

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

GUTACHTEN PHOTOVOLTAIK- UND SOLARTHERMIE-AUSBAU IN SCHLESWIG-HOLSTEIN

Freiburg, 16. Februar 2022

Gutachten

Photovoltaik- und Solarthermie-Ausbau in Schleswig-Holstein

Gutachten erarbeitet im Auftrag des

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung
des Landes Schleswig-Holstein

Mercatorstr. 3, 24104 Kiel

Autor_innen:

Gerhard Stryi-Hipp, Christoph Kost, Christian Schill, Cristina Balmus,
Alexander März, Dominik Peper, Bin Xu-Sigurdsson

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstrasse 2, 79110 Freiburg
www.ise.fraunhofer.de

Freiburg, 16. Februar 2022

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	5
Tabellenverzeichnis.....	8
Abkürzungsverzeichnis.....	10
1 Einleitung.....	12
2 Bestandsaufnahme der Solaranlagen in Schleswig-Holstein	13
2.1 Erhebung des Bestands an PV-Anlagen	13
2.1.1 Datenquellen und Erhebungsmethodik	13
2.1.2 Bestandsauswertung nach Anlagentypen und Leistungsklassen	15
2.1.3 Bestandsauswertung nach jährlichem Zubau	16
2.1.4 Bestandsauswertung nach Sektor	18
2.1.5 Bestandsauswertung nach Standort	19
2.1.6 Bestandsauswertung PV-Batteriespeicher	21
2.1.7 Abschätzung des Solarstromertrags der Bestandsanlagen	22
2.1.8 Einschränkungen	22
2.2 Erhebung Solarthermie-Anlagenbestand	22
2.2.1 Datenquellen und Erhebungsmethodik	22
2.2.2 Bestandsauswertung Übersicht.....	23
2.2.3 Bestandsauswertung nach jährlichem Zubau	25
2.2.4 Bestandsauswertung nach Sektor	26
2.2.5 Bestandsauswertung nach Standort	26
2.2.6 Einschränkungen	28
2.3 Fazit	29
3 Potenzialanalyse Solaranlagen in Schleswig-Holstein	30
3.1 Potenzialanalyse von Solar-Freiflächenanlagen	30
3.1.1 Datengrundlage	30
3.1.2 Methodik der Datenprozessierung	38
3.1.3 Ergebnisse der Potenzialermittlung auf Freiflächen.....	48
3.1.4 Fazit.....	55
3.2 Potenzialanalyse von Solaranlagen auf Gebäudedächern.....	57
3.2.1 Datengrundlage	57
3.2.2 Methodik der Potenzialermittlung	58
3.2.3 Ergebnisse der Potenzialermittlung auf Gebäudedächern.....	66
3.3 Potenzialanalyse von Solaranlagen an Gebäudefassaden.....	75
3.3.1 Datengrundlage	75
3.3.2 Methodik der Potenzialermittlung und generelle Ergebnisse	75
3.3.3 Solarpotenziale an Fassaden nach Gebäudearten und Kreisen.....	80
3.4 Potenzialanalyse von PV-Anlagen auf Parkplätzen.....	86
3.4.1 Datengrundlage	86
3.4.2 Methodik der Potenzialermittlung	87
3.4.3 Ergebnisse der Potenzialermittlung auf bestehenden Parkplätzen.....	92
3.4.4 Ergebnisse der PV-Potenzialanalyse von neu erstellen Parkplätzen.....	95

3.5	Zusammenfassung der Solarpotenziale in SH.....	97
3.5.1	Übersicht und Bewertung der Erschließbarkeit der Solarpotenziale	97
3.5.2	Kritische Bewertung der Potenzialermittlungen.....	99
4	Netz- und Marktintegration von PV-Anlagen	101
4.1	Analyse der Netzrestriktionen	101
4.1.1	Analyse der Ursachen von Einspeisemanagementmaßnahmen	101
4.1.2	Analyse der Gleichzeitigkeit von Wind- und PV-Einspeisung.....	106
4.1.3	Auswertung Netzertüchtigungsmaßnahmen	111
4.1.4	Erkenntnisse aus begleitendem Workshop mit SH Netz.....	115
4.2	Marktintegration und Wirtschaftlichkeit.....	115
4.2.1	Langfristige Wirtschaftlichkeit von PV-Großanlagen ohne Förderung.....	116
4.2.2	Langfristige Wirtschaftlichkeit von PV-Kleinanlagen mit Förderung und Selbstverbrauch.....	117
4.3	Fazit	118
5	Solarenergie-Ausbauszenarien für Schleswig-Holstein.....	119
5.1	Photovoltaik-Ausbauziele für Schleswig-Holstein	119
5.2	Photovoltaik-Ausbaupfade für Schleswig-Holstein	123
6	Zusammenfassung	126
7	Anhang: Annahmen zur Berechnung des Solarstromertrags	128
7.1	Einflussfaktoren auf den Solarstromertrag	128
7.2	Typischer Solarstromertrag für Schleswig-Holstein.....	128
8	Literaturverzeichnis	131

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Jährlicher Zubau von PV-Aufdachanlagen in SH von 2000 bis 2020 nach Leistungsklassen [1]	17
Abbildung 2: Leistungszubau von PV-Freiflächenanlagen von 2000 bis 2020 nach Leistungsklassen [1] ..	17
Abbildung 3: Entwicklung der kumulierten installierten PV-Leistung in SH nach Leistungsklassen [1]	18
Abbildung 4: Auswertung der sektoriellen Zugehörigkeit des Bestands der PV-Aufdachanlagen in 2020 nach installierter Leistung [1]	19
Abbildung 5: Anlagenanzahl von PV-Anlagen nach Postleitzahlengebiet [1, 5]	19
Abbildung 6: Anlagenzahl bezogen auf die Fläche der Postleitzahlengebiete [1, 5]	20
Abbildung 7: Installierte Leistung von PV-Anlagen nach Postleitzahlengebiet [1, 5]	20
Abbildung 8: Installierte Leistung von PV-Anlagen bezogen auf die Fläche der Postleitzahlengebiete [1, 5]	21
Abbildung 9: Jährlicher Zubau Anzahl Solarthermieranlagen nach Inbetriebnahmejahren	25
Abbildung 10: Jährlicher Zubau Solarkollektorfläche nach Inbetriebnahmejahren	26
Abbildung 11: Auswertung der sektoriellen Zugehörigkeit der Solarthermieranlagen in SH in Bezug auf Anlagenzahl [9]	26
Abbildung 12: Anzahl Solarthermieranlagen nach Postleitzahlengebiet [9]	27
Abbildung 13: Anlagenzahl pro Quadratkilometer nach Postleitzahlengebieten [5, 9]	27
Abbildung 14: Kollektorfläche nach Postleitzahlengebieten [9]	28
Abbildung 15: Kollektorfläche pro Einwohner nach Postleitzahlengebieten [5, 9]	28
Abbildung 16: Schwerpunktgebiete des Schutzgebiets- und Biotopverbundsystems SH gemäß § 21 Bundesnaturschutzgesetz	32
Abbildung 17: Lage der Natura 2000-Gebiete (FFH-Gebiete, europäische Vogelschutzgebiete, Ramsar- Gebiete)	32
Abbildung 18: Gesetzlich geschützte Biotope gemäß § 30 Absatz 2 BNatSchG in Verbindung mit §21 Absatz 1 LNatSchG), (Quelle: Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume, Biotopskartierung SH, Status 1 und 5 (geschützt))	33
Abbildung 19: INSPIRE layer nz-core:Riskzone, (Quelle Bundesanstalt für Gewässerkunde (Überschwemmungsgebiete))	33
Abbildung 20: Natur-, Umwelt-, Bodenschutzrechtsschicht (Quelle: Digitales Landschaftsmodell SH)	34
Abbildung 21: Beschneidung der Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen durch die Summe der harten Restriktionskriterien	34
Abbildung 22: Langjähriges Strahlungsmittel der Globalstrahlung von 1991 bis 2020 (Quelle: DWD, eigene Darstellung)	35
Abbildung 23: Für PV-FFA geeignete DLM-Flächenlayer	39
Abbildung 24: Für FFA bedingt geeignete DLM-Flächenlayer	40
Abbildung 25: Für FFA ungeeignete DLM-Flächenlayer	40
Abbildung 26: Prozessierungsschritte mit QGIS von den sortierten Flächenkriterien bis zur Eignungskarte	42
Abbildung 27: Visualisierung der Flächenpriorisierung, bei der sich die niedrigste Eignungsklasse jeweils durchsetzt	43
Abbildung 28: Abnahme der Knicks in SH zwischen 1880 und 1982 am Beispiel von zwei Flächen [13] ..	44
Abbildung 29: Ausschnitt eines Orthofotos von SH mit Knicks aus dem DLM (orange) und visuell ergänzten Knicks (gelb) westlich eines Schienenweges	44
Abbildung 30: Verteilung der Knickdichten in SH: Länge von Knick-Objekten pro km ²	45
Abbildung 31: Drei Eignungszonen für Solarthermie um Wohnbau-, Industrie- und Gewerbeflächen	46

Abbildung 32: Lage der Wärmenetze SH (Quelle: Digitalatlas Nord bzw. Ministerium für Inneres, ländliche Räume, Integration und Gleichstellung des Landes)	47
Abbildung 33: Gepufferte Wärmenetzkpunkte, verschnitten mit Siedlungen und Eignungslayer	48
Abbildung 34: FFA-Eignungskarte SH - Kategorie 3 (grün): geeignete Flächen; Kategorie 2 (gelb): bedingt geeignete Flächen; Kategorie 1 (rot): ungeeignete Flächen	49
Abbildung 35: Bei der Potenzialanalyse berücksichtigte Schienenwege gemäß der LEP-Hauptkarte	52
Abbildung 36 zeigt alle Vorbehaltsräume Natur und Landschaft (dunkelgrün), Grünzüge und -zäsuren (hellgrün) und Tourismusgebiete ohne vorbelastete Gebiete (orange)	53
Abbildung 37: Die Kategorien der Eignungskarte (geeignet = grün [3]; bedingt geeignet = gelb [2]; ungeeignet = rot [1] in den Gebieten, die raumbedeutsame PV-FFA ausschließen.	54
Abbildung 38: Ausschnitt aus dem 3D-Gebäudemodell von SH	57
Abbildung 39: Ablaufschema zur Ermittlung der Solarinstallations-Eignungsdachflächen für alle Dachflächen auf Gebäuden in SH	59
Abbildung 40: Verteilung der Gebäude auf die Kreise in SH	60
Abbildung 41: Relative Abweichung der Strahlungsdaten (GHI, PoA) zum Mittelwert für neun Standorte	61
Abbildung 42: Jährliche Solareinstrahlungsmenge auf eine 1 m ² große Solarempfangsfläche am geografischen Mittelpunkt von SH für unterschiedliche Ausrichtungen (Azimuth) und Neigungswinkel (Inklination) (Quelle: Berechnungen Fraunhofer ISE, basierend auf DWD TRJ)	61
Abbildung 43: Ablaufschema zur Berechnung des dachscharfen Photovoltaik-Potenzials aufgeschlüsselt nach Gebäudenutzung	62
Abbildung 44: Ablaufschema zur Berechnung des gebäudescharfen Potenzials auf Gebäudedächern für Solarthermie-Anlagen zur Trinkwassererwärmung	64
Abbildung 45: Ablaufschema zur Berechnung des gebäudescharfen Potenzials auf Gebäudedächern für Solarthermie-Anlagen zur Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung	65
Abbildung 46: PV-Potenzial nach Gebäudenutzung und Dachart	69
Abbildung 47: Verteilung der PV-Leistung auf Gebäudedächern nach Wohn- und Nichtwohngebäuden	70
Abbildung 48: Kreise in Schleswig-Holstein (Quelle: Statistische Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein)	72
Abbildung 49: Prozentueller Anteil des Solarthermie-Potenzials auf Gebäudedächer nach Kreisen für Solarthermie-Anlagen zur Heizungsunterstützung inkl. TWE (links) und Solarthermie-Anlagen zur Trinkwassererwärmung (rechts)	74
Abbildung 50: Ablaufschema zur Ermittlung der Solarinstallations-Eignungswandflächen für alle Gebäudefassaden in SH	76
Abbildung 51: Ablaufschema zur Berechnung des PV-Potenzials an Gebäudefassaden	77
Abbildung 52: Ablaufschema zur Berechnung des gebäudescharfen Solarthermiewandpotenzials für Trinkwassererwärmung	78
Abbildung 53: Ablaufschema zur Berechnung des gebäudescharfen Solarthermiewandpotenzials für Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung	79
Abbildung 54: Verteilung der PV-Leistung an Gebäudefassaden nach Gebäudeart und Kreisen in SH	83
Abbildung 55: Ausschnitt OSM Datensatz Parkflächen in SH (Stand: 25.05.2021) mit vorhandenen Attributen (View aus QGIS 3.10)	87
Abbildung 56: Methodik zur Identifizierung der Parkflächen mit mehr als 100 Stellplätzen in SH und zur Berechnung des PV-Potenzials	88
Abbildung 57: Parkplatz mit 80 Stellplätzen mit einem Flächenanteil der Stellplätze von 40% an der gesamten Parkplatzfläche	89
Abbildung 58: Parkplätze außerhalb von Siedlungen, Beispiel eines befestigten Parkplatzes	90

Abbildung 59: Verteilung der Parkplätze ab 100 Stellplätzen auf befestigtem Untergrund nach Nutzungsobjektart.....	91
Abbildung 60: PV-Parkplatzüberbauung mit geneigten Modulen ohne Dachfunktion, Universität in Murcia (Links, Foto: ecoprojecta.es), PV-Stellplatzüberdachung, Dachfunktion durch PV-Module (Mitte, Foto: ClickCon), PV-Stellplatzüberdachung, Dachfunktion durch Blechdach (Rechts, Foto: PMT)	91
Abbildung 61: Verteilung der Anzahl Parkplätze (blaue Säule, rechte Achse) und Stellplätze (orangene Säule, linke Achse) für Parkplätze ab 100 Stellplätzen in SH nach Größenklassen	93
Abbildung 62: Anzahl an befestigten Parkplätzen mit mehr als 100 Stellplätzen pro Gemeinde in SH ..	93
Abbildung 63: PV-Potenzial auf bestehenden Parkplätzen auf befestigten Untergrund ab 100 Stellplätzen nach Gemeinden in SH	95
Abbildung 64: Entwicklung des Bestands an Personenkraftwagen in SH von 2011 bis 2021 [23].	96
Abbildung 65: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit nach Bundesländern im Jahr 2019 [30].....	103
Abbildung 66: Anteil SH an bundesweiten Abregelungen [26].....	103
Abbildung 67: Abregelungen von EE-Strom in SH (Jahreswerte) [26].....	103
Abbildung 68: Schwerpunkte von Abregelung von Erzeugungsanlagen im Jahr 2020 in SH [31].....	104
Abbildung 69: Installierte Leistung von WEA nach Postleitzahlengebieten [1].....	105
Abbildung 70: Installierte Leistung von PV-Freiflächenanlagen nach Postleitzahlengebieten [1]	106
Abbildung 71: Überschneidung von PV- und Wind-Einspeiseleistung in Deutschland im Jahr 2020 [32]	107
Abbildung 72: Maximale Einspeiseleistungen von des Bestands der Windenergie- und PV-Anlagen in Deutschland in den vergangenen Jahren [30]	107
Abbildung 73: Analyse der Überschneidung von PV- und Windeinspeiseleistung in Dänemark im Jahr 2020 [33]	108
Abbildung 74: Visualisierung der Einspeiseleistung von Wind und PV-Anlagen bezogen auf die installierte Kapazität von WEA in Dänemark im Jahr 2020 [33]	109
Abbildung 75: Maximalwerte und Quantile der alleinigen und gemeinsamen Einspeiseleistung von PV- und WEA in Dänemark in 2020 für die tatsächlich installierten Leistungen sowie für die Annahme, dass die zweifache und die fünffache PV-Leistung installiert ist [33]	110
Abbildung 76: Karte der vorhandenen und der geplanten Hoch- und Höchstspannungs-Leitungsnetzinfrastruktur in SH [26]	112
Abbildung 77: Netzkarte des 110 kV Netz (Hochspannung) mit Engpassregionen und Ausbauvorhaben [42]	114
Abbildung 78: Erwartete Kostenentwicklung von PV, WEA und weiteren Stromerzeugungsanlagen bis zum Jahr 2040 (eigene Darstellung)	116
Abbildung 79: Szenarien für die mögliche Entwicklung der installierten PV-Leistung in SH für die Szenarien Referenz und Suffizienz.....	124
Abbildung 80: Erforderlicher jährlicher Zubau an PV-Anlagen in SH im Referenzszenario	125

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erfasste installierte PV-Leistung in SH in unterschiedlichen Datenbanken und Veröffentlichungen	14
Tabelle 2: Gesamt installierte PV-Leistung und Anlagenzahl nach Anlagentyp und Leistungsklasse in SH und in Deutschland (DE) bis 31.12.2020.....	16
Tabelle 3: Ermittlung des PV-Batteriespeicherbestands in SH	21
Tabelle 4: Solarstromertrag der Ende 2020 in SH installierten PV-Anlagen.....	22
Tabelle 5: Verfügbare Datenquellen und enthaltene Informationen zum Solarthermie-Anlagenbestand ..	23
Tabelle 6: Zeitreihen der Förder- und Branchendaten für Solarthermie in DE und SH und abgeleitete Schätzung für Zubau und kumulierte Solarkollektorfläche in SH	24
Tabelle 7: Eckdaten des erfassten (geförderten) und geschätzten Solarthermie-Anlagenbestands (Anlagenzahl und Kollektorfläche) in SH im Jahr 2020 inklusive Vergleich mit Bundesdaten [8, 9].....	25
Tabelle 8: Simulationsergebnisse für PV-FFA-Beispielanlagen mit unterschiedlicher Neigung und Reihenabständen für einen Breitengrad in SH.....	38
Tabelle 9: Größe der Flächen nach Eignungskategorien und zugehörige PV-FFA-Potenziale für SH.....	49
Tabelle 10: Flächenanteile und PV-FFA-Potenziale entlang der Verkehrswege und auf Konversionsflächen differenziert nach Flächenarten	50
Tabelle 11: Größe der Flächen nach Eignungskategorien und zugehörige PV-FFA-Potenziale für raumbedeutsame Anlagen in SH	54
Tabelle 12: Grundstücksflächen und zugehörige Potenziale an Solarthermie-Freiflächen-Anlagenleistungen um Siedlungen mit Wärmenetzen	55
Tabelle 13: Verteilung der Gebäude, Bruttodachfläche und Solarinstallations-Eignungsfläche nach Nutzungsart (Kategorien nach ALKIS) in SH.....	67
Tabelle 14: Verteilung der Gebäudeanzahl (mit und ohne Denkmale), ihrer Bruttodachfläche und der berechneten Solarinstallations-Eignungsfläche nach Kreisen in SH.....	68
Tabelle 15: PV-Potenziale in Bezug auf Modulfläche, Leistung und Erträge, nach Dachart und Nutzungsart	69
Tabelle 16: PV-Potenzial (Leistung und Erträge) auf Gebäudedächern aufgeschlüsselt nach Kreis (Quelle Daten Bevölkerung und Bodenfläche: Statistische Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein).....	71
Tabelle 17: Solarthermie-Potenzial auf Gebäudedächern für Trinkwassererwärmung nach Gebäudeart ..	73
Tabelle 18: Solarthermie-Potenzial auf Gebäudedächern für Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung nach Nutzungsart.....	74
Tabelle 19: Verteilung der Gebäude, Bruttowandfläche und Solarinstallations-Eignungsfläche nach Gebäudeart in SH.....	80
Tabelle 20: Verteilung der Gebäudeanzahl (mit und ohne Denkmalschutz), ihrer Bruttowandfläche und der Solarinstallations-Eignungsfläche nach Kreisen in SH	81
Tabelle 21: PV-Potenzial an Gebäudefassaden nach Gebäudeart in SH.....	82
Tabelle 22: PV-Potenzial an Gebäudefassaden nach Kreisen in SH.....	82
Tabelle 23: Solarthermie-Potenzial zur Trinkwassererwärmung an Gebäudefassaden nach Gebäudeart in SH	84
Tabelle 24: Solarthermie-Potenzial zur Trinkwassererwärmung an Gebäudefassaden nach Kreisen in SH	84
Tabelle 25: Solarthermie-Potenzial zur Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung an Gebäudefassaden nach Kreisen in SH.....	85
Tabelle 26: Solarthermie-Potenzial an Gebäudefassaden zur Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung (TWE) nach Gebäudeart in SH	86

Tabelle 27: Anzahl Parkplätze und Stellplätze auf befestigten Untergrund nach Größenklassen in SH	92
Tabelle 28: Verteilung des PV-Potenzials auf Parkplätzen auf befestigten Untergrund nach Größenklassen in SH	94
Tabelle 29: Verteilung des PV-Potenzials auf neuen Großparkplätzen auf befestigten Untergrund nach Größenklassen in SH unter der Annahme, dass der Bestand um 3,8% zunimmt.....	96
Tabelle 30: Übersicht der ermittelten Solarpotenziale in SH	97
Tabelle 31: Übersicht Stromerzeugung, installierte Leistung und Abregelung von erneuerbare Energien-Anlagen in SH im Jahr 2019 [3, 28, 29]	102
Tabelle 32: Entwicklung der Abregelung von Erneuerbaren Energien-Anlagen in Deutschland	104
Tabelle 33: Installierte Leistung von PV- und WEA in SH, Dänemark und Deutschland [1, 33, 34]	108
Tabelle 34: Vergleich der eigenständigen und gemeinsamen Einspeiseleistung von Wind- und PV-Anlagen sowie der gemeinsamen Einspeiseleistung des einfachen Windbestands und Vielfachen (doppeltem und fünffachem) des PV-Anlagenbestands in Dänemark im Jahr 2020.....	110
Tabelle 35: Relevante Entlastungsmaßnahmen auf Höchstspannungsebene [31, 35–39]	111
Tabelle 36: Indikative Landesausbauziele für die EE-Stromerzeugung in SH und abgeleiteter notwendiger Leistungszubau [29]	113
Tabelle 37: Berechnung von Zielwerten für die installierte PV-Leistung in SH für die Jahre 2030 und 2045 für die Szenarien Referenz und Suffizienz als Anteil der bundesweiten Ziele (Basisdaten: [49])	121
Tabelle 38: Vergleich der PV-Zielsetzungen für das Jahr 2045 mit dem ermittelten Potenzial für SH	122
Tabelle 39: Vergleich des Solarstromertrags von PV-Anlagen am Standort Kiel für verschiedene Berechnungsprogramme mit gemessenen Daten.....	129
Tabelle 40: Solarstromertrag für eine PV-Anlage auf einem Gebäude-Schrägdach mit 40° Neigung am Standort Kiel in Abhängigkeit von der Himmelsausrichtung.....	129
Tabelle 41: Übersicht der verwendeten mittleren Solarstromerträge pro kW installierter Leistung.....	130

Abkürzungsverzeichnis

ALKIS	Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem
ATKIS	Amtliches Topographisch-Kartographisches Informationssystem
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDH	Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V.
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
BSW-Solar	Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
DE	Deutschland
DGM	Digitales Geländemodell
DLM	Digitales Landschaftsmodell
DOP	Digitales Orthophoto
DTK	Digitale Topographische Karte
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
Einsman	Einspeisemanagement
FFA	Freiflächenanlage
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GHI	Global Horizontal Irradiation
GIS	Geographisches Informationssystem
GW	Gigawatt (Leistungseinheit)
GWh/a	Gigawattstunden pro Jahr (Energienmenge pro Jahr)
kW	Kilowatt
LEP	Landesentwicklungsplanung
LIDAR	Light Detection and Ranging
LNatSchG	Landesnaturschutzgesetz
LoD	Level of Detail (Detaillierungsgrad)
LWaldG	Landeswaldgesetz
LWG	Landeswassergesetz
MAP	Marktanreizprogramm
MaStR	Markstammdatenregister
MELUND	Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung
MW	Megawatt

PoA	Plane of Array
PR	Performance Ratio
PV	Photovoltaik
SH	Schleswig-Holstein
ST	Solarthermie
TRJ	Testreferenzjahr
W	Watt
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WMS	Web Map Service
WSG	Wasserschutzgebiet

Vorbemerkung

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

1 Einleitung

Die Landesregierung Schleswig-Holstein beabsichtigt eine Verstärkung von Maßnahmen zur Reduktion der Klimagas-Emissionen. Im Juni 2021 hat das Kabinett die Novellierung des Energiewende- und Klimaschutzgesetzes aus dem Jahr 2017 beschlossen. Wichtiger Bestandteil des Gesetzes sind Regelungen für einen stärkeren Zubau von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) in Schleswig-Holstein (SH). Hierzu soll die PV-Installation auf geeigneten Dachflächen beim Neubau sowie bei Renovierung von mehr als 10 Prozent der Dachfläche von allen Nichtwohngebäuden vorgegeben werden. Weiter soll bei Neuerrichtung größerer Parkplätze mit mehr als 100 Stellplätze die Installation von PV-Anlagen verpflichtend werden. Im Bereich der Wärmeversorgung sollen größere Kommunen zur Erstellung eines kommunalen Wärmeplans verpflichtet und eine Nutzungspflicht für erneuerbare Energien in der Wärmeversorgung des Gebäudebestands eingeführt werden. Dies soll u.a. zu einer stärkeren Nutzung von Solarthermie-Anlagen führen.

Zur fundierten Planung konkreter Maßnahmen und gezielten Schaffung eines regulativen Rahmens zur Beschleunigung des Ausbaus von PV- und Solarthermieanlagen ist es erforderlich zu wissen, welche Anlagenkapazitäten erforderlich sind, um die übergeordneten Klimaschutzziele zu erreichen sowie welche Potenziale zur Installation der Solaranlagen vorhanden sind und in welchem Umfang sie erschlossen werden müssen. Weiter ist für ein gezieltes und erfolgreiches Vorgehen die Kenntnis erforderlich, in welchen Sektoren welche Potenziale vorhanden sind, also auf Freiflächen, auf Gebäudedächern, an Gebäudefassaden und auf Parkplätzen, und in welchem Umfang welche Sektoren genutzt werden soll, da die Erschließung der jeweiligen Potenziale unterschiedliche Instrumente erfordert.

Um fundierte Antworten auf die genannten Fragen zu erhalten, hat das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung in Schleswig-Holstein das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg beauftragt, ein Gutachten zum „Photovoltaik- und Solarthermie-Ausbau in Schleswig-Holstein“ zu erstellen, das hier vorgelegt wird.

Das Gutachten ist entsprechend der beauftragten Arbeitspakete strukturiert. In Kapitel 2 werden die in SH installierten PV- und Solarthermieanlagen als Ausgangsbasis für den weiteren Ausbau erhoben und analysiert. In Kapitel 3 erfolgt eine detaillierte Potenzialanalyse der PV- und Solarthermie-Freiflächenanlagen (FFA), der PV- und Solarthermie-Anlagen auf Gebäudedächern und an Gebäudefassaden sowie das Potenzial von PV-Parkplatzüberdachungen. Auf diesen Potenzialanalysen liegt der Schwerpunkt des Gutachtens. In Kapitel 4 werden mögliche Restriktionen zur Nutzung dieser Potenziale in Bezug auf die Netzaufnahmefähigkeit für den Solarstrom sowie die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen untersucht. Diese Untersuchungen wurden entsprechend dem Auftrag nur oberflächlich durchgeführt. In Kapitel 5 schließen sich Szenarien für den Ausbau der Photovoltaik und der Solarthermie in SH an. Hierzu werden aus bundesweite Energieszenarien, die zur Klimaneutralität führen, in SH zu installierende PV- und Solarthermie-Leistungen abgeleitet und diese mit den vorhandenen Solarpotenzialen aus Kapitel 3 verglichen.

2 Bestandsaufnahme der Solaranlagen in Schleswig-Holstein

In diesem Kapitel wird der Bestand an PV- und Solarthermie-Anlagen in SH im Detail erfasst und u.a. in Bezug auf die räumliche Verteilung analysiert.

2.1 Erhebung des Bestands an PV-Anlagen

2.1.1 Datenquellen und Erhebungsmethodik

Zur Erhebung des PV-Anlagenbestands in SH stehen mit dem Markstammdatenregister (MaStR) und den EEG-Anlagenstammdaten zwei verschiedene Datenquellen zur Verfügung.

MaStR

Das MaStR ist ein umfassendes behördliches Register des deutschen Strom- und Gaskmarktes. Generell müssen darin alle aktiven, ans Netz angeschlossenen Anlagen zur Erzeugung von Strom oder Gas registriert werden. In dem zentralen Register werden die Anlagenstammdaten wie Standortinformationen oder technische Anlagendaten hinterlegt. Die Datensätze, auf die im MaStR zugegriffen werden kann, umfassen somit auch Anlagen, die keine EEG-Anlagen sind. Im MaStR sind nur die Stammdaten der Anlagen und keine Bewegungsdaten eingetragen, welche energiewirtschaftliche Aktivitäten abbilden (z.B. Daten der Stromeinspeisung).

Alle neuen Anlagen müssen seit dem 31. Januar 2019 im MaStR innerhalb eines Monats nach Inbetriebnahme registriert werden. Alle Altanlagen mussten bis zum 1. Februar 2021 im MaStR nachgepflegt werden. Die Anlagenbetreiber können ihre Anlagen selbst registrieren oder diese Aufgabe an bevollmächtigte Personen (Familie, Installateur, Dienstleister usw.) delegieren.

EEG-Anlagenstammdaten

Die abnahme- und vergütungspflichtigen Netzbetreiber sind verpflichtet, die Anlagenstammdaten für Anlagen, die eine EEG-Vergütung erhalten, an die Übertragungsnetzbetreiber zu melden. Die Anlagenstamm- und Bewegungsdaten werden im Rahmen der Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) für Abrechnungs- und Statistikzwecke erfasst. Die EEG-Anlagenstammdaten werden veröffentlicht.

Vergleich des erfassten Bestands

Die in den oben beschriebenen Datenbanken erfassten installierten Leistungen weichen in nicht unerheblichen Maßen voneinander ab. Auch zu den vom Landesministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (MELUND) veröffentlichten Daten zur installierten Leistung bestehen Differenzen. Die erfassten Leistungsdaten aus den unterschiedlichen Datenbanken sowie die veröffentlichten Werte sind in Tabelle 1 aufgelistet.

Die starken Abweichungen zwischen den Leistungsdaten im MaStR und in den EEG-Anlagenstammdaten sind zum großen Teil auf fehlerhafte Leistungsgaben bei der Eintragung der Anlagen in das MaStR durch die Anlagenbetreiber zurückzuführen. Eine Überprüfung der Einträge durch die Netzbetreiber ist vorgesehen, erfolgt allerdings erst im Nachhinein nach Veröffentlichung der Einträge. Hierdurch sind viele Leistungsangaben in der Datenbank noch nicht plausibilisiert. Ein relativ häufiger Fehler bei der Eingabe der Anlagendaten ist die Vertauschung der Einheiten MW und kW, was dazu führt, dass die registrierte Leistung von Kleinanlagen um den Faktor Tausend zu groß angegeben wird. Dieser Fehler wurde bei der Auswertung

der MaStR Daten bereinigt¹. Durch die Bereinigung nähern sich die Werte zwischen MaStR und EEG-Anlagenstammdaten auf ein gutes Maß an.

Tabelle 1: Erfasste installierte PV-Leistung in SH in unterschiedlichen Datenbanken und Veröffentlichungen

Jahr	MaStR unbereinigt [1]	MaStR bereinigt [1]	Zubau nach MaStR bereinigt	EEG-Anlagen- stammdaten [2]	Monitoring- bericht SH [3]
	MW	MW	MW	MW	MW
2020	2.156	1.890	125	-	1.670
2019	2.031	1.764	128	1.732	1.640
2018	1.902	1.635	95	1.665	1.570
2017	1.799	1.541	35	1.572	1.560
2016	1.764	1.506	30	1.536	1.530

Nach Auswertung der Daten liegt die bereinigte installierte Leistung im MaStR im Jahr 2019 ca. 32 MW über der in den EEG-Anlagenstammdaten erfassten Leistung und in den davor liegenden Jahren ca. 30 MW darunter. Dies ist vermutlich dadurch verursacht, dass ab dem Inbetriebnahmejahr 2019 alle PV-Anlagen im MaStR zu registrieren waren und somit auch PV-Anlagen, die nicht im Rahmen des EEGs betrieben werden und somit nicht in den EEG-Anlagenstammdaten erfasst sind. In den Jahren davor ist davon auszugehen, dass noch nicht alle Anlagen im MaStR nachgemeldet wurden.

Eine weitere Beobachtung ist, dass die installierte Leistung in den EEG-Anlagenstammdaten grundsätzlich größer ist als die Leistung, die im Monitoringbericht des MELUND angegeben wird. Vermutlich ist dies auf die unterschiedliche Definition der Leistungswerte aufgrund der unterschiedlichen Erfassungsmethoden der Werte zurückzuführen. So wird in den EEG-Anlagenstammdaten die Bruttoleistung der PV-Anlagen

¹ Zur Bereinigung der Leistungsdaten im Markstammdatenregister wird zuerst der Prüfstatus der Anlagen betrachtet. Die Leistung von geprüften Anlagen wird direkt übernommen. Nicht geprüfte Anlagen werden auf das Vorhandensein einer EEG-Nummer hin geprüft. Wenn eine EEG-Nummer vorhanden ist, wird die Leistung aus den EEG-Anlagenstammdaten übernommen, da diese aktuell als validere Datenquelle eingeschätzt wird. Falls keine EEG-Nummer vorhanden ist, wird die Anzahl der Module der Anlage in die Prüfung miteinbezogen. Ist keine Anzahl angegeben, kann keine weitere Prüfung erfolgen und die Leistung der Anlage wird ohne weitere Bearbeitung übernommen (die so übernommene Leistung ist insgesamt gering und somit nicht kritisch). Wenn die Modulanzahl angegeben ist, wird die Anzahl der Module mit der aktuell am Markt maximal verfügbaren Modulleistung von rund 800 W multipliziert und geprüft, ob diese berechnete maximale Leistung größer ist als die angegebene Leistung. Ist dies der Fall, wird die Leistung übernommen. Sollte dies nicht der Fall sein, wird die angegebene Leistung auf ein Zehntel der angegebenen Leistung reduziert und die Prüfung anhand der Modulanzahl solange wiederholt, bis der berechnete maximale Leistungswert größer ist als der graduell verkleinerte angegebene Leistungswert.

angegeben, die der Summe der Nennleistungen, d.h. der Gleichstromleistung aller Module entspricht. Dies ist die in Deutschland übliche Art, die Leistung einer PV-Anlage auszuweisen. Für die Netzbetreiber ist jedoch die Anschlussleistung der PV-Anlage ans Stromnetz relevant, die der Wechselstrom-Einspeiseleistung des Wechselrichters entspricht. Diese wird auch als Nettoleistung bezeichnet. Da der Wechselrichter bei der Umwandlung des Gleichstroms der PV-Module in den netzkonformen Wechselstrom Verluste aufweist, liegt die Netzanschlussleistung immer unter der Bruttoleistung der PV-Anlagen. Das Verhältnis von Gleichstrom- und Wechselstromleistung des Wechselrichters hängt von seiner Qualität ab. Im Schnitt aller Wechselrichter-verluste bei 6,5% [4]. Das sagt allerdings noch nichts darüber aus, welche Wechselstromleistung die Hersteller angeben. Zusätzlich werden die Wechselrichter typischerweise kleiner dimensioniert als die Bruttoleistung der PV-Anlage (durchschnittlich 5%), da die PV-Anlagen fast nie ihre Bruttoleistung erreichen [1]. Weiter müssen PV-Anlagen bis 25 kW Leistung, die keinen Smart Meter installiert haben, ihre Wirkleistung auf 70% begrenzen. Welcher Wert für die Leistung einer PV-Anlage tatsächlich von den Netzbetreibern erfasst wird, ist aufgrund dieser Effekte nicht bekannt.

Da die Leistungsdaten im Monitoringbericht des MELUND von den Netzbetreibern bereitgestellt werden, liegt die Vermutung nahe, dass hier zumindest teilweise die Nettoleistung (Wechselstromleistung des Wechselrichters) und nicht die im MaStR und den EEG-Anlagenstammdaten erfasste Bruttoanlagenleistung der PV-Anlage angegeben ist, was die Differenzen erklärt. Der Vergleich der drei Datenquellen in Tabelle 1 zeigt, dass der Monitoringbericht in den Jahren 2018 und 2019 die gesamt installierte Leistung um 65 - 124 MW niedriger angibt als das MaStR und die EEG-Anlagenstammdaten. Diese Abweichung liegt im Rahmen der zu erwartenden Abweichung zwischen Brutto- und Nettoleistung.

Da die Abweichungen zwischen den EEG-Anlagenstammdaten und dem MaStR gering sind und davon auszugehen ist, dass das MaStR den Anlagenbestand aller PV-Anlagen vollständiger erfasst sowie darüber hinaus zukünftig die zentrale Informationsquelle sein wird, wird der bereinigte MaStR-Datensatz für die folgenden Bestandsauswertungen genutzt.

2.1.2 Bestandsauswertung nach Anlagentypen und Leistungsklassen

Die Auswertung des PV-Anlagenbestands nach Anlagenzahl und installierter Leistung in SH zum Stichtag 31.12.2020 auf Basis der MaStR-Daten (Stand 26. April 2021) erfolgte hinsichtlich der Anlagentypen und Leistungsklassen. Tabelle 2 zeigt, dass zum Stichtag 51.239 PV-Anlagen in SH installiert waren. Mehr als die Hälfte der Anlagen sind Aufdachanlagen (Anlagen auf Gebäudedächern) mit einer installierten Leistung kleiner 10 kW. Aufdachanlagen machen 99,4% aller Anlagen aus. Obwohl der Anteil der Freiflächenanlagen (FFA) an der Gesamtzahl der Anlagen nur 0,6% liegt, macht ihre installierte Leistung 33,2% der insgesamt installierten Leistung aus. Im Schnitt sind die Freiflächenanlagen also wesentlich größer als die Aufdachanlagen. Insgesamt sind zum Stichtag 1.890 MW PV-Leistung in SH installiert. Das größte Marktsegment in Bezug auf die installierte Leistung sind die PV-Aufdachanlagen zwischen 40 bis 500 kW. Mit einem relativen Anteil von 33,2% an der insgesamt installierten Leistung hat dieses Segment einen gleich großen Anteil an der Gesamtleistung wie alle FFA zusammen.

Um die Struktur des PV-Anlagenbestands in SH mit der Struktur auf Bundesebene vergleichen zu können, ist in Tabelle 2 eine Auswertung des Anlagenbestands in Deutschland nach den gleichen Kategorien ergänzt. Der Vergleich zeigt, dass der Anteil der Aufdachanlagen kleiner 10 kW an der insgesamt installierten Leistung in SH kleiner ist als der Anteil derselben Kategorie auf Bundesebene. Überrepräsentiert im Vergleich zum Bundesdurchschnitt sind im SH große Aufdachanlagen mit einer installierten Leistung von 40 bis 500 kW sowie FFA mit einer Leistung größer 750 kW. Es lässt sich also sagen, dass in SH tendenziell besonders viele mittelgroße Aufdachanlagen und sehr große FFA installiert werden.

Tabelle 2: Gesamt installierte PV-Leistung und Anlagenzahl nach Anlagentyp und Leistungsklasse in SH und in Deutschland (DE) bis 31.12.2020

Anlagen- typ	Leistungs- klasse	Anlagenzahl in SH		Installierte Leistung in SH		Installierte Leistung in DE		Differenz Anteile in- stall. Leis- tung SH – DE
		Anzahl	Anteil	Leistung	Anteil	Leistung	Anteil	
	kW	-	-	MW	-	MW	-	-
Aufdach- anlage	$0 < x < 10$	28.740	56,1%	173,5	9,2%	7.733,0	14,2%	-5,0%
	$10 \leq x < 40$	15.941	31,1%	362,0	19,2%	11.826,1	21,7%	-2,5%
	$40 \leq x < 500$	6.166	12,0%	627,8	33,2%	13.868,3	25,4%	+7,8%
	$500 \leq x < 750$	92	0,2%	58,0	3,1%	3.154,9	5,8%	-2,7%
	$x \geq 750$	27	0,1%	39,8	2,1%	2.675,8	4,9%	-2,8%
FFA	$0 < x < 10$	36	0,1%	0,1	0,0%	16,8	0,0%	0,0%
	$10 \leq x < 40$	9	0,0%	0,2	0,0%	20,7	0,0%	0,0%
	$40 \leq x < 500$	33	0,1%	9,0	0,5%	389,2	0,7%	-0,2%
	$500 \leq x < 750$	36	0,1%	25,1	1,3%	1.192,1	2,2%	-0,9%
	$x \geq 750$	159	0,3%	594,0	31,4%	13.666,3	25,1%	+6,4%
	Summe	51.239	100,0%	1.889,6	100%	54.543,2	100,0%	

Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von MaStR (Stand 26.04.2021) [1]

2.1.3 Bestandsauswertung nach jährlichem Zubau

Der zeitliche Verlauf des Leistungszubaus von PV-Anlagen in SH ist in Abbildung 1 und Abbildung 2 dargestellt. Die erste Abbildung visualisiert den Leistungszubau von Aufdachanlagen während die zweite Abbildung den Leistungszubau von FFA darstellt. Aus der zeitlichen Differenzierung wird allgemein ersichtlich, dass die zubaustärksten Jahre bei Aufdachanlagen und FFA die Jahre 2010 und 2011 waren. Die Aufdachanlagen hatten hierbei einen deutlich größeren Anteil am Zubau als die FFA. Nach diesen Jahren ging der Zubau bis 2015 zurück und stieg danach wieder an. Während der Zubau der installierten Leistung bei den Aufdachanlagen seit 2015 wieder kontinuierlich zunimmt, hat sich der Zubau der FFA seit 2018 bereits wieder reduziert, wobei die Höhe des aktuellen Zubaus der FFA etwa halb so groß ist wie in den Spitzenjahren während bei den Aufdachanlagen immer noch weniger als ein Drittel erreicht wird.

Wie auch im Gesamtbestand zeigt sich im zeitlichen Verlauf des Zubaus von Aufdachanlagen, dass in den meisten Jahren das Segment von 40 bis 500 kW den größten Anteil am Zubau hatte. Hiervon abweichend hatte in den Jahren 2004 bis 2008 die Leistungsklasse 10 bis 40 kW den größten Anteil und in den Jahren 2000 bis 2003 sowie im Jahr 2020 die Klasse kleiner 10 kW den größten Anteil am Zubau. Bei der Leistungsklassenspezifischen Betrachtung des Leistungszubaus der FFA zeigt sich, dass die Leistungsklasse der Anlagen größer 750 kW konsequent den größten Anteil am Leistungszubau hatte.

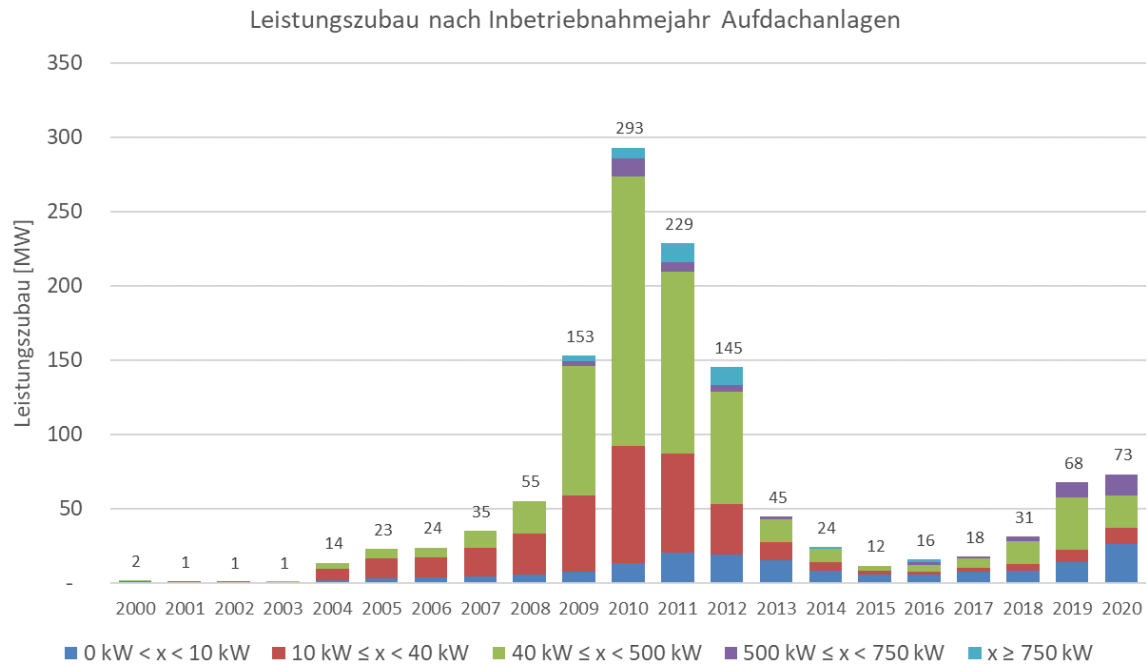


Abbildung 1: Jährlicher Zubau von PV-Aufdachanlagen in SH von 2000 bis 2020 nach Leistungsklassen [1]

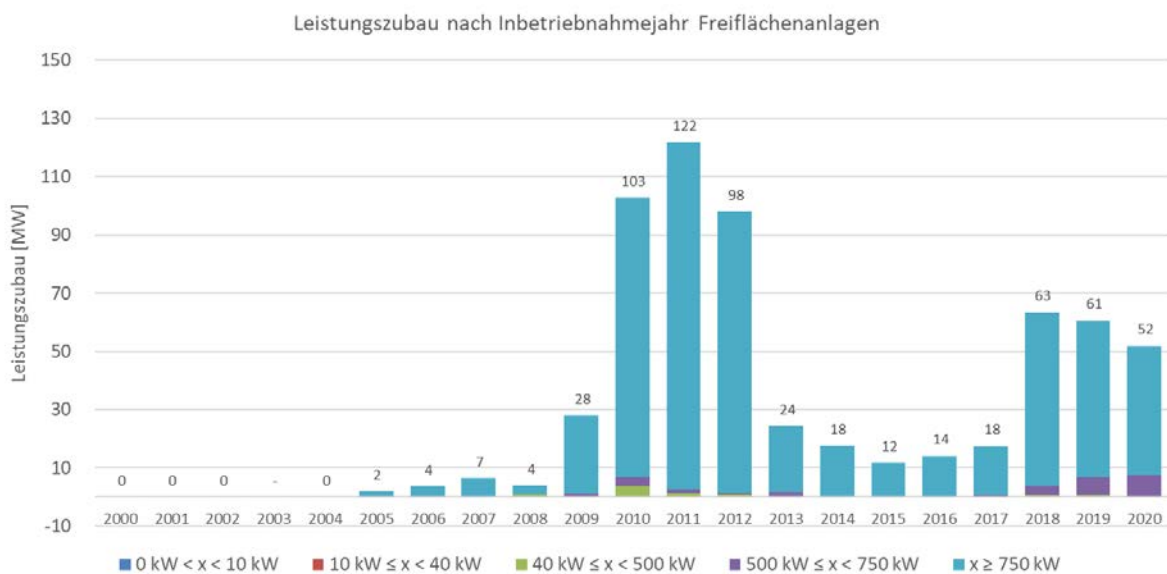


Abbildung 2: Leistungszubau von PV-Freiflächenanlagen von 2000 bis 2020 nach Leistungsklassen [1]

Die Entwicklung der kumulierten installierten Leistungen der verschiedenen Anlagenklassen ist in Abbildung 3 dargestellt. Hieraus wird ersichtlich, dass die FFA einen stetig steigenden Anteil an der kumulierten installierten Leistung aufweisen. So steigt ihr Anteil von 5% im Jahr 2000 auf 33% im Jahr 2020 an.

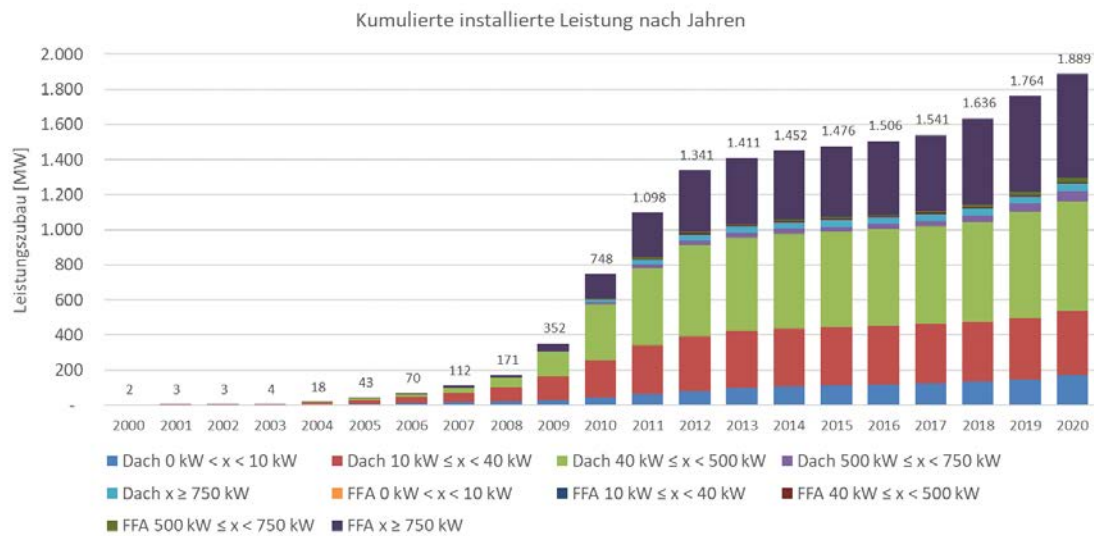


Abbildung 3: Entwicklung der kumulierten installierten PV-Leistung in SH nach Leistungsklassen [1]

2.1.4 Bestandsauswertung nach Sektor

Durch die Einführung des MaStR lässt sich erstmals eine Auswertung der sektoriellen Zugehörigkeit von Photovoltaikanlagen in Bezug auf die Gebäudenutzung durchführen. Die Daten liegen allerdings nur für Aufdachanlagen vor, da Freiflächenanlagen im MaStR keinem Sektor zugewiesen werden. Eine verlässliche umfassende Quelle zur sektoriellen Zugehörigkeit von FFA in SH ist den Autoren nicht bekannt.

Die Definition des Sektors erfolgt durch eigenständige Meldung der Betreiber auf Basis folgender Abfrage: „Wählen Sie aus, welche Nutzung das Gebäude aufweist, auf, an oder in dem die Solaranlagen errichtet wurde.“ Zur Auswahl stehen folgende Sektoren: Landwirtschaft, GHD, privater Haushalt, Industrie, öffentliches Gebäude und Sonstige.

Nach derzeitigem Stand liegt die Sektorinformation noch nicht für alle PV-Anlagen vor. Von den insgesamt hinterlegten 50.966 Aufdachanlagen (siehe Tabelle 2) haben 47.776 Anlagen eine Sektorinformation. Das entspricht 94% aller Aufdachanlagen. Die installierte Leistung der Anlagen mit Sektorinformation in SH beläuft sich auf 1.148 MW, was 91% der Gesamtleistung der Aufdachanlagen entspricht.

Die Auswertung der verfügbaren Daten ist in Abbildung 4 zu sehen. Es zeigt sich, dass der Sektor Landwirtschaft den größten relativen Anteil an der insgesamt installierten Leistung der Aufdachanlagen hat. Hierauf folgen der GHD und der Haushaltsbereich. Im Vergleich zu den Daten auf Bundesebene ist in SH der Sektor Landwirtschaft deutlich stärker ausgeprägt. Auf Bundesebene macht dieser nur 32% der installierten Leistung aus. Weniger stark ausgeprägt sind dafür die Haushalts- und Industriebereiche, die auf Bundesebene 28% bzw. 6% Anteil an der installierten Leistung aufweisen.

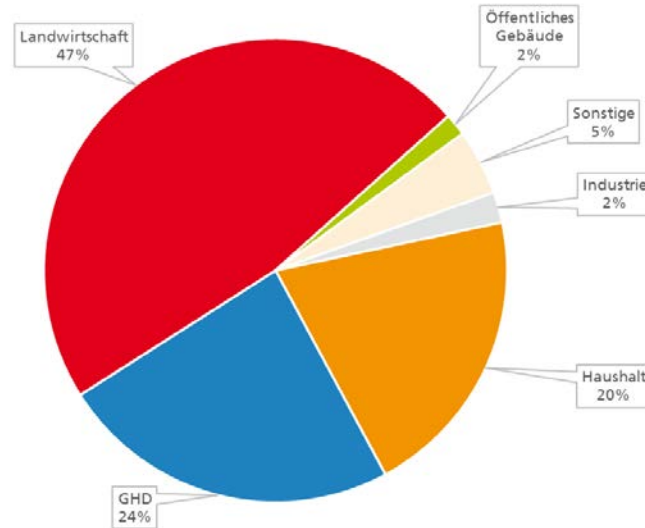


Abbildung 4: Auswertung der sektoriellen Zugehörigkeit des Bestands der PV-Aufdachanlagen in 2020 nach installierter Leistung [1]

2.1.5 Bestandsauswertung nach Standort

Bei der Auswertung der Anlagenanzahl von PV-Anlagen nach Postleitzahlengebieten (siehe Abbildung 5) zeigt sich, dass die meisten Anlagen in SH auf Fehmarn zu finden sind. Mit 1095 weist dieser Postleitzahlenbereich, vor Almdorf mit 713 und Nordermelmdorf mit 686 Anlagen, die meisten Installationen auf. Da die Postleitzahlengebiete unterschiedliche Größen haben und die Gebiete unterschiedlich dicht besiedelt sind ist zunächst nur festzustellen, dass es tendenziell mehr Postleitzahlengebiete mit vielen PV-Anlagen im Westen und an der Küste von SH gibt.

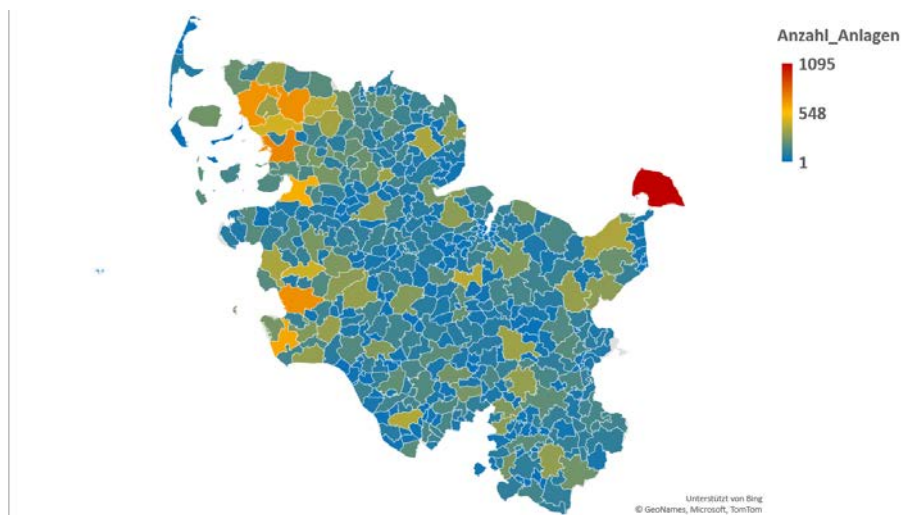


Abbildung 5: Anlagenanzahl von PV-Anlagen nach Postleitzahlengebiet [1, 5]

Um den unterschiedlichen Größen der Postleitzahlengebiete Rechnung zu tragen, wird die Anlagenzahl in der folgenden Analyse auf die Größe des Postleitzahlengebiets bezogen (siehe Abbildung 6). Durch diese Analyse zeigt sich, dass die meisten PV-Anlagen pro Quadratkilometer in urbanen Gebieten wie Flensburg,

Kiel und in der Umgebung von Hamburg zu finden sind. Es gibt allerdings auch eher ländlich geprägte Postleitzahlengebiete, die durch Neubaugebiete mit hoher Anlagendichte insgesamt hohe Anlagendichten erreichen. So weist beispielsweise Mildstedt mit 20 Anlagen pro Quadratkilometer eine fast genauso hohe Anlagendichte auf wie Kiel, das mit 21 Anlagen pro Quadratkilometer die höchste Dichte besitzt.

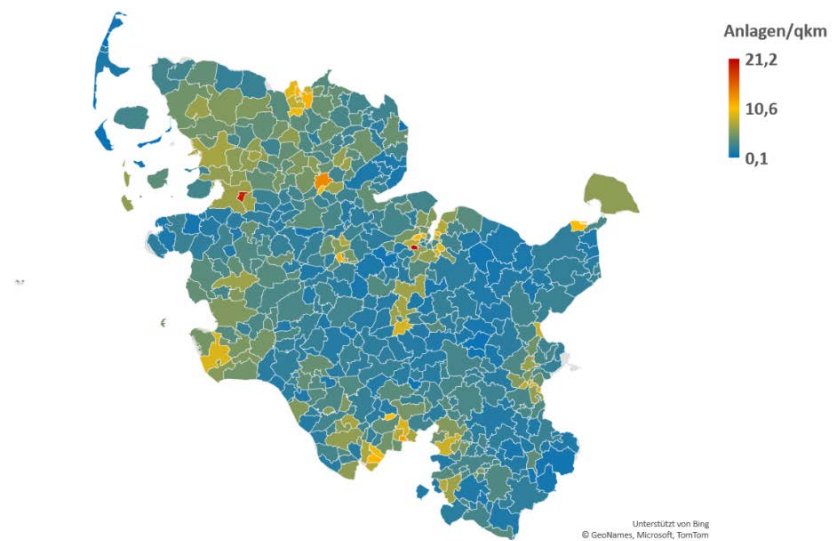


Abbildung 6: Anlagenzahl bezogen auf die Fläche der Postleitzahlengebiete [1, 5]

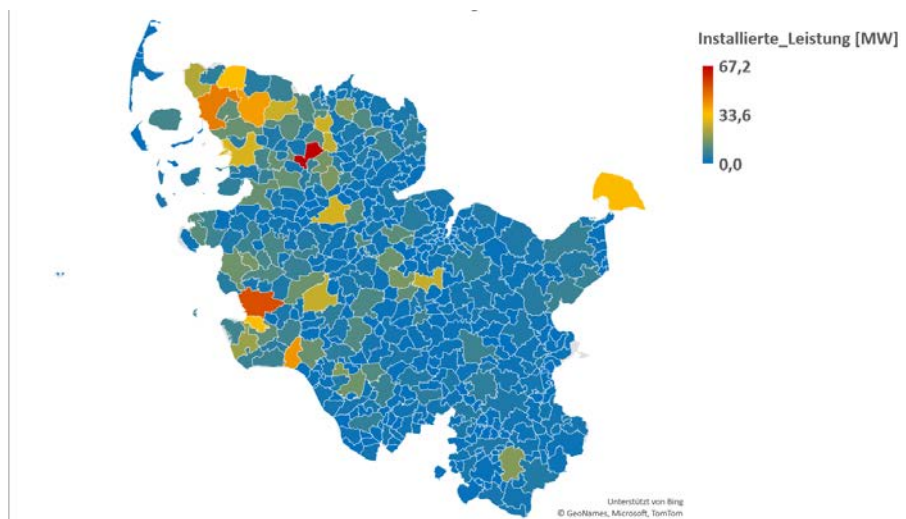


Abbildung 7: Installierte Leistung von PV-Anlagen nach Postleitzahlengebiet [1, 5]

Wertet man die Postleitzahlengebiete nach installierter Leistung aus (Abbildung 7), so treten vor allem ländliche Bereiche mit großen Freiflächenanlagen in den Vordergrund. Allerdings zeigt sich, wie auch schon bei der Anlagenzahl, dass abgesehen von Fehmarn der Schwerpunkt der installierten Leistung im Nordwesten von SH liegt. Die größten installierten Leistungen liegen mit 67,2 MW, 53,5 MW und 45,5 MW in Eggebek, Nordmeldorf und Dagebüll. Bezieht man die installierte Leistung auf die Fläche der Postleitzahlengebiete (Abbildung 8) treten insbesondere auch Postleitzahlengebiete zum Vorschein, in denen große Freiflächenanlagen entlang von Autobahnen liegen.

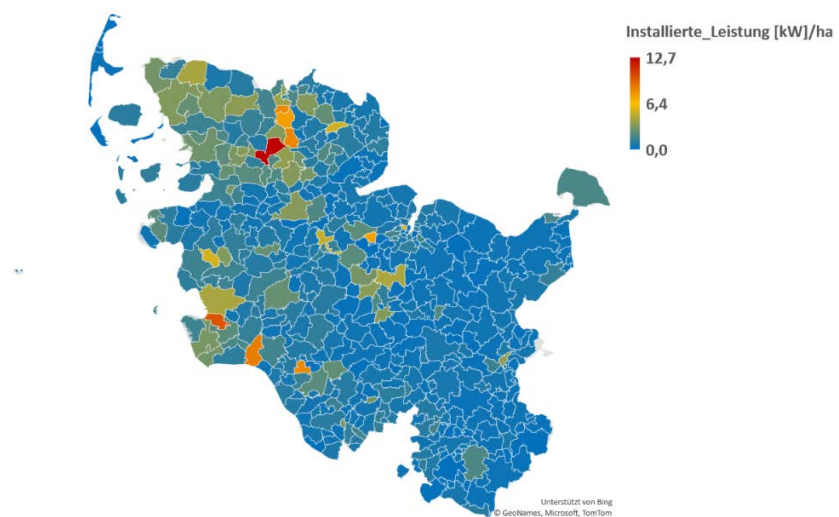


Abbildung 8: Installierte Leistung von PV-Anlagen bezogen auf die Fläche der Postleitzahlgebiete [1, 5]

2.1.6 Bestandsauswertung PV-Batteriespeicher

Der Bestand der PV-Batteriespeicher wurde durch Auswertung des MaStR untersucht. Tabelle 3 fasst den Näherungsansatz zusammen, mit dem Speicherkapazität und Speicherleistung in SH abgeschätzt wird. Im MaStR sind zum Zeitpunkt der Auswertung 4.752 Batteriespeicher erfasst. Auf Basis von Branchendaten [6] ist davon auszugehen, dass rund 60% der Batteriespeicher im MaStR aktuell erfasst sind. Auf dieser Basis wird der Bestand der Batteriespeicher in SH berechnet. Die geschätzte Durchdringung von PV-Batteriesystemen in Bezug auf die in SH installierten PV-Anlagen beträgt 15%. Unter Verwendung der bundesweiten Durchschnittswerte für Speichergröße und -leistung, lassen sich die Werte für Speicherkapazität und -leistung für SH berechnen.

Tabelle 3: Ermittlung des PV-Batteriespeicherbestands in SH

Anzahl erfasste PV-Batteriespeicher in SH [1]	4.752	-
Erfassungsgrad von Speichern im MaStR	60%	-
Anzahl PV-Batteriespeicher in SH (geschätzt)	7.750	-
Speicherdurchdringung	15%	-
Durchschnittliche Speichergröße in DE [7]	9,7	kWh
Speicherkapazität in SH (geschätzt)	75	MWh
Durchschnittliche Speicherleistung in DE [7]	4,6	kW
Speicherleistung in SH (geschätzt)	36	MW
Stromausspeisung 2019 [3]	16,9	GWh

2.1.7 Abschätzung des Solarstromertrags der Bestandsanlagen

Für die Berechnung des Solarstromertrags der Ende 2020 in Schleswig-Holstein installierten PV-Anlagen wurde von einem Ertrag für PV-Aufdachanlagen von 900 kWh/kW und für Freiflächenanlagen von 990 kWh/kW ausgegangen. Daraus resultiert wie in Tabelle 4 dargestellt ein mittlerer Solarstromertrag pro Jahr von 930 kWh/kW für die Summe von PV-Aufdach und FFA, was etwa den Messdaten der PV-Ertragsdatenbank von 935 kWh/kW entspricht (siehe auch Kapitel 7 und Tabelle 39). Durch Auswertung von EEG-Bewegungsdaten und dem Marktstammdatenregister wurde auf Bundesebene ein Selbstverbrauchsanteil von 10,7% für PV-Aufdachanlagen und 0,2% für Freiflächenanlagen ermittelt. Werte für Schleswig-Holstein liegen nicht vor. Unter der Annahme, dass die bundesweiten Werte auf Schleswig-Holstein übertragbar sind, ergeben sich die in Tabelle 4 dargestellten Mengen an selbstverbrauchtem und eingespeistem Solarstrom.

Tabelle 4: Solarstromertrag der Ende 2020 in SH installierten PV-Anlagen

Anlagenart	Installierte PV-Leistung Ende 2020	Mittlerer Solarstromertrag pro Jahr	Anteil Selbstverbrauch	Selbst verbrauchte Solarstrommenge	Eingespeiste Solarstrommenge
	MW	GWh/a	%	GWh/a	GWh/a
PV-Aufdachanlagen	1.261	1.135	10,7%	121	1.013
PV-Freiflächenanlagen	628	622	0,2%	1	620
Summe PV-Aufdach- und FFA	1.889	1.757		122	1.633

2.1.8 Einschränkungen

Der Vollständigkeit halber wird darauf hingewiesen, dass in den Auswertungen PV-Insulanlagen ohne Stromnetzanschluss sowie PV-Balkon-Module nicht oder nur unvollständig berücksichtigt sind, da sie im MaStR nicht erfasst werden müssen.

2.2 Erhebung Solarthermie-Anlagenbestand

2.2.1 Datenquellen und Erhebungsmethodik

Zur Erhebung des Solarthermie-Anlagenbestands in SH (SH) können drei verschiedene Datenquellen genutzt werden: Branchendaten von BSW-Solar und BDH [8], Förderdaten des Marktanreizprogramm (MAP) [9] und die Bautätigkeitsstatistik [10]. Die Datenquellen unterscheiden sich allerdings in Vollständigkeit und Detailgrad. Die einzige annähernd vollständige Datenquelle ist die gemeinsam von BSW-Solar und BDH jährlich herausgegebene Branchenstatistik. Allerdings ist die Statistik nur auf Bundesebene verfügbar. Die Förderdaten des Marktanreizprogramm dagegen weisen eine postleitzahlenscharfe Zuordnung auf. Allerdings sind nur ca. 50% der Anlagen über das MAP gefördert und es besteht zudem erst seit 2001. Die Bautätigkeitsstatistik erfasst mit ca. 75% der jährlich zugebauten Solarthermieanlagen mehr Anlagen, gibt aber keine Informationen zur Kollektorfläche und liegt nur bundeslandscharf vor. Tabelle 4 fasst die Informationen zu den Datenquellen zusammen.

Tabelle 5: Verfügbare Datenquellen und enthaltene Informationen zum Solarthermie-Anlagenbestand

Quelle	Anlagen- zahl kumuliert	Kollektor- fläche kumuliert	Vollständigkeit	Detailgrad
	Mio.	km ²		
Branchendaten BSW-Solar und BDH	2,47	21,300	Annähernd vollständig	Deutschland
Förderdaten BAFA	1,15	10,946	Unvollständige Erfassung seit 2001 (ca. 50% erfasst)	Postleit- zahlenscharf
Bautätigkeits- statistik	0,60	k.A.	Unvollständige Erfassung seit 2012 (ca. 75% erfasst)	Bundesland- scharf

Auf Basis der verfügbaren Informationen erscheint eine Kombination aus Branchendaten und Förderdaten am zielführendsten, da hierdurch eine möglichst hohe Vollständigkeit bei gleichzeitiger hoher regionaler Auflösung erreicht werden kann.

In Tabelle 5 sind die Eingangsdaten für die Schätzung der installierten Solarkollektorfläche in SH, die daraus abgeleiteten Werte sowie die Zielwerte der Schätzung als Zeitreihen aufgeführt. Um die Zielwerte, die kumulierte und jährlich zugebaute Solarkollektorfläche der Anzahl der Solarthermieranlagen in SH zu bestimmen, wird folgende Methodik angewandt.

Zur Berechnung des Zubaus der Solarkollektorfläche in SH (Zeile 7, Tabelle 5), wird der jährliche Zubau der geförderten Solarkollektorfläche in SH auf Basis der BAFA-Daten (Zeile 5, Tabelle 5) auf den geschätzten jährlichen Zubau in SH hochgerechnet, in dem der jährliche Zubau der geförderten Solarkollektorfläche in SH dividiert wird durch den Anteil, den der Zubau der geförderten Solarkollektorfläche in Deutschland am Zubau der Solarkollektorfläche in Deutschland insgesamt hat (Zeile 4, Tabelle 5). Dieser Rechnung liegt die Annahme zugrunde, dass die Quote der geförderten Anlagen in SH genauso groß ist wie auf Bundesebene. Mit dem Zubau kann ausgehend vom Ausgangswert der kumulierten Solarkollektorfläche im Jahr 2000 jeweils die kumulierte Solarkollektorfläche bestimmt werden. Ein Rückbau wird vernachlässigt.

Der Ausgangswert für die kumulierte Solarkollektorfläche in SH im Jahr 2000 (Zeile 8, Jahr 2000, Tabelle 5) wird durch Bezug auf den Bundeswert im Jahr 2000 berechnet (Zeile 1, Jahr 2000, Tabelle 5) und unterstellt, dass der Anteil der kumulierten Solarkollektorfläche in SH in 2000 an der kumulierten Solarkollektorfläche in Deutschland in 2000 genauso groß ist, wie der Durchschnitt der Anteile des Zubaus von Solarkollektorfläche in SH am Zubau von Solarkollektorfläche in Deutschland in den Jahren 2001 bis 2003 (Zeile 6, Jahr 2001-2003, Tabelle 5).

2.2.2 Bestandsauswertung Übersicht

In Tabelle 6 sind neben den Eckdaten der erfassten geförderten Solarthermieranlagen die sich aus der Schätzmethodik ergebenden Gesamtwerte des Solarthermie-Anlagenbestands in SH aufgelistet. Die Eckdaten der Schätzung und der geförderten Anlagen sind ins Verhältnis zum Gesamtbestand in Deutschland gesetzt. Es zeigt sich, dass der Anteil des geschätzten Gesamtbestands von Solarthermieranlagen in SH am Gesamtbestand in Deutschland in guter Näherung dem Verhältnis des erfassten geförderten Bestands in SH zum erfassten geförderten Bestand auf Bundesebene entspricht.

Tabelle 6: Zeitreihen der Förder- und Branchendaten für Solarthermie in DE und SH und abgeleitete Schätzung für Zubau und kumulierte Solarkollektorfläche in SH

Parameter		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	...	2018	2019	2020
Branchendaten:																			
1 Kumulierte Solarkollektorflächen in DE [8]	km²	2,90	3,80	4,40	5,10	5,80	6,80	8,30	9,20	11,30	12,70	13,90	15,10	16,30	17,20		20,50	20,80	21,30
Branchendaten:																			
2 Zubau Solarkollektorflächen in DE [8]	km²	0,62	0,90	0,60	0,70	0,70	1,00	1,50	0,90	2,10	1,40	1,20	1,20	1,20	0,90		0,50	0,30	0,50
Förderdaten:																			
3 Zubau geförderte Solarkollektorflächen in DE [9]	km²	-	0,724	0,460	0,571	0,734	0,810	1,354	0,735	1,574	1,272	0,337	0,541	0,345	0,337		0,113	0,123	0,034
4 Anteil Zubau geförderte Solarkollektorflächen an Zubau Solarkollektorflächen in DE	-	-	80,5%	76,6%	81,6%	105%	81,0%	90,3%	81,7%	75,0%	90,9%	28,1%	45,1%	28,7%	37,5%		22,6%	40,8%	6,9%
Förderdaten:																			
5 Zubau geförderte Solarkollektorflächen in SH [9]	km²	-	0,009	0,006	0,009	0,012	0,017	0,033	0,019	0,047	0,036	0,009	0,013	0,008	0,008		0,002	0,002	0,001
6 Anteil Zubau geförderte Solarkollektorflächen in SH an Zubau Kollektorfläche BSW	-	-	1,0%	1,0%	1,3%	1,7%	1,7%	2,2%	2,1%	2,2%	2,6%	0,7%	1,1%	0,6%	0,9%		0,3%	0,8%	0,1%
7 Schätzung Zubau Solarkollektorflächen in SH	km²	-	0,012	0,008	0,011	0,011	0,021	0,036	0,024	0,063	0,040	0,030	0,029	0,027	0,022		0,009	0,006	0,010
8 Schätzung kumulierte Solarkollektorflächen in SH	km²	0,033	0,044	0,052	0,064	0,075	0,096	0,132	0,155	0,218	0,258	0,289	0,318	0,345	0,366		0,435	0,441	0,450

Tabelle 7: Eckdaten des erfassten (geförderten) und geschätzten Solarthermie-Anlagenbestands (Anlagenzahl und Kollektorfläche) in SH im Jahr 2020 inklusive Vergleich mit Bundesdaten [8, 9]

Parameter	Wert		Anteil an allen bundesweit geförderten Anlagen	Anteil an allen bundesweit installierten Anlagen
Anzahl geförderte Anlagen kumuliert	27.838	-	2,4%	-
Geförderte Solarkollektorflächen kumuliert	0,250	km ²	2,3%	-
Anzahl installierte Anlagen kumuliert (geschätzt)	54.000	-	-	2,2%
Kumulierte Solarkollektorfl. installiert (geschätzt)	0,450	km ²	-	2,1%

2.2.3 Bestandsauswertung nach jährlichem Zubau

Betrachtet man den jährlichen Zubau von Solarthermieanlagen bzw. der Solarkollektorfläche in SH im Zeitverlauf in Abbildung 9 und Abbildung 10, ist zu erkennen, dass der Zubau im Jahr 2008 einen Höhepunkt erreicht hatte und seitdem mit leichten Schwankungen von Jahr zu Jahr zurückgeht. Ab dem Jahr 2016 lag die Zubaurate ähnlich hoch wie in den Jahren 2001 bis 2004. Der maximale Zubau im Jahr 2008 wurde mit 6.931 Anlagen und einer korrespondierenden Kollektorfläche von 63.000 m² erreicht. Die durchschnittliche Anlagengröße betrug 9,1 m² und lag damit über der durchschnittlichen Anlagengrößen des Gesamtbestands heute, die 8,3 m² pro Anlage beträgt, was einer typischen Dimensionierung einer Solarthermieanlage eines Einfamilienhaushalts (3-5 Personen) bei Heizungsunterstützung entspricht [11]. Die größten Anlagen wurden im Jahr 2019 mit einer durchschnittlichen Anlagengrößen 9,9 m² installiert

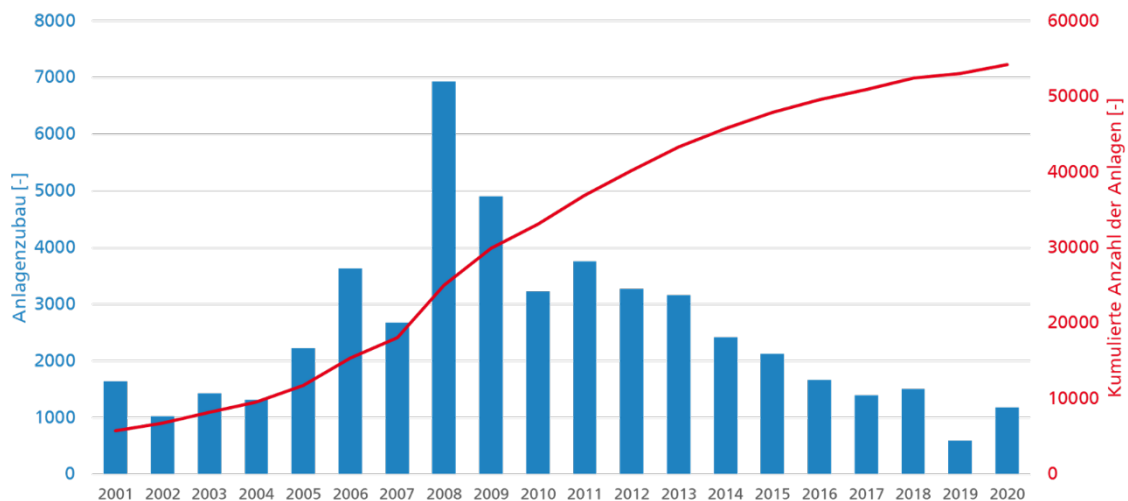


Abbildung 9: Jährlicher Zubau Anzahl Solarthermieanlagen nach Inbetriebnahmejahren

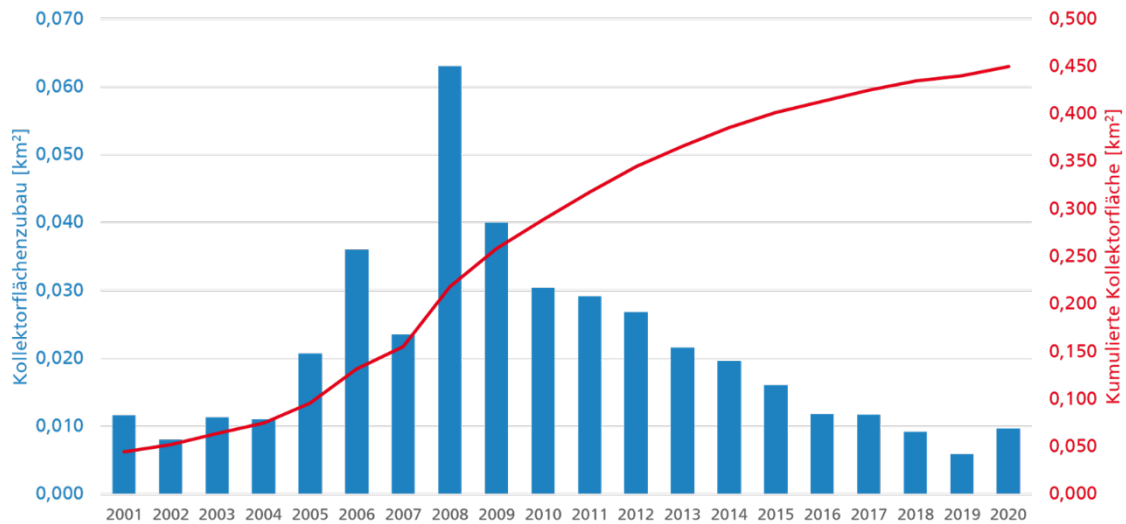


Abbildung 10: Jährlicher Zubau Solarkollektorfläche nach Inbetriebnahmejahren

2.2.4 Bestandsauswertung nach Sektor

Eine Auswertung des Bestands der geförderten Solarthermieranlagen in SH zeigt, dass rund 97,5% der geförderten Anlagen in privaten Haushalten zu finden sind. Nur 2,5% der Anlagen sind in anderen Sektoren installiert, darunter mit 1,9% der geförderten Anlagen die meisten im GHD-Bereich. Auf öffentlichen Gebäuden sind es nur 0,4%. Inwieweit die sektorielle Verteilung der geförderten Anlagen repräsentativ für den Gesamtbestand ist, kann auf Basis der verfügbaren Daten nicht geklärt werden.

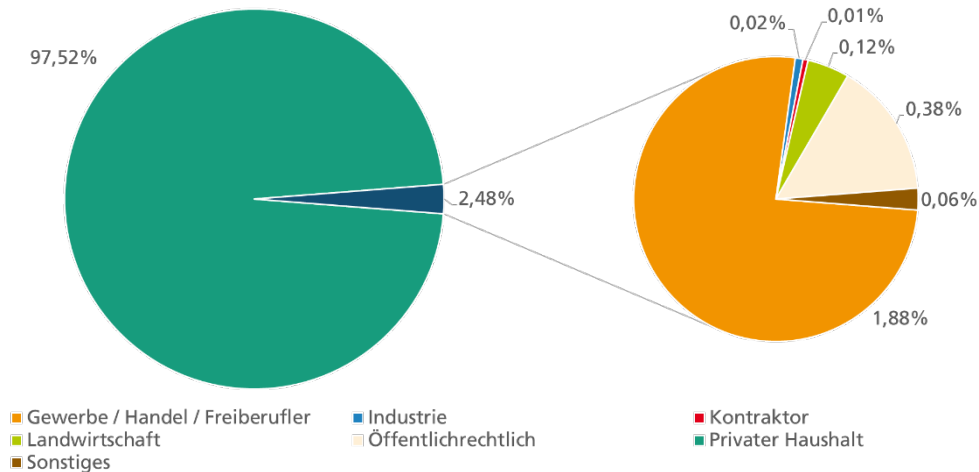


Abbildung 11: Auswertung der sektoriellen Zugehörigkeit der Solarthermieranlagen in SH in Bezug auf Anlagenzahl [9]

2.2.5 Bestandsauswertung nach Standort

Die Auswertung der Solarthermie-Anlagenzahl nach Postleitzahlengebieten (Abbildung 12) zeigt einen räumlich stark verteilten Einsatz der Solarthermieranlagen. Die größten Installationszahlen sind in Postleitzahlengebieten im Einzugsgebiet von Hamburg zu finden. Führend ist Ahrensburg mit 292 gefolgt von

Wakendorf II mit 275 und Wentorf bei Hamburg mit 272 Anlagen. Allerdings zeigen auch ländlichere Gebiete hohe Anlagenzahlen wie zum Beispiel Leck mit 248 Anlagen.

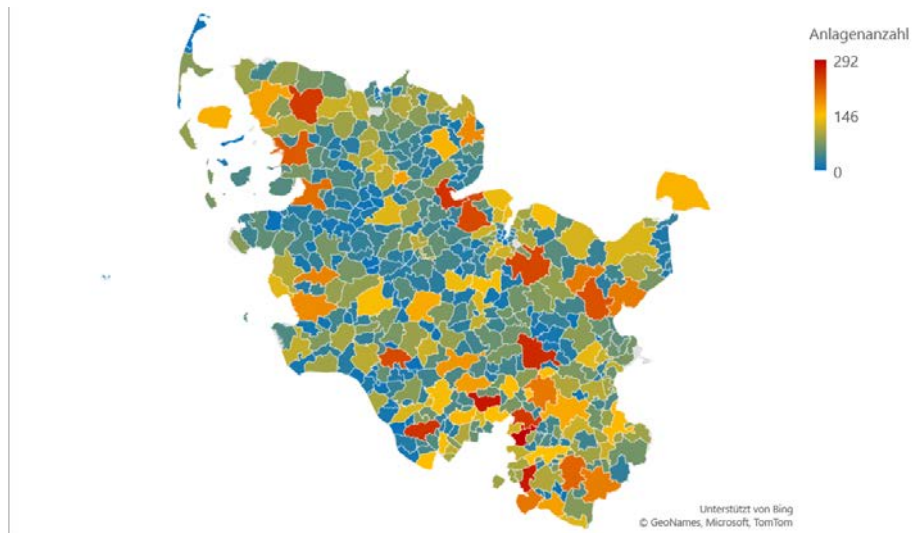


Abbildung 12: Anzahl Solarthermieranlagen nach Postleitzahlengebiet [9]

Die höchste Flächendichte (Anlagenzahl pro km² Landfläche) erreichen Solarthermieranlagen in Stadtgebieten. Insbesondere Kiel (bis zu 23 Anlagen pro km²) und Lübeck (bis zu 13 Anlagen pro km²) weisen hohe Dichten auf. Wie auch bei der absoluten Anlagenzahl sind hohe Dichten auch im Einzugsgebiet von Hamburg zu finden wie zum Beispiel in Schenefeld (10 Anlagen pro km²) (siehe Abbildung 13).

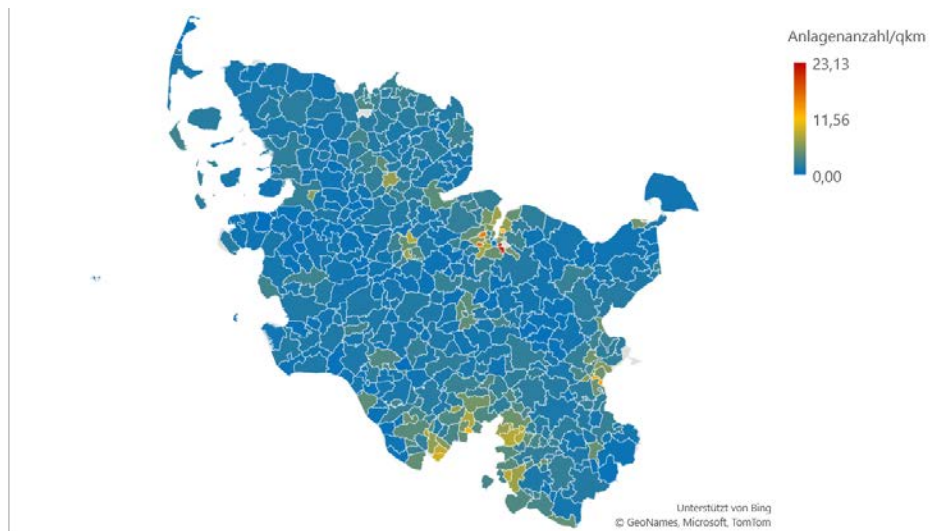


Abbildung 13: Anlagenzahl pro Quadratkilometer nach Postleitzahlengebieten [5, 9]

Bei der Betrachtung der räumlichen Verteilung der installierten Kollektorfläche von Solarthermieranlagen in SH zeigt sich, dass die Postleitzahlengebiete mit den meisten Anlagen auch die größten Kollektorflächen aufweisen, d.h. dass die Anlagengröße sich im Schnitt nur unwesentlich unterscheidet. Ahrensburg besitzt mit 2.840 m² die größte Fläche und die meisten Anlagen (siehe oben). Die durchschnittliche Anlagengröße liegt hier bei überdurchschnittlichen 9,7 m². Besonders große Solarthermieranlagen sind auf Inseln wie Sylt (durchschnitt. 19,4 m²) und Hooge (durchschnitt. 14,5 m²) zu finden, aber auch im Zentrum von Kiel (39,3 m²) (siehe Abbildung 14).

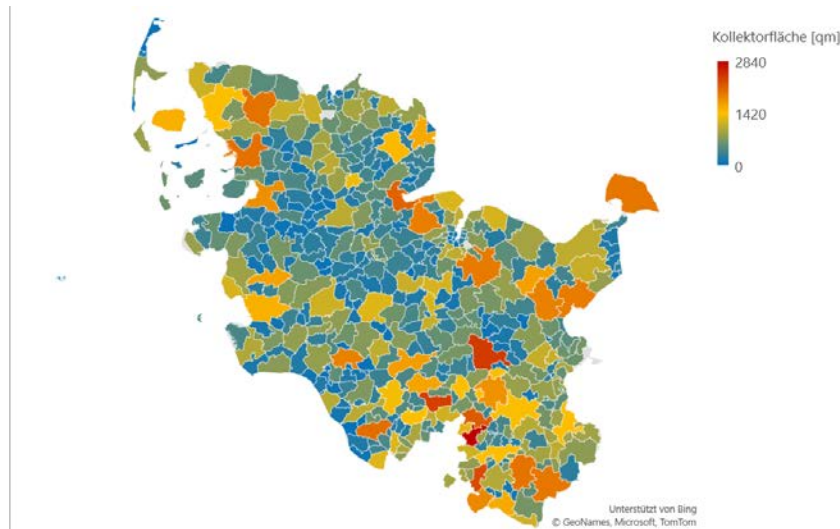


Abbildung 14: Kollektorfläche nach Postleitzahlengebieten [9]

Bezieht man die installierte Kollektorfläche auf die Einwohner, die in den Postleitzahlengebieten wohnen, kann man feststellen, dass pro Kopf vor allem in ländlichen Gebieten und auf Inseln hohe Werte erreicht werden. Die Stadtgebiete weisen bei dieser Betrachtung keine hohen Werte auf (siehe Abbildung 15).

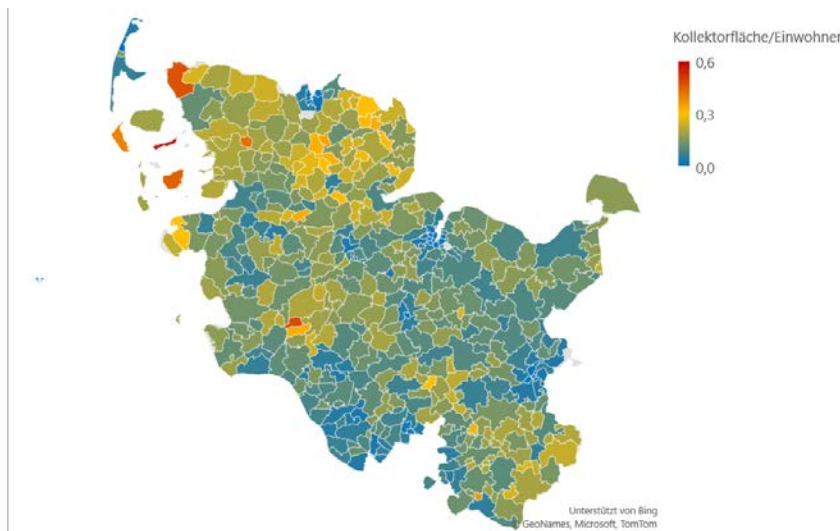


Abbildung 15: Kollektorfläche pro Einwohner nach Postleitzahlengebieten [5, 9]

2.2.6 Einschränkungen

Bei den vorangehenden Analysen wurden alle Zubauzahlen von Solarthermieanlagen in SH kumuliert und ein möglicher Rückbau von Anlagen nicht berücksichtigt. Dieses Vorgehen ist berechtigt, da davon auszugehen ist, dass die Anlagen, die im Betrachtungszeitraum zwischen 2001 und 2020 zugebaut wurden, noch in Betrieb sind, weil die Nutzungsdauer typischerweise mehr als 20 Jahre beträgt. Bei den Bestandsanlagen, die vor dem Betrachtungszeitraum gebaut wurden (0,033 km²) gibt es keinen Anhaltspunkt, welcher Anteil noch in Betrieb ist und welcher rückgebaut wurde. Allerdings ist der Anteil dieser Anlagen sehr gering, so dass er vernachlässigt werden kann.

Als weitere Einschränkung der Auswertung ist anzumerken, dass Schwimmbadabsorber (Solarthermieranlagen mit unabgedeckten Kollektoren zur Erwärmung für Schwimmbädern) nicht berücksichtigt wurden, da diese in der Statistik nicht erfasst werden.

2.3 Fazit

Die Analyse des PV-Anlagenbestandes ergibt eine installierte PV-Anlagenleistung von insgesamt 1.890 MW in SH zum 31.12.2020. Dabei handelt es sich um die Bruttoleistung der Anlagen (Nennleistung der PV-Module), die etwas höher ist als die ans Stromnetz angeschlossene Nettoleistung (Ausgangsleistung Wechselrichter). Zwischen 2009 und 2012, den Jahren mit dem höchsten Zubau, lag der Zubau zwischen 181 und 396 MW pro Jahr, in den letzten Jahren bei nur 95 bis 128 MW pro Jahr. Die Leistung von PV-Aufdachanlagen in SH ist in Proportion zur Einwohnerzahl und die Leistung von PV-FFA in Proportion zur Fläche gegenüber der in Deutschland installierten Leistung etwas unterrepräsentiert. Bei der Verteilung nach Größenklassen ist der Anteil der PV-FFA in SH mit 33,2% an der insgesamt installierten Leistung größer als in Deutschland und bei den Aufdachanlagen ist die Anlagenleistung im Schnitt auch größer als in Deutschland. Den größten Anteil haben mit 47% der Anlagenleistung haben PV-Anlagen auf landwirtschaftlichen Gebäuden. In Bezug auf die regionale Verteilung innerhalb von SH fällt auf, dass sich relativ viele Anlagen in Kreisen und Gemeinden im westlichen und nord-westlichen Teil von SH befinden. Eine Hochrechnung der PV-Batteriespeicherkapazität ergab eine Leistung von 75 MWh in SH.

Aufgrund der bislang geografisch ungleichmäßigen Verteilung der PV-FFA wird bezüglich der PV-FFA-Ausbauplanung empfohlen, insofern darauf Einfluss genommen werden kann, diesen geografisch am FFA-Anlagenbestand und den an diesem Ort für den Anlagenausbau verfügbaren Netzkapazitäten auszurichten.

Die Analyse des Solarthermie-Anlagenbestandes ergab eine geförderte Solarkollektorfläche von 0,250 km² bei einer gesamten Solarkollektorfläche von geschätzt 0,450 km² in SH. In den letzten Jahren war der Zubau von neuen Solarthermieranlagen stark rückläufig. Die Anlagen sind geografisch stärker gleichverteilt als die PV-Anlagen, jedoch auch stärker in ländlichen Gebieten zu finden.

3 Potenzialanalyse Solaranlagen in Schleswig-Holstein

In diesem Kapitel werden die Potenziale an PV- und Solarthermieanlagen in SH im Detail ermittelt und untersucht, unterteilt in Freiflächenanlagen (Kapitel 3.1), Anlagen auf Gebäudedächern (Kapitel 3.2), Anlagen an Gebäudefassaden (Kapitel 3.3) und auf größeren Parkplätzen (Kapitel 3.4).

AgriPV-Anlagen wurden in die Potenzialanalyse nicht gesondert betrachtet, da deren Potenzial in den bedingt geeigneten Flächen unter landwirtschaftliche Flächen bereits enthalten ist. Sie stellen nur eine andere Art der Nutzung dar (statt der Stilllegung der landwirtschaftlichen Nutzung erfolgt bei AgriPV eine kombinierte Nutzung der Fläche).

3.1 Potenzialanalyse von Solar-Freiflächenanlagen

3.1.1 Datengrundlage

3.1.1.1 Grundlage: Landesentwicklungsplan Schleswig-Holstein

Die Potenzialanalyse der Freiflächenanlagen basiert auf der Fortschreibung des Landesentwicklungsplans 2020 von SH (LEP2020). Kapitel 4.5 Energieversorgung des LEP2020 setzt folgende Ziele:

„Mit der Energiewende sollen die Klimaschutzziele erreicht, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung gewährleistet und der Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens 2021 umgesetzt werden. Bis spätestens zur Mitte des Jahrhunderts soll die Unabhängigkeit von fossilen Energieträgerschaften erreicht sein. Für Schleswig-Holstein gelten die Klimaschutzziele des Energiewende- und Klimaschutzgesetzes (EWKG). Die Erneuerbaren Energien wie Wind, Solar, Biomasse, Wasserkraft und Geothermie sind von zentraler Bedeutung für die Energiewende. Sie sollen in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität mittelfristig maßgebliche und langfristig ausschließliche Ressource werden. Bis 2025 sollen 37 Terrawattstunden Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt werden. Die Umsetzung der Energiewende bedarf hierzu neben der Errichtung der Erneuerbare-Energien-Anlagen, der Energieeinsparung und der Energieeffizienz auch einer zukunftsfähigen Energieleitungsnetzinfrastruktur. Eine zügige Verwirklichung dieser Infrastruktur soll bei allen Planungen und Maßnahmen unterstützt werden.“

Der LEP2020 wird derzeit fortgeschrieben und erfüllt folgende Aufgaben:

„Der Landesentwicklungsplan ist ein Fachplan der Raumordnung. Deren Aufgabe ist es, die unterschiedlichen Funktionen und Nutzungsmöglichkeiten des Raums, das heißt der Land- und Meeresflächen, aufeinander abzustimmen. So sollen Konflikte minimiert werden, wie sie zum Beispiel zwischen dem Erhalt von Natur und Landschaft und Flächennutzungen für Wohnen, Gewerbe, den Abbau von Rohstoffen oder den Bau von Infrastruktur entstehen können.“ [12]

Grundlage hierfür sind das Raumordnungsgesetz des Bundes sowie das Landesplanungsgesetz SH. Der LEP enthält dedizierte Kapitel zur Solarenergie-Nutzung und deren Flächen, die die Grundlage für diese Potenzialstudie bilden. Insbesondere soll der LEP den Bau von großen Freiflächenanlagen (FFA) räumlich steuern, so dass Anlagen z.B. besonders in vorbelasteten Räumen wie in Randstreifen entlang der Infrastruktur (Straße, Bahn) errichtet werden:

„Weil immer mehr große Solar-Freiflächenanlagen im Land geplant werden, wird durch den Landesentwicklungsplan hier jetzt stärker räumlich gesteuert. Die Anlagen sollen besonders in bereits vorbelasteten Bereichen, wie zum Beispiel entlang von Autobahnen und Bundesstraßen errichtet werden. Sensible Bereiche, zum Beispiel für Natur- und Landschaft, sollen stärker geschützt und das Landschaftsbild weniger

beeinträchtigt werden. Unter anderem sollen längere bandartige Strukturen vermieden werden. Außerdem werden Ausschlussgebiete benannt, die in den Regionalplänen festgelegt werden.“ (Quelle: LEP2020)

Das Solarkapitel 4.5.12 enthält Vorgaben zur Auswahl geeigneter Flächen für die Installation von Freiflächenanlagen. Sie werden in harte (absolut ungeeignet) und weiche Restriktionskriterien (Prüfung im Einzelfall) unterschieden, weiter wird eine Positivliste zur Umsetzung vorgegeben.

Die Entwicklung von raumbedeutsamen Solar-Freiflächenanlagen (Photovoltaik- und Solarthermie) soll möglichst freiraumschonend sowie raum- und landschaftsverträglich erfolgen:

„Um eine Zersiedelung der Landschaft zu vermeiden, sollen derartige raumbedeutsame Anlagen vorrangig ausgerichtet werden auf:

- *bereits versiegelte Flächen*
- *Konversionsflächen aus gewerblich-industrieller, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung und Deponien*
- *Flächen entlang von Bundesautobahnen, Bundesstraßen und Schienenwegen mit überregionaler Bedeutung oder*
- *vorbelastete Flächen oder Gebiete, die aufgrund vorhandener Infrastrukturen ein eingeschränktes Freiraumpotenzial aufweisen.“* (Quelle: LEP2020)

Als raumbedeutsam werden Anlagen > 4ha angesehen.

Harte Restriktionskriterien gemäß LEP2020 stellen rechtliche Vorgaben dar:

„Aus gesetzlichen Gründen sind folgende Flächen für Solar-Freiflächenanlagen grundsätzlich auszuschließen:

- *Schwerpunktbereiche des Schutzgebiets- und Biotopverbundsystems Schleswig-Holstein gemäß § 21 Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) in Verbindung mit § 12 Landesnaturschutzgesetz (LNatSchG)*
- *Naturschutzgebiete (einschließlich vorläufig sichergestellte NSG, geplante NSG) gemäß § 23 BNatSchG in Verbindung mit § 13 LNatSchG, (Quelle: Digitales Landschaftsmodell, DLM)*
- *Nationalparke / nationale Naturmonumente (z.B. Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer inkl. Weltkulturerbe Wattenmeer) gemäß § 24 BNatSchG in Verbindung mit § 5 Absatz 1 Nummer 1 NPG*
- *Natura 2000-Gebiete (FFH-Gebiete, europäische Vogelschutzgebiete, Ramsar-Gebiete)*
- *Gewässerschutzstreifen nach § 61 BNatSchG in Verbindung mit § 35 LNatSchG*
- *Überschwemmungsgebiete gemäß § 78 Absatz 4 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) einschließlich der gemäß § 74 Absatz 5 Landeswassergesetz (LWG) vorläufig gesicherten Überschwemmungsgebiete als Vorranggebiete der Raumordnung für den vorbeugenden Binnenhochwasserschutz,*
- *Gebiete im küstenschutzrechtlichen Bauverbotsstreifen gemäß § 82 LWG,*
- *Wasserschutzgebiete Schutzzone I gemäß Wasserschutzgebiet (WSG)-Verordnungen in Verbindung mit §§ 51, 52 WHG.*
- *Waldflächen gemäß § 2 Landeswaldgesetz (LWaldG) sowie Schutzabstände zu Wald gemäß § 24 LWaldG (30 Meter).“* (Quelle: LEP2021)

In Abbildung 16 bis Abbildung 21 sind die genannten Gebiete in Schleswig-Holstein als Beispiel für die Restriktion der Flächenkulisse in Karten dargestellt:

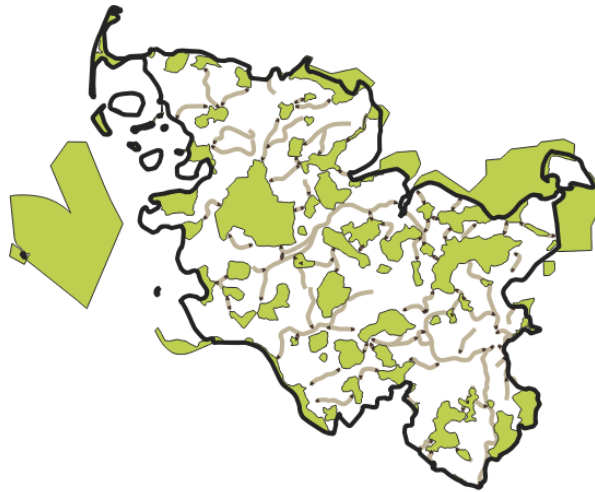


Abbildung 16: *Schwerpunktbereiche des Schutzgebiets- und Biotopverbundsystems SH gemäß § 21 Bundesnaturschutzgesetz*

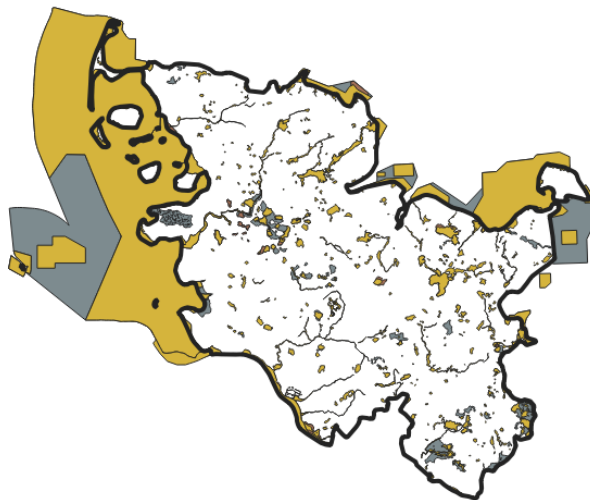


Abbildung 17: *Lage der Natura 2000-Gebiete (FFH-Gebiete, europäische Vogelschutzgebiete, Ramsar-Gebiete)*

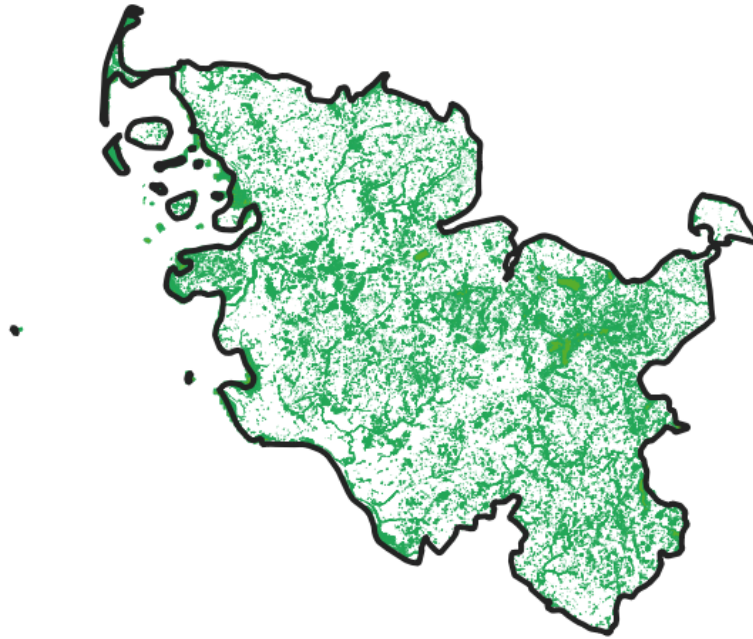


Abbildung 18: Gesetzlich geschützte Biotope gemäß § 30 Absatz 2 BNatSchG in Verbindung mit §21 Absatz 1 LNatSchG), (Quelle: Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume, Biotopskartierung SH, Status 1 und 5 (geschützt))

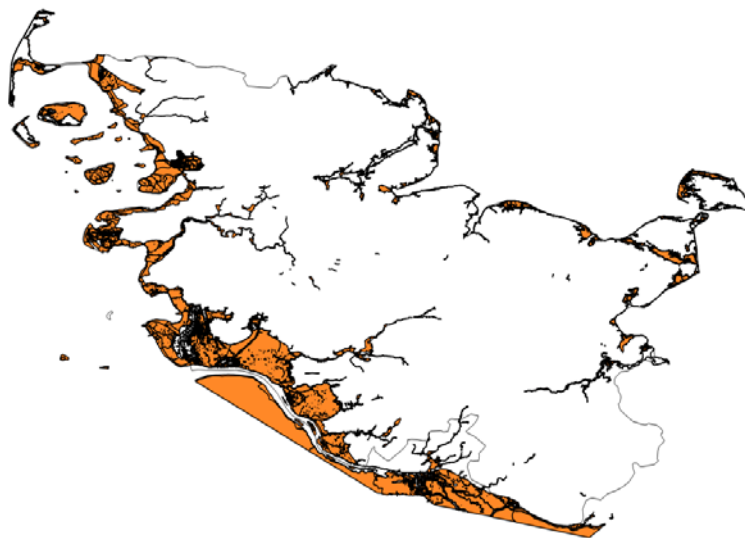


Abbildung 19: INSPIRE layer nz-core:Riskzone, (Quelle Bundesanstalt für Gewässerkunde (Überschwemmungsgebiete))

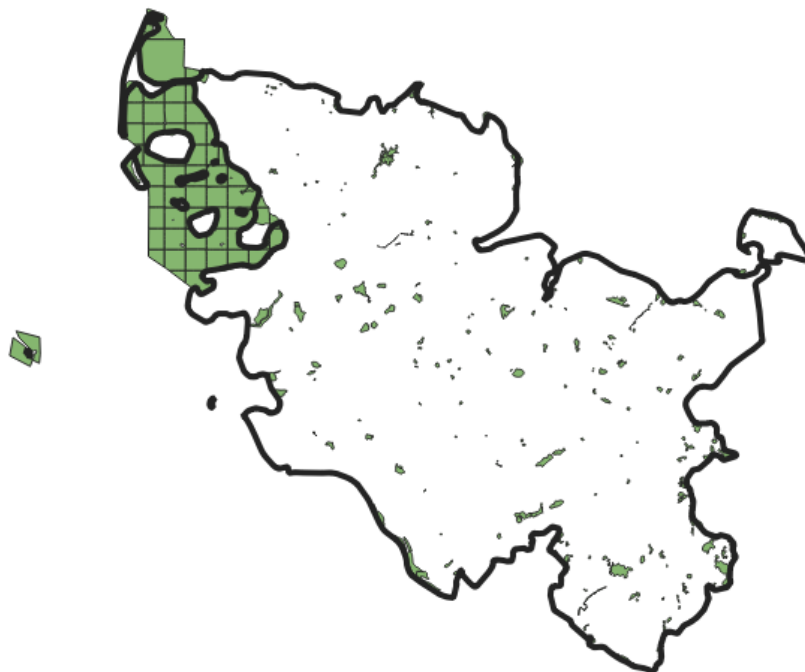


Abbildung 20: Natur-, Umwelt-, Bodenschutzrechtsslayer (Quelle: Digitales Landschaftsmodell SH)

Abbildung 21 zeigt die Summe der harten Restriktionskriterien.

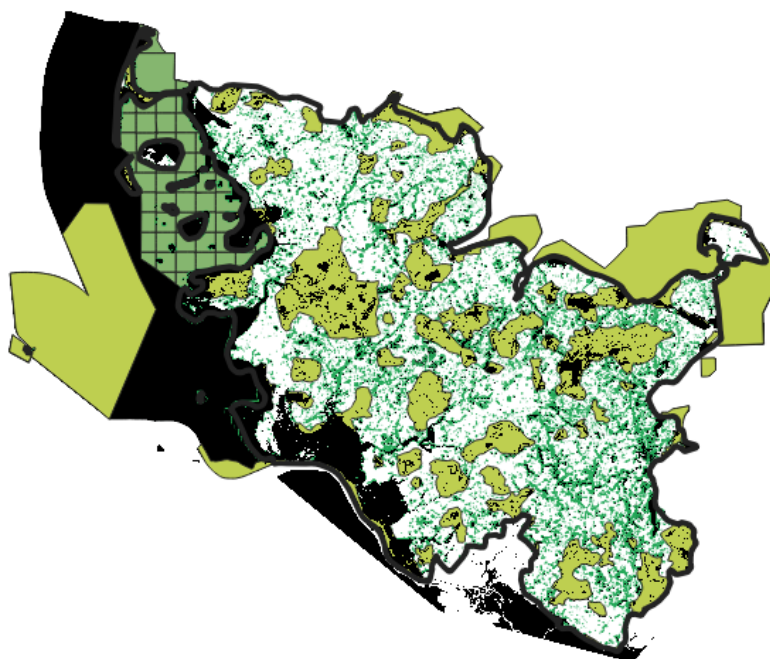


Abbildung 21: Beschneidung der Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen durch die Summe der harten Restriktionskriterien

3.1.1.2 Solare Einstrahlung

SH weist im Vergleich zu Süddeutschland eine um etwa 15% niedrigere Solarstrahlungsmenge pro Jahr auf (siehe Abbildung 22). In Kiel beträgt die Solareinstrahlung auf eine horizontale Fläche pro Jahr im langjährigen Mittel etwa 1.014 kWh/m², die maximale jährliche Einstrahlungsmenge wird bei einer Ausrichtung nach Süden und einer Neigung der Fläche von ca. 40° erreicht, sie beträgt 1.201 kWh/m². Mit einer so ausgerichteten und geneigten PV-Anlage wird typischerweise ein Solarstromertrag von etwa 976 kWh pro kW installierter PV-Leistung und Jahr erreicht (siehe die Erläuterungen zur Einstrahlung Anhang, Kapitel 7). Die Solarenergienutzung führt somit auch in SH zu guten Erträgen, zu berücksichtigen ist jedoch, dass der Anlagenenertrag pro installierter Nennleistung etwa 15% niedriger als in Süddeutschland und somit die Wirtschaftlichkeit (bei gleichen Kosten) etwas geringer ist.

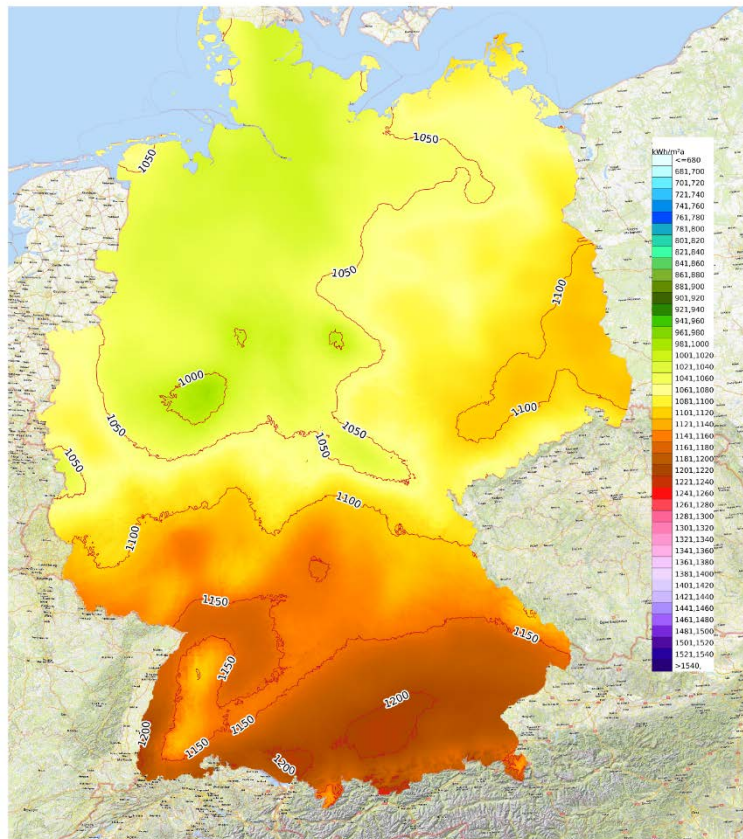


Abbildung 22: Langjähriges Strahlungsmittel der Globalstrahlung von 1991 bis 2020
(Quelle: DWD, eigene Darstellung)

3.1.1.3 Datenquellen

Wie bereits in Kapitel 3.1.1.1 beschrieben, ist die Grundlage der Flächenrestriktion der Landesentwicklungsplan. Im Folgenden sind die Datenquellen aufgeführt, auf deren Basis die Flächenkulisse beschrieben wird.

GIS-Software (QGIS-Version)

Die Analysen wurden mit dem Geoinformationssystem QGIS Version 3.17.0-Master durchgeführt. Mehr Informationen sind dem beigefügten GIS-Projekt zu entnehmen.

ATKIS-Basis-DLM

Die Hauptinformationsquelle für diese Untersuchung stellt das digitale Landschaftsmodell (DLM) des Landes SH dar, das topographische Objekte der Landschaft im Vektorformat zur Verfügung stellt auf Basis des ATKIS®-Objektartenkatalogs (ATKIS®-OK). Es orientiert sich am Maßstab 1:10 000/1:25 000, die Lagegenauigkeit ist höher (± 3 m für die wichtigsten linienförmigen Objekte). Diese Daten können in einem GIS weiterverarbeitet werden².

Digital True Orthophotos (DOP)

Vom Land SH zu Verfügung gestellter Web Map Service einer flächendeckenden Sammlung von Digital True Orthophotos mit einer Bodenauflösung von 20 cm.

Digitale Topographische Karte 1:25000 (DTK25)

Vom Land SH zu Verfügung gestellter Web Map Service (WMS) einer topographischen Karte.

Einstrahlungsdaten

Für die Modellierung des PV-Potenzials wurde einerseits auf langjährige Strahlungsdatenreihen der Jahre 1991-2020 des Deutsch Wetterdienstes (DWD) zurückgegriffen sowie andererseits auf Daten des PVGIS-Projekts des Joint Research Centers (JRC) der Europäischen Union (CMSAF).

Hauptkarte des Landesentwicklungsplans für Schleswig-Holstein

Daten zur Fortschreibung des Landesentwicklungsplan SH - 2. Entwurf (2020) wurden im Rahmen der Online-Beteiligung (08.12.2020 - 22.02.2021) von SH veröffentlicht und zur Verfügung gestellt – insbesondere die Übersichten zur Raumstruktur und ihrer Vorbehaltsräume:

- 01_raumstruktur schwerpunkt_tourismus_erholung
- 01_raumstruktur vorbehaltsraumnatur_landschaft
- 01_raumstruktur vorranggebiet_naturschutz
- 01_raumstruktur kuestenmeer
- 01_raumstruktur raumstruktur
- 04_verkehr strasse
- 04_verkehr bahn

Digitales Geländemodell

Digitales LiDAR Geländemodell von Deutschland, 20 Meter, Version 1³

- Koordinatenreferenzsystem: EPSG:25832
- Geodätisches Datum: ETRS89
- Koordinatensystem: UTM Zone 32
- Horizontale Auflösung: 20 Meter (20m Modell) bzw. 50 Meter (50m Modell)
- Vertikales Datum: Unverändertes Höhen-Bezugssystem der Quelldaten (Normalerweise das nationale, auf Höhe über dem mittleren Meeresspiegel basierende System)
- Vertikale Auflösung: 0.1 Meter

² <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/digitales-basis-landschaftsmodell-ebenen-basis-dlm-ebenen.html>

³ <https://data.opendataportal.at/dataset/dtm-germany>

- Dateiformat: GeoTIFF, 32-bit Floating Point, vertical unit: Meter, compression: Deflate

Ackerbauliches Ertragspotenzial der Böden in Deutschland 1:1000000 der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

„Das Müncheberger Soil Quality Rating (SQR) wurde vom Leibniz-Zentrum für Agrarlandschaftsforschung (ZALF) entwickelt. Das SQR ist ein Verfahren zur Bewertung der Eignung von Standorten für die landwirtschaftliche Nutzung und dient der Abschätzung des Ertragspotenzials im globalen Maßstab. Die Methode wurde für die Anwendung auf Bodenkarten von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) modifiziert und ist in der Methodendokumentation der Ad-hoc-AG Boden aufgenommen. Die Karte zeigt eine solche Anwendung des Verfahrens für die Ackerböden in Deutschland auf Basis der nutzungsdifferenzierten Bodenübersichtskarte von Deutschland im Maßstab 1:1.000.000. Weitere Eingangsdaten sind die mittleren jährlichen Klimadaten (DWD), das Relief (BKG) und die Landnutzung (CLC2006). Das Soil Quality Rating bewertet einen Standort zunächst mit Hilfe von acht Basisindikatoren wie dem Bodensubstrat oder der effektiven Durchwurzelungstiefe. Die Punktzahlen der Basisindikatoren werden unter Verwendung unterschiedlicher Wichtungsfaktoren zu einem Summenwert zusammengefasst. Anschließend erfolgt die Bewertung von ertragslimitierenden Gefährdungsindikatoren wie der Durchwurzelungstiefe oder der Trockenheitsgefährdung. Nur der Gefährdungsindikator, der die höchste Gefährdung anzeigt, geht in die Berechnung ein. Das finale Soil Quality Rating bewertet die Standorte in einer Skala zwischen 0 und 102 Punkten. Je höher der Wert, desto größer ist das Ertragspotenzial des Standorts.“ (Quelle: Produktbeschreibung des Müncheberger Soil Quality Ratings des BGR.⁴)

3.1.1.4 Grundannahmen über die installierte Flächenleistung

Zur Bestimmung der Leistungsdichte der installierten PV-Leistung sind einige Annahmen zu treffen bzgl. der Performance Ratio (PR) der betrachteten Anlagen, dem Wirkungsgrad der Module, dem Aufstellwinkel sowie dem Tischabstand der einzelnen Modulreihen. In der Optimierung dieser Parameter ist nicht nur der Solarertrag in Abhängigkeit der Neigung und Ausrichtung (der höchste Ertrag liegt bei 39° Neigung vor, siehe Kapitel 3.1.1.2), sondern auch die gegenseitige Verschattung der hintereinander aufgestellten Modulreihen bei niedrigstehender Sonne und die möglichst effiziente Flächennutzung zu berücksichtigen, die einen möglichst geringen Abstand der Modulreihen zueinander erfordert.

Zur Ermittlung der Leistungsdichte von PV-Freiflächenanlagen, von der in den folgenden Potenzialanalysen ausgegangen wird (installierbare PV-Leistung pro ha Grundstücksfläche), wurden verschiedene Aufstellarten von PV-FFA für einen Breiten in SH simuliert und dafür verschiedenen Aufstellparameter der PV-Anlagen variiert. Die Ergebnisse sind in Tabelle 7 dargestellt. Ein guter Mittelwert ist hier ein Anstellwinkel von 25° bei einer Modulleistungsdichte von ca. 200 Wp/m² (Standard c-Si) und einer Anlagen-PR in der Größenordnung von 85%. Hiermit erreicht man Flächenbelegungsichten von 0,95 MW/ha. Berücksichtigt man einen Randstreifen, so reduziert sich der Wert auf 0,8 MW/ha. In anderen Studien werden teilweise niedrigere Werte angenommen, vor dem Hintergrund eines stark steigenden Flächenbedarfs für die Solarenergienutzung und eines generell steigenden Nutzungsdrucks auf Freiflächen wird im Folgenden für **PV-Freiflächenanlagen von einer Flächendichte von 0,8 MW PV-Leistung pro ha Grundstücksfläche** ausgegangen.

⁴ <https://produktcenter.bgr.de/terraCatalog/DetailResult.do?fileIdentifier=3DBC11EE-81E9-41A2-916E-1281DDD6C7A8>

Tabelle 8: Simulationsergebnisse für PV-FFA-Beispielanlagen mit unterschiedlicher Neigung und Reihenabständen für einen Breitengrad in SH

Bezeichnung Variante	Einheit	N15-13	N20-13	N20-17	N25-13	N25-20
Neigung	°	15	20	20	25	25
Verschattungswinkel	°	13	13	16,61	13	19,71
Gmod	kWh/m²	1174	1204	1204	1226	1226
Reihenverschattung	%	1,3%	1,5%	2,7%	1,8%	4,0%
Reihenabstand	M	11,13	12,92	11,13	14,6	11,13
lichter Reihenabstand	M	5,98	7,90	6,12	9,77	6,29
GCR	%	46%	39%	45%	33%	43%
Reihenfläche	m²	381,1	442,4	381,1	499,9	381,1
Reihenleistung	kW	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
Flächenleistung ohne Randstreifen	kW/m²	0,0945	0,0814	0,0945	0,0720	0,0945
Flächenleistung inkl. Randstreifen	kW/m²	0,0787	0,0678	0,0787	0,0600	0,0787
Flächenleistung ohne Randstreifen	MW/ha	0,9447	0,8138	0,9447	0,7201	0,9447
Flächenleistung inkl. Randstreifen	MW/ha	0,7872	0,6781	0,7872	0,6001	0,7872

3.1.2 Methodik der Datenprozessierung

3.1.2.1 Kategorisierung der DLM-Daten

Um das Solarpotenzial von PV-Freiflächenanlagen in SH zu erfassen, wird eine landesweite Flächeneignungskarte erstellt, die folgende Kategorien unterscheidet:

Geeignete Flächen: Keine Restriktionen zur Errichtung von PV-Freiflächenanlagen

Bedingt geeignete Flächen: Die Fläche unterliegt gewissen Restriktionen und es bedarf einer Einzelprüfung des Standortes

Ungünstige Flächen: Grundsätzlich ungeeignete Fläche für PV-Freiflächenanlagen

Als Datengrundlage dient das bereitgestellte digitale Landschaftsmodell (DLM) von SH, das mit landesweit flächendeckenden Rauminformationen über Landbedeckungen und Nutzungen die Basis für die Flächenpotenzialkarte darstellt. Die Einteilung in die oben genannten Kategorien erfolgt nach rechtlichen Rahmenbedingungen und Voraussetzungen des LEP2020.

Die Fortschreibung des LEP2020, in dem Positiv- und Negativkriterien für die Eignung von Freiflächenanlagen festgelegt werden, soll im Herbst 2021 verabschiedet werden. Der Fokus liegt hierbei auf Gebieten, die bereits durch Versiegelung oder (Verkehrs)-Infrastrukturen vorbelastet sind.

Die **Positivkriterien** aus dem LEP2020 sind hier zusammengefasst:

- Bereits versiegelte Flächen,

- Konversionsflächen aus gewerblich-industrieller, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung und Deponien
- Flächen entlang von Bundesautobahnen, Bundesstraßen und Schienenwegen mit überregionaler Bedeutung oder
- Vorbelastete Flächen oder Gebiete, die aufgrund vorhandener Infrastrukturen ein eingeschränktes Freiraumpotenzial aufweisen.

Um den Einfluss auf unbelastete Landschaftsteile zu vermeiden, werden im LEP folgende

Negativkriterien festgelegt:

- Ausschluss von Flächen, die gesetzlichen Regelungen unterliegen. Hierzu gehören
 - o Naturschutzrechtliche Rahmenbedingungen
 - o Küsten- und Wasserschutzgebiete, sowie Überschwemmungsgebiete
 - o Waldflächen sowie Schutzabstände zu Wald (30m)
- Vermeidung längerer bandartiger Strukturen
- Einzelne und benachbarte Anlagen sollen eine Gesamtlänge von 1000 m nicht überschreiten
- Sofern diese Gesamtlänge überschritten wird, sollen jeweils ausreichend große Landschaftsfenster zu weiteren Anlagen freigehalten werden,
- Räumliche Überlastungen durch zu große Agglomerationen von Solar-Freiflächen sollen vermieden werden

Der aus diesen Voraussetzungen resultierende Kriterienkatalog wurde aus den Flächenkategorien des DLM erstellt, die in den folgenden Kapiteln aufgeführt sind.

Zusätzlich wurde das resultierende Eignungsraster mit der Linienkategorie ‚Knicks‘ ergänzt (siehe Kapitel 3.1.2.4 zu Knicklandschaften).

Kategorie ‚Geeignete Flächen‘

Aus dem Kriterienkatalog werden die in Abbildung 23 gelisteten Flächen als ‚geeignet‘ eingestuft. Die Prozesse zur Erstellung der Seitenstreifen entlang der Verkehrswege sind im Kapitel 0 ‚Zielgebiete entlang der Verkehrsinfrastruktur‘ erläutert.



Abbildung 23: Für PV-FFA geeignete DLM-Flächenlayer

Kategorie ‚Bedingt geeignete Flächen‘

Bei den bedingt geeigneten Flächen (siehe Abbildung 24) bedarf es einer Prüfung des Standortes. Darunter fallen auch landwirtschaftliche Flächen, die einen großen Anteil des Bundeslandes ausmachen und v.a. in

der Nähe zur Verkehrsinfrastruktur für die Installation von PV-FFA interessant sind. Die Raumstruktur Vorranggebiete Natur und Landschaft ist bedingt geeignet, da raumbedeutsame PV-FFA hier nicht zulässig sind.



Abbildung 24: Für FFA bedingt geeignete DLM-Flächenlayer

Kategorie ‚Ungeeignete Flächen‘

Die ungeeigneten DLM-Flächenlayer sind in Abbildung 25 aufgelistet.



Abbildung 25: Für FFA ungeeignete DLM-Flächenlayer

Für Freiflächenanlagen werden Siedlungsgebiete, Industrieflächen, Gebäude und Einrichtungen, Wald, sowie Flächen mit rechtlichen Restriktionen ausgeschlossen. Gewässerschutzstreifen werden nach § 61 BNatSchG in Verbindung mit § 35 LNatSchG berücksichtigt, indem die Layer 44001 ‚AX_Fließgewässer‘ und 44006 ‚AX_StehendesGewaesser‘ mit einem Puffer von 50m versehen werden. Entsprechend §24 LWaldG wird Wald und ein Schutzabstand von 30m zu Wald als ungeeignet klassifiziert. Hierfür werden die DLM-Flächen 43002 ‚AX_Wald‘ mit einem Puffer von 30m versehen und den ungeeigneten Flächen zugeordnet.

Im DLM ist die Verkehrsinfrastruktur der Autobahnen, Bundesstraßen und des Schienenverkehrs als Linien-netz bereitgestellt. Um Flächeninformationen zu erhalten, wird ein Puffer von 5 m um die Linien gelegt, der nach Abgleich mit den bereitgestellten Orthophotos die reale Streckenbreite gut abbildet. Diese Verkehrs-flächen werden für die FFA-Eignung der Kategorie ‚ungeeignet‘ zugeteilt.

3.1.2.2 Kategorisierung weiterer Raumdaten

Um die genannten Voraussetzungen des LEP zu erfüllen, werden weitere Rauminformationen miteinbezo-gen.

Aus der Hauptkarte des LEP werden folgende Raumstrukturen als bedingt geeignet klassifiziert (nicht ge- eignet für raumbedeutsame Freiflächenanlagen größer als 4ha, bedingt geeignet nach Prüfung im Einzelfall für Anlagen kleiner als 4ha):

- Schwerpunktraum Tourismus und Erholung
- Vorranggebiete Natur und Landschaft

Informationen zu naturschutzrechtlich relevanten Flächen werden vom DLM nicht ausreichend bereitgestellt und werden durch folgende Flächen ergänzt. Diese Flächen werden für PV-FFA ausgeschlossen:

- Natura 2000-Gebiete
- Gesetzlich bindende Biotopflächen der landesweiten Biotopkartierung SH
- Gebiete der Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie
- Schutzflächen nach der Ramsar-Konvention
- Gebiete der Europäischen Vogelschutzrichtlinie

Überschwemmungsgebiete gemäß § 78 Absatz 4 WHG einschließlich der gemäß §74 Absatz 5 LWG vor- läufig gesicherten Überschwemmungsgebiete fallen in die Kategorie ‚ungeeignet‘.

Um die Gebiete im küstenschutzrechtlichen Bauverbotsstreifen gemäß § 82 LWG zu berücksichtigen, wer- den die Küstenmeer-Flächen der LEP-Hauptkarte mit einem Puffer von 150 m versehen.

3.1.2.3 Prozessierung der Eignungskarte

Die DLM-Layer wurden nach ihrer Eignung sortiert und dann mit dem MMQGIS Merge Tool zusammenge- fasst. Die Layer erhalten entsprechend ihrer Eignung eine Kennung: Der Wert 2 bildet geeignete Flächen ab, der Wert 1 bedingt geeignete Flächen und 0 steht für ungeeignete Flächen. Abbildung 26 zeigt eine Übersicht der Prozessierungsschritte bis zur Erstellung der DLM-Eignungskarte.

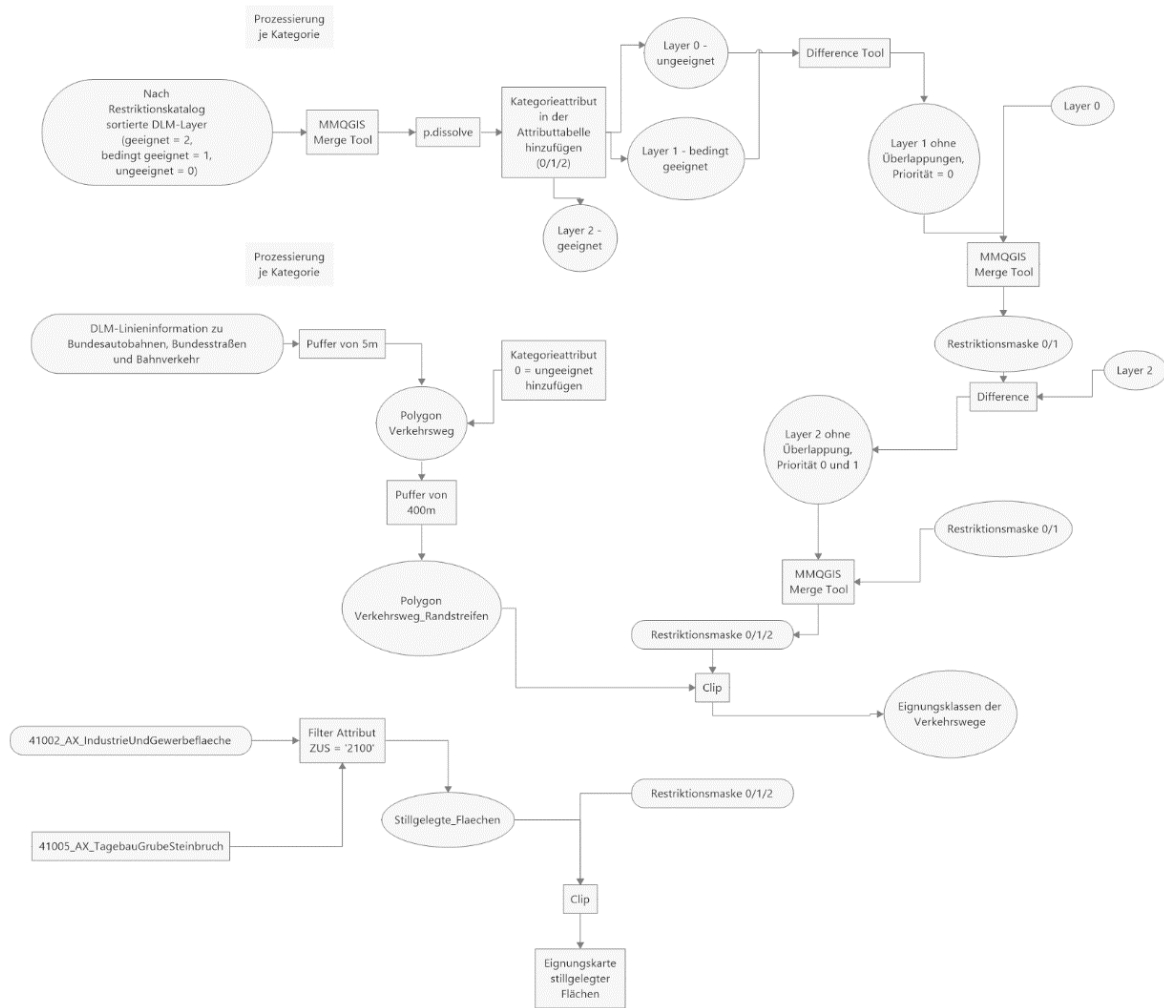


Abbildung 26: Prozessierungsschritte mit QGIS von den sortierten Flächenkriterien bis zur Eignungskarte

Da es vorkommt, dass innerhalb einer Eignungsklasse mehrere Flächen übereinander liegen, werden diese mithilfe des p.dissolve-Tools zu einem Layer zusammengeführt. In manchen Fällen ist es nützlich, Geometrien zu reparieren, die beim Prozess der Layerzusammenführung beschädigt werden. Dies wird mit dem QGIS-Tool 'Fix geometries' erreicht. Als Resultat erhält man 3 Vektor-Layer, die für jede Eignungsklasse alle Flächen abbildet.

Im nächsten Schritt wurden diese 3 Eignungs-Layer so kombiniert, dass eine Eignungskarte für SH entsteht. Da einige Eignungsflächen sich überlappen, erfolgt eine Priorisierung für ungeeignete und dann für bedingt geeignete Flächen. Hierbei wird für jede Fläche der niedrigste Wert aus den Kategorien ermittelt (siehe Abbildung 27).

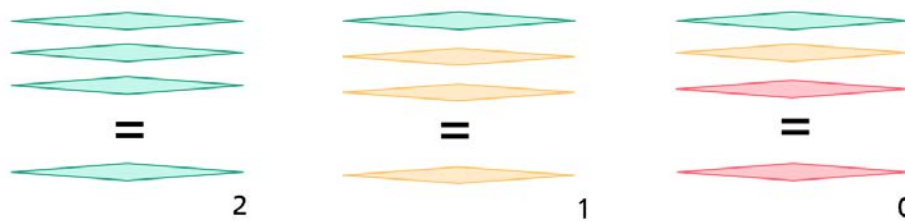


Abbildung 27: Visualisierung der Flächenpriorisierung, bei der sich die niedrigste Eignungsklasse jeweils durchsetzt

Die resultierende Karte gibt die Eignungsklassen aller Flächen auf Basis des DLM aus. Für weitere Prozessierungsschritte und räumliche Analysen wurde aus dieser Eignungskarte ein Raster mit 5 m Auflösung erstellt. In diesem wurden die 3 Kategorien auf die Werte 1 (ungeeignet), 2 (bedingt geeignet) und 3 (geeignet) reklassifiziert. Dem Raster wurden noch Knicklandschaften beigelegt, die im DLM-Layer 71006 „NaturUmweltOderBodenschutzrecht“ nicht berücksichtigt wurden. Sie sind als ungeeignet klassifiziert. Die Erstellung des Knickrasters ist im Abschnitt ‚Nicklandschaften‘ (Kapitel 3.1.2.4) erläutert.

Dem Eignungsraster des DLM werden nach dem gleichen Prinzip der Priorisierung die Rauminformationen aus 3.1.3.2 hinzugefügt. Das QGIS-Tool ‚Cell statistics‘ nimmt hier mit der Voreinstellung ‚Minimum‘ den kleinsten Wert aller übereinanderliegenden Layer. Das Resultat wird auf die Landesgrenzen von SH angepasst, die aus dem LEP-Layer ‚Raumstruktur‘ kommen.

Zielgebiete entlang der Verkehrsinfrastruktur

Um geeignete Flächen von bereits vorbelasteten Gebieten entlang der Bundesautobahnen, Bundesstraßen und des Schienennetzes zu identifizieren, wird entlang der Strecken ein Puffer mit einem Suchradius von 400 m festgelegt. Dieser Puffer wird um die Verkehrsflächen gelegt, die aus dem Liniennetz der Verkehrswege erstellt wurden. Die Verkehrswege des DLM sind mit denen der Hauptkarte des Landesentwicklungsplanes identisch und lassen zudem eine Unterscheidung zwischen Bundesautobahnen und Bundesstraßen zu. Um den 400 m-Puffer mit den EEG-Auflagen zu vergleichen, wird ein weiterer Suchbereich erstellt, der den EEG-Auflagen entspricht. Dieser schließt Flächen ein, die 200 m vom Randstreifen entfernt sind und einen 15 m breiten Korridor parallel zur Fahrbahnachse freilässt. Der Korridor wurde zur Vereinfachung an den Fahrbahnrand gelegt, darf aber auf beliebiger Höhe zur Fahrbahn errichtet werden.

Zielgebiete auf Konversionsflächen

Bevorzugte Konversionsflächen, die aus dem LEP hervorgehen, werden aus dem DLM extrahiert. Diese umfassen Gebiete aus den DLM-Layern 41002 „AX_IndustrieUndGewerbeflaeche“ und 41005 „AX_Tagebau-GrubeSteinbruch“, die den Zustand ‚ZUS‘ = 2100 haben. Dieser steht für „Außer Betrieb, stillgelegt, verlassen“.

3.1.2.4 Nicklandschaften

Nicklandschaften sind ein prägendes, streng geschütztes Landschaftsmerkmal in SH. Aufgrund der Abnahme der Knicks im letzten Jahrhundert wird auf den Schutz dieser Kulturlandschaft und Besonderheit von SH besonders geachtet (siehe Abbildung 28).

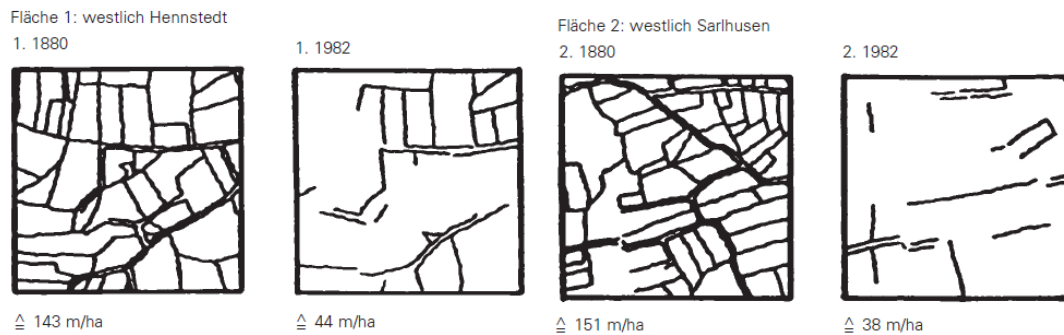


Abbildung 28: Abnahme der Knicks in SH zwischen 1880 und 1982 am Beispiel von zwei Flächen [13]

Im aktuellen ATKIS-Objektartenkatalog sind sie eigenständig als ‚Knicks‘ angeführt, allerdings wird im Datensatz dieser Potenzialanalyse noch die Kategorisierung des alten Basis-DLM genutzt. Knicks bestehen in diesem Fall aus den übereinanderliegenden Linien der Kategorien ‚Wall‘ aus der Ebene ‚AX_DammWall-Deich‘ (Kennung 61003) und ‚Hecke‘ aus der Ebene ‚AX_Vegetationsmerkmal‘ (Kennung 54001).

In einem Bericht zu „Knicks in Schleswig-Holstein“ aus 2008 wird die Gesamtlänge der Knicks in SH auf rund 68.000 km geschätzt [13]. Aus dem DLM geht eine Gesamtlänge von 50.590 km hervor. Das deutet auf eine Unterrepräsentierung dieser Landschaftsmerkmale hin, was durch einen visuellen Abgleich mit den aktuellen Orthophotos bestätigt wird (siehe Abbildung 29). Bei den Verrechnungen von Knicks ist also mit Unsicherheiten zu rechnen.

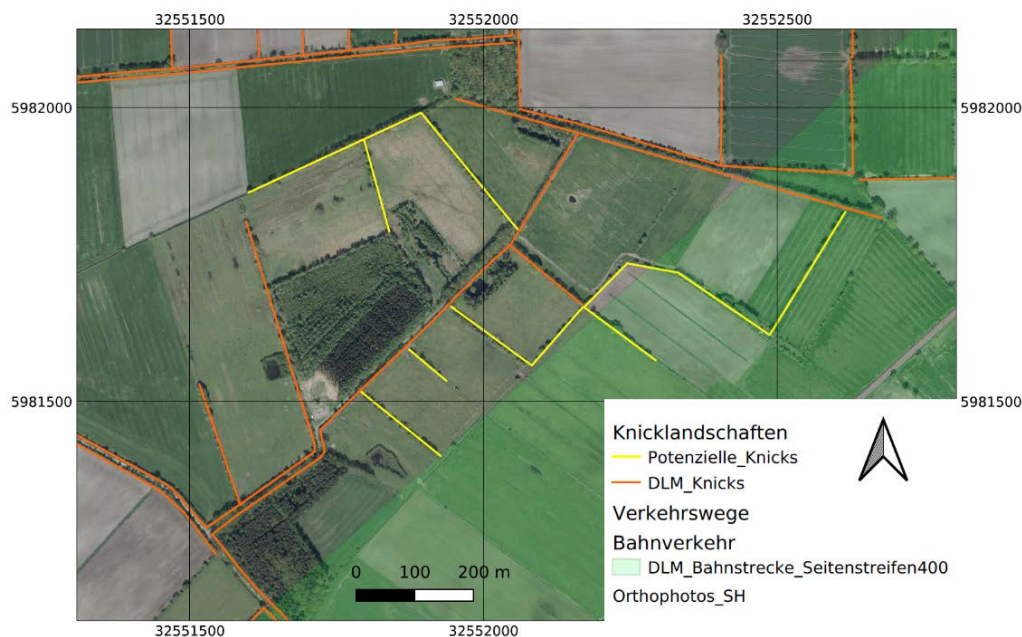


Abbildung 29: Ausschnitt eines Orthofotos von SH mit Knicks aus dem DLM (orange) und visuell ergänzten Knicks (gelb) westlich eines Schienenweges

Um aus den Linien der Knicks eine Fläche zu generieren, werden diese mit einem Puffer versehen. Da aus diesen Linien keine Breite der Knicks hervorgeht, wurde mithilfe der hochauflösenden Orthophotos stichprobenartig eine durchschnittliche Breite der Knicks von ca. 5 m ermittelt. In den Puffer wird auch ein Mindestabstand einbezogen, der zu den Knicks berücksichtigt werden soll [14]. Aus den

Durchführungsbestimmungen zum Knickschutz des MELUND wird hier die Empfehlung eines 3 m-Abstandes ab dem Knickwallfuß eingehalten. Dieser Abstand vermindert auch Verschattungsprobleme der PV-Anlagen, die insbesondere durch Überhälter entstehen können. In der Summe wird somit eine Knick-Linienbreite vom 11 m angenommen, die tatsächliche Flächeneignung sollte wegen möglichen Verschattungen und Abweichungen der Knickbreite dennoch standortbezogen ermittelt werden.

Die Knickflächen werden dem Eignungsraster als ‚Ungeeignete Flächen‘ hinzugefügt. Die fragmentierte Knicklandschaft führt dazu, dass viele kleinere Flächen entstehen, die nach dem EEG in das 1. Segment für Solaranlagen unter 750 kW fallen.

Um Gebiete zu identifizieren, die besonders von Knicks beeinflusst werden, wird das Maß einer Knickdichte eingeführt. Die Prozessierung erfolgt mit dem QGIS-Tool ‚Line Density‘, welches die Knickdichte in m/m² berechnet. Hierbei gibt ein Rasterpunkt die Knicklänge pro Fläche an, welche in einem bestimmten Radius um den Rasterpunkt vorliegt. Eignungsflächen in Gebieten mit niedriger Knickdichte sind weniger fragmentiert und erlauben es, größere zusammenhängende PV-Kraftwerke zu errichten.

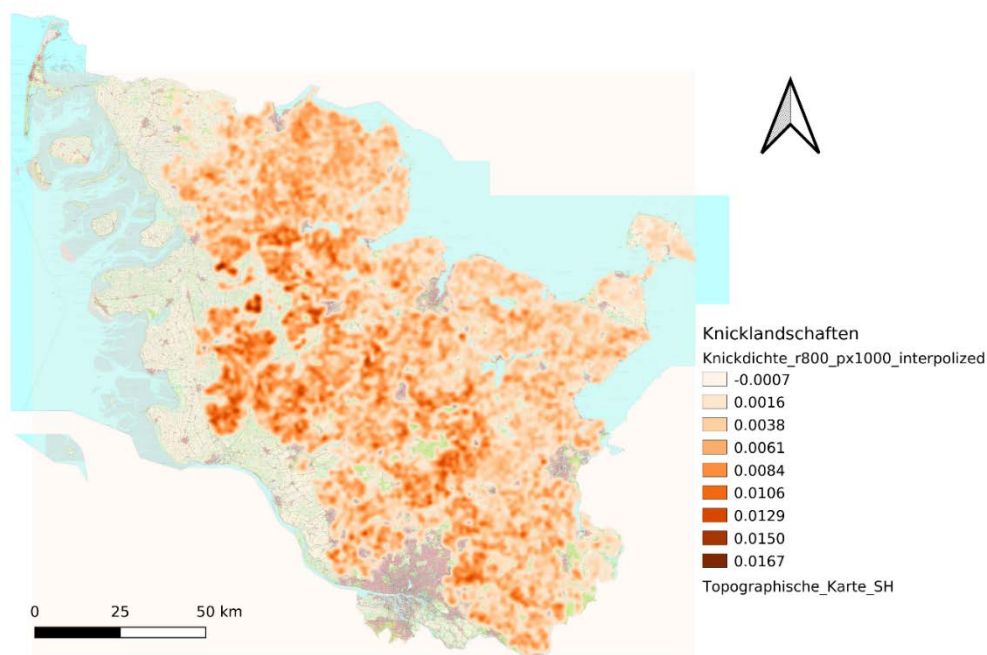


Abbildung 30: Verteilung der Knickdichten in SH: Länge von Knick-Objekten pro km²

Für die landesweite Knickdichte-Karte wird eine Auflösung von 1 km x 1 km gewählt und der Suchradius um den Pixel auf 800 m festgelegt. Für die Veranschaulichung wurde das Ergebnis interpoliert und die Auflösung auf 50 m x 50 m erhöht (siehe Abbildung 30). Hier besitzen Flächen mit einer dunkleren Färbung eine höhere Gesamtlänge von Knicks, und sind somit räumlich stärker fragmentiert.

3.1.2.5 Methode zur Ermittlung der Solarthermie-Potenziale

Wärme hat gegenüber Strom wesentlich höhere Transportverluste, weshalb die Installation von Solarthermie-Anlagen an die Nähe zu einem Wärmenetz oder den Wärmeverbrauchern gebunden ist. In Studien zur Planung solcher Anlagen werden angemessene Distanzen zum Wärmenetz genannt in der Größenordnung „innerhalb von wenigen Kilometern zu den Ballungsräumen“ bzw. es wird von „örtlicher Nähe zur

Heizzentrale und dem Wärmenetz“ gesprochen [15]. Bestehende Freiflächen-Solarthermieranlagen sind auf der Internetseite SolarHeatData.eu⁵ auf einer Karte visualisiert und verdeutlichen, dass Anlagen meistens innerhalb eines Kilometers zu Wohngebäuden oder Gewerbeflächen errichtet wurden.

Aus dem ATKIS Basis-DLM wurden die Layer mit der Kategorie 41001 AX_Wohnbauflaeche und 41002 AX_IndustrieUndGewerbeflaeche als geeignete Wärmesenken klassifiziert. Um diese Flächen wurden Puffer gelegt [16]. Um die geeignetsten Flächen herauszuarbeiten, wird der maximale Suchradius für diese Studie auf einen Kilometer gesetzt und die Eignungsflächen für Solarthermie in drei Zonen unterteilt, um die Nähe zu Wärmeverbrauchern zu differenzieren.

Der Puffer bezieht sich auf die Distanz zu Wohn-, Industrie- und Gewerbegebieten, wobei Zone 1 eine Pufferung von 250 m, Zone 2 von 500 m und Zone 3 von 1.000 m vorsieht (siehe Abbildung 31).

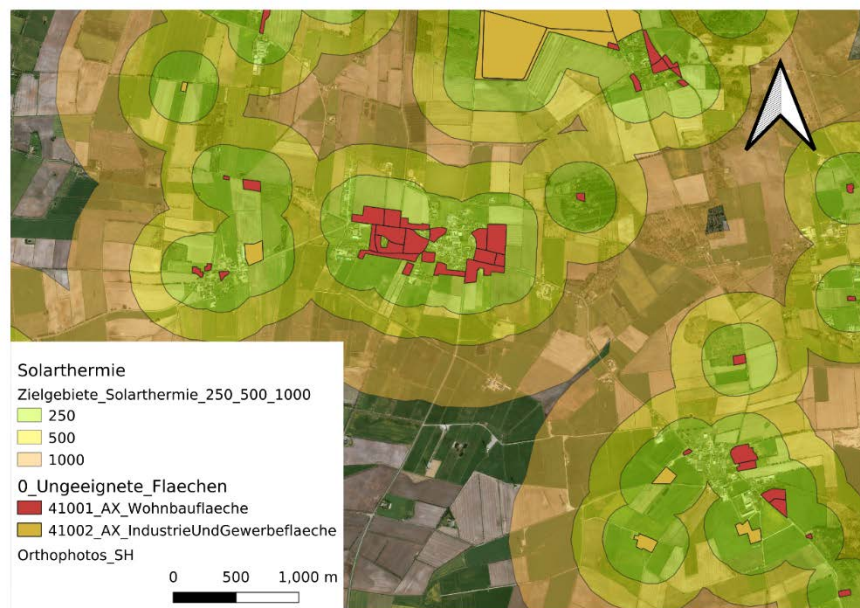


Abbildung 31: Drei Eignungszonen für Solarthermie um Wohnbau-, Industrie- und Gewerbeflächen

Die Zielgebiete AX_Wohnbauflaeche und AX_IndustrieUndGewerbeflaeche wurden zu einem Layer zusammengefasst. Um die einzelnen Pufferzonen zu erstellen, wurden drei Zonen um die Industrie- und Wohngebiete gelegt. Diese Puffer beinhalten auch alle innenliegenden Layer samt der Zielgebiete. Um die Pufferzonen für Einzelbetrachtungen zu isolieren, wurden diese mit dem Difference-Tool angepasst. Die Zielgebiete der Wohnbau- und Industrieflächen wurden von dem Puffer der Zone 1 abgezogen, um ein Band um die Zielfläche zu erstellen. Ebenso wird Zone 1 von Zone 2 subtrahiert und Zone 2 von Zone 3.

Die Wärmenetzkarte des Landes Schleswig-Holstein enthält die Lage der Wärmenetzbetreiber. Sie ist erhältlich über den Digital-Atlas Nord bzw. die Geodaten-Infrastruktur des Landes (siehe Abbildung 32)⁶. Diese enthält jedoch keine Details zum genauen Verlauf der Netze selbst. Die Wärmenetzkarte wurde deshalb auf das Projekt-Koordinatensystem reprojiziert und anschließend ein Puffer von 5000m um diese Punkte gelegt.

⁵ SolarHeatData.eu

⁶ danord.gdi-sh.de

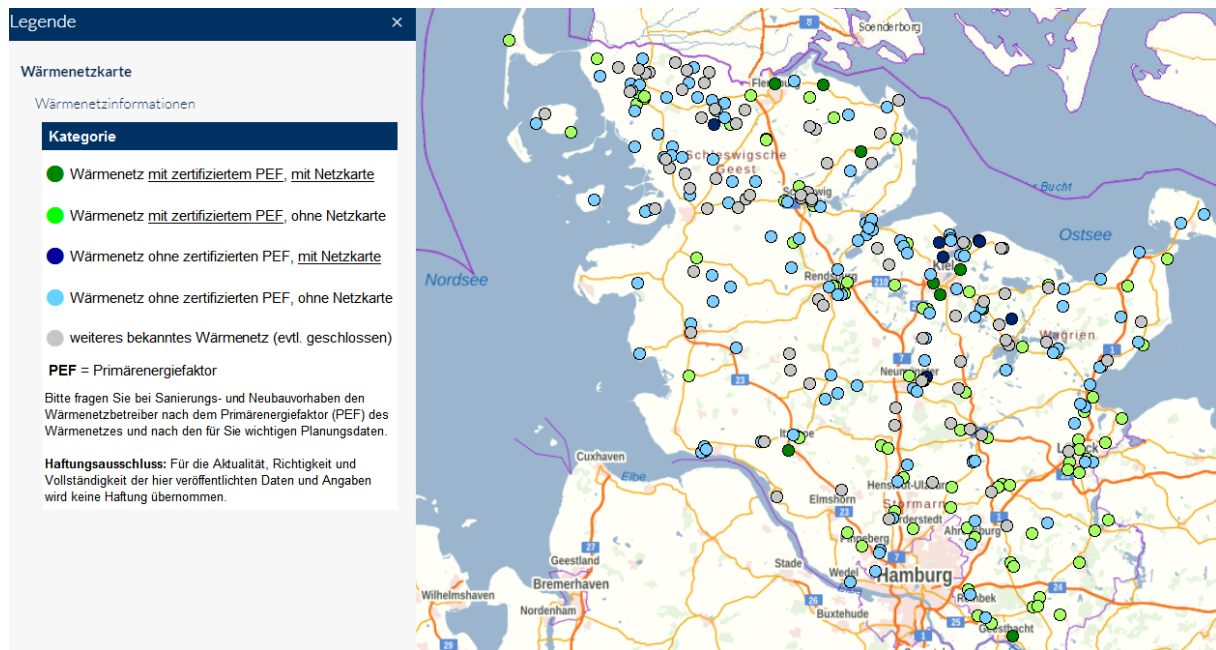


Abbildung 32: Lage der Wärmenetze SH (Quelle: Digitalatlas Nord bzw. Ministerium für Inneres, ländliche Räume, Integration und Gleichstellung des Landes)

Die Wärmenetzpunkte wurden anschließend mit den Puffern 0-250, 250-500, 500-1000 um Siedlungsflächen > 1ha (AX_Wohnbaufläche und AX_IndustrieUndGewerbefläche, s.o.) verschnitten. Dieses Ergebnis wurde nachfolgend mit der Eignungsflächenkarte verschnitten, um die für Freiflächen-Solarthermie geeigneten Flächen zu ermitteln. Das Ergebnis ist in Abbildung 33 dargestellt.

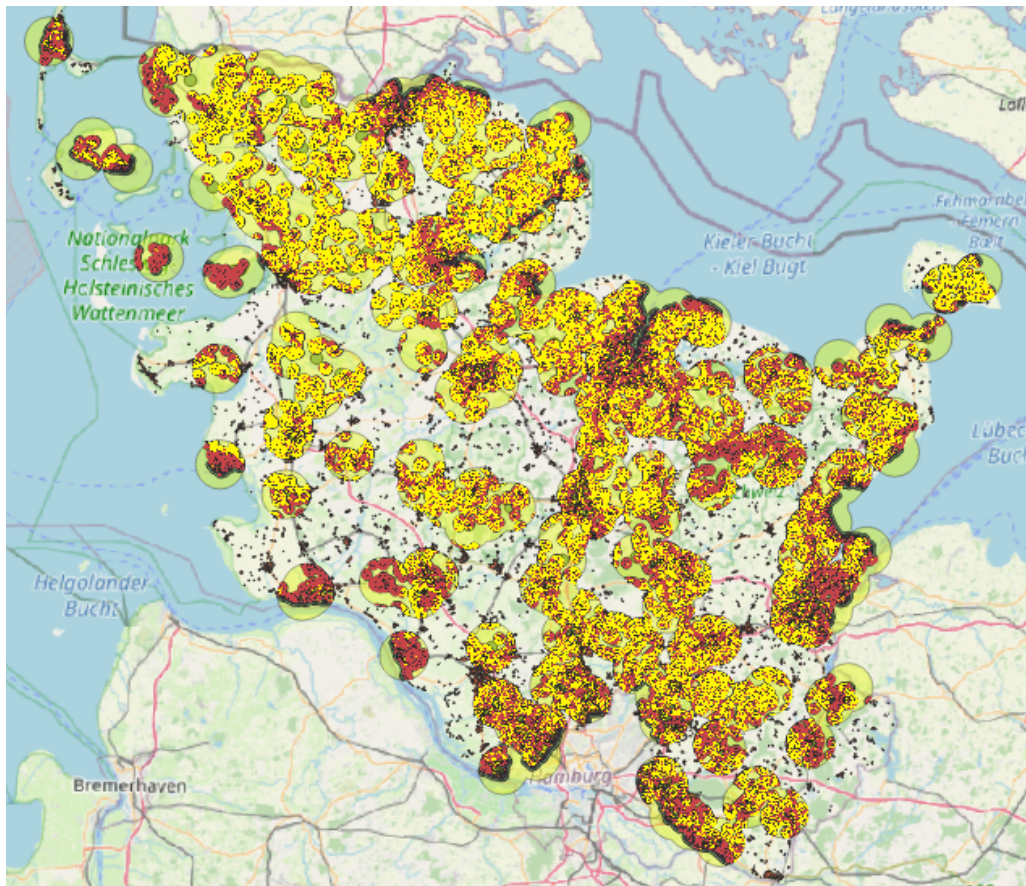


Abbildung 33: Gepufferte Wärmenetzknoten, verschnitten mit Siedlungen und Eignungslayer

3.1.3 Ergebnisse der Potenzialermittlung auf Freiflächen

3.1.3.1 Flächen- und Leistungspotenziale für PV-FFA

Solares Gesamtpotenzial

Das theoretische Flächenpotenzial für Solar-FFA in SH ergibt sich aus der Eignungskarte, die aus den Rauminformationen des Basis-DLM hervorgeht. **Mit 64 km² fällt rund 0,4% der Landesfläche unter die Kategorie ‚geeignet‘** bei einer Gesamtfläche von SH von ca. 15.643 km² (Anm.: laut „Statistik Nord“ ist die Gesamtfläche Schleswig-Holstein 15.804 km², hier sind Meeresarme berücksichtigt, in der GIS-Analyse jedoch nicht). Die geeigneten, bedingt geeigneten und ungeeigneten Flächen sind in Abbildung 34 dargestellt, wobei die grün hinterlegten Flächen aufgrund ihrer geringen Größe kaum sichtbar sind.

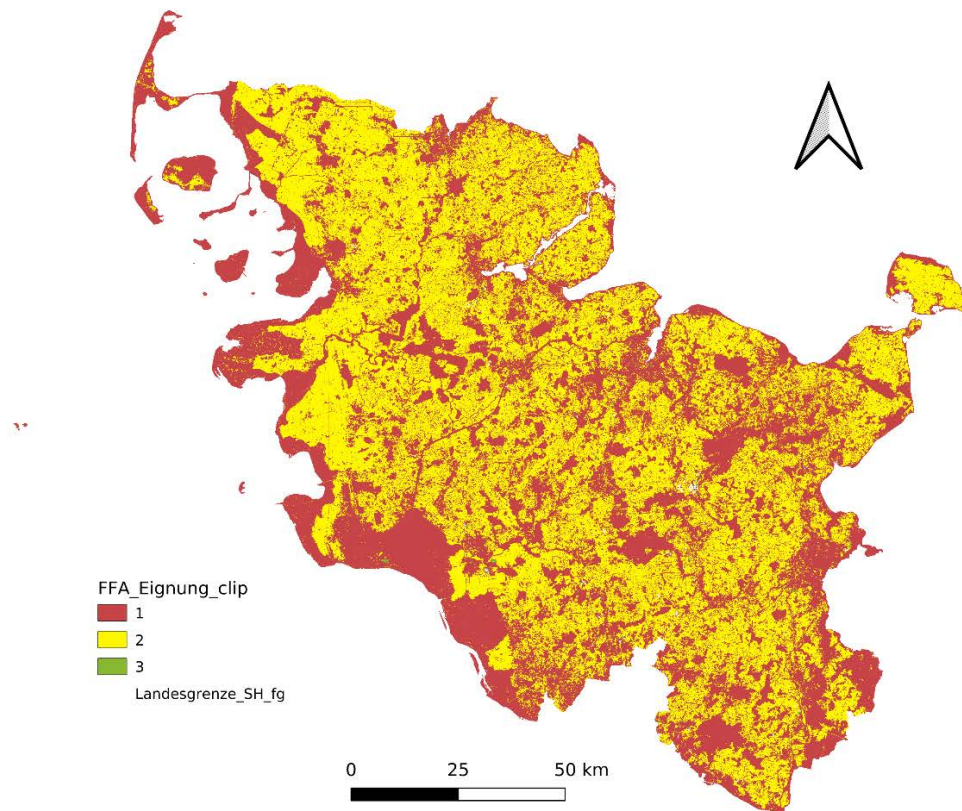


Abbildung 34: FFA-Eignungskarte SH - Kategorie 3 (grün): geeignete Flächen; Kategorie 2 (gelb): bedingt geeignete Flächen; Kategorie 1 (rot): ungeeignete Flächen

Die Größe der Flächen nach Eignungskategorien und die zugehörigen PV-FFA-Potenziale sind in Tabelle 8 aufgelistet. **Mit 53,3% ist über die Hälfte der Flächen Freiflächen bedingt geeignet** zur Installation von PV-FFA. Unter der oben erläuterten Annahme, dass pro ha 0,8 MW PV-FFA installierbar sind, beträgt das **theoretische Potential an PV-FFA 672 GW**, das auf geeigneten und bedingt geeigneten Freiflächen installierbar ist.

Tabelle 9: Größe der Flächen nach Eignungskategorien und zugehörige PV-FFA-Potenziale für SH

Eignungskategorie	Fläche	Potenzial PV-FFA	
		Leistung	Anteil
	ha	MW	%
Geeignet	6.427	5.142	0,4%
Bedingt geeignet	833.783	667.027	53,3%
Summe geeignet + bedingt geeignet	840.210	672.168	53,7%
Ungeeignet	724.097	579.277	46,3%

Die Potenziale entlang der Verkehrswege und auf Konversionsflächen sind darunter besonders wichtig, u.a. da sie im EEG privilegiert sind. In Tabelle 9 sind die Flächen und zugehörigen PV-FFA-Potenziale differenziert nach geeigneter, bedingt geeigneter und ungeeigneter Fläche aufgelistet. Um geschlossene Bandstrukturen zu vermeiden, wurde angenommen, dass der Randbereich entlang der Verkehrswege nicht kontinuierlich, sondern nur zu 50% (z.B. indem jeweils 500 m lange Abschnitte mit PV-FFA sich mit 500 m langen Abschnitten ohne PV-FFA entlang der Verkehrswege abwechseln). Auch die Konversionsflächen sind aufgelistet.

Tabelle 10: Flächenanteile und PV-FFA-Potenziale entlang der Verkehrswege und auf Konversionsflächen differenziert nach Flächenarten

Kategorie	Gesamtfläche	Geeignete Fläche			Bedingt geeignete Fläche			Ungeeignete Fläche		
		Fläche	Anteil	Potenzial PV-FFA	Fläche	Anteil	Potenzial PV-FFA	Fläche	Anteil	Potenzial PV-FFA
	ha	ha	-	MW	ha	-	MW	Ha	-	MW
Randstreifen Bundesautobahn 400 m	45.269	1.379	3,1%	1.103	24.159	53,4%	19.327	19.731	43,6%	15.785
Randstreifen Bundesautobahn 200 m	21.078	658	3,1%	526	11.541	54,8%	9.233	8.879	42,1%	7.103
Randstreifen Bundesstraße 400 m	121.611	1.474	1,2%	1.179	60.266	49,6%	48.213	59.871	49,2%	47.896
Randstreifen Bahnverkehr 400 m	113.235	1.551	1,4%	1.241	50.305	44,4%	40.244	61.378	54,2%	49.102
Randstreifen gesamt	280.115	4.405	1,6%	3.524	134.730	48,1%	107.784	140.980	50,3%	112.784
Randstreifen reduziert (50%)	140.057	2.202	1,6%	1.762	67.365	48,1%	53.892	70.490	50,3%	56.392
Stillgelegte Industrie- u. Gewerbeflächen	37	12,8	34,7%	10,3	7,7	20,7%	6,1	16,5	44,6%	13,2
Stillgelegter Tagebau, Grube, Steinbruch	198	66,6	33,6%	53,3	12,9	6,5%	10,4	118,8	59,9%	95,0
Konversionsflächen gesamt	235	79,4	33,8%	63,6	20,6	8,8%	16,5	135,3	57,5%	108,2
Gesamtsumme Randstreifen + Konversion	280.350	4.484	1,6%	3.587	134.751	48,0%	107.801	141.115	50,3%	112.892
Gesamtsumme mit Flächenreduktion	140.293	2.282	1,6%	1.825	67.386	48,0%	53.909	70.625	50,3%	56.500

Im Folgenden werden die Potenziale erläutert.

Bundesautobahnen

Nach Absprache mit dem Auftraggeber wurden bei der Bestimmung der Flächenpotenziale entlang der Autobahnen nicht nur das „EEG-Szenario“ mit einem Puffer von 200 m links und rechts der Fahrbahn zzgl. eines freizubleibenden Streifens von 15 m berechnet, sondern zusätzlich eine zweite Variante mit einem Puffer von 400 m entlang der Fahrbahn. Einerseits soll dies ermöglichen, „bänderartige Strukturen“ zu unterbinden, andererseits sollen unter der Vorgabe einer Maximallänge einer Anlage parallel zur Fahrbahn von max. 1.000 m, besser 500 m, trotzdem hinreichend große Anlagen ermöglicht werden. Eine Anlage der Größe 185 m x 1.000 m (EEG-Szenario) hätte eine Größe von 18,5 ha, also eine PV-Leistung von ca. 14,8 MW, und fiel somit noch ins erste Ausschreibungssegment des EEG 2021 [17]. Bei Ausnutzung eines

400 m-Puffers wäre dieselbe Anlage lediglich ca. 500 m lang entlang der Fahrbahn. Insbesondere bei Betrachtung von Bundesstraßen ist eine kürzere Seitenlänge insofern von Vorteil, da dadurch eine weniger großräumige Randversiegelung durch Einzäunungen besteht und Wildwechsel erleichtert wird.

Innerhalb dieses Puffers von 200 m bzw. 400 m sind alle Flächen geeignet, lediglich harte Restriktionskriterien wie Wald, Naturschutzgebiet etc. sind ungeeignet. **Entlang der Bundesautobahnen beträgt das technische PV-FFA-Potenzial in einem 400 m Randstreifen in SH insgesamt 20,4 GW (geeignet und bedingt geeignete Flächen) und 10,2 GW bei 50% ungenutzten Flächen zur Vermeidung bänderartiger Strukturen** (siehe Zeile „Randstreifen Bundesautobahn 400 m“ in Tabelle 9).

Werden nur „EEG-konforme“ Flächen⁷ entlang der Autobahnen betrachtet, also ein Puffer von 200 m abzüglich eines Streifens von 15 m, beträgt das PV-FFA-Potenzial 9,8 GW (technisch) und 4,9 GW, wenn zur Vermeidung bänderartiger Strukturen 50% ungenutzt bleiben.

Bundesstraßen

Die PV-FFA-Potenzial entlang von Bundesstraßen wurde analog zu den Bundesautobahnen berechnet. Das Potenzial ist bei den geeigneten Flächen etwa gleich groß wie entlang der Autobahnen, bei den bedingt geeigneten Flächen jedoch zweieinhalbmal so groß. **Entlang der Bundesstraßen beträgt das technische PV-FFA-Potenzial in einem 400 m Randstreifen in SH insgesamt 49,4 GW (geeignet und bedingt geeignete Flächen) und 24,7 GW bei 50% Flächenreduktion zur Vermeidung bänderartiger Strukturen.**

Schienenwege

Bei der Berechnung der Potenziale entlang der Schienenwege wurde ebenfalls ein 400 m-Randstreifen berücksichtigt. Berücksichtigt wurden die Schienenwege, die in den LEP-Hauptkarten-Daten aufgeführt sind (siehe Abbildung 35)⁸. Das Potenzial ist etwa doppelt so groß wie an den Bundesautobahnen. **Entlang der Schienenwege beträgt das technische PV-FFA-Potenzial in einem 400 m Randstreifen in SH insgesamt 41,5 GW (geeignet und bedingt geeignete Flächen) und 20,7 GW bei 50% Flächenreduktion zur Vermeidung bänderartiger Strukturen.**

⁷ EEG 2021: „Gebote bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments dürfen nur für Anlagen abgegeben werden, die errichtet werden sollen auf einer Fläche [...] die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans längs von Autobahnen oder Schienenwegen lag, wenn die Freiflächenanlage in einer Entfernung von bis zu 200 Metern, gemessen vom äußeren Rand der Fahrbahn, errichtet werden und innerhalb dieser Entfernung ein längs zur Fahrbahn gelegener und mindestens 15 Meter breiter Korridor freigehalten werden soll [...]“ [17].

⁸ "LEP Entwurf 2020 Teil C Hauptkarte Shapefile.zip", Olaf Imkemeyer, Ministerium für Inneres, ländliche Räume, Integration und Gleichstellung des Landes Schleswig-Holstein



Abbildung 35: Bei der Potenzialanalyse berücksichtigte Schienenwege gemäß der LEP-Hauptkarte

Konversionsflächen

Ausgewertet wurden die im Basis-DLM enthaltenen Rauminformationen zu Konversionsflächen aus stillgelegter Industrie, Tagebaugebieten, Steinbrüchen und Gruben. Daten zu Konversionsflächen aus militärischer Nutzung standen nicht zur Verfügung, weshalb diese nicht berücksichtigt sind. Möglicherweise kann für eine detaillierte Betrachtung, die im Rahmen dieses Gutachtens nicht möglich war, die Bundesanstalt für Immobilienaufgaben hierüber Daten zur Verfügung stellen, da sie staatliche Grundstücke, u.a. auch stillgelegte Truppenübungsplätze, verwaltet.

Im Verhältnis zu den Flächen entlang der Verkehrswege sind die Potenziale auf Konversionsflächen sehr gering. Auf stillgelegten Industrie- und Gewerbeflächen beträgt das PV-FFA-Potenzial **in SH auf geeignet und bedingt geeigneten Flächen 0,016 GW und auf stillgelegten Tagebauen, Gruben und Steinbrüchen 0,064 GW, gesamt also 0,08 GW.**

3.1.3.2 Ergänzungen zu raumbedeutsamen FFA-Anlagen

Die Beurteilung der Flächeneignung dieser Studie beruht auf der Annahme des LEP, dass auch Freiflächenanlagen in Erwägung gezogen werden können, die nicht raumbedeutsam, d.h. kleiner als 4 ha, sind. Diese Grenze ist in Regionalplänen festgelegt. Legt man Anlagengrößen > 4ha zugrunde, so fallen die unten genannten Flächen unter die Kategorie „ungeeignet“, da in den Grundsätzen und Zielen der Raumordnung laut LEP festgesetzt ist:

„Raumbedeutsame Solar-Freiflächenanlagen dürfen nicht in

- Vorranggebieten für den Naturschutz und Vorbehaltsgebieten für Natur und Landschaft,
- In Regionalen Grünzügen und Grünzäsuren sowie

- In Schwerpunkträumen für Tourismus und Erholung und Kernbereichen für Tourismus und/oder Erholung (dies gilt nicht für vorbelastete Flächen oder Gebiete, die aufgrund vorhandener Infrastrukturen, insbesondere an Autobahnen, Bahntrassen und Gewerbegebieten, ein eingeschränktes Freiraumpotenzial aufweisen)

errichtet werden.“

Auf der folgenden Karte werden bis auf das Vorranggebiet Naturschutz, welches nicht auf dem Festland liegt, die im LEP genannten Gebiete aufgezeigt.

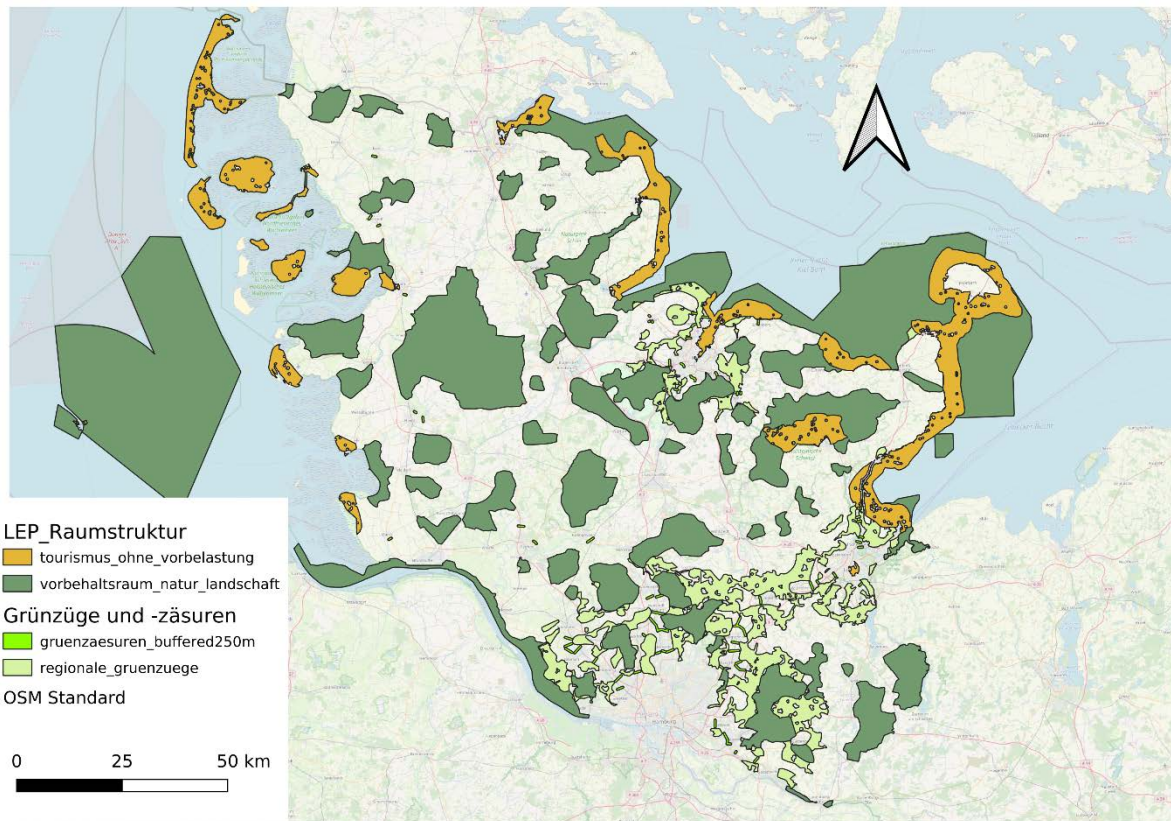


Abbildung 36 zeigt alle Vorbehaltsräume Natur und Landschaft (dunkelgrün), Grünzüge und -zäsuren (hellgrün) und Tourismusgebiete ohne vorbelastete Gebiete (orange)

Insgesamt umfassen diese Flächen 5841 km² des Festlandes von Schleswig-Holstein. 3450 km² dieser Gebiete liegen bereits auf ungeeigneten Flächen, das entspricht ca. 59%.

Wenn jene Flächen ausgeschlossen werden, die lediglich Anlagen bis 4 ha zulassen, scheiden weitere 2384 km² bedingt geeigneter Flächen und 0,654 km² geeigneter Flächen aus. Das entspricht 15,2% der Festlandsfläche des Bundeslandes.

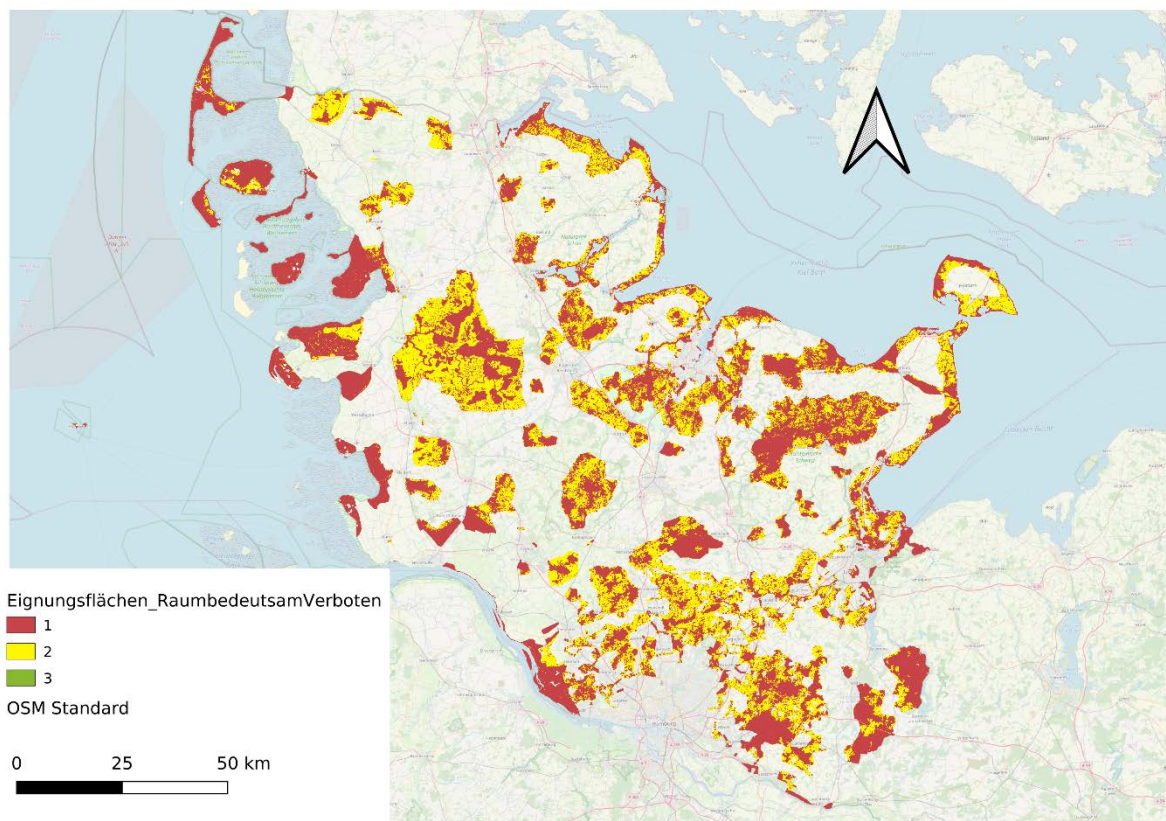


Abbildung 37: Die Kategorien der Eignungskarte (geeignet = grün [3]; bedingt geeignet = gelb [2]; ungeeignet = rot [1]) in den Gebieten, die raumbedeutsame PV-FFA ausschließen.

Damit ergeben sich Einschränkungen der Potentiale nach Tabelle 11.

Tabelle 11: Größe der Flächen nach Eignungskategorien und zugehörige PV-FFA-Potentiale für raumbedeutsame Anlagen in SH

Eignungskategorie	Fläche	Potenzial PV-FFA	
		Leistung	Anteil
	ha	MW	%
Geeignet	5.774	4.619	0,37
Bedingt geeignet	595.347	476.277	38,06
Summe geeignet + bedingt geeignet	601.121	480.896	38,43
Ungeeignet	963.187	770.550	61,57

3.1.3.3 Flächen- und Leistungspotenziale für Solarthermie-FFA

Für die Freiflächen-Solarthermie ergeben sich nach den Methoden aus Kapitel 3.1.2.5 die Flächenpotenziale, auf denen Solarthermie in der Distanz bis zu 250 m, 500 m und bis zu 1000 m um Siedlungen mit Wärmenetzen installiert werden könnten. Unter der Annahme, dass Solarthermiekollektoren eine Nennleistung von 0,7 kW pro m² Kollektorfläche aufweisen und der Faktor für das Verhältnis von Landfläche (Grundstücksfläche) zu Kollektorfläche bei Freiflächenanlagen 2,5 beträgt, erhält man eine Flächendichte von ca. 2.800 kW pro Hektar.

Unter den genannten Annahmen betragen die theoretischen Potenziale für Freiflächen-Solarthermieanlagen z.B. in einer Zone bis zu 1000 m um die Siedlungen mit Wärmenetzen 11,5 GW Wärmeleistung auf geeigneten und 1.082 GW Wärmeleistung auf bedingt geeigneten Flächen. Was hierbei nicht berücksichtigt werden konnte ist die Frage, ob die damit erzeugbare Wärme von der entsprechenden Siedlung auch jeweils benötigt wird, so dass dies nur eine obere Abschätzung der Solarthermie-FFA-Flächen und Leistungen darstellt.

Tabelle 12: Grundstücksflächen und zugehörige Potenziale an Solarthermie-Freiflächen-Anlagenleistungen um Siedlungen mit Wärmenetzen

Kategorie für Solarthermie-FFA um Siedlungen	Geeignete Flächen		Bedingt geeignete Flächen		Ungeeignete Flächen
	Landfläche	Solarthermie-FFA-Leistung	Landfläche	Solarthermie-FFA-Leistung	Grundstücksfläche
	ha	MW	ha	MW	ha
Zone 1 (0-250m)	2.289	6.409	106.517	298.248	80.490
Zone 2 (250-500m)	910	2.548	104.410	292.348	65.515
Zone 3 (500-1000m)	939	2.630	175.536	491.501	108.922
Summe	4.138	11.587	386.463	1.082.097	254.926

3.1.4 Fazit

Die Analyse zu Flächen- und Leistungspotenzialen von Freiflächenanlagen fußt auf den Kriterien, die im Landesentwicklungsplan 2021 als vordringlich beschrieben sind. Der LEP2020 zielt auf die Steuerung des Zubaus von Freiflächenanlagen mit dem Ziel der Entlastung von Natur- und Kulturräumen, wie beispielsweise die in Abbildung 16 dargestellten Schwerpunktbereiche des Schutzgebiets- und Biotopverbundsystems SH. Gleichzeitig ist er hinsichtlich des Zubaus von raumbedeutsamen Anlagen größer 4 ha so offen formuliert, dass im Einzelfall geprüft wird. In der Potenzialanalyse wurde nach den drei Eignungskategorien, „geeignet“, „bedingt geeignet“ und „ungeeignet“ unterschieden und die Potenziale hierfür ermittelt. Für eine mögliche Nutzung durch FFA stehen die geeigneten und (eingeschränkt) die bedingt geeigneten Flächen und Potenziale zur Verfügung.

Auf Basis des LEP2020 steht **entlang der Verkehrsinfrastruktur** (Autobahnen, Bundesstraßen, überregionale Schienenverkehrswege) ein **PV-FFA-Potenzial von 1,7 GW** auf geeigneten und 53,9 GW auf bedingt geeigneten Flächen zur Verfügung, **zusammen 55,6 GW**. Auf **Konversionsflächen beträgt das PV-FFA-Potenzial 0,064 GW** auf geeigneten und 0,016 GW auf bedingt geeigneten Flächen, **zusammen also 0,08 GW** und beträgt damit nur etwas mehr als ein Promille des Potenzials entlang der Verkehrswege.

Dabei handelt es sich um technische Potenziale unter Berücksichtigung der Agglomerationsvermeidung (keine bänderartigen Strukturen, sondern regelmäßige Unterbrechungen der Anlagen).

Die Anlagen entlang der Verkehrswege können aufgrund des auf 400 m verbreiterten Puffers und der Ausweitung auf die Bundesstraßen das EEG 2021 teilweise nicht in Anspruch nehmen. Da es aber ein zunehmendes Interesse an einer Selbstvermarktung des Solarstroms außerhalb des EEGs gibt, sollte dies die Potenziale nur wenig reduzieren.

Konversionsflächen weisen ein vergleichsweise geringes Potenzial auf, allerdings sollte dieses prioritär ausgeschöpft werden, da es hier keine bzw. geringe Nutzungskonkurrenzen gibt. Da militärische Konversionsflächen mangels Datenverfügbarkeit nicht betrachtet werden konnten, besteht hier der Bedarf, in weiteren Studien dieses Potenzial und seine Erschließbarkeit genauer zu ermitteln.

Neben den klassischen PV-Freiflächenanlagen (PV-Module, die auf sogenannten Tischen nach Süden geneigt aufgestellt werden), besteht auch die Möglichkeit, mit AgriPV-Anlagen die Solarstromerzeugung mit der landwirtschaftlichen Nutzung zu kombinieren, indem die PV-Module über landwirtschaftlicher Nutzfläche installiert werden. Diese Nutzung ist auf den bedingt geeigneten Flächen prinzipiell möglich, eine Prüfung muss jedoch im Einzelfall erfolgen. Solche Anlagen werden im EEG 2021 über Sonderausschreibungen gefördert.

Nicht berücksichtigt sind bei den FFA Lärmschutzwände, die im zweiten Segment des EEG 2021 gefördert werden können.

Die Flächenpotenziale zur Installation von Solarthermie-FFA wurden für Siedlungen mit Wärmenetzen berechnet. Bei Berücksichtigung eines Bereichs von bis zu 1000 m vom Siedlungsrand entfernt ergibt sich eine geeignet und bedingt geeignete Fläche von 372.601 ha, was 44% der geeignet und bedingt geeigneten Fläche in SH ausmacht. Dieses Flächenpotenzial entspricht einem **theoretischen Potenzial von Solarthermie-FFA mit einer Wärmenennleistung von 1.094 GW**. Es handelt sich dabei um ein theoretisches Potenzial, das nicht berücksichtigt, wie stark sich das Potenzial reduziert, da das Solarwärmepotenzial aufgrund fehlenden lokalen Wärmebedarfs nur teilweise nutzbar ist.

3.2 Potenzialanalyse von Solaranlagen auf Gebäudedächern

In diesem Kapitel wird das technische Potenzial von PV- und Solarthermie-Anlagen auf Gebäudedächern in SH ermittelt und analysiert.

3.2.1 Datengrundlage

Die Potenzialanalyse basiert auf folgende Daten:

- 3D-Gebäudemodell (LoD2) mit allen Gebäuden im Land SH
- Denkmalschutzdaten für das Land SH
- Hochaufgelöste Strahlungsdaten des DWD (Testreferenzjahr (TRJ))
- Datenbestände des Liegenschaftskatasters ALKIS (Kreis- und Gemeindegrenzen)

Zur Verfügung stand ein aktuelles 3D-Gebäudemodell des Landes SH (Stand 30.06.2020) mit insgesamt 2.324.766 Gebäuden aufgeteilt auf 16.636 Kacheln. Das 3D-Gebäudemodell liegt im Detailierungsgrad LoD2 (Level of Detail) vor, d.h. innerhalb jedes Gebäudes wird zwischen Grundriss-, Wand- und Dachfläche unterschieden und die Gebäudedächer werden je nach Dachtyp modelliert (siehe Abbildung 36). Dieser Detailierungsgrad ermöglicht Potenzialanalysen differenziert nach Dach- und die Wandflächen (Fassaden) und deren Orientierung.

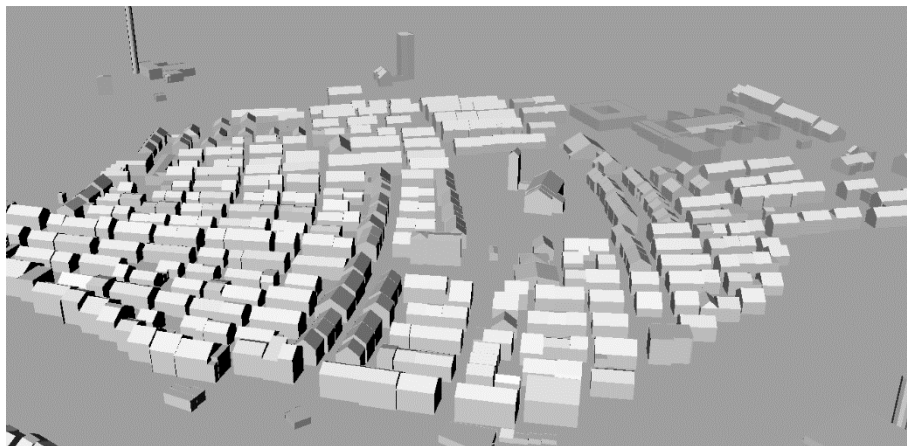


Abbildung 38: Ausschnitt aus dem 3D-Gebäudemodell von SH

Da die Installation von Solaranlagen auf vielen Denkmälern nicht gestattet wird, werden Denkmale und deren Dachflächen in der Solarpotenzialbetrachtung nicht berücksichtigt. Hierzu wurden die Geo-Objekte zu den Kulturdenkmälern mit Eintrag in die Denkmalliste des Landes SH im Zuständigkeitsbereich des Landesamtes für Denkmalpflege für das gesamte Landesgebiet (Stand vom 01.07.2021) und mit dem 3D Gebäudemodell verschnitten. Zusätzlich wurden auch die Daten des Denkmal-Geoinformationssystems des Landesamtes genutzt. Die Kulturdenkmale der Hansestadt Lübeck konnten nur mittels eines pauschalen Abschlagsfaktors berücksichtigt werden, da Daten zu den Denkmälern nicht im verarbeitbaren GIS-Format zur Verfügung gestellt werden konnten.

Für die Berechnung des Solarertrags werden stündliche globale Strahlungsdaten von Testreferenzjahren des DWD genutzt⁹, die eine sehr hohe räumliche Auflösung von 1 km*1 km aufweisen. Da die jährliche globale Solarstrahlungsmenge von Jahr zu Jahr leicht variiert, werden die Testreferenzjahre aus Mess- und Beobachtungsdaten von 17 Jahren entwickelt, die einen statistisch typischen jährlichen Witterungsverlauf repräsentieren.

Die Potenzialdaten werden nach Kreisen aufgeschlüsselt ermittelt, als Grundlage dienen die in ALKIS hinterlegten Kreisgrenzen.

3.2.2 Methodik der Potenzialermittlung

Die detaillierten gebäudescharfen PV- und Solarthermie-Potenzialanalysen bestehen aus zwei Schritten. Im ersten Schritt werden die Dachflächen identifiziert, die sich für die Installation von Solaranlagen eignen. Die identifizierten Solarinstallations-Eignungsdachflächen stehen prinzipiell für die Nutzung durch PV- oder Solarthermie-Anlagen zur Verfügung. Dabei konkurrieren PV und Solarthermie um dieselben Dachflächen, solange nicht kombinierte PVT-Kollektoren (Photovoltaisch-Thermische-Kollektoren) eingesetzt werden, was bislang sehr selten der Fall ist, da sich PVT-Kollektoren noch in der Entwicklung befinden. Da noch unklar ist, ob bzw. wie weit sich PVT-Kollektoren am Markt behaupten können, werden diese im Folgenden nicht betrachtet.

Im zweiten Schritt wurde für die identifizierten Solarinstallations-Eignungsdachflächen das Potenzial in Bezug auf die installierbare Leistung und den erzielbaren Jahresenergieertrag separat für PV und Solarthermie ermittelt. Da der Solarstrom ins Stromnetz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden kann, kann für die PV-Nutzung prinzipiell die gesamte Solarinstallations-Eignungsfläche genutzt werden. Für die Solarthermie-Wärmeerzeugung ist die Nutzung der Eignungsfläche dagegen nur eingeschränkt möglich, da die Anlagengröße auch vom Wärmebedarf innerhalb des Gebäudes abhängt. Dabei muss auch zwischen Solarthermie-Anlagen nur zur Trinkwassererwärmung und Solarthermie-Anlagen zur Raumheizungsunterstützung inklusive Trinkwassererwärmung unterschieden werden. Die jeweils resultierenden Potenziale wurden getrennt ermittelt. Die Nutzungskonkurrenz wird am Ende des Kapitels diskutiert.

3.2.2.1 Solarinstallations-Eignungsdachflächen

Der angewandte Ablauf zur Ermittlung der Solarinstallations-Eignungsdachflächen für die Installation von PV- und Solarthermie-Anlagen ist in Abbildung 37 dargestellt. Hierzu wurden im LoD2 3D-Gebäudemodell für alle 2.324.766 Gebäude in SH in einem ersten Schritt die Gebäude die Denkmale entfernt. Daraufhin wurden die Bruttodachflächen aller Gebäude mit Informationen zur Ausrichtung und Neigung der Dachflächen berechnet. Die Bruttofläche einer Teildachfläche ist durch die Außenkanten der Dachfläche umschlossen. Im nächsten Schritt wurden die nicht nutzbaren Dachflächen, die z.B. durch Gauben oder technische Aufbauten belegt sind, abgezogen. Mangels detaillierter Informationen wurde hierfür ein pauschaler Faktor aus der Literatur genutzt. Im nächsten Schritt wurden die Dachflächen extrahiert, die nicht die Mindestgröße von 5 m² für Schrägdächer und 15 m² für Flachdächer aufweisen, da kleinere Anlagen üblicherweise unwirtschaftlich sind und nicht installiert werden. Im letzten Schritt werden die Dachflächen extrahiert, die keine ausreichende Mindeststrahlung aufweisen. Als nicht ausreichend wurde eine jährliche Einstrahlungsmenge auf die jeweilige Fläche unter 65% der maximal möglichen jährlichen Einstrahlungsmenge in optimaler Ausrichtung in Bremen definiert. Die resultierenden Dachflächen werden als Solarinstallations-Eignungsflächen bezeichnet.

⁹ Heruntergeladen mit Hilfe vom Klimaberatungsmodul unter: <https://kunden.dwd.de/obt/>.

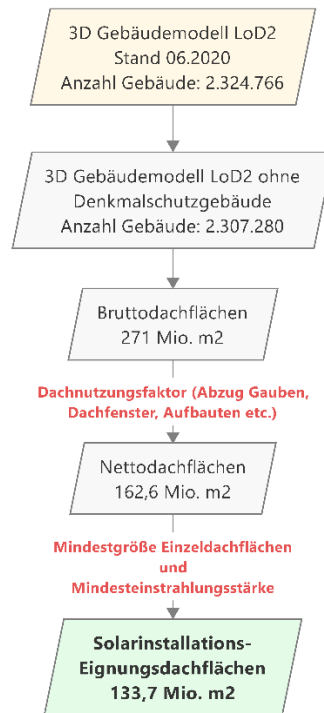


Abbildung 39: Ablaufschema zur Ermittlung der Solarinstallations-Eignungsdachflächen für alle Dachflächen auf Gebäuden in SH

Alle Eingangsdaten und Berechnungsergebnisse liegen durch Verknüpfung des 3D Gebäudemodells mit den ALKIS-Daten entsprechend den dort hinterlegten Kreisgrenzen kreisscharf vor. So wurden die Daten jeweils auch geografisch aufgelöst ausgewertet. Abbildung 38 zeigt beispielsweise die Verteilung der erfassten Gebäude pro Kreis. Die Hansestadt Lübeck (123.801 Gebäude), die Landeshauptstadt Kiel (71.175 Gebäude) und die Stadt Neumünster (65.633 Gebäude) weisen demnach die meisten Gebäude unter den Kreisen in SH auf.

Durch Verschneidung des 3D-Gebäudemodells mit den Kulturdenkmal-Objekten mit den Kategorien Baudenkmale (Einzeldenkmale und Flächen), Denkmalbereichsverordnung, Gartendenkmale (Elemente und Flächen), Gewässer, Mehrheit von baulichen Anlagen sowie Sachgesamtheit, wurden 17.486 Gebäude als einem Denkmal zugehörig identifiziert und aus dem 3D-Gebäudemodell extrahiert. Die restlichen 2.307.280 Gebäude ohne Kulturdenkmal-Objekte weisen eine Bruttodachfläche von 271 km² auf.

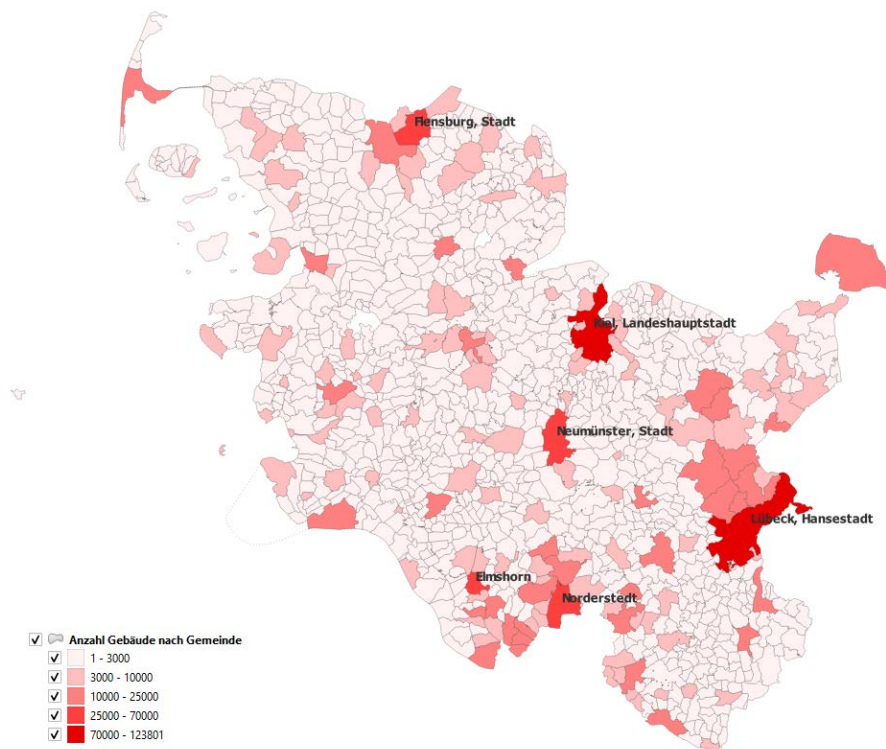


Abbildung 40: Verteilung der Gebäude auf die Kreise in SH

Da die LoD2-Daten keine Informationen zu Dachgauben, Dachfenstern und sonstige Dachaufbauten, auf denen Solaranlagen nicht installiert werden können, aufweisen und Überfliegsdaten nicht zur Verfügung standen, wurde die Nettodachfläche durch Multiplikation mit dem Faktor 0,6 berechnet, der aus der Literatur entnommen und durch andere Projekte bestätigt wurde [18, 19]. Dadurch errechnet sich eine Nettodachfläche für alle Gebäude in SH ohne Denkmale von 163 km².

Die solar nutzbare Fläche wurde weiter eingeschränkt durch Extraktion aller Teildachflächen kleiner 5 m² bei Schrägdächern und kleiner 15 m² bei Flachdächern sind (siehe vergleichbare Ansätze in [20, 21]). Weiter wurden alle Dachflächen ausgeschlossen, die aufgrund ihrer Ausrichtung eine Solareinstrahlung von weniger als 65% der maximalen Jahreseinstrahlungsmenge bei optimaler Ausrichtung am Referenzstandort in SH (MittelpunktSH) aufweisen, was 779 kWh pro m² und Jahr entspricht (siehe zum Vergleich auch [21]).

Um zu prüfen, ob die einstrahlungsabhängigen Betrachtungen auf einen mittleren Einstrahlungswert in SH bezogen werden können oder standortgenau betrachtet werden müssen, wurden 9 Standorte in SH auf ihre relative Abweichung zum Mittelwert hin untersucht. Abbildung 39 zeigt, dass die besten Standorte (Oldenburg, Fehmarn) eine um 4,72% bzw. 6,14% erhöhte Solarstrahlungsmenge pro Jahr auf die optimal geneigte Modulfläche aufweisen (Plane of Array (PoA)), in Bezug auf die Jahreseinstrahlungsmenge auf eine horizontale Fläche (Global Horizontal Irradiation (GHI)) zeigen sich vergleichbare Werte bezüglich der Abweichung. Die Orte mit der geringsten Einstrahlung (Quickborn, Flensburg) weisen gegenüber dem Mittelwert einen Minderertrag übers Jahr um 4,39% bzw. 3,43% auf. Aufgrund der beschränkten Abweichungen wurde im Folgenden für alle Berechnungen und Standorte dieselben Solareinstrahlungsdaten des geographischen Mittelpunkts in SH verwendet.

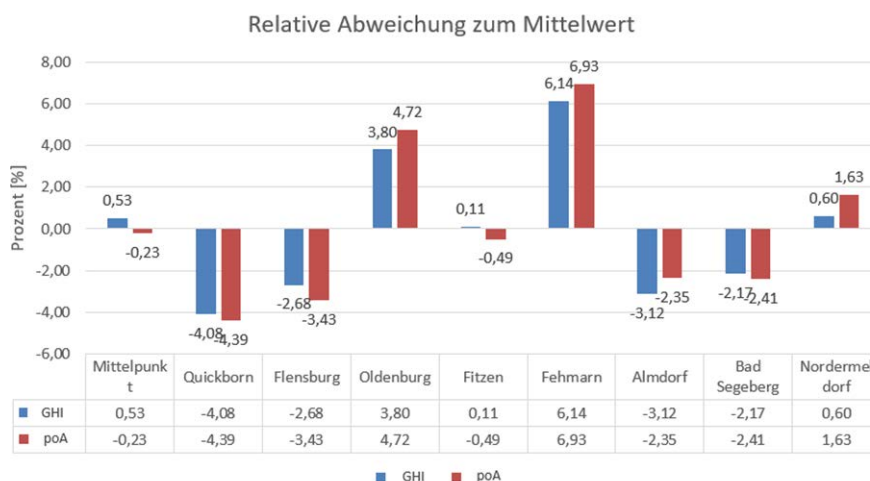


Abbildung 41: Relative Abweichung der Strahlungsdaten (GHI, PoA) zum Mittelwert für neun Standorte

Wie stark die jährliche Einstrahlungsmenge pro m^2 von der Neigung und Ausrichtung der Solarempfangsfläche abhängt, zeigt Abbildung 40 für den geografischen Mittelpunkt SHs. Die höchste Einstrahlungsmenge ergibt sich für eine Ausrichtung nach Süden mit einer Neigung von ca. 40 Grad ($1.199 \text{ kWh/Jahr}/m^2$). Die Einstrahlungsmenge reduziert sich um ca. 15% bei einer horizontalen Montage der Module und um ca. 28% bei einer senkrechten Montage in Südausrichtung. 65% der maximalen jährlichen Einstrahlungsmenge entspricht $779 \text{ kWh/Jahr}/m^2$ und schließt somit Dachanlagen aus, die in nördliche Richtungen ausgerichtet sind und einen größeren Neigungswinkel aufweisen.

Solareinstrahlung in Abhängigkeit von Neigung und Ausrichtung, Standort MittelpunktSH [kWh/(m² a)]																				
Azimuth [°]:		West	80	70	60	50	40	30	20	10	Süd	-10	-20	-30	-40	-50	-60	-70	-80	Ost
Inklination [°] Horizontal 0°, Vertikal 90°	0	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017
	10	1015	1030	1044	1058	1070	1080	1088	1094	1098	1099	1097	1093	1087	1078	1067	1055	1041	1026	1011
	20	1000	1029	1056	1081	1103	1122	1138	1149	1155	1157	1155	1148	1136	1121	1101	1079	1053	1025	995
	30	978	1017	1054	1088	1119	1144	1164	1179	1188	1191	1188	1179	1165	1144	1118	1088	1054	1016	975
	40	950	996	1039	1079	1114	1143	1167	1184	1195	1199	1195	1186	1169	1147	1117	1082	1042	997	948
	50	914	964	1011	1053	1089	1121	1146	1163	1176	1179	1178	1167	1152	1127	1097	1059	1016	967	914
	60	871	922	969	1009	1048	1076	1102	1118	1131	1135	1133	1125	1109	1088	1056	1019	975	925	870
	70	820	869	911	953	984	1014	1035	1051	1060	1066	1065	1059	1047	1026	998	962	920	871	816
	80	762	804	846	879	909	932	950	961	970	975	976	972	964	947	923	890	851	805	754
	90	694	734	766	796	818	836	847	856	860	864	867	868	864	852	832	805	771	731	683

Abbildung 42: Jährliche Solareinstrahlungsmenge auf eine 1 m^2 große Solarempfangsfläche am geografischen Mittelpunkt von SH für unterschiedliche Ausrichtungen (Azimuth) und Neigungswinkel (Inklination) (Quelle: Berechnungen Fraunhofer ISE, basierend auf DWD TRJ)

3.2.2.2 PV-Potenzial auf Gebäudedächern

Um für die ermittelte Solarinstallations-Eignungsfläche die PV-Potenziale auf den Gebäudedächern zu berechnen, muss die Leistungsdichte der PV-Module in Abhängigkeit von der Dach- und Installationsart berücksichtigt werden. Abbildung 41 zeigt die entsprechenden Berechnungsschritte. Zuerst wurde die installierbare PV-Modulfläche getrennt für Flach- und Schrägdächer berechnet. Das größte PV-Potenzial ergibt sich auf Flachdächern, wenn die PV-Module in Reihen mit abwechselnder Ost-West-Ausrichtung der Module und einer Neigung von jeweils 10° installiert werden. Der Jahresstromertrag ist zwar bei nach Süden in 40° Neigung installierten PV-Modulreihen um ca. 15% höher, doch liegt die Nennleistung bei Ost-West-Ausrichtung pro Dachfläche deutlich höher, weshalb diese Installationsart für Flachdächer gewählt wurde. Unter

Annahme von Reihenabständen, die eine Wartung ermöglichen, kann bei optimaler Belegung ein Verhältnis Dachfläche zu Modulfläche von 0,8 erreicht werden. Bei den Schrägdächern wird davon ausgegangen, dass die PV-Module parallel zur Dachfläche installiert werden und damit die gleiche Fläche wie die Solarinstallations-Eignungsfläche des Schrägdachs aufweisen. Die auf Flach- und Schrägdächern **installierbare Modulfläche wurde mit 123,7 km²** berechnet.

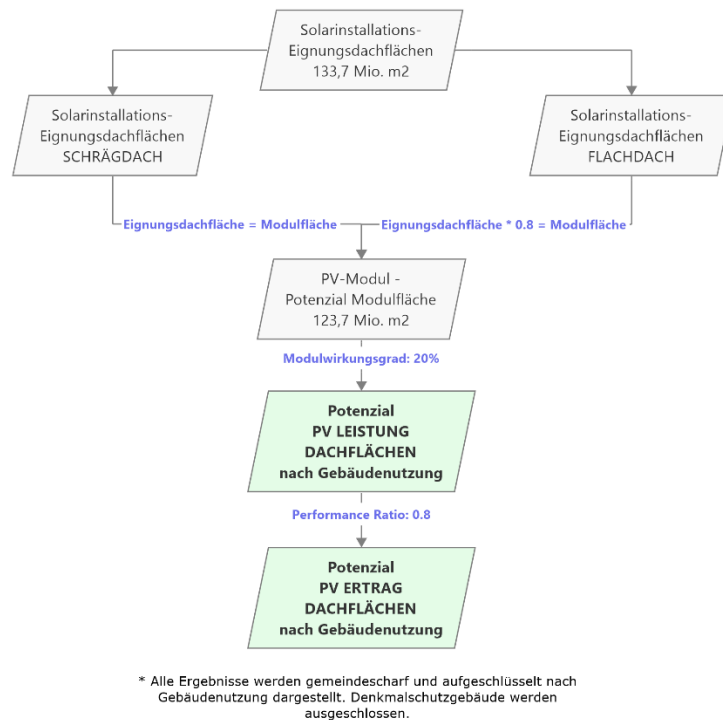


Abbildung 43: Ablaufschema zur Berechnung des dachscharfen Photovoltaik-Potenzials aufgeschlüsselt nach Gebäudenutzung

Die installierbare PV-Leistung hängt ab vom Wirkungsgrad der PV-Module. Dieser beträgt heute für kristalline Module etwa zwischen 16% und 22% bei einem Mittelwert von etwa 19%. Da sich der Wirkungsgrad durch technische Fortschritte kontinuierlich verbessert, wird bei dieser Potenzialabschätzung von einem mittleren Modulwirkungsgrad von 20% ausgegangen. Langfristig werden jedoch Modulwirkungsgrade von 25% und mehr erwartet, was bedeutet, dass auf derselben Fläche dann ein Viertel mehr PV-Leistung installiert werden kann, wodurch sich alle Potenzialangaben um 25% erhöhen würden. Da ein relevanter Teil der PV-Module im kommenden Jahrzehnt installiert werden soll, wird für die Potenzialberechnung ein Modulwirkungsgrad von 20% angesetzt. Damit errechnet sich eine **installierbare PV-Leistung von 24,7 GW auf Flach- und Schrägdächern in SH.**

3.2.2.3 Solarthermie-Potenzial auf Gebäudedächern

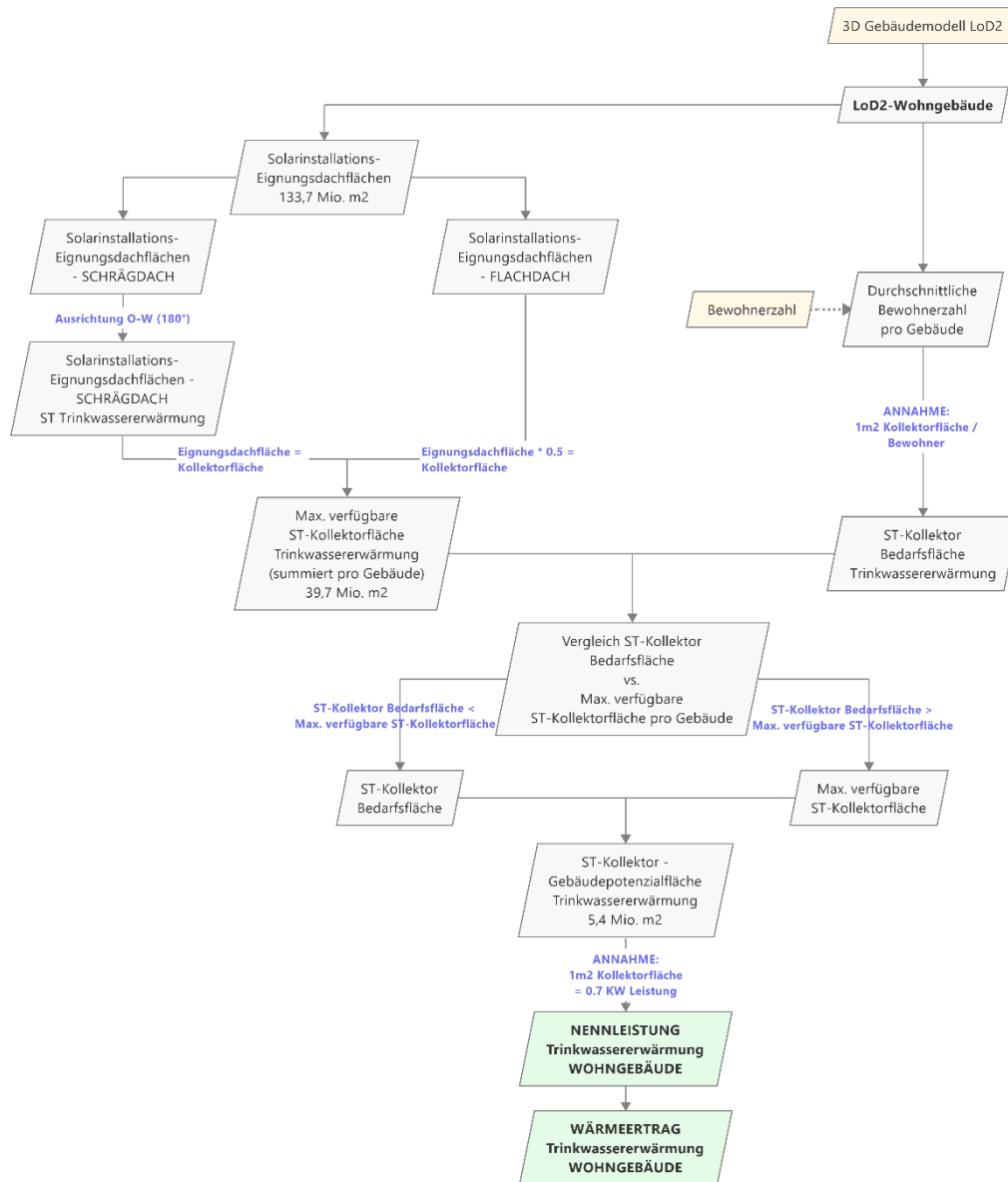
Üblicherweise werden Solarthermie-Anlagen zur Trinkwassererwärmung auf Wohngebäuden genutzt. Für eine Familie mit vier Personen werden typischerweise 4 - 5 m² Kollektorfläche und ein Warmwasserspeicher mit 300 Litern installiert [18]. Solarthermie-Anlagen, die zusätzlich zur Trinkwassererwärmung auch die Raumheizung unterstützen, werden Kombianlagen genannt. Sie haben eine größere Kollektorfläche und

können somit in der Übergangszeit im Herbst und Frühjahr auch das Heizungswasser mit erwärmen und somit zur Raumheizung beitragen. Da die Sonnenenergie vor allem im Sommer verfügbar und der Heizwärmebedarf im Winterhalbjahr vorhanden ist, kommen die zusätzlichen Solarwärmekollektoren nur in der Übergangszeit richtig zum Einsatz, im Sommer findet ihre Wärme keinen Abnehmer. Somit ist die nutzbare Wärmemenge pro Kollektorfläche bei Anlagen zur Heizungsunterstützung niedriger als bei Anlagen, die nur das Trinkwasser erwärmen [18]. Kombianlagen sind in der Größe variabel, es wird hier angenommen, dass pro 10 m² Wohn- oder Nutzfläche des Gebäudes 1 m² Kollektorfläche installiert wird.

Vor dem Hintergrund wurden bei der Potenzialberechnung für Solarthermie auf Gebäudedächern zwei Szenarien erstellt. Im ersten Szenario wurde eine Berechnung des Solarthermie-Potenzials nur für Trinkwassererwärmung in Wohngebäude nach dem in Abbildung 42 Schema durchgeführt. In einem zweiten Szenario wurde das Solarthermie-Potenzial für den Fall der Heizungsunterstützung inklusiver Trinkwassererwärmung für Wohn- und Nicht-Wohngebäude nach dem in Abbildung 43 dargestellten Schema berechnet.

Für die Berechnung des gebäudescharfen Solarthermie-Potenzials für Trinkwassererwärmung auf Gebäudedächern wurde zuerst zwischen Flach- und Schrägdachflächen unterschieden. Bei Schrägdächern wurden alle Dachflächen mit einer Ausrichtung zwischen Ost und West berücksichtigt. Auf Flachdächern wurde angenommen, dass Kollektoren nach Süden orientiert werden. Da sie für einen optimalen Ertrag in der Übergangszeit optimiert werden, sollten sie mit 40° bis 50° Neigung aufgestellt werden. Um die gegenseitige Verschattung zu reduzieren, wird ein Faktor von Kollektorfläche zu Dachfläche von 0,5 angenommen (statt 0,8 bei flach geneigten PV-Modulen). Bei den Schrägdächern wird angenommen, dass die gesamte Solarinstallations-Eignungsdachfläche genutzt werden kann und somit der Solarthermie-Kollektorfläche entspricht.

Da die Größe der Solarthermie-Anlage nicht nur von der verfügbaren Dachfläche, sondern auch vom Wärmebedarf im Gebäude abhängt, wurde wie folgt vorgegangen. Für die Trinkwassererwärmung wurde angenommen, dass 1 m² Kollektorfläche pro Bewohner des Gebäudes installiert werden und nur Wohngebäude berücksichtigt. Da die Zahl der Bewohner pro Gebäude für die einzelnen Gebäude nicht bekannt ist, wurden diese berechnet durch Teilen der Wohnfläche der einzelnen Gebäude durch die durchschnittliche Wohnfläche pro Bewohner in Schleswig-Holstein. Nach Ermittlung der Bedarfskollektorfläche wurde diese mit dem maximal verfügbaren Potenzial auf dem Gebäude verglichen und die kleinere der beiden Flächen als Kollektorflächenpotenzial verwendet. Bei Einfamilienhäusern ist die verfügbare Solarinstallationsfläche fast immer wesentlich größer als die aus dem Wärmebedarf ermittelte Kollektorfläche zur Trinkwassererwärmung. Bei Mehrfamilienhäusern trifft dies nicht immer zu.



* Alle Ergebnisse werden gemeindescharf dargestellt.
Denkmalschutzgebäude werden ausgeschlossen.

Abbildung 44: Ablaufschema zur Berechnung des gebäudescharfen Potenzials auf Gebäudedächern für Solarthermie-Anlagen zur Trinkwassererwärmung

Für die Solarthermie wird nach internationaler Vereinbarung eine Wärmenennleistung von pauschal 0,7 kW pro m² Kollektorfläche verwendet. Für den Solarwärmeertrag wird in dieser Studie von 400 kWh pro m² Kollektorfläche und Jahr für Anlagen zur Trinkwassererwärmung und von 300 kWh pro m² und Jahr für Anlagen zur Heizungsunterstützung ausgegangen.

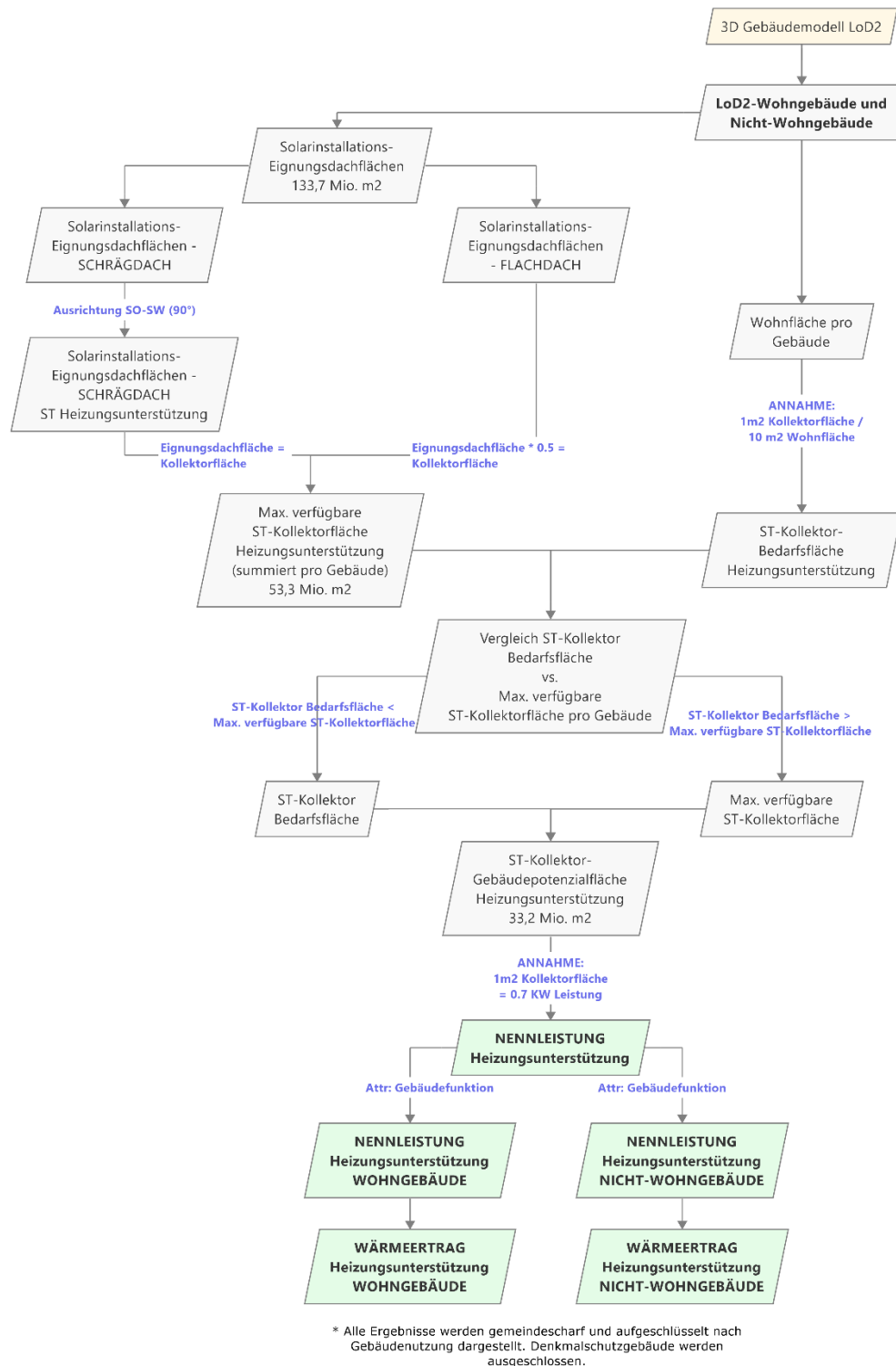


Abbildung 45: Ablaufschema zur Berechnung des gebäudescharfen Potenzials auf Gebäudedächern für Solarthermie-Anlagen zur Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung

Das Ablaufschema für die Berechnung des Solarthermie-Potenzials zur Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung (siehe Abbildung 43) ähnelt dem vorherigen Konzept für Solarthermie-Anlagen zur

Trinkwassererwärmung auf. Da der Hauptenergieertrag aber in der Übergangszeit liegen soll, wurden nur Schrägdächer berücksichtigt, die eine Ausrichtung zwischen Südost und Südwest aufweisen. Berücksichtigt wurden Wohn- und Nichtwohngebäude, wobei die Kollektorbedarfsfläche auf die Gebäudefläche bezogen wurde (Bedarf von 1 m² Kollektorfläche für 10 m² Wohn- oder Nutzfläche).

3.2.3 Ergebnisse der Potenzialermittlung auf Gebäudedächern

Das LoD2-Gebäudemodell des Landes SH (Stand 2020) enthält insgesamt 2.324.766 Gebäude, wovon 2.307.280 Gebäude für das Solargutachten berücksichtigt wurden, die nicht denkmalgeschützt sind. Diese Gebäude haben eine **Gesamtbruttodachfläche von etwa 271 Mio. m²**.

Allerdings ist die Installation von Solaranlagen auf denkmalgeschützten Gebäuden nicht prinzipiell ausgeschlossen, sondern Gegenstand einer Einzelfallentscheidung unter Abwägung der Interessen des Denkmalschutzes, den schutzwürdigen Interessen der Eigentümer_innen und den Interessen der Allgemeinheit – unter anderem dem Umwelt- und Klimaschutz. Es ist also sinnvoll, auch Lösungen für denkmalgeschützte Gebäude zu entwickeln und umzusetzen, in dieser Potenzialanalyse sind diese Denkmale jedoch nicht berücksichtigt.

Unter Berücksichtigung des Dachnutzungsfaktors, durch den Dachaufbauten, wie zum Beispiel Dachfenster, Schornsteine usw. ausgeschlossen werden, ergibt sich die **Gesamtnettodachfläche von ca. 162,6 Mio. m²**. Nach dem Herausfiltern von Gebäudedächern, welche die Kriterien von Mindestgröße und Mindesteinstrahlung nicht erfüllen, ergibt sich eine **Solarinstallations-Eignungsdachfläche von etwa 133,7 Mio. m²**, welche prinzipiell sowohl für die Installation von PV- oder Solarthermie-Anlagen geeignet ist.

3.2.3.1 Solarinstallations-Eignungsfläche auf Gebäudedächern nach Nutzungsart

Die Kenntnis über die Verteilung der Solarpotenziale nach Nutzungsart der Gebäude ist hilfreich für die gezielte Umsetzung von Maßnahmen zur Stimulation der Solarinstallationen. Deshalb wurden die Gebäudeanzahl, die Bruttodachflächen und die Solarinstallations-Eignungsflächen nach Nutzungskategorien differenziert, die im LoD2-Datensatz enthalten sind und aus den ALKIS-Daten stammen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 11 dargestellt.

Die Nutzungsarten sind in Wohnnutzung, sonstige Wohnnutzung, gewerbliche Nutzung, öffentliche Nutzung, keine Angabe und sonstige Nutzung unterteilt. Unter sonstige Wohnnutzung fallen Ferien-/Wochenend-/Gartenhäuser sowie Gebäude zur Freizeitgestaltung. Unter Gebäude für öffentliche Nutzung zählen neben den Verwaltungsgebäuden u.a. auch Post-, Gerichts- und Botschaftsgebäude, Schulen, Hochschulen, Forschungsinstitute, Gebäude für kulturelle Zwecke, Gebäude für religiöse Zwecke, Krankenhäuser, Polizei, Feuerwehr, Bahnhöfe, Sporthallen, Zoos etc. Die Kategorie Sonstige Nutzung umfasst Objektarten wie z.B. Türme, Leitungen, Heilquellen, Transportanlagen. Der Fall keine Angabe könnte beispielsweise bei unklarer Doppel- oder Mischnutzung eines Gebäudes auftreten. Generell sind Gebäude mit Mischnutzung der Kategorie zugewiesen, die den größten Nutzungsanteil am Gebäude aufweist.

Wohngebäude weisen den größten Anteil an den Gebäuden aus (36%). Ihre Bruttodachfläche entspricht 48% und ihre Solarinstallations-Eignungsfläche 43% aller Gebäude in SH (ohne Denkmale). Gebäude mit gewerblicher Nutzung folgen an zweiter Stelle mit einem Anteil von 33% an den Gebäuden, 33% an der Bruttodachfläche und 36% Anteil an der Solarinstallations-Eignungsfläche. Gebäude mit öffentlicher Nutzung machen nur 1% am Gebäudebestand aus, weisen aber 4% an der Bruttodach- und Solarinstallations-Eignungsfläche auf, d.h. die Gebäude sind im Schnitt deutlich größer als die Gebäude mit Wohn- und Gewerbenutzung, wie auch die Bruttodachfläche pro Gebäude belegt: öffentliche Gebäude weisen im Schnitt eine Bruttodachfläche von 634 m², Wohngebäude 157 m² und Gebäude mit gewerblicher Nutzung

nur 118 m² pro Gebäude auf. In Bezug auf die öffentlichen Gebäude ist dies leicht nachvollziehbar, da es sich bei Verwaltungs- und Funktionsbauten meist um große Gebäude handelt. Die geringe durchschnittliche Dachfläche für gewerbliche Bauten entspricht dagegen nicht den Erwartungen. Eine Erklärung könnte sein, dass darunter nicht nur Gebäude für Handel und Dienstleistungen, Bürogebäude, Geschäftsgebäude und Einkaufszentren fallen, sondern auch Läden, Kioske, Jugendherbergen, Gaststätten, Tankstellen, Wartehallen, Garagen u.v.a.m. gezählt werden. Die Gebäude der sonstigen Nutzung oder jene, zu denen keine Angabe vorliegt, haben zusammen einen Anteil von 28% an allen Gebäuden, aber nur 15% an der Bruttodachfläche sowie 16% an der Solarinstallations-Eignungsfläche.

Tabelle 13: Verteilung der Gebäude, Bruttodachfläche und Solarinstallations-Eignungsfläche nach Nutzungsart (Kategorien nach ALKIS) in SH

Gebäudeart	Gebäude (alle Gebäude in SH ohne Denkmale)		Brutto- Dachfläche		Mittlere Brutto- dachfläche pro Geb.	Solar- installations- Eignungsfläche	
	Anzahl	Anteil	Mio. m ²	Anteil	m ² /Geb.	Mio. m ²	Anteil
Wohngebäude	830.613	36%	130,1	48%	157	58,1	43%
Sonstige Wohngebäude	53.620	2%	1,7	1%	32	0,7	1%
Gewerbebauten	750.368	33%	88,5	33%	118	48,6	36%
Öffentliche Gebäude	16.541	1%	10,5	4%	634	5,9	4%
Sonstige Gebäude	438.803	19%	20,9	8%	48	10,2	8%
Keine Angabe	217.335	9%	19,3	7%	89	10,2	8%
Alle Gebäude	2.307.280	100%	271,0	100%	117	133,7	100%

Solarinstallations-Eignungsfläche auf Gebäudedächern nach Kreisen

Die Verteilung der Gebäudeanzahl (mit und ohne Denkmale), der Bruttodachflächen und der Solarinstallations-Eignungsflächen nach Kreisen ist in Tabelle 12 aufgelistet. Flensburg und Kiel haben mit 4,1% und 3,2% den größten Anteil an Gebäuden, die unter eine Denkmalschutzkategorie fallen, wobei die Denkmale der Hansestadt Lübeck nicht berücksichtigt wurden, da keine Denkmalschutz-Daten zur Verfügung standen, angegeben sind deshalb die Ergebnisse für den gesamten Gebäudebestand. Dabei ist davon auszugehen, dass der Anteil in Lübeck dieselbe Größenordnung wie von Flensburg und Kiel aufweist.

Tabelle 14: Verteilung der Gebäudeanzahl (mit und ohne Denkmale), ihrer Bruttodachfläche und der berechneten Solarinstallations-Eignungsfläche nach Kreisen in SH

Kreis	Gebäude gesamt	Denkmale	Gebäude ohne Denk- male	Brutto- dachfläche	Solarinstal- lations- Eignungs- fläche
	Anzahl	Anteil	Anzahl	Mio. m ²	Mio. m ²
Flensburg, Stadt	38.145	4,1%	36.585	5,17	2,65
Kiel, Landeshauptstadt	71.175	3,2%	68.892	10,64	5,43
Lübeck, Hansestadt	123.801	n.b.	123.801	13,62	6,84
Neumünster, Stadt	65.633	1,1%	64.894	6,48	3,25
Dithmarschen	168.903	0,4%	168.310	19,84	9,85
Herzogtum Lauenburg	179.328	0,9%	177.661	17,67	8,45
Nordfriesland	187.539	1,6%	184.511	24,45	11,85
Ostholstein	202.486	0,9%	200.685	20,60	9,84
Pinneberg	220.313	0,4%	219.485	23,46	11,58
Plön	105.025	1,2%	103.770	12,33	5,87
Rendsburg-Eckernförde	233.134	0,4%	232.092	29,24	14,48
Schleswig-Flensburg	218.867	0,5%	217.806	27,23	13,58
Segeberg	207.611	0,2%	207.194	24,35	12,25
Steinburg	134.873	0,6%	134.032	15,95	7,88
Stormarn	167.933	0,2%	167.562	19,98	9,88
SH gesamt	2.324.766	0,8%	2.307.280	271,0	133,7

n.b. = nicht bekannt, da Daten nicht verfügbar

Die größte Bruttodachfläche weisen die Kreise Rendsburg-Eckernförde mit 29,24 Mio. m² und Schleswig-Flensburg mit 27,23 Mio. m² auf, die geringste Bruttodachfläche weisen die Stadtkreise Neumünster mit 6,48 Mio. m² und Flensburg mit 5,17 Mio. m² auf.

3.2.3.2 PV-Potenzial auf Gebäudedächern

PV-Potenziale nach Dachart und Nutzungsart

Welche Modulfläche auf der in Tabelle 11 dargestellte Solarinstallations-Eignungsfläche auf Gebäudedächern installiert werden kann, wird in Tabelle 13 dargestellt. Dabei werden die PV-Modulflächen auf Flach- und Schrägdächern unterschieden und jeweils nach Nutzungsarten der Gebäude aufgelistet. Aus der Gesamtmodulfläche resultiert jeweils das Potenzial an installierbarer PV-Leistung und der erwartbare Solarstromertrag. Alle Angaben sind nach Nutzungsarten der Gebäude differenziert. Mit einem Anteil von 46% am PV-Potenzial liegen die Wohngebäude deutlich auf der ersten Position gefolgt von den Gebäuden mit gewerblicher Nutzung mit 35%. Gebäude der öffentlichen Nutzung weisen wieder ein Potenzial von ca. 4% auf. Somit unterscheidet sich die Potenzialverteilung nur unwesentlich von der Verteilung Solarinstallations-Eignungsflächen. Da gewerbliche Bauten einen höheren Anteil an Flachdächern haben, die eine geringere

Modulfläche pro Solarinstallations-Eignungsfläche aufweisen, erhöht sich der Anteil der Wohngebäude etwas (um ca. 2%). Die Ergebnisse sind in Abbildung 44 grafisch dargestellt.

Tabelle 15: PV-Potenziale in Bezug auf Modulfläche, Leistung und Erträge, nach Dachart und Nutzungsart

Nutzungsart	PV-Potenziale Flachdach		PV-Potenziale Schrägdach		PV-Potenziale Gesamtdachfläche			
	Modulfläche	Leistung	Modulfläche	Leistung	Modulfläche	Leistung	Anteil	Stromertrag
	Mio. m ²	MW	Mio. m ²	MW	Mio. m ²	MW	-	GWh/a
Wohngebäude	7,5	1.499	48,7	9.746	56,2	11.245	45%	10.121
Sonstige Wohngeb.	0,3	53	0,4	82	0,7	135	1%	122
Gewerbebauten	19,5	3909	24,2	4834	43,7	8743	35%	7.869
Öffentliche Gebäude	2,6	511	2,7	535	5,2	1.046	4%	941
Sonstige Gebäude	6,5	1291	2,2	432	8,6	1.723	7%	1.551
Keine Angabe	3,6	719	5,7	1132	9,3	1.851	7%	1.666
Alle Gebäude	39,9	7.981	83,8	16.762	123,7	24.743	100%	22.269

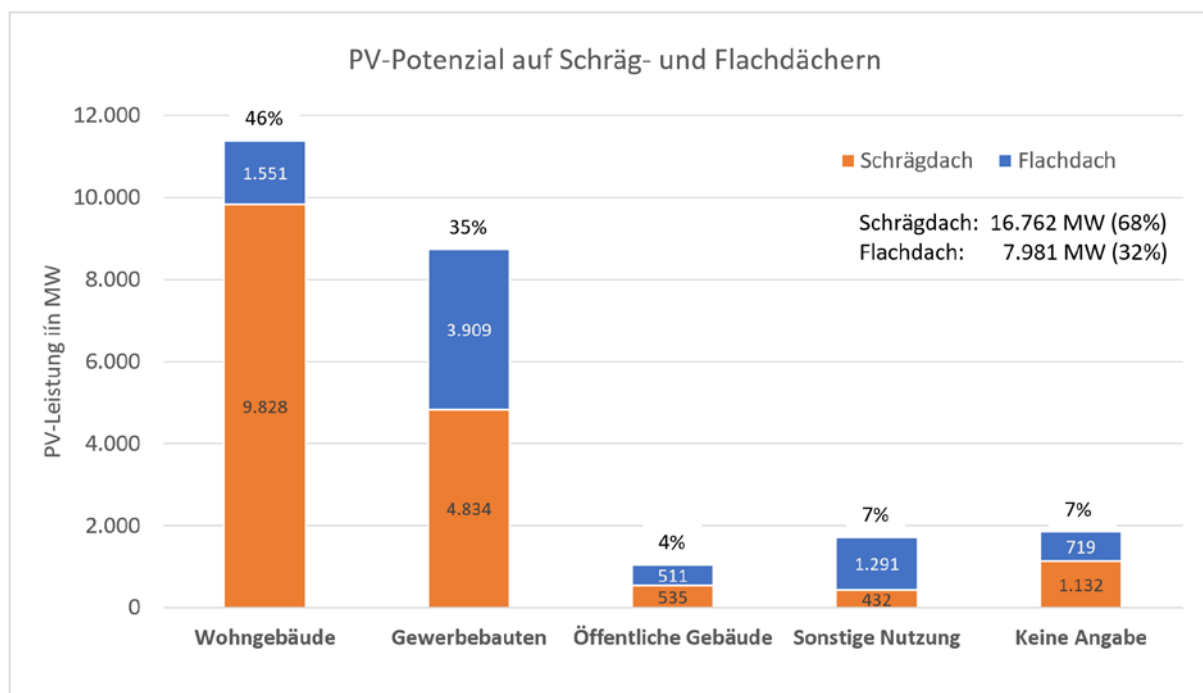


Abbildung 46: PV-Potenzial nach Gebäudenutzung und Dachart

Für die gesamte Dachfläche ergibt sich ein **Potenzial einer PV-Leistung von 24,7 GW**. Würde das gesamte Potenzial ausgeschöpft ist ein **jährlicher Solarstromertrag von etwa 22,3 TWh** zu erwarten. Das deutlich größere Potenzial in Bezug auf die PV-Leistung befindet sich mit 68% auf Schrägdächern, das PV-Potenzial auf Flachdächern macht 32% aus.

PV-Potenzial auf Gebäudedächern nach Wohn- und Nichtwohngebäuden

Die ermittelten PV-Potenziale auf Gebäudedächern wurde auch nach Gebäudeart ausgewertet. Die Dächer von Wohngebäuden und sonstigen Wohngebäuden nach Tabelle 13 weisen ein PV-Potenzial von 11.380 MW (46%) auf. Alle anderen Gebäudekategorien werden den Nichtwohngebäuden zugeordnet, auf deren Dächern ein PV-Potenzial von 13.363 MW (54%) vorliegt. Innerhalb der Wohngebäude entfallen 27% des PV-Potenzials auf Ein- und Zweifamilienhäuser (EFH/ZFH) und 73% auf Mehrfamilienhäuser (MFH) (siehe auch Abbildung 45).

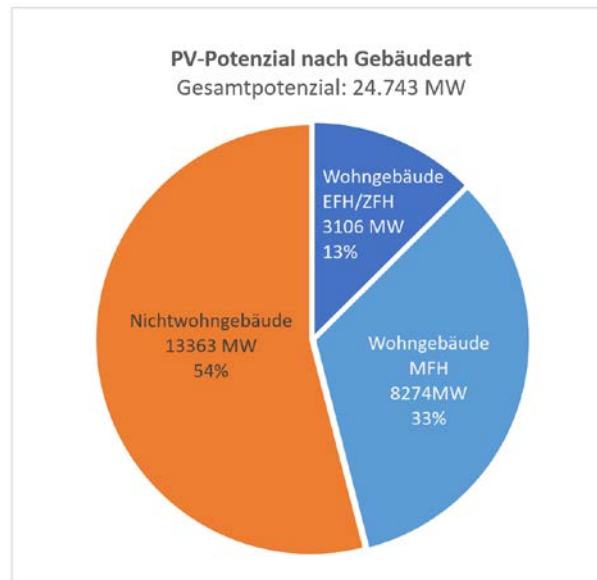


Abbildung 47: Verteilung der PV-Leistung auf Gebäudedächern nach Wohn- und Nichtwohngebäuden

Die nachfolgende Tabelle 14 stellt die PV-Leistung und Erträge nach Kreisen dar.

PV-Potenzial auf Gebäudedächern nach Kreisen

Die Ergebnisse der räumlichen Auswertung der PV-Potenzialerhebung auf Gebäudedächern nach Kreisen sind in Tabelle 14 dargestellt. Die Anteile der Kreise am Gesamt-PV-Potenzial auf Gebäudedächern bewegt sich zwischen 1,9% (474 MW) in Flensburg und 2,3% (575 MW) in Neumünster Stadt bis zu 10,3% (2.547 MW) in Schleswig-Flensburg und 10,9% (2.702 MW) in Rendsburg-Eckernförde. Die Stadtkreise liegen somit am unteren Ende was die Anteile am Potenzial angeht, da wohl die Fläche der einzelnen Gebäude im Schnitt eher kleiner sind und die landwirtschaftlichen Gebäude einen wichtigen Anteil an den Potenzialen aufweisen, was ja auch der PV-Anlagenbestand nahelegt, der zu 47% auf landwirtschaftlichen Gebäuden installiert ist (siehe Abbildung 4). Da die landwirtschaftliche Nutzung in den ALKIS-Daten nicht als Kategorie ausgewiesen ist, können die PV-Potenziale nicht danach unterschieden werden. Allerdings sei auch vermerkt, dass neben der Struktur der Kreise (städtisch/ländlich) auch der Zuschnitt der Kreise einen wichtigen Einfluss haben. Da sich die Kreise aber auch in Bezug auf die Bevölkerungsanteile und Flächenanteile deutlich unterscheiden, sind die Vergleiche der PV-Potenziale nur bedingt aussagekräftig (siehe Tabelle 14).

Tabelle 16: PV-Potenzial (Leistung und Erträge) auf Gebäudedächern aufgeschlüsselt nach Kreis (Quelle: Daten Bevölkerung und Bodenfläche: Statistische Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein)

Kreis	Bevölkerung 31.12.2020		Bodenfläche 31.12.2020		EW- Dichte	PV-Potenzial		
						Leistung		Strom- ertrag
	EW	Anteil	ha	Anteil	EW/km ²	MW	Anteil	GWh/a
Flensburg, Stadt	89.934	3,1%	5.673	0,4%	1.585	474	1,9%	427
Kiel, Landeshauptstadt	246.601	8,5%	11.865	0,8%	2.078	969	3,9%	872
Lübeck, Hansestadt	215.846	7,4%	21.419	1,4%	1.008	1.223	4,9%	1.101
Neumünster, Stadt	79.905	2,7%	7.166	0,5%	1.115	577	2,3%	519
Dithmarschen	133.251	4,6%	142.817	9,0%	93	1.840	7,4%	1.656
Herzogtum Lauenburg	199.152	6,8%	126.307	8,0%	158	1.576	6,4%	1.418
Nordfriesland	167.147	5,7%	208.356	13,2%	80	2.230	9,0%	2.007
Ostholstein	201.487	6,9%	139.302	8,8%	145	1.839	7,4%	1.655
Pinneberg	317.085	10,9%	66.425	4,2%	477	2.128	8,6%	1.915
Plön	129.353	4,4%	108.356	6,9%	119	1.106	4,5%	995
Rendsburg-Eckernförde	274.765	9,4%	218.979	13,9%	125	2.702	10,9%	2.432
Schleswig-Flensburg	202.647	7,0%	207.128	13,1%	98	2.547	10,3%	2.292
Segeberg	278.007	9,6%	134.447	8,5%	207	2.251	9,1%	2.026
Steinburg	130.706	4,5%	105.570	6,7%	124	1.470	5,9%	1.323
Stormarn	244.989	8,4%	76.622	4,8%	320	1.811	7,3%	1.630
SH gesamt	2.910.875	100%	1.580.430	100%	184	24.743	100%	22.269

Die Lage der Kreise ist in Abbildung 46 dargestellt.

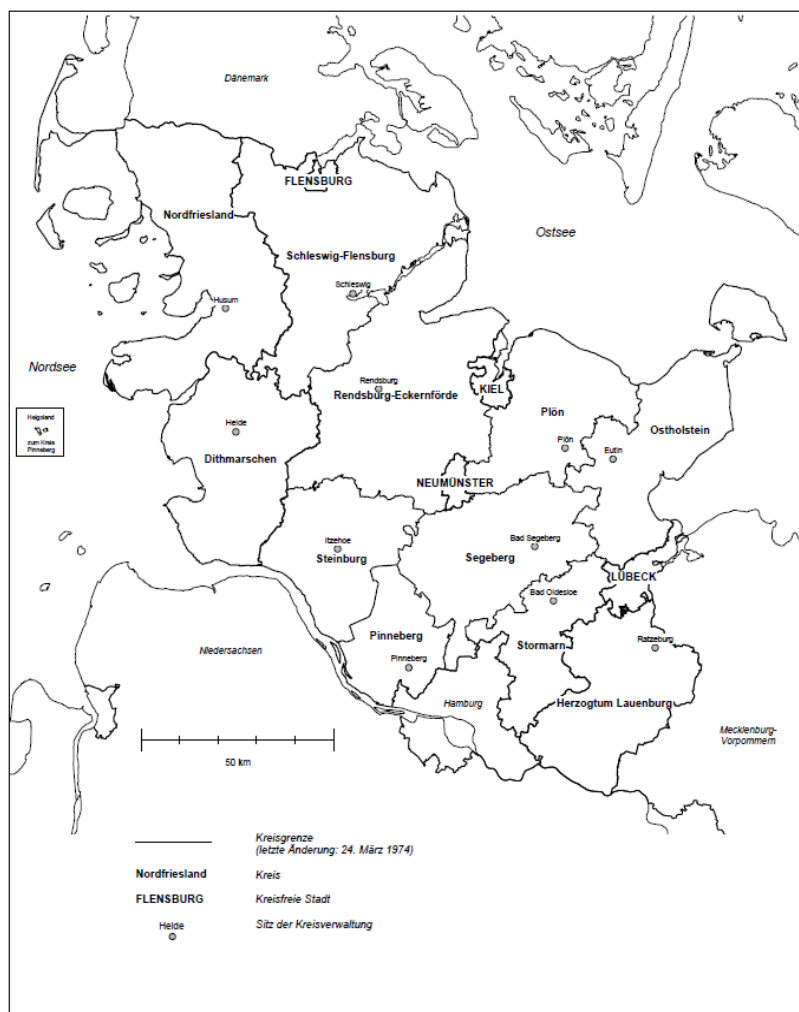


Abbildung 48: Kreise in Schleswig-Holstein (Quelle: Statistische Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein)

3.2.3.3 Solarthermie-Potenziale auf Gebäudedächern

Die Solarthermie-Potenziale auf Gebäudedächern wurden nach der in Kapitel 3.2.2.3 beschriebenen Methodik für Solarthermie-Anlagen ausschließlich zur Trinkwassererwärmung, die sich nur auf Wohngebäuden befinden, und für Solarthermie-Anlagen zur Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung, die sich auf allen Gebäudearten befinden, berechnet.

Die Berechnungen ergaben ein Solarthermie-Potenzial auf Gebäudedächern für Solarthermie-Anlagen zur Trinkwassererwärmung von 5,4 Mio. m² Kollektorfläche mit einer Wärmeleistung von 3.753 MW und einem jährlichen Wärmeertrag von 2.145 GWh/a. Dabei teilt sich das Potenzial zu 48% auf EFH/ZFH und zu 52% auf MFH auf (siehe Tabelle 15).

Die Solarthermie-Potenziale auf Gebäudedächern für den Fall, dass alle Anlagen zur Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung dienen, beträgt mit 33,2 Mio. m² Kollektorfläche mehr als das Sechsfache der Solarthermie-Potenziale bei ausschließlicher Trinkwassererwärmung. Dies liegt sowohl an ihrer Größe als auch daran, dass diese Anlagen auch auf Nichtwohngebäude installiert werden. Die Wärmeleistung beträgt 23.247 MW und der jährliche Wärmeertrag knapp 10.000 GWh/a. Die Aufteilung dieser Ergebnisse nach Nutzungsarten der Gebäude ist Tabelle 16 zu entnehmen. Dabei dominiert die Wohnnutzung mit 46% gefolgt von der gewerblichen Nutzung mit 35%, vergleichbar mit den Ergebnissen für die PV-Potenziale

Tabelle 17: Solarthermie-Potenzial auf Gebäudedächern für Trinkwassererwärmung nach Gebäudeart

Nutzung	Solarthermie-Potenzial			
	Kollektor- fläche	Wärmeleistung		Wärme- ertrag
	Mio. m ²	MW	Anteil	GWh/a
Wohngebäude EFH/ZFH	2,6	1.792	48%	1.024
Wohngebäude MFH	2,8	1.961	52%	1.121
Nichtwohngebäude	-	-	-	-
Summe Gebäude	5,4	3.753	100%	2.145

Tabelle 18: Solarthermie-Potenzial auf Gebäudedächern für Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung nach Nutzungsart

Nutzung	Solarthermie-Potenzial			
	Kollektor- fläche	Wärmeleistung	Wärme- Ertrag	
	Mio. m ²	MW	Anteil	GWh/a
Wohngebäude	15,3	10.723	46%	4.596
Sonstige Wohngebäude	0,1	92	0%	39
Gewerbebauten	11,8	8.236	35%	3.530
Öffentliche Gebäude	1,8	1.243	5%	533
Sonstige Gebäude	2	1.419	6%	608
Keine Angabe	2,2	1.535	7%	658
Alle Gebäude	33,2	23.247	100%	9.963

Die Anteile der Solarpotenziale auf Gebäudedächern für Solarthermie-Anlagen zur Trinkwassererwärmung sowie zur Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung nach Kreisen schwanken jeweils zwischen 2% und 10%, wie Abbildung 47 zeigt. Die Verteilung der Solarthermie-Potenziale ist dabei der Verteilung der PV-Potenziale (siehe Tabelle 14) sehr ähnlich.

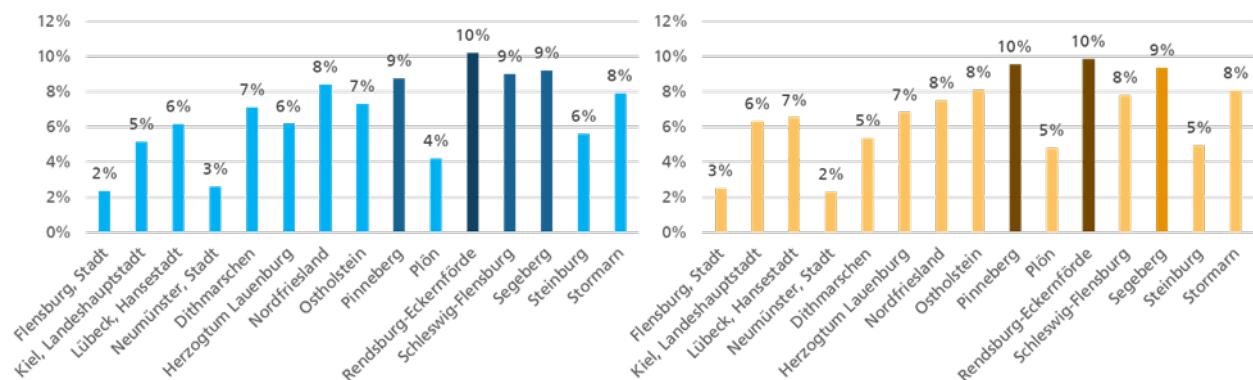


Abbildung 49: Prozentueller Anteil des Solarthermie-Potenzials auf Gebäudedächern nach Kreisen für Solarthermie-Anlagen zur Heizungsunterstützung inkl. TWE (links) und Solarthermie-Anlagen zur Trinkwassererwärmung (rechts)

3.3 Potenzialanalyse von Solaranlagen an Gebäudefassaden

Solarmodule in die Gebäudehülle zu integrieren bedeutet einen Mehraufwand in der Planung und Montage, was zu erhöhten Kosten gegenüber konventionell aufgeständerten PV-Modulen führt, da die Fassadenmodule speziellen bautechnischen Anforderungen genügen müssen und die Montagesysteme aufwändiger sind. Außerdem werden die Module meist an die Gebäude angepasst und individuell gestaltet. Gleichzeitig übernehmen die PV-Module neben der Stromproduktion mehrere Gebäudefunktionen (Schutz vor Wind und Wetter, Schallschutz, Wärmeschutz), was die Kosten für konventionelle Baumaterialien je nach Ausführung deutlich reduzieren kann. PV-Fassadenanlagen kommen insbesondere bei höheren Gebäuden in Frage, wenn die verfügbare Dachfläche im Verhältnis zum Energiebedarf des Gebäudes gering ist.

In diesem Kapitel werden zuerst die Datengrundlage und die Berechnungsmethodik für das Solarpotenzial an Gebäudefassaden für das Land Schleswig-Holstein beschrieben und dann die Berechnungsergebnisse vorgestellt.

3.3.1 Datengrundlage

Für die Potenzialanalyse für PV- und Solarthermie-Anlagen an Gebäudefassaden wurden dieselben Daten genutzt wie bei den Dachflächen, sprich das 3D-Gebäudemodell (LoD2) mit allen Gebäuden im Land SH, die landesweiten Denkmalschutzdaten, die hochaufgelösten Strahlungsdaten des DWD (Testreferenzjahr (TRJ)) und die Datenbestände des Liegenschaftskatasters ALKIS (Kreis- und Gemeindegrenzen) (siehe auch Kapitel 3.2.1).

3.3.2 Methodik der Potenzialermittlung und generelle Ergebnisse

3.3.2.1 Berechnung Solarinstallations-Eignungswandflächen

Als Grundlage zur Berechnung der Solarinstallations-Eignungswandflächen wurden wie bei Ermittlung der Dachpotenziale aus dem 3D-Gebäudemodell im Detailierungsgrad LoD2 durch Verknüpfung mit den Denkmalschutz-Objekten von Schleswig-Holstein wieder 2.307.208 Gebäuden identifiziert. In einem ersten Schritt wurde die Gebäudezahl weiter reduziert, indem alle eingeschossigen Gebäude mit einer maximalen Höhe von 3 m ausgeschlossen wurden. Diese werden als ungeeignet angesehen, da das Erdgeschoss durch Vegetation oder andere Bauwerke oftmals verschattet ist. Für die verbleibenden Gebäude wurde eine Bruttowandfläche von 437,2 Mio. m² ermittelt. In einem weiteren Schritt wurden bei diesen mehrgeschossigen Gebäuden das Erdgeschoss, d.h. die unteren 3 m der Fassadenflächen ausgeschlossen und die verbleibenden Flächen mit einem Wandnutzungsfaktor von 0,448 multipliziert, um die ungeeigneten Flächen aufgrund von Fenstern, Türen, Balkonen und sonstigen Hindernissen auf den Wandflächen zu entfernen. Der Wandnutzungsfaktor wurde der Literatur entnommen [19]. Die so ermittelte Nettowandfläche wurde mit 123,8 Mio. m² berechnet. Im letzten Schritt wurden alle Wandflächen kleiner als 7 m² und alle Wandflächen, die aufgrund ihrer Orientierung eine Solareinstrahlung von weniger als 500 kWh pro Jahr und m² aufweisen entfernt. Die gewählten Grenzwerte stimmen mit den Grenzwerten in der Literatur überein [19]. Als Ergebnis wurde eine Wandfläche von 53,9 Mio. m² als geeignet für die Installation von PV-Modulen identifiziert. Der Ablauf der Flächenermittlung ist in Abbildung 48 dargestellt.

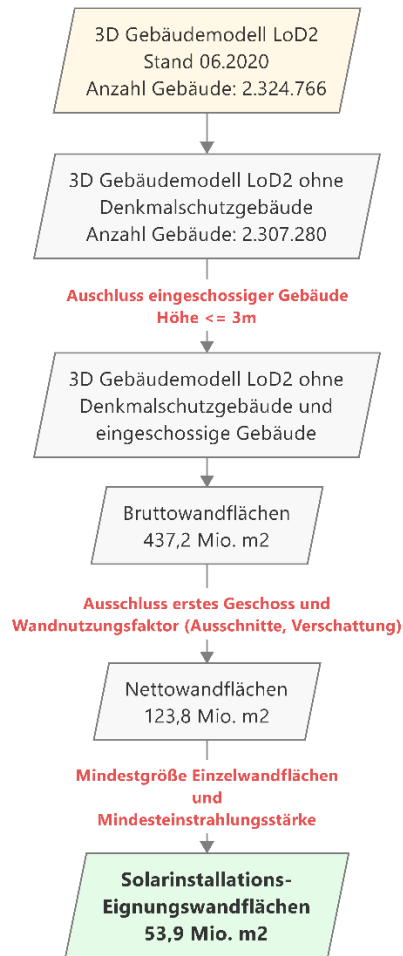


Abbildung 50: Ablaufschema zur Ermittlung der Solarinstallations-Eignungswandflächen für alle Gebäudefassaden in SH

3.3.2.2 Berechnung des PV-Potenzials an Gebäudefassaden

Für die Ermittlung des PV-Potenzials an Gebäudefassaden wurde es davon ausgegangen, dass die ganze identifizierte Solarinstallations-Eignungsdachfläche als Modulfläche genutzt werden kann, da die Anlagen parallel zur Wandfläche installiert werden. Die Berechnung der Leistung und Erträge anhand der ermittelten Modulfläche berücksichtigt dieselbe Werte für den Modulwirkungsgrad (20%) und das Performance Ratio (0,8) wie bei den Gebäudedächern (siehe Kapitel 3.2.2.2). **Damit errechnet sich eine installierbare PV-Leistung von 10,8 GW an Gebäudefassaden in SH.** Der Ablauf der Berechnung ist in Abbildung 49 dargestellt.

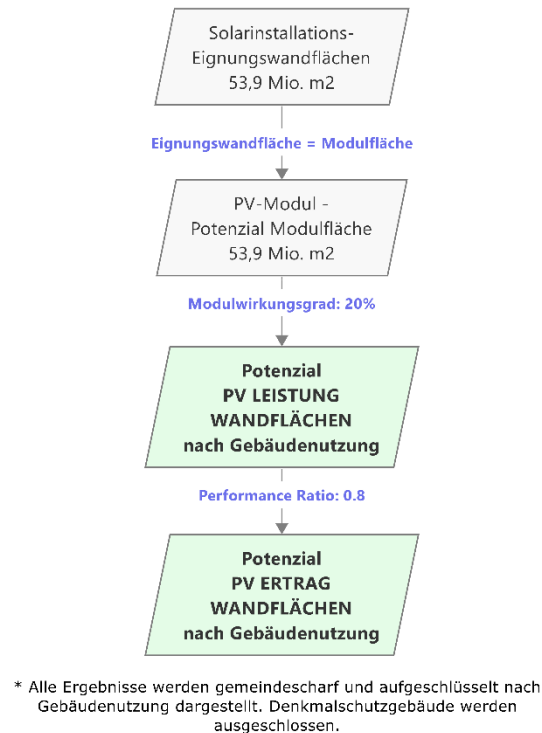
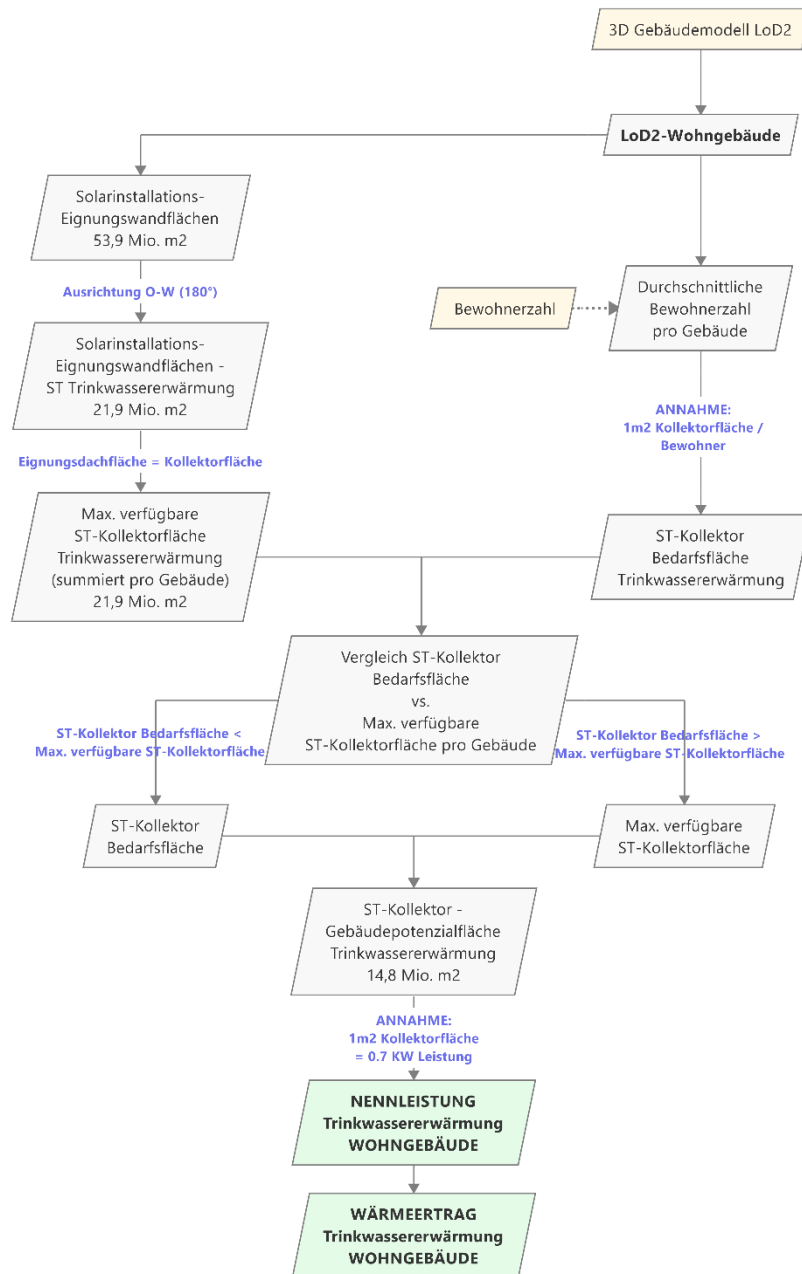


Abbildung 51: Ablaufschema zur Berechnung des PV-Potenzials an Gebäudefassaden

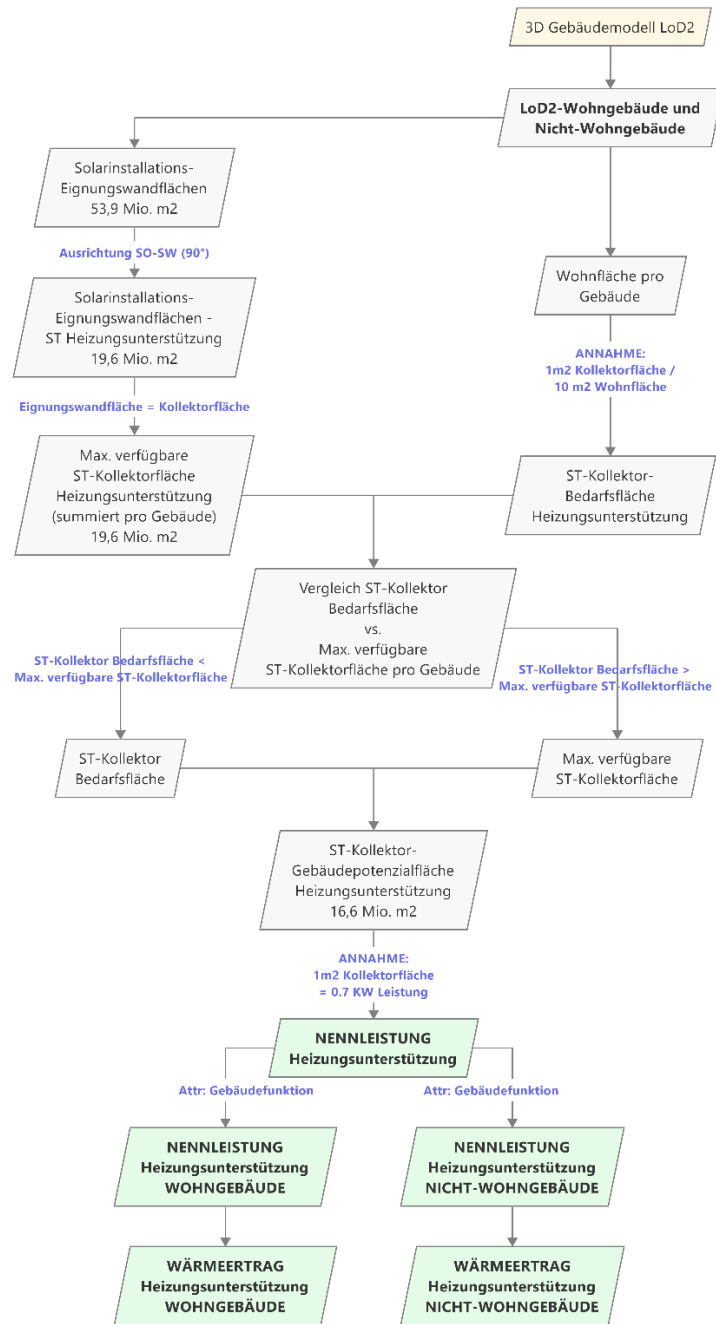
3.3.2.3 Berechnung der Solarthermie-Potenziale an Gebäudefassaden

Die Solarthermienutzung in Fassaden stellt nur eine Nischenanwendung im Einzelfall dar, u.a. da der Aufwand der Montage und Verrohrung in der Fassade relativ hoch ist und die Anlagengrößen nicht beliebig gewählt werden können. Im Folgenden werden die Solarthermie-Potenziale an Gebäudefassaden einmal für die Trinkwassererwärmung in Wohngebäuden und einmal für die Heizungsunterstützung inklusive Trinkwassererwärmung für Wohn- und Nicht-Wohngebäude ermittelt. Die Abläufe und Berechnungsschritte sind in Abbildung 50 und Abbildung 51 dargestellt und weisen dieselben Annahmen auf wie bei den Berechnungen der Solarthermie-Potenziale auf Gebäudedächern (siehe Kapitel 3.2.2.3).



* Alle Ergebnisse werden gemeindegerecht dargestellt.
Denkmalschutzgebäude werden ausgeschlossen.

Abbildung 52: Ablaufschema zur Berechnung des gebäudescharfen Solarthermiewandpotenzials für Trinkwassererwärmung



* Alle Ergebnisse werden gemeindefach und aufgeschlüsselt nach Gebäudenutzung dargestellt. Denkmalschutzgebäude werden ausgeschlossen.

Abbildung 53: Ablaufschema zur Berechnung des gebäudescharfen Solarthermiewandpotenzials für Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung

3.3.3 Solarpotenziale an Fassaden nach Gebäudearten und Kreisen

3.3.3.1 Solarinstallations-Eignungsfläche an Gebäudefassaden

Die Gebäude in SH weisen eine Bruttowandfläche von gesamt 437 Mio. m² auf, davon sind etwa 53,9 Mio. m² (12%) für die Installation von Solaranlagen geeignet (siehe Kapitel 3.3.2.1). Die Verteilung der Gebäude, Bruttowandfläche und Solarinstallations-Eignungsfläche nach Nutzungsart der Gebäude ist in Tabelle 17 dargestellt. Dabei zeigt sich im Vergleich zu den Potenzialen auf den Gebäudedächern eine noch größere Dominanz der Wohngebäude mit 55% der Solarinstallationsfläche an Fassaden gefolgt von den Gewerbebauten mit 25%.

Tabelle 19: Verteilung der Gebäude, Bruttowandfläche und Solarinstallations-Eignungsfläche nach Gebäudeart in SH

Gebäudenutzung	Gebäude		Brutto-Wandfläche		Mittl. Brutto-wandfläche pro Gebäude	Solar-installations-Eignungsfläche	
	Anzahl	Anteil	Mio. m ²	Anteil	m ² /Geb.	Mio. m ²	Anteil
Wohngebäude	830.613	36%	231,5	53%	279	29,8	55%
Sonstige Wohngeb.	53.620	2%	3,5	1%	66	0,2	0%
Gewerbebauten	750.368	33%	112,6	26%	150	13,4	25%
Öffentliche Gebäude	16.541	1%	13,4	3%	813	2,5	5%
Sonstige Gebäude	438.803	19%	45,7	10%	104	4,5	8%
Keine Angabe	217.335	9%	30,5	7%	140	3,5	6%
Alle Gebäude	2.307.280	100%	437,2	100%	189	53,9	100%

Die Solarinstallations-Eignungsfläche wurden auch nach Kreisen aufgeschlüsselt (siehe Tabelle 18). Sie entspricht im Allgemeinen etwa 10% bis 12% der Bruttowandfläche. In den Städten Segeberg, Flensburg und Kiel ist der Anteil der für Solarinstallationen nutzbaren Bruttowandfläche jedoch höher (zwischen 15% bis 18%). Die größten Anteile an der zur Solarinstallations-Eignungsfläche an Fassaden weisen Segeberg, Rendsburg-Eckernförde und Pinneberg. Die Tabelle weist auch pro Kreis den Anteil denkmalgeschützter Gebäude aus, der in Flensburg mit 4,1% am höchsten ist, gefolgt von Kiel mit 3,2%. Der Durchschnitt liegt bei 0,8%. Für Lübeck waren keine Daten verfügbar.

Tabelle 20: Verteilung der Gebäudeanzahl (mit und ohne Denkmalschutz), ihrer Bruttowandfläche und der Solarinstallations-Eignungsfläche nach Kreisen in SH

Kreis	Gebäude gesamt	Denkmal	Gebäude ohne Denk- male	Brutto- wandfläche	Solarinstal- lations- Eignungs- fläche
	Anzahl	Anteil	Anzahl	Mio. m ²	Mio. m ²
Flensburg, Stadt	38.145	4,1%	36.585	9,29	1,56
Kiel, Landeshauptstadt	71.175	3,2%	68.892	22,22	3,99
Lübeck, Hansestadt	123.801	n.b.	123.801	25,81	4,17
Neumünster, Stadt	65.633	1,1%	64.894	10,33	1,29
Dithmarschen	168.903	0,4%	168.310	29,48	3,14
Herzogtum Lauenburg	179.328	0,9%	177.661	29,43	3,27
Nordfriesland	187.539	1,6%	184.511	34,44	3,61
Ostholstein	202.486	0,9%	200.685	34,38	3,90
Pinneberg	220.313	0,4%	219.485	38,83	4,96
Plön	105.025	1,2%	103.770	19,38	2,29
Rendsburg-Eckernförde	233.134	0,4%	232.092	42,84	4,38
Schleswig-Flensburg	218.867	0,5%	217.806	37,92	3,61
Segeberg	207.611	0,2%	207.194	46,42	7,07
Steinburg	134.873	0,6%	134.032	24,16	2,64
Stormarn	167.933	0,2%	167.562	32,29	4,03
SH gesamt	2.324.766	0,8%	2.307.280	437,2	53,9

n.b. = Daten nicht bekannt

3.3.3.2 PV-Potenzial an Gebäudefassaden

Die installierbare Modulfläche an Gebäudefassaden entspricht der Solarinstallations-Eignungsfläche von 53,9 Mio. m², was zu einem **PV-Potenzial an Fassaden mit einer Leistung von 10,7 GW** führt. Tabelle 19 zeigt die Verteilung der PV-Modulfläche an Fassaden nach Gebäudeart sowie deren Leistung und Ertrag.

Tabelle 21: PV-Potenzial an Gebäudefassaden nach Gebäudeart in SH

Gebäudenutzung	PV-Potenzial an Gebäudefassaden				
	Modulfläche		Leistung		Stromertrag
	Mio. m ²	Anteil	MW	Anteil	GWh/a
Wohngebäude	30	55%	5.997	55%	3.593
Gewerbebauten	13,4	25%	2.675	25%	1.607
Öffentliche Gebäude	2,5	5%	507	5%	306
Sonstige Gebäude	4,5	8%	909	8%	543
Keine Angabe	3,5	6%	692	6%	416
Alle Gebäude	53,9	100%	10.780	100%	6.465

Tabelle 20 stellt die Verteilung des PV-Potenzials an Gebäudefassaden nach Kreisen dar. Der Anteil der Kreise liegt zwischen 2,4% und 13,1%, wobei die Städte Neumünster und Flensburg mit 2,4% und 2,9% die niedrigsten Werte aufweisen.

Tabelle 22: PV-Potenzial an Gebäudefassaden nach Kreisen in SH

Kreis	PV-Potenzial an Fassaden		
	Leistung		Stromertrag
	MW	Anteil	GWh/a
Flensburg, Stadt	311	2,9%	186
Kiel, Landeshauptstadt	798	7,4%	477
Lübeck, Hansestadt	834	7,7%	500
Neumünster, Stadt	257	2,4%	154
Dithmarschen	628	5,8%	377
Herzogtum Lauenburg	654	6,1%	393
Nordfriesland	722	6,7%	433
Ostholstein	780	7,2%	468
Pinneberg	992	9,2%	595
Plön	457	4,2%	275
Rendsburg-Eckernförde	876	8,1%	527
Schleswig-Flensburg	722	6,7%	433
Segeberg	1.414	13,1%	847
Steinburg	528	4,9%	317
Stormarn	805	7,5%	483
SH gesamt	10.780	100,0%	6.465

In den meisten Kreisen hat das PV-Fassadenpotenzial an Wohngebäuden den größten Anteil, lediglich in Dithmarschen, Nordfriesland und Schleswig-Flensburg liegen die Fassadenpotenziale an Gewerbebauten in ähnlicher Größenordnung wie an Wohngebäuden. Abbildung 52 zeigt die Verteilung der PV-Potenziale an Fassaden nach Gebäudeart und Kreis.

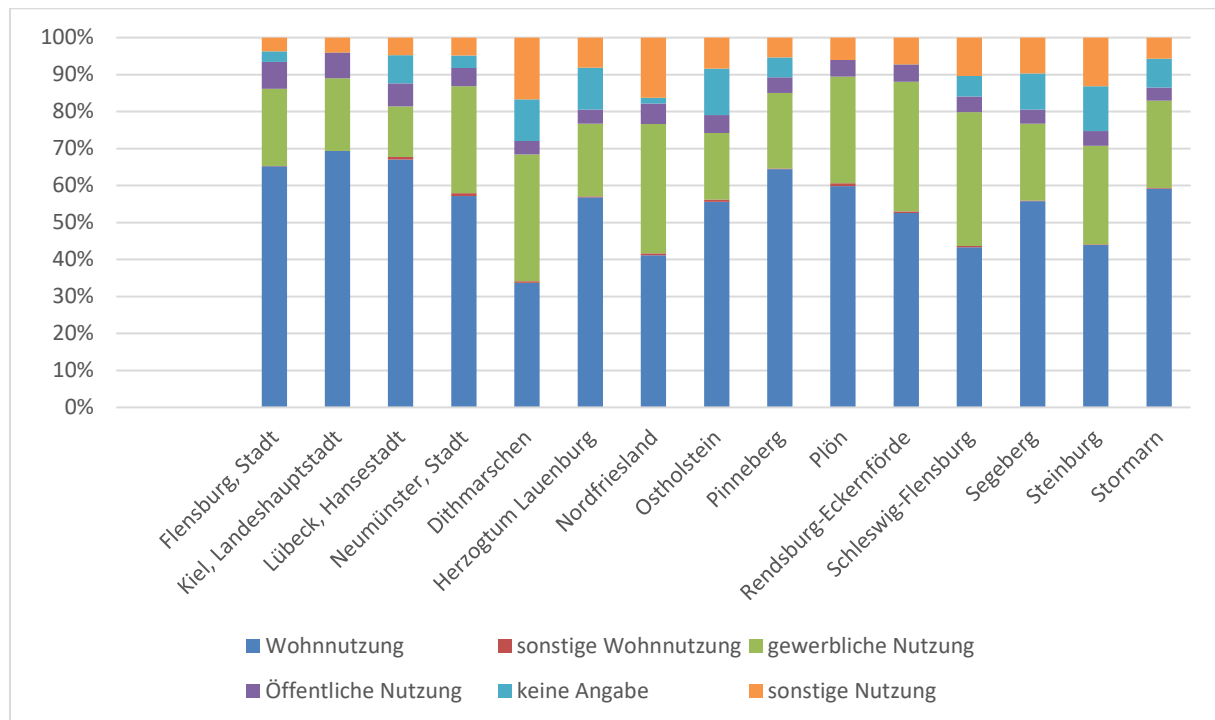


Abbildung 54: Verteilung der PV-Leistung an Gebädefassaden nach Gebäudeart und Kreisen in SH

3.3.3.3 Solarthermie-Potenzial an Gebädefassaden

Die Berechnung des Solarthermie-Potenzials an Gebädefassaden wurde wie beim Potenzial auf Gebäudedächern getrennt nach zwei Anwendungen ermittelt (siehe Kapitel 3.2.2.3). Erstens wurde das Potenzial für die solare Trinkwassererwärmung (nur für Wohngebäude, da nur diese einen nennenswerten Trinkwarmwasserbedarf aufweisen) und zweitens das Potenzial für die Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung für alle Gebäudenutzungsarten berechnet.

Das **Solarthermie-Potenzial zur Trinkwassererwärmung an Gebädefassaden** weist eine **Kollektorfläche von 3,9 Mio. m²** mit einer Wärmeleistung von 2,8 GW Leistung auf. Tabelle 21 stellt die Ergebnisse nach Gebäudeart dar. Mehrfamilienhäuser machen den überwiegenden Teil (90%) des Solarthermie-Potenzials im Vergleich zu Ein- oder Zweifamilienhäusern aus.

Die Aufteilung der Solarthermie-Potenziale zur Trinkwassererwärmung an Gebädefassaden nach Kreisen wird in Tabelle 22 dargestellt. Die Anteile der einzelnen Kreise reichen von 2,3% in Neumünster bis 11,3% in Segeberg.

Tabelle 23: Solarthermie-Potenzial zur Trinkwassererwärmung an Gebäudefassaden nach Gebäudeart in SH

Gebäudenutzung	Solarthermie-Potenzial an Fassaden bei Anlagen zur Trinkwassererwärmung			
	Kollektorfläche	Leistung		Wärmertrag
	Mio. m ²	MW	Anteil	GWh/a
Wohngebäude	3,9	2.750	100%	1.179
davon EFH/ZFH	0,4	275	10%	118
davon MFH	3,5	2.475	90%	1.061
Sonstige Gebäude	-	-	-	-
Alle Gebäude	3,9	2.750	100%	1.179

Tabelle 24: Solarthermie-Potenzial zur Trinkwassererwärmung an Gebäudefassaden nach Kreisen in SH

Kreis	Solarthermie-Potenzial an Fassaden zur Trinkwassererwärmung			
	Kollektor- fläche	Leistung		Wärmeer- trag
	Mio. m ²	MW	Anteil	GWh/a
Flensburg, Stadt	0,12	81	2,9%	35
Kiel, Landeshauptstadt	0,31	214	7,8%	92
Lübeck, Hansestadt	0,30	212	7,7%	91
Neumünster, Stadt	0,09	64	2,3%	27
Dithmarschen	0,16	114	4,1%	49
Herzogtum Lauenburg	0,27	192	7,0%	82
Nordfriesland	0,23	162	5,9%	69
Ostholstein	0,32	224	8,1%	96
Pinneberg	0,39	274	10,0%	117
Plön	0,19	132	4,8%	56
Rendsburg-Eckernförde	0,35	243	8,8%	104
Schleswig-Flensburg	0,24	170	6,2%	73
Segeberg	0,44	310	11,3%	133
Steinburg	0,18	126	4,6%	54
Stormarn	0,33	233	8,5%	100
SH gesamt	3,93	2.750	100,0%	1.179

Für die **solarthermische Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung an Gebäudefassaden** wurde ein Potenzial von **16,6 Mio. m² Kollektorfläche** mit einer Leistung von 11,6 GW sowie einem Wärmeertrag von 4.139 GWh ermittelt. In Tabelle 23 sind diese Potenziale nach Kreisen aufgeschlüsselt. Die Anteile liegen zwischen 2,4% in Neumünster und 11,8% in Segeberg. Die Verteilung ist vergleichbar mit der Verteilung des PV-Potenzials an Gebäudefassaden (siehe Tabelle 20).

Tabelle 25: Solarthermie-Potenzial zur Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung an Gebäudefassaden nach Kreisen in SH

Kreis	Solarthermie-Potenzial zur Heizungsunterstützung inkl. TWE an Gebäudefassaden		
	Leistung		Wärmeertrag
	MW	Anteil	GWh/a
Flensburg, Stadt	339	2,9%	121
Kiel, Landeshauptstadt	874	7,5%	312
Lübeck, Hansestadt	872	7,5%	311
Neumünster, Stadt	282	2,4%	101
Dithmarschen	691	6,0%	247
Herzogtum Lauenburg	699	6,0%	250
Nordfriesland	797	6,9%	285
Ostholstein	858	7,4%	306
Pinneberg	1.055	9,1%	377
Plön	499	4,3%	178
Rendsburg-Eckernförde	1.007	8,7%	360
Schleswig-Flensburg	789	6,8%	282
Segeberg	1.362	11,8%	486
Steinburg	597	5,2%	213
Stormarn	867	7,5%	310
SH gesamt	11.589	100,0%	4.139

Tabelle 24 listet die Verteilung nach Gebäudeart auf. Der größte Anteil von etwa 57% des Potenzials befindet sich an Wohngebäuden, wobei Mehrfamilienhäuser das Siebenfache des Potenzials an Ein- und Zweifamilienhäusern aufweisen.

Tabelle 26: Solarthermie-Potenzial an Gebäudefassaden zur Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung (TWE) nach Gebäudeart in SH

Nutzung	Solarthermie-Potenzial an Fassaden zur Heizungsunterstützung inkl. TWE			
	Kollektorfläche	Leistung	Wärmeertrag	
	Mio. m ²	MW	Anteil	GWh/a
Wohngebäude	9,4	6.606	57%	2.359
<i>Davon EFH/ZFH</i>	1,1	797	7%	284
<i>Davon MFH</i>	8,3	5.809	50%	2.075
Gewerbebauten	4,3	2.994	26%	1.069
Öffentliche Gebäude	0,9	626	5%	224
Sonstige Gebäude	0,9	662	6%	237
Keine Angabe	1,0	701	6%	250
Alle Gebäude	16,6	11.590	100%	4.139

3.4 Potenzialanalyse von PV-Anlagen auf Parkplätzen

In diesem Kapitel werden die PV-Potenziale auf Parkplätzen mit mehr als 100 Stellplätzen in SH dargestellt. Dazu werden die Potenziale auf den existierenden Parkplätzen ermittelt und eine Abschätzung für einen möglichen weiteren Ausbau von Parkplätzen bis zum Jahr 2030 durchgeführt.

Theoretisch lassen sich auch solarthermische Kollektoren als Parkplatzüberdachungen einsetzen, in der Praxis ist dies jedoch weitgehend auszuschließen, da die Nutzung der Wärme aufgrund des üblichen Abstands zu Gebäuden und den Herausforderungen bei der Einspeisung in Nahwärmenetze problematisch und auch die Aufständigung der Solarthermie-Kollektoren aufgrund ihres höheren Gewichts gegenüber den PV-Modulen aufwändiger ist. Sie werden deshalb hier nicht betrachtet.

3.4.1 Datengrundlage

Für die Analyse wurden folgende Datenquellen verwendet:

- OpenStreetMap Daten
- Datenbestände des Liegenschaftskatasters ALKIS (Nutzung, Gemeindegrenzen)
- ATKIS Digitales Landschaftsmodell
- Digitale Orthophotos (DOP)
- Hochaufgelöste Strahlungsdaten des DWD (TRJ Testreferenzjahr)

Die OSM Daten für SH wurden am 25.05.2021 heruntergeladen¹⁰ und für die Identifizierung der geeigneten Parkflächen genutzt. Die OSM-Parkflächen sind mit ihren Geometrien in einem Vektor Datensatz

¹⁰ <https://download.geofabrik.de/europe/germany.html>

(gis_osm_traffic_a_free_1.shp) zusammengefasst und in vier Klassen aufgeteilt: oberirdische Parkflächen, Parkflächen für Fahrräder, Parkhäuser und unterirdische Parkflächen. In dieser Studie wurden nur die oberirdischen Parkflächen betrachtet.

Für jedes Parkflächenpolygon wird eine ID Nummer angegeben sowie der Typ der Parkfläche (auch als Code) (siehe Abbildung 53). Für manche Parkflächen ist auch ein Name vorhanden.

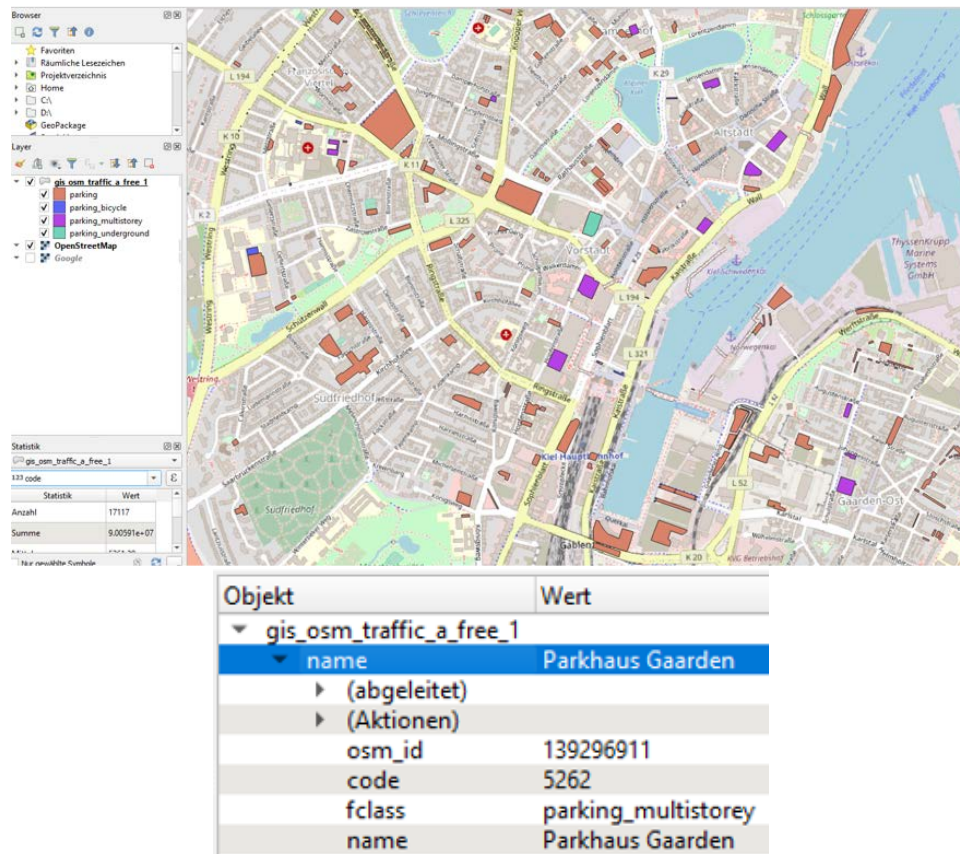


Abbildung 55: Ausschnitt OSM Datensatz Parkflächen in SH (Stand: 25.05.2021) mit vorhandenen Attributen (View aus QGIS 3.10)

Um Parkflächen mit unbefestigtem Untergrund ausschließen zu können, wurde zusätzlich auf die Datenbestände des Liegenschaftskatasters ALKIS und auf Daten aus dem Digitalen Landschaftsmodell zurückgegriffen, da diese Information in den OSM Daten nicht enthalten ist. Zur gemeindegerechten Darstellung der Ergebnisse wurden die ALKIS-Gemeindegrenzen verwendet. Für die Berechnung des Stromertrags wurde wieder das Testreferenzjahr des DWD genutzt.

3.4.2 Methodik der Potenzialermittlung

Die Methodik zur Identifizierung der Parkflächen mit mehr als 100 Stellplätzen und für die Berechnung der Leistung und Ertrag ist als Ablaufschema in der Abbildung 54 dargestellt. Die einzelnen Schritte der Analyse werden im Folgenden erläutert.

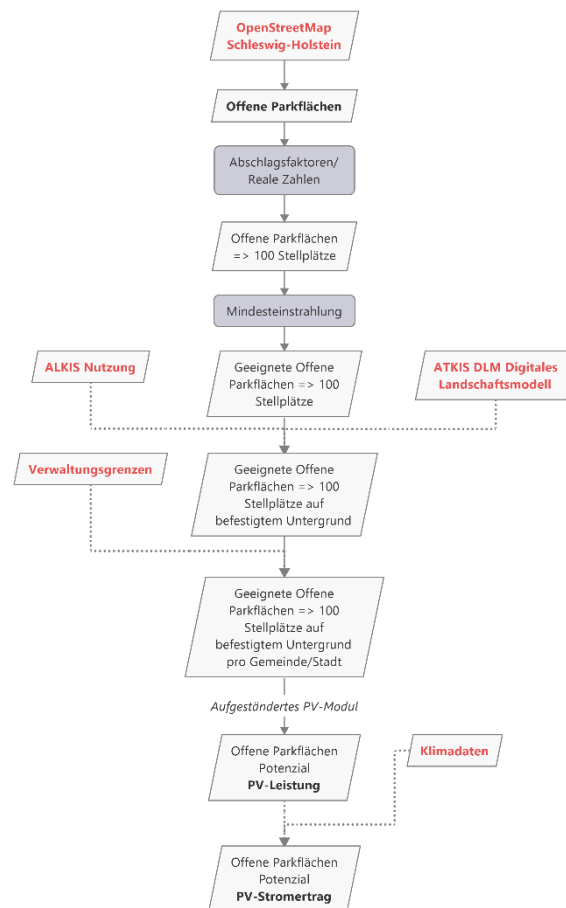


Abbildung 56: Methodik zur Identifizierung der Parkflächen mit mehr als 100 Stellplätzen in SH und zur Berechnung des PV-Potenzials

Identifizierung der Parkflächen mit mehr als 100 Stellplätzen

Der OpenStreetmap (OSM) Datensatz listet für SH insgesamt 17.200 Parkflächen-Objekte auf, wovon 14.808 Objekte zur Klasse oberirdische Parkflächen gehören, die in der Auswertung berücksichtigt wurden.

Um die Parkflächen mit mehr als 100 Stellplätzen zu identifizieren, wurde zuerst die Größe eines Stellplatzes festgelegt. Die Landesverordnung über den Bau und Betrieb von Garagen (Garagenverordnung - GarVO) schreibt für einen Pkw-Stellplatz eine Mindestlänge von 5 m und Mindestbreite von 2,30 m vor. Aufgrund der zunehmenden Größe der Pkws wird allerdings empfohlen, Stellplätze mindestens 2,5 m breit anzulegen [22]. Im Folgenden wird deshalb davon ausgegangen, dass ein Pkw-Stellplatz typischerweise eine Größe von 2,5 m x 5 m und damit eine Fläche von 12,5 m² aufweist.

In den OSM Daten ist jeweils die Gesamtfläche eines Parkplatzes angegeben. Um daraus eine Anzahl von Stellplätzen abzuleiten, müssen typische Flächenanteile für Stellplätze, Fahrwege und Grünflächen sowie Flächen für sonstige Anlagen abgeschätzt werden. Abbildung 55 zeigt das Beispiel einer Parkfläche mit 80 Stellplätzen, bei dem die Stellplatzfläche 40% ausmacht. Die Auswertung von Satellitenbildern einiger Parkplätze ergab, dass die Stellplätze einen Flächenanteil von maximal 60% aufweisen, wenn nur zwei Stellplatzreihen und der dazwischenliegende Fahrweg betrachtet wird. Durch die Grünflächen und die Zufahrtswege zu den Stellplatzreihen kann sich der Anteil der Stellplätze deutlich reduzieren, in den ausgewerteten

Beispielen auf bis zu 28%, was aber die Ausnahme darstellt. Unter der Annahme einer künftig flächensparenden Planung wird im Folgenden konservativ davon ausgegangen, dass die Fläche aller Stellplätze einen Anteil von 50% an der gesamten Parkplatzfläche ausmacht.

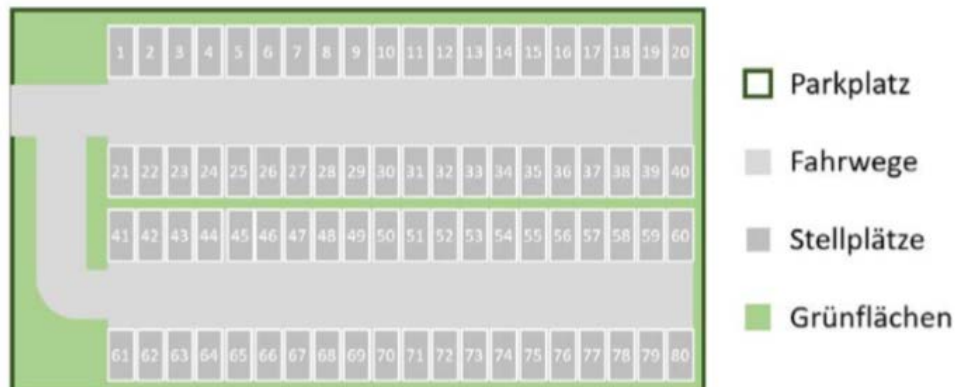


Abbildung 57: Parkplatz mit 80 Stellplätzen mit einem Flächenanteil der Stellplätze von 40% an der gesamten Parkplatzfläche

Im Folgenden wurden aus der jeweiligen Gesamtfläche eines Parkplatzes unter der Annahme, dass die Fläche aller Stellplätze daran einen Anteil von 50% haben und dass ein typischer Pkw-Stellplatz eine Fläche von 12,5 m² aufweist für alle Parkplätze die Zahl der Stellplätze ermittelt. Als Ergebnis wurden 2.002 Parkplätze innerhalb SHs identifiziert, die mehr als 100 Stellplätze haben.

Ausschluss von Parkplätzen mit unbefestigtem Untergrund

Unter den identifizierten Parkplätzen weisen mehrere einen unbefestigten Untergrund auf wie z.B. Sand, Gras oder Erde. Diese sind für die Installation von PV-Überdachungen nicht geeignet sind und wurden im nächsten Schritt ausgeschlossen. Hierzu wurde eine Verknüpfung mit den Siedlungs-Objektarten aus dem Digitalen Landschaftsmodell erstellt, um die Parkflächen innerhalb der Siedlungen zu identifizieren, da davon ausgegangen wurde, dass diese in der Regel einen befestigten Untergrund aufweisen. Außerhalb von Siedlungen können Parkplätze einen befestigten oder einen unbefestigten Untergrund aufweisen (siehe z.B. Abbildung 56).

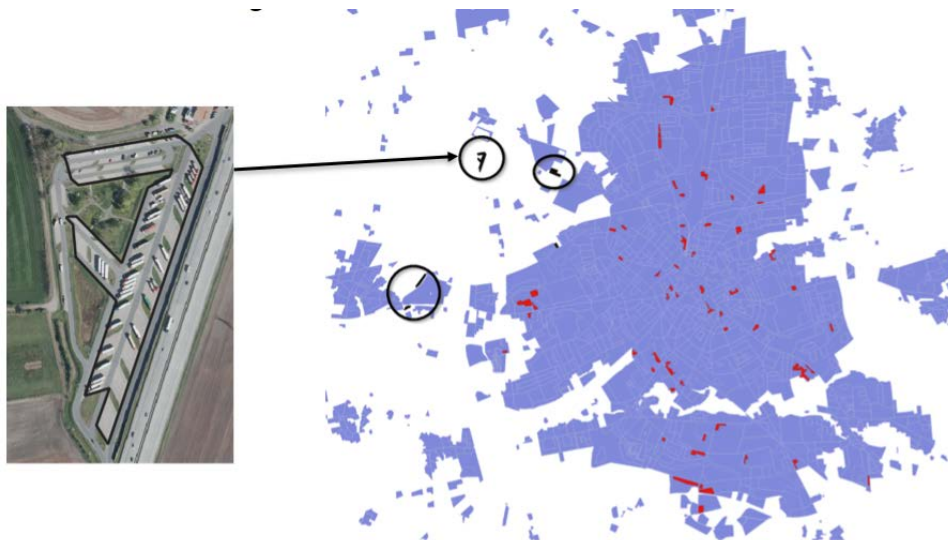


Abbildung 58: Parkplätze außerhalb von Siedlungen, Beispiel eines befestigten Parkplatzes

Im nächsten Schritt wurde unter Nutzung der ALKIS-Daten identifiziert, auf welchen Objektarten sich die Parkplätze außerhalb von Siedlungen befinden. Es wurde angenommen, dass folgende Objektarten einen befestigten Untergrund für die Parkplätze aufweisen: Industrie- und Gewerbefläche, Platz, Fläche besonderer funktionaler Prägung, Fläche gemischter Nutzung, Wohnbaufläche, Weg und Straßenverkehr. Nach Selektion der Parkplätze nach diesen Nutzungs-Objektarten verblieben insgesamt 1.920 Objekte für die weitere Betrachtung in der Analyse und 82 Parkplätze mit mehr als 100 Stellplätzen (4,1%) wurden ausgeschlossen, da davon ausgegangen werden kann, dass diese nicht befestigt sind. Darunter befindet sich mit dem Strandparkplatz im Sankt-Peter-Ording, der eine Fläche von 224.220 m² aufweist, der größte Parkplatz in SH. Die Methodik weist eine Ungenauigkeit auf, die allerdings als relativ gering eingeschätzt wird.

Eine Aufteilung der Parkplätze mit mehr als 100 Stellplätzen auf befestigtem Untergrund ist in Abbildung 57 dargestellt. Mit 46% liegen die meisten der Großparkplätze auf Industrie- und Gewerbeflächen, gefolgt von 29% der Parkplätze, die Objektart Platz zugeordnet sind. Platz ist dabei definiert als eine Verkehrsfläche in Ortschaften oder eine ebene, befestigte oder unbefestigte Fläche, die bestimmten Zwecken dient, z. B. für Verkehr, Märkte, Festveranstaltungen. 9% der Großparkplätze befinden sich auf Sport, Freizeit und Erholungsflächen.

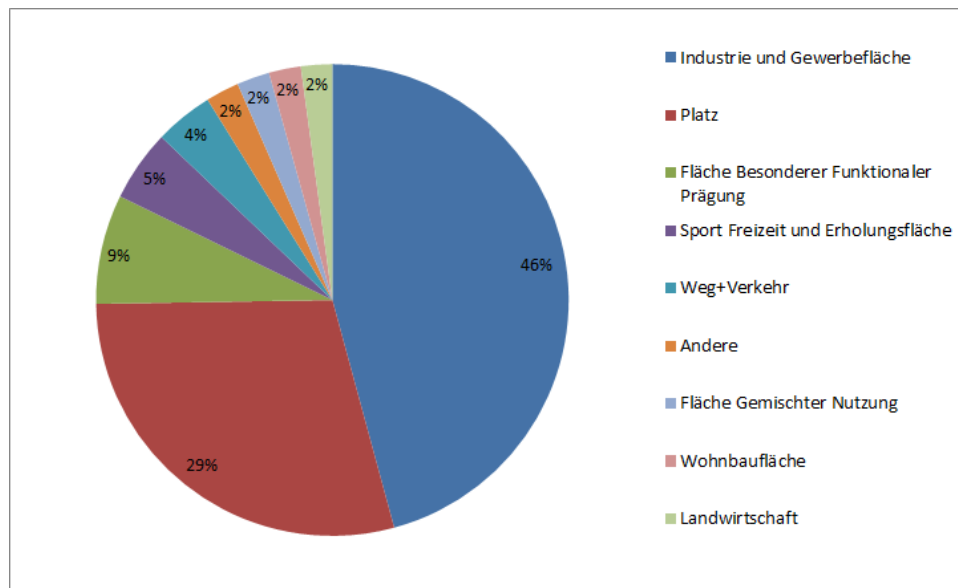


Abbildung 59: Verteilung der Parkplätze ab 100 Stellplätzen auf befestigtem Untergrund nach Nutzungsobjektart

Annahmen zur Berechnung der PV-Leistung und Erträge

Ein Parkplatz weist neben den Stellplatzflächen die Fahrwege, Gehwege, Grünflächen und sonstige Flächen auf. PV-Anlagen könnten theoretisch über allen Flächen installiert werden, allerdings ist eine systematische Erschließung mit PV-Anlagen nur für die Stellplatzflächen realistisch. Im Folgenden wird deshalb davon ausgegangen, dass das **theoretische PV-Potenzial auf Parkplätzen aus der Überdachung aller Stellplätze eines Parkplatzes** besteht.



Abbildung 60: PV-Parkplatzüberbauung mit geneigten Modulen ohne Dachfunktion, Universität in Murcia (Links, Foto: ecoprojecta.es), PV-Stellplatzüberdachung, Dachfunktion durch PV-Module (Mitte, Foto: ClickCon), PV-Stellplatzüberdachung, Dachfunktion durch Blechdach (Rechts, Foto: PMT)

Die PV-Module können auf unterschiedliche Art über den Stellplätzen installiert werden, entweder in mehreren Reihen hintereinander oder als plane Fläche, die entweder geneigt oder horizontal montiert wird. Bisher realisierte Parkplatzüberdachungen zeigen, dass die PV-Module von PV-Stellplatzüberdachungen überwiegend als plane horizontale oder leicht geneigte Fläche realisiert werden (siehe Beispiele in

Abbildung 58). Dabei können die PV-Module teiltransparent als einzige Abdeckung eingesetzt oder auf ein Blechdach montiert werden.

Für die Potenzialermittlung wurde angenommen, dass die **PV-Module (annähernd) horizontal als plane Fläche über den Stellplätzen installiert werden** und somit dieselbe Fläche wie die überdachte Stellplatzfläche aufweisen. Die Solarstromerträge sind durch die horizontale Ausrichtung um etwa 15% reduziert gegenüber einer optimalen Ausrichtung nach Süden mit 40° Neigung (siehe Abbildung 40). Die Vorteile der horizontalen Montage sind allerdings die Vermeidung von gegenseitiger Verschattung von geneigten Modulreihen, eine robustere und günstigere Montage und der Schutz der Pkws, die unter dem PV-Moduldach abgestellt werden.

3.4.3 Ergebnisse der Potenzialermittlung auf bestehenden Parkplätzen

Anzahl und Größenverteilung der befestigten Parkflächen ab 100 Stellplätzen

Auf Basis der genannten Annahmen, dass die Stellplatzfläche 50% der Parkplatzfläche ausmacht und ein Stellplatz eine Fläche von 12,5 m² aufweist, wurden in SH insgesamt 1.920 Parkplätze größer 100 Stellplätze auf befestigtem Untergrund ermittelt. Diese weisen insgesamt 423.361 Stellplätzen auf, was einer durchschnittlichen Anzahl von 221 Stellplätzen pro Parkplatz entspricht. Tabelle 25 zeigt die Verteilung der Parkplätze nach Größenklassen an, wobei informatorisch auch die Parkplätze mit 35 bis 100 Stellplätzen dargestellt sind, deren Anzahl (3.082) deutlich größer ist als die Anzahl der Parkplätze ab 100 Stellplätze, wobei die Anzahl der Stellplätze aufgrund der geringeren Größe nur 43% der Stellplätze auf Parkplätzen über 100 Stellplätzen beträgt.

Tabelle 27: Anzahl Parkplätze und Stellplätze auf befestigten Untergrund nach Größenklassen in SH

Größenklasse der Parkplätze	Größenklasse der Parkplätze	Parkplätze		Stellplätze		Stellplätze pro Parkplatz
Fläche in m ² pro Parkplatz	Anz. Stellplätze pro Parkplatz	Anzahl	Fläche in m ²	Anzahl	Durchschnittliche Anzahl	
20.000 - 99.999	800 – 2.500	39	1.052.463	42.098	1.079	
10.000 - 19.999	400 - 799	142	1.886.692	75.468	531	
5.000 - 9.999	200 - 399	479	3.266.426	130.657	273	
2.500 - 4.999	100 - 199	1.260	4.378.447	175.138	139	
Summe 2.500 – 99.999	Summe 100 – 2.500	1.920	10.584.028	423.361	221	
875 - 2.499	35 - 99	3.082	4.571.335	182.853	59	

Die meisten Parkplätze (1.260) über 100 Stellplätzen weist die Kategorie von 100 und 199 Stellplätzen (Größenklasse 2.500 bis 4.999 m²) und auch die meisten Stellplätze (4,4 Mio.) auf. Die größte Parkfläche mit einer Größe von 60.380 m² und 2.415 Stellplätzen befindet sich in der Gemeinde Sierksdorf (Kreis Ostholstein). Die durchschnittliche Anzahl an Stellplätzen pro Parkfläche liegt bei 221 Stellplätzen.

Abbildung 59 zeigt für die Parkplätze ab 100 Stellplätze, dass sowohl die Anzahl der Parkplätze als auch der Stellplätze pro Größenklasse mit der Größe deutlich abnimmt.

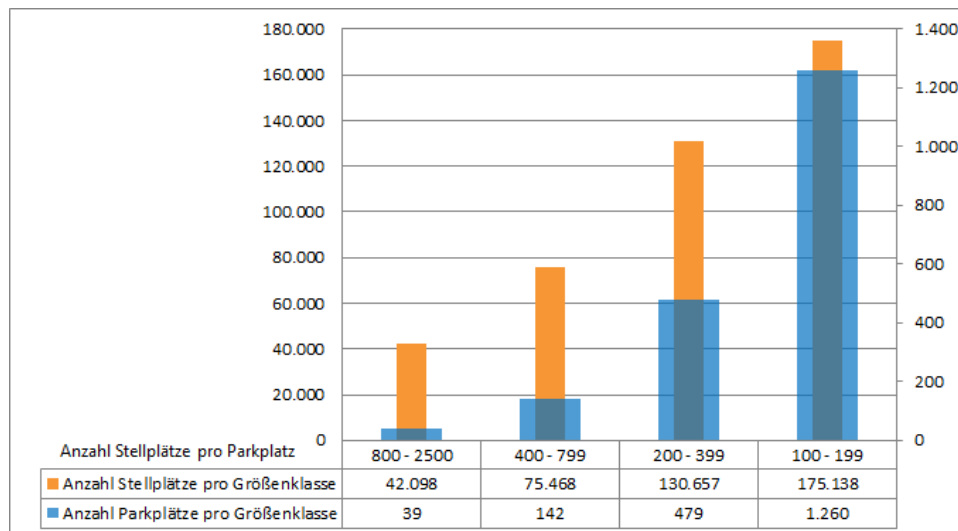


Abbildung 61: Verteilung der Anzahl Parkplätze (blaue Säule, rechte Achse) und Stellplätze (orangene Säule, linke Achse) für Parkplätze ab 100 Stellplätzen in SH nach Größenklassen

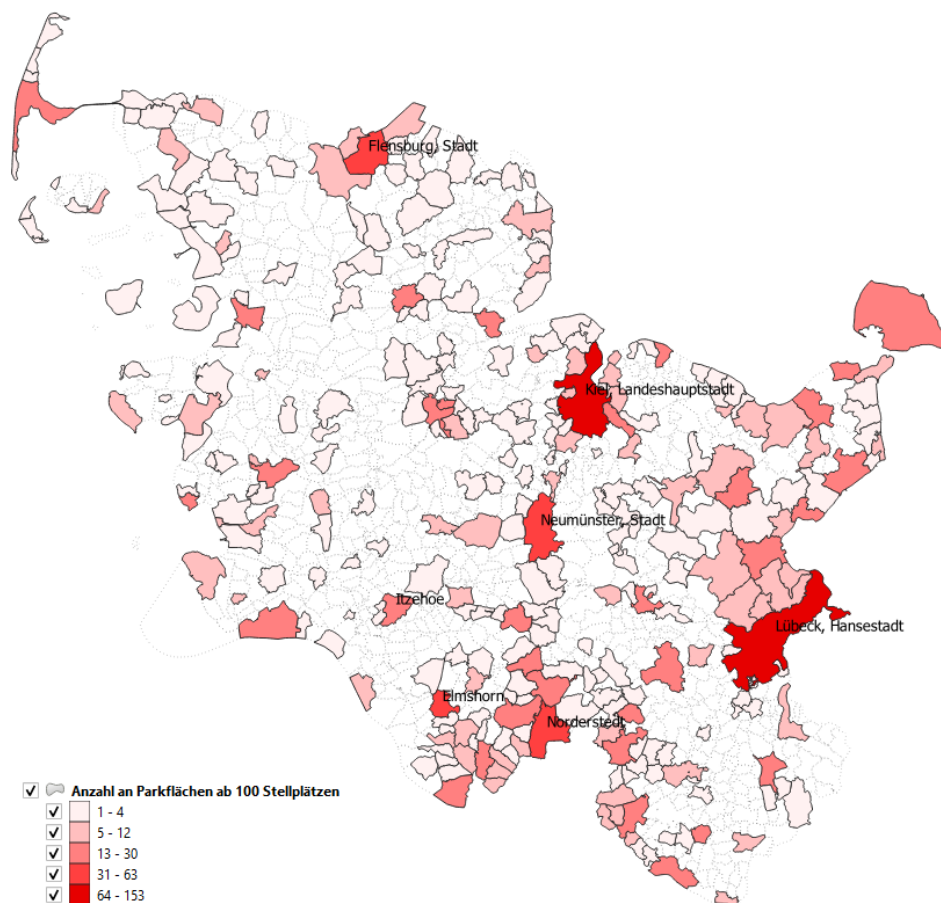


Abbildung 62: Anzahl an befestigten Parkplätzen mit mehr als 100 Stellplätzen pro Gemeinde in SH

Durch die Verknüpfung der identifizierten Parkplätze mit mehr als 100 Stellplätzen auf befestigtem Untergrund mit den Gemeindegrenzen wurde die in Abbildung 60 dargestellte Verteilung der Parkflächen (Parkplätze) nach Gemeinden wiederum in Größenklassen erarbeitet. Die meisten Parkplätze befinden sich in der

Hansestadt Lübeck (153), gefolgt von der Landeshauptstadt Kiel (148) und den Städten Neumünster und Flensburg mit jeweils 63 Parkplätzen.

Bei der Gesamtfläche der Parkplätze über 100 Stellplätze pro Gemeinde hat die Hansestadt Lübeck die größte Fläche mit 0,94 km² gefolgt von der Landeshauptstadt Kiel mit 0,80 km² und der Stadt Neumünster mit 0,40 km².

PV-Potenzial auf befestigten Parkplätzen ab 100 Stellplätzen

Unter der Annahme, dass alle Stellplätze eines Parkplatzes mit horizontal montierten PV-Modulen überdacht werden können und diese dieselbe Fläche wie die Stellplätze aufweisen, ergibt sich ein **PV-Potenzial auf dem vorhandenen Bestand an Parkplätzen ab 100 Stellplätzen auf befestigten Untergrund in SH von 1.058 MW**. Tabelle 26 listet dieses Potenzial nach Größenklassen der Parkplätze auf. 41 % des Potenzials (438 MW) befindet sich auf Parkplätzen mit 100 bis 199 Stellplätzen. Die Größenklasse der Parkplätze zwischen 35 und 99 Stellplätze weist mit 457 MW ein etwas größeres Potenzial als die Größenklasse zwischen 100 und 199 Stellplätzen auf (438 MW).

Tabelle 28: Verteilung des PV-Potenzials auf Parkplätzen auf befestigten Untergrund nach Größenklassen in SH

Größenklasse der Parkplätze		Anzahl Parkplätze	Anzahl Stellplätze	Stellplatz- / Modulfläche	PV-Potenzial		Stromertrag
Fläche in m ²	Anzahl Stellplätze	Anzahl	Anzahl	m ²	Leistung in MW	Anteil	GWh/a
20.000 - 99.999	800 – 2500	39	42.098	526.232	105	10%	92
10.000 - 19.999	400 - 799	142	75.468	943.346	189	18%	166
5.000 - 9.999	200 - 399	479	130.657	1.633.213	327	31%	287
2.500 - 4.999	100 - 199	1260	175.138	2.189.224	438	41%	384
Summe 2.500 – 99.999	Summe 100 - 2500	1920	423.361	5.292.014	1.058	100%	929
875 - 2.499	35 - 99	3082	182.853	2.285.668	457		401

Abbildung 61 stellt die räumliche Verteilung des PV-Potenzials nach Gemeinden in SH dar. Die Gemeinden mit dem größten PV-Potenzial auf Parkplätzen ab 100 Stellplätzen sind die Hansestadt Lübeck (94 MW), die Landeshauptstadt Kiel (80 MW) und die Stadt Neumünster (40 MW).

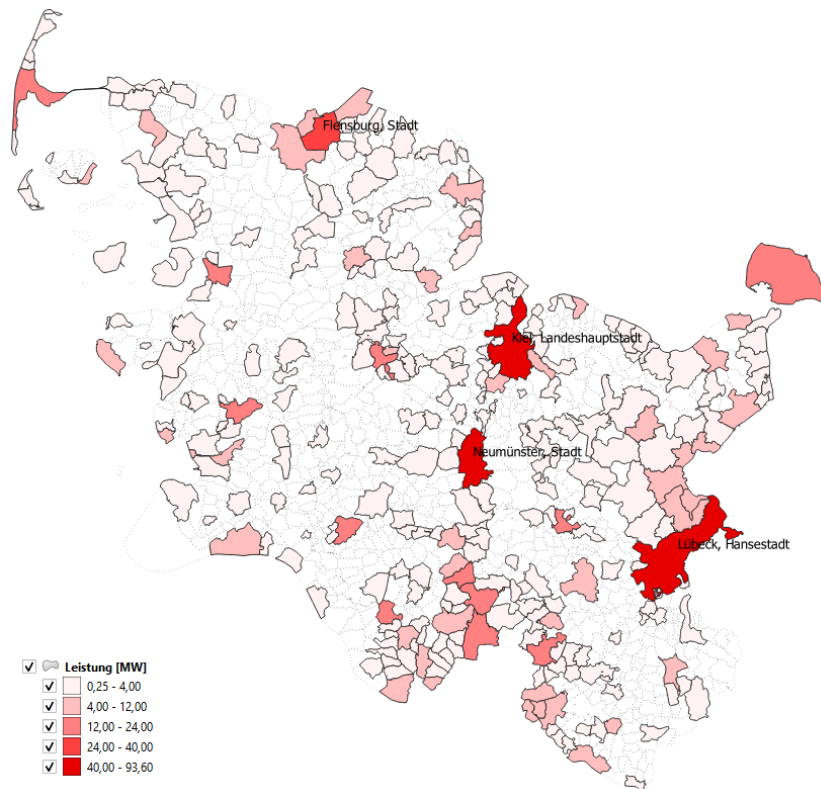


Abbildung 63: PV-Potenzial auf bestehenden Parkplätzen auf befestigten Untergrund ab 100 Stellplätzen nach Gemeinden in SH

3.4.4 Ergebnisse der PV-Potenzialanalyse von neu erstellen Parkplätzen

In einigen Bundesländern wird die Pflicht zur Installation von PV-Anlagen auf neuen Parkplatzflächen diskutiert oder wurde bereits beschlossen, wie in Baden-Württemberg. Da eine Verpflichtung vermutlich nur für neue Parkplätze erlassen werden kann, wird im Folgenden abgeschätzt, welches PV-Potenzial neue Parkplätze, die bis zum Jahr 2030 vermutlich neu erstellt werden, aufweisen.

Eine Abschätzung des Baus neuer Großparkplätze ist mit großen Unsicherheiten behaftet, denn die Ziele, die Versiegelung von Flächen zu begrenzen und den Individualverkehr zum Zweck des Klimaschutzes stärker auf öffentliche Verkehrsmittel zu verlagern limitiert den Ausbau. Gleichzeitig ist aber auch festzustellen, dass bislang der Bestand an Pkws weiterhin kontinuierlich wächst.

Zur Ermittlung des PV-Potentials wurde davon ausgegangen, dass die Zahl der Parkplätze proportional zum Fahrzeugbestand in SH ansteigt und sich das jährliche Wachstum des Pkw-Bestands bis zum Jahr 2030 kontinuierlich fortsetzt. In SH ist der Fahrzeugbestand von 1,47 Mio. Pkws im Jahr 2011 auf 1,68 Mio. Pkws im Jahr 2020 angewachsen (siehe Abbildung 62). Das durchschnittliche jährliche Wachstum lag bei 1,5% pro Jahr.

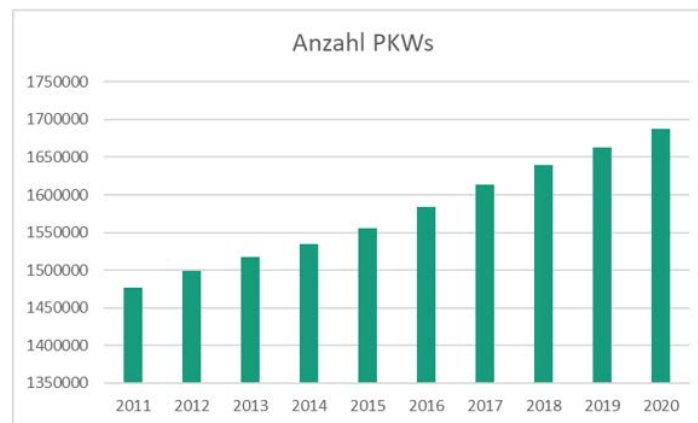


Abbildung 64: Entwicklung des Bestands an Personenkraftwagen in SH von 2011 bis 2021 [23].

Bezogen auf die Einwohnerzahlen ist der Bestand an Pkws pro 1.000 Einwohner von 525 im Jahr 2011 auf 580 im Jahr 2020 gestiegen. Wann hier eine Sättigung einsetzen wird, ist nicht absehbar, weshalb von einem weiteren Wachstum ausgegangen wird. Die Annahme, dass der Pkw-Bestand weiter ansteigen wird, wird auch von der Studie Klimaneutrales Deutschland 2045 gestützt, die bis zum Jahr 2030 bundesweit noch ein Anstieg der Pkws von 47,7 Mio. im Jahr 2020 auf 49,5 Mio. im Jahr 2030 prognostiziert, was 0,5% Wachstum pro Jahr und 3,8% insgesamt entspricht [24].

Im Folgenden wird deshalb davon ausgegangen, dass der Fahrzeugbestand in SH bis zum Jahr 2030 um 3,8% gegenüber 2020 ansteigt und proportional dazu auch die Großparkplätze um 3,8% in Bezug auf Anzahl und Stellplätze zunehmen.

Auf Basis der genannten Annahmen errechnet sich ein zusätzliches **PV-Potenzial auf Parkplätzen ab 100 Stellplätzen, die bis zum Jahr 2030 neu gebaut werden von 40,2 MW**. Die Verteilung des Potenzials auf die Größenklassen ist in Tabelle 27 dargestellt. Die erwartbare Solarstromproduktion aus diesen Anlagen beträgt ca. 35 GWh pro Jahr.

Tabelle 29: Verteilung des PV-Potenzials auf neuen Großparkplätzen auf befestigten Untergrund nach Größenklassen in SH unter der Annahme, dass der Bestand um 3,8% zunimmt

Größenklasse der Parkplätze		Anzahl Parkplätze	Anzahl Stellplätze	Stellplatz- / Modulfläche	PV-Potenzial		Stromertrag
Fläche in m²	Anzahl Stellplätze	Anzahl	Anzahl	m²	Leistung in MW	Anteil	GWh/a
20.000 - 99.999	800 – 2500	1	1.600	19.997	4,0	10%	3,5
10.000 - 19.999	400 - 799	5	2.868	35.847	7,2	18%	6,3
5.000 - 9.999	200 - 399	18	4.965	62.062	12,4	31%	10,9
2.500 - 4.999	100 - 199	48	6.655	83.191	16,6	41%	14,6
Summe 2.500 – 99.999	Summe 100 - 2500	73	16.088	201.097	40,2	100%	35,3
875 - 2.499	35 - 99	117	6.948	86.855	17,4		15,3

3.5 Zusammenfassung der Solarpotenziale in SH

In den vorherigen Kapiteln 3.1 bis 3.4 wurden die PV- und Solarthermie-Potenziale für Freiflächen, auf Gebäudedächern, an Gebäudefassaden und auf Parkplätzen im Detail ermittelt. Die Ergebnisse werden in diesem Kapitel zusammengefasst und kommentiert.

3.5.1 Übersicht und Bewertung der Erschließbarkeit der Solarpotenziale

Die ermittelten PV- und Solarthermie-Potenziale sind in Tabelle 28 mit ihren jeweiligen Bezugsgrößen wie z.B. Landfläche, Dachfläche oder Fassadenfläche zusammenfassend aufgelistet.

Tabelle 30: Übersicht der ermittelten Solarpotenziale in SH

	Installations-Bezugsgröße		Technologie	Solarpotenziale	Quelle*
Freiflächen	Gesamte Landfläche	1.564.300 ha			8
	Geeignete Landfläche	6.427 ha 64,2 Mio. m ²	PV	5.142 MW_{el}	8
	Bedingt geeignete Landfläche	833.783 ha 8.337,8 Mio. m ²	PV	667.027 MW_{el}	8
	Geeignete Landfläche	4.138 ha 41,4 Mio. m ²	ST	11.587 MW _{th}	10
	Bedingt geeignete Landfläche	386.463 ha 3864,6 Mio. m ²	ST	1.082.097 MW _{th}	10
Gebäude	Gebäude gesamt (ohne Denkmale)	2.307.280 Geb.			11
Gebäude- dächer	Bruttodachfläche gesamt (o. D.)	271,0 Mio. m ²			11
	Solarinstallations-Eignungs-dachfläche	133,7 Mio. m²	PV	24.743 MW_{el}	11, 13
	Kollektorfläche	5,4 Mio m ²	ST-TWE	3.753 MW _{th}	15
	Kollektorfläche	33,2 Mio m ²	ST-HU	23.247 MW _{th}	16
Gebäude- fassaden	Bruttowandfläche	437,2 Mio. m ²			17
	Solarinstallations-Eignungs-wandfläche = Modulfläche	53,9 Mio. m²	PV	10.780 MW_{el}	17, 19
	Kollektorfläche	3,9 Mio. m ²	ST-TWE	2.750 MW _{th}	21
	Kollektorfläche	16,6 Mio. m ²	ST-HU	11.590 MW _{th}	24
Parkplätze	Bestehende Parkplatzfläche ab 100 Stellplätze	10,58 Mio. m ²			25
	Stellplatzfläche** auf bestehenden Parkplätzen ab 100 Stellplätzen	5,29 Mio. m²	PV	1.058 MW_{el}	26
	Stellplatzfläche** auf bestehenden Parkplätzen ab 35 Stellplätzen	7.58 Mio. m ²	PV	1.515 MW _{el}	26
	Stellplatzfläche** auf neuen Parkplätzen ab 100 Stellplätzen	0,20 Mio. m ²	PV	40 MW _{el}	27

TWE = Trinkwassererwärmung, HU = Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung, MW_{el} = Megawatt elektrisch (elektrische Leistung), MW_{th} = MW thermisch (Wärmeleistung)

* Unter Quelle sind die Nummern der Tabellen in diesem Gutachten genannt, aus denen die Zahlen entnommen sind

** Die Stellplatzfläche entspricht der Modulfläche

Für die Photovoltaik wurden elektrische Potenziale auf Freiflächen von 5,1 GW auf geeigneten Landflächen und 667 GW auf bedingt geeigneten Landflächen ermittelt. Auf Gebäudedachflächen belaufen sich die PV-Potenziale auf 24,7 GW und an Gebäudefassaden von 10,8 GW. Das PV-Potenzial auf bestehenden Großparkplätzen ab 100 Stellplätzen auf befestigtem Grund beträgt 1,1 GW, auf bis zum Jahr 2030 neu gebauten Großparkplätzen zusätzlich 0,04 GW.

Zu berücksichtigen ist, dass diese **theoretischen PV-Potenziale mit unterschiedlicher Wahrscheinlichkeit ausschöpfbar sind**. So können die Freiflächenanlagen auf geeigneten Flächen vermutlich in großem Umfang erschlossen werden, die bedingt geeigneten Flächen müssen jeweils einzeln geprüft werden und es wird aufgrund sehr unterschiedlicher einschränkender Faktoren (Landschaftsbild, Verfügbarkeit, Nutzungskonkurrenzen etc.) nur ein relativ geringer Teil des Potenzials ausgeschöpft werden können. Da das Potenzial auf bedingt geeigneten Flächen aber sehr groß ist, sind auch kleine Anteile, z.B. im niedrigen einstelligen Prozentbereich, sehr relevant. Das PV-Potenzial auf den Gebäudedächern ist dagegen sehr konkret definiert und kann prinzipiell in großem Umfang erschlossen werden. Dagegen wird aus heutiger Sicht das PV-Potenzial an den Gebäudefassaden nur in begrenztem Umfang real nutzbar sein. Das liegt u.a. daran, dass PV-Fassaden an Wohngebäuden aufgrund der typischerweise stark zergliederten Wandflächen, der üblicherweise einfachen Fassadenaufbauten und auch der geringeren Solarerträge von Fassadenanlagen deutlich unattraktiver sind als PV-Anlagen auf Gebäudedächern. Im Gewerbebau ist die Installation eher möglich, allerdings ist deren Potenzialanteil deutlich geringer als an Wohngebäuden. Das PV-Potenzial auf Parkplätzen ist im Vergleich zu den anderen Bereichen kleiner und wird auch nur in begrenztem Umfang erschließbar sein. Beim Neubau von Parkplätzen kann eine Solarpflicht eine weitgehende Ausschöpfung des Potenzials ermöglichen, im Bestand ist allerdings zu erwarten, dass sowohl der Anteil der PV-überdachten Stellplätze pro Parkplatz als auch der Anteil der Parkplätze, die gute Rahmenbedingungen für PV-Überdachungen aufweisen und bei denen die Eigentümer_innen oder Betreiber_innen ein Interesse an der Umsetzung von PV-Anlagen haben, eher begrenzt ist. Voraussetzung für die Nutzung dieses Potenzials ist eine deutliche Verbesserung der ökonomischen Rahmenbedingungen. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die ermittelten **theoretischen PV-Potenziale auf geeigneten Freiflächen und auf den Gebäudedächern zu großen Anteilen auch praktisch erschlossen werden können** und somit auch gezielt erschlossen werden sollten, die Erschließung der anderen Potenzialflächen sollte ergänzend angegangen werden, wobei die Zielsetzung die geringere praktische Erschließbarkeit berücksichtigen sollte.

Die **theoretischen Solarthermie-Potenziale weisen eine relativ geringe praktische Erschließbarkeit auf**. Sie nutzen dieselben Installationsflächen wie die PV-Potenziale und reduzieren diese somit, weshalb nicht nur deren praktische Nutzbarkeit, sondern auch die Wettbewerbssituation zwischen Solarthermie- und PV-Nutzung von Potenzialflächen betrachtet werden muss. Bei den Freiflächenanlagen auf bedingt geeigneten Landflächen weist die Solarthermie ein theoretisches Potenzial auf, das etwa zwei Drittel der Potenzialfläche des PV-Potenzials ausmacht und dieses somit signifikant reduziert. Allerdings setzt die Nutzung von Solarthermie-Freiflächenanlagen um Siedlungen herum zur Einspeisung in Nahwärmenetze viele Faktoren voraus, wie z.B. zentralisierte Wärmeversorgungskonzepte und die Verfügbarkeit dieser Flächen. Da PV-Freiflächenanlagen wesentlich flexibler installierbar, modularer aufbaubar, leichter in das Energiesystem integrierbar und vermutlich auch in den meisten Fällen wirtschaftlich attraktiver als Solarthermie-Freiflächenanlagen sind, ist zu erwarten, dass nur ein kleiner Teil des Solarthermie-Freiflächenpotenzials auf geeigneten Landflächen real erschließbar ist und somit das PV-Potenzial nur unwesentlich reduziert. Für die bedingt geeigneten Landflächen gilt für die Solarthermie wie für die Photovoltaik, dass aufgrund des sehr großen Potenzials die Nutzung eines kleinen Potenzialanteils bereits relevant ist und dieses somit für die Solarthermie ein wichtiges Segment darstellt. Bei der Nutzung der Solarthermie auf Gebäudedächern, die

im Wesentlichen zur Selbstversorgung des Gebäudes mit Wärme dient, ist die Trinkwassererwärmung und die Heizungsunterstützung, die die Trinkwassererwärmung umfasst, alternativ zu sehen. Beide Nutzungsarten nehmen nur einen kleineren Teil der vorhandenen Potenzialfläche in Anspruch, die Trinkwassererwärmung 4% und die Heizungsunterstützung 25%, auf den meisten Gebäuden bleiben also bei Solarthermienutzung noch Flächen zur Installation von PV-Anlagen übrig. Die Trinkwassererwärmung ist wirtschaftlich attraktiver und wird deshalb eher genutzt werden. Entscheidend für die Frage der Nutzung der Solarthermie dürfte allerdings sein, wie gut sich die Solarwärmeerzeugung in die künftig klimaneutralen Wärmeversorgungssysteme der Gebäude integrieren lässt. Da ein großer Teil der Wärmeversorgung künftig elektrisch und mit Wärmepumpen erfolgen wird, ist zu vermuten, dass die Solarthermienutzung in eher geringerem Umfang erfolgen wird und die Solarthermie-Potenziale somit nur zu einem geringeren Anteil praktisch genutzt werden. An Fassaden wird die Nutzung von Solarthermie-Kollektoren nur einen marginalen Anteil ausmachen, da die technischen und ökonomischen Barrieren bei einer solaren Fassadennutzung für die Photovoltaik sprechen.

3.5.2 Kritische Bewertung der Potenzialermittlungen

In der Betrachtung der Potenziale auf Gebäudedächern und an Gebäudefassaden ist zu beachten, dass mit dem Ausschluss aller Denkmale einige Solarpotenziale nicht berücksichtigt sind, denn es können durchaus Solaranlagen denkmalgerecht auf oder an Denkmalen installiert werden. Da allerdings keine belastbaren Annahmen über die realistisch für die Solarenergie nutzbaren Flächen an Denkmalen vorliegen und der Anteil der Denkmale am Gebäudebestand mit 0,8% relativ gering ist (siehe Tabelle 18), kann dieses Potenzial vernachlässigt werden. Da mangels Daten die Denkmale in Lübeck nicht berücksichtigt werden konnten, ist in Lübeck das technische Solarpotenzial etwas überschätzt, was eine kleine Korrektur dieses Effektes darstellt.

Eine leichte Überschätzung des Solarpotenzials ergibt sich daraus, dass Reetdächer aus der Potenzialermittlung nicht ausgeschlossen wurden. Diese sind nicht prinzipiell ungeeignet für die Solarenergienutzung, in der Praxis werden sie aber vermutlich aus Gründen des größeren Montageaufwands und des potenziellen Brandschutzrisikos nicht für Solarinstallationen genutzt werden. Es konnten allerdings keine Daten zum Anteil von Gebäuden mit Reetdächern erhoben werden, so dass diese nicht berücksichtigt sind. Es ist zu vermuten, dass die Reetdächer im Wesentlichen auf Ein- und Zweifamilienhäuser begrenzt sind und einen Anteil im niedrigen einstelligen Prozentbereich aufweisen, so dass diese Überschätzung des Potenzials vernachlässigt werden kann.

Während die Potenzialermittlung auf den Gebäudedächern eine hohe Belastbarkeit aufweist, sind die Annahmen für das Solarpotenzial an Fassaden mit deutlich größeren Unsicherheiten versehen. Dies bezieht sich einerseits auf die pauschale Annahme, dass Erdgeschossfassaden bis 3 m Höhe nicht berücksichtigt sind, als auch darauf, dass keine Informationen darüber vorliegen, welcher Anteil dieser Fassadenflächen durch benachbarte Gebäude oder Bäume etc. verschattet ist und somit nicht genutzt werden kann.

Die Ermittlung der PV-Potenziale auf Parkplätzen ab 100 Stellplätzen (Grenze vom Auftraggeber vorgegeben) ist mit einigen Unsicherheiten behaftet. Die bestehenden Parkplätze sind aus den vorhandenen Datensätzen entnehmbar, die Abschätzung des Neubaus von Parkplätzen weist dagegen große Unsicherheiten auf. Die Fläche der Parkplätze kann aus den vorhandenen GIS Datensätzen ermittelt werden, der Abzug der Parkplätze auf unbefestigtem Grund ist plausibel. Die Annahme, dass die Stellplatzfläche 50% der Parkplatzfläche ausmacht, ist ebenso plausibel, weist aber auch eine größere Unsicherheit auf, sie lässt sich allerdings für die Parkplätze in SH ohne tiefergehende Untersuchungen nicht verifizieren. Nicht berücksichtigt sind möglicherweise vorzunehmende Abschläge bei den PV-Potenzialen, da nicht alle Stellplätze mit PV-Modulen überdacht werden können, entweder weil Verschattung durch Bäume oder Gebäude dies verhindern oder weil ein Teil der Stellplätze auch von anderen, größeren Fahrzeugen wie z.B. Lieferwagen oder

Wohnmobilen genutzt werden. In Baden-Württemberg ist deshalb im Rahmen der Solarpflicht vorgesehen, die Überdachung der Stellplätze mit PV-Modulen auf neuen Großparkplätzen nur für einen bestimmten Prozentsatz der Stellplätze zu fordern.

4 Netz- und Marktintegration von PV-Anlagen

Der Ausbau des PV-Anlagenbestands in Deutschland und SH hat netztechnische und marktwirtschaftliche Implikationen. Der notwendige zügige Zubau von PV-Anlagen kann nur gelingen, wenn das Stromnetz ausreichend Kapazitäten aufweist, um die produzierten Erzeugungsmengen von erneuerbaren Energien ohne großflächige Abregelung aufzunehmen, wenn die Netzsituation langfristig stabil ist und wenn die PV-Anlagenbetreiber wirtschaftliche Rahmenbedingungen vorfinden, um ihren Strom zu veräußern oder selbst zu nutzen.

Im Folgenden wird untersucht, welche netzseitigen Auswirkungen ein verstärkter PV-Zubau gemäß der in Kapitel 3 bestimmten Potenziale haben könnte, insbesondere vor dem Hintergrund eines durch die intensive Windenergienutzung in SH bereits besonders beanspruchten Netzes. Außerdem wird untersucht, wie sich die Wirtschaftlichkeit des Betriebs von PV-Anlagen vor dem Hintergrund eines bundesweit verstärkten PV-Ausbaus und der damit verbundenen Kannibalisierungseffekte, fallenden Fördersätzen und steigenden CO₂-Preisen entwickelt.

4.1 Analyse der Netzrestriktionen

4.1.1 Analyse der Ursachen von Einspeisemanagementmaßnahmen

Für einen ersten Überblick werden zunächst alle relevanten Rahmenparameter der aktuellen Erzeugungs- und Abnahmesituation in SH in Tabelle 29 aufgeführt.

Es zeigt sich, dass das Netz in SH derzeit sehr stark belastet ist und 21 % der Stromerzeugung aus Onshore-Windanlagen sowie 7 % der Stromerzeugung aus PV-Anlagen abgeregelt wird¹¹. Bei Offshore-Windanlagen beträgt der Anteil 5 %. Der hohe Anteil der Ausfallarbeit an der Winderzeugung sowie die hohe installierte Kapazität von Windenergieanlagen (WEA) (SH hat nach Niedersachsen die größte Kapazität in Deutschland [15]) führen dazu, dass in keinem anderen Bundesland so viel Ausfallarbeit anfällt wie in SH (siehe Abbildung 63).

Das Problem ist allerdings in den letzten Jahren tendenziell rückläufig. Der Anteil der Abregelungen in SH an den bundesweiten Abregelungen sinkt, wie Abbildung 64 zeigt, und auch der absolute Wert ist von 2019 auf 2020 zurückgegangen (siehe Abbildung 65) [26]. Ein Grund hierfür kann in der Inbetriebnahme der Höchstspannungsleitung Mittelachse im Oktober 2019 liegen [27]. Darüber hinaus wurden auch auf Verteilnetzebene in den vergangenen Jahren viele Netzertüchtigungsmaßnahmen durchgeführt [28].

Um zu verstehen, ob der PV-Ausbau in SH zu netztechnischen Engpässen führen könnte, wurden die aktuellen Einspeisemanagementmaßnahmen für PV-Anlagen untersucht. Die Auswertung zeigt, dass der Anteil von PV-Anlagen an der Ausfallarbeit in SH seit 2014 überwiegend rückläufig ist und derzeit bei 2,7 % stagniert, nachdem er im Jahr 2018 schon auf 2,4 % gefallen war. Auch absolut gesehen ist der Wert des

¹¹ In diesem Wert ist nicht die Abregelung von PV-Kleinanlagen auf 70 % ihrer Bruttoleistung erfasst. Diese Regelung wurde eingeführt, um den Mess- und Steueraufwand von Kleinanlagen zu reduzieren und somit die Investitionskosten zu reduzieren. Aufgrund fehlender Messdaten liegen zu den Auswirkungen dieser Maßnahme keine Daten vor. Die abgeregelt Strommenge durch die Leistungsbegrenzung auf 70 % käme bei einer ganzheitlichen Erfassung der Abregelungen (aktive Abregelung: Einspar; passive Abregelung: Leistungsbegrenzung) noch hinzu. Bei einer 70 %-Abregelung liegen die Verluste durchschnittlich bei ca. 2,5 % der Jahreserzeugung [25].

abgeregelten PV-Stroms mit 83 GWh im Jahr 2020 deutlich niedriger als in den Jahren zuvor. Die Ausnahme bildet das Jahr 2018, in dem der Wert nur 69 GWh betrug (siehe Abbildung 65).

Tabelle 31: Übersicht Stromerzeugung, installierte Leistung und Abregelung von erneuerbare Energien-Anlagen in SH im Jahr 2019 [3, 28, 29]

Parameter	Einheit	Wert
Bruttostromerzeugung in SH	TWh	37,6
Bruttostromerzeugung nur EE	TWh	23,7
Bruttostromerzeugung nur Wind onshore	TWh	12,5
Bruttostromerzeugung nur Wind offshore	TWh	7,2
Bruttostromerzeugung nur PV	TWh	1,3
Stromverbrauch	TWh	15,4
Last	GW	1-2
Versorgungsbeitrag EE rein rechnerisch	-	154%
Versorgungsbeitrag EE anteilige Zuteilung Offshore Erzeugung	-	113%
Installierte Erzeugungsleistung	GW	13,7
Installierte EE Erzeugungsleistung	GW	10,8
Installierte Leistung Solar	GW	1,6
Installierte Leistung Wind onshore	GW	6,7
Installierte Leistung Wind offshore	GW	1,8
Abregelung Wind onshore	GWh	3.250
Abregelung PV	GWh	101
Anteil Abregelung Wind onshore bzgl. der Erzeugung onshore Wind	-	21%
Anteil Abregelung Wind onshore bzgl. der Erzeugung onshore Wind	-	7%
Abregelung Offshore	GWh	399
Anteil Abregelung Wind offshore bzgl. der Erzeugung offshore Wind	-	5%
Redispatch	GWh	197

Elektrizität: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2019

in GWh

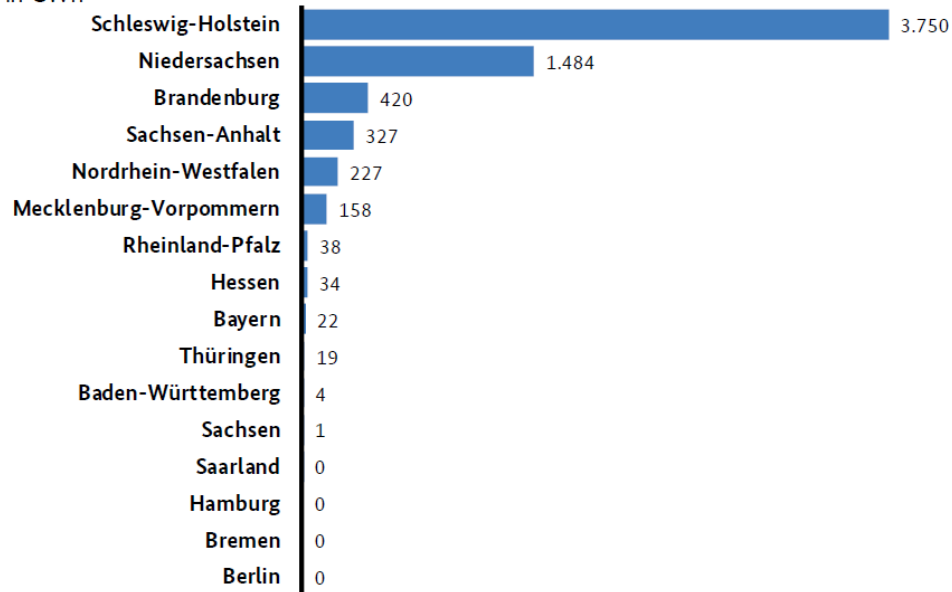


Abbildung 65: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit nach Bundesländern im Jahr 2019 [30]

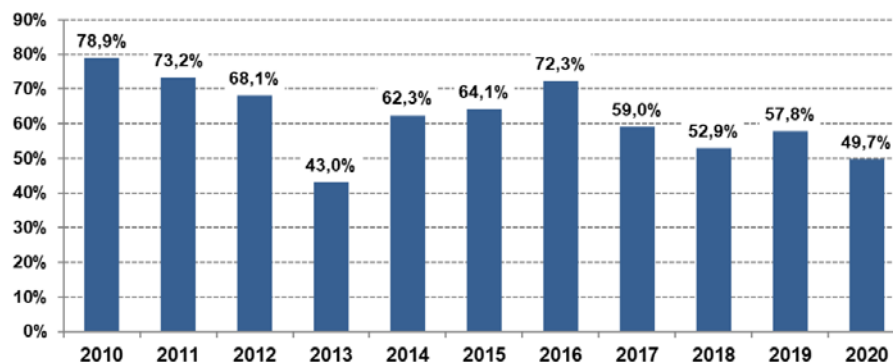


Abbildung 66: Anteil SH an bundesweiten Abregelungen [26]

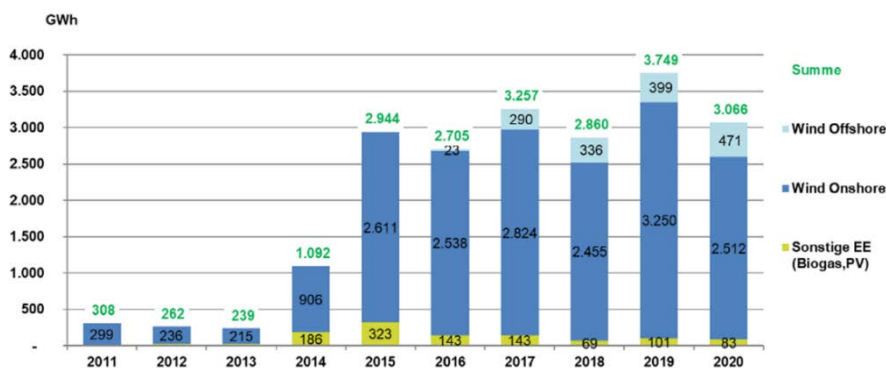


Abbildung 67: Abregelungen von EE-Strom in SH (Jahreswerte) [26]

Damit folgt die Verteilung in SH der Verteilung auf Bundesebene. Auch hier beträgt der Anteil PV-Ausfallarbeit an der gesamten Ausfallarbeit im Jahr 2019 nur 2,7% und ist seit 2013 rückläufig (siehe Tabelle 30).

Tabelle 32: Entwicklung der Abregelung von Erneuerbaren Energien-Anlagen in Deutschland

**Elektrizität: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen
in GWh**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Windenergie	125,1	409,7	358,5	480,3	1.221,5	4.124,9	3.530,1	5.287,2	5.246,9	6.272,5
Wind (Onshore)						4.110,6	3.498,0	4.461,2	3.890,5	5.084,8
Wind (Offshore)						14,3	32,0	826,0	1.356,3	1.187,6
Solarenergie	1,7	2,6	16,1	65,5	245,2	227,7	184,1	163,1	116,5	177,6
Biomasse		5,9	9,4	8,8	112,1	364,4	26,5	61,1	35,7	30,2
Sonstige		2,4	0,8	0,2	1,8	21,1	2,6	6,6	3,6	2,3
Gesamt	126,8	420,6	384,8	554,8	1.580,6	4.722,3	3.743,2	5.518,0	5.402,7	6.482,5

In welchen Regionen Einspeisemanagementmaßnahmen (Einsman) in SH eingesetzt werden müssen ist der Abbildung 66 entnehmbar. Der Schwerpunkt liegt im Norden von SH, außerdem ist eine Konzentration in den Küstenbereichen auszumachen. Ein örtlich begrenzter Hotspot für Einsman ist auch die Umgebung des Anschlusspunktes der Offshore-Windparks bei Heide. Kein Einsman ist in Stadtgebieten und in ländlichen Bereichen im Landesinnern notwendig. Spitzenreiter bei Einsman-Maßnahmen war die Gemeinde Nordhackstedt mit 3.815 h Abregelung im Jahr 2020. Betroffen hiervon waren 21 Anlagen in der Gemeinde. Dicht gefolgt wird sie von den angrenzenden Gemeinden Lindewitt mit 3.426 h (68 Anlagen) und Großenwiehe mit 3.140 h (40 Anlagen).

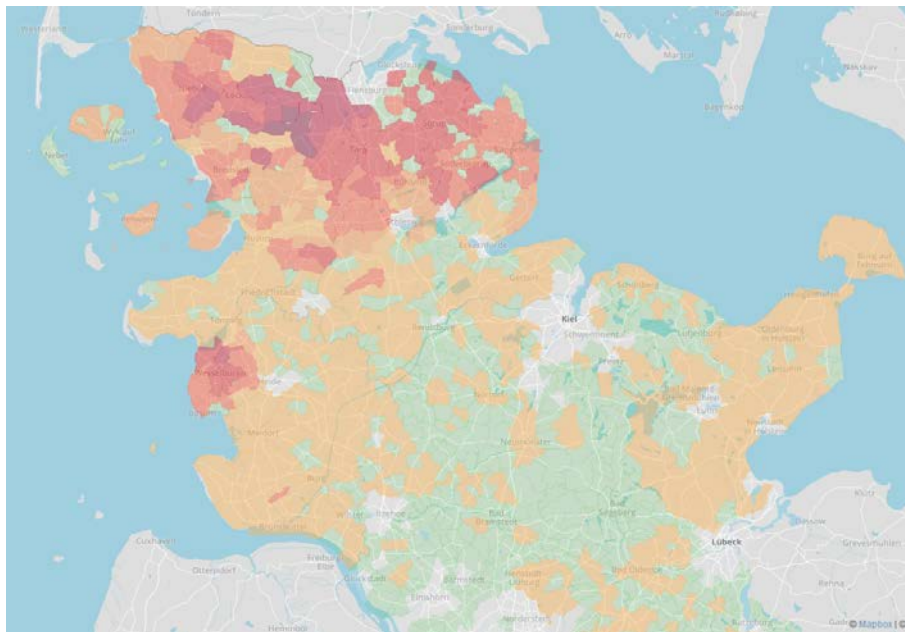


Abbildung 68: Schwerpunkte von Abregelung von Erzeugungsanlagen im Jahr 2020 in SH [31]

Wie bereits gezeigt, entfällt ein Großteil der Ausfallarbeit auf WEA. Vergleicht man die Gebiete, in denen besonders viel Einsman eingesetzt werden mit den Gebieten mit einer hohen installierten Leistung von

onshore WEA (Abbildung 67), ist eine deutliche Korrelation festzustellen. Der oben erwähnte Hotspot rund um den Offshore-Einspeisepunkt Heide ist gleichzeitig auch ein Postleitzahlenggebiet mit viel onshore WEA.

Die Analyse der Postleitzahlenggebiete mit hoher installierter Leistung von Solaranlagen (größer als der Durchschnitt von 4,2 MW, max. 67 MW) und hoher installierte Windleistung (größer als der Durchschnitt von 15,4 MW, max. 471 MW) ergibt, dass nur 21% der Postleitzahlenggebiete diese Merkmalkombination aufweisen und der durchschnittliche Solaranteil an der gesamten installierten Leistung in diesen Gebieten bei lediglich 15% liegt. Legt man eine Erzeugung von 950 kWh/(kW*a) für Photovoltaik und 2500 kWh/(kW*a) für WEA onshore zugrunde, ergibt sich, dass in den Gebieten mit einer hohen PV- und WEA-Leistung nur 6% der Erzeugung aus PV-Anlagen stammt. Die Werte aus Tabelle 29 zeigen, dass auf das gesamte Landesgebiet bezogen 9% der kombinierten Erzeugung von Wind onshore und PV aus PV-Anlagen stammt. D.h., dass in den Gebieten mit einer höheren PV- und WEA-Leistungen die Windenergie einen höheren Anteil an der Erzeugung aufweist als im Durchschnitt.

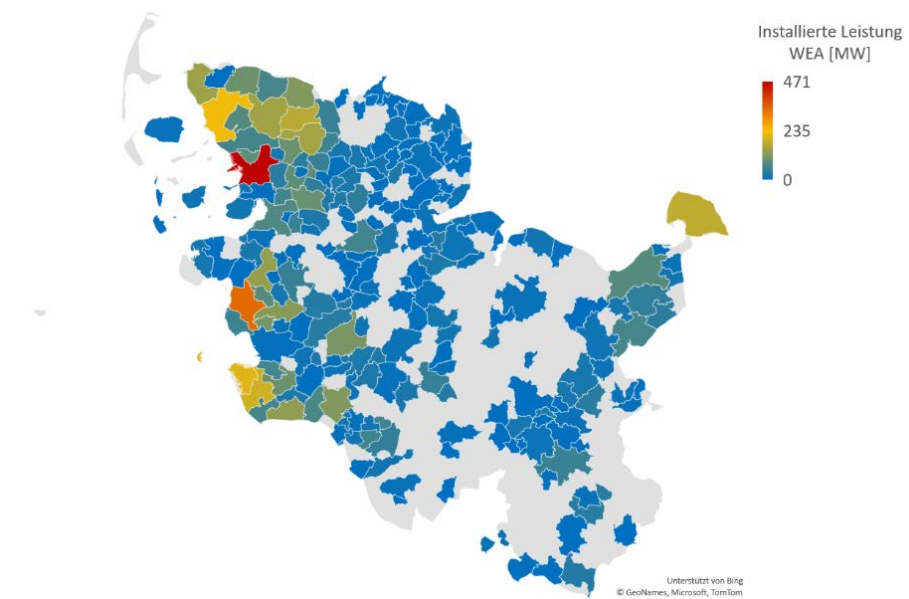


Abbildung 69: Installierte Leistung von WEA nach Postleitzahlengebieten [1]

Ein Vergleich der installierten Leistung von PV-FFA pro Postleitzahlenggebiet (Abbildung 68) und PV-Anlagen insgesamt (Abbildung 7) zeigt, dass hohe installierte Leistungen vor allem von PV-FFA getrieben werden. Die größten installierten Leistungen der PV-FFA pro Postleitzahlenggebiet (60,5 MW) liegen allerdings deutlich unter den größten installierten Leistungen der WEA (471 MW).

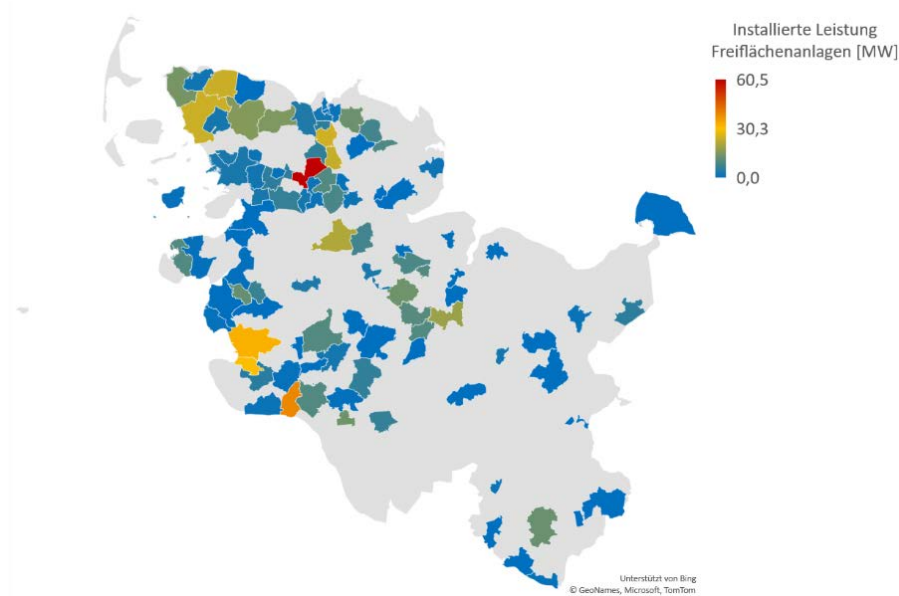


Abbildung 70: Installierte Leistung von PV-Freiflächenanlagen nach Postleitzahlengebieten [1]

4.1.2 Analyse der Gleichzeitigkeit von Wind- und PV-Einspeisung

Zur weiteren Analyse wird die Gleichzeitigkeit der Einspeisung von Wind und PV anhand von Einspeiseprofilen untersucht. Hierdurch soll ermittelt werden, ob zusätzlicher PV-Strom in Netzausbauplanungen für neue WEA ohne den Bau von zusätzlichen Leitungen mit aufgenommen werden kann.

Hierfür wird zunächst die Situation in ganz Deutschland betrachtet. Abbildung 69 zeigt das Verhältnis der Einspeiseleistungen von Wind- und PV-Anlagen in Deutschland für jede Stunde im Jahr 2020. Jeder Punkt entspricht einer Stunde und zeigt auf der y-Achse die PV-Erzeugung und auf der x-Achse die Winderzeugung in dieser Stunde. Aus der Visualisierung geht zunächst hervor, dass bei einer installierten PV-Leistung zwischen 49,0 und 53,9 GW im Jahr 2020 nur maximal rund 33,2 GW eingespeist wurden. Die maximale Einspeisung der PV-Anlagen im Gesamtbestand liegt also nur bei 62 % bis 68 % der installierten Leistung. Dies ist dadurch zu erklären, dass PV-Anlagen mit unterschiedlichen Ausrichtungen und Neigungen installiert werden und somit zu unterschiedlichen Zeitpunkten ihre jeweilige maximale Leistung erreichen. Hinzu kommt, dass die Sonneneinstrahlung durch Wolken örtlich sehr stark variieren kann. Mit der installierten Windleistung, die im Jahr 2020 zwischen 60,7 GW und 62,2 GW lag, wurden maximal 46,2 GW Einspeiseleistung erreicht. Damit lag der Anteil der maximalen Einspeiseleistung an der installierten Windleistung bei 74 % bis 76 %. Die höheren Werte bei WEA können u.a. darauf zurückgeführt werden, dass diese in der Lage sind sich entsprechend des Windes auszurichten (nachgeführte Solaranlagen haben einen sehr kleinen Anteil am Bestand in Deutschland). Die blauen Linien entsprechen der gemeinsamen Einspeiseleistung von PV- und WEA mit derselben Leistung. Dass bei Windeinspeiseleistungen über 32 GW maximal 18 GW PV-Leistung auftritt zeigt, dass diese Starkwindphasen nur im Winterhalbjahr auftreten (oder nachts, was allerdings unwahrscheinlich ist).

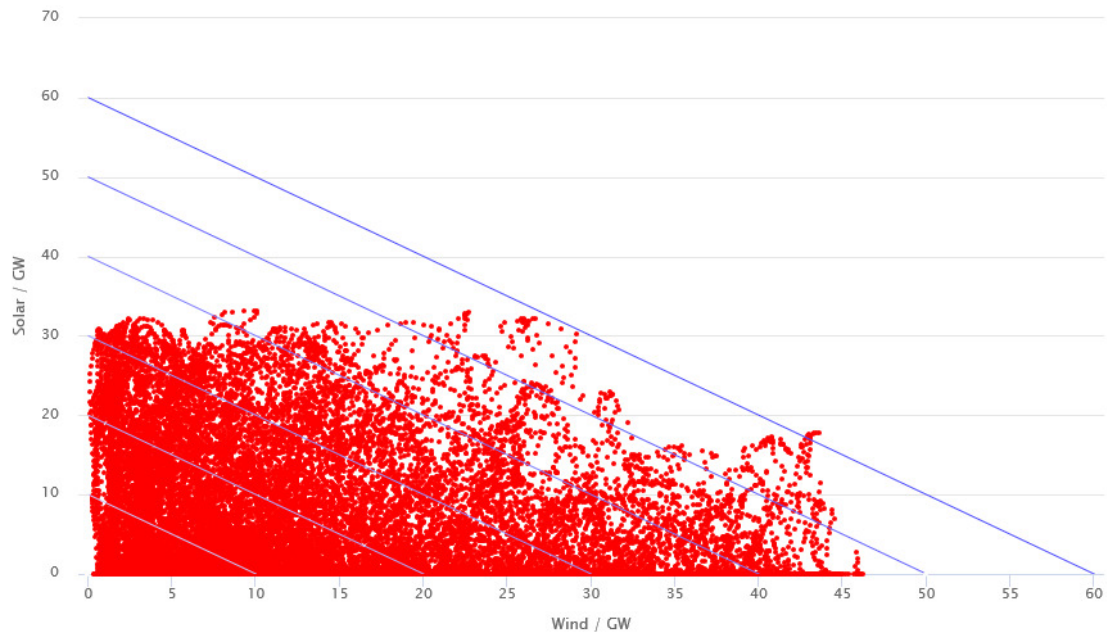


Abbildung 71: Überschneidung von PV- und Wind-Einspeiseleistung in Deutschland im Jahr 2020 [32]

Die maximale Einspeiseleistung wird immer mehr von den WEA dominiert, wie die Entwicklung in Abbildung 70 zeigt. Während im Jahr 2012 die maximale Einspeisung von PV- und WEA noch nah beieinander lagen, hat der Abstand zwischen den maximalen Einspeisungen von PV- und WEA bis zum Jahr 2019 kontinuierlich zugenommen. Im Jahr 2019 war die maximale Windeinspeisung 70% größer als die maximale PV-Einspeisung. Allerdings liegt die gemeinsame maximale Einspeisung von PV- und WEA recht konstant durchschnittlich 30% höher als die maximale Windeinspeisung.

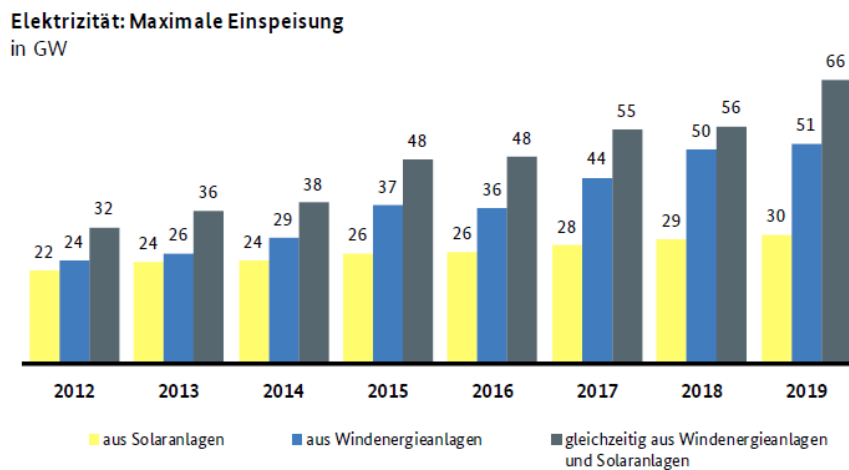


Abbildung 72: Maximale Einspeiseleistungen von des Bestands der Windenergie- und PV-Anlagen in Deutschland in den vergangenen Jahren [30]

Das Verhältnis der installierten Leistung von PV-Anlagen zu WEA im gesamten Bundesgebiet weicht allerdings deutlich von dem Verhältnis in SH ab, wo die installierte PV-Leistung im Verhältnis zur Wind-Leistung deutlich kleiner ist als auf Bundesebene. Ein Land mit einem vergleichbaren Verhältnis zwischen Wind- und PV-Leistung ist das an SH angrenzende Dänemark. Auch die absoluten Leistungswerte sind sehr ähnlich. In

Tabelle 31 sind die installierten Leistungen von PV- und WEA in SH, Dänemark und Deutschland gegenübergestellt.

Tabelle 33: Installierte Leistung von PV- und WEA in SH, Dänemark und Deutschland [1, 33, 34]

	Installierte Leistung im Jahr 2019		Installierte Leistung im Jahr 2020	
	PV	Wind	PV	Wind
Schleswig-Holstein	1,76 GW	8,51 GW	1,89 GW	8,61 GW
	17%	83%	18%	82%
Dänemark	1,09 GW	6,11 GW	1,34 GW	6,87 GW
	15%	85%	16%	84%
Deutschland	49,05 GW	60,72 GW	53,85 GW	62,17 GW
	45%	55%	46%	54%

Da die Einspeiseleistungen von Wind- und PV-Anlagen in SH zum Zeitpunkt der Erstellung des Solargutachtens nicht verfügbar waren, wird für die weiteren Untersuchungen Dänemark als Stellvertreter für SH herangezogen. In Abbildung 71 sind die PV- und Wind-Einspeiseleistungen des dänischen Bestands im Jahr 2020 dargestellt. Es wird deutlich, dass besonders hohe Einspeiseleistungen noch einmal deutlich stärker durch die Windkraft getrieben sind als in Deutschland.

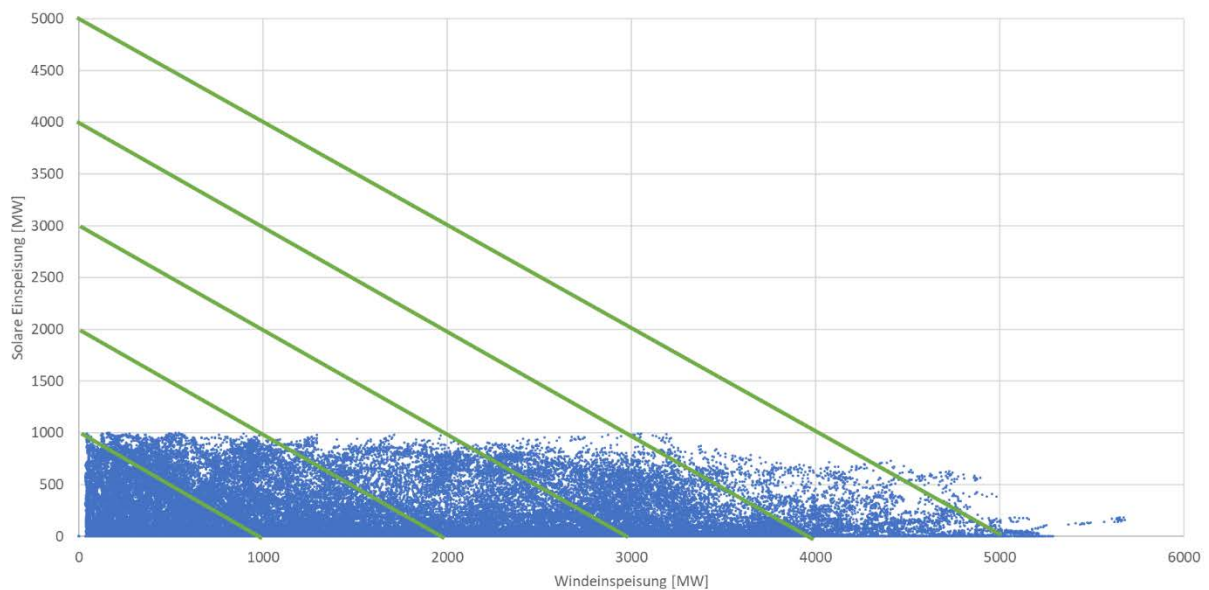


Abbildung 73: Analyse der Überschneidung von PV- und Windeinspeiseleistung in Dänemark im Jahr 2020 [33]

Um die Frage zu beantworten, ob der weitere PV-Ausbau in SH zu Netzengpässen führen wird oder schon führt, wurde untersucht, inwieweit die gemeinsame Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen die installierte Leistung der WEA übersteigt. Grund hierfür ist, dass in Stromnetzen mit derartig hohen installierten Leistungen von WEA die Netze gemäß der Windkapazität ausgelegt werden.

Abbildung 72 zeigt die gemeinsame Einspeiseleistung von PV- und WEA bezogen auf die installierte Kapazität von WEA in Dänemark im Jahr 2020 sowie den Anteil in Prozentpunkten, den die solare Einspeiseleistung an diesem Verhältnis aufweist. Ist wird ersichtlich, dass auch die gemeinsame PV- und WEA-Einspeiseleistung zu keinem Zeitpunkt im Jahr eine Einspeisung oberhalb der installierten Windkapazität aufweist. Eine genauere Betrachtung zeigt, dass bei Einspeisungsleistungen von Wind- und PV-Anlagen, die eine größere Leistung als 70% der installierten Windkapazität haben, PV-Anlagen lediglich einen maximalen relativen Anteil an der gemeinsamen Einspeisung von 10% aufweisen. In Windflauten kann der relative Anteil der PV-Anlagen an der gemeinsamen Einspeiseleistung aber bis zu 74% betragen. Der höchste Anteil der solaren Leistung in Prozentpunkten an der installierten Windkapazität liegt bei 11%.

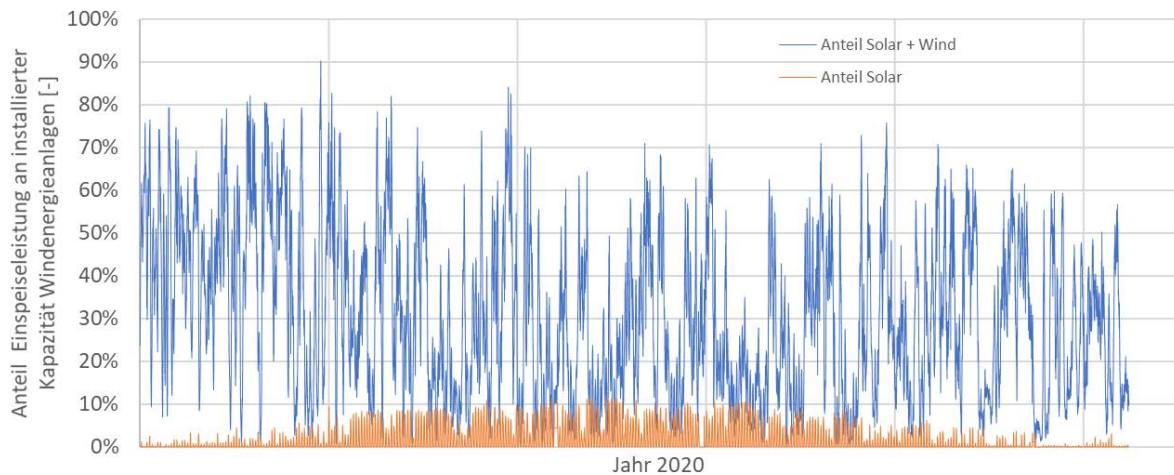


Abbildung 74: Visualisierung der Einspeiseleistung von Wind und PV-Anlagen bezogen auf die installierte Kapazität von WEA in Dänemark im Jahr 2020 [33]

Die vorangehende Betrachtung macht deutlich, was auch schon die Auswertung der Einspeisemanagementmaßnahmen gezeigt hat, dass die PV-Einspeiseleistung derzeit noch selten zu starker Netzbeanspruchung in Gebieten mit ähnlicher EE-Erzeugungsstruktur wie SH führt.

Es bleibt also die Frage wie sich die Situation verändert, wenn zusätzliche PV-Kapazitäten hinzukommen. Hierzu wurden die Einspeiseleistungen für das Jahr 2020 in Dänemark untersucht für die Fälle, dass die PV-Erzeugungskapazität doppelt so groß und fünfmal so groß ist wie im tatsächlichen Bestand bei demselben Bestand von WEA. Zur Analyse werden die verschiedenen Quantile der gemeinsamen und der einzelnen Einspeiseleistungen von Wind- und Solaranlagen berechnet. Hierbei wurden bei der gemeinsamen Einspeiseleistung die fiktiven Fälle mit doppelter und fünffacher Solareinspeisung ergänzt (siehe Abbildung 73).

Es zeigt sich, dass selbst wenn die Einspeiseleistung von PV-Anlagen fünfmal so groß wäre wie heute, das 95%-Quantil der gemeinsamen Einspeiseleistung aus PV- und WEA (95% aller Einspeisewerte liegen unter diesem Wert) nicht die maximale alleinige Windeinspeiseleistung überschreitet. Der Maximalwert der gemeinsamen Einspeisung liegt bei fünfmal so großer PV-Leistung allerdings deutlich über der maximalen Windeinspeiseleistung (+43%). Wenn die Einspeiseleistung proportional zur installierten Leistung steigt, entspräche die installierte PV-Leistung in dieser Situation etwa der aktuell installierten Windleistung (siehe Tabelle 31). Die installierte Leistung wäre also bei rund 6,7 GW und die Windleistung läge nach wie vor bei 6,9 GW. Es hätte sich also eine ähnliche Erzeugungsstruktur wie in Deutschland aktuell eingestellt, wenn auch mit einem stärkeren Gewicht der PV. Das ist auch die Ursache dafür, dass der Maximalwert der gemeinsamen Einspeisung 43% über der maximalen Windeinspeisung liegt und nicht wie in Deutschland bei 30% (siehe Abbildung 70).

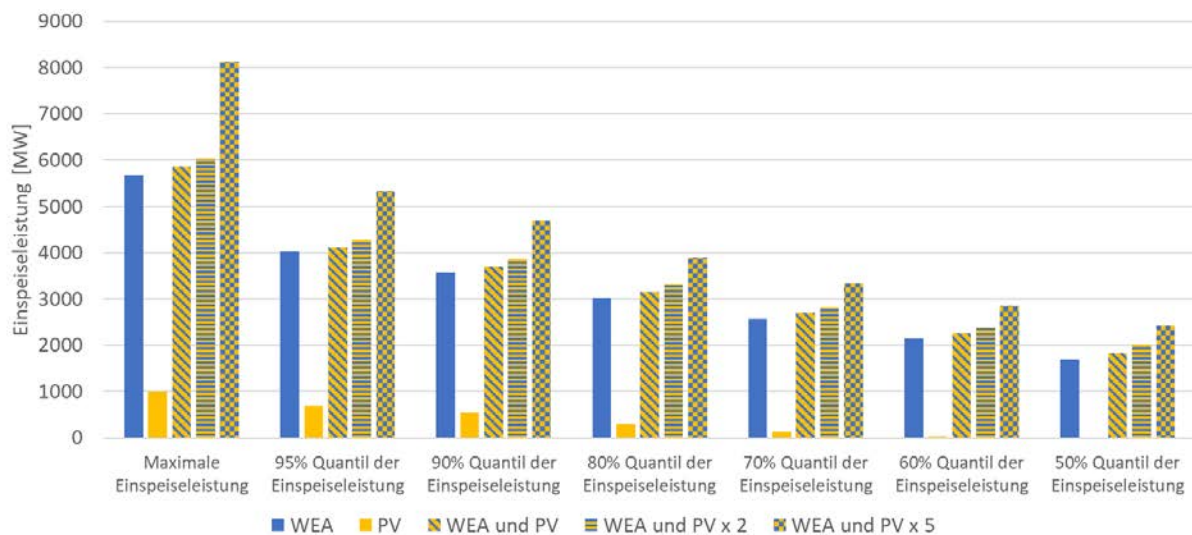


Abbildung 75: Maximalwerte und Quantile der alleinigen und gemeinsamen Einspeiseleistung von PV- und WEA in Dänemark in 2020 für die tatsächlich installierten Leistungen sowie für die Annahme, dass die zweifache und die fünffache PV-Leistung installiert ist [33]

Die in Abbildung 73 gezeigten maximalen Einspeiseleistungen sowie die entsprechenden 95% Quantile auch in Tabelle 32 aufgelistet. Sie zeigt, dass obwohl die PV-Anlagen 17,6% der WEA-Leistung aufweisen, die gemeinsame maximale Einspeiseleistung nur 3,1% über der WEA-Leistung liegt (gemeint ist jeweils die maximale Einspeiseleistung). Bei zweifacher PV-Leistung liegt die gemeinsame maximale Einspeiseleistung 6,4% darüber, erst bei fünffacher PV-Leistung (wenn diese in ähnlicher Größenordnung liegt wie die WEA-Leistung), liegt die gemeinsame maximale Einspeiseleistung mit 42,9% deutlich über der WEA-Leistung, wobei sie immer noch deutlich unter der Summe der einzelnen maximalen Einspeiseleistungen liegt. Dies liegt daran, dass die maximalen Einspeiseleistungen nicht zum selben Zeitpunkt auftreten.

Tabelle 34: Vergleich der eigenständigen und gemeinsamen Einspeiseleistung von Wind- und PV-Anlagen sowie der gemeinsamen Einspeiseleistung des einfachen Windbestands und Vielfachen (doppeltem und fünffachem) des PV-Anlagenbestands in Dänemark im Jahr 2020

	Maximale Einspeiseleistung		95% Quantil der Einspeiseleistung	
	MW	Anteil an der WEA-Einspeiseleistung	MW	Anteil an der WEA-Einspeiseleistung
WEA*	5.681	100,0%	4.027	100,0%
PV-Anlagen*	999	17,6%	697	17,3%
WEA und PV	5.858	103,1%	4.116	102,2%
WEA und PV x 2	6.043	106,4%	4.271	106,1%
WEA und PV x 5	8.118	142,9%	5.328	132,3%

* Die dargestellten Maximalleistungen und 95%-Quantile der Photovoltaik- und Windenergieanlagen treten nicht zum selben Zeitpunkt auf.

Bei diesen Maximalwerten müssten bei einem rein windgetriebenen Netzausbau PV- und WEA wahrscheinlich abgeregelt werden. Eine Überschreitung der maximalen Windeinspeiseleistung findet allerdings nur

während einer Dauer von 289 Stunden statt (3,3% eines Jahres). Die zugeordneten Energiemengen entsprechen 8% der gemeinsamen Erzeugung. Für die vierfache solare Einspeiseleistung bleibt die gemeinsame Einspeiseleistung für 98,8% der Zeit unter der maximalen Windeinspeiseleistung (Abregelung von 3,7% der Erzeugung). In windgetriebenen Netzen ist also zunächst nicht davon auszugehen, dass auch bei einer Vervielfachung der solaren Einspeisung, die Einspeisespitzen zu einer starken Mehrbelastung des Netzes führen.

Die theoretische Analyse geht von einem stagnierenden Netzausbau aus. Es sind allerdings in den kommenden Jahren große Netzertüchtigungsmaßnahmen in SH geplant. Diese werden im folgenden Kapitel behandelt.

4.1.3 Auswertung Netzertüchtigungsmaßnahmen

Aktuell findet ein Großteil der Abregelungen aufgrund von Engpässen im Höchstspannungsnetz statt (in 2020 lag der Anteil ohne Wind Offshore bei ca. 83% [26]). Gleichzeitig muss SH absehbar einen Großteil seines Grünstroms exportieren, was auf der Hoch- und Höchstspannungsebene erfolgt. Deshalb ist zunächst besonders wichtig zu beleuchten, welche Netzertüchtigungsmaßnahmen auf der Hoch- und Höchstspannungsebene in den kommenden Jahren voraussichtlich durchgeführt werden. In Tabelle 33 sind die wichtigsten geplanten Ausbauprojekte im Höchstspannungsnetz in der kommenden Dekade aufgelistet. In Abbildung 74 ist der Verlauf aller existenter und geplanter Hoch- und Höchstspannungstrassen visualisiert. Bis Ende 2030 entstehen gemäß der Planung 11,3 GW zusätzliche Übertragungskapazität.

Diese zusätzliche Übertragungskapazität liegt in der gleichen Größenordnung wie der geplante Zubau von EE-Kapazitäten gemäß dem Energiewende- und Klimaschutzbericht des MELUND (siehe Tabelle 34). Bei der Betrachtung der Leistungen ist zu bedenken, dass die Untersuchungen des vorangehenden Kapitels gezeigt haben, dass die maximale Einspeisung der EE-Quellen nur 60-80% der installierten Leistung entspricht.

Tabelle 35: Relevante Entlastungsmaßnahmen auf Höchstspannungsebene [31, 35–39]

Bauabschnitt	Geplante Fertigstellung	Übertragungs-kapazität
Westküstenleitung: Fertigstellung 4. Abschnitts (Klxbüll/Süd)	2022	2700 MW (380 kV, 3600 A)
Westküstenleitung: Gesamtfertigstellung	2023	
Ostküstenleitung: Fertigstellung	2025	2600 MW (380 kV, 4000 A)
Ostküstenleitung: Anschluss Baltic Cable/Schweden	2026	
SuedLink: Nord-Süd-Gleichstromverbindung	2026	4000 MW (525 kV, 3800 A) x 2
B-Korridor: Gleichstromverbindung SH-NRW	2030	2000 MW (525 kV, 3800 A)

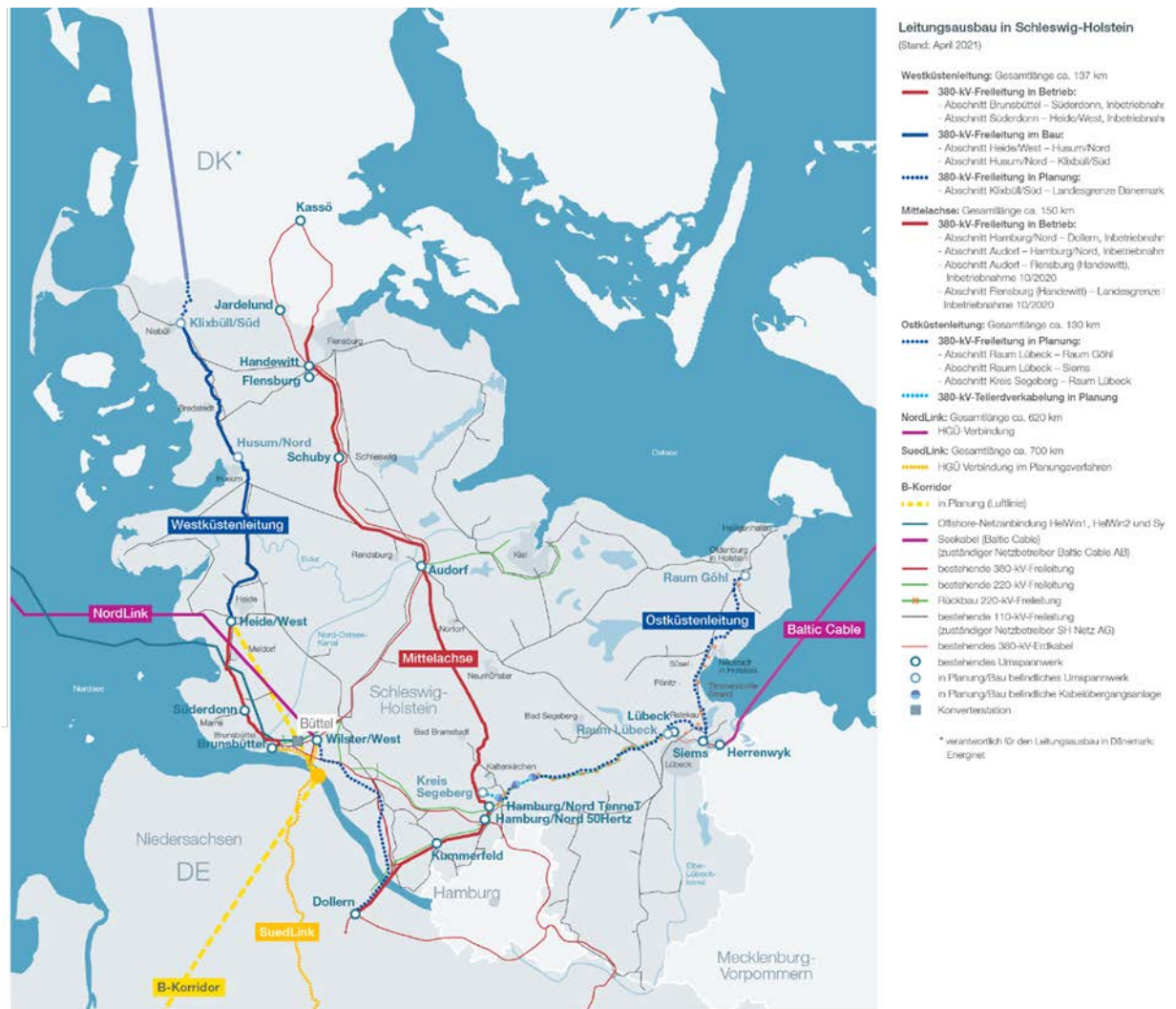


Abbildung 76: Karte der vorhandenen und der geplanten Hoch- und Höchstspannungs-Leitungsnetzinfrastruktur in SH [26]

An dieser Stelle ist bezüglich der Leistungen aus dem Energiewende- und Klimaschutzbericht des MELUND anzumerken, dass die Landesregierung nur ein übergeordnetes Ausbauziel für die EE-Stromerzeugung hat. Die Beiträge der Energieträger sind indikativ und haben keinen Zielcharakter. Die indikative Photovoltaikerzeugung nach dem Energiewende- und Klimaschutzbericht geht dabei über die bisher im Netzentwicklungsplan (NEP) angenommene Erzeugung hinaus, der von einer PV-Erzeugung im Jahr 2035 von 3,9 - 4,1 TWh ausgeht [40].

Unter Einbeziehung der Potenziale für den PV-Ausbau aus Kapitel 3 und des in Kapitel 5 diskutierten notwendigen Ausbaus zur Erreichung der Klimaziele ist es aber wahrscheinlich, dass die installierte Leistung der PV-Anlagen in SH im Jahr 2030 die aktuell gesteckten Ziele sogar noch übersteigen. Im Vergleich zum Jahr 2019 wird sich die PV-Leistung bis zum Jahr 2030 gemäß der EE-Ausbauziele von SH etwa verdreifachen. Entsprechend der Analyse der Gleichzeitigkeit und dem Zusammenspiel von PV- und Windeinspeisung in Kapitel 4.1.2 wäre diese Zunahme bei gleichbleibender Übertragungs- und Windkapazität netzvertraglich. Da der geplante Windausbau von onshore und offshore Kapazitäten in SH nur ca. 50% - 60% der zusätzlichen Übertragungskapazitäten beansprucht (unter Annahme, dass die maximale Einspeisung 80%

der installierten Leistung entspricht), ist auch bei einem verstärkten Ausbau der PV-Kapazitäten noch genügend Übertragungskapazität vorhanden.

Tabelle 36: Indikative Landesausbauziele für die EE-Stromerzeugung in SH und abgeleiteter notwendiger Leistungszubau [29]

	Instal- lierte Leistung 2019	Indikative Landesausbauziele SH für 2030						Volllast- stunden (Annahme) [41]
		Installierte Leistung		Strom-erzeu- gung		Leistungs-zu- bau		
		Tief	Hoch	Tief	Hoch	Tief	Hoch	
	GW	GW		TWh/a		GW		kWh/(kW*a)
Stromverbrauch				18,0	22,0			
Export				60,0	60,0			
Import				27,0	27,0			
Fossile				3,0	3,0			
Wind offshore	1,8	4,4	4,4	15,0	15,0	2,6	2,6	3.400
Wind onshore	6,7	11,7	12,6	27,0	29,0	5,0	5,9	2.300
PV	1,6	4,2	5,3	4,0	5,0	2,6	3,7	950
Biogas	0,5	0,7	1,0	2,0	3,0	0,2	0,5	2.964
Saldo	10,6	21,0	23,3	0,0	0,0	10,4	12,7	

Die vorangehende Analyse zeigt, dass der **Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten für den geplanten Ausbau der EE-Kapazitäten ausreichend** ist und in bestimmten Grenzen auch Raum für einen darüber hinausgehenden, verstärkten PV-Zubau bieten würde. Netzengpässe bei der Solarstrom-Einspeisung entstehen allerdings häufig auf der Verteilnetzebene, da die meisten Anlagen nicht in das Hochspannungsnetz einspeisen. Dem Verteilnetzbetreiber Schleswig-Holstein Netz AG zufolge sind 90% der EE-Kapazitäten in SH an das Verteilnetz angeschlossen. Im Gegensatz zur heutigen Situation musste bis zum Jahr 2013 deutlich häufiger auf der Mittel- und Hochspannungsebene (Verteilnetz) abregelt werden als auf der Höchstspannungsebene (Übertragungsnetz) [28]. Ab dem Jahr 2014 stiegen mit der steigenden EE-Kapazität die Abregelungen auf Höchstspannungsebene und haben heute einen Anteil von 83% an den Abregelungen [26]. Einige Einspeisemanagementmaßnahmen rühren auch daher, dass aufgrund fehlender Übertragungsnetzkapazitäten, bestimmte Leitungen im Hochspannungsnetz zu Übertragungsnetzzwecken genutzt werden und vermehrt vor Überlastung geschützt werden müssen [28]. In Abbildung 75 sind die Hochspannungsleitungen des Verteilnetzes abgebildet. Die Engpassregionen sind rot markiert. Insbesondere entlang des Streckenverlaufes der noch unvollständigen West- und der geplanten Ostküstenleitung kommt es zu viel Einspar. Ursache hierfür sind die noch fehlenden Übertragungsnetzkapazitäten und die große Konzentration von WEA in diesen Regionen (siehe Abbildung 67).

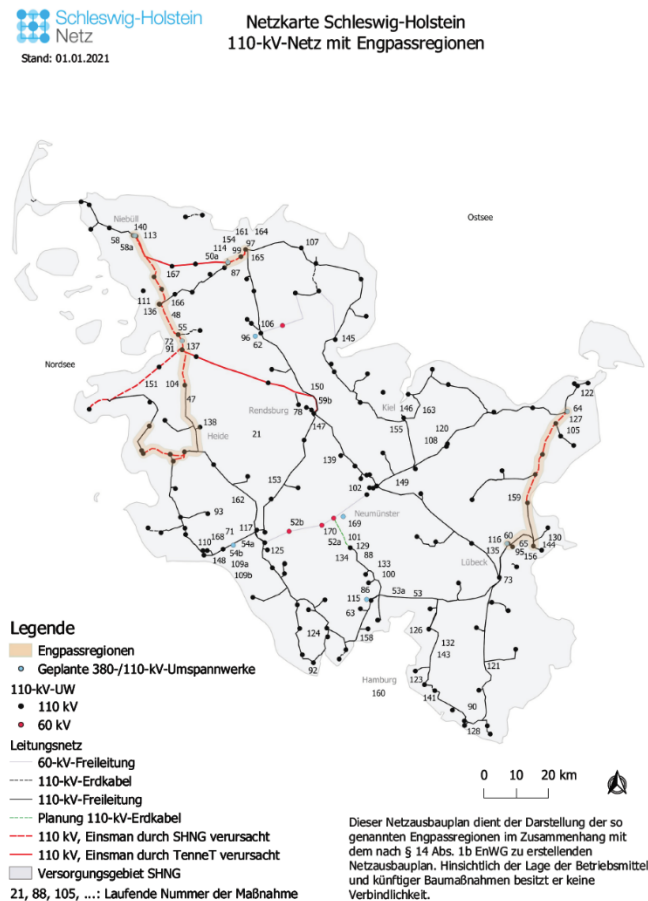


Abbildung 77: Netzmappe des 110 kV Netz (Hochspannung) mit Engpassregionen und Ausbauvorhaben [42]

Um den Aufwand beim Ausbau des Verteilernetzes gering zu halten, erfolgt in SH Spitzenlastkappung für PV- und WEA nach EnWG § 11 Abs. 2. Dies bedeutet, dass das Netz nicht entsprechend der Lastspitzen ausgebaut wird, sondern bis zu 3% der Erzeugung gekappt werden dürfen, um besonders hohe Einspeisungen zu vermeiden. Die Kosten des Netzausbaus werden hiermit stark gesenkt. Anlagenbetreiber, deren Anlagen aufgrund von Spitzenlastkappung abgeregelt werden, erhalten wie beim Einsman eine Entschädigung. Betroffen von der Spitzenlastkappung ist derzeit vor allem der Netzbereich bei Niebüll [43].

Auf technischer Ebene kann darüber hinaus mit fortschrittlicher Netzinfrastruktur wie steuerbaren Ortsnetztransformatoren das Netz entlastet werden [26]. Seit kurzem wird auch die Abnehmerseite zur Optimierung der Netzauslastung eingesetzt. So betreibt SH Netz die Flexibilitätsplattform ENKO, auf der Verbraucher ihre Flexibilität im Stromverbrauch vermarkten können [44]. Diese Flexibilitäten werden zukünftig durch die Sektorenkopplung weiter zunehmen und bieten den Verteilnetzbetreibern eine gute Möglichkeit ohne Netzausbaumaßnahmen Engpässe zu reduzieren.

Eine wichtige Rolle für den geregelten Netzbetrieb werden in den kommenden Jahren auch Stromspeicher spielen, das Land SH hatte daher zeitweise mit einem Förderprogramm PV-Speichersysteme unterstützt [45]. Außerdem werden große Netzspeicher, so genannte Netzbooster, installiert, die allerdings vor allem für einen störungsfreien Betrieb auf der Übertragungsnetzebene sorgen sollen.

4.1.4 Erkenntnisse aus begleitendem Workshop mit SH Netz

Im Rahmen des Projekts zur Erstellung des vorliegenden Solargutachtens wurde ein Workshop mit Vertretern von SH Netz durchgeführt, um eine direkte Einschätzung zu Schwierigkeiten bei der Netzintegration von PV-Anlagen zu bekommen. Im Folgenden werden die Einschätzungen der Vertreter von SH Netz zusammengefasst.

Allgemein richte sich der Ausbau Verteilnetzes nach einer internen Netzausbauplanung von SH Netz. Diese entspräche weitestgehend dem für die Übertragungsnetzbetreiber relevanten Netzentwicklungsplan. Bis 2035 gehe SH Netz von einer PV-Kapazität von rund 5 GW und einer Windkapazität von 13 GW aus. Im Gegensatz zu den langen Planungshorizonten auf Übertragungsnetzebene werde allerdings eine höhere Flexibilität gesehen, um auch kurzfristig auf zusätzliche Stromtransportbedarfe zu reagieren.

Der bisherige Netzausbau sei windgetrieben und auch die Ausbauplanung orientiere sich vorrangig an dem für die Windkraft vorgesehenen Ausbau. Die windbasierte Netzdimensionierung biete derzeit ausreichend Kapazitäten, um die erwarteten PV-Leistungen zu integrieren. Besondere Entlastung für das Netz werde vom kommenden Redispatch 2.0 erwartet. Es werde erwartet, dass durch die Umsetzung Abregelungen in SH reduziert werden können.

Die Hauptprobleme bei der Integration von PV-Anlagen im Sinne der Netzentwicklung lägen in der zeitlichen und räumlichen Unsicherheit des Zubaus. Während bei der Windenergie räumliche Unsicherheiten über Windvorrangflächen in der Landesentwicklungsplanung weitestgehend minimiert würden und somit nur die zeitliche Unsicherheit bliebe, wann diese Fläche für die Windkraft erschlossen werde, gäbe es ein derartiges Lenkungsinstrument bei dem PV-Ausbau nicht. Somit sei es für Netzbetreiber nicht planbar, wo PV-Anlagen installiert werden, was mitunter dazu führe, dass PV-Anlagen an Orten projektiert werden, die nicht über die nötige Netzinfrastruktur verfügten. Da die Bauzeit von PV-Anlagen deutlich kürzer sei als der Verteilnetzausbau käme es hierdurch zu Netzengpässen. Aktuell basiere die Netzentwicklungsplanung daher nur auf den Windausbauplänen. Aus diesem Grund **schlugen die Vertreter von SH Netz auf dem Workshop zur besseren Netzintegration von PV-Anlagen eine Eingliederung von PV-FFA in das Raumordnungsverfahren vor**. Sinnvolle Vorranggebiete befänden sich vor allem in der Nähe von Windstandorten, an denen bereits die notwendige Netzinfrastruktur errichtet wurde.

4.2 Marktintegration und Wirtschaftlichkeit

Die Marktintegration der PV wird im Wesentlichen von ihrer Wirtschaftlichkeit bestimmt. In den vergangenen Jahrzehnten konnte bei PV-Systemen eine starke Preisreduktion erreicht werden. Bei großen PV-FFA konnten die Installationskosten im letzten Jahrzehnt jährlich um 16% gesenkt werden. Bei PV-Aufdachanlagen waren es nur 4%, wobei schon im vorangehenden Jahrzehnt im Bereich der PV-Aufdachanlagen große Preisreduktionen erreicht wurden [46]. Auch in den kommenden Jahrzehnten ist mit weiteren Preisreduktionen im PV-Bereich zu rechnen, so dass bis 2040 Stromgestehungskosten von unter 2 Eurocent pro kWh in Deutschland erreicht werden können (siehe Abbildung 76).

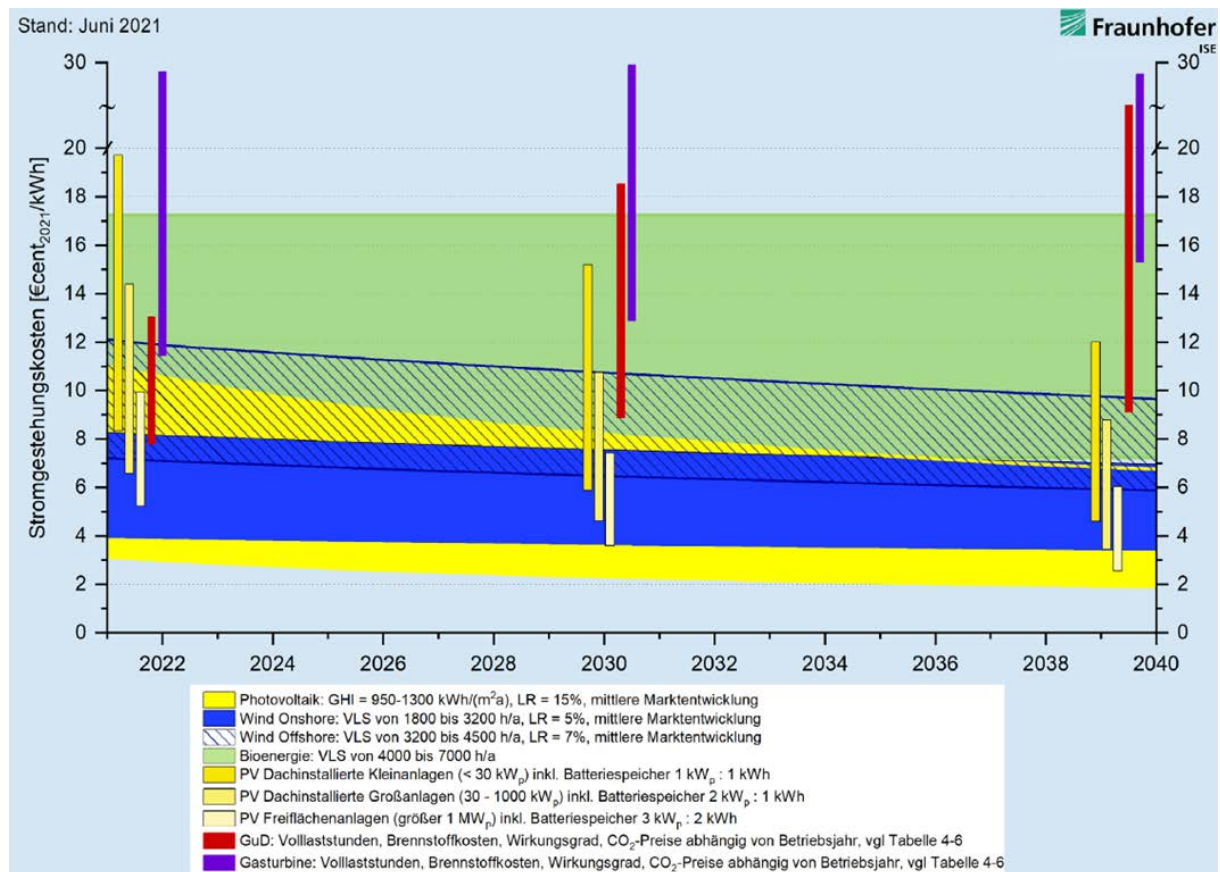


Abbildung 78: Erwartete Kostenentwicklung von PV, WEA und weiteren Stromerzeugungsanlagen bis zum Jahr 2040 (eigene Darstellung)

Die Reduktion der Stromgestehungskosten macht es möglich, dass PV-Anlagen zukünftig bei geeigneter Marktumgebung auch ohne Förderung bzw. außerhalb des EEGs wirtschaftlich betrieben werden können. Der marktgetriebene Ausbau der Photovoltaik kann zukünftig zu einer Beschleunigung der Ausbaugeschwindigkeit führen. Welche regulatorischen und marktwirtschaftlichen Bedingungen hierfür eine besondere Rolle spielen und wie sich diese auf den Ausbau auswirken, wird in den kommenden Kapiteln diskutiert. Da sich die Rahmenbedingungen für große PV-FFA und kleine PV-Aufdachanlagen stark unterscheiden, werden diese Marktsegmente gesondert behandelt.

4.2.1 Langfristige Wirtschaftlichkeit von PV-Großanlagen ohne Förderung

Zur Analyse der langfristigen Wirtschaftlichkeit von großen PV-Anlagen bzw. PV-FFA spielen die Solarstrom-Vermarktungsmöglichkeiten eine wichtige Rolle. Es ist zwar wahrscheinlich, dass auch zukünftig ein Teil der PV-Anlagen über Auktionen eine feste Vergütung im Rahmen des Marktprämienmodells erhalten wird, allerdings sind die Ausschreibungsmengen begrenzt. Gleichzeitig werden die PV-Großanlagen durch die Verringerung der Projektkosten zunehmend außerhalb des EEGs an der Börse direktvermarktet oder im Rahmen von bilateralen Stromabnahmeverträgen, so genannten Power Purchase Agreements (PPA), finanziert und betrieben. Bei diesen spielen die aktuellen und zukünftigen Börsenstrompreise eine wichtige Rolle als Eingangsparameter zur Festlegung des Abnahmepreises. Zur Einschätzung der Potenziale der Marktintegration und dem marktgetriebenen Ausbau von großen PV-Anlagen muss also vor allem die zukünftige potenzielle Entwicklung der Strompreise betrachtet werden. Eine Vorhersage der Strompreise ist allerdings hochkomplex und hängt von vielen verschiedenen Faktoren ab.

Unter Annahme eines gleichbleibenden Marktdesigns lässt sich allgemein sagen, dass je mehr EE-Quellen in den Strommarkt kommen, desto stärker werden die Preise sinken und desto häufiger wird es zu Phasen kommen, in denen die Strompreise auf null oder ins Negative fallen werden. Dieser Effekt wird als Kannibalisierungseffekt bezeichnet. Dem gegenüber stehen die Auswirkungen des Kohle- und Atomausstiegs sowie der Sektorenkopplung und der Elektrifizierung der Industrie, die zu einem Mehrbedarf an EE-Strom führen und die Preise wieder in die Höhe treiben. Solange das Stromsystem noch in Teilen fossil versorgt wird, ist auch der CO₂-Preis ein wichtiger Treiber des Strompreises. Die Entwicklung des CO₂-Preises ist stark von politischen Entscheidungen abhängig und kann als großer Treiber einer Marktintegration der EE wirken, wenn eine ausreichende Erhöhung der CO₂-Preise allerdings ausbleibt, gefährdet dies sehr stark die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen.

Marktsimulationen des Fraunhofer ISE und Energy Brainpool haben gezeigt, dass bei einem starken PV-Ausbau in Deutschland mit Ausbauraten von bis zu 12 GW pro Jahr (auf SH bezogen bis zu 460 MW pro Jahr, Zielkapazität für Deutschland 384 GW im Jahr 2050), gekoppelt mit einem stetig steigenden CO₂-Preis (rund 120 EUR/t im Jahr 2050) und einem etwa doppelt so hohen Stromverbrauch im Jahr 2050 wie heute die Wirtschaftlichkeit von Projekten ab 1 MW durchgängig bis 2050 sichergestellt ist. Hierbei wurde angenommen, dass die Solarstrom-Gestehungskosten bis zum Jahr 2050 auf unter 2 Eurocent pro kWh sinken. Zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit wurde der europäische Strommarkt simuliert und über die gesamte Lebensdauer der PV-Anlagen der stündliche Strompreis bestimmt. Dabei hat sich gezeigt, dass die Wirtschaftlichkeit sich stark erhöht, wenn weniger PV-Anlagen zugebaut werden. Im Falle eines stagnierenden CO₂-Preises auf aktuellem Niveau (rund 50 EUR/t) oder darunter wäre allerdings selbst die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen größer 10 MW durchgängig gefährdet.

Die simulationsgestützte Analyse zeigt, dass trotz stetig fallender Stromgestehungskosten die richtigen Rahmenbedingungen herrschen müssen, damit sich der marktgetriebene Ausbau der EE entfalten kann. Die Strommarktpolitik der vergangenen Jahre verfolgt das Ziel, den EE-Ausbau immer mehr in den Markt zu überführen. Aktuell können jedoch nur große Unternehmen und Energieversorger am marktgetriebenen Ausbau der EE partizipieren, da die unternehmerischen Risiken von kleineren Akteuren meist nicht tragbar sind. Ein stärkerer marktgetriebener EE-Ausbau wird aber wahrscheinlich nur gelingen, wenn unternehmerische Risiken verstärkt staatlich abgesichert werden. Allgemein ist darüber hinaus festzustellen, dass der Strommarkt der kommenden Jahrzehnte schwer prognostizierbar bleibt, da nicht zuletzt unsicher ist, ob das Strommarktdesign selbst zukunftsfähig ist.

4.2.2 Langfristige Wirtschaftlichkeit von PV-Kleinanlagen mit Förderung und Selbstverbrauch

Für PV-Kleinanlagen steht die Frage der Wirtschaftlichkeit im Rahmen von Selbstverbrauchsregelungen und EEG-Förderung im Fokus der Analyse. Das Fraunhofer ISE analysiert seit Jahren regelmäßig die Wirtschaftlichkeit verschiedener PV-Anlagen (mit/ohne Batteriespeicher, Aufdachanlagen Privatbesitzer, Gewerbedächer, Mieterstrommodelle, etc.) [41]. Als Ergebnis ist festzustellen, dass die Stromgestehungskosten kontinuierlich günstiger geworden sind und auch künftig von einer weiteren Reduktion auszugehen ist, auch wenn die Kostensenkungsraten zukünftig voraussichtlich geringer ausfallen werden, da der Anteil der Kosten für PV-Module und Wechselrichter deutlich abgenommen hat und die Kostenanteile für die Installation und Wartung, bei denen nur ein geringes weiteres Kostensenkungspotenzial vorhanden ist, an Bedeutung gewinnen. Für die Wirtschaftlichkeit der PV-Kleinanlagen ist aber entscheidend, wie sich die Rahmenbedingungen vor allem des EEGs weiterentwickeln. Aktuell sind Kleinanlagen mit Selbstverbrauch des Solarstroms wirtschaftlich, Anlagen mit Volleinspeisung in der Regel kaum oder nicht wirtschaftlich, da die Vergütungssätze in den letzten Jahren deutlich schneller abgesenkt wurden als die Gesamtanlagenpreise gesunken sind. Ohne Korrektur am EEG werden beim erwarteten schnelleren Marktwachstum – das nach EEG 2021 zu einer beschleunigten Absenkung der Vergütungssätze führt – künftig im Wesentlichen nur noch PV-

Anlagen mit Selbstverbrauch wirtschaftlich sein. Es ist allerdings auch möglich, dass die Bundesregierung bei künftigen EEG-Novellen Korrekturen durchführt, um auch für PV-Kleinanlagen ohne Selbstverbrauch die Wirtschaftlichkeit zu erhalten, da nur so die bundesweiten Klimaschutz-Zielsetzungen erreicht werden können.

4.3 Fazit

Die Analyse der Netzrestriktionen hat eine aktuell sehr starke Netzbelastung in SH bestätigt. Netzengpässe entstehen vorrangig durch Einspeisung von Windstrom in Netzregionen mit hohen installierten WEA-Leistungen. Die Photovoltaik hat in den meisten Gebieten einen kleinen Anteil an der installierten Leistung bzw. Stromerzeugung und ist daher seltener von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen. Aktuell werden 7% der Erzeugung von PV-Anlagen abgeregelt im Vergleich zu 21% der Erzeugung von Onshore-WEA. Damit hat die Photovoltaik nur einen Anteil von 3% an der gesamten Ausfallarbeit. Auf Basis einer Analyse der Gleichzeitigkeit der Einspeisung vom PV- und Windstrom konnte gezeigt werden, dass eine Steigerung des PV-Anteils an der installierten EE-Erzeugungsleistung nur in geringem Maße zu einer Überschreitung von Netzkapazitäten führt, sofern diese in der Lage sind die vorhandenen Windkapazitäten aufzunehmen.

Wird die Netzkapazität an der maximalen Windeinspeisung ausgelegt, würden bei einer Verfünffachung der installierten PV-Leistung in SH, wodurch ähnliche Verhältnisse zwischen Wind- und PV-Leistung wie auf Bundesebene geschaffen würden, nur 8% der gemeinsamen Erzeugung von Wind und PV abgeregelt. Bei einer Vervierfachung liegt dieser Wert bei lediglich 4%. **Der Fokus des Netzausbaus sollte also zunächst vor allem auf der Herstellung von ausreichenden Kapazitäten für die Windeinspeiseleistung liegen.** Auf der Übertragungsnetzebene sind hierfür in den kommenden 10 Jahren weitere Netzkapazitäten geplant. **Für die netzkonforme PV-Einspeisung muss vor allem der Ausbau auf Verteilnetzebene beachtet werden. Um hier genauere Aussagen treffen zu können, sind tiefergehende räumlich aufgelöste Netzanalysen notwendig, die im Rahmen dieser Studie nicht durchgeführt werden konnten.**

Bei einer regionalen Betrachtung der installierten PV-Anlagenkapazitäten bestehen heute deutliche Leistungsschwerpunkte im Norden und Westen von SH. **Eine räumliche Steuerung des PV-Ausbaus mit einem verstärkten Ausbau im Osten und Süden des Landes kann für eine Entlastung der Verteilnetze sorgen.** Um den Aufwand der Netzintegration zu vermindern, kann **ein gezielter PV-Ausbau an bereits bestehenden Windenergiestandorten sinnvoll sein.**

Die Steuerung des Ausbaus von PV-Großanlagen gewinnt zunehmend an Bedeutung, u.a. da diese durch die stark gefallen Stromgestehungskosten in den kommenden Jahren immer mehr als PPA-Anlagen realisiert werden. Außerhalb des EEGs entfällt jedoch die Mengenbegrenzung des Ausbaus. Allerdings wird auch eine gezielte räumliche Steuerung des Ausbaus immer wichtiger, zu der das EEG keinen Beitrag leistet. Diese ist allerdings für die Netzausbauplanung der Verteilnetzbetreiber essentiell, da die Realisierungsdauer von PV-Projekten weit unter denen von Stromleitungen liegen. Zur Steuerung des Ausbaus von PV-FFA könnte die **Ausweisung von Vorrangflächen im Landesentwicklungsplan ein sinnvolles Instrument** sein, wie dies bei WEA bereits der Fall ist. Dies würde die Planung des Verteilnetzbetreibers SH Netz erleichtern, für den bislang nicht kalkulierbar ist, wo große PV-Anlagen entstehen.

5 Solarenergie-Ausbauszenarien für Schleswig-Holstein

Zur Entwicklung einer Ausbauplanung von Solaranlagen können Ausbauprognosen oder Ausbauszenarien herangezogen werden. Ausbauprognosen geben die Erwartungen für eine künftige Entwicklung unter bekannten oder angenommenen Rahmenbedingungen wieder. Im Falle des Ausbaus der erneuerbaren Energien ist jedoch nicht relevant, wie sich der Markt in den nächsten Jahren unter den aktuellen oder aus heutiger Sicht erwarteter Rahmenbedingungen entwickelt. Stattdessen ist es wichtig aufzuzeigen, welche Entwicklung erforderlich ist, um das vorgegebene Ziel der Klimaneutralität zu erreichen. Denn die Politik ist in der Verantwortung, die Rahmenbedingungen zu schaffen, um diese Ausbauentwicklung zu ermöglichen. So hat sich das Land SH eigene Klimaschutzziele gesetzt und ist in der Pflicht, seinen Beitrag zur europäischen und nationalen Klimaschutzpolitik leisten. Gemeinsam mit dem Bund müssen die Rahmenbedingungen für den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien geschaffen und immer wieder so angepasst werden, dass die Ausbauziele erreicht werden.

Vor diesem Hintergrund wurden die in diesem Kapitel vorgestellten Ausbauszenarien entwickelt. Dabei wurde hergeleitet, mit welchem Energiemix und auf welchem Ausbaupfad die Zielsetzung der Klimaneutralität im Jahr 2045 kostenoptimal erreicht werden kann. Der Ausbau der Solarenergie in SH wurde für zwei verschiedene Szenarien entwickelt. Die Szenarien geben einen belastbaren Bereich für die Setzung von Ausbauzielen und Bereitstellung von Rahmenbedingungen an, z.B. in Bezug auf den Netzausbau, die Bereitstellung von Fördermaßnahmen oder die Setzung regulativer Rahmenbedingungen wie einer Solarpflicht.

5.1 Photovoltaik-Ausbauziele für Schleswig-Holstein

Zur Entwicklung der Szenarien wurden zuerst die Ausbauziele für die Photovoltaik für das Zieljahr 2045 ermittelt. Im Zieljahr 2045 soll das im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegte Ziel der Klimaneutralität deutschlandweit erreicht werden [47]. Unterschiedliche Szenarien für den Ausbau der Photovoltaik ergeben sich einerseits daraus, dass es unterschiedliche Konzepte für den künftigen Energiemix gibt, mit dem das Bundesziel erreicht werden kann, da dieser u.a. von den Annahmen für den künftigen Strombedarf abhängt, aber auch unterschiedliche Schwerpunkte bei den Erzeugern setzen kann. Andererseits sind verschiedene Varianten denkbar, welche Beiträge SH künftig zur klimaneutralen Energieversorgung leisten wird. Beim Windstrom ist das Land bereits heute Nettoexporteur und aufgrund des im Verhältnis zu Süddeutschland hervorragenden Windpotenzials ist der Ausbau dieser Rolle weiter erforderlich. Bei der Solarenergie dagegen weist Süddeutschland die größeren Potenziale aus in Bezug auf die Solarstrahlungsmenge und eine Importrolle in Bezug auf den Solarstrom wäre denkbar. Allerdings ist das Süd-Nord-Gefälle bei der Solarenergie bei Weitem nicht so groß wie das Nord-Süd-Gefälle bei der Windenergie. So ist beispielsweise der Solarstromertrag einer optimal ausgerichteten PV-Anlage in München nur 15% höher als in Kiel, während in den norddeutschen Küstenregionen eine mittlere Windgeschwindigkeit von bis zu 8 m/s vorherrscht, während sie in Süddeutschland in vielen Regionen im Mittel nur 3 m/s beträgt [48].

Ist bei der Windenergieerzeugung aufgrund der geografischen Verteilung der Potenziale somit prinzipiell eine bundesweite Mitversorgung der Verbrauchszentren in Süddeutschland durch die attraktiven Windstandorten in der norddeutschen Tiefebene, den Küsten und den Offshore-Windgebieten in deutschen Gewässern für eine sichere Energieversorgung zwingend erforderlich, stehen sowohl in Süddeutschland als auch in Mittel- und Norddeutschland ausreichende Solarpotenziale zur Eigenversorgung der Bundesländer und Kreise zur Verfügung. Für eine primäre Eigenversorgung der Regionen mit Solarenergie spricht auch, dass durch eine verbrauchsnahe Erzeugung der Transportaufwand für den Strom reduziert wird. Insbesondere bei PV-Anlagen auf Gebäudedächern bietet sich eine teilweise Eigenversorgung der Gebäude an, deren Anteil durch Kombination mit lokalen Stromspeichern erhöht werden kann.

Neben der Verfügbarkeit der Potenziale spricht auch die Kostensituation für eine lokale Eigenversorgung mit Solarstrom. Bei Stromgestehungskosten von deutlich unter 10 Eurocent pro kWh gibt es auch ein ökonomisches Eigeninteresse der Gebäudeeigentümer, Solarstrom vom eigenen Dach zu nutzen. Für die Installation von PV-FFA auch in den norddeutschen Windgebieten spricht das Interesse von Betreiber_innen von WEA und von lokalen Energieversorgern, durch eine Kombination von PV- und WEA eine höhere Verfügbarkeit durch Kombikraftwerke zu erreichen, da PV- und WEA eine teilweise komplementäre Erzeugungscharakteristik aufweisen. Bei zusätzlicher Kombination mit Stromspeicherkapazitäten und/oder Elektrolyseuren sowie Gasspeicherkapazitäten könnten diese Kombikraftwerke künftig auch eine Vollversorgung garantieren und Regelernergie bereitstellen.

Vor diesem Hintergrund wurde im Folgenden angenommen, dass die **für eine bundesdeutsche klimaneutrale Energieversorgung erforderlichen PV-Kapazitäten gleichmäßig auf die Bundesländer aufgeteilt** werden. Was den Schlüssel der Verteilung angeht wurde für die Kapazitäten von PV-Anlagen auf Dachflächen angenommen, dass diese proportional zum lokalen Strombedarf in Gebäuden verteilt werden und hierzu vereinfachend davon ausgegangen, dass eine Proportionalität der PV-Kapazität zum Bevölkerungsanteil von SH in Bezug zu Deutschland besteht. Der Ausbau der PV-FFA dagegen hängt von der Verfügbarkeit von Freiflächen im Bundesland ab. In erster Näherung wurde deshalb angenommen, dass der Anteil der PV-Kapazität bei PV-FFA proportional zum Verhältnis der Landfläche von SH zur Gesamtfläche von Deutschland ist.

Für die Ermittlung der Zielgrößen für die installierte PV-Leistung in den Jahren 2030 und 2045 in SH wurden als Grundlage die bundesweiten Ausbauziele für PV-Dachanlagen und PV-FFA aus der Studie des Fraunhofer ISE für ein klimaneutrales Energiesystem in Deutschland für das Jahr 2045 verwendet. Diese geht von einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 65% bis zum Jahr 2030 aus, was der Zielsetzung der Bundesregierung im Herbst 2021 entsprach [49]. Der Studie wurden zwei Szenarien entnommen: das Referenz-Szenario und das Suffizienz-Szenario mit einer reduzierten Endenergienachfrage.

Die berechneten Zielwerte für den PV-Ausbau in SH sind in Tabelle 35 aufgelistet. Die erste Spalte zeigt neben den installierten PV-Kapazitäten im Jahr 2020 die Zielwerte der genannten Studie für Deutschland für die Szenarien Referenz und Suffizienz für die Jahre 2030 und 2045. In der Studie wird von einem Anteil der PV-Dachanlagen ausgegangen, der 70% im Jahr 2030 und 67% im Jahr 2045 beträgt bei einem Ausgangswert von 72% im Jahr 2020. Die zweite Spalte zeigt die daraus abgeleiteten PV-Kapazitäten für SH. Diese ergeben sich durch Multiplikation der bundesweiten Leistung der PV-Dachanlagen mit dem Bevölkerungsanteil von SH an der bundesweiten Bevölkerung (3,49%) sowie durch Multiplikation der bundesweiten Leistung der PV-FFA mit dem Flächenanteil von SH an der bundesweiten Gesamtfläche (4,41%).

Der Vergleich mit der installierten Leistung im Jahr 2020 zeigt, dass die heutigen Anteile der PV-Dachanlagen von SH an der bundesweit installierten Leistung mit 3,26% nicht wesentlich vom Bevölkerungsanteil von 3,49% und die heutigen Anteile der PV-FFA von SH mit 4,13% ebenfalls nur unwesentlich vom Flächenanteil von 4,41% abweicht. Dies bestätigt den gewählten Ansatz.

Die letzte Spalte zeigt den erwartbaren Solarstromertrag für die dargestellten Zielwerte der installierten PV-Leistung in Schleswig-Holstein. Hierfür wurde von einem jährlichen Solarstromertrag von 900 kWh/kW für PV-Aufdachanlagen und 990 kWh/kW für PV-Freiflächenanlagen ausgegangen (siehe auch Kapitel 7).

Tabelle 37: Berechnung von Zielwerten für die installierte PV-Leistung in SH für die Jahre 2030 und 2045 für die Szenarien Referenz und Suffizienz als Anteil der bundesweiten Ziele (Basisdaten: [49])

		Deutsch- land	SH	Anteil SH	SH Solar- stromertrag
Einwohner	Mio EW	83,02	2,9	3,49%	
Fläche	km²	357.386	15.763	4,41%	
Installierte Leistung 2020					
PV-Dachanlagen	GW	38,7	1,26	3,26%	1.135 GWh/a
PV-Freiflächenanlagen	GW	15,2	0,63	4,13%	622 GWh/a
Summe Dachanlagen + FFA	GW	53,8	1,89	3,51%	1.757 GWh/a
Anteile PV-Dachanlagen		72%	67%		
Anteile PV-FFA		28%	33%		
Szenario Referenz 2030					
Zielsetzung PV-Dachanlagen	GW	141,3	4,94	3,49%	4.450 GWh/a
Zielsetzung PV-FFA	GW	60,6	2,67	4,41%	2.640 GWh/a
Summe PV-Dachanlagen + FFA	GW	201,9	7,61	3,77%	7.090 GWh/a
Anteile PV-Dachanlagen		70%	65%		
Anteile PV-FFA		30%	35%		
Szenario Suffizienz 2030					
Zielsetzung PV-Dachanlagen	GW	77,0	2,69	3,49%	2.420 GWh/a
Zielsetzung PV-FFA	GW	33,0	1,46	4,41%	1.450 GWh/a
Summe PV-Dachanlagen + FFA	GW	110,0	4,15	3,77%	3.870 GWh/a
Anteile PV-Dachanlagen		70%	65%		
Anteile PV-FFA		30%	35%		
Szenario Referenz 2045					
Zielsetzung PV-Dachanlagen	GW	289,6	10,11	3,49%	9.100 GWh/a
Zielsetzung PV-FFA	GW	139,5	6,15	4,41%	6.090 GWh/a
Summe PV-Dachanlagen + FFA	GW	429,1	16,27	3,79%	15.190 GWh/a
Anteile PV-Dachanlagen		67%	62%		
Anteile PV-FFA		33%	38%		
Szenario Suffizienz 2045					
Zielsetzung PV-Dachanlagen	GW	177,1	6,19	3,49%	5.570 GWh/a
Zielsetzung PV-FFA	GW	85,3	3,76	4,41%	3.720 GWh/a
Summe PV-Dachanlagen + FFA	GW	262,4	9,95	3,79%	9.290 GWh/a
Anteile PV-Dachanlagen		67%	62%		
Anteile PV-FFA		33%	38%		

Bei der Betrachtung der Zielwerte wurden vereinfachend nur PV-Aufdachanlagen und PV-Freiflächenanlagen dargestellt, da die Bundeswerte nur für diese Kategorien vorliegen. PV-Fassadenanlagen sind somit in den Daten zu den PV-Aufdachanlagen enthalten. Da sie jedoch aufwändiger in der Installation sind und höhere Kosten aufweisen, ist davon auszugehen, dass sie nur einen kleinen Teil der PV-Aufdachanlagen ausmachen.

PV-Parkplatzüberdachungen sind den PV-Freiflächenanlagen zuzuordnen. Das Potenzial für PV-Parkplatzüberdachungen ist im Verhältnis der Zielgrößen von PV-FFA signifikant, allerdings wird dies aufgrund der höheren Kosten auch nur eingeschränkt erschließbar sein. Die Pflicht für PV-Parkplatzüberdachungen deckt nur den Bau von neuen Parkplätzen ab, die einen geringen Teil des Bestands ausmachen. Somit ist von einer untergeordneten Bedeutung der PV-Parkplatzüberdachungen an den PV-FFA auszugehen.

Vergleich der PV-Ausbauziele mit den Potenzialen und Netzrestriktionen

Tabelle 36 vergleicht die PV-Ausbauziele für das Jahr 2045 (siehe Tabelle 35) mit den in Kapitel 3 ermittelten Potenzialen (siehe Tabelle 28), um zu ermitteln, ob die Potenziale ausreichen und wenn ja, in welchem Umfang sie ausgeschöpft werden müssen. Der Vergleich zeigt, dass die **Potenzialflächen für die PV-Dachanlagen zu 25% bis 41%, d.h. in nennenswertem Umfang ausgeschöpft werden müssen**, um die Zielsetzungen zu erreichen. Das PV-Freiflächenpotenzial muss zu 75% bis 100% ausgeschöpft werden, wenn nur die geeigneten Landflächen genutzt werden können. Wenn allerdings die geeigneten und bedingt geeigneten Landflächen zusammen zur Verfügung stehen, wird nur ein Anteil von etwa 1% benötigt, um das PV-FFA-Ziel zu erreichen. Dies zeigt, dass die **Nutzung der geeigneten Landflächen alleine nicht ausreicht**, sondern auch auf den bedingt geeigneten Landflächen PV-FFA realisiert werden müssen.

Tabelle 38: Vergleich der PV-Zielsetzungen für das Jahr 2045 mit dem ermittelten Potenzial für SH

	Installierte PV-Leistung in SH		
	Zielsetzung 2045	Potenzial	Potenzial- ausschöpfung
	GW	GW	-
PV-Dachanlagen	6,2 - 10,1	24,7	25% - 41%
PV-Freiflächenanlagen	3,8 - 6,2	5,1 – 672*	1% - 100%*
Summe PV-Dachanlagen und FFA	10,0 - 16,3	29,8 – 697	1% - 55%

Die PV-Parkplatzüberdachungen und die gebäudeintegrierten PV-Anlagen (Solarfassaden) sind in der Betrachtung nicht berücksichtigt, da ihre Beiträge zur Zielerreichung aufgrund des begrenzten Potenzials (Parkplatzüberdachungen) bzw. der begrenzten Erschließbarkeit des Potenzials (PV-Fassadenanlagen) voraussichtlich von untergeordneter Bedeutung sind. Sie stellen jedoch ein zusätzliches Potenzial dar, das parallel aktiv erschlossen werden sollte, um den Druck auf die Erschließung der Potenziale der PV-Dachanlagen und PV-FFA etwas zu reduzieren.

Das Ziel der gesamt installierten PV-Leistung von 10,0 bis 16,3 GW kann mit einer unterschiedlichen Verteilung zwischen PV-Dachanlagen und PV-FFA erreicht werden. Für einen größeren Anteil von PV-FFA spricht, dass die Gestehungskosten von PV-Großanlagen auf Freiflächen günstiger sind als von kleinen und mittleren PV-Aufdachanlagen. Für PV-Aufdachanlagen spricht allerdings, dass Erzeugung und Verbrauch am selben Ort stattfinden und dass kein zusätzlicher Landverbrauch mit der Installation der Anlagen verbunden ist. Auch eine damit verbundene Diversifizierung der Eigentümer_innen von PV-Anlagen kann ein Vorteil sein. Welches Verhältnis sich somit einstellen wird, ist somit nicht sicher und das angenommene

Verhältnis von 62 % PV-Dachanlagen und 38 % PV-FFA kann sich entsprechend der in Tabelle 36 genannten Potenzialausnutzungen in beide Richtungen noch verschieben, da hierfür auch ausreichende Elastizitäten bei den Potenzialen vorhanden sind.

Was den Netzausbau in Bezug auf die Zielsetzung angeht, wird durch den deutlich höheren Anteil der PV-Anlagen an der Stromversorgung von SH ein Ausbau besonders auf der Verteilnetzebene erforderlich. Dabei ist auch auf die geografische Verteilung innerhalb von SH zu achten. Wie in Kapitel 4.1 dargestellt, ergeben sich bei einem windgetriebenen Netzausbau keine nennenswerten Restriktionen für den PV-Ausbau durch das Übertragungsnetz, solange dieser die Windkapazität nicht deutlich überschreitet.

Die Solarthermie spielt in dieser Betrachtung keine Rolle, da ihr Ausbau von anderen Rahmenbedingungen abhängt, die schwer prognostizierbar sind und detailliertere Untersuchungen von Wärmeversorgungskonzepten erfordern würden (siehe Kapitel 3.5.1). Es ist fest davon auszugehen, dass solarthermische Anlagen in einem gewissen Umfang ausgebaut werden, allerdings haben die Potenzialermittlungen gezeigt, dass die hierfür erforderlichen Flächenpotenziale zusätzlich zu den oben beschriebenen Flächen zur Erreichung der PV-Ziele vorhanden sind, so dass **die möglicherweise künftig erstellten Solarthermie-Anlagen den Ausbau der PV-Anlagen nicht behindern**.

5.2 Photovoltaik-Ausbaupfade für Schleswig-Holstein

In Kapitel 5.1 wurde aus den Szenarien Referenz und Suffizienz für den bundesweiten PV-Ausbau die Zielwerte für den PV-Ausbau in SH für die Jahre 2030 und 2045 abgeleitet, im Folgenden werden die aus diesen Szenarien abgeleiteten Ausbaupfade dargestellt. Hierzu wurde ausgehend von der im Jahr 2020 in SH installierten PV-Leistung ein gleichmäßiger Anlagenzubau pro Jahr bis zum Jahr 2030 angenommen, um die entsprechenden Zwischenziele zu erreichen (siehe Tabelle 35). Daraus ergibt sich ein jährlicher Zubau von 367 MW/a für PV-Dachanlagen und 205 MW/a PV-FFA im Referenzszenario, um 7,16 GW installierte PV-Leistung im Jahr 2030 zu erreichen sowie 142 MW/a PV-Dachanlagen und 83 MW/a PV-FFA im Suffizienzszenario, um 4,1 GW im Jahr 2030 zu erreichen. Die Entwicklung zwischen den Jahren 2030 und 2045 wurde proportional zur bundesweiten Entwicklung der Szenarien angesetzt.

Abbildung 77 zeigt die resultierenden Entwicklungspfade der in SH installierten PV-Leistung für die Szenarien Referenz und Suffizienz. Dabei wurde angenommen, dass bereits im Jahr 2021 der Zubau die erforderliche Höhe zur Zielerreichung 2030 aufweist. Da dies voraussichtlich nicht der Fall sein wird, wird der Zubau in den Folgejahren etwas höher liegen müssen. Die Unsicherheiten in den Szenarien wurden abgebildet durch die Darstellung eines Unsicherheitsbereichs, der für alle Werte mit einer Spanne von -10 % bis +10 % angenommen wurde.

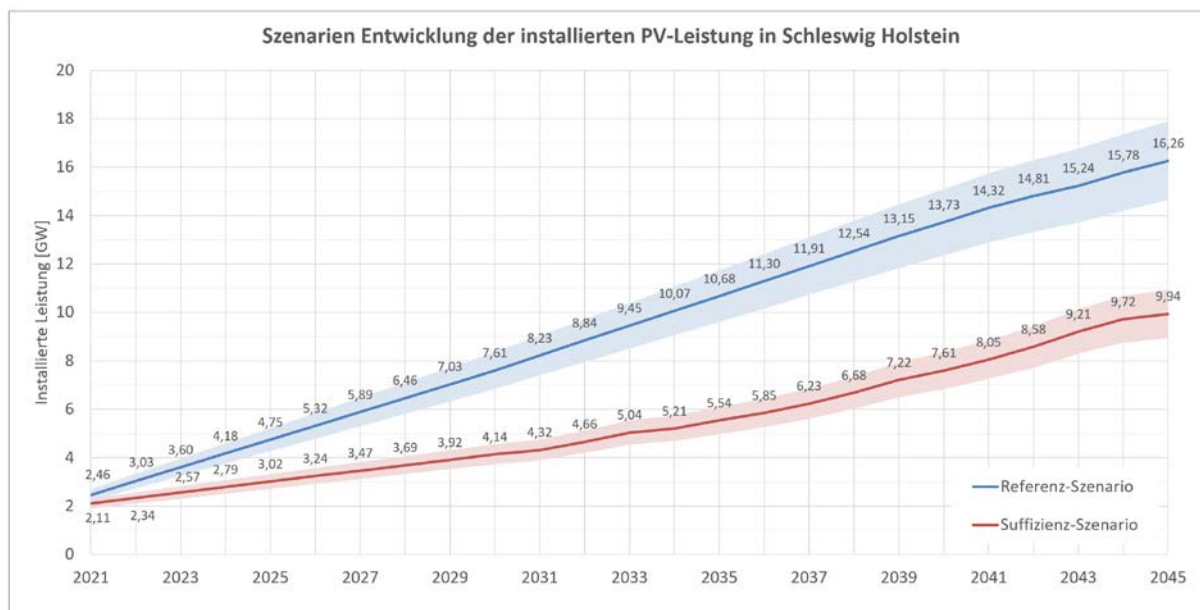


Abbildung 79: Szenarien für die mögliche Entwicklung der installierten PV-Leistung in SH für die Szenarien Referenz und Suffizienz

Um den jährlich erforderlichen Zubau bewerten und die zusätzlichen Anstrengungen zu seiner Ermöglichung abschätzen zu können, wurde der aktuelle jährliche Zubau der letzten 6 Jahre differenziert nach PV-Dachanlagen und PV-FFA in Abbildung 78 dargestellt und der mittlere Zubau der letzten 3 Jahre (2018 – 2020) berechnet. Dieser betrug 116 MW/a für PV-Dachanlagen und 57 MW/a für PV-FFA. Dieser Zubau ist zu vergleichen mit dem erforderlichen Zubau für PV-Dachanlagen und 205 MW/a für PV-FFA im Referenzszenario von 2021 bis 2030. Dies bedeutet, dass die jährlich installierte Leistung an PV-Dachanlagen etwa um den Faktor 3 und für PV-FFA etwa um den Faktor 4 gesteigert werden muss, wenn die Ziele des Referenzszenarios erreicht werden sollen.

Im Suffizienzszenario würde dagegen die Steigerung des jährlichen Zubaus auf den erforderlichen Zubau von 143 MW/a für PV-Dachanlagen (23% Steigerung gegenüber den letzten 3 Jahren mit 116 MW/a) und 83 MW/a für PV-FFA (46% Steigerung gegenüber den letzten 3 Jahren mit 57 MW/a) sehr moderat ausfallen. Allerdings würde das Suffizienzszenario statt des PV-Ausbaus deutlich stärkere Anstrengungen im Bereich der Effizienz und Suffizienz mit sich bringen, so dass die Herausforderung vermutlich nicht geringer ausfällt, sondern auf andere Bereiche verlagert wird, die schwierig zu erreichen sind.

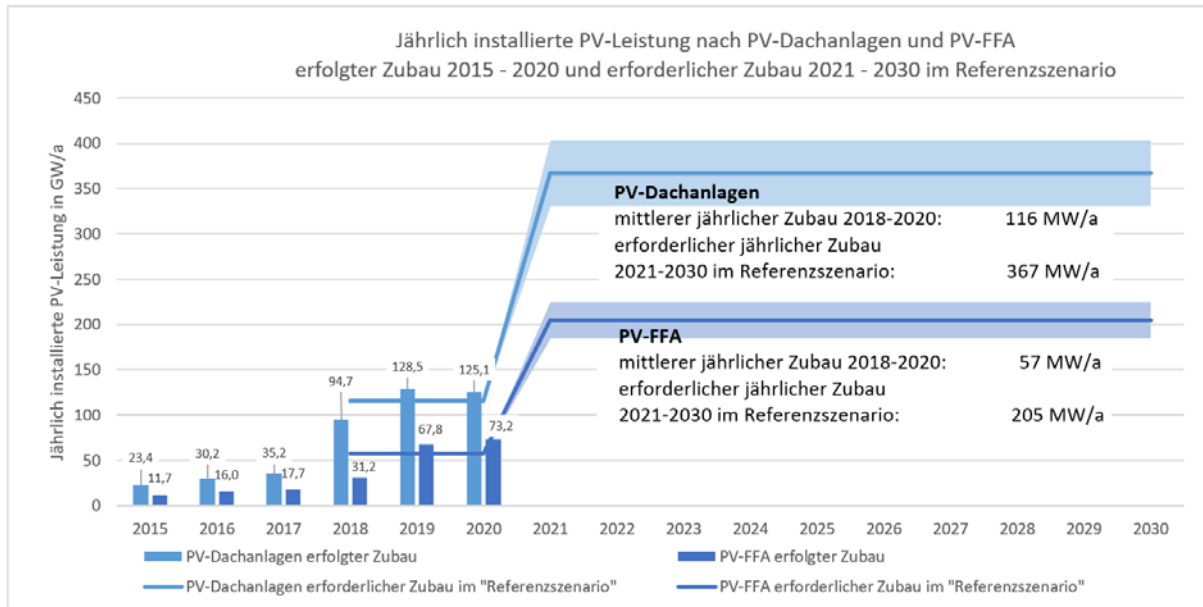


Abbildung 80: Erforderlicher jährlicher Zubau an PV-Anlagen in SH im Referenzszenario

In Ergebnis kann festgestellt werden, dass **bezüglich der jährlich installierten Leistung eine Verdoppelung bis Verdreifachung bei PV-Dachanlagen und eine Verdopplung bis Vervielfachung bei PV-FFA erforderlich ist**, um die Zielsetzung der Klimaneutralität in Deutschland zu erreichen. Dabei wird vorausgesetzt, dass die erforderliche PV-Leistung in Deutschland gleichmäßig auf die Bundesländer aufgeteilt wird.

6 Zusammenfassung

In dem vorliegenden Gutachten wurde in Kapitel 2 der vorhandene Bestand an Photovoltaik- (PV) und Solarthermieranlagen analysiert. Dabei wurden unterschiedliche Quellen ausgewertet und Gründe für abweichende Angaben der installierten PV-Leistungen erläutert. Es wird empfohlen, die bereinigten Daten des Marktstammdatenregister zu verwenden, die für das Jahr 2020 einen Zubau von 125 MW und einen Gesamtbestand von 15.239 PV-Anlagen mit einer Leistung von 1.890 MW ausweisen (siehe Tabelle 2). Zur Ermittlung des Bestands von Solarthermieranlagen stand nur eine dünne Datengrundlage zur Verfügung, die zu einer Abschätzung von etwa 54.000 installierten Solarthermieranlagen in SH im Jahr 2020 mit einer Kollektorfläche von 450.000 m² führte (siehe Tabelle 7). Während die Installation von PV-Anlagen in den Jahren 2018 bis 2020 nach geringen Zubauzahlen in den Jahren 2014 bis 2017 wieder deutlich höher lagen (siehe Abbildung 1 und Abbildung 2), ist im Bereich der Solarthermie ein langjähriger Abwärtstrend seit dem Jahr 2009 zu verzeichnen (siehe Abbildung 9 und Abbildung 10). Die Analyse des Bestands wurde auch räumlich aufgelöst durchgeführt und zeigt einen Schwerpunkt bei den installierten PV-Anlagen im Nordwesten von SH (siehe z.B. Abbildung 6 und Abbildung 7).

In Kapitel 3 sind die Vorgehensweise und die Ergebnisse der detaillierten Potenzialanalysen von Solaranlagen auf Freiflächen, auf Gebäudedächern und an Gebäudefassaden sowie von PV-Anlagen auf Parkplätzen dargestellt. Die Analyse der FFA basiert auf dem Landesentwicklungsplan SH und unterscheidet das Potenzial auf geeigneten und auf bedingt geeigneten Freiflächen, für die die Eignung jeweils im Einzelfall geprüft werden muss. Für die Analyse der Solarpotenziale auf und an Gebäuden wurde das 3D Modell aller 2,3 Mio. Gebäude in SH ausgewertet und die verfügbaren Installationsflächen auf den Dächern und an den Fassaden ermittelt. Für die Ermittlung der PV-Potenziale auf Parkplätzen wurden GIS-Karten ausgewertet und Abschätzungen zum weiteren Ausbau von Parkplätzen vorgenommen. Für die Freiflächen, auf den Gebäudedächern und an Gebäudefassaden wurden auch die Solarthermiepoteenziale ermittelt, die nicht nur von den vorhandenen Installationsflächen, sondern auch von den lokalen Wärmebedarfen abhängen und deshalb nach Anlagen zur Trinkwassererwärmung und zur Heizungsunterstützung unterschieden wurden. Alle Potenzialermittlungen wurden auch räumlich aufgelöst durchgeführt und die Verteilung der Potenziale nach Kreisen angegeben.

Durch die detaillierte Betrachtung konnten umfangreiche Solarpotenziale in SH ermittelt werden. Die theoretischen PV-Potenziale betragen auf geeigneten Freiflächen 5,1 GW und auf bedingt geeigneten Freiflächen 667 GW, auf Gebäudedächern 24,7 GW und an Gebäudefassaden 10,8 GW sowie auf Parkplätzen 1,1 GW elektrische Leistung. Die Solarthermie-Potenziale nutzen nur Teilflächen der PV-Potenziale, weisen aber eine größere Wärmeleistung von 11,6 GW auf geeigneten Freiflächen, und 1.082 GW auf bedingt geeigneten Freiflächen, 3,8 GW bei Trinkwassererwärmung auf Gebäuden und 23,2 GW bei Heizungsunterstützung auf Gebäudedächern sowie 2,8 GW bzw. 11,6 GW an Fassaden auf. Die Nutzung der Solarthermiepoteenziale reduziert dabei die verfügbaren PV-Potenziale. Die Potenziale sind im Überblick in Tabelle 30 aufgelistet. Zu berücksichtigen ist, dass die theoretischen PV-Potenziale auf geeigneten Freiflächen und auf Gebäudedächern in großem Umfang erschlossen werden können, wobei die PV-Potenziale auf bedingt geeigneten Freiflächen, an Gebäudefassaden und auf Parkplätzen in deutlich geringerem Umfang erschließbar sind, wie in Kapitel 3.5.1 erläutert wird. Auch die Solarthermie-Potenziale sind vermutlich in einem deutlich geringeren Umfang nutzbar.

In Kapitel 4 wurden die Netzrestriktionen für die Nutzung der PV-Potenziale in SH untersucht. Dabei zeigt sich, dass heute die Abregelungen vor allem bei Windenergieanlagen (WEA) und nur in geringem Umfang bei PV-Anlagen stattfinden. Doch selbst bei einer Verfünffachung der PV-Leistung bei gleichbleibender Windenergieleistung würde nur 8% der gemeinsamen Erzeugung von Wind- und Solarstrom abgeregelt werden, was zeigt, dass der Ausbau der Übertragungsnetze sich am Bedarf der Windenergie orientieren sollte und sich für den PV-Ausbau nur geringe Einschränkungen ergeben. Begrenzungen kann es allerdings im Bereich der Verteilnetze geben, hierbei wird eine räumliche Steuerung des Ausbaus auf Basis detaillierter Netzanalysen empfohlen.

In Kapitel 5 wurden die Zielwerte für den PV-Ausbau in SH zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045 aus Studien für Gesamtdeutschland abgeleitet und für zwei Szenarien dargestellt. Im Referenzszenario ist ein Ausbau der PV-Leistung in SH von 1,89 GW im Jahr 2020 auf 7,61 GW im Jahr 2030 und 16,27 GW im Jahr 2045 erforderlich. Im Suffizienzzenario reduzieren sich die Zielwerte auf 4,15 GW im Jahr 2030 und

9,95 GW im Jahr 2045. Die Zielwerte sind für Dachanlagen und Freiflächenanlagen differenziert angegeben. Die Potenziale an Fassaden und auf Parkplätzen leisten zur Zielerreichung voraussichtlich nur einen kleinen Beitrag und sind nicht separat aufgelistet (siehe Tabelle 37).

Der Vergleich der PV-Zielsetzungen mit den vorhandenen Potenzialen zeigt, dass bei PV-Dachanlagen die theoretischen Potenziale zu 25% bis 41% ausgeschöpft werden müssen, bei Freiflächenanlagen müssen die geeigneten Flächen vollständig genutzt werden, wenn nur diese zur Verfügung stehen, wenn auch die bedingt geeigneten Freiflächen genutzt werden, reicht davon ein Anteil von 1% aus (siehe Tabelle 38). Dies zeigt, dass ausreichende Potenziale vorhanden sind, diese aber systematisch erschlossen werden müssen, um die Ziele tatsächlich zu erreichen. Was die Zubaugeschwindigkeit angeht, muss die jährlich installierte PV-Leistung auf Dächern im Vergleich zum Schnitt der Jahre 2018 bis 2020 etwa verdreifacht und auf Freiflächen vervierfacht werden, um die Ausbauziele im Referenzszenario zu erreichen (siehe Abbildung 80).

7 Anhang: Annahmen zur Berechnung des Solarstromertrags

7.1 Einflussfaktoren auf den Solarstromertrag

Der jährliche Stromertrag einer Photovoltaikanlage hängt von folgenden Parametern ab:

1. Summe der **Sonneneinstrahlung** über das Jahr auf die Modulfläche.
Die Einstrahlung kann von Jahr zu Jahr um etwa plus/minus 10% schwanken, es werden deshalb Mittelwerte verwendet, die z.B. in Testreferenzjahren des Deutschen Wetterdienstes hinterlegt sind. Diese enthalten typische Strahlungsverläufe für ein Jahr, die aus den Daten von 17 Jahren ermittelt werden [50]. Die Einstrahlung kann durch eine (teilweise bzw. zeitweise) Verschattung der Module reduziert sein.
2. Die **Ausrichtung und Neigung** der Solarmoduloberfläche.
Je stärker die Modulfläche zur Einstrahlungsrichtung geneigt ist, desto geringer ist die Strahlungsintensität, die auf die Fläche auftritt. Da die Sonne im Tagesverlauf wandert und ihre Höhe über dem Horizont sich im Jahresverlauf ändert, muss die Direktstrahlung der Sonne für jede Stunde des Jahres berechnet und aufsummiert werden, um den Jahresertrag zu erhalten. Hinzu kommt die Diffusstrahlung, die durch Streuung an Wolken oder Oberflächen aus allen Himmelsrichtungen auf das Modul auftritt und auch für jede Stunde des Jahres ermittelt und aufaddiert werden muss. Zur Berechnung beider Werte und der resultierenden Gesamtstrahlung auf eine Fläche mit einer konkreten Himmelsausrichtung und Neigung für einen konkreten Standort werden Computermodelle verwendet. Der höchste Wert ergibt sich in Norddeutschland bei einer Ausrichtung nach Süden mit ca. 40° Neigung.
3. Die **Effizienz der Solarstrommodule und des Wechselrichters**, der den Gleichstrom der Module in Wechselstrom wandelt, sowie der Verluste der Verkabelung.

Üblicherweise wird der jährliche Solarstromertrag nicht auf die installierte Modulfläche, sondern auf die installierte Photovoltaikleistung bezogen. Da die Moduleffizienz bei dieser Betrachtung keine Rolle spielt, werden die PV-Anlagen aus ökonomischer Sicht besser vergleichbar, da Module mit höherer Effizienz teurer sind, aber auch einen höheren Ertrag aufweisen. Ob dies ökonomisch vorteilhaft ist im Sinne der Solarstromgestehungskosten pro erzeugter kWh Solarstrom, lässt sich mit der Angabe pro installierter Leistungseinheit leichter vergleichen. Zu beachten ist allerdings, dass in Europa in der Regel die **Gleichstrom-Nennleistung der Photovoltaik-Module** angegeben wird (in Kilowatt oder Kilowatt Peak). Seltener wird dagegen die **Wechselrichter-Anschlussleistung**, also die Wechselstrom-Ausgangsleistung des Wechselrichters erfasst und angegeben. Diese ist etwa 10 % geringer als die Modul-Nennleistung kann aber je nach Auslegungsphilosophie auch deutlich davon abweichen.

Als jährlicher Solarstromertrag wird in diesem Gutachten die Menge des Solarstroms angegeben, die als Wechselstrom vom Wechselrichter erzeugt wird. Dieser wird in das häusliche und/oder öffentliche Stromnetz eingespeist, was bedeutet, dass der Solarstromertrag die Summe aus dem lokalen Selbstverbrauch und der ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Solarstrommenge ist.

7.2 Typischer Solarstromertrag für Schleswig-Holstein

Zur Berechnung des Solarstromertrags für einen bestimmten Standort stehen verschiedene Programme zur Verfügung, die teilweise frei im Internet verfügbar sind. Um eine möglichst transparente und nachvollziehbare Berechnung bereitzustellen, wurden die Daten des Global Solar Atlas verwendet, die mit den Werten von PVGIS und der Ertragsdatenbank des SFV verglichen wurden.

Es wurde angenommen, dass der Standort Kiel für Schleswig-Holstein repräsentativ ist und die Einstrahlungswerte etwa dem Landesdurchschnitt entsprechen. Für Kiel wurde in Tabelle 39 die Solarstromerträge für unterschiedliche Anlagentypen berechnet und mit den gemessenen Ertragswerten der Ertragsdatenbank verglichen. Die berechneten Erträge liegen zwischen 956 und 991 kWh/kW pro Jahr, die gemessenen Werte von realen Anlagen liegen mit 935 kWh/kW/a etwas darunter, da die Anlagen sich an verschiedenen Standorten befinden, nicht alle optimal ausgerichtet sind und teilweise auch schon älter sind. Der Ertrag von Freilandanlagen ist etwas größer als von Aufdachanlagen, da die Hinterlüftung der Module besser ist und bei Großanlagen die Anlageneffizienz etwas höher liegt.

Tabelle 39: Vergleich des Solarstromertrags von PV-Anlagen am Standort Kiel für verschiedene Berechnungsprogramme mit gemessenen Daten

Datenquelle		PVGIS ¹²	GlobalSolarAtlas ¹³	PV-Ertrag ¹⁴
Standort		Kiel	Kiel	Kiel
Ausrichtung, Neigung		40° Süd	40° Süd	25° Süd
Anlagentyp		-	Aufdach Gebäude	Freiland Großanlage
Horizontale Einstrahlung	kWh/m²/a	1.009	1.014	1.014
Einstrahlung in Modulebene	kWh/m²/a	1.180	1.201	1.180
Jahres-Solarstromertrag	kWh/kW/a	956	976	991
				935

Da die Gebäude mit Schrägdächern in der Regel nicht direkt nach Süden ausgerichtet sind, wurden in Tabelle 40 die Solarstromerträge in Abhängigkeit der Himmelsausrichtung berechnet. Bei Gleichverteilung aller Himmelsausrichtungen der Gebäude würde sich ein jährlicher Solarstromertrag von 881 kWh/kW ergeben.

Tabelle 40: Solarstromertrag für eine PV-Anlage auf einem Gebäude-Schrägdach mit 40° Neigung am Standort Kiel in Abhängigkeit von der Himmelsausrichtung

	Ost	80	70	60	50	40	30	20	10	Süd	-10	-20	-30	-40	-50	-60	-70	-80	West	Schnitt
Solarstrom-Ertrag/Jahr in kWh/kW	732	776	818	856	891	920	944	962	973	976	973	963	946	923	894	860	821	780	735	881
Relativ	75%	80%	84%	88%	91%	94%	97%	99%	100%	100%	100%	99%	97%	95%	92%	88%	84%	80%	75%	90%

¹² Photovoltaic Geographical Information System, European Commission, Berechnungen für kristallines Silizium mit Systemverlusten von 14%, Zugriff: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/de/

¹³ Global Solar Atlas, World Bank Group, Zugriff: <https://globalsolaratlas.info>

¹⁴ SFV-Ertragsdatenbank, Bundesweite Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen, Regionale Daten für Region: Flensburg / Kiel / Neumünster / Rendsburg / Schleswig (PLZ-Bereich: 24000 - 24999), Angabe regionaler Durchschnitt aller gemeldeten Anlagen, Mittel über die Jahre 2005 – 2019 Zugriff: https://www.pv-ertraege.de/cgi-bin/pvdaten/src/region_uebersichten.pl/kl

Unter Berücksichtigung der genannten Faktoren und um möglichst einfache Werte zur Berechnung der jährlichen Solarstromerträge zu nutzen, wurde im vorliegenden Gutachten von den in Tabelle 41 dargestellten Werten für den jährlichen Solarstromertrag ausgegangen. Dieser beträgt 900 kWh/kW für PV-Anlagen auf Gebäuden (Schrägdach und Flachdach) sowie 990 kWh/kW für PV-Freilandanlagen.

Tabelle 41: Übersicht der verwendeten mittleren Solarstromerträge pro kW installierter Leistung

Anlagentyp	Erläuterung	Solarstromertrag pro Jahr
<i>PV-Anlagen auf Gebäuden, Schrägdächer</i>	<i>kleine bis mittlere Anlagengröße, 40° Neigung, Süd- ausrichtung</i>	<i>976 kWh/kW</i>
Mittelwert PV-Anlagen auf Gebäuden, Schrägdächer	kleine bis mittlere Anlagengröße, 40° Neigung, Mittelwert über alle Ausrichtungen mit einem Schwerpunkt nach Süden	900 kWh/kW
<i>PV-Anlagen auf Gebäuden, Flachdächer, Südausrichtung</i>	<i>Mittlere Anlagengröße, 25° Neigung</i>	<i>955 kWh/kW</i>
<i>PV-Anlagen auf Gebäuden, Flachdächer, Ost-West</i>	<i>Mittlere Anlagengröße, 10° Neigung, Modulreihen abwechselnd nach Osten und Westen ausgerichtet</i>	<i>821 kWh/kW</i>
Mittelwert PV-Anlagen auf Gebäuden, Flachdach	Annahme ca. 60 % nach Süden mit 25° Neigung und 40 % nach Ost-West mit 10° Neigung	900 kWh/kW
PV-Freilandanlagen	25° Neigung nach Süden ausgerichtet	990 kWh/kW
PV-Parkplatzanlagen	2° Neigung nach Süden ausgerichtet	877 kWh/kW

Nicht berücksichtigt wurden bei diesen Betrachtungen Mindererträge durch die teilweise Verschattung von Modulen, eine mögliche Verschmutzung der Module und die Degradation des Modulwirkungsgrades (Abnahme der Effizienz über längere Zeiträume). Auf der anderen Seite wurde auch eine weitere Steigerung des Anlagenwirkungsgrads (sogenannte Performance Ratio) sowie eine durch den Klimawandel möglicherweise steigende jährliche Einstrahlungssumme nicht berücksichtigt. Es kann also davon ausgegangen werden, dass diese Erträge in der Praxis real erreicht werden können, wenn auf eine hohe Effizienz der Anlagen geachtet wird.

8 Literaturverzeichnis

- [1] BNetzA, *Marktstammdatenregister: MaStR-Daten registriert ab 31.01.2019 (Stand 26.04.2021)*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Elektrizitaetund-Gas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Marktstammdatenregister/MaStR_node.html.
- [2] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, *EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2019*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>.
- [3] Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, *Indikatoren und Daten zur Energiewende und zum Klimaschutz (Monitoringbericht): zur Ergänzung der Indikatoren und Daten zur Ergänzung der Indikatoren und Daten des Energiewende- und Klimaschutzberichts 2021 (LT-Drs. 19/3063)*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/Themen/Energie/Energiewende/Daten/pdf/Monitoringbericht_pdf (Zugriff am: 30. Juni 2021).
- [4] energie-experten.org, *Berechnung und Vergleich der Wirkungsgrade von PV-Wechselrichtern*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/wechselrichter/wirkungsgrad> (Zugriff am: 22. September 2021).
- [5] Marco Schwochow, *Postleitzahlen Deutschland: Downloadbereich*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.suche-postleitzahl.org/downloads>.
- [6] BSW-Solar, *Solarbatterie-Boom: Zahl der Solarstromspeicher wuchs das dritte Jahr in Folge um rund 50 Prozent*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solarwirtschaft.de/2021/02/18/solarbatterie-boom/>.
- [7] J. Figgner, D. Haberschusz, C. Hecht, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, „Auswertung der Batteriespeicher im Marktstammdatenregister“, 2021.
- [8] BSW-Solar, *Marktdaten: Daten und Infos zur deutschen Solarbranche*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solarwirtschaft.de/presse/marktdaten/>.
- [9] BSW-Solar, *Solaratlas: Der Vertriebskompass für die Solarbranche*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solaratlas.de/>.
- [10] Statistisches Bundesamt, *Ergebnis 31111-0008*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>.
- [11] RENEWA GmbH, *Optimale Anlagengröße einer Solarthermie-Anlage*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieheld.de/solaranlage/solarthermie/groesse-dimensionierung> (Zugriff am: 14. Juli 2021).
- [12] Landesregierung Schleswig-Holstein, *Landesentwicklungsplann Fortschreibung*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/Themen/PlanenBauenWohnen/Fortschreibung_LEP/Projekt/projekt_node.html (Zugriff am: 10. August 2021).
- [13] Landesamt für Natur und Umwelt des Landes Schleswig-Holstein, „Knicks in Schleswig-Holstein: Bedeutung, Zustand, Schutz“, 2008.
- [14] Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume, „Durchführungsbestimmungen zum Knickschutz: Erlass des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein – V 534-531.04“ in 2017.
- [15] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW, Hg., *Freiflächsolaranlagen - Handlungsleitfaden*, 2019.
- [16] SolnetBW, „Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg: Grundlagen | Potenziale | Strategien“, 2015.
- [17] „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz): EEG 2021“ in *BGBl. I*, 2021, S. 1066.

- [18] G. Stryi-Hipp et al., *Expertenempfehlung zum Masterplan Solarcity Berlin Masterplanstudie und Maßnahmenkatalog*. [Online]. Verfügbar unter: www.solarwende-berlin.de/allgemein/masterplan-solarcity-berlin.
- [19] J.-B. Eggers et al., Hg., *PV-Ausbauerfordernisse versus Gebäudepotenzial: Ergebnis einer gebäude-scharfen Analyse für ganz Deutschland*, 2020.
- [20] Solaratlas Hamburg. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburgenergie.de/ueber-uns/energie-erzeugung/solaratlas/>.
- [21] Solarpotenzialanalyse der Stadt Musterstadt. [Online]. Verfügbar unter: <https://solar-demo.ipsys-con.de/berechnungsgrundlagen>.
- [22] Ministerium für Verkehr, *Ruhender Verkehr: Hinweispapier für die Straßenverkehrsbehörden, Bußgeldbehörden und Kommunen in Baden-Württemberg*. [Online]. Verfügbar unter: <https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/service/publikation/did/ruhender-verkehr-hinweispapier-fuer-die-strassenverkehrsbehoerden-bussgeldbehoerden-und-kommunen-in-bad/>.
- [23] Statista, *Anzahl der Personenkraftwagen in Schleswig-Holstein von 2011 bis 2021*. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/255190/umfrage/bestand-an-pkw-in-schleswig-holstein/>.
- [24] Prognose AG, Öko-Institut e.V. und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, *Klimaneutrales Deutschland: In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von 65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals*.
- [25] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden und V. Quaschnig, „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2014.
- [26] MELUND, *Bericht zum Engpassmanagement in Schleswig-Holstein: Einspeisemanagement in den Jahren 2010 - 2020 sowie Redispatch in den Jahren 2016 - 2020*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/Themen/Energie/Energie-wende/Strom/pdf/berichtEngpassmanagement.pdf>.
- [27] TenneT, *Mittelachse*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/mittelachse/> (Zugriff am: 29. Juli 2021).
- [28] Schleswig-Holstein Netz AG, „Netzsituation und Besonderheiten der Schleswig-Holstein Netz AG sowie Planungsgrundlagen für die Entwicklung der Ein- und Ausspeisungen“, Juni 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Schleswig-Holstein-Netz/Netzausbau110/NAP110kV/netzsituation_besonderheitenap110kv2021.pdf.
- [29] MELUND, *Energiewende- und Klimaschutzbericht 2021*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/K/klimaschutz/energiewendeKlimaschutzberichte.html>.
- [30] BNetzA und Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2020: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB“, 1. März 2021.
- [31] Schleswig-Holstein Netz AG, *Einspeisemanagement Historie*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netzampel.energy/shnetz/historical> (Zugriff am: 7. Juli 2021).
- [32] Fraunhofer ISE, *Solar vs. Wind in Deutschland in 2020*. [Online]. Verfügbar unter: https://energy-charts.info/charts/power_scatter/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2020 (Zugriff am: 7. Juli 2021).
- [33] Energinet, *Capacity Per Municipality: Capacity and number of production units per municipality and type*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energidataservice.dk/tso-electricity/capacitypermunicipality> (Zugriff am: 30. Juli 2021).
- [34] AGEE-Stat, *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2020-excel.xlsx>.

- [35] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, „Netzentwicklungsplan Strom 2035: Version 2021 - Teil 2“, 26. Apr. 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil2.pdf.
- [36] TenneT, *B-Korridor*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/b-korridor/> (Zugriff am: 30. Juli 2021).
- [37] TenneT, *Ostküstenleitung*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/ostkuestenleitung/> (Zugriff am: 30. Juli 2021).
- [38] TenneT, *SuedLink*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/suedlink/> (Zugriff am: 30. Juli 2021).
- [39] TenneT und TransnetBW, „SuedLink: Gleichstrom-Technologie, Factsheet | Für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Onshore_Germany/SuedLink/feb2020/200127_sl_factsheet_Technik_web.pdf.
- [40] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, *Netzentwicklungsplan Strom 2035: Version 2021 - Teil 1*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil1.pdf.
- [41] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien: Juni 2021*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf.
- [42] Schleswig-Holstein Netz AG, *Netzausbauplan: Netzkarte*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Schleswig-Holstein-Netz/Netzausbau110/NAP110kV/nap110kv_netzkarteshng2021.pdf (Zugriff am: 7. Juli 2021).
- [43] Schleswig-Holstein Netz AG, *Spitzenkappung*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sh-netz.com/de/energie-einspeisen/einspeisemanagement/spitzenkappung.html> (Zugriff am: 30. Juli 2021).
- [44] Schleswig-Holstein Netz AG, *ENKO*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.enko.energy/> (Zugriff am: 30. Juli 2021).
- [45] Staatskanzlei Schleswig-Holstein, *Klimaschutz-Förderprogramm: Stromspeicher*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/Themen/UmweltNatur/Klimaschutz/_documents/stromspeicher.html (Zugriff am: 30. Juli 2021).
- [46] Fraunhofer ISE, *PHOTOVOLTAICS REPORT*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.
- [47] „Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG“ in *BGBI. I*, 2021, 3905.
- [48] Deutscher Windguard, „Ausgestaltung von Höchstwertregionen in der technologieübergreifenden Ausschreibung“, Bonn, 2017.
- [49] J. Brandes, M. Haun, D. Wrede, P. Jürgens, C. Kost und H.-M. Henning, „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem; Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen: Update November 2021: Klimaneutralität 2045“, Freiburg, 2021.
- [50] Deutscher Wetterdienst DWD, *Testreferenzjahre (TRY)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html> (Zugriff am: 10. September 2021).