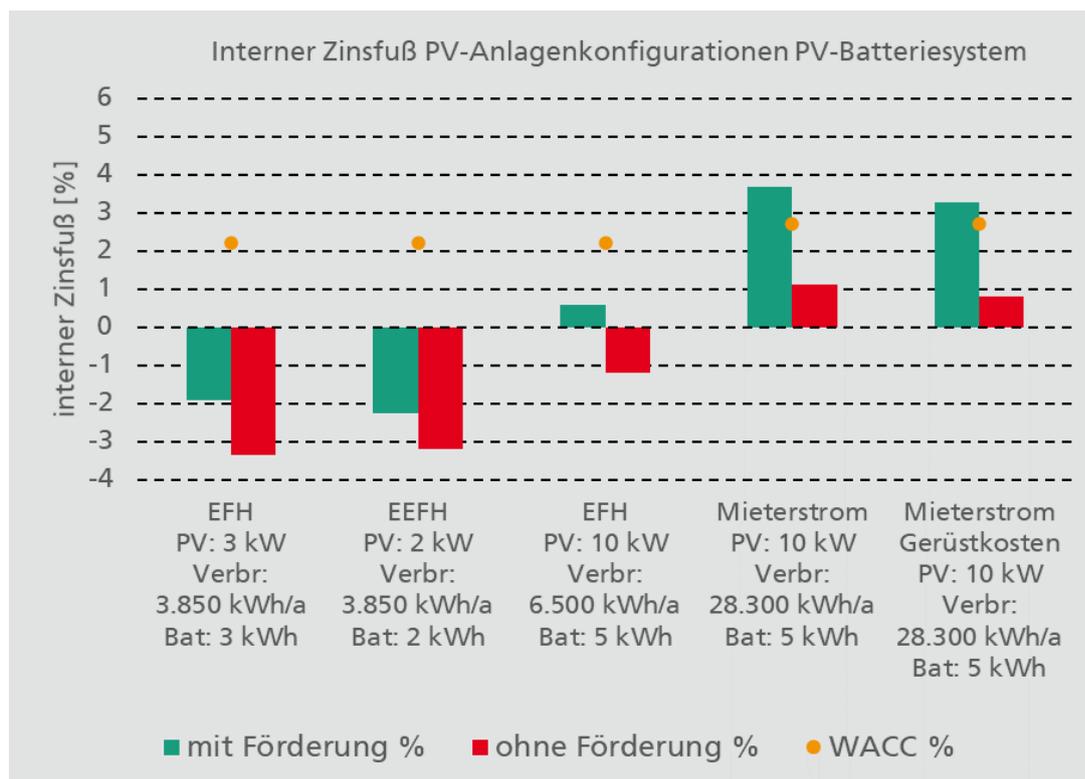


Abbildung 51: Kosten und Wirtschaftlichkeit von PV-Batterie-Systemen

Tabelle 7: Amortisationszeit PV-Batterie-Systeme

EFH PV: 3 kW Verbr: 3.850 kWh/a Bat: 3 kWh	EFH PV: 2 kW Verbr: 3.850 kWh/a Bat: 2 kWh	EFH PV: 10 kW Verbr: 6.500 kWh/a Bat: 5 kWh	Mieterstrom PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a Bat: 5 kWh	Mieterstrom Gerüstkosten PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a Bat: 5 kWh
>20/>20 a	>20/>20 a	>20/>20 a	20/>20 a	20/>20 a

3.2.4 Kosten und Wirtschaftlichkeit Gebäudeintegrierte PV (GiPV)

Gebäudeintegrierte PV bietet die Möglichkeit neue Flächen für PV-Anlagen zu erschließen und somit ein Potential den PV-Ausbau weiter voranzutreiben. Unter guten Bedingungen und unter Berücksichtigung der Gesamtsystemkosten betragen die Stromgestehungskosten von GiPV-Systemen in Deutschland zwischen

15 und 20 EURct/kWh. Abbildung 52 vergleicht die aktuellen Stromgestehungskosten von gebäudeintegrierter PV in verschiedenen europäischen Ländern mit den jeweiligen Haushaltsstrompreisen. Aus der Abbildung geht hervor, dass GiPV in Deutschland wirtschaftlich sein kann, da die Stromgestehungskosten deutlich unter dem Strompreis für Haushalte liegen [16]. Es gilt jedoch zu beachten, dass die Kosten unter suboptimalen Bedingungen auf bis zu 15-40 EURct/kWh steigen können, damit den Netznpreis übersteigen und ihre Wirtschaftlichkeit verlieren. Dies sollte bei der Planung und Umsetzung von GiPV, sowie bei der Auswahl von Systembauteilen beachtet werden [16]. Zurzeit werden Fassadenanlagen mit der gleichen Einspeisevergütung gefördert wie Aufdachanlagen und sind damit nur bei hohen Eigenverbrauchsquoten von mindestens fünfzig Prozent wirtschaftlich.

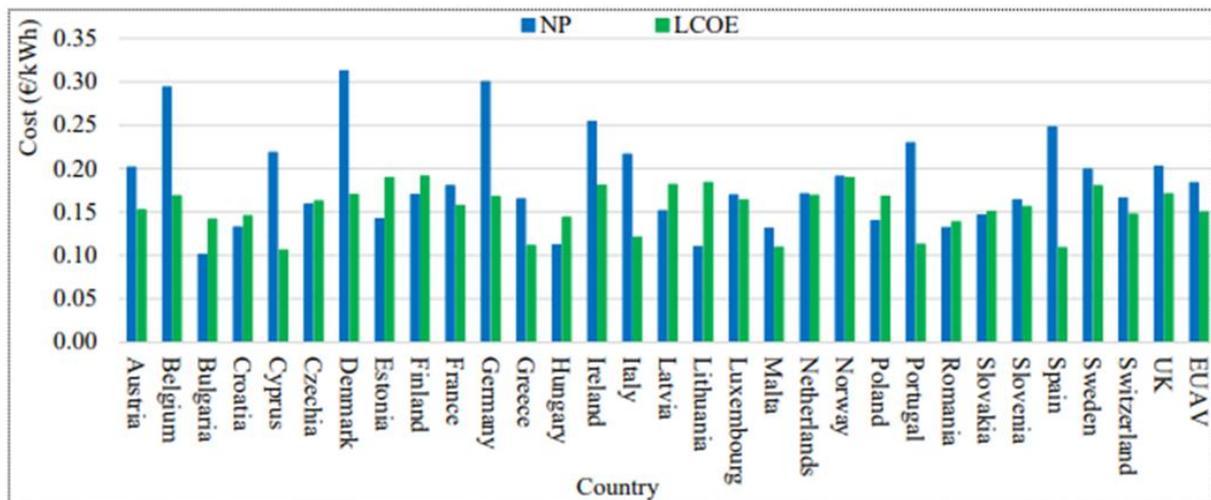


Abbildung 52: Stromgestehungskosten (LCOE) gebäudeintegrierter PV im Vergleich zu Haushaltsstrompreisen (NP) in verschiedenen europäischen Ländern [16]

3.3 CO₂-Einsparung

Im Folgenden soll die CO_{2äq}²-Einsparung durch FES-geförderte PV-Anlagen berechnet werden. Diesen Berechnungen liegen folgende Annahmen zu Grunde [18, 19]:

- Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik: 67 g/kWh
- Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus PV:
 - Steinkohle: 852 g CO_{2äq}/kWh (59,0 %)
 - Gas: 409 g CO_{2äq}/kWh (41,0%)
- Bruttovermeidung: 681 g/kWh; Nettovermeidung: 614 g/kWh
- durchschnittlichen Jahresvolllaststunden der PV-Anlagen in München: 850 h/a [3]

Die Substitutionsfaktoren beruhen auf einer ex-post Simulation des europäischen Kraftwerkspark und dessen Nutzung in den Jahren 2012 und 2013 [20]. Erstellt wurde diese durch das Fraunhofer ISI im Auftrag des Umweltbundesamts. Durch einen Szenarienvergleich mit und ohne erneuerbare Energien (counterfactual scenario) können die Verdrängungseffekte der einzelnen erneuerbaren Stromquellen bestimmt werden.

² Ein Kohlendioxid-Äquivalent beschreibt, wie viel eine genau definierte Masse eines Treibhausgases über einen festgelegten Zeitraum im Vergleich zu Kohlendioxid (CO₂) zum Treibhauseffekt beiträgt [17].

Über den aktuellen Förderzeitraum hinweg (April 2019 – Oktober 2021) konnten 1.718 t_{CO₂äq} eingespart werden. Damit betragen die Förderkosten pro eingesparter Tonne CO₂äq 432,29 EUR. Über einen Zeitraum von 30 Jahren kann die bereits geförderte Leistung zu einer CO₂äq-Einsparung von 59.200 t beitragen. Die Förderkosten pro eingesparter Tonne CO₂äq reduzieren sich über diesen Zeitraum auf 12,55 EUR/t. Wird zusätzlich zur bereits geförderten Leistung noch ausstehende beantragte PV-Leistung installiert können über einen Zeitraum von 30 Jahren bis zu 343.600 t CO₂äq eingespart werden. Die Förderkosten pro eingesparter Tonne CO₂äq betragen in diesem Fall 12,58 EUR/t. Die Berechnung kann anhand Tabelle 8 nachvollzogen werden.

Tabelle 8: CO₂äq -Einsparung bezüglich eingesetzter Fördermittel

	Einsparung April 2019 – Oktober 2021	Einsparung über 30 Jahre	
	Geförderte, abgerechnete Leistung	Geförderte Leistung	Beantragte Leistung
Installierte Leistung	3.796 kW	3.796 kW	21.941 kW
Energieerzeugung	2.798 MWh	96,4 GWh	560,0 GWh
CO ₂ äq -Einsparung	1.718 t _{CO₂äq}	59.200 t _{CO₂äq}	343.600 kt _{CO₂äq}
Förderkosten	742.545 EUR	742.545 EUR	4.322.213 EUR (197 EUR/kW)
Förderkosten pro eingesparte Tonne CO ₂ äq	432,29 EUR/t _{CO₂äq}	12,55 EUR/t _{CO₂äq}	12,58 EUR/t _{CO₂äq}

Die Investitionskosten pro eingesparten Tonne CO₂äq belaufen sich bezogen auf den Evaluationszeitraum und die bisher geförderte und abgerechnete Leistung auf 3.871,77 EUR/t_{CO₂äq}. Für diese Anlagen senken sich die Investitionskosten pro eingesparter Tonne CO₂äq über einen Zeitraum von 30 Jahren auf 112,38 EUR/t_{CO₂äq}. Sollte alle beantragte Leistung installiert werden, betragen für diese die Investitionskosten pro Tonne CO₂äq 116,02 EUR/t_{CO₂äq} über einen Zeitraum von 30 Jahren. Die Berechnung kann anhand Tabelle 9 nachvollzogen werden.

Tabelle 9: CO₂äq -Einsparung bezüglich Investitionskosten

	Einsparung im Evaluationszeitraum	Einsparung über 30 Jahre	
	Geförderte, abgerechnete Leistung	Geförderte Leistung	Beantragte Leistung
Installierte Leistung	3.779 kW	3.779 kW	21.941 kW
Energieerzeugung	2.798 MWh	95,6 GWh	560,7 GWh
CO ₂ -Einsparung	1.718 t _{CO₂äq}	59,2 kt _{CO₂äq}	343,6 kt _{CO₂äq}
Investitionskosten	6.650.582 EUR	6.650.582 EUR	39.861.137 EUR (1.817 EUR/kW)
Investitionskosten pro eingesparte Tonne CO ₂ äq	3.871,77 EUR/t _{CO₂äq}	112,38 EUR/t _{CO₂äq}	116,02 EUR/t _{CO₂äq}

Vergleicht man die Investitions- bzw. Förderkosten pro Tonne CO_{2äq} der durch das FES-Programm geförderten PV-Anlagen mit anderen CO_{2äq}-Reduktionsprogrammen der Stadt München zeigt sich, dass die Förderung von PV-Anlagen eine relativ gesehen kostengünstige Maßnahme zur Einsparung von CO_{2äq}-Emissionen ist (zum Vergleich siehe Abbildung 53 und Abbildung 54, Quelle: [21]).

Werden erneuerbare Energien insgesamt betrachtet, zeigt sich, dass andere Technologien wie beispielsweise Windkraft geringere Vermeidungskosten haben können [22]. Bei diesen Vergleichen ist jedoch zu beachten, dass die Vermeidungskosten stark von den für die Berechnung getroffenen Annahmen abhängig sind und daher ein Vergleich nur eingeschränkt möglich ist.

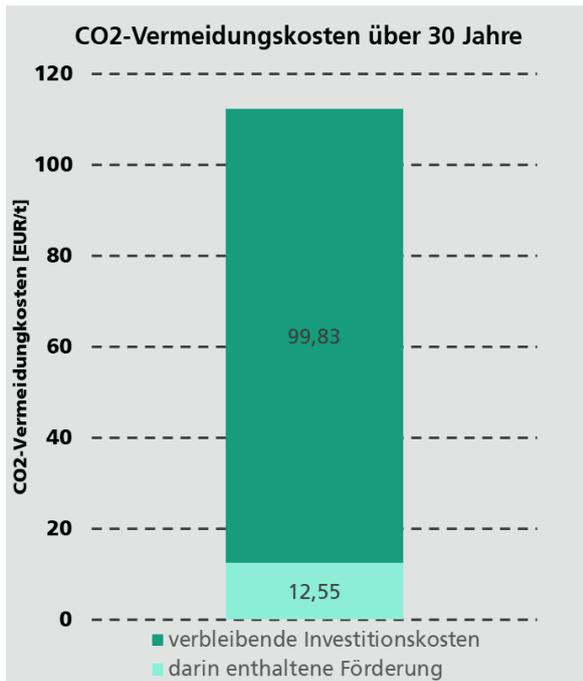


Abbildung 53: CO₂-Vermeidungskosten von FES-geförderten PV-Anlagen über 30 Jahre.

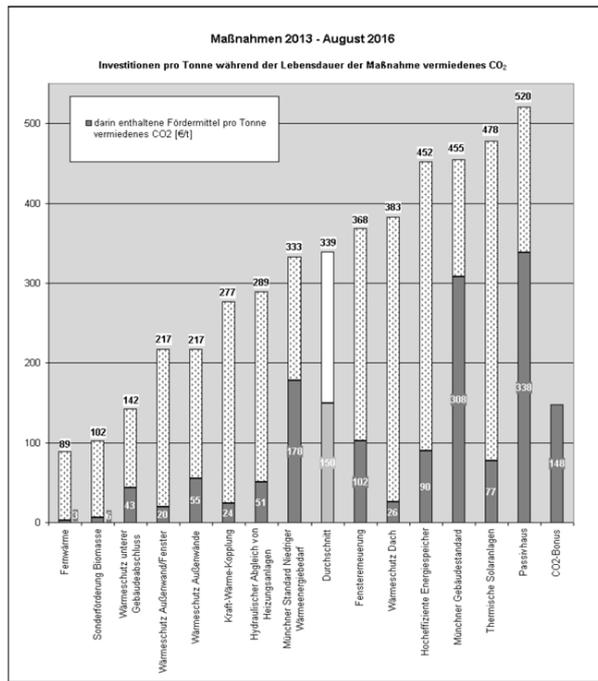


Abbildung 54: CO₂-Vermeidungskosten bezogen auf die Investitionssummen, FES-Erfolgsstatistik

3.4 Empfehlungen hinsichtlich Fortführung und Anpassungen der Fördermaßnahme

Im Jahr 2020 gab es in München einen PV-Nennleistungszubau von 9,7 MW. Möchte die Stadt München die selbstgesteckten sowie die EEG-Ausbauziele erreichen, so wäre innerhalb der nächsten Dekade ein Zubau von 41,3 MW/a zum Erreichen der alten EEG-Ziele (100 GW PV in 2030), 140,0 MW/a zum Erreichen der neuen EEG-Ziele (200 GW PV in 2030) und ein Zubau in der Größenordnung von 250,0 MW/a zum schnellstmöglichen Erreichen der diskutierten erstrebenswerten 5 GW PV-Kapazität in München notwendig. (Quelle: Landeshauptstadt München, Referat für Klima- und Umweltschutz, RKU). Der notwendige Zubau ist in Abbildung 55 dargestellt.

Aus den gesteckten Ausbauzielen ergibt sich die Notwendigkeit, sofort starke Anreize zu schaffen, die einen massiven PV-Ausbau vorantreiben. Jede Verzögerung führt dazu, dass anschließend noch mehr Kapazität in einem kürzeren Zeitraum zugebaut werden muss. Unter den aktuellen Förderbedingungen (EEG + altes FES) haben PV-Projekte in den relevanten Größenklassen sehr lange Amortisationszeiten von mehr als 20 Jahren. Das EEG reicht aktuell nicht mehr aus, um attraktive Investitionsbedingungen zu schaffen. Es bedarf

daher zusätzlicher Förderung wie beispielsweise ein erneuertes FES. Aufgrund dieser Bedingungen besteht kaum eine Gefahr der Überförderung. Das Potential für den PV-Ausbau in München liegt hauptsächlich (>75 %) im Bereich der Anlagen, die kleiner als 41 kW sind. Dieser Bereich sollte daher besonders gefördert werden. Hierbei sollte der Fokus auf Projekte zwischen 10 und 40 kW gelegt werden. Da in diesem Bereich das Potential noch wenig genutzt wird und in der Förderung unterrepräsentiert ist. Bei Häusern in diesem Potenzialbereich handelt es sich häufig um Mietshäuser, weswegen eine verstärkte Förderung von Mieterstromprojekten sinnvoll wäre. Im Bereich der größeren Anlagen wird aktuell im Vergleich zum Potential in München bereits überdurchschnittlich viel Leistung zugebaut. Hier bedarf es daher nicht zwangsläufig einer zusätzlichen Förderung.

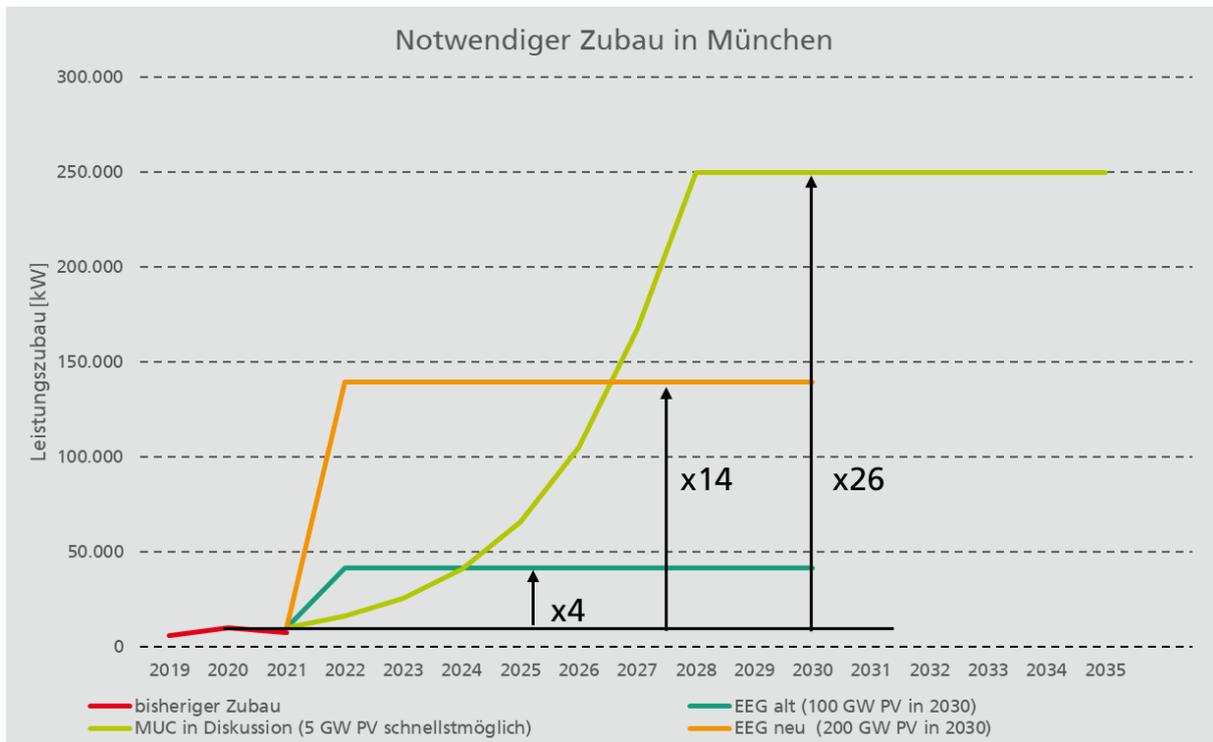


Abbildung 55: Notwendiger PV-Zubau in München nach verschiedenen Ausbauzielen

4 Fördermaßnahme „Batteriespeicher“

4.1 Datenanalyse

Das folgende Kapitel untersucht die Fördermaßnahme „Batteriespeicher“, um zu erörtern, ob diese Auswirkung auf den Batteriespeicherezubau im Stadtgebiet München hatte. Zu diesem Zweck werden die Antragszahlen eingehend analysiert und mit dem Gesamtzubau von Batteriespeichern im Stadtgebiet verglichen. Im Anschluss werden die Antrags- und Förderzahlen nach verschiedenen Gruppen verglichen, um beispielsweise aufzuzeigen, welche Gruppen besonders viele oder wenige Anträge stellen. Anschließend werden Fragen der Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern bearbeitet und Empfehlungen bezüglich der Fortführung und Anpassung der Fördermaßnahme gegeben.

Im Allgemeinen ist der Batteriespeicherezubau in München in den letzten 5 Jahren stark angestiegen (siehe Abbildung 56 und Abbildung 57). Während der jährliche Zubau von Batteriespeicherkapazität im Jahr 2016 lediglich 420 kWh betrug, stieg er bis 2021 auf 5.714 kWh an. Damit steigerte sich das Zubauvolumen um das Vierzehnfache. Durch den Zubau eines einzelnen Großspeichers der Stadtwerke München mit 9.380 kWh Kapazität [23] lag der Zubau im Jahr 2020 sogar bereits deutlich darüber. Bereinigt man den Zubau des Jahr 2020 um die Kapazität des Großspeichers, so ist der Zubau in München seit 2014 stetig deutlich angestiegen. Im Jahr 2021 lag die durchschnittliche Anlagengröße der zugebauten Batteriespeicher bei 10 kWh.

Mit dieser Entwicklung folgt der Batteriezubau in München dem Trend des Batteriezubaus auf Bundesebene, welcher in den vergangenen Jahren ebenfalls stark angestiegen ist (siehe Abbildung 58 und Abbildung 59).

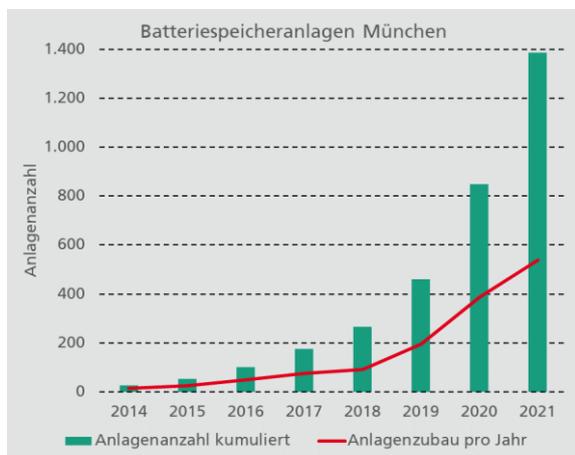


Abbildung 56: Batteriespeicherezubau in München 2014-2021

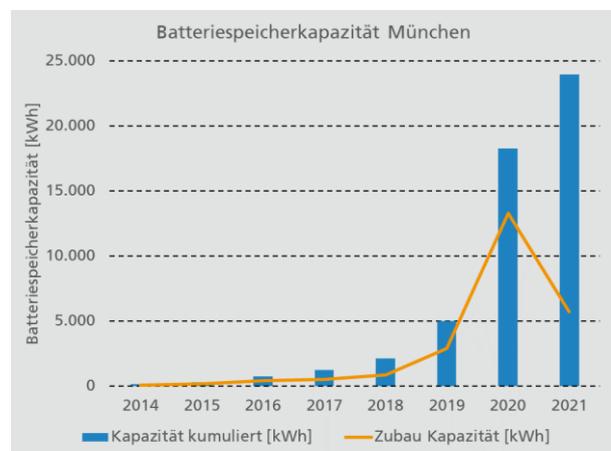


Abbildung 57: Zubau der Batteriespeicherkapazität in München 2014-2021

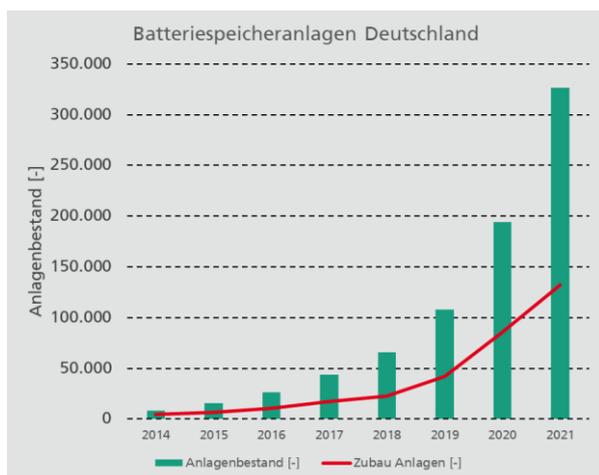


Abbildung 58: Batteriespeicherzubau in Deutschland 2014-2021



Abbildung 59: Zubau der Batteriespeicherkapazität in Deutschland 2014-2021

Quelle: Eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 31.01.2022

4.1.1 Entwicklung der Antragszahlen und Speicherkapazität

Von Beginn der Förderung im April 2019 bis Mitte Oktober 2021 sind 1.774 Anträge zur Förderung von Energiespeichern eingegangen. In diesem Zeitraum wurde bereits rund jeder fünfte Antrag gefördert. Der Verlauf der Anträge folgt einem ähnlichen Muster wie der Verlauf der Gesamtantragszahlen. Zum Beginn der Förderung gab es einen großen Zulauf, der in den folgenden Monaten stark nachließ. Über die Förderperiode hinweg lässt sich jedoch trotzdem eine steigende Tendenz bei den Antragszahlen verzeichnen. Zwischen April und Oktober 2021 gingen fast doppelt so viele Anträge ein wie im selben Zeitraum im Jahr 2019. Im Evaluationszeitraum 01.04.2019 bis 30.06.2021 gingen insgesamt 1.476 Anträge ein. Von diesen wurden 325 Anträge gefördert. Die Entwicklung der Antrags- und Förderzahlen der Fördermaßnahme Batteriespeicher findet sich in Abbildung 60. Abbildung 61 stellt den kumulierten Verlauf dar. Hier zeigt sich, dass die beantragten Anlagen deutlich über den insgesamt realisierten Anlagen im Stadtgebiet München liegen und somit ein höherer Batteriespeicherzubau möglich ist.

Die Entwicklung der geförderten Projekte im Vergleich zum Speicherzubau in München ist in Abbildung 62 dargestellt. Hier zeigt sich, dass der Anlagenzubau vor der Einführung des FES geringer ausfiel als seit der Einführung des FES im April 2019. Im Zeitraum 04/2017-03/2018 lag der durchschnittliche Zubau bei 7,5 Batteriespeicher/Monat. Im Zeitraum 04/2019 – 06/2021 hingegen lag der Batteriespeicherzubau im Mittel bei 30 Anlagen/Monat. Hieraus lässt sich jedoch kein kausaler Zusammenhang ableiten.

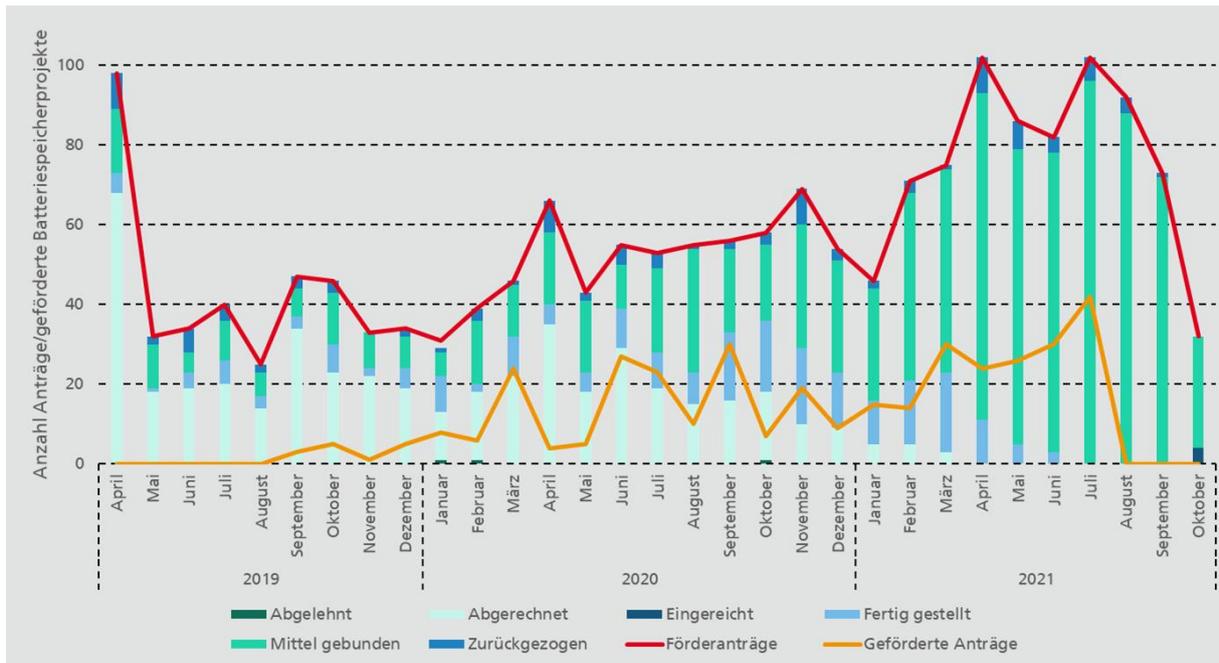


Abbildung 60: Entwicklung der Antragszahlen und geförderten Projekte

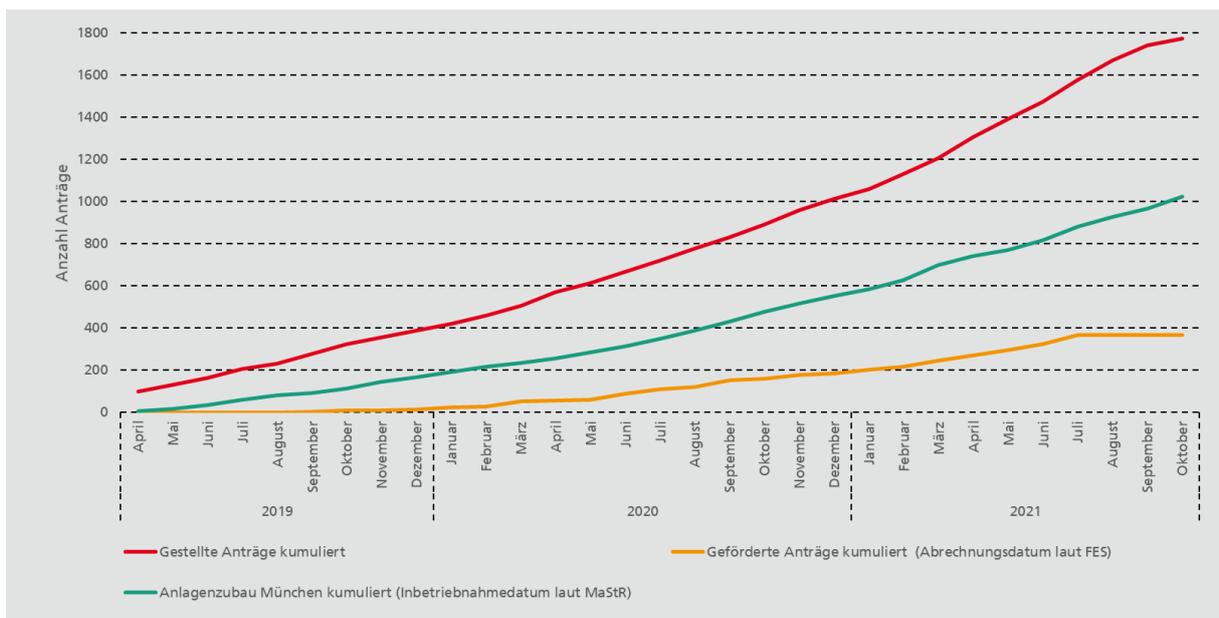


Abbildung 61: Entwicklung der beantragten und geförderten Batteriespeicherprojekte im Vergleich mit dem Anlagenzubau in München (kumuliert). Anlagenzubau München eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 31.01.2022

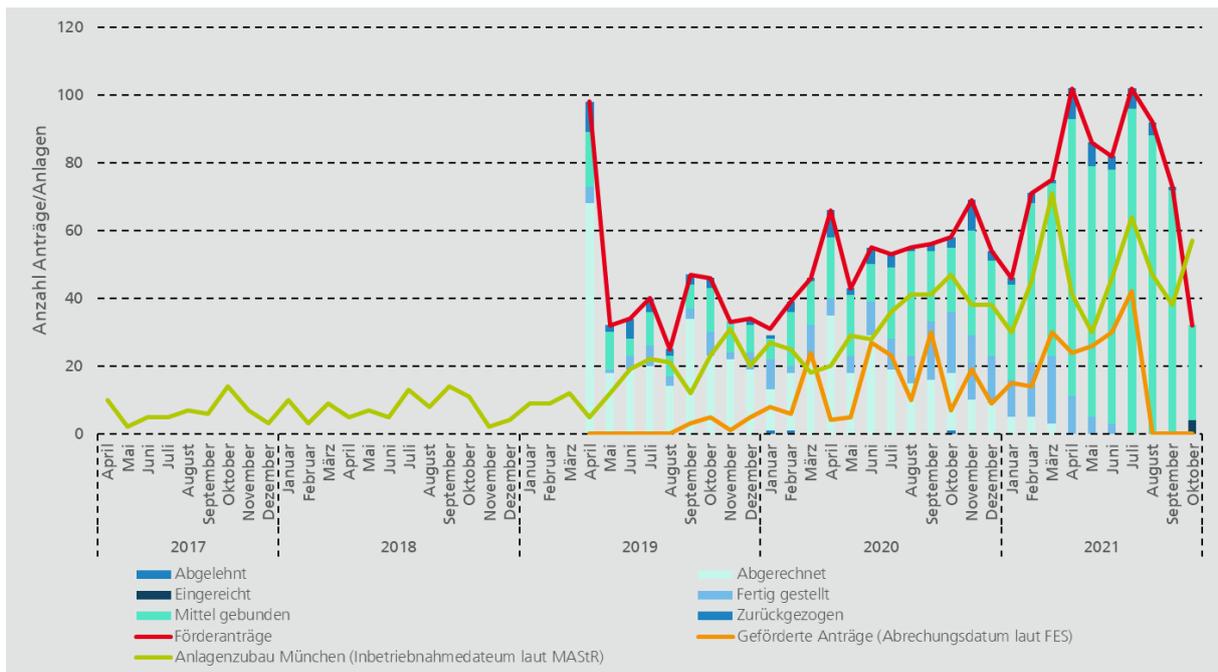


Abbildung 62: Entwicklung der geförderten Batteriespeicher im Vergleich zum Anlagenzubau in München. Anlagenzubau München eigene Auswertung des MaStR, Stand 31.01.2022

Die Entwicklung des Zubaus der Speicherkapazität stellt sich ähnlich dar wie die Entwicklung der Batteriespeicheranlagen. Auch hier zeichnet sich eine steigende Tendenz der beantragten als auch der geförderten Speicherkapazität ab. Im April 2019 ist auch bei der Batteriespeicherkapazität ein deutlicher Ausreißer der beantragten Speicherkapazität zu verzeichnen, der den zu Beginn starken Zulauf zum Förderprogramm darstellt. Diese Entwicklungen sind in Abbildung 63 zu sehen. Zwischen April 2019 und Juni 2021 wurden insgesamt 16.020 kWh Batteriespeicherleistung beantragt. Im erweiterten Zeitraum bis Mitte Oktober 2021 liegt die gesamt beantragte Speicherkapazität bei 19.289 kWh. Bis Juni 2021 wurden hiervon 3.114 kWh gefördert. Zwischen Juli und Mitte Oktober kamen 440 kWh geförderte Speicherkapazität hinzu. Im Evaluationszeitraum 04/2019-06/2021 entspricht dies einer beantragten Batteriespeicherkapazität von 10 Wh bzw. geförderte Batteriespeicherkapazität von 2 Wh pro Münchener Bürgerin und Bürger bei einem Bevölkerungsstand von 1,56 Millionen Menschen im Jahr 2020. Die kumulierten Speicherkapazitäten sind in Abbildung 64 dargestellt. In dieser Abbildung zeigt sich auch deutlich der Sprung im Jahr 2020 bei dem es sich vermutlich um die Inbetriebnahme des rund 10 MWh-Batteriespeichers der Stadtwerke München handelt [23].

In der Stadt München lässt sich seit Einführung des FES ein Anstieg der monatlich neuinstallierten Batteriespeicherkapazität verzeichnen. Vor der Einführung des FES (04/2017 – 03/2019) wurde monatlich rund 104 kWh/Monat installiert. In der Zeit seit Einführung des FES (04-2019-06/2021) wurden monatlich rund 658 kWh/Monat neu ans Netz angeschlossen. Allerdings sind die Zahlen aufgrund der Inbetriebnahme zweier großer Batteriespeicher der Stadtwerke verzerrt. Ohne die beiden Batteriespeicher der Stadtwerke ergibt sich eine durchschnittlich neu installierte Leistung von 63 kWh/Monat vor Einführung des FES und 325 kWh/Monat seit FES (siehe Abbildung 65).

Der Anteil des Zubaus der FES-geförderten Batteriespeicherkapazität durch Privatpersonen am gesamten Münchener Kapazitätszubau ist steigend. Rund 17 % der zugebauten Batteriespeicherkapazität in München wurde im Zeitraum April 2019 bis Ende Juni 2021 von Privatpersonen installiert, die durch das FES gefördert wurden. Werden die Batteriespeicher der Stadtwerke nicht mit betrachtet liegt der Zubau der FES-

geförderten Privatpersonen am Gesamtzubau sogar bei einem Anteil von 34,5%. Dargestellt sind diese Entwicklungen in Abbildung 66.

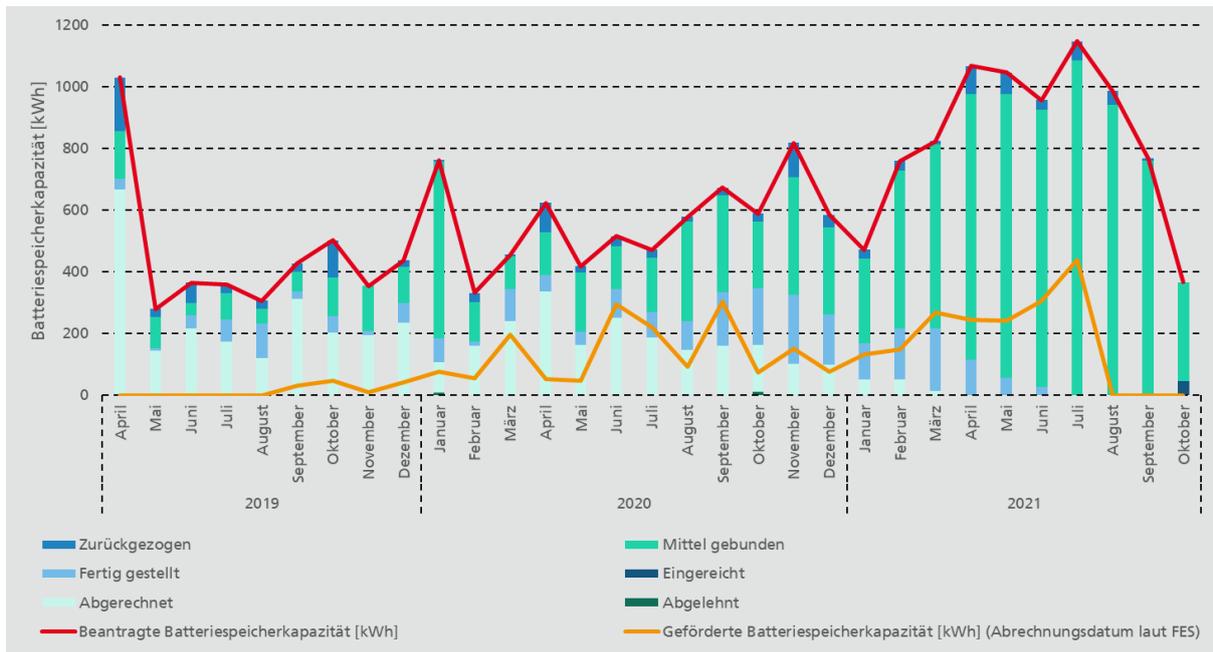


Abbildung 63: Entwicklung des Zubaus der Batteriespeicherkapazität

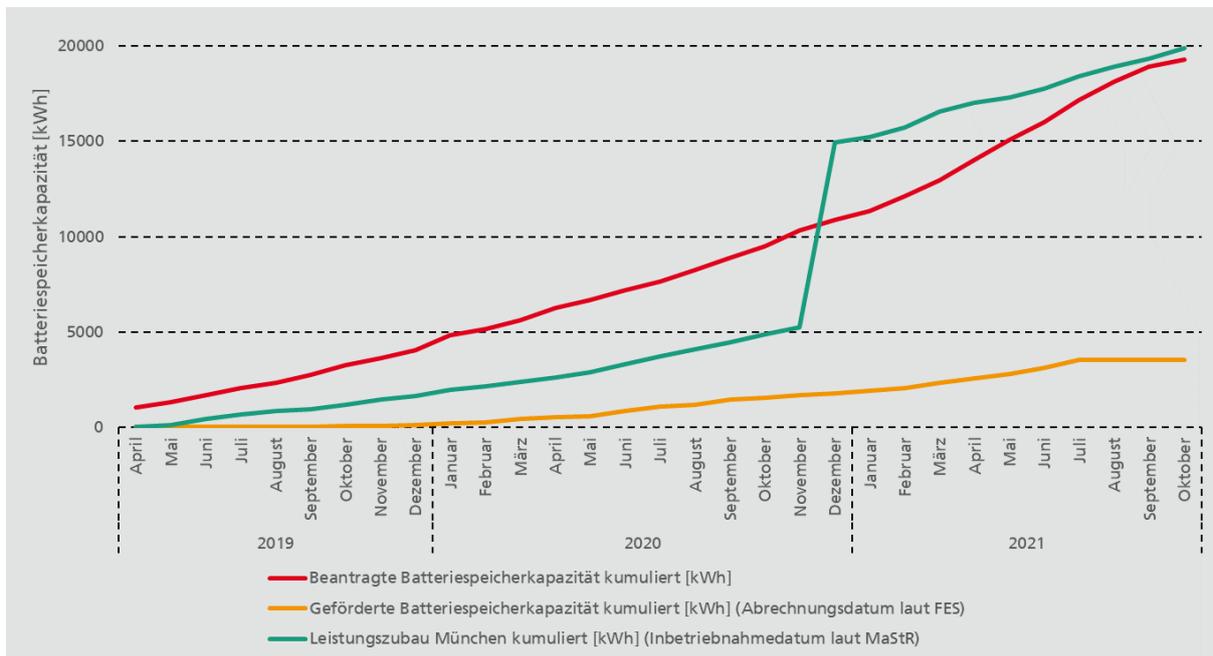


Abbildung 64: Entwicklung der beantragten und geförderten Batteriespeicherkapazität (kumuliert). Leistungszubau München eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 31.01.2022

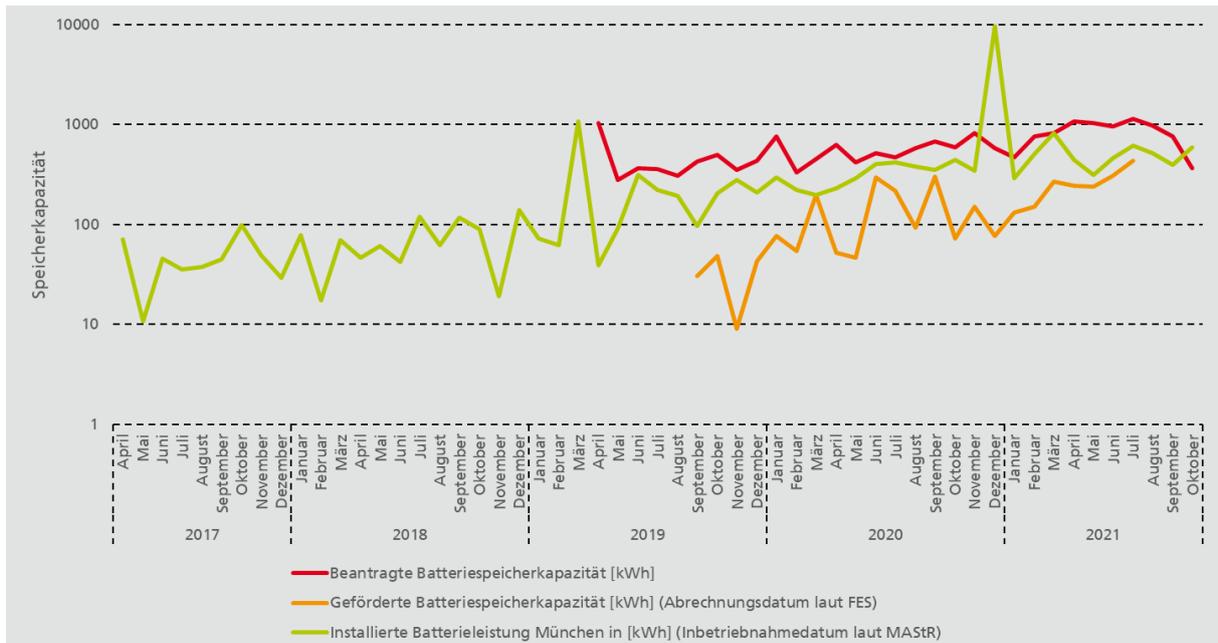


Abbildung 65: Entwicklung der geförderten Batteriespeicherkapazität vs. Kapazitätzubau in München. Installierte Batterieleistung eigene Berechnung auf Basis MaStR, Stand Januar 2021

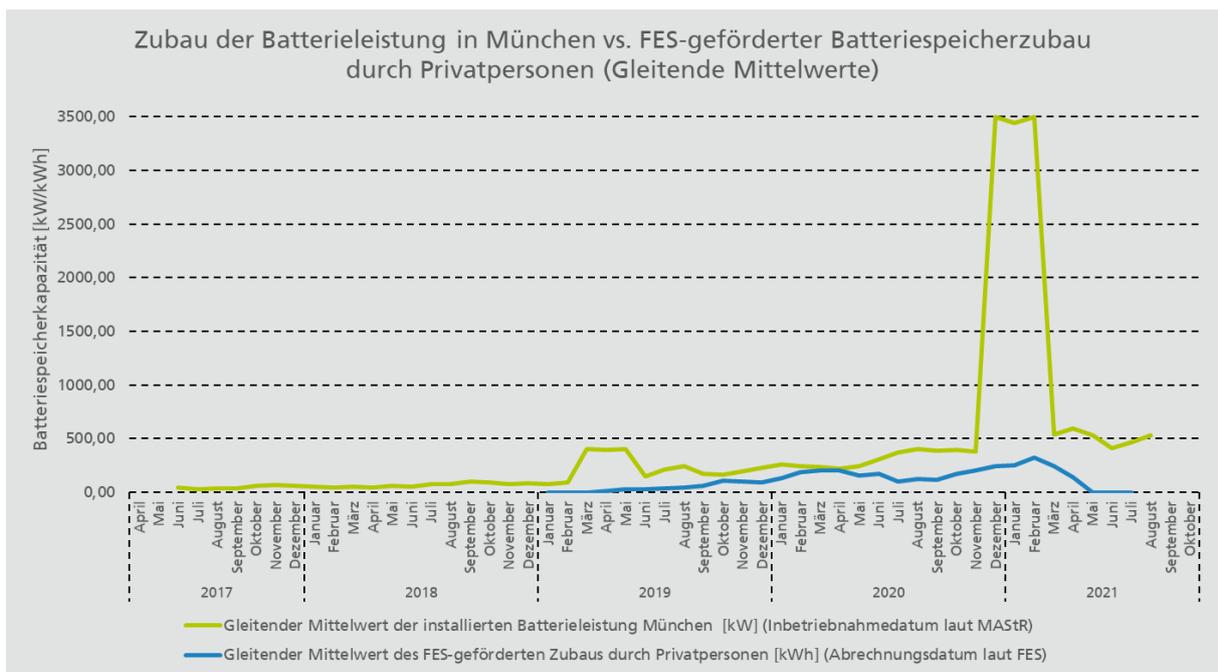


Abbildung 66: Zubau Batteriespeicherkapazität München vs. Zubau durch FES-geförderte Privatpersonen. Installierte Batterieleistung MUC eigene Auswertung des MaStR, Stand 31.01.2022

Rund drei Viertel der gesamten geförderten Batteriespeicherkapazität liegt im Leistungsbereich bis 12 kWh. Der Mittelwert der geförderten Batteriespeicherkapazität liegt bei 9,68 kWh (Median: 10 kWh). Die am häufigsten geförderte Leistungsklasse, welche auch die meiste Batteriespeicherkapazität generiert, liegt bei 10-11 kWh. Die Verteilungen lassen sich Abbildung 67 und Abbildung 68 entnehmen. Sowohl auf der Ebene der Batteriespeicher in München als auch unter den geförderten Batteriespeichieranlagen macht die Leistungsklasse bis 12 kWh den größten Anteil aus. Von allen Batteriespeichern in München fallen rund 80% der Anlagen in diese Klasse, während von den geförderten Anlagen rund 85 % bis zu 12 kWh Kapazität aufweisen. Ein anderes Bild zeigt sich jedoch im Hinblick auf die Batteriespeicherkapazität. Innerhalb der FES machen Anlagen bis 12 kWh rund 75 % der geförderten Leistung auf. Auf der Münchener

Ebene machen Batteriespeicher mit einer maximalen Leistung von 12 kWh hingegen nur zirka 37% der gesamten Batteriespeicherkapazität aus. Fast die Hälfte der Münchener Batteriespeicherkapazität geht von nur 3% aller Anlagen aus, welche eine Leistung von mindestens 20 kWh aufweisen. Vier Anlagen mit einer Kapazität zwischen 2.250 und 2.500 kWh machen hierbei fast 39% der gesamten Münchener Speicherkapazität aus (eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 31.01.2022). Diese Diskrepanz lässt sich unter anderem dadurch erklären, dass das FES Anlagen nur Anlagen bis zu einem maximalen Betrag von 15.000 EUR fördert (die ersten 50 kWh). Die insgesamt in München installierten Batteriespeicher, sowie deren Kapazität ist in Abbildung 69 und Abbildung 70 nach Leistungsklassen aufgestellt.

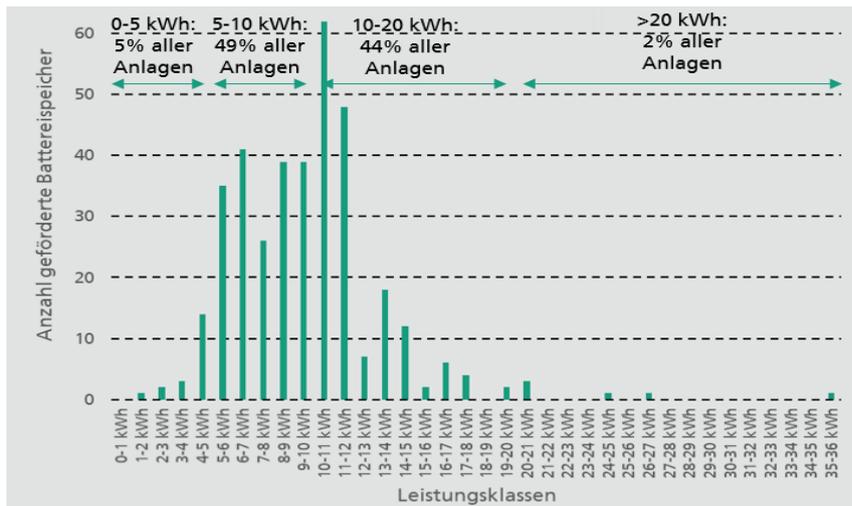


Abbildung 67: Geförderte Batteriespeicherprojekte nach Leistungsklassen

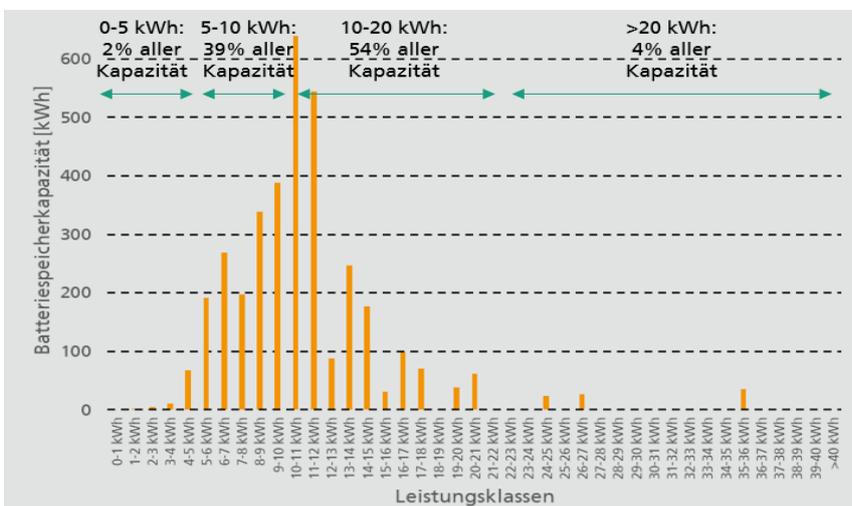


Abbildung 68: Geförderte Batteriespeicherkapazität nach Leistungsklassen

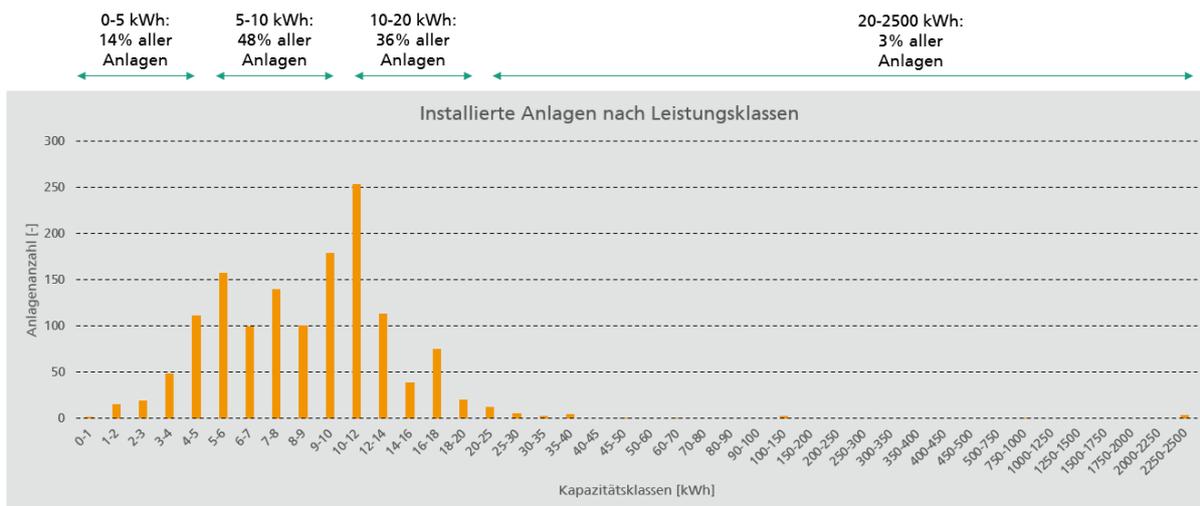


Abbildung 69: Verteilung der Batteriespeicher nach Leistungsklassen in München. Eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 31.01.2022

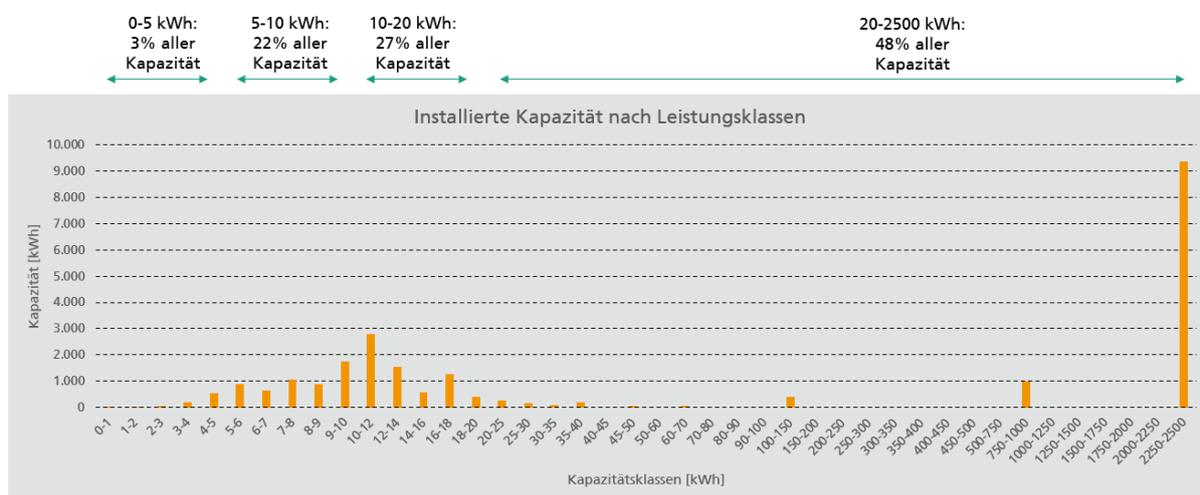


Abbildung 70: Verteilung der Batteriespeicherkapazität nach Leistungsklassen in München. Eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand 31.01.2022

4.1.2 Verteilung nach diversen Kriterien

Insgesamt gingen bis Mitte Oktober 2021 1.774 Anträge zur Förderung eines Batteriespeichers ein. Hiervon wurden bis dahin 367 Speicher gefördert, deren Speicherkapazität im Mittel 9,7 kWh beträgt. Die durchschnittlich beantragte Speicherkapazität liegt mit 10,9 kWh leicht über dem Mittelwert der geförderten Anlagen. Im Folgenden werden Zahlen aus der Periode 01.04.2019 – 13.10.2021 dargestellt.

95,6% der Anträge fallen auf Privatpersonen, während 4,4% der Anträge von Unternehmen stammen. Unter allen Anträgen finden sich zudem 4,5% Anträge von Wohnungseigentumsgemeinschaften, sowie 11,9% Anträge von Anlagenbetreibern. Bei den geförderten Anträgen verringert sich der Anteil der Anträge von Unternehmen auf 2,2%. Der größte Teil der geförderten Anträge kommt somit zu 97,8% von Privathaushalten. Wohnungseigentumsgemeinschaften und Anlagenbetreiber machen nur 0,3% bzw. 2,2% der geförderten Anträge aus. Werden die Verhältnisse bezüglich der Batteriespeicherkapazität betrachtet, zeigt sich, dass Unternehmen mit einer durchschnittlich beantragten Speicherkapazität von 28,1 kWh im Vergleich zu Privathaushalten (durchschnittlich 10,1 kWh) Förderung für fast drei Mal so große

Speicher beantragen. Bei der tatsächlich geförderten Speicherkapazität ist die Kapazität pro Antrag von Unternehmen jedoch nur noch um durchschnittlich 3 kWh größer. Abbildung 71 und Abbildung 72 veranschaulichen die Zahlen zu den beantragten und geförderten Batteriespeicheranträgen und -kapazitäten.

Die meisten Batteriespeicher wurden zur Installation an Bestandsgebäuden beantragt (88,2%) und auch vorrangig an diesen gefördert (96,5%). Rund 12% aller Anträge für Batteriespeicher sollten in Neubauten installiert werden, letztlich wurden jedoch nur 3,5% aller geförderten Batteriespeicher an Neubauten installiert. In München werden jährlich rund ein Prozent neue Gebäude zugebaut [4]. Damit sind Neubauten in der Förderung stärker repräsentiert als im Münchener Stadtbild. Bezüglich der Batteriespeicherkapazität zeichnet sich in diesem Segment ein ähnliches Bild ab. Jedoch lagen die beantragten Batteriespeicher an Neubauten mit einer durchschnittlichen Kapazität von 14,6 kWh etwa 4 kWh über dem beantragten Kapazitätsdurchschnitt von Bestandsgebäuden. Bei den geförderten Projekten unterscheidet sich die Kapazität zwischen Neubau- und Bestandsgebäuden jedoch nur noch um 1 kWh. Inwiefern die deutliche Verminderung des Anteils der Neubaugebäude unter den geförderten Projekten mit dem Scheitern des gesamten Bauvorhabens zusammenhängt, lässt sich den vorliegenden Daten nicht entnehmen. Die hier genannten Zahlen werden in Abbildung 73 und Abbildung 74 veranschaulicht.

Die eingegangenen Anträge zur Förderung eines Batteriespeichers verteilen sich zu 96,7% auf Wohngebäude, 1% auf Nichtwohngebäude und 2,3% auf Mischgebäude. Unter den geförderten Anträgen sind mit 98,9% die Wohngebäude noch deutlicher vertreten, während der Anteil der beiden anderen Gebäudeklassen auf unter 1% sinkt. Bezüglich der Nennleistung zeichnet sich ein annähernd identisches Bild ab, wobei die Mischgebäude unter der beantragten Nennleistung mit 5% und unter der geförderten Nennleistung mit 1,2% etwas stärker ins Gewicht fallen, da hier größere Batteriespeicher beantragt und installiert werden. Im Durchschnitt wurden für Mischgebäude Batteriespeicher mit einer Leistung von 23,9 kWh beantragt, was mehr als doppelt so viel ist wie die im Mittel beantragte Batteriespeicherkapazität. Auch die geförderte Batteriespeicherkapazität an Mischgebäuden liegt mit 12,8 kWh etwas über dem allgemeinen Mittel des Förderprogramms. Im Vergleich zum Gebäudebestand Münchens zeigt sich, dass Wohngebäude in der Förderung überrepräsentiert sind, während die Gebäudekategorien Misch- und Nichtwohngebäude deutlich seltener gefördert werden. Da in den beiden letzteren Kategorien jedoch durchschnittlich größere Batteriespeicher installiert werden, geht hier viel Potential bisher nicht ausgeschöpft. Die hier beschriebenen Daten sind in Abbildung 75, Abbildung 76 und Abbildung 77 illustriert.

88,6% aller Anträge stammen von Gebäuden mit ein bis zwei Wohneinheiten. Weitere 10,3% der beantragten Batteriespeicher sollen in Gebäuden mit drei oder mehr Wohneinheiten installiert werden. Bei einem geringen Teil der Anträge (1,1%) ist die Anzahl der Wohneinheiten nicht bekannt oder es sind keine Wohneinheiten vorhanden (<0,1%). Unter den geförderten Anträgen steigt der Anteil der Gebäude mit ein bis zwei Wohneinheiten auf 91,3%, Wohngebäude ab drei Wohneinheiten machen 8,2% aus. Unbekannt bleibt die Anzahl der Wohneinheiten bei 0,5% der Anträge. In Bezug auf die Batteriespeicherkapazität sind Wohngebäude mit mindestens drei Wohneinheiten sowohl unter der beantragten Batteriekapazität mit 17,8% deutlich stärker vertreten. Dieser Anteil lässt jedoch unter der geförderten Kapazität auf 9% nach. An Wohnhäusern ab 3 Wohneinheiten werden zunächst größere Projekte geplant und beantragt, die es jedoch bisher nur selten zur Förderung geschafft haben. Vermutlich brauchen diese durch einen erhöhten Abstimmungsbedarf mit verschiedenen Parteien länger zur Umsetzung oder scheitern an einem höheren bürokratischen Aufwand. Im Vergleich zu Gebäudebestand München zeigt sich, dass Gebäude mit ein bis zwei Wohneinheiten in der Förderung prozentual überrepräsentiert sind. Hingegen sind Wohngebäude ab 5 Wohneinheiten in der Förderung unterrepräsentiert. Diese könnten mehr in die Förderung integriert werden, um das Batteriespeicherpotenzial der Stadt München voll auszuschöpfen. Die beschriebenen Daten zur Batteriespeichern und Wohneinheiten sind in Abbildung 78, Abbildung 79 und Abbildung 80 abgebildet.

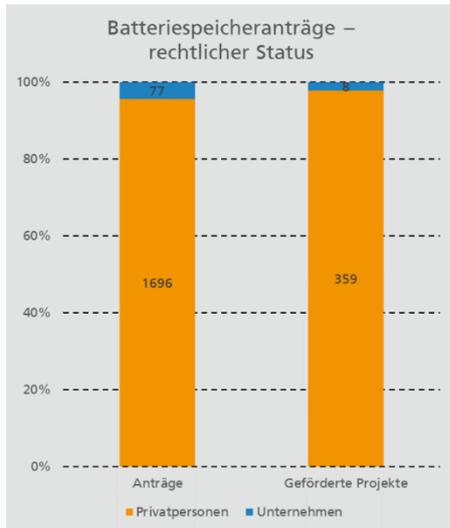


Abbildung 71: Beantragte und geförderte Batteriespeicheranträge nach Beteiligten

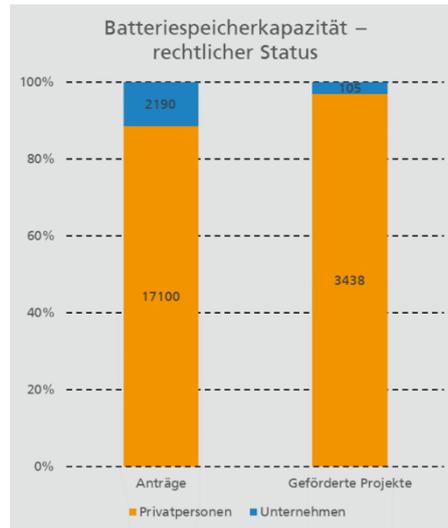


Abbildung 72: Beantragte und geförderte Batteriespeicherkapazität nach Beteiligten

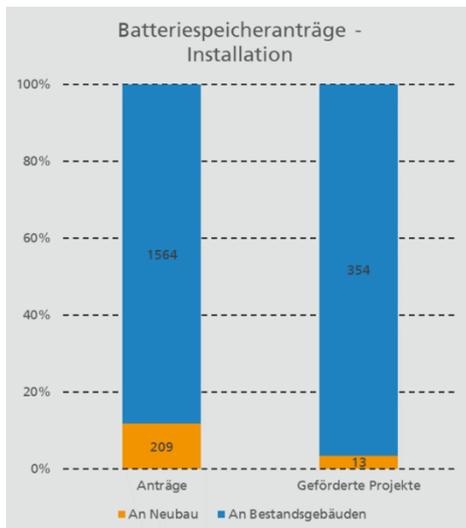


Abbildung 73: Verteilung der Batteriespeicheranträge nach Bauprojekttyp

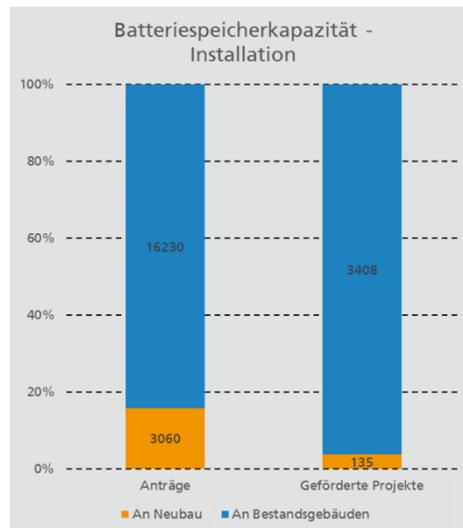


Abbildung 74: Verteilung der Batteriespeicherkapazität nach Bauprojekttyp

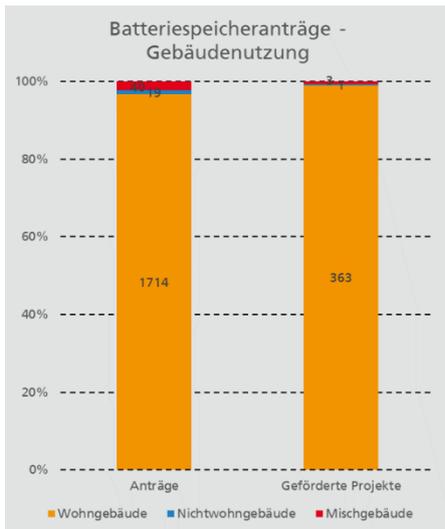


Abbildung 75: Verteilung der Batteriespeicheranträge nach Gebäudenutzung

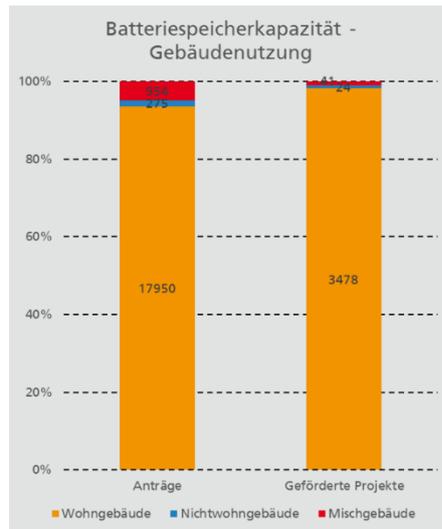


Abbildung 76: Verteilung der Batteriespeicherkapazität nach Gebäudenutzung

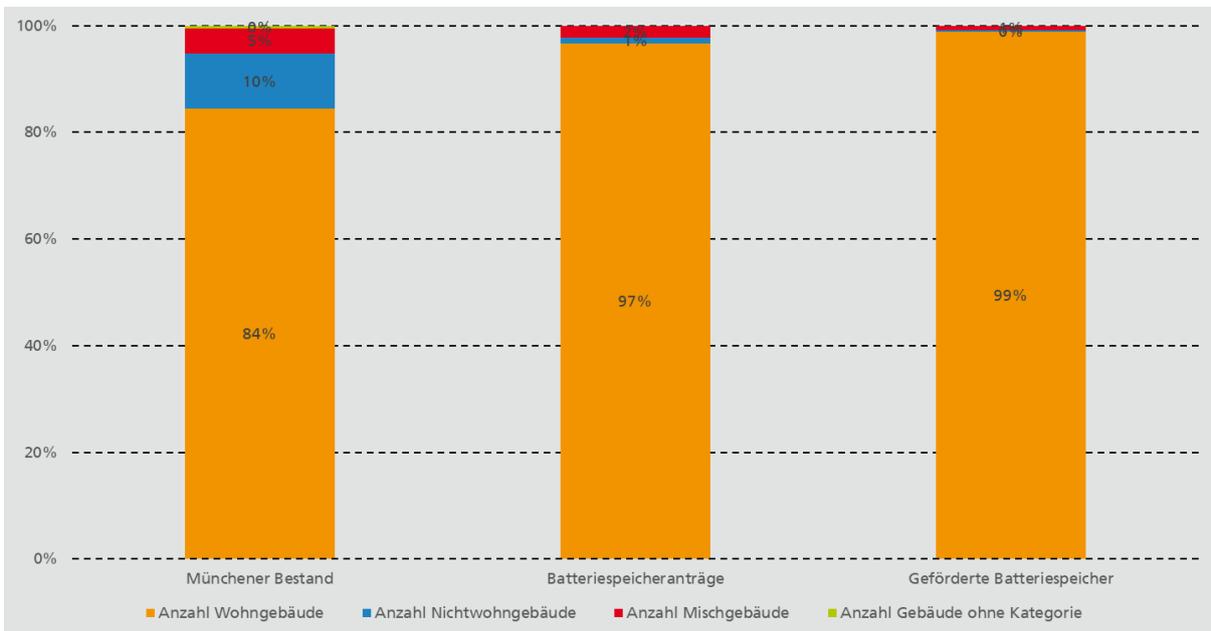


Abbildung 77: Verteilung der beantragten und geförderten Batteriespeicher(-kapazität) nach Gebäudenutzung im Vergleich zum Münchener Gebäudebestand

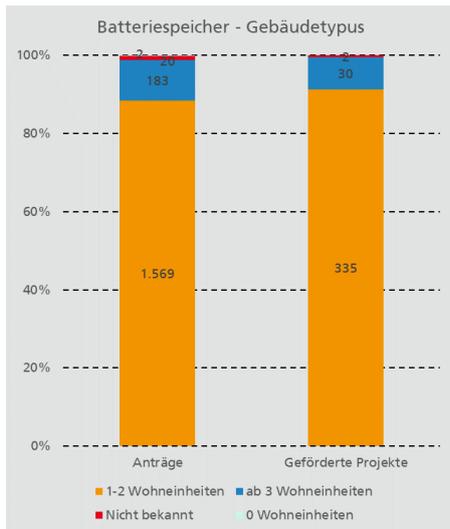


Abbildung 78: Verteilung der Batteriespeicheranträge nach Gebäudetypologieklassen

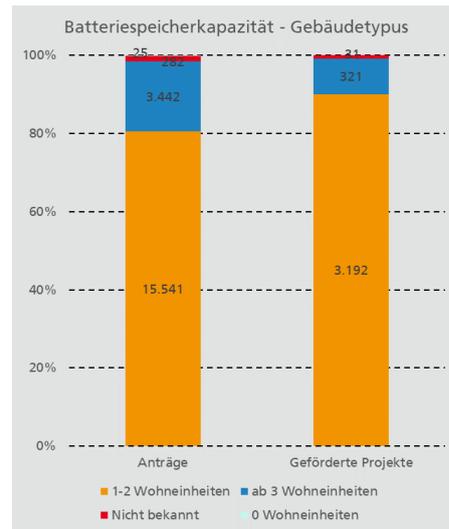


Abbildung 79: Verteilung der Batteriespeicherkapazität nach Gebäudetypologieklassen

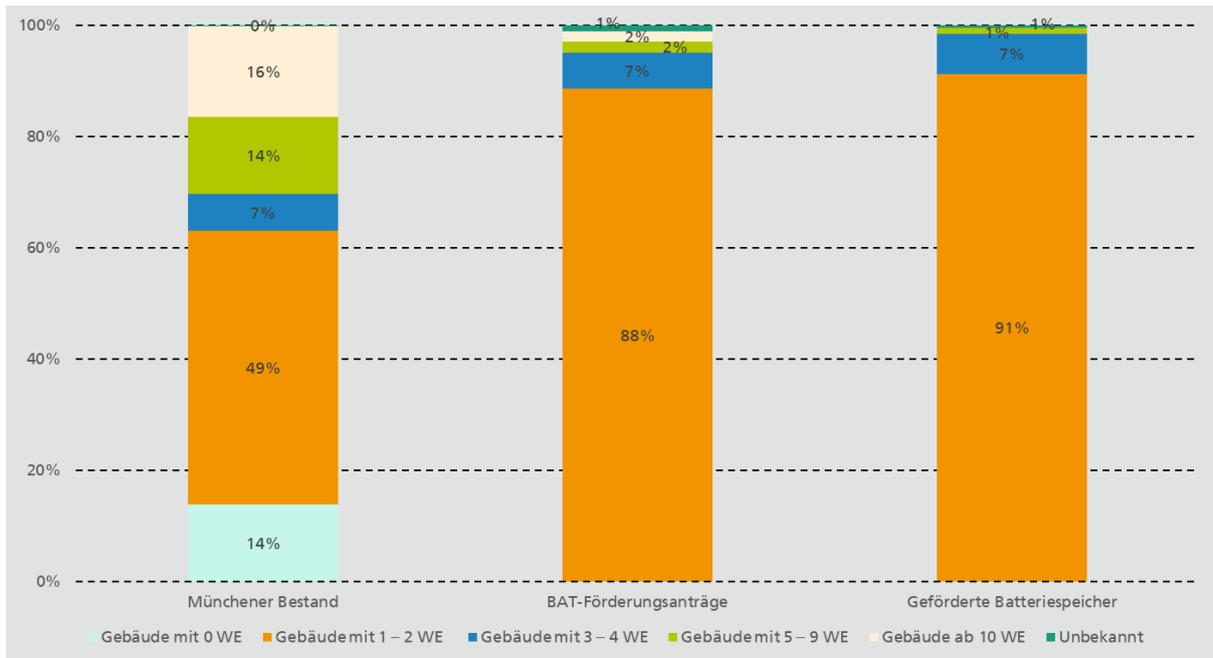


Abbildung 80: Verteilung der beantragten und geförderten Batteriespeicher(-kapazität) nach Gebäudetypologieklassen im Vergleich zum Münchener Gebäudebestand

Fast alle Antragsteller, die eine Batteriespeicherförderung beantragen, tun dies im Zusammenhang mit der Beantragung einer Förderung für eine PV-Anlage (94%). Nur wenige beantragen ausschließlich eine Batteriespeicherförderung (6%). Dieser Anteil steigt jedoch unter den geförderten Anträgen leicht auf 7,1% (siehe Abbildung 81). Betrachtet man die Batteriespeicherkapazität, zeichnet sich ein fast identisches Bild ab: 94,5% der Batteriespeicherkapazität wurde in Kombination mit der Förderung einer PV-Anlage betrachtet. Unter den geförderten Anlagen beträgt dieser Anteil 93,6% (siehe Abbildung 82).

Rund zwei Drittel (63,9%) aller geförderten Batteriespeicher verfügen über eine Notstromfunktion plus, also eine Ersatzstrom bzw. Inselfähigkeit. Das andere Drittel hat diese Funktion nicht. Unter den beantragten Batteriespeichern und der beantragten Batteriespeicherkapazität ist der Anteil derer, die mit der Förderung

einen Batteriespeicher mit Notstromfunktion plus anschaffen wollen jeweils etwas höher als unter den geförderten Speichern. Allerdings ist unter den geförderten Batteriespeichern auch die Menge derer, zu denen keine Informationen vorliegen, etwas größer. Dargestellt werden diese Befunde in Abbildung 83 und Abbildung 84.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich bei der Förderung von Batteriespeichern durch das FES ähnliche Muster abzeichnen wie bei der Fördermaßnahme „Photovoltaik“: Es wurden bisher insbesondere jene Anträge gefördert, die von Privatpersonen stammen, die in bestehenden Wohnhäusern mit ein bis zwei Wohneinheiten einen Batteriespeicher in Kombination mit einer PV-Anlagen installieren möchten. Rund zwei Drittel dieser Anträge sehen zudem eine Notstromfunktion plus vor. Durch diese bislang einseitige Förderung wurde bisher nicht das vollständige Potential ausgeschöpft. Besonders im Bereich der größeren Wohngebäude sowie bei Nichtwohn- und Mischgebäuden wird bisher nicht das vollständige Potential gefördert, obwohl von diesen Gebäudekategorien relativ große Batteriespeicher beantragt werden. Hier bedarf es weiterer Nachforschung, warum diese Anträge es bisher nicht zur Förderung geschafft haben, um die Antragstellenden ggf. spezifisch bei der Umsetzung ihrer Projekte unterstützen zu können und Barrieren abzubauen.

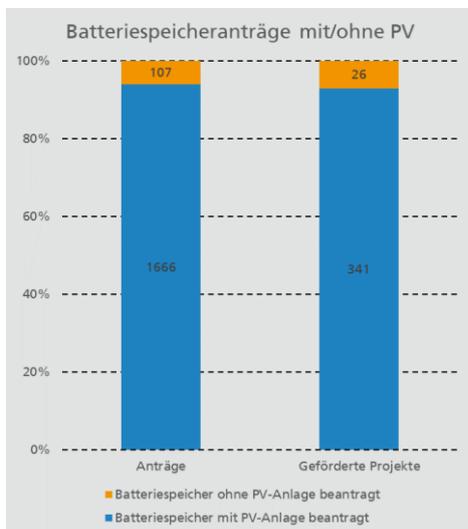


Abbildung 81: Verteilung der Batteriespeicheranträge nach PV-Nutzung

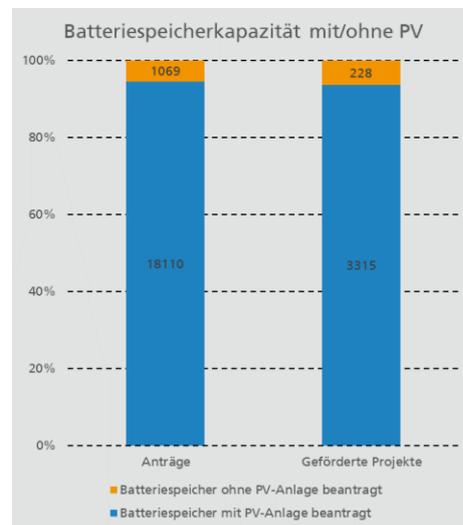


Abbildung 82: Verteilung der Batteriespeicherkapazität nach PV-Nutzung

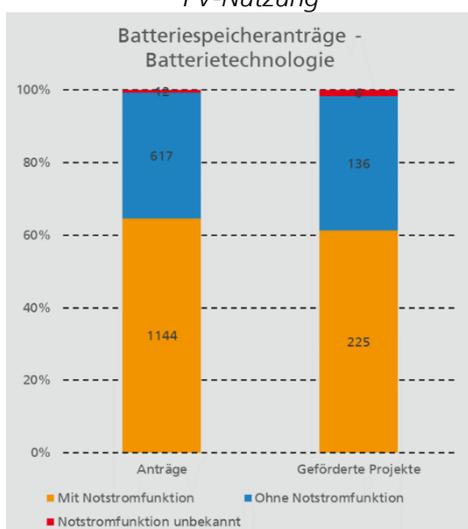


Abbildung 83: Verteilung der Batteriespeicheranträge nach Notstromfunktion plus

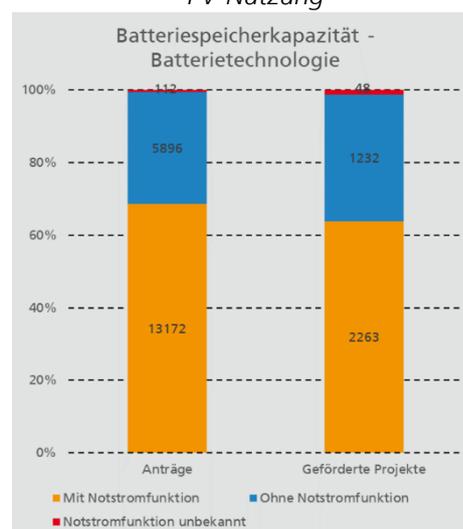


Abbildung 84: Verteilung der Batteriespeicherkapazität nach Notstromfunktion plus

4.1.3 Lokale Verteilung in München

Sowohl bei den beantragten als auch bei den geförderten Batteriespeichern zeigt sich, dass die Stadtmitte deutlich seltener vertreten ist und die Anzahl der Anträge und Förderungen in Richtung Stadtrand zunimmt. Am meisten Batteriespeicher beantragt und gefördert wurden in den Stadtteilen Feldmoching-Hasenberg, Allach-Untermenzing und Trudering-Riem. Besonders häufig wurden Anträge in den PLZ Gebieten 80995, 80997, 81825 und 81827 (in absteigender Reihenfolge) gestellt. Die meisten Anträge wurden in den PLZ Gebieten 80995, 80997, 81425 und 81827 (in absteigender Reihenfolge) gefördert. Illustriert werden diese Daten in Abbildung 85 und Abbildung 86. Insgesamt folgt die Verteilung der FES-geförderten Batteriespeicher einem ähnlichen Muster wie die Verteilung der Batteriespeicher in München insgesamt (siehe Abbildung 87). Es wurden bisher deutlich mehr Batteriespeicher am Stadtrand installiert als in der Innenstadt. Besonders viele Speicher gibt es in den Stadtteilen Feldmoching-Hasenberg, Allach-Untermenzing, Aubing-Lochhausen-Langwied, Trudering-Riem und Pasing-Obermenzing.

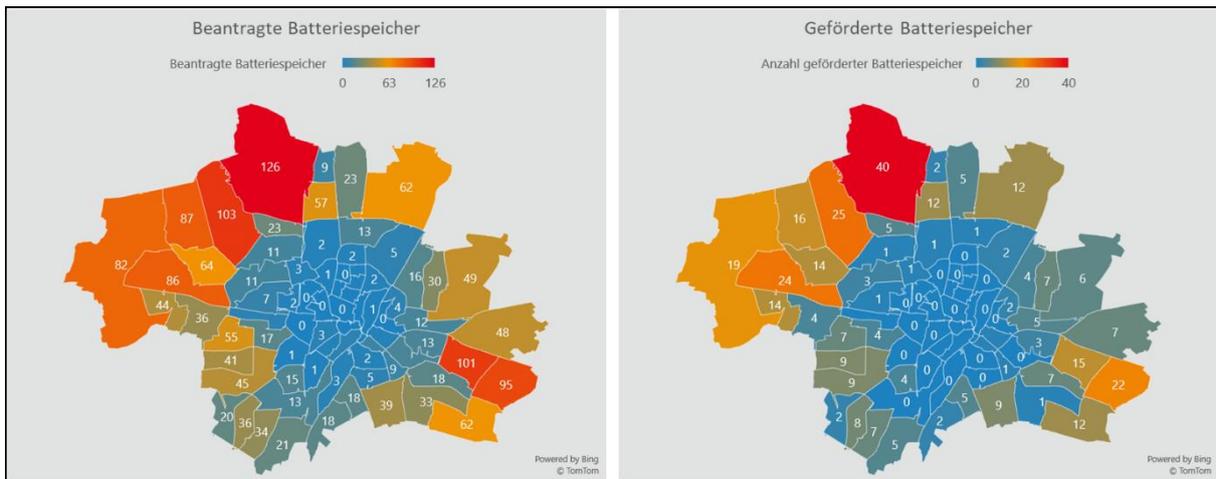


Abbildung 85: Beantragte Batteriespeicher nach Stadtteilen

Abbildung 86: Geförderte Batteriespeicher nach Stadtteilen

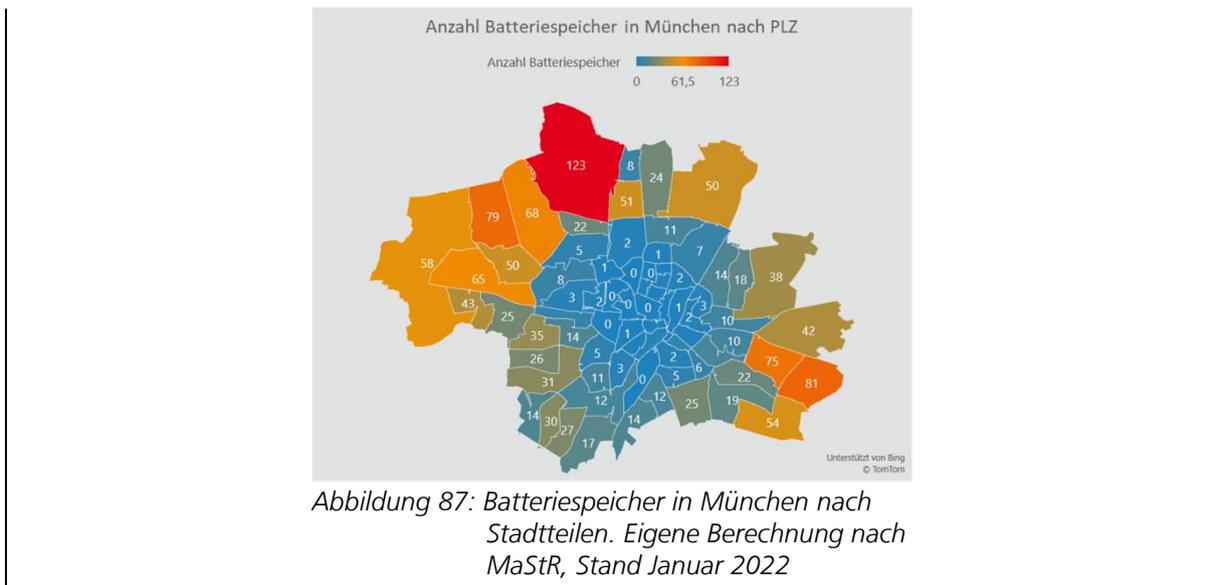


Abbildung 87: Batteriespeicher in München nach Stadtteilen. Eigene Berechnung nach MaStR, Stand Januar 2022

Bezüglich der Batteriespeicherkapazität zeichnet sich ein sich deckendes Bild ab. Besonders hohe beantragte und geförderte Kapazitäten lassen sich am Stadtrand, insbesondere im Nordwesten und Südosten, verzeichnen und nehmen in Richtung Innenstadt ab. Am meisten Leistung wurde in den Stadtteilen Feldmoching-Hasenberg, Aubing-Lochhausen-Langwied, Allach-Untermenzing und Trudering-Riem (PLZ 80995 > 81249 > 80997 > 81827) beantragt (siehe Abbildung 88). Die geförderte Leistung konzentriert

sich noch stärker auf den Nordwesten der Stadt (siehe Abbildung 89). Am meisten Leistung gefördert wurde in den Stadtteilen Feldmoching-Hasenberg, Allach-Untermenzing, Trudering-Riem und Pasing-Obermenzing (PLZ 80995 > 80997 > 81827 > 81245). Die Verteilung der FES-geförderten Speicherkapazität folgt einem ähnlichen Muster wie die Verteilung der Leistung insgesamt (siehe Abbildung 90). Jedoch gibt es bezüglich der Gesamtleistung in München einen Ausreißer im Stadtteil Milbertshofen-Am Hart/Schwabing-Freimann (PLZ 80807), der das Gesamtbild verzerrt. Hierbei handelt es sich vermutlich um einen rund 10 MWh großen Speicher der Stadtwerke München [23].

Insgesamt zeigt sich eine Konzentration der Batteriespeicher auf den Stadtrand, da es hier besonders viele Ein-/Zweifamilienhäuser gibt, die das FES bisher am stärksten in Anspruch genommen haben. Gezielte Werbung in der Innenstadt für das FES könnte dazu beitragen dieser Stadtrandkonzentration entgegenzuwirken.

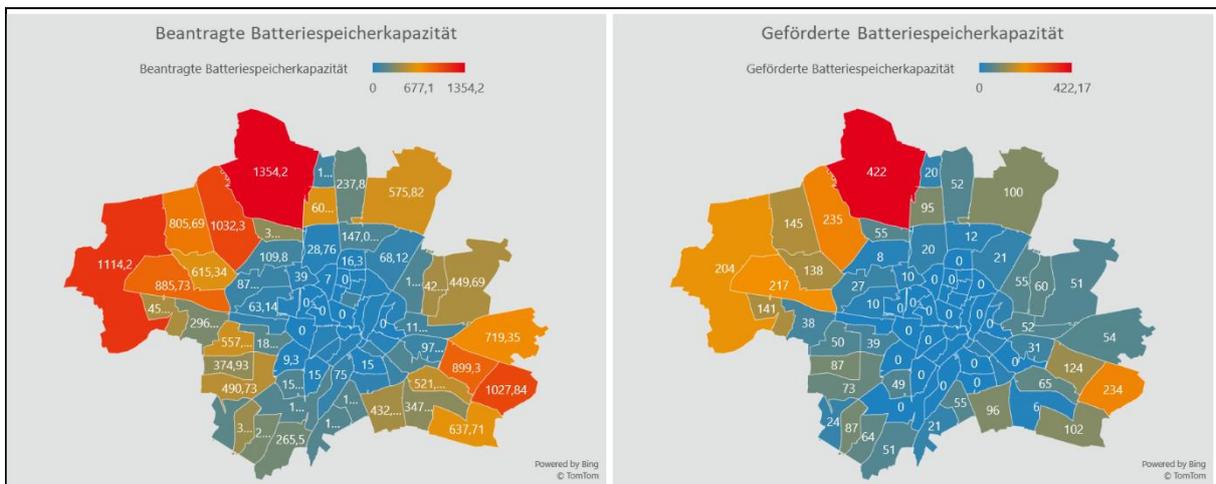


Abbildung 88: Beantragte Batteriespeicherkapazität nach Stadtteilen Abbildung 89: Geförderte Batteriespeicherkapazität nach Stadtteilen

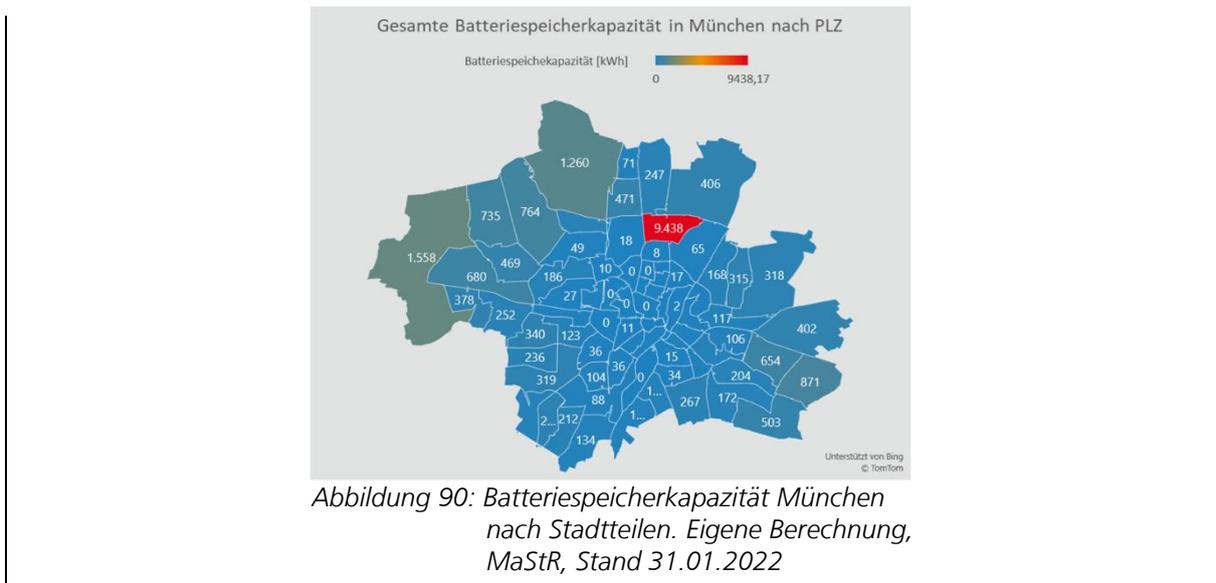


Abbildung 90: Batteriespeicherkapazität München nach Stadtteilen. Eigene Berechnung, MaStR, Stand 31.01.2022

4.2 Wirtschaftlichkeit und Förderung

Ziel dieses Kapitels ist die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von PV-Batterie-Systemen unter Berücksichtigung der im Untersuchungszeitraum verfügbaren Förderungen. Hierbei geht es insbesondere

darum, die Frage zu klären, ob die FES-Förderung benötigt wird, um die Wirtschaftlichkeit der Batteriespeicher-Anlagen sicherzustellen oder ob diese zu einer Überförderung führt und somit reduziert oder ausgesetzt werden muss.

4.2.1 Entwicklung der Investitionskosten von Batteriespeichern

Zunächst soll allgemein untersucht werden, wie sich die Investitionskosten von Batteriespeichern in den vergangenen Jahren entwickelt haben. In Abbildung 91 sind die Entwicklungen der Investitionskosten von Batteriespeichern (umfasst Batterie, Steuerelektronik und Mehrwertsteuer) in Deutschland nach verschiedenen Kapazitätsklassen dargestellt. Es zeigt sich, dass sich die Batteriespeicherpreise in allen Klassen zwischen 2013 und 2019 konsequent gefallen sind.

In Abbildung 92 sind die im FES-Programm erfassten Batteriespeicherpreise zwischen 2019 und 2021 nach den gleichen Speicherklassen wie in Abbildung 91 aufgetragen. Hierbei ist zu beachten, dass die im FES erfassten Kosten die Installationskosten beinhalten. Somit lassen sich die Kosten nur eingeschränkt vergleichen. Bei einem qualitativen Vergleich der Preise des Jahres 2019 auf Bundesebene und in München (auf Basis FES-Daten) zeigt sich, dass die Kosten in München in eine ähnliche Größenkategorie wie auf Bundesebene haben.

Bezüglich der Entwicklung der Kosten in München lässt sich sagen, dass in der Klasse 5-10 kWh die Preise bis 2021 in München leicht gefallen sind. Allerdings blieben sie in den größeren Klassen weitestgehend konstant. Das Erreichen eines Preisplateaus hatte sich in der Klasse 10-15 kW auf Bundesebene bereits angekündigt (Abbildung 91). Der Preisverlauf in der Klasse 0-5 kWh in München ist wenig repräsentativ, da hier die Stichprobengröße mit nur 10 Anlagen recht klein ist.

Es kann also festgehalten werden, dass bei den Batteriepreisen aktuell in München keine Reduktion der Preise mehr zu erkennen ist. Die Beobachtung wird durch neuesten Branchendaten vom Bundesverband Solarwirtschaft untermauert, die zeigen, dass sich die durchschnittlichen Marktpreise von Batteriespeichern in Deutschland seit Quartal 2 im Jahr 2018 sogar um 22 % - 26 % bis Quartal 2 im Jahr 2021 erhöht haben (siehe Abbildung 93).

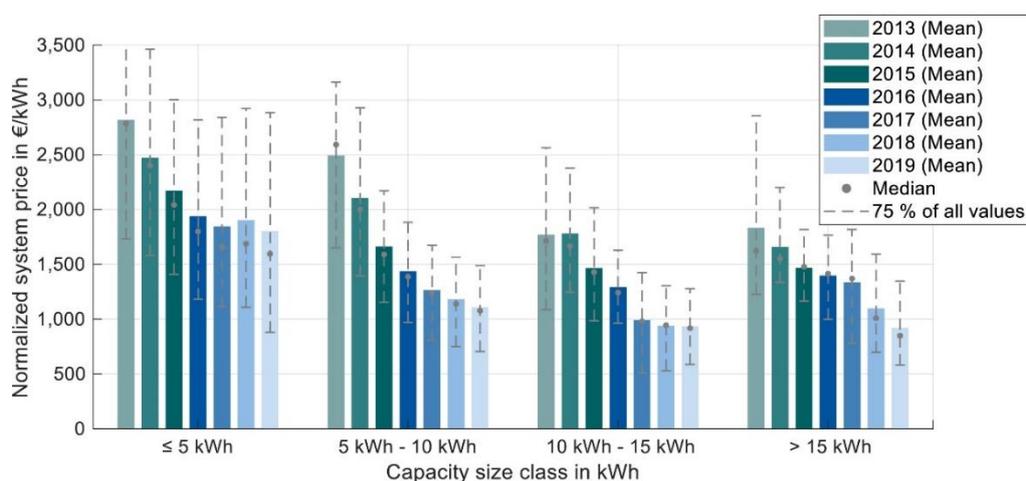


Abbildung 91: Investitionskosten von Batteriespeichern in Deutschland nach Jahren und Leistungsklassen [24]

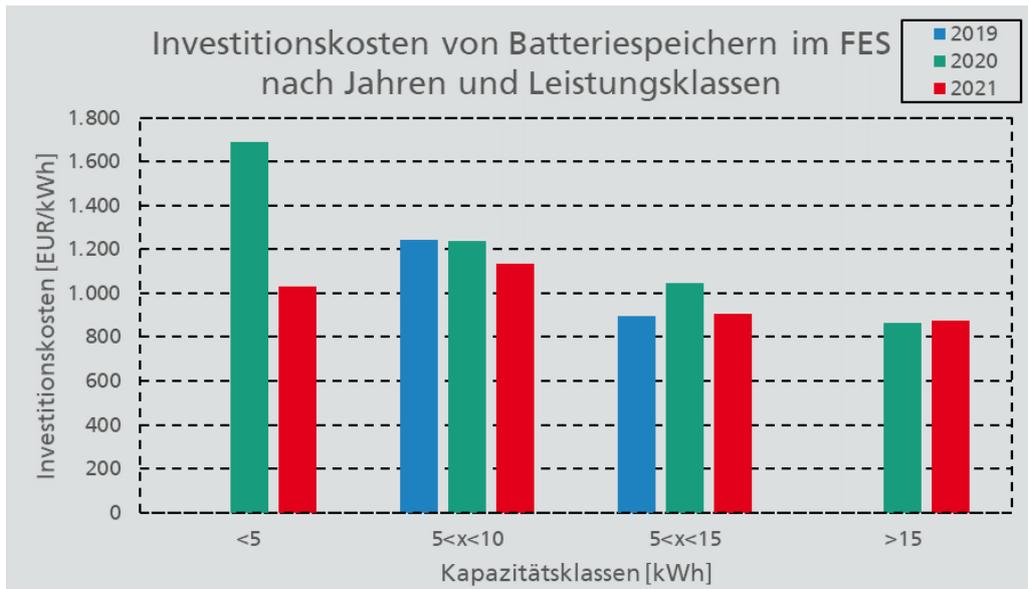


Abbildung 92: Investitionskosten von Batteriespeichern im FES nach Jahren und Leistungsklassen

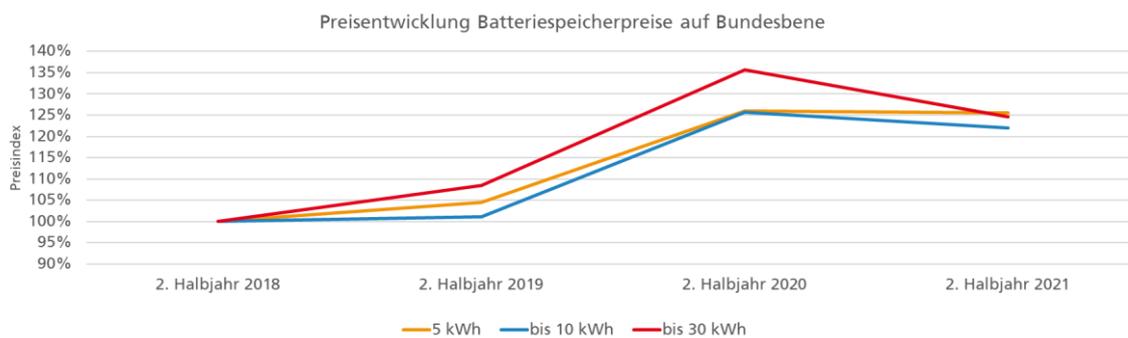


Abbildung 93: Preisentwicklung von Batteriespeicherpreisen auf Bundesebene auf Basis von Branchendaten [25]

4.2.2 Förderquote

Im Evaluationszeitraum standen Bürgerinnen und Bürgern verschiedene Förderprogramme für die Installation von Batteriespeichern zur Verfügung.

Das Land Bayern stellte als Förderung das „10.000 Häuser-Programm“ auf. Bei diesem wurde die Installation von PV-Anlagen in Kombination mit Batteriespeichern gefördert. Dieses Programm fördert die gemeinsame Neuinstallation von PV-Batteriespeicheranlagen. Gefördert wurden PV-Anlagen ab 3 kW Leistung und Batteriespeicher mit einer Kapazität von mindestens 3 kWh. Es wurde ein Grundbetrag von 500 EUR für Batteriespeicher mit 3 kWh Kapazität zur Verfügung gestellt, der sich um 100 EUR je weitere kWh Kapazität erhöhte. Die maximal förderfähige Kapazität betrug 30 kWh. Somit ergab sich ein Förderbetrag von insgesamt 500 EUR bis 3.200 EUR. Ein weiteres Förderkriterium war, dass das Haus an dem die Anlage installiert wurde maximal zwei Wohneinheiten umfassen durfte [26]. Inzwischen hat das Land Bayern das „10.000-Häuser-Programm“ überarbeitet und fördert ab sofort nur noch Neuinstallationen von mindestens 5 kW. Außerdem wurde der maximale Fördersatz von 3.200 EUR auf 2.375 EUR reduziert und die variable Förderung von 100 EUR/kWh auf 75 EUR/kWh gesenkt [27].

Auf kommunaler Ebene in München ergänzte das FES eine Förderung für Batteriespeicher. Die Förderung betrug 300 EUR/kWh. Die förderfähige Kapazität der Batteriespeicher wurde nicht begrenzt allerdings

konnte ein Batteriespeicher mit maximal 15.000 EUR gefördert werden, was somit einer Förderung bis 50 kWh entspricht.

Die möglichen Förderquoten, die sich durch die kombinierte Inanspruchnahme der verschiedenen Förderprogramme bei der Anschaffung von Batteriespeichern erzielen lassen, sind in Tabelle 10 nach Größe des Batteriespeichers aufgeschlüsselt. Aus der Tabelle ergibt sich, dass die Förderquote mit der Größe der Anlage steigt. Mit dieser Ausgestaltung der Förderung wird der Zubau von großen Batteriespeichern angereizt. Grundsätzlich ist es sinnvoll, dass möglichst viel Batteriekapazität zugebaut wird. Es sollte allerdings im Einzelfall darauf geachtet werden, dass der Batteriespeicher im Vergleich zur PV-Anlage nicht überdimensioniert ist und somit die Nutzung des Speichers bzw. der aufgewendeten Ressourcen ineffizient ist.

Tabelle 10: Auswertung der Förderquote der Batteriesysteme

Batteriekapazität	Batterie-Invest*	Batterie-Förderung FES	Weitere Förderung durch 10.000-Häuser Programm	Förderquote auf Invest
kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	-
2	1695	300	0	18%
4	1432	300	150	31%
10	1083	300	120	39%
20	820	300	110	50%

* Kosten gemäß den in der FES-Förderstatistik erfassten Werte.

4.2.3 Untersuchung zur Angemessenheit der Förderhöhe

In Kapitel 3.2.3 wurde die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern bereits untersucht. Es zeigt sich, dass Batteriespeicher in allen betrachteten Fällen nicht wirtschaftlich sind bzw. die Rendite reduzieren.

4.3 CO₂-Einsparung

Batteriespeicher führen nicht direkt zu einer CO₂-Einsparung, da sie keine Energiequelle darstellen und somit keinen emissionsintensiven Strom substituieren können. Indirekt können Batteriespeicher jedoch in manchen Fällen dazu führen, dass mehr Strom aus erneuerbaren Energien genutzt wird und dieser zu Zeiten eingesetzt wird, in denen eine höhere CO₂-Einsparung erzielt wird. Außerdem können Stromspeicher dazu beitragen, dass mehr erneuerbare Energien zugebaut werden können. Zu einer verstärkten und vollständigeren Nutzung der Erzeugung von erneuerbarem Strom führen Batteriespeicher dann, wenn durch die Einspeicherung von Strom die Abregelung von EE-Anlagen verhindert wird. Die Einspeicherung und Verschiebung von Einspeisespitzen mit Batteriespeichern kann in manchen Netzbereichen auch ermöglichen, dass mehr EE-Kapazitäten zugebaut werden können, ohne dass Netzertüchtigungsmaßnahmen notwendig werden. Außerdem kann die Nutzung von eingespeichertem EE-Strom in den Nachtstunden dazu führen, dass verstärkt der emissionsintensiverer Netzstrom (tagsüber hat Netzstrom durch die PV-Erzeugung eine geringere CO₂-Intensität) substituiert wird. Die Einsparwirkung wird allerdings durch Speicherverluste reduziert.

Die genannten positiven Effekte bezüglich des Ausbaus und der Nutzung von EE-Kapazitäten können wiederum zu höheren CO₂-Einsparungen führen. Die indirekten Effekte von Batterien lassen sich allgemein jedoch nur sehr schwer quantifizieren und hängen sehr stark von lokalen Gegebenheiten ab. Hierbei kommt erschwerend hinzu, dass der Einsatz von Batteriespeichern nicht zentral gesteuert wird und somit sehr individuell ist. Für eine Quantifizierung wären komplexe Simulationen notwendig, deren Aussagekraft eingeschränkt wäre.

Wie in Kapitel 4.4.1 dargelegt wird, sind die Netzentlastungseffekte von Batteriespeichern bis zu sehr hohen installierten Leistungen von PV-Anlagen in München gering. Wieviel EE-Strom durch Einspeicherung von Strom in München nicht abregelt werden muss, lässt sich im Rahmen dieser Studie nicht quantifizieren, ist allerdings als gering einzuschätzen. Im Haushaltsbereich liegen die Verluste im ungünstigsten Fall (kein Selbstverbrauch, kein Speicher, Abregelung auf 70% der maximalen Einspeiseleistung) bei 0-5% [28].

4.4 Empfehlungen hinsichtlich Fortführung und Anpassungen der Fördermaßnahme

4.4.1 Netzdienlichkeit von PV-Batteriespeichern

Zur Beantwortung der Frage nach der Netzdienlichkeit von PV-Batteriespeichern in München soll zunächst definiert werden, was unter Netzdienlichkeit zu verstehen ist:

„Netzdienlich sind einzelne oder mehrere elektrische Anlagen (Erzeuger, Verbraucher oder Speicher), welche dazu beitragen, Netzkosten (u. a. Reduktion von Netzengpässen, Netzausbaubedarf oder optimierte Netzbetriebsführung) zu verringern. Dies kann durch Kenntnis, Plan- oder Steuerbarkeit der Anlagen durch den Netzbetreiber und/oder einen Beitrag zur Vergleichmäßigung der Netzlast erreicht werden. Hierzu ist je nach Netzsituation ein kontextabhängiges Verhalten notwendig. Ferner darf kein zusätzlicher Netzausbau in derselben bzw. anderen Netzebenen verursacht werden. Generell muss die Anlage netzverträglich sein.“ [29]

Ein Batteriespeicher in Kombination mit einer PV-Anlage ohne Steuerung ist nicht per se netzdienlich. Dies liegt daran, dass Batteriespeicher bei ungesteuertem Laden zu höheren Einspeisegradierten führen können und die maximale Einspeisung der zugehörigen PV-Anlagen, für die das Netz ausgelegt werden muss, nicht reduzieren. Diese netztechnisch unvorteilhaften Situationen ergeben sich zum Beispiel, wenn der Batteriespeicher in den Morgenstunden voll aufgeladen wird und dann zur Mittagszeit bei höchster Leistung die PV-Anlage unvermittelt nach Abschluss des Ladevorgangs ins Netz einspeist. Aus diesem Grund wurde bisher in verschiedenen Förderprogrammen für Batteriespeicher in Kombination mit einer PV-Anlage die Abregelung der Leistung der PV-Anlagen auf 50 % oder 60% vorgegeben. Hierdurch wird die maximale Einspeisung der PV-Anlagen und damit Netzbelastungen reduziert. Da es nicht im Interesse der Nutzer ist, dass die Erzeugung ihrer PV-Anlage abregelt wird und damit Energie verloren geht, werden solche Speicher meist mit einer intelligenten Steuerung ausgestattet, die das Laden auch in die Stunden der maximalen Erzeugung verschiebt. Hierdurch sorgen die Speicher für Spitzenkappung der PV-Erzeugung und können als netzdienlich gemäß der oberen Definition betrachtet werden.

Eine größere Netzdienlichkeit könnte erreicht werden, wenn die Speicher vom Netzbetreiber gesteuert werden könnten, um gezielt und schnell auf lokalen Überlastungen reagieren zu können. Aktuell ist eine Steuerung von Heimspeichern durch die Netzbetreiber allerdings noch nicht möglich, da die Netzbetreiber weder technisch noch rechtlich Zugriff auf die Anlagen haben. Ein Versuch einen ähnlichen Eingriff beim Laden von Elektrofahrzeugen rechtlich durch die Novellierung des §14a im Energiewirtschaftsgesetz zu ermöglichen, scheiterte im vergangenen Jahr.

Die bisher bei Speichern verfügbaren Steuerungen sind proprietäre Lösungen, die es den Anbietern der Speicher erlauben diese auf Wunsch des Kunden zu steuern. Meist wird die Steuerung zur Maximierung des Selbstverbrauchs und zur Spitzenkappung der PV-Erzeugung genutzt. Neben diesen rein auf das lokale System und die wirtschaftliche Optimierung bezogenen Steuermaßnahmen werden Heimspeicher aber auch zunehmend durch verschiedene Anbieter in virtuellen Kraftwerken aggregiert („Pooling“) und zur Vermarktung von Regelleistung genutzt. Die Gewinne aus der Vermarktung der Regelleistung werden, abzüglich der Marge der Vermarkter, an die die Batterieeigentümer weitergegeben, welche dadurch eventuelle finanzielle Nachteile durch die Einbindung in die Regelleistungsvermarktung kompensieren und

im besten Fall einen zusätzlichen Erlös mit ihrem Speicher erzielen können. Durch die Einbindung in die Regelleistungsvermarktung wird die Netzdienlichkeit der Batterien erhöht. Auf dem Regelleistungsmarkt wird allerdings nur den Bedarf an Regelleistung auf nationaler Ebene abgebildet. Der der mitunter stark variierende lokalen Bedarf kann somit nicht adressiert werden und muss daher schlussendlich durch Einspeisemanagementmaßnahmen, meist an EE-Anlagen, behoben werden. Die lokale Steuerung von Batterien durch den Markt oder den Netzbetreiber ist also noch nicht möglich und sollte, damit Batterien vollumfänglich netzdienlich eingesetzt werden können, zukünftig ermöglicht werden.

Bei genauerer Betrachtung der Kosten des Stromnetzes ergeben sich auf der Niederspannungsebene in Einzelfällen wirtschaftliche Anwendungen von Heimspeichern für den Netzbetreiber und gesamtsystemisch sinnvolle Einsatzzwecke. In Netzsträngen mit hoher installierter PV-Anlagenleistung können dezentrale Stromspeicher in Einzelfällen auch aus Netzsicht ökonomisch sinnvoll sein [30]: Bei längeren Netzsträngen mit einer großen Anzahl von PV-Anlagen kann die Netzspannung am Ende der Leitung stark von der vorgegebenen Spannung abweichen. Dies kann insbesondere in ländlichen Regionen mit wenig vermaschten Netzen der Fall sein [31]. Speicher können, sofern sie netzdienlich betrieben werden, in diesen Regionen zur Spannungshaltung beitragen und Netzausbau somit verzögern oder reduzieren. Dezentrale Stromspeicher stellen aber keine generelle Lösung zur Vermeidung des Netzausbaus dar [32]. Auf der Mittelspannungsebene kann keine gesamtwirtschaftliche Verbesserung durch dezentrale Stromspeicher gegenüber Netzausbau nachgewiesen werden [32].

Der Beitrag, den PV-Stromspeicher aktuell zur Entlastung des Netzes in München leisten, beschränkt sich also vorrangig auf die Reduktion der Einspeiseleistungen von PV-Anlagen. Lokale Netzengpässe durch die Einspeisung von PV-Anlagen sind allerdings vor allem in ländlichen Gebieten mit schwacher Netzinfrastruktur zu beobachten. Bei den aktuell und auch in den kommenden Jahren installierten PV-Kapazitäten sind im Münchner Netz keine Engpässe zu erwarten, da dieses schon heute auf große Übertragungskapazitäten ausgelegt ist. Hierdurch ist der Beitrag der PV-Speicher zur Netzentlastung aktuell und mittelfristig als gering einzuschätzen.

Mit einer diskutierten erstrebenswerten Steigerung der PV-Kapazität auf 5 GW im Stadtgebiet München (Quelle: Landeshauptstadt München, Referat für Klima- und Umweltschutz, RKU) kann sich diese Situation allerdings durchaus ändern. Die Stadt München hat aktuell einen Jahresverbrauch von rund 7 TWh und damit einen durchschnittlichen Strombedarf von 800 MW (schwankend zwischen 500 (nachts oder am Wochenende) und 1.100 (morgens und abends) MW). Die Übertragungskapazität wird mit 2.636 MW angegeben [33]. Die installierte PV-Kapazität liegt nach eigenen Berechnungen in München bis Ende November 2021 bei 85 MW. Die hieraus resultierende maximale Einspeisung liegt typischerweise bei maximal 60-70%³ der Nennleistung, also bei rund 51 – 59 MW. Die Einspeiseleistung würde also komplett von den Verbrauchern in München aufgenommen werden. Würde die installierte Leistung der PV-Anlagen in München exponentiell mit einer Wachstumsrate von 60% ansteigen (angenommener max. Leistungszubau 250 MW/a), so wäre frühestens im Jahr 2028 bei einer installierten PV-Leistung von 714 MW der Moment erreicht, in dem die PV-Anlagen erstmals die gesamte Last der Stadt decken und weitere Erzeugung exportiert werden müsste (Einspeisung: 70% der installierten PV-Leistung, Last minimal: bei 500 MW). Spätestens wäre dieser Moment im Jahr 2033 bei einer installierten Kapazität von 1.833 MW erreicht (Einspeisung: 60% der installierten PV-Leistung, Last maximal bei 1.100 MW). Der Export der Leistung

³ Auf Bundesebene lag der Anteil der maximalen Einspeiseleistung an der installierten Leistung im Jahr 2020 bei 62 – 68% [34]. Aufgrund der höheren lokalen Konzentration ist es möglich, dass der Wert in München zeitweise höher liegt. Allerdings ist der Großteil der Kleinanlagen <30 kW auf 70% ihrer installierten Leistung oder mehr abgeregelt und größere Anlagen vom Netzbetreiber steuerbar, so dass diese bei einer drohenden Überlastung abgeregelt werden können. Eine Einspeisung von 70% der installierten Leistung stellt also einen Maximalwert dar. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass derartig hohe Einspeiseleistungen nur sehr selten im Jahr vorkommen.

würde allerdings erst zu einem Problem werden, wenn die Übertragungskapazität überstiegen werden würde (zur Situation in einzelnen Netzsträngen kann keine Aussage gemacht werden). Diese Situation würde erst bei fast vollständigem Erreichen einer PV-Leistung von fast 5 GW erreicht werden – voraussichtlich deutlich nach 2035.

Bei dieser Betrachtung wird allerdings außer Acht gelassen, dass sich perspektivisch auch die Last in München mit der voranschreitenden Sektorkopplung stark erhöhen wird (z.B. durch die Nutzung von Elektroautos und Wärmepumpen). Auf Bundesebene geht man aktuell von einer Steigerung um 28% bis 2030 aus (von 559 TWh auf 715 TWh). Unter der Annahme, dass sich der Mehrbedarf an Energie gleichmäßig verteilt, würde die Lasterhöhung (von 500 MW auf 640 MW minimal) die oben beschriebene Situation der Netzüberlastung weiter verzögern.

Die Zeitpunkte, wann erstmalig Netzüberlastungen auftreten könnten, können durch den breiten Einsatz von steuerbaren netzdienlichen Speichern stark verzögert werden bzw. gänzlich verhindert werden. Dem breiten Ausbau von Speichern steht allerdings der Netzausbau und die Netzertüchtigung gegenüber, die volkswirtschaftlich deutlich kosteneffizienter sein kann.

Auch aufgrund dieser Konkurrenz der systemischen Lösungen (Speicher vs. Netzausbau) für die Verteilung der fluktuierenden PV-Erzeugung sollte eine Förderung von Speichern grundsätzlich an die Netzdienlichkeit der Speicher geknüpft sein. Speicher können durch die Bereitstellung von Flexibilitätsdienstleistungen eine tragende Säule des zukünftigen Stromsystems werden. Hierfür muss allerdings Flexibilität nutzbar gemacht werden. Aktuell wird dies in den meisten bestehenden Batterieförderprogrammen der KfW, wie oben erwähnt, über Einspeisebegrenzungen von assoziierten PV-Anlagen erreicht. Sobald ein gesetzlicher Rahmen für den Zugriff auf die Speicher vom Netzbetreiber vorhanden ist, sollte die Zugriffserlaubnis Voraussetzung für die Förderung sein.

4.4.2 Heimspeicher vs. Quartierspeicher

Vergleicht man Heimspeicher mit Quartierspeichern gibt es verschiedene Argumente, die für und gegen eine verstärkte Förderung von Quartierspeichern sprechen.

Vorteile von Quartierspeicher gegenüber Heimspeichern:

- Die Speicherkapazität eines Quartierspeicher kann besser ausgenutzt werden als die eines Heimspeichers, wodurch eine kleinere Kapazität notwendig ist und somit Kosten und Ressourcen gespart werden können.
- Dezentrale Energiespeichern haben wegen der geringeren Anlagengröße höhere spezifische Investitionskosten. Quartierspeicher sind somit aus volkswirtschaftlicher Sicht die günstigere Variante [35].
- Die Nutzung eines Quartierspeichers führt indirekt zu einem Austausch von Energie zwischen den Bewohnern des Quartiers, wodurch die mit Verlusten behaftete Zwischenspeicherung teilweise verhindert werden kann, z.B. wenn ein Quartierbewohner einen Stromüberschuss (durch PV-Erzeugung) hat, den er in den Quartierspeicher einspeichern möchte und gleichzeitig andere aus dem Speicher Strom beziehen, kann der Strom direkt genutzt werden ohne, dass er real eingespeichert wird.
- Ein Quartierspeicher kann ein niederschwelliges günstiges Speicherangebot für PV-Anlagenbesitzer schaffen und damit zu einer höheren Durchdringung mit Speicherkapazität führen. Gleichzeitig können die Lastspitzen von zusätzlichen Verbrauchern abgefangen werden.

Nachteile von Quartierspeicher gegenüber Heimspeichern:

- Der Betrieb von Quartierspeichern durch Unternehmen ist aktuell nicht rentabel aufgrund von regulatorischen Hindernissen

-
- Quartierspeicher nutzen in der Regel das öffentliche Netz und es besteht keine Personenidentität zwischen Speicherbetreiber und Verbraucher, daher müssen alle damit verbundenen Abgaben und Umlagen gezahlt werden.
 - In einem dicht besiedelten urbanen Umfeld kann es schwierig sein, einen geeigneten Standort für den Speicher zu finden, während viele Heimspeicher in den Kellern Platz finden.
 - Planung und Installation von Quartierspeichern können langwierig sein, während der Ausbau von dezentralen Speichern schneller und bedarfsorientierter (aus Sicht der Verbraucher) erfolgt.
 - Durch geeignete Steuerung können Heimspeichern besser auf Lastgang der spezifischen Nutzer abgestimmt werden.
 - Durch die PV-Heimspeicher kann wird das beträchtliche private Kapitel der Haushalte in den Speicherausbau eingebunden werden, was zu mehr Investitionsvolumen führt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Quartierspeicher aus systemischer und volkswirtschaftlicher sinnvoll sind. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht sind sie aktuell aber noch nicht attraktiv genug. Hieraus folgt allerdings nicht notwendigerweise ein Förderbedarf, da für ein resilientes Energiesystem Quartierspeicher nicht zwingend notwendig sind. Die Resilienz des Stromnetzes kann auch durch andere Flexibilitätsoptionen, wie z.B. Netzausbau und -ertüchtigung, Power-to-X, Erzeugungs- und Lastmanagement und zu guter Letzt Heimspeicherausbau erreicht werden.

Pilotprojekte für Quartierspeicher wie das „Strombank“-Projekt des MVV wurden aufgrund von fehlender Rentabilität nicht fortgeführt [36]. Daher gibt es momentan in Deutschland nur sehr wenige Quartierspeicher. Große Speicher werden aktuell mit anderen Geschäftsmodellen betrieben beispielsweise zur Vermarktung von Regelleistung (siehe Großspeicher der SWM [23])

Falls die Entscheidung getroffen wird, Quartierspeicher aus Effizienzgründen verstärkt zu fördern und damit Anreize für Unternehmen zu schaffen, Quartierspeicher zu unterhalten, sollten diese nur gefördert werden, wenn gleichzeitig ein Energiekonzept für das Quartier vorliegt, was den sinnvollen Einsatz des Quartierspeichers gewährleistet. Hierdurch sollte, bei bestehenden Regularien, auch eine Mindestteilnahmequote der Quartierbewohner sichergestellt werden. Bei einer Anpassung der Regularien, die den gleichzeitigen Betrieb als Quartierspeicher und Netzspeicher ermöglichen, wäre eine Mindestteilnahmequote nicht mehr notwendig.

4.4.3 Batterierecycling

Die europäischen Batterie-Richtlinie 2006/66/EG gibt den Umgang mit Batterien in der EU vor. Das vorrangige Ziel ist die Minimierung des negativen Einflusses von Batterieabfällen auf die Umwelt. Hierzu werden u.a. Vorgaben zu Sammelquoten und Recyclingeffizienzen gemacht. In Deutschland wurde diese Richtlinie durch das Batteriegesetz (BattG) umgesetzt. Hierdurch sind für Lithium-Ionen-Batterien (LIB), der Marktstandard für PV-Heimspeicher, eine Sammelquote (Quotient aus Masse zurückgenommener und ausgegebener Batterien) sowie eine Recyclingeffizienz (Quotient aus Masse zurückgewonnener Stoffe und Gesamtgewicht der Altbatterie) von mindestens 50% vorgeschrieben, wobei die Sammelquote von 50% als Ziel formuliert ist. Vorgeschrieben ist durch die EU-Richtlinie ist eine Mindestsammelquote von 45% [37, 38]. Auf europäischer Ebene gibt es Pläne die vorgeschriebene Recyclingeffizienz für LIB auf 65% in 2025 und 70% in 2030 anzuheben [39].

PV-Batteriesysteme werden rechtlich wie Industriebatterien behandelt. Nach §8 des BattG sind Hersteller dieser Batteriesysteme dazu verpflichtet, diese zu zurückzunehmen und sachgemäß und nach dem Stand der Technik zu recyceln. Maßgabe ist hier, was wirtschaftlich zumutbar ist. Durch diese Vorschrift wird bei PV-Batteriesystemen eine Sammelquote von fast 100% erreicht [40, 41].

Die Recyclingeffizienz bei LIB hängt von den eingesetzten Verfahren ab. Grundsätzlich zu unterscheiden sind mechanische, pyro- und hydro-metallurgische sowie Pyrolyse-Verfahren. Diese sind Verfahren dienen

der Extraktion der unterschiedlichen Bestandteile der Batterie und lassen sich vielfältig kombinieren (siehe Abbildung 94).

Das mechanische Recycling beinhaltet die Demontage der Batterie sowie die Zerkleinerung der Batterien in Mahlwerken, wobei die Elektrolyte entzogen werden. Das Produkt des Prozesses ist die so genannte „Schwarze Masse“, einem feinen Gemisch aus dem Batteriebestandteilen.

In pyro-metallurgischen Verfahren werden vorbehandelte Batteriederivate eingeschmolzen, um Kupfer, Cobalt und Nickel zurückzugewinnen. Mangan, Lithium, Teile des Graphits und je nach Vorprozess Aluminium sammeln sich bei diesem Schritt in der Schlacke, die zur Rückgewinnung hydro-metallurgisch weiterbehandelt werden muss [42]. Je nach Vorbehandlung werden bei der pyro-metallurgischen Behandlung die organischen Bestandteile der Batterie verbrannt oder durch Pyrolyse verdampft. Der reine pyro-metallurgische Prozess hat eine Recycling-Effizienz von 40-50%, die aber perspektivisch auf bis zu 80% gesteigert werden kann [43].

Die hydro-metallurgischen Prozesse stellen den Abschluss aller vollständigen Recyclingverfahren dar. Auf Basis verschiedener Methoden wie Filtrierung, Ausfällung und Lösemittelextraktion kann Lithium sowie je nach Vorschritt Cobalt, Nickel und Mangan zurückgewonnen werden [42].

Die meisten industriell etablierten Prozesskombinationen dienen der Rückgewinnung der in den Batterien enthaltenen wertvollen Metalle wie Cobalt, Nickel, Kupfer, Mangan und Aluminium. Lithium wird wegen seines geringen Marktpreises derzeit in den meisten Verfahren noch nicht oder nur zu einem geringen Teil zurückgewonnen. Die genannten wertvollen Metalle können durch die aktuellen Verfahren zu über 90% zurückgewonnen werden [42].

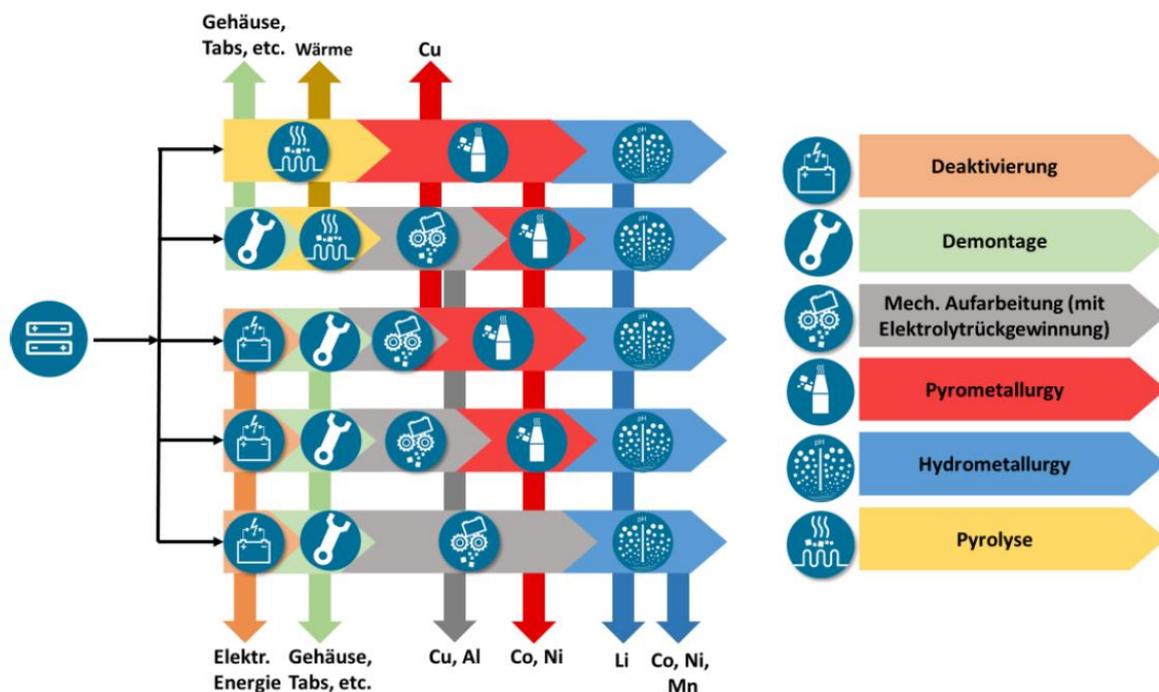


Abbildung 94: Mögliche Prozessrouten des Recyclings von Lithium-Ionen-Batterien [44]

Hinsichtlich ihrer Umweltauswirkungen können die einzelnen Verfahren folgendermaßen bewertet werden: Das mechanische Recycling ist in seinen Auswirkungen am umweltfreundlichsten, wenn die bei der Zerkleinerung der Batterien entstehenden Abgase und Stäube mittels Filteranlagen abgeschieden werden und weitestgehend auf eine thermische Behandlung der Batterien verzichtet wird. Die pyro-metallurgischen und Pyrolyse-Verfahren sind aufgrund ihres hohen Energiebedarfes und der durch die Verbrennung des organischen Batteriematerials entstehenden CO₂-Emissionen nicht unproblematisch. Um die

Umwelteinwirkung zu reduzieren, ist die Filterung der Abgase und die Weiterverwertung der Schlacke notwendig. Die hydro-metallurgischen Verfahren haben einen deutlich geringeren Energiebedarf als pyrometallurgische Prozesse. Allerdings müssen die entstehenden Abwässer aufbereitet werden, was den Vorteil gegenüber den pyrometallurgischen Prozessen reduziert [43]. Mit einer Kombination aus mechanischem und hydro-metallurgischen Verfahren kann aktuell die umweltschonendste Variante des Batterierecycling erreicht werden.

4.4.4 Begrenzung der förderfähigen Kapazität des Speichers im Verhältnis zur Leistung der Photovoltaik-Anlage

Beim Großteil aller Förderprogramme für Batteriespeicher ist die förderfähige Batteriekapazität bezogen auf die PV-Leistung begrenzt. Hiermit soll erreicht werden, dass nicht nur der Batterieausbau gefördert wird, sondern das eigentliche Ziel, der Zubau von PV-Leistung, ebenfalls indirekt gefördert wird. Bei einer reinen Batterieförderung wäre es denkbar, dass beispielsweise ein Gewerbe einen geförderten Speicher erwirbt, um einen Lastausgleich zu ermöglichen, in diesem Zuge aber nicht in eine PV investieren. In diesem Fall gäbe es keinen Effekt für die Energiewende. Eine Begrenzung der förderfähigen Kapazität des Speichers im Verhältnis zur Leistung der Photovoltaik-Anlage ist daher sinnvoll.

4.4.5 Fazit

Batteriespeicher sind derzeit auch mit Förderung noch nicht wirtschaftlich (siehe Kapitel 3.2.3). Ungeachtet der fehlenden Wirtschaftlichkeit ist der Absatz von Batteriespeichern im Privatbereich stark gestiegen. Gründe für den stark gestiegenen Absatz liegen in der Vertriebsstrategie der Anbieter und dem Autarkiebestreben vieler Eigenheimbesitzer. Das Batterieförderprogramm des FES wurde stark nachgefragt und hat den Einsatz von Batteriespeichern befördert. Im zurückliegenden Förderjahr (Juli 2020 bis Juni 2021) wurde ca. jeder zweite zugebaute Speicher durch des FES-Programm gefördert (siehe Kapitel 4.1.1). Die Steigerung der Zubauzahlen in München ist wahrscheinlich zu einem großen Teil, auf den starken Anstieg des Zubaus von Batteriespeichern auf Bundesebene zurückzuführen (siehe Kapitel 4.1). Somit wird die Wirkung des lokalen Förderprogramms von dem bundesweit positiven Trend überlagert.

Bei den aktuell und auch in den kommenden Jahren installierten PV-Kapazitäten sind im Münchner Netz keine Engpässe zu erwarten, da dieses schon heute auf große Übertragungskapazitäten ausgelegt ist. Hierdurch ist der Beitrag der PV-Speicher zur Netzentlastung aktuell und mittelfristig als gering einzuschätzen. Aktuell wird die Einspeiseleistung komplett von den Verbrauchern in München aufgenommen. Würde die installierte Leistung der PV-Anlagen in München in einem Maximalszenario auf die diskutierten erstrebenswerten 5 GW im Stadtgebiet ansteigen (Quelle: Landeshauptstadt München, Referat für Klima- und Umweltschutz, RKU), so wäre frühestens im Jahr 2028 der Moment erreicht, in dem die PV-Anlagen erstmals die gesamte Last der Stadt decken und weitere Erzeugung exportiert werden müsste. Spätestens wäre dieser Moment in 2033 erreicht. Der Export der Leistung wird allerdings erst zu einem Problem, wenn die Übertragungskapazität überstiegen wird. Diese Situation könnte erst bei fast vollständigem Erreichen einer PV-Leistung von fast 5 GW erreicht werden - voraussichtlich erst nach 2035. Berücksichtigt man, dass sich perspektivisch auch die Last in München mit der voranschreitenden Sektorkopplung stark erhöhen wird (z. B. durch die Nutzung von Elektroautos und Wärmepumpen), dann verzögert sich die beschriebene Situation der Netzüberlastung weiter. Bis zum Jahr 2035 – und voraussichtlich deutlich darüber hinaus - kann in München also grundsätzlich der für die Klimaneutralität erstrebenswerte maximale Zubau an PV-Kapazität auch ohne verstärkten Ausbau von Speichern oder Netzausbau integriert werden (Kapitel 4.4.1).

Die Zeitpunkte, wann erstmalig Netzüberlastungen auftreten könnten, können zwar durch den breiten Einsatz von steuerbaren netzdienlichen Speichern stark verzögert werden bzw. gänzlich verhindert werden. Dem breiten Ausbau von Speichern steht allerdings der Netzausbau und die Netzertüchtigung gegenüber, die volkswirtschaftlich deutlich kosteneffizienter sein kann.

Ziel des Förderprogramms Energieeinsparung ist die Verringerung der Treibhausgasemissionen im Stadtgebiet. Batteriespeicher führen nicht direkt zu einer CO₂-Einsparung, da sie keine Energiequelle darstellen und somit keinen emissionsintensiven Strom substituieren können. Die Nutzung von eingespeichertem EE-Strom in den Nachtstunden kann zwar dazu führen, dass verstärkt der emissionsintensivere Netzstrom (tagsüber hat Netzstrom durch die PV-Erzeugung die geringere CO₂-Intensität) substituiert wird, allerdings wird die Einsparwirkung durch Speicherverluste reduziert und es ist insgesamt fraglich, ob bei Anrechnung der bei Herstellung der Speicher anfallenden Treibhausgasemissionen noch eine reale Einsparwirkung zu erzielen ist. Mögliche positive indirekte Effekte von Batteriespeichern wie eine verstärkte und vollständigere Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien treten nur dann ein, wenn durch die Einspeicherung von Strom die Abregelung von EE-Anlagen verhindert wird (siehe Kapitel 4.3). In München spielen Speicher jedoch erst bei einem sehr starken PV-Ausbau ihre Vorteile für das Netz aus, da eine sehr große PV-Erzeugung durch den hohen und konstanten Stromverbrauch der Großstadt vollständig direkt genutzt werden kann (siehe Kapitel 4.4.1).

Die Förderung von Batteriespeichern sollte in jedem Fall an den Ausbau von PV-Anlagen geknüpft werden und in Relation zur Leistung dieser begrenzt sein (die Speicherung von PV-Strom sollte das primäre Ziel sein), da der PV-Ausbau aufgrund seiner emissionsmindernden Wirkung das primäre Ziel der Förderung sein sollte.

Außerdem sollte eine größenabhängige Degression eingeführt werden, um zu verhindern, dass größere Speicher stärker gefördert werden als kleine Speicher, obwohl insbesondere kleine Speicher höhere spezifische Investitionskosten haben (siehe Kapitel 4.2.2).

Auch müsste die Förderung an die Netzdienlichkeit geknüpft sein. Dies kann über eine Anforderung an die Abregelung der PV-Anlage oder zukünftig durch die Erlaubnis zum Zugriff durch den Netzbetreiber gewährleistet sein.

Im Gesamtbild scheint eine Umschichtung der Förderung für Batteriespeicher zugunsten von PV-Anlagen empfehlenswert. Der PV-Ausbau sollte aufgrund seiner emissionsmindernden Wirkung das primäre Ziel der Förderung sein.

5 Fördermaßnahme „Beratungs- und Planungsleistungen in der Solarenergie“

5.1 Datenanalyse

Dieses Kapitel befasst sich mit der Fördermaßnahme „Beratungs- und Planungsleistungen in der Solarenergie“. Zunächst werden hierfür die Antragszahlen analysiert und näher betrachtet welche Gruppen besonders häufig bzw. selten eine SBER beantragt haben und durch das FES gefördert wurden. Anschließend wird auch die lokale Verteilung der SBER in München erfasst und Empfehlungen für mögliche Anpassungen der Maßnahme gegeben.

5.1.1 Entwicklung der Antragszahlen

Auch bei den Antragszahlen für eine SBER zeigt sich ein deutlicher Peak zum Start des Förderprogramms. Dieser anfängliche Zustrom lässt jedoch in den folgenden Monaten stark nach. Es zeigt sich eine leicht steigende Tendenz der Antragszahlen. Bis Mitte Oktober 2021 wurden insgesamt 433 Anträge auf Förderung einer SBER gestellt. Obwohl bei der Münchener Bevölkerung ein wachsendes Interesse für Beratungs- und Planungsleistungen in der Solarenergie besteht, wurden bisher nur 0,02 % aller Anträge (7 Beratungen) erfolgreich gefördert. Die Entwicklung der Anträge lässt sich Abbildung 95 entnehmen.

In Abbildung 96 ist der Verlauf der Antragszahlen kumuliert dargestellt. Auch hier zeigt sich die Diskrepanz zwischen Anträgen und geförderten Beratungen. Im Evaluationszeitraum April 2019 bis Ende Juni 2021 sind insgesamt 371 Anträge eingegangen, von denen nur 7 Anträge gefördert wurden. Aus den Daten geht hervor, dass viele der zunächst beantragten Beratungsleistungen von den Antragstellenden nicht weiterverfolgt werden oder nicht alle notwendigen Unterlagen zur in Anspruch genommenen Beratungsleistungen vorgelegt werden. Dies könnte zum Beispiel auf zu hohe Förderanforderungen zurückzuführen sein. Laut RKU wird allerdings auch häufig die SBER-Förderung von den Antragstellern bei der Beantragung der PV-Förderung „für alle Fälle“ mitbeantragt, ohne eine konkrete Absicht eine solche Beratung in Anspruch zu nehmen.

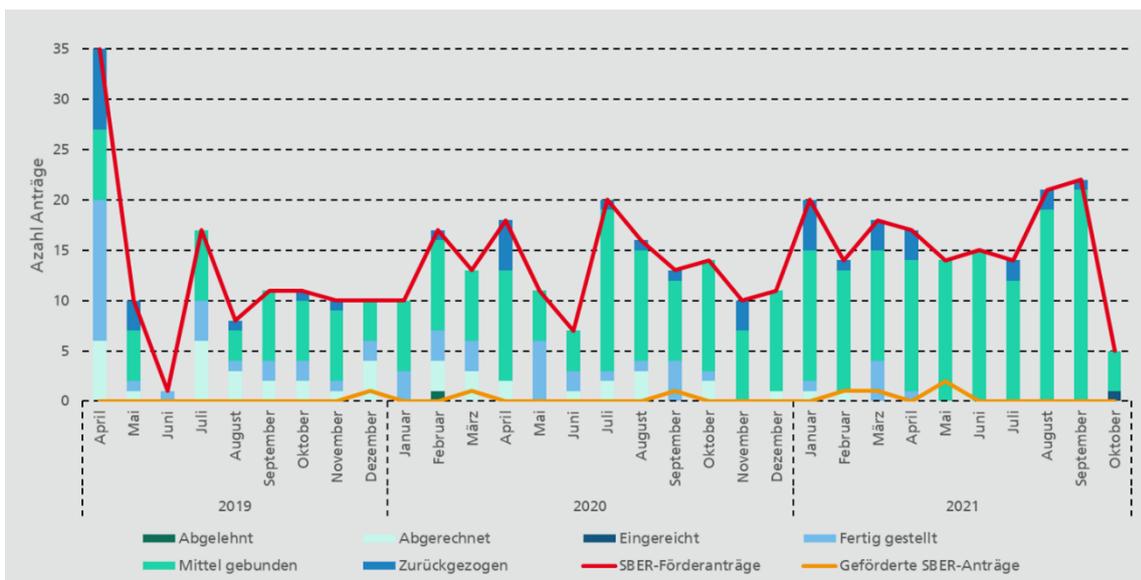


Abbildung 95: Entwicklung der SBER-Anträge

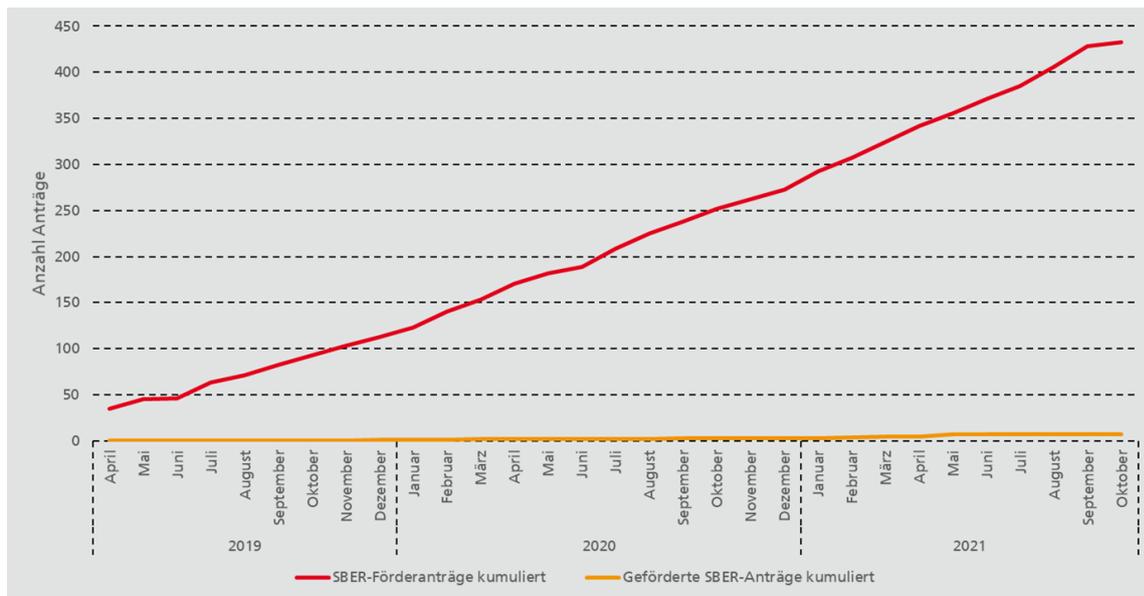


Abbildung 96: Entwicklung der beantragten und geförderten SBER (kumuliert)

5.1.2 Verteilung nach diversen Kriterien

Im Folgenden wird betrachtet welche Statusgruppen die Fördermaßnahme SBER in Anspruch genommen haben. Aufgrund der geringen Förderquote bei dieser Maßnahme ist es kaum möglich allgemeine Schlüsse aus den Daten zu den geförderten Beratungen zu ziehen. Der Vollständigkeit halber werden diese Daten trotzdem hier vorgestellt.

Obwohl die SBER, wie auch bei die anderen Fördermaßnahmen, hauptsächlich von Privatpersonen beantragt wurde, ist der Anteil von Unternehmen mit fast 20% etwas höher als bei den Maßnahmen PV und Batteriespeicher. Auch unter den geförderten SBER ist der Anteil der Unternehmen mit 14,3% deutlich höher als unter den geförderten PV- oder Batteriespeicheranlagen (siehe Abbildung 97). Unter allen Anträgen auf eine Beratung im Bereich Solarenergie kamen 8,6% von Wohnungseigentums-gemeinschaften. Unter den geförderten SBER sind diese mit einem Anteil von 17% vertreten. Anlagenbetreibende reichten rund jeden zehnten gestellten SBER-Antrag ein, jedoch wurde hiervon bisher keiner gefördert.

Ähnlich wie bei den bereits beschriebenen Fördermaßnahmen, verteilen sich die Anträge zum größten Teil auf Wohngebäude (91,5%) und zu geringeren Teilen auf Nichtwohngebäude (2,5%) und Mischgebäude (6,0%). Bei allen geförderten SBER-Anträgen handelte es sich um Wohngebäude.

Bezüglich des Gebäudetypus zeigt sich bei der Maßnahme SBER ein deutlich anderes Bild als bei den Maßnahmen PV und Batteriespeicher. Drei von zehn Anträgen auf eine SBER wurde von Menschen für Gebäude ab 3 Wohneinheiten gestellt. Für 2,5% der Anträge ist die Anzahl an Wohneinheiten unbekannt, während 69% der Anträge ein bis zwei Wohneinheiten angeben. Unter den geförderten Anträgen zeichnet sich der Trend zu mehr als 2 Wohneinheiten verstärkt ab. Rund 43% der geförderten SBER wurden an Gebäuden mit drei oder mehr Wohneinheiten umgesetzt. Der Rest (57%) wurde an Häusern mit ein bis zwei Wohneinheiten umgesetzt. Die genannten Zahlen werden in Abbildung 99 illustriert.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die „Beratungs- und Planungsleistung in der Solarenergie“ etwas stärker von Unternehmen und für Gebäude ab drei Wohneinheiten in Anspruch genommen wird als die Maßnahmen PV und Batteriespeicher. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass für diese Gruppen

die Installation einer Solaranlage mit besonderen Hürden verbunden ist (z.B. Bürokratie innerhalb eines Unternehmens oder Absprache zwischen verschiedenen Eigentumsparteien in einem Haus mit vielen Wohneinheiten) und diese daher eine Absicherung des Prozesses durch eine Beratung wünschen. Jedoch wurde die Beratungsleistung bisher nur sehr selten erfolgreich gefördert, wodurch das Potenzial dieser Maßnahme kaum ausgeschöpft wurde.

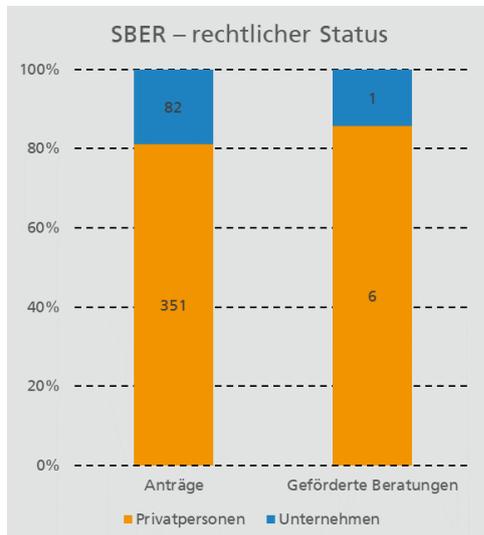


Abbildung 97: Beantragte und geförderte SBER nach Beteiligten

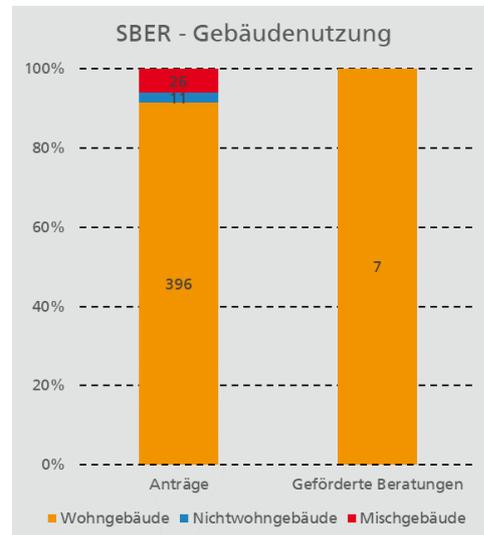


Abbildung 98: Beantragte und geförderte SBER nach Gebäudenutzung

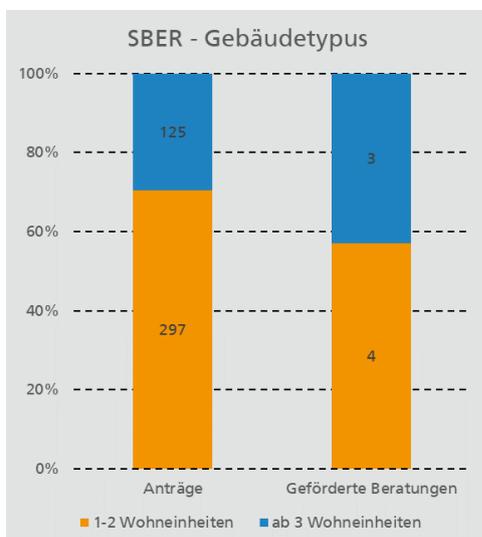


Abbildung 99: Beantragt und geförderte SBER nach Gebäudetypus

5.1.3 Lokale Verteilung in München

Wie auch die anderen Maßnahmen wurde die „Beratungs- und Planungsleistung in der Solarenergie“ vorrangig von Personen am Stadtrand beantragt. Jedoch reichen die Anträge für SBER etwas weiter und gleichmäßiger in das Stadtzentrum hinein als die Maßnahmen PV und Batteriespeicher. Besonders häufig wurde die SBER in den Ortsteilen 81249 (Allach-Untermenzing/Aubing-Lochhausen-Langwied) und 80997

(Allach-Untermenzing/Moosach/Pasing-Obermenzing) im Nordwesten der Stadt beantragt. Die geförderten SBER Anträge verteilen sich sporadisch über das gesamte Stadtgebiet.

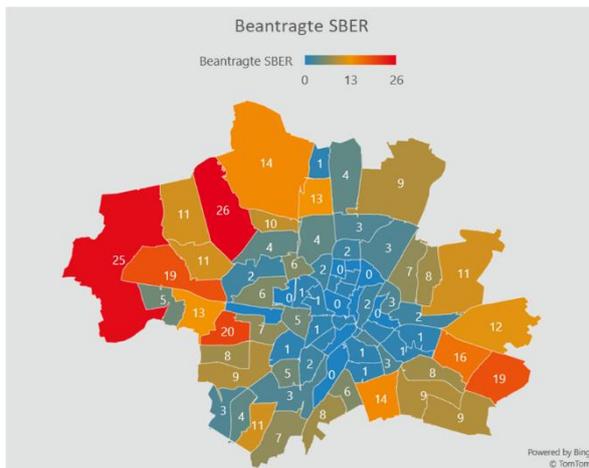


Abbildung 100: Beantragte SBER nach Stadtteilen

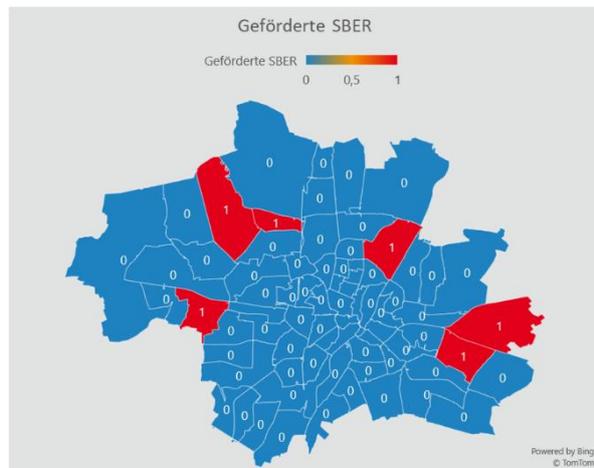


Abbildung 101: Geförderte SBER nach Stadtteilen

5.2 Empfehlungen hinsichtlich Fortführung und Anpassungen der Fördermaßnahme

Eine Förderung von Beratungs- und Planungsleistungen im Bereich Solarenergie wird bisher nicht auf Bundes- oder Landesebene durch Förderprogramme abgedeckt. Die Weiterführung dieser Maßnahme stellt daher eine sinnvolle Ergänzung dar. Für die Münchener Bürger ist die Förderung sehr attraktiv, da sie einen Großteil der Kosten für eine Beratungsleistung abdeckt. Die Anforderungen an die Fördermittelvergabe sind zweck- und verhältnismäßig und findet bei den Münchener Bürgern Anklang. Um noch mehr Menschen für das Förderprogramm zu gewinnen, sollten die Voraussetzungen verständlicher formuliert werden. Insgesamt empfiehlt sich eine unveränderte Weiterführung dieser Maßnahme.

Jedoch besteht bisher eine große Diskrepanz zwischen Förderanträgen und tatsächlich geförderten Beratungen. Hier sind weitere interne Nachforschungen notwendig, um herauszufinden an welchem Punkt der Förderprozess stockt oder scheitert und dann diese Hindernisse gezielt zu. Mögliche Gründe könnten aber auch sein, dass die Förderung zwar beantragt aber dann nicht in Anspruch genommen wird, da die Beratung kostenlos durch die Installationsbetriebe erfolgt oder gänzlich auf Beratung verzichtet wird, um Kosten zu sparen.

Zudem könnte die SBER-Förderung um die Erstellung eines energetischen Quartierskonzeptes erweitert werden. Quartiersansätze werden mit zunehmender Sektorkopplung immer wichtiger und sind daher sinnvoll, um bestehende Potenziale für erneuerbare Energien besser zu heben. Quartiersansätze, die die zentrale Wärmeerzeugung sowie die quartiersoptimierte Stromerzeugung umfassen, sind energetisch und ökonomisch vorteilhaft. Sofern ausreichend Energiequellen verfügbar sind, können Quartierskonzepte (Teil-)Autarkie für die gesamte Energieversorgung ermöglichen. Die quartiersbasierte Wärmeversorgung macht es darüber hinaus möglich auch die Abwärme von Gewerbebetrieben im Quartier für das Wärmenetz nutzbar zu machen.

Zukünftig sollte ein ganzheitlicher Ansatz auf Basis von Sektorkopplung etabliert werden, da sich hierdurch die größten CO₂-Reduktionspotentiale im Wärmebereich ergeben. Gefördert werden aktuell jedoch lediglich reine Wärmekonzepte auf Quartiersebene. Die Erstellung eines ganzheitlichen energetischen

Energiekonzepts geht mit erhöhtem Planungsaufwand einher, der durch eine dedizierte Förderung kostentechnisch abgefangen werden sollte.

Bei der Umsetzung der Förderung sollte auf eine genaue rechtliche Definition geachtet werden, was als ein Quartier angesehen werden kann, da der Begriff des Quartiers bisher nur unzureichend definiert ist.

6 Fördermaßnahme „Energetische Sanierungsberatung“

6.1 Datenanalyse

Dieses Kapitel befasst sich mit der Fördermaßnahme „Energetische Sanierungsberatung“. Zunächst werden hierfür die Antragszahlen analysiert und näher betrachtet welche Gruppen besonders häufig bzw. selten eine EBER beantragt haben und durch das FES gefördert wurden. Anschließend wird auch die lokale Verteilung der EBER in München erfasst und Empfehlungen für mögliche Anpassungen der Maßnahme gegeben.

6.1.1 Entwicklung der Antragszahlen

Im Gegensatz zu allen anderen Maßnahmen zeigt sich bei den EBER kein Andrang zum Beginn des Förderprogramms und die Antragszahlen bleiben über den gesamten Evaluationszeitraum (04/2019 – 06/2021) auf gleichbleibendem Niveau von durchschnittlich 14 Anträgen pro Monat. Insgesamt gingen in diesem Zeitraum 382 Anträge ein. Hiervon wurden jedoch nur 19 Anträge erfolgreich gefördert. Dies entspricht einer Förderquote von 0,05 %. Die Entwicklung der Antragszahlen ist Abbildung 102 dargestellt.

Die kumulierten Antragszahlen zeigt Abbildung 103. Auch hier wird die Diskrepanz zwischen den gestellten Anträgen und den geförderten Beratungen deutlich. Aus den Daten geht hervor, dass viele der zunächst beantragten Beratungsleistungen von den Antragstellenden nicht weiterverfolgt werden oder keine Unterlagen zu in Anspruch genommenen Beratungsleistungen vorgelegt werden. Dies könnte zum Beispiel auf zu hohe Förderanforderungen zurückzuführen sein. Laut RKU werden insbesondere EBER-Anträge oft mit anderen Fördermaßnahmen gleichzeitig beantragt. Hierdurch kann die Bearbeitung länger dauern, da alle Maßnahmen gleichzeitig abgerechnet werden.

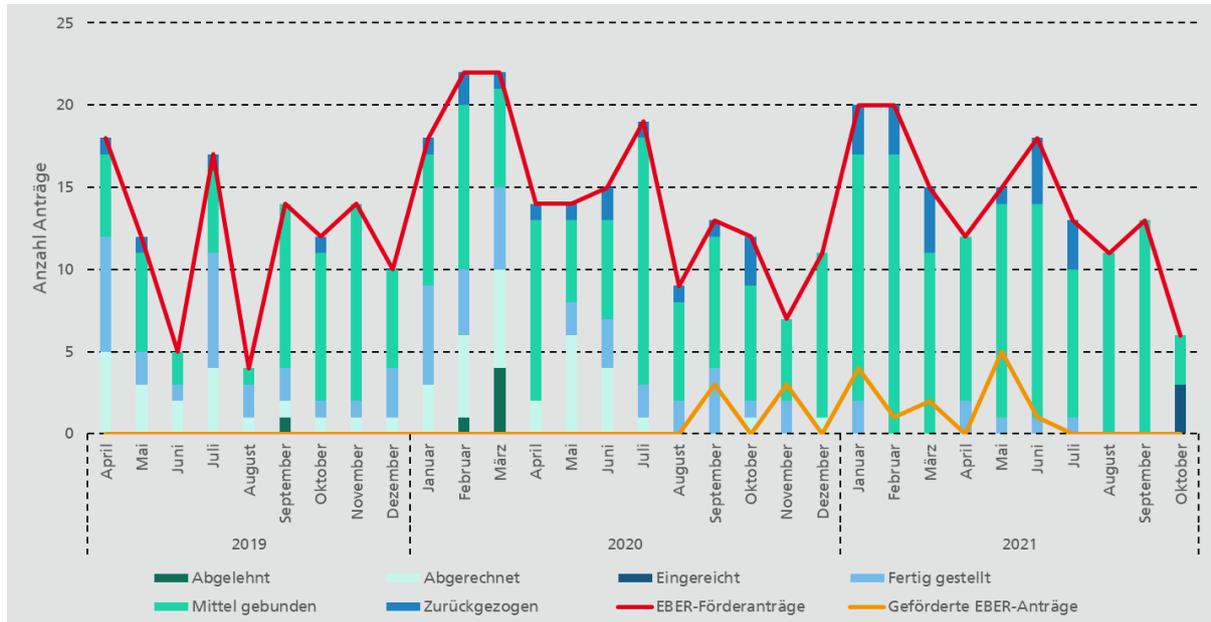


Abbildung 102: Entwicklung der EBER-Antragszahlen

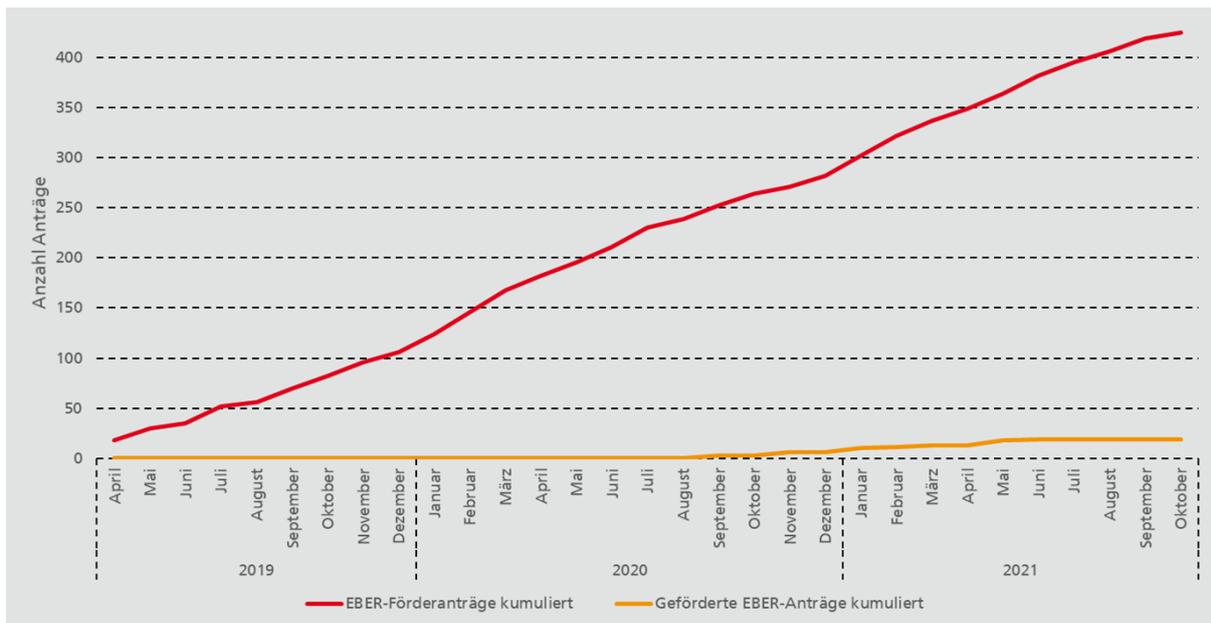


Abbildung 103: Entwicklung der beantragten und geförderten EBER (kumuliert)

6.1.2 Verteilung nach diversen Kriterien

Im Folgenden wird betrachtet welche Statusgruppen die Fördermaßnahme EBER in Anspruch genommen haben. Aufgrund der geringen Förderquote bei dieser Maßnahme ist es nur schwer möglich allgemeine Schlüsse aus den Daten zu den geförderten Beratungen zu ziehen.

Ähnlich wie die SBER, ist bei der Beratungsleistung EBER der Anteil der Unternehmen unter allen Anträgen mit 17,7% deutlich höher als bei den Maßnahmen PV und Batteriespeicher. Unter den geförderten EBER steigt der Anteil der Unternehmen auf 36,8%. Die übrigen Anträge und geförderten Beratungsleistungen fallen auf Privatpersonen (siehe Abbildung 104). Unter allen Anträgen finden sich 15,8% Anträge von Wohnungseigentumsgemeinschaften und 3,8% Anträge von Anlagenbetreibenden. Während der Anteil der Wohnungseigentumsgemeinschaften unter den geförderten EBER auf 31,6% steigt, fallen Anlagenbetreibende vollständig weg.

Wohngebäude machen mit 95,3% den größten Teil der EBER-Anträge aus. Die restlichen Anträge fallen auf Mischgebäude. Unter den geförderten EBER findet sich nur ein Mischgebäude (5,3%), während der Rest Wohngebäude sind (94,7%). Für eine Illustration der Zahlen siehe Abbildung 105.

Vergleichbar mit der Maßnahme SBER, zeigt sich auch bei der BER ein anderer Trend bezüglich der Anzahl der Wohneinheiten wie bei den Maßnahmen PV und Batteriespeicher. Jeder dritte Antrag auf Förderung einer EBER wurde von Menschen mit Häusern ab drei Wohneinheiten gestellt. Der Rest (61,2%) wurde für Häuser mit ein bis zwei Wohneinheiten gestellt. Unter den bewilligten EBER machen Häuser ab drei Wohneinheiten mit 47,4% sogar fast die Hälfte aller Beratungen aus, während der Anteil der Häuser mit ein bis zwei Wohneinheiten auf 52,6% sinkt. Abbildung 106 stellt diese Zahlen anschaulich dar.

Resümierend kann festgestellt werden, dass die „Energetische Sanierungsberatung“ etwas stärker von Unternehmen und für Gebäude ab drei Wohneinheiten in Anspruch genommen wird als die Maßnahmen PV und Batteriespeicher. Für diese Akteur*innen scheint eine Beratung in Bezug auf Energieeinsparung besonders wichtig zu sein. Demgegenüber wurde die Beratungsleistung bisher nur selten erfolgreich gefördert, wodurch das Potenzial dieser Maßnahme nicht ausgeschöpft wird.

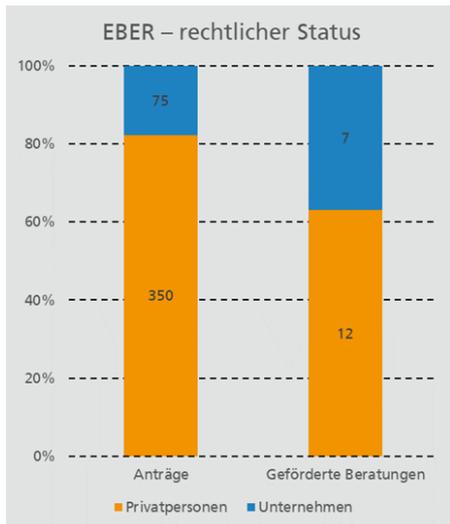


Abbildung 104: Beantragte und geförderte EBER nach Beteiligten

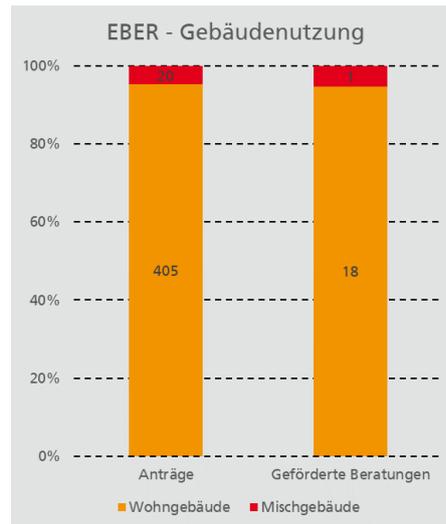


Abbildung 105: Beantragte und geförderte EBER nach Gebäudenutzung

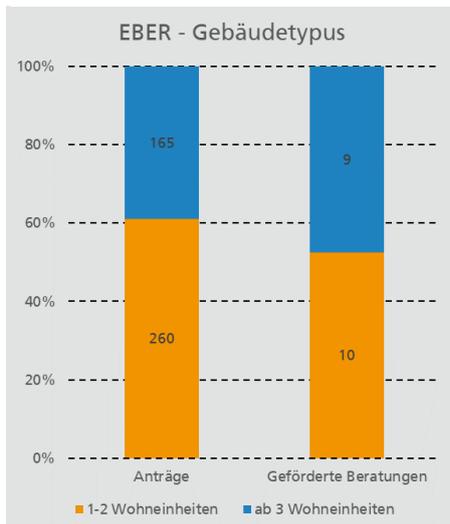


Abbildung 106: Beantragte und geförderte EBER nach Gebäudetypus

6.1.3 Lokale Verteilung in München

Auch bei der Fördermaßnahme „Energetische Sanierungsberatung“ wurden die Anträge vor allem in den äußeren Bezirken der Stadt gestellt. Allerdings sind die Antragszahlen bei dieser Maßnahme deutlich gleichmäßiger über die Stadt verteilt und reichen weiter ins Stadttinnere hinein als bei den anderen evaluierten Maßnahmen. Besonders viele Anträge kamen aus den Stadtteilen Aubing-Lochhausen-Langwied, Pasing-Obermenzing, Allach-Untermenzing, Moosach, Hadern und Sendling-Westpark (81245, 81247, 80997, 81377). Für die Verteilung der EBER-Anträge über die Stadt München siehe Abbildung 107. Die geförderten EBER sind über die gesamte Stadt verstreut. Eine Konzentration an geförderten Anträgen findet sich im Stadtteil 81247 (Allach-Untermenzing/Pasing-Obermenzing, siehe Abbildung 108)

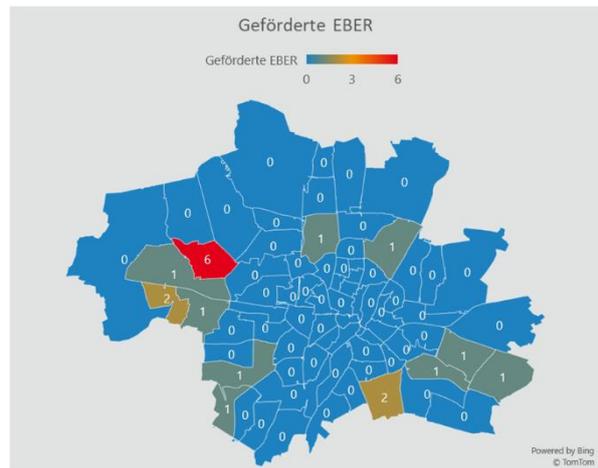
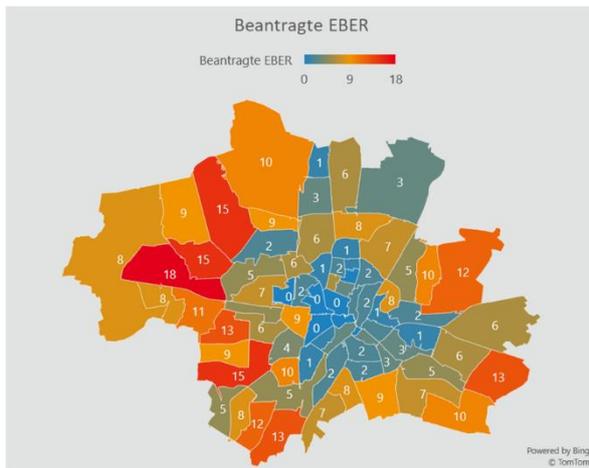


Abbildung 107: Beantragte EBER nach Stadtteilen

Abbildung 108: Geförderte EBER nach Stadtteilen

6.2 Empfehlungen hinsichtlich Fortführung und Anpassungen der Fördermaßnahme

Eine Verlängerung der Fördermaßnahme „Energetische Sanierungsberatung“ ist sinnvoll. Jedoch sind einige Aspekte dieser Maßnahme bereits durch die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) abgedeckt. Die Förderung ist für Antragsberechtigte attraktiv, da ein Großteil der durch die Beratung entstehenden Kosten durch die Förderung abgedeckt werden. Die Förderkriterien sind sinnvoll und verhältnismäßig. Daher sollte die Förderung ohne größere Veränderungen fortgeführt werden. Zwei Mögliche Anpassungen könnten die Fördermaßnahme noch effektiver gestalten: Zum einen könnte die EBER mit der Solarberatung kombiniert werden, da im besten Fall bei einer Sanierung auch eine PV-Installation vorgenommen wird. Außerdem könnte zukünftig eine Anforderung an serielles Sanieren eingebunden werden.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Öko-Institut, *Klimaschutzziel und –strategie München 2050*. [Online]. Verfügbar unter: https://stadt.muenchen.de/dam/jcr:8fab7200-cc0b-4e9b-8a9a-319d459e1a57/fachgutachten_2050.pdf.
- [2] Landeshauptstadt München, „Münchner Förderprogramm Energieeinsparung“, München, 12. Apr. 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://stadt.muenchen.de/dam/jcr:8e4bdfea-89f8-4f78-a3ff-a74c5d89a966/fes_richtlinie2019.pdf.
- [3] ENIANO GmbH, „Solarpotenzialanalyse für Gebäude in der Landeshauptstadt München“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://stadt.muenchen.de/dam/jcr:5146fa1c-338f-4352-a38c-3cc7f316c005/endbericht_solaranalyse_muc_200923.pdf
- [4] Sabine Runke und Lisa Eibler, „Bericht zur Wohnungssituation in München 2018–2019“, München, Okt. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://stadt.muenchen.de/dam/jcr:bf07e710-ba3d-4545-a2c9-eec0f2a3ab49/LHM_Bericht%20zur%20Wohnungssituation_1819_Web.pdf.
- [5] EUPD Research, „Photovoltaik-Preismonitor Deutschland: German PV ModulePriceMonitor 2021“, Bonn, 2021.
- [6] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri, D. Peper, A. D. Memar und T. Schlegl, „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“, Fraunhofer ISE, Freiburg, Juni 2021.
- [7] C. Kost, S. Shammugam, V. Jülch, H.-T. Nguyen und T. Schlegl, „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien: März 2018“, Fraunhofer ISE, Freiburg, März 2018.
- [8] Solarenergie Förderverein Deutschland e.V., *EEG Vergütungen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sfv.de/eeg-verguetungen> (Zugriff am: 16. Februar 2022).
- [9] Kreditanstalt für Wiederaufbau, *Erneuerbare Energien – Standard (270) | KfW*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-\(270\)](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)) (Zugriff am: 25. Januar 2022).
- [10] co2online gemeinnützige Beratungsgesellschaft mbH, *Stromspiegel*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stromspiegel.de/> (Zugriff am: 20. November 2021).
- [11] DZ-4, *Dachvermietung für Solaranlagen: Größe, Einnahmen und Alternativen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dz-4.de/ratgeber/solaranlagen/dachvermietung> (Zugriff am: 9. März 2022).
- [12] Solaranlage Ratgeber, *Photovoltaikanlage Dimensionierung*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-planung/photovoltaikanlage-dimensionierung> (Zugriff am: 9. März 2022).
- [13] D. Ritter und D. Bauknecht, *Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen: Eine differenzierte Betrachtung von Volleinspeise- und Eigenverbrauchsanlagen*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_66-2021_wirtschaftlichkeit_von_photovoltaik-dachanlagen.pdf.
- [14] JRC, *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (PVGIS)*. [Online]. Verfügbar unter: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
- [15] Öko-Institut, *Wirtschaftlichkeit von Solaranlagen und Batteriespeichern: Beratungstool Batteriespeicher*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ecotopten.de/strom/tipps-fuer-solar-batteriespeicher>.
- [16] H. Gholami und H. Nils Røstvik, „Levelised Cost of Electricity (LCOE) of Building Integrated Photovoltaics (BIPV) in Europe, Rational Feed-In Tariffs and Subsidies“, *Energies*, Jg. 14, Nr. 9, S. 2531, 2021, doi: 10.3390/en14092531.
- [17] Umweltbundesamt, *Kohlendioxid-Äquivalente*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/service/glossar/k?tag=Kohlendioxid-äquivalente#alphabar> (Zugriff am: 3. März 2022).
- [18] Michael Memmler, Dr. Thomas Lauf, Sven Schneider, „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2017“, Umweltbundesamt, Climate Change

-
- 23/2018, 2017. [Online]. Verfügbar unter:
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energietraeger-2017>.
- [19] Petra Icha, Dr. Thomas Lauf, Gunter Kuhs, „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2020“, Umweltbundesamt, Climate Change 45/2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-7>.
- [20] M. Klobasa und F. Sensfuß, *CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien in den Jahren 2012 und 2013: Europaweite Modellierung der Substitutionsbeziehungen unter Berücksichtigung des deutschen Stromaußenhandels*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_11_2016_co2_minderung_im_stromsektor_durch_den_einsatz_erneuerbarer_energien_0.pdf.
- [21] Referat für Gesundheit und Umwelt Stadt München, „Auswertung Förderdaten 2013 - August 2016“, München, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.muenchen-transparent.de/dokumente/6300352>. Zugriff am: 16. Februar 2022.
- [22] T. Vahlenkamp, L. Birnbaum, A. Hartmann, J.-H. Hübner, C. Malomy und J. Riese, „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland: Sektorperspektive Energie“. Eine Studie von McKinsey & Company, Inc., erstellt im Auftrag von "BDI initiativ - Wirtschaft für Klimaschutz", McKinsey & Company, Inc.
- [23] J. Boos, *Zweiter SWM Batteriespeicher in Betrieb: Wichtiger Baustein zum Gelingen der Energiewende*, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.swm.de/presse/pressemitteilungen/2021/05-2021/batteriespeicher-hkw-freimann>
- [24] J. Figgner et al., „The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020“, *Journal of Energy Storage*, Jg. 33, S. 101982, 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.101982.
- [25] Bundesverband Solarwirtschaft, *Solarstromspeicher Preismonitor Deutschland*.
- [26] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, *Energie-Atlas Bayern - Bürger - 10.000-Häuser-Programm - PV-Speicher-Programm*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energieatlas.bayern.de/buerger/10000_haeuser_programm/pvspeicher.html (Zugriff am: 22. Dezember 2021).
- [27] S. Enkhardt, „Bayern passt Photovoltaik-Speicher-Förderprogramm an und fordert Bundesprogramm“, *pv magazine*, 18. Jan. 2022, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2022/01/18/bayern-passt-photovoltaik-speicher-foerderprogramm-an-und-fordert-bundesprogramm/>. Zugriff am: 25. Januar 2022.
- [28] J. Weniger und V. Quaschnig, „Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern: 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie“, 6. März 2013.
- [29] Y. Schulze und M. Müller, *Was ist Netzdienlichkeit?: Definition Netzdienlichkeit*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/was-ist-netzdienlichkeit-2/> (Zugriff am: 09.02.022).
- [30] H.-P. Beck, Hg., „Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen (ESPEN): Abschlussbericht“, Göttingen, 2016.
- [31] K.-P. Kairies et al., „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher: Jahresbericht 2016“, ISEA RWTH Aachen, Aachen, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.speicherinitiative.at/assets/Uploads/03-Speichermonitoring-Jahresbericht-2016-Kairies-web.pdf>. Zugriff am: 25. Januar 2017.
- [32] Agora Energiewende, Hg., „Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz“, 2014.
- [33] SWM, *Interaktiver Energie-Atlas für München*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.swm.de/energiewende/energieatlas> (Zugriff am: 10. Februar 2022).

-
- [34] Fraunhofer ISE, *Solar vs. Wind in Deutschland in 2020*. [Online]. Verfügbar unter: https://energy-charts.info/charts/power_scatter/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2020.
- [35] W.-P. Schill, A. Zerrahn und F. Kunz, „Prosumage of solar electricity: pros, cons, and the system perspective“, *EEEP*, Jg. 6, Nr. 1, 2017, doi: 10.5547/2160-5890.6.1.wsch.
- [36] MVV, N. Universität Stuttgart und adstec, *Strombank: Abschlussbericht*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.mvv.de/fileadmin/user_upload/Ueber_uns/de/Strombank_Abschlussbericht_2016.pdf.
- [37] „Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umweltverträgliche Entsorgung von Batterien und Akkumulatoren: Batteriegelgesetz - BattG“ in *BGBI*, 2009. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/battg/BJNR158210009.html>
- [38] *Richtlinie über Batterien und Akkumulatoren sowie Altbatterien und Altakkumulatoren und zur Aufhebung der Richtlinie 91/157/EWG: 2006/66/EG*, 2006. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:02006L0066-20180704&from=EN#M3-15>
- [39] European Parliamentary Research Service, Hg., „New EU regulatory framework for batteries: Setting sustainability requirements“, Juli 2021.
- [40] Commission Services, „Frequently Asked Questions on Directive 2006/66/EU on Batteries and Accumulators and Waste Batteries and Accumulators“, Mai 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/environment/pdf/waste/batteries/faq.pdf>.
- [41] C. Eckert, „Recycling von Batterien: hohe Verwertungsquoten“, Juni 2020.
- [42] N. Lebedeva, F. Di Persio und L. Boon-Brett, „Lithium ion battery value chain and related opportunities for Europe“, 2017.
- [43] Fraunhofer ISI, „Recycling von Lithium-Ionen-Batterien: Chancen und Herausforderungen für den Maschinen- und Anlagenbau“, Nov. 2021.
- [44] S. Doose, J. K. Mayer, P. Michalowski und A. Kwade, „Challenges in Ecofriendly Battery Recycling and Closed Material Cycles: A Perspective on Future Lithium Battery Generations“, *Metals*, Jg. 11, Nr. 2, S. 291, 2021, doi: 10.3390/met11020291.
- [45] J. Weniger, V. Quaschnig und T. Tjaden, „Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen“, *pv magazine*, 01/2013, S. 70–75, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.volker-quaschnig.de/artikel/2013-06-Dimensionierung-PV-Speicher/index.php>

8 Anhang

8.1 Anlagenzubau in München im Vergleich zu Deutschland

Tabelle 11: Anlagenzubau im Stadtgebiet München im Vergleich zum Anlagenzubau in Deutschland (eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand November 2021)

Jahr	München [-]	Veränderung [-]	Deutschland [-]	Veränderung [-]
2011	480	7%	249.435	1%
2012	358	-25%	166.320	-33%
2013	300	-16%	113.632	-32%
2014	231	-23%	68.601	-40%
2015	167	-28%	45.364	-34%
2016	180	8%	48.133	6%
2017	252	40%	62.604	30%
2018	279	11%	71.939	15%
2019	433	55%	110.223	53%
2020	651	50%	182.445	66%

8.2 Leistungszubau in München im Vergleich zu Deutschland

Tabelle 12: Leistungszubau im Stadtgebiet München im Vergleich zum Leistungszubau in Deutschland (eigene Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand November 2021)

Jahr	München [kW]	Veränderung [-]	Deutschland [kW]	Veränderung [-]
2011	6.830	-14%	7.786.439	6%
2012	4.573	-33%	6.734.591	-14%
2013	5.062	11%	3.029.794	-55%
2014	3.954	-22%	1.711.376	-44%
2015	2.571	-35%	1.375.030	-20%
2016	2.996	17%	1.343.585	-2%
2017	4.058	35%	1.612.269	20%
2018	3.109	-23%	2.803.412	74%
2019	6.087	96%	3.847.666	37%
2020	9.747	60%	4.865.011	26%

8.3 Bestimmung der Selbstverbrauchsquoten

Vorgehen zur Bestimmung der Selbstverbrauchsquote (gemäß Abbildung 109):

1. Festlegung Verbrauch des Betreibers
 - a. Bei Mieterstrom: Nur Verbrauch der Teilnehmer
2. Bestimmung PV-Leistung/Batteriekapazität des Betreibers
 - a. Kein Speicher: Speicherkapazität = 0 kWh
3. Berechnung Quotienten
 - a. X-Achse: PV-Leistung in kW pro MWh jährlicher Verbrauch

- b. Y-Achse: Speicherkapazität pro MWh jährlicher Verbrauch
4. Ablesen des Eigenverbrauchsanteils (=Direktverbrauchsquote)

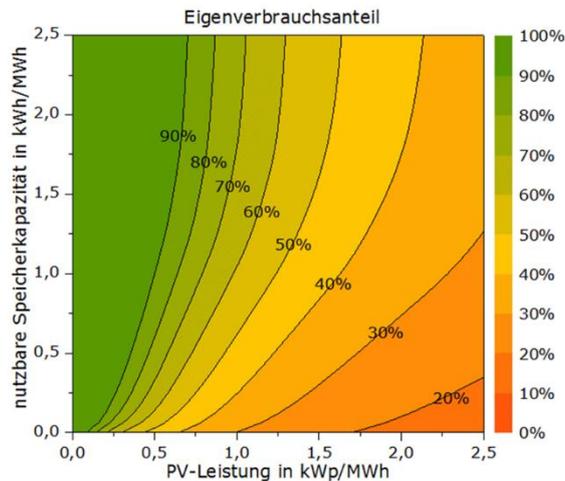


Abbildung 109: Eigenverbrauchsanteil von PV-Anlagen [45]

8.4 Wirtschaftlichkeitsberechnungen verschiedener Anwendungsfälle bei Selbstverbrauch und konstantem Verhältnis zwischen PV-Leistung und Batteriekapazität

Im Folgenden werden die Berechnungen aus 3.2.3 wiederholt mit einem konstanten Verhältnis von 1:1 zwischen PV-Leistung [kW] und Batteriekapazität [kWh]. Dieses Verhältnis entspricht aktuell häufig der Dimensionierung im FES geförderten PV-Zubau. In Tabelle 13 sind die Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung zu finden. Die im Vergleich zur Tabelle 5 abweichenden Zahlen wurden farblich hervorgehoben.

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung sind in Abbildung 110 zu finden. Da sich die Veränderungen nur bei den PV-Systemen mit Batterien ergeben, werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung nur für die PV-Batteriesysteme gezeigt.

Ein Vergleich der Ergebnisse aus Abbildung 110 und Abbildung 51 zeigt, dass sich der interne Zinsfuß, bei den Fällen mit verdoppelter Batteriekapazität (von 5 kWh auf 10 kWh) um 0,2 – 0,7 Prozentpunkte reduziert hat. Durch die Verdoppelung der Speicherkapazität, kann die Direktverbrauchsquote nicht ausreichend erhöht werden, um die zusätzlichen Kosten des Speichers auszugleichen oder gar höhere Renditen durch den reduzierten Netzstrombezug zu erzielen.

Tabelle 13: Eingangsparameter für Wirtschaftlichkeitsrechnungen von PV-Anlagensystemen mit konstantem Verhältnis zwischen PV-Leistung und Batteriekapazität

Parameter	EFH		EFH		EFH		Mieterstrom		Mieterstrom	
	PV: 3 kW Verbr: 3.850 kWh/a Bat: 3 kWh	PV: 2 kW Verbr: 3.850 kWh/a Bat: 2 kWh	PV: 10 kW Verbr: 6.500 kWh/a Bat: 10 kWh	PV: 10 kW Verbr: 6.500 kWh/a Bat: 10 kWh	PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a Bat: 10 kWh	PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a Bat: 10 kWh	Mieterstrom Gerüstkosten PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a Bat: 10 kWh	Mieterstrom Gerüstkosten PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a Bat: 10 kWh		
System										
PV-Anlagen-Größe	kW	3	2	10	10	10	10			
PV-Stromerzeugung	kWh/kW/a	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100			
PV-Einspeiselimit	%	70	70	70	70	70	70			
Batteriegröße	kWh	0/3	0/2	0/10	0/10	0/10	0/10			
Batterielebenszeit	Jahre	15	15	15	15	15	15			
Anzahl Haushalte	-	1	1	1	1	1	1			
Stromverbrauch	kWh/a	3.850	3.850	6.500	6.500	28.300	28.300			
Anteil Teilnehmender	%	-	-	-	-	70	70			
Investitionskosten										
PV-Systemkosten spezifisch	EUR/kW	2.538	2.822	1.695	1.695	1.695	1.695			
Batteriekosten spezifisch	EUR/kWh	1.541	1.695	1.083	1.083	1.083	1.083			
Förderung PV	EUR/kW	200	200	200	200	200	200			
Förderung Batterie	EUR/kWh	467	300	420	420	420	420			
Förderung Mieterstrom	EUR	0	0	0	0	1000	1000			
Mehrkosten Gerüst	EUR/kW	0	0	0	0	0	70			

Tabelle 13: Fortsetzung

Parameter	EFH PV: 3 kW Verbr: 3.850 kWh/a Bat: 3 kWh	EFH PV: 2 kW Verbr: 3.850 kWh/a Bat: 2 kWh	EFH PV: 10 kW Verbr: 6.500 kWh/a Bat: 10 kWh	Mietstrom PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a Bat: 10 kWh	Mietstrom PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a Bat: 10 kWh	Mietstrom Gerüstkosten PV: 10 kW Verbr: 28.300 kWh/a Bat: 10 kWh
Variable Kosten						
variable Kosten PV spezifisch	EUR/kW/Jahr	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
Batterieersatzkosten	% des CAPEX	45	45	45	45	45
Vertriebs- und Abrechnungskosten	ct/kWh	0,0	0,0	0,0	1,5	1,5
Stromeinkaufspreis	ct/kWh	26,5	26,5	26,5		
zu zahlende EEG-Umlage		0%	0%	0%	0%	0%
Umsatzsteuer	ct/kWh	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Dachmiete	EUR/Jahr	0,00	0,00	0,00	37,57	37,57
Einnahmen						
Stromverkaufspreis	ct/kWh				23,88	23,88
Mieterstromzuschlag	ct/kWh	0,00	0,00	0,00	3,20	3,20
EEG-Vergütung	ct/kWh	6,83	6,83	6,83	6,83	6,83
Laufzeit EEG-Vergütung	Jahre	20	20	20	20	20
Projektbezogene Annahmen						
WACC real	%	2,2	2,2	2,2	2,7	2,7
Projektlaufzeit	Jahre	20	20	20	20	20
Direktverbrauch (ohne/mit Batterie)	%	36% / 65 %	48% / 77%	25% / 48%	48% / 75%	48% / 75%

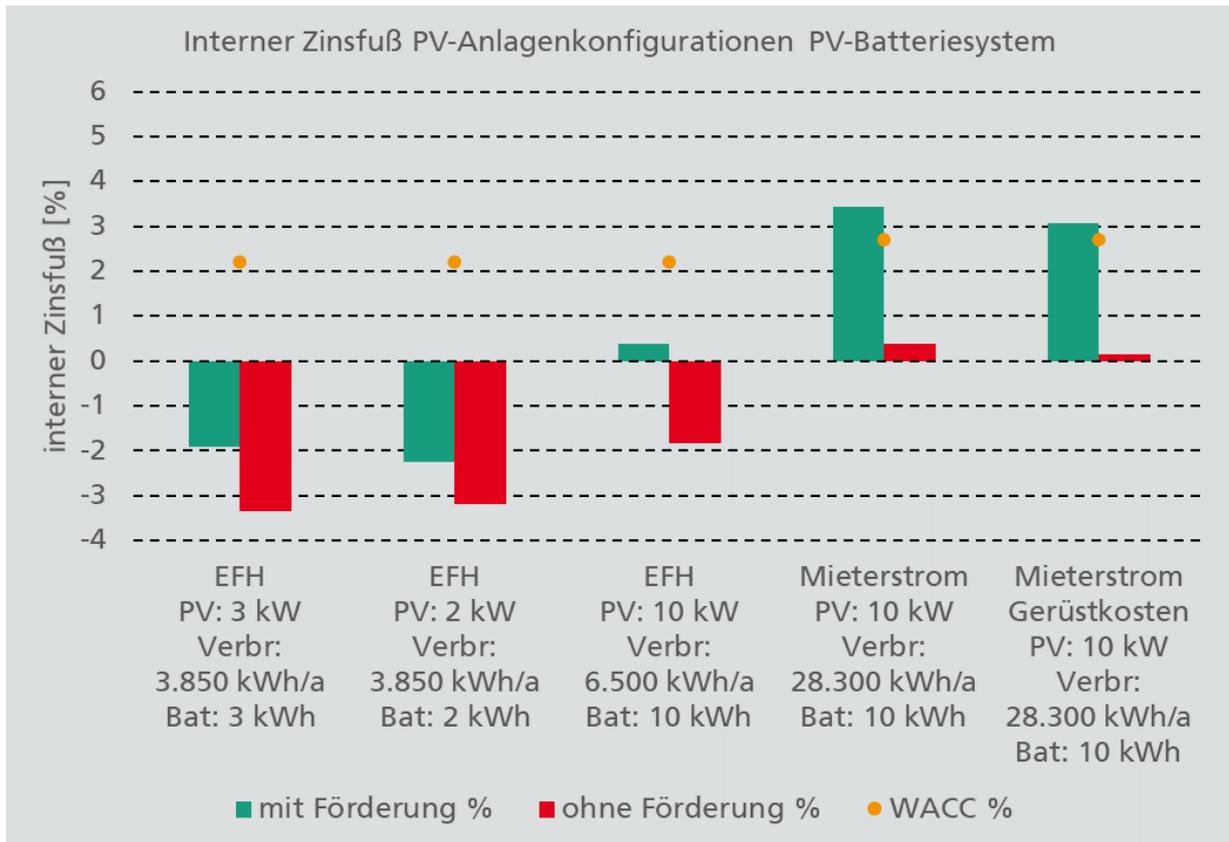


Abbildung 110: Kosten und Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen mit konstantem Verhältnis zwischen PV-Leistung und Batteriekapazität