



Thüringer
Energie- und
GreenTech-
Agentur

www.thega.de



Zusammenfassung der Studie

Leitfaden: Photovoltaik-Projekte an Bundesautobahnen in Thüringen

Erstellt von AEP Energie-Consult
GmbH im Auftrag der Thüringer
Energie- und GreenTech-Agentur
(ThEGA) / Landesentwicklungsgesellschaft
Thüringen mbH
(LEG Thüringen)

- Juni 2011 -

FREISTAAT
THÜRINGEN
Ministerium für Wirtschaft,
Arbeit und Technologie

LEG
THÜRINGEN

AEP
Consult
Energie

**© Alle Rechte liegen bei der LEG Thüringen und dem Thüringer Ministerium für
Wirtschaft, Arbeit und Technologie.**

Verfasser: AEP Energie-Consult GmbH
Wiesestraße 115
07548 Gera
www.aep-energieconsult.de

Co-Autoren: THINK - Thüringer Institut für Nachhaltigkeit und Klimaschutz GmbH
Leutragraben 1
07743 Jena
www.think-jena.de

Dr. Reip & Köhler
Rechtsanwälte
Helmboldstraße 1
07749 Jena
www.NewEnergy-Law.de

Kurzbeschreibung

Mit der Novelle des Erneuerbar-Energien-Gesetzes (EEG) vom 01.07.2010 wurden neue Flächenkriterien eingeführt, die Photovoltaik-Anlagen entlang der Bundesautobahnen nun ausdrücklich einschließen.

Die im Freistaat Thüringen bestehenden mehr als 500 Autobahn-Kilometer stellen vor dem Hintergrund der Novellierung des Erneuerbar-Energien-Gesetzes (EEG) im August 2010 ein großes Potential für Photovoltaik dar. Vielfältige Voraussetzungen und Aspekte rechtlicher, geografischer, technischer und wirtschaftlicher Art sind nach verschiedenen Kriterien zu prüfen, um die Eignung dieser Flächen zu ermitteln. In der Studie wurde diese Vielzahl der zu berücksichtigenden Punkte zusammengetragen und zueinander in Beziehungen gesetzt.

Die schriftliche Dokumentation wurde in Form eines Leitfadens vorgenommen. Der Leitfaden wendet sich sowohl an Mitarbeiter von Behörden als auch an interessierte Investoren und soll eine strukturierte, effiziente Hilfestellung bei der Ermittlung geeigneter Flächen, bei Genehmigungsverfahren sowie bei der Planung und Errichtung von PV-Anlagen an den Autobahnen geben.

Inhaltlich beginnt der Leitfaden mit einem kurzen Überblick zur Technik der Photovoltaik, welchem ein etwas umfangreicheres Kapitel zum Thema Genehmigungen und rechtliche Bedingungen folgt. Neben den Vergütungsvoraussetzungen des EEG, welche sich ebenso bis auf die für Photovoltaik-Freiflächen erforderlichen baurechtlichen Anforderungen erstrecken, sind weitere genehmigungsrechtliche Aspekte zu beachten, die sich z.B. aus dem Bundesfernstraßengesetz (FStrG) ergeben. Weiterhin sind rechtliche Formen zur Errichtungsphase und des Anlagenbetriebes beschrieben.

Die Erfassung und Beschreibung der Standortfaktoren umfasst technische, logistische Faktoren, Risikofaktoren, Eigentumsverhältnisse und weitere autobahn-spezifische Faktoren. Zur Veranschaulichung und Vergleichszwecken sind einige Projektbeispiele gezeigt, bei denen die PV-Installationen unmittelbar entlang der Fahrbahn errichtet wurden. Eine exemplarische Wirtschaftlichkeit wurde als Grenzkostenbetrachtung angelegt, um den prinzipiellen Aufwand-Nutzen-Verlauf darzustellen. Ergänzt wird dies durch das Aufzeigen verschiedener Finanzierungs- und Betreibermodelle.

Als wesentlicher Schwerpunkt wurde ein Kriterienkatalog erarbeitet, um die Flächen entlang der Bundesautobahnen in Thüringen einer ersten Bewertung unterziehen zu können. Dieser Kriterienkatalog ist mehrstufig angelegt, damit möglichst rasch eine Einschätzung der Eignung und Priorisierung der einzelnen Flächen erreicht werden kann. Die erste Stufe umfasst dabei Ausschlusskriterien, deren Zutreffen für nur eines der Kriterien zum sofortigen Ausschluss der betreffenden Fläche für eine PV-Nutzung führen. Eine weitere Betrachtung dieser Flächen muss dann nicht mehr erfolgen.

Alle anderen, nicht ausgeschlossenen Flächen werden als Potenzialflächen eingestuft, welche in einer zweiten Bearbeitungsstufe nach sogenannten Gunst-/Ungunstkriterien bewertet werden. Für jedes Kriterium ist dabei eine Wertigkeit festzulegen, sodass sich in der Zusammenfassung für jede Fläche eine Gesamtwertigkeit dieser Fläche ergibt. Darauf aufbauend kann für die Flächen eine Reihenfolge oder Priorisierung erstellt werden, anhand derer sich die auf dieser Bewertungsstufe am besten geeigneten Potenzialflächen herauskristallisieren.

Der Leitfaden enthält dazu eine Bewertungsmatrix und er beschreibt den Weg, wie mit dieser Matrix zu verfahren ist. Ergänzt sind weiterhin Hinweise, wie die Daten dazu akquiriert werden können.

In einem weiteren Gliederungspunkt wurde ein Strukturablaufplan erstellt, welcher die Evaluierung der Flächen mit den Abhängigkeiten und Entscheidungspunkten in grafischer Form darstellt. Anhand dieses Ablaufplanes kann der Bearbeitungsstand verfolgt bzw. visualisiert werden, woraus sich Hinweise auf die nächsten Schritte ergeben und auch eine Prüfung der Vollständigkeit vorangegangener Punkte möglich ist.

In den ersten Abschnitten des Leitfadens sind die Grundlagen zu den wichtigen Aspekten dargestellt, so dass dieser Leitfaden außer der Prozessdarstellung auch zum Nachschlagen für punktuelle Fragestellungen geeignet ist.

Inhaltsverzeichnis

1. Grundlagen	9
1.1. Photovoltaik - energiepolitischer Bezug	11
1.2. PV - technische Grundlagen	11
1.2.1. physikalisch/technisch	11
1.2.2. PV- Gesamtanlagen	14
1.2.3. Qualität, Zuverlässigkeit	15
1.3. Grundlagen im Bereich Genehmigungsverfahren/Recht	18
1.3.1. Übersicht über Genehmigungs- und Vertragserfordernisse	18
1.3.2. Vergütungsfähigkeit und Vergütungshöhe nach EEG (§ 32, 33)	19
1.3.2.1. Grundvoraussetzungen	19
1.3.2.2. Gebäudeanlagen	19
1.3.2.3. Freiflächenanlagen	20
1.3.2.4. Einleitung Bauleitplanverfahren	21
1.3.3. Erfordernis einer baurechtlichen Genehmigung	21
1.3.4. Materielles Baurecht	22
1.3.4.1. Bauplanungsrecht	23
1.3.4.2. Bauordnungsrecht	24
1.3.5. Naturschutzrecht, Wasserrecht und Bodenschutzrecht	25
1.3.6. Denkmalschutzrecht	25
1.3.7. Bundesfernstraßenrecht	26
1.3.8. Rechtliche Formen des Anlagenbetriebs	27
1.3.9. Netzanschluss der PV-Anlage	28
1.3.10. Errichtungsphase – Verträge, Haftung / Gewährleistung	30
1.3.11. Inbetriebnahme und Betriebsphase	31
1.4. PV Wirtschaftlichkeit	32
1.4.1. Ertrag, Einflussfaktoren	32
1.4.2. Kostenfaktoren Invest / Betriebskosten	34
1.4.3. Wirtschaftlichkeitsrechnung	35
1.4.4. Risikofaktoren für die Wirtschaftlichkeit	36
1.5. Standortfaktoren	36
1.5.1. Technisch, logistisch	36
1.5.2. Risikomanagement standortbezogen	39
1.5.3. Eigentumsverhältnisse, rechtliche Faktoren	40
1.5.4. Spezifische Standortfaktoren an BAB's	40
1.6. Interessen der Beteiligten	44
1.6.1. Allgemein	44
1.6.2. Gemeinden	44
1.6.3. Verkehrsteilnehmer	44
1.6.4. Grundstückseigentümer	44
1.6.5. Investoren	44
1.6.6. Naturschützer, Anlieger	45

1.7. Geschäftsmodelle, Finanzierung	45
1.7.1. Bankfinanzierung	45
1.7.2. Fonds/Projekt-, Beteiligungsgesellschaften	45
1.7.3. Public-Private-Partnership (PPP)	46
1.7.4. Leasing	47
1.7.5. Mietkauf	48
1.8. Weitere Entwicklung, Zukunftssicherheit	48
2. Bewertungsmatrix zur Standortwahl	49
2.1. Struktur und Methodik zur Arbeit mit der Bewertungsmatrix	49
2.2. Ausschlusskriterien	51
2.3. Gunst-/ Ungunstkriterien	52
2.4. Ermittlung Grundstücks- und Eigentumsverhältnisse	54
3. Ablaufplan zur Evaluierung	55
4. Ausblick, Empfehlungen	55

- Anhang 1: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für eine PV-Freiflächenanlage
Anhang 2: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für eine PV-Anlage auf einer Lärmschutzwand
Anhang 3: Demonstrationsbeispiel zur Anwendung der Bewertungsmatrix

Abkürzungsverzeichnis

AAN	Anmeldung zum Anschluss an das Niederspannungsnetz
AC (alternate current)	Wechselstrom
ALB	Automatisiertes Liegenschaftsbuch
ALK	Automatisierte Liegenschaftskarte
ATKIS	Amtliches Topografisches Informationssystem
BAB	Bundesautobahn
BauGB	Baugesetzbuch
BauNVO	Baunutzungsverordnung
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BImSCHG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes- Immissionsschutzgesetzes
DC (direct current)	Gleichstrom
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EGA	Ertragsgutachten
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FND	Flächennaturdenkmal
FNP	Flächennutzungsplan
FStrG	Bundesfernstraßengesetz
GIS	Geoinformationssystem
GLB	Geschützter Landschaftsbestandteil
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kWp	Maßeinheit für installierte PV-Leistung bezogen auf die Standard-Test-Bedingungen (STC)
LSW	Lärmschutzwand
ND	Naturdenkmal
ThürBO	Thüringer Bauordnung
ThürDSchG	Thüringer Denkmalschutzgesetz
TLUG	Thüringer Landesamt für Umwelt und Geologie
TLVB	Thüringer Landesamt für Bau und Verkehr
TLVermGeo	Thüringer Landesamt für Vermessung und Geoinformation
TLWJF	Thüringer Landesanstalt für Wald, Jagd und Fischerei
TMBLV	Thüringer Ministerium für Bau, Landesentwicklung und Verkehr
PV	Photovoltaik
STC (standard test conditions)	Standard-Test-Bedingungen für die Vermessung von Photovoltaik-Modulen: Einstrahlung 1000 W/m ² , Zellentemperatur: 25 °C, Spektrum: AM1.5
VNB	Versorgungsnetzbetreiber

1 Grundlagen

1.1 Photovoltaik - energiepolitischer Bezug

Erneuerbar-Energien-Gesetz (EEG)

Das Erneuerbar-Energien-Gesetz regelt Anspruch und Vergütungshöhe für Energieanlagen, welche Elektroenergie aus erneuerbaren Quellen in das Stromnetz einspeisen. In den Paragraphen 32 und 33 sind die Vergütungshöhen für Solaranlagen verankert. Es gilt ein festgelegter Vergütungssatz jeweils für Anlagen, welche innerhalb einer bestimmten Zeitspanne, in der Regel eines Kalenderjahres, in Betrieb genommen werden. Der zum Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage ermittelte Vergütungssatz gilt für diese Anlage über den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren zuzüglich der verbleibenden Zeit des Inbetriebnahmejahres. Der 20-jährige Vergütungszeitraum beginnt demnach am 01.01. des auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme folgenden Kalenderjahres.

Die Vergütungssätze sinken um einen ebenso im EEG verankerten Degressionssatz jeweils zum Jahreswechsel; mit möglichen zusätzlichen Sonderkürzungen (bisher 2010 und 2011).

Förderung in Thüringen

Der Freistaat Thüringen hat zum 01.07.2010 ein Förderprogramm für Photovoltaik-Anlagen in Thüringer Kommunen (1000-Dächer-Photovoltaik-Programm) aufgelegt. Gefördert wird in diesem Rahmen die Errichtung von PV-Anlagen mit mindestens 10 kWp installierter Leistung, welche durch Kommunen, kommunale Zweckverbände, kommunale Unternehmen, gemeinnützige Organisationen, Betreibergemeinschaften von Bürgersolaranlagen oder Kirchen durchgeführt werden.

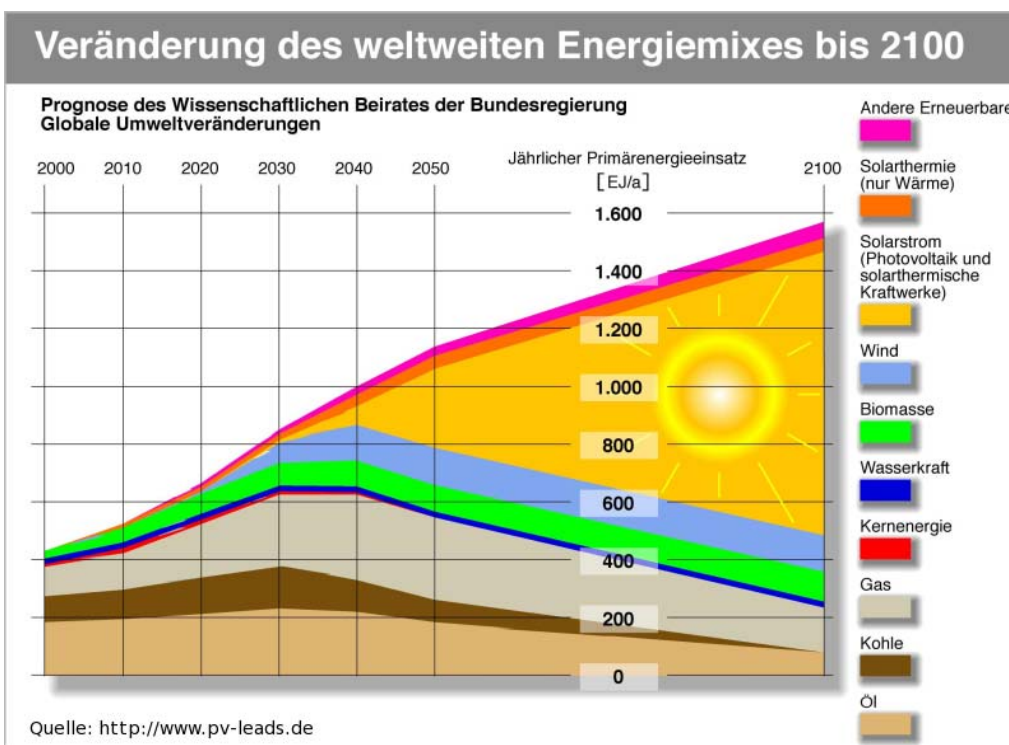
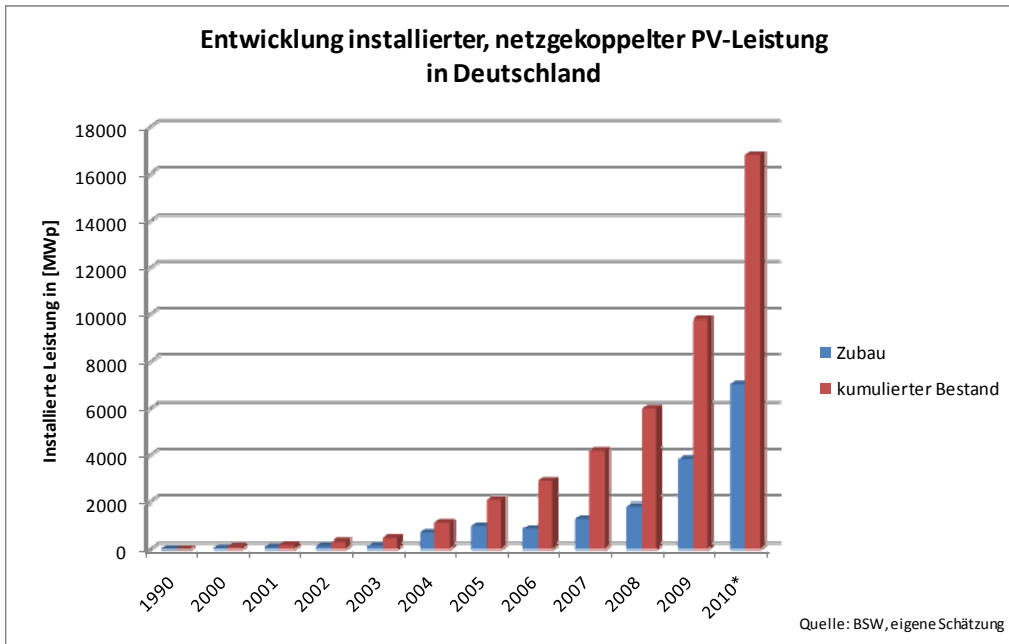
Gegenstand der Förderung sind allerdings nur PV-Anlagen auf Dächern, an Fassaden von Gebäuden und auf baulichen Anlagen, welche sich im Eigentum der o.g. Zuwendungsempfänger mit Ausnahme der Bürgersolaranlagen befinden.

Im konkreten Fall muss die Nutzungsmöglichkeit dieses Förderprogramms geprüft werden. Die Anwendungsbreite ist demnach für die Themenstellung dieses Leitfadens entsprechend eingeschränkt.

Das Förderprogramm befristet bis zum 31.12.2013.

PV-Entwicklung in Deutschland

Die Photovoltaik hat in Deutschland insbesondere seit der Novelle des EEG im Jahr 2004 eine rasante Entwicklung genommen, die sich neben dem Bau von Anlagen ebenso in der parallel verlaufenden Entwicklung der Fertigungskapazitäten manifestiert.



In der Grafik wird deutlich, welcher Stellenwert der Solarenergie im gesamten Energiemix langfristig eingeräumt wird. Auch wenn verschiedene Quellen unterschiedliche Daten liefern, gibt es eine dominierende Prognose, dass die direkte Umwandlung von Sonnenenergie in Strom sich durchsetzt. Die Erschließung neuer Flächen wird dabei einen wesentlichen Beitrag leisten.

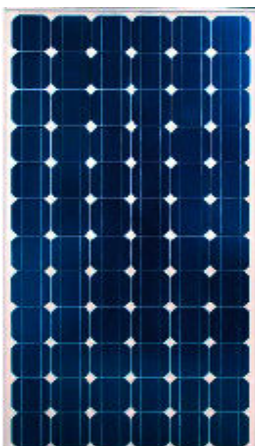
1.2 PV - technische Grundlagen

1.2.1 physikalisch/technisch

Unter Photovoltaik versteht man die direkte Umwandlung von solarer Strahlungsenergie in elektrische Energie. Sie ist seit 1958 zunächst in der Energieversorgung von Weltraumsatelliten mittels Solarzellen im Einsatz. Inzwischen wird sie zur Stromerzeugung auf der ganzen Welt eingesetzt und findet Anwendung auf und in Gebäuden (aufdach oder gebäudeintegriert), auf Freiflächen, an Schallschutzwänden oder in kleineren dezentralen Anwendungen wie z.B. Parkscheinautomaten. Der Name setzt sich aus den Bestandteilen Photos – das griechische Wort für Licht – und Volta – nach Alessandro Volta, einem Pionier der Elektrotechnik – zusammen. Die Photovoltaik gilt als Teilbereich der umfassenderen Solartechnik, die auch andere technische Nutzungen der Sonnenenergie einschließt.

Der Lichtenergieeintrag durch die Sonne beträgt pro Jahr etwa $1,08 \cdot 10^{18}$ kWh. Diese Strahlungsenergie kann prinzipiell aufgefangen und teilweise in Elektrizität umgewandelt werden, ohne dass Nebenprodukte wie Abgase (beispielsweise Kohlendioxid) entstehen. Der Wellenlängenbereich der auftreffenden und wandelbaren elektromagnetischen Strahlung reicht vom kurzwelligen, nicht sichtbaren Ultraviolett (UV) über den sichtbaren Bereich (Licht) bis weit in den langwelligeren infraroten Bereich (Wärmestrahlung) hinein. Bei der Umwandlung wird der photoelektrische Effekt ausgenutzt. Die Energiewandlung findet mit Hilfe von Solarzellen, die zu so genannten Solarmodulen verbunden werden, in Photovoltaikanlagen statt. Die erzeugte Elektrizität kann entweder vor Ort genutzt, in Akkumulatoren gespeichert oder in Stromnetze eingespeist werden. Bei Einspeisung der Energie in das öffentliche Stromnetz wird die von den Solarzellen erzeugte Gleichspannung von einem Wechselrichter in Wechselspannung umgewandelt. Die so eingespeiste Wechselspannung wird nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) vergütet. Dies bildet neben dem Umweltschutz und der Preissteigerung und Versorgungsunsicherheit bei fossilen Energieträgern den größten Anreiz für die Installation von PV Anlagen in Deutschland.

Monokristalline Module



Monokristalline Module arbeiten mit Solarzellen, die aus einem einzigen Siliziumkristall mit regelmäßiger Struktur bestehen. Das Ausgangsmaterial für die Herstellung sind einkristalline, aus einer Schmelze gezogene Siliziumstäbe. Sie werden in dünne Scheiben, so genannte Wafer, gesägt, anschließend chemisch und thermisch bearbeitet und mit Anschlusskontakten versehen. Monokristalline Zellen erzielen hohe Wirkungsgrade von 18% und mehr und eignen sich besonders, um aus einer definierten Fläche die maximale Leistung herauszuholen. Die Zellen erscheinen optisch gleichmäßig dunkel bis schwarz.

Polykristalline Module



Polykristalline Module werden auch als multikristalline Module bezeichnet und arbeiten mit Solarzellen, deren Gefüge aus vielen kleinen Kristallen besteht. Die Zellen sind aus gegossenen Siliziumblöcken gesägt und besitzen ein eisblumenähnliches, meist blaues Oberflächenmuster. Polykristalline Module haben einen etwas geringeren Modulwirkungsgrad als die monokristallinen.

Die Herstellkosten pro Fläche sind etwas geringer im Vergleich zu monokristallinen Zellen, die Kosten pro elektrische Leistung (kWp) aber etwa gleich.

Poly- und monokristalline Zellen haben üblicherweise Materialdicken von ca. 200µm (0,2 mm)

Dünnschichtmodule



Dünnschichtmodule sind im Gegensatz zu kristallinen Modulen grundsätzlich anders aufgebaut. Bei dieser rohstoffsparenden Technik wird eine dünne Schicht (z.B. 2µm = 0,002mm) auf einen Träger, meist eine Glasplatte aufgebracht.

Dünnschichtmodule besitzen aufgrund ihres Aufbaus bisher einen deutlich geringeren Wirkungsgrad als kristalline Module. Innerhalb dieser Gruppe sind großtechnisch verschiedene Halbleitermaterialien im Einsatz, welche unterschiedliche Wirkungsgrade aufweisen: amorphes Silizium (meist kombiniert mit mikrokristallinem Si) ca. 9%, Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) ca. 12%, Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) ca. 13%, Cadmium-Tellurit (CdTe) ca. 11%.

Im Vergleich zu kristallinen Modulen wird damit weniger Leistung pro Fläche erzielt. Wegen der deutlich niedrigeren Herstellkosten ist der Preis pro elektrischer Leistung oft aber geringer.

Kristalline Module	Dünnschichtmodule
Hoher Wirkungsgrad	Geringerer Wirkungsgrad
Höhere Flächenleistung als Dünnschicht	Geringfügiger Jahres-Mehrertrag pro kWp gegenüber kristalliner Technik
Benötigt möglichst optimale Ausrichtung und optimalen Sonneneinfallswinkel, bei schlechtem Winkel Aufständering notwendig	Sehr gute Erträge auch bei nicht optimaler Ausrichtung und ungünstigem Einstrahlungswinkel, Aufständering nicht unbedingt notwendig – geringere Abhängigkeit vom Anstellwinkel
Bewährte Technologie	Neuere Technologie
Höhere spezifische Anlagenkosten	Niedrigere spezifische Kosten bei größeren Anlagen, durch die günstigen Modulpreise – aber etwa 1,5-fache Fläche notwendig, um die gleiche Leistung zu erreichen, wie mit kristallinen Modulen
Höhere Temperaturabhängigkeit	Erhöhte Schwachlichtnutzung, erhöhte Toleranz gegenüber Schatten
	Elegantes gleichmäßiges Aussehen, gestalterisch interessant in der Gebäudearchitektur

Der Einsatz von monokristallinen Modulen bringt die höchste Flächenausbeute, d.h. die größte installierbare Leistung bei gegebener Fläche. Dünnschichtmodule können bei sehr großen Flächen und/oder bei ungünstiger Ausrichtung des Modulfeldes eingesetzt werden.

Eine Sonderform im Bereich kristalliner Solarzellen sind die Bifacial-Zellen bzw. -Module. Dabei handelt es sich um Glas-Glas-Module mit eingebetteten Solarzellen, welche beidseitig lichtempfindlich sind. Wenn im Tagesgang das Sonnenlicht vormittags auf die eine Seite und nachmittags auf die andere Seite eines Bifacial-Moduls einstrahlt, so ergibt sich ein Ertragsverlauf mit zwei Maxima und einer zwischen liegenden Absenkung der Kurve.

1.2.2 PV- Gesamtanlagen

Komplette, einspeisefähige Photovoltaik-Anlagen sind aus einigen wesentlichen Komponenten aufgebaut, die funktional in allen Anlagen – unabhängig von der Art der spezifischen Ausführung - vorhanden sind. In ihrer gemeinsamen Wirkung erzielen sie die Umwandlung der solaren Strahlungsenergie in elektrische Energie, welche in das Verbundnetz eingespeist wird.

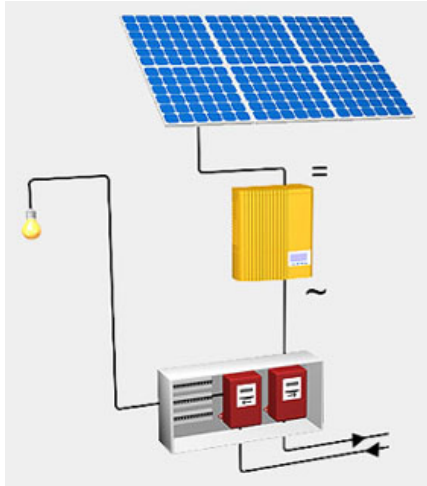


Abb. Schema einer PV-Anlage

Die Einzelkomponenten einer Photovoltaik-Anlage umfassen:

- Solar- oder Photovoltaikmodule
- Unterkonstruktion zur Aufständigung und Modulbefestigung
- Generatoranschlusskasten mit Überspannungsableitern
- Gleichspannungs-Freischalter (DC)
- Wechselrichter
- Ertragszähler
- Wechsellspannungs-Freischalter (AC)
- Fernüberwachung

Photovoltaikmodule:

PV-Module sind aus einem Verbund von Frontglas, Solarzellen, Einbettungsfolien und Rückseiten in Form von Kunststofffolien oder Gläsern aufgebaut. Glas-Folien-Lamine sind in der Regel mit einem umlaufenden Aluminiumrahmen versehen. Glas-Glas-Module werden vor allem im Dünnschichtbereich oft rahmenlos angeboten.

Die Energiewandlung des Sonnenlichtes in elektrische Energie erfolgt in den Solarzellen. Die Solarzellen sind innerhalb des Moduls untereinander elektrisch verschaltet. An den Kontakten der Anschlussdose wird die elektrische Energie in Form einer Gleichspannung und Gleichstrom abgegriffen.

Unterkonstruktion:

Dient der Befestigung der PV-Module; z.B. als Schienenkonstruktion aus Aluminium-Strangpressprofilen, z.T. in Kombination mit Verbindungselementen aus Edelstahl; Befestigungsmittel aus Edelstahl V2A (Werkstoff-Nr. 1.4301)

Im Freilandbereich wird auch feuerverzinktes Material eingesetzt. Sparsame Verzinkungen bergen die Gefahr der Korrosion innerhalb der mindestens 20jährigen Nutzungs-/Vergütungszeit, sodass Nacharbeiten erforderlich werden können.

Überspannungsableiter:

Überspannungsableiter schützen die Anlagenteile gegen die Einwirkung von höheren Spannungen als die maximal zulässigen Spannungen der Komponenten. Überspannungen entstehen durch induktive Einkopplungen bei atmosphärischen Entladungen oder auch durch Schaltvorgänge im Netz. Überspannungsschutzgeräte sollten sowohl für die DC- als auch für die AC-Seite vorgesehen werden. Die Art der Ableiter ist im Rahmen eines Blitzschutzkonzeptes für die Gesamtanlage zu bestimmen und festzulegen.

Generatoranschlusskasten (GAK)

Generatoranschlusskästen, oder gelegentlich auch als Modulverteiler bezeichnet, dienen der Zusammenfassung und Parallelverschaltung der Modulstränge. Vom GAK führt die Gleichstrom-Hauptleitung zum Wechselrichter, wobei bei größeren Anlagen auch mehrere Generatoranschlusskästen einem Wechselrichter zugeordnet sein können.

Der GAK enthält außerdem Schutzelemente für die Stränge (Sicherungen, Dioden), sodass im Fehlerfall eine Überlastung von Stranganschlussleitungen verhindert wird.

Die Überspannungsschutzgeräte für die DC-Seite sind üblicherweise in den GAK's eingebaut. Je nach Hersteller und vorgesehener Ausstattung der PV-Anlage können in den GAK's Komponenten zur Realisierung einer Einzelstrangüberwachung enthalten sein, welche an das Fernüberwachungssystem angebunden sind.

DC-Freischalter

Mit dem DC-Freischalter kann der PV-Generator vom Wechselrichter – auch unter Last - getrennt werden. Der Einsatz eines DC-Freischalters ist gemäß DIN VDE 0126-1-1 vorgeschrieben. Im Allgemeinen ist der DC-Freischalter im Wechselrichter integriert. Bei Großanlagen können zwischen Wechselrichter und PV-Generator weitere DC-Trenner zur Abschaltung von Teilbereichen im Servicefall vorgesehen werden.

Wechselrichter (Netzparallelbetrieb):

Wandelt den erzeugten Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom um und managt die gesamte Anlagenregelung einschließlich der Überwachung der Netzparameter.

Fernüberwachung:

Mit diesem Baustein wird der ordnungsgemäße Betrieb der Anlage ständig überwacht. Bei Unregelmäßigkeiten oder Störungen sendet die Fernüberwachung eine Störungsmeldung per SMS oder Email an frei definierbare Empfänger.

1.2.3 Qualität, Zuverlässigkeit

Die kalkulierte Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen setzt üblicherweise eine Betriebsdauer von mindestens 20 Jahren voraus. Zunehmend erwartet man 30 und mehr Jahre. Damit ist die Lebenserwartung und das Langzeitverhalten der Anlagen ein ganz entscheidendes Merkmal, das durch die Hersteller der Module und Wechselrichter entsprechend garantiert werden muss. Spezifische Standortfaktoren können die Zuverlässigkeit beeinflussen.

Qualitätsstandards, Zertifikate

Normen und Zertifizierungen sind allein noch keine Garantie für hohe Qualität und Zuverlässigkeit, zielen aber auf Einhaltung gewisser Mindeststandards und deren sicherer Überprüfung für Produkte und deren Herstellprozess.

Für die Bewertung von PV-Modulen gibt es eine Reihe von Prüfkriterien zu Leistungsfähigkeit und Qualität, die in internationalen Normen geregelt sind und für die entsprechend vergleichbare Prüfprozeduren zur Verfügung stehen. Davon ausgehend ist für jeden Modultyp ein entsprechendes Zertifikat verfügbar.

Die grundlegenden Normen für das Produkt PV-Modul umfassen:

IEC 61215	terrestrische Photovoltaik (PV) Module mit kristallinen Solarzellen, Bauartegnung und Bauartzulassung
IEC 61646	terrestrische Dünnschicht PV-Module, Bauartegnung und Bauartzulassung
IEC 61730	Sicherheits-Qualifizierung von PV-Modulen, Teil 1 + 2: Anforderungen an den Aufbau und an die Prüfung, inkl. Schutzklasse II

Relevante prozessbezogene Normen sind u.a.:

factory inspection	regelmäßige Überprüfung der Produktionsbedingungen und der Inline-Messtechnik zur Sicherstellung einer gleichbleibenden Produktqualität durch externen Gutachter (z.B. TÜV)
ISO 9001	Qualitätsmanagementsystem
ISO 14001	Umweltmanagementsystem

Die Zertifikate nach IEC 61215 oder IEC 61646 gelten jeweils für den spezifischen Modulaufbau eines Modultyps. Wird eine Komponente an einem Modultyp geändert, so ist dafür ein neues Zertifikat durch den Hersteller zu veranlassen. Dies bedeutet, dass der in einem Detail geänderte Modul die Prüfprozedur noch einmal durchlaufen muss und bei Bestehen ein neues Zertifikat erhält.

Die Gültigkeit eines von der TÜV Rheinland Group ausgestellten Zertifikates kann unter anhand der Zertifikat-ID überprüft werden.

Nachdem es in Europa über längere Zeit nur 3 Prüfinstitute gab, sind innerhalb der letzten Jahre einige neue Prüflabors entstanden, welche jeweils ihr eigenes Zertifikat vergeben und das auf den genannten Normen basiert.

Garantiebedingungen der Hersteller (derzeit üblich):

Photovoltaik-Module:

Produktgarantie: 5 Jahre, zum Teil 10 Jahre
Leistungsgarantie: 25 Jahre auf 80% der Nennleistung
10 Jahre auf 90% der Nennleistung

Gelegentlich wird auch auf die „im Datenblatt spezifizierte Minimalleistung“ garantiert, d.h. dann ist die Bezugsgröße die Nennleistung abzüglich der angegebenen Minustoleranz der Modulleistung.

Andere Garantiezeiträume von einzelnen Herstellern möglich:
z.B. 12 Jahre auf 90% der Modulleistung oder 30 Jahre auf 80% der Modulleistung

Wechselrichter:

Garantie / verlängerte Gewährleistung: i.d.R. 5 Jahre,

Für Zentralgeräte zum Teil 2 Jahre

Garantieerweiterungen über die Standardgarantie hinaus werden von den Herstellern bis zu 20 Jahren gegen Aufpreis angeboten.

Montagegestelle:

Für diese Anlagenkomponente wird von den Herstellern bzw. Lieferanten eine Garantie auf das Material von bis zu 10 Jahren gewährt. Diese Garantie erstreckt sich jedoch nicht auf das montierte System. Die Mängelhaftung für Verarbeitung und Montage liegt beim Anlagenerrichter.

Die jeweils zutreffenden Garantiewerte können bei dem Hersteller der Komponente angefordert werden (siehe auch Abschnitt 0).

Langzeituntersuchungen, Lebensdauer

Modultests (Photon), Ertragswerte in Webportalen, Betriebserfahrungsberichte

Von Zeit zu Zeit werden Module und Wechselrichter durch unabhängige Institute (vor allem Photon-Labor) getestet und entsprechende Vergleichstests veröffentlicht. Allerdings ist die Anzahl der Hersteller mit den jeweils angebotenen Typen wesentlich größer.

Alternativ können Einzelmodule bzw. Stichproben aus Lieferungen in Prüfinstituten auch vermessen werden lassen: TÜV Thüringen e.V., Erfurt (solartestlab)

TÜV Rheinland AG, Köln

PHOTON Laboratory GmbH, Aachen

In einer Reihe von Webportalen werden Ertragsdaten gesammelt und anonymisiert veröffentlicht bzw. nach Freigabe des Anlagenbetreibers visualisiert. (z.B. www.sfv.de, www.sonnenertrag.eu, www.sunnyportal.com, www.solarlog-home.de)

Die Lebensdauer von PV-Modulen wird mit 30 Jahren und mehr angegeben. Diese Angabe wird insbesondere durch kristalline Anlagen, welche bereits eine solche Laufzeit absolviert haben und zum Teil noch in Betrieb sind, bestätigt.

Für Dünnschichtmodule reichen die Erfahrungen nicht ganz so weit zurück. Die Anfänge mit Dünnschicht-PV-Anlagen wurden vor ca. 20 Jahren gemacht und eine umfänglichere Nutzung dieser Technologie erfolgte erst mit der Entstehung des EEG.

1.3 Grundlagen im Bereich Genehmigungsverfahren/Recht

1.3.1 Übersicht über Genehmigungs- und Vertragserfordernisse

Die aus rechtlicher Sicht zu beachtenden und zu betrachtenden Punkte sind vom jeweiligen Einzelfall abhängig. Juristische Fragestellungen sind größtenteils schon in der Planungsphase zu prüfen. Einige wenige weitere Fragestellungen werden sich dann im Rahmen der Errichtungs- und der Betriebsphase stellen.

Einen Überblick über die Genehmigungs- und Vertragserfordernisse gibt Tabelle 1.

Tabelle 1: Übersicht über Genehmigungs- und Vertragserfordernisse

	Flächen zu BAB gehörend		Flächen nicht zu BAB gehörend (im 110m-Abstand)			Anmerkungen
	Lärmschutzwand als Bestandteil BAB	Lärmschutzwand als Bestandteil BAB	Lärmschutzwand	Lärmschutzwand	Freifläche	
EEG-vergütungsfähig §32 EEG (Freifläche) §33 EEG (Gebäude)	x	x	x	x	x	
Baurecht Planfeststellungsbeschluss Bebauungsplan	x	x		x ¹	x ¹	1] Bebauungsplan erforderlich, soweit Fläche nicht im Planfeststellungsbeschluss enthalten.
Baugenehmigung	(x) ²	(x) ²	x	(x) ²	(x) ²	2] soweit Photovoltaik nicht im Planfeststellungsbeschluss enthalten
NatSchR-Genehmigung					e ³	3] eventuell, falls Fläche naturschutzrechtlich relevant
DenkmalschutzR-Genehmigung					e ⁴	4] eventuell, wenn Flächen-denkmalschutz besteht o. Kulturdenkmal in unmittelb. Nähe
FStrG §9 Abs.2 FStrG: Zustimmungspflicht	(x) ²	(x) ²	(x) ⁵	(x) ⁵	(x) ⁵	5] nur in 100m - Zone
§9 Abs. 7 FStrG: Bebauungsplan und Mitwirkung des Trägers der Straßenbaulast			(x) ⁶	(x) ⁶	(x) ⁶	6] nur in 40m - Zone
§8 FStrG: Sondernutzungsgenehmigung	x	x				
Nutzungsvertrag/Pachtvertrag Wegenutzungsverträge	x	x	(x) ⁷	(x) ⁷	(x) ⁷	7] soweit benötigte Flächen nicht im Eigentum des Anlagenbetreibers
Kabelverlegungsverträge	(x) ⁷	(x) ⁷	(x) ⁷	(x) ⁷	(x) ⁷	
Anlagenanschluss § 5 EEG: Anschlusspflicht	x	x	x	x	x	
§ 6 EEG: Teilnahme am Einspeisemanagement (>100 kWp)	x	x	x	x	x	
Mess- und Abrechnungsvertrag, sofern Messung und Abrechnung durch Dritte/Netzbetreiber	x	x	x	x	x	

1.3.2 Vergütungsfähigkeit und Vergütungshöhe nach EEG (§ 32, 33)

PV-Anlagen haben wie andere Energieerzeugungsanlagen, welche Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen (Wind, Wasser, Sonne, Biomasse), unter bestimmten Bedingungen einen Anspruch auf erhöhte Vergütung des erzeugten Stroms. Die Vergütung wird vom Stromnetzbetreiber, an dessen die jeweilige PV-Anlage angeschlossen ist, an den Anlagenbetreiber gezahlt.

Die Regelungen zur Vergütung des erzeugten Stroms bei PV-Anlagen wurden zuletzt am 11. August 2010 vollständig neu überarbeitet.

1.3.2.1 Grundvoraussetzungen

Vergütungsfähig sind Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, § 32 Abs. 1 EEG. Darunter ist die Gesamteinheit der PV-Anlagen inklusive Kabel und Wechselrichter zu verstehen. Der Anschluss erfolgt an das Netz eines öffentlichen Stromnetzbetreibers. Netzbetreiber im Sinne des EEG ist ein Betreiber von Netzen aller Spannungsebenen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität, § 3 Nr. 8 EEG.

1.3.2.2 Gebäudeanlagen

Hinsichtlich Vergütungshöhe wird unterschieden zwischen:

Freiflächenanlage, § 32 EEG: auf ebener Erde wie z.B. Acker, Betonflächen, Wiesen,
Gebäudeanlage, § 33 EEG: an Gebäudewänden oder auf dem Dach von Gebäuden,
Lärmschutzwand, § 33 EEG: wie Gebäudeanlagen zu behandeln.

Gebäude (§ 33 Abs. 3 EEG):

selbständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlagen, die von Menschen betreten werden können und vorrangig dazu bestimmt sind, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen. Dieser Begriff ist weit auszulegen, so dass auch Carports und Überdachungen von Tankstellen, Schuppen, Ställe, Gewächshäuser erfasst sind. Gebäude sind jedoch nicht: Einfriedungsmauern, Zäune, separate Toreinfahrten, Wasser- und Fernleitungen. Keine Gebäude sind auch sonstige bauliche Anlagen, die nur zur Aufstellung der Solarmodule dienen sollen. Zwar bauliche Anlagen aber keine Gebäude im Autobahnbereich sind Brücken.

Lärmschutzwände(§ 33 Abs. 1 EEG):

bauliche Anlagen zur Abwehr von Schallimmissionen, aus typischen Baumaterialien wie Holz, Metall, Steine, Glas. Erdwälle zum Lärmschutz sind damit weder Gebäude noch Lärmschutzwände im Sinne des EEG und gelten damit als Freiflächen (s. Pkt. 1.3.2.3).

Vergütungshöhe:

Die Vergütung für Gebäudeanlagen erfolgt gestaffelt nach Leistungsklassen (Werte für 2011).

Bis 30kW Leistung	28,74 ct/kWh
Ab 30 bis 100kW Leistung	27,33 ct/kWh
Ab 100kW bis 1MW Leistung	25,86 ct/kWh
Ab 1MW Leistung	21,56 ct/kWh

Jedes Folgejahr erfolgt eine Verringerung der Vergütung um ca. 9% (Degression) zuzüglich einer weiteren Absenkung, abhängig von dem Anlagenzuwachs in den Vorausgegangenen zwölf Monaten. Die Festsetzung erfolgt durch die Bundesnetzagentur bis 31. Oktober des jeweiligen Vorjahres.

1.3.2.3 Freiflächenanlagen

§ 32 EEG stellt besondere Voraussetzungen für eine Vergütungsfähigkeit von Freiflächenanlagen auf:

Beplanungserfordernis:

Die Vergütungspflicht des Netzbetreibers besteht nur, wenn die Anlage im Geltungsbereich eines Bebauungsplans im Sinne des § 30 BauGB errichtet worden ist oder auf einer Fläche, für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des BauGB durchgeführt worden ist: Planfeststellungsverfahren Genehmigungsverfahren für öffentlich zugängliche Abfallbeseitigungsanlagen (Deponien)

Anforderungen an Bebauungsplan:

- Variante 1, § 32 Abs. 3 Satz 1 EEG: Bebauungsplan zum Zwecke des Betrieb einer PV-Anlage nach dem 1. September 2003 aufgestellt und sich die Anlage
 - 1. auf Flächen befindet, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt waren,
 - 2. auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung befindet,
 - 3. auf Grünflächen befindet, die zur Errichtung dieser Anlage in einem vor dem 25. März 2010 beschlossenen Bebauungsplan ausgewiesen sind und zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans in den drei vorangegangenen Jahren als Ackerland genutzt wurden, und sie vor dem 1. Januar 2011 in Betrieb genommen wurde oder
 - 4. auf Flächen befindet, die längs von Autobahnen oder Schienenwegen liegen, und sie in einer Entfernung bis zu 110 Metern, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet wurde.
- Variante 2, § 32 Abs. 3 Satz 2 und 3 EEG: Fläche bereits vor dem 1. Januar 2010 als Gewerbe- oder Industriegebiet im Sinne des § 8 oder des § 9 der BauNVO festgesetzt. Eine explizite Ausweisung als Sondergebiet zur Nutzung von erneuerbaren Energien entfällt hierbei.

Mit der Reform des § 32 EEG werden zwar die Ackerflächen ab 2011 generell aus den vergütungsfähigen Flächen herausgenommen. Soweit sich die Fläche jedoch in dem neu hinzugefügten 110-Meter-Streifen von Autobahnen oder Schienenwegen befindet, kommt es auf den Charakter der Fläche nach den Varianten § 32 Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 bis 3 EEG nicht an.

Anforderungen an Flächen nach § 38 Satz 1 BauGB:

Die Regelung des § 32 Abs. 2 Nr. 2 EEG sieht zunächst keine weiteren Bedingungen für die planfestgestellten Flächen und genehmigten Deponien vor.

Die Aus Sicht des EEG ist es damit im Gegensatz zum Bebauungsplan nicht erforderlich, dass die Planfeststellung bzw. die Deponiegenehmigung auch zum Zwecke des Betriebs einer PV-Anlage aufgestellt wurde. Die Freiflächenvergütung fällt somit in jedem Falle an. Es bleibt aber Frage des materiellen Baurechts, ob tatsächlich auf der jeweiligen Fläche eine PV-Anlage errichtet werden darf.

Die Kombinationen mehrerer angrenzender vergütungsberechtigter Flächen sind möglich. Flächenbedingungen können sich auch überschneiden. Damit kann eine PV-Anlage teilweise in dem planfestgestellten Randbereich einer Autobahn liegen und teilweise im 110-Meter-Randbereich der Autobahn und gleichzeitig in einem Industrie- oder Gewerbegebiet.

Vergütungshöhe der Freiflächenanlagen für das Jahr 2011:

Allgemein	21,11 ct/kWh
Anlagen auf versiegelten Flächen und Konversionsflächen	22,07 ct/kWh

1.2.3.4 Einleitung Bauleitplanverfahren (soweit kein solcher vorhanden)

Da häufig für potentielle Flächen entlang von Autobahnen nach § 32 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EEG kein Bebauungsplan vorhanden ist und die meisten Planfeststellungsverfahren nur einen schmalen Randbereich um die Autobahnen erfassen bzw. auch nicht die Errichtung von PV-Anlagen festgestellt wurde, ist die Einleitung eines vorhabensbezogenen Bauleitplanverfahrens notwendig, § 12 BauGB.

Das Verfahren zur Aufstellung, Ergänzung, Aufhebung oder Änderung von Bauleitplänen ist im BauGB geregelt. Die maßgeblichen gesetzlichen Bestimmungen finden sich insbesondere in den §§ 1 bis 4 b, 6 und 10 BauGB.

Die Gemeinde hat auf Antrag des Vorhabensträgers über die Einleitung des Bebauungsplanverfahrens nach pflichtgemäßen Ermessen zu entscheiden, § 12 Abs. 2 Satz 1 BauGB.

Vorhabens- und Erschließungsplan wird vom Vorhabensträger extern erstellt und bei der Gemeinde eingereicht. Die Gemeinde leitet das erforderliche förmliche Planungsverfahren ein. Noch vor Beschluss des Bebauungsplans muss sich der Vorhabensträger in einem Durchführungsvertrag verpflichten, den Plan innerhalb einer bestimmten Frist durchzuführen und die Planungs- und Erschließungskosten ganz oder teilweise zu tragen.

1.3.3 Erfordernis einer baurechtlichen Genehmigung

Für viele Vorhaben normiert die Rechtsordnung die Vorabprüfung der Vereinbarkeit mit den öffentlich-rechtlichen Vorgaben durch Behörden. In solch einem Falle ist die vorherige behördliche Genehmigung erforderlich, ehe die betroffene Anlage zulässigerweise errichtet werden darf. Erst mit Genehmigung darf gebaut werden. Bei Anlagenbau besteht typischerweise entweder ein immissionsschutzrechtliches oder ein bloßes bauordnungsrechtliches Genehmigungserfordernis. Auch bei Großprojekten erfolgt keine Genehmigung nach BImSchG. PV-Anlagen haben nach Ansicht des Gesetzgebers kein Gefährdungspotential im immissionsschutzrechtlichen Sinne, insbesondere gehen keine maßgeblichen Lärm-, Geruchs- oder Lichtemissionen von den Anlagen aus. Eine Bauordnungsrechtliche Genehmigung ist für PV-Anlagen ausreichend. Grundlage sind die landesrechtlichen Regelungen zum Bauordnungsrecht: ThürBO.

Es ist zu unterscheiden zwischen genehmigungsfreien und genehmigungsbedürftigen Vorhaben:

Grundsätzlich Genehmigungsbedürftigkeit:

§ 62 ThürBO - Genehmigungsbedürftige Vorhaben

Die Errichtung, Änderung und Nutzungsänderung von Anlagen bedürfen der Baugenehmigung, soweit in den §§ 63, 63a, 74 und 75 nichts anderes bestimmt ist.

Ausnahmen sind besonders geregelte Anlagenbauten:

§ 63 ThürBO - Verfahrensfreie Bauvorhaben ...

Verfahrensfrei sind ...

2. folgende Anlagen der technischen Gebäudeausrüstung ...

b) Solarenergieanlagen und Sonnenkollektoren in und an Dach- und Außenwandflächen sowie gebäudeunabhängig mit einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m ...

Sämtliche Gebäudeanlagen und Freiflächenkleinanlagen dürfen grundsätzlich ohne Genehmigung errichtet werden:

- Bauherr braucht vor Baubeginn niemand fragen,
- keine Anzeige oder Bauantrag erforderlich,
- materielles Baurecht muss Bauherr dennoch beachten,
- Behörde kann bei baurechtsrechtswidrigen Anlagen Beseitigung verlangen.

Kleine Freiflächenanlagen dürfen eine Seitenlänge von 9m nicht überschreiten, damit sind praktisch Anlagen von 9m x 9m=81m² zulässig. Nicht zulässig, d.h. genehmigungspflichtig, sind Freiflächen-Anlagen, die zwar weniger Fläche in Anspruch nehmen, deren Seitenlänge aber 9m überschreitet. Die Unterteilung einer größeren Anlage in mehrere kleine Anlagen ist baurechtlich nicht zulässig. Hinsichtlich der Gesamthöhe von 3m ist nur auf die Höhe der Anlage (inklusive Unterkonstruktion und Tragwerk) selber abzustellen, nicht jedoch inklusive des Baukörpers (z.B. Erdwall, Deponiekörper), auf dem die Anlage errichtet werden soll.

Für größere Freiflächenanlagen bleibt das baurechtliche Genehmigungserfordernis nach § 62 ThürBO bestehen.

Baugenehmigungsverfahren, § 63c ThürBO:

Bei genehmigungsbedürftigen Freiflächenanlagen prüft die Bauaufsichtsbehörde

1. die Übereinstimmung mit den Bestimmungen über die Zulässigkeit der baulichen Anlagen nach den §§ 29 bis 38 BauGB (Bauplanungsrecht),
2. Anforderungen nach den Bestimmungen der ThürBO (Bauordnungsrecht) sowie
3. andere öffentlich-rechtliche Anforderungen, soweit wegen der Baugenehmigung eine Entscheidung nach anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften entfällt oder ersetzt wird.

Die durch eine im Rahmen der Bauleitplanung durchgeführte Umweltverträglichkeitsprüfung ermittelten, beschriebenen und bewerteten Umweltauswirkungen sind nach Maßgabe der hierfür geltenden Vorschriften zu berücksichtigen.

Bauaufsichtsbehörden und damit für die Baugenehmigung zuständig sind 1. die Landkreise (hier: Landratsamt) und 2. die kreisfreien Städte (z.B. Erfurt: Bauamt, Jena: Fachbereich Bauen und Umwelt, Fachdienst Bauordnung, Gera: Fachdienst Bauvorhaben) im übertragenen Wirkungskreis als untere Bauaufsichtsbehörden, § 59 Abs. 1 Nr. 1 ThürBO.

1.3.4 Materielles Baurecht

Das vom Verfahrensrecht zu trennende materielle Baurecht erfasst primär Regelungen zum Bauplanungsrecht (ob gebaut werden darf) und zum Bauordnungsrecht (wie gebaut werden darf). Das materielle Bauordnungsrecht muss auch dann beachtet werden, wenn keine Genehmigung nach § 62 ThürBO notwendig ist.

1.3.4.1 Bauplanungsrecht

Zunächst ist abzuklären, ob sich das Bauprojekt auf einer Fläche innerhalb eines Bebauungsplanes oder außerhalb befinden wird. Die Betrachtung ist dabei strikt von der EEG-rechtlichen

Vergütungsfrage zu trennen. So mag es möglich sein, dass auf bestimmten Flächen PV-Anlagen errichtet werden dürfen, diese aber nicht die EEG-Vergütung erhalten können.

Es kommen mehrere Varianten bei der Errichtung von autobahnnahen PV-Anlagen in Frage:

- auf dem planfestgestellten Randstreifen der Autobahnen und Schienenwege, z.B. auf den Lärmschutzwällen und an den Lärmschutzwänden,
- auf Flächen, welche mittels Bebauungsplan ausgewiesen wurden,
- im innerstädtischen unbeplanten Bereich (so genannter Innenbereich)
- im unbeplanten Außenbereich.

Im unbeplanten Außenbereich:

Nach § 35 BauGB sind nur Anlagen zugelassen, die der landwirtschaftlichen Nutzung zuzuordnen sind. Darunter fallen grundsätzlich nicht PV-Anlagen. Wind- und Wasserkraftanlagen (§ 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB) und Biomasseanlagen (§ 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB) werden zwar ebenfalls dem Außenbereich zugeordnet. Diese Privilegierung lässt sich jedoch nicht auf PV-Anlagen übertragen.

Damit kommt die Errichtung nur auf schon bestehenden baulichen Anlagen (z.B. Ställen, Bauernhöfen) in Frage, für die bereits ein baurechtlicher Bestandsschutz oder eine baurechtliche Privilegierung besteht. Da für Freiflächen keine Vergütungsfähigkeit nach dem EEG besteht, dürfte letztlich auch aus Sicht der Anlagenerrichter kein Interesse an dem unbeplanten Außenbereich bestehen. Eine Sonderposition stellen die Deponieflächen nach § 32 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EEG dar. Eine Nachnutzung dieser Flächen darf der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung nicht widersprechen.

Auf den Flächen eines Bebauungsplanes:

Im Wesentlichen darf die PV-Anlage nicht den Feststellungen des Bebauungsplans widersprechen. Die PV-Anlage muss sich in die festgesetzte Art und das Maß der baulichen Nutzung einpassen. Unproblematisch dürfte dies in einem Gewerbe- und Industriegebiet (§ 8 und § 9 BauNutzVO) sein, da der Betrieb von PV-Anlagen selbst als Gewerbebetrieb zu werten ist.

Aus vergütungsrechtlicher Sicht sollte ansonsten darauf geachtet werden, dass die Fläche als Sondergebiet nach § 11 Abs. 1 BauNVO und insbesondere als *Gebiet für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, wie Wind- und Sonnenenergie* vorgesehen ist, § 11 Abs. 2 BauNVO. Die Erschließung des Baugrundstücks muss nach § 30 Abs. 1 BauGB gesichert sein. Für eine PV-Anlage bedeutet dies, dass zumindest ein Anschluss an das öffentliche Verkehrsnetz besteht. Dieser muss jedoch mittels öffentlich-rechtlicher Wege erfolgen oder aber mindestens dinglich (per Eintragung in das Grundbuch) dauerhaft gesichert sein. Eine schuldrechtliche (per einfachem Wegevertrag) Sicherung der Verkehrsanbindung über private Drittgrundstücke reicht für eine gesicherte Erschließung nicht aus.

Auf dem planfestgestellten Randstreifen:

Es gelten die gleichen Grundsätze bei der Errichtung von PV-Anlagen auf den planfestgestellten Autobahn- und Schienenwegrandstreifen wie bei den durch einen Bebauungsplan festgesetzten Flächen. Es müssen die Festsetzungen des Planes eingehalten werden. Die PV-Anlage darf dem planfestgestellten Vorhaben insbesondere der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht widersprechen.

Im bebauten Innenbereich:

Soweit es sich um den bebauten Innenbereich handelt, dürfte kaum genügend Raum für größere PV-Anlagen auf Freiflächen bestehen. In diesem Falle würde auch eine Vergütung nach dem EEG für Freiflächen entfallen. Es kommen daher nur innerstädtische Gebäudeanlagen in Betracht.

Die Anlage muss in diesem Falle

- sich nach Art und Maß der baulichen Nutzung in die Gegend einfügen,
- die Erschließung muss gesichert sein,
- das Ortsbild darf nicht beeinträchtigt werden,
- die Baugrenzen dürfen nicht überschritten werden.

1.3.4.2 Bauordnungsrecht

Generalklausel:

PV-Anlagen sind wie jede andere bauliche Anlage so anzuordnen, zu errichten, zu ändern und instand zu halten, dass die öffentliche Sicherheit oder Ordnung, insbesondere Leben, Gesundheit oder die natürlichen Lebensgrundlagen, nicht gefährdet werden, § 3 Abs. 1 ThürBO.

Diese Generalklausel der ThürBO führt auch dazu, dass Grundstücke nur dann bebaut werden dürfen, wenn sie nach Lage, Form, Größe und Beschaffenheit für die Bebauung mit einer PV-Anlage geeignet sind. PV-Anlagen z.B. in Überschwemmungsgebieten scheiden damit aus.

Abstandsflächen:

Ebenso für alle Bauwerke wie auch für PV-Anlagen gelten die Abstandsflächenregelungen des § 6 ThürBO. Dies ist besonders dann relevant, wenn PV-Anlagen zu einer Gebäudeerhöhung führen. Der Mindestabstand zum Nachbargrundstück beträgt 3m. Ansonsten beträgt die Tiefe der Abstandsflächen das 0,4fache der Höhe der Anlage. In Gewerbe- und Industriegebieten sowie in Sondergebieten, deren Nutzung mit einem Gewerbe- oder Industriegebiet vergleichbar ist, genügt eine Tiefe des 0,2fachen der Höhe der Anlage, § 6 Abs. 5 ThürBO .

Standsicherheit:

Ein wesentlicher Punkt für die Errichtung von PV-Anlagen stellt die Standsicherheit dar, § 15 ThürBO: Jede bauliche Anlage muss im Ganzen und in ihren einzelnen Teilen für sich allein standsicher sein. Die Standsicherheit anderer baulicher Anlagen und die Tragfähigkeit des Baugrunds des Nachbargrundstücks dürfen nicht gefährdet werden.

Wichtig ist diese Anforderung vor allem bei der Errichtung von PV-Anlagen auf Lärmschutzwällen. Auch hier muss gesichert sein, dass die PV-Anlagen nicht abrutschen oder auf sonstige Weise die Festigkeit des Erdwalles beeinträchtigen kann.

Verunstaltungsverbot:

PV-Anlagen müssen nach Form, Maßstab, Verhältnis der Baumassen und Bauteile zueinander, Werkstoff und Farbe so gestaltet sein, dass sie nicht verunstaltet wirken, § 12 ThürBO. Sie dürfen das Straßen-, Orts- und Landschaftsbild nicht verunstalten. Dabei ist auf das ästhetische Empfinden eines gebildeten Durchschnittsmenschen abzustellen. Bei einer bloßen PV-Anlage wird man eine Verunstaltung des Landschaftsbildes kaum annehmen können. Hier müssen besondere Umstände hinzukommen, die im Einzelfall zu prüfen sind. Da Freiflächenanlagen wegen der Vergütungsfähigkeit in den meisten Fällen im Bereich eines hierzu erlassenen Bebauungsplans errichtet werden, wird das Verunstaltungsverbot schon in der Verabschiedung des Planes einbezogen.

1.3.5 Naturschutzrecht, Wasserrecht und Bodenschutzrecht

Naturschutzrecht:

Die Naturschutzrechtliche Regelungen sind schon im Rahmen des Erlasses des Bebauungsplanes bzw. des Planfeststellungsverfahrens zu beachten, so dass es beim Bau von PV-Anlagen auf solchen Flächen nur auf die Festsetzungen des Planes ankommt, § 18 BNatSchG. In den Plänen ist daher festzulegen, dass vermeidbare Beeinträchtigungen geschützter Naturgüter zu unterlassen sind und wie ein Ausgleich bzw. Ersatz von unvermeidbaren Beeinträchtigungen zu erfolgen hat.

Wasserschutzrecht:

Beim Bau von PV-Anlagen ist in den seltensten Fällen mit Eingriffen in den Wasserhaushalt zu rechnen. Arbeiten jedoch, die so tief in den Boden eindringen, dass sie sich unmittelbar oder mittelbar auf die Bewegung, die Höhe oder die Beschaffenheit des Grundwassers auswirken können, sind der zuständigen Behörde einen Monat vor Beginn der Arbeiten anzuzeigen, § 49 Abs. 1 WHG. Werden bei diesen Arbeiten Stoffe in das Grundwasser eingebracht, ist anstelle der Anzeige eine Erlaubnis nur erforderlich, wenn sich das Einbringen nachteilig auf die Grundwasserbeschaffenheit auswirken kann. Wird unbeabsichtigt Grundwasser erschlossen, ist auch dies der zuständigen Behörde unverzüglich anzuzeigen, § 48 Abs. 2 WHG.

Bodenschutzrecht:

Bodenschutzrechtliche Aspekte werden dann relevant, wenn die PV-Anlage auf altlastenverdächtigen Flächen errichtet werden sollen. Der Verursacher einer schädlichen Bodenveränderung oder Altlast sowie dessen Gesamtrechtsnachfolger, der Grundstückseigentümer und der Inhaber der tatsächlichen Gewalt über ein Grundstück sind verpflichtet, den mit Altlasten kontaminierten Boden so zu sanieren, dass dauerhaft keine Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für den einzelnen oder die Allgemeinheit entstehen.

Soweit dies nicht möglich oder unzumutbar ist, sind sonstige Schutz- und Beschränkungsmaßnahmen durchzuführen. Zur Sanierung ist auch verpflichtet, wer aus handelsrechtlichem oder gesellschaftsrechtlichem Rechtsgrund für eine juristische Person einzustehen hat, der ein Grundstück, das mit einer Altlast belastet ist, gehört, und wer das Eigentum an einem solchen Grundstück aufgibt.

1.3.6 Denkmalschutzrecht

Das Denkmalschutzrecht ist Teil des Baunebenrechts. Dem Denkmalschutzrecht können nicht nur Gebäudestrukturen unterfallen, sondern auch bauwerksunabhängige Flächen, wie kennzeichnende Ortsbilder, historische Park- und Gartenanlagen oder Bodendenkmale, § 2 ThürDSchG. Damit ist der Denkmalschutz auch bei Freiflächenanlagen zu beachten. Allerdings gilt auch hier wie beim Naturschutzrecht, dass die Belange des Denkmalschutzes bereits in den Planungsverfahren mit beachtet werden müssen, § 6 ThürDSchG.

Eine in der Nähe von Kulturdenkmälern zu errichtende PV-Anlage kann nicht automatisch auf Grund des Denkmalschutzes verhindert werden.

Sofern das Vorhaben von der Baugenehmigungsbehörde zu genehmigen ist, prüft diese die denkmalschutzrechtlichen Fragestellungen. Sie erhält von der Denkmalschutzbehörde als Fachbehörde die Zustimmung zu dem Vorhaben, § 12 Abs. 3 ThürDSchG.

Bei baurechtlich genehmigungsfreien Gebäudevorhaben besteht eine Erlaubnispflicht, wenn

1. ein Kulturdenkmal oder Teile davon
 - a) zerstört, beseitigt oder an einen anderen Ort verbracht wird,
 - b) umgestaltet, oder im äußeren Erscheinungsbild verändert wird oder
 - c) mit Werbe- oder sonstigen Anlagen versehen werden soll,
2. in der Umgebung eines unbeweglichen Kulturdenkmals Anlagen errichtet, verändert oder beseitigt werden soll, wenn sich dies auf den Bestand oder das Erscheinungsbild des Kulturdenkmals auswirken kann,
3. Erdarbeiten an einer Stelle vorgenommen werden sollen, von der bekannt ist oder vermutet wird oder den Umständen nach anzunehmen ist, dass sich dort Kulturdenkmale befinden.

Für die Erteilung der Erlaubnis ist die Denkmalschutzbehörde zuständig, § 13 ThürDSchG.

1.3.7 Bundesfernstraßenrecht

Nach § 9 Abs. 1 FStrG gilt an Bundesautobahnen das Verbot der Errichtung von Hochbauten innerhalb eines 40m-Streifens gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn. Die Beschränkung gilt auch für PV-Anlagen, als mehrheitlich oberhalb der Geländelinie liegende bauliche Anlage. Dies gilt nicht für den Fall, dass die PV-Anlage bereits im Planfeststellungsverfahren zur Autobahn integriert ist.

Ferner gilt nach § 9 Abs. 2 FStrG eine Baubeschränkungszone für einen 100m-Streifen gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn.

Um diese doch einschneidende Baubegrenzung zu überwinden, ist gemäß § 9 Abs. 7 FStrG der für Freiflächenanlagen notwendige Bebauungsplan unter Mitwirkung des Trägers der Straßenbaulast (in Thüringen für Autobahnen: Landesamt für Bau und Verkehr nach § 2 ThürBLZVO) zu erstellen und muss mindestens die Begrenzung der Verkehrsflächen sowie an diesen gelegene überbaubare Grundstücksflächen enthalten.

Ansonsten kann zwar gemäß § 9 Abs. 8 FStrG die oberste Landesstraßenbaubehörde (Thüringer Verkehrsministerium) im Einzelfall Ausnahmen von diesem Verbot zulassen, wenn die Durchführung dieser Vorschrift im Einzelfall zu einer offenbar nicht beabsichtigten Härte führen würde und die Abweichung mit den öffentlichen Belangen vereinbar ist oder wenn Gründe des Wohls der Allgemeinheit die Abweichungen erfordern. Eine solche Ausnahme dürfte aber bei PV-Anlagen nicht in Betracht kommen.

Da alle Lärmschutzanlagen, Stützmauern, Brücken u.ä. nach § 1 Abs. 4 Nr. 1 FStrG dem Straßenkörper zuzurechnen und diese somit bereits Bundesfernstraßen sind, gilt diesbezüglich das Bauverbot nicht und es können dort Photovoltaikanlagen – unter Einholung weiterer erforderlicher Genehmigungen - installiert werden. Darüber hinaus benötigt man zum Betreiben der PV-Anlagen eine Erlaubnis als Sondernutzung nach § 8 Abs. 1 FStrG. Auch hier ist wiederum in Thüringen das Landesamt für Bau und Verkehr zuständig.

Der größte Teil dieser Baukörper steht darüber hinaus im Eigentum der Bundesrepublik Deutschland, so dass bei einem Betrieb der Anlage durch Dritte mit der Bundesstraßenverwaltung, vertreten durch die Straßenbauverwaltung des Freistaates Thüringen (Thüringer Landesamt für Bau und Verkehr) der Abschluss eines zivilrechtlichen Gestattungsvertrags notwendig wird.

1.3.8 Rechtliche Formen des Anlagenbetriebs

Drittbetrieb von Dachanlagen

Häufig stehen Dacheigentümern nicht die finanziellen Mittel zur Errichtung einer eigenen PV-Anlage zur Verfügung oder diese möchten das betriebswirtschaftliche Risiko nicht eingehen. Andererseits gibt es viele potentielle PV-Anlagenbetreiber, denen keine Dachflächen zur Verfügung stehen. Daher ist es grundsätzlich möglich, dass der Grundstückseigentümer und der Betreiber der PV-Anlage nicht identisch sind. Zusätzlich ist es möglich, dass die PV-Anlage selbst im Eigentum einer zusätzlichen dritten Person steht, z.B. wenn diese an eine Bank zur Finanzierung sicherungsübereignet wurde.

Komplexe rechtliche Gestaltungsmöglichkeiten

Es gibt verschiedene Möglichkeiten der Ausgestaltung solcher Zweier- bzw. Dreierbeziehung. Die rechtliche Form ist davon abhängig, welche Ziele der Grundstückseigentümer und damit Eigentümer der Dachfläche verfolgt, z.B.:

- Erhalt einer monatlichen konstanten Mietzahlung,
- erfolgsorientierte Partizipierung an der jährlichen Sonneneinstrahlung oder
- Finanzierung der Sanierung des Daches.

Letztere spezielle Variante tritt regelmäßig im ländlichen Raum auf, wenn Landwirte für die Sanierung von Asbestdächern jemand suchen, welcher die Dacherneuerung auf eigene Kosten übernimmt und ihm im Gegenzug das erneuerte Dach für den Betrieb einer PV-Anlage zur Verfügung stellen.

Geregelt wird das gesamte Verhältnis zwischen den Parteien in Form eines Gestattungsvertrages, welcher an das Mietrecht angelehnt ist, jedoch dem Anlagenbetreiber als Dachflächennutzer kein ausschließliches Nutzungsrecht zugesteht.

Eigentümer und Betreiber müssen dabei gegenseitig eine Reihe von Fragen abklären, z.B.

- die Art der Errichtung: Lage, Befestigungsweise,
- Eigentumsregelung hinsichtlich PV-Anlage,
- Gewährleistungsregeln für Zustand der Dachfläche,
- das Nutzungsentgelt,
- die Vertrags- und damit Nutzungslaufzeit: 20 Jahre oder
- einen möglichen Eigentumsübergang nach Vertragsende.

Des Weiteren ist eine grundbuchrechtliche Absicherung des Nutzungsrechts in Form einer einzutragenden Grunddienstbarkeit erforderlich.

Drittbetrieb von Freiflächenanlagen

Ähnliche Erwägungen gelten, wenn der Grund und Boden, auf dem eine Freiflächenanlage errichtet werden soll, nicht dem Anlagenbetreiber gehört. Auch hier muss ein langfristiger Pacht- oder Nutzungsvertrag geschlossen werden und eine grundbuchrechtliche Absicherung der Nutzungsrechte erfolgen.

Betreiber gegenüber Stromnetzbetreiber Ansprechpartner

Als Stromerzeuger und -einspeisender hat der Anlagenbetreiber einen Anspruch gegenüber dem Stromnetzbetreiber auf die Vergütung nach dem EEG. Hinsichtlich des Anschlusses der PV-Anlage an das örtliche Stromnetz ist gegenüber dem Anlagenbetreiber der lokale Stromnetzbetreiber der Ansprechpartner. Für den Stromnetzbetreiber ist es dabei irrelevant, in wessen Eigentum das die Anlage tragende Grundstück oder in welchem Eigentum die PV-Anlage steht.

Soweit öffentlich-rechtliche Genehmigungen für die Errichtung der PV-Anlage notwendig sind, muss diese der Grundstückseigentümer beantragen oder den Anlagenbetreiber nach § 55 Abs. 1 und § 64 Abs. 4 ThürBO hierzu ermächtigen.

Der Anlagenerrichter und Betreiber hat des Weiteren die Finanzierung seiner Anlage abzuklären und die Kreditverträge mit Banken abzuschließen. Auch in diesem Verhältnis werden Regelungen zum Eigentum an der PV-Anlage notwendig sein. So wird gegebenenfalls die kreditgebende Bank eine Sicherungsübereignung der PV-Anlage verlangen. In solch einem Fall hat der Anlagenbetreiber sicherzustellen, dass es nicht zu einem Konflikt mit Vereinbarungen gegenüber dem Grundstückseigentümer kommt.

1.3.9 Netzanschluss der PV-Anlage

Der Netzanschluss von PV-Anlagen zur Einspeisung des erzeugten Stroms in das Stromnetz der öffentlichen Versorgung ist umfassend und abschließend im EEG geregelt, § 2 Nr. 1 EEG.

Anschlusspflicht nach EEG

Grundsätzlich sind die Netzbetreiber verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen, § 5 Abs. 1 EEG.

Unverzüglich bedeutet hierbei, dass der Netzanschluss ohne schuldhaftes Zögern zu erfolgen hat. Bei Verletzung dieser Anschlusspflicht wird eine Schadensersatzpflicht gegenüber dem Anlagenbetreiber ausgelöst. Da sich der Vergütungszeitraum von PV-Strom letztlich nur um die verspätete Anschlusszeit nach hinten verschiebt, kommt ein Schadensersatz primär in Form des durch die jährliche Degression des Vergütungssatzes ausgelösten Mindereinspeiserlöses in Betracht.

Vorrangig bedeutet hier, dass der Anschluss nicht verwehrt werden darf, weil das Netz eventuell mit konventionellen Einspeisern ausgelastet sei. Erneuerbare Energien haben insoweit eine generelle Vorrangstellung gegenüber Kohle-, Öl- oder Atomstrom.

Netzeinspeisepunkt

Die Lage des Netzeinspeisepunktes ist besonders wichtig für Kosten der zu verlegenden Kabeltrasse des Netzanschlusses. Nach § 5 Abs. 1 EEG ist der Anschlusspunkt zu wählen, der

- in Luftlinie kürzeste Entfernung zum Anlagenstandort liegt oder
- technisch und wirtschaftlich am günstigsten ist.

Damit ist garantiert, dass der Verknüpfungspunkt möglichst nah an der PV-Anlage liegt.

Auf Grundstück mit bereits bestehendem Anschluss und Anlagenleistung bis 30kW gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks als günstigster Punkt

Soweit auf Grund der Auslastung des Netzes mit erneuerbaren Energien kein unmittelbarer Anschluss möglich ist, ist die Ausbaupflicht des Netzbetreibers nach § 9 Abs. 1 EEG zu beachten und auch von diesem einzufordern.

Kostentragung

Die notwendigen Kosten des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien an den Verknüpfungspunkt nach § 5 Abs. 1 oder 2 EEG sowie der notwendigen

Messeinrichtungen zur Erfassung des gelieferten und des bezogenen Stroms trägt der Anlagenbetreiber, § 13 Abs. 1 EEG.

Es ist damit zu trennen zwischen Netzanschluss und Netzausbau. Der Anschluss der PV-Anlage umfasst dabei alle technisch notwendigen Maßnahmen, die zur Herstellung der EEG - konformen Betriebsbereitschaft notwendig sind, wie zum Beispiel die Kabeltrasse selbst, der eventuelle Transformator aber auch notwendige Messeinrichtungen. Netzausbau ist die Optimierung und Verstärkung des zum Stromnetzbetreiber gehörenden Stromnetzes. Der Netzausbau kommt dabei nicht nur dem Anlagenbetreiber zugute, sondern direkt auch dem Netzbetreiber in Form einer besseren Nutzbarkeit seines Netzes.

Weist der Netzbetreiber den Anlagen nach § 5 Abs. 3 einen anderen Verknüpfungspunkt zu, muss er die daraus resultierenden Mehrkosten tragen, § 13 Abs. 2 EEG.

Abnahme- und Vergütungspflicht des Netzbetreibers

Auch die unverzügliche vorrangige Abnahmepflicht des Netzbetreibers hinsichtlich des gesamten in der PV-Anlage erzeugten Stromes ist gesetzlich vorgegeben, 8 Abs. 1 EEG. Als gesetzliches Schuldverhältnis ist kein Einspeisevertrag notwendig. Insoweit sollten Einspeiseverträge genau geprüft werden, ob diese überflüssige oder rechtswidrige Vorschriften enthalten. Dennoch sollten die meisten enthaltenen Regeln zur Messung und Abrechnung auch für den Anlagenbetreiber nützlich sein.

Sicherung der Kabeltrasse

Ebenso wie die Errichtung der PV-Anlage auf fremden Grund und Boden möglich ist, kann (was der Regelfall sein wird) die Kabeltrasse zum Anschluss der PV-Anlage an das Stromnetz der öffentlichen Versorgung über fremden Grund und Boden führen. Auch hier müssen entsprechende Nutzungsverträge mit den Grundstückseigentümern geschlossen werden und eine dingliche Absicherung mittels Eintragung einer Grunddienstbarkeit in das Grundbuch erfolgen. Wenn sich ein Grundstückseigentümer weigert, dass über sein Grundstück das Anschlusskabel geführt wird, besteht eventuell die Möglichkeit auf vorzeitige Besitzeinweisung nach § 44b EnWG mit anschließendem Enteignungsverfahren nach § 45 EnWG. Dabei ist das Entstehen einer Nutzungsentschädigung ist zu beachten, welche ab 1€ je laufenden Meter betragen kann.

Einspeisemanagement

Anlagenbetreiber sind gemäß § 6 Nr. 1 EEG verpflichtet, PV-Anlagen, deren Leistung 100 kW übersteigt, mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung

- a) zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und
 - b) zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung
- auszustatten, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf.

Die Netzbetreiber wiederum sind unbeschadet ihrer Stromabnahmepflicht ausnahmsweise berechtigt, diese an ihr Netz angeschlossenen PV-Anlagen zu regeln, soweit

1. andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre,
2. sie sichergestellt haben, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird, und
3. sie die Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben, § 11 Abs. 1 EEG.

Danach ist eine Abschaltung der PV-Anlagen möglich, wenn das örtliche Stromnetz mit EEG-Strom überlastet ist, § 11 EEG.

Es besteht aber eine Entschädigungspflicht durch den jeweiligen Netzbetreiber, wenn er die Ursache für Überlastung selbst gesetzt hat, in dem er seiner Netzausbaupflicht nach § 9 EEG nicht nachgekommen ist.

1.3.10 Errichtungsphase – Verträge, Haftung / Gewährleistung

Soweit die Vergütungsfragen und das Erfordernis öffentlich-rechtlicher Genehmigungen abgeklärt sind, muss festgelegt werden, über welche Rechtsform die Errichtung der PV-Anlage zu erfolgen hat:

- Eigenständiger Kauf von Modulen, Unterkonstruktionen und Wechselrichter sowie eigenständige Errichtung,
- Eigenständiger Kauf sowie Beauftragung von verschiedenen Installationsbetrieben mit der Errichtung der einzelnen Komponenten,
- Eigenständiger Kauf sowie Beauftragung eines Generalunternehmens für die Errichtung der gesamten PV-Anlage oder
- Beauftragung eines Generalunternehmens, welches selbst für Kauf und Errichtung der einzelnen Komponenten zuständig ist.

Auch die zuvorgehende Projektierung der PV-Anlage kann eigenständig erfolgen oder einem Planungsbüro bzw. einem Generalunternehmen übertragen werden.

Vertragstypen:

Zivilrechtlich sind damit verschiedene Verträge mit unterschiedlichen Akteuren abzuschließen:

- Kaufverträge über den Anlagenkauf,
- Werkverträge über die Installation inklusive Anschluss der PV-Anlage und
- eventuell Wegenutzungsverträge und Pachtverträge über in Anspruch zunehmende Grundstücke.

Vertragsregelungen:

In allen Verträgen ist dabei besonderes Augenmerk auf die einzelnen Klauseln zu legen hinsichtlich:

- umfassender Beschreibung der Eigenschaften von Produkten und Bauvorhaben,
- Erfüllungsort, Lieferung oder Abholung,
- Zahlungsabwicklungen
- Gewährleistung bzw. Umfang für verschuldensunabhängige Garantie,
- Zeitraum für Gewährleistung und Garantie,
- Liefer- und Erfüllungsfristen,
- Haftung und Vertragsstrafeversprechen für Überschreiten dieser Fristen,
- Haftung für Drittschäden,
- Vorhandensein verschiedener Prüfsertifikate,
- Zeitpunkt des Eigentumsübergangs,
- Beweislastregelungen,
- spezieller Verjährungsvorschriften.

Mängelhaftung:

In Fällen von Mängeln an der PV-Anlage oder am errichteten Gesamtwerk ist zunächst zwischen: Vertraglich vereinbarter Garantiehaftung und Gesetzlicher Gewährleistung zu unterscheiden.

Eine Garantie tritt verschuldensunabhängig ein. Meistens werden Herstellergarantien in Frage kommen, z.B. auf die eingesetzten PV-Module oder die Wechselrichter. In der Praxis ist es z.B. üblich, dass die Hersteller eine Leistungsgarantie für PV-Module abgeben, nach denen garantiert wird, dass die Module nach einer Anzahl Jahren X noch eine Mindestleistung Y erbringen werden (siehe Abschnitt 0).

Der Umfang der Garantiebedingungen kann sich aus den Vertragsunterlagen aber auch aus den Produktbeschreibungen und -prospekten sowie aus der Werbung ergeben.

Die gesetzliche Gewährleistung bezieht sich auf Mängel, die schon bei Eigentumsübergang (Kaufvertrag) bzw. Werkerfüllung (Werkvertrag) vorhanden waren. Ein Mangel liegt vor, wenn die Istbeschaffenheit von der Sollbeschaffenheit des vereinbarten Produktes/Werkes abweicht. Beweislast für Vorliegen des Mangels zum Zeitpunkt der Vertragserfüllung liegt beim Käufer/Bauherren.

Die allgemeine Verjährungsfrist für die Geltendmachung von Gewährleistungsansprüchen aus einem Kauf- bzw. Werkvertrag beträgt zwei Jahre, § 438 Abs. 1 Nr. 3 BGB und § 634a Abs. 1 Nr. 1 BGB und beim Kauf eines Bauwerks bzw. Arbeiten an diesem fünf Jahre, § 438 Abs. 1 Nr. 2 BGB und § 634a Abs. 1 Nr. 2 BGB. Verjährungsbeginn liegt in der Ablieferung der Kaufsache bzw. bei der Abnahme des Werkes.

Als Mängelansprüche kann der Käufer und Bauherr geltend machen:

- Nacherfüllung (§ 439 BGB und § 635 BGB),
- Selbstvornahme beim Werkvertrag (§ 637 BGB),
- Rücktritt vom Vertrag (§ 440 BGB und § 636 BGB),
- Kaufpreis- und Vergütungsminderung (§ 441 BGB und § 638 BGB),
- Schadensersatz (§ 440 BGB und § 636 BGB),
- Ersatz vergeblicher Aufwendungen (§ 284 BGB).

1.3.11 Inbetriebnahme und Betriebsphase

Anschluss und Inbetriebnahme

Die Inbetriebnahme erfolgt gewöhnlich in Zusammenarbeit mit dem zuständigen Netzbetreiber der örtlichen öffentlichen Versorgung. Nach § 3 Nr. 5 EEG ist die Inbetriebnahme die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft. Es reicht daher aber schon aus, dass die technische Betriebsbereitschaft der PV-Anlage hergestellt wird und zum ersten mal Strom produziert wird. Auf ein aktives Mitwirken des Netzbetreibers kommt es damit nicht an.

Mess- und Abrechnungsverträge

Die Abnahme des Stromes ist schon in der Anschlusspflicht enthalten, § 8 Abs. 1 EEG. Die Messung des eingespeisten Stroms kann durch den Netzbetreiber erfolgen oder aber durch einen beauftragten fachkundigen Dritten, § 7 Abs. 1 EEG. Im ersten Falle wird ein Mess- und Abrechnungsvertrag mit dem Netzbetreiber geschlossen, welcher häufig schon im nicht erforderlichen Einspeisevertrag enthalten ist. Zu beachten sind hierbei die Kosten für die Messung und Abrechnung, welche anlagengrößenabhängig sind, aber nicht über 150€ liegen sollten.

Wartungsverträge

Auch für die Überwachung des dauerhaften Betriebes kann auf Drittfirmen zurückgegriffen werden. Üblicherweise werden hierzu Überwachungs- und Wartungsverträge abgeschlossen. Wie auch in den obigen anderen Verträgen dargelegt, ist es wichtig, die genauen Vertragsbeziehungen und Aufgaben des Wartungsübernehmenden festzulegen. Die Wartung kann hierbei entsprechend der DIN-Vorschrift 31051 „Grundlagen der Instandhaltung“ vereinbart werden. Dabei kann der Wartungsvertrag folgende Leistungsbereiche umfassen:

- Fernwartung und Ferndiagnose,
- Instandhaltung, entsprechend der Nutzung oder nach bestimmten Intervallen,
- Instandsetzung aufgrund einer sich aus der Fernwartung ergebenden Fehlermeldung oder bei Auftrag durch den Auftraggeber,
- Beratung bei der Bedienung der elektronischen Einheiten,
- Beseitigung erkannter Schwachstellen,
- vorübergehende Überlassung von Ausweichkomponenten (z.B. Wechselrichter) bei längerer Instandsetzung.

Im Einzelnen sollten folgende vertraglichen Einzelklauseln von den Vertragsparteien genauer geprüft und verhandelt werden:

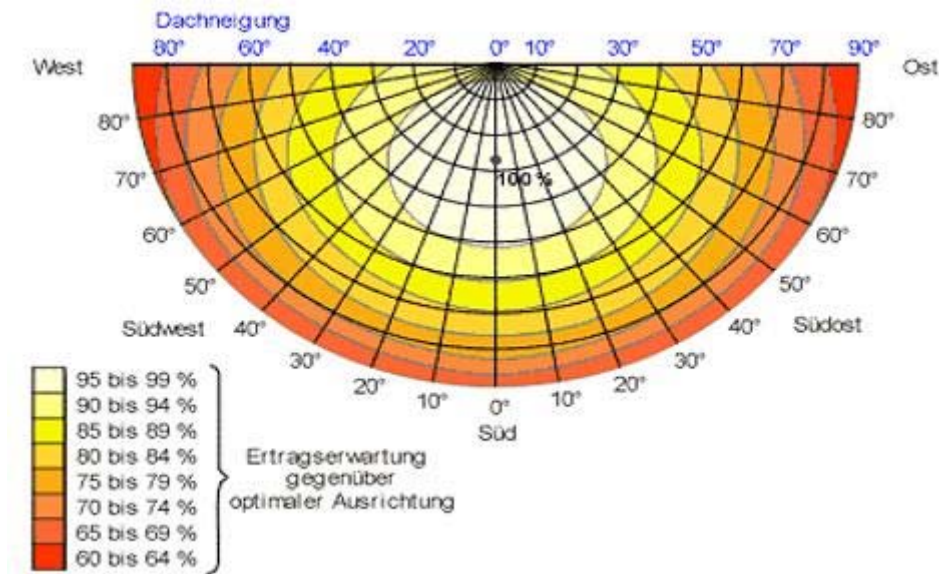
- Reaktions- und Fehlerbehebungszeiten des Wartungsunternehmens,
- Mitwirkung des PV-Anlagenbetreibers,
- Vergütung und Zahlungstermine,
- Gewährleistung und Haftung,
- Vertragsdauer,
- Vorrat an Ersatzteilen.

1.4 PV Wirtschaftlichkeit

1.4.1 Ertrag, Einflussfaktoren

Der jährliche, spezifische Ertrag einer PV-Anlage ist die genutzte, eingespeiste Solarenergie (kWh) auf der Wechselstromseite bezogen auf die installierte Solargeneratorleistung (kW_p). Er liegt unter optimalen Bedingungen (Ausrichtung, Neigung und Einstrahlung) in Thüringen bei 850 bis zu 1.000 kWh/(kW_p a).

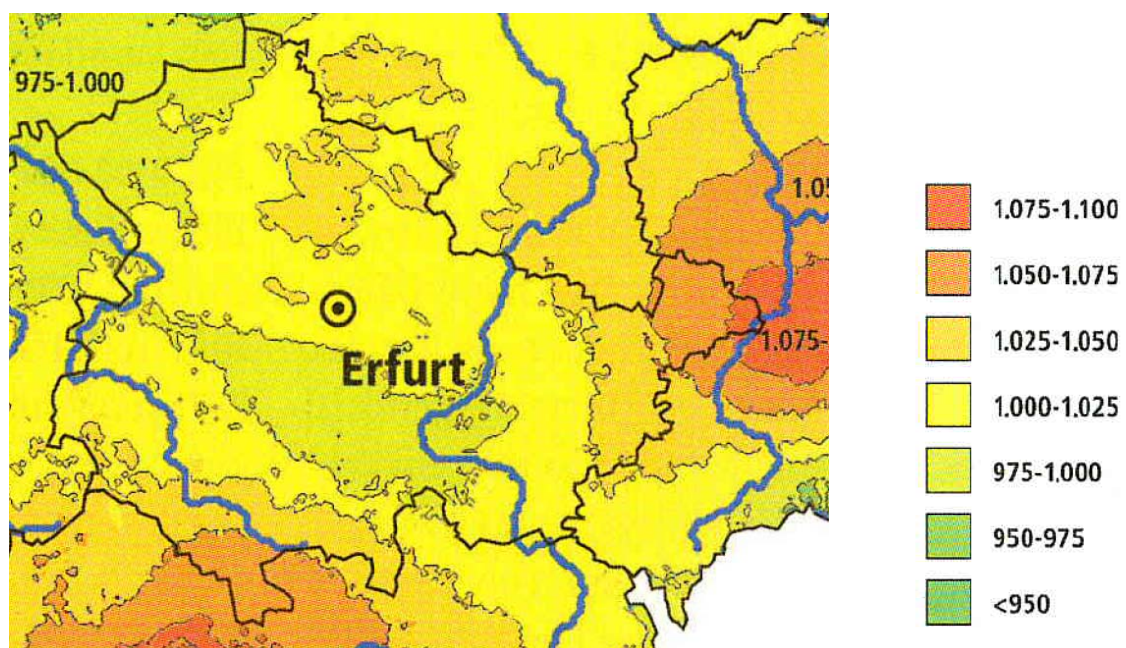
Optimale Bedingungen:	Ausrichtung:	Süd
	Neigung PV-Generator:	30°
	Verschattungsfrei	



Abweichungen von den optimalen Bedingungen führen zu Abschlägen im jährlichen Ertrag. Im folgenden Bild ist die Größenordnung der Abschläge für Abweichungen ersichtlich. Für die Berechnung der Ertragsprognose für eine konkrete Anlage stehen eine ganze Reihe Simulationssoftwareprodukte zur Verfügung. Für größere Vorhaben wird von den Banken ein Ertragsgutachten eines unabhängigen Gutachters gefordert.

Ertragsabschläge in Abhängigkeit von Ausrichtung und Neigung der PV-Module

In der folgenden Karte sind die Einstrahlungsverhältnisse für Thüringen auf der Basis langjähriger Mittelwerte der Globalstrahlung dargestellt:



Jahressummen der Globalstrahlung 1981-2000 in [kWh/m²] (Quelle: DWD)

Für Ertragsberechnungen stehen Einstrahlungsdatensätze für die Wetterstationen des DWD zur Verfügung. Strahlungsdatensätze für andere Orte werden auf Anfrage vom DWD kostenpflichtig zur Verfügung gestellt.

Als weitere Quelle können Strahlungsdaten, die per Satellit (Meteosat) aufgenommen wurden, herangezogen werden.

Verschattungen

Standortbedingte

Beschattungen: Teilverschattungen durch Bauwerke, Bäume, Freileitungsmasten, Freileitungen, Windkraftanlagen

Eigenbeschattungen: Teilverschattungen durch Reihenanordnung der PV-Module,

Temporäre Beschattungen: Schmutz, Schnee, Graffiti

1.4.2 Kostenfaktoren Invest / Betriebskosten

Investitionskosten

- Anlagenkosten PV-Anlage (Material + Montage)
- Hebezeuge
- Gerüststellung (falls erforderlich)
- Netzanbindung / Trafostation
- Zuwegung
- Einfriedung
- Diebstahlschutz / Alarmierungssysteme / Videoüberwachung
- Genehmigungen
- Ertragsgutachten

Betriebskosten

- Solarversicherung:
Sachversicherung / Allgefahrenversicherung bestehend aus 3 Teilen:
Betreiberhaftpflichtversicherung, Risikoversicherung des Wertes der PV Anlage,
Absicherung des Ertragsausfalls bei Anlagendefekt
- Wartung:
PV-Anlagen sind im Normalfall weitgehend wartungsfrei.
- Fernüberwachung
Für die Fernüberwachung der Anlage wird in der Regel keine Telefon- oder Datenleitung zur Verfügung stehen, sodass dies über eine Mobilfunk- oder UMTS-Verbindung mit entsprechendem Kostenanteil realisiert werden muss
- Betreibung:
Pauschalkosten für den Betrieb der Anlage (nicht verbrauchte Kosten stehen dem Betreiber zur Verfügung)
- Rückstellung:
Für den Fall von Austausch, Anlagenerweiterung, usw. gebildete Rückstellung (nicht verbrauchte Kosten stehen dem Betreiber zur Verfügung) + Rücklage für Rückbau der Anlage (besonders wenn Betreiber nicht Land oder Bund sind)

- VNB - Kosten:
Kosten für Zählermiete und Abrechnung durch den Netzbetreiber
- Finanzierungskosten für Fremdkapital:
Für die Bereitstellung der Investsumme entstehen Aufwendungen für Zinsen bzw. Dividenden

1.4.3 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Vergütungssätze

Entsprechend §20, Abs. 3, Satz 1, Nr. 1 EEG wird ausgehend von einem Basiswert der Absenkung in Höhe von 9% ein vom tatsächlichen Zubau abhängiger zusätzlicher Anteil in Höhe von weiteren 4% gültig, sodass der Gesamtdegressionsfaktor 13% beträgt. Daraus ergeben sich für das Jahr 2011 folgende Vergütungssätze:

	Vergütung 2011 [Cent/kWh]
Freiflächenanlagen Konversionsflächen	21,11 22,07
Anlagen an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden:	
≤ 30 kWp	28,74
≤ 100 kWp	27,33
> 100 kWp	25,86
> 1 MWp	21,56

Im Anhang 1 ist für eine Freiflächenanlage exemplarisch eine Wirtschaftlichkeitsberechnung als Grenzkostenbetrachtung eingefügt. Der Grenzkostenansatz liegt dabei auf dem Niveau des Preisrückganges für Anlagen, welcher von den Marktteilnehmern mindestens erwartet wird. Sollten die Anlagenpreise weiter fallen, wirkt dies in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung entsprechend positiv.

PV-Anlagen als Ergänzung auf bestehenden Lärmschutzwänden:

Sofern es technisch realisierbar ist, ist dies auch wirtschaftlich darstellbar, da gemäß EEG der Vergütungssatz für Gebäude anzusetzen ist.

Kompletter Neubau von Lärmschutzwänden inklusive Photovoltaik an Autobahnen erfordert in der Regel eine Änderung bestehender Planfeststellungsbeschlüsse.

Dessen ungeachtet ist im Anhang 2 eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beispielhaft für eine PV-Anlage mit dem Vergütungssatz für eine Lärmschutzwand dargestellt.

1.4.4 Risikofaktoren für die Wirtschaftlichkeit

- Änderungen / Verbreiterung von Trassen
- Verschärfung von Lärmschutzanforderungen mit der Folge Nachrüstungen von Lärmschutzmaßnahmen (betrifft insbesondere die Zone in Fahrbahnnähe)
- Höhere Gewalt
- Unvorhergesehenes

1.5 Standortfaktoren

1.5.1 Technisch, logistisch

Gründung/Montagegestell:

Bodenverhältnisse

Felsig: Einbringen von Bohrungen + Setzen von Ankern

Bodenklassen 3-5: Rammfundamente / Eindrehfundamente / Betonfundamente

Schnellste Art der Gründung sind Rammfundamente. Bei dieser Gründungsart werden Stahlprofile (C- oder Σ -Profile) analog der Leitplankenpfosten in den Boden gerammt. Die Setztiefe wird den örtlichen Bodenverhältnissen angepasst. Diese Technologie wird überwiegend für PV-Freiflächenanlagen eingesetzt.

Bei Lärmschutzwällen muss in Abhängigkeit von den eingebauten Materialien (z.B. Ausbruch-, Aushubmassen, Recyclingmaterial o.ä.) von verschiedenen Untergrundverhältnissen ausgegangen werden, welche eine aufwändigere Gründung mit Betonfundamenten oder speziellen Konstruktionen erfordern können.

Lärmschutzwände werden überwiegend als Pfosten-Gefach-Konstruktion mit entsprechenden Betonfundamenten errichtet.

Montagegestelle

Montagegestelle für ebene freie Flächen:

- Systeme für übliche PV-Freiflächen-Anlagen nutzbar
- Aufständerkonstruktionen für reihenartige Modulanordnung mit einem oder mehreren Modulen übereinander je Reihe; Modulanordnung starr
- Nachgeführte Konstruktionen, Solartracker mit einer bestimmten Anzahl an Modulen je Tracker (herstellerabhängig)

Gestellssysteme für den trassennahen Bereich:

- Ergänzung auf bestehende Lärmschutzwände unter Wahrung oder Ertüchtigung der Tragfähigkeit/Standfestigkeit
- Lärmschutzwälle: Höhe kann verschieden sein; Fahrbahnzugewandte oder Fahrbahnabgewandte Seite,

Neubau Lärmschutzwand:

- Höhe kann verschieden sein; fahrbahnzugewandte oder fahrbahnabgewandte Seite in Abhängigkeit der Wandausrichtung
- oben aufgesetztes Gestell für geneigte Modulanordnung (ertragsoptimiert)
- Bifacial-Solarzellen und -module für senkrechte, teiltransparente Lärmschutzwände in Nord-Süd-Richtung möglich

Neubau Lärmschutzwall:

- Höhe kann verschieden sein, fahrbahnzugewandte oder fahrbahnabgewandte Seite in Abhängigkeit des Wallverlaufes
- Gestellsystem für flankenparallele Modulmontage

Standfestigkeitsnachweis

Als Bestandteil des Bauantrages im Baugenehmigungsverfahren ist ein Standsicherheitsnachweis für die Konstruktion in Form einer statischen Berechnung und ggf. ergänzt um weitergehende Festigkeitsnachweise bei der Genehmigungsbehörde einzureichen.

Bei speziellen oder neuartigen Konstruktionen bzw. dem Einsatz von Bauteilen ohne allgemeine bauaufsichtliche Zulassungen können Zulassungen im Einzelfall notwendig werden. Dabei werden Prüfversuche vorgenommen, bei denen das Bauteil mit Prüflasten, welche entsprechende Sicherheitsfaktoren beinhalten, beaufschlagt wird.

Für die Gestellmontage mit Rammfundamenten werden Zugversuche am jeweiligen Standort durchgeführt, um die erforderlichen Werte in Abhängigkeit von den örtlichen Bodenverhältnissen nachzuweisen.

Weitere Faktoren für die Festigkeit sind der Einsatz alterungs- und korrosionsbeständiger Bauteile sowie die Feuerbeständigkeit von Bauteilen und Konstruktionen. Letzteres kann unter Umständen aus Sicht des vorbeugenden baulichen Brandschutzes genehmigungs-relevant sein.

Lärmschutz:

Im Zusammenhang mit Lärmschutzmaßnahmen stehen eine Reihe von Anforderungen an Konstruktionen und Baustoffe.

Schallschutztechnische Anforderungen und Ausführung von Maßnahmen gemäß:

- zusätzlichen technischen Vertragsbedingungen und Richtlinien für die Ausführung von Lärmschutzwänden an Straßen (Ausgabe 2006) ZTV-LSW 06
- Schallschutz DIN18005,
- Sechzehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verkehrslärmschutzordnung - 16. BImSCHV)
- Richtlinie für den Lärmschutz an Straßen RLS90

Montage / Errichtung

Im Zuge der Anlagenerrichtung sind sowohl für einen straffen Bauablauf als auch für geringstmögliche Verkehrsbehinderungen kurze Montagezeiten anzustreben. Wesentliche Voraussetzung dafür ist ein montagefreundliches und rationelles Gestellsystem. Eine Vormontage von Baugruppen kann dabei hilfreich sein, um die Arbeitsschritte auf der Baustelle zu minimieren. Die Größe der vormontierten Baugruppen kann dabei durch logistische Aspekte und die Zugänglichkeit der Baustelle begrenzt sein (maximale LKW-Größe, Kranstellplatz, Ausladung etc.)

Netzanbindung

Die Netzanbindung steht in Abhängigkeit von den am Standort verfügbaren Möglichkeiten. Im Außenbereich und bei größeren Anlagen mit einer Leistung von mehreren hundert Kilowatt oder mehreren Megawatt wird die Netzanbindung überwiegend im Mittelspannungsnetz, d.h. über eine Transformatorenstation, erfolgen. Von der Trafostation führt ein entsprechendes Mittelspannungskabel bis zum Einspeisepunkt, welcher im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung durch den Netzbetreiber benannt wird. Die Kabeltrasse muss projektiert und gemäß Abschnitt 0 gesichert werden.

Eine niederspannungsseitige Einspeisung kommt nur bei vorhandener Netzverfügbarkeit des Niederspannungsnetzes in Betracht. Dies ist regelmäßig nur in der Nähe von Siedlungen und/oder Gewerbegebieten der Fall.

Verkehrssicherheit

- Bei trassennahen Installationen mit Zugang von der Fahrbahnseite besteht Notwendigkeit der Verkehrssicherung; Verkehrsbeeinträchtigungen sollten so kurz wie möglich gehalten werden.
- Blendungsschutz: Vermeidung von Blendung durch Optimierung der Modulanordnung.
- gegebenenfalls Errichtung eines Anprallschutzes (Fahrzeugrückhaltesystem)

Wartung / Service

- Bauwerkskontrolle bei Lärmschutzwänden oder -wällen muss entsprechend DIN 1076 "Ingenieurbauwerke im Zuge von Straßen und Wegen; Überwachung und Prüfung" möglich sein
- Austausch von Modulen muss bei Lärmschutzwänden und -wällen einfach und rasch erfolgen können (Optimierung erforderlich, da der Schutz vor Diebstahl einer einfachen Demontage entgegensteht)
- periodische Reinigung der PV-Module kann erforderlich sein: An ungünstigen Stellen der Bundesautobahnen kann eine erhöhte Verschmutzung und damit regelmäßige Reinigung der Module erforderlich sein. Bei Neigungswinkeln der Module von 20° und mehr ist der Selbstreinigungseffekt durch Regen in der Regel ausreichend. Für geringere Neigungswinkel sollte eine ein- bis zweimalige Reinigung pro Jahr vorgesehen werden. Die Reinigung erfolgt in Abhängigkeit von der Art und Anordnung der PV-Module. Für größere geschlossene Flächen werden auch Reinigungsroboter eingesetzt, welche sich mittels Saugfüßen auf der Modulfläche fortbewegen und unter Nutzung von Wasser und bewegten weichen Bürsten die Modulfläche selbsttätig reinigen. Dabei muss Elektroenergie und Wasser über Leitungen und Schläuche zugeführt werden, was vorzugsweise von einem LKW-Transporter geschehen kann.
- Sollten automatische Reinigungsgeräte nicht einsetzbar sein, kann die Reinigung alternativ auch manuell mittels teleskopierbarer Bürsten erfolgen
- Grünpflege

Zugänglichkeit

- Die Anlagen müssen zu Servicezwecken mit Fahrzeugen erreichbar sein.
- Bei ebenen Flächen mit Modulreihen sind die Module und Anschlusskästen für Service und Reinigung ebenerdig erreichbar.
- Dies gilt ebenso für Lärmschutzwälle, wenn man davon ausgeht, dass die Montage der PV-Module parallel zur Flanke des Lärmschutzwalles erfolgt. Bei Arbeiten auf der fahrbahnzugewandten Seite bzw. der Krone des Lärmschutzwalles ist eine Sicherung des Montage- und Servicepersonals erforderlich.
- Im Fall von Lärmschutzwänden und Anordnung der Module an der Oberkante der Lärmschutzwand ist der Zugang in Abhängigkeit von der Höhe der Lärmschutzwand schwieriger, da gegebenenfalls Arbeitsbühnen, Gerüste oder Leitern erforderlich werden können.
- Für die den PV-Modulen nachgeordneten Systemkomponenten wie Generatoranschlusskästen, Wechselrichter, Verteilerschränke usw. sollte eine gute Zugänglichkeit in der Projektierungsphase berücksichtigt werden.

1.5.2. Risikomanagement standortbezogen

Sicherheit:

- Sicherung während der Bauphase
- Registrierung aller Serien-/Gerätenummern,
- ggf. eigene Codierung ergänzen (Eigentümer-Identifizierungs-Nummer: EIN)
- Regelmäßige Kontrollen (Anlage, Einfriedung, usw.)

Diebstahlschutz:

- Kugel in Innensechskantschrauben eindrücken
- Abreißschrauben oder -muttern verwenden
- Schraubenköpfe, mechanisch codiert (Betätigung nur mit Spezialwerkzeug möglich)
- Einfriedung
- Überwachungskameras – Dummies oder echt
- Alarmanlagen
- Zufahrtsbarrieren

Vandalismus:

- Zerstörung von Modulen unter Ferneinwirkung
- Graffiti

Es ist prinzipiell eine kriminalpolizeiliche Beratung für jeweilige örtliche Situation möglich, um die Sicherungsmaßnahmen besser entscheiden zu können.

Dies erfolgt in Abstimmung mit der Versicherung.

1.5.3 Eigentumsverhältnisse, rechtliche Faktoren

Die Autobahn-Trasse steht im Eigentum des Bundes. Die in Anspruch genommenen Flurstücke umfassen

- die Fahrbahn mit Standstreifen,
- Böschungen zur Geländeangleichung unmittelbar an der Fahrbahn,
- Entwässerungsgräben mit Regensammelbecken,
- Lärmschutzwände und Lärmschutzwälle sofern planfestgestellt,
- Unbewirtschaftete Rastanlagen mit WC-Gebäuden
- Verkehrsanlagen von Nebenbetrieben (Tankstellen, bewirtschaftete Raststätten, Salzstützpunkte) einschließlich Nebenflächen
- Flächen für Ausgleichs- und Eingriffsmaßnahmen

Die bewirtschafteten Gebäude von Nebenbetrieben stehen nicht im Eigentum des Bundes.

Die oben genannten Flächen sind Bestandteile des Planfeststellungsverfahrens bzw. -beschlusses.

Die angrenzenden Flurstücke beidseits der Trasse stehen in der Regel im Eigentum anderer, privater, kommunaler oder sonstiger Eigentümer. Für eine Nutzung der Flächen durch Investoren müssen diese Grundstückseigentümer bezüglich eines Flächenverkaufes oder einer entgeltlichen Flächennutzung in Form von Pacht angesprochen und eine Zustimmung erwirkt werden (Kauf- bzw. Pachtvertrag entsprechend Abschnitt 1.3.7).

1.5.4 Spezifische Standortfaktoren an BAB'en

Freie Fahrbahn:

keine Bebauung links und/oder rechts der Fahrbahn; mit/ohne Standstreifen, mit/ohne Seitenleitplanken

Lärmschutzwall:

einseitig und/oder beidseitig der Fahrbahn; Höhe kann variieren, i.d. Regel ca. 5 m; fahrbahnzugewandte oder fahrbahnabgewandte Seite entsprechend der Ausrichtung nutzbar

Technische Aspekte:

- Abstand von der Fahrbahn:
Im Regelquerschnitt der Autobahnen ist von der äußeren Fahrbahnkante des Standstreifens eine Mindestbreite von 1,50 m bis zur Böschungskante vorgesehen. Die Stützen von Verkehrszeichenbrücken weisen nach Regelquerschnitt ebenfalls einen Abstand von 1,50 m von der befestigten Fahrbahnkante auf. Zwischen der Fußlinie des Lärmschutzwalles und der Böschungskante ist eine Entwässerungsmulde, im Minimum mit befestigtem Wallfuß von 2 m Breite, vorhanden. Weiterhin besteht das Gebot der Aufrechterhaltung der Sichtweite und der Zugänglichkeit zu Kabeln. Bei Gehölzpflanzungen an Lärmschutzwällen werden diese erst ab einer Höhe von 1,5 m über der Fahrbahnebene begonnen. Analog ist dies als Mindesthöhe empfehlenswert für die Anordnung von PV-Module. Somit empfiehlt sich ein Mindestabstand von der Fahrbahnkante bis zu einer potentiellen Photovoltaikfläche von 5 m. Es sprechen mindestens drei Gründe dafür, die Unterkante einer PV-Modulfläche auf der Wallflanke nach Möglichkeit auch höher –

- anzusetzen: Zum einen wird eine Teilverschattung der untersten Module durch die vorüberfahrenden Fahrzeuge verringert. Zweitens erhöht sich der Abstand zur Fahrbahn, was im Fall von schweren Unfällen vorteilhaft ist. Drittens verringert sich der Schmutzeintrag auf die Module.
Dem entgegen steht die Verringerung der für Photovoltaik verfügbaren Fläche.
- Gründung / Montagegestell
- Standfestigkeitsnachweis
- Abschattung der unter der Modulfläche gelegenen Vegetation – keine Destabilisation der Oberfläche des Lärmschutzwalls
- Ableitung Niederschlagswasser
- Verhinderung Erosion

Lärmschutzwand:

Materialien:	Beton, Naturstein, Metall, Holz oder Glas
Absorptionstyp:	Betonelemente, Holzelemente, Begrünung
Reflexionstyp:	Glasflächen, Metall, überwiegend vertikal,

Allgemeine Anforderungen an Lärmschutzwände nach ZTV-LSW06, Abschnitt 2:

- Schalltechnische Anforderungen
- Standsicherheit und Formbeständigkeit
- Feuerresistenz
- Steinwurfresistenz
- Alterungs- und Korrosionsbeständigkeit
- Verkehrssicherheit
- Farbtonbeständigkeit

Beispiele für PV-Anlagen an Lärmschutzwänden bzw. -wällen:

A96 am Ammersee: 3 x 10 kWp Pilotanlagen in 1997 errichtet



Foto: TNC Consulting AG



Fotos: Innovationsgemeinschaft Lärmschutz

A6 bei Sausenheim: 100 kWp transparente Module in
Holzkonstruktion auf 1,2 km Länge; Inbetriebnahme in 1999



Quelle: Mörgenthaler Ingenieure Planungsgesellschaft mbH

A31, AS Emden-Nord: 53,46 kWp vertikal, 492 m
Inbetriebnahme 2003

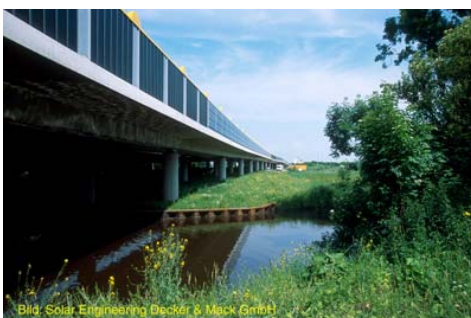


Bild: Solar Engineering Decker & Meck GmbH



Bild: Solar Engineering Decker & Meck GmbH



Lärmschutzwall; Fertigstellung: 2003



Foto: Isofoton

Quelle: Mörgenthaler Ingenieure Planungsgesellschaft mbH

A94 bei Tögging, Fertigstellung Teilabschnitt: 2007:



Quelle: www.InnSalzach24.de

1.6 Interessen der Beteiligten

1.6.1 Allgemein

Wie bei allen wichtigen Projekten sollten die Interessen aller Beteiligten – auch der nicht am Projekt aktiv Beteiligten, aber vom Ergebnis und Ablauf Betroffenen – ermittelt und schon im Frühstadium der Planung berücksichtigt werden.

1.6.2 Gemeinden

Interessen:

Nutzung der an die Autobahn angrenzenden, brachliegenden Gewerbegebiete

Aufgaben:

Erstellung und Beschluß B-Plan

Baugenehmigung über zuständiges Bauordnungsamt

1.6.3 Verkehrsteilnehmer

Interessen:

Gewährleistung der Verkehrssicherheit

Blendungsschutz

Verfügbarkeit Fahrbahn/Standstreifen – Verkehrsbeschränkungen durch periodische
Wartungsarbeiten minimal

1.6.4 Grundstückseigentümer

Interessen:

Verkauf der Flächen

Verpachtung der Flächen + Generierung von Einnahmen

Aufgaben:

Lastenfreiheit

Flächennutzung nach Vergütungszeitraum / Rückbau der PV-Anlage

1.6.5 Investoren

Interessen:

Attraktive Investitionsmöglichkeit / Renditeerwartung

Optimale und zuverlässige Anlagentechnik

Erfolgreicher Projektabschluss

Aufgaben:

Initiierung und Errichtung von PV-Anlagen

Investitionssicherung

Rückbauverpflichtung

Erfolgreicher Projektabschluss

1.6.6 Naturschützer, Anlieger

Interessen:

Eingliederung der Anlage in die Landschaft

Artenschutz

Biotopschutz

Einbeziehung im Genehmigungsprozess

Transparenz des Vorhabens

Aufgaben:

Transparenz und Information im Vorfeld. Bei erkennbaren Konflikten Dialog suchen.

1.7 Geschäftsmodelle, Finanzierung

1.7.1 Bankfinanzierung

In der klassischen Bankfinanzierung werden verschiedene Modelle angeboten.

Finanzierung für gewerbliche und private Investoren mit persönlicher Haftungseinbindung

- Kriterium ist die Bonität des Kreditnehmers
- Finanzierungskonditionen in Abhängigkeit der Eigenkapitalquote
- Besicherung durch:
 - Abtretung der Einspeiseerlöse
 - Sicherungsübereignung der PV-Anlage
 - Grundschuldeintrag bzw. Vorlage des Nutzungsvertrages bei Pachtflächen

Projektfinanzierung

Finanzierung ist ausschließlich auf die Wirtschaftlichkeitsparameter der PV-Anlage ausgerichtet.

Dieses Modell wird für Projekt- und Betreibergesellschaften angeboten.

- Privathaftung von Gesellschaftern oder Geschäftsführern nicht erforderlich
- Eigenkapitalquote ist abhängig von Kosten-/Ertragsverhältnis und variabel
- Cash-flow-Betrachtung des Projektes
- Besicherung durch:
- Abtretung der Einspeiseerlöse
 - Sicherungsübereignung der PV-Anlage
 - Eintragung einer erstrangigen Dienstbarkeit/ Vormerkung bzw. Grundschuld
 - Bildung und Verpfändung einer projektbezogenen Rücklage
 - Abtretung der Vertragsrechte aus projektrelevanten Verträgen (Errichtung, Wartung, Versicherung, Pacht etc.)

1.7.2 Fonds / Projekt-, Beteiligungsgesellschaften (GmbH & Co.KG, UG & Co. KG)

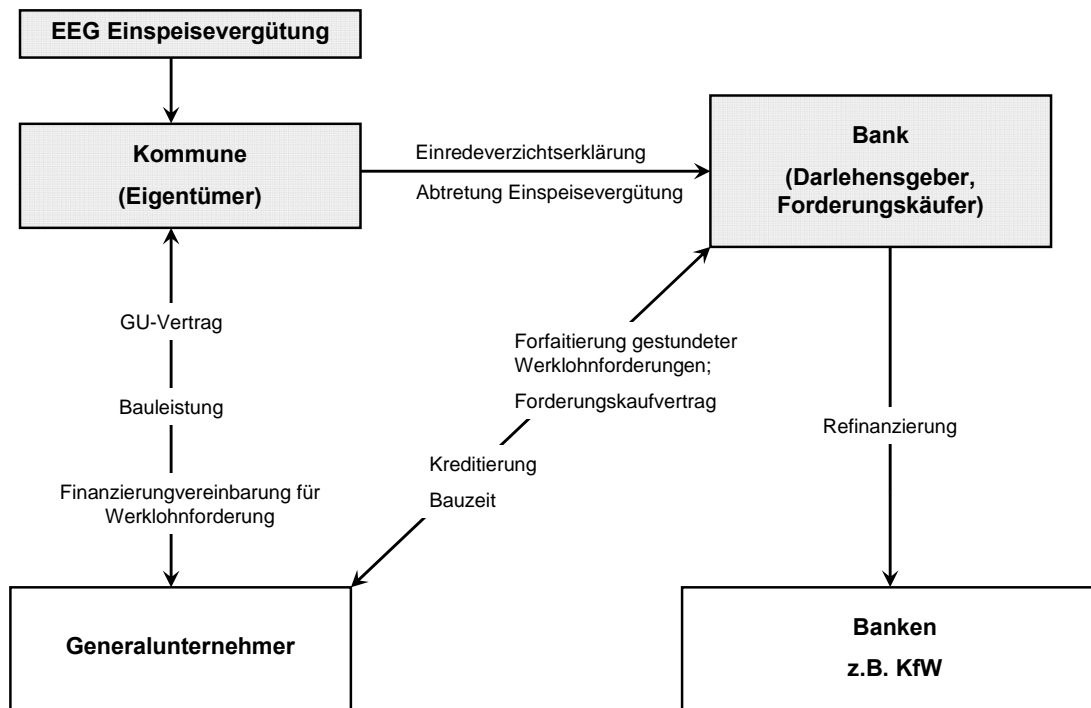
Fonds oder Beteiligungsmodelle werden für Investoren und Privatanleger angeboten, welche nicht in eigenerrichtete Anlagen investieren können oder möchten.

Fonds im PV-Bereich investieren üblicherweise als geschlossene Fonds in größere Anlagen im Megawattbereich bzw. in mehrere Anlagen dieser Größenordnung. Wie für Fonds vorgeschrieben, werden Inhalte, Bedingungen und Risiken eines Fonds im Verkaufsprospekt beschrieben.

Fonds werden oft als Kommanditgesellschaften mit beschränkter Haftung GmbH & Co. KG, UG & Co. KG) konzipiert. Die Anleger erwerben Kommanditanteile an der Gesellschaft mit einem festen

Betrag und sind darüber an den Erträgen aus dem Projekt beteiligt. Bei Auflage wird vom Initiator des Fonds die Mindesthöhe einer Kommanditeinlage festgelegt.

Finanzierungsmodell – Public Private Partnership Forfaitierung von Werklohnforderungen



1.7.3 Public-Private-Partnership (PPP)

Nach dem Grünbuch der EU ist dies eine „Form der Zusammenarbeit zwischen öffentlichen Stellen und Privatunternehmen zwecks Finanzierung, Bau, Renovierung, Betrieb oder Unterhalt einer Infrastruktur oder die Bereitstellung einer Dienstleistung“

In einer öffentlich-privaten Partnerschaft sind verschiedenste Modelle zur Projektrealisierung möglich. Auf öffentlicher Seite sind dabei Punkte wie Wahrung des öffentlichen Interesses oder Realisierung von Projekten im öffentlichen Interesse die Motivation.

Privatrechtliche Unternehmen bringen ihr Know-how, ihre Bau- und Dienstleistungen und gegebenenfalls auch ihre Finanzierungsleistungen in die Partnerschaft ein.

Diese Partnerschaft verbindet die Vorzüge einer günstigen Finanzierung über den öffentlichen Auftraggeber mit einer Verteilung des Risikos auf die Partner.

Die verschiedenen Formen sind als Fonds, Leasing, Contracting sowie auch Forfaitierung möglich.

Forfaitierung:

Forfaitierung beinhaltet einen Forderungsankauf durch eine finanzierende Bank. Im Rahmen eines Bauvertrages zwischen einem öffentlichen Auftraggeber und einem Unternehmen (z.B. Generalunternehmer – Vertrag zur Errichtung einer Anlage) verkauft das Unternehmen seine Forderungen gegenüber dem Auftraggeber an eine Bank. Die Bank nimmt dies mittels eines Forderungskaufvertrages an.

Als dritter Baustein verpflichtet sich der Auftraggeber in einer Einredevetzserklärung gegenüber der Bank, auf Einwände gegenüber dem Forderungsverkauf zu verzichten. Mit dieser Erklärung und der Abtretung der Einspeisevergütung werden bankenseitig kommunalkreditähnliche Konditionen möglich

1.7.4 Leasing

In dieser Finanzierungsform kauft die Leasinggesellschaft die PV-Anlage und überläßt diese dem Leasingnehmer zur Nutzung gegen ein monatliches Entgelt.

Am Markt etablierte Varianten sind dabei:

Vollamortisation: In diesem Fall werden innerhalb der vereinbarten Laufzeit die Anschaffungskosten des Leasinggegenstandes und die Finanzierungskosten vollständig bezahlt, es erfolgt jedoch kein Eigentumsübergang. Der geleaste Gegenstand hat noch einen Restbuchwert.

Teilamortisation: Der Leasingnehmer bezahlt einen Teil der Anschaffungskosten des Leasingobjektes und dessen Finanzierungskosten. Nach Auslaufen des Vertrages (Vertragsende) gibt es einen kalkulierten Restwert. Dieser Restwert kann mit Vertragsoptionen des Leasinggebers oder des Leasingnehmers verbunden sein. Übliche Vertragsvereinbarungen sind:

- * Verlängerungsoption mit Leasingratenkalkulation auf Basis des Restwertes
- * Kaufoption des Leasingnehmers
- * Andienungsrecht des Leasinggebers
- * Klauseln zur Beteiligung des Leasingnehmers an einem

Verwertungserlös über kalkuliertem Restwert bzw. Pflicht zum Ausgleich der Differenz aus einem Verwertungserlös unter kalkuliertem Restwert

Um die Klassifizierung als Mietkaufgeschäft zu vermeiden, darf ein Eigentumsübergang an den Leasingnehmer bei Vertragsabschluss nicht feststehen. Von einem Andienungsrecht wird der Leasinggeber nur Gebrauch machen, wenn der Marktwert des Objektes zum Zeitpunkt des Vertragendes kleiner als der kalkulierte Restwert ist.

Dadurch dass bei der Teilamortisation nicht der Leasinggegenstand gänzlich abbezahlt werden muss, sind die Leasingraten bei identischer Laufzeit kleiner als bei der Vollamortisation. Bei gleichen Raten hat der Vollamortisationsvertrag eine längere Laufzeit als der Teilamortisationsvertrag.

Kündbare Leasingverträge:

Bei der vorzeitigen Beendigung eines Leasingvertrages ist ein Leasingnehmer auf das Angebot des Leasinggebers zur Einwilligung in diese Vertragsveränderung angewiesen. Bei kündbaren Leasingverträgen stehen die Konditionen für eventuelle vorzeitige Beendigungen hingegen bei Vertragsabschluss bereits fest. Um eine Klassifikation des Vertrages als Mietkaufvertrag nach deutschem Steuerrecht zu vermeiden, ist eine Kündigung jedoch frühestens nach Ablauf von 40 % der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer des Objektes möglich.

Sale-and-lease back:

Das Unternehmen verkauft Objekte aus seinem Besitz an eine Leasinggesellschaft und least sie dann zurück. Dadurch gewinnt das Unternehmen kurzfristig Liquidität, hat aber in der Folge kontinuierliche Liquiditätsbelastungen durch die Leasingraten. Bilanz- und Steuervorteile können weitere Gründe für Geschäfte dieser Art sein.

Full-Service-Leasing:

Bei Service-Leasing zahlt der Leasingnehmer zusätzlich zur Leasingrate eine fixe Pauschale für eine bestimmte Serviceleistung wie Inspektion, Reparatur, Teileersatz usw.. Der Leasingnehmer hat dadurch feststehende, fixe monatliche Kosten für die Kalkulation seines Geschäftes. Der Leasinggeber muss diese Kosten kalkulieren und den asynchronen Anfall von Einnahmen und Aufwendungen finanziell managen. Die Kalkulation hat Parallelen zum Versicherungsgeschäft, Eventualrisiken können nur über große Bestände ausgeglichen werden. Der Leasinggeber muss ein intensives Produktwissen haben.

1.7.5 Mietkauf

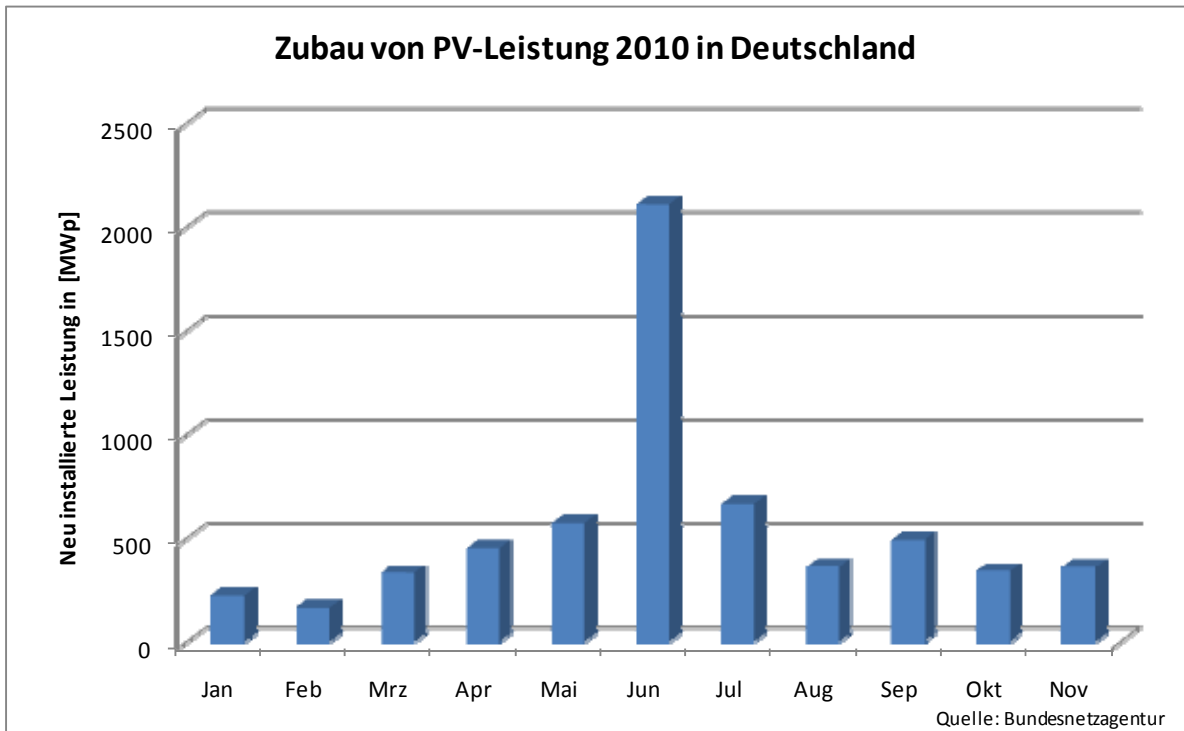
Mietkauf ist eine eigene Form des Leasings, welches den Besitzübergang am Ende der Mietzeit von vornherein einschließt.

1.8 Weitere Entwicklung, Zukunftssicherheit

In den vergangenen Jahren wurden die durch das EEG induzierten Preisabsenkungen insbesondere bei Modulen und Wechselrichtern durch die Hersteller realisiert. Damit konnten wirtschaftlich attraktive PV-Anlagen errichtet werden bis hin zu fondsfinanzierten Großanlagen auf Freiflächen. Durch die Novellierung des EEG im Jahr 2010 mit einer zusätzlichen, einmaligen Absenkung der Vergütungssätze in zwei zeitlich gestaffelten Schritten wurde der stürmischen Entwicklung der Anlagenpreise Rechnung getragen. Dies hatte allerdings zur Folge, dass ein extremer Anstieg im Zubau von Anlagen insbesondere vor der ersten Absenkung zur Jahresmitte stattgefunden hat, um die günstigeren Vergütungssätze noch in Anspruch nehmen zu können.

Für die Entwicklung des Photovoltaikmarktes in Deutschland werden verschiedene Prognosen ausgegeben. Der Bundesverband Solarwirtschaft e.V. hat in seiner Roadmap 2020 für das Jahr 2011 einen Zubau an Photovoltaikanlagen von 5 bis 6 GWp und für die Folgejahre einen jährlichen Zubau von 3 bis 5 GWp prognostiziert.

Interessant ist dabei der Anteil der weltweiten Dünnschichtmodul-Produktion, der im Jahr 2010 bei ca. 18% liegt und nach einer aktuell veröffentlichten Studie der Schweizer Sarasin-Bank zum Jahr 2012 auf ca. 30% ansteigen wird.



Die Vergütungsreduktionen für die kommenden Jahre induzieren einen stetigen Preisdruck und lassen dabei Preissenkungen bei den Modulpreisen von 10 bis 20% erwarten. Bei etwas sinkenden Renditen bleibt dieser Studie zufolge Deutschland einer der attraktivsten Märkte, sowohl im Aufdach- als auch im Freiflächenbereich.

2 Bewertungsmatrix zur Standortwahl

2.1 Struktur und Methodik zur Arbeit mit der Bewertungsmatrix

Für die Ermittlung von Potenzialflächen bzw. von Flächen für potenzielle Standorte von PV-Anlagen entlang der BAB wird ein mehrstufiges Verfahren vorgesehen. Dieses untergliedert sich in folgende Bearbeitung- bzw. Bewertungsschritte:

- **Ermittlung von Ausschlussflächen**

In diesem ersten Arbeitsschritt werden alle Flächen ermittelt, die - nach verschiedenen Kriterien beurteilt - für eine Nutzung als PV-Anlagen-Standort definitiv ausgeschlossen werden müssen. Die verbleibenden Restflächen entlang der BAB sind grundsätzlich als Potenzialflächen einzustufen.

- **Bewertung der Potenzialflächen**

In diesem Arbeitsschritt wird die Eignung der Potenzialflächen für eine Nutzung als PV-Anlagen-Standort differenziert bewertet. Dabei werden für jedes Kriterium ein oder mehrere Parameter definiert. Innerhalb dieser Parameter erfolgt eine Bewertung auf einer

fünfstufigen Skala. Die Zusammenfassung der Bewertungen aller Parameter – ggf. gewichtet – ergibt einen Wert, der ein Maß für die Eignung einer Potenzialfläche für eine Nutzung als PV-Anlagen-Standort darstellt. Potenzialflächen mit einer hohen Bewertung sollten in den weiteren Arbeitsschritten also vorrangig bearbeitet werden.

- **Ermittlung der Grundstücks- und Eigentumsverhältnisse**

In diesem Arbeitsschritt werden – zunächst möglicherweise nur für ausgewählte – Potenzialflächen die Grundstücke (Flurstücke) ermittelt, auf denen diese Potenzialfläche zu liegen kommt. Je nach konkreter Lage der Potenzialfläche ist davon auszugehen, dass neben Grundstücken der BAB (Eigentümer: Bundesrepublik Deutschland) auch Grundstücke anderer öffentlicher oder privater Eigentümer betroffen sind. In jedem Fall werden neben der exakten Flurstücksbezeichnung auch die aktuellen Eigentümer ermittelt. Fehlende Einigungsmöglichkeit mit dem Grundstückseigentümer hinsichtlich einer Nutzung als PV-Anlagen-Standort kann dabei zu einer „Zurückstellung“ bzw. einem Ausschluss der Potenzialfläche für die weitere Bearbeitung führen.

- **Detailbearbeitung der potenziellen Standorte**

In diesem vierten Arbeitsschritt erfolgt eine detaillierte und vertiefende Bearbeitung der einzelnen Potenzialflächen. Hier sind alle sonstigen, auf die einzelne Fläche bezogenen, individuellen und noch offenen Fragen zu bearbeiten, die in den ersten drei Arbeitsschritten nicht abgeklärt werden konnten. Eine generelle Vorgehensweise kann hier praktisch nicht angegeben werden. Die konkrete Vorgehensweise hängt immer an den konkreten Rahmenbedingungen für die einzelne Potenzialfläche.

Die hier dargestellte Vorgehensweise bzw. Methodik ist darauf orientiert, dass die ersten drei Bearbeitungsschritte vollständig bzw. überwiegend automatisiert – das heißt in diesem Fall GIS-gestützt – bearbeitet werden können. Dies ist allerdings nur dann sinnvoll, wenn möglichst alle benötigt Daten auch digital zur Verfügung stehen. Als topographische Grundlagen sind dabei die digitalen Bestandsunterlagen des Thüringer Landesamtes für Bau und Verkehr (TLBV) zu verwenden, da diese hinsichtlich der Aktualität und Genauigkeit die beste topographische Unterlage darstellen. Da die Bestandsunterlagen aber erst nach Fertigstellung der Baumaßnahmen erstellt werden können, sind diese noch nicht auf der Gesamtlänge der Thüringer Autobahnen vorhanden.

Dort, wo diese Unterlagen (noch) nicht vorliegen, muss auf die amtlichen topographischen Karten des Thüringer Landesamts für Vermessung und Geoinformation (TLVermGeo) zurückgegriffen werden. Diese sind flächendeckend vorhanden, basieren aber auf einem Maßstab 1:10.000 und besitzen hinsichtlich kleinräumiger Strukturen natürlich eine deutlich schlechtere Auflösung. Für öffentliche Aufgabenträger werden die digitalen Kartengrundlagen vom TLVermGeo kostenfrei zur Verfügung gestellt. Die Herausgabe dieser Unterlagen an nichtöffentliche Vorhabenträger erfolgt kostenpflichtig.



2.2 Ausschlusskriterien

Kriteriendefinition	Parameter	Ausschlusskriterium	Datenverfügbarkeit/ Datenbeschaffung	
			analoge Daten	digitale Daten
topographische Kriterien	Geländeneigung/ Ausrichtung	stark (>30°) nord-, WNW- bis ONO-geneigte Flächen	TLBV (Planfeststellungs- unterlagen), TLVermGeo	TLBV (Planfeststellungs- unterlagen, teilweise), TLVermGeo
	Mindestfläche für Freiflächen(anlagen)	1000 m ²	nicht praktikabel	GIS-gestützte Ermittlung
Umwelt-/ Naturschutz- kriterien	Naturschutzflächen	Naturschutzgebiete, GLB/ FND, ND, § 18/ § 30-Biotope	TLUG Jena, UNB bei Landkreisen bzw. kreisfreien Städten	TLUG
		Eingriffs- und Ausgleichsflächen	TLBV (Planfeststellungs- unterlagen)	TLBV (Planfeststellungs- unterlagen) (teilweise)
	Waldflächen	Wald	TLWJF; Forstämter	TLWJF
bauwerksbezogene Kriterien (Kriterien, die sich aus dem tatsächlich, technischen oder rechtlichen Bedingungen entlang von BAB ergeben)			TLBV	TLBV
sonstige Kriterien	Leitungsbestand	Versorgungsleitungen (ELT, Gas, Telekommunikation inkl. Sicherheitsbereich	E.ON u.a. Stromver- sorger, Gasversorger, Telekom	E.ON u.a. Stromver- sorger, Gasversorger, Telekom
Ergebnis	Ausschlussfläche	keine weitere Bearbeitung		
	Potenzialflächen	Übernahme in nächsten Bearbeitungsschritt		



2.3 Gunst-/ Ungunstkriterien

Kriteriendefinition	Parameter	Parametrierung und Bewertung	Datenverfügbarkeit/ Datenbeschaffung	
			analoge Daten	digitale Daten
topographische Kriterien	Geländeneigung/ Ausrichtung	SSW- bis SSO-Ausrichtung	TLBV (Planfeststellungsunterlagen) TLVermGeo	TLBV (Planfeststellungsunterlagen, teilweise), TLVermGeo
		SW- / SO-Ausrichtung		
		W-O-orientierte Lärmschutzwände		
		Ebene Flächen		
		W- oder O-Ausrichtung		
	Fläche	über 30.000 m ²	nicht praktikabel	GIS-gestützte Ermittlung
über 15.000 m ² bis 30.000 m ²				
über 10.000 m ² bis 15.000 m ²				
über 5.000 m ² bis 10.000 m ²				
über 1.000 m ² bis 5.000 m ²				
Umwelt-/ Naturschutzkriterien	Naturschutz/ Landschaftsschutz	ohne Bewuchs	Biotopkartierung (UNB bei Landkreisen bzw. kreisfreien Städten) Vor-Ort-Begehung	TLUG, TLVermGeo (Orthofotos)
		sehr geringer Aufwuchs		
		geringer Aufwuchs, Sträucher, wenig Bäume		
		Aufwuchs aus Sträuchern und Bäumen		
		Landschaftsschutzgebiet		
		starker Aufwuchs		



bauwerksbezogene Kriterien (Kriterien, die sich aus dem tatsächlich, technischen oder rechtlichen Bedingungen entlang von BAB ergeben)	Bauwerke (v.a. Lärmschutzwände bzw. -wänden)	Außenseiten von Lärmschutzwällen (nicht belegt)	TLBV	TLBV
		Lärmschutzwände (nicht belegt)		
		Innenseiten von Lärmschutzwällen		
	Böschungen	Böschungen von der Fahrbahn weg fallend		
		Böschungen zur Fahrbahn fallend (nicht belegt)		
	keine BAB-Flächen	keine BAB-Flächen		
sonstige Kriterien	Zuwegung	gute Zuwegung vorhanden	TLVermGeo (TK 10)	TLVermGeo (ATKIS, Orthofotos)
		schlechte Zuwegung vorhanden		
		Zuwegung relativ leicht herstellbar		
		Zuwegung mit Schwierigkeiten herstellbar		
		Zuwegung mit großen Schwierigkeiten herstellbar		
	Netzanbindung/ potenzieller Einspeisepunkt (Kennwert aus Entfernung und verfügbarer Potenzialfläche in m/ m ²) (Mit Erstellung eines Potenzialatlasses Kennwerte überprüfen)	Kennwert kleiner 0,003 m/ m ²	E.ON u.a. Stromversorger, teilweise Stadtwerke	E.ON u.a. Stromversorger (Datenbereitstellung in digitaler Form ist noch zu klären)
		Kennwert >0,003 m/ m ² , <0,3 m/ m ²		
		Kennwert > 0,3 m/ m ² , < 0,6 m/ m ²		
		Kennwert > 0,6 m/ m ² , < 1,0 m/ m ²		
		Kennwert > 1,0 m/ m ²		



2.4 Ermittlung Grundstücks- und Eigentumsverhältnisse

Arbeitsschritt	Parameter	Bearbeitung	Datenverfügbarkeit/ Datenbeschaffung	
			analoge Daten	digitale Daten
Ermittlung der betroffenen Grundstücke	Grundstücke, die sich in einer ermittelten Potenzialfläche befinden	GIS-gestützte Verschneidung von ermittelten Potenzialflächen mit ALK-Daten	nicht sinnvoll, da extrem arbeitsaufwendig	TLVermGeo (ALK-Daten) *
Ermittlung der Eigentümer	Eigentümer der im Arbeitsschritt 1 ermittelten Grundstücke	Verschneidung von ALK- mit ALB-Daten	nicht sinnvoll, da extrem arbeitsaufwendig	TLVermGeo (ALB-Daten) *
Ergebnis:	Grundstücks-Eigentümerlisten →	Kontaktaufnahme/ Verhandlungen mit Grundstückseigentümern		

* für öffentliche Aufgabenträger sind diese Daten kostenfrei und problemlos zu beschaffen, für Privatpersonen und Firmen ist die Beschaffung schwieriger (Datenschutz)

3 Ablaufplan zur Evaluierung

Der angehängte Ablaufplan zeigt die Evaluierung der Flächen mit den Abhängigkeiten und Entscheidungspunkten in grafischer Form.

4 Ausblick, Empfehlungen

Der Ausblick dieser Studie richtet sich als Folgeschritt auf die Erfassung und Bewertung der konkreten Potenzialflächen an den Autobahnen auf einen zu erstellenden Potenzialflächenatlas, welcher für die Beteiligten die Umsetzung von PV-Projekten beschleunigen hilft. Ein bedeutender Punkt in diesem Potenzialatlas wäre die Zusammenstellung und Nutzung der verschiedenen verfügbaren analogen und digitalen Daten, mit denen die konkreten Potenzialflächen bestimmt werden können. Dabei empfiehlt es sich, sowohl die Einzeldaten und Eingangsparameter als auch die Bewertungen der jeweiligen Flächen in einem Datenbanksystem abzulegen. So können die Einzelflächen unter Einstellung verschiedener Parameter nicht nur gefiltert und betrachtet werden, sondern auch Neubewertungen bei geänderten oder angepassten Kriterien sehr schnell vorgenommen werden.

Mit dem Potenzialflächenatlas kann ein „Solarkataster“ für diese vergütungsfähigen Flächen generiert werden, welches auch über Internet für potentielle Investoren veröffentlicht werden kann. Dies bietet den initiativ und investiv Beteiligten eine rasche Zielführung bei der Projektentwicklung von Photovoltaik-Projekten entlang der Thüringer Bundesautobahnen.

Anhänge

Anhang 1: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für eine PV-Freiflächenanlage

Stand:07.12.2010

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - GuV

PV - Freiflächenanlage
 Berechnungsbeispiel 2011

Persönliche Daten	
Name:	Betreiber
Straße, Nr.:	
PLZ, Ort:	Anlagenstandort
Telefon:	
Email:	

Vereinfachte Ertragsvorschau* (vereinfacht ohne Steuer)	
Vergütungssatz:	0,2111 €/kWh (Freiflächen)
Spezifischer Energieertrag:	900,00 kWh/a
Einspeisevergütung im 1. Jahr:	189.990,00 €
Roherlöse nach 20 Jahren:	3.799.800,00 €
Erlös (nach Kosten, Abschlägen):	2.360.145,13 €
Ergebnis kumuliert:	410.145,13 €
Rendite pro Jahr:	1,05 %
Eigenkapitalrendite pro Jahr:	5,3 %

* unverbindliche Beispiel-Ertragschätzung

Wirtschaftliche Anlagendaten	
Anlagenleistung:	1.000,00 kW _p
Investitionskosten:	1.950.000,00 € (Grenzkosten)
	1.950,00 €/kW _p
Investzulage (KMU):	0,0 %
	0,00 €
Restsumme:	1.950.000,00 €
Eigenkapital:	20,00 %
	390.000,00 €
Finanzierungssumme:	1.560.000,00 €
Moduldegradation:	0,50% pro Jahr

¹⁰ unverbindliches Berechnungsbeispiel zur Darstellung der prinzipiellen Verläufe

laufende Kosten pro Jahr			
	Betrag / Jahr	€/kWp	% von Invest
Betriebung	3.510,00 €	3,51 €	0,18%
Rückstellung	3.510,00 €	3,51 €	0,18%
Gebühren EVU	750,00 €	0,75 €	0,04%
Wartung	10.000,00 €	10,00 €	0,51%
Versicherung	3.900,00 €	3,90 €	0,20%
Pacht	6.000,00 €	6,00 €	0,31%
Summe	27.670,00 €	27,67 €	1,42%

Nicht verbrauchte Kosten stehen als Erlös zur Verfügung

Finanzierung	
Kredit 1: Bank	
Betrag:	1.560.000,00 €
Zinssatz:	4,00 %
tilgungsfrei (Jahre):	2
Laufzeit (Jahre):	18
Kredit 2: ...	
Betrag:	0,00 €
Zinssatz:	,00 %
Pacht/ha:	1.000,00 €
Mietfläche [ha]	6,0
Gesamt:	1.560.000,00 €

Hinweis: Alle farbig hervorgehobenen Felder sind auszufüllen !

Gebühren EVU	750,00 €	Wandlerrmessung
	140,00 €	Direktmessung

Zusammenfassung der Studie
 „Photovoltaik-Projekte an Bundesautobahnen in Thüringen“



Stand: 07.12.2010

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - GuV

PV - Freiflächenanlage
 Berechnungsbeispiel 2011

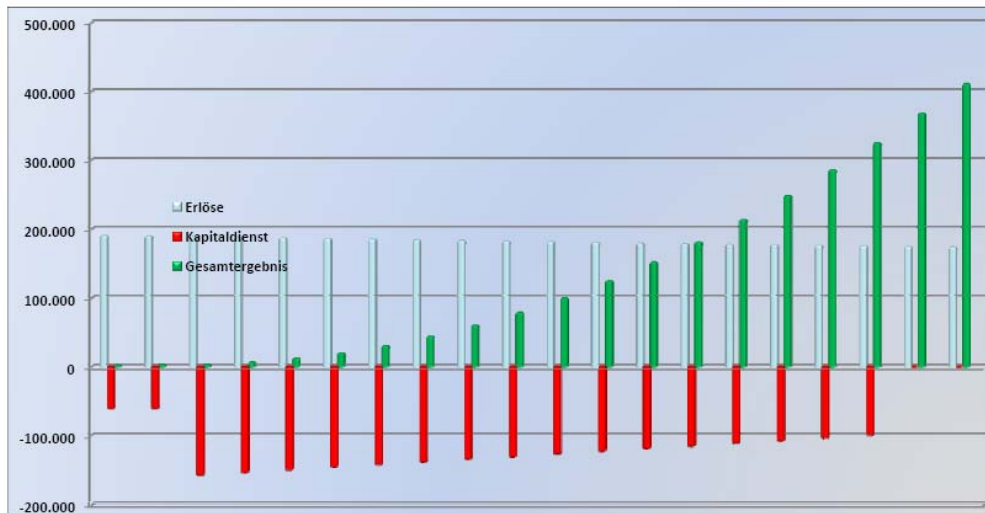
Gewinn- und Verlustrechnung in [€]

Jahr	Erlöse	Zinsaufwand	Fiskosten (siehe Tabelle rechts oben)	MfA [% p.a.]	Abschreibung MfA	Kumulative MfA	Ergebnis lid. Periode	Ergebnis kumuliert	Restschuld [€] 1. Darlehen	Restschuld [€] 2. Darlehen	Kapitaldienst
1	189.990,00	-62.400,00	-27.670,00	5,00	-97.500,00	-97.500,00	2.420,00	2.420,00	1.560.000,00	0,00	-62.400,00
2	189.040,05	-62.400,00	-27.946,70	5,00	-97.500,00	-195.000,00	1.193,35	3.613,35	1.560.000,00	0,00	-62.400,00
3	188.094,85	-62.400,00	-28.226,17	5,00	-97.500,00	-292.500,00	-31,32	3.582,03	1.462.500,00	0,00	-159.900,00
4	187.154,38	-58.500,00	-28.508,43	5,00	-97.500,00	-390.000,00	2.645,95	6.227,98	1.365.000,00	0,00	-156.000,00
5	186.218,60	-54.600,00	-28.793,51	5,00	-97.500,00	-487.500,00	5.325,09	11.553,07	1.267.500,00	0,00	-152.100,00
6	185.287,51	-50.700,00	-29.081,45	5,00	-97.500,00	-585.000,00	8.006,06	19.559,13	1.170.000,00	0,00	-148.200,00
7	184.361,07	-46.800,00	-29.372,26	5,00	-97.500,00	-682.500,00	10.688,81	30.247,94	1.072.500,00	0,00	-144.300,00
8	183.439,27	-42.900,00	-29.665,99	5,00	-97.500,00	-780.000,00	13.373,28	43.621,23	975.000,00	0,00	-140.400,00
9	182.522,07	-39.000,00	-29.962,65	5,00	-97.500,00	-877.500,00	16.059,43	59.680,65	877.500,00	0,00	-136.500,00
10	181.609,46	-35.100,00	-30.262,27	5,00	-97.500,00	-975.000,00	18.747,19	78.427,84	780.000,00	0,00	-132.600,00
11	180.701,41	-31.200,00	-30.564,89	5,00	-97.500,00	-1.072.500,00	21.436,52	99.864,36	682.500,00	0,00	-128.700,00
12	179.797,91	-27.300,00	-30.870,54	5,00	-97.500,00	-1.170.000,00	24.127,36	123.991,72	585.000,00	0,00	-124.800,00
13	178.898,92	-23.400,00	-31.179,25	5,00	-97.500,00	-1.267.500,00	26.819,67	150.811,39	487.500,00	0,00	-120.900,00
14	178.004,42	-19.500,00	-31.491,04	5,00	-97.500,00	-1.365.000,00	29.513,38	180.324,77	390.000,00	0,00	-117.000,00
15	177.114,40	-15.600,00	-31.805,95	5,00	-97.500,00	-1.462.500,00	32.208,45	212.533,22	292.500,00	0,00	-113.100,00
16	176.228,83	-11.700,00	-32.124,01	5,00	-97.500,00	-1.560.000,00	34.904,82	247.438,04	195.000,00	0,00	-109.200,00
17	175.347,68	-7.800,00	-32.445,25	5,00	-97.500,00	-1.657.500,00	37.602,43	285.040,47	97.500,00	0,00	-105.300,00
18	174.470,95	-3.900,00	-32.769,70	5,00	-97.500,00	-1.755.000,00	40.301,24	325.341,72	0,00	0,00	-101.400,00
19	173.598,59	0,00	-33.097,40	5,00	-97.500,00	-1.852.500,00	43.001,19	368.342,91	0,00	0,00	0,00
20	172.730,60	0,00	-33.428,37	5,00	-97.500,00	-1.950.000,00	41.802,22	410.145,13	0,00	0,00	0,00

Stand: 07.12.2010

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - GuV

PV - Freiflächenanlage
 Berechnungsbeispiel 2011



Anhang 2: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für eine PV-Anlage auf einer Lärmschutzwand

Stand:07.12.2010

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - GuV

PV - Anlage auf Lärmschutzwand
 Berechnungsbeispiel 2011

Persönliche Daten	
Name:	Betreiber
Straße, Nr.:	
PLZ, Ort:	Anlagenstandort
Telefon:	
Email:	

Vereinfachte Ertragsvorschau* (vereinfacht ohne Steuer)			
Vergütungssatz:	0,2775	€/kWh	(Gebäude/LSW)
Spezifischer Energieertrag:	900,00	kWh/a	
Einspeisevergütung im 1. Jahr:	24.975,00	€	
Roherlöse nach 20 Jahren:	499.500,00	€	
Erlös (nach Kosten, Abschlägen):	299.629,62	€	
Ergebnis kumuliert:	59.629,62	€	
Rendite pro Jahr:	1,24	%	
Eigenkapitalrendite pro Jahr:	6,2	%	

* unverbindliche Beispiel-Ertragsschätzung

Wirtschaftliche Anlagendaten	
Anlagenleistung:	100,00 kW _p
Investitionskosten:	240.000,00 €
	2.400,00 €/kW _p
Investzulage (KMU):	0,0 %
	0,00 €
Restsumme:	240.000,00 €
Eigenkapital:	20,00 %
	48.000,00 €
Finanzierungssumme:	192.000,00 €
Moduldegradation:	0,50% pro Jahr

¹⁾ unverbindliches Berechnungsbeispiel zur Darstellung der prinzipiellen Verläufe

laufende Kosten pro Jahr			
	Betrag / Jahr	€/kW _p	% von Invest
Betreibung	432,00 €	4,32 €	0,18%
Rückstellung	432,00 €	4,32 €	0,18%
Gebühren EVU	750,00 €	7,50 €	0,31%
Wartung	1.000,00 €	10,00 €	0,42%
Versicherung	480,00 €	4,80 €	0,20%
Pacht	1.275,00 €	12,75 €	0,53%
Summe	4.369,00 €	43,69 €	1,82%

Nicht verbrauchte Kosten stehen als Erlös zur Verfügung

Finanzierung			
Kredit 1: Bank			
Betrag:	192.000,00 €	tilgungsfrei (Jahre):	2
Zinssatz:	4,00 %	Laufzeit (Jahre):	18
Kredit 2: ...			
Betrag:	0,00 €	Pacht/m ² :	1,50 €
Zinssatz:	,00 %	Mietfläche	850
Gesamt:	192.000,00 €		

Hinweis: Alle farbig hervorgehobenen Felder sind auszufüllen!

Gebühren EVU	750,00 €	Wandlerrmessung
	140,00 €	Direktmessung

Zusammenfassung der Studie „Photovoltaik-Projekte an Bundesautobahnen in Thüringen“



Stand: 07.12.2010

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - GuV

PV - Anlage auf Lärmschutzwand
Berechnungsbeispiel 2011

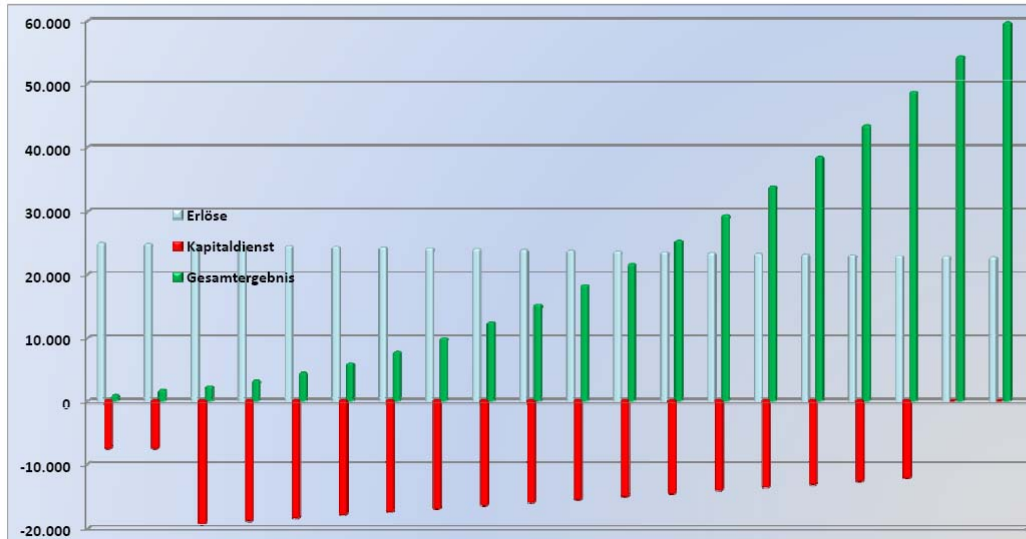
Gewinn- und Verlustrechnung in [€]

Jahr	Erlöse	Zinsaufwand	Fiskosten (siehe Tabelle rechts oben)	MAA [% p.a.]	Abschreibung A/A	Kumulative A/A	Ergebnis id. Periode	Ergebnis kumuliert	Restschuld [€] 1. Darlehen	Restschuld [€] 2. Darlehen	Kapitaldienst
1	24.975,00	-7.680,00	-4.369,00	5,00	-12.000,00	-12.000,00	926,00	926,00	192.000,00	0,00	-7.680,00
2	24.850,13	-7.680,00	-4.412,69	5,00	-12.000,00	-24.000,00	757,44	1.683,44	192.000,00	0,00	-7.680,00
3	24.725,87	-7.680,00	-4.456,82	5,00	-12.000,00	-36.000,00	589,06	2.272,49	180.000,00	0,00	-19.680,00
4	24.602,25	-7.200,00	-4.501,39	5,00	-12.000,00	-48.000,00	900,86	3.173,35	168.000,00	0,00	-19.200,00
5	24.479,23	-6.720,00	-4.546,40	5,00	-12.000,00	-60.000,00	1.212,83	4.386,19	156.000,00	0,00	-18.720,00
6	24.356,84	-6.240,00	-4.591,86	5,00	-12.000,00	-72.000,00	1.524,97	5.911,16	144.000,00	0,00	-18.240,00
7	24.235,05	-5.760,00	-4.637,78	5,00	-12.000,00	-84.000,00	1.837,27	7.748,43	132.000,00	0,00	-17.760,00
8	24.113,88	-5.280,00	-4.684,16	5,00	-12.000,00	-96.000,00	2.149,72	9.898,15	120.000,00	0,00	-17.280,00
9	23.993,31	-4.800,00	-4.731,00	5,00	-12.000,00	-108.000,00	2.462,31	12.360,46	108.000,00	0,00	-16.800,00
10	23.873,34	-4.320,00	-4.778,31	5,00	-12.000,00	-120.000,00	2.775,03	15.135,49	96.000,00	0,00	-16.320,00
11	23.753,98	-3.840,00	-4.826,09	5,00	-12.000,00	-132.000,00	3.087,88	18.223,37	84.000,00	0,00	-15.840,00
12	23.635,21	-3.360,00	-4.874,36	5,00	-12.000,00	-144.000,00	3.400,85	21.624,22	72.000,00	0,00	-15.360,00
13	23.517,03	-2.880,00	-4.923,10	5,00	-12.000,00	-156.000,00	3.713,93	25.338,15	60.000,00	0,00	-14.880,00
14	23.399,44	-2.400,00	-4.972,33	5,00	-12.000,00	-168.000,00	4.027,11	29.365,27	48.000,00	0,00	-14.400,00
15	23.282,45	-1.920,00	-5.022,05	5,00	-12.000,00	-180.000,00	4.340,39	33.705,66	36.000,00	0,00	-13.920,00
16	23.166,03	-1.440,00	-5.072,27	5,00	-12.000,00	-192.000,00	4.653,76	38.359,43	24.000,00	0,00	-13.440,00
17	23.050,20	-960,00	-5.123,00	5,00	-12.000,00	-204.000,00	4.967,21	43.326,63	12.000,00	0,00	-12.960,00
18	22.934,95	-480,00	-5.174,23	5,00	-12.000,00	-216.000,00	5.280,73	48.607,36	0,00	0,00	-12.480,00
19	22.820,28	0,00	-5.225,97	5,00	-12.000,00	-228.000,00	5.594,31	54.201,67	0,00	0,00	0,00
20	22.706,18	0,00	-5.278,23	5,00	-12.000,00	-240.000,00	5.427,95	59.629,62	0,00	0,00	0,00

Stand: 07.12.2010

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - GuV

PV - Anlage auf Lärmschutzwand
Berechnungsbeispiel 2011



Anhang 3: Demonstrationsbeispiel zur Anwendung der Bewertungsmatrix

Zweck und Ausgangsdaten

Die vorgestellte Methodik wird im Folgenden an einem Demonstrationsbeispiel erläutert.

Als Autobahnabschnitt wurde dazu der Abschnitt an der BAB A 4 nördlich der Ortslage Stadtroda zwischen der Behelfsausfahrt bei der Gemeinde Gernewitz (westliche Grenze des Untersuchungsabschnittes bei Nordwert: 56 37 900, Ostwert: 44 78 650) und der Autobahnanschlussstelle Stadtroda unmittelbar an der Gemeinde Quirla (östliche Grenze des Untersuchungsabschnittes bei Nordwert: 56 37 050, Ostwert: 44 84 450) ausgewählt. In diesem Abschnitt ist die BAB A 4 bereits durchgängig sechsstreifig ausgebaut, so dass wir hier davon ausgehen, dass keine weiteren baulichen Veränderungen an der Autobahn bzw. deren Nebenanlagen zu erwarten sind.

Die räumliche Lage des ausgewählten Autobahnabschnittes ist in den Abb. 1 und 2 dargestellt.

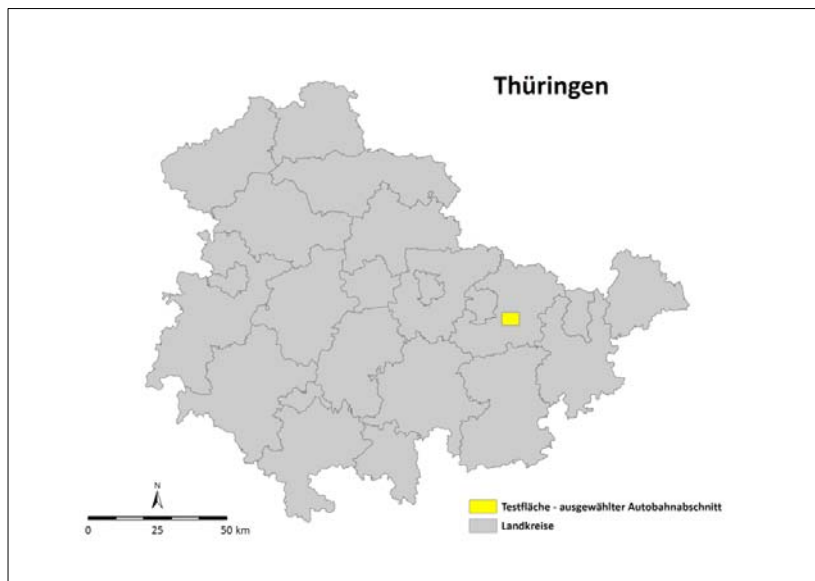


Abb.1 Lage des Bearbeitungsgebietes innerhalb Thüringens



Abb. 2 Luftbild des Bearbeitungsgebietes

Gemäß Leitfaden sollen als topographische Ausgangsdaten die Nutzung der Vermessungsunterlagen (bevorzugt Bestandsvermessung nach Abschluss der Bauarbeiten, alternativ die Planunterlagen gemäß Planfeststellungsbeschluss) genutzt werden. Es wurde dabei davon ausgegangen, dass diese Daten (zuerst Planunterlagen gemäß Planfeststellung, später Bestandsvermessungen) beim Thüringer Landesamt für Bau und Verkehr (TLBV) digital vorliegen sollten und in ein Geographisches Informationssystem (GIS) übernommen werden können. Für die vereinfachte Bearbeitung des hier dargestellten Demonstrationsbeispiels wurden diese Daten nicht beschafft, sondern auf topographische Daten der TK 10 (topographischen Karte im Maßstab 1:10.000) zurückgegriffen.

Als Konsequenz ergibt sich für dieses Beispiel allerdings, dass kleinteiligere Strukturen, nämlich Strukturen, die im Maßstab 1:10.000 nicht mehr dargestellt sind, hier nicht bewertet werden können.

Vorgehensweise

In der Abb. 3 ist der sich für den o.g. Autobahnabschnitt ergebende Untersuchungsraum (beidseitig der Autobahn jeweils 110 m) dargestellt.

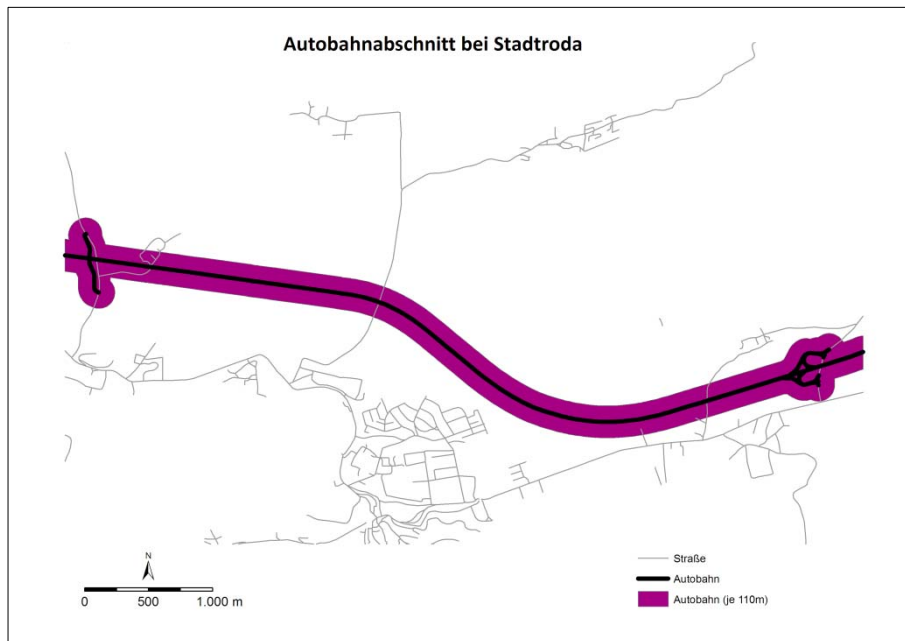


Abb. 3 Ausdehnung des Untersuchungsraumes

Im ersten Arbeitsschritt werden die ersten Ausschlussflächen ermittelt. In diesem konkreten Fall handelt es sich dabei in erster Linie um die Ortslage Podelsatz (nördlich der Autobahn gelegen), weiterhin um Waldflächen, die sich nordöstlich der Ortslage Stadtroda beiderseits der Autobahn erstrecken, sowie einige wenige Flächen, die unter Landschafts- bzw. Naturschutz fallen.

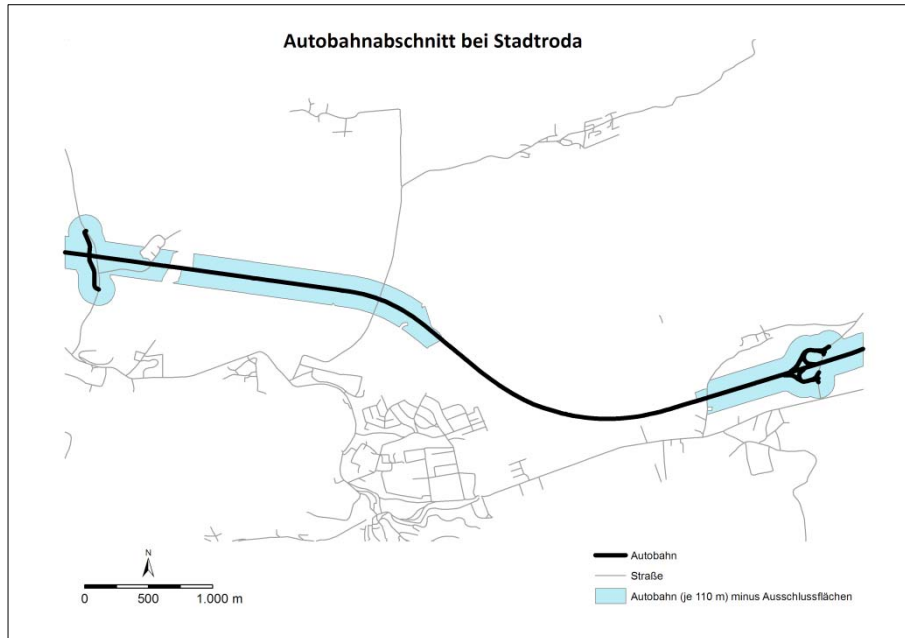


Abb. 4 Untersuchungsraum nach Abzug der Ausschlussflächen

Die verbleibende Fläche des Untersuchungsraums ist grundsätzlich als Potenzialfläche einzustufen. Aus den vorhandenen trennenden Elementen innerhalb dieser Potenzialfläche (Straßen, Wegeführungen, Bahnstrecken, Gewässer, Hochspannungstrassen und dergl.) ergibt sich eine Unterteilung dieser Potenzialfläche in verschiedene Teilflächen (Abb. 5).

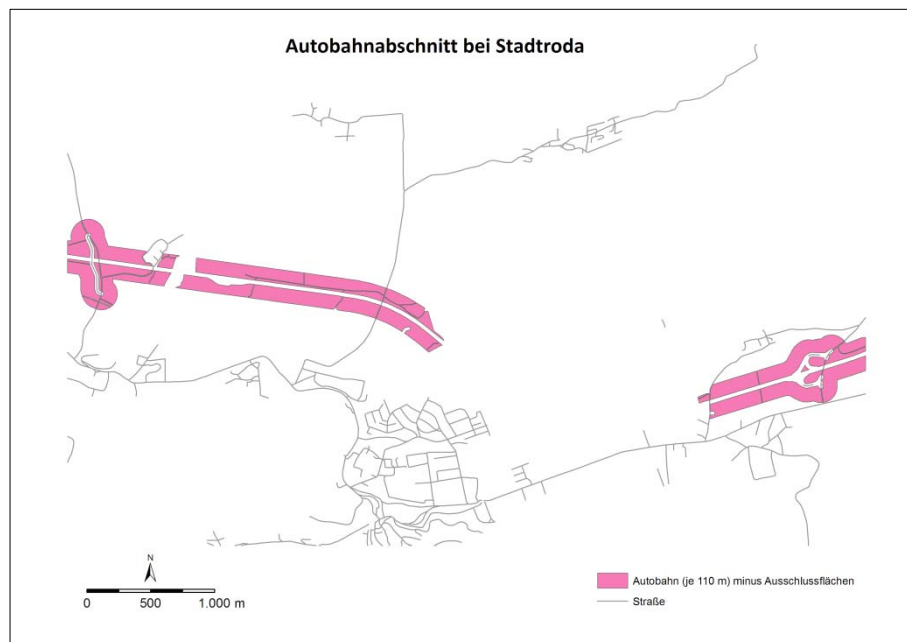


Abb. 5 Teilflächen im Untersuchungsraum

Für diese Teilflächen wird im nächsten Schritt geprüft, ob sie weitere Ausschlusskriterien erfüllen (z.B. Ausschluss sehr kleiner Flächen; gemäß Bewertungsmatrix $< 1.000 \text{ m}^2$ oder deutliche Neigung der Teilfläche in nördlich Richtung).

Auf die verbleibenden Teilflächen ist nun das in der Bewertungsmatrix dargestellte Bewertungsschema anzuwenden. Relativ einfach lässt sich dabei die räumliche Ausrichtung (Neigung und Neigungsrichtung) der einzelnen Flächen auch kartographisch darstellen (Abb. 6).

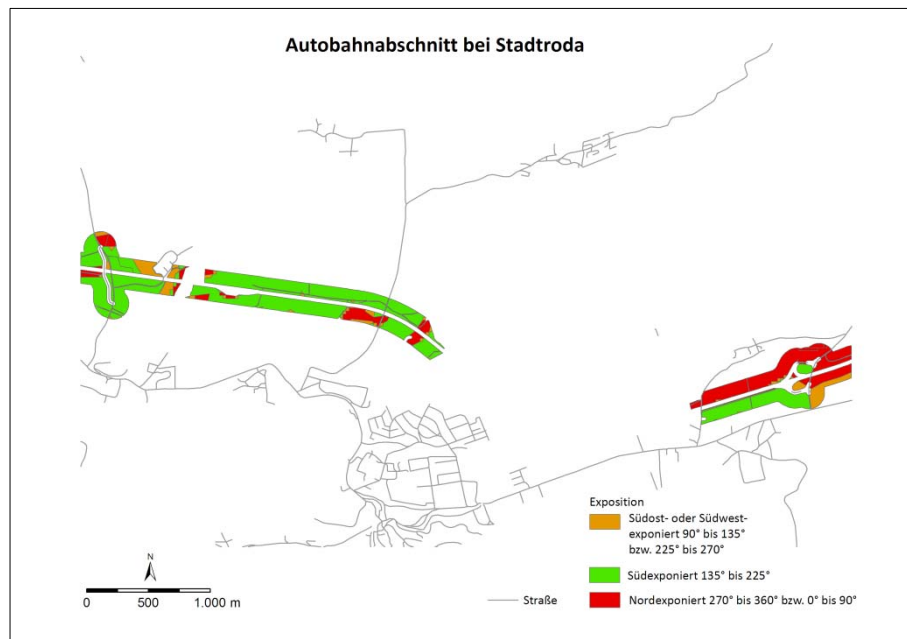


Abb. 6 Darstellung der Geländeneigung/ -ausrichtung der Teilflächen

Andere Kriterien lassen sich schwieriger kartographisch darstellen, so dass die Gesamtbewertung in einer tabellarischen Form erfolgt. (Tabelle 2)

In Abb. 7 sind nur noch die verbliebenen Flächen dargestellt, ohne die nach Norden exponierten Flächen (= weitere Ausschlussflächen).

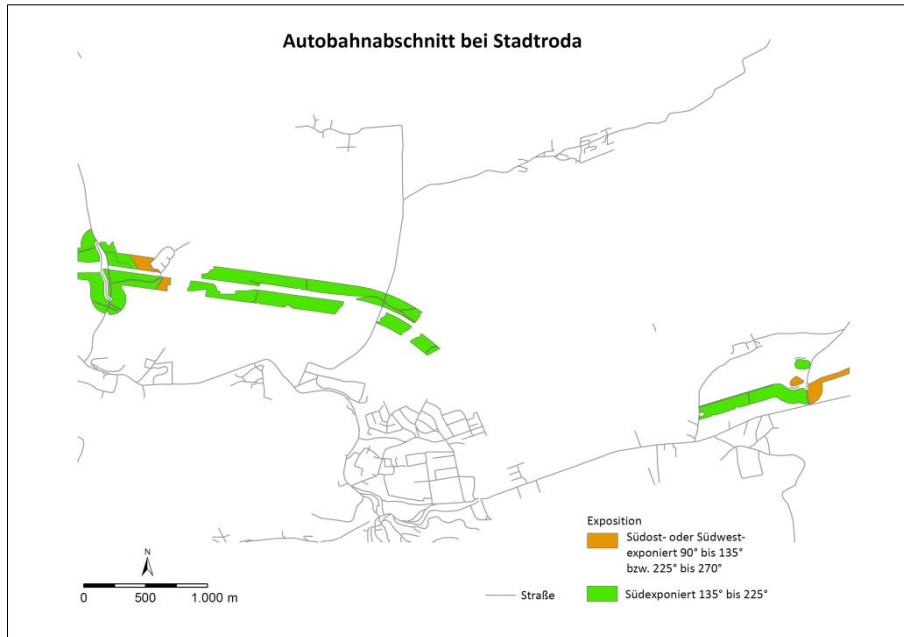


Abb. 7 Darstellung verbleibender Teilflächen nach Ausschluss der nordexponierten Flächen

(An dieser Stelle wurde im Demonstrationsbeispiel von der vorgeschlagenen Methodik abgewichen und die weiteren Daten durch Vor-Ort-Begehungen erhoben. Diese Vor-Ort-Begehungen sind gemäß vorgeschlagener Bearbeitungsmethodik bei guter Datenlage erst zu einem späteren Zeitpunkt erforderlich.)

Es folgt eine genauere Betrachtung der einzelnen Abschnitte jeweils im westlichen und östlichen Teil des Untersuchungsraumes mit durchgehender Flächennummerierung. (Abb. 8 und 9)

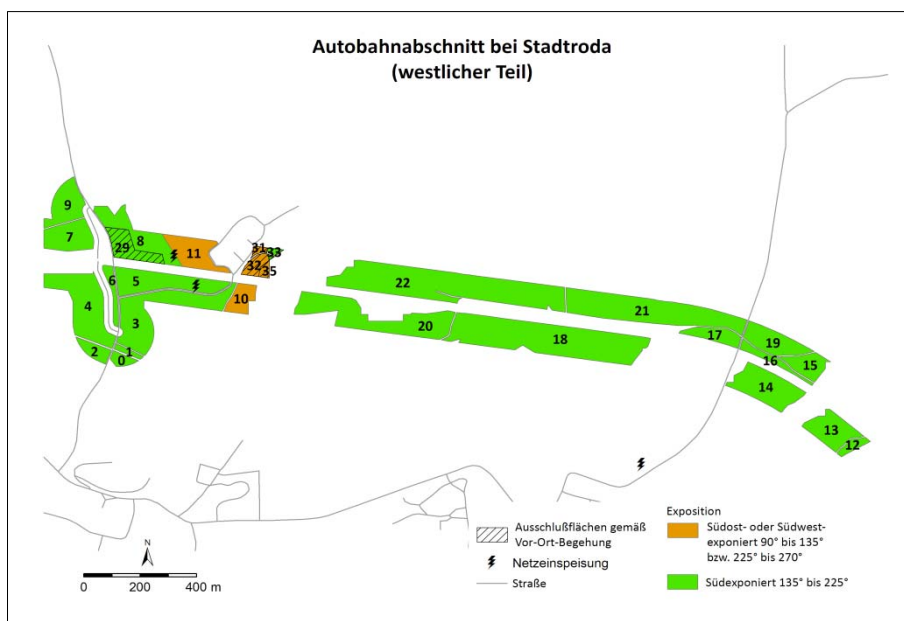


Abb. 8 Teilflächen im westlichen Teil des Untersuchungsraumes mit Flächennummerierung

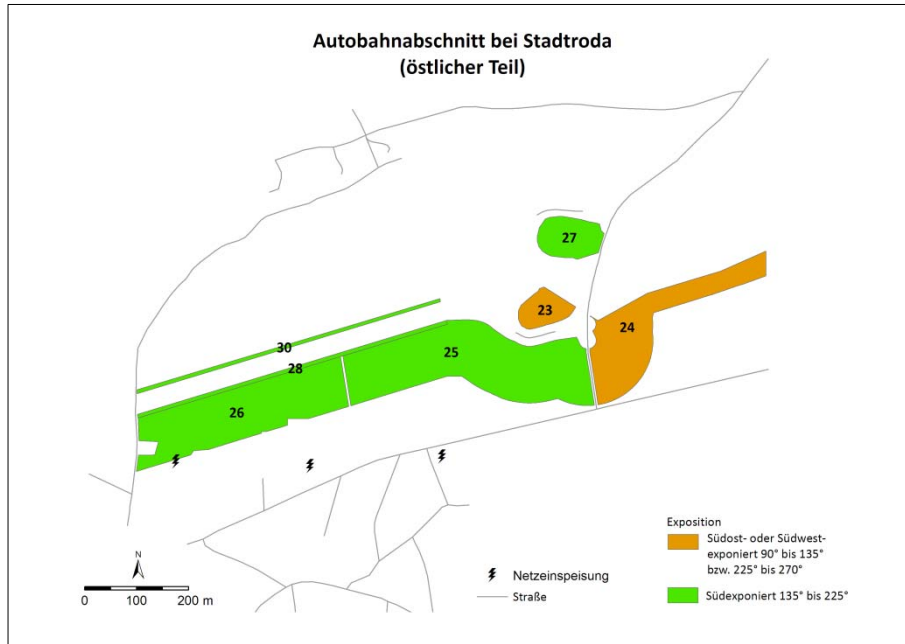


Abb. 9 Teilflächen im östlichen Teil des Untersuchungsraumes mit Flächennummerierung

Auswertung GIS					Bewertung					Auswertung	
ID	Fläche	Exposition	Entfernung	Kennwert	Gelände	Fläche	Naturschutz	Bauwerk	Zuwegung	Netzanbindung	
	[m ²]		Einspeisepunkt [m]	Einspeisepunkt [m/m ²]							>22
0	3.309	S (135°-225°)	373,5	0,113	3	1	4	3	5	4	20
1	1.937	S (135°-225°)	340,4	0,176	3	1	4	3	5	4	20
2	5.592	S (135°-225°)	435,1	0,078	3	2	4	3	5	4	21
3	36.909	S (135°-225°)	80,8	0,002	3	5	4	3	5	5	25
4	33.569	S (135°-225°)	379,0	0,011	3	5	4	3	5	4	24
5	24.933	S (135°-225°)	85,8	0,003	3	4	4	3	5	5	24
6	4.824	S (135°-225°)	237,5	0,049	3	1	4	3	5	4	20
7	16.602	S (135°-225°)	380,4	0,023	3	4	4	3	5	4	23
8	19.746	S (135°-225°)	141,2	0,007	3	4	4	3	5	4	23
9	15.383	S (135°-225°)	436,7	0,028	3	4	4	3	5	4	23
10	8.394	ESE (90°-135°)	161,7	0,019	3	2	4	3	5	4	21
11	16.965	ESE (90°-135°)	80,3	0,005	3	4	4	3	5	4	23
12	3.536	S (135°-225°)	759,0	0,215	3	1	4	3	2	4	17
13	16.239	S (135°-225°)	692,7	0,043	3	4	4	3	2	4	20
14	24.692	S (135°-225°)	528,7	0,021	3	4	4	3	5	4	23
15	10.226	S (135°-225°)	684,5	0,067	3	3	4	3	5	4	22
16	5.823	S (135°-225°)	614,4	0,106	3	2	2	2	5	4	18
17	8.965	S (135°-225°)	542,5	0,061	3	2	2	2	5	4	18
18	74.043	S (135°-225°)	575,2	0,008	3	5	4	3	5	4	24
19	16.055	S (135°-225°)	661,4	0,041	3	4	4	3	5	4	23
20	41.278	S (135°-225°)	650,1	0,016	3	5	4	3	5	4	24
21	51.653	S (135°-225°)	568,1	0,011	3	5	4	3	5	4	24
22	79.744	S (135°-225°)	887,9	0,011	3	5	2	3	4	4	21
23	5.627	WSW (225°-270°)	354,6	0,063	3	2	2	3	5	4	19
24	27.659	WSW (225°-270°)	553,8	0,020	3	4	4	3	5	4	23
25	52.126	S (135°-225°)	212,7	0,004	3	5	4	3	5	4	24
26	39.532	S (135°-225°)	160,3	0,004	3	5	4	3	5	4	24
27	8.524	S (135°-225°)	492,1	0,058	3	2	1	3	5	4	18
28	4.308	S (135°-225°)	191,5	0,044	5	1	3	5	3	4	21
29	12.035	S (135°-225°)	140,0								
30	4.185	S (135°-225°)	237,0	0,057	5	2	3	1	5	4	20
31	1.211	ESE (90°-135°)	260,8								
32	4.660	ESE (90°-135°)	222,4								
33	954	S (135°-225°)	309,0								
34	221	S (135°-225°)	288,5								
35	1.691	ESE (90°-135°)	247,3								

Tabelle 2

Von den 36 einzelnen Teilflächen wurden im Rahmen der Detailbetrachtung nochmals sechs Flächen ausgeschlossen. Die verbleibenden 30 Teilflächen wurden unter Zugrundelegung der im Leitfaden beschriebenen Parameter und den jeweils entsprechenden Bewertungskriterien einer Bewertung unterzogen.

Das Ergebnis dieses Bewertungsvorganges ist in Tabelle 2 wiedergegeben.

Im linken Teil der Tabelle sind sämtliche Werte angegeben, die sich direkt aus der Auswertung der GIS-Datenbank ergeben, wie Flächengröße, Exposition und Entfernung zum nächsten möglichen Netzeinspeisepunkt bzw. Werte, die sich aus diesen Werten errechnen lassen, wie der Kennwert für die Netzeinspeisung (Entfernung zur nächsten Netzeinspeisung dividiert durch die Flächengröße).

Im mittleren Teil der Tabelle ist die eigentliche Bewertung der einzelnen Teilflächen gemäß der im Leitfaden vorgeschlagenen fünfstufigen Bewertungsskala wiedergegeben.

Im rechten Teil der Tabelle findet sich dann die Auswertung des Bewertungsvorgangs

Für das Beispiel wurde auf eine komplexere Regel zur Ermittlung der Gesamtbewertung (z.B. Gewichtung) verzichtet, es erfolgte eine reine Summenbildung aller sechs Bewertungen. Ebenso ist die Gesamtpunktzahl, ab der eine Fläche in die engere Wahl für eine weitere Bearbeitung aufgenommen werden sollte, mit >22 relativ frei gewählt. Dennoch zeigte sich schon eine recht gute Plausibilität zu den Einschätzungen aus der Vor-Ort-Begehung.

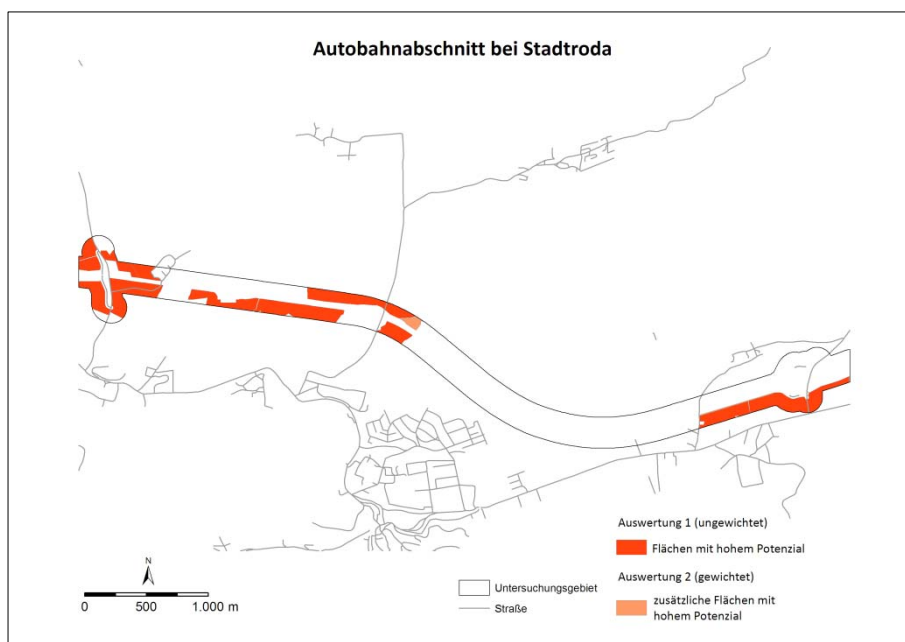


Abb. 10 Vorrangig zu untersuchende Teilflächen bzw. Potenzialflächen für Photovoltaiknutzung

Schlussfolgerungen

Die Bearbeitung dieses Demonstrationsbeispiels hat gezeigt, dass die Bewertung, vor allem die Bewertungsskala, innerhalb der einzelnen Parameter bzw. Bewertungskriterien noch einer Diskussion offen stehen sollte. So könnte z.B. das Ausschlusskriterium bei der Flächengröße (Vorschlag lt. Leitfaden 1.000 m²) noch verändert werden, um die Vielzahl relativ kleiner Flächen, die dann als Potenzialflächen verbleiben, zu reduzieren. Denkbar wäre auch, beim Parameter „Netzanbindung“ die Bewertungsskala nochmals anzupassen. Es wird davon ausgegangen, dass dies nach der Betrachtung erster größerer Untersuchungsräume effektiv erfolgen kann.

Deshalb wird auch vorgeschlagen, in einer Datenbank, die alle erkannten Teilflächen enthält, nicht nur den Wert der abschließenden Bewertung bzw. Auswertung zu hinterlegen, sondern jeden vorher aus dem GIS abzuleitenden Wert (Flächengröße, Exposition und Entfernung zum nächsten möglichen Netzeinspeisepunkt) und jeder einzelnen daraus abgeleiteten „Punktevergabe“ im Rahmen der Bewertung als Einzeldatum zu speichern. Diese Vorgehensweise ermöglicht es, zu jedem späteren Zeitpunkt Bewertungen zu ändern, einzelne Parameter bzw. Bewertungskriterien zu selektieren und Gewichtungen zu ändern bzw. anzupassen.

Auch ist die Einbeziehung weiterer Parameter bzw. Bewertungskriterien zu erwägen. Das betrifft z.B. die Nutzungsart (z.B. landwirtschaftliche Nutzung) oder die Granularität im Grundstückseigentum bei großen Teilflächen. Derartige Tatbestände fließen bei der aktuell angewendeten Bewertungsmatrix noch nicht ein. Auch hier gilt, dass es sich im Zusammenhang mit der Betrachtung größerer Untersuchungsräume zeigen wird, welche Anpassung im Rahmen der Bewertungsmatrix sinnvoll bzw. sogar erforderlich sein werden.

Grundsätzlich bestätigt die Abarbeitung dieses Beispiels das vorgeschlagene Konzept. Es wird eingeschätzt, dass die im Leitfaden vorgeschlagene Struktur und Methodik der Arbeit mit der Bewertungsmatrix geeignet ist, für einen größeren Untersuchungsabschnitt bzw. Betrachtungsraum schrittweise ungeeignete Flächen auszuschließen und für die Potenzialflächen eine Prioritätenliste zu erstellen, und dies - nach Einarbeitung der Erkenntnisse aus den ersten größeren Flächenuntersuchungen – auf effektive Weise.

