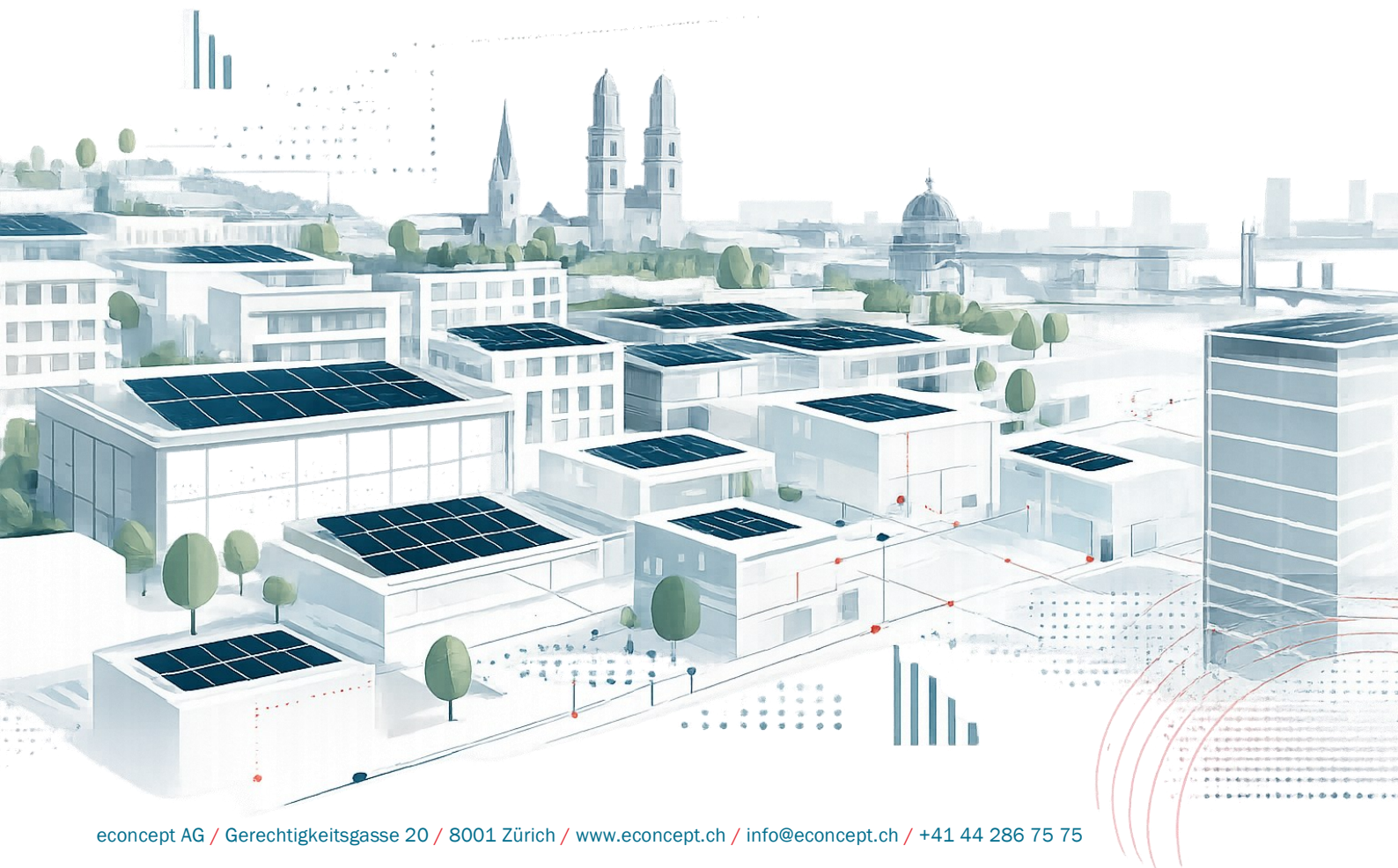


Stadt Zürich

PV-Zubau in der Stadt Zürich

Schlussbericht

26. August 2026



Erarbeitet durch

econcept AG / Gerechtigkeitsgasse 20 / 8001 Zürich
www.econcept.ch / info@econcept.ch / + 41 44 286 75 75

Autor:innen

Andrea Binkert, MSc ETH in Umweltingenieurwissenschaften
Alexander Umbricht, MSc ETH in Umwelt-Natw., MAS ETH in MTEC
Catharina Wiese, PhD DTU in Energieökonomie
Marco Lügstenmann, MA UniBE in Politikwissenschaft
Reto Dettli, dipl. Masch. Ing. ETH, Dipl. NDS ETHZ in Betriebswissenschaften
Benjamin Buser, Dr. sc. ETH, dipl. Geogr., Executive MBA HSG

Inhalt

Zusammenfassung	5
1 Einleitung	9
1.1 Ausgangslage und Kontext	9
1.2 Auftrag und Fragestellungen	10
1.3 Methodisches Vorgehen	11
2 Zürich: Potenziale und Ziele	12
2.1 Potenziale, Ausbauziele und Ausbaustand	12
2.2 Potenzialbegriffe	13
2.3 Erklärung der Potenzialdifferenzen der Zürcher Studien	14
2.3.1 Datengrundlagen und Berechnungswege	14
2.3.2 BFE-Belegungsfaktor: Grenzen der Übertragbarkeit auf Zürich	15
2.3.3 Reduktionsfaktoren: Meteotest 2021	15
2.3.4 Reduktionsfaktoren: Aktualisierung 2026	17
2.4 Gesamtbetrachtung	18
2.4.1 Erwartetes Potenzial	18
2.4.2 Einordnung der politischen Ziele	18
3 PV-Nutzung in Zürich und im Städtevergleich	20
3.1 Kennzahlenvergleich	22
3.1.1 Solarpotenzial pro Einwohner:in und Strukturvergleich	22
3.1.2 Nutzungsziffer	24
3.1.3 Jährlicher Zubau relativ zum Potenzial	25
3.1.4 Jährlicher Zubau pro Einwohner:in	25
3.2 Einordnung Winterthur	26
3.2.1 Strukturelle Erklärungsfaktoren	27
3.2.2 Institutioneller Vergleich (Beratung, Förderung, Verfahren)	28
3.3 Regulatorischer Vergleich Zürich – Basel	29
3.4 Gesamtbetrachtung	31
4 Hindernisse beim PV-Zubau	33
4.1 Literaturanalyse: Hindernisse im urbanen PV-Zubau	33
4.2 Erkenntnisse aus den Fokusgruppen	35
4.2.1 Investitionsentscheid	36
4.2.2 Planung und Bewilligung	37
4.2.3 Umsetzung	40
4.3 Priorisierung der Hindernisse	41
4.3.1 Bewertungslogik	41
4.3.2 Einordnung der Hindernisse	41

4.3.3 Zusammenfassende Bewertung	44
4.4 Verbesserungspotenzial aus den Fokusgruppen	45
5 Massnahmen und Empfehlungen	48
5.1 Abdeckung der Hindernisse durch die PV-Strategie 2025	48
5.2 Leitgedanke: Stabilität und Netzdienlichkeit	50
5.3 Massnahmen nach Handlungsfeld	50
5.3.1 Handlungsfeld Ü: Wollen, Vorbild und Wirkungsmonitoring	51
5.3.2 Handlungsfeld S: Systemintegration	53
5.3.3 Handlungsfeld F: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	55
5.3.4 Handlungsfeld B: Beratung, Ansprache und Prozesse	56
5.4 Bezug zur PV-Strategie 2025	58
5.5 Priorisierung und Hebelwirkung	59
5.6 Empfehlungen und Umsetzung	60
6 Fazit und Ausblick	62
Literaturverzeichnis	64
Anhang	66
A-1 Glossar	66
Fachbegriffe	66
Akteure und Dienstabteilungen	68
A-2 Anhang zum Vergleich der PV-Potenzialberechnungen (Kap. 2)	69
A-2.1 Aktualisierung der Reduktionsfaktoren: Herleitung und Abwägung	69
Modulwirkungsgrad	69
Aufbauten und Konkurrenznutzung	69
Statik bei Flachdächern	70
Solargründächer	70
ISOS-A-Perimeter und Denkmalschutz	71
A-2.2 Detaillierte Reduktionsstufen nach Dachkategorien	72
A-2.3 Schutzstatus im Zürcher Gebäudebestand	72
A-2.4 Empirische Grundlagen der Markthemmnisse	72
A-2.5 Berechnungsherleitung des Potenzialbereichs	73
A-3 Datengrundlagen und Methodik des Kennzahlenvergleichs (Kap. 3)	75
A-3.1 Datenquellen und Datenstand	75
A-3.2 Städteauswahl und Identifikation	75
A-3.3 Berechnung der Kennzahlen	76
A-3.4 Rückrechnung der Referenzpotenziale	77
A-3.5 Abgrenzung zum erwarteten Potenzial (Kapitel 2)	77
A-3.6 Abweichung zwischen ewz-Daten und Energie Reporter	77

Zusammenfassung

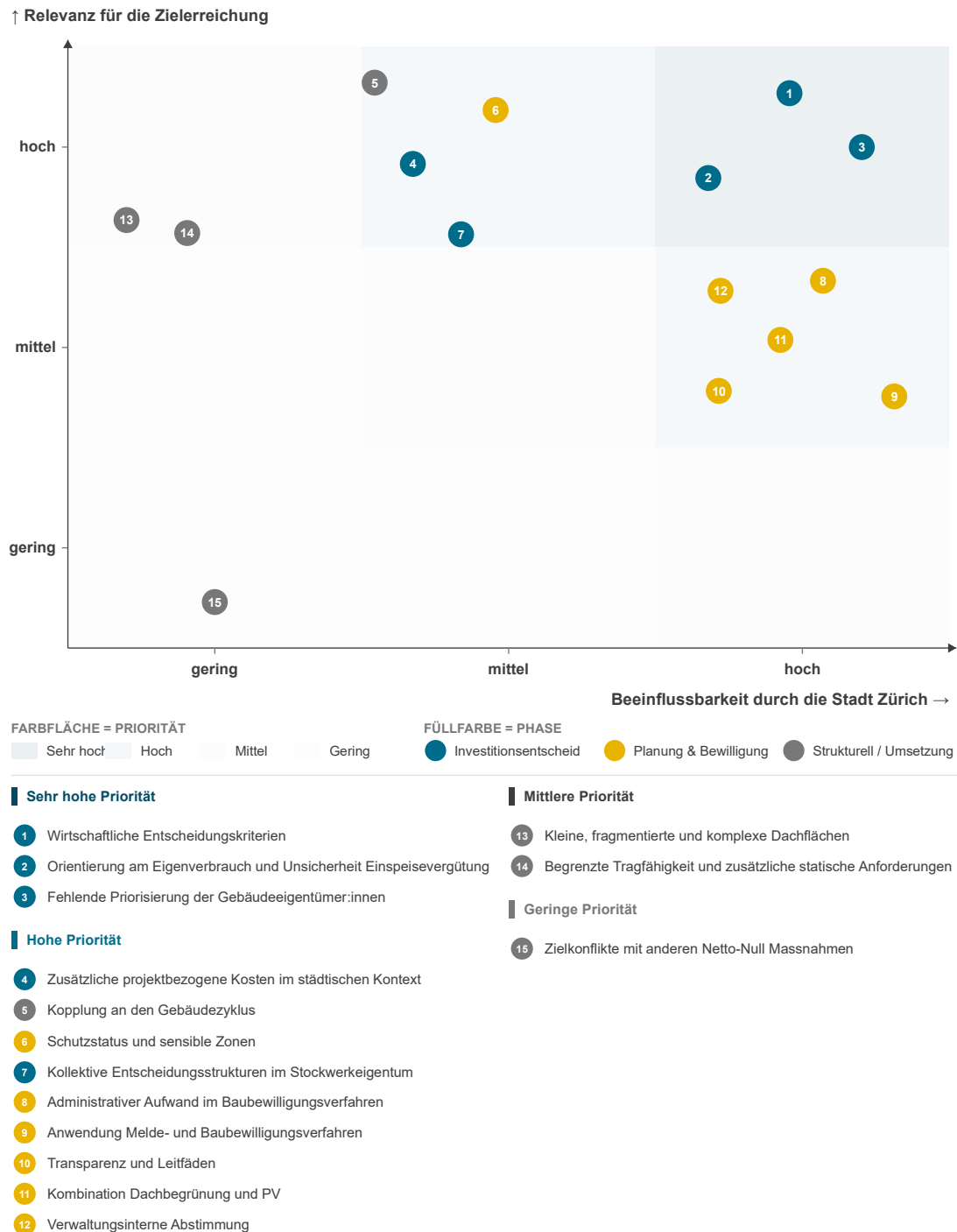
Die Stadt Zürich verfügt über ein erhebliches PV-Dachpotenzial, dessen Grösse stark von der verwendeten Berechnungsmethodik abhängt. Das Bundesamt für Energie (BFE) weist auf der Webseite «Sonnendach» ein technisches Potenzial für Dachflächen von 1 133 GWh/a aus. Dieser Wert berücksichtigt jedoch keine stadtsspezifischen Einschränkungen. Die im Auftrag der Stadt Zürich erstellte Studie von Meteotest und NET (2021) beziffert das erwartete Potenzial nach Abzug von Statik-, Begrünungs- und Denkmalschutzfaktoren auf 487 GWh/a. Die Differenz von über 600 GWh/a erklärt sich nicht durch unterschiedliche Grunddaten – beide Studien verwenden identische Einstrahlungs- und Gebäudedaten – sondern durch unterschiedliche Reduktionsfaktoren. Auf Basis aktualisierter technologischer und regulatorischer Annahmen leitet dieser Bericht ein **erwartetes PV-Potenzial von rund 570 GWh/a auf den Dächern in der Stadt Zürich** her, das je nach Annahmen zwischen 560–575 GWh/a variiert.

Zwischen diesem Potenzialbereich und dem tatsächlich Erreichbaren besteht eine erhebliche Lücke: Die Trendextrapolation auf Basis der aktuellen Zubaudynamik ergibt ein realisierbares Potenzial von 200–240 GWh/a bis 2040. Das Ziel der PV-Strategie (500 GWh/a bis 2040) **erfordert mehr als eine Verdoppelung der heutigen Zubaurate**. Das Ziel der Volksinitiative «Solarstadt Zürich» (900 GWh/a) übersteigt selbst die Obergrenze des modellierten Dachpotenzialbereichs deutlich und lässt sich auf Basis der vorliegenden Analyse nicht begründen.

Ein Städtevergleich zeigt, dass Zürich im Vergleich mit strukturell ähnlichen Kernstädten (Bern, Basel, Lausanne, Genf) **durchschnittlich abschneidet**. Zürichs Nutzungsziffer (6,6 %) liegt praktisch auf dem Kernstadt-Durchschnitt (6,4 %); die Zubaurate ist im städtischen Vergleich sogar leicht überdurchschnittlich. Der oft zitierte Rückstand gegenüber dem Landesdurchschnitt (11,9 %) ist zu einem wesentlichen Teil ein methodisches Artefakt: Sonnendach.ch überschätzt das realisierbare Potenzial in dicht bebauten Kernstädten systematisch, wodurch die Nutzungsziffern urbaner Städte strukturell zu tief ausfallen. Der angemessene Vergleichsmassstab für Zürich sind daher nicht der Landesdurchschnitt oder die Stadt Winterthur, sondern strukturell ähnliche Kernstädte – und in diesem Vergleich schneidet Zürich solide ab.

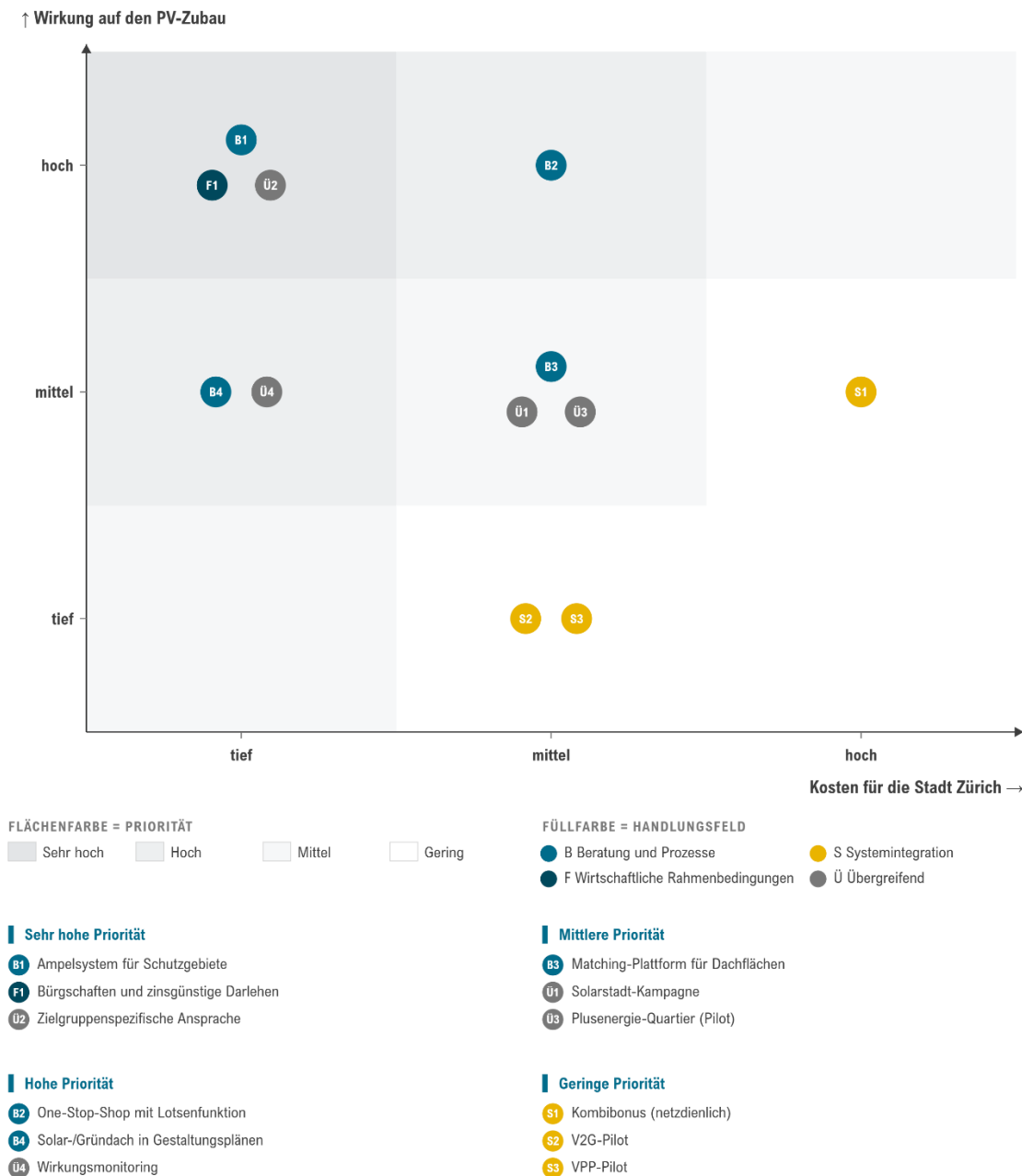
Die Analyse der Hindernisse stützt sich auf eine Literaturlauswertung sowie drei moderierte Fokusgruppen mit Architekt:innen und Fachplanenden, Eigentümerschaften sowie der städtischen Verwaltung, ergänzt durch Gespräche mit ewz und dem Amt für Baubewilligungen (AfB). Fünfzehn Hindernisse, die den PV-Ausbau bremsen, wurden identifiziert und nach Relevanz für die Zielerreichung sowie Beeinflussbarkeit durch die Stadt priorisiert. Die stärkste Bremswirkung resultiert nicht aus technischen Einschränkungen, sondern aus **wirtschaftlichen Logiken in der frühen Projektphase**: der Investitionslogik im Bestand, der Orientierung am Eigenverbrauch und der fehlenden Priorisierung in der

Eigentümerschaft – insbesondere im Stockwerkeigentum. Strukturelle und rechtliche Rahmenbedingungen (Schutzstatus, Gebäudezyklus, kleinteilige Dachflächen) wirken zusätzlich auf Kosten, Umfang und Zeitpunkt der Umsetzung, sind durch die Stadt aber nur begrenzt steuerbar. Verfahrensbezogene Hindernisse erhöhen den administrativen Aufwand, führen jedoch selten zum Projektverzicht und liegen weitgehend im städtischen Einflussbereich.



Aus diesen Befunden leitet dieser Bericht **12 Massnahmen ab, die in vier Handlungsfeldern angeordnet sind**: Übergreifende Massnahmen zu Wollen, Vorbild und Wirkungsmonitoring (Ü1–Ü4), Systemintegration (S1–S3), wirtschaftliche Rahmenbedingungen (F1)

sowie Beratung, Ansprache und Prozesse (B1–B4). Die Massnahmen verfolgen zwei Ziele gleichzeitig: den Zubau zu *beschleunigen* und ihn *netzdienlich zu qualifizieren*.



Die **höchste Hebelwirkung** für den reinen Zubau liegt bei den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (F1 Bürgschaften und zinsgünstige Darlehen); die höchste Hebelwirkung für die netzdienliche Qualität bei Kombibonus (S1). Im «Sweet Spot» mit hoher Wirkung bei tiefen Kosten liegen drei Massnahmen: das Ampelsystem für Schutzgebiete (B1), Bürgschaften und zinsgünstige Darlehen (F1) und die zielgruppenspezifische Ansprache (Ü2). Sie sind relativ kurzfristig umsetzbar und werden für den ersten Schritt empfohlen. Im nächsten Budgetzyklus folgen die weiteren Massnahmen mit hoher Priorität; das Wirkungsmonitoring (Ü4) liefert die empirische Grundlage für künftige Justierungen.

Insgesamt zeigt der Bericht: Zürichs PV-Nutzung liegt im kernstädtischen Vergleich auf solidem Niveau, die **Lücke zum eigenen Ausbauziel ist jedoch substanziell**. Die vorgeschlagenen Massnahmen beschleunigen den Zubau, dürften allein aber nicht ausreichen, um das Ziel von 500 GWh/a bis 2040 vollständig zu erreichen. Den entscheidenden zusätzlichen Hebel böte eine umfassende PV-Pflicht im Bestand, die jedoch in kantonaler Kompetenz liegt.

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Kontext

Der Ausbau der Photovoltaik (PV) ist eine zentrale Massnahme zur Dekarbonisierung der Stromversorgung und zur Erreichung der städtischen und nationalen Klimaziele. Die Stadt Zürich hat mit der erstmals 2021 verabschiedeten und im Oktober 2025 aktualisierten Photovoltaik-Strategie einen Rahmen geschaffen, der das Ziel verfolgt, bis 2040 rund 500 GWh Solarstrom pro Jahr auf den Dachflächen im Stadtgebiet zu produzieren (Energiebeauftragte Stadt Zürich, 2025). Die Strategie umfasst 17 Massnahmen für das Stadtgebiet und die stadteigenen Gebäude sowie vier Daueraufgaben. Trotz dieser Grundlagen und einer wachsenden Zahl installierter Anlagen bleibt die Ausbaudynamik hinter dem zurück, was zur Zielerreichung erforderlich wäre.

In diesem Spannungsfeld hat der Gemeinderat am 16. Dezember 2022 das Postulat GR Nr. 2022/619 von Dominik Waser und Martin Busekros (Grüne) überwiesen (Gemeinderat der Stadt Zürich, 2022). Es beauftragt den Stadtrat, einen externen Bericht erstellen zu lassen, der die tiefe Nutzungsziffer des Solarpotenzials, die Rahmenbedingungen und Prozesse auf nationaler, kantonaler und kommunaler Ebene sowie die Faktoren analysiert, die den Solarzubau fördern oder hemmen. Im Rahmen der Sonderkommission TED/DIB wurden bereits 2023 sechs Expert:innen aus Industrie, Wissenschaft und Verbänden zur PV-Strategie befragt. Diese bestätigten zentrale Strategieelemente, identifizierten jedoch keine weiteren Hemmfaktoren. Der Stadtrat beantragte daraufhin die Abschreibung des Postulats. Der Gemeinderat hielt am Auftrag fest und verlangte einen vertieften, systematischen externen Bericht.

Seit Überweisung des Postulats hat sich der politische und regulatorische Kontext deutlich gewandelt. Auf Bundesebene wurde mit der Annahme des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (9. Juni 2024) der nationale Zielwert für die erneuerbare Stromproduktion auf mindestens 35 TWh im Jahr 2035 erhöht – Solarstrom soll davon rund 30 TWh beitragen (Schweizerische Eidgenossenschaft, 2024). Im Kanton Zürich liegt mit dem Regierungsratsbeschluss Nr. 650/2024 ein Entwurf zur Revision des kantonalen Energiegesetzes vor, der eine Pflicht zur PV-Stromerzeugung auf Bestandesbauten mit grossen Dachflächen vorsieht (Regierungsrat des Kantons Zürich, 2024). Auf städtischer Ebene wurde am 1. April 2026 die Totalrevision des Rücklieferungstarifs durch die Verordnung über die Vergütung für die Rücklieferung von Elektrizität (VVRE) sowie die Teilrevision der Verordnung über die Versorgung mit elektrischer Energie (VGL) verabschiedet, die eine stabile, planungssichere Rückliefervergütung sichert. Parallel verlangt die Volksinitiative «Solarstadt Zürich» ein deutlich höheres Ausbauziel von 900 GWh/a auf Dächern, Fassaden und Infrastrukturen und stützt sich dabei auf das BFE-Potenzial von 1 575 GWh/a (Bundesamt für Energie BFE, 2025). Die Differenz zwischen 500 und 900 GWh/a verunsichert und macht eine vergleichbare, methodisch fundierte Einordnung der Potenzialwerte notwendig.

Hinzu kommt, dass die Stadt Zürich in den vergangenen Jahren wichtige Grundlagen geschaffen hat – neue Förderinstrumente, vereinfachte Verfahren, Contracting-Angebote des ewz, eine breite Beratungslandschaft. Gleichzeitig besteht Bedarf, die vorhandenen Potenziale präziser zu bestimmen, die Wirkung der bestehenden Instrumente zu überprüfen und die Hindernisse aus Sicht der relevanten Akteur:innen zu verstehen. Vor diesem Hintergrund hat die Stadt Zürich econcept mit der Erarbeitung des vorliegenden Berichts beauftragt.

1.2 Auftrag und Fragestellungen

Das Pflichtenheft konkretisiert den Auftrag aus dem Postulat und verlangt einen Bericht mit **drei Schwerpunkten**:

- 1 Erstens eine Einordnung der unterschiedlichen PV-Potenzialberechnungen, einschliesslich eines Vergleichs der PV-Strategie der Stadt Zürich (Energiebeauftragte Stadt Zürich, 2025) mit dem Modell des Bundesamts für Energie (BFE) und mit der Stadt Basel sowie weiteren Schweizer Städten.
- 2 Zweitens eine Analyse der Hindernisse beim PV-Zubau, basierend auf moderierten Fokusgruppen mit Eigentümerschaften, Architekt:innen, PV-Fachplanenden und relevanten Verwaltungsstellen sowie auf Fachliteratur.
- 3 Drittens die Erarbeitung von Massnahmen, die den Ausbau beschleunigen und gleichzeitig optimal in das städtische Energiesystem integrieren. Im Fokus stehen dabei der Eigenverbrauch, der Einsatz von Speichern sowie eine intelligente Steuerung.

Aus diesem Auftrag leiten sich **vier Leitfragen** ab, die die nachfolgenden Hauptkapitel strukturieren:

- Kapitel 2: «Wie gross ist das PV-Dachpotenzial in Zürich, und wie verhält es sich zu den politischen Ausbauzielen?»
- Kapitel 3: «Wie ordnet sich Zürich strukturell, bei der aktuellen Nutzung und regulatorisch in den Kontext anderer Schweizer Städte ein?»
- Kapitel 4: «Welche Hindernisse bremsen den PV-Zubau in der Stadt Zürich, und welche sind für die Zielerreichung besonders relevant und durch die Stadt beeinflussbar?»
- Kapitel 5: «Welche Massnahmen ergänzen die PV-Strategie 2025 so, dass die priorisierten Hindernisse adressiert werden und der Zubau zugleich netzdienlich erfolgt?»

Der Bericht versteht sich als Entscheidungsgrundlage für den Gemeinderat und die zuständigen Dienstabteilungen. Er nimmt keine eigenen Potenzialberechnungen von Grund auf vor, sondern ordnet bestehende Studien methodisch ein und aktualisiert Annahmen. Aussagen zu Hindernissen und Massnahmen stützen sich auf die empirischen Erkenntnisse aus den Fokusgruppen sowie auf eine systematische Auswertung der Fachliteratur. Wo Datenlücken bestehen, werden diese transparent ausgewiesen.

1.3 Methodisches Vorgehen

Der Bericht folgt der dreiteiligen Logik des Pflichtenhefts: Potenziale einordnen, Hindernisse identifizieren, Massnahmen empfehlen. Die drei Arbeitspakete sind in den Hauptkapiteln 2 und 3, 4 sowie 5 abgebildet und wurden teilweise parallel bearbeitet, um die Empfehlungen rasch auf eine belastbare Grundlage stellen zu können.

- **Arbeitspaket A – Potenziale und heutige Nutzung (Kap. 2 und 3):** Eigene Potenzialberechnungen werden nicht durchgeführt; die bestehenden Studien – Meteotest/NET 2021, BFE-Daten von Sonnendach.ch – werden methodisch eingeordnet und daraus ein erwarteter Potenzialbereich für Zürich abgeleitet. Für den Städtevergleich harmonisieren wir die installierte PV-Leistung aus dem Energie Reporter mit den BFE-Potenzialen und den BFS-Bevölkerungsdaten und berechnen vier normierte Kennzahlen für Zürich, Bern, Basel, Lausanne, Genf sowie Winterthur.
- **Arbeitspaket B – Hindernisse (Kap. 4):** Eine strukturierte Literaturanalyse stützt sich insbesondere auf die ETH-Umfrage 2025 (Schoch und Bernauer, 2025) und den Helion Energiewende-Index 2024 (Stückelberger, 2024). Ergänzend führten wir drei moderierte Fokusgruppen durch: mit Architekt:innen, PV-Fachplanenden und Bauherrenvertretenden (FG1), mit Eigentümerschaften und PV-Betreiber:innen (FG2) sowie mit Vertreter:innen der städtischen Verwaltung (FG3). Hinzu kommen je ein Gespräch mit den PV-Fachplanenden des ewz und einer Vertretung des Amts für Baubewilligungen (AfB). Die identifizierten Hindernisse werden entlang zweier Dimensionen priorisiert: Relevanz für die Zielerreichung sowie Beeinflussbarkeit durch die Stadt Zürich.
- **Arbeitspaket C – Massnahmen (Kap. 5):** Auf Basis der priorisierten Hindernisse führten wir am 17. März 2026 einen Workshop durch, an dem das Kernteam, weitere Fachpersonen von econcept und die Projektleitung seitens Stadt teilnahmen. Dabei wurden Ideen zu mögliche Massnahmen erarbeitet, die die wichtigsten Hindernisse adressieren. Anschliessend wurden die Massnahmenblättern erarbeitet und nach erwarteter Wirkung auf den PV-Zubau sowie nach Kosten für Stadt priorisiert. Wo bestehende Strategieelemente bereits greifen, beschränken wir uns auf Schärfungen; neue Instrumente schlagen wir nur dort vor, wo eine Lücke besteht. Datenlücken und nicht zusätzlich validierte Aussagen werden transparent ausgewiesen.

2 Zürich: Potenziale und Ziele

Die Stadt Zürich verfolgt mit ihrer PV-Strategie das Ziel, bis 2040 rund 500 GWh Solarstrom pro Jahr auf Dächern zu produzieren. Parallel dazu fordert die Volksinitiative «Solarstadt Zürich» ein Ausbauziel von 900 GWh/a auf Dächern, Fassaden und Infrastrukturen. Die Initiative stützt sich dabei auf die BFE-Potenzialangabe von 1 575 GWh/a, die – wie dieses Kapitel zeigt – das unter Zürcher Bedingungen tatsächlich nutzbare Potenzial deutlich überschätzt.

Dieses Kapitel analysiert die verschiedenen PV-Potenzialberechnungen für die Stadt Zürich, erklärt die methodischen Unterschiede zwischen den Studien und leitet daraus einen Potenzialbereich für das erwartete Potenzial ab.

Die Analyse stützt sich auf folgende Hauptquellen:

- *Meteotest-Studie 2021*: Potenzialberechnung im Auftrag der Stadt Zürich (Meteotest AG, NET AG, 2021)
- *BFE Sonnendach.ch 2025*: Standardisierte Bundesdaten für alle Schweizer Gemeinden (Bundesamt für Energie BFE, 2025)
- *Photovoltaik-Strategie Stadt Zürich, Update 2025*: Aktualisierung der städtischen Ausbauziele (Energiebeauftragte Stadt Zürich, 2025)

Die Einordnung Zürichs im Vergleich mit anderen Schweizer Städten ist Gegenstand von Kapitel 3.

2.1 Potenziale, Ausbauziele und Ausbaustand

Je nach Quelle und Methodik variieren die Potenzialangaben für Zürich erheblich – vom BFE-Standardpotenzial (1 133 GWh/a für Dächer, 1 575 GWh/a inkl. Fassaden) bis zum erwarteten Potenzial nach städtischen Abzügen (487 GWh/a laut Meteotest). Allein beim Dachpotenzial beträgt die Differenz über 600 GWh/a und erklärt sich durch unterschiedliche Annahmen, nicht durch abweichende Grunddaten. Für die Beurteilung der politischen Ausbauziele ist es daher entscheidend, die methodischen Unterschiede zu verstehen.

Abbildung 1 zeigt die verschiedenen Potenzialwerte, die Zielvorstellungen und die im Jahr 2025 erzeugte Produktion der installierten Anlagen auf dem Stadtgebiet. Zu beachten ist, dass die Potenzialwerte das Gesamtpotenzial aller geeigneten Dachflächen darstellen – einschliesslich jener, auf denen bereits PV-Anlagen installiert sind. Die bereits installierte Leistung ist daher vom Potenzial abzuziehen, um das verbleibende Ausbaupotenzial zu ermitteln.

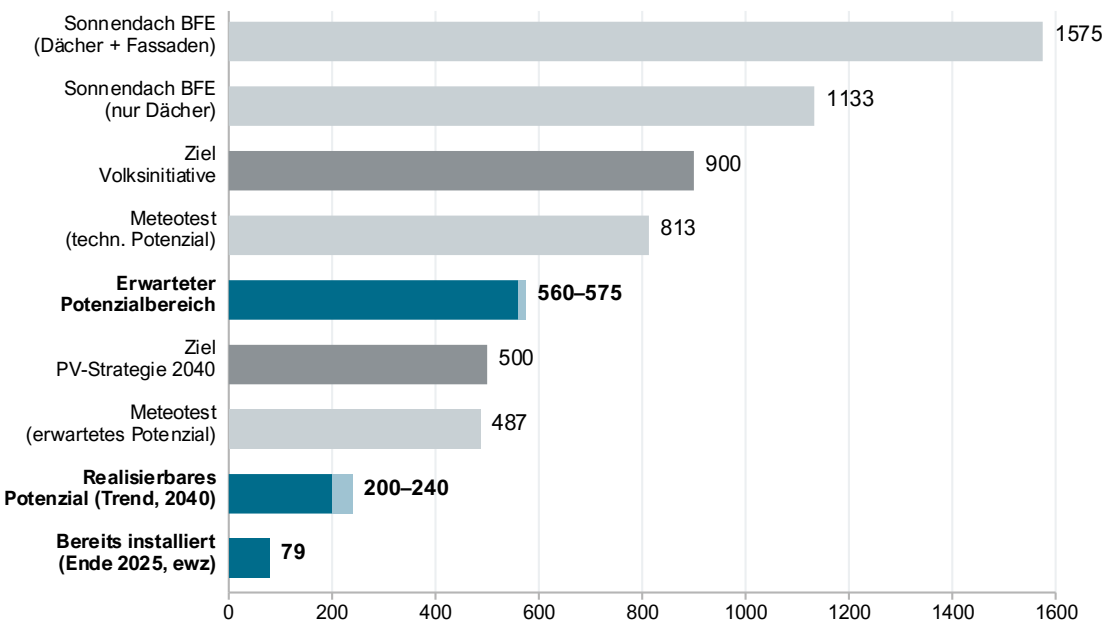


Abbildung 1 Vergleich der in verschiedenen Studien (Sonnendach BFE, Meteotest) ermittelten PV-Potenziale mit den Ausbauzielen und der Photovoltaikproduktion 2025 in GWh/a. Der erwartete Potenzialbereich entspricht demjenigen Potenzialbereich, der econcept als realisierbar erachtet. Das realisierbare Potenzial stützt sich auf eine Trendfortsetzung bei unveränderter Ausbaudynamik.

2.2 Potenzialbegriffe

Die Bestimmung von Energiepotenzialen erfordert eine systematische Differenzierung zwischen verschiedenen Potenzialstufen. Im Schweizer Kontext hat sich das Potenzialstufenmodell des Energie Trialog Schweiz (ETS) als massgeblicher Referenzrahmen etabliert (Energie Trialog Schweiz, 2009). Das Modell unterscheidet sechs hierarchisch verschachtelte Potenzialstufen.

Tabelle 1 Potenzialstufen nach Energie Trialog Schweiz.

Potenzialstufe	Definition
Theoretisches Potenzial	Gesamtes physikalisch nutzbares Energieangebot einer Quelle
Technisches Potenzial	Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung technischer Restriktionen nutzbar ist
Wirtschaftliches Potenzial	Anteil des technischen Potenzials, der unter gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen realisierbar ist
Ökologisches Potenzial	Anteil des technischen Potenzials, der ohne irreversible Umweltbeeinträchtigung nutzbar ist
Sozial akzeptiertes Potenzial	Anteil des technischen Potenzials, der gesellschaftlich akzeptiert ist
Erwartetes Potenzial	Schnittmenge des wirtschaftlichen, ökologischen und sozial akzeptierten Potenzials

2.3 Erklärung der Potenzialdifferenzen der Zürcher Studien

Sowohl Meteotest als auch die BFE-Zahlen basieren auf genau derselben Datengrundlage. Der entscheidende Unterschied zwischen den beiden Hauptstudien für Zürich liegt darin, welche der Potenzialstufen sie berechnen. Das BFE weist ausschliesslich das theoretische und das technische Potenzial aus, während Meteotest zusätzlich Teile der wirtschaftlichen, ökologischen und sozialen Dimensionen berücksichtigt und so zum erwarteten Potenzial gelangt. Abbildung 2 verdeutlicht dies grafisch.



Abbildung 2 Berechnungstiefe im Vergleich: Das BFE stoppt beim technischen Potenzial – Meteotest berechnet zusätzlich teilweise wirtschaftliche, ökologische und soziale Dimensionen.

Das technische Potenzial des BFE (1 133 GWh/a) und jenes von Meteotest (813 GWh/a) sind nicht direkt vergleichbar, da sie mit unterschiedlich strengen Abzügen arbeiten. Das erwartete Potenzial (487 GWh/a) steht nur bei Meteotest zur Verfügung.

2.3.1 Datengrundlagen und Berechnungswege

Beide Studien verwenden dieselbe Datenquelle und identische Einstrahlungswerte. Die Einstrahlungswerte berücksichtigen bereits die Reduktion durch Verschattungseffekte: Die Horizontverschattung erfasst die Abschattung durch das Gelände (via swissALTI3D), die Nahverschattung jene durch benachbarte Gebäude und Vegetation (via swissBUILDINGS3D 2.0). Ausrichtung und Dachneigung fliessen ebenfalls in die Berechnung ein und bestimmen die Eignungsklasse (Meteotest & NET, 2020, S. 11).

Tabelle 2 bietet eine Übersicht zu den Unterschieden der beiden Potenzialberechnungen. Die Unterschiede beim technischen Potenzial entstehen ausschliesslich durch unterschiedliche Reduktionsfaktoren und Parameter.

Tabelle 2 Methodische Unterschiede der beiden Potenzialberechnungen.

Parameter	Meteotest 2021	BFE 2025
Datenquelle	Sonnendach.ch	Sonnendach.ch
Strahlungsdaten	MeteoSchweiz 2004–2014	MeteoSchweiz 2004–2014
Modulwirkungsgrad	17 %	20 % (seit 2023, davor 17 %)
Performance Ratio	80 %	80 %
Mindestfläche Dächer	20 m²	10 m²
Mindesteinstrahlung	800 kWh/m²/a (Klassen 2–5)	1 000 kWh/m²/a (Klassen 3–5)
Reduktionsansatz	Zürich-spezifische kumulative Abzüge	Pauschaler Belegungsfaktor 70 %

Das vom BFE publizierte technische Potenzial berücksichtigt nur Dachflächen der Eignungsklassen 3–5 ($\geq 1\,000\text{ kWh/m}^2/\text{a}$) und wendet einen Belegungsfaktor von 70 %¹ an. Die Meteotest-Studie schliesst zusätzlich Flächen der Eignungsklasse 2 ($800\text{--}1\,000\text{ kWh/m}^2/\text{a}$) ein, wendet aber vier kumulative Zürich-spezifische Abzüge an (Aufbauten und Nutzungskonkurrenz –40 %, Statik bei Flachdächern –35 %, Begrünung bei Flachdächern –30 %, ISOS-A-Gebiete –100 %), die das Potenzial deutlich stärker reduzieren.

Im Ergebnis berücksichtigen beide Studien nur Flächen mit einer Sonneneinstrahlung über $1\,000\text{ kWh/m}^2/\text{a}$: das BFE bereits beim technischen Potenzial, Meteotest erst beim Übergang zum wirtschaftlichen Potenzial (Ausschluss der Klasse 2, vgl. Stufe 4 im Kapitel 2.3.3). Im Folgenden gehen wir auf die Gemeinsamkeiten und die Unterschiede der beiden Studien ein.

2.3.2 BFE-Belegungsfaktor: Grenzen der Übertragbarkeit auf Zürich

Der BFE-Belegungsfaktor von 70 % ist ein schweizweit einheitlicher Pauschalwert, der berücksichtigen soll, «dass Dachflächen nie vollständig mit Solaranlagen belegt werden können» (Sonnendach.ch, Hinweise zur Berechnung). Das BFE weist ausdrücklich darauf hin, dass «Eigenheiten einer Gemeinde wie beispielsweise ein überdurchschnittlicher Anteil an geschützten Bauten» in der standardisierten Berechnung nicht berücksichtigt sind und empfiehlt, die Ergebnisse «durch eine Fachperson interpretieren zu lassen».

Für die Stadt Zürich ist dieser Pauschalwert zu hoch, weil er den hohen Anteil Flachdächer in Städten und den hohen Denkmalschutzanteil nicht ausreichend berücksichtigt. In der Stadt Zürich beträgt der Gebäudebestand mit Schutzstatus 28 % (davon 20,4 % von kantonomer oder nationaler Bedeutung inkl. ISOS A; vgl. Anhang A-2). Der BFE-Wert von $1\,133\text{ GWh/a}$ liegt daher aus Expertensicht deutlich über dem tatsächlich nutzbaren Potenzial. Für die städtische Planung ist die Meteotest-Methodik mit ihren lokalspezifischen Abzügen die geeignetere Grundlage.

2.3.3 Reduktionsfaktoren: Meteotest 2021

Die Meteotest/NET-Studie (2020) wendet mehrere kumulative Abzugsfaktoren an, um vom theoretischen Potenzial zum erwarteten Potenzial zu gelangen. Die Abzugsfaktoren wirken kumulativ und unterschiedlich stark auf Flach- und Schrägdächer. Bei Flachdächern (Neigung $\leq 5^\circ$) werden insgesamt 73 % der ausgewiesenen Potenzialfläche abgezogen. Bei Schrägdächern werden lediglich 40 % abgezogen, da die Faktoren Statik und Dachbegrünung nicht zur Anwendung kommen. Die detaillierte Aufschlüsselung nach Dachkategorien findet sich in Anhang A-2. Abbildung 3 visualisiert diese Reduktionskaskade als Wasserfalldiagramm. Die Reduktionsfaktoren werden anschliessend im Text genauer erläutert.

¹ Das bedeutet, dass nur 70 % einer als geeignet eingestuften Dachfläche tatsächlich mit PV-Modulen belegt werden können. Die restlichen 30 % gehen verloren, beispielsweise durch Modulabstände oder Randabstände zu Dachkanten sowie durch Bauten und Nutzungskonkurrenz.

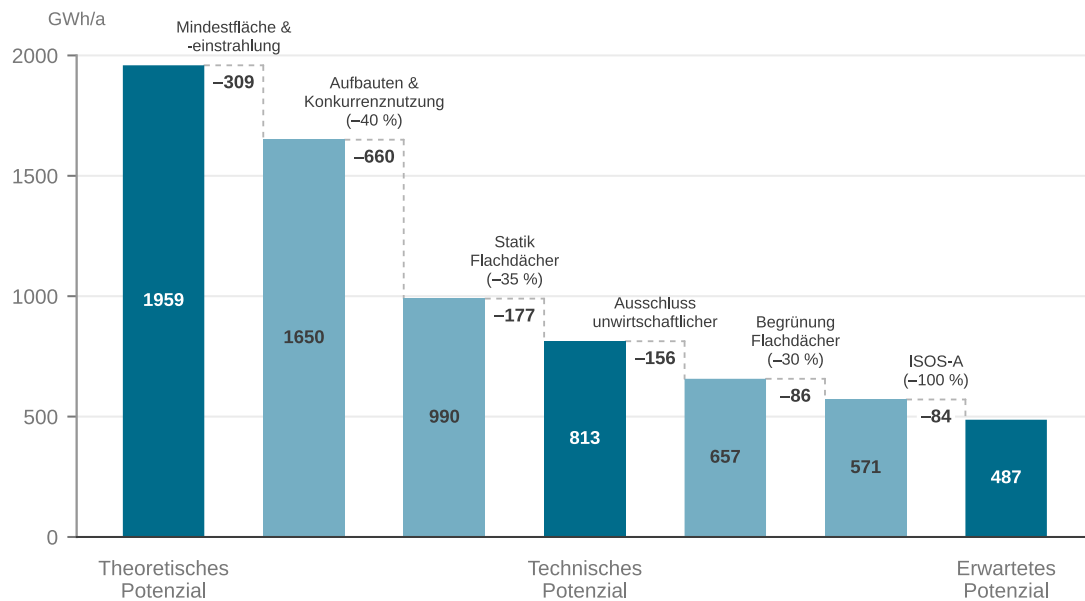


Abbildung 3 Wasserfalldiagramm: Vom theoretischen zum erwarteten Potenzial in der Meteotest-Studie. Alle Angaben in GWh/a.

Stufe 1: Mindestfläche

Die Meteotest-Studie berücksichtigt nur Dachflächen ab einer Mindestgrösse von 20 m² und schliesst zusätzliche Flächen mit einer Sonneneinstrahlung unter 800 kWh/m² aus. Beide Filter zusammen senken das Potenzial um rund 309 GWh/a. Der Flächenschwellenwert liegt höher als jener des BFE (10 m²), was die unterschiedlichen Zielsetzungen widerspiegelt: Das BFE weist das theoretische und technische Potenzial aus, während Meteotest zusätzliche wirtschaftliche Überlegungen einbezieht. (Meteotest & NET, 2020, S. 12).

Stufe 2: Aufbauten und Konkurrenznutzung (-40 %)

Dieser Abzugsfaktor wird pauschal auf alle Potenzialflächen angewendet – sowohl auf Flach- als auch auf Schrägdächer. Das Gebäudemodell des Bundes (swissBUILDINGS3D 2.0) stellt eine vereinfachte Darstellung der Dachlandschaft dar. Dachaufbauten wie Kamine, Liftschächte oder Dachfenster, sowie Konkurrenznutzungen sind im Modell nicht sichtbar. In Zürich stehen Dachterrassen für Aufenthalt und Gebäudetechnik (Liftmaschinenräume, Lüftungsanlagen, Kälteanlagen) in direkter Konkurrenz zur PV-Nutzung. (Meteotest & NET, 2020, S. 12).

Stufe 3: Statik bei Flachdächern (-35 %)

Dieser Abzugsfaktor wird ausschliesslich auf Flachdächer (Neigung $\leq 5^\circ$) angewendet. Viele bestehende Flachdächer sind nicht für die zusätzliche Last von PV-Anlagen ausgelegt. Dies betrifft insbesondere ältere Gebäude, deren Dachkonstruktionen ohne Berücksichtigung späterer Auflasten dimensioniert wurden.

Stufe 4: Ausschluss unwirtschaftlicher Dachflächen

Beim Übergang vom technischen zum wirtschaftlichen Potenzial schliesst die Meteotest-Studie Dachflächen der Eignungsklasse 2 (Sonneneinstrahlung 800 bis 1000 kWh/m²a) aus, weil ihr Ertrag für einen wirtschaftlichen Betrieb zu gering ist. Dieser Ausschluss

reduziert das Potenzial um rund 156 GWh/a. Das Bundesamt für Energie (BFE) erzielt denselben Effekt auf anderem Weg: Es berücksichtigt bereits beim technischen Potenzial nur Flächen mit einer Sonneneinstrahlung über 1000 kWh/m²a (Eignungsklassen 3 bis 5). Beide Studien beziehen damit wirtschaftliche Überlegungen ein, setzen sie aber an unterschiedlicher Stelle im Berechnungsgang an.

Stufe 5: Dachbegrünung (–30 % auf Flachdächern)

Dachbegrünungen leisten einen wichtigen Beitrag zur Biodiversität und zum städtischen Mikroklima. Meteotest & NET (2020, S. 20) nehmen für die Flachdachflächen pauschal einen Abzug von 30 % vor. Dieser Abzug bildet ab, dass bei einer lockeren Kombination von PV und extensiver Dachbegrünung die notwendige Aufständigung und die dadurch erforderlichen Reihenabstände die installierbare Modulfläche gegenüber einem konventionellen Kiesdach reduzieren.

Stufe 6: ISOS-A-Perimeter / Denkmalschutz (vollständiger Ausschluss)

Sämtliche Gebäude innerhalb der ISOS-Perimeter (Bundesinventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz von nationaler Bedeutung) mit Erhaltungsziel A werden vollständig vom nutzbaren Potenzial ausgeschlossen. Gemäss der Photovoltaikstrategie der Stadt Zürich (2025) verfügen rund 28 % des oberirdischen Gebäudebestands über einen Schutzstatus, wovon 20,4 % auf Kultur-/Naturdenkmäler von kantonaler/nationaler Bedeutung (inkl. ISOS A) entfallen (vgl. Anhang A-2). Der vollständige Ausschluss der ISOS-A-Perimeter stellt den restriktivsten der betrachteten Ansätze dar.

2.3.4 Reduktionsfaktoren: Aktualisierung 2026

Die Meteotest-Abzüge sind methodisch begründet und zum Zeitpunkt der Erstellung dem Stand der Technik angemessen. Seit 2020/2021 haben sich die technologischen und regulatorischen Rahmenbedingungen jedoch weiterentwickelt. econcept hat daher geprüft, welche der Abzüge sich aktualisieren lassen, und die Vorschläge im Rahmen des Freigabeprozesses mit der AG PV-Strategie diskutiert. Die vollständige Herleitung je Faktor und die Abwägung mit den Verwaltungsstellen sind in Anhang A-2.1 dokumentiert. Im Ergebnis werden zwei Aktualisierungen berücksichtigt, drei nicht:

- **Modulwirkungsgrad:** Die Anhebung von 17 % auf 20 % (sonnendach.ch seit 2022) wird für die noch nicht belegten Flächen übernommen. Sie ist kein Abzugsfaktor, sondern hebt die Ausgangsbasis auf rund 560 GWh/a².
- **ISOS-A und Denkmalschutz:** Der vollständige Ausschluss (–100 %) wird durch eine Teilöffnung von 15 % ersetzt (Abzug neu –85 %), im Einklang mit der geltenden Einzelfallpraxis. Netto-Zuschlag rund +15 GWh/a

² Die Wirkungsgradaktualisierung (Faktor 20/17) wird nur auf das Potenzial angewandt; die bereits installierten Anlagen bleiben mit ihrem gemessenen Ertrag berücksichtigt. Der Potenzialbereich versteht sich als Gesamtpotenzial einschliesslich bestehender Anlagen; für das verbleibende Ausbaupotenzial ist die installierte Leistung (Ende 2025 rund 79 GWh/a) abzuziehen.

- **Aufbauten und Konkurrenznutzung:** kein Zuschlag; der Abzug bleibt bei –40 %. Die bessere Nutzung von Restflächen durch flexible Modulgrößen wird durch die zunehmende Nutzungskonkurrenz auf Dächern aufgewogen.
- **Statik bei Flachdächern:** kein Zuschlag; der Abzug bleibt bei –35 %. Leichtbau-Montagesysteme sind verfügbar, doch massgeblich bleibt die Ballastierung.
- **Solargründächer:** kein Zuschlag; der Abzug bleibt bei –30 %. Der Abzug soll dem städtischen Leitfaden Solargründach entsprechen.

Damit wirken auf das erwartete Potenzial nur zwei Aufwertungen: die Wirkungsgradaktualisierung und die ISOS-A-Teilöffnung. Das daraus abgeleitete erwartete Potenzial wird im folgenden Abschnitt dargestellt.

2.4 Gesamtbetrachtung

2.4.1 Erwartetes Potenzial

Die Potenzialanalyse ergibt ein erwartetes Dachpotenzial von rund 570 GWh/a, das je nach Annahmen zwischen 560 und 575 GWh/a variiert. Die Untergrenze (rund 560 GWh/a) ergibt sich aus einer reinen Wirkungsgrad-Aktualisierung der Meteotest-Studie. Die Obergrenze (rund 575 GWh/a) berücksichtigt zusätzlich, dass ISOS-A-Flächen nicht pauschal ausgeschlossen, sondern gemäss geltender Praxis im Einzelfall geprüft werden.

2.4.2 Einordnung der politischen Ziele

Die folgende Gegenüberstellung ordnet die politischen Ausbauziele in Bezug zum ermittelten Potenzialbereich und zum realisierbaren Potenzial ein. Tabelle 3 zeigt die Gegenüberstellung.

Tabelle 3 Einordnung der Ausbauziele, des Potenzialbereichs und des realisierbaren Potenzials.

Ziel/Potenzial	GWh/a	Einordnung
Bereits installiert (Ende 2025)	~79	Ausgangspunkt; 99,7 MWp installierte Leistung (ewz – Elektrizitätswerk der Stadt Zürich, 2026)
Realisierbares Potenzial bis 2040 (Trendfortsetzung)	200–240	Lineare Fortschreibung der korrigierten Zubaudynamik ($\varnothing$ 9,2 bzw. 11,6 GWh/a) über 16 Jahre ab ewz-Ist-Stand. Ohne Beschleunigung des Ausbaus.
Ziel PV-Strategie 2040	500	Erfordert mehr als eine Verdoppelung der heutigen Zubaurate; hängt vom konsequenten Abbau der Hemmnisse ab.
Erwarteter Potenzialbereich	560–575	Technisch und regulatorisch erreichbar; Bandbreite ergibt sich aus Wirkungsgrad-Update für die unbelegten Flächen und ISOS-A-Teilöffnung. Ohne Berücksichtigung von Markthemmnissen. Umfasst auch die bereits belegten Dächer.
Ziel Volksinitiative «Solarstadt Zürich»	900	Übersteigt die obere Grenze des Dachpotenzials (575 GWh/a) um 325 GWh/a. Selbst mit Fassadenpotenzial (82 GWh/a. Meteotest) maximal 657 GWh/a erreichbar. Das realisierbare Potenzial bis 2040 (200–240 GWh/a) liegt um einen Faktor 4 darunter.

Tabelle 3 ordnet die fünf Werte hierarchisch von der heutigen Ist-Lage bis zum Initiativziel:

- Ausgangspunkt ist die Ende 2025 installierte Leistung von rund 79 GWh/a (99,7 MWp gemäss ewz).
- Bei unveränderter Zubaudynamik erreicht Zürich bis 2040 zwischen 200 und 240 GWh/a (vgl. Anhang A-2.4 zur Berechnung) – das realisierbare Potenzial der reinen Trendfortschreibung.
- Das Ziel der PV-Strategie 2040 liegt mit 500 GWh/a deutlich darüber. Zwischen Trendpfad und Strategieziel klafft eine Lücke von rund 260–300 GWh/a, die nur durch mehr als eine Verdoppelung der heutigen Zubaurate geschlossen werden kann.
- Der erwartete Potenzialbereich von 560–575 GWh/a beschreibt das technisch und regulatorisch Erreichbare, ohne Berücksichtigung von Markthemmnissen. Das Strategieziel liegt leicht unterhalb dieses Bereichs und ist grundsätzlich realisierbar.
- Das Ziel der Volksinitiative «Solarstadt Zürich» (900 GWh/a) übersteigt selbst die Obergrenze des Dachpotenzials um 325 GWh/a. Auch unter Einbezug des Fassadenpotenzials (82 GWh/a, Meteotest) sind maximal rund 657 GWh/a erreichbar. Die Initiative stützt sich auf das BFE-Potenzial von 1 575 GWh/a, das die unter Zürcher Bedingungen nutzbaren Werte – nach Abzug von Statik, Dachbegrünung und Denkmalschutz – stark überschätzt. Das Initiativziel lässt sich auf Basis der vorliegenden Analyse nicht begründen.

Welche Hindernisse den Ausbau hemmen ist Gegenstand von Kapitel 4; welche Massnahmen die Hindernisse adressieren können, wird in Kapitel 5 beschrieben. Das Kapitel 6 fasst die zentralen Befunde zusammen, macht Empfehlungen für das weitere Vorgehen und benennt offene, für die Zielerreichung relevante Themen.

3 PV-Nutzung in Zürich und im Städtevergleich

Die vorangegangene Potenzialanalyse beschreibt, was in Zürich langfristig erreichbar wäre. Dieses Kapitel ordnet ein, wo Zürich heute steht – und wie die Stadt im Vergleich mit anderen Schweizer Städten abschneidet.

Der Vergleich stützt sich auf vier normierte Kennzahlen, die Grössen- und Strukturunterschiede zwischen den Städten so gut wie möglich ausgleichen:

- *Solarpotenzial pro Einwohner:in*: Verfügbares Sonnendach-Potenzial pro Person nach Sonnendach-Methodik.
- *v (Nutzungsziffer)*: Anteil des technischen PV-Dachpotenzials, der bereits durch installierte Anlagen ausgeschöpft wird.
- *z_{rel} (Zubaurate relativ zum Potenzial)*: Anteil des PV-Potenzials, der innerhalb eines Jahres zusätzlich erschlossen wird.
- *z_{EW} (Zubau pro Einwohner:in)*: Jährlich neu installierte PV-Leistung pro Person.

Dabei werden als Datengrundlagen das technische PV-Dachpotenzial gemäss BFE Sonnendach.ch (Ausgabe 2025, Eignungsklassen $\geq$ «gut», Belegungsfaktor 70 %) und die installierte PV-Leistung vom Energie Reporter (EnergieSchweiz und geoimpact AG, 2026) verwendet. Der Vergleich umfasst die sechs Städte Zürich, Bern, Winterthur, Basel, Lausanne und Genf sowie den gesamtschweizerischen Durchschnitt als Referenz. Die vollständige Dokumentation der Datengrundlagen und Berechnungsmethodik findet sich in Anhang A-2.

Für die korrekte Interpretation der nachfolgenden Kennzahlen sind zwei zentrale methodische Sachverhalte vorzuschicken:

- 1 **Sonnendach.ch überschätzt das tatsächlich realisierbare Potenzial in dicht bebauten Städten systematisch.** Die standardisierten Annahmen des BFE bilden suburbane und ländliche Verhältnisse deutlich besser ab als urbane Kernstädte. In Zürich reduzieren die stadtspezifischen Abzüge das tatsächlich nutzbare Flachdachpotenzial um 73 % gegenüber dem BFE-Wert. Dies weist darauf hin, dass die Nutzungsziffern aller dicht bebauten Städte systematisch zu tief ausfallen. Dieser Effekt ist umso stärker, je dichter die Bebauung und je höher der Anteil geschützter Gebäude. Als angemessener Vergleichsmassstab dienen daher strukturell ähnliche Kernstädte (Basel, Bern, Lausanne, Genf); Winterthur wird aufgrund seiner abweichenden Siedlungsstruktur separat eingeordnet (vgl. Kapitel 3.2).

Ein zweiter methodischer Sachverhalt betrifft die installierte Leistung. Sie stammt für den Städtevergleich für alle Städte einheitlich aus dem Energie Reporter, der auf der Pronovo-Anlagendatenbank beruht. Ein Abgleich mit dem eigenen Monitoring der Vergleichsstädte zeigt, dass der **Energie Reporter die tatsächlich installierte Leistung bei Grossstädten untererfasst** – bei vier von fünf Städten um 17 bis 24 % (siehe Tabelle 4).

Tabelle 4 Installierte PV-Leistung per Ende 2025 – Energie Reporter im Vergleich zum eigenen Monitoring der Städte. Quelle: Energie-Reporter, Aussagen der Energiebeauftragten der Städte.

Installierte Leistung per Ende 2025	Energie Reporter	Eigenes Monitoring	Abweichung
Zürich	83,5 MWp	99,7 MWp	+ 19,4 %
Winterthur	67,3 MWp	63,0 MWp	- 6,4 %
Basel	50,7 MWp	59,2 MWp	+ 16,8 %
Bern	38,4 MWp	47,5 MWp	+ 23,7 %
Lausanne	27,9 MWp	33,1 MWp	+ 18,6 %
Genf	15,3 MWp	-	-

Bevor die normierten Kennzahlen im Detail dargestellt werden, gibt Abbildung 4 einen Überblick über die absolut installierte PV-Leistung in den sechs Vergleichsstädten per Ende 2025 mit Daten aus dem Energie Reporter. Die Absolutwerte sind aufgrund der unterschiedlichen Stadtgrössen nicht direkt vergleichbar, ordnen aber die Grössenordnung des bisherigen Ausbaus ein.

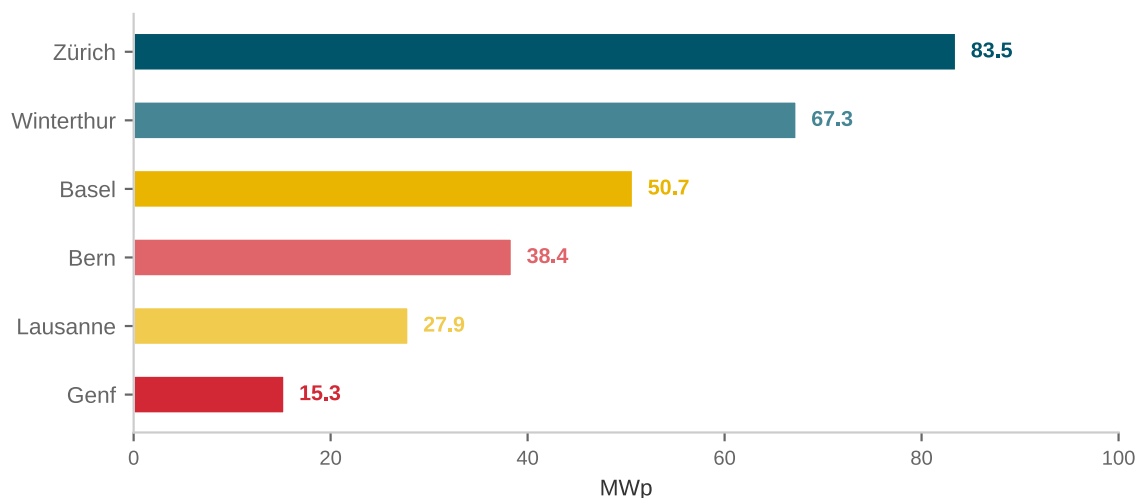


Abbildung 4 Installierte PV-Leistung per Ende 2025 (MWp) von verschiedenen Schweizer Städten. Quelle: Energie Reporter (geoimpact/EnergieSchweiz), Datenstand Februar 2026.

Zürich verfügt gemäss Energie Reporter mit rund 83,5 MWp über die mit Abstand grösste installierte PV-Leistung der Vergleichsstädte. Winterthur folgt mit 67,3 MWp. Basel (50,7 MWp), Bern (38,4 MWp), Lausanne (27,9 MWp) und Genf (15,3 MWp) liegen deutlich darunter. Die Absolutwerte allein lassen jedoch keine Aussage über den Ausschöpfungsgrad zu – erst die Normierung auf das verfügbare Potenzial und die Bevölkerung ermöglicht einen fairen Vergleich.

Abweichungen zwischen Energie Reporter und eigenem Monitoring der Städte

Drei Ursachen erklären die Untererfassung der tatsächlichen Leistung im Energie Reporter:

- Registrierungsverzug bei Pronovo: Neu installierte Anlagen erscheinen erst mit Verzögerung in der Pronovo-Datenbank. Der Effekt betrifft alle Städte gleichgerichtet und wirkt vor allem auf das jüngste Berichtsjahr.
- Anlagen ausserhalb der Pronovo-Förderung: Anlagen, die über ein städtisches Programm statt über die eidgenössische Einmalvergütung finanziert werden, sind in Pronovo nicht erfasst. Dieser Effekt hängt von der Förderpraxis der jeweiligen Stadt ab.
- Anlagen ohne Bundesförderung: Ältere Anlagen, die wegen Wartelisten bei KEV und EIV vor 2018 keine Bundesförderung erhielten, fehlen in der Pronovo-Datenbank ebenfalls.

Weil die Untererfassung bei den vier betroffenen Städten gleichgerichtet und ähnlich gross ist, bleibt die relative Positionierung im Vergleich robust; die absoluten Kennzahlen sind jedoch als Untergrenze zu verstehen.

Eine Ausnahme bildet Winterthur: Hier liegt das eigene Monitoring 6,4 % unter dem Energie Reporter. Diese Abweichung lässt sich mit den drei genannten Ursachen nicht erklären und ist derzeit offen; sie ist bei der Interpretation der Winterthurer Kennzahlen zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 3.2). Der Energie Reporter bleibt die geeignete Vergleichsgrundlage, weil er alle Städte nach identischer Methodik erfasst. Wo die Monitoring-Werte für die Interpretation einzelner Städte relevant ist, werden sie im Text ausgewiesen.

3.1 Kennzahlenvergleich

3.1.1 Solarpotenzial pro Einwohner:in und Strukturvergleich

Das Sonnendach-Potenzial pro Einwohner:in zeigt, wie viel technisch nutzbares PV-Leistungspotenzial einer Stadt pro Person zur Verfügung steht. Abbildung 5 zeigt den Vergleich der sechs Städte. Bern und Winterthur weisen mit rund 4,3 kWp pro Person das höchste Potenzial pro Einwohner:in auf – gut 50 % mehr als Zürich (2,84 kWp) und doppelt so viel wie Genf (2,10 kWp). Dieses Muster hängt unter anderem mit der städtebaulichen Struktur zusammen: In Städten mit einem höheren Anteil an niedriggeschossiger Bebauung und Ein- und Zweifamilienhäusern oder hohem Anteil an Nichtwohngebäude fällt das Sonnendach-Potenzial pro Person tendenziell höher aus, weil mehr geeignetes Dachpotenzial auf weniger Personen entfällt.

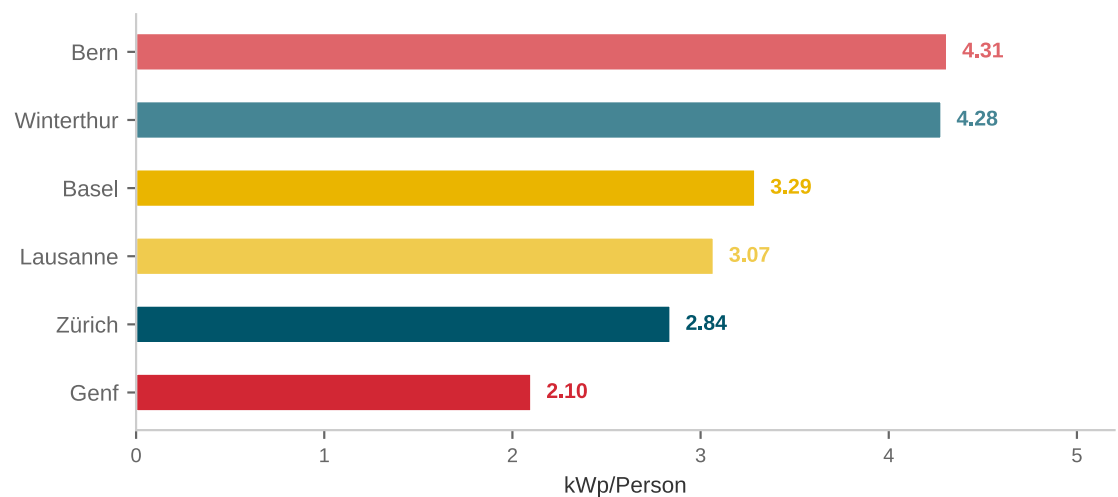


Abbildung 5 Solarpotenzial pro Einwohner:in im Städtevergleich (kWp/Person). Quellen: BFE Sonnendach.ch 2025; BFS STATPOP 2023. Zur Einordnung: Wenn für Zürich das Meteotest-Potenzial pro Einwohner:in heruntergerechnet wird, ergibt sich ein Wert von 1,22 kWp pro EW.

Um diese Unterschiede besser einzuordnen, vergleichen wir Zürich mit Basel als strukturell ähnlicher Kernstadt und mit Winterthur als zweitgrösste Stadt im gleichen Kanton mit ähnlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen – siehe Abbildung 6.

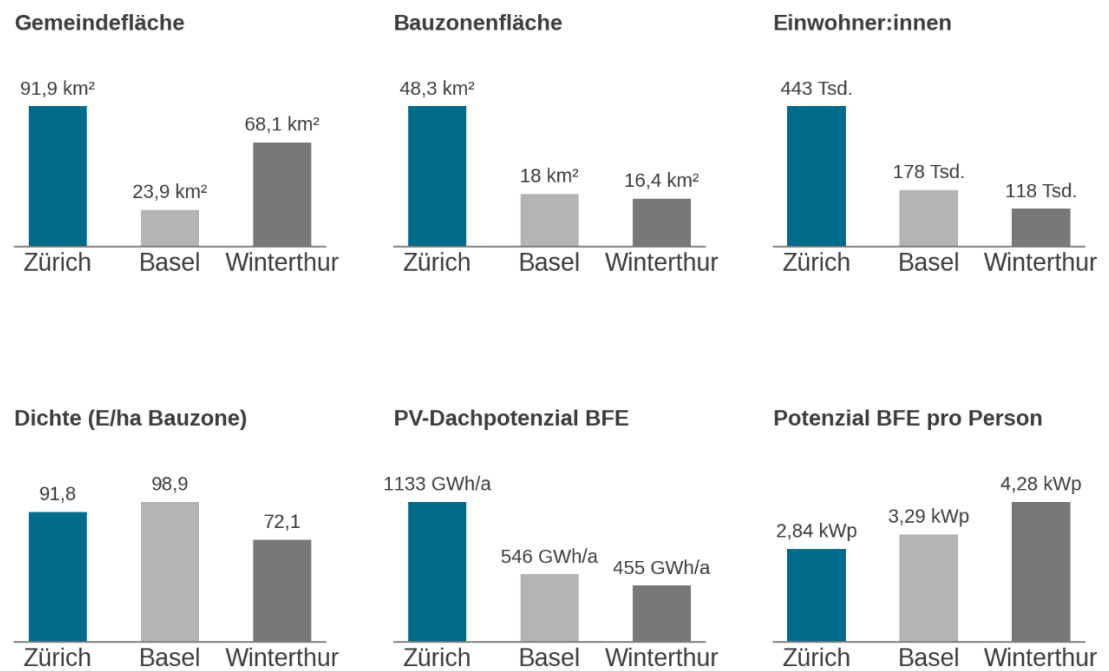


Abbildung 6 Strukturvergleich Zürich – Stadt Basel (Einwohnergemeinde, BFS 2701) – Winterthur. Dichte = Einwohner:innen pro Hektar Bauzonenfläche; PV-Dachpotenzial nach BFE-Methodik. Quellen: Bundesamt für Statistik BFS, 2024a; Bundesamt für Raumentwicklung ARE, 2023; Bundesamt für Energie BFE, 2025; eigene Berechnung.

Ein direkter Vergleich der Nutzungsziffern zwischen strukturell unterschiedlichen Städten ist daher nicht angezeigt.

3.1.2 Nutzungsziffer

Die Nutzungsziffer v beschreibt den Anteil des technischen PV-Dachpotenzials, der durch bereits installierte Anlagen ausgeschöpft wird:

$$v = \text{Installierte PV-Leistung} / \text{PV-Potenzial Sonnendach (Leistung)}$$

Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der Nutzungsziffer für die sechs Vergleichsstädte und den Schweizer Durchschnitt im Zeitraum 2021–2025. Die Nutzungsziffer ist in allen Städten gestiegen, allerdings in sehr unterschiedlichem Tempo. Das rechte Teildiagramm ordnet den Stand Ende 2025 im direkten Vergleich ein. Bei der Interpretation ist zu beachten, dass alle Nutzungsziffern auf dem BFE-Potenzial basieren, das – wie in Kapitel 2.3.2 dargelegt – insbesondere in dicht bebauten Kernstädten das realisierbare Potenzial systematisch überzeichnet. Die ausgewiesenen Werte sind daher als konservative Untergrenze der tatsächlichen relativen Ausschöpfung zu lesen.

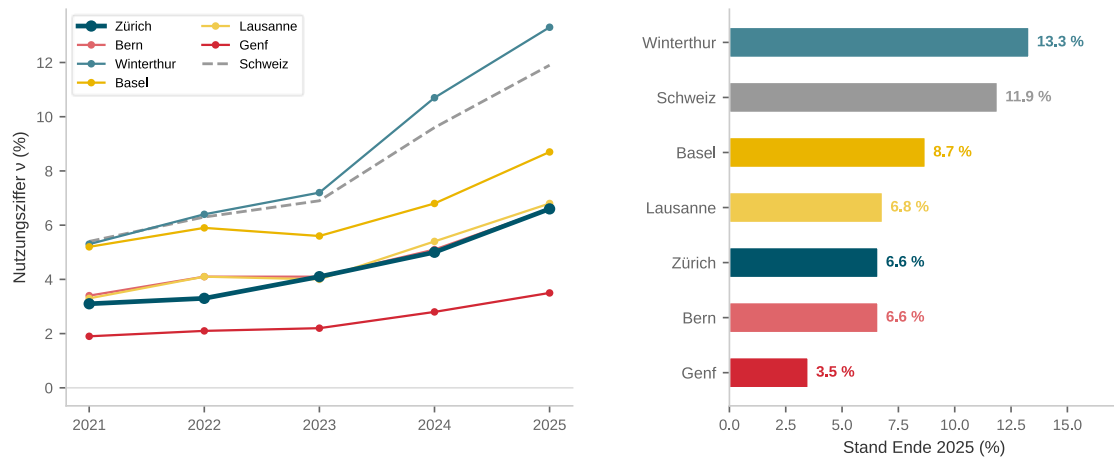


Abbildung 7 Nutzungsziffer v im Zeitverlauf 2021–2025 (links) und Stand Ende 2025 im Städtevergleich (rechts). Die gestrichelte Linie zeigt den Schweizer Durchschnitt als Referenz. Quellen: Energie Reporter (geoimpact/EnergieSchweiz), Datenstand Februar 2026; BFE Sonnendach.ch 2025.

Zürich nutzt Ende 2025 rund 6,6 % seines technischen PV-Dachpotenzials gemäss Sonnendach.ch – exakt gleich viel wie Bern. Im Vergleich der fünf Grossstädte (ohne Winterthur) rangieren Zürich und Bern damit im Mittelfeld, hinter Basel (8,7 %) und Lausanne (6,8 %) und vor Genf (3,5 %). Winterthur erreicht mit 13,3 % einen auffällig hohen Wert – die Einordnung dieses Befunds erfolgt in Kapitel 3.2.

Zürich hat seine Nutzungsziffer zwischen 2021 und 2025 von 3,1 % auf 6,6 % mehr als verdoppelt. Das Wachstum war allerdings nicht ausreichend, um den Rückstand auf den nationalen Durchschnitt zu verkürzen – dieser ist im gleichen Zeitraum von 5,4 % auf 11,9 % gestiegen. Der Abstand hat sich absolut vergrößert: von 2,3 Prozentpunkten (2021) auf 5,3 Prozentpunkte (2025). Dieses Auseinanderdriften ist jedoch zu einem erheblichen Teil strukturell bedingt: Der Schweizer Durchschnitt wird massgeblich durch ländliche und vorstädtische Gemeinden geprägt, in denen die Sonnendach-Potenziale näher an der Realisierbarkeit liegen und Investitionsentscheide einfacher gefällt werden können.

3.1.3 Jährlicher Zubau relativ zum Potenzial

Die Zubaurate z_{rel} misst, welcher Anteil des PV-Potenzials innerhalb eines Jahres zusätzlich realisiert wird:

$$z_{rel} = \Delta PV_Jahr (Leistung) / PV\text{-}Potenzial \text{ Sonnendach (Leistung)}$$

Während die Nutzungsziffer einen kumulierten Bestand abbildet, zeigt die Zubaurate die jährliche Ausbaudynamik. Eine Stadt mit hoher Nutzungsziffer, aber sinkender Zubaurate, verliert an Tempo. Abbildung 8 zeigt den Zeitverlauf für 2022–2025 sowie die Durchschnittswerte im Städtevergleich.

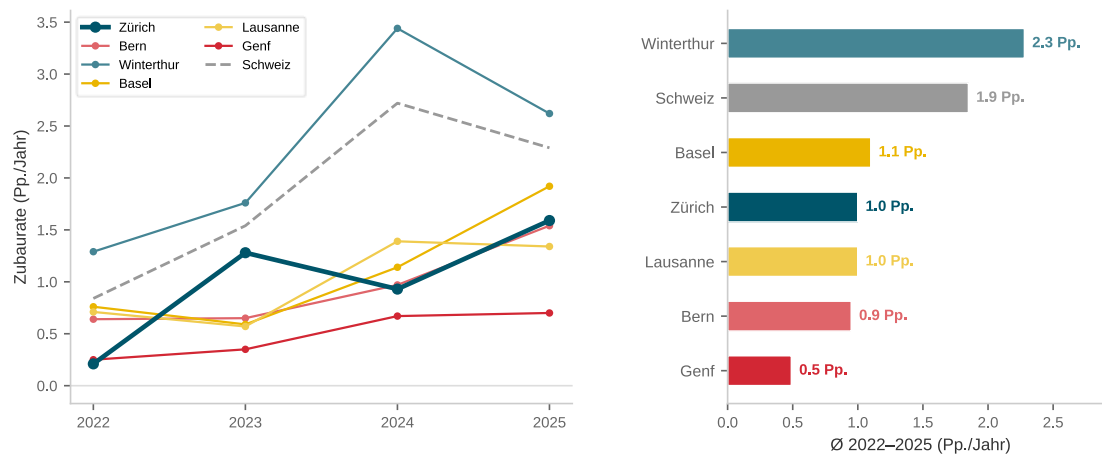


Abbildung 8 Jährlicher Zubau relativ zum Potenzial (z_{rel}) im Zeitverlauf 2022–2025 (links) und Durchschnitt 2022–2025 (rechts). Quellen: Energie Reporter (geoimpact/EnergieSchweiz), Datenstand Februar 2026; BFE Sonnendach.ch 2025.

Im Durchschnitt der Jahre 2022–2025 hat Zürich jährlich 1,0 Prozentpunkte seines BFE-Potenzials zusätzlich erschlossen. Bern liegt mit 0,9 Prozentpunkten leicht darunter. Basel (1,1 Pp.) baut etwas schneller zu, Lausanne (1,0 Pp.) liegt auf vergleichbarem Niveau. Die vier Kernstädte bewegen sich damit in einer engen Bandbreite zwischen 0,9 und 1,1 Prozentpunkten pro Jahr. Winterthur (2,3 Pp.) und der gesamtschweizerische Durchschnitt (1,9 Pp.) liegen deutlich darüber.

Der Zeitverlauf zeigt bei allen Grossstädten eine markante Beschleunigung ab 2024. Zürich verzeichnete 2022 mit 0,2 Prozentpunkten einen ausserordentlich tiefen Wert und hat sich seither deutlich gesteigert. Das Jahr 2025 markiert mit 1,6 Prozentpunkten den bisherigen Höchstwert. Basel zeigt ein ähnliches Muster mit einer starken Beschleunigung ab 2024.

3.1.4 Jährlicher Zubau pro Einwohner:in

Der Zubau pro Einwohner:in z_{EW} setzt die jährlich neu installierte PV-Leistung ins Verhältnis zur Bevölkerung:

$$z_{EW} = \Delta PV_Jahr (Leistung) / Einwohnerzahl$$

Diese Kennzahl ermöglicht einen grössenbereinigten Vergleich der Ausbaudynamik. Abbildung 9 zeigt den Zeitverlauf sowie die Durchschnittswerte im Städtevergleich. Der besonders grosse Abstand zum nationalen Durchschnitt spiegelt das geringere Potenzial pro Person in dicht bebauten Städten wider.

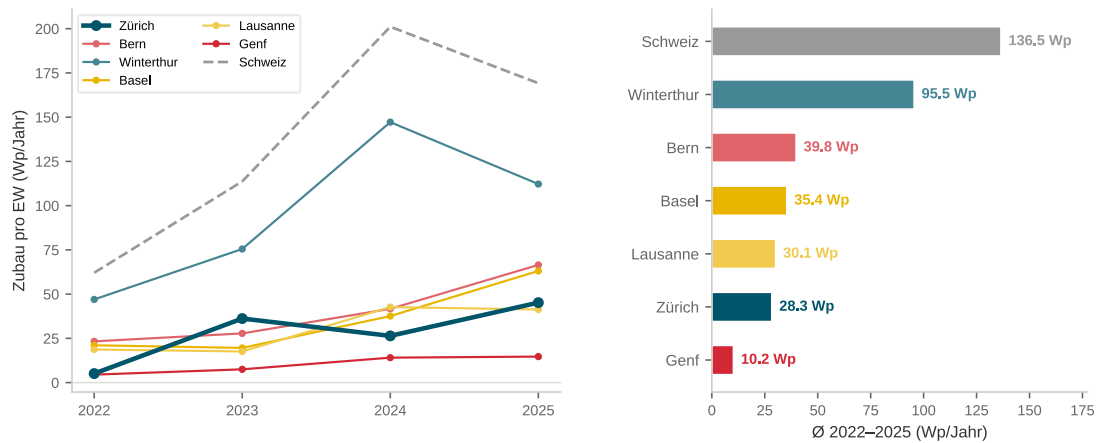


Abbildung 9 Jährlicher Zubau pro Einwohner:in (z_EW) im Zeitverlauf 2022–2025 (links) und Durchschnitt 2022–2025 (rechts). Quellen: Energie Reporter (geoimpact/EnergieSchweiz), Datenstand Februar 2026; BFS STATPOP 2023.

Zürich installiert pro Einwohner:in durchschnittlich 28,3 Wp pro Jahr. Im Vergleich der Grossstädte (ohne Winterthur) liegt Zürich damit hinter Bern (39,8 Wp), Basel (35,3 Wp) und Lausanne (30,1 Wp). Nur Genf (10,2 Wp) baut langsamer zu. Bern sticht hervor: Obwohl die Nutzungsziffer identisch mit Zürich ist, liegt der Pro-Kopf-Zubau um gut 40 % höher. Dies spiegelt die jüngere Beschleunigung des Berner Ausbaus wider, die insbesondere 2025 mit 66,5 Wp einen deutlichen Wert erreicht.

Der Abstand zum nationalen Durchschnitt (136,5 Wp) ist beim Zubau pro Einwohner:in am deutlichsten. Neben der grundsätzlichen Verzerrung durch die Sonnendach-Methodik spiegelt dies die dichtere Bebauung und das geringere Potenzial pro Person wider, die Kernstädte strukturell von ländlichen Gebieten unterscheiden.

3.2 Einordnung Winterthur

Winterthur weist bei allen vier Kennzahlen mehr als das Doppelte des Kernstadt-Durchschnitts auf und sticht damit als klarer Ausreisser aus dem Vergleich hervor. Da beide Städte denselben kantonalen Rahmenbedingungen unterliegen, lässt sich der Unterschied nicht auf kantonale Politikdifferenzen zurückführen. Die strukturellen Unterschiede liefern eine plausible und quantitativ belegte Erklärung für einen wesentlichen Teil des Abstands. Hinweise auf einen klaren institutionellen Vorsprung Winterthurs fehlen.

3.2.1 Strukturelle Erklärungsfaktoren

Die folgende Tabelle belegt die strukturellen Unterschiede quantitativ.

Tabelle 5 Strukturkennzahlen Winterthur – Zürich im Vergleich.

Kennzahl	Winterthur	Zürich	Quelle/Datenstand
Gebäudetyp und Entscheidungsstruktur			
Anteil Wohngebäude am Gesamtbestand ³	~75 %	64 %	(Statistik Stadt Zürich, 2024); Schätzung aus EFH-Anteil für WI (BFS GWS 2024)
EFH-Anteil an Wohngebäudebestand	51 %	25 %	Bundesamt für Statistik BFS, 2024
Siedlungsdichte			
Nutzungsdichte Bauzone (EW pro ha)	72	92	Bundesamt für Raumentwicklung ARE, 2023
Nutzungsdichte Bauzone (EW + Beschäftigte) pro ha	113	224	Bundesamt für Raumentwicklung ARE, 2023
Bauzonenanteil an Gemeindefläche	24 %	55 %	Bundesamt für Raumentwicklung ARE, 2023
Dachgeometrie			
Anteil Dachflächen ≥ 100 m²	26 %	8 %	Stadtentwicklung Zürich, 2025
Regulatorische Hemmnisse			
Gebäude in Ortsbildern oder mit Schutzstatus (Anteil oberirdischer Gebäudebestand)	no data	28 %	PV-Strategie 2025 Stadt Zürich

Die Tabelle zeigt, dass sich Winterthur und Zürich in allen vier dokumentierten Faktorgruppen strukturell unterscheiden. Für den PV-Ausbau sind insbesondere zwei davon direkt relevant:

- **Entscheidungsstrukturen:** Bei Einfamilienhäusern werden PV-Investitionen typischerweise von einzelnen Eigentümer:innen getroffen. Bei Mehrfamilienhäusern hängt die Entscheidungsstruktur von der Eigentumsform ab: Im Stockwerkeigentum (STWE) müssen alle Miteigentümer:innen koordiniert werden; Liegenschaften in Alleineigentum, ob institutionell, genossenschaftlich oder privat, folgen einer anderen, oft geschäftlicheren Investitionslogik. In beiden Konstellationen sind die Entscheidungswege komplexer als beim Einfamilienhaus. Schweizweit gehören 75 % der Einfamilienhäuser natürlichen Personen, gegenüber 55 % bei Mehrfamilienhäusern (BFS GWS). In Zürich befanden sich rund 38 % der Wohnungen im Eigentum natürlicher Personen, 28 % im Eigentum privater Gesellschaften und 18 % bei Wohnbaugenossenschaften (Statistik Stadt Zürich, ~2023). Eine ETH-Studie legt nahe, dass einfachere

³ «Wohngebäude gesamt» Winterthur: Schätzung auf Basis der bekannten EFH-Zahl (8 252) und des EFH-Anteils an Wohngebäuden (51,3 %): 8 252 / 0,513 ≈ 16 090. Der Anteil am Gesamtgebäudepark (~75 %) setzt eine ähnliche Gesamtgebäudezahl wie Zürich voraus – ohne Winterthurer Nichtwohngebäudezahl ist dieser Anteil nicht verifizierbar. «Nichtwohngebäude» ZH: Dienstleistungs-, Verwaltungs-, Bildungs-, Gesundheits- und Industriebauten sowie Parkhäuser (BAU506OD5061, entspricht in etwa GKAT 1060 des GWR).

Entscheidungsstrukturen die PV-Quote erhöhen: Bei alleiniger Entscheidungskompetenz liegt sie bei 67 %, bei mehreren Entscheidungsträger:innen (insbesondere STWE) bei nur 40 % (Schoch und Bernauer, 2025).

- **Günstige Dachgeometrie:** Rund 26 % der Dachbereiche in Winterthur sind grösser als 100 m², gegenüber lediglich 8 % in Zürich. Einfamilienhäuser stellen die gesamte Dachfläche einer einzigen Wohneinheit zur Verfügung; bei Mehrfamilienhäusern teilen sich viele Wohneinheiten ein Dach. Grosse, zusammenhängende Dachflächen ermöglichen wirtschaftlichere PV-Anlagen als das kleinteilige Dachbild urbaner Kernstädte. Neben Wohngebäuden sind auch Nichtwohngebäude (Gewerbe-, Industrie-, Verwaltungs- und Bildungsbauten) ein relevantes PV-Segment. Sie weisen häufig grosse, zusammenhängende Flachdachflächen auf und unterliegen oft weniger komplexen Eigentümerstrukturen als Mehrfamilienhäuser. In der Stadt Zürich sind 64 % aller Gebäude Wohngebäude; die verbleibenden 36 % entfallen auf Nichtwohngebäude (Statistik Stadt Zürich 2024). Für Winterthur liegt eine entsprechende Auswertung nicht vor, der Anteil Wohngebäude am Gesamtbestand wird auf circa 75 % geschätzt. Qualitativ ist festzuhalten, dass Winterthur eine ausgeprägte Industriegeschichte mit grossen Arealen von Sulzer, Rieter und Bühler aufweist, die auch nach der Umnutzung viele Gewerbe- und Industriegebäude mit PV-geeigneten Flachdächern umfassen.

Das höhere BFE-Sonnendach-Potenzial pro Person in Winterthur (4,28 kWp/EW gegenüber 2,84 kWp/EW in Zürich) erklärt den PV-Unterschied zwischen den beiden Städten nicht. Es spiegelt vielmehr wider, dass die BFE-Standardannahmen in EFH-geprägten Gebieten realistischer greifen: Die für dicht bebaute Kernstädte typischen Abzüge für Statik, Dachbegrünung und ISOS sind im Modell nicht berücksichtigt, was das ausgewiesene Potenzial in Zürich systematisch überzeichnet.

3.2.2 Institutioneller Vergleich (Beratung, Förderung, Verfahren)

Neben den strukturellen Faktoren stellt sich die Frage, ob institutionelle Unterschiede in Beratung, Förderung und Verfahren zur höheren Winterthurer Nutzungsziffer beitragen. Die Analyse zeigt keinen klaren institutionellen Vorsprung Winterthurs.

Beratung

Beide Städte bieten eine kostenlose Erstberatung an, und PV ist in beiden in die allgemeine Energieberatung integriert (z. B. im Kontext von Heizungsersatz, Gebäudesanierung). Winterthur ergänzt dies durch aktivierende Formate wie die vergangene SolarAction-Kampagne und Veranstaltungen; Zürich legt den Fokus stärker auf die Unterstützung komplexer Projekte, z. B. bei Schutzobjekten.

Förderung

Winterthur setzt auf einfache, pauschale Instrumente (z. B. 50 %-Top-up auf die Einmalvergütung des Bundes). Zürich hat ein differenziertes Fördersystem etabliert, das gezielt urbane Zusatzkosten adressiert, z. B. für statische Ertüchtigung, Asbestsanierung, Dachbegrünung oder denkmalpflegerische Abklärungen. Bei der Einspeisevergütung verwendet

Zürich einen einheitlichen, stabilen Tarif; Winterthur lässt zwischen einem vergleichbaren Vertragsmodell und einem marktorientierten Referenzmodell wählen.

Bewilligungsverfahren

Die Bewilligungsverfahren sind kantonal vorgegeben und in beiden Städten im Grundsatz identisch (Meldeverfahren mit 30-tägiger Frist; Bewilligungspflicht z. B. bei Schutzobjekten oder in Kernzonen).

Erkenntnisse aus dem Gespräch mit dem Stadtwerk Winterthur (24.04.2026):

- PV ist fest in bestehende Beratungsangebote integriert und wird von Eigentümer:innen aktiv nachgefragt.
- Die Angebote verbinden Beratung mit gezielter Aktivierung (z. B. Kampagnen und Veranstaltungen) und unterstützen niederschwellige Umsetzungsmodelle (insbesondere Eigenverbrauchsgemeinschaften), was insbesondere in Mehrfamilienhäusern zusätzliche Projekte ermöglichen kann.
- Förderinstrumente werden gut angenommen und gelten als verständlich und niederschwellig.
- Gleichzeitig fehlen systematische Auswertungen zur Wirkung von Beratung, Aktivierung und Förderung auf Investitionsentscheid und Anlagengrösse.
- Bewilligungsverfahren funktionieren aus Sicht der Praxis überwiegend gut; Einschränkungen ergeben sich primär bei Schutzobjekten.

Insgesamt sind die institutionellen Unterschiede in ihrer Richtung nicht eindeutig: Zürich hat in einzelnen Bereichen, etwa Fördertiefe und Komplexunterstützung, möglicherweise sogar aufwändigere Instrumente als Winterthur. Eine kausale Zuordnung der höheren Nutzungsziffer zu institutionellen Faktoren ist auf dieser Grundlage nicht möglich. Die strukturellen Unterschiede bleiben die plausibelste Erklärung für einen wesentlichen Teil des Abstands.

3.3 Regulatorischer Vergleich Zürich – Basel

Beide Kantone befinden sich in einem parallelen Gesetzgebungsprozess, der die regulatorischen Rahmenbedingungen für den PV-Ausbau erheblich verändern wird. Basel hat mit der «Solaroffensive» (Ratschlag vom 25. Juni 2025, an den Grossen Rat überwiesen) und Zürich mit der Teilrevision des Energiegesetzes (Regierungsratsbeschluss Nr. 650/2024, in Beratung bei der KEVU) vergleichbare Instrumente vorgeschlagen. Tabelle 6 stellt den geltenden Rechtsstand und die geplanten Anpassungen gegenüber.

Tabelle 6 Gegenüberstellung der regulatorischen Vorgaben in Basel und Zürich (geltendes Recht und Vorlagen in Beratung).

Massnahme	Basel	Basel Vorlage ⁴	Zürich	Zürich Vorlage ⁵
PV-Pflicht Neubau	10 W/m ² EBF	30 W/m ² EBF	10 W/m ² EBF	30 W/m ² EBF
PV-Pflicht Bestand	Nein	Ja, Übergangsfrist 15 Jahre, ab 100 m ² Dachfläche	Nein	Ja, bei Dachsanierung, ab 300 m ² Dachfläche
Ersatzabgabe bei Nichterfüllung	–	Ja, Fr. 1 500/kW in zehn Raten	–	Nein (nicht vorgesehen)
ISOS/Denkmal-schutz	Einzelfallprüfung	Dachflächenkataster; PV-Verbot in historischen Ortskernen wird aufgehoben	Einzelfallprüfung (AfS)	PV-Pflicht gilt grundsätzlich auch für Gebäude mit Schutzstatus; Ausnahmen sind von der Bewilligungsbehörde einzelfallweise zu begründen

Beide Vorlagen sind noch nicht geltendes Recht. Die Basler Solaroffensive liegt seit Juli 2025 beim Grossen Rat; die Zürcher Teilrevision wird in der Kommission für Energie, Verkehr und Umwelt (KEVU) beraten. Der Ausgang beider Verfahren ist offen. In drei Bereichen bestehen auch bei der Umsetzung beider Vorlagen relevante Unterschiede:

- 1 Auslöser und Geltungsbereich der Bestandspflicht unterscheiden sich grundlegend. In Zürich greift die Pflicht nur im Sanierungsfall, das heisst bei einer Dachsanierung; der Bestand wird damit nur im Takt der ohnehin anstehenden Sanierungen und über mehrere Jahrzehnte verteilt erschlossen. Basel sieht demgegenüber eine generelle Nachrüstpflicht vor: Alle geeigneten Dächer sind innerhalb einer Übergangsfrist von 15 Jahren mit PV auszurüsten, unabhängig von einer Sanierung
- 2 Basel setzt die Schwelle für die Bestandspflicht tiefer an (100 m² gegenüber 300 m² in Zürich) und erfasst damit deutlich mehr Gebäude.
- 3 Basel hat für die historischen Ortskerne ein Dachflächenkataster entwickelt, das Dachflächen in zwei Kategorien einteilt: Grün (denkmalpflegerisch nicht relevant, PV ohne besondere Auflagen bewilligungsfähig) und Orange (denkmalpflegerisch relevant, erhöhte Anforderungen oder Verweigerung möglich). Der Nutzen liegt darin, dass Eigentümer:innen bereits vor der Erarbeitung eines Baugesuchs feststellen können, auf welchen Teilflächen eine Solaranlage voraussichtlich bewilligt wird und wo mit erhöhten Anforderungen oder einer Verweigerung zu rechnen ist (Regierungsrat Basel-Stadt, 2025, S. 27).

⁴ Solaroffensive, Ratschlag an Grossen Rat

⁵ Teilrevision EnerG, KEVU-Vorlage

3.4 Gesamtbetrachtung

Der gesamtschweizerische Durchschnitt der Nutzungsziffern wird massgeblich durch ländliche und vorstädtische Gemeinden geprägt, in denen die Sonnendach-Annahmen deutlich besser greifen und Investitionsentscheide – typischerweise durch Einzeleigentümer:innen von Ein- und Zweifamilienhäusern – einfacher zu fällen sind. Als Vergleichsmassstab für eine dicht bebaute Kernstadt ist er daher ungeeignet. Die nachfolgende Gesamtbetrachtung verwendet deshalb ausschliesslich den Mittelwert der vier anderen Kernstädte (Bern, Basel, Lausanne, Genf) als Referenzgrösse. Winterthur wird aufgrund seiner suburbanen Struktur separat ausgewiesen. Abbildung 10 stellt die relative Positionierung Zürichs im Vergleich zu den Kernstädten und Winterthur visuell dar.

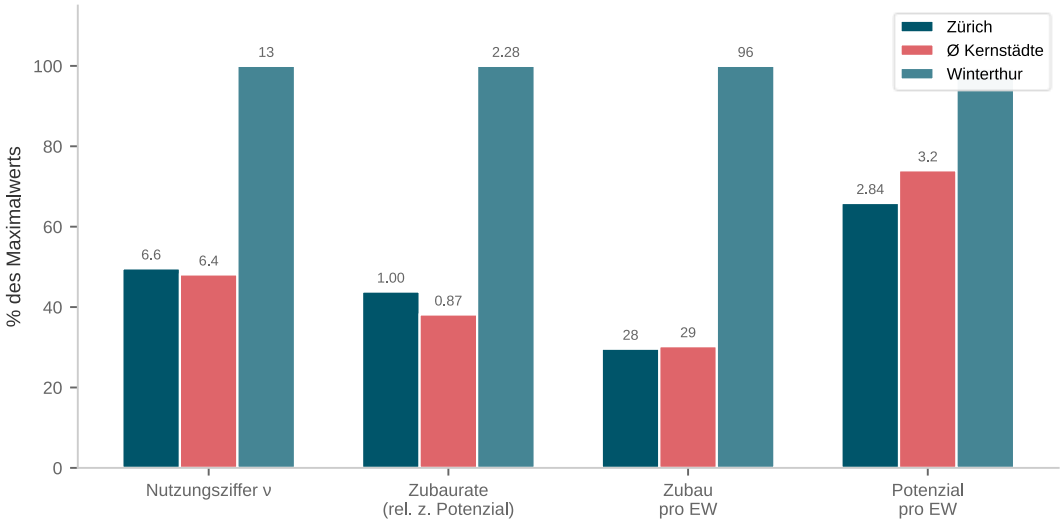


Abbildung 10 Relative Positionierung Zürichs im Kernstadt-Vergleich. Dargestellt als Anteil des jeweiligen Maximalwerts (Winterthur bzw. Bern). Quellen: Energie Reporter (geoimpact/EnergieSchweiz); BFE Sonnendach.ch 2025; BFS STATPOP 2023.

Die Gegenüberstellung in Tabelle 7 zeigt ein differenzierteres Bild als der häufig herangezogene Vergleich mit dem Landesdurchschnitt.

Tabelle 7 Zürich im Vergleich zu den anderen Grossstädten (Bern, Basel, Lausanne, Genf) – Übersicht aller Kennzahlen.

Kennzahl	Zürich	Ø Kernstädte	Winterthur	Schweiz
Solarpotenzial pro Einwohner:in	2,84 kWp	3,19 kWp	4,28 kWp	–
Nutzungsziffer v (Ende 2025)	6,6 %	6,4 %	13,3 %	11,9 %
Ø Zubau relativ zum Potenzial z_rel (2022–2025)	1,0 Pp./J.	0,9 Pp./J.	2,3 Pp./J.	1,9 Pp./J.
Ø Zubau pro Einwohner:in z_EW (2022–2025)	28,3 Wp/J.	28,9 Wp/J.	95,4 Wp/J.	136,5 Wp/J.

Drei Befunde verdienen besondere Beachtung.

- 1 Zürich liegt bei der **Nutzungsziffer** (6,6 %) leicht über dem Niveau des Kernstadt-Durchschnitts (6,4 %). Der oft zitierte «Rückstand» entsteht primär durch den Vergleich mit dem gesamtschweizerischen Mittel (11,9 %), der für Kernstädte aus methodischen Gründen irreführend ist. Im Einzelvergleich der Kernstädte liegt Zürich hinter Basel (8,7 %) und gleichauf mit Bern (6,6 %) und Lausanne (6,8 %). Nur Genf (3,5 %) schneidet deutlich schwächer ab.
- 2 Die **Zubaurate** als Mass für die aktuelle Ausbaudynamik zeigt einen leichten Vorsprung Zürichs: Mit 1,00 Prozentpunkten pro Jahr schneidet Zürich sogar leicht *besser* ab als der Kernstadt-Durchschnitt (0,9 Pp./J.). Basel führt mit 1,1 Prozentpunkten die Kernstädte an, gefolgt von Zürich und Lausanne (1,0 Pp.). Bern (0,9 Pp.) und insbesondere Genf (0,5 Pp.) liegen darunter. Die Ausbaudynamik in Zürich ist also im kernstädtischen Kontext nicht unterdurchschnittlich, sondern leicht überdurchschnittlich. Ein Befund, der bei alleiniger Betrachtung der Nutzungsziffer oder des Vergleichs mit dem Landesdurchschnitt verdeckt bleibt.
- 3 Das **Solarpotenzial pro Einwohner:in** erklärt einen wesentlichen Teil der verbleibenden Unterschiede. Zürich verfügt mit 2,8 kWp pro Person über das zweitniedrigste Sonnendach-Potenzial aller Vergleichsstädte. Im Grossstadtvergleich baut Zürich pro vorhandenem Potenzialpunkt etwa gleich schnell zu wie die Vergleichsstädte. Die tieferen absoluten Werte dürften daher zu einem wesentlichen Teil das geringere Potenzial pro Person widerspiegeln und weniger eine geringere Ausbaubereitschaft.

Zusammenfassend ergibt sich: Zürich nimmt im Vergleich mit strukturell ähnlichen Kernstädten eine durchschnittliche Position ein. Der vermeintliche «Rückstand» gegenüber dem Landesdurchschnitt ist zu einem wesentlichen Teil ein Artefakt der Sonnendach-Methodik: Der Nenner der Nutzungsziffer fällt für dicht bebaute Städte systematisch zu hoch aus. Würde man statt des BFE-Potenzials das hergeleitete erwartete Potenzial (560–575 GWh/a) als Massstab verwenden, läge Zürichs Nutzungsziffer entsprechend höher.

Gleichwohl besteht erheblicher Handlungsbedarf: Auch im Kernstadt-Vergleich liegt Zürich bei der Nutzungsziffer hinter Basel, und der Ausbaupfad reicht nicht, um die Ziele der PV-Strategie (500 GWh/a bis 2040) zu erreichen. Die identifizierten Hemmnisse, insbesondere geteilte Eigentümerstrukturen und regulatorische Komplexität, wirken in allen Kernstädten, dürften aber in Zürich aufgrund der Grösse und des hohen Anteils geschützter Gebäude besonders ausgeprägt sein. Die systematische Analyse dieser Hindernisse ist Gegenstand des nächsten Kapitels.

4 Hindernisse beim PV-Zubau

Kapitel 2 und 3 haben gezeigt, dass Zürichs PV-Ausbau im Vergleich mit strukturell ähnlichen Kernstädten durchschnittlich ist. Jedoch reicht der bisherige Zubau nicht, um die Ziele der PV-Strategie zu erreichen. Dieses Kapitel untersucht, welche Hindernisse den PV-Zubau in der Stadt Zürich bremsen.

Die Analyse stützt sich auf drei methodische Zugänge:

- Eine *Literaturanalyse* gibt einen Überblick über die in der Forschung und Fachliteratur identifizierten Hindernisse beim PV-Zubau, insbesondere im urbanen Raum (Abschnitt 4.1).
- Drei *moderierte Fokusgruppen* mit 1) Fachplaner:innen und Architekt:innen, 2) Eigentümer:innen und 3) Verwaltungsvertreter:innen dienen dazu, diese Erkenntnisse für den Stadtzürcher Kontext zu konkretisieren und ihre praktische Relevanz einzuordnen. Ergänzend fließen Erkenntnisse aus Gesprächen mit den PV-Spezialisten des ewz sowie dem Amt für Baubewilligungen (AfB) ein (Abschnitt 4.2).
- Eine *Priorisierung* gewichtet die für Zürich identifizierten Hindernisse nach Relevanz und Beeinflussbarkeit (Abschnitt 4.3).

4.1 Literaturanalyse: Hindernisse im urbanen PV-Zubau

Die Fachliteratur identifiziert eine Vielzahl von Faktoren, die den Zubau von PV hemmen können. Im urbanen Raum treten bestimmte Hindernisse besonders hervor. Dazu zählen die hohe bauliche Dichte, ein grosser Anteil an Bestandsbauten, komplexe Eigentums- und Entscheidungsstrukturen, erhöhte Anforderungen aus Denkmalpflege und Stadtbildschutz sowie aufwendige Planungs- und Bewilligungsverfahren. Ein hoher Mietwohnungsanteil kann die wirtschaftlichen Anreize zusätzlich beeinflussen (Bergner et al., 2020; Energiebeauftragte Stadt Zürich, 2025; Schoch und Bernauer, 2025; Stückelberger, 2024). Diese Merkmale sind in der Stadt Zürich als Kernstadt mit hoher baulicher Dichte besonders ausgeprägt.



Abbildung 11 Hindernisse für den Zubau von PV im urbanen Raum.

Die nachfolgende Literaturanalyse beschreibt diese Hindernisse zunächst allgemein. In Abschnitt 4.2 wird anhand der Fokusgruppen und ergänzenden Gespräche geprüft, welche dieser Faktoren im Stadtzürcher Kontext tatsächlich als besonders relevant wahrgenommen werden.

Die in der Literatur genannten Hindernisse lassen sich in technische und räumliche, wirtschaftliche, regulatorische, organisatorische sowie informationelle und soziale Faktoren gliedern. Abbildung 11 Hindernisse für den Zubau von PV im urbanen Raum. gibt einen Überblick über zentrale Hindernisse im urbanen Raum; Tabelle 8 fasst einzelnen Kategorien und ihre typische Wirkung zusammen.

Technische und räumliche Hindernisse ergeben sich vor allem aus den baulichen Gegebenheiten des Gebäudebestands. Alt- und Bestandsbauten weisen aufgrund ungünstiger Dachausrichtungen, komplexer Dachformen, statischer Einschränkungen, Verschattung und hoher baulicher Dichte begrenzte Integrationsmöglichkeiten für PV-Anlagen auf. Denkmalgeschützte oder inventarisierte Gebäude unterliegen zusätzlichen gestalterischen Anforderungen. Zudem steht die Nutzung von Dachflächen für PV-Anlagen in Konkurrenz zu anderen Ansprüchen wie Begrünung, Terrassen oder technischen Aufbauten.

Neben gebäudebezogenen Einschränkungen können mit wachsender Zahl installierter Anlagen auch lokale Kapazitätsgrenzen im Stromnetz relevant werden. Engpässe im Verteilnetz können die mögliche Einspeiseleistung begrenzen oder zusätzlichen technischen Ausbau notwendig machen, selbst wenn ein Gebäude grundsätzlich für eine PV-Anlage geeignet ist.

Wirtschaftliche Hindernisse zählen zu den zentralen Umsetzungsbarrieren. Hohe Investitionskosten, lange Amortisationszeiten sowie Unsicherheiten bezüglich Einspeisevergütungen wirken insbesondere bei kleineren Anlagen hemmend.

Im Mietwohnungsmarkt verstärkt die ungleiche Verteilung von Investitionskosten und Nutzen die Zurückhaltung: Eigentümer:innen tragen die Kosten, während Mieter:innen vom günstigeren Strom profitieren. Zusätzlich erhöhen Transaktions- und Nebenkosten für Abklärungen, Koordination und Bewilligungsverfahren die wirtschaftliche Hürde.

Regulatorische Hindernisse betreffen insbesondere komplexe und zeitintensive Bewilligungsverfahren. Geteilte Zuständigkeiten, Einzelfallbeurteilungen bei Gebäuden mit Schutzstatus sowie unterschiedliche Anforderungen auf verschiedenen Ebenen können Planungsprozesse verzögern. Zusätzlich können Einsprachen von Dritten in dicht bebauten Gebieten zu weiteren Verzögerungen oder Mehrkosten führen. Gleichzeitig konzentrieren sich viele verbindliche Vorgaben stärker auf Neubauten als auf den Gebäudebestand.

Organisatorische Hindernisse entstehen insbesondere bei kollektiven Entscheidungsstrukturen, etwa im Stockwerkeigentum. Der Abstimmungsbedarf zwischen Eigentümer:innen, Fachplanenden und Behörden erhöht den Koordinationsaufwand.

Informationelle und soziale Hindernisse betreffen die wahrgenommene Komplexität technischer und rechtlicher Anforderungen. Die Komplexität kann Entscheidungsprozesse

verzögern oder verhindern. Eine geringe Sichtbarkeit von Anlagen im dichten Stadtbild und ein begrenzter wahrgenommener Handlungsdruck können zudem soziale Lern- und Nachahmungseffekte schwächen.

Tabelle 8 Hindernisse im urbanen PV-Zubau nach Kategorie.

Kategorie	Zentrale Hindernisse	Typische Wirkung
<i>Technisch/räumliche</i>	Ungünstige Dachausrichtungen, komplexe Dachformen, Verschattung, statische Einschränkungen, Konkurrenz um Dachflächen, lokale Netzkapazitätsgrenzen	Reduzierte realisierbare Fläche, technische Anpassungen, Leistungsbegrenzungen
<i>Wirtschaftlich</i>	Hohe Investitionskosten, lange Amortisationszeiten, Abhängigkeit vom Eigenverbrauch, regulatorische Ertragsunsicherheit, ungleiche Verteilung von Kosten und Nutzen im Mietwohnungsmarkt	Projekte werden nicht initiiert, verkleinert oder aufgeschoben
<i>Regulatorisch</i>	Komplexe Bewilligungsverfahren, Einzelfallprüfungen, Einsprachen von Dritten, Fokus von Verpflichtungen auf Neubauten	Verzögerungen, Unsicherheit, höhere Transaktionskosten
<i>Organisatorisch</i>	Kollektive Entscheidungsstrukturen, Koordinationsaufwand	Verzögerte oder unterlassene Umsetzung
<i>Informationell/sozial</i>	Hohe wahrgenommene Komplexität, geringe Sichtbarkeit, schwache Nachahmungseffekte	Geringere Initiierung

Die Literatur zeigt damit ein breites Spektrum möglicher Hindernisse beim PV-Zubau, insbesondere im urbanen Raum. Welche davon im konkreten Kontext der Stadt Zürich relevant sind und wie stark sie in der Praxis wirken, untersucht der folgende Abschnitt anhand der Fokusgruppen und ergänzenden Gespräche.

4.2 Erkenntnisse aus den Fokusgruppen

Wir haben drei Fokusgruppen mit folgenden Akteur:innen durchgeführt:

- **Fokusgruppe 1 (FG1)**
mit Architekt:innen, PV-Fachplaner:innen und Bauherrenvertreter:innen
- **Fokusgruppe 2 (FG2)**
mit Vertreter:innen von Eigentümerschaften und PV-Betreiber:innen
- **Fokusgruppe 3 (FG3)**
mit Vertreter:innen der städtischen Verwaltung

Zusätzlich haben wir je ein Gespräch mit PV-Fachspezialisten des ewz sowie mit einem Vertreter des Amts für Baubewilligungen (AfB) geführt.

Die nachfolgenden Ausführungen fassen die in den Fokusgruppen und ergänzenden Gesprächen geäußerten Einschätzungen und Erfahrungen zusammen. Sie geben die Wahrnehmungen der Teilnehmer:innen wieder und sind nicht als repräsentative Erhebung zu verstehen. Die Ergebnisse werden entlang des Projektprozesses dargestellt, um sichtbar zu machen, an welchen Stellen Hindernisse aus Sicht der Teilnehmer:innen wirksam werden und wie sie sich gegenseitig beeinflussen.

4.2.1 Investitionsentscheid

In den Fokusgruppen wurde die Wirtschaftlichkeit als zentraler Faktor der Entscheidungsphase beschrieben (FG1, FG2, FG3). Investitionen erfolgen primär auf Grundlage von Renditeerwartungen und Amortisationszeiten. Der allein ideell motivierte PV-Ausbau wird als weitgehend ausgeschöpft eingeschätzt (FG2).

Wirtschaftlichkeit und Bewertungslogiken

Institutionelle Eigentümer:innen beurteilen Investitionen in PV-Anlagen anhand eigener Wirtschaftlichkeitsrechnungen mit klar definierten Rendite- und Amortisationsanforderungen (FG2). Die wirtschaftlichen Voraussetzungen und Bewertungslogiken unterscheiden sich dabei je nach Eigentümerschaft und Geschäftsmodell. Aus Sicht des ewz können hohe Renditeerwartungen und kurze geforderte Amortisationszeiten institutioneller Eigentümer:innen dazu führen, dass Projekte nicht oder nur in reduziertem Umfang umgesetzt werden.

Bei **privaten Eigentümer:innen** kann bereits die als komplex wahrgenommene Wirtschaftlichkeitsrechnung dazu führen, dass ein Projekt vor einer vertieften Prüfung nicht weiterverfolgt wird (FG2).

Nach Einschätzung der Teilnehmer:innen wird PV im **Vergleich zu anderen Gebäudekomponenten** häufig als eigenständige Zusatzinvestition behandelt und separat wirtschaftlich ausgewiesen. Aus Sicht von Architekt:innen zeigt sich diese Logik insbesondere in der Planungspraxis: Die Anlage wird teilweise mit einem expliziten Kostenhinweis zur Entscheidung gestellt, während andere bauliche oder technische Elemente nicht in gleicher Weise isoliert ausgewiesen oder separat bewertet werden (FG1). Gestalterische Anforderungen in der architektonischen Planung können zusätzliche Anpassungen erforderlich machen und die Investitionskosten weiter erhöhen (FG1, ewz).

Einzelne institutionelle Eigentümer:innen berichteten von Zielkonflikten bei der Priorisierung verschiedener Netto-Null-Massnahmen. Aufgrund der grauen Energie der Module können PV-Anlagen in internen Bewertungen gegenüber anderen Massnahmen, etwa Wärmepumpen, tiefer priorisiert werden (FG2).

Zusätzliche Kosten und Gebäudezyklus

Aus Sicht der beteiligten PV-Fachplaner:innen sind PV-Projekte in der Stadt Zürich häufig mit **erhöhten Investitionskosten** verbunden. Dazu tragen insbesondere kleine und komplexe Dachflächen, teilweise hohe gestalterische Anforderungen sowie zusätzlicher planerischer und administrativer Aufwand bei (FG1, ewz). Da zusätzliche Kosten in die Wirtschaftlichkeitsrechnung einfließen, kann zusätzlicher Aufwand den Investitionsentscheid negativ beeinflussen.

Unter diesen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist der PV-Zubau im Bestand häufig eng an den **Gebäudezyklus** gebunden. Den Aussagen der Teilnehmer:innen zufolge werden PV-Anlagen dann umgesetzt, wenn ohnehin Dachsanierungen oder grössere Umbauten anstehen und sich Investitionen bündeln lassen. Umgekehrt werden Sanierungen nicht allein zur Realisierung einer PV-Anlage ausgelöst (FG1, FG2, FG3, ewz). Hinzu kommt, dass

eine Pflicht zur Eigenstromerzeugung für Neubauten gilt, nicht jedoch für bestehende Gebäude. Im Bestand bleibt die Umsetzung damit grundsätzlich von einer freiwilligen Investitionsentscheidung abhängig. Der Gebäudezyklus begrenzt unter diesen Bedingungen die zeitliche Dynamik des PV-Zubaus.

Orientierung am Eigenverbrauch

Die Rendite- und Amortisationsanforderungen beeinflussen auch die Dimensionierung der Anlagen. Die Anlagengrösse orientiert sich den Aussagen zufolge häufig am **Eigenverbrauch** und nicht an der verfügbaren Dachfläche. Unsicherheiten hinsichtlich der Einspeisevergütung verstärken diesen Fokus, da der Eigenverbrauch die Planungssicherheit erhöht und die Wirtschaftlichkeit verbessert (FG2). Nach Einschätzung der Teilnehmer:innen werden Dachflächen mit einem hohen Einspeiseanteil deshalb teilweise nicht vollständig ausgeschöpft (FG1, FG2, ewz).

Modelle zur **Eigenverbrauchsoptimierung** wie ZEV, vZEV oder LEG eröffnen zwar zusätzliche Möglichkeiten, die damit verbundenen Rechte und Pflichten sowie der organisatorische Aufwand werden von privaten Eigentümer:innen jedoch teilweise als zu komplex oder zu aufwendig wahrgenommen (FG2).

Priorisierung und Entscheidungsstrukturen

Den Aussagen der Teilnehmer:innen zufolge geht ein Teil des Potenzials bereits vor einer vertieften wirtschaftlichen oder technischen Prüfung verloren. Wird PV von den Gebäudeeigentümer:innen nicht ausreichend priorisiert oder fehlt eine Person, die das Projekt aktiv vorantreibt, wird ein grundsätzlich geeignetes Vorhaben häufig nicht weiterverfolgt. Besonders im **Stockwerkeigentum** erfordern PV-Projekte die Initiative und Koordination mehrerer Beteiligter sowie die notwendige Zustimmung innerhalb der Eigentümerschaft. Dies wurde als möglicher Grund für verzögerte oder ausbleibende Entscheidungen genannt (FG1, FG3, ewz).

Beratung in der frühen Projektphase

In der Stadt Zürich besteht ein breites **Beratungsangebot**. Die Energieberatungen des Umwelt- und Gesundheitsschutzes Zürich (UGZ) und des ewz dienen als erste Anlaufstellen für Eigentümer:innen mit Interesse an energetischen Erneuerungen oder PV-Anlagen. Frühzeitige Gespräche mit den zuständigen Fachstellen – darunter die Denkmalpflege des Amts für Städtebau (AfS) sowie Grün Stadt Zürich (GSZ) – können Rahmenbedingungen bereits in der Entscheidungsphase klären. Nach Einschätzung der Verwaltungsvertreter:innen ist diese Möglichkeit bislang kein standardmässiger Bestandteil der Projektvorbereitung und wird nicht von allen Eigentümer:innen in Anspruch genommen (FG3).

4.2.2 Planung und Bewilligung

Die Aussagen aus den Fokusgruppen und Gesprächen zeigen, dass Aspekte aus Planung und Bewilligung bereits in der Entscheidungsphase berücksichtigt werden, da sie Kosten und Wirtschaftlichkeit beeinflussen. Mit einer positiven Investitionsentscheidung beginnt die konkrete Planung. Dabei bestimmen sowohl die planerischen Rahmenbedingungen von

Bestandsgebäuden als auch die Anforderungen des Bewilligungsverfahrens den weiteren Verlauf.

Planerische Rahmenbedingungen von Bestandsgebäuden

In den Fokusgruppen und Gesprächen wurden die strukturellen **Eigenschaften des Zürcher Gebäudeparks** als wesentlicher Einflussfaktor für die Planung von PV-Anlagen beschrieben. Dieser ist **alt und historisch gewachsen**. Kleine, fragmentierte und komplexe Dachflächen schränken den planerischen Spielraum ein (FG1, FG2, FG3, ewz, AfB).

Auch die **vorhandene Tragfähigkeit** kann begrenzend wirken. Insbesondere bei bestehenden begrünten Flachdächern erfordert die Installation von PV-Anlagen teilweise zusätzliche statische Verstärkungen. Ergänzend gelten regulatorische Anforderungen wie Höhenvorgaben oder Auflagen zur Absturzsicherung, die bei der Planung zu berücksichtigen sind. Aus Sicht der beteiligten Fachplaner:innen lassen sich PV-Anlagen technisch grundsätzlich realisieren. Die genannten Faktoren können jedoch den Planungsaufwand und die Kosten erheblich erhöhen, die realisierbare Fläche reduzieren und dazu führen, dass Projekte nicht umgesetzt werden (FG1, FG2, ewz).

Die **Dachbegrünungspflicht** beeinflusst die Planung von PV-Anlagen auf Flachdächern. Reicht die Tragfähigkeit nicht aus, kann eine Befreiung von der Begrünungspflicht beantragt werden. Voraussetzung dafür ist eine statische Prüfung, die nachweist, dass eine Kombination technisch nicht umsetzbar ist. Die Regelungen zur Kombination von Dachbegrünung und PV haben sich in den letzten Jahren deutlich weiterentwickelt. Nach Einschätzung der Verwaltungsvertreter:innen ist der aktuelle Stand nicht bei allen Akteur:innen gleichermassen bekannt (FG3).

Verfahrensarten

Neben den planerischen Rahmenbedingungen beeinflusst die Art des Verfahrens den weiteren Projektverlauf. PV-Anlagen können sowohl im Meldeverfahren als auch im ordentlichen Baubewilligungsverfahren realisiert werden. In den Fokusgruppen und Gesprächen wurde das Baubewilligungsverfahren als aufwendig beschrieben, da zusätzliche Abklärungen, Anforderungen und Koordinationsschritte erforderlich sein können (FG1, FG3, ewz, AfB).

Meldeverfahren

Das **Meldeverfahren** gilt als vergleichsweise einfach (FG1, FG3, ewz, AfB). Die gestalterischen Anforderungen sind in Art. 32a RPV festgelegt. Ihre Einhaltung obliegt den Grundeigentümer:innen und wird im Meldeverfahren nicht im gleichen Umfang behördlich geprüft wie im ordentlichen Baubewilligungsverfahren. Eine Koordination zwischen verschiedenen städtischen Stellen ist in der Regel nicht erforderlich, und das Verfahren wird innert 30 Tagen abgeschlossen. Gemäss PV-Strategie können auf rund 72 % der Dächer im Stadtgebiet PV-Anlagen im Meldeverfahren zugebaut werden. Nach Einschätzung der Teilnehmer:innen liegt dieser Anteil in der Praxis jedoch tiefer, da viele Projekte im Zusammenhang

mit Neubauten oder bewilligungspflichtigen Dachsanierungen umgesetzt werden (FG1, ewz, AfB).⁶

Baubewilligungsverfahren

Ein **Baubewilligungsverfahren** ist insbesondere bei PV-Anlagen auf Gebäuden mit Schutzstatus, darunter ISOS-Erhaltungsziel A, sowie bei Neubauten und bewilligungspflichtigen Dachsanierungen erforderlich. In der FG1 wurde berichtet, dass PV-Anlagen bei Neubauten in der Regel ohne grössere Schwierigkeiten in das Gesamtprojekt integriert und mitbewilligt werden. Bei bestehenden Gebäuden kann der Aufwand höher sein, insbesondere wenn zusätzliche gestalterische oder denkmalpflegerische Anforderungen zu berücksichtigen sind oder die PV-Anlage mit einer Dachsanierung verbunden ist. Dies führt zu weiteren Abklärungen und erhöht den Planungs- und Koordinationsaufwand (FG1, ewz).

Ausgestaltung des Baubewilligungsverfahrens

Die Ausgestaltung des Baubewilligungsverfahrens ist insbesondere durch gestalterische Anforderungen sowie durch formale Auflagen geprägt.

Gestalterische Anforderungen können insbesondere in Kernzonen sowie bei Inventar- und Schutzobjekten und in Gebieten, Baugruppen oder bei Einzelobjekten mit ISOS-Erhaltungsziel A relevant werden. Ziel ist es, die Dachlandschaft und das Ortsbild zu schützen. In solchen Fällen kann es erforderlich sein, die geplante PV-Fläche anzupassen oder zu reduzieren.

Bei PV-Anlagen auf Gebäuden mit **Schutzstatus** kann die realisierbare Fläche aufgrund gestalterischer und denkmalpflegerischer Anforderungen im Bewilligungsverfahren eingeschränkt werden. Geforderte Anpassungen können zu einem ungünstigen Verhältnis von Aufwand zu realisierbarer Fläche führen und in Einzelfällen zum Rückzug von Projekten beitragen. Bei der Bewilligung von PV-Anlagen auf kommunalen Inventar- und Schutzobjekten kann bei relevanten Eingriffen am Schutzobjekt zusätzlich der Stadtrat als Schutzbehörde einbezogen werden, was das Verfahren verlängern kann. PV-Anlagen in Gebieten, Baugruppen oder auf Einzelobjekten mit ISOS-Erhaltungsziel A fallen zudem unter die Direktanwendung des ISOS. Kann eine erhebliche Beeinträchtigung der ISOS-Schutzziele nicht ausgeschlossen werden, ist ein eidgenössisches Gutachten erforderlich, was das Verfahren ebenfalls verlängern kann. Aus Sicht der Teilnehmer:innen besteht bei entsprechenden Vorhaben zudem ein erhöhtes Risiko von Einsprachen, insbesondere durch den Heimatschutz. Diese Faktoren wurden als Ursachen für Unsicherheiten hinsichtlich Verfahrensdauer, Bewilligungsumfang und Wirtschaftlichkeit des Projekts beschrieben (FG1, FG3, ewz).

Neben gestalterischen Aspekten ist das Baubewilligungsverfahren mit zahlreichen **Auflagen** verbunden, etwa Gebäudeschadstoffanalysen, Entwässerungskonzepten oder ökologischen Abklärungen. Die PV-Anlage wird nicht isoliert geprüft, sondern im Kontext des gesamten Bauvorhabens beurteilt. Insbesondere bei Dachsanierungen ergeben sich entsprechende Auflagen in der Regel aus dem Gesamtvorhaben und nicht aus der PV-Anlage

⁶ Es ist möglich und gibt Fälle, bei denen nur die Dachsanierung im Baubewilligungsverfahren genehmigt und die PV-Anlage separat im Meldeverfahren zugebaut wurde, z. B. um Einsprachen zu vermeiden.

selbst. Bei kleineren Nachrüstungen wird der Umfang der Auflagen und verlangten Unterlagen als unverhältnismässig wahrgenommen (FG1, ewz, AfB).

Die Vielzahl an Anforderungen und Auflagen sowie die teilweise hohe Detailtiefe des Verfahrens erhöhen den Planungsaufwand zusätzlich (FG1, ewz). Leitfäden sollen Orientierung bieten, werden jedoch als schwer überschaubar wahrgenommen. Aus Sicht der Teilnehmer:innen verstärken umfangreiche Unterlagen, fehlende direkte Ansprechpersonen und eine geringe wahrgenommene Verbindlichkeit im Verfahren die Unsicherheit (FG1).

In der FG1 wurde die Einschätzung geäussert, dass PV-Anlagen im **Vergleich zu anderen technischen Dachaufbauten** häufig intensiver geprüft werden. Andere technische Installationen können teilweise ohne vergleichbare Verfahren realisiert werden, während PV-Anlagen im Bewilligungsverfahren einer Einzelfallprüfung unterliegen (FG1).

Verwaltungsinterne Koordination

Auch **innerhalb der Stadtverwaltung** steigt der Koordinationsbedarf, sobald ein Projekt bewilligungspflichtig ist. Mehrere Fachstellen – darunter das AfS (Denkmalpflege und Architektur) sowie GSZ – stimmen sich ab. Nach Einschätzung der Verwaltungsvertreter:innen haben Koordinationsgremien und strukturierte Austauschformate die Zusammenarbeit in den letzten Jahren verbessert. Die Verwaltung schätzt zudem ein, dass die personellen Ressourcen ausgebaut wurden und derzeit kein akuter Engpass besteht. Der Abstimmungsbedarf beim PV-Zubau in sensiblen Zonen wird jedoch weiterhin als hoch eingeschätzt. Die interne Kommunikation wird als funktionierend beschrieben. Gegenüber privaten Bauherrschaften weist die Stadt bereits heute transparent aus, ob ein Gebäude im Melde- oder im Baubewilligungsverfahren liegt – über die Solarkarte, die FAQ auf der städtischen Website sowie den Leitfaden Dachlandschaften. Weniger klar ist hingegen, in welchen Fällen innerhalb des Baubewilligungsverfahrens mit erhöhten gestalterischen oder denkmalpflegerischen Anforderungen zu rechnen ist. Gerade in diesen Fällen könnte eine frühzeitige Orientierung die Unsicherheit weiter verringern (FG3).

4.2.3 Umsetzung

In den Fokusgruppen und Gesprächen wurden für die Umsetzungsphase keine strukturellen Hindernisse identifiziert. Aus Sicht der Teilnehmer:innen lässt sich eine Anlage nach Vorliegen der Bewilligung grundsätzlich realisieren.

4.3 Priorisierung der Hindernisse

Kapitel 4.2 stellt die Hindernisse entlang des Projektprozesses dar. Um sie gezielt zu bearbeiten, gewichten wir sie nachfolgend entlang zweier Dimensionen:

- **Relevanz für die Zielerreichung,**
- **Beeinflussbarkeit durch die Stadt Zürich.**

4.3.1 Bewertungslogik

Die **Relevanz** eines Hindernisses stufen wir als hoch ein, wenn es

- wiederholt in mehreren Fokusgruppen oder ergänzenden Gesprächen genannt wurde,
- früh im Projektprozess wirksam wird und Projekte verhindert,
- Projekte systematisch verzögert oder die realisierbare PV-Fläche reduziert oder
- einen bedeutenden Anteil des städtischen Gebäudeparks betrifft.

Einige Hindernisse verhindern oder verkleinern Projekte nicht grundsätzlich, sondern verursachen lediglich zusätzlichen Aufwand. Ihre Relevanz stufen wir entsprechend tiefer ein.

Die **Beeinflussbarkeit** stufen wir als hoch ein, wenn die Stadt:

- über direkte Zuständigkeiten verfügt (z. B. im Bewilligungsverfahren oder in der Beratung),
- organisatorische Anpassungen eigenständig vornehmen kann oder
- wirtschaftliche Rahmenbedingungen mitgestalten kann.

Auf einige Hindernisse hat die Stadt nur begrenzten Einfluss. Dazu zählen wir bundes- oder kantonale rechtliche Vorgaben, Einspracherechte Dritter, strukturelle Eigenschaften des Gebäudeparks und grundlegende Eigentumsstrukturen.

4.3.2 Einordnung der Hindernisse

Die Anwendung dieser Logik zeigt, dass die Hindernisse unterschiedlich stark und zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Projektprozess wirken. Besonders relevant sind jene Faktoren, die bereits in der frühen Projektphase bestimmen, ob Vorhaben überhaupt initiiert und in welchem Umfang sie weiterverfolgt werden.

Die Abbildung 12 zeigt, wo die Stadt am wirksamsten ansetzen kann: Im Feld hoher Relevanz und zugleich hoher Beeinflussbarkeit bündeln sich die wirtschaftlichen Hindernisse der frühen Projektphase – sie sind prioritär anzugehen und bilden den Ausgangspunkt für die Massnahmen in Kapitel 5. Baulich-strukturelle Hindernisse sind zwar ebenfalls hochrelevant, durch die Stadt aber kaum beeinflussbar; hier beschränkt sich der Handlungsspielraum darauf, ihre Folgen zu begrenzen.



Abbildung 12 Priorisierung der Hindernisse beim PV-Zubau in der Stadt Zürich nach Relevanz für die Zielerreichung und Beeinflussbarkeit durch die Stadt Zürich.

Die nachfolgenden Abschnitte beschreiben die vier Prioritätsbereiche im Detail.

Hohe Relevanz / Hohe Beeinflussbarkeit

In diese Kategorie fallen Hindernisse, die bereits in der Phase des Investitionsentscheids wirksam werden und damit die Umsetzung direkt beeinflussen.

Dazu zählen:

- die wirtschaftlichen Entscheidungskriterien,

- die Orientierung am Eigenverbrauch inklusive Unsicherheiten hinsichtlich Einspeisevergütung und der Komplexität von Eigenverbrauchsmodellen und
- die fehlende Priorisierung und Initiative aufseiten der Gebäudeeigentümer:innen.

Diese Faktoren beeinflussen, ob Projekte vertieft geprüft und in welchem Umfang geeignete Dachflächen genutzt werden. Sie können grosse Teile des Gebäudeparks betreffen, wobei ihre konkrete Ausprägung je nach Eigentümergruppe variiert.

Gleichzeitig liegen sie teilweise im Einflussbereich der Stadt – insbesondere durch wirtschaftliche Rahmenbedingungen im eigenen Wirkungsbereich sowie durch Information und Kommunikation in der frühen Entscheidungsphase.

Hohe Relevanz / Mittlere Beeinflussbarkeit

Diese Hindernisse beeinflussen die Wirtschaftlichkeit, die realisierbare Fläche oder den Umsetzungszeitpunkt. Die Stadt kann ihre Auswirkungen teilweise beeinflussen, die zugrunde liegenden Rahmenbedingungen jedoch nur begrenzt verändern.

Dazu zählen:

- die zusätzlichen projektbezogenen Kosten im städtischen Kontext,
- die Kopplung der Umsetzung an den Gebäudezyklus im Bestand,
- die zusätzlichen gestalterischen, denkmalpflegerischen und verfahrensbezogenen Anforderungen bei Schutzobjekten sowie in Gebieten mit erhöhten Schutzanforderungen und
- die kollektiven Entscheidungsstrukturen im Stockwerkeigentum.

Diese Faktoren betreffen vor allem die konkreten Rahmenbedingungen der Projekte. Sie können Vorhaben verteuern, verkleinern oder zeitlich verschieben und dazu beitragen, dass Projekte nicht weiterverfolgt werden.

Kollektive Entscheidungsstrukturen im Stockwerkeigentum wirken bereits in der frühen Projektphase, da Vorhaben von Konsens und Initiative innerhalb der Eigentümerschaft abhängen. Zusätzlich können begrenzte Rücklagen oder fehlende Finanzierungsmöglichkeiten die Umsetzung erschweren. Diese Hindernisse betreffen jedoch nur einen Teil des Gebäudeparks; insbesondere die Entscheidungsstrukturen sind durch die Stadt nur begrenzt beeinflussbar.

Handlungsspielräume bestehen dennoch, etwa in der Ausgestaltung und Anwendung kommunaler Verfahren, in der Beratung sowie in der Einflussnahme auf kantonale und bundesrechtliche Rahmenbedingungen.

Hohe Relevanz / Geringe Beeinflussbarkeit

Diese Hindernisse resultieren aus den baulich-strukturellen Eigenschaften des bestehenden Gebäudeparks und lassen sich durch die Stadt kaum beeinflussen.

Dazu zählen:

- die kleinen, fragmentierten und komplexen Dachflächen und
- die begrenzte Tragfähigkeit sowie zusätzliche statische Anforderungen.

Diese Faktoren können die technisch und wirtschaftlich realisierbare PV-Fläche einschränken und dazu führen, dass Projekte nicht umgesetzt werden.

Mittlere Relevanz / Hohe Beeinflussbarkeit

Diese Hindernisse resultieren aus der konkreten Ausgestaltung und Anwendung der Verfahren. Sie verursachen zusätzlichen Aufwand im Projektverlauf, verhindern Projekte jedoch in der Regel nicht grundsätzlich.

Dazu zählen:

- der administrative Aufwand und die Anforderungstiefe im Baubewilligungsverfahren,
- die Zuordnung zu und Anwendung von Melde- und Baubewilligungsverfahren,
- die Transparenz und Übersichtlichkeit der Anforderungen inkl. Leitfäden,
- die Anwendung und Kommunikation der Regelungen zur Kombination von Dachbegrünung und PV-Anlagen und
- der verwaltungsinterne Abstimmungsbedarf sowie Transparenz gegenüber Bauherrschaften.

Diese Faktoren erhöhen den Planungs- und Koordinationsaufwand, insbesondere bei bewilligungspflichtigen Projekten im Bestand. Sie können als unverhältnismässig wahrgenommen werden und Projekte verzögern. Da sie durch die Ausgestaltung kommunaler Verfahren und die Kommunikation der Anforderungen beeinflusst werden können, liegen sie weitgehend im Einflussbereich der Stadt.

Geringe Relevanz / Geringe Beeinflussbarkeit

Zielkonflikte mit anderen energetischen Massnahmen wurden nur vereinzelt genannt und spielen keine zentrale Rolle.

4.3.3 Zusammenfassende Bewertung

Die Priorisierung zeigt, dass zentrale Hindernisse sowohl in der frühen Projektphase als auch in den baulich-strukturellen Eigenschaften des Gebäudebestands liegen. Wirtschaftliche Entscheidungskriterien, die Orientierung am Eigenverbrauch und die Priorisierung durch die Gebäudeeigentümer:innen beeinflussen, ob Projekte initiiert und weiterverfolgt werden und ob Dachflächen vollständig genutzt werden. Daneben können kleine, komplexe Dachflächen und eine begrenzte Tragfähigkeit die realisierbare PV-Fläche einschränken oder die Umsetzung verhindern. Diese baulich-strukturellen Hindernisse sind durch die Stadt jedoch kaum beeinflussbar.

Weitere strukturelle und rechtliche Rahmenbedingungen beeinflussen Kosten, Umfang oder Zeitpunkt der Umsetzung – insbesondere im Bestand und bei Schutzobjekten. Die Stadt kann diese Faktoren nur teilweise beeinflussen. Verfahrensbezogene Hindernisse erhöhen den Planungs- und Koordinationsaufwand und können Projekte verzögern. Ein grundsätzlicher Projektverzicht ist damit jedoch nicht in jedem Fall verbunden; zugleich liegen diese Hindernisse weitgehend im städtischen Einflussbereich.

Für die Beschleunigung des PV-Zubaus sind damit insbesondere jene Hindernisse entscheidend, die früh im Projektprozess wirksam werden und zugleich durch die Stadt beeinflusst werden können. Bei baulich-strukturellen Hindernissen liegt der Handlungsspielraum dagegen vor allem darin, ihre Folgen zu begrenzen.

4.4 Verbesserungspotenzial aus den Fokusgruppen

Zusätzlich zu den Hindernissen im PV-Zubau in der Stadt Zürich haben wir die Teilnehmer:innen der Fokusgruppen 1 bis 3 sowie die Gesprächspartner von ewz und AfB gezielt nach möglichen Verbesserungen gefragt. Die nachfolgende Übersicht fasst die von ihnen genannten Ansatzpunkte zusammen und gibt ihre Einschätzungen und Vorschläge wieder. Die Ansatzpunkte wurden an dieser Stelle weder priorisiert noch daraufhin geprüft, ob sie bereits durch bestehende Instrumente oder Massnahmen abgedeckt sind.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Investitionslogik

- **Investitions- und Planungssicherheit erhöhen (FG2)**
- **Wirtschaftliche Bewertung vereinfachen und Zuständigkeiten klären**
Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird insbesondere von privaten Eigentümer:innen als komplex wahrgenommen. Die wirtschaftliche Bewertung sollte verständlicher und einfacher dargestellt werden. Gezielte Ansprechpersonen für unterschiedliche Eigentümergruppen könnten die Orientierung erleichtern (FG2).
- **Anpassung der Förderinstrumente und der Einspeisevergütung**
Insbesondere hohe Anfangsinvestitionen werden als Hürde genannt. Angeregt wird, Förderinstrumente stärker auf die Unterstützung der Erstinvestition auszurichten und die Einspeisevergütung besser auszugestalten (FG1, FG2).

Bewilligungsverfahren und regulatorische Rahmenbedingungen

- **Bewilligungsverfahren vereinfachen und verschlanken**
Genannt wird eine stärkere Fokussierung der Verfahren auf die für PV-Anlagen tatsächlich relevanten Abklärungen und Unterlagen (FG1). Ergänzend wird angeregt, die Bewilligungspraxis zu überarbeiten und Auflagen hinsichtlich ihrer Verhältnismässigkeit zu prüfen (FG1, ewz). Optimierungsbestrebungen im Bewilligungsverfahren zielen auf eine generelle Verschlinkung, bessere Koordination und effizientere Abläufe ab und betreffen PV-Anlagen als Teil eines insgesamt komplexer gewordenen Systems (AfB).
- **Meldeverfahren häufiger nutzen**
Das Meldeverfahren wird als grundsätzlich positiv beurteilt, kommt jedoch zu selten zur Anwendung. Angeregt wird, mehr PV-Projekte – insbesondere kleinere oder technisch einfache Anlagen – dem Meldeverfahren zuzuordnen und die Eigenverantwortung zu stärken (FG1).
- **Effizienzgewinne bei Projekten mit Stadtratsbeschluss prüfen**
Bei seriellen Bauten mit vielen gleichartigen Gebäuden wird angeregt zu prüfen, ob statt einzelner Beschlüsse ein übergeordnetes Vorgehen möglich wäre, etwa auf Ebene einer gesamten Siedlung (FG3). Eine entsprechende Prüfung wird derzeit innerhalb der Verwaltung vorgenommen.

- **Klarer und frühzeitiger zu anspruchsvollen Gebieten kommunizieren**

Insbesondere für Kernzonen, Gebiete in ISOS-Erhaltungsziel A und weitere sensible Zonen wird angeregt, gegenüber privaten Bauherrschaften deutlicher zu kommunizieren, dass die Umsetzung dort grundsätzlich anspruchsvoller ist (FG3).

Strategische Steuerung des PV-Zubaus

- **Energieproduktion stärker in den Fokus rücken**

Es wird angeregt, den Zweck der Energieproduktion stärker in den Vordergrund zu stellen und die Rahmenbedingungen entsprechend auszurichten. Diskutiert werden die Priorisierung grosser und gut geeigneter Flächen sowie eine stärkere Erschliessung von Flächen mit hohem Potenzial (FG1, FG2).

- **Verpflichtungen ausweiten**

Genannt werden PV-Pflichten, insbesondere für grosse Bestandsdächer, verschärfte Anforderungen für Neubauten (FG1) sowie die mögliche Ausweitung einer PV-Pflicht auf Sanierungen im Bestand (ewz).

Prozessgestaltung und Ansprache

- **Frühzeitige Vorgespräche stärker nutzen**

Frühzeitige Gespräche zwischen Bauherrschaften und Fachstellen werden als hilfreich beschrieben, werden jedoch derzeit noch zu wenig genutzt (FG3).

- **Aktiver ansprechen und Ziele transparent kommunizieren**

Um weitere Akteure zu erreichen, werden eine aktivere Ansprache, transparente Informationen sowie eine klare Kommunikation der Ausbauziele als notwendig erachtet (FG2).

Neben den direkt formulierten Verbesserungsvorschlägen ergeben sich aus den Aussagen der Fokusgruppen und Gespräche weitere Ansatzpunkte.

Monitoring und Datengrundlage

- **Umsetzungsquote nach Beratung erheben**

Es könnte erfasst werden, wie hoch der Anteil der durch UGZ oder ewz beratenen Bauherrschaften ist, die in der Folge eine PV-Anlage realisieren. Dies würde eine Einschätzung der Wirksamkeit der Beratung ermöglichen.

- **Flächenanpassungen im Baubewilligungsverfahren erfassen**

Eine Auswertung, in welchem Umfang und aus welchen Gründen die geplante PV-Fläche im Bewilligungsverfahren angepasst oder reduziert wird, könnte Hinweise auf verfahrensbezogene Hindernisse liefern.

- **Projektabbrüche im Verfahren erheben**

Eine Auswertung, wie viele Projekte während des Baubewilligungsverfahrens nicht weiterverfolgt werden und aus welchen Gründen, würde zusätzliche Transparenz schaffen.

Strukturierung der Beratung und Leitfäden

- **Beratungsstellen klarer zuordnen**

Während die Erstberatung primär durch die ewz Energieberatung erfolgt, können für spezifische Anliegen auch AfS oder GSZ beigezogen werden. Eine klarere Zuordnung könnte die Orientierung für Bauherrschaften erleichtern.

- **Bestehende Leitfäden bündeln und überprüfen**

Bestehende Leitfäden (z. B. Solargründach, Dachlandschaften) könnten an zentraler Stelle gebündelt und hinsichtlich Übersichtlichkeit, Doppelspurigkeiten oder möglicher Widersprüche überprüft werden.

Einordnung der Optimierungslogik

- **Auswirkungen der Eigenverbrauchsorientierung analysieren**

Da sich die Dimensionierung von PV-Anlagen häufig am Eigenverbrauch orientiert, kann dies Auswirkungen auf die Nutzung verfügbarer Dachflächen haben. Eine vertiefte Analyse dieser Zusammenhänge könnte zur besseren Einordnung der wirtschaftlichen Anreize beitragen.

5 Massnahmen und Empfehlungen

Die folgenden Massnahmen ergänzen die bereits beschlossene PV-Strategie 2025 um zusätzliche Handlungsmöglichkeiten. Ob einzelne Massnahmen aufgenommen, wann sie umgesetzt und wie sie ausgestaltet werden, entscheidet die Stadt.

Der Auftrag an econcept bestand darin, fachlich begründete Handlungsmöglichkeiten aufzuzeigen und dabei auch die Einbindung der Photovoltaik in das Stromsystem zu berücksichtigen. Da dieser Aspekt über die in Kapitel 4 beschriebenen Hindernisse hinausgeht, zielen einige Massnahmen auf die Integration der Photovoltaik in das Stromsystem und nicht auf den Abbau einzelner Hindernisse. Die nachfolgende Beurteilung basiert daher ausschliesslich auf fachlichen Kriterien; eine politische Gewichtung der Massnahmen war nicht Teil des Auftrags.

Massnahmen, die aus fachlicher Sicht nicht umsetzbar sind, wurden nicht berücksichtigt. Bei Massnahmen mit offenen Schnittstellen, rechtlichem Klärungsbedarf oder weiteren Umsetzungshemmnissen wird dies jeweils ausdrücklich ausgewiesen.

5.1 Abdeckung der Hindernisse durch die PV-Strategie 2025

Die Priorisierung in Kapitel 4.3.2 zeigt: Die stärkste Bremswirkung beim PV-Zubau in Zürich resultiert aus wirtschaftlichen Logiken in der frühen Projektphase, verstärkt durch geteilte Entscheidungsstrukturen und regulatorische Komplexität. Die PV-Strategie 2025 der Stadt Zürich deckt einen Grossteil der identifizierten Hindernisse bereits ab. Wir fokussieren in diesem Kapitel auf jene Bereiche, in denen die bestehenden Strategieelemente konkretisiert, ergänzt oder durch neue Instrumente flankiert werden sollten.

Für die Zuordnung führen wir eine Nummerierung der Hindernisse aus Kapitel 4.3.2 ein. Tabelle 9 ordnet diese Hindernisse den Strategieelementen (M1–M17 und D1–D4 der PV-Strategie 2025) zu und bewertet die Abdeckung.

Tabelle 9 Abdeckung der in Kapitel 4.3.2 priorisierten Hindernisse durch die PV-Strategie 2025

Nr.	Hindernis	Priorität	Strategiebezug	Abdeckung
H1	Wirtschaftliche Entscheidungskriterien	Sehr hoch	M9, M11, D1	teilweise
H2	Orientierung am Eigenverbrauch	Sehr hoch	M10, D2	teilweise
H3	Fehlende Priorisierung der Eigentümer:innen	Sehr hoch	M7, M8, D1	gering
H4	Zusätzliche Kosten im städtischen Kontext	Hoch	D1	indirekt
H5	Kopplung an den Gebäudezyklus im Bestand	Hoch	–	strukturell
H6	Schutzstatus und sensible Zonen	Hoch	M3, M6	teilweise
H7	Stockwerkeigentum: Entscheidungsstruktur und Liquidität	Hoch	–	nicht adressiert
H8	Verfahrensaufwand und Anforderungstiefe Baubewilligungsverfahren	Hoch	M5	weitgehend
H9	Anwendung Melde-/Baubewilligungsverfahren	Hoch	M5	weitgehend

H10	Transparenz und Übersichtlichkeit der Anforderungen / Leitfäden	Hoch	M7, M8	gering
H11	Kombination Dachbegrünung und PV	Hoch	M4, M5	weitgehend
H12	Verwaltungsinterne Abstimmung und Transparenz	Hoch	M5, M14, M12	weitgehend
H13	Kleine, fragmentierte Dachflächen	Mittel	–	strukturell
H14	Tragfähigkeit und statische Anforderungen	Mittel	–	strukturell
H15	Zielkonflikte mit anderen Netto-Null-Massnahmen	Gering	–	–

Aus dem Abgleich zwischen den Hindernissen und der Strategie 2025 ergeben sich folgende Befunde:

- 1 **Prozess- und Beratungshindernisse (H8 bis H12) sind weitgehend abgedeckt.** M5, M6 und M14 adressieren genau die in den Fokusgruppen kritisierten Punkte. Hier braucht es keine neuen Strategieelemente, sondern eine konsequente Umsetzung sowie punktuelle Schärfungen – etwa beim Schutzgebiete-Ampelsystem (B1) oder bei der zentralen Lotsenfunktion (B2).
- 2 **Bei den wirtschaftlichen Hindernissen (H1, H2, H7) besteht eine substanzielle Lücke.** M9 (Einspeisevergütung) war in der Strategie nur formal verankert; der Gemeinderatsbeschluss vom 1. April 2026 zur VVRE (Gemeinderat der Stadt Zürich, 2026) und zur Solarzulage in Art. 26a VGL hat diese Lücke teilweise geschlossen.

Zwei Probleme bleiben aber nur teilweise adressiert: die Renditelücke bei Anlagen mit hohem Einspeiseanteil und die Liquiditätshürde im Stockwerkeigentum (H7). Im Stockwerkeigentum sinkt die PV-Quote laut ETH-Umfrage 2025 von 67 Prozent bei alleiniger Entscheidung auf 40 Prozent bei mehreren Entscheidungsträger:innen. Die Liquiditätshürde im STWE und bei Gebäuden mit tiefem Eigenbedarf adressiert Massnahme F1 (Bürgschaften und Darlehen). Eine zusätzliche Förderung speziell für Anlagentypen mit strukturell geringerer Wirtschaftlichkeit (Industriedächer, Schulgebäude, reine Einspeiseanlagen) ist aufgrund des Mittelbedarfs nicht vorgesehen.

- 3 **Die Systemintegration ist in der Strategie nur als Prüfauftrag angelegt (D3).** Mit dem prognostizierten Zubau und Mittagsspitzen, die in rund 20 Prozent der Trafostationen Engpässe erzeugen können, wird sie zur Voraussetzung dafür, dass der Zubau überhaupt netzverträglich erfolgen kann. Die Massnahmen S1 bis S3 konkretisieren D3 über Anreize zur Sektorkopplung sowie Pilotprojekte zu Speichernutzung und -aggregation.
- 4 **Eine Querschnittslücke betrifft das Wirkungsmonitoring.** Die in Kap. 4.4 von den Fokusgruppen vorgeschlagenen Datenerhebungen – Umsetzungsquote nach Beratung, Flächenanpassungen im Baubewilligungsverfahren, Projektabbrüche – sind in der PV-Strategie nicht systematisch angelegt. Diese Lücke schliesst die neue Massnahme Ü4.

Drei Hindernisse (H5, H13, H14) lassen sich kommunal nicht direkt adressieren: Tragfähigkeit und kleinteilige Dachflächen sind bauliche Eigenschaften des Gebäudebestands; der Gebäudezyklus ist eine strukturelle Realität – wobei die Massnahme F1 (Bürgschaften und

Darlehen) die Investition vom Sanierungszyklus entkoppelt und damit indirekt wirkt. Das Hindernis H15 (Zielkonflikte) wurde in den Fokusgruppen nur vereinzelt genannt.

5.2 Leitgedanke: Stabilität und Netzdienlichkeit

Der Gemeinderat hat am 1. April 2026 mit der Totalrevision des Rückliefertarifs (neu: VVRE) und der Teilrevision der Verordnung über die Versorgung mit elektrischer Energie der Stadt (VGL) eine Grundsatzentscheidung für stabile, planungssichere Rückliefervergütungen auf einem Niveau von durchschnittlich 12,91 Rappen pro Kilowattstunde getroffen – und sich damit bewusst gegen das bundesrechtliche Modell der marktabhängigen Vergütung entschieden. Der Rat hat Investitionssicherheit höher gewichtet als tarifliche Lenkungssignale.

Diese Grundsatzentscheidung ist die Ausgangslage der Massnahmen. Sie schafft den wirtschaftlichen Sockel: Ohne stabile Vergütung wäre der Betrieb grösserer Einspeiseanlagen riskant. Gleichzeitig adressiert die VVRE mehrere Fehlanreize nicht – einer wirkt sogar in die falsche Richtung: Der Hochtarif (Mo–Sa, 6–22 Uhr) deckt genau die Mittagszeit ab, in der im Sommer besonders viel Solarstrom gleichzeitig eingespeist wird und das Verteilnetz am stärksten belastet ist. Ein klassisches Süddach wird gerade dann am besten vergütet, wenn es das Netz am meisten strapaziert. Eine saisonale Differenzierung fehlt, Ausrichtung und Speicher-Kombinationen honoriert die VVRE nicht.

Die hier vorgeschlagenen Massnahmen verfolgen deshalb zwei Ziele gleichzeitig: **Den PV-Zubau beschleunigen und ihn netzdienlich qualifizieren.** Ein direktes Preissignal für netzdienliche Einspeisung, ein variabler Rückliefertarif oder ein Bonus auf die Vergütung, wäre aus fachlicher Sicht wertvoll, steht aber derzeit nicht zur Verfügung: Ein variabler Tarif ist politisch nicht absehbar, und eine Absenkung des stabilen Vergütungssockels würde dem Ziel der Zubaubeschleunigung zuwiderlaufen. Die netzdienliche Steuerung über den Preis wird deshalb als Beobachtung festgehalten und wäre zukünftig erneut zu prüfen. Die Massnahmen ergänzen den VVRE-Sockel, ohne ihn zu korrigieren: Sie setzen bei den planerischen Standards an (netzdienliche Kriterien in Planungsauflagen) sowie bei der Sektorkopplung und – über Pilotprojekte – bei der Aggregation dezentraler Flexibilität.

5.3 Massnahmen nach Handlungsfeld

Die 12 vorgeschlagenen Massnahmen sind vier Handlungsfeldern zugeordnet:

- **Übergreifend** (Ü1–Ü4): Wollen, Vorbild und Wirkungsmonitoring – wirken vor und neben allen anderen Massnahmen.
- **Systemintegration** (S1–S3): Anreize zur Sektorkopplung sowie Pilotprojekte zu Speichernutzung und -aggregation, die den Zubau netzverträglich machen.
- **Wirtschaftliche Rahmenbedingungen** (F1): Bürgschaften und zinsgünstige Darlehen adressieren die Liquiditätshürde für Privateigentümerschaften, Stockwerkeigentümerschaften und kleinere Wohnbaugenossenschaften.

- **Beratung, Ansprache und Prozesse (B1–B4):** senken jene Prozessbarrieren, die Projekte verzögern, verteuern oder verkleinern – oder dazu führen, dass sie aus Unsicherheit gar nicht erst aufgenommen werden –, obwohl Wollen und Wirtschaftlichkeit gegeben wären.

Die folgenden Massnahmenblätter fassen die Massnahmen pro Handlungsfeld zusammen. Pro Massnahme werden folgende Aspekte dokumentiert: kurze Beschreibung der Massnahme, primär adressierte Zielgruppe, adressiertes Hindernis, erwarteter Wirkungsmechanismus sowie grobe Kostenabschätzung und Finanzierungsmöglichkeiten.

5.3.1 Handlungsfeld Ü: Wollen, Vorbild und Wirkungsmonitoring

Die übergreifenden Massnahmen wirken vor und neben allen anderen: Sie bauen Sichtbarkeit und Identität auf (Ü1), differenzieren die Ansprache (Ü2), schaffen ein Demonstrationsvorhaben (Ü3) und ermöglichen die datenbasierte Wirkungsmessung aller weiteren Massnahmen (Ü4). Adressiert sind Eigentümer:innen aller Segmente sowie die breitere Bevölkerung.

Ü1: Die Stadt lanciert eine Solarstadt-Kampagne		Prio: Mittel
Beschreibung	Die Stadt positioniert Zürich als «Solarstadt» und lanciert eine Kommunikationskampagne, die PV sichtbar und sozial erwünscht macht. Mögliche Kernelemente: ein Solarlogo für Gebäude mit PV-Anlage, Quartier-Wettbewerbe, ein öffentlich zugänglicher Live-Ticker zum Zubau und gezielte Medienarbeit. Die Kampagne SolarAction (MYBLUEPLANET) im Kanton Zürich erreichte zwischen 2021 und 2024 das Ziel von 1,5 Millionen m ² PV-Fläche – mit genau diesen Instrumenten.	
Zielgruppe	Eigentümer:innen aller Segmente sowie die breitere Bevölkerung; besonderer Fokus auf Quartiere als naheliegende Bezugseinheit von Sichtbarkeits- und Wettbewerbsformaten.	
Hindernis	Fehlende Priorisierung innerhalb der Eigentümerschaft. Der ideell motivierte Zubau dürfte weitgehend ausgeschöpft sein. Bei einem Mietwohnungsanteil von 70 Prozent in Zürich wirken bei vielen Eigentümer:innen ohnehin keine Eigenverbrauchs- oder Renditeargumente; gefragt sind Anreize, die an Sichtbarkeit und sozialer Anerkennung ansetzen.	
Wirkung	Wirkt auf der «Wollen»-Ebene: sozialer Vergleich und Sichtbarkeit als empirisch belegte Hebel.	
Kosten	–Einmalig: – –Wiederkehrend: 50 000–500 000 CHF pro Jahr (Stadt), je nach Ambitionsniveau. Eine schlanke Variante (Solarlogo, Live-Ticker, Medienarbeit intern) ist mit 50 000–100 000 CHF/Jahr umsetzbar; eine Vollkampagne analog SolarAction bewegt sich am oberen Rand der Bandbreite. Kostenträger: Kommunikationsbudget Stadt	

Ü2: Die Stadt entwickelt eine segmentspezifische Ansprache		Prio: Hoch
Beschreibung	Aus den Fokusgruppen sind die wesentlichen Hemmnisse bekannt – nicht aber, wie sie sich auf die Eigentümergruppen verteilen. Aufbauend darauf erarbeitet die Stadt eine segmentspezifische Kommunikations- und Ansprachestrategie. Als Ausgangspunkt bieten sich fünf Segmente an: EFH-Privatpersonen, MFH-Privatpersonen, Stockwerkeigentum (STWE), Wohnbaugenossenschaften und Institutionelle (Pensionskassen, Versicherungen). Pro Segment werden die je passenden Argumente, Kanäle und Formate definiert. Ü1 und Ü2 ergänzen sich: Die Kampagne sorgt für Sichtbarkeit, die Segmentierung trifft die richtigen Adressat:innen.	
Zielgruppe	Stadt als Konzeptträgerin; sekundär die jeweiligen Eigentümergruppen, an die später differenziert kommuniziert wird.	

Hindernis	Bisherige Massnahmen sind nicht zielgruppenspezifisch differenziert: Privatpersonen brauchen andere Argumente als Genossenschaften, und Genossenschaften andere als Pensionskassen. Die fehlende Priorisierung innerhalb der Eigentümerschaft ist eines der drei Haupthemmnisse.
Wirkung	Eine auf die jeweiligen Hemmnisse ausgerichtete Ansprache erhöht die Treffsicherheit der Kommunikation und der übrigen Massnahmen. Für Genossenschaften stehen beispielsweise Vorbildfunktion und Mieter:innen-Nutzen im Vordergrund; für Pensionskassen Rendite und ESG-Anforderungen; für STWE die Reduktion des Entscheidungsaufwands.
Kosten	–<i>Einmalig</i>: Kein externer Aufwand – die Erarbeitung kann intern durch die Energiebeauftragte, allenfalls in einem Workshop mit ewz und relevanten Fachstellen, erfolgen. Interner Aufwand: schätzungsweise 1–2 Wochen. –<i>Wiederkehrend</i>: Aktualisierung bei wesentlichen Änderungen der Hemmnislage (gering). Finanzierung: Budget Energiebeauftragte. Synergie möglich mit B2 (One-Stop-Shop).

Ü3: Die Stadt realisiert ein Plusenergie-Quartier als Pilotprojekt

Prio: Mittel

Beschreibung	Zürich realisiert in einem geeigneten Neubaugebiet ein Plusenergie-Quartier: ein Quartier, das übers Jahr mehr Energie erzeugt als es verbraucht. Kombination: PV auf allen Dächern und Fassaden, Quartierspeicher, LEG, Wärmepumpen mit saisonaler Speicherung und intelligentes Energiemanagement. Kopenhagen (Fælledby, 7000 Wohnungen) und Amsterdam (ATELIER-Projekt) verfolgen vergleichbare Ansätze. Ein naheliegender Umsetzungsrahmen sind städtische Wohnbaugenossenschaften, die in Zürich rund 25 Prozent des Wohnungsbestands ausmachen und bei Neubauten bereits hohe Energiestandards verfolgen. Die Mehrkosten für das «Upgrade» auf Plusenergie-Standard (maximale PV-Belegung, Quartierspeicher, LEG-Integration) sind bei einer Genossenschaftsträgerschaft vergleichsweise gering, weil die Grundinvestitionen ohnehin anfallen. Die Rolle der Stadt beschränkt sich auf den planungsrechtlichen Rahmen und gegebenenfalls eine Anschubfinanzierung für den Quartierspeicher.
Zielgruppe	Städtische Wohnbaugenossenschaften als Trägerinnen, indirekt alle Bauherrschaften und Quartierentwickler:innen, die das Pilotprojekt als Vorbild nehmen können.
Hindernis	Bisherige Massnahmen adressieren einzelne Gebäude. Das Plusenergie-Quartier denkt Energieerzeugung, -speicherung und -verbrauch auf Quartierebene – dort, wo LEG, Quartierspeicher und Sektorkopplung ihren grössten Nutzen entfalten.
Wirkung	Integriert alle Handlungsfelder in einem Demonstrationsvorhaben. Liefert Erfahrungswerte für bestehende Quartiere. Langfristiges Flagship-Projekt mit hoher Sichtbarkeit.
Kosten	–<i>Einmalig</i>: Quartierspeicher circa 300 000–600 000 CHF. Mehrkosten für das Plusenergie-Upgrade (maximale PV-Belegung, Fassaden-PV, LEG-Integration) gegenüber einem Standard-Neubau mit gutem Energiestandard: geschätzt 5–10 Prozent der Energieinfrastrukturkosten – die Stadt übernimmt diese als Förderbeitrag, damit die Genossenschaft das Demonstrationsvorhaben realisiert. –<i>Wiederkehrend</i>: – (Betrieb über LEG refinanziert).

Ü4: Die Stadt baut ein Wirkungsmonitoring der PV-Förderung auf

Prio: Hoch

Beschreibung	Die Stadt baut eine systematische Datengrundlage zur Wirkungsmessung der PV-Förderung auf, die von den Fokusgruppen explizit gefordert wurde. Drei Indikatoren werden regelmässig erhoben: erstens die <i>Umsetzungsquote nach Beratung</i> – welcher Anteil der durch UGZ und ewz beratenen Bauherrschaften realisiert tatsächlich eine PV-Anlage; zweitens die <i>Flächenanpassungen im Baubewilligungsverfahren</i> – in welchem Umfang und aus welchen Gründen wird die geplante PV-Fläche im Verfahren reduziert; drittens die <i>Projektabbrüche im Verfahren</i> – wie viele Projekte werden während des Verfahrens nicht weiterverfolgt und aus welchen Gründen. Ü4 schafft eine systematische Datenarchitektur, die alle Förder-, Beratungs- und Verfahrensschritte abbildet – einschliesslich der Wirkung der neuen Solarzulage (Art. 26a VGL). Die Ergebnisse werden jährlich aufbereitet und können als Grundlage für die Justierung der Massnahmen dienen.
Zielgruppe	Stadt (UGZ und Energiebeauftragte) und ewz als Datenträger; sekundär die Fachstellen AfB, AfS und GSZ, die die Verfahrensdaten liefern.

Hindernis	Querschnittslücke: Monitoring ist in der PV-Strategie 2025 nicht systematisch angelegt; die Wirkung der bestehenden Förder- und Beratungsinstrumente lässt sich daher nicht datenbasiert evaluieren.
Wirkung	Macht die Wirkung von Beratung, Förderung und Verfahren empirisch messbar; ermöglicht datenbasierte Justierungen aller anderen Massnahmen.
Kosten	– <i>Einmalig</i> : 50 000–100 000 CHF für den Aufbau der Datenarchitektur und der Schnittstellen zwischen UGZ, ewz und AfB. – <i>Wiederkehrend</i> : 40 000–80 000 CHF pro Jahr für Datenanalyse und Reporting (interner Personalaufwand 0,2–0,4 VZÄ). Kostenträger: Stadt (Energiebeauftragte oder UGZ).
Offene Punkte	Die Datenarchitektur setzt abgestimmte Schnittstellen zwischen UGZ, ewz und AfB voraus; die Zuständigkeit für Betrieb und Datenpflege sowie der datenschutzkonforme Umgang mit personenbezogenen Beratungs- und Verfahrensdaten sind vor dem Aufbau zu klären.

5.3.2 Handlungsfeld S: Systemintegration

Der PV-Zubau bringt das Stromnetz unter Druck: Mittagsspitzen im Sommer können auf Niederspannungsebene zu Engpässen führen, gemäss PV-Strategie 2025 könnten rund 20 Prozent der Trafostationen an Kapazitätsgrenzen stossen. Die Massnahmen S1 bis S3 sorgen dafür, dass der Zubau netzverträglich erfolgt – über Anreize für Sektorkopplung und der Vorzeigewirkung von Pilotprojekten.

S1: Die Stadt führt einen Kombibonus für PV, Wärmepumpe und E-Mobilität ein		Prio: Tief
Beschreibung	Die Stadt ergänzt ihr bestehendes Förderprogramm um einen Kombibonus, der die Installation von PV-Anlage, Wärmepumpe und E-Ladeinfrastruktur belohnt. Die drei Komponenten müssen nicht zeitgleich installiert werden; der Bonus kann auch bei einer späteren Ergänzung einzelner Komponenten gewährt werden – analog einem schrittweise erweiterbaren Bündelangebot. Förderbedingung ist der Einbau eines Energiemanagementsystems (EMS), das die drei Komponenten koordiniert und den Eigenverbrauch optimiert. Die Massnahme knüpft an Daueraufgabe D2 der PV-Strategie 2025 an. S1 macht den Kopplungsansatz zur expliziten Förderbedingung. Das Fördersystem bleibt strikt modular (PV über Pronovo, Wärmepumpen über das kantonale Gebäudeprogramm, Ladeinfrastruktur über separate Programme); ein expliziter Bonus für die Kombination aller drei Technologien existiert, soweit bekannt, in der Schweiz bislang nicht.	
Zielgruppe	Eigentümer:innen von EFH und MFH, die ohnehin eine Heizungssanierung oder Ladeinfrastruktur planen – mit Kombibonus rechnet sich die zusätzliche Investition in PV deutlich besser. Auch institutionelle Eigentümer:innen von MFH-Portfolios.	
Hindernis	Die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage hängt stark vom Eigenverbrauch ab. Ohne Kopplung mit Wärmepumpe und Ladeinfrastruktur bleibt der Eigenverbrauchsanteil tief, was die Rendite schmälert.	
Wirkung	Das EMS steuert die Wärmepumpe und den Ladezeitpunkt so, dass primär PV-Strom genutzt wird. Der Eigenverbrauchsanteil steigt auf 50–70 Prozent (ohne Kopplung unter 30 Prozent), was die Wirtschaftlichkeit verbessern kann. Der Kombibonus wirkt zudem indirekt auf den Winterstrombedarf: Die Wärmepumpe verbraucht im Winter erhebliche Strommengen; ihre Kopplung mit PV und Speicher senkt den Netzbezug in den Abend- und Nachtstunden und kann das Netz in der kritischen Jahreszeit entlasten.	
Kosten	– <i>Einmalig</i> : – – <i>Wiederkehrend</i> : 200 000 bis 1 Million CHF pro Jahr. Finanzierung: bestehendes Förderprogramm der Stadt. Kurzfristig umsetzbar.	

S2: Die Stadt initiiert ein Pilotprojekt zum bidirektionalem Laden (Vehicle-to-Grid) Prio: Tief

Beschreibung	Die Stadt stösst auf einem eigenen Areal ein Pilotprojekt zu Vehicle-to-Grid (V2G) in Kombination mit PV an. Bidirektionale Fahrzeuge speichern überschüssigen PV-Strom tagsüber und speisen ihn bei Spitzenlast am Abend ins Netz zurück. Ein naheliegender Rahmen ist ein Pilot auf einem stadteigenen Areal: PV auf dem Gebäude, bidirektionale Ladesäulen und Fahrzeuge, die tagsüber angesteckt sind. Infrage kommen tagsüber verfügbare Pool- und Verwaltungsfahrzeuge, Elektrofahrzeuge von Mitarbeitenden während der Arbeitszeit sowie, als denkbare Kooperation, die Fahrzeuge eines Carsharing-Dienstes mit hohen Standzeiten tagsüber. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dürften sich mit sinkenden Batteriekosten und wachsender V2G-Flotte in den nächsten drei bis fünf Jahren deutlich verbessern.
Zielgruppe	Die Stadt als Trägerin des Pilots; als mögliche Kooperationspartner ein Carsharing-Dienst; mittelfristig Eigentümer:innen von E-Fahrzeugen
Hindernis	Stationäre Speicher sind kostenintensiv. V2G nutzt die vorhandene Batteriekapazität von E-Fahrzeugen und reduziert den Bedarf an stationären Speichern. Die PV-Strategie adressiert E-Mobilität nicht als Flexibilitätsressource.
Wirkung	Showcase für Sektorkopplung PV–E-Mobilität–Netz
Kosten	–<i>Einmalig</i>: rund 300 000–600 000 CHF für einen Pilot mit fünf bis zehn bidirektionalen Ladepunkten (Stadt): Ladepunkte inklusive Steuergerät (rund 15 000–25 000 CHF je Punkt), netzseitige Anbindung und Lastmanagement, IT-Integration sowie Planung. Die Fahrzeuge stammen aus bestehenden Pool- und Mitarbeitenden-Beständen oder von einem Kooperationspartner und sind nicht Teil der Investition; mit sinkenden Preisen für bidirektionale Ladehardware dürfte der Betrag eher am unteren Rand liegen. –<i>Wiederkehrend</i>: – (Betrieb refinanziert sich voraussichtlich mittelfristig über Flexibilitätserlöse). Ergänzende Finanzierung aus BFE-Pilotprogramm denkbar.
Offene Punkte	Die regulatorischen und tariflichen Rahmenbedingungen für bidirektionales Laden – insbesondere die Vermeidung einer doppelten Belastung mit Netzentgelten und das Messkonzept – sind noch nicht geklärt; die Wirtschaftlichkeit hängt von der weiteren Entwicklung der Batteriekosten und der V2G-fähigen Fahrzeugflotte ab.

S3: Die Stadt erprobt die Bündelung von Speichern (VPP) auf eigenen Wohnsiedlungen Prio: Tief

Beschreibung	In einem Pilotprojekt bündelt die Stadt die Batteriespeicher ausgewählter eigener Wohnsiedlungen (gekoppelt mit Dach-PV) zu einem virtuellen Kraftwerk (VPP). Die Aggregation und die Vermarktung der Flexibilität übernimmt ein externer Aggregator (Netzbetreiber oder Drittanbieter); die Stadt bringt als Eigentümerin die Siedlungsspeicher in den Verbund ein. Die Massnahme setzt den laufenden Smart-Meter-Rollout voraus, weil die Aggregation viertelstündliche Messdaten der teilnehmenden Speicher erfordert.
Zielgruppe	Die Stadt als Eigentümerin ausgewählter Wohnsiedlungen (Trägerin des Pilots); ein Aggregator als operativer Partner.
Hindernis	Technisch-räumliche Hürde: Mit wachsendem PV-Zubau stossen lokale Netzkapazitäten an Grenzen; dezentrale Flexibilität kann Einspeisespitzen glätten und den Netzausbaubedarf senken. Heim- und Gebäudespeicher werden heute nur zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt – ihr netzdienliches Potenzial bleibt ungenutzt.
Wirkung	Am Pilotmassstab ist der unmittelbare Netzbeitrag gering; im Vordergrund steht der Machbarkeitsnachweis. Die Stadt sammelt Betriebserfahrung mit der Aggregation von Siedlungsspeichern; die Erkenntnisse zeigen, ob und wie sich das Modell später ausweiten lässt.
Kosten	–<i>Einmalig</i>: Abhängig davon, ob Speicher beschafft werden müssen. Nutzt der Pilot die Plattform eines Aggregators und bestehende oder ohnehin geplante Siedlungsspeicher, beschränkt sich der städtische Aufwand auf Mess-, Steuerungs- und Integrationskosten (Grössenordnung 50 000–150 000 CHF). Müssen die Speicher eigens beschafft werden, kommt für einen Pilot mit zwei bis vier Siedlungen (je rund 50–150 kWh, installiert rund 600–1 000 CHF/kWh) eine Speicherbeschaffung von rund 150 000–450 000 CHF hinzu – insgesamt also rund 200 000–600 000 CHF. Die kantonale Speicherförderung (500 CHF/kWh, gedeckelt bei 15 000 CHF je Anlage) senkt den effektiven Betrag geringfügig. –<i>Wiederkehrend</i>: – (geringer Betriebsaufwand; die Flexibilitätserlöse decken die Kosten am Pilotmassstab noch nicht)

Offene Punkte	Die Massnahme setzt den laufenden Smart-Meter-Rollout voraus; zu klären sind zudem die Rollenteilung und der regulatorische Rahmen der Flexibilitätsvermarktung
----------------------	---

5.3.3 Handlungsfeld F: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Wirtschaftliche Hindernisse betreffen primär die Erstinvestition: Eigentümer:innen, die zwar eine wirtschaftliche Anlage realisieren könnten, denen aber die Erstinvestition als Liquiditätshürde im Weg steht (insbesondere im Stockwerkeigentum). Diese Konstellation adressiert Massnahme F1 (Bürgschaften und zinsgünstige Darlehen). **Eigentümer:innen, die nicht selbst investieren wollen oder können**, werden ausserhalb dieses Handlungsfelds über die Matching-Plattform (B3) angesprochen, die Dachflächen und investitionsbereite Dritte zusammenbringt. Die Renditelücke bei strukturell ungünstigen Anlagentypen (z.B. Dachflächen, bei denen die Stromerzeugung strukturell den lokalen Eigenverbrauch übersteigt oder das Verbrauchsprofil nicht zur Erzeugung passt) wird vom vorliegenden Set bewusst nicht adressiert (vgl. Kapitel 5.4).

F1: Bürgschaften und ergänzende zinsgünstige Darlehen		Prio: Hoch
Beschreibung	Die Stadt stellt Bürgschaften für PV-Investitionen bereit. Eigentümer:innen, die eine rentable Anlage realisieren könnten, aber die Erstinvestition (30 000–40 000 CHF bei einem typischen Mehrfamilienhaus) nicht aus Eigenmitteln finanzieren können, erhalten eine städtische Kreditabsicherung. Die Bürgschaft ist das Hauptinstrument: Sie setzt am tatsächlichen Hindernis an, das in den adressierten Fällen meist nicht im Zinssatz liegt, sondern in der Kreditfähigkeit beziehungsweise der Besicherung. Zinsgünstige Darlehen prüft die Stadt nur ergänzend und subsidiär. Viele Finanzinstitute bieten bereits zinsvergünstigte Hypotheken für klimawirksame Gebäudeprojekte an; ein städtisches Darlehen hätte nur dort einen Zusatznutzen, wo diese Angebote nicht greifen. Das betrifft insbesondere drei Konstellationen: – Stockwerkeigentümergeinschaften, die als Kollektiv oft keine einfache Hypothekaraufstockung erhalten; – bereits hoch belehnte Liegenschaften ohne Tragbarkeitsspielraum; – Eigentümer:innen, die die Investition nicht auf die Hypothek aufnehmen wollen oder können. Ob ein städtisches Darlehen angesichts des bestehenden Marktangebots überhaupt weiterverfolgt wird, ist im Rahmen der Umsetzung zu klären. Ergänzend prüft die Stadt ein Ausschreibungsverfahren für Fördermittel. Die Massnahme adressiert gezielt die Liquiditätshürde, nicht die Rendite: Bürgschaften und Darlehen sichern beziehungsweise verbilligen die Finanzierung der Erstinvestitionen, ändern aber nichts an der Wirtschaftlichkeit der Anlage.	
Zielgruppe	Stockwerkeigentümergeinschaften, kleinere Wohnbaugenossenschaften und Privateigentümer:innen, deren Anlage rentabel wäre, denen aber die Erstinvestition als Liquiditätsproblem im Weg steht.	
Hindernis	STWE als grösste strukturelle Einzelhürde: PV-Quote bei alleiniger Entscheidung 67 Prozent, bei mehreren Entscheidungsträger:innen nur 40 Prozent (Schoch und Bernauer, 2025). Eigentümer:innen nennen die Investitionskosten als häufigsten Hinderungsgrund (Stückelberger, 2024); im Kontext von STWE überwiegt dabei typischerweise das Liquiditätsproblem – die Erstinvestition muss sofort aufgebracht werden, während sich die Rendite über die Laufzeit ergibt. Der Zinssatz ist dabei selten das eigentliche Hindernis; massgeblich ist die Kreditfähigkeit beziehungsweise die Besicherung, gegen die eine Bürgschaft direkter wirkt als ein Zinsvorteil.	
Wirkung	Bürgschaften senken die Liquiditätshürde, ohne direkte städtische Zahlungen auszulösen – pro städtisch gesichertem Franken können vier bis fünf Franken Kreditvolumen mobilisiert werden. Im STWE lässt sich die Kreditfinanzierung über die Nebenkosten umlegen, die individuelle Liquiditätslage tritt in den Hintergrund. Das ergänzende Darlehen wirkt nur in den	

	genannten Nischen, in denen bestehende Klima-Hypotheken nicht verfügbar sind, und dupliziert dort kein Marktangebot.
Kosten	– <i>Einmalig</i> : Risikorückstellung 200 000–400 000 CHF für ein Bürgschaftsvolumen von 10–20 Millionen CHF (Stadt). Ausfallquoten bei vergleichbaren Programmen unter 2 Prozent. – <i>Wiederkehrend</i> : circa 75 000 CHF pro Jahr (0,5 ZVÄ Programmbetreuung, Stadt).
Offene Punkte	Die rechtliche Grundlage für städtische Bürgschaften und zinsgünstige Darlehen sowie die Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens und die Höhe des administrativen Aufwands sind zu klären.

5.3.4 Handlungsfeld B: Beratung, Ansprache und Prozesse

Selbst dort, wo Wollen vorhanden ist und sich die Anlage rechnet, können Prozesse den Zubau bremsen: Bewilligungsfragen in Schutzgebieten, eine nicht immer klare Zuordnung der Beratungs- und Fachstellen, fehlende Gelegenheiten zur parzellenübergreifenden Zusammenarbeit sowie ungenutzte planungsrechtliche Hebel bei Neubauten verzögern oder verteuern Vorhaben und können dazu führen, dass sie gar nicht erst in Angriff genommen werden. Die vier Massnahmen B1 bis B4 senken diese Prozessbarrieren. **Adressiert sind Eigentümer:innen**, deren Vorhaben im Prozess ins Stocken geraten oder die es aus Komplexität gar nicht erst aufnehmen, **sowie die Stadt** selbst als Planungs- und Bewilligungsbehörde.

B1: Die Stadt prüft die Einführung eines Ampelsystem für PV-Anlagen in Schutzgebieten		Prio: Hoch
Beschreibung	Das Amt für Städtebau prüft gemeinsam mit der Denkmalpflege und dem Amt für Baubewilligungen, ob und in welcher Form sich ein GIS-basiertes Ampelsystem umsetzen lässt. Jedes Gebäude im Stadtgebiet würde mit einem Statuscode versehen, beispielsweise: –grün (PV unbeschränkt, einfache Meldung genügt) –orange (PV mit gestalterischen Auflagen, Dialog mit der Denkmalpflege) und –rot (PV nur im Ausnahmefall, etwa auf nicht einsehbaren Dachflächen). Als erster Schritt lässt sich die heute breite orange Kategorie schärfen, indem die Stadt ISOS-A-Gebäude (rot, PV nur, wenn eine wesentliche Beeinträchtigung des Ortsbilds ausgeschlossen werden kann) von den übrigen Schutzfällen (Kernzone, inventarisierte oder kommunal geschützte Objekte: PV grundsätzlich möglich, gegebenenfalls mit Auflagen) trennt. Das System könnte über die städtische Website öffentlich zugänglich gemacht und mit Sonnendach.ch-Daten verknüpft werden. Eigentümer:innen erhielten damit früher eine erste Orientierung, was bei ihrem Gebäude möglich ist – bevor sie Planungskosten investieren. Der Kanton St. Gallen hat ein solches Ampelsystem im November 2024 als erster Schweizer Kanton eingeführt, erarbeitet in Zusammenarbeit mit Denkmalpflege, Heimatschutz und Gemeinden. Die Übernahme durch 48 der 75 Gemeinden innert weniger Monate belegt die praktische Umsetzbarkeit (Regierung des Kantons St. Gallen, 2024). Basel verfolgt einen ähnlichen Ansatz über den Solarkataster Basel-Stadt (Regierungsrat des Kantons Basel-Stadt, 2025).	
Zielgruppe	Eigentümer:innen von Gebäuden in Schutzgebieten: Kernzonen, Inventar- und Schutzobjekte, ISOS-A-Gebiete	
Hindernis	Eigentümer:innen erfahren erst nach aufwändigem Verfahren, ob PV möglich ist. Die Unsicherheit führt zu frühen Projektabbrüchen. Die städtische Abklärungsförderung von 3000 CHF zahlt die Stadt nur bei realisierten Projekten aus – das Risiko gescheiterter Abklärungen trägt die Eigentümerschaft.	
Wirkung	Systematische Vorbeurteilung statt individueller Voranfrage. In St. Gallen entfiel für «grüne» Gebiete die Mitwirkung der Denkmalpflege vollständig. Gleichzeitig entlastet das Ampelsystem die Bewilligungsbehörde. Die Entlastung wirkt vor allem bei «grünen» Gebäuden; für die Kategorien orange und rot bleibt der Einzelfalldialog mit der Denkmalpflege bestehen.	
Kosten	– <i>Einmalig</i> : Kein externer Aufwand – GIS-Aufbereitung durch städtisches GIS-Team, Bewertungsmatrix durch Denkmalpflege, AfS und AfB in gemeinsamer Arbeitsgruppe; Aufwand 6–9 Personenmonate verteilt auf 3–4 Dienstabteilungen.	

–*Wiederkehrend*: 0,3–0,5 VZÄ pro Jahr für Datenpflege und Einzelfallanfragen. Kostenträger: Stadt (ordentliches Budget der Dienstabteilungen).

Offene Punkte	Die verbindliche Ausgestaltung erfordert eine dienststellenübergreifende Abstimmung (AfS, Denkmalpflege, AfB) sowie eine Klärung, wieweit die Statuszuweisungen – insbesondere in ISOS-A-Gebieten – rechtlich verbindlich vorweggenommen werden können.
----------------------	---

B2: Die Stadt richtet ein One-Stop-Shop mit Lotsenfunktion ein	Prio: Hoch
---	-------------------

Beschreibung	Die Stadt bündelt die bestehenden Beratungsangebote von UGZ, ewz, AfS und AfB in einer zentralen Anlaufstelle, die Eigentümer:innen vom Erstinteresse bis zur Inbetriebnahme begleitet. Es handelt sich nicht um ein zusätzliches Beratungsangebot, sondern um eine Lotsenfunktion, die bestehende Ressourcen bündelt und widerspruchsfreie Auskünfte sicherstellt. Die Stelle wird zielgruppenspezifisch ausgestaltet – mit unterschiedlichen Einstiegspunkten für private Haushalte, STWE-Gemeinschaften und institutionelle Eigentümer:innen (vgl. Ü2). Eine konkrete Prozesslücke zeigt Fokusgruppe 3: Die ewz-Energieberatung ist nach Einreichung des Baugesuchs nicht mehr involviert, obwohl auch in dieser Phase noch Unterstützungsbedarf bestehen kann. Bestandteil des One-Stop-Shop ist daher auch eine Konsolidierung der bestehenden Leitfäden und eine Überführung in einen digitalen «Solar-Wegweiser» auf der städtischen Website: Eigentümer:innen geben über ein kurzes Online-Formular ihr Profil an (Gebäudetyp, Eigentümerstruktur, Schutzstatus, geplante Anlagengrösse) und erhalten als Ergebnis eine personalisierte Übersicht mit den für sie zutreffenden Schritten, Bewilligungsanforderungen, Förderungen und Kontaktstellen.
Zielgruppe	Privateigentümer:innen ohne Branchenkenntnisse (EFH, MFH, STWE) sowie Wohnbaugenossenschaften mit komplexen Vorhaben.
Hindernis	Wahrgenommene Komplexität und geringe Sichtbarkeit der Angebote wirken als informationelles Hemmnis: nicht immer klare Zuständigkeiten und eine fehlende proaktive Ansprache können die Orientierung erschweren. Nach Einreichung des Baugesuchs kann zudem im weiteren Projektverlauf eine Betreuungsücke entstehen.
Wirkung	Aktive Nachverfolgung unterstützt Projekte nach Einreichung des Baugesuchs bis zur Umsetzung.
Kosten	– <i>Einmalig</i> : – – <i>Wiederkehrend</i> : 150 000–300 000 CHF pro Jahr für 1–2 Vollzeitäquivalente (Stadt). Bündelung bestehender Angebote kann Doppelspurigkeit reduzieren. Finanzierung: Budget Energiebeauftragte oder befristetes Pilotprojekt (drei Jahre).

B3: Matching-Plattform für Dachflächen und Investor:innen	Prio: Mittel
--	---------------------

Beschreibung	Die Stadt baut eine digitale Plattform auf, die Eigentümer:innen geeigneter Dachflächen mit investitionsbereiten Dritte zusammenbringt – insbesondere bei fehlender eigener Investitionsbereitschaft und zur Bündelung kleiner, einzeln unwirtschaftlicher Flächen. Die Plattform ist GIS-basiert, nutzt Sonnendach.ch und ermöglicht die parzellenübergreifende Bündelung solcher Flächen. Sie positioniert sich als öffentliches, niedrighschwelliges Angebot für kleinere Objekte; alternativ prüft die Stadt eine Kooperation mit einer bestehenden Plattform.
Zielgruppe	Angebotsseite: Eigentümer:innen kleiner, einzeln unwirtschaftlicher Dachflächen. Nachfrageseite: Privatinvestor:innen und Genossenschaften, die Dachflächen für eigene PV-Investitionen suchen.
Hindernis	–Wirtschaftlich: kleine, einzeln unwirtschaftliche Dachflächen werden nicht erschlossen, weil sich der individuelle Aufwand nicht lohnt –Informationell/sozial: Eigentümer:innen ohne Investitionsbereitschaft kennen keine niederschwelligen Wege, ihr Dach Dritten zur Verfügung zu stellen.
Wirkung	Bringt ungenutztes Dachpotenzial und Investitionskapital zusammen. GIS-Targeting ermöglicht proaktive Ansprache. Skaleneffekte durch Bündelung. Community-basierte Modelle haben sich ebenfalls bewährt.
Kosten	– <i>Einmalig</i> : 500 000–800 000 CHF Plattform-Entwicklung. – <i>Wiederkehrend</i> : 100 000 CHF pro Jahr Betrieb durch Stadt oder Kooperationspartner.

Offene Punkte	Zu klären sind der datenschutzkonforme Betrieb der Plattform, die Abgrenzung zu bestehenden privaten Angeboten (Eigenentwicklung gegenüber Kooperation) sowie die Trägerschaft des Betriebs.
----------------------	--

B4: Planerische Standards für PV auf Stellplätzen und Flachdächern in Gestaltungsplänen **Prio: Hoch**

Beschreibung	Bei privaten Gestaltungsplänen (§§ 85 ff. PBG) und Sondernutzungsplanungen auf stadteigenen Grundstücken kann die Stadt selbstverpflichtende Bestimmungen zur Eigenstromproduktion verankern. B4 konkretisiert damit Massnahme M2 der PV-Strategie 2025. Als Orientierung dienen zwei Ansatzpunkte: –PV-Belegung von Stellplatzanlagen –Kombination von extensiver Begrünung und PV auf Flachdächern als planerische Qualität Aufgeständerte Solarmodule über extensiver Begrünung sind technisch erprobt (Hamburg, Basel, Barcelona). Zürich kennt bereits eine Gründachpflicht (§ 8 EGV), die damit systematisch mit PV verknüpft wird. Der Ansatz vermeidet eine generelle kommunale Pflicht und nutzt das Instrument der Planungsverhandlung; die Stadt gewährt Planungsvorteile und fordert im Gegenzug PV. Ausnahmeregelung bei nachgewiesener Unwirtschaftlichkeit. Als Qualitätsanforderung können <i>netzdienliche Kriterien</i> aufgenommen werden, etwa die Priorisierung von Ost-West-Ausrichtungen und Fassaden-PV sowie die Prüfung von Speicher und LEG-Integration bei grösseren Flächen.
Zielgruppe	Bauträger, Investor:innen und Grundeigentümer:innen bei Neubau- und Umbauprojekten unter Gestaltungsplänen oder Sondernutzungsplanungen auf stadteigenen Grundstücken
Hindernis	Regulatorisch: Verpflichtungen und Standards fokussieren heute auf Gebäudedächer und Neubauten. Grosse versiegelte Flächen (Stellplätze) bleiben ungenutzt; Gründach und Solar werden als konkurrierende Nutzungen betrachtet, obwohl sie sich technisch ergänzen. Die PV-Strategie fokussiert auf Gebäudedächer; Stellplatzanlagen werden nicht adressiert. Potenzial Stellplätze: 3–5 MWp im Stadtgebiet. Ohne planerische Vorgaben entstehen Anlagen oft in der für die Eigentümerschaft wirtschaftlich einfachsten Variante (Süddach), nicht in der systemisch besten.
Wirkung	Dual-Use auf Stellplätzen (Wetterschutz + Energie, kombinierbar mit E-Ladeinfrastruktur) und Flachdächern (Biodiversität + Energie). Eine Verankerung in Gestaltungsplänen (§§ 85 ff. PBG) ist politisch realistischer als eine generelle Verordnung und rechtlich abgesichert. Über 100 Referenzprojekte in Europa belegen die Machbarkeit. Netzdienlichkeits-Kriterien nutzen die hohe Lenkungswirkung planerischer Vorgaben zum günstigsten Zeitpunkt: bei der Konzeption. Die Wirkung ist auf den Perimeter privater Gestaltungspläne und Sondernutzungsplanungen auf stadteigenen Grundstücken begrenzt.
Kosten	Keine Kosten für die Stadt (Auflagen treffen Planungsbegünstigte). Erarbeitung Kriterienkatalog «netzdienliche Qualität»: ca. 2–3 Monate interne Abstimmung AfS, ewz, GSZ. Kostenträger: Stadt (interner Aufwand).

5.4 Bezug zur PV-Strategie 2025

Die vorgeschlagenen Massnahmen knüpfen an drei Elemente der PV-Strategie 2025 an, die im vorliegenden Bericht unterschiedlich behandelt werden.

- **M9 Einspeisevergütung – durch VVRE erledigt.**
M9 war in der Strategie 2025 nur formal als Auftrag verankert. Mit der VVRE vom 1. April 2026 hat der Gemeinderat einen stabilen Rückliefertarif beschlossen und damit M9 inhaltlich umgesetzt.
- **M11 Effizienzbonus – ausserhalb des Untersuchungsumfangs.**

Die Strategie 2025 sieht vor, den Eigenverbrauch bis Ende 2027 in die Berechnungsgrundlage des Effizienzbonus einzubeziehen. Diese Konkretisierung von M11 wird im vorliegenden Bericht nicht vertieft.

- **Renditelücke bei strukturell ungünstigen Anlagentypen – bewusst nicht adressiert.**

Eine solche Förderung würde substanzielle Mittel erfordern und müsste über die EIV gelöst werden und wird deshalb im vorliegenden Bericht nicht vorgeschlagen.

5.5 Priorisierung und Hebelwirkung

Die vorgeschlagenen Massnahmen wirken auf zwei Ebenen: Sie sollen den PV-Zubau **beschleunigen** (über wirtschaftliche Rahmenbedingungen, Beratungsangebote und Sichtbarkeit) und ihn **netzdienlich qualifizieren**. Abbildung 13 ordnet die vorgeschlagenen Massnahmen nach erwartetem Beitrag zur Zielerreichung und nach Kosten für die Stadt. Die Kosten umfassen einmalige und wiederkehrende Aufwendungen; wiederkehrende Kosten wiegen schwerer als einmalige Investitionen.

Im «Sweet Spot» mit hoher Wirkung bei tiefen Kosten liegen drei Massnahmen: das Ampelsystem für Schutzgebiete (B1), Bürgschaften und zinsgünstige Darlehen (F1) und die zielgruppenspezifische Ansprache (Ü2). Hohe Wirkung erreicht auch der One-Stop-Shop (B2) bei mittleren Kosten. Der Kombibonus (S1) liegt bei hohen, wiederkehrenden Kosten; er verbessert über die Sektorkopplung die Wirtschaftlichkeit und die Netzverträglichkeit.

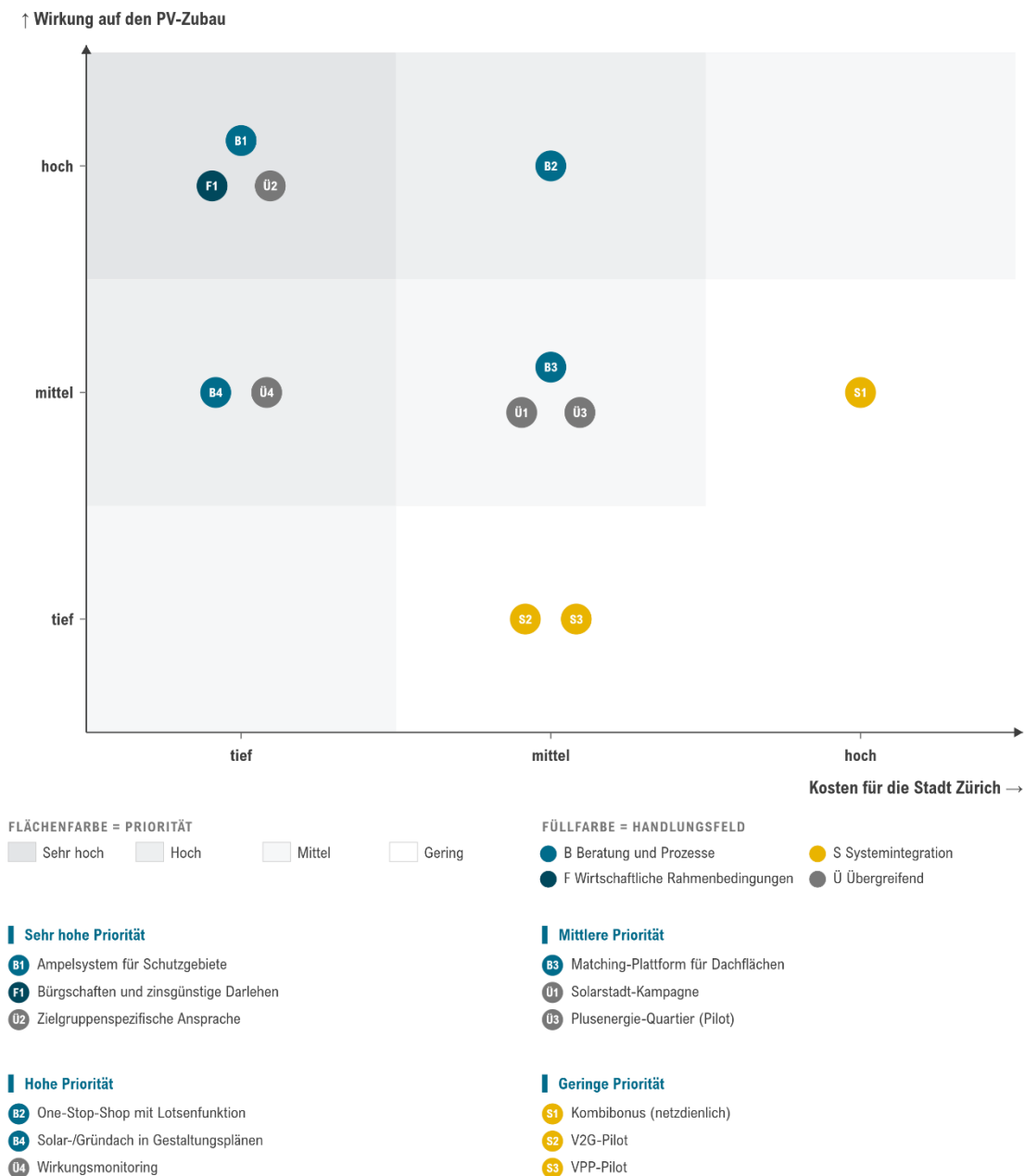


Abbildung 13 Einordnung der Massnahmen nach Wirkung, Kosten und Priorität, gruppiert nach Handlungsfeld.

5.6 Empfehlungen und Umsetzung

Die vorgeschlagenen Massnahmen unterscheiden sich darin, welche politische Ebene und welche Trägerschaft die Umsetzung verantwortet und in welchem Zeithorizont sie realisierbar sind.

Die fachliche Priorisierung legt nahe, im **ersten Schritt** die Sweet-Spot-Massnahmen zu fokussieren: das Ampelsystem für Schutzgebiete (B1), Bürgschaften und zinsgünstige Darlehen (F1) und die zielgruppenspezifische Ansprache (Ü2). Sie verbinden hohe Wirkung

mit tiefen Kosten und sind mehrheitlich kurzfristig umsetzbar. Im **nächsten Budgetzyklus** erscheint es zweckmässig, die weiteren Massnahmen mit hoher Priorität aufzunehmen.

Pilotvorhaben legt die Stadt in einem rollenden Programm an, das auf den Erkenntnissen der ersten Umsetzungsphase aufbaut. Das parallel laufende **Wirkungsmonitoring** (Ü4) liefert dafür die empirische Grundlage.

Einzuzuordnen ist schliesslich, dass die grösste direkte Wirkung auf die erreichbare Zubau-
menge von einer PV-Pflicht im Bestand ausginge. Der Zürcher Entwurf zur Teilrevision des
Energiegesetzes sieht eine solche Pflicht bisher nur im Sanierungsfall vor (ab 300 m² Dach-
fläche); eine generelle Nachrüstpflicht unabhängig vom Sanierungszeitpunkt würde den
Bestand deutlich rascher erschliessen. Die hier vorgeschlagenen städtischen Massnahmen
können den Zubau beschleunigen und netzdienlich qualifizieren, eine solche Pflicht aber
nicht ersetzen. Die Stadt kann sich im laufenden Gesetzgebungsprozess für eine ambitio-
nierte Ausgestaltung einsetzen.

6 Fazit und Ausblick

Der vorliegende Bericht verfolgt einen klaren Argumentationsbogen: Er ordnet das PV-Potenzial der Stadt Zürich methodisch ein (Kapitel 2), vergleicht die heutige Nutzung mit anderen Schweizer Städten (Kapitel 3), identifiziert und priorisiert die Hindernisse für den weiteren Ausbau (Kapitel 4) und leitet daraus ein Massnahmenset ab (Kapitel 5). Aus diesem Argumentationsbogen lassen sich **vier zentrale Befunde** ableiten.

- 1 Die kursierenden Potenzialwerte für Zürich unterscheiden sich nicht aufgrund unterschiedlicher Grunddaten, sondern **aufgrund unterschiedlicher Reduktionsfaktoren**. Der erwartete Potenzialbereich auf Dächern liegt nach aktualisierten technologischen und regulatorischen Annahmen bei 560–575 GWh/a. Das Ziel der PV-Strategie (500 GWh/a bis 2040) liegt leicht unterhalb dieses Bereichs und ist damit technisch und regulatorisch erreichbar. Das Ziel der Volksinitiative «Solarstadt Zürich» (900 GWh/a) übersteigt selbst die Obergrenze des modellierten Dachpotenzials deutlich und lässt sich auf Basis der vorliegenden Analyse nicht begründen.
- 2 Im Vergleich mit strukturell ähnlichen Kernstädten (Bern, Basel, Lausanne, Genf) nimmt Zürich eine **durchschnittliche Position** ein. Der oft zitierte Rückstand gegenüber dem Landesdurchschnitt ist zu einem wesentlichen Teil ein methodisches Artefakt der Sonnendach-Methodik. Der angemessene Vergleichsmassstab sind daher strukturell vergleichbare Kernstädte und nicht der Landesdurchschnitt oder die Stadt Winterthur. Diese Einordnung relativiert das Bild eines Sonderfalls Zürich – ohne den substanziellen Handlungsbedarf zur Erreichung der eigenen Ziele zu mindern.
- 3 Zentrale Hindernisse beim PV-Zubau liegen sowohl in der frühen Projektphase als auch in den baulich-strukturellen Eigenschaften des Gebäudebestands. **Wirtschaftliche Entscheidungskriterien, die Orientierung am Eigenverbrauch und die fehlende Priorisierung durch Gebäudeeigentümer:innen**, insbesondere im Stockwerkeigentum, beeinflussen, ob Projekte initiiert und weiterverfolgt werden und ob Dachflächen vollständig genutzt werden. Kleine, komplexe Dachflächen und eine begrenzte Tragfähigkeit können die realisierbare PV-Fläche einschränken oder die Umsetzung verhindern, sind durch die Stadt jedoch kaum beeinflussbar. Weitere Rahmenbedingungen, etwa der Gebäudezyklus und Schutzanforderungen, beeinflussen Kosten, Umfang und Zeitpunkt der Umsetzung. Verfahrensbezogene Hindernisse erhöhen den Planungs- und Koordinationsaufwand und können Projekte verzögern. Ihre Ausgestaltung liegt weitgehend im Einflussbereich der Stadt.
- 4 Die PV-Strategie 2025 deckt einen Grossteil der identifizierten Hindernisse bereits ab. **Substanzielle Lücken bestehen** bei den wirtschaftlichen Hindernissen, bei der Liquiditätshürde im Stockwerkeigentum, bei der Systemintegration sowie beim Wirkungsmonitoring. Dort setzen die 12 vorgeschlagenen Massnahmen an. Sie verfolgen zwei Ziele gleichzeitig: den Zubau zu beschleunigen und ihn netzdienlich zu qualifizieren. Mit dem Gemeinderatsbeschluss vom 1. April 2026 zur VVRE ist der wirtschaftliche Sockel gesichert – dies allerdings auf Kosten tariflicher Lenkungssignale. Ein direktes

Preissignal für netzdienliche Einspeisung fehlt daher; die Lenkungswirkung muss ersatzweise über Förderbedingungen, Finanzierungsinstrumente und planerische Standards angestrebt werden, während ein netzdienliches Preissignal offen bleibt.

Für die **Umsetzung** empfiehlt der Bericht ein gestaffeltes Vorgehen. In einem ersten Schritt sind die Sweet-Spot-Massnahmen (B1 Ampelsystem, F1 Bürgschaften, Ü2 zielgruppenspezifische Ansprache) umzusetzen. Sie verbinden hohe Wirkung mit moderaten Kosten und sind mehrheitlich kurzfristig umsetzbar. Im nächsten Budgetzyklus erscheint es zweckmässig, die weiteren Massnahmen mit hoher Priorität aufzunehmen. Pilotvorhaben können in einem rollenden Programm angelegt werden, das auf den Erkenntnissen der ersten Umsetzungsphase aufbaut.

Drei Themen wurden im Rahmen dieses Auftrags nicht vertieft behandelt, sind aber **für die Zielerreichung relevant**.

- Erstens die **Konkretisierung von Massnahme M11** der PV-Strategie 2025: Der Einbezug des Eigenverbrauchs in die Berechnungsgrundlage des Effizienzbonus (Frist Ende 2027), der in einem separaten Bericht zu adressieren ist.
- Zweitens die **Renditelücke bei Anlagen mit strukturell hohem Einspeiseanteil**: Dies betrifft etwa reine Einspeiseanlagen oder Objekten, deren Dachfläche den lokalen Verbrauch deutlich übersteigt. Das vorliegende Massnahmenset adressiert sie nur indirekt; gegebenenfalls erfordert sie eine spezifische, anlagenbezogene Förderung idealerweise auf Bundesebene.
- Drittens die **kantonalen Rechtsgrundlagen**: Wie in vorhergehenden Kapitel dargelegt, ginge die grösste direkte Wirkung auf die erreichbare Zubaumenge von einer PV-Pflicht im Bestand aus, die jedoch in kantonaler Kompetenz liegt. Eine solche Pflicht würde die vorgeschlagenen Massnahmen nicht ersetzen, sondern ihre Rolle verschieben: Finanzierungs-, Verfahrens- und Systemintegrationsinstrumente blieben nötig, um die Erfüllung zu ermöglichen und den Zubau netzdienlich zu gestalten; die primär aktivierenden Massnahmen verlören dagegen an Bedeutung.

Der PV-Zubau in Zürich steht damit nicht vor einem grundsätzlichen Strategiewechsel, sondern vor einer **gezielten Konkretisierung und Erweiterung der bestehenden Strategie**. Die vorgeschlagenen Massnahmen bauen auf den vorhandenen Strukturen auf, adressieren erkannte Lücken und schaffen die Voraussetzungen, damit der Zubau nicht nur in der Menge, sondern auch in seiner systemischen Qualität zu den städtischen und nationalen Klimazielen beiträgt.

Literaturverzeichnis

- Bergner, J.; Siegel, B. und Quasching, V. (2020): *Hemmnisse und Hürden für die Photovoltaik*. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin.
- Bundesamt für Energie BFE (2025): «Sonnendach.ch – Solarpotenzialkataster Schweiz», . Verfügbar unter: <https://www.sonnendach.ch> .
- Bundesamt für Raumentwicklung ARE (2023): *Bauzonenstatistik Schweiz 2022*. Bern: Bundesamt für Raumentwicklung ARE.
- Bundesamt für Statistik BFS (2024a): «Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP), Datenstand 31122023», .
- Bundesamt für Statistik BFS (2024b): «Gebäude- und Wohnungsstatistik (GWS) 2024», .
- Energie Trialog Schweiz (2009): «Energie-Strategie 2050, Impulse für die schweizerische Energiepolitik; Grundlagenbericht», .
- Energiebeauftragte Stadt Zürich (2025): *Photovoltaik- Strategie Stadt Zürich*. .
- EnergieSchweiz und geoimpact AG (2026): «Energie Reporter – Daten zur installierten PV-Leistung in Schweizer Gemeinden, Datenstand Februar 2026», .
- ewz – Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (2026): «PV-Anlagen im Versorgungsgebiet, Datenstand Februar 2026», .
- Gemeinderat der Stadt Zürich (2022): *Postulat GR Nr. 2022/619 von Dominik Waser und Martin Busekros betreffend externer Bericht zur tiefen Nutzungsziffer des Solarpotenzials*. Zürich: Gemeinderat der Stadt Zürich.
- Gemeinderat der Stadt Zürich (2026): *Verordnung über die Vergütung der Rückspeisung elektrischer Energie (VVRE) und Teilrevision der Verordnung über die Versorgung mit elektrischer Energie (VGL)*. Zürich: Gemeinderat der Stadt Zürich.
- Meteotest AG, NET AG (2021): *Studie zur Bestimmung des PV Potenzials innerhalb des Zürcher Stadtgebiets*. Meteotest AG, NET AG.
- Regierung des Kantons St. Gallen (2024): *Geschäftsbericht 2024*. St. Gallen: Regierung des Kantons St. Gallen.
- Regierungsrat des Kantons Basel-Stadt (2025): *Ratschlag betreffend Solaroffensive Basel-Stadt*. Basel: Regierungsrat des Kantons Basel-Stadt.
- Regierungsrat des Kantons Zürich (2024): *RRB Nr. 650/2024 zur Teilrevision des kantonalen Energiegesetzes*. Zürich: Regierungsrat des Kantons Zürich.
- Schoch, M. und Bernauer, T. (2025): *Studie zu Entscheidungen bezüglich PV Anlagen bei Dachsanierungen oder Neubauten in der Stadt Zürich*. Zürich: ETH Zurich.

Schweizerische Eidgenossenschaft (2024): *Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass)*. Bern: Schweizerische Eidgenossenschaft.

SIA – Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein (2023): *SIA 2062 – Photovoltaikanlagen auf bestehenden Tragwerken*. Zürich: SIA – Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein.

Stadtentwicklung Zürich (2025): «Auswertung Sonnendach.ch für die Stadt Zürich», .

Statistik Stadt Zürich (2024): «Räumliche Bevölkerungs- und Gebäudestatistik der Stadt Zürich», .

Stückelberger, S. (2024): *Helion Energie wende Index*. Sotomo, im Auftrag von Helion Energy AG.

Swissolar (2021): *Branchenpapier zur Aufständigung von PV-Anlagen auf Flachdächern*. Zürich: Swissolar.

VDMA Photovoltaic Equipment (2024): *International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV) – Results 2023*. 15. Auflage. Frankfurt am Main: VDMA Photovoltaic Equipment.

Anhang

A-1 Glossar

Fachbegriffe

Aufständering	Konstruktion, mit der Solarmodule auf Flachdächern in einem geneigten Winkel montiert werden. Süd-Aufständering optimiert die Mittagsproduktion; Ost-West-Aufständering verteilt die Produktion gleichmässiger über den Tag und ermöglicht eine höhere Bedeckungsdichte.
Baubewilligungsverfahren	Ordentliches Verfahren für PV-Anlagen mit erhöhten Anforderungen, etwa auf Gebäuden mit Schutzstatus, im Rahmen von Dachsanierungen oder bei Neubauten. Im Vergleich zum Meldeverfahren mit höherem Aufwand und längerer Verfahrensdauer verbunden.
Belegungsfaktor	Pauschaler Reduktionsfaktor, der berücksichtigt, dass nicht die gesamte geeignete Dachfläche tatsächlich mit Modulen belegt werden kann (Dachaufbauten, Abstände, Wartungsgänge). Sonnendach.ch wendet schweizweit einheitlich einen Belegungsfaktor von 70 % an.
Bifaziales Modul	Solarmodul, das Sonnenlicht auf der Vorder- und Rückseite in elektrische Energie umwandelt. Vertikal aufgestellte bifaziale Module zeigen Vorteile beim Winterstrom, weisen jedoch einen geringeren absoluten Flächenenertrag auf als konventionell aufgeständerte Systeme.
Contracting (PV-Contracting)	Geschäftsmodell, bei dem ein Drittanbieter wie das ewz die PV-Anlage auf einem fremden Gebäude finanziert, baut und betreibt. Die Eigentümerschaft bezieht den produzierten Strom oder vermietet die Dachfläche.
Eigenverbrauch	Anteil des selbst produzierten PV-Stroms, der direkt im eigenen Gebäude verbraucht wird, ohne ins Netz eingespeist zu werden. Hoher Eigenverbrauch verbessert die Wirtschaftlichkeit, da der Bezugsstrompreis über der Einspeisevergütung liegt.
Eignungsklasse	Klassifikation des solaren Ertragspotenzials einer Dachfläche auf Sonnendach.ch (Klassen 1–5: «gering» bis «hervorragend»), basierend auf Einstrahlung, Ausrichtung, Neigung und Verschattung.
Einspeisevergütung	Vergütung für PV-Strom, der ins öffentliche Netz zurückgespeist wird. In der Stadt Zürich seit 1. April 2026 in der VVRE neu geregelt, mit einem stabilen Tarif von durchschnittlich 12,91 Rappen pro Kilowattstunde.
Einmalvergütung (EIV)	Einmaliger Investitionsbeitrag des Bundes an PV-Anlagen, der einen Teil der Investitionskosten deckt und über Pronovo abgewickelt wird. Die EIV hat die frühere kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) als zentrales Bundesförderinstrument für neue Anlagen abgelöst. Nicht zu verwechseln mit der kommunalen Rückliefervergütung nach VVRE.
Erwartetes Potenzial	Schnittmenge des wirtschaftlichen, ökologischen und sozial akzeptierten Potenzials gemäss Energie Dialog Schweiz (2009) – jenes Potenzial, das unter realistischen Rahmenbedingungen erschlossen werden kann.
Ground Coverage Ratio (GCR)	Bedeckungsdichte einer PV-Anlage: Anteil der Modulfläche im Verhältnis zur belegten Dachfläche. Süd-Aufständering erreicht typischerweise 30–40 %, moderne Ost-West-Aufständering 70–80 %.
ISOS	ISOS – Bundesinventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz von nationaler Bedeutung. ISOS-Perimeter mit Erhaltungsziel A unterliegen besonders strengen Schutzanforderungen und fallen unter die Direktanwendung des

	ISOS: Kann eine erhebliche Beeinträchtigung der Schutzziele nicht ausgeschlossen werden, ist ein eidgenössisches Gutachten (ENHK) erforderlich.
Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)	Früheres Förderinstrument des Bundes, das Strom aus erneuerbaren Anlagen über einen festen, kostenorientierten Tarif vergütete. Wegen begrenzter Mittel bestanden Wartelisten, sodass nicht alle angemeldeten Anlagen eine Zusage erhielten. Für neue PV-Anlagen wurde die KEV durch die Einmalvergütung (EIV) ersetzt.
Lokale Elektrizitätsgemeinschaft (LEG)	Seit Januar 2025 mögliches Modell, das mehrere Gebäude zu einer Eigenverbrauchsgemeinschaft über das öffentliche Verteilnetz zusammenschliesst, ohne dass eigene Direktleitungen erforderlich sind.
Meldeverfahren	Vereinfachtes Verfahren für PV-Anlagen ohne erhöhte Schutzanforderungen, innert 30 Tagen abschliessbar. Gemäss PV-Strategie 2025 sind in der Stadt Zürich rund 72 % der Dächer grundsätzlich für das Meldeverfahren geeignet.
Modulwirkungsgrad	Anteil der einfallenden Sonnenenergie, der von einem PV-Modul in elektrische Energie umgewandelt wird. Aktueller Stand der Technik (2026) liegt bei rund 20 %; die Meteotest-Studie 2021 legte 17 % zugrunde.
Netzdienlichkeit	Eigenschaft einer PV-Anlage, das Stromnetz zu entlasten – etwa durch ein gleichmässigeres Tagesproduktionsprofil (Ost-West, Fassade), Kombination mit Speichern oder verbindliche Leistungsbegrenzung.
Nutzungsziffer (v)	Anteil des technischen PV-Dachpotenzials, der durch installierte Anlagen ausgeschöpft wird: $v = \text{installierte PV-Leistung} / \text{PV-Potenzial gemäss Sonnendach.ch}$.
Performance Ratio	Verhältnis zwischen tatsächlich erzeugter und theoretisch maximal möglicher Stromproduktion einer PV-Anlage. Sowohl die BFE- als auch die Meteotest-Berechnungen verwenden einen Wert von 80 %.
Pronovo	Akkreditierte Zertifizierungsstelle des Bundes, die unter anderem Herkunftsnachweise und Förderbeiträge für erneuerbare Energien verwaltet. In Zürich werden zahlreiche Anlagen über das städtische Förderprogramm registriert; die Pronovo-Datenbank unterzeichnet den tatsächlichen Ausbaustand entsprechend.
Realisierbares Potenzial	Im Rahmen dieses Berichts: das bis 2040 bei unveränderter Ausbaudynamik tatsächlich umsetzbare PV-Potenzial in Zürich (rund 200–240 GWh/a auf Basis einer Trendextrapolation).
Reduktionsfaktor	Abzugsfaktor, mit dem das theoretische Potenzial schrittweise auf das technisch, wirtschaftlich oder ökologisch realisierbare Potenzial reduziert wird – etwa für Dachaufbauten, Statik, Begrünung oder Denkmalschutz.
Solargründach	Kombination aus extensiver Dachbegrünung und PV-Anlage auf einem Flachdach. Moderne Ost-West-Aufständigung ermöglicht hohe Belegungsdichten bei gleichzeitig erhaltenem ökologischem Mehrwert.
Sonnendach.ch	Webportal des BFE mit standardisierten Solarpotenzialdaten für alle Schweizer Gebäude, basierend auf dem Geländemodell swissALTI3D, dem Gebäudemodell swissBUILDINGS3D 2.0 und Einstrahlungsdaten von MeteoSchweiz.
Stockwerkeigentum (STWE)	Form des Miteigentums an Liegenschaften, bei der einzelne Wohnungen im Sonderrecht stehen. Gemeinschaftliche Investitionen wie PV-Anlagen erfordern Mehrheitsbeschlüsse und sind dadurch häufig erschwert.
Technisches Potenzial	Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung technischer Restriktionen (Dachgeometrie, Eignung, Belegung) nutzbar ist.
Theoretisches Potenzial	Gesamtes physikalisch nutzbares Energieangebot einer Quelle, ohne Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher oder regulatorischer Restriktionen.

Trendextrapolation	Lineare Fortschreibung der heutigen Zubaurate in die Zukunft, ohne Berücksichtigung möglicher Beschleunigungs- oder Bremswirkungen. Im vorliegenden Bericht zur Abschätzung des realisierbaren Potenzials bis 2040 verwendet.
Vehicle-to-Grid (V2G)	Technologie, bei der Elektrofahrzeuge nicht nur geladen werden, sondern gespeicherten Strom auch wieder ins Netz oder ins Gebäude zurückspeisen können (= bidirektionales Laden)
Virtual Power Plant (VPP)	Digitaler Verbund dezentraler Anlagen wie Batteriespeicher, PV-Anlagen oder steuerbarer Verbraucher, die über eine gemeinsame Steuerung aggregiert und wie eine einzelne Anlage am Strom- oder Flexibilitätsmarkt vermarktet werden. Ermöglicht die netzdienliche Nutzung verteilter Speicher
VVRE	Verordnung über die Vergütung für die Rücklieferung von Elektrizität. Vom Gemeinderat der Stadt Zürich verabschiedet, in Kraft seit 1. April 2026; sie regelt die stabile, planungssichere Rückliefervergütung in der Stadt Zürich.
Wirtschaftliches Potenzial	Anteil des technischen Potenzials, der unter gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen realisierbar ist.
ZEV / vZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch: Modell, bei dem mehrere Verbrauchsstellen innerhalb eines Grundstücks gemeinsam Strom aus einer PV-Anlage beziehen. Der vZEV (virtueller ZEV) erweitert das Modell auf mehrere Grundstücke über das öffentliche Verteilnetz.

Akteure und Dienstabteilungen

AfB	Amt für Baubewilligungen, Stadt Zürich
AfS	Amt für Städtebau, Stadt Zürich
AHB	Amt für Hochbauten, Stadt Zürich
ARE	Bundesamt für Raumentwicklung
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
DIB	Departement der Industriellen Betriebe, Stadt Zürich
EB	Energiebeauftragte, Stadt Zürich
ewz	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
GSZ	Grün Stadt Zürich
IMMO	Immobilien Stadt Zürich
UGZ	Umwelt- und Gesundheitsschutz Zürich

A-2 Anhang zum Vergleich der PV-Potenzialberechnungen (Kap. 2)

A-2.1 Aktualisierung der Reduktionsfaktoren: Herleitung und Abwägung

econcept hat geprüft, welche der von Meteotest (2020/2021) angesetzten Reduktionsfaktoren sich aufgrund der technologischen und regulatorischen Entwicklung seit 2020 aktualisieren lassen. Die Vorschläge wurden im Rahmen des Freigabeprozesses mit der AG PV-Strategie diskutiert. Dieser Anhang dokumentiert je Faktor den Vorschlag von econcept, die Rückmeldungen der beteiligten Verwaltungsstellen und den daraus abgeleiteten Entscheid. Leitgedanke war ein realistisches Potenzial – weder übermässig konservativ noch zu grosszügig.

Von den geprüften Aktualisierungen werden zwei berücksichtigt (Modulwirkungsgrad und ISOS-A-Teilöffnung), drei nicht (Aufbauten, Statik, Solargründach). Die Herleitung des erwarteten Potenzials von rund 575 GWh/a folgt daraus: Ausgangsbasis 487 GWh/a (Meteotest), durch die Wirkungsgradaktualisierung der zurzeit unbelegten Dachflächen rund 560 GWh/a, mit der ISOS-A-Teilöffnung rund 575 GWh/a.

Modulwirkungsgrad

Vorschlag von econcept: Der in sonnendach.ch hinterlegte Standard-Modulwirkungsgrad wurde im September 2022 von 17 % auf 20 % angehoben. econcept überträgt diese Aktualisierung auf die Meteotest-Basis. Es handelt sich nicht um einen Abzugsfaktor, sondern um einen Parameter, der die Ausgangsbasis anhebt.

Rückmeldungen der Vertreter:innen der AG: Unbestritten.

Entscheid: Übernommen. Das erwartete Potenzial steigt allein durch diese Aktualisierung von 487 auf rund 560 GWh/a.

Aufbauten und Konkurrenznutzung

Vorschlag von econcept: Reduktion des Abzugs von –40 % auf –35 %. Flexible Modulgrössen und neue Waferformate (M10, G12, G12R) ermöglichen eine bessere Nutzung von Restflächen auf komplexen Dachgeometrien (VDMA Photovoltaic Equipment, 2024, ITRPV, 2024; Philipps & Warmuth, 2025). Schweizer Indach-Systeme bieten Sonderformate für komplexe Geometrien (Megasol Energie AG). Der allgemeine Wirkungsgradfortschritt ist in der Wirkungsgradaktualisierung bereits separat erfasst und wirkt hier nicht doppelt.

Rückmeldungen der Vertreter:innen der AG: Die Vertreter der AG beobachten eine Zunahme technischer Aufbauten sowie von Flachdächern bei Neubauten; die Nutzung von Restflächen werde durch grössere Standard-Modulgrössen eher schwieriger, da sich Module unterschiedlicher Grösse aufgrund abweichender Leistung, Spannung und Stromstärke technisch nicht beliebig kombinieren liessen. Weiter verweisen sie auf die zunehmende Nutzungskonkurrenz auf Dächern – etwa Dachterrassen und Dachgärten, Dächer

als Schulhausplätze, technische Aufbauten sowie Solarthermie zur Erdsondenregeneration. Dadurch gingen ganze Dachflächen für den PV-Zubau verloren, was durch flexible Modulgrößen nicht überkompensiert werden konnte.

Entscheid: Auf den Zuschlag wird verzichtet; der Abzug bleibt bei –40 %. Die technische Möglichkeit besserer Restflächennutzung besteht, wird aber durch die zunehmende Nutzungskonkurrenz aufgewogen.

Statik bei Flachdächern

Vorschlag von econcept: Reduktion des Abzugs von –35 % auf –25 %. Leichtbau-Montagesysteme mit Flächenlasten unter 10 kg/m² sind heute breit verfügbar; moderne Systeme erreichen ohne Ballast Gesamtgewichte von 7 bis 14 kg/m² (Ernst Schweizer AG: 12–14 kg/m²; Systovi: bis 3 kg/m²). Die SIA-Norm 2062:2023 schafft zudem einen normativen Rahmen für die Beurteilung bestehender Tragwerke.

Rückmeldungen der Vertreter:innen der AG: Die Vertreter der AG halten fest, dass die Montagesysteme zwar leichter geworden sind, das massgebliche Gewicht jedoch die Ballastierung ist. Bei einer Kombination mit Dachbegrünung – auf Flachdächern besteht eine Begrünungspflicht – ist eine Aufständigung der Module erforderlich, die höhere Windlasten und damit eine stärkere Ballastierung nach sich zieht; auch bei Kiesdächern wird ein Zusatzgewicht von über 10 kg/m² erreicht. Leichtbausysteme sind verfügbar, kommen in der Praxis aber nicht zum Tragen, weil andere Aspekte überwiegen.

Entscheid: Auf den Zuschlag wird verzichtet; der Abzug bleibt bei –35 %. Die Abwägung wird bewusst dokumentiert: Leichtbausysteme sind vorhanden, doch Ballastierung und Windlasten überwiegen.

Solargründächer

Vorschlag von econcept: Reduktion des Abzugs von –30 % auf –20 %. Moderne aufgeständerte Systeme reduzieren den geometrisch bedingten Ertragsverlust deutlich: Bei Ost-West-Aufständigung werden die Module paarweise zeltförmig mit 10 bis 15° Neigung angeordnet, wodurch sich der Reihenabstand auf rund 10 cm verringert – gegenüber einem Wartungsgang von mindestens 60 cm bei Süd-Aufständigung (Swissolar et al., 2021). Die Bedeckungsdichte (Ground Coverage Ratio) steigt dadurch von typisch 30–40 % auf 70–80 %. Die PV-Strategie der Stadt Zürich (2025) strebt grundsätzlich eine Kombination von PV und extensiver Dachbegrünung an.

Rückmeldungen der Vertreter:innen der AG: Die Vertreter der AG halten fest, dass Ost-West-Aufständigungen bereits Standard sind und in die Potenzialstudie einbezogen wurden; der Abzug von 30 % beruht auf Berechnungen der Verwaltung und entspricht den Vorgaben der Bau- und Zonenordnung (BZO). Die Vertreter weisen darauf hin, dass die Annahme eines Reihenabstands von rund 10 cm nicht im Einklang mit der Bewilligungspraxis steht: Der Leitfaden Solargründach der Stadt Zürich gibt für die Pflege der

Dachbegrünung einen Reihenabstand von mindestens 50 cm vor, der bei stadteigenen Gebäuden umgesetzt und im Baubewilligungsverfahren auch bei privaten Eigentümerschaften eingefordert wird.

Entscheid: Auf den Zuschlag wird verzichtet; der Abzug bleibt bei –30 %. Es handelt sich um eine städtische Vorgabe (50 cm), die grundsätzlich angepasst werden könnte; solange sie gilt, entfällt der Zuschlag. Damit bleibt die Potenzialangabe im Einklang mit der aktuellen Bewilligungspraxis.

ISOS-A-Perimeter und Denkmalschutz

Vorschlag von econcept: Reduktion des Abzugs von –100 % auf –50 % (Teilöffnung). Bundesrechtlich ist ein pauschaler Ausschluss nicht vorgesehen: Art. 18a Abs. 4 RPG verlangt eine hohe Gewichtung der Solarenergienutzung, und der Regierungsrat des Kantons Basel-Stadt hält im Ratschlag zur Solaroffensive fest, dass sich ein pauschaler Ausschluss nicht aus dem Bundesrecht ableiten lässt. In Zürich werden Gesuche für PV-Anlagen auf denkmalgeschützten Gebäuden bereits heute im Einzelfall geprüft; eine Teilöffnung von 50 % sollte diese Praxis widerspiegeln.

Rückmeldungen der Vertreter:innen der AG: Die Vertreter der AG halten fest, dass die Stadt Bewilligungspraxis und Leitfäden angepasst hat und PV im ISOS-A-Perimeter grundsätzlich zulassen will; eine Öffnung von 50 % – also rund jedes zweite Gebäude – sei jedoch unrealistisch, realistisch seien eher 10 bis 20 %. Weiter ergänzen sie, dass durch die direkte Anwendung des ISOS neu häufig Gutachten der Eidgenössischen Natur- und Heimatschutzkommission (ENHK) einzuholen sind; die Verfahren verlängern sich dadurch um rund sechs Monate und schrecken insbesondere private Bauherrschaften ab. Zudem werden bewilligte Anlagen häufig nicht vollflächig ausgeführt. Die Vertreter AG PV-Strategie erachtet eine Teilöffnung als gerechtfertigt: Ein Teil des Potenzials wurde bereits realisiert, und es sollen weiterhin PV-Anlagen auf ISOS-A-Gebäuden gebaut werden.

Entscheid: Der Zuschlag wird nicht gestrichen, aber deutlich reduziert. Angesetzt wird eine Teilöffnung von 15 % (Abzug neu –85 %), was einem Netto-Zuschlag von rund +15 GWh/a entspricht.

A-2.2 Detaillierte Reduktionsstufen nach Dachkategorien

Tabelle 10 Reduktionsstufen nach Dachkategorien (Meteotest & NET, 2020, S. 24, Tabelle 11). Die Einzelwerte sind in der Quelle ganzzahlig gerundet, wodurch Zeilen- und Spaltensummen um ± 2 GWh/a von den ausgewiesenen Totalen abweichen können.

Kategorie	Technisches Potenzial (nach 40 % Aufbauten)	Abzug Statik (35 %)	Abzug Begrünung (30 %)	Abzug ISOS-A	Resultierendes Potenzial
Kat. 1 (grosse Flachdächer)	159 GWh/a	–56 GWh/a	–31 GWh/a	–6 GWh/a	66 GWh/a
Kat. 2 (grosse Schrägdächer)	19 GWh/a	–	–	–3 GWh/a	15 GWh/a
Kat. 3 (mittlere Flachdächer)	220 GWh/a	–77 GWh/a	–43 GWh/a	–6 GWh/a	94 GWh/a
Kat. 4 (mittlere Schrägdächer)	166 GWh/a	–	–	–22 GWh/a	144 GWh/a
Kat. 5 (kleine Dächer)	249 GWh/a	–22 GWh/a	–12 GWh/a	–47 GWh/a	167 GWh/a
Kategorie 1–5	811 GWh/a	–154 GWh/a	–86 GWh/a	–84 GWh/a	487 GWh/a

A-2.3 Schutzstatus im Zürcher Gebäudebestand

Tabelle 11 Schutzstatus im Zürcher Gebäudebestand. Quelle: Stadt Zürich (2025), Photovoltaikstrategie, S. 33.

Schutzkategorie	Anteil am Gebäudebestand
Kultur-/Naturdenkmäler von kant./nat. Bedeutung (inkl. ISOS A)	20,4 %
Kantonales Inventar (KOBI)	0,3 %
Kernzonen	3,1 %
Kommunale Inventar- und Schutzobjekte	4,1 %
Gebäude ohne Schutzstatus	72,3 %

A-2.4 Empirische Grundlagen der Markthemmnisse

Die in Tabelle 9 zusammengefassten Markthemmnisse stützen sich auf zwei empirische Quellen. Die Tabelle dokumentiert die zentralen Befunde und deren Herkunft. Die Hemmnisse wirken nicht als Abschlag auf das erwartete Potenzial, sondern bestimmen die Geschwindigkeit und Vollständigkeit der Ausschöpfung (vgl. Kapitel 4).

Tabelle 12 Empirische Befunde zu Markthemmnissen

Hemmnis	Zentrale Befunde	Quellen
Geteilte Entscheidungsstrukturen	PV-Quote 67 % bei alleiniger Entscheidung vs. 40 % bei mehreren Entscheidungsträger:innen; fast 50 % der STWE-Eigentümer:innen nennen Uneinigkeit als Hindernis	Schoch und Bernauer, 2025, Stückelberger, 2024
Finanzielle Unsicherheit	43 % der PV-Ablehnenden nennen «zu teuer» als Hauptgrund	Stückelberger, 2024
Regulatorische Komplexität	PV-Quote 40 % bei geschützten Gebäuden vs. 70 % bei ungeschützten; ISOS-A-Anteil am Gebäudebestand ~20 %	Schoch und Bernauer, 2025
Fachkräftemangel	8 % («vorstellbar») bzw. 16 % («nicht vorstellbar») nennen Wartezeiten; temporärer Effekt	Stückelberger, 2024
Technische/baurechtliche Hürden	21 % nennen fehlende Voraussetzungen (Subgruppe «nicht vorstellbar»)	Stückelberger, 2024

A-2.5 Berechnungsherleitung des Potenzialbereichs

Dieser Anhang dokumentiert die vollständige Herleitung des Potenzialbereichs (Kapitel 2.4). Ausgangspunkt ist der Reduktionspfad der Meteotest-Studie mit einem Modulwirkungsgrad von 17 %. Auf das Potenzial wirken zwei Aktualisierungen: die Wirkungsgradaktualisierung (Untergrenze) und zusätzlich die ISOS-A-Teilöffnung (Obergrenze). Die geprüften technologischen Zuschläge für Aufbauten, Statik und Solargründächer werden nach Abwägung mit den Verwaltungsstellen nicht angewandt. Alle Werte sind auf ganze GWh/a gerundet.

Untergrenze: Wirkungsgrad-Aktualisierung (rund 560 GWh/a)

Der Wirkungsgrad geht als linearer Faktor in die Potenzialberechnung ein. Die Skalierung auf 20 % ergibt auf jeder Stufe einen proportionalen Zuschlag.

Der höhere Modulwirkungsgrad (20 % statt 17 %) wird nur auf die noch nicht belegten Flächen angewandt; die bereits installierten Anlagen (Ende 2025 rund 79 GWh/a) bleiben mit ihrem gemessenen Ertrag berücksichtigt.

Tabelle 13 Herleitung der Untergrenze

Schritt	GWh/a
Erwartetes Potenzial Meteotest (17 %)	487
– davon bereits installiert (gemessen)	79
= noch nicht belegtes Potenzial (17 %)	408
skaliert auf 20 % ($\times 20/17$)	480
+ installierte Anlagen (gemessen)	79
Untergrenze	≈ 560

Obergrenze: zusätzliche ISOS-A-Teilöffnung (rund 575 GWh/a)

Der pauschale ISOS-A-Ausschluss (–100 %) wird durch eine Teilöffnung von 15 % ersetzt, im Einklang mit der geltenden Einzelfallpraxis.

Tabelle 14 Herleitung der Untergrenze

Schritt	GWh/a
ISOS-A-Abzug (skaliert, 20 %)	99 GWh/a
Teilöffnung 15 % ($99 \times 0,15$)	+ 15 GWh/a
Obergrenze ($560 + 15$)	≈ 575

Die Mitte des Bereichs wird im Haupttext als rund 570 GWh/a ausgewiesen. Die ursprünglich geprüften technologischen Zuschläge für Aufbauten, Statik und Solargründächer (zusammen rund +50 GWh/a) werden nicht angewandt (vgl. A-2.1). Die Schätzung enthält keine über 20 % hinausgehenden Wirkungsgradverbesserungen und keine bifazialen Vertikalmodule auf Flachdächern, deren Einsatz gemäss PV-Strategie der Stadt Zürich (2025, S. 32) nicht empfohlen wird.

A-3 Datengrundlagen und Methodik des Kennzahlenvergleichs (Kap. 3)

A-3.1 Datenquellen und Datenstand

Der Kennzahlenvergleich in Kapitel 3 stützt sich auf drei Datenquellen:

- *Installierte PV-Leistung:* Energie Reporter (geoimpact/EnergieSchweiz), publiziert unter CC BY 4.0. Der Datensatz wird quartalsweise aktualisiert und umfasst die kumulierte installierte PV-Leistung auf Gemeindeebene. Der vorliegende Vergleich verwendet den Datenstand Februar 2026 (Abruf am 19. Februar 2026). Die historisierten Daten (Jahreswerte) entsprechen den Dezember-Snapshots der Jahre 2021–2025.
- *PV-Potenzial (Leistung):* BFE Sonnendach.ch, Ausgabe 2025. Das technische Potenzial umfasst ausschliesslich Dachflächen der Eignungsklassen «gut» bis «hervorragend» ($\geq 1\,000\text{ kWh/m}^2/\text{a}$) mit einem pauschalen Belegungsfaktor von 70 %. Die Referenzpotenziale werden vom Energie Reporter als Prozentuierungsbasis verwendet und wurden für die vorliegende Analyse aus den publizierten Nutzungsziffern rückgerechnet (vgl. Abschnitt A-3.4).
- *Bevölkerungszahlen:* Bundesamt für Statistik (BFS), Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP), Referenzjahr 2023. Für die Berechnung der Kennzahlen z_{EW} und Solarpotenzial pro Einwohner:in wurden die ständigen Wohnbevölkerungszahlen verwendet.

A-3.2 Städteauswahl und Identifikation

Die sechs Vergleichsstädte wurden nach folgenden Kriterien ausgewählt: Die fünf grössten Schweizer Städte (Zürich, Genf, Basel, Lausanne, Bern) gemäss BFS-Gemeindeverzeichnis bilden die Hauptgruppe. Winterthur wurde als zweitgrösste Stadt des Kantons Zürich ergänzt, um einen Vergleich unter identischen kantonalen Rahmenbedingungen zu ermöglichen.

Tabelle 19: Identifikation der Vergleichsstädte im Energie Reporter.

Stadt	BFS-Nr.	Einwohner:innen (STATPOP 2023)	Sonnendach-Potenzial (MWp)
Zürich	261	443 400	1 259
Bern	351	134 800	581
Winterthur	230	118 100	506
Basel	2701	177 600	584
Lausanne	5586	139 400	429
Genf	6621	203 900	429

A-3.3 Berechnung der Kennzahlen

Die vier Kennzahlen wurden wie folgt berechnet:

Kennzahl 1: Nutzungsziffer v (%)

$$v = (\text{Installierte PV-Leistung [kWp]} / \text{PV-Potenzial Sonnendach [kWp]}) \times 100$$

Die Nutzungsziffer wird direkt vom Energie Reporter publiziert. Die Referenzpotenziale in kWp wurden aus den publizierten Nutzungsziffern und der installierten Leistung rückgerechnet: $\text{Potenzial} = \text{Installierte Leistung} / (v / 100)$. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass die Kennzahlen exakt konsistent mit der vom Energie Reporter verwendeten Potenzialbasis sind.

Kennzahl 2: Jährlicher Zubau relativ zum Potenzial z_{rel} (Prozentpunkte/Jahr)

$$z_{\text{rel}_t} = v_t - v_{(t-1)}$$

Die Zubaurate ergibt sich als Differenz der Nutzungsziffern zweier aufeinanderfolgender Jahre (Dezember-Snapshots). Der Durchschnitt $\bar{z}_{\text{rel}}$ wurde über die Periode 2022–2025 als arithmetisches Mittel berechnet: $\bar{z}_{\text{rel}} = (z_{\text{rel}_{2022}} + z_{\text{rel}_{2023}} + z_{\text{rel}_{2024}} + z_{\text{rel}_{2025}}) / 4$.

Kennzahl 3: Jährlicher Zubau pro Einwohner:in z_{EW} (Wp/Person/Jahr)

$$z_{\text{EW}_t} = (\text{PV}_{\text{installiert}_t} - \text{PV}_{\text{installiert}_{(t-1)}}) / \text{Einwohnerzahl}$$

Die Einwohnerzahl wurde konstant auf Basis STATPOP 2023 gehalten, um Verzerrungen durch Bevölkerungsveränderungen auszuschliessen. Der Durchschnitt wurde analog zu z_{rel} über die Periode 2022–2025 berechnet.

Kennzahl 4: Solarpotenzial pro Einwohner:in (kWp/Person)

$$\text{Potenzial pro EW} = \text{PV-Potenzial Sonnendach [kWp]} / \text{Einwohnerzahl (STATPOP 2023)}$$

Trendextrapolation: Realisierbares Potenzial bis 2040

Die Trendextrapolation schreibt die beobachtete Zubaudynamik linear bis 2040 fort. Sie bildet keine Beschleunigung oder Verlangsamung des Ausbaus ab, sondern dient als Status-quo-Referenz.

Als Ausgangspunkt dient der ewz-Produktionsstand per Ende 2024 (53 GWh/a, basierend auf 76 MWp installierter Leistung; ewz, 2025). Für die Zubaurate wird die Zeitreihe des Energie Reporters herangezogen – die einzige konsistente jährliche Datenquelle – und mit dem Korrekturfaktor 1,20 (= 76 MWp ewz / 63,5 MWp Energie Reporter, Ende 2024) auf das ewz-Niveau hochgerechnet. Dieser Korrekturfaktor berücksichtigt den Pronovo-Registrierungsverzug sowie die über das städtische Förderprogramm statt über Pronovo geförderten Anlagen (vgl. Anhang A-3.6).

Die beiden Varianten ergeben sich wie folgt:

- *Variante A ($\bar{z}_{\text{rel}}$ 2022–2025):* Zubaurate Energie Reporter: $7,7 \text{ GWh/a} \times 1,20 = 9,2 \text{ GWh/a}$.
Über 16 Jahre: $53 + 16 \times 9,2 \approx 200 \text{ GWh/a}$.
- *Variante B ($\bar{z}_{\text{rel}}$ 2023–2025):* Zubaurate Energie Reporter: $9,7 \text{ GWh/a} \times 1,20 = 11,6 \text{ GWh/a}$.
Über 16 Jahre: $53 + 16 \times 11,6 \approx 239 \text{ GWh/a}$.

In Kapitel 2.4.2 wird der resultierende Bereich von 200–240 GWh/a ausgewiesen.

A-3.4 Rückrechnung der Referenzpotenziale

Die folgende Tabelle dokumentiert die Rückrechnung der Sonnendach-Referenzpotenziale aus den Energie-Reporter-Daten (Datenstand Ende 2025).

Tabelle 20: Rückrechnung der Referenzpotenziale aus Energie-Reporter-Daten.

Stadt	Installierte Leistung (kWp)	v laut Energie Reporter (%)	Rückgerechnetes Potenzial (MWp)
Zürich	83 455	6,6 %	1 264
Bern	38 371	6,6 %	581
Winterthur	67 251	13,3 %	506
Basel	50 674	8,7 %	583
Lausanne	27 894	6,5 %	429
Genf	15 277	3,6 %	424

Die Abweichungen zu den direkt auf Sonnendach.ch publizierten Potenzialwerten betragen maximal 1–2 % und erklären sich durch Rundungsdifferenzen und unterschiedliche Aktualisierungszeitpunkte der beiden Datenquellen.

A-3.5 Abgrenzung zum erwarteten Potenzial (Kapitel 2)

Der Kennzahlenvergleich in Kapitel 3 verwendet das BFE-Potenzial (technisches Potenzial) als Referenzgrösse – nicht das in Kapitel 2 hergeleitete erwartete Potenzial (560–575 GWh/a). Das BFE-Potenzial ist die einzige einheitlich verfügbare Vergleichsbasis für alle Schweizer Gemeinden. Es überschätzt das tatsächlich realisierbare Potenzial in dicht bebauten Kernstädten systematisch, weil es stadtspezifische Einschränkungen (Statik, Dachbegrünung, Denkmalschutz) nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 2.3.2). Die ausgewiesenen Nutzungsziffern sind daher als konservative Untergrenze der tatsächlichen relativen Ausschöpfung zu lesen. Das erwartete Potenzial nach Kapitel 2.4 wurde ausschliesslich für Zürich hergeleitet; vergleichbare stadtspezifische Analysen für die anderen Vergleichsstädte liegen nicht vor.

A-3.6 Abweichung zwischen ewz-Daten und Energie Reporter

Für Zürich weist die Photovoltaikstrategie der Stadt Zürich (ewz, 2025) per Ende 2024 eine installierte PV-Leistung von rund 76 MWp aus. Der Energie Reporter verzeichnet zum gleichen Zeitpunkt (Dezember 2024) lediglich 63,5 MWp – eine Differenz von rund 12,5 MWp bzw. 16 %. Der Energie Reporter erreicht den ewz-Wert von 76 MWp erst im Juli 2025.

Die Abweichung hat zwei Ursachen:

- *Registrierungsverzug bei Pronovo*: Der Energie Reporter stützt sich auf die bei Pronovo registrierten Anlagen, während ewz auch Anlagen erfasst, die bereits in Betrieb sind,

- aber noch nicht im Pronovo-Register erscheinen. Zwischen Inbetriebnahme und Eintrag ins Register können mehrere Monate vergehen.
- *Städtisches Förderprogramm:* Ein Teil der Zürcher PV-Anlagen wurde über das städtische Förderprogramm statt über die nationale Pronovo-Förderung unterstützt. Diese Anlagen sind im ewz-Bestand erfasst, erscheinen aber im Pronovo-basierten Energie Reporter mit Verzögerung oder erst nach nachträglicher Registrierung.

Der Registrierungsverzug betrifft alle Gemeinden in ähnlichem Ausmass und verzerrt den *relativen* Städtevergleich (Kapitel 3) daher nicht wesentlich. Der Effekt des städtischen Förderprogramms ist dagegen Zürich-spezifisch und könnte dazu führen, dass die Zürcher Energie-Reporter-Werte stärker unterschätzt werden als jene anderer Städte. Für die *absolute* Interpretation der Zürcher Kennzahlen bedeutet dies, dass die tatsächlich installierte Leistung höher liegt als die im Energie Reporter ausgewiesene. In Kapitel 2 (Potenzialanalyse und Trendextrapolation) werden daher die ewz-Daten als Ausgangspunkt verwendet; in Kapitel 3 (Städtevergleich) die Energie-Reporter-Daten, da nur diese eine einheitliche Vergleichsbasis für alle Gemeinden bieten.

Tabelle 21: Vergleich der Datenquellen für Zürich.

Parameter	ewz	Energie Reporter	Prozentuale Differenz zwischen ewz und Energiereporter
Installierte Leistung (Ende 2024)	~76 MWp	63,5 MWp	–16 %
Installierte Leistung (Ende 2025)	~100 MWp	83,5 MWp	–17 %
Jahresproduktion (2024)	~53 GWh	n/a	–
Jahresproduktion (2025)	~79 GWh	n/a	