

# Photovoltaik-Potenzial auf Infrastrukturbauten und bei weiteren sehr grossen Anlagen im Kanton Zürich

Schlussbericht



---

## Impressum

Datum:	20. Juni 2023
Auftraggeberin:	Baudirektion des Kantons Zürich
Auftragnehmerin:	Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen IUNR Forschungsgruppe Erneuerbare Energien 8820 Wädenswil
Kontakt:	Dionis Anderegg, ZHAW Wädenswil, <a href="mailto:dionis.anderegg@zhaw.ch">dionis.anderegg@zhaw.ch</a>
Autoren:	Dionis Anderegg, ZHAW Wädenswil Sven Strebel, ZHAW Wädenswil Manuel Hunziker, ZHAW Wädenswil Jürg Rohrer, ZHAW Wädenswil Bern Kobler, INFRAconcept ag (Kapitel 5) Hans-Peter Diener, INFRAconcept ag (Kapitel 5)
Titelbild:	PV-Anlagen auf Infrastrukturen und landwirtschaftlichen Flächen Bilder: GroenLeven (o.l.), swisscarport (o.r.), pixabay (u.l.), dhp technology ag (u.r.),
Dank:	Die Autoren danken der Baudirektion des Kantons Zürich für den Auftrag und das Vertrauen. Ausserdem wird den Vertretern des Tiefbauamts und des AWEL für die Zusammenarbeit und den Informationsaustausch gedankt. Für die fachliche Unterstützung im Bereich der GIS-Analysen danken die Autoren der Fachgruppe Geoinformatik an der ZHAW.

## Zusammenfassung

Im Auftrag der Baudirektion des Kantons Zürich wurden die PV-Potenziale im Kanton Zürich auf Dach- und Fassadenflächen, auf landwirtschaftlichen Nutzflächen (LN) mit Agri-PV, sowie auf Parkplatzarealen Abwasserreinigungsanlagen (ARA) und entlang Strassen erhoben. Zudem wurden die Stromgestehungskosten für grosse PV-Anlagen pro Anlagentyp abgeschätzt.

Abbildung 1 zeigt eine Zusammenfassung der PV-Potenziale im Kanton Zürich. Dabei wurde bei Agri-PV aufgrund der aktuellen Gesetzgebung nur das Potenzial über Dauerkulturen (z.B. Obst- oder Beerenplantagen) eingezeichnet. Das Gesamtpotenzial umfasst 9'250 GWh/a und wird von Anlagen auf Gebäuden (Dächer und Fassaden) dominiert. Gründe dafür sind grosse Flächen sowie eine grosse Anzahl an möglichen Anlagen auf Gebäuden. Die Gestehungskosten bewegen sich zwischen 6 (Minimum auf Dachflächen) und 18 Rappen (Maximum auf Fassadenflächen). Für PV-Anlagen auf Strasseninfrastrukturen wurden aufgrund des geringen Potenzials der sehr unterschiedlichen Art von Anlagen keine Gestehungskosten angegeben. Diese sind aufgrund von oftmals keinen Flächen und der Komplexität als hoch einzustufen.

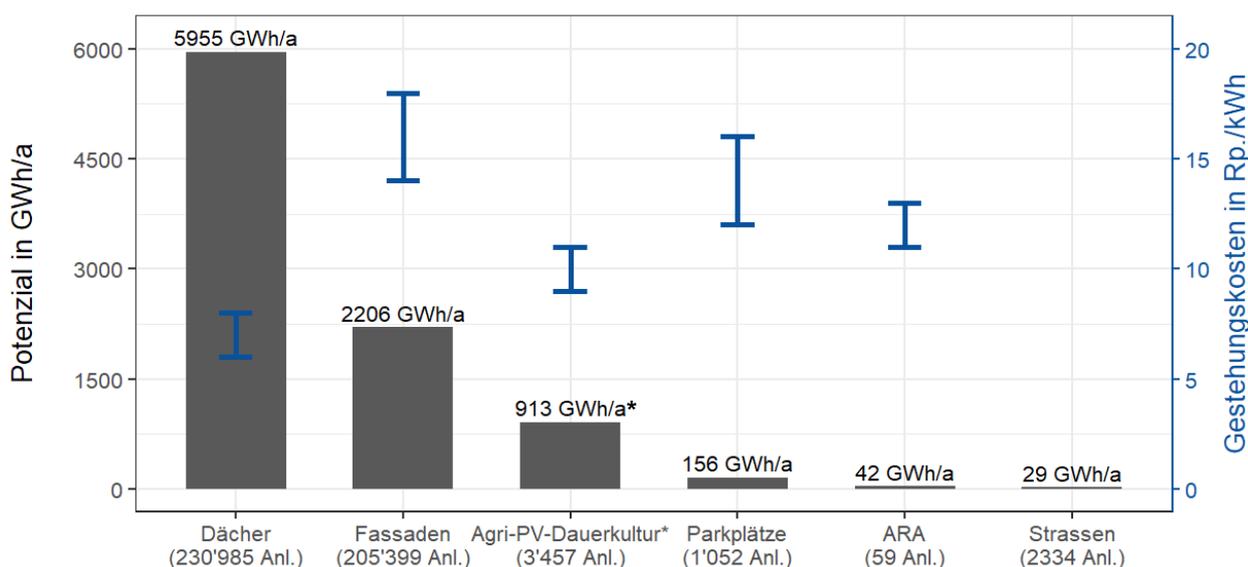


Abbildung 1: Photovoltaik-Potenziale im Kanton Zürich in GWh/a für die untersuchten Anlagentypen (Säulen). Der Schätzungsbereich von typischen Stromgestehungskosten ist für Grossanlagen pro Anlagentyp in Form von blauen doppel-T-Balken dargestellt (rechte x-Achse) und beinhaltet Investitions-, Betriebs- und Kapitalkosten sowie aktuelle Förderbeiträge. Die überwiegende Mehrheit der Potenziale befindet sich auf Gebäuden (Dächer und Fassaden). Die tiefsten Gestehungskosten sind bei Dachflächen zu erwarten. \* Bei der Agri-PV sind nur die Potenziale von Dauerkulturen berücksichtigt, welche lediglich rund 3 % des Gesamtpotenzials ausmachen.

### Dachflächen:

Mit 5'955 GWh/a besteht das grösste Potenzial im Kanton Zürich auf Dachflächen. Würden PV-Anlagen auf den Gebäuden mit den 200 grössten Dachflächen umgesetzt (1 Promille der Gebäude mit für PV geeigneten Dachflächen), könnte ein Potenzial von rund 300 GWh/a (5 % des Gesamtpotenzials auf Dachflächen) erschlossen werden. Dies entspräche beinahe einer Verdoppelung der derzeitigen Stromproduktion aus Photovoltaik im Kanton Zürich. Um 50 % des Potenzials zu nutzen, wären die 38'000 Gebäude mit den grössten Dachflächen des Kantons Zürich (16 % der Gebäude mit für PV geeigneten Dachflächen) mit einer PV-Anlage auszurüsten. Die Potenziale auf Dachflächen haben hohe Realisierungschancen, da in diesem Bereich

am wenigsten rechtliche und wirtschaftliche Hürden zu erwarten sind. Zudem bieten PV-Anlagen auf Dachflächen die geringsten Stromgestehungskosten. Weitere Vorteile sind die oftmals bereits bestehende Netzinfrastruktur (ggf. Verstärkung erforderlich) und der typischerweise vorhandene Strombedarf vor Ort, welcher zu Eigenverbrauch führt (z.B. bei grossen Gewerbebauten).

#### **Fassadenflächen:**

Das zweitgrösste Potenzial besteht mit 2'206 GWh/a auf Fassaden. Diese Potenziale sind aufgrund der oftmals aufwändigeren Anlagenkonstruktion, Planung und Montage jedoch teurer in der Realisierung. Zusätzlich sind oftmals tiefere Jahreserträge zu erwarten als auf Dachflächen, was die Stromgestehungskosten weiter erhöht. Diese werden für grosse Anlagen an Fassaden in einem Bereich von 14 bis 18 Rp./kWh erwartet. Rechtliche Aspekte wie Blendwirkung und Auflagen bezüglich des Brandschutzes sind weitere Hemmnisse für solche Anlagen.

#### **Agri-PV:**

Mit 30'356 GWh/a besteht über landwirtschaftlichen Nutzflächen ein enormes Potenzial zur Stromerzeugung mit Agri-PV. Da diese Anlagen gemäss der aktuellen Raumplanungsverordnung jedoch Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion erbringen müssen (bei Fruchtfolgeflächen höherer Naturalertrag), sind die Realisierungschancen für grosse Teile des Potenzials als gering einzustufen. Solche Vorteile könnten bei Dauerkulturen durch den Kulturschutz entstehen. Diese machen jedoch nur 913 GWh/a (3 % des Potenzials der Agri-PV) aus. Davon befinden sich wiederum rund 4 % (39 GWh/a) auf Flächen mit ganzjährig geschütztem Anbau (Folientunnel oder Gewächshäuser).

Zum Potenzial von Flächen mit temporären Schutzmassnahmen (Vogel-, Hagelschutznetze usw.) können keine konkreten Aussagen gemacht werden. Es wird jedoch vermutet, dass ein relevanter Anteil der Flächen mit Obstkulturen (ca. 50 % der Flächen, entsprechend einem Potenzial von 120 GWh/a) über solche temporären Schutzmassnahmen verfügt. Bezüglich der Stromgestehungskosten bewegt sich die Agri-PV im Vergleich zu den anderen Anlagentypen mit 9 bis 11 Rp./kWh im unteren Mittelfeld. Diese eher tiefen Kosten sind unter anderem auf die grossen Flächen zurückzuführen, welche Skaleneffekte nutzbar machen und die Investitionskosten vergleichsweise gering halten. Die lediglich grob abgeschätzten Netzanschlusskosten hängen von den örtlichen Gegebenheiten ab und können die effektiven Stromgestehungskosten projektabhängig aber sehr stark abweichen lassen.

#### **Parkplätze:**

Öffentliche Parkplätze ab 25 Parkfeldern und private Parkplätze ab 50 Parkfeldern verfügen im Kanton Zürich über ein PV-Potenzial von 156 GWh/a. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Anlagen über Parkplatzarealen als Carports über den Parkfeldern realisiert werden. Würden die Parkplatzflächen inkl. der Verkehrswege komplett überdacht, wären bis zu 300 GWh/a möglich.

Die grössten Parkplatzareale befinden sich in der Nähe des Flughafens Zürich Kloten. Auch bei den Parkplätzen bietet sich ein Fokus auf die grössten Flächen an. So könnte mit den 30 grössten Parkplätzen (3 % der Parkplatzareale im Kanton Zürich) bereits 25 GWh/a (16 % des Gesamtpotenzials von Parkplätzen) ausgeschöpft werden. Rücksprachen mit Netzbetreibern haben gezeigt, dass für diverse Parkplätze bereits Überbauungspläne bestehen oder Umnutzungen vorgesehen sind. Weiter werden einige grosse Areale zeitweise für andere Zwecke wie Chilbi, Knabenschiessen usw. genutzt. Diese Hemmnisse führen dazu, dass lediglich ein Teil des theoretischen Potenzials wirklich realisiert werden kann.

Wie bei der Agri-PV tragen die Netzanschlusskosten wesentlich zu den Stromgestehungskosten bei. Ausserdem erhöhen die oftmals aufwändige Fundamentierung und die Erstellung einer Tragkonstruktion für die PV-Anlage die Stromgestehungskosten, welche auf eine Grössenordnung von 12 bis 16 Rp./kWh geschätzt werden. Im Vergleich zur Agri-PV sind die höheren Kosten aufgrund der im Durchschnitt um ca. 30 % niedrigeren Ertragsprognosen und der leicht höheren Richtpreise für die Investitionen (speziell für die Fundamentierung) zu erklären. Die eher hohen Gestehungskosten auf Parkplätzen stehen oftmals keinem oder einem geringen Eigenverbrauch gegenüber, was einen wirtschaftlichen Betrieb solcher Anlagen erschwert, da der Einspeisetarif für Strom in der Regel tiefer ist als die Gestehungskosten. Durch die Einbindung von Ladestationen für Elektroautos könnte in Zukunft der Eigenverbrauch ermöglicht, respektive erhöht werden. Zudem könnte der erforderliche Netzanschluss für die PV-Anlagen und Ladestationen einen Doppelnutzen bergen.

#### **Abwasserreinigungsanlagen (ARA):**

Das PV-Potenzial auf ARA ist im Vergleich zu den anderen Kategorien mit 42 GWh/a eher tief. Die grösste ARA im Kanton Zürich (Werdhölzli) könnte jedoch allein rund 10 GWh/a liefern. Mit den acht grössten ARA könnte 50 % des Potenzials auf ARA oder 20 GWh/a erschlossen werden. Die Stromgestehungskosten befinden sich im Vergleich zu den anderen Kategorien im Mittelfeld und werden auf 11 bis 13 Rp./kWh geschätzt. Da ARA typischerweise bereits über ausreichende Netzanschlusskapazitäten verfügen, sind diese in der Tendenz günstiger zu realisieren als Anlagen über Parkplatzarealen. Ausserdem gestaltet sich die Fundamentierung auf den bereits vorhandenen Beckenstrukturen in der Regel einfacher als bei Parkplätzen. Zusätzlich kann der Stromverbrauch vor Ort zu einem relevanten Eigenverbrauchsanteil führen, was die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen positiv beeinflusst. Gemäss Aussagen von ARA-Betreibern mit bereits realisierten PV-Anlagen über Klärbecken stellt die Baubewilligung in diesem Fall kein Problem dar und die Erfahrungen im Betrieb sind insofern positiv, dass ein reibungsloser Betrieb der ARA weiterhin möglich ist und die PV-Anlagen bisher keine relevanten Störungen verursacht haben.

#### **Strasseninfrastrukturen:**

Für Strasseninfrastrukturen des TBA vom Kanton Zürich wurde ein PV-Potenzial in der Höhe von 29 GWh/a ermittelt. Das grösste Potenzial besteht mit 19 GWh/a bei Grünflächen, wobei dort auch die meisten Konflikte zu Interessen des Natur- und Landschaftsschutzes zu erwarten sind. Diesbezüglich wurden nationale und überkommunale Natur- und Landschaftsschutzgebiete berücksichtigt. Das Potenzial auf Kunstbauten (Lärmschutzwände, Brücken und Stützmauern) beträgt lediglich 10 GWh/a. Die Umsetzung dieser Potenziale kann sich objektspezifisch schwierig gestalten, da diverse Herausforderungen an die Verkehrssicherheit (z.B. Blendwirkung, Sichteinschränkung) beachtet werden müssen.

#### **Winterstrom und monatliche Produktionsprofile:**

Das gesamte Winterstrompotenzial aus PV im Kanton Zürich beträgt 2'866 GWh/a und entspricht damit 31 % des Jahrespotenzials. Die Winterstromanteile (als Prozentsatz am Jahresenergieertrag), die spezifischen Winterstromerträge (ausgedrückt in kWh/kWp) sowie das gesamte Winterstrompotenzial pro Anlagentyp können der Tabelle 1 entnommen werden. Fassaden haben zwar den höchsten Winterstromanteil, zeigen jedoch im Mittel einen beinahe identischen spezifischen Winterstromertrag wie die Dachflächen. Der höchste spezifische Winterstromertrag kann mit Agri-PV erreicht werden, welche aufgrund von bifazialen Modulen und deren Ausrichtung (Süd-Südwest oder Süd-Südost) einen sehr hohen Jahresertrag bei moderatem Winterstromanteil aufweisen. Im Gegensatz zu Anlagen auf Infrastrukturen besteht hier wesentlich mehr Freiheit in der Wahl der Ausrichtung und Neigung, womit der Jahres- und Winterstromertrag optimiert werden kann. Im

Gegensatz dazu werden die Ausrichtung und Neigung zum Beispiel bei Dächern oder Fassaden vom Bauwerk vorgegeben und die Einstrahlung damit beeinflusst. Aufgrund der Vielzahl an für PV geeigneten Dachflächen tragen diese absolut betrachtet am meisten zum Winterstrompotenzial bei.

Tabelle 1: Winterstrom pro Anlagentyp im Kanton Zürich. Fassaden haben den höchsten Winterstromanteil. Die höchsten spezifischen Winterstromerträge können bei APV-Anlagen erwartet werden. Das höchste Gesamtpotenzial zur Erzeugung von Winterstrom liegt jedoch auf den Dachflächen.

Anlagentyp	Winterstromanteil [%]	Spez. Winterertrag [kWh/kWp]	PV-Potenzial Winter [GWh/a]
Dachflächen	27	262	1'608
Fassaden	42	260	927
Agri-PV Dauerkulturen	30	355	274
Parkplatzareale	25	232	39
ARA	25	239	11
Strassen	29	239	8

Die spezifischen Erträge in kWh/kWp pro Anlagentyp können in Monatsauflösung der Abbildung 2 entnommen werden. Diese verdeutlicht den hohen spezifischen Jahres- und Winterstromertrag der Agri-PV mit den höchsten Erträgen in jedem Monat. Dies ist auf das Anlagendesign der Agri-PV zurückzuführen (ertragsoptimierte Ausrichtung und Neigung sowie Einsatz von bifazialen Modulen). Beim Vergleich von Fassaden und Dachflächen fällt auf, dass Fassaden lediglich zwischen November und Februar einen minimalen Ertragsvorteil gegenüber Dachflächen vorweisen und im Sommer wesentlich geringere Erträge zeigen. Das erklärt den vergleichbaren spezifischen Winterertrag aus Tabelle 1 bei höherem Winterstromanteil.

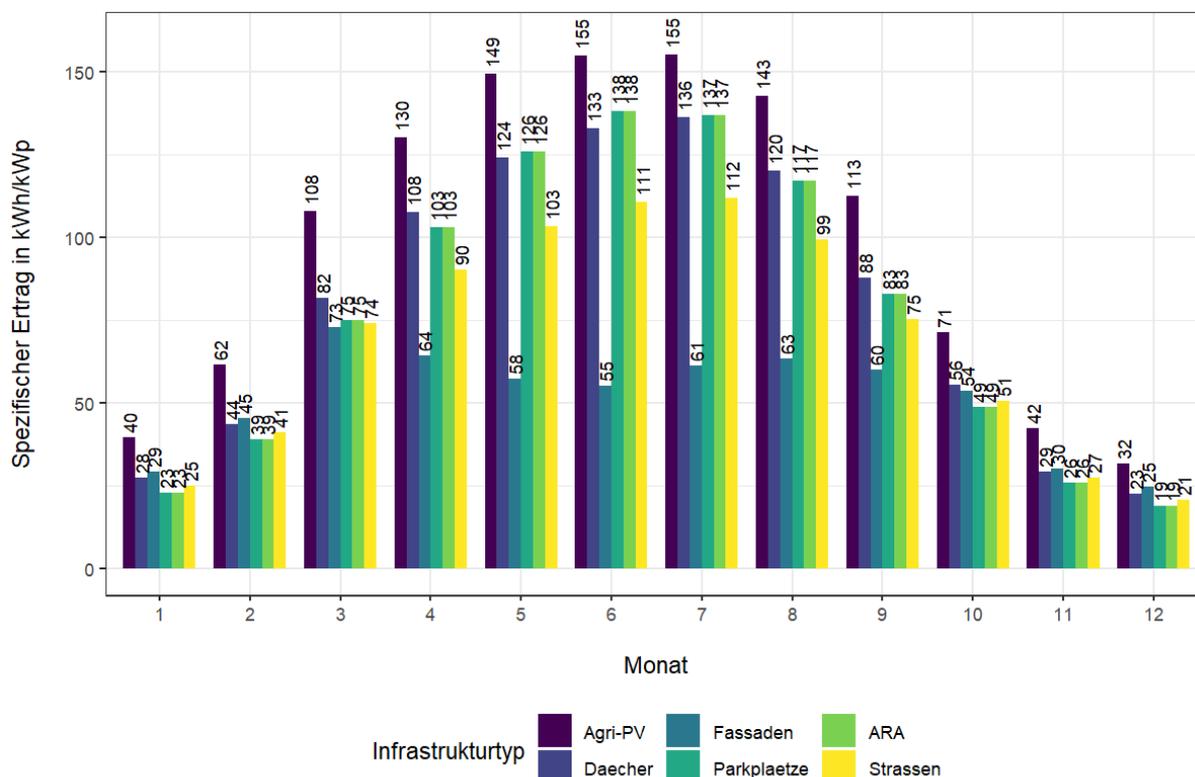


Abbildung 2: Spezifischer Ertrag in kWh/kWp pro Monat nach Infrastrukturtyp. Der spezifische Ertrag der Agri-PV ist in jedem Monat am höchsten. Fassaden zeigen zwischen November und Februar minimal höhere Erträge als Anlagen auf Dachflächen, weisen jedoch über den Rest des Jahres ein wesentlich geringeres Potenzial auf. Unter Strassen sind sowohl angebaute Anlagen an Kunstbauten als auch Grünflächen entlang von Strassen zusammengefasst.

Da keine Schneebedeckung von PV-Anlagen berücksichtigt wurde, ist mit einem minimalen Vorteil bezüglich Winterstrom von Fassaden gegenüber Dachflächen zu rechnen. Die monatlichen Erträge von Anlagen bei Strasseninfrastrukturen fassen den Ertrag der Kunstbauten (angebaut mit hohem Neigungswinkel) sowie Grünflächen zusammen. Für Kunstbauten wird ein ähnliches Profil wie bei Fassaden erwartet, für Grünflächen hingegen ein ähnlicher Ertragsverlauf wie bei Parkplätzen oder ARA.

Abgesehen von der Agri-PV sind die Ertragsunterschiede in den Wintermonaten gering. Um die Stromproduktion im Winter auszubauen, scheint folglich vielmehr ein genereller Zubau in der Photovoltaik zielführend zu sein, als ein spezieller Fokus auf bestimmte Anlagentypen.

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	1
2	Gebäude .....	2
2.1	Methode Gebäudeflächen .....	2
2.1.1	Datengrundlagen .....	2
2.1.2	Potenzial geeigneter Dach- und Fassadenflächen .....	2
2.1.3	Gruppierung der Potenziale zu Gebäuden .....	3
2.2	PV-Potenzial auf Dachflächen .....	4
2.2.1	PV-Potenzial auf Gebäuden mit den grössten Dachflächen .....	4
2.2.2	Stromgestehungskosten auf Dachflächen .....	9
2.3	PV-Potenzial auf Fassadenflächen .....	9
2.3.1	PV-Potenzial an Gebäuden mit grossen Fassadenflächen .....	9
2.3.2	Stromgestehungskosten auf Fassadenflächen .....	13
2.4	Überlegungen zur Umsetzung der Potenziale .....	13
3	Agri-Photovoltaik .....	14
3.1	Methode zur Potenzialabschätzung Agri-Photovoltaik .....	14
3.1.1	Räumliche Analyse .....	14
3.1.2	Berechnung PV-Potenzial .....	15
3.2	Potenzial Agri-PV .....	18
3.2.1	Potenzial bei Dauerkulturen .....	19
3.2.2	PV-Potenzial von Flächen mit ganzjährig geschütztem Anbau .....	21
3.3	Stromgestehungskosten Agri-PV .....	22
3.4	Überlegungen zur Umsetzung der Potenziale .....	22
4	Parkplatzareale .....	23
4.1	Methode Parkplatzareale .....	23
4.1.1	Räumliche Analyse zur Bestimmung der PV-Fläche auf Parkplätzen .....	24
4.1.2	Datengrundlage .....	27
4.1.3	Bestimmung des nutzbaren Flächenanteils für PV-Anlagen .....	27
4.1.4	Berechnung PV-Potenzial .....	30
4.1.5	Wirtschaftlichkeit .....	31
4.2	PV-Potenzial über Parkplatzarealen .....	34
4.2.1	PV-Potenzial auf den grössten Parkplatzarealen .....	35
4.3	Stromgestehungskosten Parkplatzareale .....	38
4.4	Überlegungen zur Umsetzung der Potenziale .....	38
5	Abwasserreinigungsanlagen (ARA) .....	40
5.1	Ausgangslage .....	40
5.2	Datenbestand .....	41

---

5.3	Analyse des Potenzials auf ARA .....	42
5.4	PV-Potenzial auf ARA.....	44
5.5	Stromgestehungskosten ARA.....	46
5.6	Überlegungen zur Umsetzung der Potenziale.....	47
6	Strasseninfrastruktur.....	48
6.1	Methode Strasseninfrastruktur.....	48
6.1.1	Identifikation geeigneter Gestaltungselemente von Strasseninfrastrukturen .....	48
6.1.2	GIS-Analyse.....	48
6.1.3	Potenzielle Nutzungskonflikte.....	50
6.1.4	Berechnung PV-Potenzial bei Kunstbauten .....	52
6.1.5	Berechnung PV-Potenzial bei Grünflächen .....	54
6.2	PV-Potenzial von Strasseninfrastrukturen.....	56
6.2.1	Kunstbauten.....	58
6.2.2	Grünflächen .....	62
6.3	Überlegungen zur Umsetzung der Potenziale.....	65
7	Monatliche Ertragsverläufe .....	67
7.1	Methode monatliche Ertragsverläufe.....	67
7.2	Resultate monatliche Ertragsverläufe.....	68
8	Literatur.....	70
	Anhang.....	i
A)	Zusammenfassung von Rückmeldung aus Befragungen der Baudirektion des Kantons Zürich .....	i
B)	Puffer um Bauzonen in Kanton Zürich.....	ii
C)	Agri PV – Bewirtschaftungsstatus und Eignungsbeurteilung .....	iii
D)	Visualisierung einzelner Schutzinteressen und -inventare.....	viii

## Begriffe und Abkürzungen

Agri-PV	Kombinierte Landnutzung für landwirtschaftliche Produktion und Stromproduktion mittels Photovoltaik, wobei die landwirtschaftliche Nutzung die Hauptsächliche ist.
ARA	Abwasserreinigungsanlage / Abwasserreinigungsanlagen
EGID	Eidgenössische Gebäudeidentifikationsnummer
EW <sub>dim</sub>	Dimensionierung von Abwasserreinigungsanlagen anhand der Einwohnerwerte
GWh	Gigawattstunden
GWR	Gebäude- und Wohnungsregister
kWh	Kilowattstunde
kWh/kWp	Spezifischer Ertrag (pro Jahr oder Winterhalbjahr), welcher auf die Nennleistung der PV-Module unter standardisierten Testbedingungen (STC) normiert wurde.
kWp	Kilowatt-Peak. Angabe der Nennleistung von PV-Anlagen unter standardisierten Testbedingungen (STC).
LN	Landwirtschaftliche Nutzfläche
Nutzbarer Flächenanteil PV	Der Anteil einer für PV geeigneten Fläche, welche unter Berücksichtigung von Hindernissen (z.B. Kamine oder Dachfenster auf Dächern oder Verkehrswegen auf Parkplätzen) für Photovoltaik genutzt werden kann.
PR	Performance Ratio Qualitätsfaktor von PV-Anlagen, der angibt, welcher Anteil des theoretisch maximalen Ertrags im Realbetrieb tatsächlich erbracht wird.
PV	Photovoltaik
RPV	Raumplanungsverordnung
Sommerhalbjahr	Zeitperiode vom 01. April bis 30. September
TBA	Tiefbauamt (des Kantons Zürich)
Winterhalbjahr	Zeitperiode vom 01. Januar bis 31. März & 01. Oktober bis 31. Dezember
ZHAW	Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften

# 1 Einleitung

Im Rahmen des Forschungsvertrages «PV-Produktion auf Infrastrukturen im Kanton Zürich» zwischen der Baudirektion des Kantons Zürich und der Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW) werden die Potenziale zur Stromproduktion mit Photovoltaik (PV) auf Infrastrukturen und für weitere sehr grosse Anlagen untersucht. Der vorliegende Bericht umfasst das PV-Potenzial im Kanton Zürich für folgende Teilbereiche:

- Dachflächen
- Fassadenflächen
- Agri-Photovoltaik
- Parkplatzareale
- Abwasserreinigungsanlagen (ARA)
- Strasseninfrastruktur

Die PV-Potenziale werden unter Verwendung bereits bestehender Geodatensätze (z.B. Sonnendach und Sonnenfassade) oder durch zusätzliche GIS-Analysen (z.B. für Parkplatzflächen, Agri-PV oder Strassen) ermittelt. Dabei fliessen neben den potenziell zur Stromproduktion nutzbaren Flächen auch Überlegungen zu deren für PV nutzbarem Flächenanteil ein. Dieser gibt an, welcher Anteil von Flächen tatsächlich mit Modulen belegt werden kann. Damit werden Hindernisse (z.B. Aufbauten bei Dächern) oder für andere Zwecke freizuhalten Flächen (z.B. Verkehrswege bei Parkplätzen) berücksichtigt. Zuletzt erfolgt die Berechnung des PV-Potenzials unter Berücksichtigung der lokalen typischen Einstrahlung auf die Flächen in kleinräumiger Auflösung.

Zur Beschleunigung des Zubaus werden die Flächen mit den grössten PV-Potenzialen ermittelt und verortet. Mit wenigen Grossanlagen sinken im Vergleich zu einer grösseren Anzahl an Kleinanlagen in der Tendenz die Investitionskosten und der Arbeitsaufwand zur Installation eines bestimmten Umfangs an Produktionskapazität. Damit können personelle und finanzielle Ressourcen effizienter eingesetzt und der PV-Zubau beschleunigt werden.

## 2 Gebäude

Nachfolgend ist die Methode zur Ermittlung der grössten Potenziale auf Gebäuden beschrieben. Darauf folgend werden die PV-Potenziale für Dach- und Fassadenflächen im Kanton Zürich dokumentiert.

### 2.1 Methode Gebäudeflächen

#### 2.1.1 Datengrundlagen

Die Analyse der grössten Potenziale auf Gebäuden berücksichtigt Dach- und Fassadenflächen von Sonnendach und Sonnenfassade (Tabelle 2). Die Datensätze gemäss Stand vom 27. Juli 2022 umfassen die Photovoltaikpotenziale auf Schweizer Dachflächen und Fassaden und werden anhand der Kantons Grenzen den Kanton Zürich gefiltert. Zur Vervollständigung fehlender Informationen und die Bereitstellung zusätzlicher Informationen bezüglich Gebäudeadressen und -typen sowie bestehender PV-Anlagen, erfolgte eine Erweiterung der vorhandenen genannten Datenquellen mit weiteren, in Tabelle 2 ebenfalls aufgeführten, Datensätzen.

Tabelle 2: Verwendete Datensätze zur Ermittlung der grössten PV-Potenziale auf Gebäuden.

Datensatz	Inhalt / Zweck	Quelle
Sonnendach	PV-Potenzial auf Dachflächen in der Schweiz ⇒ Bestimmen potenzieller Dachflächen und deren Potenzial zur Stromerzeugung.	(BFE, 2022a)
Sonnenfassade	PV-Potenzial auf Fassadenflächen in der Schweiz ⇒ Bestimmen potenzieller Fassadenflächen und deren Potenzial zur Stromerzeugung.	(BFE, 2022b)
Gemeindegrenzen	Kantons- und Gemeindegrenzen ⇒ Filtern von Flächen im Kanton Zürich aus Sonnendach und Sonnenfassade.	(swisstopo, 2022b)
GWR	Eidgenössische Gebäudeidentifikationsnummer (EGID) und zusätzliche Gebäudeinformationen. ⇒ Fehlende EGID-Nummern in Sonnendach und Sonnenfassade ergänzen und zusätzliche Gebäudeinformationen bereitstellen.	(BFS, 2017)
Gebäudeadressen	Gebäudeadressen ⇒ Gebäudeadressen ermitteln.	(swisstopo, 2021)
Elektrizitätsproduktionsanlagen	Bestehende Photovoltaik-Anlagen pro Gebäude ⇒ Zuordnung bereits bestehender PV-Anlagen zu Gebäuden mit Angabe der bereits installierten Nennleistung in kWp.	(BFE, 2022c)

#### 2.1.2 Potenzial geeigneter Dach- und Fassadenflächen

Aus allen verfügbaren Flächen werden diejenigen ausgewählt, welche bezüglich ihrer Einstrahlung und Fläche einen wirtschaftlichen Betrieb einer PV-Anlage ermöglichen und somit als geeignet gelten. Dazu werden folgende Mindestanforderungen definiert:

1. Globalstrahlung auf die Modulebene  $\geq 1000 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$  bei Dachflächen und  $\geq 600 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$  bei Fassadenflächen. Bei einem typischen Modulwirkungsgrad von 20 % und einer Performance Ratio (PR) von 80 % entspricht dies einen spezifischen Jahresertrag von mindestens 800 kWh/kWp bei Dachflächen und 480 kWh/kWp bei Fassadenflächen. Der Grenzwert für Dachflächen liegt 10 - 20 % unter dem durchschnittlichen Jahresertrag von 895 bis 985 kWh/kWp/a bei bereits installierten Schweizer PV-Anlagen (Hostettler, 2020; Hostettler & Hekler, 2021, 2022).
2. Eine einzelne Dach- oder Fassadenfläche muss eine Fläche von mindestens 20 m<sup>2</sup> aufweisen. Bei einem Modulwirkungsgrad von 20 % und einem nutzbaren Flächenanteil von 50 % entspricht dies einer Nennleistung von mindestens 2 kWp pro Fläche.

Den obigen Kriterien nicht entsprechende Flächen werden aussortiert. Es werden keine weiteren Kriterien zur Vorselektion von Flächen genutzt. Die detaillierte Analyse der Gebäude mit den grössten Potenzialen, welche im Anschluss durch den Kanton Zürich erfolgt, erlaubt jedoch die Berücksichtigung weiterer Kriterien wie zum Beispiel Denkmalschutz, Dachstatik etc.

Das jährliche Potenzial zur Stromproduktion wird in den Datensätzen von Sonnendach und Sonnenfassade jeweils für eine Vollbelegung der Flächen mit PV angegeben. Der für PV nutzbare Flächenanteil ist in der überwiegenden Mehrheit der Fälle aber wesentlich kleiner. Die nutzbaren Flächenanteile gemäss PV-Potenzialstudie von Anderegg et al. (2022) sind, aufgeteilt nach Flächenkategorien, der Tabelle 3 zu entnehmen. Bei den Fassadenflächen wird unter Verweis auf die Potenzialstudien von Portmann et al. (2019) und Anderegg et al. (2021) ein nutzbarer Flächenanteil von 50 % angenommen. Die in diesem Schritt eingesetzten nutzbaren Flächenanteile sind als grobe Richtwerte zu verstehen.

Tabelle 3: Für PV nutzbare Flächenanteile in Abhängigkeit von der Flächenkategorie (Anderegg et al., 2021, 2022; Portmann et al., 2019).

Flächenkategorie	Nutzbarer Flächenanteil für PV in %
Flachdach 20-50 m <sup>2</sup>	50.0
Flachdach 50-150 m <sup>2</sup>	50.5
Flachdach 150-300 m <sup>2</sup>	53.5
Flachdach > 300 m <sup>2</sup>	55.5
Steildach 20-50 m <sup>2</sup>	56.2
Steildach 50-150 m <sup>2</sup>	62.7
Steildach 150-300 m <sup>2</sup>	65.3
Steildach > 300 m <sup>2</sup>	81.4
Fassaden > 20 m <sup>2</sup>	50.0

### 2.1.3 Gruppierung der Potenziale zu Gebäuden

Die Dach- und Fassadenflächen werden anhand der eidgenössischen Gebäudeidentifikationsnummer (EGID) einem Gebäude zugeordnet. Das PV-Potenzial aller geeigneten Dach- und Fassadenflächen pro EGID wird anschliessend summiert und absteigend sortiert. Die EGID ist in den Datensätzen von Sonnendach und Sonnenfassade nicht in allen Fällen verfügbar. Falls die EGID in Sonnendach respektive Sonnenfassade nicht verfügbar ist, wird der jeweiligen Dach- oder Fassadenfläche die räumlich nächstgelegene EGID aus dem

GWR-Datensatz zugeordnet. Es wurden Excel-Listen mit den jeweils 200 grössten Dach- und Fassadenpotenzialen an den Auftraggeber geliefert. Als Kriterium für das absteigende Sortieren des Potenzials wird die Summe des Stromertrags von allen Dach- respektive Fassadenflächen pro Gebäude in GWh/a verwendet. Die Potenziale werden in zwei separaten Listen für Dach- und Fassadenflächen getrennt ausgewiesen. Zusätzlich werden diese Resultate in Form einer interaktiven Karte im .html-Format zur Verfügung gestellt.

Basierend auf der EGID-Nummer werden, wo vorhanden, weitere Gebäudeinformationen bereitgestellt. Dazu gehören die Gebäudekategorie und die Gebäudeklasse aus dem Gebäude und Wohnungsregister (GWR). Ausserdem wird die Gebäudeadresse angegeben.

## **2.2 PV-Potenzial auf Dachflächen**

Unter Anwendung der beschriebenen Methode sind im Kanton Zürich 1.26 Millionen Dachflächen vorhanden, welche sich für eine PV-Anlage grundsätzlich eignen. Diese Dachflächen (insgesamt 54.6 km<sup>2</sup>) verteilen sich auf 230'985 Gebäude im Kantonsgebiet und weisen ein jährliches Produktionspotenzial von 5'955 GWh auf. Mit einem durchschnittlichen Winterstromanteil von 27 % (Bucher & Schwarz, 2021) sind im Mittel spezifische Winterstromerträge von 262 kWh/kWp zu erwarten. Das Winterstrompotenzial im Kanton Zürich beläuft sich damit auf 1'608 GWh/a.

Ohne Berücksichtigung von Hindernissen wie Kaminen, Dachfenstern, Terrassen usw. bestünde ein theoretisches jährliches Produktionspotenzial von 9'984 GWh. Rund 60 % der zur Verfügung stehenden Dachflächen mit einer Einstrahlung  $\geq 1000$  m<sup>2</sup> können demnach realistischerweise mit PV-Modulen belegt werden.

### **2.2.1 PV-Potenzial auf Gebäuden mit den grössten Dachflächen**

Wird der Bau von PV-Anlagen auf den Gebäuden mit den grössten Dachflächen forciert, lässt sich mit einer geringen Anzahl an Gebäuden ein überproportionaler Anteil des Potenzials erschliessen und so der PV-Zubau beschleunigen. Abbildung 3 zeigt den Zusammenhang zwischen der Gebäudeanzahl und der Ausschöpfung des Dachflächenpotenzials in Prozent. Für eine Erschliessung von 50 % des Potenzials müssten PV-Anlagen auf rund 30'000 Gebäuden mit den grössten Dachflächenpotenzialen realisiert werden (13 % der Gebäude mit geeigneten Dachflächen).

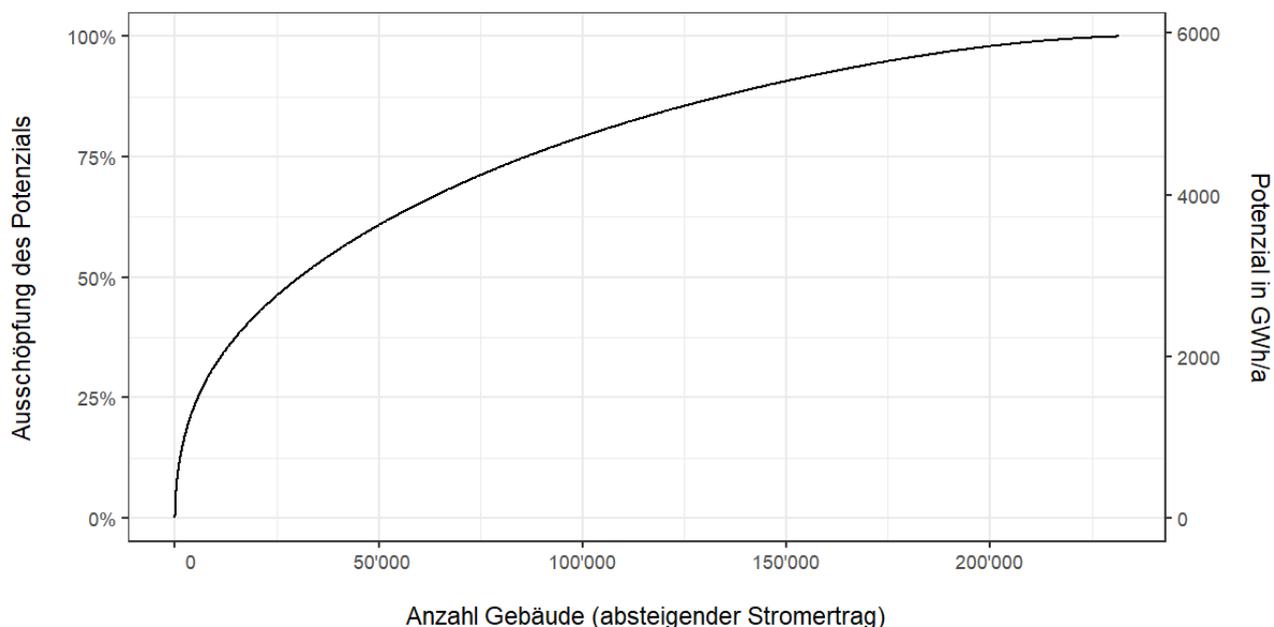


Abbildung 3: Ausschöpfung des Gesamtpotenzials auf Dächern in Prozent, abhängig von der Anzahl realisierter Anlagen (Gebäude nach absteigendem Potenzial sortiert).

Abbildung 4 zeigt dieselbe Grafik wie Abbildung 3, aber nur für die 200 grössten Gebäude. Es zeigt sich, dass 4.7 % des Gesamtpotenzials von den 200 grössten Gebäuden stammen. Die Umsetzung einer PV-Anlage auf einem Promille der Gebäude mit geeigneten Dachflächen im Kanton (220 grösste von total 230'985) könnte zur Erschliessung von knapp 5 % am gesamten Dachflächenpotenzial führen. Ein Anteil von 2 % könnte gar mit PV-Anlagen auf den 49 Objekten mit dem grössten Potenzial erschlossen werden.

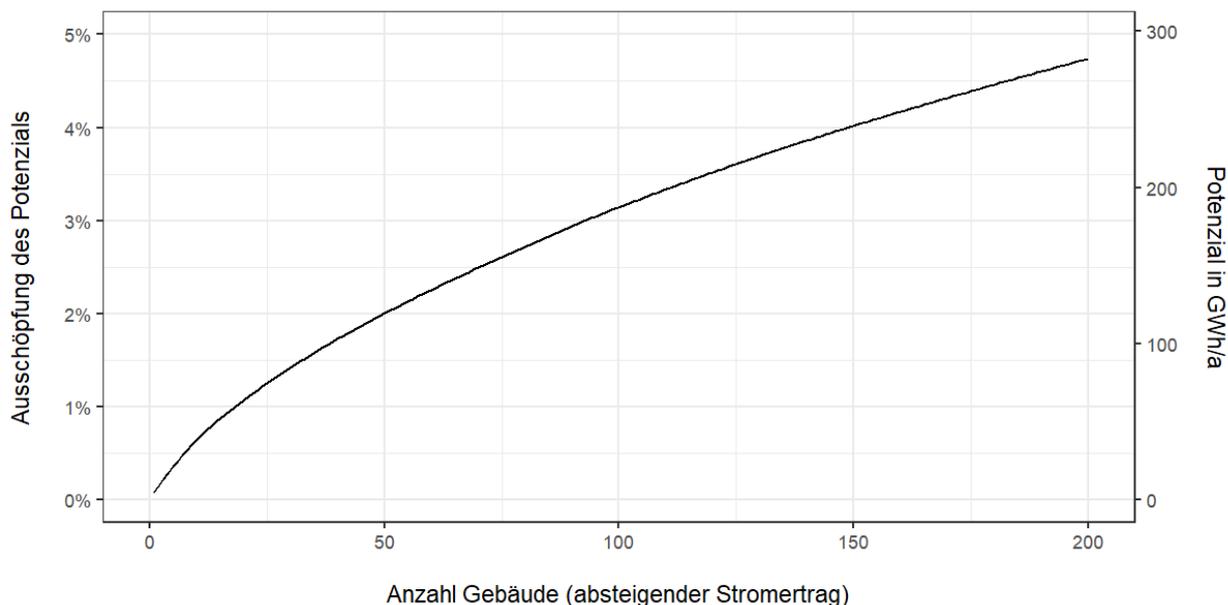


Abbildung 4: Ausschöpfung des gesamten Dachpotenzials auf Dächern in Prozent, abhängig von der Anzahl realisierter PV-Anlagen (Gebäude nach absteigendem Potenzial sortiert). Ausschnitt der 200 grössten Potenziale.

Abbildung 5 zeigt das jährliche Produktionspotenzial pro Gebäude in GWh für die 200 Gebäude mit dem grössten Dachflächenpotenzial. Die 200 gezeigten Gebäude weisen jeweils ein Potenzial von mindestens 0.82 GWh/a auf. Das Maximum liegt bei 4.67 GWh/a. Das gesamte Dachflächenpotenzial dieser 200 Gebäude beträgt 280 GWh/a.

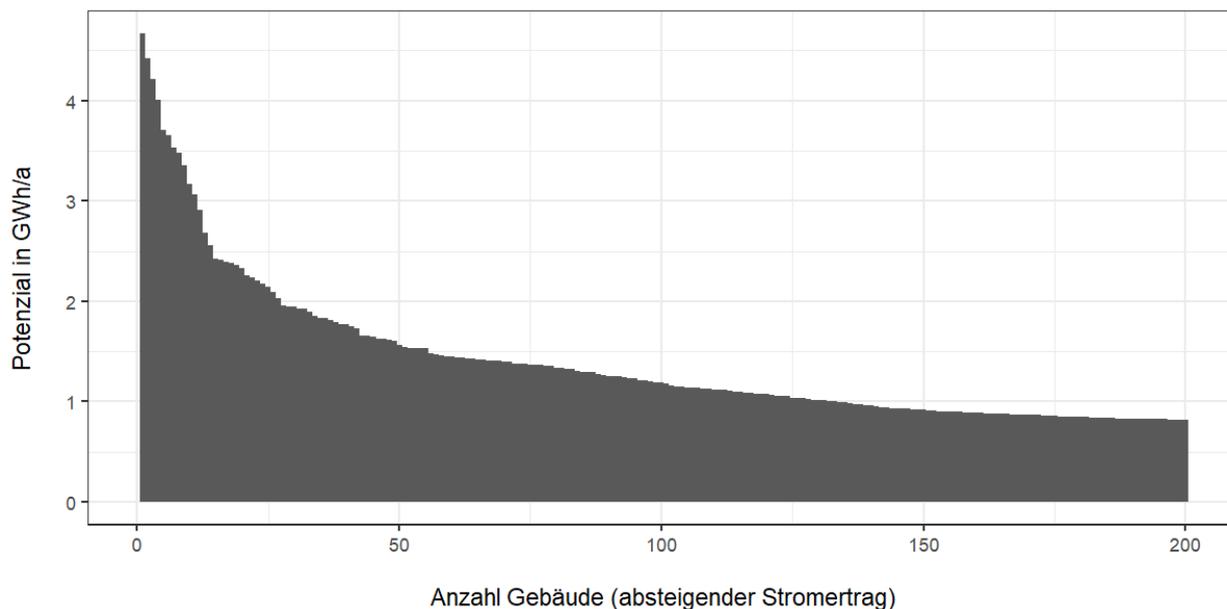


Abbildung 5: Potenzieller Jahresertrag auf Dachflächen der 200 Gebäude mit dem grössten Potenzial im Kanton Zürich in GWh/a. Sortiert nach absteigendem Jahrespotenzial.

Ein Ausschnitt aus der Liste der Gebäude mit den grössten Dachflächenpotenzialen im Kanton Zürich kann der Tabelle 4 entnommen werden. Zwecks Übersichtlichkeit sind nur die 20 grössten Dachflächenpotenziale gezeigt. Neben einer Liste mit den 200 grössten Potenzialen auf Dachflächen wird dem Kanton Zürich eine interaktive Karte zur Verfügung gestellt, welche die Gebäude visualisiert und verorten lässt. Ein exemplarischer Ausschnitt dieser Karte vom Flughafen in Zürich Kloten ist in Abbildung 6 gezeigt.

Tabelle 4: Gebäude mit den grössten Dachflächenpotenzialen in Kanton Zürich (Auszug).

GWR EGID	Fläche m <sup>2</sup>	Globalstr. GWh/a	Potenzial GWh/a	Potenzial unge- nutzt GWh/a	Spez. Ertrag kWh/kWp	Max. kWp	Installiert kWp	Ausschöpfung %	Gebäudekategorie	Gebäudeklasse	Strasse	Nr.	PLZ / Ort
2264548	52588	59.864	4.666	4.666	911	5124		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Verkehr-, Nachrichtenwesen	Frachtstrasse	17	8302 Kloten
210185287	40734	49.764	4.424	4.424	977	4526		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Landwirtschaftliche Betriebsgeb.	Zürichstrasse Neue	84	8340 Hinwil
210239785	45855	55.989	4.211	4.211	977	4311		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Landwirtschaftliche Betriebsgeb.	Horgenbachstrasse	4.3	8548 Ellikon an der Thur
210204040	36900	45.276	4.006	4.006	982	4081		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Landwirtschaftliche Betriebsgeb.	Wildbachstrasse	22	8340 Hinwil
201003014	33216	36.862	3.705	3.539	888	4173	187.2	4	Geb. ohne Wohnnutzung	Industriegebäude	Dällikerstrasse	26	8107 Buchs ZH
210078221	40980	47.493	3.654	3.654	927	3941		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Verkehr-, Nachrichtenwesen	Frachtstrasse	39.1	8302 Kloten
2272103	38858	46.988	3.532	3.532	967	3651		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Bürogebäude	Industriestrasse	19	8112 Otelfingen
121297	34282	38.959	3.477	2.14	909	3824	1470	38	Wohngeb. mit Nebennutzung	Geb. mit 3 =< Whg	Zürcherstrasse	161	8952 Schlieren
302040590	27898	33.414	3.351	3.351	958	3497		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Gross- und Einzelhandelsgeb.	Museumstrasse	7	8001 Zürich
210202037	29241	35.824	3.17	3.17	980	3235		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Landwirtschaftliche Betriebsgeb.	Zürcherstrasse	75.6	8320 Fehraltorf
9083386	29027	34.046	3.065	3.065	938	3267		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Industriegebäude	Joweid Zentrum	7	8630 Rüti ZH
210185190	31426	38.654	2.907	2.907	984	2954		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Landwirtschaftliche Betriebsgeb.	Wiesenhofstrasse		8107 Buchs ZH
201028345	22331	27.404	2.686	2.686	982	2736		0	Geb. ohne Wohnnutzung		Förliwiesenstrasse	4	8602 Wangen b. Dübendorf
2365292	24174	28.863	2.554	2.554	955	2674		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Verkehr-, Nachrichtenwesen	Hermetschloostrasse	8	8048 Zürich
201010118	28330	31.922	2.42	2.42	901	2684		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Industriegebäude	Im Link	27	8404 Winterthur
302005080	21479	24.829	2.41	2.309	925	2606	109.2	4	Geb. ohne Wohnnutzung	Industriegebäude	Hardstrasse	315	8005 Zürich
302005273	23867	27.363	2.388	2.388	917	2603		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Bürogebäude	Pfingstweidstrasse	103	8005 Zürich
210191400	17829	22.32	2.356	2.356	1002	2352		0	Geb. ohne Wohnnutzung		Hirschacherstrasse	10	8308 Agasul
3169853	20936	25.593	2.332	2.114	978	2384	223	9	Geb. ohne Wohnnutzung	Sporthallen			
210171366	19130	23.915	2.252	2.252	1000	2252		0	Geb. ohne Wohnnutzung		Eichstrasse	5a	8603 Schwerzenbach
2272736	24588	29.781	2.24	2.24	969	2311		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Silos und Lagergebäude	Riedthofstrasse	228	8105 Regensdorf
210203355	23803	29.278	2.202	2.202	984	2238		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Landwirtschaftliche Betriebsgeb.	Wiesenhof	5	8107 Buchs ZH
19074	24725	28.973	2.172	2.172	937	2317		0	Geb. mit teilw. Wohnnutzung		Embraport	1	8424 Embrach
2284466	19805	24.267	2.147	2.147	980	2190		0	Geb. ohne Wohnnutzung	Industriegebäude	Industriestrasse	1	8620 Wetzikon ZH
117570	16702	19.213	2.094	2.094	920	2275		0	Geb. mit teilw. Wohnnutzung		Giessenstrasse	7	8953 Dietikon

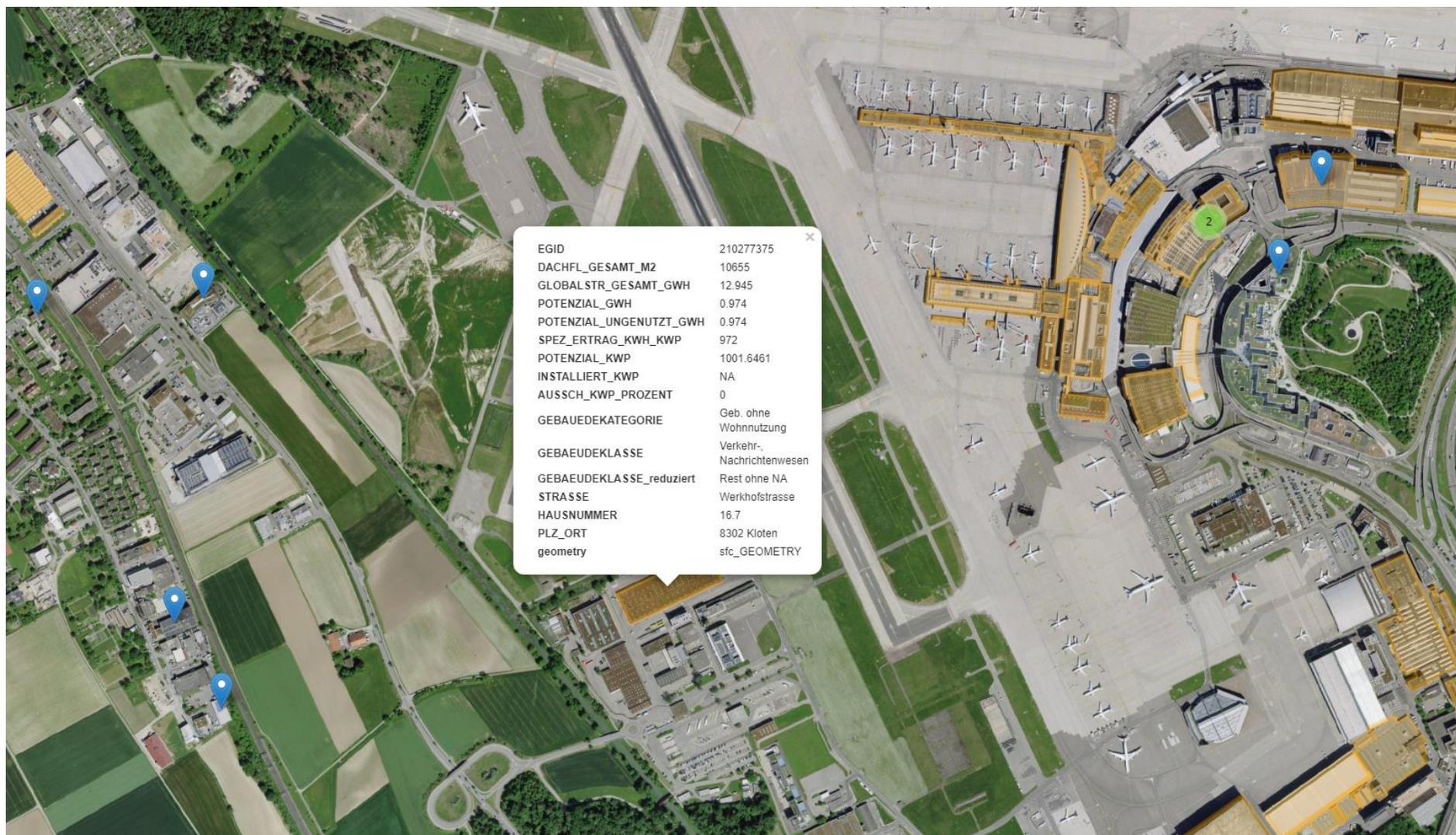


Abbildung 6: Ausschnitt aus der separat an den Kanton Zürich gelieferten interaktiven Karte mit den grössten Dachflächenpotenzialen. In gelber Farbe sind die Dachflächen dargestellt, welche zu den 200 grössten Potenzialen zählen. Die blauen Symbole lokalisieren bestehende PV-Anlagen. Standort: Flughafen Zürich Kloten.

## 2.2.2 Stromgestehungskosten auf Dachflächen

Die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen auf Dachflächen in der Schweiz wurde bereits in anderen Studien detailliert untersucht. Die Investitions- und Stromgestehungskosten von PV-Dachanlagen sind gemäss der Studie von Bloch et al. (2022) neben weiteren Faktoren im Wesentlichen von der Anlagengrösse abhängig. Für die 200 grössten Dachpotenziale im Kanton Zürich (0.87 bis 4.67 MWp) ist gemäss Bloch et al. (2022) mit einem Richtpreis von 1032 bis 1066 CHF/kWp zu rechnen. Für kleine oder mittelgrosse Anlagen sind höhere Preise zu erwarten. Für eine Anlage mit einer Nennleistung von 100 kWp liegt der Richtpreis zum Beispiel bei 1390 CHF/kWp. Für die Berechnung der Gestehungskosten wurde mit einem Grössenbereich zwischen 0.10 MWp (maximale Gestehungskosten) und 4.67 MWp (minimale Gestehungskosten) gerechnet.

Die Gestehungskosten von PV-Anlagen auf Dachflächen werden anhand des mittleren spezifischen Stromertrags von 970 kWh/kWp (Hostettler, 2020; Hostettler & Hekler, 2021, 2022) über eine Laufzeit von 30 Jahren bestimmt. Einmalvergütungen wurden unter Berücksichtigung der aktuell gültigen Fördersätze berechnet. Es wurde der PV-Wirtschaftlichkeitsrechner von Swissolar (2021) verwendet. Dabei handelt es sich um ein Excel-Tool, welches eine dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung mittels Kapitalwertmethode abbildet. Die Leistungsdegradation der Module wird linear mit 0.6 % pro Jahr und der Kalkulationszinssatz mit 2 % angenommen. Zusätzlich werden Betriebs- und Unterhaltskosten von 2 Rp./kWh (EnergieSchweiz, 2017) eingerechnet. Diese beinhalten unter anderem den einmaligen Ersatz von Wechselrichtern, Kontrollgänge, Wartung, Überwachung und allfällige Dachmieten.

Unter den beschriebenen Annahmen belaufen sich die Gestehungskosten für grosse PV-Anlagen auf Dachflächen in Kanton Zürich (0.10 MWp bis 4.67 MWp) auf 6 bis 8 Rp./kWh. Die Resultate sind als grobe Richtwerte zu verstehen, da sich die Investitions- und Stromgestehungskosten projektspezifisch stark unterscheiden können. Gründe für diese Unterschiede liegen beispielsweise in der Art und dem Zustand des Daches, dem Vorhandensein einer Begrünung oder einer gegebenenfalls nötigen Netzverstärkung.

## 2.3 PV-Potenzial auf Fassadenflächen

Unter Anwendung der in Kapitel 2.1.2 beschriebenen Methode sind im Kanton Zürich 2.33 Millionen Fassaden vorhanden, welche sich für PV-Anlagen grundsätzlich eignen. Diese Fassadenflächen (insgesamt 37.2 km<sup>2</sup>) verteilen sich auf 205'399 Gebäude im Kantonsgebiet und weisen ein jährliches Produktionspotenzial von 2'206 GWh auf. Für PV-Anlagen an Fassaden können Winterstromanteile von ca. 42 % angenommen werden (Anderegg et al., 2021), was unter Berücksichtigung des durchschnittlichen spezifischen Ertrags von 620 kWh/kWp an Fassaden im Kanton Zürich zu 260 kWh/kWp im Winterhalbjahr führt. Das gesamte Winterstrompotenzial von Fassaden im Kanton beläuft sich folglich auf 927 GWh/a.

### 2.3.1 PV-Potenzial an Gebäuden mit grossen Fassadenflächen

Wird der Bau von PV-Anlagen auf den Gebäuden mit den grössten Fassadenflächen forciert, lässt sich, ähnlich wie bei den Dachflächen, mit einer geringen Anzahl an PV-Anlagen ein überproportionaler Anteil des Potenzials erschliessen und so der PV-Zubau beschleunigen. Abbildung 7 zeigt den Zusammenhang zwischen der Gebäudeanzahl und der Ausschöpfung des Potenzials auf Fassaden in Prozent. Für eine Erschliessung von

50 % des Gesamtpotenzials müssten PV-Anlagen auf den 38'000 Gebäuden mit den grössten Fassadenpotenzialen realisiert werden.

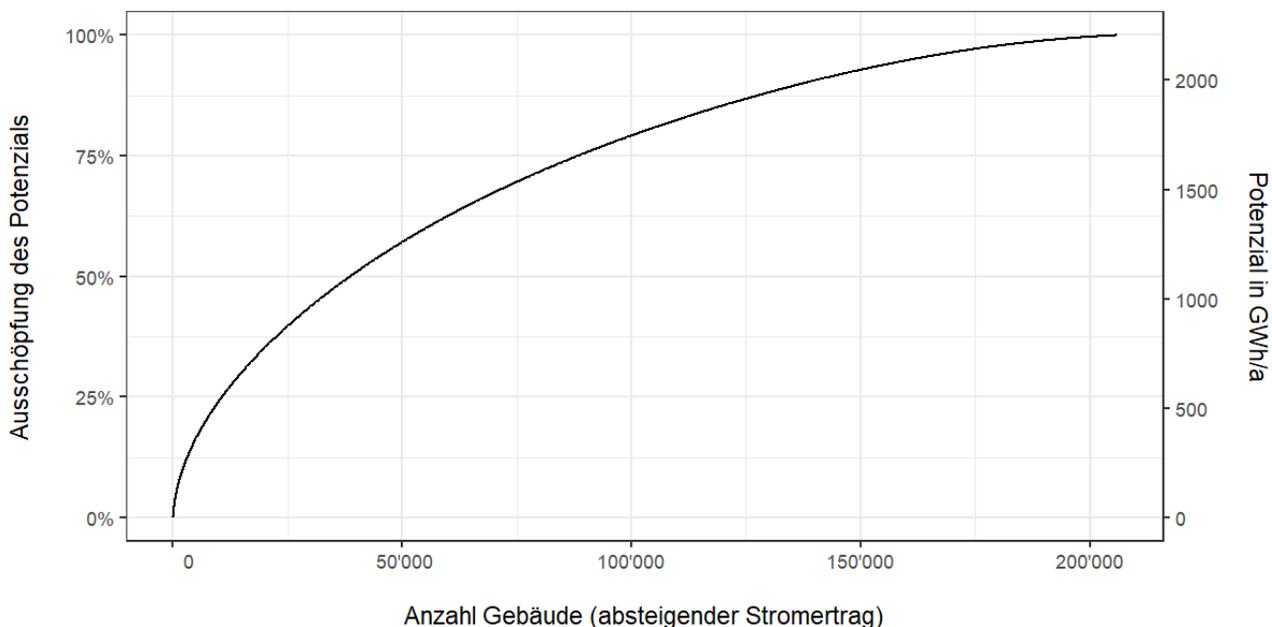


Abbildung 7: Ausschöpfung des Gesamtpotenzials auf Fassaden in Prozent, abhängig von der Anzahl realisierter Anlagen (Gebäude nach absteigendem Potenzial sortiert).

Abbildung 8 zeigt dieselbe Grafik wie Abbildung 7 aber nur für die 200 grössten Gebäude. Sie zeigt, dass 2.2 % des Gesamtpotenzials (49 GWh/a) von diesen 200 grössten Gebäuden stammen. Die Umsetzung einer PV-Anlage auf drei Promille der Gebäude mit geeigneten Fassadenflächen im Kanton (685 grösste von total 205'399) könnte zur Erschliessung von 5 % des gesamten Fassadenpotenzials führen. Im Vergleich zu den Dachflächen sind die Skaleneffekte weniger stark ausgeprägt (bei Dachflächen ein Promille der Gebäude für 5 % des Gesamtpotenzials, vgl. Kapitel 2.2.1).

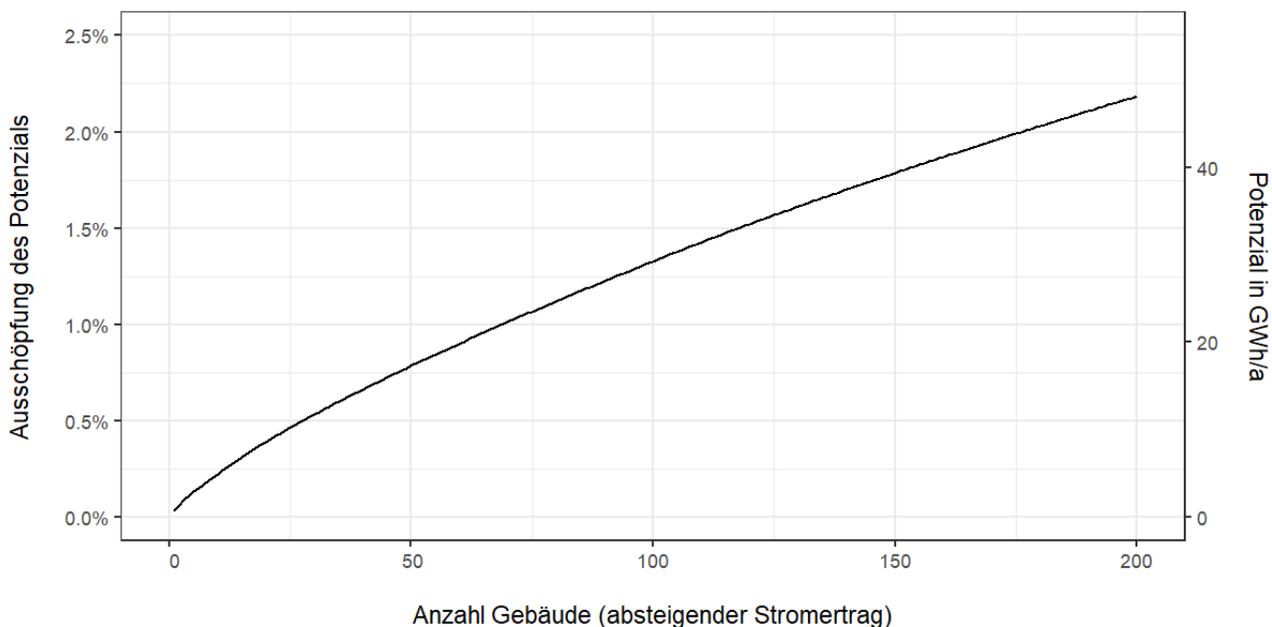


Abbildung 8: Ausschöpfung des Gesamtpotenzials auf Fassaden in Prozent, abhängig von der Anzahl realisierter Anlagen (Gebäude nach absteigendem Potenzial sortiert). 2.2 % des Gesamtpotenzials liegen auf den 200 Gebäuden mit den grössten Potenzialen im Kanton Zürich.

Abbildung 9 zeigt das jährliche Produktionspotenzial von Fassaden pro Gebäude in GWh für die 200 Gebäude mit dem grössten PV-Potenzial an Fassaden. Die 200 gezeigten Gebäude haben jeweils ein Potenzial von mindestens 0.17 GWh/a. Das Maximum liegt bei 0.76 GWh/a. Das gesamte Fassadenpotenzial dieser 200 Gebäude beträgt 49 GWh/a.

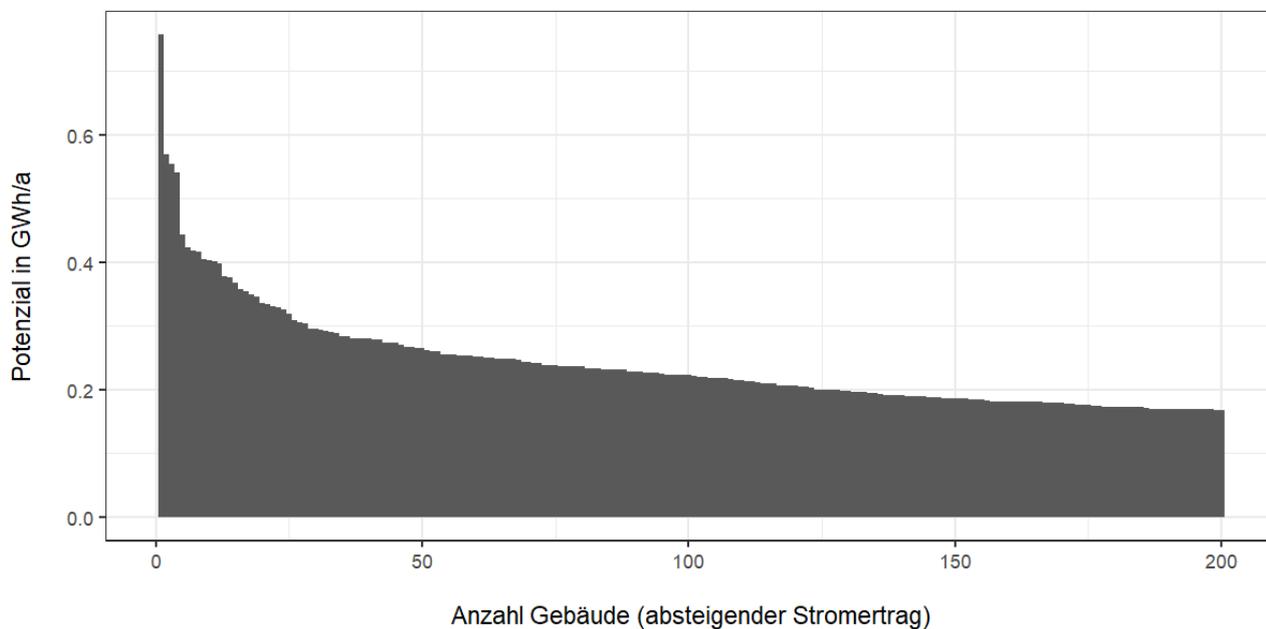


Abbildung 9: Potenzieller Jahresertrag auf Fassaden der 200 Gebäude mit dem grössten Potenzial im Kanton Zürich in GWh/a. Sortiert nach absteigendem Jahrespotenzial.

Ein Ausschnitt aus der Liste mit den grössten PV-Potenzialen an Fassaden im Kanton Zürich kann der Tabelle 5 entnommen werden. Zwecks Übersichtlichkeit sind nur die 20 grössten Dachflächenpotenziale gezeigt. Neben einer Liste mit den 200 grössten Potenzialen auf Fassadenflächen wird dem Kanton Zürich eine interaktive Karte zur Verfügung gestellt, welche die Gebäude visualisiert und verorten lässt.

Tabelle 5: Gebäude mit den grössten Fassadenpotenzialen in Kanton Zürich (Auszug).

GWR EGID	Fläche m <sup>2</sup>	Globalstr. GWh/a	Potenzial GWh/a	Spez. Ertrag kWh/kWp	Max. kWp	Gebäudekategorie	Gebäudeklasse	Strasse	Nr.	PLZ / Ort
302005260	12611	9.955	0.757	631	1198	Sonderbau	Industriegebäude	NA	NA	NA
210078221	11792	8.388	0.57	569	1002	Geb. ohne Wohnnutzung	NA	Frachtstrasse	39.1	8302 Kloten
210078436	8983	8.152	0.554	726	764	Geb. ohne Wohnnutzung	NA	Butzenbüelring	2	8302 Kloten
302014272	8689	6.757	0.541	622	869	Geb. ohne Wohnnutzung	Rest ohne NA	Vladimir-Prelog-Weg	1	8049 Zürich
302063066	5711	5.538	0.443	776	571	Geb. ohne Wohnnutzung	Rest ohne NA	Aargauerstrasse	17	8048 Zürich
201028345	6084	5.299	0.424	697	608	Geb. ohne Wohnnutzung	NA	Förliwiesenstrasse	4	8602 Wangen b. Dübendorf
210298172	7467	5.225	0.418	560	747	NA	NA	Am Stadtrand	29	8600 Dübendorf
201034025	7668	6.127	0.417	639	652	Geb. ohne Wohnnutzung	NA	Brauerstrasse	15.2	8400 Winterthur
302034124	6331	5.046	0.404	638	633	Wohngeb. mit Nebennutzung	Gebäude mit 3 =< Whg	Pfingstweidstrasse	100	8005 Zürich
210078750	7321	5.931	0.403	648	622	Geb. ohne Wohnnutzung	NA	Parkhausring	3	8302 Kloten
302015807	5781	5.01	0.401	693	578	Geb. ohne Wohnnutzung	Rest ohne NA	NA	NA	NA
302005010	5995	5.243	0.398	700	570	Geb. ohne Wohnnutzung	Rest ohne NA	Sihlquai	296	8005 Zürich
302060485	5634	4.719	0.378	670	563	Wohngeb. mit Nebennutzung	Gebäude mit 3 =< Whg	Vulkanplatz	8	8048 Zürich
210207985	6040	4.712	0.377	624	604	Wohngeb. mit Nebennutzung	Gebäude mit 3 =< Whg	Seidenplatz	4	8304 Wallisellen
302060531	6617	4.839	0.368	585	629	Wohngeb. mit Nebennutzung	Gebäude mit 3 =< Whg	Turbinenstrasse	21	8005 Zürich
210078556	5347	5.255	0.357	786	455	Geb. ohne Wohnnutzung	NA	Butzenbüelring	13	8302 Kloten
2272103	5798	5.202	0.354	718	493	Geb. ohne Wohnnutzung	Bürogebäude	Industriestrasse	19	8112 Otelfingen
201040386	5307	4.368	0.349	658	531	Geb. ohne Wohnnutzung	Industriegebäude	Industriestrasse	18	8604 Volketswil
163276	5254	4.324	0.346	658	525	Wohngeb.	Gebäude mit 3 =< Whg	Tüffenwies	29	8064 Zürich
210181159	4611	4.204	0.336	729	461	Geb. mit teilw. Wohnnutzung	Industriegebäude	Giessenstrasse	4	8600 Dübendorf
302019869	5433	4.388	0.334	646	516	Wohngeb. mit Nebennutzung	Gebäude mit 3 =< Whg	Technoparkstrasse	10	8005 Zürich
302030132	4735	4.123	0.33	697	474	Wohngeb. mit Nebennutzung	Gebäude mit 3 =< Whg	Pfingstweidstrasse	94	8005 Zürich
9011539	5045	4.116	0.329	653	505	Geb. ohne Wohnnutzung	Bürogebäude	Affolternstrasse	44	8050 Zürich
2365991	4504	4.08	0.326	725	450	Geb. ohne Wohnnutzung	Rest ohne NA	NA	NA	NA
302005260	12611	9.955	0.757	631	486	Geb. ohne Wohnnutzung	Bürogebäude	Uetlibergstrasse	233	8045 Zürich

### 2.3.2 Stromgestehungskosten auf Fassadenflächen

Im Rahmen der im Kapitel 2.2.2 verwendeten Preisbeobachtungsstudie wurden keine Richtpreise für Fassadenanlagen angegeben. Es wird davon ausgegangen, dass die spezifischen Installationskosten für grosse PV-Anlagen an Fassaden doppelt so hoch sind wie auf einem Dach. Die Anlagengrössen werden zwischen 0.1 MWp und 1.0 MWp skaliert, da die grossen Fassadenflächen kleiner als die grossen Dachflächen sind. Bei der Einmalvergütung kann zusätzlich von einem Neigungswinkel-Bonus in Höhe von 100 CHF/kWp profitiert werden. Weiter wird durch den hohen Neigungswinkel ein 25 % geringerer Jahresenergieertrag erwartet als bei Dachflächen. Die restlichen Parameter blieben unverändert zu den Dachflächen. Unter diesen Annahmen ergeben sich für grosse PV-Anlagen an Fassaden Stromgestehungskosten von 14 bis 18 Rp./kWh. Diese sind im Vergleich mit PV-Anlagen auf Dachflächen mehr als doppelt so hoch. Das saisonale Produktionsprofil der Fassadenanlagen mit einem hohen Winterstromanteil kann sich jedoch positiv auf den Eigenverbrauch und somit die Rentabilität solcher Anlagen auswirken.

## 2.4 Überlegungen zur Umsetzung der Potenziale

Im Kanton Zürich sind im März 2023 PV-Anlagen mit einer Nennleistung von rund 350 GWp installiert (Vese, 2023). Die überwiegende Mehrheit davon befindet sich auf Dachflächen, weshalb davon ausgegangen werden kann, dass derzeit rund 6 % des Dachflächenpotenzials ausgeschöpft ist. Der Ausschöpfungsgrad am gesamten PV-Potenzial auf Gebäuden (inkl. Fassaden) beträgt derzeit 4 %. Eine Einzelbefragung von Energie-Grossverbrauchern (Anhang A), welche die Baudirektion des Kantons Zürich durchgeführt hat, zeigt, dass der Fokus der EigentümerInnen insbesondere auf Dachflächen liegt und grundsätzlich ein (teils grosses) Interesse an der Realisierung von Potenzialen auf Dachflächen besteht. PV-Anlagen auf Dachflächen sind gemäss den befragten Energie-Grossverbrauchern bei bestehenden Bauten teilweise bereits vorgesehen und werden bei Sanierungen und Neubauten überwiegend standardmässig geprüft. Entscheide bezüglich der Realisierung werden ab einem gewissen finanziellen Aufwand von der Geschäftsleitung getroffen, wobei angegeben wird, dass die Bereitschaft und die finanziellen Mittel häufig einer Umsetzung nicht im Wege stehen. Bestehende PV-Anlagen auf Dachflächen schöpfen vielerorts weniger als 50 % des Potenzials aus. Dies deckt sich mit den Ergebnissen einer Studie der ZHAW, welche aufzeigte, dass in den vergangenen Jahren bei der Realisierung von PV-Anlagen (insbesondere bei Grossbauten) lediglich knapp die Hälfte der Potenziale ausgeschöpft wurde (Anderegg et al., 2022). Gemäss der von der Baudirektion durchgeführten Befragung werden Fassadenanlagen bei Energie-Grossverbrauchern derzeit nur bei Neubauten geprüft. Dies könnte neben höheren Investitionskosten und tendenziell tieferen Jahreserträgen mit ein Grund dafür sein, weshalb im Vergleich zu Dachflächen noch wenige PV-Anlagen an Fassaden realisiert werden. Als Hindernisse für die Realisierung von PV-Anlagen an Gebäuden werden gemäss der Umfrage u.a. folgende Aspekte angegeben:

- Planerisch: Areale im Umbruch, unklare Gebäudeentwicklung.
- Baulich: Bestehende Gebäudehülle (Statik, Glasdächer von Gemüsebauern, Dachterrassen usw.).
- Optisch: Blendwirkungen sind vor allem in direkter Nähe zum Flughafen zu beachten, wobei in diesem Fall technische Lösungen (z.B. satiniertes Glas) zu prüfen wären.

Für eine Beschleunigung des Zubaus sollten deshalb vermehrt auch die Potenziale auf bestehenden Bauten ausgeschöpft werden. Ein Fokus auf die Gebäude mit den grössten Potenzialen bietet sich an.

### 3 Agri-Photovoltaik

Nachfolgend wird das Potenzial für Agri-Photovoltaik (Agri-PV) im Kanton Zürich beschrieben. Unter Agri-PV wird die Doppelnutzung von Flächen für landwirtschaftliche Zwecke sowie die Energieproduktion verstanden (Jäger et al., 2022). Sie unterscheidet sich klar von PV-Freiflächenanlagen, bei denen die Fläche hauptsächlich oder vollständig für die Energieproduktion genutzt wird. Da sich Agri-PV-Anlagen auf landwirtschaftlichen Flächen befinden, werden Ausnahmegewilligungen zu deren Bau nur erteilt, falls eine Standortgebundenheit nachgewiesen werden kann. Gemäss Artikel 32c der Raumplanungsverordnung (RPV) gelten Agri-PV Anlagen dann als standortgebunden, wenn sie sich in wenig empfindlichen Gebieten befinden und Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion bewirken oder entsprechenden Versuchs- und Forschungszwecken dienen.

#### 3.1 Methode zur Potenzialabschätzung Agri-Photovoltaik

Die Methode der Potenzialabschätzung stützt sich weitgehend auf eine Agri-PV Machbarkeitsstudie von Jäger et al. (2022), welche von der ZHAW erstellt wurde.

##### 3.1.1 Räumliche Analyse

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie von Jäger et al. (2022) wurden potenzielle Flächen für die Agri-PV in einer GIS-Analyse schweizweit wie folgt definiert:

- Die Flächen befinden sich in der Nähe von Bauzonen (wenig empfindliches Gebiet), um als standortgebunden zu gelten. Dazu wurde ein 1000 m breiter Puffer um Bauzonen gelegt. Dieser Puffer schliesst aufgrund der Dichte von Bauzonen im Kanton Zürich beinahe das gesamte Kantonsgebiet ein (Abbildung 51 im Anhang B).
- Landwirtschaftlichen Nutzflächen (LN) innerhalb dieser Pufferzone basieren auf dem Modell «Landwirtschaftliche Kulturflächen Identifikator 153» und wurden einem Bewirtschaftungsstatus zugeordnet. Diese sind «Offene Ackerflächen», «Dauergrünland», «Dauerkultur», «geschützter Anbau», «Sömmerungsflächen» und «Biodiversitätsflächen (BFF)». Sämtliche Flächen, welche als BFF oder Sömmerungsflächen eingestuft sind, werden nicht in die Potenzialberechnung miteinbezogen. Gleiches gilt für Hochstamm-Baumkulturen. Die Zuordnung der verschiedenen LN zum jeweiligen Bewirtschaftungsstatus und deren Berücksichtigung zur Berechnung des PV-Potenzials kann im Detail dem Anhang C entnommen werden.
- Anschliessend wurden potenzielle Flächen für Agri-PV ausgeschlossen, welche eine horizontale Globalstrahlung  $< 1100 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$  aufweisen. Die Einstrahlung wurde in der Analyse von Jäger et al. (2022) unter Berücksichtigung des Fernhorizonts mittels digitalem Höhenmodell in einer räumlichen Auflösung von 25 m berechnet.
- Abschliessend wurden weitere Ausschlusskriterien zu übergeordneten Schutzinteressen wie z.B. Biosphärenreservate, BLN-Gebiete oder Gewässerschutzzonen definiert und angewendet.

Die Genauigkeit der Einstrahlungsberechnungen mittels digitalem Höhenmodell in Jäger et al. (2022) unterliegt gewissen Einschränkungen. Bei einem Vergleich der mittels digitalem Höhenmodell berechneten Einstrahlung mit Messwerten an fünf Standorten im Kanton Zürich mit Messtationen der Meteo Schweiz zeigte

sich, dass die jährliche Einstrahlung durch das Höhenmodell gegenüber dem Mittel der letzten 15 Jahre um 9 bis 12 % unterschätzt wurde. Im Winterhalbjahr wurde die Einstrahlung gegenüber dem 15-jährigen Mittel durch das Höhenmodell sogar um 20 bis 30 % unterschätzt. Aus diesem Grund wurde die Einstrahlung auf potenzielle Agri-PV-Flächen im Kanton Zürich präzisiert. Dazu wurden genauere Einstrahlungsdaten (Meteotest, 2022) in einem typischen meteorologischen Jahr verwendet. Dies erlaubt neben einer verbesserten Einstrahlungsprognose zusätzlich eine Aufteilung der PV-Erträge in das Sommer- und Winterhalbjahr. Der Vergleich der verwendeten Einstrahlungsdaten (Meteotest, 2022) mit den oben erwähnten Messstationen zeigt lediglich minimale Abweichungen in der Grössenordnung von 1 bis 2 %.

Ausserdem wurde die Auswahl an LN gemäss «Landwirtschaftliche Kulturflächen Identifikator 153», welche sich für die Agri-PV eignen, gegenüber der Machbarkeitsstudie leicht angepasst (Tabelle 15 im Anhang C). Grund dafür war eine nicht vollständige Auswahl von LN, welche sich grundsätzlich für Agri-PV eignen.

Durch die beiden Anpassungen (Datenquelle Einstrahlung und Auswahl der LN mit Eignung für Agri-PV) ergibt sich für die Agri-PV ein wesentlich grösseres Potenzial als gemäss dem ursprünglichen Datensatz aus der Machbarkeitsstudie. Die Gründe dafür sind, dass ein Mehrfaches der Flächen das Kriterium der Einstrahlung  $> 1100 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$  erfüllt und durch die neue Auswahl an LN mehr landwirtschaftliche Kulturen berücksichtigt werden.

Die gesamtschweizerische Betrachtung von Jäger et al. (2022) wurde des Weiteren für den Kanton Zürich insofern angepasst, dass die potenziellen Agri-PV-Flächen der gesamten Schweiz unter Verwendung von swissBOUNDARIES3D (swisstopo, 2022b) gefiltert wurden. Als Filterkriterium wurde die Grenze des Kantons Zürich eingesetzt. Damit verbleiben aus der gesamtschweizerischen Analyse die potenziellen Agri-PV-Flächen des Kantons Zürich.

### 3.1.2 Berechnung PV-Potenzial

Die PV-Ertragsberechnung für geeignete Flächen (vgl. Kapitel 3.1.1) basiert auf der Einstrahlung und der Fläche am jeweiligen Standort sowie dem für den Bewirtschaftungsstatus geeigneten Anlagentyp. Für **offene Ackerflächen** (z.B. Kartoffeln oder Weizen) wurden überdachte PV-Anlagen mit bifazialen Modulen, weiten Reihenabständen (rund Dreifaches der Modultischbreite) und einem festen Neigungswinkel von  $20^\circ$  sowie einer Ausrichtung von  $30^\circ$  Südwest eingesetzt (vgl. Abbildung 10). Dadurch wird eine möglichst homogene Einstrahlungsverteilung auf der darunter liegenden Kultur erreicht.

Im **Dauergrünland** (Naturwiesen oder Weiden) wird von zwei übereinander liegenden bifazialen Modulen im Querformat ausgegangen, die vertikal in Ost-West-Ausrichtung montiert werden (vgl. Abbildung 11). Die Modulunterkante befindet sich ca. 80 cm ab Boden.

Im Bereich der **Dauerkulturen** (z.B. Reben oder Obstplantagen) erfolgte die Ertragsberechnung mit bifazialen, semitransparenten Modulen, welche eine Lichtdurchlässigkeit von 50 % aufweisen sich in der Ausrichtung an der darunter liegenden Kultur orientieren (siehe Abbildung 12). Die Reihenabstände sind aufgrund der Lichtdurchlässigkeit und den Anforderungen an den Kulturschutz wesentlich kleiner als bei offenen Ackerflächen.

Die Berechnungsgrundlagen wurden aus Jäger et al. (2022) übernommen und sind in Tabelle 6 zusammengefasst.



Abbildung 10: Anlagenbeispiel für Bewirtschaftungsstatus "Offene Ackerkultur". Agri-PV-Versuchsanlage (APV Resola) mit festinstallierten Modulen in Heggelbach (Deutschland). Die Module sind auf einer Höhe von 5.5 m installiert und der Stützenabstand in der Längsrichtung beträgt 19 m (Hofgemeinschaft Heggelbach, o. J.).



Abbildung 11: Anlagenbeispiel für Bewirtschaftungsstatus "Dauergrünland". Vertikale APV-Anlage von Next2Sun in Donaueschingen (Deutschland). Die bifazialen Module sind vertikal aufgeständert, Ausrichtung Ost-West, Reihenabstand 10 m (Next2Sun, 2020).



Abbildung 12: Anlagenbeispiel für Bewirtschaftungsstatus "Dauerkulturen" und «geschützter Anbau». Agri-PV-Anlage über Himbeeren in Zevenaar (Niederlande). Mit der APV-Anlage konnten Folientunnel substituiert werden. Die Folientunnel sind hinter der APV-Anlage ersichtlicher. Es kommen semitransparente PV-Module mit einer Lichtdurchlässigkeit von 54 % zum Einsatz (GroenLeven, o. J.).

Tabelle 6: Annahmen zur Ertragsberechnung von Agri-PV Anlagen mit bifazialen Modulen analog Jäger et al. (2022). Berechnet für einen Referenzstandort in Zürich Kloten mit einer horizontalen Globalstrahlung von 1163 kWh/m<sup>2</sup>/a.

Bewirtschaftungsstatus	Nennleistung in MWp/ha	Typischer Jahresertrag in MWh/MWp	Flächenertrag in MWh/ha/a
Offene Ackerflächen	0.612	1200	735
Dauergrünland	0.293	1000	293
Dauerkulturen	0.737	1170	862
Geschützter Anbau	0.737	1170	862

Auf die Verwendung von ein- oder zweiachsig nachgeführten Anlagen wird verzichtet. Der mögliche Flächenertrag ist somit als konservative Einschätzung zu interpretieren und könnte durch ein Modultracking leicht erhöht werden.

Der jährliche PV-Ertrag pro APV-Fläche ( $E_{APV}$ ) wird anschliessend unter Verwendung der horizontalen Einstrahlung ( $E_{horizontal}$ ) vor Ort in einem typischen meteorologischen Jahr (Meteotest, 2022) und der Einstrahlung am Referenzstandort Zürich Kloten ( $E_{Ref}$ ) skaliert. Zusätzlich wird der Flächenertrag des zugehörigen Bewirtschaftungsstatus aus Tabelle 6 ( $E_{FL}$ ) sowie die Fläche ( $A$ ) gemäss Formel (1) einbezogen. Die Referenzeinstrahlung für den Flächenertrag aus Tabelle 6 beträgt 1163 kWh/m<sup>2</sup>/a.

$$E_{APV} = \frac{E_{horizontal}}{E_{Ref}} * E_{FL} * A \quad (1)$$

### 3.2 Potenzial Agri-PV

Unter Anwendung der beschriebenen Methode beträgt das Potenzial der Agri-PV im Kanton Zürich insgesamt 30.4 TWh/a und verteilt sich auf eine Gesamtfläche von 52'820 ha (528 km<sup>2</sup>). Im Vergleich zu den Potenzialen auf Gebäuden und anderen Infrastrukturen ist das Potenzial der Agri-PV sehr hoch. Tabelle 7 und Abbildung 13 schlüsseln das Potenzial pro Bewirtschaftungsstatus auf.

Der Tabelle 7 können ausserdem die relevantesten Kulturen entnommen werden. Zusätzlich ist die Anzahl berücksichtigter Flächen und deren Flächensumme sowie deren Anteil am Gesamtpotenzial gezeigt.

Tabelle 7: PV-Potenzial für Agri-PV im Kanton Zürich mit Aufteilung nach Bewirtschaftungsstatus und Kulturen (kursiv). Es sind die relevantesten Kulturen gezeigt, die restlichen wurden unter «Andere» zusammengefasst.

Nutzung	Potenzial in GWh/a	Anzahl Flächen	Fläche in ha	Anteil am Gesamtpotenzial in %
Offene Ackerflächen	23'630	32'631	31'826	77.8
... <i>Kunstwiesen (ohne Weiden)</i>	5'263	8'576	7'138	17.3
... <i>Winterweizen (ohne Futterweizen)</i>	4'540	6'039	6'185	15.0
... <i>Silo- und Grünmais</i>	3'229	4'158	4'383	10.6
... <i>Wintergerste</i>	1'706	2'175	2'322	5.6
... <i>Zuckerrüben</i>	1'648	1'720	2'251	5.4
... <i>Winterraps zur Speiseölgewinnung</i>	1'408	1'715	1'917	4.6
... <i>Andere offene Ackerflächen</i>	5'836	8'248	7'630	19.2
Dauergrünland	5'812	34'105	19'602	19.1
... <i>Dauerwiesen (ohne Weiden)</i>	4'552	26'950	15'324	15.0
... <i>Weiden</i>	1'248	6'980	4'235	4.1
... <i>Übrige Grünflächen</i>	12	175	42	0.0
Dauerkultur	913	3'545	1'062	3.0
... <i>Reben</i>	354	1524	413	1.2
... <i>Obstplantagen (Äpfel)</i>	168	447	195	0.6
... <i>Meerjährige Beeren</i>	80	286	93	0.3
... <i>Spargel</i>	78	131	90	0.3
... <i>Obstplantagen (Steinobst)</i>	51	268	59	0.2
... <i>Andere Dauerkulturen</i>	182	889	202	0.6
<b>Total</b>	<b>30'356</b>	<b>70'281</b>	<b>52'820</b>	<b>100</b>

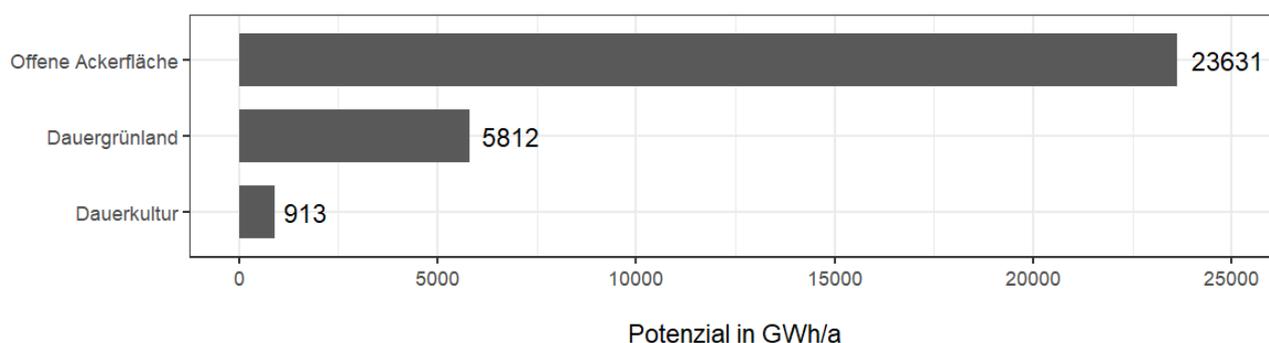


Abbildung 13: Potenzial von Agri-PV im Kanton Zürich pro Bewirtschaftungsstatus.

Die geografische Verteilung der identifizierten Flächen für Agri-PV Anlagen ist in Abbildung 14 gezeigt. Es ist zu erkennen, dass wesentlich weniger Flächen mit Dauerkulturen bewirtschaftet sind als mit offenen Ackerkulturen oder Dauergrünland (vgl. Tabelle 7). Im Züricher Oberland (südöstlicher Teil des Kantonsgebiets) sind wenige Ackerflächen und Dauerkulturen vorhanden, dafür viele Flächen mit Dauergrünland. Ackerflächen und Dauerkulturen hingegen konzentrieren sich auf flachere Regionen im Kantonsgebiet.

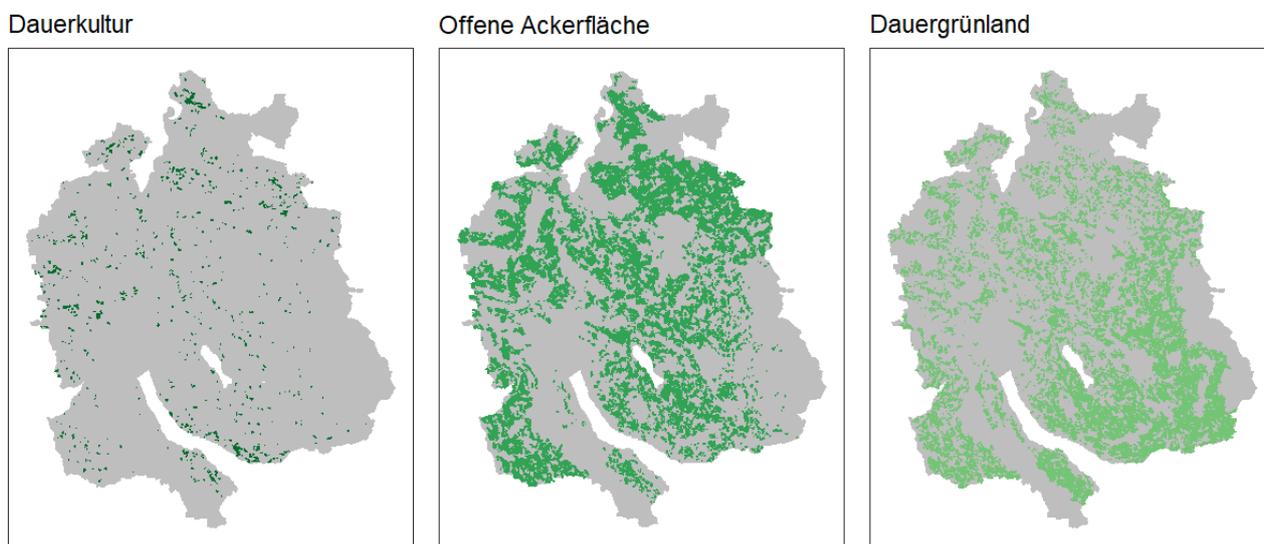


Abbildung 14: Geografische Verteilung der Flächen für Agri-PV, welche im Potenzial berücksichtigt sind. Die Flächen verteilen sich abgesehen vom städtischen Raum über das gesamte Kantonsgebiet.

Die Erschliessung des PV-Potenzials auf offenen Ackerflächen gestaltet sich bei der aktuellen Gesetzeslage schwierig, da die Installation einer PV-Anlage auf Fruchtfolgeflächen zu einem höheren Naturalertrag führen muss (Bundesamt für Raumentwicklung ARE, 2022; Jäger et al., 2022). Bei Dauerkulturen und Dauergrünland sind gleichbleibende Erträge bei Reduktion des Sach- und/oder Betriebsaufwands nötig. Diese Reduktion ist primär bei Dauerkulturen möglich, wo gegebenenfalls Kulturschutzmassnahmen durch APV-Anlagen ersetzt werden können. Aus diesem Grund wird nachfolgend speziell auf das Potenzial von Dauerkulturen (inkl. geschützter Anbau) eingegangen.

### 3.2.1 Potenzial bei Dauerkulturen

Die höchsten Realisierungschancen weisen Flächen mit Dauerkulturen auf, da dort bereits bestehende oder zukünftige Kulturschutzmassnahmen durch die PV-Anlage substituiert werden können. Vom Gesamtpotenzial von 913 GWh/a bei Dauerkulturen fallen 354 GWh/a auf Flächen, die mit Rebbau bewirtschaftet werden. Weitere 243 GWh/a fallen auf Obstanlagen für Äpfel, Steinobst, Birnen und andere Obstkulturen (Kiwis, Holunder usw.). Weiter relevant sind im Kanton Zürich landwirtschaftliche Nutzflächen mit Anbau von mehrjährigen Beeren oder Spargeln. Die Verteilung des Potenzials verschiedener Kulturen im Bereich der Dauerkulturen ist der Abbildung 15 zu entnehmen.

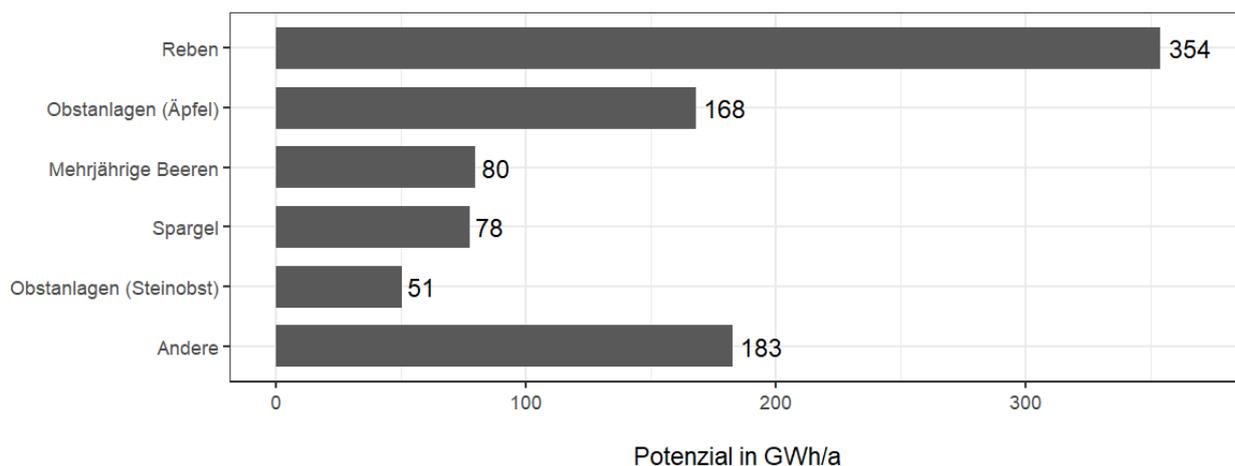


Abbildung 15: Aufteilung des Agri-PV Potenzials im Kanton Zürich im Bereich Dauerkulturen. Reben und Obstanlagen machen den grössten Anteil aus.

Gerade bei den Dauerkulturen zeigt sich eine regionale Häufung derselben Kultur über verschiedene Parzellen hinweg. Die Potenzialkarte in Abbildung 16 zeigt einen exemplarischen Ausschnitt einer solchen lokalen Häufung von Flächen mit derselben Kultur – in diesem Fall deutlich an den Flächen mit Rebbau (gelbe Polygone) zu erkennen. Optimalerweise orientiert sich die Projektierung von Agri-PV Anlagen an der angebauten Kultur, sodass parzellenübergreifende Anlagen, ggf. auch mit verschiedenen EigentümerInnen, möglich sind. Dies erlaubt den Bau wesentlich grösserer Anlagen, als dies bei einer Beschränkung auf die Parzellengrenzen möglich wäre.



Abbildung 16: Ausschnitt aus der Potenzialanalyse für Agri-PV im Kanton Zürich. Gezeigt sind Flächen mit Reben (gelb) und Obstanlagen (lila) zwischen Uetikon am See und Meilen.

### 3.2.2 PV-Potenzial von Flächen mit ganzjährig geschütztem Anbau

Unter Flächen mit ganzjährig geschütztem Anbau sind Kulturen zusammengefasst, die ganzjährig mit Gewächshäusern oder Folientunnels geschützt sind. Dabei handelt es sich um insgesamt 141 Flächen im Kantonsgebiet, welche sich über 45 ha erstrecken und ein PV-Potenzial von 39 GWh/a aufweisen. Die geografische Verteilung dieser Flächen ist der Abbildung 17 zu entnehmen.

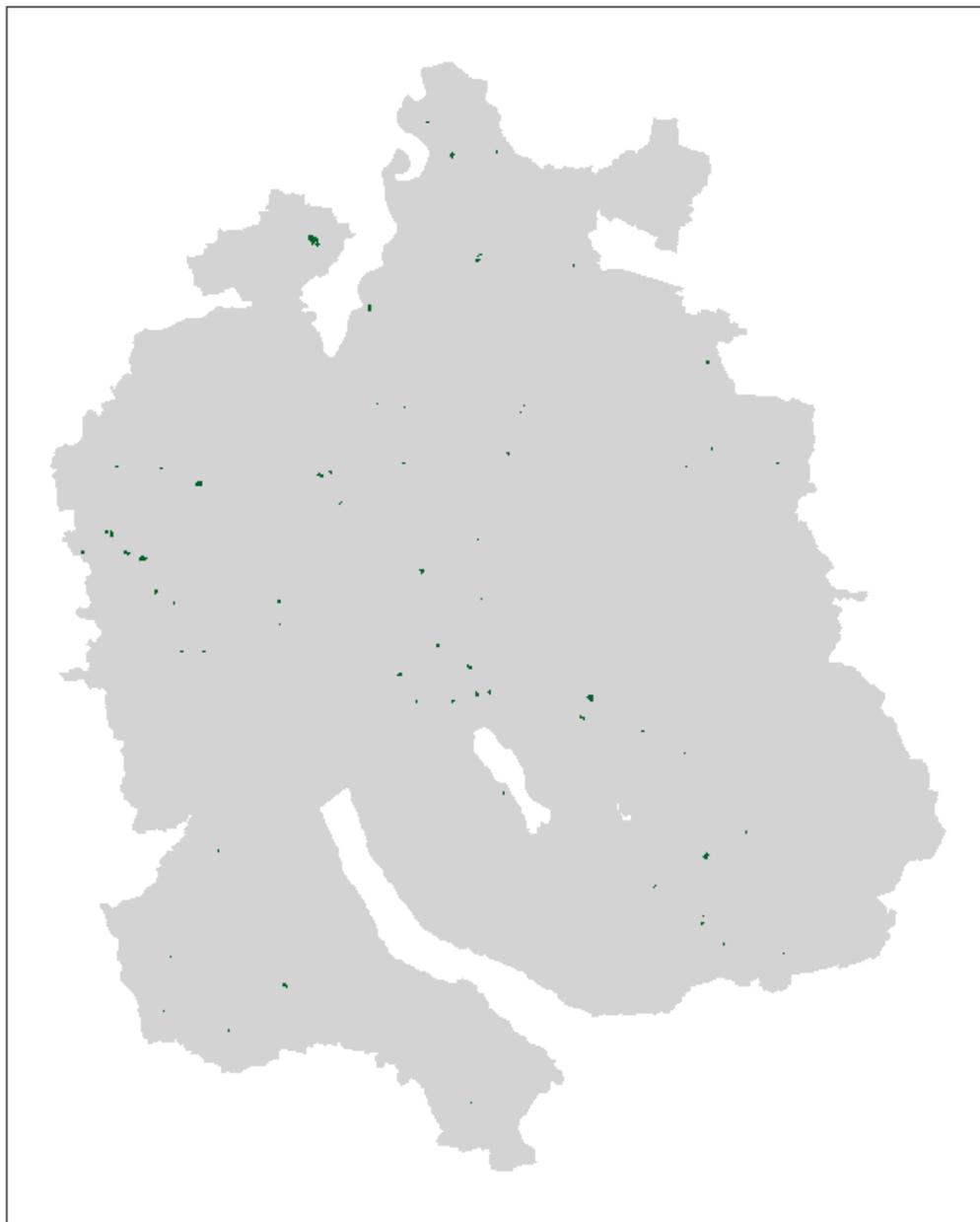


Abbildung 17: Geografische Verteilung der Flächen mit ganzjährig geschütztem Anbau (grün) im Kanton Zürich (grau).

Temporäre Schutzmassnahmen wie Vogel- oder Hagelschutznetze, welche zum Beispiel im Obstbau verbreitet eingesetzt werden, sind in den Flächen mit ganzjährig geschütztem Anbau nicht enthalten. Es wird geschätzt, dass rund die Hälfte der Obstplantagen über solche temporären Schutzmassnahmen verfügt. Somit ist anzunehmen, dass temporäre Schutzmassnahmen über Obstkulturen eine Fläche von rund 280 ha einnehmen und ein PV-Potenzial von ca. 120 GWh/a aufweisen.

### 3.3 Stromgestehungskosten Agri-PV

Die Investitions- und Stromgestehungskosten für Agri-PV-Anlagen wurden in der Machbarkeitsstudie von Jäger et al. (2022) für grosse Referenzanlagen mit einer Nennleistung von 1 MWp abgeschätzt. Dabei wurde eine zu den Dach- Fassaden- und Parkplatzflächen vergleichbare Methode angewendet (Kapitalwertmethode mit 2 % kalkulatorischem Zins, lineare Leistungsdegradation der Module und Berücksichtigung von Betriebs- und Unterhaltskosten sowie Einmalvergütungen). Die Investitionskosten für überdachte Agri-PV-Anlagen über Acker- oder Dauerkulturen (vgl. Abbildung 10 und Abbildung 12) inkl. Netzanschluss belaufen sich gemäss der Studie auf rund 1700 bis 1800 CHF/kWp. Aufgrund der aktuellen Marktdynamik in der Solarbranche (hoher Nachfrage und leicht gestiegene Materialpreise in den vergangenen 1-2 Jahren) erscheinen spezifische Kosten von 2000 CHF/kWp im aktuellen Marktumfeld realistisch.

Die Stromgestehungskosten wurden in der Machbarkeitsstudie mit 7.8 bis 8.4 Rp./kWh angegeben. Da hier von leicht höheren Investitionskosten ausgegangen wird, muss mit Stromgestehungskosten von schätzungsweise 9 bis 11 Rp./kWh gerechnet werden. Diese sind unter anderem von den Netzanschlusskosten abhängig, welche z.B. mit der Leitungslänge zusammenhängen. In Jäger et al. (2022) wird als Richtgrösse ein Anstieg der Stromgestehungskosten von 0.3 Rp./kWh pro 100 m Leitungslänge angegeben. Dieser Wert kann projektabhängig stark variieren.

### 3.4 Überlegungen zur Umsetzung der Potenziale

Das Potenzial der Agri-PV ist im Vergleich zu Gebäudepotenzialen und weiteren Infrastrukturen sehr hoch. Die derzeitigen Bestimmungen der Raumplanungsverordnung (RPV) setzen jedoch voraus, dass sich die Agri-PV in wenig empfindlichen Gebieten befinden und Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion erbringen muss (Bundesamt für Raumentwicklung ARE, 2022; Jäger et al., 2022). In der Potenzialabschätzung wurde der Aspekt wenig empfindlicher Gebiete durch die Nähe zu Bauzonen mit einem 1000 m Buffer berücksichtigt, wobei hier Spielraum in der Definition des Begriffs «Nähe» besteht. Ein kleinerer Buffer um die Bauzonen hätte folglich eine Verringerung des Potenzials zur Folge. Als Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion werden gemäss Bundesamt für Raumentwicklung ARE (2022) folgende verstanden:

- Auf offenen Ackerflächen (Fruchtfolgeflächen): Höherer Naturalertrag der landwirtschaftlichen Kultur.
- Ausserhalb Ackerflächen (Fruchtfolgeflächen): Geringerer Sach- und/oder Personalaufwand bei gleichbleibendem Ertrag.

Die geforderten Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion können nach aktuellem Kenntnisstand lediglich bei Dauerkulturen ggf. erreicht werden, indem der Sachaufwand (z.B. für Kulturschutzmassnahmen) bei gleichbleibendem Ertrag reduziert wird. Diese Dauerkulturen weisen ein Potenzial von 913 GWh/a auf. Davon stammen 39 GWh/a aus Flächen mit ganzjährig geschütztem Anbau und schätzungsweise rund 120 GWh/a von Flächen mit temporären Kulturschutzmassnahmen.

Die APV-Flächen bieten die Möglichkeit, die Stromproduktion mittels Grossanlagen schnell zu steigern. Als Hemmnisse müssen auch bei Dauerkulturen der Eingriff in die Landschaft und weitere (in der Potenzialstudie nicht berücksichtigte) Naturschutzinteressen genannt werden. Diese müssen standortspezifisch eruiert werden.

## 4 Parkplatzareale

### 4.1 Methode Parkplatzareale

Die Berechnung des PV-Potenzials über Parkplätzen basiert auf den im grossmassstäblichen topografischen Landschaftsmodell der Schweiz (swissTLM3D) eingezeichneten Parkplatzarealen, den Meteororm-Einstrahlungsdaten (Meteotest, 2022) von einem typischen meteorologischen Jahr und einem abgeschätzten nutzbaren Flächenanteil für die PV-Nutzung. Es werden nur Parkplätze auf öffentlichen sowie privaten Parkplatzarealen mit mindestens 25 beziehungsweise 50 Parkfeldern berücksichtigt. Areale mit weniger Parkfeldern sind im Datensatz von swissTLM3D nicht enthalten und fliessen somit nicht in die Potenzialberechnung ein.

Der Fokus wird auf die Nutzung der Flächen über den Parkfeldern mit sogenannten PV-Carports gelegt. Das damit einhergehende PV-Potenzial kann als konservativ betrachtet werden und ist mit Standardprodukten (Beispiele in Abbildung 18) relativ einfach realisierbar. Dadurch bleiben Verkehrsflächen zwischen den Parkplätzen zum Beispiel für die Durchfahrt von höheren Fahrzeugen frei. Durch vollflächige PV-Anlagen, die auch Fahrwege und weitere Flächen des Areals überdachen (Beispiele in Abbildung 19), kann das PV-Potenzial entsprechend erhöht werden. In Einzelfällen sollte geprüft werden, ob eine Vollbelegung von Parkplätzen möglich ist. In Abhängigkeit der Parkplatzgeometrie steigen die Kosten mit zunehmenden Flächenausnutzungsgrad aufgrund von massgeschneiderten Lösungen entsprechend an.



Abbildung 18: Auswahl an Referenzanlagen für Carportlösungen von SwissCarport (o.), wobei es sich beim rechten Bild um eine Visualisierung einer möglichen Anlage handelt, Megasol Energie AG (u.r.), Nawa One AG (u.l.).



Abbildung 19 Referenzanlage für komplett überdachte Parkplätze der dhp technology AG (o.) und von AdiWatt SA (u.)

#### 4.1.1 Räumliche Analyse zur Bestimmung der PV-Fläche auf Parkplätzen

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Bau von PV-Anlagen in Form von Parkplatzüberdachungen sind in der Schweiz nicht einheitlich und abschliessend geregelt. Im Gegensatz zu PV-Dachanlagen, wo im Regelfall lediglich eine Meldepflicht besteht, ist für PV-Anlagen über Parkplatzarealen in vielen Kantonen (noch) die Gesetzgebung für Neubauten von Gebäuden anzuwenden. Im Kanton Zürich verhält es sich ähnlich. Nach Rücksprache mit den Auftraggebern vom Kanton Zürich wird zur Bestimmung des PV-Potenzials auf Parkplätzen konservativ davon ausgegangen, dass es sich bei einer PV-Parkplatzüberdachung um einen Gebäudeneubau handelt. Folglich ist eine Reihe unterschiedlicher Abstände zu Verkehrsanlagen, Infrastrukturbauten, Wald, Gewässer etc. einzuhalten. Vereinfachend werden folgende Abstände bei der GIS-Analyse berücksichtigt:

- 5 m Puffer entlang der Parzellengrenze, wenn das Parkplatzareal innerhalb einer einzigen Parzelle liegt oder entlang der Grenze des Parkplatzareals, wenn das Areal über mehrere Parzellen verläuft
- 30 m Waldabstand
- 5 m Puffer um sämtliche Gebäude, welche direkt an das Parkplatzareal grenzen oder teilweise innerhalb der gleichen Parzelle liegen
- Gebäude, die vollständig innerhalb des Parkplatzareals liegen, werden vernachlässigt (Annahme: Kleine Gebäude die überbaut oder belegt werden können)

Mit dem gewählten Puffer von 5 m zur Parzellengrenze bzw. der Grenze des Parkplatzareals, können folgende gesetzlich vorgeschriebenen Abstände zu angrenzenden Objekten eingehalten werden:

- a) Grundstücksgrenze von 3.5 m (PBG § 270)
- b) Wege von 3.5 m (PBG § 265)
- c) Strassen und Plätze von 6 m (PBG § 265; Annahme eines vorhandenen Gehweges mit minimaler Breite von 1.5 m)
- d) Hochspannungsleitungen von 5 m (LEV Art. 38 Abs. 2)
- e) Bahnanlagen von 3 – 5 m (AB-EBV zu Art. 18)
- f) Kleineren Gewässern (Sohlenbreite < 2 m oder < 1 m in Schutzgebieten) von 5.5 m zur Gewässerachse nach GSchV Art. 41a (wahrscheinlich leichte Überschätzung des Potenzials, wenn Sohlenbreite mehr als 2 m beträgt, wobei davon ausgegangen wird, dass die Parkplätze als solche bereits einen Abstand zu Gewässern aufweisen dürften)

Abbildung 20 zeigt beispielhaft für einen öffentlichen Parkplatz in Kloten die Anwendung der aufgeführten Puffer auf das im Datensatz von swissTLM3D eingezeichnete Parkplatzareal. Durch Einhaltung der erforderlichen Grenzabstände reduziert sich die Fläche in diesem Beispiel um rund 35 Prozent (blaue vs. violett umrandete Fläche). Im gezeigten Beispiel reduziert der erforderliche Waldabstand von 30 m die potenzielle Fläche für PV-Anlagen merklich. Dieses Parkplatzareal stellt von den belegten Arealen diesbezüglich eine Ausnahme dar, zeigt aber auf, dass das PV-Potenzial durch die angewendeten Abstandsvorschriften beeinflusst werden kann. Durch sämtliche der oben beschriebenen Abstände und Pufferzonen (Parzellengrenze, Gebäude, etc.) reduziert sich die Parkplatzfläche für PV-Anlagen um ca. ein Viertel (vgl. Kapitel 4.2).

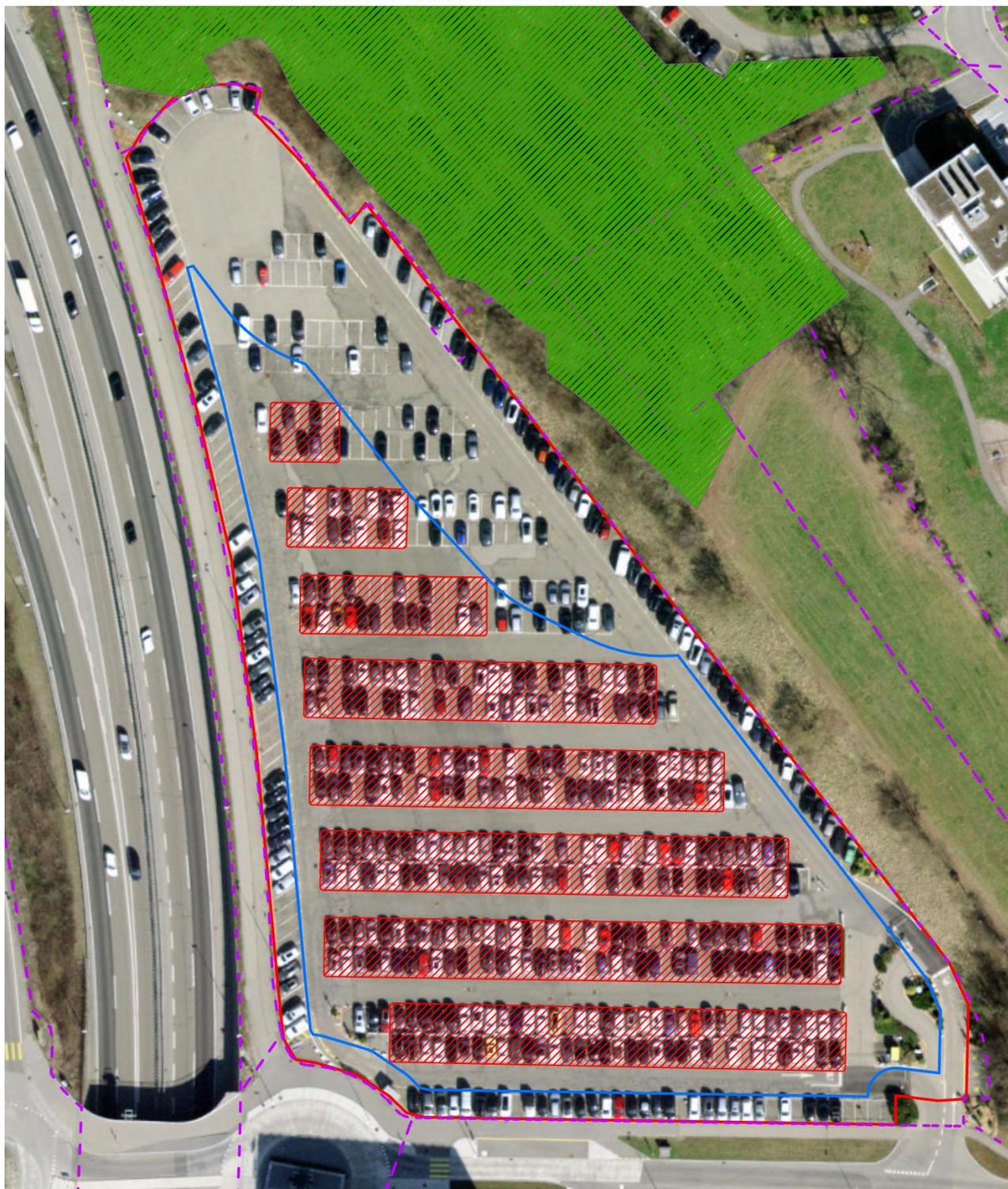


Abbildung 20: Öffentlicher Parkplatz in Kloten (Parkplatzareal ID: 1053) im rot eingezeichneten Perimeter gemäss Datensatz von swissTLM3D (Blau: Nutzbarer Perimeter nach Anwendung der definierten Puffer; Rot schraffiert: Parkfelder für die Berechnung des PV-Potenzials; Grün schraffiert: Waldfläche; Violet: Parzellengrenzen).

## 4.1.2 Datengrundlage

Für die räumliche Analyse wurde ArcGIS Pro (Version 2.6.0) verwendet. Die verwendeten Datensätze sind in der Tabelle 8 aufgeführt.

Tabelle 8: Verwendete Datensätze zur Ermittlung des PV-Potenzials über privaten und öffentlichen Parkplatzarealen.

Datensatz	Inhalt / Zweck	Quelle
swissTLM3D	Kategorie «Verkehrsareale» ⇒ Selektion der privaten und öffentlichen Parkplatzareale. Kategorie «Gebäudefootprint» ⇒ Einhaltung der Abstände zu benachbarten Gebäuden (5 m Puffer). Kategorie «Bodenbedeckung» ⇒ Einhaltung der Abstände zum Wald (30 m Puffer)	(swisstopo, 2022a)
Einstrahlungskarte	Typische Einstrahlung in der Horizontalen pro Jahr sowie für das Winterhalbjahr (Oktober – März) ⇒ PV-Ertragsberechnung	(Meteotest, 2022)
Parzellengrenze	Parzellengrenzen ⇒ Einhaltung der Abstände zur Parzellengrenze (5 m Puffer)	(GIS-ZH, 2022)
Satellitenbilder	Satellitenbilder der Parkplatzareale und deren Umgebung ⇒ Bestimmung der für PV-Anlagen (Carports) nutzbaren Flächen über den ersichtlichen Parkfeldern	(ESRI, 2022)

## 4.1.3 Bestimmung des nutzbaren Flächenanteils für PV-Anlagen

Um das PV-Potenzial auf Parkplatzarealen abzuschätzen, wird davon ausgegangen, dass die Parkfelder mit PV-Carports überdacht werden. Fahrwege und sonstige Flächen werden in diesem Fall nicht mit einer PV-Anlage überdacht. Das daraus resultierende Potenzial kann dadurch als konservativ betrachtet werden.

Bei der Bestimmung des nutzbaren Flächenanteils sind die grössten 30 Parkplatzareale berücksichtigt, bei denen die Parkfelder oder die Parkordnung auf den vorhandenen Satellitenbildern ersichtlich sind. Dazu wurden mittels ArcGIS Pro (Version 2.6.0) die Parkfeldflächen eingezeichnet. Um die nebeneinanderliegenden Parkflächen wurde ein Puffer von 0.5 resp. 1.25 m eingerechnet. Damit können die Überstände der angebotenen Überdachungslösungen berücksichtigt werden. Abbildung 21 zeigt mögliche Überstände zweier Anbieter, wobei zu beachten ist, dass diese projektabhängig angepasst werden können. So kann das System von SwissCarport beispielsweise um eine Modulbreite (ca. 1.06 m) vergrössert werden (SwissCarport, persönliche Kommunikation, 2022).

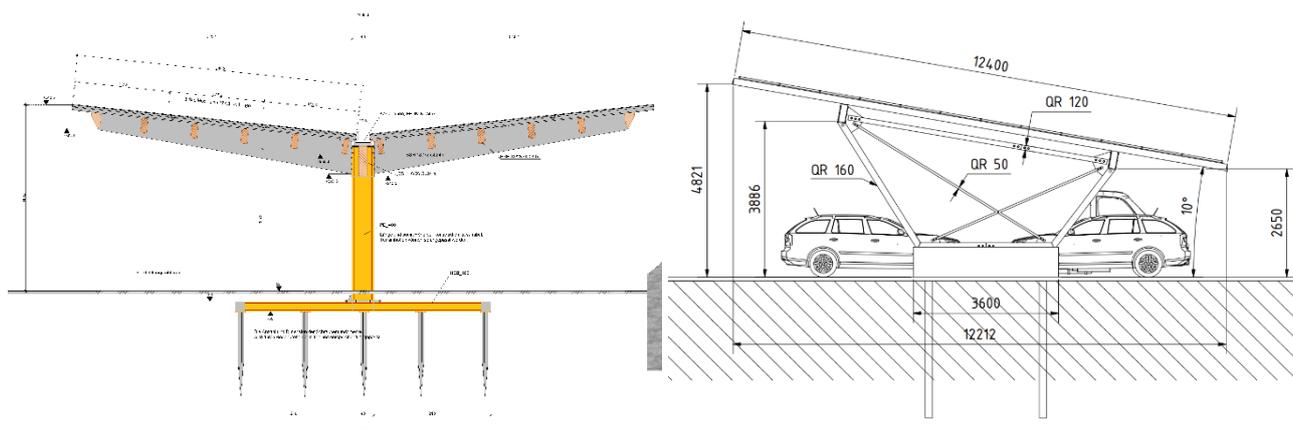


Abbildung 21: Schnitt durch das Modell DoubleWing von Swisscarport (l.) mit einem Überstand von 0.23 m und dem Modell Double vom Premium Mounting Technologies GmbH & Co (r.).

Es wurden Parkfelder bzw. dazwischen liegende Flächen berücksichtigt, welche folgende Anforderungen erfüllen:

- Es müssen mindestens 4 Parkplatzflächen nebeneinander liegen (2x2 Parkfelder bzw. 1x4 Parkfelder).
- Ein Mittelstreifen (in der Regel Wiese) zwischen 2 Parkfeldreihen wird ebenfalls zu der für PV nutzbaren Fläche gezählt.
- Es werden nur Parkfelder berücksichtigt, die nach Anwendung der unter Kapitel 4.1.1 beschriebenen Puffer vollständig innerhalb des nutzbaren Parkplatzareals liegen.
- Sind Bäume zwischen zwei Parkfeldreihen ersichtlich, wird nur die eine Parkfeldreihe belegt, die auf der Südseite der Baumreihe liegt.
- Bäume oder andere Hindernisse, die ausserhalb des Parkplatzareals liegen, werden für die Bestimmung des nutzbaren Flächenanteils nicht berücksichtigt.

Für die in Abbildung 20 auf Seite 26 gezeigte Fläche des öffentlichen Parkplatzes in Kloten resultiert ein für PV nutzbarer Flächenanteil von rund 53 %. Der nutzbare Flächenanteil ist als Quotient der Parkfeldflächen und der Fläche des nutzbaren Parkplatzareals definiert (nach Abzug der in Kapitel 4.1.1 beschriebenen Abstände).

In Abbildung 22 ist der nutzbare Flächenteil sowie die nutzbare Fläche der Parkplatzareale der untersuchten Standorte aufgetragen. Drei der untersuchten Parkplätze eignen sich aufgrund des hohen Baumbestandes nicht für die PV-Nutzung und weisen daher einen nutzbaren Flächenanteil von 0 % auf. Die übrigen Flächen zeigen einen nutzbaren Flächenanteil zwischen 25 und 70 %. Das flächengewichtete Mittel der nutzbaren Flächenanteile beträgt 47.9 %. Somit kann im Mittel knapp die Hälfte des nutzbaren Parkfeldareals mit PV-Anlagen überdacht werden. Bei einem grösseren Überstand der Car-Ports von 1.25 m (statt dem Puffer von 0.5 m) über die Parkfeldflächen hinaus, steigt der mittlere nutzbare Flächenanteil auf 55.5 %.

**Zwischenfazit nutzbarer Flächenanteil für PV auf Parkplätzen:** Für das PV-Potenzial wird im Hinblick auf eine eher konservative Potenzialabschätzung ein nutzbarer Flächenanteil von 47.9 % verwendet.

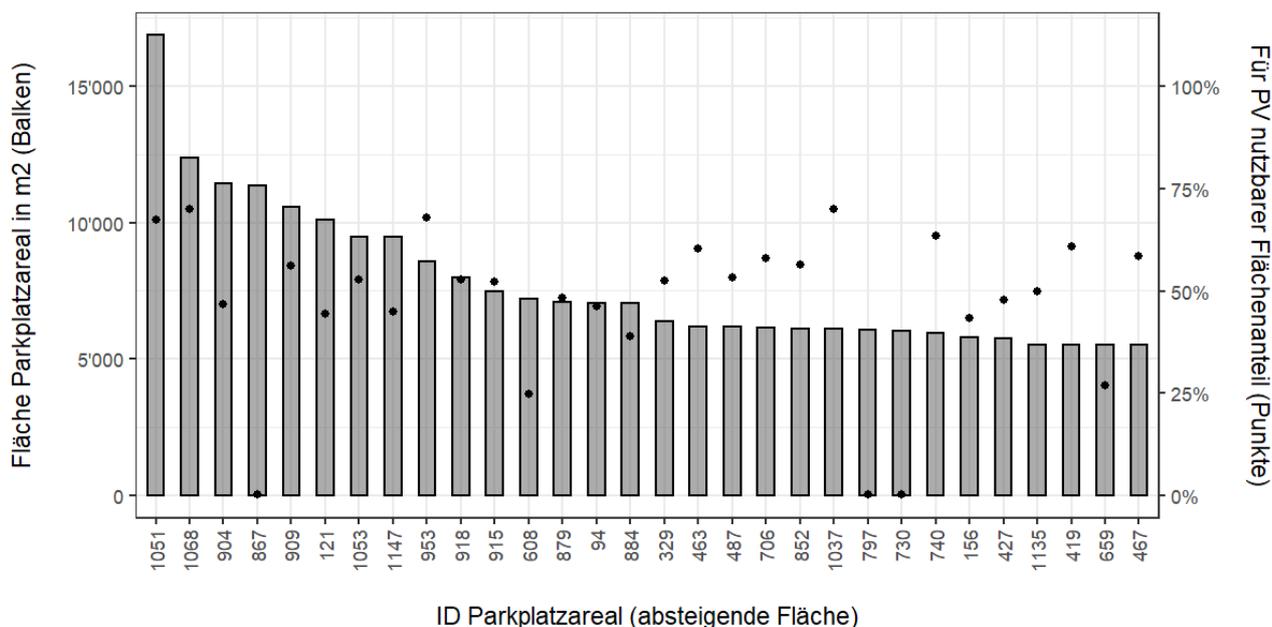


Abbildung 22: Nutzbarer Flächenanteil und Parkplatzfläche nach Abzug der in Kapitel 4.1.1 beschriebenen Abstände der grössten 30 Parkplatzareale (nach absteigender Fläche sortiert).

Aus der Untersuchung der grössten 30 Parkplatzareale ist kein Zusammenhang zwischen der Arealgrösse und des nutzbaren Flächenanteils ersichtlich (Punkte in Abbildung 22). In einem zweiten Schritt wurden zusätzlich 20 kleinere Parkplatzareale untersucht. Dazu wurden aus dem gesamten Datensatz die grössten und kleinsten 25 Prozent der Areale ausgeschlossen und daraus eine Stichprobe gezogen (Abbildung 23).

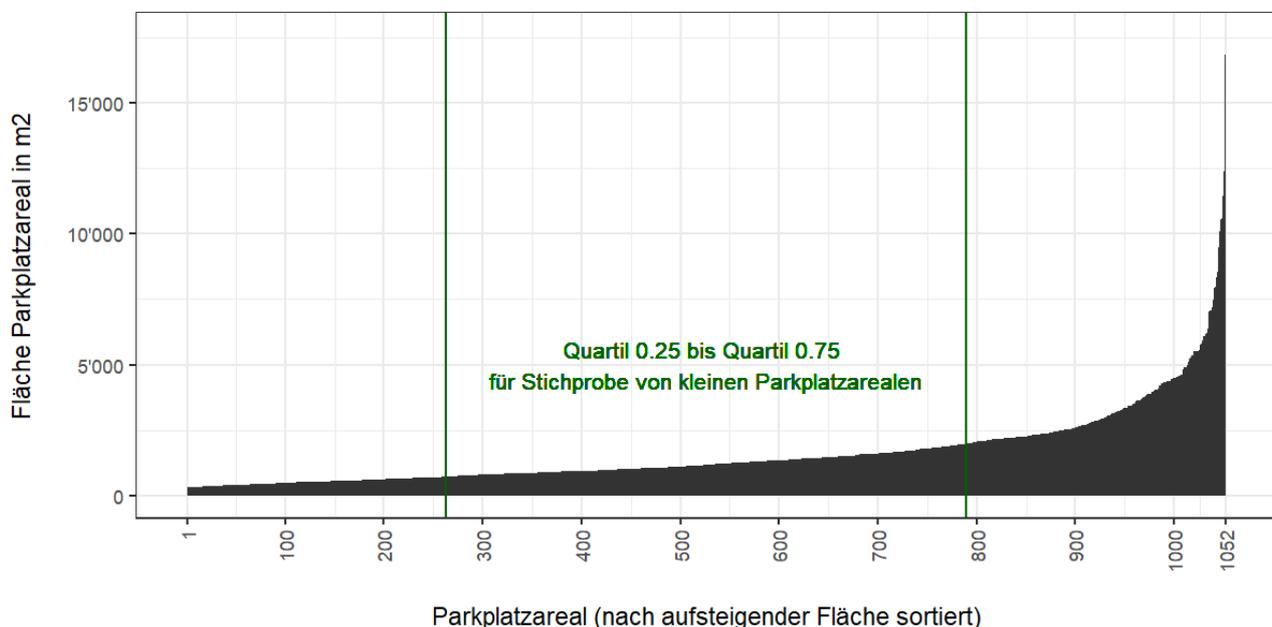


Abbildung 23: Verteilung der Parkplatzarealgrössen (aufsteigend nach der Fläche sortiert). Die Stichprobe für die Bestimmung der nutzbaren Flächen auf kleineren Parkplatzarealen wurde aus dem mittleren Bereich gezogen (zwischen den grünen Markierungen).

Der nutzbare Flächenanteil liegt bei den kleineren Parkplätzen um rund 5 Prozentpunkte tiefer als bei den grössten 30 untersuchten Parkplatzarealen. Das flächengewichtete Mittel beträgt 43 %. Auch für die kleineren Parkplätze ist kein Zusammenhang zwischen der Grösse und des nutzbaren Flächenanteils ersichtlich (Abbildung 24). Für kleinere Parkplätze kann das PV-Potenzial daher geringfügig überschätzt werden. Jedoch

fallen rund zwei Drittel des Gesamtpotenzials auf die grössten 25 % der Parkplätze, sodass eine allfällige Ertragsüberschätzung nicht stark ins Gewicht fällt.

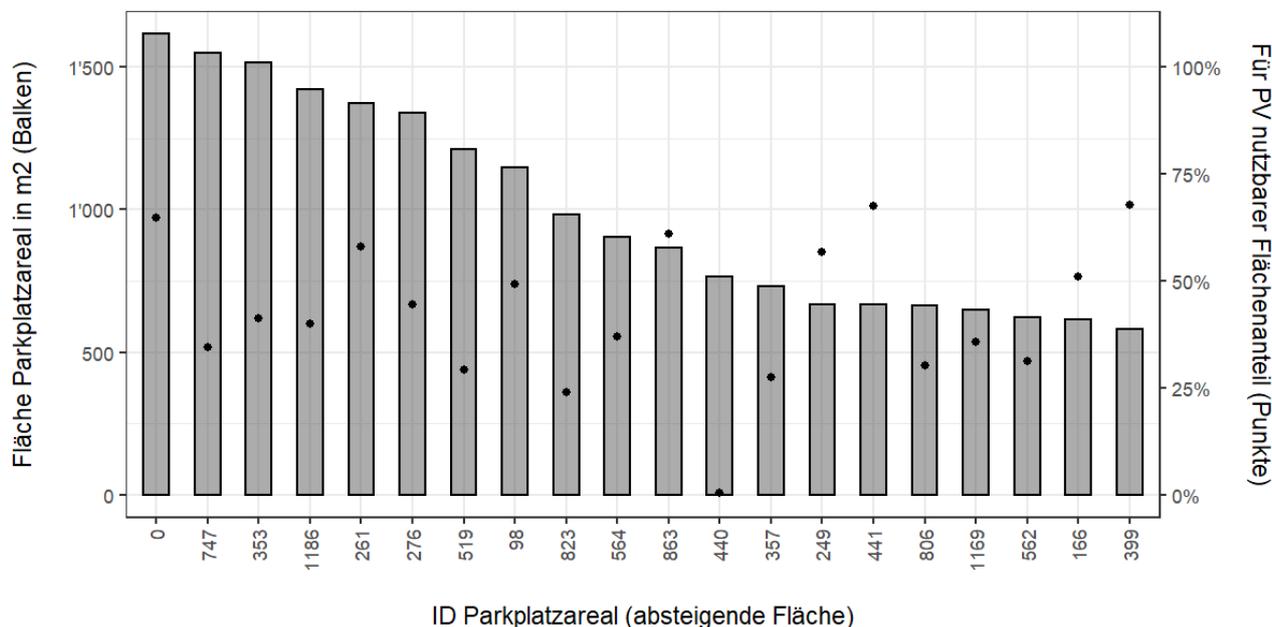


Abbildung 24: Nutzbarer Flächenanteil sowie die Parkplatzfläche bei einer zufälligen Stichprobe von 20 kleineren Parkplatzaealen nach Abzug der in Kapitel 4.1.1 beschriebenen Abstände (nach absteigender Fläche sortiert).

Alternativ lassen sich auch Fahrwege und übrige Flächen auf einem Parkplatz für PV-Anlagen nutzen. Je nach Geometrie des Areals und den erforderlichen Durchfahrthöhen steigen die Kosten für die PV-Anlagen aufgrund der steigenden statischen Ansprüche stark an. Je nach Form, Lage und der Umgebung eines Parkplatzes kann dieser nahezu vollständig mit einer PV-Anlage überdacht werden, weshalb als obere Grenze ein für PV nutzbarer Flächenanteil von 90 % angenommen wird.

Für die Berechnung des PV-Potenzials werden nur Parkplatzaeale berücksichtigt, die unter Anwendung eines nutzbaren Flächenanteils von 47.9 % (siehe Zwischenfazit, Seite 28) eine minimale Anlagenleistung von 30 kWp aufweisen, um hohe Erschliessungskosten für kleine PV-Anlagen zu vermeiden. Damit werden Parkplatzaeale mit einer Fläche kleiner als 313 m<sup>2</sup> (30 kWp / 200 Wp/m<sup>2</sup> / 0.479) nicht berücksichtigt. Insgesamt werden dadurch 155 Parkplatzaeale bzw. eine Fläche von 22'337 m<sup>2</sup> von der Potenzialberechnung ausgeschlossen (entspricht 2.6 % der gesamten Parkplatzaealfläche).

#### 4.1.4 Berechnung PV-Potenzial

Das PV-Potenzial auf Parkplatzaealen berechnet sich gemäss Formel (2). Da PV-Anlagen über Parkplätzen typischerweise eine geringe Modulneigung im Bereich von 6° - 15° aufweisen (mit einer Tendenz zu den niedrigen Neigungswinkeln), wird für die Ertragsberechnung die horizontale Einstrahlung zugrunde gelegt. Der Jahresertrag von 10° geneigten PV-Anlagen, die gegen Westen oder Osten ausgerichtet sind, stimmt in etwa mit dem Ertrag von horizontalen Anlagen überein. Bei 10° gegen Süden geneigten PV-Anlagen liegt der Mehrertrag gegenüber der Horizontalen bei rund 10 %.

$$E_{PV} = E_{\text{Einstrahlung horizontal}} * A_{\text{Parkplatzareal}} * k_{\text{nutzbarer Flächenanteil}} * \eta_{\text{Modul}} * PR \quad (2)$$

Der Ertrag wird sowohl pro Jahr wie auch für das Winterhalbjahr (Oktober – März) ausgewiesen. Als für PV nutzbarer Flächenanteil ( $k$ ) wird 47.9 % eingesetzt (siehe Zwischenfazit, Seite 28), als Moduleffizienz ( $\eta$ ) 20 % und die Performance Ratio (PR) wird mit 80 % angenommen. Für die 30 grössten und 20 kleineren Parkplatzareale, bei denen im Rahmen dieser Studie der nutzbare Flächenanteil erhoben wurde, wurde statt dem Mittelwert der standortspezifisch bestimmte, nutzbare Flächenanteil berücksichtigt.

#### 4.1.5 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen auf Parkplätzen wird anhand des spezifischen Stromertrags der 30 grössten Parkplatzareale (gemäss Kapitel 4.1.3) über eine Laufzeit von 30 Jahren bestimmt. Es wurde der PV-Wirtschaftlichkeitsrechner von Swissolar (2021) verwendet. Dabei handelt es sich um ein Excel-Tool, welches eine dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung mittels Kapitalwertmethode abbildet. Die Leistungsdegradation der Module wird linear mit 0.6 % pro Jahr und der Kalkulationszinssatz mit 2 % angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass es sich um PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch handelt.

##### **Investitions- und Betriebskosten (exkl. Netzanschlusskosten)**

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung basiert sowohl auf Hersteller- wie auch Literaturangaben zu Investitions- und Betriebskosten. Angaben zu Investitionskosten von Hochreutener et al. (2022) wurden durch Angaben bereits offerierter Anlagen (SwissCarport, persönliche Kommunikation, 2022) oder Richtpreisen für schlüsselfertige Anlagen (dhp technology AG, persönliche Kommunikation, 2022; Megasol Energie AG, persönliche Kommunikation, 2022; Newa One AG, persönliche Kommunikation, 2022; SwissCarport, persönliche Kommunikation, 2022) ergänzt. In der überwiegenden Mehrheit sind Netzanschlusskosten nicht in diesen Richtpreisen berücksichtigt.

Die aus den offerierten Anlagen und Richtpreisen resultierende und in Abbildung 25 gezeigte Kostenkurve (ohne Netzanschlusskosten) flacht deutlich weniger schnell ab als die Kostenkurve für angebaute Dachanlagen welche von Bloch et al. (2022) beschrieben wird. Zu erkennen ist ein deutlich geringerer Skaleneffekt für PV-Anlagen auf Parkplätzen als bei angebauten PV-Anlagen auf Dächern. Im Vergleich zu einer Dachanlage steigen bei PV-Anlagen auf Parkplätzen die Kosten für die Tragkonstruktion linear mit der Anlagen grössse. Aufgrund der erhaltenen Richtpreise scheinen sich diese Kosten für die Tragkonstruktion in der Grössenordnung von rund 1'250 CHF/kWp zu bewegen (siehe Differenz zwischen Parkplätzen und Dächern in Abbildung 25). Grundsätzlich sind die Richtpreise als grobe Orientierungshilfe zu verstehen und können projektabhängig erheblich von den effektiven Kosten abweichen (z.B. aufgrund von schwierigen Bodenverhältnissen für Fundamente, Aufwände bei der Baubewilligung aufgrund der Neuheit der Anlagen und aufgrund noch mangelnder Erfahrung beim Bau solcher Anlagen).

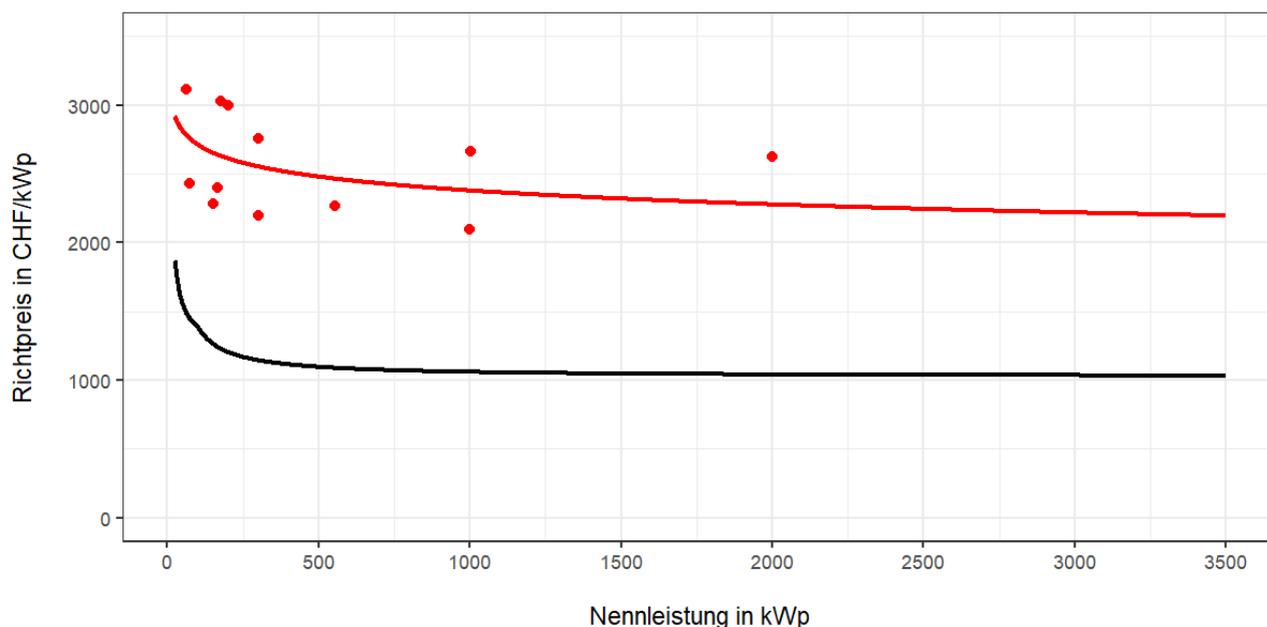


Abbildung 25: Schätzung der Investitionskosten ohne Netzananschlusskosten für PV-Anlagen auf Parkplätzen (rote Kurve) aufgrund von offerierten Anlagen und Richtpreisangaben (rote Punkte) im Vergleich zu angebauten Dachanlagen gemäss Bloch et al. (2022), welche als schwarze Kurve gezeigt ist.

In Bezug auf Betriebs- und Unterhaltskosten wurde gemäss einer bereits älteren Erhebung von EnergieSchweiz (2017) von rund 2.2 – 2.5 Rp./kWh als Planungswert für unterhaltsarme PV-Dachanlagen (> 1 MWp und Baujahr ab 2016) ausgegangen. In einer jüngst veröffentlichten Machbarkeitsstudie zu Agri-PV-Anlagen von Jäger et al. (2022) werden Betriebskosten von 1.35 – 1.75 Rp./kWh für Agri-PV-Anlagen dieser Anlagengrösse berechnet. In beiden Fällen sind Kosten für Dachmiete resp. Pachtzinsen inbegriffen, welche je nach Besitzverhältnissen der Parkplatzanlage gegebenenfalls wegfallen könnten. Im Folgenden wird mit 2 Rp./kWh für die Betriebs- und Unterhaltskosten bei Anlagen > 500 kWp gerechnet. Dieser Wert liegt tendenziell auf der sicheren Seite und dürfte somit eine eher konservative Schätzung der effektiv anfallenden Betriebs- und Unterhaltskosten darstellen. Im Vergleich zu den Betriebskosten von 2015 wird mit den tieferen Kosten zudem der allgemeinen Preisreduktion gegenüber 2015 auf dem PV-Markt Rechnung getragen, welche sich speziell auch auf den Wechselrichterersatz auswirkt. Die momentan bestehende, kurzfristige Kostenzunahme von PV-Anlagen wird hierbei bewusst nicht berücksichtigt, da ein Ersatz heute verbauter Wechselrichter erst nach rund 15 Jahren erwartet werden muss.

### Netzananschlusskosten

Die Netzananschlusskosten setzen sich üblicherweise aus einem Netzananschluss- und einem Netzkostenbeitrag zusammen (VSE, 2019). Dabei deckt der Netzananschlussbeitrag die Kosten für den Anschluss vom Netzeinspeisepunkt bis zur PV-Anlage. Die Höhe des Netzananschlussbeitrages hängt einerseits von der Anschlussleistung und andererseits von der Leitungslänge ab. Ausserhalb der Bauzone erfolgt die Verrechnung der Kosten nach effektivem Aufwand. Als untere Grenze gilt der Netzananschlussbeitrag innerhalb der Bauzone.

Mit dem Netzkostenbeitrag werden Kosten durch die Beanspruchung des Verteilnetzes abgegolten. Er ist abhängig von der vorhandenen Anschlussleitung, wobei es unerheblich ist, ob Netzausbauten tatsächlich getätigt werden müssen. Netzananschlusskosten sind sehr projektspezifisch und hängen stark von lokalen Gegebenheiten und insbesondere der Entfernung zum nächstgelegenen Netzanschlusspunkt und der Verfügbarkeit von Leerrohren ab. Üblicherweise werden die Netzananschlusskosten daher projektspezifisch betrachtet

und berechnet. Informationen zu Netzanschlusspunkten oder Kosten sind meist nicht öffentlich zugänglich. Kostenschätzungen sind deshalb nur über Abfragen beim jeweils zuständigen Netzbetreiber möglich. Aus diesem Grund wurden die Netzanschlusskosten für die 30 grössten Parkplätze (vgl. Tabelle 9) bei den lokalen Netzbetreibern angefragt. Als Netzanschlussleistung wurde dabei der Faktor 0.7 der installierbaren DC-Leistung berücksichtigt. Dies entspricht einer minimalen Abregelung, welche aufgrund der geringen Neigung von PV-Modulen über Parkplätzen jährliche Ertragsverluste im Bereich von lediglich ca. 1 % erwarten lässt (Huber, 2019; Rohrer & Dammeier, 2016). Im Rahmen der Untersuchung konnten die Netzkosten für 23 der 30 angefragten Areale mit einer Genauigkeit von  $\pm 20\%$  abgeschätzt werden. Durch den Netzanschluss erhöhen sich die Investitionskosten projektabhängig um zwischen 16 und 362 CHF/kWp (bezogen auf die Nennleistung der PV-Anlage). Der Mittelwert liegt bei 141 CHF/kWp und der Median bei 139 CHF/kWp.

Bei den 23 grossen Parkplatzarealen mit vorliegenden Netzanschlusskosten wurden die Gestehungskosten anschliessend neu berechnet, um die Kostenzunahme durch den Netzanschluss abzuschätzen. Aus zeitlichen und finanziellen Gründen wurden die Netzanschlusskosten nicht für jedes Areal und prioritär für die grossen PV-Potenziale abgeschätzt. Die Zusatzkosten für die Netzanbindung sind deswegen als Richtwerte zu interpretieren. Insbesondere bei kleinen Arealen müssen höhere spezifischen Anschlusskosten (in CHF/kWp) erwartet werden, da die Kosten für bauliche Massnahmen (z.B. Grabarbeiten) nicht linear skalierbar sind.

### **Einspeisetarif und Förderung**

Auf der Ertragsseite wird von einer vollständigen Einspeisung der elektrischen Energie ausgegangen. Gemäss Fischer et al. (2021) kann inkl. Herkunftsnachweise (HKN) mit einem Einspeisetarif von rund 8.2 Rp./kWh gerechnet werden. Dies entspricht dem Trend bis 2021 für Anlagen mit einer Leistung über 150 kWp in der Schweiz. Für Anlagen ab 100 kVA vergüteten die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) im Jahr 2022 die Einspeisung inkl. HKN dagegen mit 7.6 Rp./kWh im Hochtarif und 6.25 Rp./kWh im Niedertarif. Aufgrund der Langfristigkeit der Investition wird auf die Berücksichtigung teilweise sehr hoher Einspeisetarife im Jahr 2023 verzichtet. Sollten sich die Einspeisetarife mittelfristig auf höherem Niveau einpendeln, wäre eine Neuberechnung angezeigt.

In Bezug auf die Investitionsbeiträge für grosse PV-Anlagen wurde per 1. Januar 2023 der Fördermechanismus angepasst und eine neue Förderstufe «Hohe EIV» (Hohe Einmalvergütung) eingeführt (Heiniger, 2022). Es erfolgt eine Unterscheidung in Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch. Grosse Anlagen ohne Eigenverbrauch erhalten bis zu einer Nennleistung von 150 kWp eine fixe Förderung von 450 CHF/kWp. Anlagen mit einer Nennleistung über 150 kWp können an einer Auktion teilnehmen und bis zu 60 % der Investitionskosten von Referenzanlagen erzielen. Für die hohe EIV wird ein maximal förderbares Produktionsvolumen definiert und die günstigsten Angebote berücksichtigt. Bei einer Nichtberücksichtigung kann an der nächstfolgenden Auktion wieder teilgenommen oder aber die Förderung für Anlagen mit Eigenverbrauch und damit die grosse Einmalvergütung (GREIV) in Anspruch genommen werden. Zur Berechnung der Förderbeiträge im Rahmen von Auktionen werden folgende Erfahrungswerte der ersten Auktionsrunde vom Februar 2023 gemäss Pronovo (2023) verwendet: Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert von 516 CHF/kWp, sowie die niedrigsten und höchsten Gebotswerte mit einem Zuschlag, welche bei 360 und 640 CHF/kWp lagen.

## 4.2 PV-Potenzial über Parkplatzarealen

Die insgesamt 1'052 Parkplatzareale im Kanton Zürich weisen abzüglich der berücksichtigten Abstände zu Strassen, Wald etc. eine Gesamtfläche von knapp 1.7 km<sup>2</sup> auf. Rund ein Viertel der Gesamtfläche wurden aufgrund der in der GIS-Analyse berücksichtigten Abstände ausgeschlossen. Davon sind rund 55 % der Fläche öffentliche und rund 45 % private Parkplatzareale.

Das PV-Potenzial aller Parkplatzareale im Kanton Zürich beträgt rund 156 GWh pro Jahr. Die geografische Verteilung der Parkplätze über das Kantonsgebiet kann der Abbildung 26 entnommen werden.

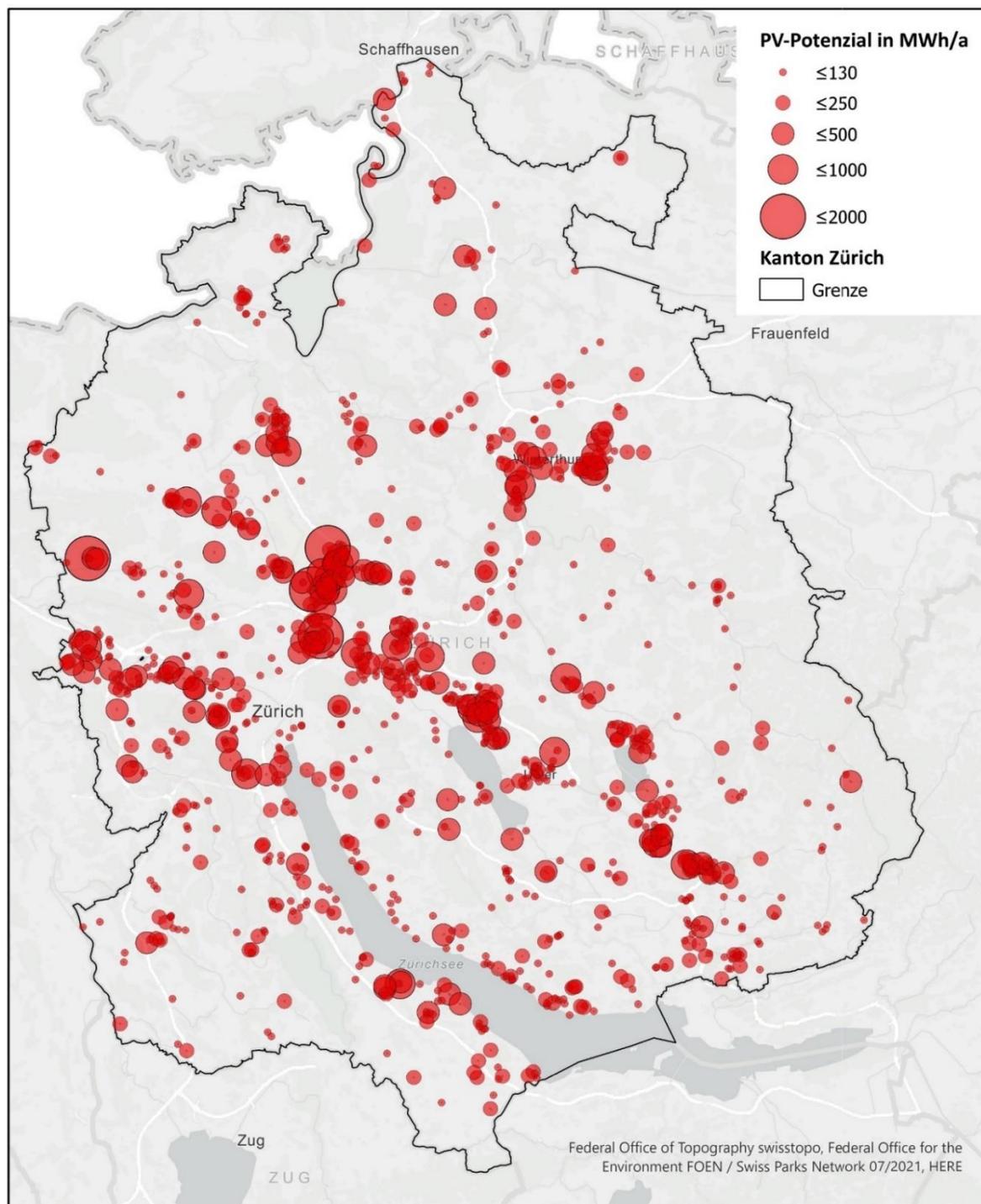


Abbildung 26: Geographische Verteilung vom PV-Potenzial der insgesamt 1'052 privaten und öffentlichen Parkplatzareale im Kanton Zürich.

Parkplatzareale mit einem grossen PV-Potenzial können insbesondere in der Nähe des Flughafens Zürich Kloten verortet werden. Eine Häufung von Parkplätzen mit einem grossen Potenzial ist zudem im Limmattal, zwischen dem Greifensee und Opfikon sowie in der Region Winterthur ersichtlich. Der Ertrag im Winterhalbjahr liegt bei 39 GWh/a. Dies entspricht einem Winterstromanteil von knapp 25 %. Der Winterstromanteil auf Dachflächen liegt gemäss Bucher & Schwarz (2019) bei 27 % und ist damit nur geringfügig höher als bei den hier betrachteten PV-Anlagen über Parkplätzen. Bei einer Vollbelegung der Parkplatzflächen, bei der neben den Parkfeldern auch sämtliche Fahrwege und übrigen Flächen mit einer PV-Anlage überdacht würden, steigt das theoretische Gesamtpotenzial auf bis zu 290 GWh pro Jahr an (Annahme: 90 % nutzbarer Flächenanteil). Dies ist jedoch als theoretisches Potenzial zu verstehen, da je nach Parkplatzgeometrie die Investitionskosten für die Vollbelegung überproportional steigen und damit die Wahrscheinlichkeit einer Realisierung stark reduziert wird.

#### 4.2.1 PV-Potenzial auf den grössten Parkplatzarealen

Ein Grossteil des PV-Potenzials verteilt sich auf relativ wenige Parkplatzareale. So verteilt sich rund ein Drittel des Gesamtpotenzials auf die grössten 100 von insgesamt 1052 Arealen. Abbildung 27 zeigt welcher Anteil des Potenzials ausgeschöpft werden könnte, falls prioritär die grössten Areale mit PV-Anlagen bebaut würden. Durch den Zubau der grössten Parkplatzareale könnte ein überproportionaler Anteil des Potenzials ausgeschöpft werden. Mit dem Zubau der 30 grössten Parkplatzareale (2.9% aller Parkplätze) können zum Beispiel bereits 24.6 GWh PV-Strom pro Jahr produziert werden, was knapp 16 % des Gesamtpotenzials entspricht.

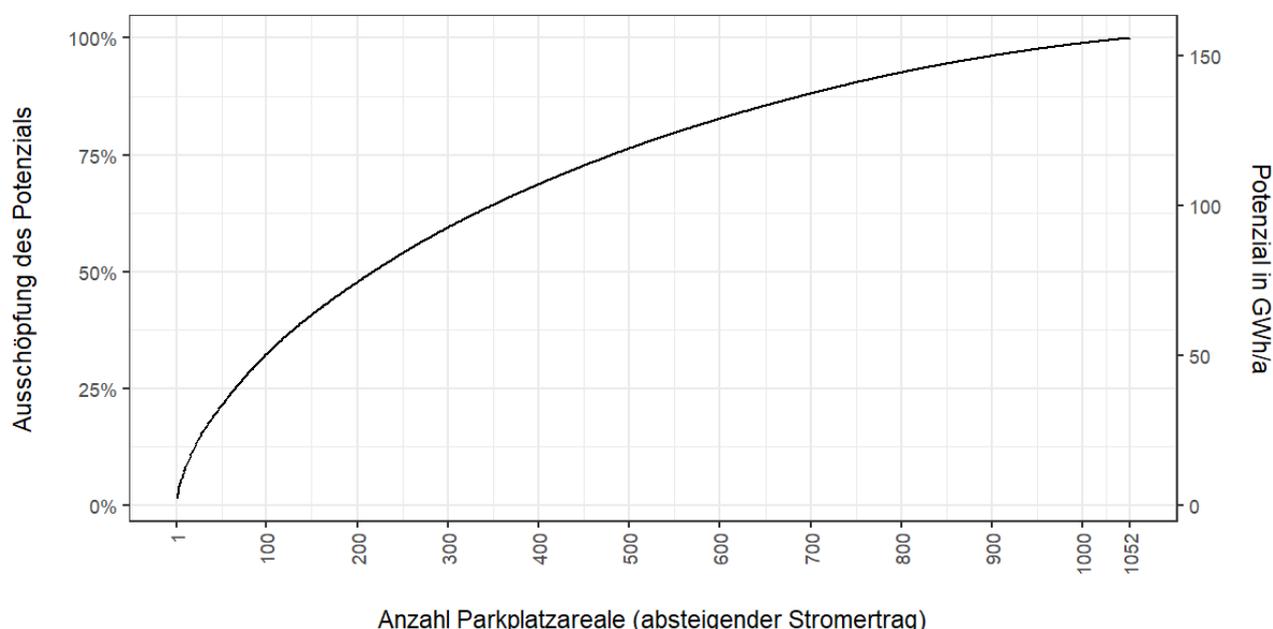


Abbildung 27: Mögliche Ausschöpfung des Gesamtpotenzials auf Parkplatzaerealen in Prozent, abhängig von der Anzahl realisierter Anlagen (Parkplatzaereale nach absteigendem Potenzial sortiert).

In Abbildung 28 und Tabelle 9 ist ein Auszug der 30 Parkplatzaereale mit dem grössten Potenzial zu finden. Ein Grossteil der Parkplatzaereale wurde im Rahmen der Bestimmung des nutzbaren Flächenanteils untersucht. Die Anlagenleistungen der aufgeführten Standorte liegen zwischen 0.55 und 2.3 MWp. Der spezifische Ertrag liegt zwischen 919 und 946 kWh/kWp. Zehn der gelisteten Standorte liegen auf dem Gemeindegebiet von Opfikon oder Kloten, also in direkter Nähe zum Flughafen.

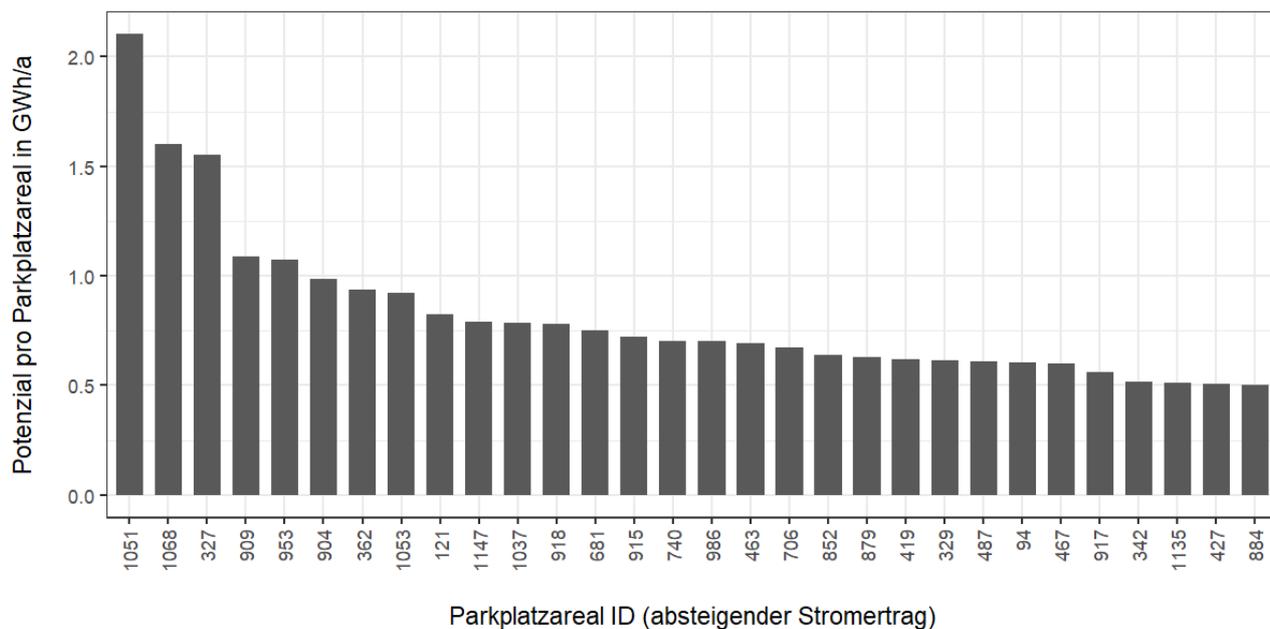


Abbildung 28: Potenzieller Jahresertrag der grössten 30 Parkplatzareale in GWh/a. Sortiert nach absteigendem Jahrespotenzial. Siehe Tabelle 7 für die Parkplatzareal ID.

Tabelle 9: Parkplatzareale mit dem grössten Potenzial in MWh/a im Kanton Zürich (Auszug). NF = Nutzungsfaktor.

FID	Fläche m <sup>2</sup>	Potenzial MWh/a	Potenzial Winter MWh/a	Nennleistung kWp	Spez. Ertrag kWh/kWp	Spez. Ertrag Winter kWh/kWp	NF erhoben	NF	ART	GEMEINDE	X-Koordinate	Y-Koordinate
1051	16'858	2'103	518	2'274	925	228	Ja	67.4%	Privat	Opfikon	2684593	1254957
1068	12'386	1'599	394	1'729	925	228	Ja	69.8%	Öffentlich	Opfikon	2684509	1254997
327	17'597	1'552	378	1'679	925	225	Nein	47.9%	Privat	Opfikon	2684975	1252507
909	10'557	1'088	266	1'184	919	225	Ja	56.1%	Öffentlich	Otelfingen	2672645	1256649
953	8'556	1'073	265	1'163	922	228	Ja	68.0%	Privat	Kloten	2685347	1257217
904	11'425	984	244	1'068	922	229	Ja	46.7%	Öffentlich	Bachenbülach	2683132	1262359
362	10'589	936	228	1'010	927	226	Nein	47.9%	Privat	Zürich	2681039	1245130
1053	9'489	925	228	1'001	924	228	Ja	52.7%	Öffentlich	Kloten	2685464	1255595
121	10'108	825	201	896	921	225	Ja	44.3%	Privat	Dietikon	2672611	1251976
1147	9'480	791	194	849	931	229	Ja	44.8%	Öffentlich	Winterthur	2699384	1261334
1037	6'101	787	194	852	923	227	Ja	69.8%	Privat	Regensdorf	2677992	1254735
918	7'974	779	192	842	925	228	Ja	52.8%	Öffentlich	Opfikon	2685571	1254986
681	8'327	751	187	794	946	235	Nein	47.9%	Privat	Wetzikon (ZH)	2702757	1241502
915	7'485	723	178	782	925	228	Ja	52.2%	Privat	Opfikon	2685179	1254994
740	5'941	704	174	753	934	231	Ja	63.4%	Öffentlich	Uster	2697351	1246311
986	7'931	701	174	757	926	230	Nein	47.9%	Privat	Niederhasli	2679474	1259184
463	6'194	693	170	745	930	229	Ja	60.2%	Öffentlich	Volketswil	2693275	1248159
706	6'155	672	168	712	944	236	Ja	57.9%	Öffentlich	Hinwil	2704308	1240323
852	6'104	641	159	686	934	231	Ja	56.2%	Privat	Fehraltorf	2697948	1250265
879	7'075	631	156	683	924	228	Ja	48.3%	Privat	Kloten	2685890	1256397
419	5'524	619	152	670	924	226	Ja	60.7%	Öffentlich	Dietlikon	2688988	1252005
329	6'382	617	151	668	923	226	Ja	52.3%	Privat	Wallisellen	2686853	1251608
487	6'187	611	150	657	930	229	Ja	53.1%	Öffentlich	Volketswil	2693031	1248625
94	7'047	603	150	651	926	230	Ja	46.2%	Privat	Horgen	2689222	1233912
467	5'520	600	148	645	930	229	Ja	58.4%	Öffentlich	Volketswil	2693393	1248494
917	5'357	562	139	609	923	228	Ja	56.8%	Privat	Kloten	2685046	1255848
342	5'359	517	127	559	925	227	Ja	52.2%	Privat	Wangen-Brüttisellen	2690715	1251412
1135	5'524	512	126	551	929	229	Ja	49.8%	Privat	Winterthur	2695540	1260551
427	5'759	507	123	551	921	224	Ja	47.8%	Privat	Opfikon	2684873	1252398
884	7'025	504	125	547	922	228	Ja	38.9%	Öffentlich	Dielsdorf	2677876	1259652

### 4.3 Stromgestehungskosten Parkplatzareale

Abhängig von der Anlagengrösse und der Höhe der erzielbaren Förderung (Auktionsverfahren mit 360 bis 640 CHF/kWp) liegen die Stromgestehungskosten für grosse Parkplatzareale zwischen 11.8 und 16.0 Rp./kWh. Pro 100 CHF/kWp zusätzlich erzielbarer Förderung bei der Auktion können die Stromgestehungskosten um jeweils ca. 0.5 Rp./kWh reduziert werden. Der Kostenanteil des Netzanschlusses an den Gestehungskosten beträgt 0.1 bis 1.9 Rp./kWh. Die grosse Spannweite ist im Wesentlichen auf folgende Aspekte zurückzuführen:

- Entfernung zum nächsten Netzanschlusspunkt / zur nächsten Transformatorstation.
- Verfügbarkeit von Leerrohren oder Notwendigkeit von Grabarbeiten.
- Bereits bestehende Netzanschlüsse: Steht die erforderliche Anschlussleistung am Standort bereits zur Verfügung, entfallen die Netzkostenbeiträge (nicht aber die Netzanschlusskosten).

Die Stromgestehungskosten liegen deutlich über dem erwarteten Einspeisetarif von 8.2 Rp./kWh. Um Stromgestehungskosten im Bereich des erwarteten Einspeisetarifes zu erreichen, müsste die Förderung maximal sein (Fr. 640/kWp) und die spezifischen Anlagenkosten um mehr als 30 % tiefer liegen als dies aktuell der Fall ist. Ein wirtschaftlicher Betrieb von PV-Anlagen mit vollständiger Netzeinspeisung ist auf Parkplatzflächen unter den gegebenen Rahmenbedingungen im Kanton Zürich folglich nur in Ausnahmefällen möglich. Dies gilt auch bei der Berücksichtigung der ab 2023 gültigen Einspeisetarife der EKZ. Neu werden 10.9 Rp./kWh im Hochtarif und 9.9 Rp./kWh im Niedertarif vergütet (Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ), 2022).

Es ist zu erwarten, dass die zusätzlichen Förderbeiträge durch das Auktionsverfahren tendenziell niedrig sein dürften und sich die Stromgestehungskosten daher kaum merklich reduzieren lassen. Folglich wäre zu prüfen, ob eine Förderung über die GREIV und eine Optimierung des Eigenverbrauches sinnvoller wäre. Durch Eigenverbrauch aufgrund von installierten E-Auto-Ladestationen und/oder Abnahmeverträgen kann zwar nur von einer minimalen direkten Förderung profitiert werden, es liessen sich aber höhere Preise für den produzierten Strom erzielen. Bei Bedarf können die erforderlichen Randbedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb solcher PV-Anlagen wie z.B. Eigennutzungsanteil, Vergütungstarif, etc. in einem nächsten Schritt definiert werden.

### 4.4 Überlegungen zur Umsetzung der Potenziale

Bei dem ausgewiesenen PV-Potenzial von 156 GWh/a für Parkplätze im Kanton Zürich handelt es sich um ein technisches Potenzial, welches die zur Verfügung stehenden Flächen sowie allfällige Bau- und Abstandsvorschriften zu Parzellengrenzen, Wald usw. berücksichtigt. Im Austausch mit den Netzbetreibern wurde festgestellt, dass bei diversen Parkplatzarealen Hemmnisse bezüglich einer Realisierung bestehen. Diese sind unter anderen:

- Planerisch: Arealentwicklung und bauliche Verdichtung (Überbauung von Parkarealen). Für sieben von den 30 grössten Parkplätzen bestehen bereits Umbauprojekte oder die Areale befinden sich im Umbau.
- Optisch: Blendwirkungen sind vor allem in direkter Nähe zum Flughafen ein Thema, wobei in diesem Fall technische Lösungen (z.B. satiniertes Solarglas) zu prüfen sind. Einige der grössten Parkplatzareale befinden sich in direkter Nähe zum Flughafen Kloten.

- Nebennutzung: Einige Parkplätze werden traditionell für Festivals, Chilbi o.ä. genutzt.
- Finanziell: Die Stromgestehungskosten übersteigen die derzeitige Einspeisevergütung stark. Ohne nennenswerten Eigenverbrauch (Nähe zu einem Grossverbraucher, Ladestationen für E-Autos etc.) gestaltet sich ein wirtschaftlicher Betrieb schwierig.

Die Hemmnisse sind projektspezifisch zu prüfen. Verbleibende Parkplatzareale können den Zubau jedoch mit relativ wenigen Grossanlagen stark beschleunigen. Die Befragung von Energie-Grossverbrauchern durch die Baudirektion des Kantons Zürich (Anhang A) hat ergeben, dass sich EigentümerInnen bereits vereinzelt Gedanken zu PV-Anlagen auf Parkplatzarealen gemacht haben.

## 5 Abwasserreinigungsanlagen (ARA)

### 5.1 Ausgangslage

Im Kanton Zürich werden 65 ARA betrieben. In Abbildung 29 ist die Energiebilanz dieser ARA dargestellt, welche zeigt, dass einerseits für deren Betrieb Energie benötigt wird. Andererseits entsteht bei der Abwasserreinigung aber auch Energie. Rund ein Drittel des Stromverbrauchs von Zürcher ARA (75.5 GWh/a) kann aus der Verwertung von Klärgas (24 GWh/a) gewonnen werden. Der Beitrag von Solaranlagen zum Eigendeckungsgrad für Strom ist aktuell noch gering und liegt bei rund einem Prozent.

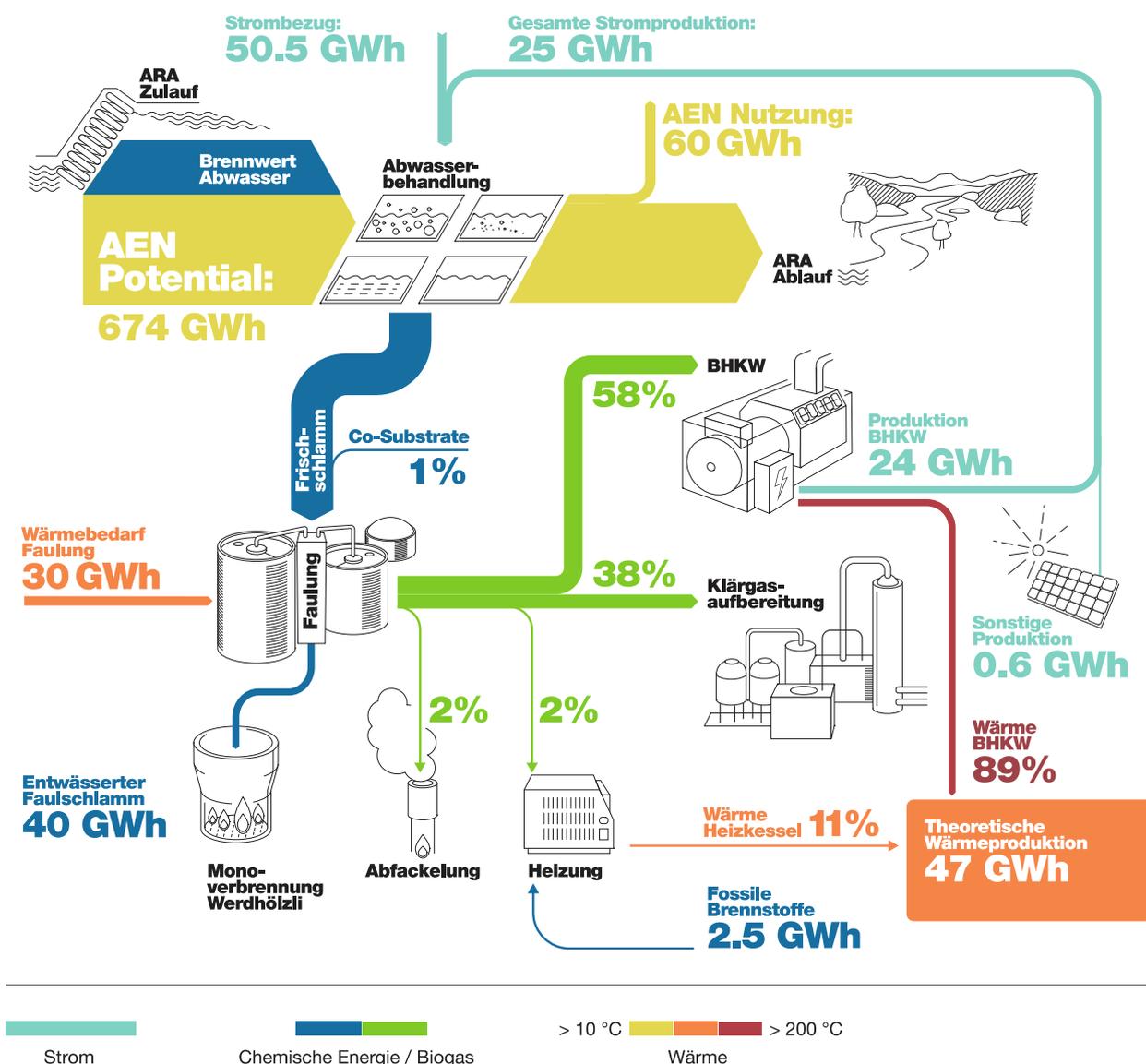


Abbildung 29: Energieflüsse auf ARA im Kanton Zürich (Kanton Zürich Baudirektion (Hrsg.), 2020).

Beispiele zeigen, dass Solaranlagen auf ARA das Potenzial haben einen signifikanten Beitrag zum Stromverbrauch zu leisten. Dabei werden nicht nur die Flächen auf den Gebäuden, sondern auch über den Becken für die Abwasserreinigung genutzt. Für die Erschliessung dieser grossen Flächen über den Becken haben sich Faltdachsysteme etabliert und werden auch bereits bei mehreren Zürcher ARA eingesetzt (Abbildung 30 & Abbildung 31).



Abbildung 30: Solarfaltdächer ARA Egg-Oetwil (ZH), realisiert 2021.



Abbildung 31: Luftbild ARA Bassersdorf mit realisierter Faltdach-PV-Anlage über den Klärbecken (geo.admin.ch).

## 5.2 Datenbestand

Für die ARA im Kanton Zürich soll das Potenzial von PV-Anlagen auf Dächern, über den Reinigungsbecken sowie über weiteren versiegelten Flächen eingeschätzt werden.

In den vergangenen Jahren wurden verschiedene Anlagen bereits aufgehoben oder werden demnächst aufgehoben. Dadurch wird für die Potenzialabschätzung von einem Anlagenbestand mit 59 Anlagen ausgegangen (Tabelle 10). Weitere Flächen anderer Infrastrukturen der Siedlungsentwässerung, wie Pumpwerke oder Regenüberlaufbecken wurden für die Erhebung nicht berücksichtigt.

Tabelle 10: Mengengerüst ARA im Kanton Zürich zur Ermittlung des PV-Potenzials.

**ARA ≥ 10'000**

ARA Nr	Bezeichnung	EWdim	angeschl. EW	Bemerkung
26101	ZUERICH (WERDHOELZLI)	670'000	450'312	
23001	WINTERTHUR	200'000	134'136	
19101	DUEBENDORF	129'100	47'322	
24301	DIETIKON (LIMMATTAL)	110'000	81'415	
6602	OPFIKON-KLOTEN	65'000	40'028	
15601	MEILEN	52'500	25'795	
19801	USTER	48'000	40'009	
19301	FAELLANDEN(BACHWIS)	45'000	37'477	
5301	BUELACH	44'500	34'153	
14201	WAEDENSWIL	44'000	21'448	
8901	NIEDERGLATT	37'750	43'005	
12101	WETZIKON	37'000	31'418	
13301	HORGEN	36'000	26'198	Anschluss Thalwil 2027
24201	BIRMENSDORF	33'000	27'200	
26102	ADLISWIL(SIHLTAL)	33'000	29'235	
9601	REGENSDORF(WUEERI)	30'000	19'464	
15401	KUESNACHT	30'000	18'483	
5201	BASSERSDORF	28'000	20'459	
14101	THALWIL	27'000	23'018	
201	AFFOLTERN-ZWILLIKON	25'000	18'592	
17401	ILLNAU-EFFRETIKON	22'600	18'911	
11701	HINWIL	21'000	10'840	
6801	RORBAS	20'000	17'971	
15501	MAENNEDORF	18'000	12'057	
13801	RICHTERSWIL	18'000	14'460	
19201	EGG-OETWIL	17'000	13'161	
17701	PFAEFFIKON	17'000	14'576	
11801	RUETI	16'000	15'269	
15801	STAEFA/OETIKON	15'000	11'308	
11501	GOSSAU	15'000	13'425	
21801	ELLIKON A.D.THUR	14'000	8'281	
15301	HOMBRECHTIKON	13'500	8'556	
12001	WALD	13'300	10'162	
17201	FEHRALTORF	12'000	9'704	
22401	PFUNGEN	12'000	13'879	
5501	EGLISAU	11'700	10'380	
17101	BAUMA	10'000	7'471	
3001	ANDELFINGEN	10'000	7'142	
22701	SEUZACH	10'000	7'477	
8301	BUCHS(FURTHOF)	10'000	10'511	

**ARA < 10'000**

ARA Nr	Bezeichnung	EWdim	angeschl. EW	Bemerkung
11301	DUERNTEN(BUBIKON)	8'400	8'199	
16001	ZUMIKON	8'000	5'783	aufgehoben
9401	OTELFINGEN	7'700	7'118	
19501	MAUR	7'200	5'213	
15802	STAEFA/UERIKON	7'000	3'367	
1001	OBFELDEN	7'000	6'331	
701	KNONAU	7'000	8'014	aufgehoben
11201	BUBIKON(WOLFHAUSEN)	5'000	3'625	
2801	FLAACHTAL	5'000	3'880	
3501	MARTHALEN(WEINLAND)	5'000	4'015	
401	HAUSEN	4'500	3'666	aufgehoben bis 2027
21701	ELGG	4'500	4'479	
14001	SCHOENENBERG	4'100	1'505	
19601	MOENCHALTORF	4'000	3'664	
18001	WEISSLINGEN	3'500	3'301	aufgehoben
2501	DACHSEN	3'500	3'606	
4201	UNTERSTAMMHEIM	3'500	2'580	
21901	ELSAU	3'500	3'420	aufgehoben bis 2025
3701	OSSINGEN	3'000	2'742	
10001	STADEL	2'200	2'210	
3801	RHEINAU	2'000	1'333	
3901	THALHEIM(GUETIGHAUSEN)	1'600	1'371	
21101	ALTIKON	1'100	976	
22602	SCHLATT-UNTERSCHLATT	450	366	
22601	SCHLATT-WALTENSTEIN	450	239	
22001	HAGENBUCH-UNTERSCHNEIT	250	135	aufgehoben

### 5.3 Analyse des Potenzials auf ARA

39 ARA sind für eine Anlagengrösse mit 10'000 Einwohnerwerte oder grösser dimensioniert (EW<sub>dim</sub>). Für diese Anlagen wurde eine räumliche Analyse durchgeführt. Die nutzbaren Dachflächen wurden auf Basis der Geokarte des Bundes (Karte Solarenergie) bestimmt. Die Informationen zum spezifischen Ertrag der Dächer beziehen sich auf die Angaben des Solardachrechners SWISSSOLAR. Anhand der Orthobilder wurde die Eignung der Dächer individuell überprüft. Dächer welche kleiner als 25 m<sup>2</sup> gross waren sowie Dächer auf Silos oder Faulräumen wurden als nicht geeignet eingestuft und von der Auswertung ausgeschlossen (Abbildung 32). Für die verbleibenden Dächer konnte von einem hohen nutzbaren Flächenanteil ausgegangen werden. Die Datenauswertung der Dächer bei ARA zeigt, dass durchschnittlich 76 % der Fläche genutzt werden

können. Für die Auswertung der ungenutzten Flächen wurde von einer Belegung von 70 % ausgegangen, was gemäss BAFU einer «realitätsnahen Belegung» entspricht.



Abbildung 32: Nutzbare Dachflächen gemäss Solardachrechner, Beispiel ARA Hard.

Weitere Flächen über den Becken sowie über befestigtem Boden wurden für die 39 ARA > 10'000 EW<sub>dim</sub> individuell beurteilt und vermessen (Abbildung 33). Bei Rechteckbecken (Sandfang, Vorklärbecken, Biologie, Nachklärbecken) wurde der Beckenumriss erfasst. Es wurde von einem nutzbaren Flächenanteil von 100 % ausgegangen. Für Rundbecken resp. weiteren Flächen über befestigtem Untergrund wurden die Rechteckflächen so platziert, dass deren Eckpunkte die Verkehrswege nicht behindern. Der nutzbare Flächenanteil von weiteren Flächen (ohne Becken) wurde ähnlich wie bei Parkplatzflächen auf 50 % festgesetzt (vgl. Kapitel 4.1.3). Der Ertrag dieser zusätzlich vermessenen Flächen wurde über die Angaben des Solardachrechners SWISSSOLAR ermittelt. Dazu wurde der durchschnittliche spezifische Ertrag der am Ort vorhandenen Flachdächer genutzt.



Abbildung 33: Für Faltdachsysteme nutzbare Flächen über den Reinigungsbecken und über weiteren Flächen, Beispiel ARA Hard.

Die potenziell nutzbaren Flächen der restlichen 19 ARA < 10'000 EW<sub>dim</sub> wurden auf Basis der Daten der grösseren ARA interpoliert. Dabei wurde der spezifische Flächenanteil der Dächer und der weiteren anderen Flächen relativ zur Grundstücksfläche genutzt. Die Flächendaten zeigen, dass einige ARA eine unverhältnismässig grosse Grundstücksfläche ausweisen. Um die effektiv für eine ARA relevanten Flächenanteile einzusetzen, wurde für die 19 ARA der Median der Grundstücksfläche pro Anlage verwendet (5'300 m<sup>2</sup>). Es wurde für die 19 Anlagen von einer Gesamtfläche von 110'000 m<sup>2</sup> ausgegangen.

## 5.4 PV-Potenzial auf ARA

Der Gesamtflächenverbrauch der 39 ARA  $\geq 10'000$  EW<sub>dim</sub> liegt bei 92 ha. Davon werden auf Dachflächen bereits 1.7 ha für PV-Anlagen genutzt. Das Flächenpotential nicht genutzter Dächer liegt bei 5.1 ha. Somit werden bereits 25 % der Flächen auf den Dächern genutzt. Für Solarfaltdächer über Becken sind bisher 0.6 ha genutzt. Im Vergleich dazu liegt das Potenzial bei 11.8 ha, was bedeutet, dass derzeit lediglich rund 5 % des nutzbaren Potenzials ausgeschöpft sind (Tabelle 11).

Die spezifische Jahresproduktion dieser Flächen wurde bei der Erhebung unterschieden. Für gut geeignete Standorte lagen die Werte im Bereich 186 - 207 kWh/m<sup>2</sup>/a. Weniger geeignete Standorte lagen im Bereich zwischen 165 und 196 kWh/m<sup>2</sup>/a.

Für die bereits installierten Anlagen auf ARA wird mit einer Jahresproduktion von 4.7 GWh/a gerechnet. Bei der Energieflussbilanz in Abbildung 29 wurde von einer geringeren Stromproduktion (0.6 GWh/a) ausgegangen. Dabei wurde auf Betreiberangaben aus dem Jahr 2019 abgestützt. Die aktuelle Erhebung verdeutlicht, dass die Stromproduktion mit PV auf ARA in den letzten Jahren um ca. den Faktor 8 erhöht wurde. Das Potenzial der noch verfügbaren Dachflächen sowie der Flächen über den Becken oder befestigten Flächen wird auf 9.5 respektive 26.8 GWh/a eingeschätzt. Zusammen mit den 20 ARA  $< 10'000$  EW<sub>dim</sub> wird das Gesamtpotenzial der Zürcher ARA auf rund 42 GWh/a eingeschätzt (Abbildung 34). Dies entspricht rund 85 % des Strombezugs aller ARA im Kanton Zürich. Zusammen mit der bereits bestehenden Stromproduktion aus Klärgas könnten die ARA in der Jahresbilanz mehr Strom produzieren, als sie für ihren Betrieb benötigen.

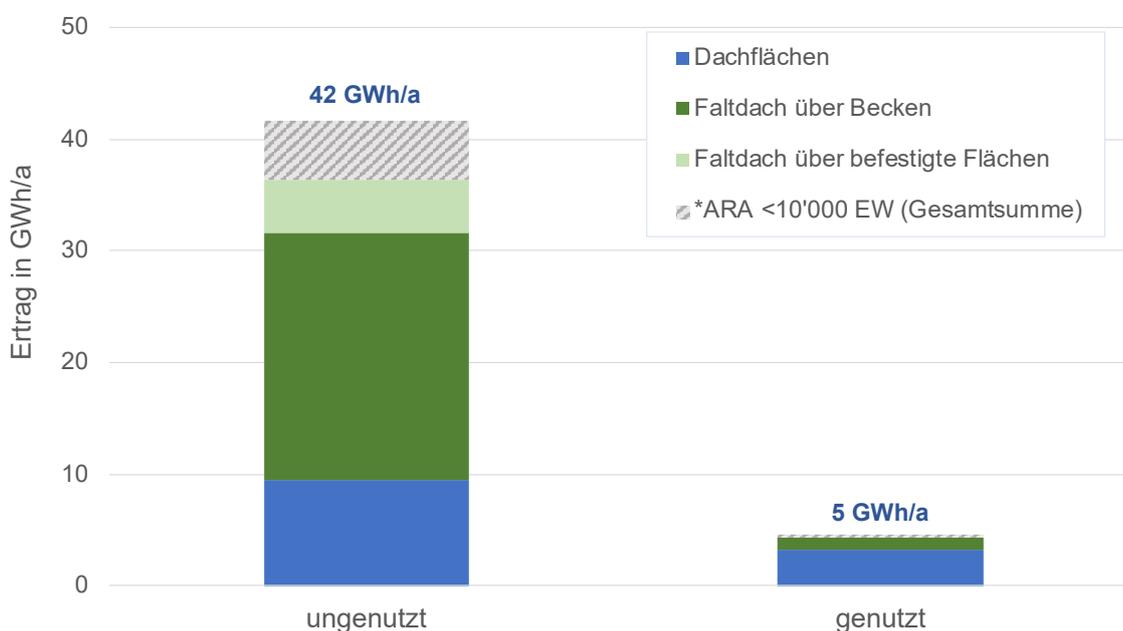


Abbildung 34: Potential PV-Stromproduktion auf Zürcher ARA unterschieden nach Flächentyp. Das grösste Potenzial besteht über Klärbecken und ist noch weitgehend ungenutzt.

Tabelle 11: Einschätzung PV-Potenzial von Zürcher ARA. Für alle ARA > 10'000 EW<sub>dim</sub> ist das genutzte und ungenutzte Potenzial für Dachflächen, Faltdächer über Becken sowie Faltdächer über befestigten Flächen als Ertrag in kWh/a sowie als Fläche in m<sup>2</sup> angegeben.

ARA ≥ 10'000 EW <sub>dim</sub>		Dachflächen						Faltdach (FD) über Becken				FD über befestigten Fl.	
n = 40	Ewdim	GS-Fläche	ungenutzt		genutzt		Ertrag (kWh/a)	ungenutzt		genutzt		ungenutzt	
			Fläche m <sup>2</sup>	Ertrag kWh/a	Fläche m <sup>2</sup>	Belegung (%)		Fläche m <sup>2</sup>	Ertrag kWh/a	Fläche m <sup>2</sup>	Ertrag (kWh/a)	Fläche m <sup>2</sup>	Ertrag kWh/a
ZUERICH(WERDHOELZLI)	670'000	276'000	13'500	2'520'000	10'800	83%	2'090'000	36'400	6'900'000	0	0	12'300	2'340'000
WINTERTHUR	200'000	85'000	5'800	1'080'000	0		0	5'900	1'120'000	0	0	13'500	2'580'000
DUEBENDORF	129'100	15'000	2'000	380'000	1'200	83%	230'000	600	110'000	0	0	2'900	540'000
DIETIKON(LIMMATTAL)	110'000	16'000	3'300	640'000	0		0	2'800	530'000	0	0	0	0
OPFIKON-KLOTEN	65'000	27'000	4'400	840'000	0		0	4'100	770'000	0	0	1'700	330'000
MEILEN	52'500	8'000	2'800	530'000	500	60%	90'000	200	40'000	0	0	0	0
USTER	48'000	22'000	1'800	330'000	100	70%	10'000	4'900	870'000	0	0	0	0
FAELLANDEN (BACHWIS)	45'000	23'000	1'900	350'000	1'200	83%	230'000	5'300	1'010'000	0	0	800	140'000
BUELACH	44'500	32'000	2'500	470'000	0		0	2'500	460'000	0	0	2'000	360'000
WAEDENSWIL	44'000	16'000	1'100	210'000	0		0	2'000	370'000	0	0	1'500	280'000
NIEDERGLATT(FISCHB.-GL.)	37'750	27'000	1'300	250'000	0		0	5'500	1'050'000	0	0	1'600	310'000
WETZIKON	37'000	18'000	3'300	620'000	0		0	7'200	1'370'000	0	0	0	0
HORGEN	36'000	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
BIRMENSDORF	33'000	16'000	1'100	200'000	0		0	3'400	620'000	0	0	1'100	190'000
ADLISWIL(SIHLTAL)	33'000	10'000	800	130'000	0		0	2'300	380'000	0	0	0	0
REGENSDORF(WUEERI)	30'000	24'000	1'300	250'000	700	77%	130'000	2'700	520'000	0	0	1'400	270'000
KUESNACHT	30'000	10'000	1'300	230'000	0		0	1'900	350'000	0	0	0	0
BASSERSDORF	28'000	19'000	1'700	320'000	0		0	0	0	3'100	600'000	800	150'000
THALWIL	27'000	7'000	1'300	220'000	0		0	1'900	320'000	0	0	0	0
AFFOLTERN-ZWILLIKON	25'000	16'000	600	100'000	0		0	1'600	290'000	0	0	1'200	210'000
ILLNAU-EFFRETIKON	22'600	16'000	1'800	330'000	0		0	3'900	720'000	0	0	0	0
HINWIL	21'000	14'000	1'700	330'000	0		0	1'400	270'000	0	0	700	130'000
RORBAS	20'000	13'000	700	140'000	0		0	2'400	470'000	0	0	0	0
MAENNEDORF	18'000	6'000	600	110'000	0		0	600	100'000	0	0	800	150'000
RICHTERSWIL	18'000	7'000	400	70'000	0		0	800	140'000	0	0	800	140'000
EGG-OETWIL	17'000	8'000	800	160'000	100	80%	30'000	800	160'000	1'000	200'000	0	0
PFAEFFIKON	17'000	13'000	1'200	240'000	100	80%	20'000	0	0	1'500	290'000	0	0
RUETI	16'000	10'000	1'200	210'000	0		0	700	120'000	0	0	2'400	420'000
STAEFA/OETIKON	15'000	11'000	1'900	350'000	0		0	0	0	0	0	0	0
GOSSAU	15'000	8'000	1'400	280'000	500	70%	90'000	1'900	360'000	0	0	0	0
ELLIKON A.D.THUR	14'000	6'000	800	150'000	0		0	1'700	340'000	0	0	0	0
HOMBRECHTIKON(FELDBACH)	13'500	8'000	800	140'000	300	80%	40'000	300	60'000	0	0	300	60'000
WALD	13'300	5'000	1'100	200'000	0		0	1'300	250'000	0	0	0	0
FEHRALTORF	12'000	13'000	1'300	240'000	0		0	2'100	400'000	0	0	0	0
PFUNGEN	12'000	20'000	600	120'000	0		0	2'300	450'000	0	0	0	0
EGLISAU	11'700	29'000	1'000	170'000	0		0	2'200	400'000	0	0	1'100	200'000
BAUMA	10'000	7'000	700	140'000	500	80%	90'000	400	80'000	0	0	400	80'000
ANDELFINGEN	10'000	8'000	800	140'000	500	70%	90'000	1'300	240'000	0	0	1'400	260'000
SEUZACH	10'000	10'000	1'100	200'000	0		0	300	60'000	0	0	1'500	270'000
BUCHS(FURTHOF)	10'000	36'000	1'000	190'000	300	70%	50'000	2'000	380'000	0	0	0	0
<b>Summen</b>	<b>2'020'950</b>	<b>915'000</b>	<b>72'700</b>	<b>13'580'000</b>	<b>-</b>	<b>76%</b>	<b>-</b>	<b>117'600</b>	<b>22'080'000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>50'200</b>	<b>9'410'000</b>
<i>Belegung für Potentialeinschätzung</i>			70%		100%		100%		50%				
<b>Nettowerte</b>			<b>50'890</b>	<b>9'506'000</b>	<b>16'800</b>	<b>3'190'000</b>	<b>117'600</b>	<b>22'080'000</b>	<b>5'600</b>	<b>1'090'000</b>	<b>25'100</b>	<b>4'705'000</b>	
<i>Anteil rel. zur GS Fläche</i>			5.6%		1.8%		12.9%		0.6%		2.7%		

ARA < 10'000 EW <sub>dim</sub>		ungenutzt		genutzt		ungenutzt		genutzt		ungenutzt		
n = 20	Ewdim	GS-Fläche	Fläche m <sup>2</sup>		Ertrag kWh/a		Fläche m <sup>2</sup>		Ertrag kWh/a		Fläche m <sup>2</sup>	
			Fläche m <sup>2</sup>	Ertrag kWh/a	Fläche m <sup>2</sup>	Belegung (%)	Ertrag (kWh/a)	Fläche m <sup>2</sup>	Ertrag kWh/a	Fläche m <sup>2</sup>	Ertrag (kWh/a)	Fläche m <sup>2</sup>
<b>Summe</b>	<b>82'950</b>	<b>110'000</b>	<b>8'700</b>	<b>1'630'000</b>	<b>2'000</b>	<b>383'500</b>	<b>14'100</b>	<b>2'650'000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6'000</b>	<b>1'130'000</b>
<i>Flächenausnutzung</i>			70%		100%		50%					
<b>Nettowerte</b>			<b>6'090</b>	<b>1'141'000</b>	<b>14'100</b>	<b>2'650'000</b>	<b>3'000</b>	<b>565'000</b>				
<i>Anteil rel. zur GS Fläche</i>			5.5%		1.8%		12.8%		0.0%		2.7%	

Abbildung 35 zeigt, dass bei einer Nutzung der PV-Potentiale auf den grössten ARA bereits ein wesentlicher Anteil am Gesamtpotenzial auf ARA ausgeschöpft werden kann. Allein die Nutzung des Potenzials auf der grössten ARA (Zürich Werdhölzli) führt zu einem jährlichen Ertrag von rund 10 GWh/a, was einem Anteil von 25 % am gesamten ARA-Potenzial entspricht. Ein Anteil von rund 50 % am Gesamtpotenzial auf ARA könnte auf den acht grössten Arealen ausgeschöpft werden, was einem Jahresertrag von über 20 GWh entspräche. Zur Erschliessung von 75 % des Potenzials wären die grössten 23 Areale zu nutzen.

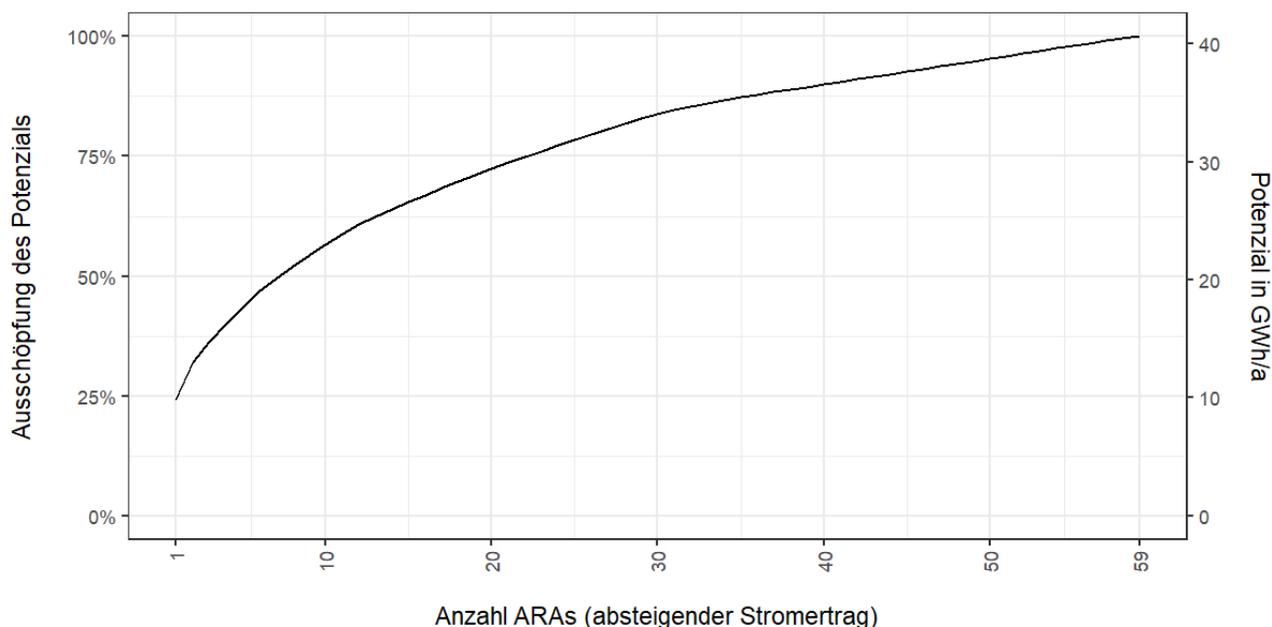


Abbildung 35: Mögliche Ausschöpfung des Gesamtpotenzials auf ARA in Prozent, abhängig von der Anzahl realisierter Anlagen (ARA nach absteigendem Potenzial sortiert).

## 5.5 Stromgestehungskosten ARA

Ein wesentlicher Vorteil einer PV-Anlage am Standort einer ARA ist, dass der produzierte Strom grösstenteils direkt für den Betrieb der technischen Anlagen eingesetzt werden kann. Die Stromversorgung von Kläranlagen muss in allen Betriebs- und Belastungszuständen gewährleistet sein. Dadurch ist die Anschlussleistung in der Regel ausreichend dimensioniert, sodass die PV-Anlage bezüglich des Netzanschlusses keine Zusatzkosten auslöst.

Für die PV-Anlagen auf Dächern ist gemäss den Angaben im Kapitel 2 für Investition und Betrieb mit ca. 5 bis 8 Rp./kWh zu rechnen. Für Solarfaltdächer wird ohne Berücksichtigung des Netzanschlusses gemäss Kapitel 4.3 mit Stromgestehungskosten zwischen 11.8 und 16.0 Rp./kWh gerechnet. Die Anschlussleistung für Rückspeisungen ist bei ARA in der Regel bereits ausreichend, weshalb in diesem Bereich keine Zusatzkosten erwartet werden müssen. Ein Kostenvorteil bei der Erstellung von Solarfaltdächern auf Rechteckbecken gegenüber Parkplätzen ist, dass die Beckenränder als Fundament genutzt werden können (Abbildung 36). Dies erklärt, dass die Gestehungskosten für Solarfaltdächer auf ARA mit 7.9 Rp./kWh eher tief sind (Scheuber, 2022). Hinzu kommen gemäss Hersteller Kosten für einen Servicevertrag von 2 Rp./kWh wodurch die Gestehungskosten auf schätzungsweise 10 Rp./kWh ansteigen. Allfällige Kosten für Anpassungen am Bestand (Geländer und Vorbereitung der Becken für Fundamente) sowie die elektrische Einbindung (AC seitig) sind darin nicht enthalten. Aufgrund der obigen Ausführungen wird davon ausgegangen, dass die Gestehungskosten sich dadurch leicht erhöhen und in der Grössenordnung von 11 bis 13 Rp./kWh liegen. Damit liegen die Gestehungskosten zum Beispiel tiefer als die Bezugstarife für Geschäftskunden im Versorgungsgebiet der EKZ, welche im Hochtarif abhängig vom Energieprodukt in der Grössenordnung von 15 bis 20 Rp./kWh liegen (Elektrizitätswerde des Kantons Zürich (EKZ), 2022).



Abbildung 36: Fundament Faltdachsysteme auf Rechteckbecken. Foto ARA Glarnerland 2022.

## 5.6 Überlegungen zur Umsetzung der Potenziale

Im Kanton Zürich werden bereits 25 % der Dachflächenpotenziale auf ARA ausgeschöpft. Dies ist wesentlich mehr als bei den übrigen Gebäuden, wo erst ca. 6 % des Dachflächenpotenzials genutzt wird (vgl. Kapitel 0). Bereits drei ARA im Kanton Zürich verfügen über ein PV-Faltdach über den Klärbecken (Pfäffikon, Bassersdorf und Egg-Oettwil). Auch ausserkantonale sind bereits mehrere solcher Anlagen in Betrieb, z.B. in Chur (GR) oder Bilten (GL). Gemäss den Aussagen der Anlagenbetreibenden ist ein reibungsloser ARA-Betrieb durch die PV-Anlagen über den Klärbecken nicht beeinträchtigt. Absprachen der Baudirektion mit ARA-Betreibenden haben zudem ergeben, dass die Bewilligungsfähigkeit für PV-Anlagen über Klärbecken in der Regel gegeben ist.

Das Gesamtpotenzial von ARA ist im Vergleich zu den anderen untersuchten Bereichen mit 42 GWh/a klein. Aufgrund der geringen Hürden bezüglich der Bewilligung, der bereits vorhandenen positiven Erfahrungen und der Möglichkeit, den PV-Zubau mit wenigen Grossanlagen rasch zu beschleunigen, sollten die Potenziale auf ARA schnellstmöglich realisiert werden. Weitere Vorteile sind der hohe lokale Strombedarf, die bereits vorhandene Netzinfrastruktur und die Doppelnutzung von bereits versiegelten Flächen.

## 6 Strasseninfrastruktur

Nachfolgend werden die Methode zur Erhebung des Stromerzeugungspotenzial von Strasseninfrastrukturen mittels Photovoltaik im Kanton Zürich und die darauf basierenden Resultate beschrieben.

### 6.1 Methode Strasseninfrastruktur

Das PV-Potenzial auf Strasseninfrastrukturen im Kanton Zürich wurde im Rahmen einer GIS-Analyse berechnet. Im ersten Schritt wurden die potenziell für PV geeigneten Kunstbauten von Strasseninfrastrukturen identifiziert. Dies sind zum Beispiel Lärmschutzwände oder Stützmauern. Diese Elemente wurden anschliessend mittels GIS-Analyse verortet. Die Fläche der Elemente wurde anhand der Attribute von Kunstbauten des Tiefbauamts abgeschätzt, welche aus der Objektdatenbank «LOGO» entnommen wurden. Ausserdem wurden humusierte Freiflächen entlang von Strassen identifiziert, welche sich im Besitz des Tiefbauamts (TBA) befinden. Damit können Böschungen und weitere Grünflächen entlang von Strassen erfasst werden, die sich nicht in privatem Eigentum befinden. Flächen vom ASTRA wurden ausgeschlossen (20 % der Grünflächen), da die Verantwortlichkeit dort nicht beim Baudepartement des Kantons Zürich liegt. Ausserdem wurde damit die Anzahl Beteiligter möglichst gering zu halten.

Unter Berücksichtigung der standortspezifischen Einstrahlung, der Ausrichtung, Neigung und Fläche von potenziellen PV-Anlagen wurde abschliessend das Potenzial zur Stromerzeugung berechnet. Weiter wurden mögliche Ausschlusskriterien bezüglich des Natur- und Landschaftsschutzes identifiziert und deren Auswirkungen auf das PV-Potenzial quantifiziert. Das detaillierte Vorgehen der einzelnen Schritte ist in den nachfolgenden Kapiteln dokumentiert.

#### 6.1.1 Identifikation geeigneter Gestaltungselemente von Strasseninfrastrukturen

Das TBA des Kantons Zürich hat in Zusammenarbeit mit der ZHAW die Gestaltungselemente von Strasseninfrastrukturen identifiziert, welche sich für PV-Anlagen grundsätzlich eignen. Diese Elemente sind in Tabelle 12 aufgelistet und lassen sich in Kunstbauten und Grünflächen unterteilen.

Tabelle 12: Identifizierte Gestaltungselemente von Strasseninfrastrukturen mit Eignung für PV-Anlagen. Diese Elemente werden in der Erhebung des PV-Potenzials berücksichtigt.

Kunstbauten	Grünflächen
Lärmschutzwände	Verkehrsteiler-Flächen (z.B. Strassenrabatte, Grünfläche mit Retention, Mittelflächen Kreisel)
Stützmauern	
Brücken / Brückengeländer	

Es wurden diverse Gestaltungselemente wie Strassenlaternen, Bordsteine etc. aufgrund von technischen Hemmnissen (z.B. Netzanbindung) oder typischerweise sehr kleinen Flächen ausgeschlossen.

#### 6.1.2 GIS-Analyse

##### Kunstbauten:

Kunstbauten werden vom TBA im Tool LOGO erfasst und sind dort als Punktdaten (XY) mit unterschiedlichen

Hintergrundinformationen abgelegt. Die Hintergrundinformationen sind abhängig vom Gestaltungselement und enthalten zum Beispiel Längen und Höhen von Elementen, woraus deren Fläche berechnet werden konnte. Die Ausrichtung der Flächen ist nicht erfasst. Diese beeinflusst aber die Einstrahlung und ist damit zentral für die Eignungsbeurteilung einzelner Elemente und die Berechnung des PV-Potenzials. Sie wurde berechnet, indem jedem Punkt die Ausrichtung der nächstgelegenen Strassenachse in einem Umkreis von 20 m zugewiesen wird. Der Umkreis von 20 m stellte sich als ein optimales Verhältnis aus Fehlerquellen (ggf. automatische Zuordnung einer falschen Strassenachse) und einer möglichst vollständigen Zuordnung heraus. Bei diesem automatisierten Vorgehen konnte die Ausrichtung bei rund 85 % der Objekte ermittelt werden. Bei den restlichen 15 % wurde in dieser automatisierten Auswertung keine Strasse im Umkreis von 20 m gefunden. Eine kurze Überprüfung der Elemente ohne Ausrichtung zeigte, dass es sich vorwiegend um sehr kleine Brücken handelt (< 50 m<sup>2</sup> Modulfläche), die aufgrund ihrer Grösse in einem späteren Schritt sowieso aus der Potenzialrechnung ausgeschlossen wurden (vgl. Kapitel 6.1.4). Der Einfluss fehlender Ausrichtungen auf das Potenzial liegt bei einer lediglich um 2 % geringeren Gesamtfläche.

Die Neigung von Einzelobjekten bei Kunstbauten ist schwer abzuschätzen und wurde deshalb für einen typischen Anwendungsfall pro Anlagentyp angenommen und bei allen Objekten angewendet. Für Lärmschutzwände und Brücken wurde von vertikalen Modulen (90° Neigung) ausgegangen, da diese das Bauwerk und die Umgebung am wenigsten stark verändern (z.B. minimale Verringerung der Fahrbahnbreite bei Lärmschutzwänden). Beispielsweise bei Lärmschutzwänden wären auch weniger stark geneigte und auf die Schutzwand aufgesetzte Anlagen denkbar. Die Umsetzbarkeit dieser Variante stellt jedoch höhere Anforderungen an die Statik.

Die Fläche von Objekten wurde falls möglich aus den Hintergrundinformationen im LOGO hergeleitet. Die Herleitung unterscheidet sich je nach Anlagentyp leicht:

- Lärmschutzwände:  
Länge des Objekts multipliziert mit einer geschätzten Höhe von 2 m (entspricht dem Mittelwert und Median der verfügbaren Höhen im LOGO, einige Höhen sind nicht erfasst). Dies entspricht einer Modulhöhe bei Montage im Hochformat und Wahl eines entsprechend grossen Moduls.
- Stützmauern:  
Länge des Objekts multipliziert mit der Breite des Objekts.
- Brücken / Brückengeländer:  
Es wurde davon ausgegangen, dass PV-Module im Querformat entlang den Geländern montiert werden können. Bei einer typischen Modulbreite von 1 m entspricht die PV-Fläche pro Seite der Brücke somit deren Länge.

Es werden nur Kunstbauten in die Betrachtung miteinbezogen, die gemäss LOGO den Status «in Betrieb» aufweisen. Bei Anlagen mit Status «geplant» fehlen meist die Längenangaben, Objekte mit Status «zurückgebaut» werden ausgeschlossen. Desweiteren werden nur Objekte betrachtet, deren Eigentümer das TBA des Kantons Zürich ist. Damit werden zum Beispiel Kunstbauten des ASTRA ausgeschlossen, welche sich nicht in der Hoheit des Kantons befinden. Bei Lärmschutzwänden werden zusätzlich Objekte einbezogen, welche sich im Eigentum von Dritten befinden. Dabei handelt es sich lediglich um zwei von insgesamt 90 als

geeignet identifizierte Objekte (vgl. Kapitel 0). Aufgrund deren Lage und deren Zweck kann davon ausgegangen werden, dass die Machbarkeit mit Anlagen vom TBA vergleichbar ist, wenngleich die administrativen Hürden aufgrund der grösseren Anzahl Beteiligter höher sind.

### **Grünflächen:**

Grünflächen auf und entlang von Strasseninfrastrukturen sind nicht als Punkt- oder Polygondaten erfasst und müssen hergeleitet werden. Dazu werden zwei Datensätze verwendet:

1. Das «Immobilienregister» des TBA enthält alle Flächen, welche sich im Besitz des TBA befinden. Darin enthalten sind neben Strassen auch Grünflächen entlang von Strassen.
2. Der Datensatz «amtliche Vermessung» weist allen Flächen im Kantonsgebiet eine Bodenbedeckung zu. Beispiele für Bodenbedeckungen sind «Strasse, Weg», «Trottoir», «humusierte Fläche» oder «bestockte Fläche».

Durch den Verschnitt der beiden Datensätze (Immobilienregister und Bodenbedeckung aus der amtlichen Vermessung) lassen sich humusierte Freiflächen auf und entlang von Strasseninfrastrukturen erheben, welche sich im Besitz des TBA befinden. Diese umfassen Böschungen, Retentionsflächen sowie Verkehrsteilerflächen. Letztere sind zum Beispiel in der Mitte von Kreiseln anzutreffen oder enthalten Grünstreifen zwischen den Fahrbahnen. Da nur humusierte Flächen selektiert wurden, sind Waldflächen ausgeschlossen. Diese sind in der amtlichen Vermessung als «bestockte Fläche» gekennzeichnet. Analog zur Methode bei Parkplätzen wurden zusätzlich nur Flächen in die Berechnung des Potenzials einbezogen, die einen Mindestabstand von 30 m zum Wald aufweisen (vgl. Kapitel 4.1.1). Damit wird einerseits baurechtlichen Vorgaben und andererseits potenziellen Verschattungen durch den Wald Rechnung getragen. Einzelbäume werden hingegen in diesem Schritt nicht berücksichtigt. Der Einfluss von Verschattungen wurde separat abgeschätzt (vgl. Kapitel 6.1.5). Da das Immobilienregister des TBA diverse Flächen entlang von stehenden Gewässern und Fliessgewässern enthält, welche keinen direkten Zusammenhang mit Strassen haben, wurden Flächen in einem 15 m breiten Puffer um stehende Gewässer und Fliessgewässer selektiert und ausgeschlossen. Weiter bestehen gewisse Überschneidungen zwischen dem Immobilienregister des TBA und Flächen vom ASTRA. Die Oberlandautobahn ist zum Beispiel im Immobilienregister des TBA erfasst, obwohl die Strasse an das ASTRA übergeben wurde. Aus diesem Grund werden Grünflächen, die sich innerhalb der Baulinien von Nationalstrassen (swisstopo, 2023) befinden, ebenfalls ausgeschlossen. Dies führt zu einer Flächenreduktion um 20 %.

Zuletzt werden humusierte Grünflächen im Besitz des TBA ausgeschlossen, welche für einen naturnahen Unterhalt gekennzeichnet sind. Dazu hat das TBA die Datensätze «Grünfläche SRI bis SRIV» zur Verfügung gestellt. Darin sind Grünflächen, welche naturnah unterhalten werden, beim Attribut Pflege mit «speziell» oder «Wiese speziell» gekennzeichnet. Durch den Ausschluss von Flächen mit naturnahem Unterhalt reduziert sich die für PV nutzbare Fläche um ca. 20 %.

### **6.1.3 Potenzielle Nutzungskonflikte**

Sowohl für Anlagen auf Kunstbauten als auch auf Grünflächen bestehen weitere mögliche Umsetzungskonflikte für PV-Anlagen bei der Strasseninfrastruktur. Diese Konflikte sind bei PV-Anlagen auf Grünflächen wahrscheinlicher als bei Kunstbauten, wo lediglich eine Anpassung einer bereits bestehenden Baute erfolgt. Da gegebenenfalls Schutzinteressen sowie die Produktion von erneuerbarer Energie gegeneinander abgewogen werden müssen, erfolgt lediglich keine Kennzeichnung und Quantifizierung der Flächen und Potenziale

mit potenziellen Nutzungskonflikten. Auf einen Ausschluss dieser Flächen wurde verzichtet, weil die Interessen (Strom aus PV versus Natur- bzw. Landschaftsschutz) verscheiden gewichtet werden. Bei einer PV-Anlage an einer Kunstbaute im BLN-Gebiet gestaltet sich diese Interessenabwägung zum Beispiel anders als bei einer Grünfläche in einem Naturpark von nationaler Bedeutung. Kunstbauten oder Grünflächen, die in einem der folgenden Gebiete mit nationalem Schutzinteresse liegen, werden als solche identifiziert und quantifiziert (nicht ausgeschlossen):

- BLN-Gebiete (Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung)
- Pärke (Pärke von nationaler Bedeutung)
- Trockenwiesen und -weiden nationaler Bedeutung
- Moorlandschaften (Moorlandschaften, Hochmoor-Inventar, Flachmoor-Inventar)
- Smaragd-Gebiete
- Ramsar-Gebiete
- Auen-Inventar
- Laichgebiete (Amphibien)

Desweiteren werden Kunstbauten und Freiflächen identifiziert, die sich in einem Gebiet mit Schutzanordnungen zu Natur und Landschaft (Kanton Zürich, 2021) befinden. Damit werden neben den nationalen Schutzinteressen zusätzlich die Schutzzonen zu den überkommunalen Schutzverordnungen und Schutzverfügungen über die Natur- und Landschaftsschutzgebiete auf der Grundlage des kantonalen Planungs- und Baugesetzes berücksichtigt.

Abbildung 37 zeigt die räumliche Verteilung von Gebieten mit potenziellen Nutzungskonflikten. Die nationalen Schutzinteressen sind orange dargestellt, die Überkommunalen grün. Es sind diverse Überlappungen vorhanden (z.B. Moorlandschaft im BLN-Gebiet oder gleichzeitig nationale und überkommunale Schutzinteressen). Der grösste Flächenanteil fällt auf BLN-Gebiete. Visualisierungen der einzelnen Schutzinteressen und Inventare können dem Anhang D entnommen werden.

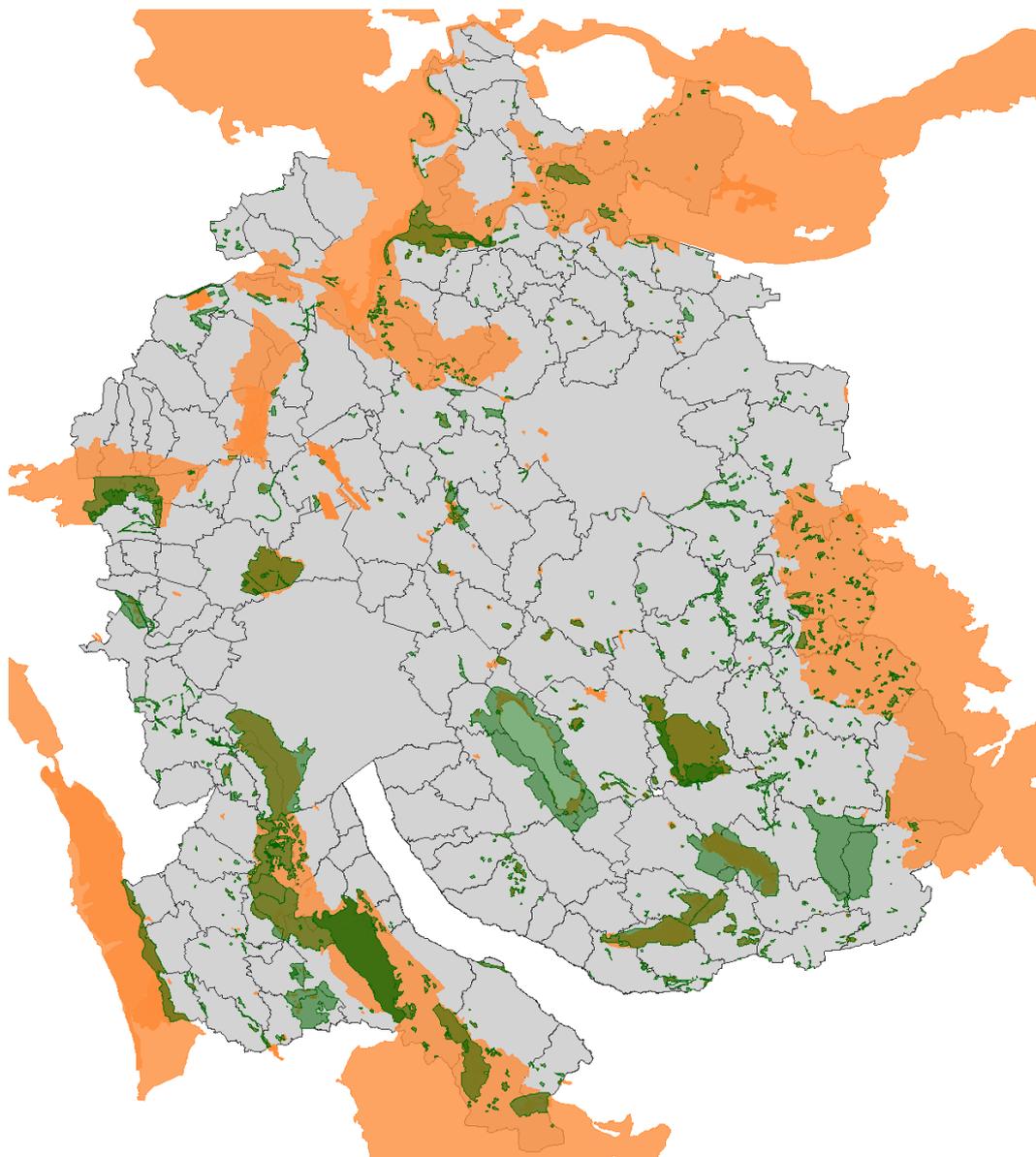


Abbildung 37: Räumliche Darstellung der potenziellen Nutzungskonflikte durch nationale (orange) und überkommunale Schutzanordnungen zu Natur und Landschaft (grün). Es sind diverse überlappende Schutzinteressen vorhanden. BLN-Gebiete machen bei möglichen Interessenskonflikten den grössten Flächenanteil aus.

#### 6.1.4 Berechnung PV-Potenzial bei Kunstbauten

Das PV-Potenzial wird neben der zur Verfügung stehenden Fläche von der Einstrahlung auf die Modulebene beeinflusst. Diese wiederum unterscheidet sich je nach Standort und ist im Wesentlichen von der Ausrichtung und Neigung der Modulfläche abhängig. Diese Abhängigkeit ist in Abbildung 38 visualisiert, welche für verschiedene Ausrichtungen und Neigungen die relative jährliche Einstrahlung im Vergleich zur Horizontalen am Standort Zürich Kloten angibt. Die Werte wurden mittels typischen Einstrahlungsdaten von Meteonorm Version 8 berechnet. Eine vertikale, nach Süden ausgerichtete Fläche ist zum Beispiel 80 % der jährlichen Einstrahlung in die Horizontale ausgesetzt. Das Einstrahlungsoptimum wird bei einer rund 30° geneigten und nach Süden ausgerichteten Fläche erreicht. Die Ausrichtung beeinflusst die jährliche Einstrahlung auf die Modulebene bei hohen Neigungswinkeln stärker als bei geringen Neigungswinkeln. Da PV-Anlagen auf Kunstbauten von Strasseninfrastrukturen üblicherweise hohe Neigungswinkel aufweisen, ist die Ausrichtung der Flächen für den Ertrag von zentraler Bedeutung.

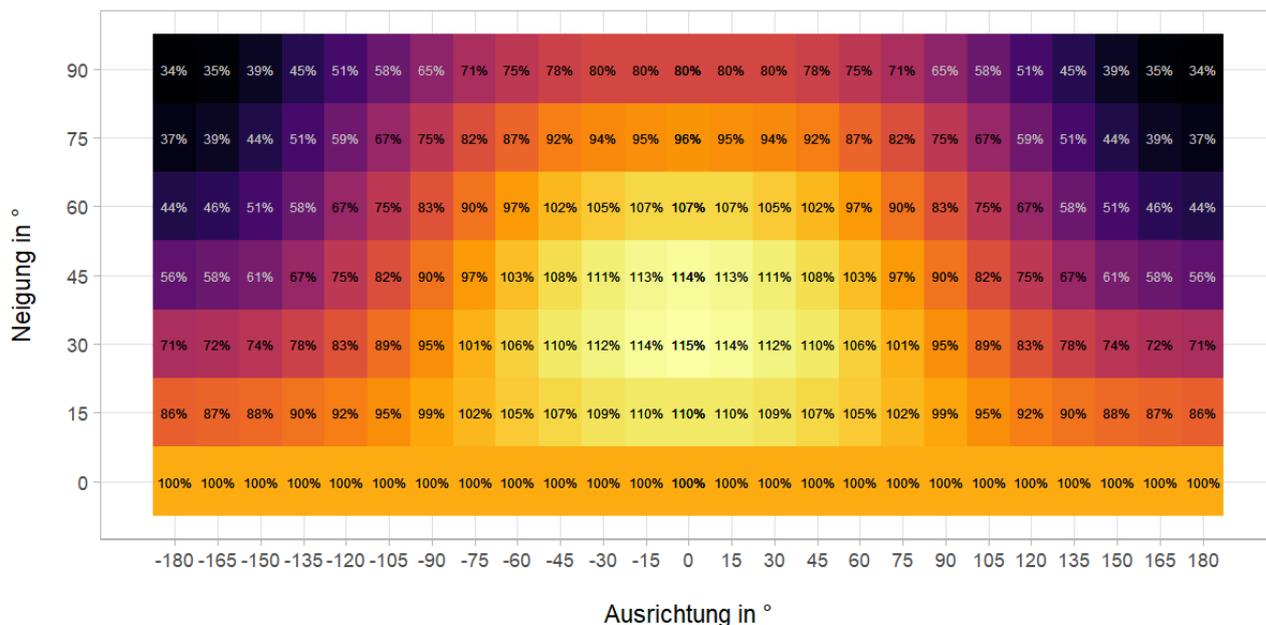


Abbildung 38: Einfluss der Modulneigung und -ausrichtung auf den PV-Jahresertrag zur Ermittlung eines Korrekturfaktors (K) aus der typischen jährlichen Einstrahlung in die Horizontale. Für eine vertikale, nach Süden ausgerichtete Fläche kann 80 % des Jahresertrags aus der Horizontalen erwartet werden. Datengrundlage: Meteonorm Version 8, Standort Zürich Kloten.

Abbildung 39 zeigt die Abhängigkeit der Einstrahlung auf eine geneigte und ausgerichtete Fläche im Winterhalbjahr (Januar bis März und Oktober bis Dezember). Hohe Neigungswinkel in Kombination mit Südausrichtung erhöhen die Einstrahlung. Das Optimum liegt für das Winterhalbjahr bei ca. 60° Modulneigung und Südausrichtung. Auch im Winterhalbjahr nimmt die Einstrahlung mit einer von Süden abweichenden Ausrichtung stark ab. Die Einstrahlung ist im Winterhalbjahr zum Beispiel auf eine 90° nach Westen ausgerichtete vertikale Fläche rund halb so hoch wie auf eine vertikale nach Süden ausgerichtete Fläche.

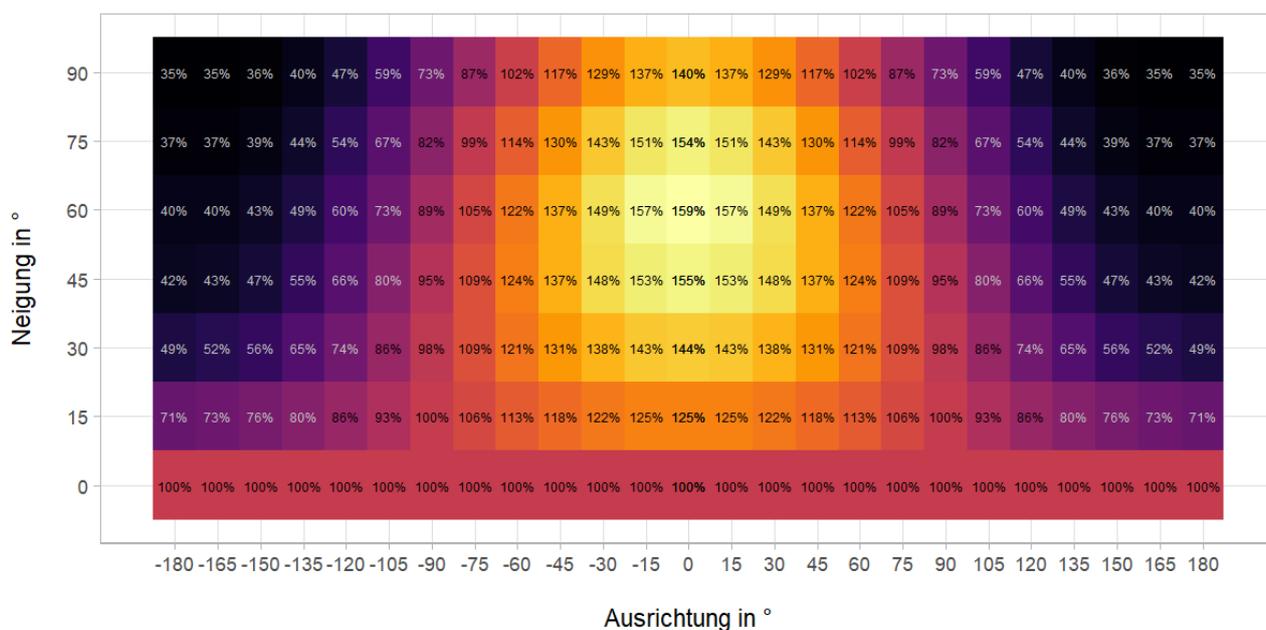


Abbildung 39: Einfluss der Modulneigung und -ausrichtung auf den PV-Winterertrag (Oktober bis März) zur Ermittlung eines Korrekturfaktors (K) aus der typischen jährlichen Einstrahlung in die Horizontale. Für eine vertikale, nach Süden ausgerichtete Fläche kann 140 % des Jahresertrags aus der Horizontalen erwartet werden. Datengrundlage: Meteonorm Version 8, Standort Zürich Kloten.

Jeder Kunstbaute aus der GIS-Analyse wird eine horizontale jährliche Einstrahlung zugewiesen. Datengrundlage ist wie bei den Bereichen Agri-PV und Parkplätzen eine Einstrahlungskarte mit den typischen jährlichen Einstrahlungen im 100 m Raster (Meteotest, 2022). Die Globalstrahlung auf die individuell ausgerichtete und geneigte Modulebene ( $G_{Modul}$ ) für das Jahr sowie das Winterhalbjahr kann mithilfe der Korrekturfaktoren (K) aus Abbildung 38 (Jahr) und Abbildung 39 (Winterhalbjahr) sowie Formel (3) hergeleitet werden.

$$G_{Modul} = G_{hor} * K \quad (3)$$

Bei einer horizontalen Einstrahlung von 1200 kWh/m<sup>2</sup>/a ergibt sich mit Formel (3) zum Beispiel für eine vertikale, nach Süden ausgerichtete Modulfläche ( $K_{Jahr} = 0.80$ ) eine jährliche Einstrahlung ( $G_{Modul}$ ) von 960 kWh/m<sup>2</sup>/a. Zur vereinfachten Ermittlung des Korrekturfaktors (K) werden Neigungs- und Ausrichtungsklassen gebildet, wobei die Ausrichtung und Neigung jeweils mathematisch auf Klassen von 15° gerundet wird.

Unter Verwendung von  $G_{Modul}$  anhand Formel (3) wird abschliessend der potenzielle PV-Ertrag ( $E_{PV, Kunstbauten}$ ) mittels Formel (4) berechnet. Dieser ist neben der Einstrahlung von der Fläche (A), dem Wirkungsgrad des Moduls ( $\eta_{Modul}$ ) sowie der Performance Ratio (PR) abhängig. Analog zu den anderen Anlagentypen wurde mit einem Modulwirkungsgrad von 20 % und einer PR von 0.8 gerechnet.

$$E_{PV, Kunstbauten} = G_{Modul} * A * \eta_{Modul} * PR \quad (4)$$

Analog zur Potenzialberechnung auf Fassadenflächen, werden Objekte mit einer Fläche < 50 m<sup>2</sup> und einer Einstrahlung < 600 kWh/m<sup>2</sup>/a ausgeschlossen. Letzteres entspricht bei einer typischen Performance-Ratio von 80 % einem spezifischen Jahresertrag von 480 kWh/kWp.

### 6.1.5 Berechnung PV-Potenzial bei Grünflächen

Die Berechnung des PV-Potenzials von Grünflächen hängt neben den potenziell verfügbaren Flächen im Wesentlichen von der Verschattungssituation der Standorte und dem Flächennutzungsgrad ab.

#### **Verschattung:**

Grünflächen sind im Vergleich zu den Kunstbauten sehr häufig von Verschattungen betroffen. Diese sind einerseits aufgrund von Einzelbäumen (z.B. Alleebäume) oder Büschen, welche durch den Ausschluss von Wald und waldnahen Flächen nicht berücksichtigt sind, zu erwarten. Andererseits sind Verschattungen zum Beispiel durch Gebäude möglich. Aus diesem Grund wurden die 100 grössten Grünflächen nach der GIS-Analyse (Kapitel 6.1.2) visuell auf deren Verschattung geprüft. Dabei wurde jeder Fläche ein Verschattungsanteil von 0 %, 25 %, 50 %, 75 % oder 100 % zugewiesen. Die zu erwartende Verschattung wurde anschliessend als gleitender Mittelwert (von der grössten Fläche bis zur Anzahl berücksichtigter Flächen) sowie als flächengewichteter gleitender Mittelwert berechnet. In die Potenzialberechnung wurde der flächengewichtete Mittelwert von Verschattungen einbezogen. Abbildung 40 zeigt das Resultat dieser Verschattungsanalyse für die 100 grössten Einzelobjekte (blaue Säulen) sowie die gleitenden Mittelwerte der Verschattung als Linien (orange ohne Flächengewichtung und grau mit Flächengewichtung). Es ist deutlich zu erkennen, dass sich der verschattete Flächenanteil nach ca. 40 Objekten stabilisiert und in einem Bereich von 55 bis 60 % schwankt. Nach 100 Flächen beträgt der flächengewichtete Mittelwert des Verschattungsanteils von Grünflächen 58 %. Basierend auf dieser Erkenntnis wurde davon ausgegangen, dass 58 % der Grünflächen von

Verschattung betroffen sind und das Potenzial entsprechend mit dem Reduktionsfaktor 0.42 multipliziert werden muss.

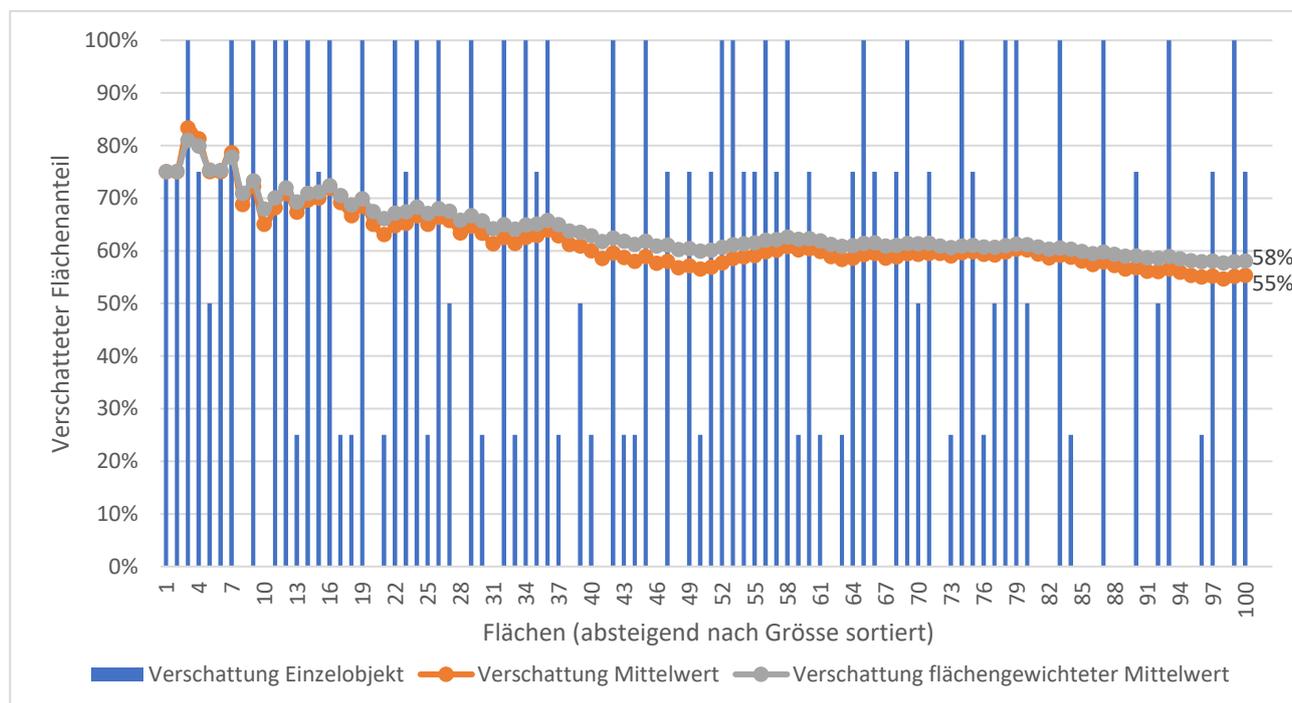


Abbildung 40: Verschattungsanalyse von Grünflächen bei Strasseninfrastrukturen. Die Balken zeigen den verschatteten Flächenanteil pro Einzelobjekt. Die beiden Linien zeigen den gleitenden Mittelwert abhängig von der Anzahl berücksichtigter Objekte (grau mit Flächengewichtung, orange ohne Gewichtung). Bei 20 Flächen zeigt der gleitende Mittelwert zum Beispiel den Mittelwert aus den ersten 20 Flächen.

Die Ausrichtung und Neigung von PV-Anlagen auf Grünflächen konnte im Rahmen der Untersuchung nicht genauer eruiert werden. Da sich die PV-Anlagen jedoch nicht an einem bereits bestehenden Bauwerk orientieren müssen, kann als konservative Annahme mit der horizontalen Einstrahlung auf die Flächen gerechnet werden (analog zu Parkplätzen im Kapitel 4.1.4). Wenn die Module aufgeständert werden, kann der tatsächliche Jahresertrag und insbesondere der Winterstromertrag gegebenenfalls höher ausfallen (vgl. Abbildung 38 und Abbildung 39 zu Einstrahlung auf Kunstbauten).

### Flächennutzungsgrad:

Neben Verschattungen muss damit gerechnet werden, dass auch mehrheitlich verschattungsfreie Flächen nicht vollständig mit Modulen belegt werden können. So sind z.B. Abstände zwischen Modulreihen oder die teils komplexe Geometrie von Flächen zu beachten. Es wird davon ausgegangen, dass – ähnlich wie bei Parkplätzen oder PV-Anlagen auf Flachdächern – die Hälfte der nicht verschatteten Fläche belegt werden kann und somit ein Flächennutzungsgrad von 50 % verwendet.

Das PV-Potenzial von Grünflächen ( $E_{PV, Grünflächen}$ ) wurde gemäss Formel (5) basierend auf der Fläche von Objekten ( $A$ ), deren horizontaler Einstrahlung ( $G_{horizontal}$ ), dem durchschnittlichen Anteil von nicht Verschattung betroffener Fläche ( $F_{Verschattung}$ ) von 42 % sowie dem Flächennutzungsgrad ( $n_{Fläche}$ ) von 50 % berechnet. Analog zu den anderen Infrastrukturtypen wurde eine Performance-Ratio ( $PR$ ) von 80 % und ein Modulwirkungsgrad ( $n_{Modul}$ ) von 20 % angenommen.

$$E_{PV, Grünflächen} = A * G_{horizontal} * F_{Verschattung} * n_{Fläche} * PR * n_{Modul} \quad (5)$$

## 6.2 PV-Potenzial von Strasseninfrastrukturen

Das PV-Potenzial auf Strasseninfrastrukturen des TBA hängt von den gewählten Ausschlusskriterien ab. Die Ausschlusskriterien und potenziellen Nutzungskonflikte (z.B. Pärke von nationaler Bedeutung oder überkommunale Schutzgebiete) beeinflussen das Potenzial je nach Anlagenart unterschiedlich stark. Der Einfluss der Ausschlusskriterien und Nutzungskonflikte auf das Jahrespotenzial kann der Abbildung 41 entnommen werden. Der Ausschluss von Flächen mit geringer Fläche und Einstrahlung hat bei Kunstbauten einen grossen Effekt, da einerseits viele kleine Flächen vorhanden sind und andererseits steil geneigte Flächen mit stark von Süden abweichender Ausrichtung eine geringe Einstrahlung aufweisen. Bei Brücken führt vor allem der Ausschluss von kleinen Flächen zu einer erheblichen Reduktion des Potenzials. Potenzielle Nutzungskonflikte durch die betrachteten Schutzgebiete haben bei Lärmschutzwänden keinen Einfluss, könnten aber das Potenzial in den anderen untersuchten Anlagentypen um 13 bis 21 % reduzieren. Es ist anzunehmen, dass Gebiete mit potenziellen Nutzungskonflikten eher weniger Strasseninfrastrukturen aufweisen und viele Grünflächen z.B. durch den Ausschluss von Flächen in Waldnähe und in Gewässernähe bereits ausgeschlossen wurden. Aus diesem Grund fällt die Reduktion des Potenzials durch den Ausschluss von Flächen mit Nutzungskonflikten eher gering aus.

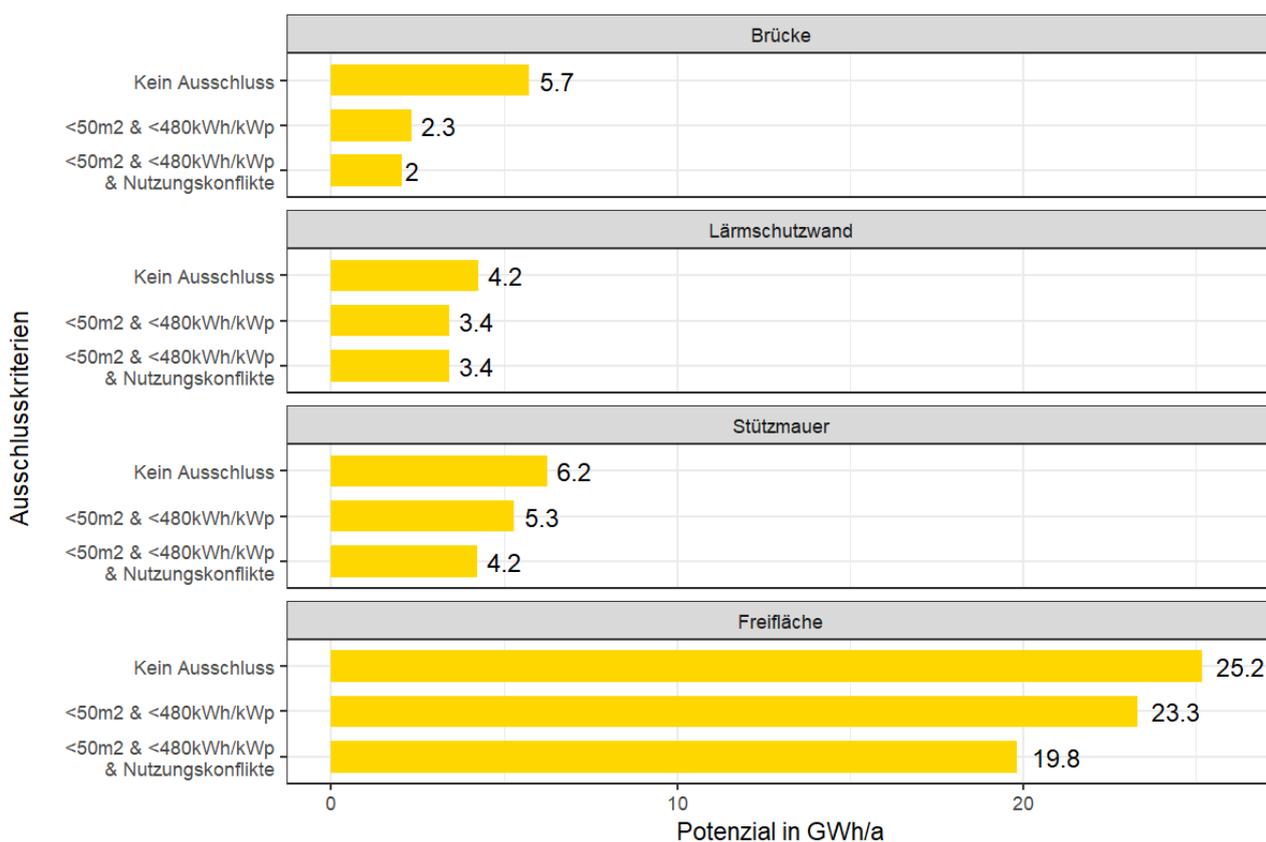


Abbildung 41: Einfluss von Ausschlusskriterien und Nutzungskonflikten auf das Potenzial von PV-Anlagen bei Strasseninfrastrukturen des Kantons Zürich.

Werden alle Ausschlusskriterien angewendet und alle Flächen mit potenziellen Nutzungskonflikten ausgeschlossen, verbleibt für alle untersuchten Anlagentypen ein Gesamtpotenzial von 29.4 GWh/a. Das Potenzial im Winterhalbjahr beträgt 7.8 GWh/a, was einem Winterstromanteil von 27 % entspricht. Den grössten Anteil am Potenzial machen mit 19.8 GWh/a die Grünflächen aus (Abbildung 42), gefolgt von Stützmauern mit 4.2 GWh/a und Lärmschutzwänden mit 3.4 GWh/a.

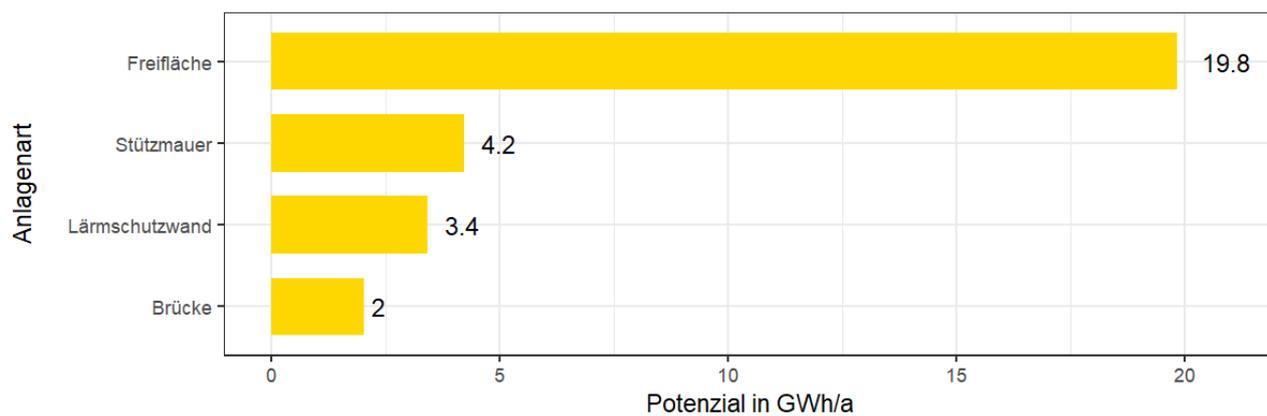


Abbildung 42: PV-Potenzial von Anlagen auf Strasseninfrastruktur nach Anlagenart. Flächen  $< 50 \text{ m}^2$  und Objekte mit spezifischen Jahreserträgen  $< 480 \text{ kWh/kWp}$  wurden ausgeschlossen. Flächen mit potenziellen Nutzungskonflikten sind ebenfalls nicht enthalten.

## 6.2.1 Kunstbauten

Die geografische Verteilung des Potenzials von Kunstbauten des TBA kann der Abbildung 43 entnommen werden. Darin wurden Flächen  $< 50 \text{ m}^2$  ausgeschlossen sowie Flächen mit einem spezifischen Jahresertrag unter  $480 \text{ kWh/kWp}$ .

Eine Übersicht über die in Abbildung 43 dargestellten Kunstbauten bietet die Tabelle 13. Insgesamt 337 Objekte eignen sich grundsätzlich bezüglich Fläche und Einstrahlung für eine PV-Anlage (davon 298 ohne Nutzungskonflikte). Insgesamt lässt sich auf Kunstbauten somit ein Potenzial von  $13 \text{ GWh/a}$  ausmachen ( $9.6 \text{ GWh/a}$  ohne Nutzungskonflikte). Der Winterstromanteil beträgt bei allen Anlagentypen rund einen Drittel am Jahrespotenzial.

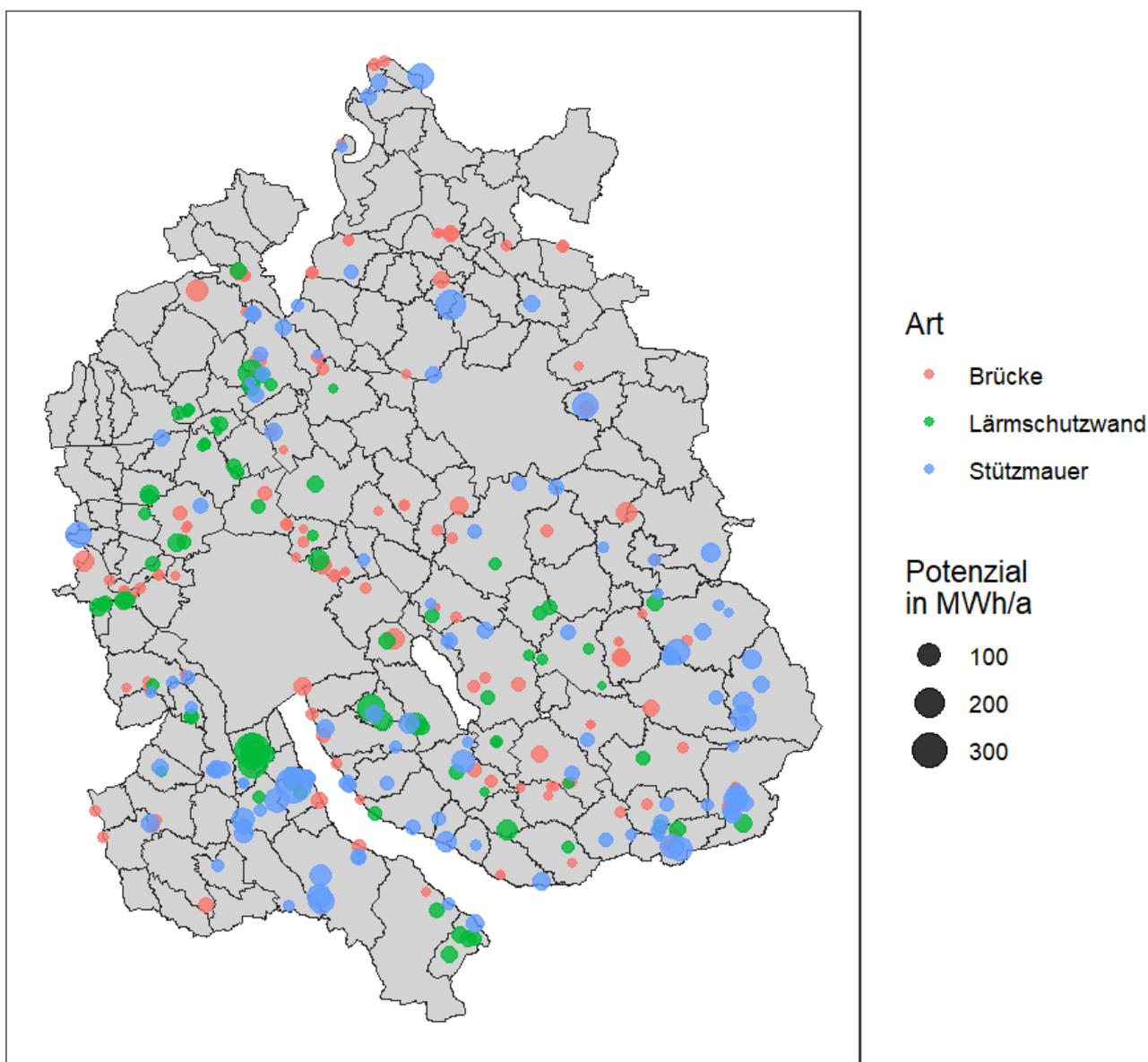


Abbildung 43: Geografische Verteilung des PV-Potenzials auf Kunstbauten vom TBA des Kantons Zürich. Elemente mit einem spezifischen Jahresertrag  $< 480 \text{ kWh/kWp}$  und Flächen  $< 50 \text{ m}^2$  sind nicht dargestellt. Die Grösse der Kreise visualisiert den Jahresertrag pro Element in MWh/a.

Tabelle 13: Zusammenfassung von PV-Potenzialen bei Kunstbauten im Kanton Zürich. Ausgeschlossen sind Elemente mit einem spezifischen Jahresertrag < 480 kWh/kWp und Flächen < 50 m<sup>2</sup>.

Anlagentyp	Anzahl Anlagen	Modulfläche in m <sup>2</sup>	Nennleistung Total in MWp	Potenzial in GWh/a	Winterpotenzial in GWh/a	Winterstromanteil in %
Brücke	132	17'029	3.4	2.3	0.8	35
Lärmschutzwand	90	25'406	5.1	3.4	1.2	34
Stützmauer	115	34'874	7.0	5.3	1.7	32

### Lärmschutzwände

Die untersuchten Daten umfassen 154 Lärmschutzwände mit einer gesamten Fläche von 36'000 m<sup>2</sup>, was bei einem Modulwirkungsgrad von 20 % einer maximal installierbaren Nennleistung von 6.6 MWp entspräche. Unter Berücksichtigung der Einstrahlung auf die geneigte Ebene ergibt sich ein maximales Jahrespotenzial von 4.2 GWh wovon 1.4 GWh im Winterhalbjahr anfallen würden. Dies entspricht einem Winterstromanteil von 32 %.

Werden analog zu PV-Anlagen an Fassaden nur Elemente mit einer Gesamtfläche < 50 m<sup>2</sup> sowie einem spezifischen Jahresertrag < 480 kWh/kWp/a betrachtet, reduziert sich das Jahrespotenzial um etwa einen Drittel auf 3.4 GWh und das Winterpotenzial beläuft sich auf 1.2 GWh (35 % Winterstromanteil). Es handelt sich noch um 90 Lärmschutzwände mit Eignung für PV. Nur zwei dieser Lärmschutzwände haben Dritt-eigentümer, der Rest befindet sich im Eigentum des TBA. Da sich die Lärmschutzwände in besiedelten Gebieten befinden, sind keine der untersuchten Nutzungskonflikte (vgl. Kapitel 6.1.3) vorhanden.

Abbildung 44 zeigt das Beispiel einer Lärmschutzwand in Niederweningen, welche gegen Süd-Südwesten ausgerichtet ist und eine PV-Anlage mit maximal 32 kWp erlauben würde (20 % Modulwirkungsgrad). Aufgrund der Ausrichtung gegen Süd-Südwesten und der vertikalen Bauweise beträgt der spezifische Jahresertrag 737 kWh/kWp und der spezifische Winterstromertrag 310 kWh/kWp (42 % Winterstromanteil). Das Beispiel zeigt mit dem leichten Bewuchs ausserdem eine mögliche Herausforderung in der Planung um Umsetzung (vgl. Kapitel 6.3).

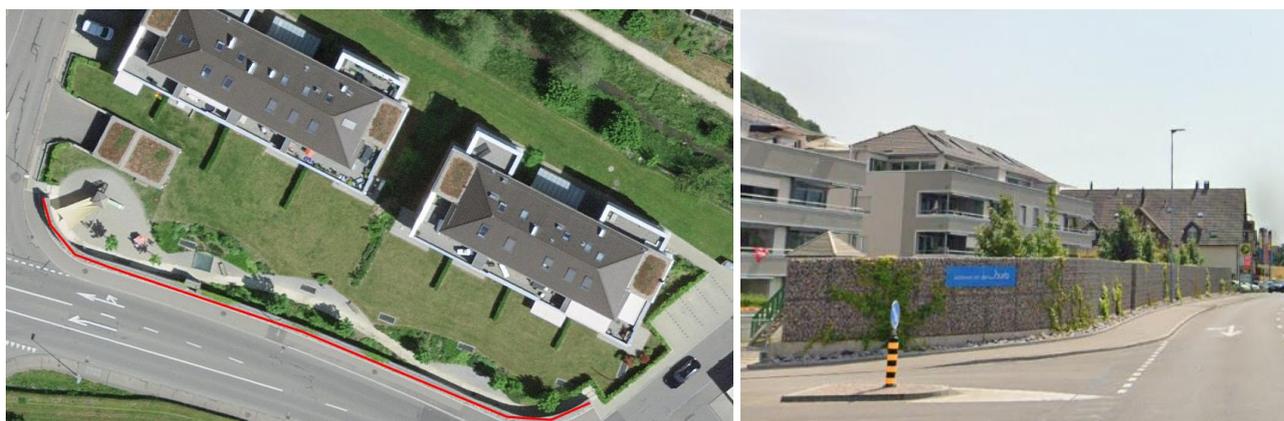


Abbildung 44: Lärmschutzwand «Wehntalerstr./alte Poststr.» in Niederweningen links als rote Linie (geo.admin). Das Objekt ist nach Süd-Südwesten ausgerichtet. Rechts ist die Ansicht von der Strasse aus gezeigt (Google Streetview). Die Galbonie ist 81 m lang, was eine PV-Fläche von ca. 160 m<sup>2</sup> bzw. eine Nennleistung von 32 kWp ermöglicht.

Bei den Lärmschutzwänden ist keines der Objekte von einem der untersuchten Nutzungskonflikte gemäss Kapitel 6.1.3 betroffen. Dies ist damit zu begründen, dass sich diese in dicht besiedeltem Gebiet befinden, wo typischerweise keine nationalen oder überkommunalen Schutzinteressen vorliegen.

## Stützmauern

Die untersuchten Daten umfassen 240 Stützmauern im Kanton Zürich mit einer gesamten Fläche von 46'000 m<sup>2</sup>, was bei einem Modulwirkungsgrad von 20 % einer maximal installierbaren Nennleistung von 9.2 MWp entspräche. Unter Berücksichtigung der Einstrahlung auf die geneigte Ebene ergibt sich daraus ein maximales Jahrespotenzial von 6.2 GWh wovon 1.9 GWh im Winterhalbjahr anfallen würden. Dies entspricht einem Winterstromanteil von 30 %.

Werden analog zu den anderen Elementen von Strasseninfrastrukturen und Fassaden auch die Stützmauern mit einer Gesamtfläche < 50 m<sup>2</sup> sowie einem spezifischen Jahresertrag < 480 kWh/kWp/a ausgeschlossen, reduziert sich das Jahrespotenzial um ca. 15 % auf 5.3 GWh und das Winterpotenzial beläuft sich auf 1.7 GWh/a. Es verteilt sich auf 115 Stützmauern mit einer Gesamtfläche von 35'000 m<sup>2</sup>, respektive einer installierbaren Nennleistung von 7.0 MWp. Der Winterstromanteil steigt durch den Ausschluss leicht an und beträgt 32 %. Die Reduktion des Potenzials kommt hauptsächlich aufgrund von geringen spezifischen Erträgen zustande.

Ein Beispiel ist die Stützmauer Waldhalden an der Haslaubstrasse südlich von Schönenberg (Abbildung 45). Sie befindet sich talseits der Strasse und erstreckt sich über eine Länge von 297 m und eine Höhe von 3 m, woraus eine maximale Modulfläche von 892 m<sup>2</sup> resultiert. Bei einem Modulwirkungsgrad von 20 % beträgt die maximal installierbare Nennleistung somit 178 kWp. Aufgrund der Ausrichtung gegen Südosten beträgt der spezifische Jahresertrag 923 kWh/kWp und der spezifische Winterstromertrag 357 kWh/kWp (39 % Winterstromanteil).



Abbildung 45: Stützmauer Waldhalden an der Haslaubstrasse südlich von Schönenberg links (geo.admin) als rote Linie. Das Objekt befindet sich auf der von der Strasse abgewendeten Seite (rechts) mit Süd-Südöstlicher Ausrichtung (Google Streetview). Es ist 297 m lang und 3 m hoch. Die maximale Modulfläche beträgt 892 m<sup>2</sup>, die Nennleistung bis zu 178 kWp.

Die Stützmauer Waldhalden (Abbildung 45) befindet sich im BLN-Gebiet «Glaziallandschaft Lorze – Sihl mit Höhrnenkette und Schwantenu». Ansonsten sind keine der gemäss Kapitel 6.1.3 berücksichtigten Nutzungskonflikte zu nennen.

Werden lediglich die Objekte ohne Nutzungskonflikte (nationale und überkommunale Schutzinteressen) betrachtet, reduziert sich das Potenzial für PV-Strom bei Stützmauern um rund einen Drittel auf 4.2 GWh/a. Der Winterertrag beträgt 1.4 GWh/a was einen Winterstromanteil von 33 % bedeutet. Das Potenzial verteilt sich auf 91 Stützmauern ohne untersuchte Nutzungskonflikte im Kantonsgebiet.

## Brücken

Die untersuchten Daten umfassen 882 Brücken im Kanton Zürich mit einer gesamten Länge von 26'000 m<sup>2</sup>. Da entlang beider Brückenseiten jeweils Module im Querformat installiert werden könnten, entspräche dies einer maximalen Modulfläche von 52'000 m<sup>2</sup>, was bei einem Modulwirkungsgrad von 20 % einer maximal installierbaren Nennleistung von 10.4 MWp entspräche. Unter Berücksichtigung der Einstrahlung auf die geneigte Ebene ergibt sich ein maximales Jahrespotenzial von 5.7 GWh wovon 1.8 GWh im Winterhalbjahr anfallen würden. Dies entspricht einem Winterstromanteil von 32 %.

Werden analog zu den anderen Elementen von Strasseninfrastrukturen und Fassaden die Brücken mit einer Gesamtfläche < 50 m<sup>2</sup> pro Seite sowie einem spezifischen Jahresertrag < 480 kWh/kWp/a ebenfalls ausgeschlossen, reduziert sich das Jahrespotenzial um mehr als die Hälfte auf 2.3 GWh und das Winterpotenzial halbiert sich auf 0.8 GWh. Es verteilt sich auf 132 Anlagen mit einer Gesamtfläche von 17'000 m<sup>2</sup>, respektive einer installierbaren Nennleistung von 3.4 MWp. Der Winterstromanteil steigt durch den Ausschluss leicht an und beträgt 35 %. Die Reduktion des Potenzials kommt vor allem aufgrund der Häufigkeit von Flächen < 50 m<sup>2</sup> zustande.

Die Brücke mit dem grössten ermittelten Jahrespotenzial ist die Lättenbrücke. Sie befindet sich an der A50, liegt nordwestlich von Glattfelden und führt über die Glatt (Abbildung 46). Sie erstreckt sich über eine Länge von 651 m. Ausgehend von einer im Querformat montierten vertikalen Modulreihe entlang der Südseite der Brücke ergibt sich eine maximale Modulfläche von 651 m<sup>2</sup>. Bei einem Modulwirkungsgrad von 20 % beträgt die maximal installierbare Nennleistung somit 130 kWp. Aufgrund der Südausrichtung und der vertikalen Montage der Module beträgt der spezifische Jahresertrag 736 kWh/kWp und der spezifische Winterstromertrag 310 kWh/kWp (42 % Winterstromanteil).



Abbildung 46: Lättenbrücke an der A50 bei Glattfelden. Satellitenbild mit rot eingezeichneter Brücke oben links (geo.admin), Ansicht von der Strasse gegen Südwesten oben rechts (Google Streetview) sowie Fernansicht aus Süden unten (Google Streetview). Die Brücke liesse eine Modulfläche von ca. 650 m<sup>2</sup> respektive eine PV-Anlage mit 130 kWp auf der Südseite der Brücke zu.

Die Lättenbrücke (Abbildung 46) grenzt an das kantonale Naturschutzgebiet Glattfelden an, welches zwischen dem Fliessgewässer Glatt und der A50 verläuft. Ansonsten sind keine der gemäss Kapitel 6.1.3 berücksichtigten Nutzungskonflikte zu nennen.

Werden lediglich die Flächen ohne irgendwelche Nutzungskonflikte betrachtet, reduziert sich das Potenzial für PV-Strom mit 117 verbleibenden Objekten auf 2.0 GWh/a. Der Winterertrag beträgt 0.7 GWh/a was einen Winterstromanteil von 35 % bedeutet.

## 6.2.2 Grünflächen

Insgesamt wurden 7559 Grünflächen identifiziert, welche sich im Besitz des TBA befinden. Flächen vom ASTRA wurden aufgrund der Zuständigkeit ausserhalb des Kantons ausgeschlossen. Diese konzentrieren sich auf die Oberlandautobahn und machen knapp 20 % der Gesamtfläche von Grünflächen aus. Nach dem Ausschluss von Flächen in einem 30 m Puffer um Wald und Flächen, die sich neben einem stehenden Gewässer oder einem Fliessgewässer befinden, verbleiben 4981 Flächen. Grünflächen des TBA in Waldnähe wurden aufgrund von baurechtlichen Hürden sowie starker Verschattung durch den Wald ausgeschlossen. Die verbleibenden Flächen weisen unter Berücksichtigung eines Verschattungsanteils von 58 % sowie eines Flächennutzungsgrads von 50 % ein maximales Ertragspotenzial von 25.2 GWh/a und 6.1 GWh pro Winterhalbjahr auf. Werden analog zu den anderen betrachteten Anlagentypen zusätzlich Grünflächen mit einer Fläche < 50 m<sup>2</sup> ausgeschlossen, verbleiben 2191 Flächen mit einer Gesamtfläche von 596'000 m<sup>2</sup>. Das Jahrespotenzial reduziert sich leicht auf 23.3 GWh und das Winterpotenzial auf 5.6 GWh (24 % Winterstromanteil). Die geografische Verteilung der Flächen über das Kantonsgebiet kann der Abbildung 47 entnommen werden.

Werden zusätzlich Flächen mit potenziellen Nutzungskonflikten gemäss Kapitel 6.1.3 ausgeschlossen, verringert sich die Anzahl der zur Verfügung stehenden Flächen nochmals leicht auf 1997 und die Gesamtfläche sinkt auf 507'00 m<sup>2</sup>. Das Jahrespotenzial dieser Flächen beträgt 19.8 GWh, das Winterpotenzial 4.8 GWh (24 % Winterstromanteil). Dass es durch die Nutzungskonflikte lediglich zu einer geringfügigen Reduktion des Potenzials kommt, hängt einerseits mit der Lage der Schutzgebiete zusammen (vorwiegend in Regionen mit weniger Infrastruktur) und andererseits damit, dass sich verschiedene Ausschlusskriterien überschneiden. So sind zum Beispiel Grünflächen mit naturnahem Unterhalt oder Flächen in Wald- und Gewässernähe häufig mit anderen Schutzinteressen und somit den potenziellen Nutzungskonflikten korreliert

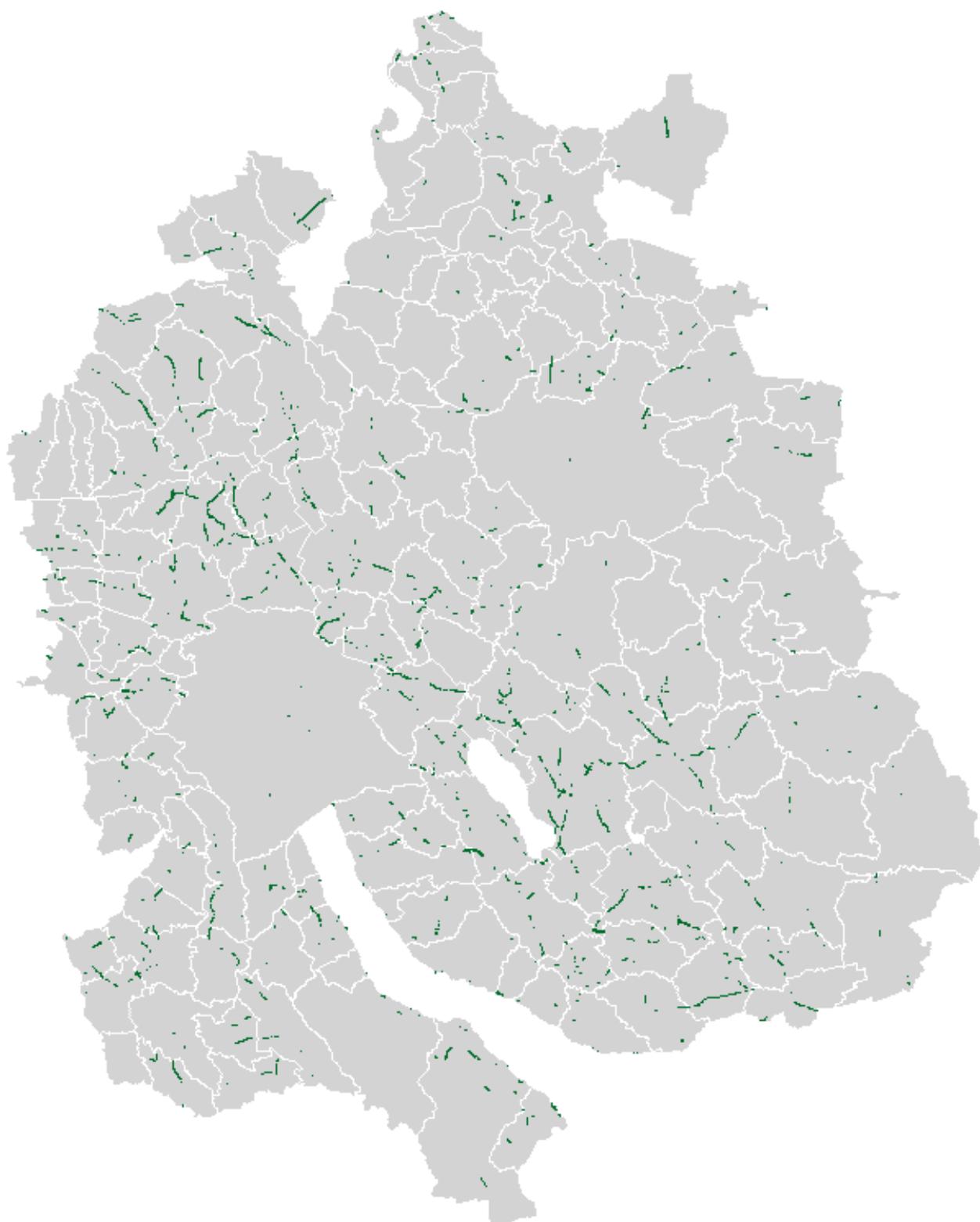


Abbildung 47: Geografische Verteilung der Grünflächen entlang von Strassen im Kanton Zürich. Flächen vom ASTRA und  $< 50 \text{ m}^2$  wurden ausgeschlossen, sowie Flächen in einem Puffer von 30 m um Wald und 15 m zu Gewässern.

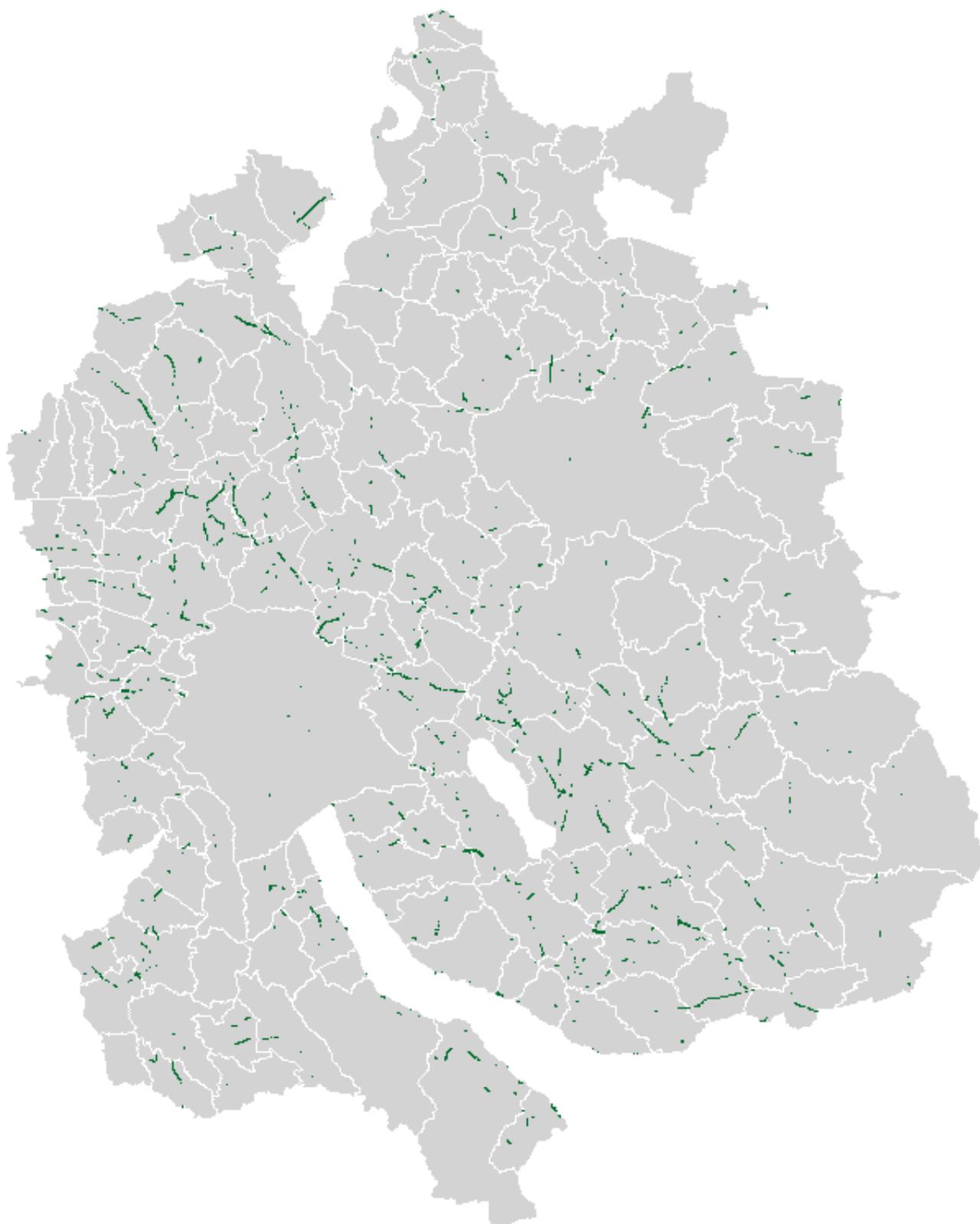


Abbildung 48: Geografische Verteilung der Grünflächen entlang von Strassen im Kanton Zürich mit Ausschluss von Flächen, für welche ein potenzieller Nutzungskonflikt besteht. Flächen vom ASTRA, im 30 m Puffer um Wald und 15 m zu Gewässern sowie Flächen  $< 50 \text{ m}^2$  wurden ausgeschlossen.

## 6.3 Überlegungen zur Umsetzung der Potenziale

Die im Kapitel 6.2 gezeigten Potenziale sind als technische Obergrenze zu verstehen und lassen noch keine abschliessende Aussage bezüglich der Realisierbarkeit des Potenzials zu. Diese muss objektspezifisch geprüft werden. Im Austausch mit dem TBA des Kantons Zürich wurden diverse Aspekte identifiziert, welche die Realisierung des Potenzials erschweren können. Nachfolgend werden die wichtigsten Aspekte genannt und diskutiert.

### **Lärmschutzwände:**

Diverse Lärmschutzwände weisen eine speziell strukturierte Oberfläche auf, um Lärmreflexionen auf die gegenüberliegende Strassenseite zu vermeiden. Werden PV-Module auf solchen Flächen montiert, wird deren Funktion beeinträchtigt. Ein weiteres Hindernis stellen Lärmschutzwände aus Glas dar. Diese werden in der Regel dort verbaut, wo die Sicht nicht wesentlich eingeschränkt werden soll. Durch die Montage von PV-Modulen findet eine Veränderung der Sicht statt.

### **Stützmauern:**

Die Sichtung von einzelnen Elementen hat gezeigt, dass Stützmauern vielerorts sehr stark bewachsen sind. In Verbindung mit einer PV-Anlage stellt dies hohe Anforderungen an den Unterhalt. Desweiteren ist anzumerken, dass die leicht minimierte Breite der Strasse (oder des Trottoirs) durch den Aufbau einer PV-Anlage zu Problemen führen könnte, zumal die Breite von Strassen- und Trottoirs gegenüber dem Stand heute aus baurechtlicher Sicht eher erhöht werden müsste.

### **Grünflächen:**

Die überwiegende Mehrheit der Grünflächen befindet sich ausserhalb der Bauzonen, wo PV-Anlagen nur unter wenigen Ausnahmen bewilligungsfähig sind (z.B. bestimmte Agri-PV-Anlagen oder PV-Anlagen von nationalem Interesse mit hoher Winterstromproduktion). Weiter kann die Montage von PV-Modulen auf Grünflächen in Konkurrenz zur Förderung der Biodiversität stehen, aber bei geeigneter Auslegung auch zu einer Erhöhung der Biodiversität beitragen (Schlegel, 2021). Obwohl Flächen mit naturnahem Unterhalt ausgeschlossen wurden, können auch andernorts geschützte oder schützenswerte Arten vorkommen und ein Hindernis für die Realisierung einer PV-Anlage darstellen. Dieser Aspekt ist jedoch sehr stark vom Standort, der lokalen Vegetation und dem Design der Anlage abhängig. Beispielsweise durch grössere Abstände zwischen den Modulreihen und Abstände zum Boden können unterschiedliche Bedingungen (Nischen mit hohen und niedrigen Einstrahlungen auf der Bodenfläche) erreicht werden, welche wiederum Lebensraum für verschiedene Arten bilden. Desweiteren kommen PV-Anlagen auf Grünflächen in kommunalen Naturschutzgebieten kaum in Frage. Kommunale Naturschutzgebiete wurden aufgrund einer fehlenden einheitlichen Datengrundlage nicht berücksichtigt. Ausserdem ist das Abtropfen von Wasser und die Retention von Niederschlag zu beachten. Zuletzt können Einschränkungen der Sicht (z.B. bei vertikalen Modulen auf Verkehrsteilern) die Verkehrssicherheit negativ beeinflussen. Aus diesem Grund sind Sichteinschränkungen in der Nähe von Verzweigungen und Kreuzungen zu vermeiden.

### **Generelle Herausforderungen:**

Unabhängig von der Art der PV-Anlagen im Bereich der Strassen bestehen generell sehr hohe Anforderungen an das Design und den Betrieb:

- Blendwirkungen / Reflexionen von Einstrahlung auf Fahrzeuglenkende müssen vermieden werden. Neben der Wahl von reflexionsarmen Modulen spielen auch die Ausrichtung, Neigung und Montagehöhe eine zentrale Rolle.
- Das oftmals lineare Design von Anlagen (mit typischerweise einem oder nur wenigen Modulen in der Breite aber grosser Modulanzahl in der Länge) führt zu grossem Aufwand bei Verkabelung sowie der Unterkonstruktion und kann die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflussen.
- Da Strassen auch durch periphere Gebiete verlaufen, kann der Netzanschluss von PV-Anlagen ein finanzielles Problem darstellen.
- Die Zugänglichkeit zu Installations- und Unterhaltsarbeiten kann erschwert sein oder den Verkehr während der Arbeiten einschränken.

Aufgrund der oben genannten Herausforderungen ist davon auszugehen, dass lediglich ein Bruchteil des technischen Potenzials aus sicherheitstechnischen, ökologischen und wirtschaftlichen Aspekten wirklich umsetzbar ist.

## 7 Monatliche Ertragsverläufe

Neben den bereits in den einzelnen Kapiteln gezeigten Erträgen im Winterhalbjahr (Oktober bis März) wird nachfolgend die monatliche Ertragsverteilung sowohl in kWh/kWp als auch als Gesamtpotenzial in GWh pro Infrastrukturtyp gezeigt.

### 7.1 Methode monatliche Ertragsverläufe

Zur Erarbeitung von monatlichen Ertragsprognosen wird wo möglich mit denselben Datengrundlagen gearbeitet wie bei der Potenzialberechnung von Jahres- und Winterstromerträgen für die einzelnen Infrastrukturtypen. Die Datenquellen für die Auswertungen sind in Tabelle 15 genannt und kurz beschrieben.

Tabelle 14: Datengrundlage zur Berechnung des monatlichen Ertragsverlaufs von PV-Anlagen auf Infrastrukturen im Kanton Zürich.

Infrastrukturtyp	Datengrundlage
Dächer	Sonnendach.ch – Monatswerte (BFE, 2022a):  Der Datensatz mit Jahreserträgen von Sonnendach.ch wurde mit den Monatswerten zusammengeführt. Die Zuweisung der Monatserträge zu den Jahreserträgen erfolgte über die gemeinsame Variable «DF_UID». In die Auswertung fließen alle Dachflächen im Kanton Zürich ein, welche gemäss Kapitel 2 als für PV geeignet gelten.
Fassaden	Sonnenfassade.ch – Monatswerte (BFE, 2022b):  Der Datensatz mit Jahreserträgen von Sonnenfassade.ch wurde mit den Monatswerten zusammengeführt. Die Zuweisung der Monatserträge zu den Jahreserträgen erfolgte über die gemeinsame Variable «FF_UID». In die Auswertung fließen alle Fassadenflächen im Kanton Zürich ein, welche gemäss Kapitel 2 als für PV geeignet gelten.
Agri-Photovoltaik	Ertragsprognosen aus der Machbarkeitsstudie zu Agri-PV in der Schweizer Landwirtschaft (Jäger et al., 2022):  Verwendung monatlicher Energieerträge der Referenzanlage in Kloten ZH für Dauerkulturen. Die Beschränkung auf Dauerkulturen erfolgt, weil aufgrund der höheren Chancen auf Realisierung in diesem Bereich ein spezieller Fokus gesetzt wurde. Das Ertragsprofil der Referenzanlage für Dauerkulturen am Standort Kloten ZH wurde mit der jährlichen horizontalen Einstrahlung der jeweiligen Standorte skaliert.
Parkplatzareale	Meteonorm Einstrahlungsdaten in die Horizontale (Meteotest, 2022) auf Monatsbasis:  Analog zu den Jahres- und Saisonerträgen wurde aufgrund der geringen Neigung von Parkplatzanlagen von der horizontalen Einstrahlung pro Monat als Grundlage für die Ertragsberechnung ausgegangen. In die Auswertung fließen alle Parkplätze im Kanton Zürich ein, welche im Kapitel 4 zur Berechnung des Jahres- und Winterstrompotenzials herangezogen wurden.
Abwasserreinigungsanlagen	Da keine monatlichen Ertragsdaten für diesen Infrastrukturtyp vorliegen wird die saisonale Ertragsverteilung von Parkplatzanlagen übernommen. Die Anlagen sind bezüglich Bauweise (Überdachungen mit geringem Neigungswinkel) sehr ähnlich. Das Produktionsprofil von Parkplatzanlagen wurde lediglich auf den spezifischen Ertrag von ARA und das Gesamtpotenzial von ARA skaliert.
Strasseninfrastrukturen	Auf monatliche Ertragsprognosen wird verzichtet, da sich die Anlagen je nach Typ (vertikal angebaut an Kunstbauten oder auf Grünflächen) sehr stark unterscheiden. Das Produktionsprofil kann dem einer Fassade gleichen (z.B. bei Brücken oder Lärmschutzwänden) oder aber auch dem einer Agri-PV-Anlage oder dem eines Parkplatzes (Grünflächen entlang Strassen).

## 7.2 Resultate monatliche Ertragsverläufe

Die monatliche Aufteilung des PV-Potenzials pro Infrastrukturtyp kann der Abbildung 49 entnommen werden. Das höchste Potenzial besteht in allen Monaten bei den Dachflächen, was auf deren hohe Anzahl und Gesamtfläche zurückzuführen ist. Dachflächen, die Agri-PV sowie auch Parkplätze und ARA zeigen einen Saisonverlauf mit ausgeprägten Produktionsspitzen in den Sommermonaten. Fassaden zeigen einen gleichmässigeren Verlauf im monatlichen Potenzial. Diese weniger stark ausgeprägte Saisonalität ist jedoch hauptsächlich mit den fehlenden Spitzenwerten im Sommer und weniger mit hohen Stromerträgen im Winterhalbjahr zu begründen.

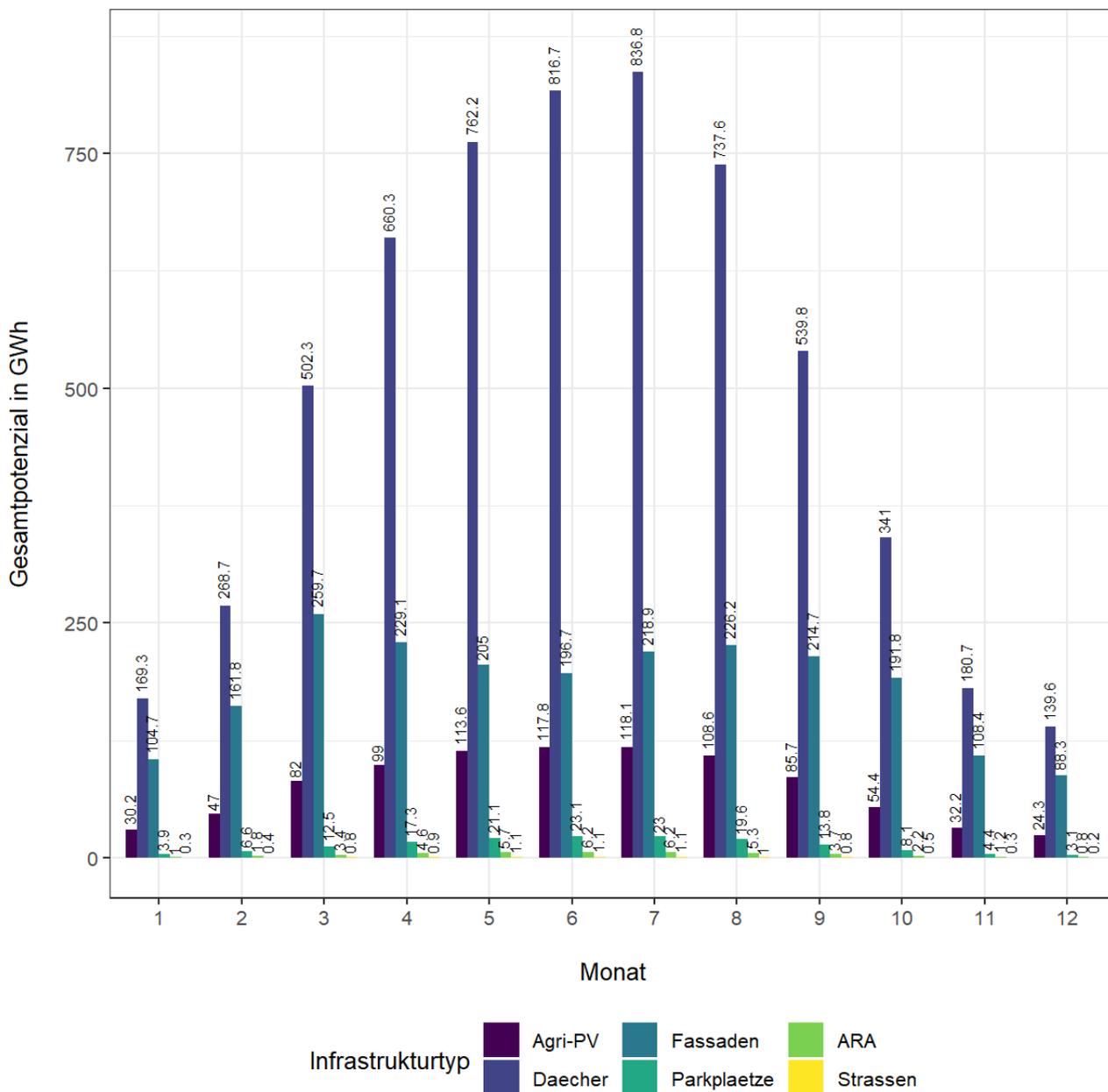


Abbildung 49: Gesamtpotenzial pro Monat nach Infrastrukturtyp. Das Potenzial von Dachflächen ist in jedem Monat am höchsten, weil dort am meisten Flächen zur Verfügung stehen. Fassaden zeigen einen gleichmässigeren Jahresgang in der Stromproduktion und tragen ebenfalls wesentlich zum Potenzial bei.

Die spezifischen Erträge in kWh/kWp pro Anlagentyp können der Abbildung 50 entnommen werden. Diese zeigt von den betrachteten Anlagentypen für Agri-PV-Anlagen die höchsten spezifischen Erträge während

allen Monaten. Diese entstehen durch einen moderaten Winterstromanteil von 30 % in Zusammenhang mit einem hohen absoluten Jahresertrag. Der Winterertrag kann bei der Agri-PV durch die Ausrichtung (Süd-Südwest oder Süd-Südost empfohlen) gesteigert werden. Zusätzlich nimmt der Jahres- und Winterstromertrag durch den Einsatz von bifazialen Modulen leicht zu. Im Vergleich dazu werden die Ausrichtung und Neigung von PV-Anlagen auf Infrastrukturen meist vom vorhandenen Bauwerk vorgegeben, wodurch auch Flächen mit weniger günstiger Exposition in das Potenzial einfließen. So sind bei den Potenzialen von Dachflächen beispielsweise auch leicht gegen Norden geneigte Dächer miteinbezogen oder Ost- und Westfassaden sind in die Potenziale von Fassaden einberechnet.

Über alle Anlagentypen hinweg besteht das geringste PV-Potenzial in den Monaten November, Dezember, Januar und Februar. In diesen Monaten zeigen Fassaden aufgrund des tiefen Sonnenstands gegenüber Dachflächen einen minimalen Ertragsvorteil. Da die Schneebedeckung von Modulen mit geringer Neigung nicht berücksichtigt ist, stellt sich bei Fassaden in der Realität in diesen Monaten ein geringfügig höherer Ertragsvorteil ein. Die kleinen Ertragsunterschiede in den Wintermonaten (Abbildung 50) verdeutlichen aber, dass eine Steigerung der Stromproduktion im Winterhalbjahr nicht primär mit dem Fokus auf einen bestimmten Anlagentyp erfolgen sollte, sondern mit einer flächendeckenden Nutzung der PV-Potenziale.

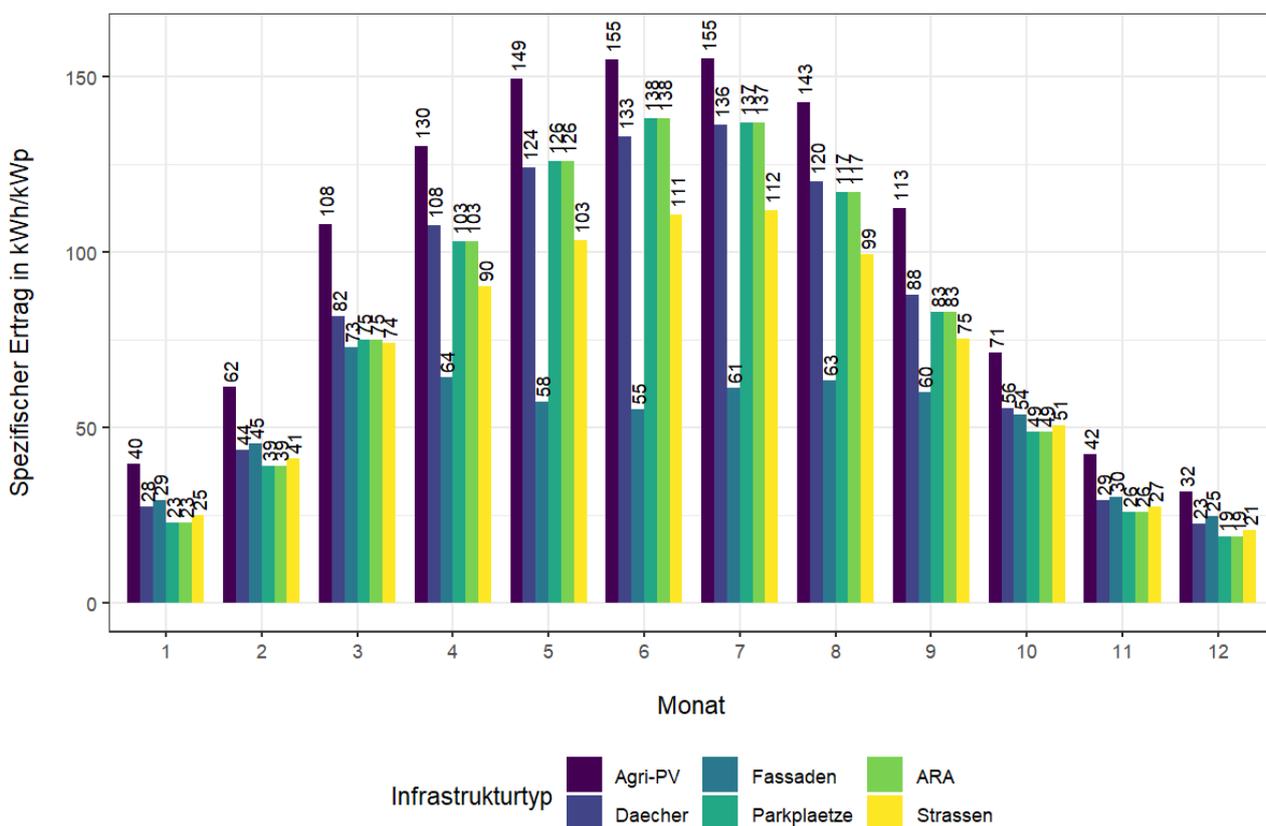


Abbildung 50: Spezifischer Ertrag in kWh/kWp pro Monat nach Infrastrukturtyp. Der spezifische Ertrag der Agri-PV ist in jedem Monat am höchsten. Fassaden zeigen zwischen November und Februar minimal höhere Erträge als Anlagen auf Dachflächen, weisen jedoch über den Rest des Jahres ein wesentlich geringeres Potenzial auf.

## 8 Literatur

- Anderegg, D., Putzi, B., Strebel, S., & Rohrer, J. (2021). *(Winter) Photovoltaik-Potenzial im Kanton Glarus*.  
<https://doi.org/10.21256/zhaw-22412>
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2022). *Photovoltaik Potenzial auf Dachflächen in der Schweiz  
Synthese aus Sonnendach.ch und einer repräsentativen Stichprobe an Dachbelegungen*.  
<https://doi.org/10.21256/zhaw-2425>
- BFE. (2022a, Juli 27). *Eignung von Hausdächern für die Nutzung von Sonnenenergie—Geopackage  
Dächer—Opendata.swiss*. <https://opendata.swiss/de/dataset/eignung-von-hausdachern-fur-die-nutzung-von-sonnenenergie/resource/2446ce7b-8709-42a1-b293-49b48129a5b4>
- BFE. (2022b, Juli 27). *Eignung von Hausfassaden für die Nutzung von Sonnenenergie—Opendata.swiss*.  
<https://opendata.swiss/de/dataset/eignung-von-hausfassaden-fur-die-nutzung-von-sonnenenergie>
- BFE. (2022c, September 21). *Elektrizitätsproduktionsanlagen*.  
<https://opendata.swiss/de/dataset/elektrizitatsproduktionsanlagen>
- BFS. (2017, Juli 1). *Eidg. Gebäude- und Wohnungsregister GWR - opendata.swiss*.  
<https://opendata.swiss/de/dataset/eidg-gebäude-und-wohnungsregister-gwr>
- Bloch, L., Sauter, Y., & Jacqmin, F. (2022). *Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2021  
[Abschlussbericht]*. Bundesamt für Energie (BFE).  
<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11159>
- Bucher, C., & Schwarz, R. (2021). *Studie Winterstrom Schweiz—Schlussbericht V3*.
- Bundesamt für Raumentwicklung ARE. (2022). *Agro-Photovoltaik im Raumplanungsrecht (Stand 1. Juli 2022  
und Ausblick)*. [https://www.swissfruit.ch/wp-content/uploads/2022/10/sov\\_Agri-PV-im-Raumplanungsrecht\\_Christoph-de-Quervain.pdf](https://www.swissfruit.ch/wp-content/uploads/2022/10/sov_Agri-PV-im-Raumplanungsrecht_Christoph-de-Quervain.pdf)
- dhp technology AG. (2022). *Telefonat mit dhp technology AG* [Persönliche Kommunikation].
- Elektrizitätswerde des Kantons Zürich (EKZ). (2022). *Elektrizitätstarife für Geschäftskunden*.  
<https://www.ekz.ch/dam/ekz/geschaeftskunden/Stromprodukte-und-ZEV/Tarifdokumente/ekz-tarife-geschaeftskunden-2023.pdf>
- Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ). (2022). *Rückliefertarife*.  
<https://www.ekz.ch/de/privatkunden/solaranlage/gut-zu-wissen/rueckliefertarife.html>
- EnergieSchweiz. (2017). *Betriebskosten von Photovoltaikanlagen—Solarstromanlagen effizient betreiben*.  
Bundesamt für Energie (BFE).
- ESRI. (2022, Dezember 1). *ArcGIS REST Services Directory; World Imagery (MapServer)*.  
[https://services.arcgisonline.com/ArcGIS/rest/services/World\\_Imagery/MapServer](https://services.arcgisonline.com/ArcGIS/rest/services/World_Imagery/MapServer)
- GIS-ZH. (2022). *Geodatenatz; Amtliche Vermessung; Liegenschaften DM01AVZH24* [Map].  
<https://geolion.zh.ch/geodatenatz/3137>
- GroenLeven. (o. J.). *De zonneparken boven fruit van GroenLeven*. Abgerufen 29. Januar 2022, von  
[https://www.buildingholland.nl/wp-content/uploads/sites/109/2021/03/Brochure-GroenLeven-Agri-PV-2021\\_digitaal.pdf](https://www.buildingholland.nl/wp-content/uploads/sites/109/2021/03/Brochure-GroenLeven-Agri-PV-2021_digitaal.pdf)

- Heiniger, L.-P. (2022). *Photovoltaik: Neues aus der Politik* [Vortrag]. Solar-Update 2022, Olten.  
[https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Tagungen/Solar-Update\\_2022/SU22\\_1.2\\_20221117\\_Leo-Philipp\\_Heiniger.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Tagungen/Solar-Update_2022/SU22_1.2_20221117_Leo-Philipp_Heiniger.pdf)
- Hochreutener, M., Grüter, L., Nikiforos, C., & Konersmann, L. (2022). *Solarstrom auf Parkplatzüberdachungen* [Studienbericht]. Bundesamt für Energie (BFE).  
<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10905>
- Hofgemeinschaft Heggelbach. (o. J.). *Regenerative Energien – Hofgemeinschaft Heggelbach*. Abgerufen 16. November 2021, von <https://hofgemeinschaft-heggelbach.de/energie>
- Hostettler, T. (2020). *Markterhebung Sonnenenergie 2019*. Swissolar.  
[https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Markterhebung/Marktumfrage\\_2019.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2019.pdf)
- Hostettler, T., & Hekler, A. (2021). *Statistik Sonnenenergie*. Bundesamt für Energie, Bern.  
<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10539>
- Hostettler, T., & Hekler, A. (2022). *Statistik Sonnenenergie Referenzjahr 2021*.  
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.html>
- Huber, L. (2019). *Netzintegration—Das Potenzial der Leistungsbegrenzung*. 27. Photovoltaik-Tagung 2019.  
[https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Tagungen/PV-Tagung\\_2019/Poster/27\\_Photovoltaik-Tagung\\_2019\\_Netzintegration-Leistungsbegrenzung.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Tagungen/PV-Tagung_2019/Poster/27_Photovoltaik-Tagung_2019_Netzintegration-Leistungsbegrenzung.pdf)
- Jäger, M., Vaccaro, C., Boos, J., Junghardt, J., Strebel, S., Anderegg, D., Rohrer, J., & Schibli, B. (2022). *Machbarkeitsstudie Agri-Photovoltaik in der Schweizer Landwirtschaft*.  
<https://doi.org/10.21256/zhaw-25624>
- Kanton Zürich. (2021, April 14). *Schutzanordnungen Natur und Landschaft*. Kanton Zürich.  
<https://maps.zh.ch/?topic=FnsSchutzanordnungenZH>
- Kanton Zürich Baudirektion (Hrsg.). (2020). *Energieeffizienz auf Zürcher ARA*.  
[https://www.zh.ch/content/dam/zhweb/bilder-dokumente/themen/umwelt-tiere/wasser-gewaesser/gewaesserschutz/abwasserreinigungsanlagen-ara/themen-und-projekte/energie\\_auf\\_zuercher\\_ara\\_2020.pdf](https://www.zh.ch/content/dam/zhweb/bilder-dokumente/themen/umwelt-tiere/wasser-gewaesser/gewaesserschutz/abwasserreinigungsanlagen-ara/themen-und-projekte/energie_auf_zuercher_ara_2020.pdf)
- Megasol Energie AG. (2022). *E-Mail mit Megasol Energie AG* [Persönliche Kommunikation].
- Meteotest. (2022). *GHI (TMY) Rasterdatensatz, 100m Auflösung, Jahres- und Monatssumme*.
- Newa One AG. (2022). *Telefonat mit Newa One AG* [Telefonat].
- Next2Sun. (2020). *Eröffnung der ersten kommerziellen Agri-Photovoltaikanlage der Next2Sun in Donaueschingen mit prominenten Gästen und Live-Vorführung*. Pressemitteilung.
- Portmann, M., Galvagno-Erny, D., Lorenz, P., Schacher, D., & Markus Portmann, David Galvagno-Erny, Priska Lorenz, David Schacher, Rolf Heinrich. (2019). *Sonnendach.ch und Sonnenfassade.ch: Berechnung von Potenzialen in Gemeinden*. Bundesamt für Energie (BFE).
- Pronovo. (2023). *Cockpit PV-Auktionen 2023—Runde 1*. <https://pronovo.ch/de/services/berichte/#>
- Rohrer, J., & Dammeier, F. (2016). Hoher Stromertrag von Schweizer PV-Anlagen auch mit Leistungsbegrenzung. *Schriftenreihe Erneuerbare Energien, Bodenökologie und Ökotechnologie*, 8.

- 
- Scheuber, C. (2022). *Projektskizze Kläranlage Briglina* [Projektskizze].
- Schlegel, J. (2021). *Auswirkungen von Freiflächen-Photovoltaikanlagen auf Biodiversität und Umwelt: Literaturstudie*. <https://doi.org/10.21256/zhaw-23607>
- SwissCarport. (2022). *Telefonat mit der Firma Max Zumstein AG (SwissCarport.ch)* [Telefonat].
- Swissolar. (2021). *Swissolar PV-Kostenrechner*. Swissolar. <https://www.swissolar.ch/fuer-bauherren/planungshilfsmittel/kostenrechner-fuer-pv-anlagen/>
- swisstopo. (2022a). *SwissTLM3D* [Map]. <https://www.swisstopo.admin.ch/de/geodata/landscape/tlm3d.html>
- swisstopo. (2021, Mai 11). *Amtliches Verzeichnis der Gebäudeadressen—Opendata.swiss*. <https://opendata.swiss/de/dataset/amtliches-verzeichnis-der-gebäudeadressen>
- swisstopo. (2022b, Mai 1). *SwissBOUNDARIES3D*. <https://www.swisstopo.admin.ch/de/geodata/landscape/boundaries3d.html>
- swisstopo. (2023, Juni 1). *Baulinien Nationalstrassen*. geo.admin.ch. <https://map.geo.admin.ch>
- vese. (2023, März 23). *Photovoltaikanlagen in der Schweiz: Heutiger Ausbau und Potenzial*. <https://www.vese.ch/pvpower/>
- VSE. (2019). *Netzanschluss*.

---

## Anhang

### A) Zusammenfassung von Rückmeldung aus Befragungen der Baudirektion des Kantons Zürich

#### Rückmeldungen aus Einzelbefragungen zu Objekten mit grossem Potenzial (Dächer, Fassaden und oder Parkplätze)

Es wurden 8 Befragungen in folgenden 6 Betriebsarten durchgeführt (alles Energie-Grossverbraucher):

- 2 Detailhändler (Anlagen in Planung, bestehende Anlagen nur an anderen Standorten)
- Industriebetrieb (bestehende Anlage nur auf vermietetem Gebäude)
- 2 Produktionsbetriebe (bestehende Anlage)
- Gruppe Landwirtschaftliche Betriebe (keine Anlagen)
- Flughafen (bestehende Anlagen)
- Geschäftshaus (Anlage in Planung)

Die **Zuständigkeiten** sind grundsätzlich klar: Entscheide werden ab einem gewissen finanziellen Umfang von der Geschäftsleitung auf Basis von Kostenanalysen gefällt. Energie- bzw. Umweltbeauftragte können Anträge stellen. Die Bereitschaft oder auch die finanziellen Mittel sind heute häufig kein Problem mehr.

Das **Interesse** an PV ist generell vorhanden oder sogar hoch. Zur möglichen Produktion wurden teilweise bereits Studien erstellt und Ausbauziele (2030) festgelegt. Bei Neubauten und Sanierungen werden PV-Anlagen praktisch bei allen standardmässig geprüft. Es gibt auch konkrete interne Unterstützungen: Branchen mit eigenen Solarunternehmen (Bereich Landwirtschaft), Firmen mit eigenen Fördertöpfen (Flughafen). Im Fokus stehen noch hauptsächlich die Dächer. (Teurere) Anlagen auf Fassaden sind erst bei Neubauten, auf Parkplätzen nur vereinzelt in Kombination mit Ladestationen ein Thema.

Die gemachten **Erfahrungen** liegen im Rahmen der Erwartungen. Es gab bisher keine nennenswerten unliebsamen Vorfälle. Die bestehenden Anlagen schöpfen aber meistens weniger als 50% des Potenzials aus. Da der selbst benötigte Strom und sogar die Sockellast in der Regel die Produktionsmöglichkeiten deutlich übertreffen, spielen für die Rendite daher «ZEV» sowie «Einspeisetarife» kaum eine Rolle und namentlich geeignete Dachflächen sollen möglichst ausgenutzt werden.

**Hindernisse** bei der Realisierung von Anlagen (generell) wurden für folgende Ausnahmesituationen genannt:

- Planerisch: Areal im Umbruch, Produktions-Auslagerungen, unklare Gebäudeentwicklung
- Baulich: Ungeeignete Hülle (z.B. Glasdächer der grossen Hallen von Gemüsebauern)
- Optisch: Blendwirkung (v.a. Flughafen)

Für Fassaden sind zunehmende Beschattungsanforderungen (sommerlicher Wärmeschutz) ein Hemmnis, für Parkplätze Optionen für innere bauliche Verdichtung, für «Freiflächen» der Naturschutz. Der Denkmalschutz spielt bei den grössten Gebäuden und Arealen keine Rolle.

## B) Puffer um Bauzonen in Kanton Zürich

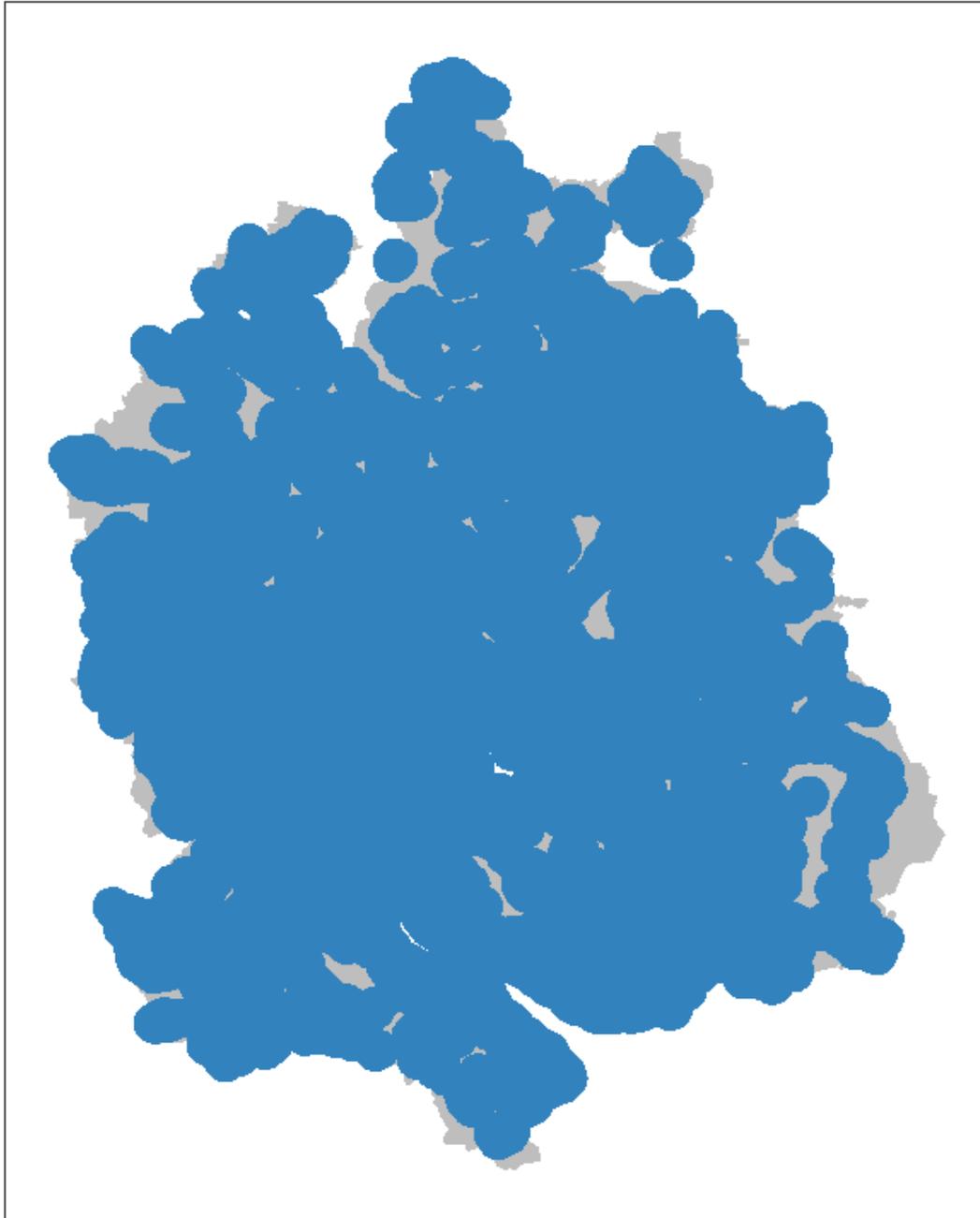


Abbildung 51: Pufferzone von 1000 m um Bauzonen im Kanton Zürich. LN die innerhalb dieser Pufferzone liegen wurden für das Potenzial der Agri-PV berücksichtigt.

## C) Agri PV – Bewirtschaftungsstatus und Eignungsbeurteilung

Tabelle 15: Zuweisung des Bewirtschaftungsstatus pro landwirtschaftlicher Kulturflächen gemäss Identifikator 153 für die Potenzialberechnung von Agri-PV. Die Spalte «berücksichtigt» zeigt, ob die Flächen als potenziell geeignet eingestuft werden. Ausgeschlossen wurden primär die Flächen mit Bewirtschaftungsstatus BFF und Sömmerungsgebiete. Desweiteren wurden Flächen mit Hochstamm-Bäumen sowie einige Spezialfälle ausgeschlossen.

Code	Bezeichnung	Bewirtschaftungsstatus	berücksichtigt APV
501	Sommergerste	Offene Ackerfläche	Ja
502	Wintergerste	Offene Ackerfläche	Ja
504	Hafer	Offene Ackerfläche	Ja
505	Triticale	Offene Ackerfläche	Ja
506	Mischel Futtergetreide	Offene Ackerfläche	Ja
507	Futterweizen gemäss Sortenliste swiss granum	Offene Ackerfläche	Ja
508	Körnermais	Offene Ackerfläche	Ja
510	Hartweizen	Offene Ackerfläche	Ja
511	Emmer, Einkorn	Offene Ackerfläche	Ja
512	Sommerweizen (ohne Futterweizen der...	Offene Ackerfläche	Ja
513	Winterweizen (ohne Futterweizen der...	Offene Ackerfläche	Ja
514	Roggen	Offene Ackerfläche	Ja
515	Mischel Brotgetreide	Offene Ackerfläche	Ja
516	Dinkel	Offene Ackerfläche	Ja
519	Saatmais (Vertragsanbau)	Offene Ackerfläche	Ja
520	Trockenreis	Offene Ackerfläche	Ja
521	Silo- und Grünmais	Offene Ackerfläche	Ja
522	Zuckerrüben	Offene Ackerfläche	Ja
523	Futterrüben	Offene Ackerfläche	Ja
524	Kartoffeln	Offene Ackerfläche	Ja
525	Pflanzkartoffeln (Vertragsanbau)	Offene Ackerfläche	Ja
526	Sommerraps zur Speiseölgewinnung	Offene Ackerfläche	Ja
527	Winterraps zur Speiseölgewinnung	Offene Ackerfläche	Ja
528	Soja	Offene Ackerfläche	Ja
529	Nassreis	Offene Ackerfläche	Nein
531	Sonnenblumen zur Speiseölgewinnung	Offene Ackerfläche	Ja
534	Lein	Offene Ackerfläche	Ja
536	Bohnen und Wicken zur Körnergewinnung	Offene Ackerfläche	Ja
537	Erbsen zur Körnergewinnung	Offene Ackerfläche	Ja
538	Lupinen	Offene Ackerfläche	Ja
539	Ölkürbisse	Offene Ackerfläche	Ja
540	Kichererbsen	Offene Ackerfläche	Ja
541	Tabak S	Offene Ackerfläche	Ja
543	Getreide siliert	Offene Ackerfläche	Ja
544	Leindotter	Offene Ackerfläche	Ja

545	Einjährige Freilandgemüse, ohne Konservenge...	Offene Ackerfläche	Ja
546	Freiland-Konservengemüse	Offene Ackerfläche	Ja
547	Wurzeln der Treibzichorie	Offene Ackerfläche	Ja
548	Buchweizen	Offene Ackerfläche	Ja
551	Einjährige Beeren (z.B. Erdbeeren)	Offene Ackerfläche	Ja
552	Einjährige nachwachsende Rohstoffe	Offene Ackerfläche	Ja
553	Einjährige Gewürz- und Medizinalpflanzen	Offene Ackerfläche	Ja
554	Einjährige gärtnerische Freilandkulturen	Offene Ackerfläche	Ja
556	Buntbrache	BFF	Nein
557	Rotationsbrache	BFF	Nein
559	Saum auf Ackerfläche	BFF	Nein
566	Mohn	Offene Ackerfläche	Ja
567	Saflor	Offene Ackerfläche	Ja
568	Linsen	Offene Ackerfläche	Ja
569	Mischungen von Bohnen...	Offene Ackerfläche	Ja
570	Mischungen von Linsen...	Offene Ackerfläche	Ja
572	Nützlingsstreifen auf offener Ackerfläche	BFF	Nein
573	Senf	Offene Ackerfläche	Ja
574	Quinoa	Offene Ackerfläche	Ja
575	Hanf zur Nutzung der Samen	Offene Ackerfläche	Ja
576	Hanf zur Fasernutzung	Offene Ackerfläche	Ja
577	Anderer Hanf	Offene Ackerfläche	Ja
578	Hirse zur Körnergewinnung	Offene Ackerfläche	Ja
579	Hirse zur Nutzung ganze Pflanze	Offene Ackerfläche	Ja
580	Sorghum zur Körnergewinnung	Offene Ackerfläche	Ja
581	Sorghum zur Nutzung ganze Pflanze	Offene Ackerfläche	Ja
590	Sommerraps als nachwachsender Rohstoff	Offene Ackerfläche	Ja
591	Winterraps als nachwachsender Rohstoff	Offene Ackerfläche	Ja
592	Sonnenblumen als nachwachsender Rohstoff	Offene Ackerfläche	Ja
594	Offene Ackerfläche, beitragsberechtigt, BFF	BFF	Nein
595	Übrige offene Ackerflächen	Offene Ackerfläche	Ja
597	Übrige offene Ackerfläche, beitragsberechtigt	Offene Ackerfläche	Ja
598	Übrige offene Ackerfläche, nicht beitragsber...	Offene Ackerfläche	Ja
601	Kunstwiesen (ohne Weiden)	Offene Ackerfläche	Ja
602	Übrige Kunstwiese, beitragsberechtigt	Offene Ackerfläche	Ja
611	Extensiv genutzte Wiesen (ohne Weiden) BFF	BFF	Nein
612	Wenig intensiv genutzte Wiesen (ohne Weiden)	BFF	Nein
613	Übrige Dauerwiesen (ohne Weiden)	Dauergrünland	Ja
616	Weiden (Heimweiden, übrige Weiden ohne Sömmer)	Dauergrünland	Ja
617	Extensiv genutzte Weiden BFF	BFF	Nein

618	Waldweiden (ohne bewaldete Fläche) BFF	BFF	Nein
621	Heuwiesen im Sömmerungsgebiet, Übrige Wiesen	Sömmerungsgebiet	Nein
622	Heuwiesen im Sömmerungsgebiet, Typ extensiv	BFF	Nein
623	Heuwiesen im Sömmerungsgebiet, Typ wenig int...	BFF	Nein
625	Waldweiden (ohne bewaldete Fläche)	Keine LN	Nein
631	Futterleguminosen für die Samenproduktion	Offene Ackerfläche	Ja
632	Futtergräser für die Samenproduktion	Offene Ackerfläche	Ja
635	Uferwiesen (ohne Weiden) BFF	BFF	Nein
693	Regionsspezifische Biodiversitätsförderfläche	BFF	Nein
694	Regionsspezifische Biodiversitätsförderfläche	BFF	Nein
697	Übrige Grünfläche (Dauergrünfläche), beitrags...	Dauergrünland	Ja
698	Übrige Grünfläche (Dauergrünflächen), nicht b...	Dauergrünland	Ja
701	Reben	Dauerkultur	Ja
702	Obstanlagen (Äpfel)	Dauerkultur	Ja
703	Obstanlagen (Birnen)	Dauerkultur	Ja
704	Obstanlagen (Steinobst)	Dauerkultur	Ja
705	Mehrjährige Beeren	Dauerkultur	Ja
706	Mehrjährige Gewürz- und Medizinalpflanzen	Dauerkultur	Ja
707	Mehrjährige nachwachsende Rohstoffe (China...	Dauerkultur	Ja
708	Hopfen	Dauerkultur	Ja
709	Rhabarber	Dauerkultur	Ja
710	Spargel	Dauerkultur	Ja
711	Pilze (Freiland)	Dauerkultur	Ja
712	Christbäume	Dauerkultur	Nein
713	Baumschule von Forstpflanzen ausserhalb ...	Dauerkultur	Nein
714	Ziersträucher, Ziergehölze und Zierstauden	Dauerkultur	Nein
717	Rebflächen mit natürlicher Artenvielfalt BFF	BFF	Nein
718	Trüffelanlagen	Dauerkultur	Nein
719	Maulbeerbaumanlagen (Fütterung Seidenraupen)	Dauerkultur	Nein
720	Gepflegte Selven (Kastanienbäume)	Dauerkultur	Nein
721	Mehrjährige gärtnerische Freilandkulturen	Dauerkultur	Ja
722	Baumschulen von Reben	Dauerkultur	Ja
723	Baumschulen von Obst und Beeren	Dauerkultur	Ja
724	Übrige Baumschulen (Rosen, Zierstauden, usw.)	Dauerkultur	Ja
725	Permakultur	Dauerkultur	Ja
730	Obstanlagen aggregiert	Dauerkultur	Ja
731	Andere Obstanlagen (Kiwi, Holunder usw.)	Dauerkultur	Ja
735	Reben (regionsspezifische Biodiversitätsförde...	BFF	Nein
750	Übrige Dauerkulturen, beitragsberechtigt, agg...	Dauerkultur	Ja
797	Übrige Flächen mit Dauerkulturen, beitragsber...	Dauerkultur	Ja

798	Übrige Flächen mit Dauerkulturen, nicht beitr...	Dauerkultur	Ja
801	Gemüsekulturen in Gewächshäusern mit festem ...	Geschützter Anbau	Ja
802	Übrige Spezialkulturen in Gewächshäusern mit ...	Geschützter Anbau	Ja
803	Gärtnerische Kulturen in Gewächshäusern mit f...	Geschützter Anbau	Ja
804	Beerenkulturen in Gewächshäusern mit festem F...	Geschützter Anbau	Ja
807	Übrige Spezialkulturen in geschütztem Anbau o...	Geschützter Anbau	Ja
808	Gärtnerische Kulturen in geschütztem Anbau oh...	Geschützter Anbau	Ja
810	Pilze in geschütztem Anbau mit festem Fundam...	Geschützter Anbau	Ja
811	Gemüsekulturen in geschütztem Anbau ohne ...	Geschützter Anbau	Ja
812	Gemüsekulturen in geschütztem Anbau ohne ...	Geschützter Anbau	Ja
813	Beerenkulturen in geschütztem Anbau ohne fest...	Geschützter Anbau	Ja
814	Beerenkulturen in geschütztem Anbau ohne fest...	Geschützter Anbau	Ja
830	Kulturen in ganzjährig geschütztem Anbau, bei...	Geschützter Anbau	Ja
847	Übrige Kulturen in geschütztem Anbau ohne fes...	Geschützter Anbau	Ja
848	Übrige Kulturen in geschütztem Anbau mit fest...	Geschützter Anbau	Ja
849	Übrige Kulturen in geschütztem Anbau ohne fes...	Geschützter Anbau	Ja
851	Streuflächen in der LN BFF	BFF	Nein
852	Hecken-, Feld- und Ufergehölze (mit Krautsaum...	BFF	Nein
857	Hecken-, Feld- und Ufergehölze (mit Pufferstr...	BFF	Nein
858	Hecken-, Feld- und Ufergehölze (mit Pufferstr...	BFF	Nein
897	Übrige Flächen innerhalb der LN, beitragsbere...	Dauerkultur	Ja
898	Übrige Flächen innerhalb der LN, nicht beitra...	Dauerkultur	Ja
901	Wald	Keine LN	Nein
902	Übrige unproduktive Flächen (z.B. gemulchte F...	Keine LN	Nein
903	Flächen ohne landwirtschaftliche Hauptzweckbe...	Keine LN	Nein
904	Wassergräben, Tümpel, Teiche BFF	BFF	Nein
905	Ruderalflächen, Steinhaufen und -wälle BFF	BFF	Nein
906	Trockenmauern BFF	BFF	Nein
907	Unbefestigte, natürliche Wege	Keine LN	Nein
908	Regionsspezifische Biodiversitätsförderfläche	BFF	Nein
909	Hausgärten	Keine LN	Nein
911	Landwirtschaftliche Produktion in Gebäuden	Geschützter Anbau	Ja
921	Hochstamm-Feldobstbäume (nur Flächen) BFF	BFF	Nein
922	Nussbäume (nur Flächen) BFF	BFF	Nein
923	Kastanienbäume in gepflegten Selven	BFF	Nein
924	Einheimische standortgerechte Einzelbäume un...	BFF	Nein
926	Andere Bäume	Dauerkultur	Nein
927	Andere Bäume (regionsspezifische Biodiversitä...	BFF	Nein
928	Andere Elemente (regionsspezifische Biodivers...	BFF	Nein
930	Sömmerungsweiden	Sömmerungsgebiet	Nein

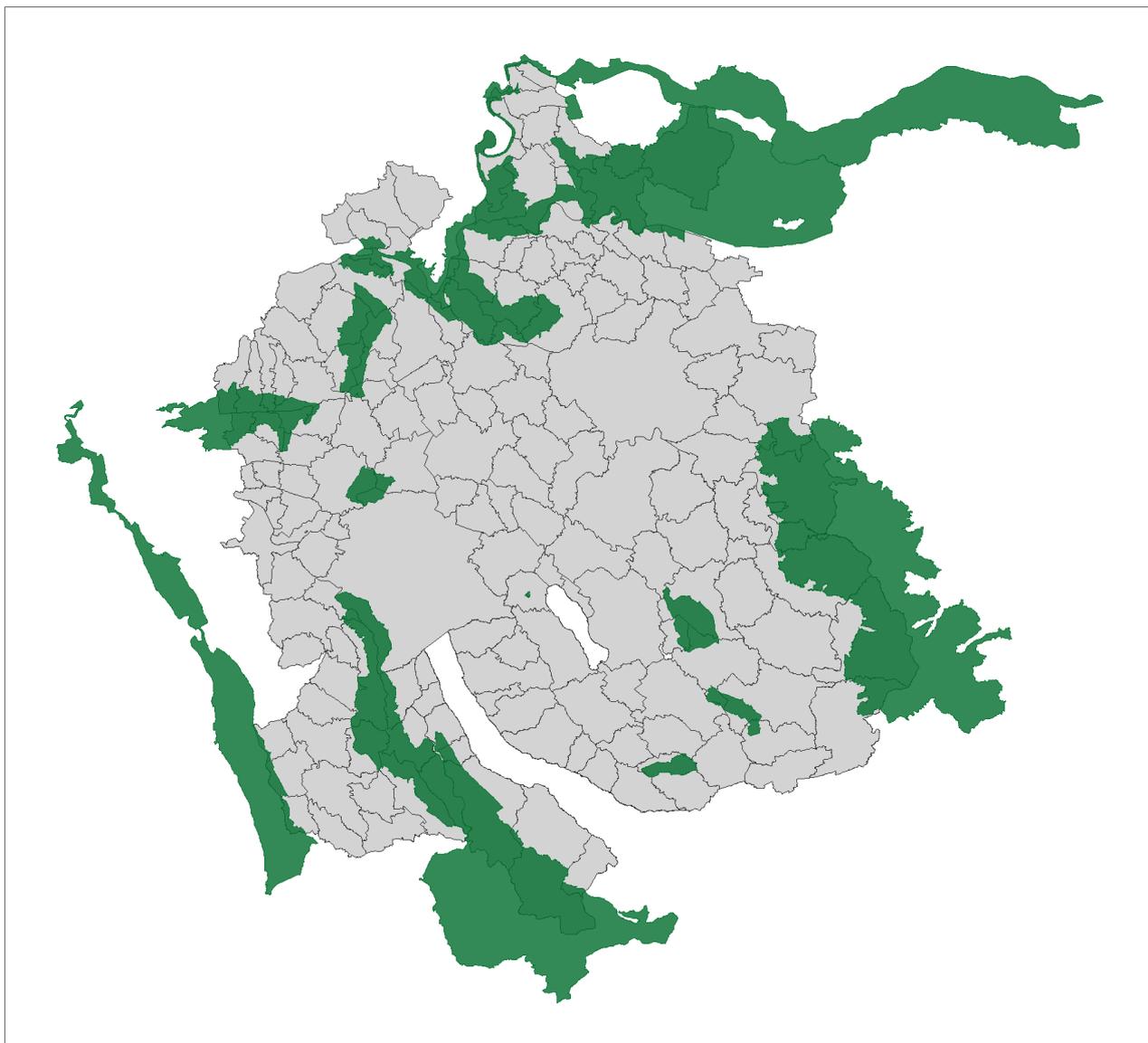
---

933	Gemeinschaftsweiden	Sömmerungsgebiet	Nein
935	Heuwiesen mit Zufütterung während der Sömme...	Sömmerungsgebiet	Nein
936	Streueflächen im Sömmerungsgebiet	Sömmerungsgebiet	Nein
950	Ackerschonstreifen BFF	BFF	Nein
951	Getreide in weiten Reihen BFF	BFF	Nein
998	Übrige Flächen ausserhalb der LN und SF	Keine LN	Nein

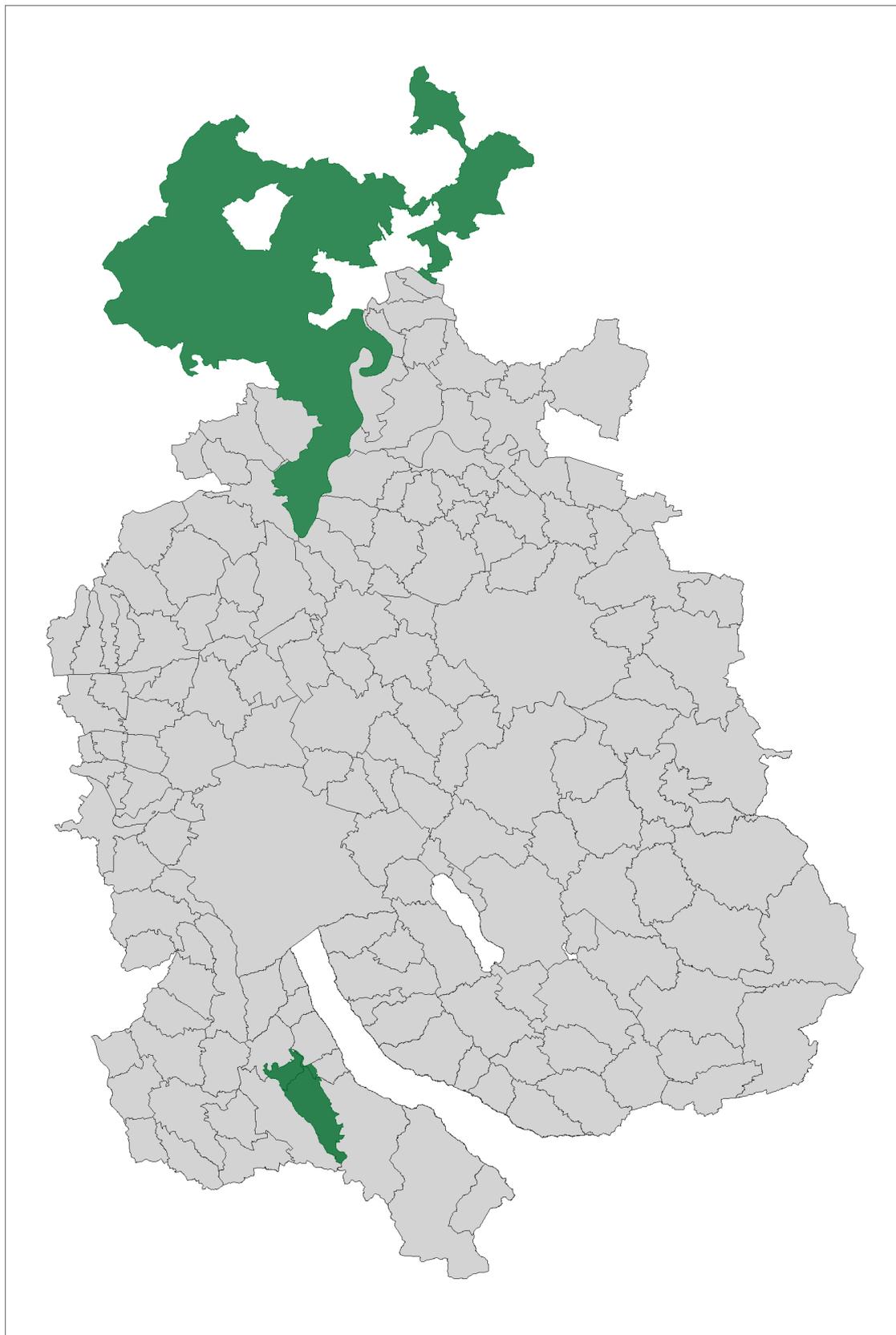
---

## D) Visualisierung einzelner Schutzinteressen und -inventare

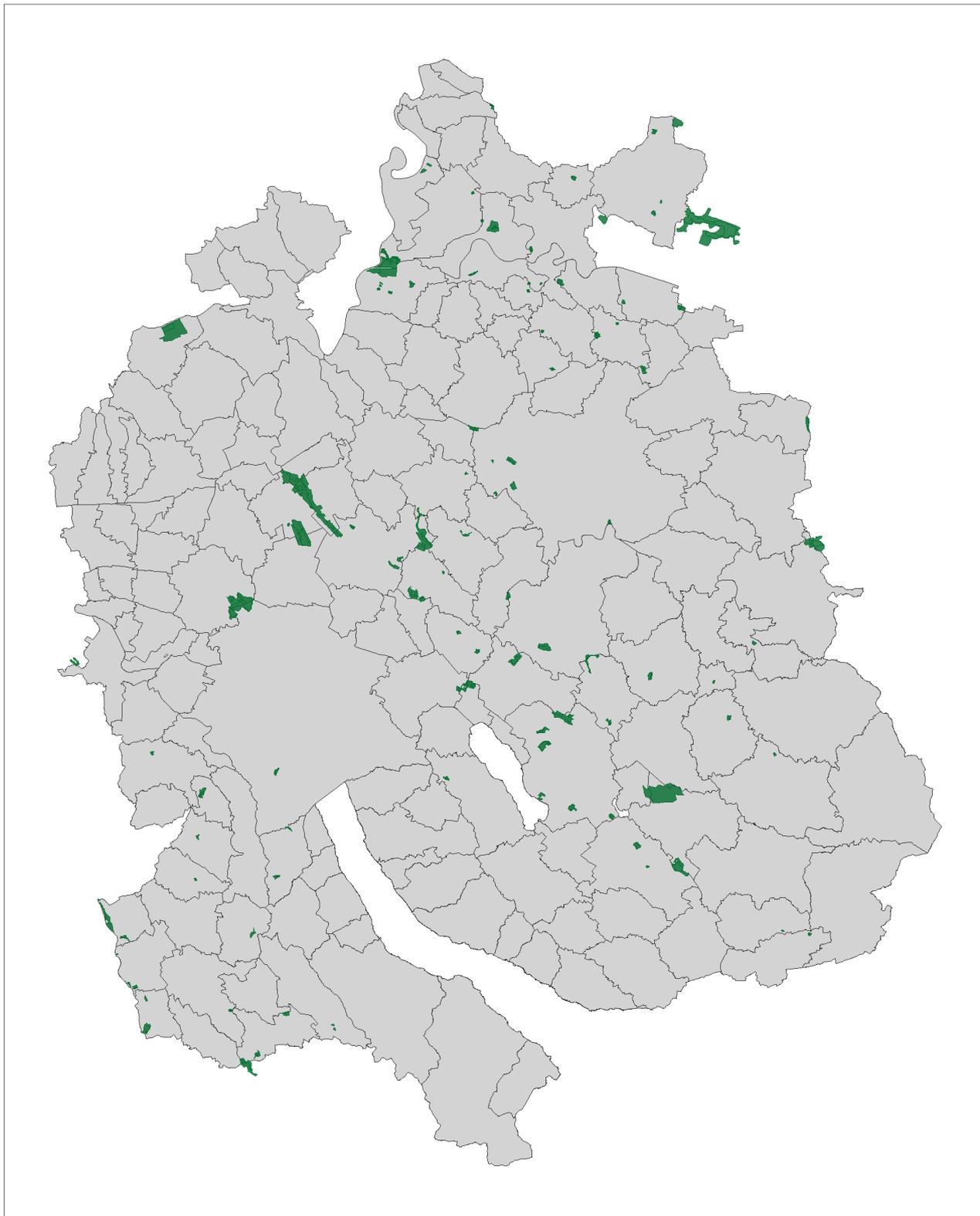
BLN



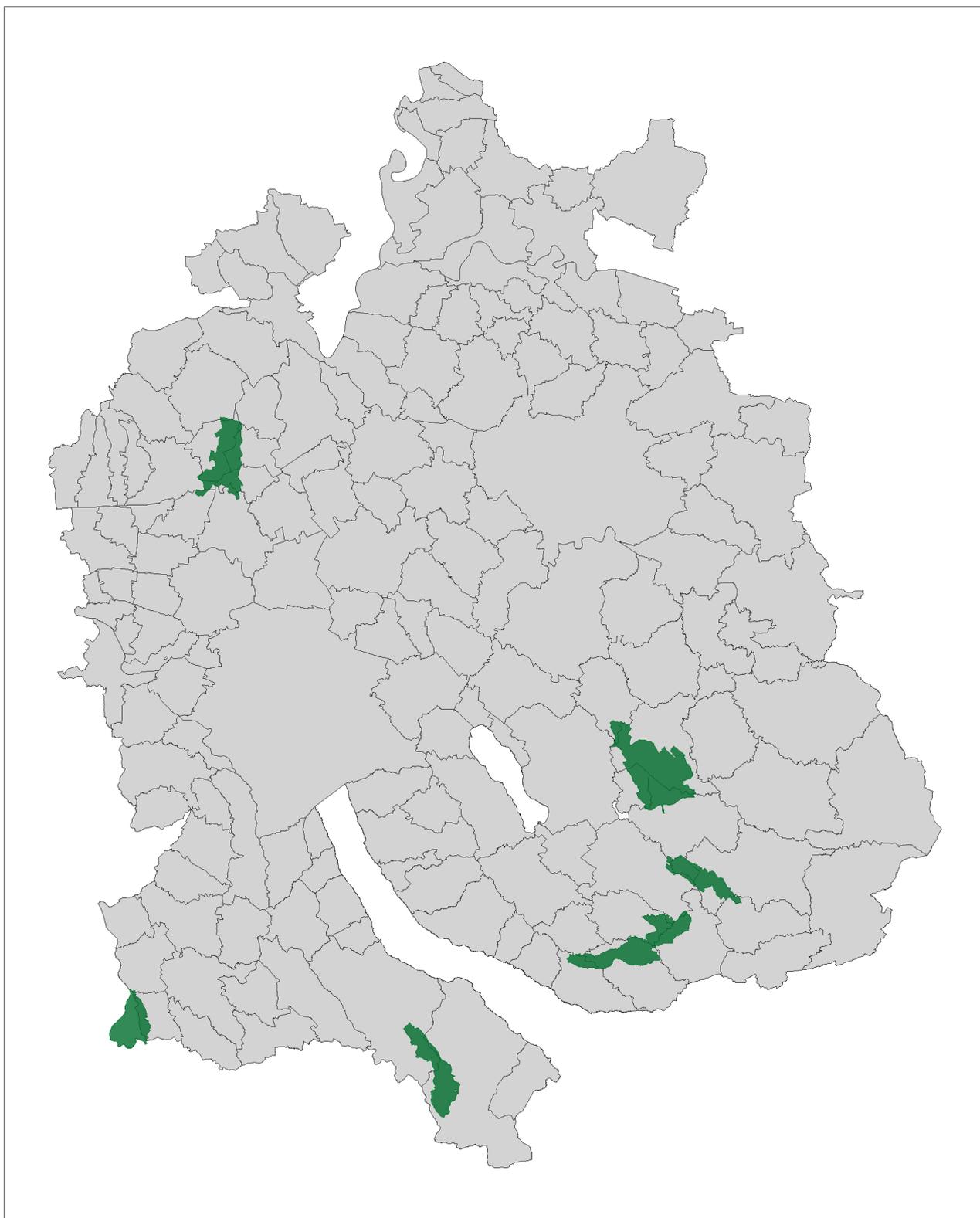
Pärke



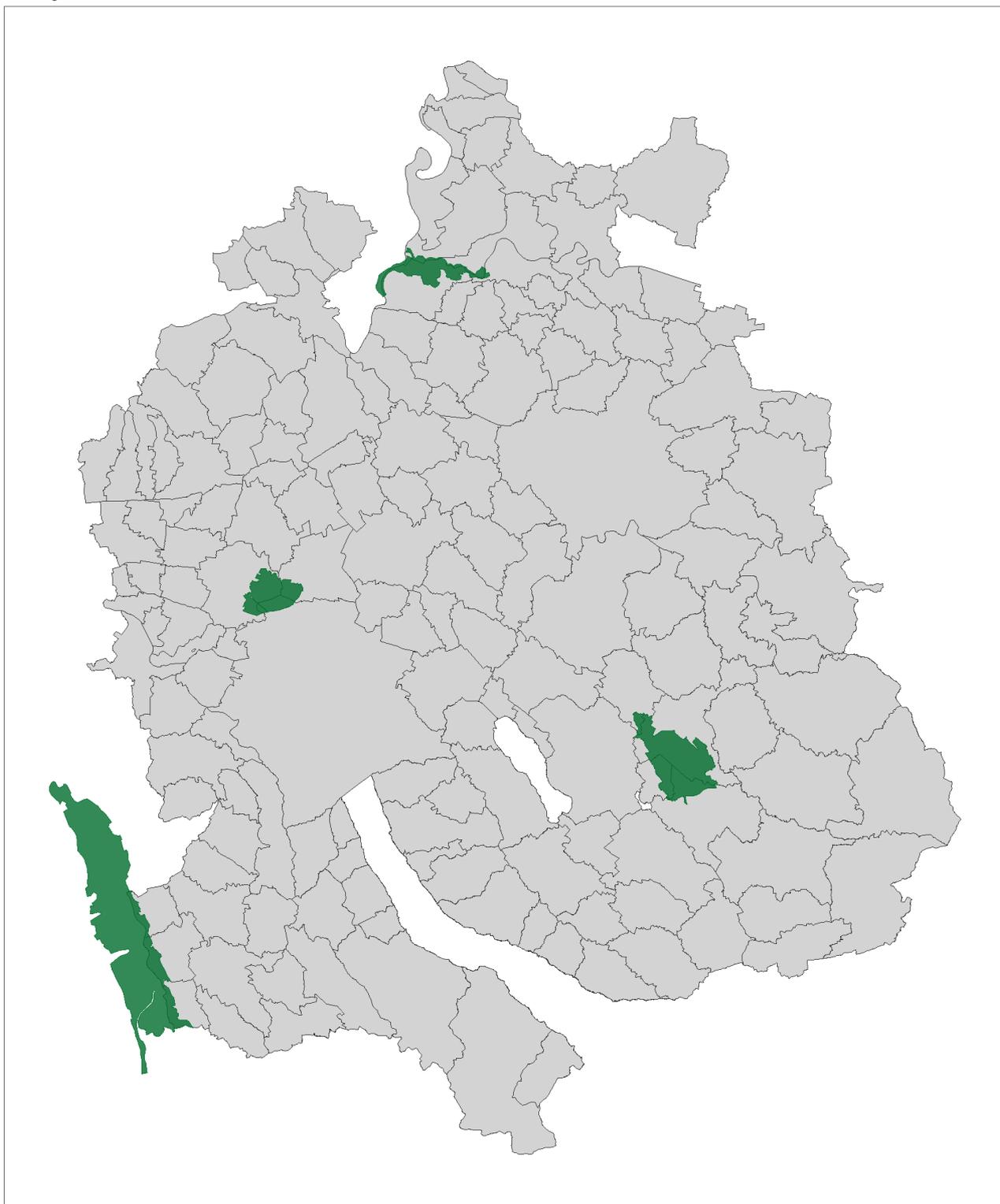
Amphibienlaichgebiete



Moorlandschaften



Smaragd



Flachmoore

