Eine Studie der:

TSB Transferstelle Bingen

In Zusammenarbeit mit:

igem

RLP Agroscience

„30 % Regenerativstrom Mainz 2020“

Machbarkeitsstudie für die Stadt Mainz unter Berücksichtigung des Versorgungsgebietes der Stadtwerke Mainz AG

Auftraggeber: Landeshauptstadt Mainz und Mainzer Stiftung für Klimaschutz und Energieeffizienz

Transferstelle Bingen · Berlinstraße 107a · 55411 Bingen · www.tsb-energie.de

Dipl.-Ing. (FH) Michael Münch
Tel: 06721 / 98 424 - 24
Fax: 06721 / 98 424 - 29
muench@tsb-energie.de

Dipl.-Ing. (FH) Marc Meurer
Tel: 06721 / 98 424 - 17
Fax: 06721 / 98 424 - 29
meurer@tsb-energie.de

im *Institut für Innovation, Transfer und Beratung gGmbH · Berlinstraße 107a · 55411 Bingen am Rhein*

Projekt:	„30 % Regenerativstrom Mainz 2020" Machbarkeitsstudie für die Stadt Mainz
Projektleitung:	Dipl.-Ing. (FH) Michael Münch (TSB, igem) Dipl.-Ing. (FH) Marc Meurer (TSB)
Weitere Autoren:	Dr. Hagen Deckert (igem) Dipl.-Ing. (FH) Johannes Himmel M. Sc. (TSB) Verena Honeck B. Sc. (TSB) Dipl. Geol. Steffen Koch (igem) Kai Thomas (Agroscience RLP GmbH)

Inhalt

1 Einleitung 7
1.1 Veranlassung: 7
1.2 Aufgabenstellung: 7
2 Ist Situation 9
2.1 Stromverbrauch in der Landeshauptstadt Mainz 9
2.2 Stromerzeugung aus regenerativen Energien in der Landeshauptstadt Mainz 10
2.3 Stromerzeugung aus regenerativen Energien in den Nachbarlandkreisen 10
3 Potenzial dachgebundene Fotovoltaik 13
3.1 Einleitung 13
3.2 Ist-Analyse 15
3.3 Grundlagen PV-Dachflächen 16
3.4 Bisherige Arbeiten zur Potenzialerfassung für PV-Anlagen auf Dächern im Stadtgebiet Mainz 28
3.5 Fazit 45
4 Potenzial Freiflächen-Fotovoltaik 49
4.1 Einleitung 49
4.2 Ist-Analyse 51
4.3 Grundlagen PV-FFA 54
4.4 Natur und Landschaft 71
4.5 Auswahl von geeigneten Standorten im Stadtgebiet Mainz 82
4.6 Grenzkostenermittlung für ausgewählte Flächen 97
4.7 Fazit 115
5 Arbeitspaket 3: Potenzial Windkraft 117
5.1 Einleitung 117
5.2 Ist-Analyse 118
5.3 Vorgehensweise bei der Potenzialermittlung 122
5.4 Ausweisung von Vorrangflächen für Windenergie 125
5.5 Standorte im Stadtgebiet Mainz 135
5.6 Fortschreibung des aktuell gültigen Flächennutzungsplans im Teilbereich Windenergie (Stand: Februar 2011) 157
5.7 Potenziale durch Repowering 159
5.8 Windkraft in der Umgebung von Mainz 165
5.9 Fazit 167
6 Arbeitspaket 4: Potenzial Bioenergie 169
6.1 Einleitung 169

6.2 Ist-Analyse 171
6.3 Ermittlung der Biomasse-Potenziale der Stadt Mainz 173
6.4 Ermittlung der Biomassepotenziale der Region Mainz 184
6.5 Fazit 193
7 Arbeitspaket 5: Potenzial Geothermie 195
7.1 Entwicklung der Tiefengeothermie in Deutschland 195
7.2 Nutzungsarten der Tiefengeothermie 195
7.3 Ablaufschema zur Erschließung und Nutzung geothermischer Energie 198
7.4 Bestehende Erdwärme-Konzessionen / Aktuelle geothermische Projekte 203
7.5 Geologische Betrachtung des Untersuchungsgebietes 207
7.6 Kostenabschätzung 213
7.7 Fördermöglichkeiten von Maßnahmen zur Nutzung geothermischer Energie 215
7.8 Risiken von Geothermieprojekten 217
7.9 Realisierungszeitraum eines tiefengeothermischen Standardprojekts 217
7.10 Vorschlag zum weiteren Vorgehen 218
7.11 Bewertung Stromerzeugungspotenziale 219
7.12 Umwandlung geothermischer Energie in Strom und Wärme 220
7.13 Auswirkung geothermischer Stromerzeugung auf die Strombilanz von Mainz 228
8 Arbeitspaket 6: Potenzial Wasserkraft 229
8.1 Einleitung 229
8.2 Wasserkraft im Untersuchungsgebiet 230
8.3 Rechtliche Bestimmungen 235
8.4 Anlagentypen 237
8.5 Potenzial Wasserkraft in der Untersuchungsregion 240
8.6 Beispielanlagen 246
8.7 Ergebnis 246
8.8 Anhang 248
9 Szenarien-Entwicklung 251
9.1 Zusammenfassung des Technischen Potenzials 252
9.2 Trendszenario 254
9.3 Szenario Teilzielerreichung: 20 % Regenerativstrom 2020 256
9.4 Szenario Zielerreichung 30 % Regenerativstrom 2020: 258
Schwerpunkt Windenergie 258
9.5 Szenario Zielerreichung 30 % Regenerativstrom 2020: 260
Schwerpunkt Photovoltaik 260
9.6 Szenario Zielerreichung 30 % Regenerativstrom 2020: 262
Schwerpunkt Geothermie 262

9.7 Szenario Zielerreichung 30% Regenerativstrom 2020: 264
Schwerpunkt Biomasse 264
9.8 Szenario Zielerreichung 30 % Regenerativstrom 2020: 266
Erneuerbare Energien-Mix 266
9.9 Szenarienvergleich 268
10 Zusammenfassung 273
Quellenverzeichnis 281
Abbildungsverzeichnis 288
Tabellenverzeichnis 291

1 Einleitung

1.1 Veranlassung:

In Analogie zu den Zielen der Bundesregierung hat der Stadtrat der Stadt Mainz am 18. Juni 2008 beschlossen, den Strombedarf der Stadt Mainz bis zum Jahre 2020 zu einem Anteil von 30 % aus regenerativen Energiequellen zu decken. Daraufhin wurde die Verwaltung aufgefordert, ein detailliertes Konzept erstellen zu lassen, aus dem hervorgeht, ob und wie dieses Ziel zu erreichen ist. Die Konzepterstellung wurde in zwei Teilen durch die Mainzer Stiftung für Klimaschutz und Energieeffizienz (MSKE) und das Umweltamt der Stadt Mainz an die Transferstelle Bingen in Auftrag gegeben.

Im Vorfeld haben die Stadtwerke Mainz (SWM) und der Stadtrat am 30.03.2007 eine Klimaschutzvereinbarung getroffen, in der sich die Stadtwerke verpflichten, mit Unterstützung der Stadt, bis 2020 20 % des gegenwärtigen Strombedarfs der Landeshauptstadt Mainz aus regenerativen Energiequellen der Region zu erzeugen.

1.2 Aufgabenstellung:

Ziel der Konzepterstellung ist es, die Erzeugungspotenziale der verschiedenen regenerativen Energiequellen zu ermitteln sowie darzustellen, ob und wie das „30 % - Ziel" erreicht werden kann. Dazu war der ökologisch und ökonomisch mögliche Ausbau von Stromerzeugungs-Anlagen auf der Basis regenerativer Energiequellen aus der Region wie Windkraft, Biomasse, Sonne, Erdwärme und Wasserkraft zu ermitteln. Im Konzept wird differenziert dargestellt, welche Potenziale im Stadtgebiet Mainz und welche in der Region aktivierbar sind.

Aus bisher durchgeführten Untersuchungen standen folgende Informationen zur Verfügung; die ungeprüft übernommen wurden:

- **Energiekonzept Mainz 2005-2015, Ifeu-Institut**
- **Biomassemasterplan für die Landeshauptstadt Mainz – Projektphase I + II, IfaS**
- **Restriktionskarte über Windnutzung im Stadtgebiet Mainz**
- **Regionaler Energiebericht der Planungsgemeinschaft Rheinhessen-Nahe**
- **Diplomarbeit an der FH-Bingen „Solarkonzept Mainz – Dachpotenzialstudie für Photovoltaik- und Solarthermieanlagen"**
- **Dachflächenerfassung der RIO Energie GmbH & Co. KG**
- **Dachkartierung des Steinbeis Transferzentrum Geoinformations- und Landmanagement**

Bei der Ergebnisdarstellung der Potenzialermittlung wird in *drei Szenarien* unterschieden:

1. Es soll ein Trend dargestellt werden, aus dem hervorgeht wie sich die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen entwickelt, wenn in der Region Mainz keine zusätzlichen Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien unternommen werden.

2. Als Teilziel sollen Maßnahmen aufgezeigt werden, die das Ziel 20 % regenerativer Stromanteil bis 2020 zur Folge haben.

3. Es sollen Maßnahmen genannt werden, die aufzeigen, wie das Ziel 30 % regenerativer Stromanteil bis 2020 erreicht werden kann.

2 Ist Situation

2.1 Stromverbrauch in der Landeshauptstadt Mainz

Im Rahmen des 2008 veröffentlichten „Energiekonzept Mainz 2005-2015" wurde für 2005 ein Stromverbrauch der Stadt Mainz von 1.444 Mio. kWh_{el}/a ermittelt.

Der Anteil der Sektoren stellt sich wie folgt dar:

- **Haushalte: 21,1 %**
- **Stadt: 1,1 %**
- **Gewerbe: 37,4 %**
- **Industrie: 40,4 %**

Die Erfassung des Stromverbrauchs wurde von der Stadt Mainz mit gleicher Systematik fortgeführt. 2007 betrug er 1.468 Mio. kWh_{el}/a.

Im Energiekonzept wurden hinsichtlich der Entwicklung des Endenergie-, und dabei auch des Stromverbrauchs, bis 2015 ein Trend- und ein Klimaszenario erstellt.

Das Trendszenario geht von einer Fortführung der bis 2005 eingeschlagenen Entwicklung des Energieverbrauchs aus. Der Stromverbrauch würde sich demnach bis 2015 auf 1.590 Mio. kWh_{el}/a erhöhen.

Im Klimaszenario wird vorausgesetzt, dass zusätzliche weitreichende Maßnahmen im Effizienzbereich und im Bereich der Energieversorgung (Einsatz Kraft-Wärme-Kopplung und Erneuerbare Energien) umgesetzt werden. Dann würde sich der Stromverbrauch auf 1.307 Mio. kWh_{el}/a reduzieren.

Nach Rücksprachen mit den Stadtwerken Mainz AG und dem Umweltamt der Stadt Mainz wurde als Referenzstromverbrauch der Stadt Mainz im Rahmen dieser Untersuchung 1.500 Mio. kWh_{el}/a festgelegt.

2.2 Stromerzeugung aus regenerativen Energien in der Landeshauptstadt Mainz

Der Anteil des im Stadtgebiet Mainz aus regenerativen Quellen erzeugten Stroms am Stromverbrauch der Landeshauptstadt betrug 2008 8,5 %. Tab. 2-1 zeigt die Zusammensetzung des Regenerativstrom-Mix.

Tab. 2-1: Regenerativstrom-Mix der Landeshauptstadt Mainz 2008

Energiequelle	Anzahl der Anlagen	Installierte Leistung [MWp_{el}]	Jahresstromerzeugung [Mio. kWh_{el}]	Anteil am Stromverbrauch der Stadt Mainz [%]	Anteil an der Regenerativstromerzeugung [%]
Photovoltaik	396	7,6	6,5	0,4	5,2
Windenergie	7	6,4	12,3	0,8	9,7
Biomasse	1	0,7	4,9	0,3	3,8
MHKW (biogener Anteil) Wert von 2009	1		100,0	6,7	79,0
Deponiegas	1	1,2	3,0	0,2	2,4
Geothermie	-	-	-	-	0,0
Wasserkraft	-	-	-	-	0,0
Summe	**406**	**15,9**	**126,7**	**8,4**	**100,0**

Bei der Anlage zur Stromerzeugung aus Deponiegas handelt es sich um die Anlage auf der Deponie in Budenheim. Sie liegt zwar außerhalb des Stadtgebiets Mainz, wird aber im Energiesteckbrief der Planungsgemeinschaft Rheinhessen-Nahe der Stadt Mainz zugewiesen.

Den größten Teil des Regenerativstroms liefert das Müllheizkraftwerk Mainz mit 78 %. Der zweitgrößte Beitrag kommt von der Windenergie mit knapp 10 %, gefolgt von Photovoltaik (ca. 5 %), Biogas (knapp 4 %) und Deponie-und Klärgas mit 3,4 %. Wasserkraft und Geothermie tragen bisher nicht zur Stromerzeugung bei.

2.3 Stromerzeugung aus regenerativen Energien in den Nachbarlandkreisen

Der Landkreis Alzey Worms erzeugt knapp 26 % seines Stromverbrauchs im Bezugsjahr (2007) aus regenerativen Energien, der Landkreis Mainz-Bingen fast 13 % (2007) und der Landkreis Groß-Gerau 1,4 %.

Die wichtigsten Energiequellen sind dabei die Windenergie und die Biomasse. Der Landkreis Groß-Gerau hat, analog zur Landeshauptstadt Mainz, das Ziel formuliert, bis zum Jahr 2020 30 % des Stromverbrauchs regenerativ zu erzeugen. Die Landkreise Alzey-Worms und Mainz-Bingen haben als langfristiges Ziel angestrebt, Null-Emissions-Kreis zu werden.

Die benachbarten Landkreise der Landeshauptstadt Mainz sind ebenfalls motiviert, die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auszubauen, verfolgen dabei allerdings auch eigene Ziele.

Tab. 2-2: Regenerativstrom-Mix des Landkreises Alzey-Worms 2007/2008

Energiequelle	Anzahl der Anlagen	Installierte Leistung [kWp_{el}]	Jahresstrom-erzeugung [Mio. kWh_{el}]	Anteil am Stromverbrauch des LK in 2007 [%]
Photovoltaik	1.027	17.927	10,11	2,05
Windenergie	65	60.400	96,03	19,52
Biomasse	5	885	17,72	3,60
Deponie-/Klärgas	3	668	2,52	0,51
Geothermie	-	-	-	-
Wasserkraft	1	5	-	-
Summe	**1.101**	**79.885**	**126,38**	**25,69**

Tab. 2-3: Regenerativstrom-Mix des Landkreises Mainz-Bingen 2007/2008

Energiequelle	Anzahl der Anlagen	Installierte Leistung [kWp_{el}]	Jahresstrom-erzeugung [Mio. kWh_{el}]	Anteil am Stromverbrauch des LK in 2007 [%]
Photovoltaik	1.229	19.236	12,44	1,90
Windenergie	14	14.200	23,58	3,59
Biomasse	5	11.219	38,58	5,88
Deponie-/Klärgas	4	2.572	7,89	1,20
Geothermie	-	-	-	-
Wasserkraft	2	226	1,18	0,18
Summe	**1.254**	**47.453**	**83,67**	**12,75**

Tab. 2-4: Regenerativstrom-Mix des Landkreises Groß-Gerau 2007

Energiequelle	Anzahl der Anlagen	Installierte Leistung [kWp_{el}]	Jahresstrom-erzeugung [Mio. kWh_{el}]	Anteil am Stromverbrauch des LK in 2007 [%]
Photovoltaik	776	7.032	6,50	0,52
Windenergie	-	-	-	-
Biomasse	1	716	5,40	0,43
Deponie-/Klärgas	1	1.000	6,00	0,48
Geothermie	-	-	-	-
Wasserkraft	-	-	-	-
Summe	**778**	**8.748**	**17,90**	**1,44**

3 Potenzial dachgebundene Fotovoltaik

3.1 Einleitung

Die Nutzung der solaren Einstrahlung zur Stromgewinnung hat ein großes Potenzial. Der Prognose des wissenschaftlichen Beirats der Bundesregierung zufolge, wird die solare Stromerzeugung langfristig den größten Beitrag zur weltweiten Stromversorgung liefern.

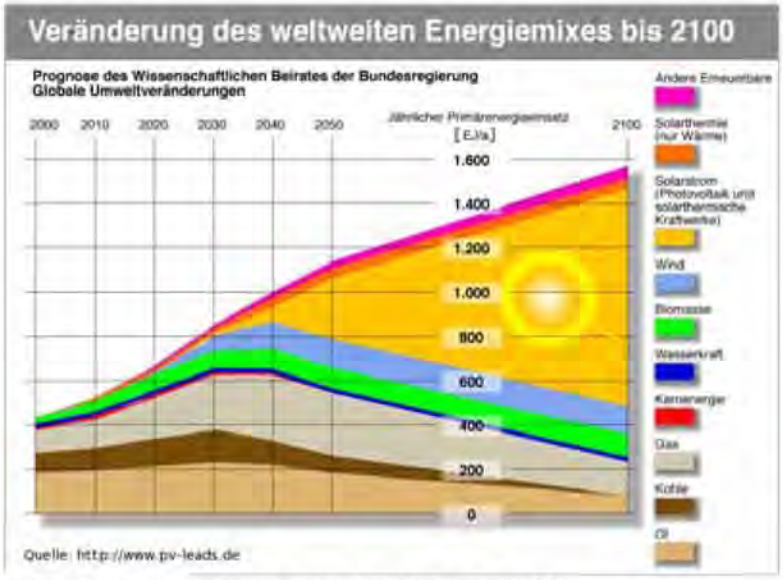


Abb. 3-1: Veränderung des weltweiten Energiemixes bis 2100 (Quelle: www.pv-leads.de)

Im Jahr 2008 lieferten Photovoltaikanlagen in Deutschland etwa 4 TWh_{el} Strom, was rund 0,6 % der Bruttostromerzeugung entspricht. Der Anteil der Photovoltaik an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien liegt bei 4,3 %.

Abb. 3-2: Jährliche Sonneneinstrahlung im Vergleich zum Weltjahresenergieverbrauch [DGS (2005)]

Die Energiemenge des auf die Erdoberfläche einfallenden Sonnenlichts entspricht etwa dem 10.000-fachen des weltweiten Energiebedarfs. Die jährliche solare Einstrahlung in Mainz beträgt nach Messungen von 1991 - 2001 im Mittel 1.068 kWh/m² im Jahr. Sie liegt damit knapp über dem Bundesdurchschnitt von 1.044 kWh/m² im Jahr [Umweltamt Mainz (2001)].

Die Stadt Mainz will bis zum Jahr 2020 30 % des in Mainz verbrauchten Bruttostrombedarfs über Erneuerbare Energien decken. Einen entscheidenden Beitrag dazu kann die solare Stromgewinnung durch Photovoltaik (PV) liefern.

Aufgabe:

Im Rahmen dieses Konzepts soll das für Photovoltaik praktisch nutzbare Dachflächenpotenzial ermittelt werden. Ziel ist es, den möglichen Anteil von Strom aus Photovoltaikdachflächenanlagen in 2020 am Stromverbrauch im Stadtgebiet Mainz abzuschätzen und Möglichkeiten vorzustellen, wie dieser erhöht werden könnte. Dazu werden bisher durchgeführte Untersuchungen, wie die Diplomarbeit von Michael Wilhelm „Solarkonzept Mainz – Dachflächenpotenzialstudie für Photovoltaik- und Solarthermieanlagen“ und die Dachflächenerfassung der RIO Energie GmbH & Co. KG, ausgewertet und die Ergebnisse aus der Dachflächenkartierung des Steinbeis Transfer Instituts mit eingebunden (www.mainz.de/solarkataster).

Auf dieser Basis werden Vorschläge zur Anreizschaffung für einen verstärkten Ausbau von Photovoltaik-Dachflächenanlagen recherchiert und hinsichtlich der Übertragbarkeit auf die Stadt Mainz bewertet.

Des Weiteren wird der Ausbau der Photovoltaik in den Nachbarlandkreisen der Landeshauptstadt Mainz untersucht und hinsichtlich möglicher anrechenbarer Potenziale bewertet.

3.2 Ist-Analyse

3.2.1 Stadtgebiet Mainz

Durch Photovoltaikanlagen, die an oder auf Gebäuden in Mainz installiert sind, wurden 2008 etwa 6,5 Mio. kWh_{el} erzeugt. Ende 2008 waren 396 Anlagen mit insgesamt 7.616 kWp_{el} Leistung installiert.

Der jährliche Stromverbrauch der Stadt Mainz beläuft sich auf rund 1.500 Mio. kWh_{el}. Der Anteil der Solarenergie im Stadtgebiet an der Stromversorgung liegt demnach bei rund 0,43 %.

3.2.2 Photovoltaiknutzung in Mainz und Umgebung

In der nachfolgenden Tabelle wird die Nutzung der Photovoltaik in Mainz und Umgebung zum Stand Ende 2008 dargestellt. Die Daten basieren auf Angaben aus dem Energiebericht der Planungsgemeinschaft Rheinhessen-Nahe sowie von den Landkreisen.

Tab. 3-1: Tabelle Photovoltaiknutzung in Mainz und Umgebung
(Quelle: Planungsgemeinschaft Rheinhessen-Nahe)

Gebiet	Anzahl PV-Anlagen	Installierte Leistung 2008 [kWp_{el}]	Stromeinspeisung aus PV 2008 [Mio. kWh_{el}/a]	Anteil Stromverbrauch 2007 [%]	Anteil Stromerzeugung aus Ern. Energien 2007 [%]
Stadt Mainz	396	7.616	6,5	0,4	1,9
Landkreis Mainz-Bingen	1.229	19.236	12,4	1,9	12,1
Landkreis Alzey-Worms	1.027	17.927	10,1	2,1	23,9
Landkreis Groß-Gerau (Stand 2007)	776	7.032	6,5	0,5	54,6

2008 wurden in der Planungsregion Rheinhessen mit 4.466 Anlagen bei einer installierten Leistung von ca. 70 MW_{el} rund 46,85 Mio. kWh_{el}/a Solarstrom erzeugt. Das entspricht knapp 1 % des Stromverbrauchs der Planungsregion in 2007.

3.3 Grundlagen PV-Dachflächen

Grundlage für die solare Energienutzung bildet die Globalstrahlung. Diese setzt sich aus der sogenannten „diffusen“ und der „direkten“ Strahlung zusammen. Soweit es nicht anders angegeben wird, bezieht sich die Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche. Somit bleiben Einflüsse von Topografie und Gebäuden unbeachtet. Diese müssen vor Ort genauer untersucht werden. Die nachfolgende Grafik zeigt die Verteilung der Globalstrahlungswerte in Deutschland:

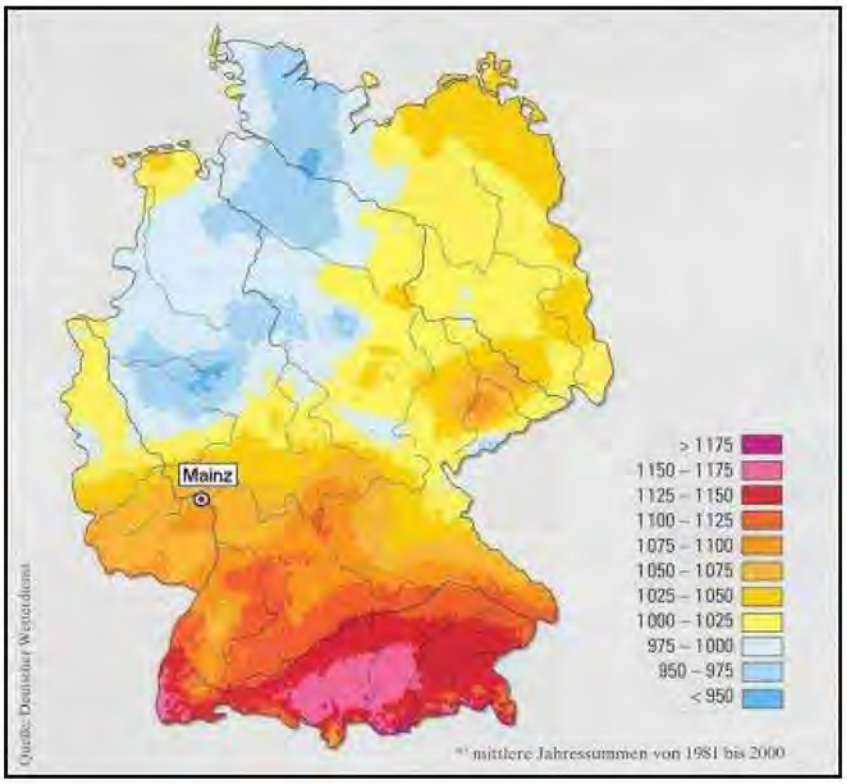


Abb. 3-3: Globalstrahlungswerte Deutschland [DWD (2000)]

3.3.1 Modultypen

Die Solarzellen sind Halbleiter-Bauelemente, die die Solarstrahlung absorbieren. Sie bestehen überwiegend aus Silizium. Durch das Einbringen von Fremdatomen werden zwei Schichten mit unterschiedlichen elektrischen Eigenschaften erzeugt.

An der Grenzfläche entsteht ein elektrisches Feld, das von außen nicht feststellbar ist. Wenn Licht auf die Solarzelle trifft, erzeugt dies unter Abgabe von Energie freie Ladungsträger. Diese werden durch das innere elektrische Feld an der Grenzfläche getrennt. An den äußeren Kontakten entsteht eine elektrische Spannung, so dass bei Anschluss eines Verbrauchers Strom fließt.

Um den erzeugten Strom technisch nutzen zu können, besteht ein Solarmodul aus mehreren Solarzellen. Bei den Solarzellen unterscheidet man nach drei Typen: monokristalline, polykristalline und Dünnschicht-Solarzellen.

Monokristallline Zellen werden aus sogenannten Wafern (Siliziumscheiben aus einem Kristall) hergestellt, wie sie auch für die Halbleiterherstellung verwendet werden. Die Größe monokristalliner Solarzellen beträgt zwischen ca. 100 x 100 mm und maximal ca. 150 x 150 mm. Der Wirkungsgrad einer Solarzelle aus monokristallinem Silizium beträgt etwa 24 % (Labor) bzw. 14 bis 17% unter Realbedingungen.

Polykristalline Zellen bestehen aus Scheiben, die nicht überall die gleiche Kristallorientierung aufweisen. Sie können z. B. durch Gießverfahren hergestellt werden und sind dadurch preiswerter als monokristalline Zellen. Dieser Zelltyp ist in Fotovoltaik-Anlagen am meisten verbreitet. Durch die verschieden ausgerichteten Kristalle in der Zelle trifft das Licht mal auf die stumpf geschnittenen Kristalle, mal quer zur Kristallstruktur direkt auf die Zelle. Dadurch sieht man helle und dunkle Kristallstrukturen. Die Größe der polykristallinen Solarzelle beträgt in der Regel 125 x 125 mm oder 150 x 150 mm, kann jedoch je nach Hersteller variieren. Der Wirkungsgrad einer Solarzelle aus polykristallinem Silizium beträgt etwa 18 % (Labor) bzw. 13 bis 15% unter Realbedingungen.

Dünnschichtzellen bestehen aus einem Halbleiter- und einem günstigen Trägermaterial. Als Trägermaterial kommen überwiegend Glas oder Metall, aber auch Kunststoffe zum Einsatz.

Hierauf wird das Halbleitermaterial in dünnen Schichten aufgebracht. Als Halbleitermaterial kommen beispielsweise:

- **Amorphes Silizium**
- **Cadmium-Tellurid (CdTe)**
- **Kupfer-Indium (CIS)**

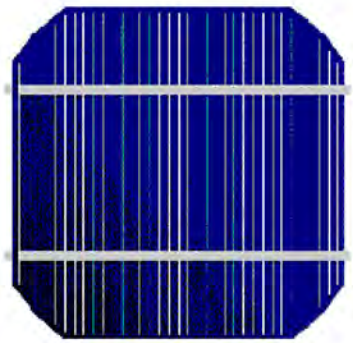
zum Einsatz.

Der Vorteil ist, dass gegenüber den kristallinen Zelltypen zum einen nur relativ wenig „teures" Halbleitermaterial gebraucht wird, zum anderen wird bei dem Herstellungsprozess weniger Energie aufgewandt, was wiederum Kosten spart.

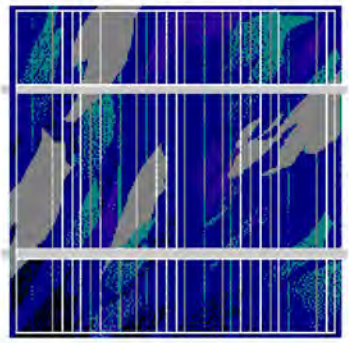
Die Wirkungsgrade von Dünnschichtmodulen sind mit 7 - 8 % für amorphes Silizium und 10-11 % für CIS und CdTe niedriger als bei kristallinen Modulen. Durch die bessere Nutzung von diffusem Licht können die spezifischen Erträge gleich bzw. sogar höher sein.

Aufgrund der genannten Vorteile und den jüngsten Entwicklungen könnte die Dünnschichttechnologie in gewissen Bereichen die kristallinen Zellen verdrängen.

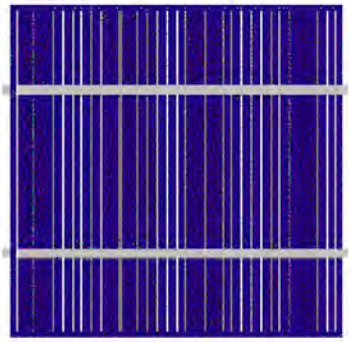
In PV-FFA werden vor allem polykristalline Module sowie verschiedene Dünnschichtmodule eingesetzt. Dabei handelt es sich vor allem um Dünnschicht-Module aus amorphem Silizium, zum Teil in der Dreilagen-Technik, sowie Module aus Cadmium-Tellurid.



Monokristallin



Polykristallin



Amorph (Dünnschichtzelle)

Abb. 3-4: Zelltypen für Photovoltaikmodule [CD Solarenergie (2005)]

Derzeit sind verschiedene PV-Module im Leistungsbereich von 30 Wp_{el} bis über 250 Wp_{el} auf dem Markt. Diese unterscheiden sich durch ihre Abmaße, Leistungen, Zelltypen und nicht zuletzt durch ihren Rahmen und die Einbindung in Montagesysteme (z. B. Fassadensysteme). Die hohe Qualität der Module wird durch Leistungsgarantien zum Ausdruck gebracht. Viele Hersteller garantieren einen nahezu gleichbleibenden hohen Ertrag über 20 Jahre und mehr. Die ersten Photovoltaikmodule sind bereits seit über 40 Jahren im Einsatz, sodass bei Photovoltaikmodulen von einer Lebensdauer von 25 Jahren und mehr ausgegangen werden kann.

3.3.2 Allgemeine Gebäudeanforderungen

3.3.2.1 Verschattung

Eine Verschattung der Photovoltaikmodule durch Schornsteine oder Bäume sollte unbedingt vermieden werden, da hierdurch der Ertrag reduziert wird.

Von besonderer Bedeutung bei Fotovoltaikanlagen sind Einflüsse von Gebäuden, Gebäudeteilen, Bergen und Bäumen. Nicht zu unterschätzen sind Schornsteine, Stromleitungen und Gauben, die im Verlaufe eines Tages bei ungünstiger Platzierung zu dauerhaften Verlusten führen können. Auch beeinträchtigen temporäre Verschattungen durch Laub oder Schnee die Funktions- und Leistungsfähigkeit, insbesondere dann, wenn die Solarmodule ungünstig verschaltet und die Solarzellen keine Bypässe besitzen.

Durch zu hohen Strom kann es in der verschatteten Zelle zu Erwärmungen kommen (Hot-Spot-Effekt) und das Zellmaterial wird beschädigt. Zudem wird der Ertrag verringert, da die verschattete Zelle aufgrund der Reihenschaltung den Strom des gesamten Moduls bestimmt.

3.3.2.2 Dachbeschaffenheit, Zustand und Traglast

Vor der Montage einer Fotovoltaikanlage ist zu beachten, dass die Dachfläche in einem einwandfreien und dichten Zustand ist. Dacheindeckungen, die diese Voraussetzung nicht mindestens auf 20 Jahre erfüllen, sind nicht für die Nutzung der Sonnenenergie geeignet. Im Rahmen von Sanierungsarbeiten bieten sich unter Berücksichtigung der Anforderungen der Energieeinsparverordnung folgende Lösungsmöglichkeiten an:

a) **Sanierung des kompletten Daches inklusive neuer Dacheindeckung und Aufdachmontage einer Fotovoltaikanlage.**

b) **Sanierung des kompletten Daches und Einbau einer in die Dachhaut eingebundenen Fotovoltaikanlage.**

c) **Alternativ dazu besteht die Möglichkeit, zunächst nur einen Teil zu sanieren.**

Bei Vorschlag b) und c) wird ein Teil der neuen Dachabdeckung durch die in das Dach eingebundene Fotovoltaikanlage eingespart. Dem gegenüber stehen der geringfügig verminderte Wirkungsgrad der Anlage durch die schlechtere Hinterlüftung und der etwas höhere Montagepreis für die Module.

Im Vorfeld ist unbedingt zu prüfen, ob das Dach den zusätzlichen statischen Anforderungen genügt. Neben den Dachziegeln ergibt sich eine zusätzliche Flächenlast von 0,25 kN/m² (25 kg/m²). Die zusätzliche Belastung sollte 15 % des höchstzulässigen Gesamtgewichtes nicht überschreiten. Bei besonders windexponierten oder steilen Dächern sollte eine genauere Statikberechnung erfolgen.

3.3.2.3 Installationsarbeiten, Traufhöhe

Nach berufsgenossenschaftlichen Vorschriften (BGV C22) müssen ab einer Absturzhöhe von 3 m und einem Neigungsgrad des Daches größer Null Grad Einrichtungen zur Absturzsicherung eingesetzt werden. Die Art der Absturzsicherung ist insbesondere abhängig von der Art des Daches und der Neigung. Dazu eingesetzt werden können Auffangnetze, Gerüste oder Schutzwände.

3.3.2.4 Dachbefestigung

Die Befestigung auf Schrägdächern ist als Aufdach– oder Indachmontage möglich. Vorteil der Aufdachmontage ist vor allem die bessere Hinterlüftung und damit Kühlung der Photovoltaikmodule, was sich positiv auf den Ertrag auswirkt. Kosten und Aufwand sind im Falle der Montage auf ein bestehendes Dach auch geringer. Die Indachmontage bietet Vorteile beim gestalterischen Aspekt und dem Schutz von weiteren Bauteilen der PV-Anlage, wie Anschlüsse und Kabel vor der Witterung.

An Befestigungssystemen gibt es eine Vielzahl von Varianten. Sie setzen sich aus der Dachbefestigung, z. B. aus Dachhaken, Befestigungsziegeln, Falzdachklammern oder Stockschrauben, dem ein- oder zweilagigen Schienensystem und der Modulbefestigung (punkt- oder linienförmig geklemmt, formschlüssig eingelegt oder eingehängt) zusammen.

Abb. 3-5: Indach- und Aufdachmontage bei Schrägdächern
Quelle: www.solarCter.de, http://www.photovoltaik.eu/

Vor allem bei aufgeständerten Modulen bieten die Generatoren große Angriffsflächen für Wind, die zum einen statisch berücksichtigt werden müssen, zum anderen muss die Dachbefestigung der Module ausreichen, um diesen Kräften entgegen zu wirken.

Es stehen verschieden Verfahren für die Dachbefestigung der Solarmodule zur Verfügung:

- **Schwerlastverfahren**
- **Verankerung**
- **Befestigung an der Dachdeckung**

Welches dieser Verfahren gewählt wird, hängt in erster Linie von der Dacheindeckung und der Tragfähigkeit des Daches ab.

Schwerlastverfahren

Beim Schwerlastverfahren (freistehende Anlage) werden die Module mit sehr hohen Gewichten „befestigt“. Eine Durchdringung der Dachhaut ist nicht erforderlich. Dazu kommen beispielsweise Betonsockel, -platten oder –schwellen, wie z. B. Rasenkantensteine, Terrassenplatten o.ä. in Frage, in denen die Unterkonstruktion des Solargenerators verankert wird. Damit die Dachhaut nicht beschädigt wird, müssen gegebenenfalls Bautenschutzmatten unterlegt werden.

Bei Dächern, die bereits mit Kiesschüttungen oder Betonplatten beschwert wurden, können eventuell auch diese als Schwerlast verwendet werden.

Die zusätzlichen Flächengewichte, die durch das Schwerlastverfahren auf das Dach wirken, liegen bei Kiesauflagen üblicherweise bei 90 kg/m² und mehr und bis zu 125 kg/m² bei Betonplatten.

Abb. 3-6: Schwerlastverfahren (Quelle: DGS)

Verankerung

Ist das Schwerlastverfahren aus statischen Gründen nicht möglich, muss der Solargenerator fest an der Dachkonstruktion verankert werden. Eine Unterkonstruktion kann entweder an der Attika oder der obersten Geschossdecke befestigt werden. Ein durchstoßen der Dachhaut sollte minimiert und sorgfältig abgedichtet werden.

Befestigung an der Dachdeckung

Bei Profildächern können die Profile direkt mit Falzdachklemmen oder Schellen für eine Befestigung genutzt werden. Es bleibt zu prüfen, ob die Profilbleche und ihre Befestigung am Dach die zusätzlichen Windkräfte einer Aufständerung aufnehmen können.

Abb. 3-7: Verankerung und Befestigung an der Dacheindeckung (Quelle: DGS)

3.3.2.5 Wechselrichterstandort

Wechselrichter sind hitze- und feuchtigkeitsempfindlich. Optimale Standortbedingungen bieten daher kühle und trockene Räume. Wegen einer möglichen Geräuschentwicklung sollte der Raum ggf. im abgelegenen Bereich des Gebäudes sein.

Um Leitungsverluste auf der Gleichstromseite zu verringern, bietet es sich an, den Wechselrichter in der Nähe des Generators zu installieren.

3.3.2.6 Netzanschluss

Für den Netzanschluss maßgeblich sind:

- **die Norm DIN EN 61727**
- **Normentwurf VDE 0126 Teil I**
- **VDEW-Richtlinie**
- **Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz (TAB 2000)**

Vor Beginn der Installationsarbeiten sollte die gewählte Anschlussart mit dem Verteilungsnetzbetreiber abgestimmt werden.

3.3.2.7 Blitzschutz, Erdung und Potenzialausgleich

Grundsätzlich gilt, dass PV-Anlagen nicht die Blitzgefährdung des Gebäudes erhöhen. Ist eine Blitzschutzanlage vorhanden, muss der PV-Generator mit in diese eingebunden werden. Dabei gilt es, die Leitungen soweit wie möglich vom Blitzschutzableiter bzw. der Blitzschutzanlage entfernt, kurzschlusssicher zu verlegen. Wenn die Blitzschutzanlage fehlt, muss grundsätzlich die Anlage geerdet und in den Potenzialausgleich eingebunden werden. Auch hier muss neben der Erdung auf die Kurzschlusssicherung geachtet werden.

3.3.3 Wirtschaftliche Aspekte

3.3.3.1 Kosten einer PV-Dachanlage

Neben den Investitionskosten sind bei der wirtschaftlichen Betrachtung von PV-Anlagen auch Betriebskosten zu beachten. Dies sind vor allem Wartungs- und Reparaturkosten sowie Versicherungsbeiträge und Zählermiete. Sie können mit pauschalen Werten zwischen 0,3 bis 1,5 % der Investitionskosten angenommen werden.

Die Investitionskosten für eine PV-Anlage sind vor allem von deren Größe, der Modulart, der Montageart und dem notwenigen Aufwand für die Einspeisung abhängig. Ein Vergleich ist über den Kennwert Investitionskosten pro installierter Leistung in €/kWp möglich.

In 2009 sind die Systempreise (Modulpreise + Installation) laut Bundesumweltministerium insgesamt um durchschnittlich rund 30 % gesunken. Auch 2010 gab es weitere Preissenkungen.

Der Netto-Systempreis für eine PV-Anlage mit kristallinen Modulen und einer Gesamtgröße von etwa 10 kWp_{el} lag im ersten Halbjahr 2010 zwischen 2.700,- und 3.000,- €/kWp_{el}.

3.3.3.2 Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist ein Netzbetreiber zur Abnahme und Vergütung des Solarstroms über einen Zeitraum von 20 Jahren (plus die verbleibenden Monate des Installationsjahres) verpflichtet. Die Vergütungshöhe für PV-Dachanlagen ist nach der installierten Leistung gestaffelt.

Für Anlagen, die in 2010 errichtet werden, gelten in Abhängigkeit des Installations- und Inbetriebnahmezeitpunkts folgende Einspeisevergütungssätze:

Tabelle 3-1 Einspeisevergütungssätze

Anlagen-leistung	Vergütungssatz seit 01.07.2010	Vergütungssatz ab 01.10.2010
Bis 30 kW	34,05 ct/kWh	32,88 ct/kWh
> 30 kW	32,39 ct/kWh	31,27 ct/kWh
> 100 kW	30,65 ct/kWh	29,59 ct/kWh
> 1000 kW	25,55 ct/kWh	24,67 ct/kWh

Für Anlagen mit mehr als 30 kW ergibt sich die Höhe der Einspeisevergütung aus einer anteiligen Mischkalkulation der verschiedenen Vergütungssätze.

Der Eigenverbrauch von Strom wird seit der Novellierung 2009 auch vergütet. Der Vergütungssatz für 2010 beträgt ab dem 01. Juli maximal 20,88 ct/kWh und ist abhängig von der Anlagengröße und dem Direktverbrauchsanteil.

Im EEG ist festgelegt, dass der Einspeisevergütungssatz jedes Jahr für neu installierte Anlagen abnimmt (Degression). Zum 01. Januar 2011 wurde der Vergütungssatz um 13 % reduziert.

3.3.3.3 Finanzierung der PV-Dachanlage

Für die Finanzierung der PV-Anlage gibt es verschiedene Modelle, von der Finanzierung über Eigenkapital über die Mischfinanzierung, bis hin zur reinen Fremdfinanzierung. Die Art der Finanzierung beeinflusst die Rendite der PV-Anlage nicht unerheblich.

Die Finanzierung mit Eigenkapital hat den Vorteil, dass die Erträge nicht durch die Aufwendungen für die Fremdkapitalzinsen verringert werden. Diese Variante kann für kleine Anlagen interessant sein, wenn ausreichend Kapital vorhanden ist und keine sonstigen vergleichbaren Investitionen geplant sind.

Eine Finanzierung über Fremdkapital ist vor allem interessant, wenn die Bedienung der Kredite durch die Anlagenerträge gesichert ist. Dann kann ohne eigenen oder sehr geringen Kapitaleinsatz ein Gewinn erzielt werden. Mögliche Kreditgeber sind zum Beispiel die Hausbank, Bausparkassen, die Umweltbank (www.umweltbank.de) und die GLS Bank (www.gls.de).

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW-Bank) bietet eine Finanzierungsmöglichkeit über das Programm „Erneuerbare Energien-Programmteil Standard" an. Das Programm wird in der Regel über die Hausbank abgewickelt. Es werden 96 % der Kreditsumme ausgezahlt. Die maximale Finanzierungssumme liegt bei 10 Mio. €. Der Zinssatz wird auf Basis des risikogerechten Zinssystems individuell ermittelt. Weitere Informationen hierzu: [kfw (2010)]

Mit einer Mischfinanzierung wird in der Regel die höchste prozentuale Rendite erreicht. Optimierungen hinsichtlich der realisierbaren Anlagengröße sowie der Erhaltung der Kapitalflexibilität gehen damit ebenfalls einher.

3.3.3.4 Kennwerte für die Wirtschaftlichkeit

Zur Bewertung der Kostenentwicklung und der Wirtschaftlichkeit von PV-Dachanlagen gibt es verschiedene Kennwerte:

Leistungsbezogene spezifische Kosten

Der Kennwert ergibt sich aus dem Quotient der Investitionskosten durch die installierte Leistung. Er kann einer ersten vergleichenden Einschätzung verschiedener Techniken, Aufstellungsarten und Modultypen dienen.

Stromentstehungskosten

Die Stromentstehungskosten ergeben sich aus einer Vollkostenrechnung für eine PV-Anlage, die Jahresinvestitions- und Jahresbetriebskosten beinhalten. Berücksichtigung findet dabei die Art der Finanzierung, die Finanzierungskonditionen sowie häufig auch Kostensteigerungen bei den Betriebskosten. Die Wirtschaftlichkeit ist gegeben, wenn die Stromentstehungskosten in Ct/kWh$_{el}$ unter der spezifischen Einspeisevergütung nach dem EEG liegen.

Grenzkostenermittlung

In dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird iterativ (schrittweise Annähern von ursprünglichen Bauzielen an die machbare Umsetzung) ermittelt, ab welchen spezifischen Investitionskosten in €/kWp$_{el}$ eine PV-Dachanlage wirtschaftlich ist oder eine gewünschte Rendite einbringt. Dabei wird ebenfalls eine Vollkostenrechnung angestellt.

Rentabilität einer PV-Anlage

Diese Betrachtungsweise beschreibt, welche Rendite eine PV-Anlage unter festgelegten Preis- und Finanzierungskonditionen erreicht.

Amortisationszeit

Mit der Amortisationszeit wird angegeben, nach welchem Zeitraum die Gewinne aus der Solarstromeinspeisung und/oder sich die Einsparung durch Eigennutzung die Investitionskosten refinanziert haben.

3.3.3.5 Steuerliche Aspekte

Betreiber einer PV-Anlage werden zu gewerblichen Stromproduzenten. Bei einem Umsatz von unter 17.500 € pro Jahr kann die Kleinunternehmerregelung in Anspruch genommen und damit eine Befreiung von der Umsatzsteuer erreicht werden.

In der Regel ist es lohnender, auf diese Regelung zu verzichten. Dann kann die Umsatzsteuer für die Investitions- und Betriebskosten geltend gemacht werden. Gewinne sind im Rahmen der Einkommensteuer zu versteuern.

Gewerbesteuer fällt an, sofern ein Gewerbe angemeldet wurde und der Steuerfreibetrag von 24.500 € überschritten wird. Die Investitionskosten einer PV-Anlage können 20 Jahre lang abgeschrieben werden. Es gibt zwei mögliche Varianten:

- **Lineare Abschreibung mit jährlich 5 % der Investitionskosten**
- **Degressive Abschreibung mit zunächst jährlich 12,5 % der Investitionskosten**

Im Jahr der Anschaffung kann außerdem eine Sonderabschreibung von 20 % der Investitionskosten beim Finanzamt geltend gemacht werden.

3.4 Bisherige Arbeiten zur Potenzialerfassung für PV-Anlagen auf Dächern im Stadtgebiet Mainz

3.4.1 Diplomarbeit „Solarkonzept Mainz - Dachpotenzialstudie für Photovoltaik- und Solarthermieanlagen"

Die Diplomarbeit „Solarkonzept Mainz - Dachpotenzialstudie für Photovoltaik – und Solarthermieanlagen" wurde von Michael Wilhelm, Student an der FH Bingen, Fachbereich 2, Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen, vom 19.09.2008 bis 19.12.2008 bearbeitet.

Die Untersuchung wurde von der Schott AG im Auftrag der IHK Rheinhessen über die Transferstelle Bingen an der FH Bingen ausgeschrieben. Sie hatte zum Ziel, dass solare Energiepotenzial der Stadt Mainz aufzuzeigen und Möglichkeiten zur besseren Ausschöpfung darzustellen.

Dafür wurde jeder Mainzer Stadtteil einzeln untersucht. Zur differenzierteren Einordnung war es notwendig, die Stadtteile in kleinere Gebiete/Areale einzuteilen, z. B. Stadtkern, Industriegebiet, Siedlung 1, Siedlung 2. Für diese Gebiete wurden Bereiche ähnlicher Bebauung, sogenannte Weiserflächen, identifiziert. Die Summe der Weiserflächen eines Stadtgebietes beträgt immer mindestens 5 % deren Gesamtfläche, um das Erreichen eines möglichst repräsentativen Ergebnisses sicherzustellen.

Mit Hilfe von Google Earth pro, dem Mainzer Online Stadtplan und einem Katasterplan wurden die geeigneten Dachflächen der Weiserflächen vermessen und dabei auch Dachfenster, Schornsteine, Dachbalkone und sonstige Verschattungen abgezogen.

Bei Flachdächern wurde pauschal die Hälfte der Dachfläche als nutzbare Fläche für die Solarstromerzeugung erfasst, da bestimmte Abstände für die Modulaufständerung zwischen den Modulreihen eingehalten werden müssen. Dies führt zu einer geringeren Flächenausnutzung.

Die so in den Weiserflächen ermittelten PV-Potenzialflächen wurden aufs jeweilige Stadtgebiet hochgerechnet.

Daraus ergab sich folgendes Ergebnis:

Tab. 3-2: PV-Potenzialflächen der Mainzer Stadtteile
[Wilhelm M. (2008)]

Stadtteile	Summe der Potentialflächen
Altstadt	146.399 m²
Bretzenheim	244.946 m²
Drais	68.748 m²
Ebersheim	85.483 m²
Finthen	206.724 m²
Gonsenheim	265.512 m²
Hartenberg-Münchfeld	149.319 m²
Hechtsheim	468.182 m²
Laubenheim	137.119 m²
Lerchenberg	99.906 m²
Marienborn	48.334 m²
Mombach	295.917 m²
Neustadt	244.036 m²
Oberstadt	292.553 m²
Weisenau	185.201 m²
Summe aller Stadtteile von Mainz	2.938.378 m²

Das Dachflächenpotenzial zur Solarenergienutzung für das Stadtgebiet Mainz wurde auf 2,94 Mio. m² abgeschätzt, was mit rund 23,3 % der Grundfläche knapp über dem Bundesdurchschnitt von 22,86 % liegt.

Zur Ermittlung der installierbaren Leistung und der damit erzeugbaren Solarstrommenge wurden folgende Annahmen getroffen:

- **Pro 10 m² Dachfläche kann ein kWp_{el} Leistung installiert werden**
- **Pro kWp_{el} installierter Leistung werden 850 kWh_{el} Strom pro Jahr erzeugt**

Auf Basis dieser Annahmen könnten im Stadtgebiet Mainz etwa 294.000 kWp_{el} Leistung installiert und damit rund 250 Mio. kWh_{el} Strom pro Jahr erzeugt werden. Dies entspricht ungefähr 17 % des Gesamtstromverbrauchs der Stadt Mainz von 2005 (1.444 GWh_{el}), ermittelt vom [Ifeu (2008)]).

Unter Berücksichtigung der Nutzungskonkurrenz zwischen Solarthermischer Nutzung und Photovoltaik-Nutzung der geeigneten Dachflächen reduziert sich das PV-Potenzial um 5,5 %. Dies entspricht dem bisherigen Nutzungsverhältnis PV zur Solarthermie in Mainz (Photovoltaik: 94,5 %, Solarthermie: 5,5 %). Danach könnten noch 16 % des Strombedarfs der Stadt Mainz von 2005 mit PV-Anlagen produziert werden.

3.4.2 Dachflächenerfassung RIO Energie GmbH & Co. KG

Die RIO Energie GmbH & Co. KG ist ein Unternehmen der Stadtwerke Mainz und der juwi Gruppe mit dem Ziel, die Energieversorgung in der Region Rheinhessen durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu modernisieren und nachhaltig zu gestalten. Neben der Windenergie liegt der Schwerpunkt auf der Realisierung von PV-Projekten auf Dach- und Freiflächen.

Das Unternehmen bietet Kunden aus privaten, kommunalen, gewerblichen und landwirtschaftlichen Bereichen an, PV-Anlagen schlüsselfertig zu errichten oder Dach- beziehungsweise Freiflächen zur Anlagenbetreibung zu pachten. Für das Stadtgebiet Mainz hat die RIO Energie GmbH & Co. KG ein Dachflächenkataster erstellt, um für ihre Ziele geeignete Dachflächen zu identifizieren.

Die Fassung mit Stand vom 23.04.2009 wurde für dieses Projekt zur Verfügung gestellt. Bisher wurden 12 der 15 Stadtteile vom Unternehmen ausgewertet. In den Stadtteilen Mainz-Mombach, -Marienborn und -Hechtsheim gab es bisher noch keine Untersuchungen.

Das Kataster enthält folgende Informationen:

- **Stadtteil**
- **Straße, Hausnummer**
- **Eigentümer des Gebäudes (soweit bekannt)**
- **Art des Daches (Flachdach oder Satteldach)**
- **Größe des Daches in m²**
- **Dachausrichtung**
- **Einzusetzende Module**
- **Installierbare Leistung in kWp_{el}**
- **Bemerkungen (z. B. Art des Gebäudes)**

Im Kataster sind Satteldächer mit einer Mindestgröße von 60 m² und einer Ausrichtung nach Süden oder mit einer Abweichung von bis zu 45 ° nach Osten oder Westen sowie Flachdächer ab 200 m² Größe aufgeführt.

Dachflächen bis 300 m² werden zur Potenzialabschätzung in diesem Kataster mit kristallinen Modulen, Dachflächen ab 300 m² mit Dünnschichtmodulen belegt. Pro kWp_{el} installierter Leistung wird folgender Flächenbedarf angenommen:

Tab. 3-3: Annahme Flächenbedarf

Kristalline Module	**10,4 m²**
Dünnschicht auf Satteldach	**13 m²**
Dünnschicht auf Flachdach	**30 m²**

Um die damit erzeugbare Solarstrommenge pro Jahr abzuschätzen, können folgende spezifischen Jahresstromerträge herangezogen werden[1]:

- **Kristalline Module: 850 kWh_{el}/kWp_{el} * a**
- **Dünnschichtmodule: 900 kWh_{el}/kWp_{el} * a**

Für die Stadtteile in Mainz können auf Basis dieser Informationen folgende Potenziale ermittelt werden:

Tab. 3-4: PV-Dachflächenpotenzial RIO Energie GmbH & Co. KG

Stadtteil	Dachfläche [m²]	Installierbare Leistung [kWp_{el}]	Jahresstromertrag [kWh_{el}/a]
Altstadt	12.256	444	397.063
Bretzenheim	32.892	1.301	1.161.131
Drais	2.266	168	144.231
Ebersheim	3.353	168	144.231
Finthen	7.514	517	452.318
Gonsenheim	29.423	1.495	1.334.930
Hartenberg-Münchsfeld	36.846	1.494	1.336.113
Hechtsheim	0	0	0
Laubenheim	3.493	304	264.898
Lerchenberg	29.663	1.434	1.256.454
Marienborn	0	0	0
Mombach	0	0	0
Neustadt	9.875	340	305.303
Oberstadt	16.174	670	595.641
Weisenau	45.103	1.544	1.386.560
Summe	**228.858**	**9.879**	**8.778.873**

[1] Annahme TSB

Die RIO Energie GmbH & Co. KG hat mit ihrer Untersuchung eine für PV-Projekte nutzbare Dachfläche von rund 230.000 m² identifiziert, auf der rund 9.900 kWp_{el} Leistung installiert und 8,8 Mio. kWh_{el}/a Strom erzeugt werden könnte. Dies entspricht etwa 8 % der in der Diplomarbeit „Solarkonzept Mainz - Dachpotenzialstudie für Photovoltaik – und Solarthermieanlagen" ermittelten Dachfläche und gut 3 % der darin abgeschätzten installierbaren Leistung des erzeugbaren Solarstroms.

Wenn die von der RIO Energie GmbH & Co. KG ermittelten Potenziale komplett genutzt würden, könnte der Strombedarf der Stadt Mainz zu etwa 0,6 % gedeckt werden.

3.4.3 Dachkartierung/Befliegung

In Folge des Beschlusses des Mainzer Stadtrats wurde 2009 das Steinbeis-Transferzentrum für Geoinformation und Landmanagement beauftragt, entsprechend deren Sun Area-Konzept eine umfassende Datenerfassung des Solarpotenzials der Stadt Mainz zu erarbeiten. Als Grundlage für diese Analyse wurden Laserscanndaten aus einer Überfliegung des Stadtgebiets in 2006 genutzt.

Der Globalstrahlungswert im 20-jährigen Mittel sowie Verschattung, Dachneigung und –Ausrichtung sind die Eingangsgrößen für die Potenzialanalyse. Über ein 3-dimensionales digitales Oberflächenmodell erfolgt die Berechnung der Dachflächenpotenziale. Basiswert der Globalstrahlung ist das 20-jährige Mittel der Einstrahlung auf eine horizontale Fläche am Standort Mainz, das vom Deutschen Wetterdienst gemessen wurde. Es beträgt 1.059 kWh/m²*a. Als Grenzwerte für die Eignung einer Dachfläche zur Photovoltaiknutzung wurde eine Größe von mindestens 20 m² und eine globaler Einstrahlungswert größer gleich 900 kWh/m²*a festgelegt.

Um den potentiellen jährlichen Stromertrag ermitteln zu können, wurden vom Steinbeis-Transferzentrum folgende Annahmen getroffen:

- **Anlagennutzungsgrad (Performance Ratio): 0,75**
- **Wirkungsgrad kristalliner Module: 15 %**
- **Wirkungsgrad Dünnschichtmodule: 9 %**
- **Flächenbedarf kristalliner Module: 7,7 m²/kWp_{el}**
- **Flächenbedarf Dünnschichtmodule: 10,8 m²/kWp_{el}**

Im Rahmen dieser Untersuchung wurde im Stadtgebiet Mainz 4,4 Mio. m² Dachfläche identifiziert, die für die Photovoltaiknutzung geeignet sind.

Diese Dachflächen können auch für solarthermische Anwendungen genutzt werden. Es besteht also eine Nutzungskonkurrenz.

Entsprechend der Diplomarbeit „Solarkonzept Mainz - Dachpotenzialstudie für Photovoltaik – und Solarthermieanlagen" von Michael Wilhelm liegt das Nutzungsverhältnis von PV-Anlagen gegenüber Solarthermischen Anlagen üblicherweise bei 94,5 % zu 5,5 %. Setzt man dieses Verhältnis auch für diese Untersuchung an, verbleibt ein für Photovoltaik nutzbares Dachflächenpotenzial von 4,158 Mio. m².

Die Dachflächen sind entsprechend der solaren Einstrahlung in drei Eignungskategorien unterteilt:

- **Sehr gut geeignet: Solare Einstrahlung ist größer gleich 1.075 kWh/m²*a**
- **Gut geeignet: Solare Einstrahlung liegt zwischen 975 und 1.075 kWh/m²*a**
- **Bedingt geeignet: Solare Einstrahlung liegt zwischen 900 und 975 kWh/m²*a**

Etwa 10 % der potentiellen Dachflächen können der Eignungskategorie „sehr gut" zugeordnet werden, 78 % der Kategorie „gut geeignet" und 12 % sind „bedingt geeignet".

Um aus diesen Angaben das Potenzial für den solaren Jahresertrag im Stadtgebiet Mainz zu ermitteln, wurden für die einzelnen Kategorien folgende Werte für die solare Einstrahlung definiert:[2]

- **Sehr gut geeignet: 1.100 kWh/m²*a**
- **Gut geeignet: 1.025 kWh/m²*a**
- **Bedingt geeignet: 950 kWh/m²*a**

Der Anteil der Dünnschichtmodule wird auf 20 % geschätzt. Das entspricht in etwa dem Marktanteil der Dünnschichttechnologie in 2009 laut einer Erhebung veröffentlicht in der Fachzeitschrift „Photon", Ausgabe 4/2010.

Die Berechnung des potentiellen solaren Jahresertrags je Eignungskategorie erfolgt nach folgender Formel:

Potentieller solarer Jahresertrag je Eignungskategorie = Anteil Dünnschichtmodule * Dachfläche Eignungskategorie * Anlagennutzungsgrad * Wirkungsgrad Dünnschichtmodule + Anteil kristalline Module * Dachfläche Eignungskategorie * Anlagennutzungsgrad * Wirkungsgrad Kristalline Module

[2] Annahme TSB

Anschließend werden die Erträge der drei Eignungskategorien zum Gesamtpotenzial der geeigneten Dachflächen addiert.

Tab. 3-5: Ermittlung Solarstrom-Jahresertrag Dachfläche

	Anteil an Dachfläche [%]	Dachfläche [m²]	Installierbare Leistung [kWp]	Potentieller Jahresertrag [kWh/m²*a]
Kategorie gut geeignet	10	415.800	51.000	47.300.000
Kategorie sehr gut geeignet	78	3.243.240	397.000	344.100.000
Kategorie bedingt geeignet	12	498.960	61.000	49.100.000
Summe/Mittelwert	**100**	**4.158.000**	**509.000**	**440.500.000**

Auf Basis der erläuterten Annahmen ergibt sich für das Stadtgebiet Mainz ein Solarstromerzeugungspotenzial auf Dachflächen von 440,5 Mio. kWh_{el}/a bei einer installierten Leistung von 509 MW_{el}. Dies entspricht einem Anteil am Stromverbrauch der Stadt Mainz (1.500 Mio. kWh_{el}/a) von fast 30 %.

3.4.4 Auswertung/Vergleich

Der entscheidende Unterschied zwischen den vorliegenden Potenzialermittlungen liegt in der Zielsetzung und der damit verbundenen Vorgehensweise.

Das Dachflächenkataster der RIO Energie GmbH & Co. KG hat zum Ziel, für das Unternehmen geeignete Dachflächen zu identifizieren, und nicht das Potenzial des Stadtgebiets zu ermitteln. Es wurden einzelne Gebäude betrachtet und keine Hochrechnungen durchgeführt. Deswegen sind dort deutlich geringere Potenziale hinterlegt.

In der Diplomarbeit sollte das gesamte theoretische Dachflächenpotenzial abgeschätzt werden. Dazu wurden zunächst Abmessungen auf möglichst repräsentativen Flächen und darauf basierend Hochrechnungen durchgeführt. Auch die Dachkartierung nach dem SUN AREA-Konzept verfolgt dasselbe Ziel. Die Methodik ist jedoch eine andere. Es werden nur gemessene Daten verwendet und keine Hochrechnungen durchgeführt. Diese Ermittlung dürfte daher am genauesten sein und wird als Referenz für weitere Berechnungen und Abschätzungen verwendet.

Die Hochrechnungen der Diplomarbeit liegen bei der Ermittlung geeigneter Dachflächen knapp 30 % und bei der Abschätzung der potentiell installierbaren Leistung (und des erzeugbaren Solarstroms) gut 40 % unter dem Ergebnis der Dachkartierung. Solche Unterschiede sind im Zusammenhang mit Hochrechnungen immer möglich. Die Größenordnung beider Untersuchungen passt zusammen. Ein wichtiger Unterschied ist,

dass bei SUN AREA ein geringerer Flächenbedarf pro installierte Leistung für kristalline Module angenommen wurde.

3.4.4.1 Miet-/Kauf-Modelle der RIO Energie GmbH & Co. KG

Die RIO Energie GmbH & Co. KG bietet Kunden aus privaten, kommunalen, gewerblichen und landwirtschaftlichen Bereichen an, PV-Anlagen schlüsselfertig zu errichten oder Dach- beziehungsweise Freiflächen zu pachten, um darauf selbst die Anlagen zu betreiben. Es bietet Inhabern von geeigneten Gebäuden oder Flächen für Photovoltaik die Möglichkeit, an der Solarstromerzeugung teilzuhaben ohne selbst investieren zu müssen. Nach 20 Jahren geht die Anlage an den Besitzer der Fläche kostenlos über, und dieser kann die weiteren Stromerträge nutzen. Es besteht jederzeit die Möglichkeit, die Anlage am Jahresende zum aktuellen Restbuchwert abzukaufen.

Mit einem zweiten Pachtmodell bietet die RIO Energie GmbH & Co. KG an, die Anlage selbst 17 Jahre ohne eine Pachtzahlung zu betreiben und danach kostenfrei an den Eigentümer der Dachfläche abzugeben. Dieser kann dann für die restliche Zeit von der EEG-Vergütung profitieren. Vorteil für den Kunden ist, dass er gegenüber der Variante mit fester Pacht im Betrachtungszeitraum von 20 Jahren mehr verdient. Nachteil ist, dass die Zahlungen erst nach 17 Jahren beginnen, verbunden mit den Unsicherheiten hinsichtlich der Funktionsfähigkeit, Leistungsfähigkeit und Reparaturanfälligkeit der Anlage.

3.4.4.2 Leuchtturmprojekte in Mainz

Im Stadtgebiet Mainz gibt es mehrere Leuchtturmprojekte im Bereich Photovoltaik, die öffentlichkeitswirksam auf die Technologie aufmerksam machen:

- **Die Stadtwerke Mainz betreiben, gemeinsam mit einigen privaten Investoren, seit 2004 die 240 kWp_{el} große PV-Anlage auf der Südtribüne des Fußballstadions des FSV Mainz 05 am Bruchweg.**
- **Auf dem Dach des Finanzministeriums Rheinland-Pfalz ist eine PV-Anlage mit 43,9 kWp_{el} und auf dem Dach des Abgeordneten- und Ministerialgebäudes eine mit 56,2 kWp_{el} installiert.**
- **Auf dem Dach und an der Fassade der Mainzer C&A-Filiale erzeugt eine 900 m^2 große PV-Anlage rund 90.000 kWh_{el} Strom pro Jahr.**
- **PV-Anlagen auf Schuldächern gibt es zum Beispiel an der Gustav-Stresemann-Wirtschaftsschule, der Gleisbergschule (Betreiber: Stadtwerke) und dem Kettler-Gymnasium.**
- **C4 bei Schott AG**

- **Auf den ehemaligen Nassschotterhallen gibt es seit September 2010 die erste Bürgersolaranlage mit 785 kW_{el} installierter Leistung in Mainz. Mainzer Bürger können sich mit einen Solarsparbrief ab einer Einlage von 500,- € daran beteiligen. Initiatoren des Projekts sind die Sparkasse Mainz, die Stadtwerke Mainz sowie die Schott Solar AG.**

3.4.4.3 Sonnenmarkt

Im Mainzer Solaratlas (www.mainz.de/solaratlas) sind viele realisierte PV-Projekte dokumentiert. Die Daten werden kontinuierliche aktualisiert. Im Rahmen der „Woche der Sonne" organisiert die Stadt Mainz seit 2007 einen Sonnenmarkt. Er findet immer an einem Samstag auf dem Gutenbergplatz im Mainzer Zentrum statt. Dort präsentieren sich das lokale Handwerk, die Stadt und weitere Institutionen mit ihren Angeboten im Bereich Solarenergie.

3.4.4.4 Solarbundesliga

Die Stadt Mainz nimmt seit Jahren an der Solarbundesliga teil. Aktuell steht sie in der Tabelle der Großstädte auf Rang 13.

3.4.4.5 Mainzer Solarkataster

Mitte des Jahres 2010 wurde das „Mainzer Solarkataster" auf der Internetseite der Stadt Mainz veröffentlicht (www.mainz.de/solarkataster). Dort können interessierte Bürgerinnen und Bürger mit wenigen Mausklicks prüfen, ob Ihr Dach hinsichtlich Flächengröße, Neigung, Ausrichtung und Verschattung für die Photovoltaiknutzung geeignet ist, wie viel Leistung installiert werden kann und welcher Solarstromertrag in etwa zu erwarten ist. Auch eine überschlägige Wirtschaftlichkeitsberechnung ist durch die Eingabe einiger Parameter möglich (vgl. Kap. 3.4.3). Weitere Informationen und Checklisten sowie ein Verweis auf die Beratungsmöglichkeiten der Verbraucherzentrale sind auf der Webseite enthalten.

3.4.5 Weitere Möglichkeiten und Best-Practice-Beispiele

3.4.5.1 Aufbau beziehungsweise Nutzung von Solardachbörsen

Um die gezielte Kontaktaufnahme zwischen Inhabern von Dach- oder Freiflächen, die gerne ein Dach verpachten möchten, und Unternehmen, die solche Flächen suchen, zu fördern, gibt es verschiedene Arten von Solardachbörsen.

Unterschiede bestehen z. B. in der Gewichtung, wie weit die Stadt an der Organisation und Betreuung der Börse beteiligt ist und welche Dächer dort angeboten werden (z. B. Dächer im kommunalen oder privaten Besitz).

Tübingen

Mit der Solardachbörse fördert die Universitätsstadt Tübingen den Bau privater Photovoltaikanlagen. Die Förderung erfolgt in Form einer unentgeltlichen Verpachtung städtischer Dächer zur Installation der Anlagen. [Tübingen (2010)]

Mannheim

Die Mannheimer Solardachbörse wird vom Umweltforum betrieben, einem Zusammenschluss Mannheimer Umweltverbände. Das Umweltforum hat, finanziell von der Stadt Mannheim unterstützt, einen hauptamtlichen Mitarbeiter. Interessenten können auf der webbasierten Solardachbörse Angebote und Gesuche eingeben und einsehen. http://www.solardachboerse-mannheim.de/dachboerse1.html

Nürnberg

Die Solardachbörse in Nürnberg wird vom Umweltreferat der Stadt koordiniert. Es werden städtische und private Dächer angeboten. Die Vermittlung von städtischen Dächern erfolgt kostenfrei. Für die Vermittlung von nicht-städtischen Dächern wird (im Erfolgsfall!) eine Gebühr erhoben. Für die Aufnahme einer Dachfläche in die Solardachbörse der Stadt Nürnberg muss die Dachfläche eine Mindestgröße von

- **300 m² bei Flachdächern oder**
- **100 m² bei Schrägdächern**

aufweisen.

Weitere Anforderungen laut SDB Nürnberg 2010:

- **Das Dach sollte unverschattet sein.**
- **Schrägdächer sollten idealerweise einen Neigungswinkel zwischen 25 und 45° mit Ausrichtung nach Süden aufweisen.**
- **Es sollte ein Stromanschluss an das öffentliche Stromnetz vorhanden sein, damit der erzeugte Strom eingespeist werden kann.**
- **Das Dach muss über Tragfähigkeitsreserven verfügen, damit das Gewicht des Solarsystems und ggf. der Aufständerung getragen werden kann.**
- **Zu beachten ist, dass zeitnah keine Reparaturen oder Sanierungsmaßnahmen der Dachfläche anstehen.**

Des Weiteren gibt es noch bundesweite gewerbliche Solardachbörsen, wie zum Beispiel www.alpensolar.de. Dabei ist grundsätzlich bei der erfolgreichen Vermittlung von Flächen eine Provision fällig.

Dachflächenbörse Unser Ener

Im Rahmen der Solarinitiative 2015 Rheinland-Pfalz hat das Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz RLP ebenfalls eine Dachflächenbörse eingerichtet.

Auf der Internetseite der Energieeinsparkampagne „Unser Ener - macht mit“ wurde diese Dachflächenbörse eingerichtet. Dort können kostenlos Angebote und Gesuche online über eine Eingabemaske eingetragen werden. Anforderungen wie Mindestgröße oder Neigung der Dachfläche gibt es nicht.

3.4.5.2 Solarkampagnen

3.4.5.2.1 Solar lokal

Neben der „Woche der Sonne“ ist „Solar lokal“ eine der größten Imagekampagnen für Solarenergie, hier speziell für Solarstrom. Die Kampagne wird vom Umweltverband Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH) und dem deutschen Solarstromkonzern SolarWorld AG getragen. Zusätzlich wird diese von allen drei kommunalen Spitzenverbänden: Deutscher Landkreistag, Deutscher Städtetag, Deutscher Städte- und Gemeindebund unterstützt. Sie richtet sich vor allem an Kommunen. Die Kampagne bietet Materialien zur Öffentlichkeitsarbeit sowie Beratung bei der Umsetzung von Projekten wie Bürgersolaranlagen oder Solardachbörsen an. Weitere Infos unter: www.solarlokal.de

3.4.5.2.2 Solarstromkampagne der Landeshauptstadt Wiesbaden

Die Stadt Wiesbaden will ihren Anteil an Solarstromanlagen deutlich erhöhen und hat dafür die Solarstromkampagne „Sonne sucht Dach" ins Leben gerufen.

Abb. 3-8: Aktion „Sonne sucht Dach“ der Stadt Wiesbaden

Die Aktion basiert auf drei Säulen:

1. ***„Wir tun was“***

Wiesbaden rüstet alle geeigneten städtischen Dachflächen mit Solarstromanlagen aus. Dies wird von der ESWE Versorgungs AG umgesetzt.

2. „Investieren Sie selbst"

Die Stadt unterstützt private und gewerbliche Eigentümer von Gebäuden, die Photovoltaikanlagen errichten wollen, mit umfassenden Beratungsleistungen. Außerdem gibt es je eine "Sprinterprämie" von 1.000 € für die ersten zehn Wiesbadener, die sich zum Bau einer Solaranlage auf dem eigenen Dach entschließen.

3. „Beteiligen Sie sich"

Bürgersolaranlagen: Eine städtische Gesellschaft errichtet und betreibt Solarkraftwerke, an denen sich Bürgerinnen und Bürger finanziell beteiligen können. Mit Einlagen von 500 bis 5.000 € kann man in Solarstrom investieren und von den Renditen profitieren.

Um weitere Anlagen errichten zu können, sucht die Stadt Gebäudeeigentümer, die nicht unbedingt selbst vor haben, eine Solaranlage zu realisieren, aber bereit sind, ihre Dachflächen für diesen Zweck an die Stadt (oder Dritte) zu verpachten. Dieses Modell wird ebenfalls für die ersten 10 Wiesbadener 1.000 € „Sprinterprämie" unterstützt.

Ansprechpartner für alle Fragen rund um die Solarkampagne ist der städtische Umweltladen. Dort können auch Termine für Fachberatungen zur Solaranlagen-Technik, Gebäudeinformationen, staatlichen Zuschüsse und Finanzierungsberatung vereinbart werden. Außerdem sind Fachinformationen und Broschüren zu Solaranlagen sowie Vordrucke und Listen von Handwerksbetrieben erhältlich.

3.4.5.2.3 Solarstadt Kaiserslautern

Die Stadt Kaiserslautern hat sich, entsprechend dem Leitbild aus dem Jahr 2000, als Zielsetzung die Entwicklung zu einer Solarstadt gegeben.

Im Rahmen des Projektes "Green Goal", das auf eine umweltfreundliche, ressourcenschonende Ausrichtung der Fußballweltmeisterschaft hinzielte, entwickelte das „Institut für angewandtes Stoffstrommanagement (IfaS)" im Auftrag der Stadt Kaiserlautern ein Solarstadtkonzept. Die Stadt hatte 2003, 2004 und 2006 interessierte "Lauterer" zu Workshops eingeladen, um gemeinsam über die Umsetzung von "Green Goal" in der Stadt zu diskutieren.

Dabei wurde das Programm "Solarstadt Kaiserslautern" entwickelt: Stadion, Polizeipräsidium, Finanzamt, mehrere Schulen sowie Wohn- und Industriegebäude sollten mit Photovoltaikanlagen ausgestattet werden. Auch Hausbesitzer wurden aufgerufen, ihren ökologischen Beitrag zu leisten. Durch die Installation von möglichst vielen Photovoltaikanlagen sollte diese Technik in ihren vielfältigen Einsatzbereichen für Einwohner und Besucher der Stadt erfahrbar gemacht werden.

Hier eine Auflistung von Ideen an Photovoltaik-Marketingmaßnahmen aus dem Solarstadtkonzept:

- **Durchführung eines öffentlichen Gewinnspiels mit Fragen rund um das Thema „Photovoltaik" und Sachpreise, die mit Solarstrom betrieben werden, wie z. B. Solaruhren oder Solartelefone.**
- **Entwicklung eines Solarlogos für die Stadt, z. B. im Rahmen eines Schulwettbewerbs.**
- **Platzierung von Solarstadt-Infosäulen an markanten Orten, wie z. B. Bahnhof, Fußgängerzone oder Rathausplatz.**
- **Veranstaltung eines „Photovoltaik-Tages" mit Vorträgen, Ausstellungen und Beratung.**
- **Aufstellen von Anzeigetafeln/Lageplänen mit Angaben zu bestehenden Photovoltaikanlagen.**
- **Errichtung von PV-Carports auf großen Parkplätzen.**
- **Errichtung von PV-Anlagen auf Lärmschutzwänden.**

3.4.5.2.4 Solarstadt Gelsenkirchen

Die Stadt Gelsenkirchen führte unter der Beratungsinitiative „SolarGEdacht" die verschiedenen regionalen Akteure im Bereich Solartechnik, Stadt, Banken, Hersteller, Planungsbüros und Installateure zusammen, um Verbrauchern ein breites Beratungsangebot bieten zu können, unter anderem auch mit der regelmäßigen Durchführung von Infoabenden.

Begleitet wird die Kampagne durch das interaktive Solardachkataster. Im Wissenschaftspark Gelsenkirchen werden außerdem regelmäßig Führungen zu einer PV-Anlage angeboten.

Die Organisation übernimmt der Verein „Solarstadt Gelsenkirchen e.V.

3.4.5.2.5 Solarstadt Freiburg

Die Stadt Freiburg ist für ihr Engagement im Bereich Solartechnik bekannt. Viele Projekte und Maßnahmen, die inzwischen auch weitere Kommunen umgesetzt haben, wurden schon im Rahmen dieses Berichts an anderer Stelle erwähnt. Eine Besonderheit ist allerdings noch, dass die Stadt Freiburg auf der Internetseite fünf verschiedene Solartouren beschreibt, mit denen sich sowohl Einheimische als auch Touristen die Stadt und deren Umgebung anhand von Sehenswürdigkeiten mit Solartechnikanwendungen erkunden können.

Des Weiteren bestehen ein solarer Stadtplan, in dem alle Sehenswürdigkeiten eingetragen sind, und ein Fahrplan für den ÖPNV, der Solarplan der Freiburger Verkehrs AG, der zeigt, welche Sehenswürdigkeiten wie zu erreichen sind.

3.4.5.3 Bürgerbeteiligungsanlagen

Genossenschaft „Hunsrücksonne Kastellaun eG"

Aus der Idee, öffentliche Dachflächen unter Einbringung von regenerativen Energien sinnvoll zu nutzen, entstand die Hunsrücksonne Kastellaun eG. Die Genossenschaft wurde am 26.09.2008 gegründet. Zurzeit hat sie 93 Mitglieder. Ziel der Genossenschaft ist die Förderung von regenerativen Energien. Die Wertschöpfung für die Region und die Finanzierung der Investitionen sollen zu 100 % aus Beteiligungen der Bürger dieser Region stammen. Beteiligungen sind von 1.000 € bis 10.000 € möglich. Angestrebt ist eine Dividendenzahlung von 5 % p.A. an die Mitglieder. Durch Finanzierung der Anlagen über eine Bürgergenossenschaft kommt der Ertrag, den die Anlagen erwirtschaften, den Bürgern direkt zugute. Eine Rückzahlung der Anteile an die Mitglieder kann, bei planmäßigem Verlauf, nach 20 Jahren erfolgen (Dauer der garantierten Einspeisevergütung). Die Kündigung der Anteile während dieser Zeit ist mit einer Frist von 5 Jahren möglich.

Die Rechtsform der Genossenschaft bietet sich daher an, viele Mitglieder aufzunehmen, da sie eine der einfachsten und kostengünstigen Rechtsformen ist, die dann über die Aktivitäten (Investitionen und Dividende) selbst bestimmen können.

GEDEA-Ingelheim

Die GEDEA-Ingelheim plant und betreibt Energieanlagen mit erneuerbaren Energien als Beteiligungskraftwerke. Jeder Bürger kann direkt Anteile an Beteiligungsgesellschaften erwerben und damit eine sichere Rendite erzielen. Zurzeit realisiert die GEDEA-Ingelheim vor allem PV-Solarstrom-Anlagen in der Region Rheinhessen. Aktuelles Projekt ist der Solarpark Sprendlingen, die größte Freiflächenanlage mit nachgeführten Photovoltaik-Modulen in Rheinland-Pfalz.

Stadt Wiesbaden

Die Stadt sucht geeignete Dächer und errichtet und betreibt die Bürgersolaranlagen. Anteile von 500 € bis 5.000 € sind dabei möglich. Die Verwaltung und Abrechnung erfolgt über die neu gegründete „Bürgersolaranlagen Wiesbaden GmbH". Um weitere Anlagen errichten zu können, sucht die Stadt Gebäudeeigentümer, die zwar nicht selbst vor haben eine Solaranlage zu realisieren, aber bereit sind, ihre Dachflächen für diesen Zweck an die Stadt oder Dritte zu verpachten. Dafür erhalten die ersten zehn Anbieter eine „Sprinterprämie" von 1.000 €.

3.4.5.4 Pachtmodell Stadtwerke Speyer

Die Stadtwerke Speyer bieten ein Pachtmodell für Dachflächen an, deren Pachtzahlung sich an der Einspeisevergütung orientiert. Sie liegt im ersten Halbjahr 2010 bei 10 % der mit der PV-Anlage erwirtschafteten Einnahmen. Es unterscheidet sich von der Art der Vergütung damit vom Modell der RIO Energie GmbH & Co. KG, das in Mainz angeboten wird und einen festen Pachtzins pro installierter Leistung vorsieht. Dieses Pachtmodell stellt eine mögliche interessante Alternative dar, die auch in Mainz angeboten werden könnte.

3.4.6 Bewertung der Umsetzbarkeit/Übertragbarkeit auf das Stadtgebiet Mainz

Die Stadt Mainz und die Stadtwerke Mainz AG engagieren sich seit Jahren im Bereich Photovoltaik. Neben bisher erfolgten Potenzialermittlungen und der beauftragten Dachflächenkartierung durch das Steinbeis Transfer Institut wurden bereits mehrere Projekte und Kampagnen wie das 500-Dächer-Programm, der Sonnenmarkt oder die Teilnahme an der Solarbundesliga umgesetzt.

Es gibt bereits einige öffentlichkeitswirksame PV-Leuchtturmprojekte in Mainz, zum Beispiel an Schulen, öffentlichen Gebäuden, dem Fußballstadion und der Mainzer C&A-Filiale. In diesem Bereich gibt es noch Möglichkeiten, verstärkt das Thema darzustellen, etwa durch eine deutlichere Präsentation der Projekte vor Ort, z. B. mit einer „Anzeigetafel zur Stromerzeugung und CO_2-Einsparung" oder durch das Aufstellen von Informationstafeln oder Plakaten zu den einzelnen Anlagen.

Weitere Leuchtturmprojekte sollten initiiert und öffentlich präsentiert werden, insbesondere auf öffentlichen Gebäuden und hoch frequentierten Dienstleistungsgebäuden wie Banken, Hotels und Einkaufspassagen.

Beim Bau des neuen Fußballstadions sollte die Gelegenheit genutzt werden, auch dort eine größere PV-Dachanlage zu installieren. Besonders Imagefördernd könnte es sein, dieses Projekt als Bürgerbeteiligungsanlage umzusetzen.

Eine Solardachbörse existiert in Mainz bisher noch nicht. Für eine Umsetzung gibt es eine Vielzahl von denkbaren Varianten. In Tübingen konzentriert sich die Dachbörse auf städtische Gebäude. Ziel sollte es in Mainz jedoch sein (sofern eine Umsetzung angestrebt wird) auch private und gewerbliche Dächer aufzunehmen. Der Aufbau könnte zum Beispiel über die Mainzer Stiftung für Klimaschutz und Energieeffizienz finanziert werden. Die Betreuung wäre als Aufgabe der beim Umweltamt eingegliederten Stelle als Klimaschutzmanager(in) ansiedelbar. Die Internetplattform zum Einstellen und Aufrufen von Angeboten sowie Gesuchen könnte auf der Webseite der Stiftung angesiedelt werden. Diese ist schlank und übersichtlich gestaltet. Die Solardachbörse wäre als zusätzlicher Navigationspunkt auf der linken Seite gut zu finden.

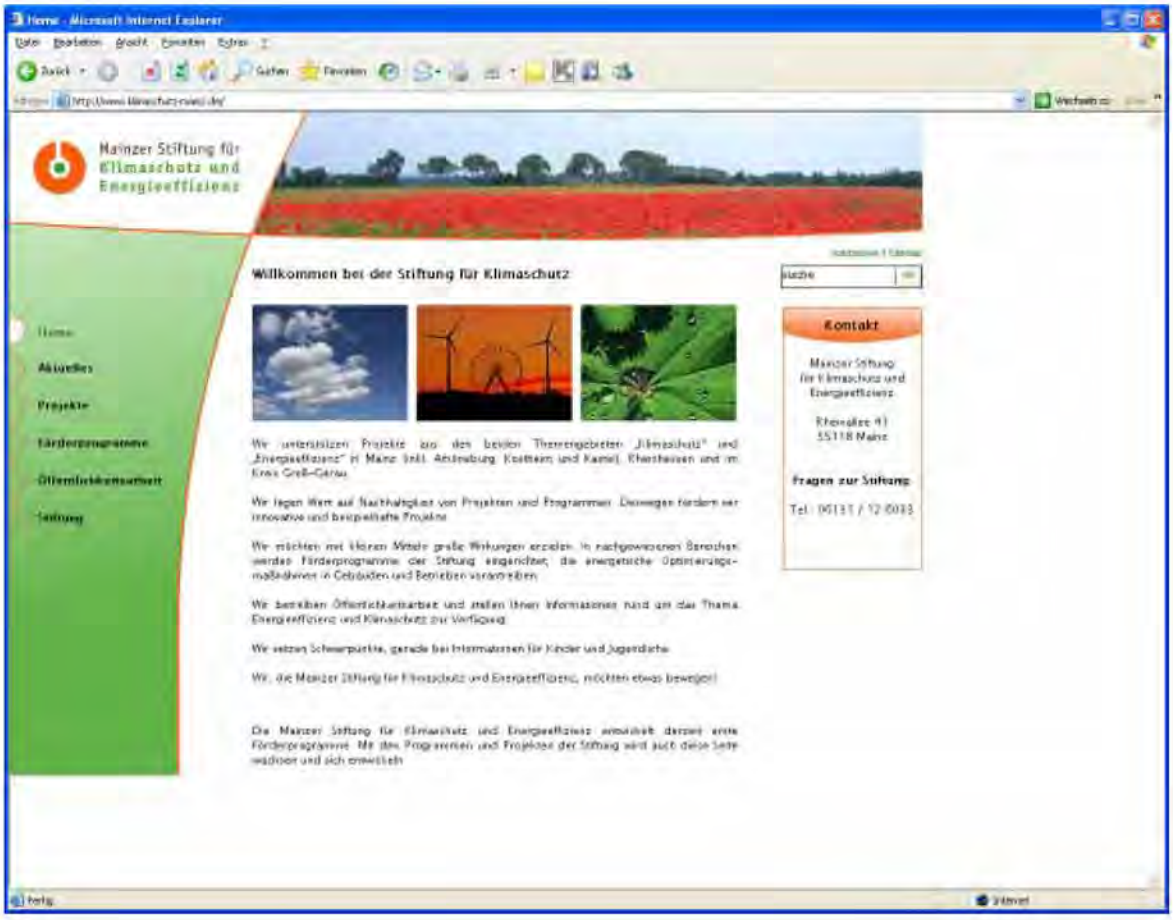


Abb. 3-9: Screenshot Webseite der Mainzer Stiftung für Klimaschutz und Energieeffizienz

Vorteil bei dieser Konstellation ist, dass bei einer gesicherten Finanzierung über die Stiftung keine oder nur geringe Vermittlungsgebühren für die Teilnehmer anfallen.

Unterstützung beim Aufbau könnte über die bundesweite Kampagne „Solar lokal“ oder die landesweite Kampagne „Unser Ener“ erfolgen. Es besteht alternativ die Möglichkeit, die Solardachbörsen der Kampagnen zu nutzen und aktiv zu bewerben (aus der unter Punkt 3.5.2.2 beschriebenen Solarkampagnen anderer Städte sind einige Anregungen übertragbar).

Die Zusammenstellung einer an interessanten Solarprojekten orientierten Stadtrundtour, die sowohl die Leuchtturmprojekte als auch einfache, kleinere Anlagen integriert, wäre auch für die Stadt Mainz umsetzbar. Die Tourbeschreibung könnte als Flyer gestaltet und im Umweltinformationszentrum, bei der Mainzer Verkehrsgesellschaft und den Touristen-

Informationen ausgelegt und verteilt, oder auch beim Bauamt als Zusatzinformation zur Baugenehmigung beigefügt werden.

Die Zusammenführung der an der Realisierung von PV-Anlagen beteiligten Gruppen wurde schon einmal mit dem 500-Dächerprogramm erreicht. Eine weitere Zusammenarbeit bei regelmäßigen Infoabenden oder Infotagen (ähnlich der Aktion der Solarstadt Gelsenkirchen) ist anzustreben. So könnten im Jahresverlauf 3 bis 4 Infoabende bei unterschiedlichen Ausrichtern mit wechselnden Themen stattfinden. Zum Beispiel:

Tab. 3-6: Infoabende PV

Zeit	Ort/Ausrichter	Thema	Zielgruppe
1. Quartal	Rathaus/Stadt	Photovoltaik für Privathaushalte	Privatpersonen
2. Quartal	Kreditinstitut	Finanzierung, Steuerliche Aspekte und Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen	Landwirtschaft, Industrie/Gewerbe, Privatpersonen
3. Quartal	Kreishandwerkerschaft/ Handwerkskammer	PV als Markt für das Handwerk: Einstieg, Ausbildung, Marktpotenziale	Installationsbetriebe: Dachdecker und Elektroinstallateure
4. Quartal	Stadtwerke Mainz oder Schott Solar AG	PV auf Gewerbeflächen: Pacht- und Kaufmodelle, Technik, Wirtschaftlichkeit, Voraussetzungen	Industrie/ Gewerbe

Die Solarstadt Kaiserslautern hatte im Vorfeld der Fußball-Weltmeisterschaft ein umfassendes Konzept entwickelt. Einige Ideen werden in Mainz im Rahmen der Woche der Sonne bereits in ähnlicher Weise umgesetzt oder könnten dort noch integriert werden, z. B. ein Gewinnspiel rund um das Thema „Photovoltaik".

Die Errichtung von PV-Carports auf großen Parkplätzen sind sehr öffentlichkeitswirksame Projekte. Es kommen mehrere Parkplätze in Frage, unter anderem der Altablagerungsstandort 232. Ein erster Solar-Carport wurde bereits bei Mercedes in Mainz mit 1.000 m² realisiert. Erfahrungen mit Carports hat z. B. auch die juwi-Gruppe in Wörrstadt. Bislang ist die fehlende Wirtschaftlichkeit eines solchen Projekts ein großes Hindernis.

Eine wichtige Säule der Wiesbadener Solarstromkampagne „Sonne sucht Dach" ist die Installation von PV-Anlagen auf allen geeigneten städtischen Gebäuden durch den Versorger ESWE. Eine solche Kooperation könnte die Stadt Mainz auch mit den Stadtwerken vereinbaren. Alternativ besteht die Möglichkeit, geeignete städtische Dächer teilweise für Bürgerbeteiligungsanlagen zur Verfügung zu stellen.

Säule 2 (die Unterstützung der Stadt für Investitionswillige) wird hinsichtlich der Beratungsleistung in Mainz bereits über das Umweltinformationszentrum und die Verbraucherzentrale abgedeckt. Eine Art „Sprinterprämie" zu vergeben macht nur dann Sinn, wenn gleichzeitig eine größere öffentlichkeitswirksame Kampagne gestartet wird.

Bürgerbeteiligungen an Solarprojekten bilden die 3. Säule der Wiesbadener Aktion. Die Umsetzung von Bürgersolaranlagen würde Interesse und Akzeptanz der Technik weiter erhöhen. Verschiedene Varianten sind unter Punkt 5.2.3 dargestellt.

Die Stadt Mainz könnte geeignete Dächer zur Verfügung stellen und über die Personalstelle Klimaschutzmanager(in) koordinieren. Erfahrungen mit größeren PV-Projekten hat auch die RIO Energie GmbH & Co. KG. Sie könnte optional die Umsetzung übernehmen oder beratend tätig sein. Mit der GEDEA-Ingelheim GmbH gibt es aber auch ein regionales Unternehmen, das sich auf diese Art der Projektentwicklung spezialisiert hat.

Eine aktive Beteiligung der lokalen Kreditinstitute bei der Gründung einer Genossenschaft wie im Rhein-Hunsrück-Kreis ist ebenfalls denkbar. Die Sparkasse Mainz und die Mainzer Volksbank beteiligen sich auch am 500-Dächer-Programm und haben hierzu bereits eigene Infoveranstaltungen zum Thema Photovoltaik durchgeführt, da dort Interesse an der Thematik besteht. Ob das lukrative Pachtmodell der Stadtwerke Speyer nach Mainz übertragen werden kann (oder soll), ist vor allem eine betriebswirtschaftliche Entscheidung der Stadtwerke Mainz bzw. RIO Energie GmbH & Co. KG.

3.5 Fazit

Grundlage der Potenzialermittlungen waren drei bereits durchgeführte Untersuchungen von Dachflächenpotenzialen zur Solarstromerzeugung.

Für die Berechnungen und Abschätzungen des technischen Potenzials wurde die Dachkartierung nach dem SUN AREA-Konzept herangezogen. Sie ergibt das vollständigste und genaueste Ergebnis.

Demnach sind 4,4 Mio. m² Dachfläche im Stadtgebiet Mainz für die Photovoltaiknutzung geeignet. Aufgrund der Nutzungskonkurrenz mit solarthermischen Anwendungen wird angenommen, dass nur 4,16 Mio. m² zur Verfügung stehen. Dadurch könnten auf Basis der unter 4.3 erläuterten Annahmen 509 MWp_{el} installiert und damit 440,5 Mio. kWh_{el}/a Solarstrom erzeugt werden. Dies entspricht einem Anteil am Stromverbrauch in der Stadt Mainz nach Angabe der Stadtwerke Mainz (1.500 Mio. kWh_{el}/a) von knapp 30 %.

Wie viel des technischen Potenzials bis 2020 möglicherweise genutzt werden kann, wird im Folgenden anhand unterschiedlicher Prognosen, Szenarien und Entwicklungen abgeschätzt.

Das Bundesumweltministerium veröffentlichte im August 2009 das Leitszenario 2009 „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland". In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass bis 2020 18 GWp_{el} Leistung im Bereich Photovoltaik installiert sind, die 16 TWh_{el}/a Solarstrom produzieren. Das wäre ein Leistungszuwachs gegenüber 2008 von Faktor 3,3 und eine Erhöhung der jährlichen Solarstromproduktion um den Faktor 3,6.

Dabei wird ein Zubau von 1.900 MWp_{el}/a bis 2010 erwartet, der bis 2015 auf 1.300 MWp_{el}/a zurückgeht und bis 2020 bei diesem Wert bleibt. Bei gleichem Wachstum würde die Stadt Mainz bis 2020 eine installierte Leistung von 25,2 MWp_{el} und eine Solarstromproduktion von 23,6 Mio. kWh_{el}/a erreichen. Dies entspricht gut 5 % des berechneten Dachflächenpotenzials auf Basis der Dachkartierung und 1,6 % des Stromverbrauchs der Stadt Mainz.

Bereits 2009 wurde in Deutschland ein Zubau von 3.000 MWp_{el} erreicht und hat die Erwartungen dieses Szenarios damit deutlich übertroffen. Das Bundesumweltministerium erhöht mit der Novellierung des Erneuerbare Energien Gesetzes auch den Zielwert für den Ausbau der PV-Leistung auf 3.000 MWp_{el}/a. Dieses BMU-Leitszenario 2009 scheint daher überholt.

Die von der „Agentur für Erneuerbare Energien" und dem „Bundesverband Erneuerbare Energien e. V." in 2009 veröffentlichte Branchenprognose, erwartet 2020 eine installierte Leistung von 39,5 GW_{el} und eine jährliche Solarstromproduktion von 39,5 TWh_{el}/a. Das entspricht einem Leistungszuwachs gegenüber 2008 von Faktor 7,3 und einer Erhöhung der jährlichen Solarstromproduktion um den Faktor 9.

Übertragen auf die Stadt Mainz ergibt sich daraus eine Leistung für 2020 von 55,6 MWp_{el} und eine Jahresstromproduktion aus PV-Anlagen von 58,4 MWh_{el}/a. Dies entspricht knapp 13 % des berechneten Dachflächenpotenzials auf Basis der Dachkartierung und knapp 4 % des Stromverbrauchs der Stadt Mainz. Die neu installierte PV-Leistung im Stadtgebiet müsste dann jährlich um rund 18 % wachsen.

Entsprechend den Daten, die die Planungsgemeinschaft Rheinhessen-Nahe und dem Netzbetreiber EnRM ermittelt und veröffentlicht haben, ergibt sich im Bereich der Photovoltaik im Stadtgebiet Mainz seit 2006 ein durchschnittlicher Leistungszuwachs von 24 % pro Jahr mit steigender Tendenz.

Geht man von einem gleichbleibenden Wachstum aus, wird im Stadtgebiet Mainz bis 2020 eine installierte Leistung von über 100 MWp_{el} erreicht. Mit einem spezifischen Ertrag der Photovoltaikanlagen von 900 kWh_{el}/kWp_{el}*a kann die Jahressolarstromproduktion auf 90 Mio. kWh_{el}/a geschätzt werden. Dies entspricht gut 20 % des berechneten Dachflächenpotenzials auf Basis der Dachkartierung und etwa 6 % des Stromverbrauchs der Stadt Mainz.

Für das Stadtgebiet Mainz wurden somit drei Wachstumsszenarien für den Bereich Photovoltaik betrachtet. Zwei orientieren sich an bundesweiten Wachstumsprognosen, eine am Wachstum in Mainz seit 2006.

Das Wachstumsszenario, angelehnt an die Annahmen des Bundesumweltministeriums 2009, scheint überholt. Realistischer erscheint das Szenario, angelehnt an die Prognose der Agentur für Erneuerbare Energien und dem Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. aus 2009. Danach könnten knapp 4 % des Stromverbrauchs der Stadt Mainz im Jahr 2020 durch Solarstrom aus Photovoltaikanlagen gedeckt werden. Bei einem Ausbauwachstum der Photovoltaik entsprechend dem Mittel der Jahre 2006-2009 könnte ein Anteil von 6 % erreicht werden.

Demnach würde in der Stadt Mainz 2020 zwischen 4 und 6 % des Strombedarfs durch Solarstromanlagen im Stadtgebiet gedeckt werden. Das auf Basis der Dachkartierung ermittelte technische Potenzial auf den Dachflächen wird dann zu etwa einem Fünftel genutzt.

4 Potenzial Freiflächen-Fotovoltaik

4.1 Einleitung

Die Nutzung der solaren Einstrahlung zur Stromgewinnung hat ein großes Potenzial. Der Prognose des wissenschaftlichen Beirats der Bundesregierung zufolge, wird die Solare Stromerzeugung langfristig den größten Beitrag zur weltweiten Stromversorgung liefern.

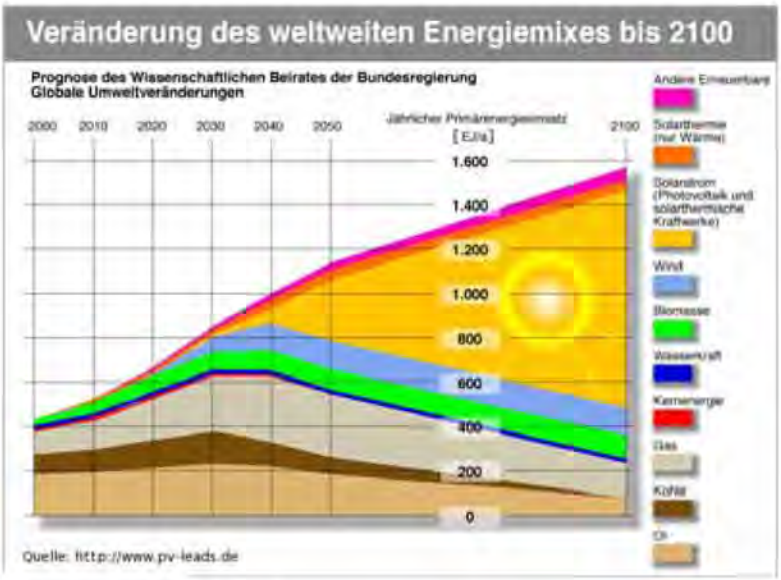


Abb. 4-1: Veränderung des weltweiten Energiemixes bis 2100

Im Jahr 2009 lieferten Photovoltaikanlagen in Deutschland etwa 6,2 TWh_{el} Strom, was über 1 % der Bruttostromerzeugung entspricht. Der Anteil der Photovoltaik an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien liegt bei 6,6 %.

Abb. 4-2: Jährliche Sonneneinstrahlung im Vergleich zum Weltjahres-Energieverbrauch (Quelle: Deutsche Gesellschaft für Solarenergie: Photovoltaische Anlagen, 2005)

Die Energiemenge des auf die Erdoberfläche einfallenden Sonnenlichts entspricht etwa dem 10.000-Fachen des weltweiten Energiebedarfs. Die jährliche solare Einstrahlung in Mainz beträgt nach Messungen von 1991 - 2001 im Mittel 1.068 kWh/m² x Jahr[3]. Sie liegt damit knapp über dem Bundesdurchschnitt von 1.044 kWh/m² pro Jahr.

Die Stadt Mainz strebt an, dass bis zum Jahr 2020 30 % des Bruttostrombedarfs in Mainz über Erneuerbare Energien gedeckt werden. Einen entscheidenden Beitrag dazu kann die solare Stromgewinnung durch Photovoltaik liefern. Neben den Potenzialen auf Dachflächen sind Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA) eine wichtige Möglichkeit, um schnell und konzentriert Ausbaufortschritte zu erzielen.

Anmerkung der TSB:

Nach der Fertigstellung dieses Teilberichts wurde durch eine Neuregelung im EEG die Vergütungsfähigkeit von PV-FFA auf Ackerflächen stark eingeschränkt. Dadurch sind die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen unter Kapitel 4.6 nicht mehr aktuell. Der Anreiz zur Errichtung von PV-FFA ist vorübergehend deutlich reduziert. Es gibt Prognosen und Ankündigungen von Projektierern, dass innerhalb des hier angesetzten Betrachtungszeitraumes bis 2020 PV-FFA ohne EEG-Vergütung durch andere Vermarktungsstrategien wirtschaftlich errichtet und betrieben werden können.

[3] Quelle: Mainzer-Dächer nutzen – Umweltamt der Stadt Mainz, 2001

Aufgabenstellung:

Im Rahmen dieses Berichtsteils werden geeignete Flächen für PV-FFA identifiziert, bewertet und nach abgestimmten Kriterien priorisiert. Das Gesamtpotenzial der Stromerzeugung aus Photovoltaik-Freiflächenanlagen wird dargestellt. Für die fünf besten Standorte werden genaue Ertragsprognosen und eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf Basis der Vergütungsregelung nach dem EEG im ersten Halbjahr 2010 durchgeführt.

4.2 Ist-Analyse

4.2.1 Stadtgebiet Mainz

Bis heute gibt es keine Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA) im Stadtgebiet Mainz.

Die RIO Energie GmbH & Co. KG plante, im Stadtteil Mainz-Laubenheim auf dem Flurstück „In der Holdersleiter", eine PV-FFA mit einer Fläche von 5,6 ha zu errichten. Die installierte Leistung sollte etwa 1,5 MWp_{el} betragen. Es wurde ein jährlicher Ertrag von rund 1,5 Mio. kWh erwartet. Da Strom von PV-FFA auf Ackerflächen nach der Novellierung des EEG zum 01. Juli 2010 nicht mehr vergütet werden muss, wurde das Projekt nicht umgesetzt.

4.2.2 Photovoltaiknutzung in Mainz und Umgebung

In der nachfolgenden Tabelle wird die Nutzung der Photovoltaik in Mainz und Umgebung zum Stand Ende 2007 dargestellt.

Die Daten basieren auf Angaben aus dem Energiebericht der Planungsgemeinschaft Rheinhessen- Nahe und von den Landkreisen.

Tab. 4-1: Photovoltaiknutzung in Mainz und Umgebung
(Quelle: Planungsgemeinschaft Rheinhessen-Nahe)

Gebiet	Anzahl PV-Anlagen	Installierte Leistung 2008 [kWp_{el}]	Stromein-speisung aus PV 2008 [Mio. kWh_{el}/a]	Anteil Stromver-brauch 2007 [%]	Anteil Stromerzeugung aus Ern. Energien 2007 [%]
Stadt Mainz	396	7.616	6,5	0,4	1,9
Landkreis Mainz-Bingen	1.229	19.236	12,4	1,9	12,1
Landkreis Alzey-Worms	1.027	17.927	10,1	2,1	23,9
Landkreis Groß-Gerau (Stand 2007)	776	7.032	6,5	0,5	54,6

Photovoltaik-Freiflächenanlagen gibt es bislang auf dem Rochusberg in Bingen, in Waldalgesheim, in Sprendlingen, Wörrstadt und Riedstadt. Die PV-FFA auf dem Rochusberg in Bingen wurde 1997 in Betrieb genommen und hat eine installierte Leistung von 62 kWp_{el} und einen Flächenverbrauch von 0,15 ha.

Die Firma Juwi Solar GmbH hat in Waldalgesheim 2008 eine PV-FFA mit etwa 36.000 Dünnschichtmodulen auf einer Fläche von 9,3 ha errichtet. Der Solarpark mit 2,5 MW_{el} Leistung liefert rund 2,5 Mio. kWh_{el} im Jahr. Auch der Solarpark in Wörrstadt mit einer installierten Leistung von ca. 5,6 MW_{el} und einem jährlichen Stromertrag von 5,6 Mio. kWh_{el} wurde von der Juwi Solar GmbH gebaut. Dafür wurden fast 77.000 Dünnschichtmodule der Firma First Solar verwendet.

Der von der RIO Energie GmbH & Co. KG betriebene Solarpark Leeheim in Riedstadt mit einer installierten Leistung von 1,95 MWp_{el} ging Ende 2008 in Betrieb und erzeugt mit den rund 27.000 Dünnschichtmodulen der Firma First Solar etwa 1,9 Mio. kWh_{el}/a.

Die einzige PV-FFA im betrachteten Gebiet mit zweiachsig nachgeführten Modulen steht in Sprendlingen und wurde von der GEDEA-Ingelheim GmbH errichtet. Auf einer Fläche von ca. 2 ha liefern 1.596 polykristalline Module mit insgesamt 275 kWp_{el} etwa 340.000 kWh_{el} pro Jahr.

Abb. 4-3: Solarpark in Gensingen

Nach Auskunft der Planungsgemeinschaft Rheinhessen-Nahe waren in der Region bis zum 31.12.2008 4.466 PV-Anlagen mit insgesamt 70.022 kWp_{el} installiert. Sie haben rund 46,85 Mio. kWh_{el} Solarstrom produziert. Das entspricht einem Anteil am Gesamtstromverbrauch der Planungsregion aus 2007 von knapp 1 %.

Die Erweiterung des Solarparks in Sprendlingen um 350 kWp_{el} ist in der Umsetzung und soll 2010 fertig gestellt werden. Konkrete Planungen für weitere Solarparks gibt es aktuell in den Landkreisen Mainz-Bingen und Alzey-Worms nicht. Durch die geplanten Änderungen des Erneuerbaren Energien Gesetzes in 2010 mit der Reduzierung der Vergütung von PV-FFA und dem Wegfall der Vergütung von PV-FFA auf Ackerflächen sind daher kaum weitere Vorhaben zu erwarten.

Aufgrund der Zielsetzung des Landes Rheinland-Pfalz, entsprechend der Regierungserklärung von Umweltministerin Margit Conrad im Juni 2006, bis zum Jahr 2020 30 % des Stromverbrauchs mit Erneuerbaren Energien zu erzeugen und der Zielsetzung der Landkreise Bad Kreuznach, Mainz-Bingen und Alzey-Worms bis 2050 Null Emissions-Status zu erreichen, ist ein weiterer starker Ausbau der Photovoltaik und anderen Erneuerbaren Energien zu erwarten. Die juwi AG geht in ihrem Konzept „30 % + x – ein Konzept für die Region Mainz“ davon aus, das bis 2020 jährlich 300 Mio. kWh_{el}/a aus PV-Anlagen auf Dächern und Freiflächen in Mainz und Umgebung erzeugt werden. Das entspricht rund 20 % des Stromverbrauchs von 2005 mit 1.440 Mio. kWh_{el}/a.

Der Landkreis Groß-Gerau hat sich analog zur Stadt Mainz zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 30 % des Gesamtenergieverbrauchs aus Erneuerbaren Energien zu decken. In einem ersten Schritt wurden dazu in 2008 und 2009 Konzepte für den Teilbereich Strom beauftragt. In der „Potenzialstudie Erneuerbare Energien für den Landkreis Groß-Gerau – Schwerpunkt Stromerzeugung“ wurden 29 Potenzialflächen für PV-FFA mit ca. 385 ha identifiziert. Darauf könnten nach Ansicht der Autoren rund 115 MWp_{el} installiert und 106 Mio. kWh_{el}/a

Solarstrom erzeugt werden. Das entspricht etwa 8,5 % des Stromverbrauchs des Landkreises im Jahr 2007.

Im „Strategiepapier für den Kreis Groß-Gerau zur Zielerreichung: 30 % Erneuerbare Energien bis 2020" (Quelle: TU Darmstadt / juwi) wird von der Realisierung von fünf PV-FFA mit insgesamt 25 ha Größe, einer installierten Leistung von 7,5 MWp_{el} und einem jährlichen Solarstromertrag von 7 Mio kWh_{el}/a ausgegangen. In dieser Ausarbeitung wird bis zum Jahr 2020 mit 24 MW_{el} und einem jährlichen Solarstromertrag von 22,1 Mio. kWh_{el}/a gerechnet.

4.3 Grundlagen PV-FFA

4.3.1 EEG – Vergütung (wirtschaftliche Aspekte)

Das Erneuerbare Energiengesetz (EEG) stellt den rechtlichen Rahmen für die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Primärenergiequellen dar. Es legt unter anderem die Vergütung des Stroms aus regenerativen Energiequellen fest. Bei der Höhe der Vergütung einer PV-Anlage wird im EEG zwischen Anlagen, die auf Dachflächen oder anderen baulichen Elementen angebracht werden und Anlagen, die auf Freiflächen errichtet werden, unterschieden.

In 2010 errichtete PV-Freiflächenanlagen werden nach EEG 2009 für 20 Jahre mit 28,43 Ct pro Kilowattstunde vergütet. Die Vergütungssätze unterliegen einer jährlichen Degression, die auch von der in einem Jahreszeitraum bundesweit neu installierten Leistung abhängt.

Laut § 32 Abs. 3 EEG gilt die Vergütungspflicht des Netzbetreibers nur dann, wenn die zum Bau der Anlage vorgesehene Fläche den folgenden Kriterien entspricht:

- **bereits vor dem Bau der Anlage versiegelt**
- **Konversionsfläche aus früherer militärischer oder wirtschaftlicher Nutzung**
- **Grünfläche, sofern sie im Bebauungsplan zur Errichtung solcher Anlagen ausgewiesen sind und beim Beschluss des Baues die Fläche die drei vorangegangenen Jahre als Ackerland genutzt wurde.**

Nach § 32 Abs. 3 EEG kann eine Vergütung zudem nur dann erfolgen, wenn sich die geplante Freiflächenanlage

- **„im Geltungsbereich eines Bebauungsplans im Sinne des § 30 des Baugesetzbuches", oder**
- **„auf einer Fläche, für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuches durchgeführt worden ist" befindet.**

Dachflächenanlagen werden höher vergütet als Freiflächenanlagen. Damit möchte der Gesetzgeber Anreize schaffen, zunächst bereits versiegelte und bebaute Flächen zur Solaren Stromerzeugung zu nutzen.

In Raumordnungsplänen und Flächennutzungsplänen werden in der Regel keine Vorrang- oder Vorbehaltsflächen ausgewiesen, da die solare Stromerzeugung keine privilegierte Nutzung nach dem BauGB ist. In der Praxis ist zumeist eine Änderung des gültigen Bebauungsplans notwendig, um den rechtlichen Rahmen für die Errichtung und Vergütung zu schaffen, sowie die städtebauliche Entwicklung gemäß § 8 BauGB gewährleisten zu können. In manchen Fällen kann es sein, dass noch kein Bebauungsplan für das Vorhabengebiet existiert. Hierfür stellt der für das Vorhaben bezogene Bebauungsplan ein geeignetes Instrument dar.

4.3.2 Technische Aspekte

Bei der Planung von PV-FFA gilt es, technische Faktoren zu berücksichtigen, die zu einem möglichst hohen Ertrag führen und somit die Wirtschaftlichkeit eines Vorhabens sicherstellen sollen. Dabei handelt es sich vor allem um

- **Hangneigung**
- **Einstrahlung**
- **Zugänglichkeit / Anbindung**
- **Nähe zu Einspeisepunkt.**

4.3.2.1 Modultypen

Bei den Solarzellen unterscheidet man nach drei Typen: monokristalline, polykristalline und Dünnschicht-Solarzellen.

Monokristallline Zellen werden aus sogenannten Wafern (einkristalline Siliziumscheiben) hergestellt, wie sie auch für die Halbleiterherstellung verwendet werden. Die Größe monokristalliner Solarzellen beträgt zwischen ca. 100 x 100 mm und maximal ca. 150 x 150 mm. Der Wirkungsgrad einer Solarzelle aus monokristallinem Silizium beträgt etwa 24 % (Labor) bzw. 14 bis 17% aus der Produktion kommend. Über ein Drittel aller verwendeten Solarzellen sind heute aus monokristallinem Silizium.

Polykristalline Zellen bestehen aus Scheiben, die nicht überall die gleiche Kristallorientierung aufweisen. Sie können z. B. durch Gießverfahren hergestellt werden und sind dadurch preiswerter als monokristalline Zellen. Dieser Zelltyp ist in Fotovoltaik-Anlagen am meisten verbreitet. Durch die verschieden ausgerichteten Kristalle in der Zelle trifft das Licht mal auf die stumpf geschnittenen Kristalle, mal quer zur Kristallstruktur auf die Zelle. Daher sieht man helle und dunkle Kristallstrukturen. Die Größe der polykristallinen Solarzelle beträgt in der Regel 125 x 125 mm oder 150 x 150 mm, kann jedoch je nach Hersteller variieren. Der Wirkungsgrad einer Solarzelle aus polykristallinem Silizium beträgt etwa 18 % (Labor) bzw. 13 bis 15% aus der Produktion kommend.

Dünnschichtzellen bestehen aus einem Halbleiter- und einem günstigen Trägermaterial. Als Trägermaterial kommen überwiegend Glas oder Metall aber auch Kunststoffe zum Einsatz.

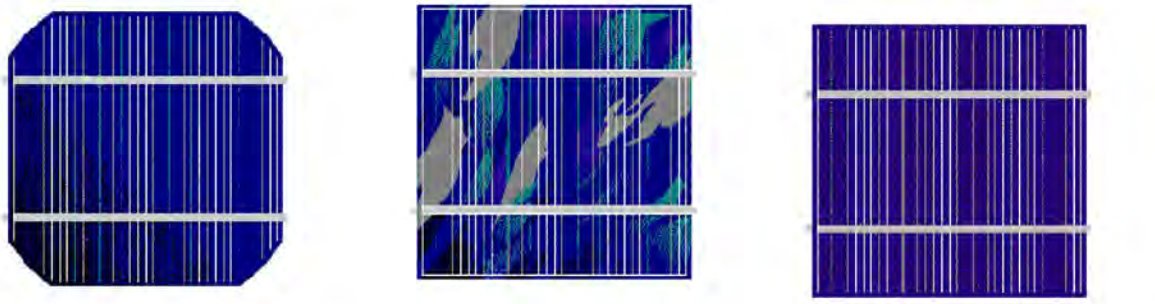
Darauf wird das Halbleitermaterial in dünnen Schichten aufgebracht. Als Halbleitermaterial können beispielsweise:

- **Amorphes Silizium**
- **Cadmium-Tellurid (CdTe)**
- **Kupfer-Indium (CIS)**

genutzt werden.

Der Vorteil hierbei ist, dass gegenüber den kristallinen Zelltypen zum einen nur relativ wenig „teures“ Halbleitermaterial gebraucht wird, zum anderen wird bei dem Herstellungsprozess weniger Energie aufgewandt, was wiederum Kosten spart.

Die Wirkungsgrade der Dünnschichtmodule sind mit 7- 8 % für amorphes Silizium und 10 - 11 % für CIS und CdTe niedriger als bei kristallinen Modulen. Aufgrund der besseren Nutzung von diffusem Licht können die spezifischen Erträge jedoch gleich, bzw. sogar höher sein. In PV-FFA werden vor allem polykristalline Module sowie verschiedene Dünnschichtmodule eingesetzt. Dabei handelt sich vor allem um Dünnschicht-Module aus amorphem Silizium, zum Teil in der Dreilagen-Technik sowie Module aus Cadmium-Tellurid.



Monokristallin Polykristallin Amorph (Dünnschichtzelle)

Abb. 4-4: Zelltypen für Photovoltaikmodule [CD Solarenergie (2005)]

Derzeit sind verschiedene PV-Module im Leistungsbereich von 30 Wp_{el} bis über 250 Wp_{el} auf dem Markt. Diese unterscheiden sich durch ihre Abmaße, Leistungen, Zelltypen und nicht zuletzt durch ihren Rahmen und die Einbindung in Montagesysteme (z. B. Fassadensysteme). Die hohe Qualität der Module wird durch Leistungsgarantien zum Ausdruck gebracht. Viele Hersteller garantieren einen nahezu gleichbleibenden hohen Ertrag über 20 Jahre und mehr. Die ersten Photovoltaikmodule sind bereits seit über 40 Jahren im Einsatz, sodass bei Photovoltaikmodulen von 25 Jahren Lebensdauer und mehr ausgegangen werden kann.

4.3.2.2 Hangneigung

Der Ertrag pro m² Grundfläche einer PV-Freiflächenanlage hängt unter anderem von der Neigung des Grundes ab, auf dem die Anlage errichtet wird. Die Konsequenz der Hangneigung ist die engere bzw. weitere Staffelung der Modulreihen. Es gilt der Grundsatz, dass die einzelnen Modulreihen möglichst dicht stehen, ohne eine gegenseitige Verschattung zu verursachen.

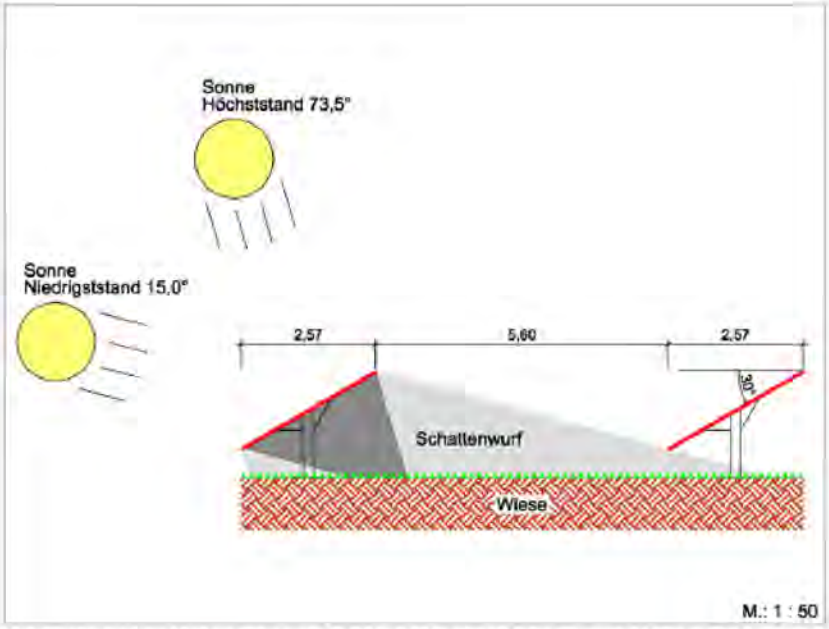


Abb. 4-5: Staffelung von PV Modulen auf ebenem Grund [Kraft (2009)]

Die Abb. 4-5: Staffelung von PV Modulen auf ebenem Grund [Kraft (2009)] zeigt den Mindestabstand zweier Modulreihen in Abhängigkeit vom Schattenwurf, resultierend aus der Einstrahlung der Sonne. Als relevanter Einstrahlwinkel ist der Niedrigststand der Sonne anzusetzen, der hier mit 15° angesetzt wird. Bei einer optimalen Ausrichtung der Module mit einem Neigungswinkel von 30° ergibt sich in diesem Beispiel der kürzeste Reihenabstand für eine verschattungsfreie Aufstellung von 5,60 m.

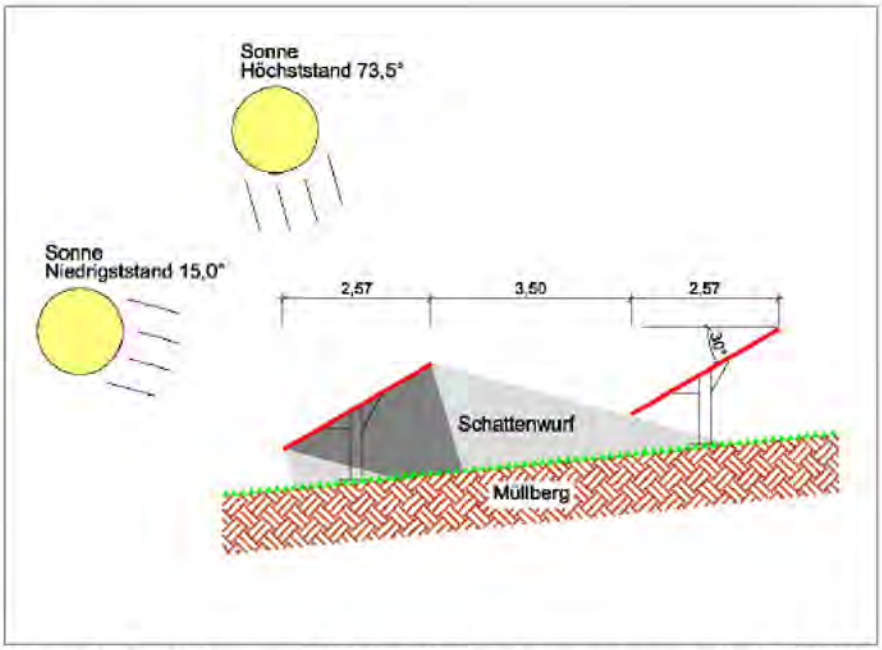


Abb. 4-6: Staffelung von PV Modulen bei Hangneigung [Kraft (2009)]

In der Abb. 4-2 ist ein ähnlicher Sachverhalt zu sehen wie in Abb. 4-1. Die Tatsache, dass der Untergrund eine natürliche Neigung hat, vergrößert jedoch den Einfallwinkel des Lichtes bei Niedrigststand, sodass nur noch ein Abstand von 3,50 m zwischen zwei Modulreihen eingehalten werden muss. Hochgerechnet auf große Anlagen mit einer Vielzahl an Modulreihen kann die dichtere Staffelung dazu führen, dass wesentlich mehr Module auf der zur Verfügung stehenden Fläche errichtet werden können und somit der Ertrag pro Grundfläche deutlich gesteigert werden kann.

4.3.2.3 Einstrahlung

Auf der Nordhalbkugel verläuft die Sonne auf ihrer Bahn stets im Süden. Um einen möglichst hohen spezifischen Stromertrag der Anlage zu erreichen, haben PV-Anlagen idealer Weise eine Ausrichtung nach Süden. Maßgeblich für die Intensität der Einstrahlung auf dem Grund ist der Sonnenhöhenwinkel. In Deutschland variiert er zwischen maximal $\gamma_S = 60{,}8°$ am 21. Juni und minimal $\gamma_S = 14{,}1°$ am 21. Dezember. Die folgende Abbildung zeigt den Zusammenhang von Datum und Sonneneinfallswinkel:

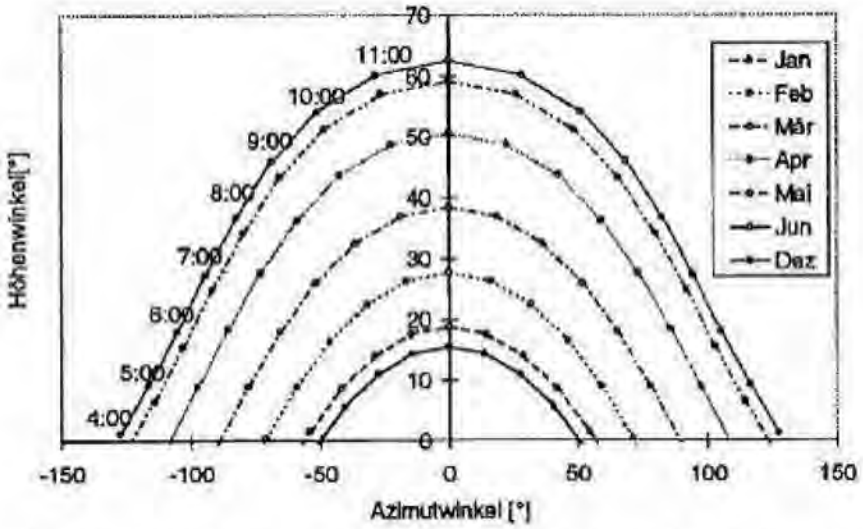


Abb. 4-7: Sonnenhöhenwinkelverlauf eines Jahres [Plumhoff (2010)]

Der Azimutwinkel beschreibt die Abweichung der Exposition der Bodenfläche nach Osten und Westen. Dabei hat eine Fläche mit Ostausrichtung den Azimutwinkel -90°, eine mit Westausrichtung +90°. Das auf der Erde auftreffende Sonnenlicht, die sog. Globalstrahlung, besitzt einen direkten und einen diffusen Anteil:

Die direkte Strahlung kommt von Richtung der Sonne und ruft Schattenwurf von Gegenständen hervor. Sind keine Wolken am Himmel, ist der Anteil direkten Sonnenlichtes besonders hoch. Diffuses Licht hingegen besitzt keine Richtung und entsteht vorrangig durch Ablenkung der Photonen beim Durchschreiten der Atmosphäre und durch Reflexionen an Wolken und Boden. Die Globalstrahlung ist bei unterschiedlichen Witterungen folgendermaßen verteilt:

Tab. 4-2: Diffuslichtanteil bei verschiedenen Witterungen [Plumhoff (2010)]

Wetter	wolkenloser, blauer Himmel	dunstig wolkig, Sonne als weiß-gelbe Scheibe	wolkenbedeckter Himmel, trüber Tag
Globalstrahlung in [W/m2]	600 – 1.000	200 - 400	50 - 150
Diffusanteil in [%]	10 - 20	20 - 80	80 - 100

Weiterhin setzt sich die Globalstrahlung über den Verlauf eines Jahres unterschiedlich zusammen:

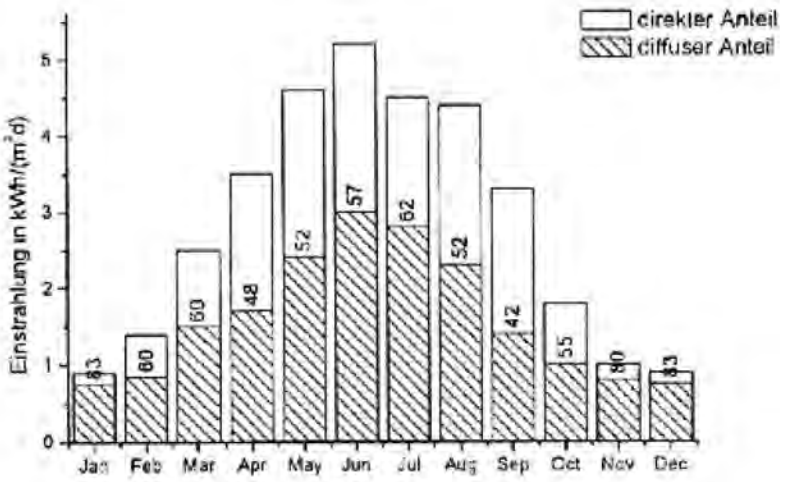


Abb. 4-8: Direkt- und Diffusstrahlung im Jahresgang [Plumhoff (2010)]

Ziel ist es, einen möglichst großen Teil der direkten Sonneneinstrahlung aufzufangen. Je stärker die Abweichung nach Osten oder Westen ist, desto weniger Stunden pro Jahr kann der direkte Anteil der Sonneneinstrahlung genutzt werden. Bei optimaler Ausrichtung einer Anlage trifft ein großer Anteil des Sonnenlichtes orthogonal auf das PV-Modul.

Das Optimum einer Anlage liegt in Deutschland bei einem Azimutwinkel von 0° und einem Neigungswinkel von etwa 30°. Bei dieser Ausrichtung ist im Vergleich zu einer horizontalen Fläche die Einstrahlung 10% höher. Die Nachführung der PV-Module kann zu einer nennenswerten Steigerung der direkten Sonneneinstrahlung und somit des spezifischen Jahresertrags führen. Im Jahresverlauf kann der Strahlungsgewinn im Vergleich zu einer fest aufgeständerten Referenzanlage mit 30° Neigung 10 – 25 % betragen.

4.3.2.4 Zugänglichkeit

Die Zugänglichkeit einer Fläche kann innerhalb eines Projektes zu höheren Kosten in der Erschließung führen.

Unter Umständen müssen Zuwege angelegt oder Barrieren beseitigt werden. Um die baulichen Tätigkeiten am Anlagenstandort durchführen zu können, wird dort schweres Gerät benötigt, um z. B.

- **Fundamente für nachgeführte Anlagen zu errichten**
- **Böden auszuheben, für die Verkabelung zur Trafostation**
- **Nebenwege und Wendemöglichkeiten anzulegen**

Daraus ergeben sich nachteilige Auswirkungen auf Flora und Fauna. Diese sind von Fachplanungen, z. B. Landschaftsplanung und Naturschutz zu bewerten und können im Genehmigungsprozess berücksichtigt werden.

4.3.2.5 Nähe zum Einspeisepunkt

Damit eine PV-Anlage die erzeugte Leistung in das Mittelspannungsnetz des Energieversorgers einspeisen kann, ist eine Trafostation notwendig. Zur Anbindung werden unterirdische Leitungen gelegt, deren Kosten je nach zurückgelegter Entfernung einen wesentlichen Teil der Investitionssumme betragen können. Sollten dem Energieversorger ebenfalls Kosten zur Netzanbindung entstehen, kann er diese an den Stromerzeuger weitergeben.

Hinzu kommt, dass bei langen Distanzen Leitungsverluste auftreten können, die zu einer Verminderung des Ertrages führen. Neben dem finanziellen Aspekt der Netzanbindung kommen die damit verbundenen Umweltauswirkungen hinzu. Der Bodenaushub und die durch Baufahrzeuge örtlich hervorgerufene Bodenverdichtung stellen einen Eingriff in die Natur dar.

4.3.2.6 Flächenbedarf PV-Anlagen

Der Flächenbedarf einer PV-FFA ist abhängig von

- **der Neigung der Fläche**
- **der geographische Lage der Anlage**
- **der Art der Aufständerung**
- **der Höhe der Module**

Aus diesen Faktoren ergibt sich eine Staffelung der Modulreihen, die die gegenseitige Verschattung vermeidet. Folgende Tabelle zeigt exemplarisch den Flächenbedarf verschiedener Anlagen:

Tab. 4-3: Mittlere spez. Flächen der Aufstellvarianten bei realisierten PV- Freiflächenanlagen in Deutschland 2001 bis 2006 [BMU Monitoring (2006)]

	Spezifische Grundfläche [m^2 / kW_{pel}]
Si Wafer, nicht nachgeführt	29,55
Si Wafer, 1-achsig horizontal nachgeführt	38,28
Si Wafer, 1-achsig nachgeführt, geneigt	57,08
Si Wafer, 2-achsig nachgeführt, geneigt	75,38

Der gesamte Flächenbedarf einer PV-Freiflächenanlage ist größer als die eigentlich für die Module benötigte Fläche. Es kann, je nach Anlage, durch folgende Punkte ein weiterer Flächenbedarf notwendig sein:

- **Umzäunung/Bepflanzung: Erhöhung des Flächenbedarfs um 20 – 25 %**
- **Technische Nebeneinrichtungen**
- **Wege**
- **Zufahrten**
- **Stellplätze**
- **Wendemöglichkeiten**

Des Weiteren hat die Wahl der Module einen Einfluss auf den Flächenbedarf der Anlage. Bei einer gewünschten Leistung werden bei Dünnschichtmodulen etwa 1,4-mal so viel Fläche benötigt.

4.3.2.7 Anlagentypen

PV-Freiflächenanlagen gibt es in verschiedensten Ausführungen. Nachfolgend werden die am häufigsten errichteten Varianten vorgestellt und ihre wesentlichen Eigenschaften genannt.

4.3.2.7.1 Starre Anlage in Reihenaufstellung

Abbildung 4-9: Starre, geneigte Reihenaufstellung [BMU Leitfaden (2007)]

Starre, nicht nachgeführte Anlagen sind auf ein festes Gestell montiert, welches mittels Rammpfählen oder Schraubdübeln im Untergrund verankert wird. Verwendete Materialien hierfür sind u. a. Holz, verzinkter Stahl oder Aluminium.

Da bei zunehmender Höhe der Module der Materialbedarf für Gestelle steigt, ist man bestrebt, eine geringe Anlagenhöhe zu realisieren. Deshalb werden in der Regel Anlagen mit 0,7 m bis 1,5 m über Grund errichtet. Je nach Anzahl der hintereinander verbauten Module können dann zusätzlich mehrere Höhenmeter hinzukommen.

Im Vergleich zu nachgeführten Anlagen sind der Flächenbedarf und die Investitionskosten pro installierte Leistung (bei gleichen Modulen) sowie der Wartungsaufwand mit den anfallenden Betriebskosten deutlich geringer.

Der spezifische Ertrag in kWh_{el}/kWp_{el}*a und der Anlagennutzungsgrad liegen unter den von nachgeführten Anlagen.

4.3.2.7.2 1-achsig nachgeführte Anlage (Tracker)

Abbildung 4-10: Tracker [BMU Leitfaden (2007)]

Tracker sind durch Elektromotoren in der Lage, die Modulfläche dem Sonnenstand nachzuführen. Bei maximaler Aufrichtung können diese Anlagen bis zu sechs Meter hoch sein. Man unterscheidet folgende Nachführungsvarianten:

- **Horizontale Nachführung**
- **azimutale/vertikale Nachführung.**

Die Steuerung erfolgt entweder über astronomische Daten oder durch eine MSR-Logik. Mittels Messung wird zu jedem Zeitpunkt die Richtung der stärksten Strahlungsintensität gemessen. Der Motor richtet die Module entsprechend aus.

Um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, wird für diese Anlagen zunächst ein Betonfundament gegossen. Ein zentraler Mast, meistens aus verzinktem Stahl, trägt die Drehkonstruktion. Es kann eine Modulgesamtfläche von 35 m^2 je Trackereinheit erreicht werden. Der Mehrertrag dieser Anlagen gegenüber einer festen, 30° geneigten und südlichen Modulausrichtung, kann zwischen 10 und 24 % betragen.

Der Flächenbedarf und die Investitionskosten pro installierte Leistung incl. Betriebskosten sind in der Regel deutlich höher als bei fest aufgeständerten, jedoch niedriger als bei zweiachsig nachgeführten Anlagen.

4.3.2.7.3 2-achsig nachgeführte Anlage (Mover)

Abbildung 4-11: Moveranlage [BMU Leitfaden (2007)]

Zweiachsig nachgeführte Anlagen erreichen in der Regel die höchste Strahlungsausbeute. Sowohl Exposition als auch Sonneneinstrahlungswinkel bleiben im Tagesverlauf optimal. Zur Befestigung wird ein schwimmendes Betonfundament gegossen, auf dem der Drehkranz montiert wird. Hierauf wird die Unterkonstruktion aus verzinktem Stahl gebaut. Durch diese massive Bauweise kann eine Modulgesamtfläche von 50 m^2 erreicht werden. Die höhenmäßige Ausdehnung eines Movers beträgt bis zu 6 Metern.

Der Mehrertrag dieser Anlagen im Vergleich zu einer festen, 30° geneigte, südliche Reihenaufstellung, kann bis zu 27 % betragen. Jedoch kann der Mehrertrag der bisher untersuchten Anlagen die hohen Mehrkosten der Investition und Betriebskosten oft nicht vollständig decken.

4.3.2.8 Vergleich der Technikvarianten

Die nachfolgende Übersicht stellt noch einmal den Flächenbedarf und den Einstrahlungsgewinn von Technikvarianten in Abhängigkeit von der Art der Nachführung gegenüber:

Tab. 4-4: Kennwerte der Technikvarianten [BMU Monitoring (2006)]

Nachführvariante	realer Einstrahlungsgewinn in Feldaufstellung (Standort Deutschland)	Vergleichswert spezifische Fläche
Ausrichtung südlich, 30° Reihenaufstellung	**Referenz Feld ****	**1**
1-achsig, horizontal	8 % - 11 %	1,0 - 1,4
1-achsig, geneigt 30°	16 % - 23 %	1,4 - 2,2
1-achsig azimutal	12 % - 18 % (Neigung 30°) 17 % - 23 % (Neigung 50°)	1,8 - 2,2
2-achsig	20 % - 26 %	2,2 - 3,6
	** Standort Würzburg, Referenzfeld mit nutzbarem Anteil von 97 %	

Der Flächenbedarf pro Leistung ist bei den nachgeführten Anlagen höher als bei fest aufgestellten PV-FFA.

Der Einstrahlungsgewinn ist bei zweiachsig nachgeführten Anlagen am höchsten. Ob dieser den Mehraufwand abdeckt, ist einzelfallabhängig. Erfahrungsberichte zeigen, dass die einachsige Nachführung im Vergleich zur zweiachsigen häufig wirtschaftlicher ist.

4.3.3 Wirtschaftlichkeit

Zur Bewertung der Kostenentwicklung und der Wirtschaftlichkeit von PV-FFA gibt es verschiedene Kennwerte.

Leistungsbezogene spezifische Kosten

Der Kennwert ergibt sich aus dem Quotient der Investitionskosten durch die installierte Leistung. Er kann einer ersten vergleichenden Einschätzung verschiedener Techniken, Aufstellungsarten und Modultypen dienen.

Im vom Bundesumweltministerium veröffentlichen „Monitoring zur Wirkung des novellierten EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Solarenergie, insbesondere der Photovoltaik-Freiflächen (BMU-Monitoring-Bericht)“ wird die Kostenentwicklung der verschiedenen Anlagen- und Modultypen bei PV-FFA dargestellt.

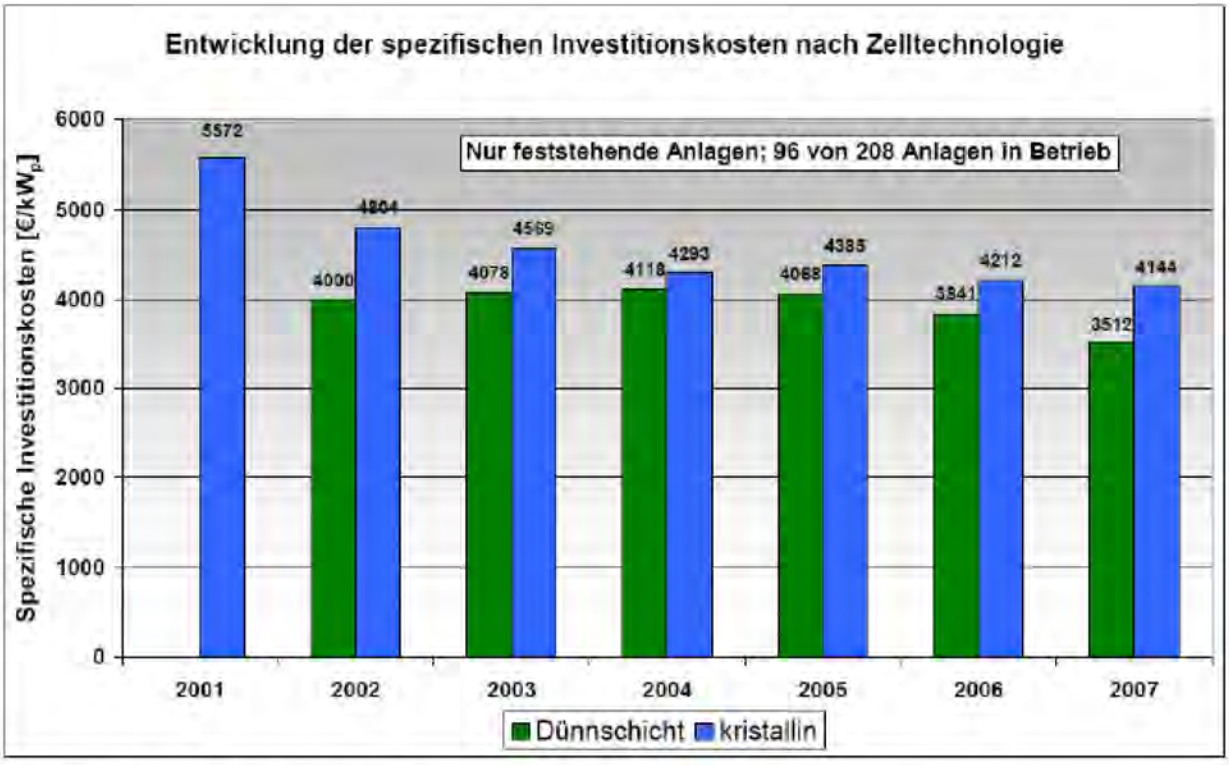


Abb. 4-9: Entwicklung der spez. Investitionskosten nach Zelltechnologie [BMU Monitoring (2007)]

Die Grafik zeigt, dass Dünnschichtmodule geringere leistungsbezogene spezifische Kosten aufweisen als kristalline Module, und dass die Preisdifferenz seit 2006 angewachsen ist. Diese Differenz ist auch in 2009 noch festzustellen.

Bei diesem Vergleich wurden nur fest aufgeständerte Anlagen betrachtet. Die leistungsbezogenen spezifischen Kosten liegen bei nachgeführten Anlagen deutlich höher.

Ertragsbezogene spezifische Kosten

Der Quotient aus den spezifischen Anlagenkosten und dem Jahresertrag ergibt die ertragsbezogenen, spezifischen Kosten in € pro kWh_{el} und Jahr. Sie sind für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Anlage aussagekräftiger als die leistungsspezifischen Kosten.

Tab. 4-5: Ertragsbezogene spezifische Investitionskosten [BMU Monitoring (2007)]

Ertragsbezogene Investitionskosten in [€/kWh_{el}/a]	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Dünnschicht ohne Nachführung		4,71		4,19	4,66	4,00	3,55
Dünnschicht mit Nachführung							
Kristallin ohne Nachführung	5,65	5,01	4,53	4,54	4,47	4,22	4,07
Kristallin 1-achsige Nachführung				4,51	4,22	3,97	
Kristallin 2-achsige Nachführung				4,90	4,68	4,65	
Gesamt	5,65	5,00	4,53	4,51	4,52	4,34	3,76

Die Auswertung von über 80 Anlagen im BMU-Monitoring-Bericht zeigen auf, dass in 2005 und 2006 1-achsig nachgeführten kristallinen Module die geringsten ertragsbezogenen Investitionskosten erreichen, vor Dünnschichtmodule und kristallinen Modulen ohne Nachführung. Da der Ertrag von vielen Faktoren am jeweiligen Standort abhängig ist, ist dieser Kennwert für jedes Vorhaben individuell und nicht allgemein gültig. Er zeigt in diesem Vergleich nur eine Tendenz auf.

Kosten-Vergütungs-Relation (KVR)

Setzt man die ertragsbezogenen, spezifischen Kosten mit der spezifischen Einspeisevergütung nach dem EEG ins Verhältnis, kann die so genannte Kosten-Vergütungs-Relation dargestellt werden. Sie ist allerdings wesentlich von der Art der Finanzierung abhängig.

Der Orientierungswert für eine wirtschaftliche PV-FFA liegt häufig bei einem KVR-Wert von 10. Liegt er unter 10, ist eine bessere Rendite zu erwarten. Liegt er über 10, sind Einsparungen bei den Betriebs- und Verwaltungskosten notwendig, um die gewünschte Rendite zu erreichen.

Im BMU-Monitoring-Bericht zeigt sich, dass 1-achsig nachgeführte Anlagen mit kristallinen Modulen sowie fest aufgeständerte Anlagen mit Modulen aus Cadmium-Tellurid im Durchschnitt einen KVR-Wert unter 10 erreicht haben. Die höchsten durchschnittlichen KVR-Werte hatten 2-achsige nachgeführte Anlagen mit bis zu 11,36.

Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten ergeben sich aus einer Vollkostenrechnung für eine PV-FFA, die die Jahresinvestitions- und Jahresbetriebskosten beinhalten. Berücksichtigung findet dabei die Art der Finanzierung, die Finanzierungskonditionen sowie häufig auch Kostensteigerungen bei den Betriebskosten.

Die Wirtschaftlichkeit der PV-FFA ist gegeben, wenn die Stromgestehungskosten in Ct/kWh$_{el}$ unter der spezifischen Einspeisevergütung nach dem EEG liegen. In den Jahren 2001 und 2002 lagen die Stromgestehungskosten von PV-FFA laut BMU-Monitoring-Bericht im Mittel über der spezifischen Einspeisevergütung, in den Folgejahren darunter.

Grenzkostenermittlung

In dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird iterativ ermittelt, ab welchen spezifischen Investitionskosten in €/kWp$_{el}$ eine PV-FFA wirtschaftlich ist oder eine gewünschte Rendite einbringt. Dabei wird ebenfalls eine Vollkostenrechnung angestellt.

Rentabilität einer PV-FFA

Diese Betrachtungsweise beschreibt, welche Rendite eine PV-FFA unter festgelegten Preis- und Finanzierungskonditionen erreicht.

4.4 Natur und Landschaft

Während das EEG vor seiner Novellierung im Jahr 2004 lediglich PV-Anlagen auf Dachflächen zu einer Vergütung befähigte, ist es seit 2004 auch möglich, für PV-FFA ohne Größenbeschränkung eine Vergütung zu erhalten. Daraufhin wurde begonnen, vielerorts Anlagen im Bereich mehrerer Megawatt zu bauen[4].

4.4.1 Wirkfaktoren einer PV-Freiflächenanlage

Die Errichtung einer PV-Anlage im Freien geht einher mit einer Vielzahl an Umweltauswirkungen. Diese können, je nach Projektphase, unterschiedlich sein. Die Phasen eines PV-FFA-Projektes können wie folgt gegliedert werden:

- **Bauphase**
- **Betriebs- und Wartungsphase**
- **Rückbauphase**

Der BMU PV-Leitfaden unterteilt die Wirkfaktoren hinsichtlich der Zeit ihres Auftretens in bau- und rückbaubedingte, Anlagen-, Betriebs- und wartungsbedingte Wirkfaktoren.

Nachfolgende Tabelle zeigt die Wirkfaktoren, die im BMU PV-Leitfaden als relevant betrachtet werden. In Spalte drei wird dargestellt, wie die Wirkfaktoren aus Spalte zwei qualitativ und quantitativ erfasst werden können.

[4] z. B. Waldpolenz Solar Park 40 MW, Solarpark Helmeringen 10 MW

Tab. 4-6: Mögliche Wirkfaktoren von PV-Freiflächenanlagen [BMU Leitfaden (2007)]

	Wirkfaktor	qualitative und quantitative Dimension
baubedingte Projektwirkungen	**Teilversiegelung von Boden** (durch Anlage geschotterter Zufahrtswege bzw. Baustellenstraßen, Lager und Abstellflächen)	Fläche in m^2
	Bodenverdichtung (durch den Einsatz schwerer Bau- und Transportfahrzeuge)	Fläche in m^2
	Bodenumlagerung- und Durchmischung (bedingt durch die Verlegung Erdkabeln sowie durch Geländemodellierung)	Fläche in m^2 Volumen in m^3
	Geräusche, Erschütterungen, stoffliche Emissionen (bedingt durch Baustellenverkehr und Bauarbeiten)	Lärm in dB(A) Erschütterungen, Stoffeintrag: qualitative Abschätzung
anlagenbedingte Projektwirkungen	**Bodenversiegelung** (Fundamente, Betriebsgebäude, evtl. Zufahrtswege, Stellplätze, etc.)	Fläche in m^2
	Überdeckung von Boden (durch Modulflächen): - Beschattung - Veränderung des Bodenwasserhaushaltes Erosion	Fläche in m^2 qualitative Abschätzung
	Licht - Lichtreflexe - Spiegelungen - Polarisation des reflektierenden Lichtes	qualitative Abschätzung
	Visuelle Wirkung - optische Störung - Silhouetten Effekt	Höhe der Module in m; Ausdehnung des Sichtraumes in m, km qualitative Abschätzung
	Einzäunung - Flächennutzung - Zerschneidung / Barrierewirkung	Flächenbeanspruchung in m^2,ha; Zerschneidung in lfdm; Größe und Anzahl der Restflächen; qualitative Abschätzung
betriebsbedingte Projektwirkungen	**Geräusche, stoffliche Emissionen**	qualitative Abschätzung
	Wärmeabgabe (Aufheizen der Module)	qualitative Abschätzung
	Elektrische und magnetische Felder	qualitative Abschätzung
	Wartung (regelmäßige Wartung und Instandhaltung, außerplanmäßige Reparaturen, Austausch von Modulen)	Anzahl der Wartungsgänge / Jahr oder Monat
	Mahd / Beweidung	qualitative Abschätzung

Der BMU PV-Leitfaden sieht die größten Umweltauswirkungen in der Bauphase. Diese bestehen im Wesentlichen in der Verdichtung des Bodens durch Rammfahrzeuge und Kräne, sowie durch Bodenumlagerung bei der Verlegung unterirdischer Kabel. Immissionen, stoffliche und akustische Emissionen sowie Erschütterungen treten während der Bauphase am Anlagenstandort auf.

Die negativen, anlagenbedingten Umweltauswirkungen sind durch vorausschauende Planung und durch die Wahl der verwendeten Technik reduzierbar, z. B. durch

- **das Einhalten einer Mindestmodulhöhe, um permanente Verschattung zu vermeiden**
- **die Vermeidung der Errichtung der Anlage auf einem exponierten Standort**
- **die Verwendung hochwertiger Gläser zur Minimierung von Reflexionen.**

Polarisiertes Licht, wie es von PV-Modulen abgestrahlt wird, kann die Navigation bei Vögeln und manchen Insekten stören. Eine entsprechende Wahl des Standortes trägt dazu bei, die Anzahl betroffener Arten kleinstmöglich zu halten.

Betriebsbedingte Umweltauswirkungen können durch die Einhaltung der Standards von Arbeitssicherheit und Umweltschutz gering gehalten werden. Der Einfluss von schädlichen Stoffen in die Umwelt, z. B. durch Ölwechsel an Trafostationen oder Korrosion an den verzinkten Modulhalterungen, ist bei ordnungsgemäßer Wartung[5] als nicht erheblich einzustufen. Elektromagnetische Felder und Geräuschemissionen sind während des Betriebes schon ab einer kurzen Entfernung vernachlässigbar.

Die Barrierewirkung, die von Zäunen ausgeht, kann durch Zaundurchlässe für Kleinsäuger gering gehalten werden. Der Zerschneidung von Lebensräumen wird so entgegengewirkt. Wartungsarbeiten an einer PV-FFA beschränken sich auf ein- oder zweimalige Mäharbeiten pro Jahr. Bei einer Beweidung durch Schafe ist dies nicht notwendig.

Reinigungen der Module sind nur in Ausnahmefällen nötig. Auf zuvor intensiv bewirtschafteten Ackerflächen kann sich die Nutzung durch eine PV-FFA (in Verbindung mit einer extensiven Begrünung) auch positiv auf die Bodenqualität auswirken.

[5] z. B. verwenden einer Ölwanne und hochwertiger Beschichtungen

4.4.2 Flächenauswahl unter Beachtung naturschutzrechtlicher und landschaftspflegerischer Belange

Da die Errichtung einer PV-Freiflächenanlage mit anderen Flächennutzungsinteressen in Konkurrenz steht, sollen bei der Standortentscheidung Kriterien angewandt werden, die die Einhaltung gewisser Mindeststandards gewährleisten.

Diese sind jedoch nicht allgemein verbindlich festgelegt. Um die Errichtung einer PV-FFA möglichst umwelt- und flächenschonend bewerkstelligen zu können, haben unterschiedliche Institutionen Leitfäden erstellt. Die nachfolgenden Kapitel stellen diese vor.

4.4.2.1 Vereinbarung zwischen der Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft und dem Naturschutzbund: „Kriterien für naturverträgliche Photovoltaik-Freiflächenanlagen"

Bei der Wahl des Standortes sollen Schutzgebiete grundsätzlich ausgeschlossen werden. Dies können beispielsweise sein:

- **Naturschutzgebiete**
- **Natura 2000 Gebiete**[6]
- **Exponierte Flächen**
- **Elemente eines Biotopverbundes**
- **Flächen mit landschaftsprägender Funktion**
- **Geschützte Landschaftsbestandteile**

Ausnahmen sind in Naturparks und in Landschaftsschutzgebieten möglich. Wenn ein Bebauungsplan erstellt wird, soll durch einen landschaftspflegerischen Fachbeitrag die naturschutzrechtliche Eingriffsregelung abgearbeitet werden. Befindet sich ein potentieller Standort in einer „Important Bird Area" oder einem anderen Vogelschutzgebiet, so ist eine Verträglichkeitsprüfung durchzuführen.

[6] Natura 2000 Gebiete fassen FFH-Gebiete und Vogelschutzgebiete zusammen

Empfohlen werden Flächen mit geringer naturschutzfachlicher Bedeutung. Diese Standorte weisen eine oder mehrere der folgenden Merkmale auf:

- **hohe Vorbelastung**
- **hoher Versiegelungsgrad**
- **hohe Bodenverdichtung.**

Bei Errichtung einer Anlage auf einer Ackerfläche sollte diese zuvor[7] intensiv bewirtschaftet und in Grünland umgewandelt worden sein.

4.4.2.2 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit PV-Leitfaden: „Großflächige Solar- und Photovoltaikanlagen im Freiraum"

Der BMU PV-Leitfaden rät ab, PV-FFA in unbesiedelten Landschaftsräumen zu errichten. Nach §2 Abs. 1 Ziff. 11 BNatschG sind unbebaute Bereiche aufgrund ihrer Erholungsfunktion und ihrer Bedeutung für den Naturhaushalt zu erhalten. Ziffer 12 besagt, dass bei der Errichtung von Anlagen die Zerschneidung und Flächeninanspruchnahme möglichst gering ausfallen sollten.

Auch Konversionsstandorte sind nicht uneingeschränkt empfehlenswert. Da diese Standorte oft abgelegen und große, zusammenhängende Flächen sind, wurden viele in das „Natura 2000 Netz" aufgenommen, woraus sich besondere Schutzansprüche ergeben. Eine Solare Nutzung soll nur dann in Frage kommen, wenn sie keinen anderen Landschafts- und Naturschutzfördernden Nutzungen entgegenstehen.

Ehemalige Ackerstandorte, die nach §32 Abs. 3 Ziff. 3 EEG vergütet werden, sind nur dann empfehlenswert, wenn sie aus Sicht des Arten- und Biotopschutzes eine untergeordnete Rolle spielen. Ackerflächen sind häufig Orte mit

- **Bedeutung als Rast- und Nahrungsfläche für Zugvögel[8]**
- **Bedeutung als Fortpflanzungsgebiete bedrohter Arten[9]**
- **Bedeutung als Verbundachsen von Teillebensräumen[10]**

---

[7] Das EEG 2009 legt 3 Jahre fest, um die Vergütung nach §32 Abs.3 S.3 zu erhalten.

[8] z. B. Herbivore Gänse, Enten, Kraniche

[9] z. B. Wiesenweihe, Feldhamster

[10] z. B. Rotmilan, Biber, Fischotter

Außerdem sollte vom Bau einer Anlage auf Ackerflächen abgesehen werden, wenn die Bodenfruchtbarkeit gut ist oder sich noch keine anderen technischen Einrichtungen im jeweiligen Landschaftsraum befinden. Exponierte Standorte sowie Hauptaufenthaltsorte von Urlaubern oder Wanderern sollen ebenfalls gemieden werden.

Hinsichtlich Flächen mit geringem Konfliktpotenzial unterscheidet der BMU PV-Leitfaden zwischen Standorten im Innen- und im Außenbereich.

Innenbereich

Potentielle Standorte sind z. B. Siedlungsbrachen, die einer höherrangigen Nutzung nicht zur Verfügung stehen. Weiterhin geeignet sind versiegelte Flächen, vor allem Parkplätze, sowie gesicherte Altlasten oder Gewerbe- und Industriegebiete.

Außenbereich

Laut BMU-Bericht soll mit dem Bau einer PV-FFA versucht werden, diese mit großflächigen technischen Einrichtungen zu bündeln. Demnach sind Flächen geeignet, die im räumlichen Zusammenhang mit großflächigen Gewerbegebieten stehen. In diesem Zusammenhang interessieren auch Pufferzonen von Verkehrsstraßen sowie Lärmschutzeinrichtungen, Abfalldeponien und Müllhalden. Dem EEG entsprechend empfiehlt der BMU-Bericht Konversionsstandorte mit hohem Versiegelungsgrad und ehemals baulich genutzte Brachflächen.

4.4.2.3 Struktur- und Genehmigungsdirektion Süd, Neustadt a.d. Weinstraße "Großflächige Solar- und Photovoltaikanlagen im Freiraum"

Der „Leitfaden für die Bewertung Großflächiger Solar- und Photovoltaikanlagen im Freiraum aus raumordnerischer und landesplanerischer Sicht", herausgegeben von der Struktur- und Genehmigungsdirektion Süd (SGD-Süd), schließt folgende Gebiete von der Solarenergienutzung aus:

- **Natura 2000 - Gebiete**
- **Schutzgebiete nach §16 LNatschG**
- **Naturschutzgebiet**
- **Nationalpark**
- **Landschaftsschutzgebiet**
- **Naturpark oder Naturdenkmal**
- **geschützter Landschaftsbestandteil**
- **Biosphärenreservat**
- **Gesetzlich geschützte Biotope**
- **Elemente eines Biotopverbundes, vergleichbare Schutzgebiete und geschützte Landschaftsbestandteile**

Bei der Auswahl geeigneter Flächen verweist die SGD-Süd auf den LEP IV RLP, in welchem der sparsame Umgang mit Grund und Boden gefordert wird. Die Standortauswahl zur Errichtung einer PV-FFA gilt demnach als flächenschonend, wenn zunächst bereits versiegelte Flächen und dann Konversionsflächen aus früherer militärischer oder wirtschaftlicher Nutzung verwendet werden.

Als Eignungsflächen werden im Leitfaden der SGD-Süd weiterhin folgende Standorte genannt:

- **Versiegelte Konversionsflächen aus wirtschaftlicher und militärischer Nutzung**
- **Sonstige brachliegende, ehemals baulich genutzte Flächen im Außenbereich**
- **Flächen im räumlichen Zusammenhang mit größeren Gewerbebetrieben im Außenbereich**
- **Flächen für die Windenergieerzeugung, sofern keine Einschränkung für diese privilegierte Nutzungsform an einem Standort gegeben ist**
- **Abfalldeponien und Altlasten, sofern die Aspekte der Umwelt, der Sanierung und des Bauordnungsrechtes nicht dagegen sprechen**

4.4.2.4 Zusammenfassung Ausschlussgebiete

Bei den untersuchten Planungshilfen herrscht kein vollständiger Konsens, was die Bewertung der Restriktionsflächen angeht.

Es gibt die Übereinstimmung, dass unter Natur- und Landschaftsschutzaspekten keine Solarenergienutzung auf folgenden Flächen erfolgen soll:

- **Naturschutzgebiete**
- **Naturparke im Kernbereich**
- **Geschützte Landschaftsbestandteile**
- **Natura 2000 – Gebiete (FFH- und Vogelschutzgebiete)**
- **Biotopverbund**

Unterscheidungen gibt es in der Schärfe der Restriktion. Sowohl der BMU PV-Leitfaden als auch die SGD Süd deklarieren Naturparks als Ausschlussflächen, in denen ausdrücklich von einer Solarenergienutzung abgesehen werden soll. Laut NABU-UVS bedarf es in Naturparks einer Einzelfallentscheidung.

Naturdenkmäler und Landschaftsschutzgebiete können nur nach Ansicht des NABU/UVS-Papiers in Ausnahmefällen genutzt werden und werden sonst nicht empfohlen. Im BMU PV-Leitfaden steht, dass Ackerflächen mit guter Bodenfruchtbarkeit Ausschlussflächen sind. Diese werden in anderen Berichten nicht erwähnt.

4.4.2.5 Zusammenfassung Eignungsflächen

Einigkeit herrscht darüber, dass folgende Flächen, die nach § 32 Abs.3 S.3 EEG 2009 vergütet werden, Eignungsflächen sind:

- **Konversionsstandorte aus alter militärischer oder wirtschaftlicher Nutzung mit fortwährender negativer Prägung**
- **Flächen, die zur Zeit der Änderung des Bebauungsplans schon versiegelt waren**
- **Grünflächen, die zur Errichtung einer PV-FFA im Bebauungsplan ausgewiesen sind, und zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans in den drei vorangegangenen Jahren als Ackerland genutzt wurden.**

Der BMU PV-Leitfaden macht zudem noch weitere Einschränkungen. Die § 32-Flächen sollen weder die Funktion als Rast- oder Nahrungsflächen für Zugvögel haben, noch bedeutende Fortpflanzungsgebiete bedrohter Arten oder Verbundachsen von Teillebensräumen sein. Weiterhin empfohlene Bereiche sind laut BMU PV-Leitfaden:

- **Siedlungsbrachen ohne höherrangige Nutzungsmöglichkeiten**
- **Pufferzonen von Verkehrsstraßen und Lärmschutzeinrichtungen**
- **Flächen mit hohem Versiegelungsgrad sowie Parkplätze, gesicherte Altlasten, Gewerbe- und Industriegebiete**

Abweichend hierzu werden laut NABU UVS Bericht empfohlen:

- **Flächen mit hoher Vorbelastung**
- **Flächen mit geringer naturschutzfachlicher Bedeutung**
- **Flächen mit hoher Bodenverdichtung**

4.4.2.6 Fazit

Übereinstimmungen in den Leitfäden bestehen bei der Restriktion von Flächen, wenn das Restriktionskriterium im Gesetzestext erwähnt wird. Maßgebend hierfür sind die Vorgaben, die im BNatschG und LNatschG festgelegt sind.

Abweichungen gibt es dann, wenn die Regionalplanung schärfere Konkretisierungen vorgibt. Die Ansichten gehen auch dann auseinander, wenn für das entsprechende Schutzgut kein allgemeingültiger Bewertungsmaßstab vorhanden ist. In diesem Falle bestehen die Unterscheidungen darin, dass einerseits der Standort als Restriktionsfläche ausgewiesen werden soll, und andererseits in einer Einzelfallprüfung die Eignung überprüft werden soll.

Unter bestimmten Voraussetzungen kann ein Vorhabenträger dennoch versuchen, eine Anlage in Restriktionsbereichen zu realisieren. Jedoch weist das BMU PV-Monitoring darauf hin, dass im Zuge dessen

- **Untersuchungsumfang und Planungsaufwand größer werden**
- **der Umfang der zusammenzutragenden Unterlagen größer wird**
- **der Umfang an Kompensationsmaßnahmen größer wird**
- **das Genehmigungsverfahren länger dauern wird**
- **das Risiko hinsichtlich einer negativen Entscheidung im Bauleitplanverfahren steigen kann**
- **die Planungskosten insgesamt steigen können.**

4.4.3 Steuerungsinstrumente der Raumordnung und Bauleitplanung

4.4.3.1 Landesentwicklungsprogramm

Ein übergeordnetes Steuerungsinstrument der Raumordnung ist das Landesentwicklungsprogramm (LEP). Das 2006 erlassene LEP IV beinhaltet u.a. ein eigenes Fachkapitel „Regenerative Energien". Hieraus ist zu entnehmen, dass die Errichtung großflächiger PV-FFA flächenschonend erfolgt sowie die naturschutzfachlichen und touristischen Auswirkungen berücksichtigt werden müssen. Daher sollen solche Anlagen vorrangig auf Konversionsstandorten errichtet werden. Weiterhin unterliegt die Planung einer verbindlichen Bauleitplanung.

4.4.3.2 Raumordnungspläne

Im Sinne des Raumordnungsgesetzes (ROG) sind Vorhaben mit einem Flächenanspruch von 5.000 m² oder größer, als raumbedeutsam einzustufen. Die durchschnittliche Größe von PV-FFA liegt mit 10 ha (2006) deutlich höher. Die Raumbedeutsamkeit ist somit in der Regel gegeben. Die Steuerung von raumbedeutsamen Vorhaben erfolgt durch Raumordnungspläne, welche die Ausweisung von Vorrang- und Vorbehaltsgebieten ausweisen. Da Photovoltaikanlagen nach der Novellierung des BauGB nicht zu den privilegierten Anlagen erneuerbarer Energien zählen, werden für sie keine Vorrang- bzw. Vorbehaltsgebiete in Raumordnungsplänen ausgewiesen.

4.4.3.3 Raumordnungsverfahren

Da Vorrang- und. Vorbehaltsgebiete für PV-Anlagen praktisch nicht existieren, ist es für den Projektträger hilfreich zu wissen, ob die Genehmigungsfähigkeit aus raumordnerischer Sicht an einem Standort gegeben ist.

Das Verfahren zur Feststellung dieser Genehmigungsfähigkeit ist das Raumordnungsverfahren nach § 17 LPlG RLP. Das Raumordnungsverfahren wird vorhabenbezogen und vorgelagert durchgeführt. Durch seinen behördenverbindlichen Charakter erlangt die darauf aufbauende Bauleitplanung hohe Planungssicherheit.

4.4.3.4 Bauleitplanung

Die Bauleitplanung ist das rechtsverbindlichste Planungsinstrument einer Gemeinde, mit dem die städtische Bebauung und gewünschte Ordnung geleitet werden kann. Das BBauG verpflichtet die Gemeinden zur Aufstellung von Bauleitplänen unter Beteiligung der Bürger und Träger öffentlicher Belange. Es sollen zum einen die Ansprüche des Allgemeinwohles berücksichtigt werden, jedoch auch die der Fachplanungen, der übergeordneten Planung und die Planungen der Nachbargemeinden. Die Bauleitplanung wird amtlich in einem zweistufigen System vollzogen:

Vorbereitende Bauleitplanung

In der vorbereitenden Bauleitplanung werden die Flächennutzungsinteressen festgelegt und aufeinander abgestimmt. Die Gesetzesgrundlage hierfür sind §§ 5 – 7 BauGB. Diese erste Einteilung erfolgt noch nicht parzellenscharf, stellt aber eine behördenverbindliche Bodennutzung dar. Die vorbereitende Bauleitplanung wird auch Rahmenplanung genannt.

Verbindliche Bauleitplanung

Der verbindliche Bauleitplan wird in Form des Bebauungsplanes aufgestellt und beinhaltet parzellenscharfe Abgrenzungen bestimmter Baugebiete. Die sich im Zuge der Planung ergebenden Festsetzungen werden in der jeweiligen Gemeindesatzung erfasst. Die verbindliche Bauleitplanung wird auch Detailplanung genannt. Der Leitfaden der SGD Süd empfiehlt zur Steuerung der Standortauswahl von PV-FFA die Aufstellung eines Vorhaben- und Erschließungsplanes. Das zugehörige Planungsinstrument ist der vorhabenbezogene Bebauungsplan.

Vorhabenbezogener Bebauungsplan

Ein effektives Instrument zur Planung durch Investoren ist der vorhabenbezogene Bebauungsplan. Nach § 12 BauGB hat der Vorhabenträger ein Initiativrecht, das es ihm erlaubt, selbst die städtebauliche Planung zu übernehmen. Er führt sämtliche Schritte der Bauleitplanung durch und trägt außerdem die Planungs- und Erschließungskosten. Am Ende der Planung steht der Vorhaben- und Erschließungsplan, der detailliert die Planung beschreibt und die zur Erschließung nötigen Maßnahmen enthält. Im Interesse beider Beteiligten findet die gesamte Planung in Kooperation mit der zuständigen Behörde statt, da sie letztendlich die Verantwortung trägt und den Vorhaben- und Erschließungsplan mit der Gemeinde abzustimmen hat. Der Vorhabenträger verpflichtet sich im so genannten Durchführungsvertrag, sämtliche Maßnahmen zu realisieren und die Erschließungskosten zu tragen. Zusätzlich können im Vertrag umweltschutzbezogene Verpflichtungen, wie z. B. naturschutzrechtliche Ausgleichsmaßnahmen, festgesetzt werden.

4.5 Auswahl von geeigneten Standorten im Stadtgebiet Mainz

4.5.1 Vorgehensweise

In einem Photovoltaik-Freiflächenkataster werden geeignete Flächen dargestellt. Die Darstellung erfolgt durch eine GIS-gestützte Karte, die durch die RLP Agroscience GmbH erstellt wurde.

Die relevanten Daten wurden von der Stadt Mainz zu Verfügung gestellt:

- **Flurstücke, Oktober 2009**
- **Gebäudedaten als Polygone, Oktober 2009**
- **Flächennutzungsplan**
- **Konversionsflächen**
- **Landespflegerische Kompensationsflächen**
- **Feldhamsterschutzkonzept Stadt Mainz**

Die Auswahl geeigneter Flächen erfolgte nach technischen, wirtschaftlichen sowie Natur- und Landschaftsschutzbezogenen Kriterien. Sie werden unter 4.5.2 erläutert. In Zusammenarbeit mit dem Umweltamt und dem Amt für Wirtschaft und Liegenschaften der Stadt Mainz wurden des Weiteren folgende potentiell geeignete Standorte geprüft:

- **Altablagerungen/Altlastenstandorte**
- **Konversionsstandorte**
- **Versiegelte Brachflächen mit einer Größe von mindestens einem Hektar**

Sie sind von besonderem Interesse, da bereits eine Vorbelastung der Flächen vorliegt und durch die Photovoltaik-Nutzung möglicherweise eine Aufwertung erfolgt.

4.5.2 Kriterien

Zur Identifizierung von geeigneten Flächen für PV-FFA wurden zunächst folgende Kriterien festgelegt:

- **Die Anforderungen nach EEG 2009 § 32 Abs. 3 sind erfüllt.**
- **Die Größe der Fläche beträgt mindestens 5 Hektar. Nur für Brach-/Konversions- und Altlastenflächen mit besonderer Eignung werden auch kleinere Flächen untersucht.**
- **Die Flächen haben eine Neigung von maximal 10 °.**

Basis bei der Berücksichtigung der Natur- und Landschaftsschutzbelange sind die in Kapitel 4.4 vorgestellten und beurteilten Leitfäden.

Als Ausschlussgebiete wurden diejenigen festgelegt, die in allen Leitfäden als solche identifiziert wurden:

- **Naturschutzgebiete**
- **Naturparks im Kernbereich**
- **Geschützte Landschaftsbestandteile**
- **Natura 2000 - Gelände (FFH- und Vogelschutzgebiete)**
- **Naturdenkmale**
- **Besonders geschützte Biotopverbünde**
- **Landespflegerische Kompensationsflächen**
- **Ausschlussflächen aus Artenschutzgründen, z. B. Lebensraum Feldhamster mit hoher und mittlerer Populationsdichte**

4.5.3 Kartendarstellung der Potenzialflächen

Die Potenzialflächen sind in der nachfolgenden Karte dargestellt. Sie wurden in einer Auswertung entsprechend Abschnitt 4.5.5 quantitativ bewertet und in Kategorien 1,2 und 3 eingeordnet. Flächen der Kategorie 1 haben hohe Punktzahlen erreicht und sind unter Berücksichtigung technisch-wirtschaftlicher sowie natur- und landschaftsschutzbezogener Kriterien am besten geeignet, Flächen der Kategorie 3 am wenigsten.

Ausschlussgebiete sind farblich ausgefüllt, Restriktionsgebiete ohne Ausschlusskriterium schraffiert oder umrahmt.

Es wurden insgesamt 103 Potenzialflächen identifiziert, die die Kriterien erfüllen und für PV-FFA in Frage kommen. Das theoretische Solarstromerzeugungspotenzial (sofern alle Flächen zur Solarstromerzeugung auf Freiflächen genutzt würden), liegt, unter Verwendung kristalliner Module bei rund 320 Mio. kWh_{el}/a bei einer installierten Leistung von 3.200 MW_{el} auf einer Fläche von 844 ha. Das entspricht rund 21,3 % des Strombedarfs in Mainz (1.500 Mio. kWh_{el}/a).

Das realistisch nutzbare Potenzial ist sicherlich geringer. Die weitere Entwicklung und der Ausbau sind zum einen kurzfristig von der Umsetzung der geplanten Änderungen der Solarstromvergütung nach dem EEG abhängig, mittelfristig von den technisch-wirtschaftlichen Fortschritten hin zur Netzparität.

Des Weiteren ist zu beachten, dass im Rahmen der Untersuchung die Besitzverhältnisse der Flächen nicht ermittelt und bewertet wurden. Inwiefern sie vom Eigentümer zur Solarstromerzeugung genutzt oder durch Verpachtung oder Verkauf zur Verfügung gestellt werden, ist offen.

^

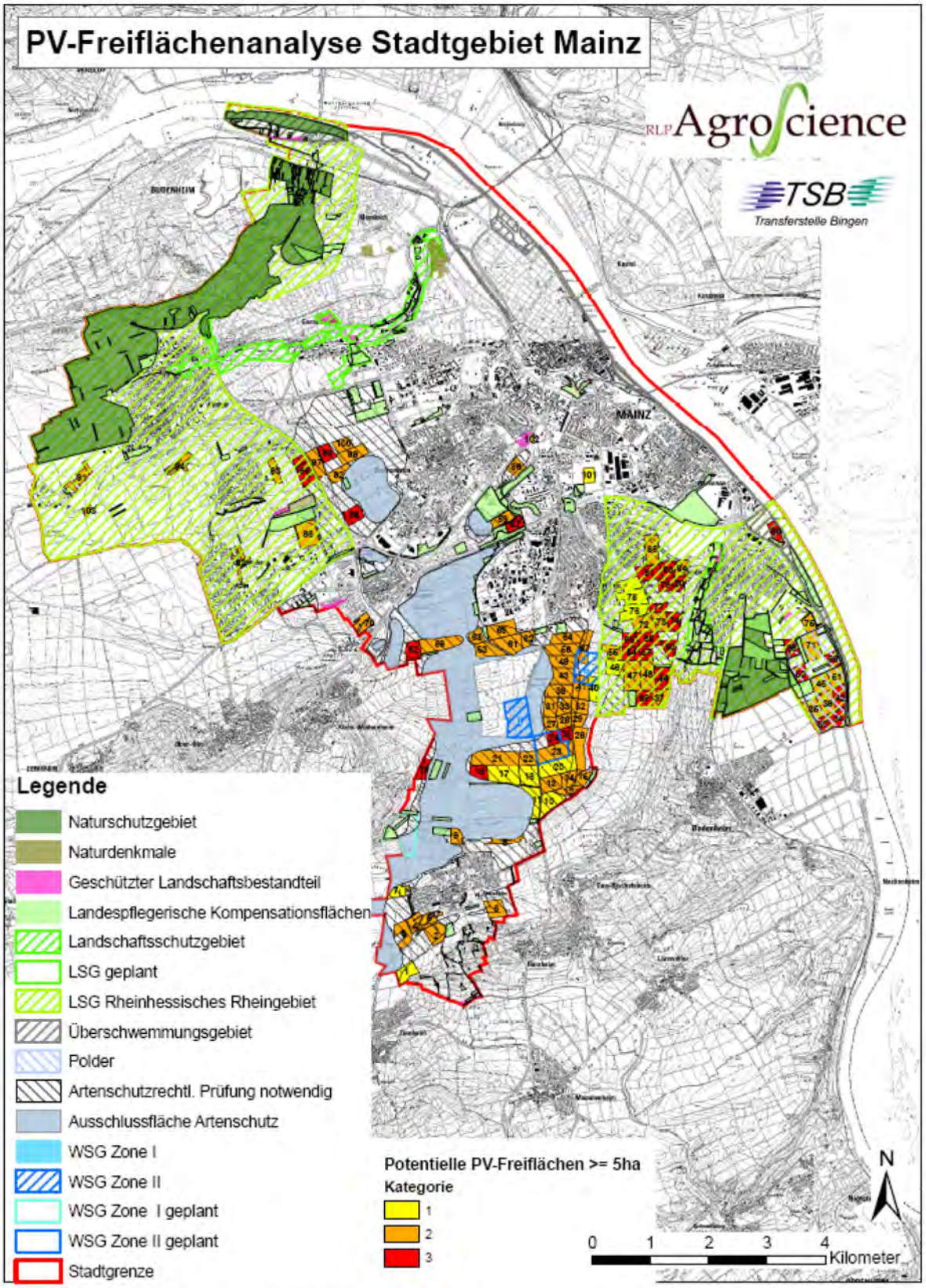


Abb. 4-10: Karte PV-Freiflächenanalyse Stadtgebiet Mainz

4.5.4 Ermittlung vorbelasteter Standorte

4.5.4.1 Brachflächen

Beim Amt für Wirtschaft und Liegenschaften der Stadt Mainz wurden die Brachflächen im Stadtgebiet Mainz mit folgenden Eigenschaften abgefragt:

- **Mindestgröße: 1 ha**
- **Keine Bebauung**
- **Keine Verschattung durch Gebäude/Pflanzen**
- **Idealerweise bereits bestehende Versiegelung oder Verdichtung des Bodens**

Entsprechend der Auskunft vom Amt für Wirtschaft und Liegenschaften vom 11.12.2009 nach Rücksprache mit den Gelände-Sachbearbeitern gibt es im Stadtgebiet Mainz keine Brachflächen, die diesen Kriterien entsprechen.

4.5.4.2 Konversionsflächen

Nach Rücksprache mit dem Umweltamt der Stadt Mainz wurde als Konversionsstandort, der für PV-FFA geeignete Flächen bietet, nur der Layenhof Park identifiziert. Dieser wird in einer ganzheitlichen Betrachtung als Standort zur Nutzung erneuerbarer Energien in einem gesonderten Berichtsteil analysiert.

Weitere Konversionsstandorte in der Oberstadt, am Güterbahnhof oder die Kaserne in der General-Oberst-Beck-Straße, bieten aufgrund ihrer Lage, Ausrichtung und Bebauung keine geeigneten Flächen für PV-FFA.

4.5.4.3 Altablagerungen/Altlastenstandorte (AA)

Aufgrund ihrer hohen Vorbelastung bieten Altablagerungen und Altlastenstandorte geeignete Flächen für die Errichtung von PV-FFA. Gemeinsam mit dem Umweltamt der Stadt Mainz wurden insgesamt 24 Standorte betrachtet. Davon wurden 12 zusätzlich vor Ort besichtigt.

Nach Untersuchung hinsichtlich technisch-wirtschaftlicher Aspekte wie Fläche, Neigung, Ausrichtung und Verschattung verblieben sechs interessante Standorte, die für eine nähere Untersuchung durch das Umweltamt hinsichtlich der natur- und landschaftsschutzrechtlichen Belange herangezogen wurden. Drei Flächen wurden aus Gründen des Natur- und Landschaftsschutzes noch ausgeschlossen. Die drei Flächen, die in den nachfolgenden Kapiteln vorgestellt werden, könnten für eine Nutzung als PV-FFA in Frage kommen.

4.5.4.3.1 AA 204: Rodelberg (Eignungsfläche 102)

Abbildung 5-2: AA 204: Rodelberg

Die Fläche könnte in Teilbereichen (grüne Markierung) genutzt werden. Sie liegt direkt an der Pariser Straße und ist im aktuellen Bebauungsplan für Wohnbebauung vorgesehen. Die Belastung durch den Straßenverkehr verringert allerdings deutlich die Attraktivität für eine solche Nutzung der Fläche. Sie hat, neben der Vorbelastung als Altablagerung, weitere negative Einflussfaktoren, die jedoch einer Nutzung durch Photovoltaik nicht entgegenstehen würden.

Die Fläche ist allerdings momentan stark bewachsen und verschattet. Sie hat eine Größe von rund 0,74 ha, auf der mit kristallinen Modulen 0,28 MW_{el} Leistung installiert und 280 MWh_{el}/a Solarstrom erzeugt werden könnte.

4.5.4.3.2 AA 287: Finther Flughafen (Eignungsfläche 103)

Abb. 4-11: Finther Flughafen AA 287

Die Fläche ist aufgrund der Größe, Ausrichtung, Verschattungsfreiheit und Zugänglichkeit für die Errichtung einer PV-Freifläche geeignet. Aufgrund der Nähe zum Flughafen und der ehemaligen Funktion als Ablagerung liegen deutliche Vorbelastungen vor.

Auf den rund 5,81 ha könnten mit kristallinen Modulen etwa 2,2 MWp_{el} installiert werden, die rund 2.200 MWh_{el}/a Solarstrom liefern. Nach Angaben der Naturschutzbehörde 17.02 handelt es sich um eine geschützte Fläche nach § 28 LNatschG. Des Weiteren ist sie noch in Besitz des US-Militärs. Beim Flughafen bestehen große, für den Naturschutz wichtige Flächen südlich des Rollfeldes, die nicht zur Disposition stehen. Zwischen Rollfeld und Hallen, sowie im Umfeld der Verkehrsflächen, werden Möglichkeiten für die PV-Nutzung gesehen. Weiterhin auf Dächern und befestigten Flächen im nördlichen Bereich.

Vom Umweltamt wird empfohlen, die konkreten Planungen im Zusammenhang mit dem Gesamtkonzept für die Entwicklung des Layenhofs zu erstellen.

4.5.4.3.3 AA 232 Parkplätze GVG (Eignungsfläche 101)

Abb. 4-12: Parkplätze GVG AA 232

Die Fläche liegt auf einem Plateau. Bis auf die kleinen Bäume zwischen den Parkplatzreihen gibt es keine Verschattung. Ein Teil der Fläche ist bereits durch Parkplatzflächen versiegelt. Die Voraussetzung für eine ertragreiche und umweltverträgliche PV-FFA ist hier gegeben. Zum Zeitpunkt der Besichtigung war die Parkplatzfläche komplett ungenutzt. Dies wird sich wahrscheinlich nach der Fertigstellung der östlich der Fläche im Bau befindlichen Autohäuser ändern.

Auf den rund 5,3 ha könnten mit kristallinen Modulen etwa 2 MW_{el} Leistung installiert und 2.000 MWh_{el} Strom erzeugt werden. Eine Alternative, sofern die Fläche mit Parkplätzen genutzt wird, ist die Errichtung von Photovoltaik-Carports. Rücksprachen mit der Grundstücksverwaltungsgesellschaft der Stadt Mainz mbH als Inhaber könnten die Möglichkeiten zur Nutzung als PV-Standort konkretisieren.

4.5.5 Priorisierung der Eignungsflächen

Um die identifizierten Eignungsflächen weiter bewerten und priorisieren zu können, wurde ein Kriterienkatalog erstellt, der technisch-wirtschaftliche sowie natur- und landschaftsschutzbezogene Aspekte berücksichtigt.

Für folgende Bewertungskriterien wurden dabei Punkte vergeben:

- **Flächengröße**
- **Exposition / Hangneigung**
- **Vorbelastung der Fläche**
- **Zugänglichkeit / Anbindung**
- **Naturschutz (Lage der Eignungsfläche in Schutzgebieten)**
- **Lage der Eignungsfläche in einem Wasserschutzgebiet der Zone II**
- **Lage der Eignungsfläche in einem Überschwemmungsgebiet oder Polder**
- **Überschneidungen mit Ausgleichs- und Kompensationsflächen**

Als Ausgangsbasis wurde eine Referenzfläche mit einer Punktzahl von 100 Punkten definiert, die hinsichtlich der Bewertungskriterien folgende Eigenschaften aufweist:

Tab. 4-7: Eigenschaften Referenzfläche

Flächengröße	5-8 ha
Exposition/Hangneigung	-1 bis +1 ° (ebene Fläche)
Vorbelastung der Fläche	keine
Zugänglichkeit / Anbindung	Anbindung an Kreis-, Land- oder Bundesstraße in weniger als 250 m Entfernung
Naturschutz (Lage der Eignungsfläche in Schutzgebieten)	Fläche liegt nicht in einem Schutzgebiet
Lage der Eignungsfläche in einem Wasserschutzgebiet der Zone II, Polder oder Überschwemmungsgebiet	Fläche liegt nicht in einem Wasserschutzgebiet, Polder oder Überschwemmungsgebiet
Überschneidungen mit Ausgleichs- und Kompensationsflächen	Es gibt keine Überschneidungen.

Alle Eignungsflächen wurden anhand dieser Kriterien bewertet, die je nach Wirkung mit positiven oder negativen Punkten gewichtet sind.

Flächengröße:

Je größer die Fläche, desto mehr Module und somit mehr Leistung kann auf einer zusammenhängenden Fläche installiert werden. Der Kennwert installierte Leistung pro m² Grundfläche steigt, da fixe Flächenverluste (z. B. für Abstände der Modulreihen zur Umzäunung oder für Nebengebäude) anteilig geringer werden.

Des Weiteren sind mit zunehmender Anlagengröße weitere Kosteneffizienzsteigerungen zu erwarten (Rabatte bei Modulen, Aufständerung, etc.) Flächen größer 8 ha erhalten einen Zuschlag von 10 Punkten, Flächen größer 11 ha einen Zuschlag von 20 Punkten. Liegt die Flächengröße bei 3-5 ha werden 10 Punkte und unter 3 ha 20 Punkte abgezogen.

Exposition / Hangneigung:

Eine Hangneigung in südwestlicher bis südöstlicher Richtung reduziert die notwendigen Abstände zwischen den Modulreihen und ermöglicht es, mehr Module auf einer Fläche zu installieren als auf ebenen Flächen oder auf Flächen mit Neigung in nördlicher Richtung.

Liegt die Hangneigung bei 1-5° in südliche Richtung, werden 10 Pluspunkte vergeben. Bei mehr als 5° 20 Punkte. Ist die Fläche in gleicher Stärke Richtung Norden geneigt, wird die gleiche Anzahl an Punkten abgezogen.

Vorbelastung der Fläche:

Ist die Fläche durch Versiegelung, Altlasten, Altablagerungen oder als militärische oder gewerbliche Konversionsfläche vorbelastet, ist dies hinsichtlich der Eignung für einen PV-FFA-Standort positiv zu bewerten. Dem wird durch einen Zuschlag von je 20 Punkten Rechnung getragen.

Zugänglichkeit / Anbindung:

Für eine kurze Bauphase mit einem möglichst problemlosen Ablauf hinsichtlich der Logistik und Montage ist eine nahe Anbindung an die Verkehrsnetze sowie eine leichte Zugänglichkeit der Eignungsfläche erforderlich. Zeitverzögerungen sowie Kostensteigerungen und weitere Eingriffe in die Umwelt, z. B. durch Errichtung zusätzlicher Wege, können ansonsten die Folge sein.

Ist die Eignungsfläche mehr als 250 m von einer Kreis-, Land- oder Bundesstraße entfernt, wird dies daher mit -10 Punkten bewertet. Ist die Entfernung geringer, gibt es weder Punktabzug noch –Zuschlag.

Naturschutz:

Identifizierte Eignungsflächen können auch in für Natur- und Landschaftsschutz bedeutenden Gebieten liegen. Dann ist im Einzelfall zu entscheiden, ob und wie stark der Bau einer PV-FFA den speziellen Schutzzielen des Gebiets entgegensteht. Die Baugenehmigung wird dann von weiteren Untersuchungsergebnissen abhängen.

Folgen sind in der Regel ein höherer Umfang an Untersuchungen, zusammenzutragenden Unterlagen und Kompensationsmaßnahmen, längere Genehmigungsverfahren, höheres Risiko hinsichtlich einer negativen Entscheidung im Bauleitplanverfahren und somit höhere Planungskosten.

Liegt die Eignungsfläche in einem Landschaftsschutzgebiet oder in einem Gebiet, das eine besondere artenschutzrechtliche Prüfung notwendig macht (z. B. potentieller Lebensraum des Feldhamsters), werden 20 Punkte abgezogen. Liegt sie in Bereichen, die als „Important Bird Area" ausgezeichnet oder Teil eines Naturparks (abgesehen von deren Kernzonen) sind, werden 10 Punkte abgezogen.

Landespflegerische Kompensationsflächen:

Liegen Landespflegerische Kompensationsflächen auf Gemarkungen, die auch als Eignungsfläche identifiziert wurden, wird dies mit einem Punktabschlag von 10 Punkten bewertet. Die Kompensationsfläche selbst ist als Ausschlussgebiet in der Übersichtskarte dargestellt.

Wasserschutzgebiet:

Starke negative Auswirkungen auf das Grundwasser durch PV-FFA werden in der Regel nicht erwartet. Allerdings sind in der Bauphase und im Betrieb Schadstoffeinträge nicht komplett auszuschließen. Dem wird daher in der Bewertung mit einem Punktabzug von 10 Punkten Rechnung getragen, wenn die Eignungsfläche in einem Wasserschutzgebiet der Stufe 2 liegt.

Polder / Überschwemmungsgebiet:

Die Errichtung von PV-FFA im Bereich von Poldern und Überschwemmungsgebieten ist rechtlich nicht ausgeschlossen, aus technischer und genehmigungsrechtlicher Sicht aber als sehr aufwendig zu betrachten. Es ist damit zu rechnen, dass im Falle einer Genehmigung zahlreiche Zusatzanforderungen und Nebenbestimmungen einzuhalten sind, z. B.:

- **Aufständerung auf Einstauhöhe plus Sicherheitsabstand**
- **Mehraufwand für Unterhaltung, z. B. nach Flutung**
- **Gefahr der Unterspülung von Auflagern**

Erhöhtes Risiko, höherer Aufwand beim Genehmigungsverfahren sowie höhere Investitionskosten sind die Folge. Daher werden 20 Punkte abgezogen, sofern Eignungsflächen in solchen Gebieten liegen.

Daraus ergibt sich die in Abbildung 4-8 dargestellte Bewertungsmatrix:

Tab. 4-8: Auszug Flächenbewertung

Bewertungskriterium		Punktzahl	Fläche 1		Fläche 2	
			Wert	Punkte	Wert	Punkte
Flächengröße [ha]	<3 ha	-20		0		0
	3-5 ha	-10		0		0
	5 - 8 ha	0		0		0
	8-11 ha	+10	8,8	+10	9,5	+10
	>11 ha	+20		0		0
Exposition/ Hangneigung [°]	kleiner -5°	-20		0		0
	-5° bis -1°	-10		0		0
	- 1° bis 1°	0		0	1	0
	1° bis 5°	+ 10	1,5	10		0
	größer 5°	20		0		0
Vorbelastung der Fläche	Konversionsfläche	+ 20		0		0
	Altlasten/Altablagerung	+ 20		0		0
	hoher Versiegelungsgrad	+ 20		0		0
Zugänglichkeit/ Anbindung	Anbindung an Kreis-, Land- oder Bundesstraße > 250 m	-10		0		0
	Anbindung an Kreis-, Land- oder Bundesstraße bis 250 m	0	200	0	94	0
Naturschutz	LSG	-20		0		0
	Biotopkartierte Flächen	-20		0		0
	Lebensraum Feldhamster	-20	x	-20	x	-20
	Naturpark (außerhalb Kernzone)	-10		0		0
	IBA`s/Vogel- schutz (nicht FFH)	-10		0		0
	kein SG betroffen	0		0		0
Sonstiges	kein WSG, keine Ausgleichs- Komp.Fläche	0	x	0	x	0
	Polder/ Überschwemmungsgebiet	-20		0		0
	WSG II	-10		0		0
	Ausgleichs-/ Kompensationsflächen	-10		0		0
		ERGEBNIS	100		90	

Ergebnis der vergleichenden Flächenbewertung ist die nachfolgende Tabelle mit einer Rangliste der als geeignet identifizierten Flächen. Je nach Punktzahl sind die Flächen in Kategorien 1, 2 oder 3 eingeteilt, die sie hinsichtlich der Eignung noch einmal unterteilen.

Flächen der Kategorie 1 haben **mindestens 100 Punkte** und sind somit mindestens so gut wie die Referenzfläche. Mit **70 bis 90 Punkten** gehört eine Potenzialfläche der Kategorie 2 an und hat somit mehrere negative Eigenschaften im Vergleich zur Referenzfläche.

Erhalten Flächen **weniger als 70 Punkte** gehören sie Kategorie drei an. Diese haben erhebliche Abzüge durch ihre Lage in natur- und landschaftsschutzbedeutsamen Schutzgebieten, schlechte Anbindungen an den Straßenverkehr und ungünstige Hangneigung bekommen.

Die durchschnittliche Punktzahl liegt bei 76 Punkten. 13 Flächen gehören Kategorie 1 an, 61 Kategorie 2 und 29 Kategorie 3.

Tab. 4-9: Rangfolge der ausgewerteten potentiellen Flächen

Platzierung	Flächen-Nr.	Fläche [ha]	Hang-neigung[°]	Hangneigung Richtung	Distanz zu Straßen [m]	Punkte Bewertung	Kategorien
1	**101**	**5,31**	**-1,4**	**Nord**	**0,0**	130	**1**
2	**40**	**6,39**	**3,4**	**Süd**	**10,0**	110	**1**
3	**76**	**11,86**	**2,3**	**Süd**	**10,0**	110	**1**
4	**78**	**18,18**	**2,3**	**Süd**	**0,0**	110	**1**
5	**102**	**0,74**	**2,8**	**Süd**	**10,0**	100	**1**
6	**7**	**5,26**	**2,4**	**Süd**	**10,0**	100	**1**
7	**46**	**8,05**	**2,4**	**Süd**	**111,8**	100	**1**
8	**10**	**10,54**	**1,8**	**Süd**	**0,0**	100	**1**
9	**11**	**9,04**	**1,6**	**Süd**	**10,0**	100	**1**
10	**1**	**8,75**	**1,5**	**Süd**	**200,0**	100	**1**
11	**17**	**15,62**	**1,3**	**Süd**	**331,4**	100	**1**
12	**20**	**15,76**	**1,0**	**eben**	**0,0**	100	**1**
13	**18**	**11,42**	**0,5**	**eben**	**10,0**	100	**1**
14	**96**	**6,19**	**2,6**	**Süd**	**10,0**	90	**2**
15	**9**	**5,55**	**2,1**	**Süd**	**151,3**	90	**2**
16	**12**	**5,2**	**2,1**	**Süd**	**22,4**	90	**2**
17	**67**	**9,89**	**2,1**	**Süd**	**178,9**	90	**2**
18	**32**	**7,07**	**1,8**	**Süd**	**152,3**	90	**2**
19	**27**	**5,57**	**1,1**	**Süd**	**220,0**	90	**2**
20	**43**	**10,42**	**1,1**	**Süd**	**256,3**	90	**2**
21	**2**	**9,54**	**1,0**	**eben**	**94,3**	90	**2**

22	3	8,49	1,0	eben	10,0	90	2
23	29	5,09	1,0	eben	147,6	90	2
24	64	9,89	-0,9	eben	67,1	90	2
25	23	16,37	-1,0	eben	0,0	90	2
26	49	9,63	-1,0	eben	117,0	90	2
27	59	14,8	-1,0	eben	342,1	90	2
28	56	11,05	-1,2	Nord	10,0	90	2
29	61	11,92	-1,3	Nord	10,0	90	2
30	69	12,59	-1,5	Nord	14,1	90	2
31	26	14,17	-2,7	Nord	50,0	90	2
32	72	10,11	2,0	Süd	202,5	80	2
33	47	15,13	1,7	Süd	403,1	80	2
34	48	12,72	1,6	Süd	691,2	80	2
35	92	6,58	1,6	Süd	747,1	80	2
36	37	6,97	1,3	Süd	812,2	80	2
37	15	5,54	1,0	eben	10,0	80	2
38	38	9,09	0,8	eben	296,1	80	2
39	41	10,19	0,5	eben	160,0	80	2
40	75	5,23	0,3	eben	85,4	80	2
41	99	9,94	-0,6	eben	479,3	80	2
42	31	7,34	-0,8	eben	222,0	80	2
43	63	5,12	-0,8	eben	10,0	80	2
44	8	5,02	-0,9	eben	70,0	80	2
45	53	9,98	-1,2	Nord	10,0	80	2
46	13	10	-1,6	Nord	0,0	80	2
47	91	8,32	-1,6	Nord	131,5	80	2
48	4	5,2	-2,3	Nord	10,0	80	2
49	6	9,79	-2,6	Nord	36,1	80	2
50	21	20,05	-2,7	Nord	276,6	80	2
51	84	5,56	-3,8	Nord	10,0	80	2
52	70	6,17	-6,0	Nord	44,7	80	2
53	89	6,28	1,9	Süd	322,0	70	2
54	28	5,5	1,0	eben	345,3	70	2
55	73	7,11	1,0	eben	205,9	70	2
56	103	2,18	1,0	eben	510,0	70	2
57	33	6,35	0,8	eben	433,8	70	2
58	35	8,76	0,3	eben	22,4	70	2
59	39	8,86	0,2	eben	180,0	70	2
60	45	9,78	0,2	eben	241,9	70	2
61	51	8,16	0,2	eben	10,0	70	2
62	71	13,04	0,2	eben	152,3	70	2
63	100	5,88	-0,7	eben	752,4	70	2
64	62	5,18	-1,3	Nord	40,0	70	2
65	14	6,26	-1,5	Nord	155,2	70	2

66	22	7,02	-1,8	Nord	10,0	70	2
67	94	5,8	-2,4	Nord	10,0	70	2
68	85	11,71	-2,6	Nord	0,0	70	2
69	97	8,95	-2,6	Nord	819,3	70	2
70	5	6,46	-2,9	Nord	10,0	70	2
71	93	5,27	-2,9	Nord	167,6	70	2
72	86	14,96	-3,0	Nord	333,0	70	2
73	55	7,21	-3,6	Nord	20,0	70	2
74	82	5,89	-3,9	Nord	10,0	70	2
75	60	6,08	1,8	Süd	621,8	60	3
76	57	5,13	1,5	Süd	655,1	60	3
77	44	9,76	1,4	Süd	810,2	60	3
78	36	7,72	1,3	Süd	640,1	60	3
79	74	7,34	1,3	Süd	347,9	60	3
80	77	5,17	1,0	eben	70,7	60	3
81	34	7,69	0,4	eben	10,0	60	3
82	30	5,92	0,3	eben	22,4	60	3
83	42	7,33	0,2	eben	10,0	60	3
84	58	5,6	0,2	eben	10,0	60	3
85	25	5,16	-1,5	Nord	286,4	60	3
86	98	6,27	-1,5	Nord	864,9	60	3
87	16	6,08	-1,8	Nord	871,3	60	3
88	19	5,3	-1,8	Nord	1449,0	60	3
89	24	5,04	-1,8	Nord	222,0	60	3
90	52	7,4	-2,3	Nord	566,0	60	3
91	81	10,1	-2,5	Nord	10,0	60	3
92	68	8,71	-2,6	Nord	510,0	60	3
93	88	7,4	-3,2	Nord	304,1	60	3
94	87	5,03	-4,5	Nord	108,2	60	3
95	90	5,53	0,4	eben	10,0	50	3
96	50	6,52	0,3	eben	595,1	50	3
97	79	5,19	-0,7	eben	255,0	50	3
98	54	6,62	-1,0	eben	376,4	50	3
99	80	5,35	-1,0	eben	276,6	50	3
100	83	6,61	-2,8	Nord	10,0	50	3
101	95	10,89	-3,8	Nord	572,8	50	3
102	66	6,75	0,3	eben	543,8	40	3
103	65	5,81	-3,9	Nord	330,0	40	3

Die Fläche mit der **höchsten Punktzahl ist Fläche 101**, die Altablagerung Nr. 232 mit hohem Versiegelungsgrad. Diese doppelte Vorbelastung fällt so stark ins Gewicht, dass sich die im Vergleich unterdurchschnittliche Größe und leichte Neigung nach Norden weniger auswirkt. Die nächstplatzierten Potenzialflächen sind nach Süden geneigt und liegen mit guter Anbindung an den Straßenverkehr in maximal einem Natur– und landschaftsschutzrelevanten Gebiet. Die geringsten Punktzahlen haben vor allem Flächen, die zwischen Hechtsheim und Laubenheim im Landschaftsschutzgebiet und Feldhamsterlebensraum, bzw. im Polderbereich / Überschwemmungsgebiet in Laubenheim liegen, sowie eine durchschnittliche Hangneigung nach Norden haben.

4.6 Grenzkostenermittlung für ausgewählte Flächen

Nach Rücksprache mit den Stadtwerken Mainz wurden für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit Grenzkostenermittlung folgende Eignungsflächen ausgesucht:

- **Fläche 101 (Rang 1)**
- **Fläche 40 (Rang 2)**
- **Fläche 76 (Rang 3)**
- **Fläche 10 (Rang 8)**
- **Fläche 2 (Rang 21)**

Für diese Flächen wird anhand marktverfügbarer Technik eine Ertragsprognose erstellt. Auf Basis der aktuell gültigen Rahmenbedingungen (hinsichtlich der Einspeisevergütung nach dem EEG und einem mit den Stadtwerken abgestimmten Finanzierungsmodell) werden die Grenzkosten für eine Amortisation des Vorhabens nach 20 Jahren bestimmt.

4.6.1 Technische Rahmenbedingungen - Anlagenkonzept

Für die Ertragsprognose wird davon ausgegangen, dass die Module der Freiflächenanlage auf Aluprofil-Gestellen, die über Rammfundamente eingebracht sind, fest nach Süden aufgeständert werden und damit eine Gesamtneigung von 30° erreichen.

Zur Berechnung des jährlichen Ertrags wurde für die jährliche Einstrahlung auf die horizontale Fläche am Standort Mainz der Mittelwert der Messdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) von 1981 bis 2000 herangezogen.

Er beträgt: **1.068kWh/m²**

4.6.1.1 Module

Es kommen die Module *First Solar FS 275* mit einer Nennleistung von 75 Wp_{el} zur Anwendung. Es handelt sich dabei um Dünnschichtmodule mit Cadmium-Tellurid-Beschichtung, einer Größe von 0,72 m² und einem Gewicht von ca. 12 kg.

Tab. 4-10: Herstellerkenndaten Dünnschichtmodule

Modul-Typ	First Solar FS-275 Wp
Nennleistung	75 Wp_{el}
Leistungstoleranz	+/- 5 %
Wirkungsgrad bei STC[11]	10,4 %

Die First Solar GmbH gibt auf diese Module 5 Jahre Produktgarantie sowie eine Leistungsgarantie von 90 % nach 10 Jahren und 80 % nach 20 Jahren.
Weitere Informationen können den Datenblättern entnommen werden.

Abb. 4-13: First Solar FS-275
[First Solar (2010)]

[11] STC: Standard Testbedingungen:
Modultemperatur: 25 °C, Lichtspektrum: 1,5 AM, Einstrahlung: 1.000 W/m²

4.6.1.2 Wechselrichter

Die ausgewählten Wechselrichter werden von der Firma SMA Solar Technology AG hergestellt. Sie haben einen integrierten Mittelspannungstransformator und sind damit für den direkten Anschluss ans Mittelspannungsnetz geeignet. Ein zusätzlicher externer Trafo wird daher nicht benötigt.

Tab. 4-11: Herstellerkenndaten Wechselrichter

Wechselrichtertyp	SMA SC 800 MV	SMA SC 1000 MV
Nennleistung	816 kW_{el}	1.018 kW_{el}
Europäischer Wirkungsgrad	97,3 %	97,5 %
Abmessungen	5,4 m x 3,62 m x 3,0 m	5,4 m x 3,62 m x 3,0 m

Abb. 4-14: Wechselrichter SMA SC 800MV
[SMA (2010)]

Die Netzeinspeisung erfolgt über einen Mittelspannungsanschluss (20 kV) in das öffentliche Stromnetz der Energienetze Rhein-Main. [12]

[12] Annahme TSB: Bisher noch nicht bestätigt.

4.6.1.3 Einflussfaktoren

Der Ertrag der Anlage wird durch weitere betriebsbedingte Faktoren beeinflusst. Sie bestimmen den so genannten Anlagennutzungsgrad (Performance Ratio, kurz: PR).

Verschattung:

Bei der Ertragsprognose wird von Verschattungsfreiheit der Module ausgegangen.

Hinterlüftung:

Die konstruktionsbedingt gute Hinterlüftung der Anlage wirkt sich im Vergleich zu Dachanlagen Ertragssteigernd aus.

Verschmutzung:

Im Umfeld der Standorte der PV-FFA sind Ackerflächen, Straßen sowie gewerbliche Anlagen. Eine gewisse Staubbelastung ist daher zu erwarten, zum Teil besonders in der Erntezeit. Der Selbstreinigungseffekt bei den Dünnschichtmodulen von First Solar ist sehr gut, da sie keine überstehenden Rahmen haben. Die Verluste durch die Verschmutzung werden mit einem Prozent berücksichtigt.

Reflexion:

An der Moduloberfläche geht ein Teil der solaren Einstrahlung der Reflexion verloren. Dies wird bei der Ertragssimulation mit dem Programm PVsol unter den angegebenen Bedingungen, feste Aufständerung auf eine Neigung von 30 ° und einem Azimutwinkel von 0 °, im Anlagennutzungsgrad mit einem Abschlag von etwa 4,6 % berücksichtigt.

Degradation:

Unter Degradation versteht man den Rückgang des Wirkungsgrades und somit des Stromertrags der Module. Für die Dünnschichtmodule wird sie 0,74 % pro Jahr entsprechend Literaturkennwerten angenommen. [BMU Monitoring (2006)]

Technische Minderungsfaktoren:

Die berücksichtigten technischen Minderungsfaktoren werden in der nachfolgenden Tabelle zusammengestellt:

Tab. 4-12: Aufstellung der technischen Minderungsfaktoren

Einflussgröße	Leistungsverlust
Abweichung vom Standardspektrum AM 1,5	1,00 %
Abweichung von Herstellerangaben (Mismatching)	2,00 %
Einbau von Dioden	0,50 %
Eigenverbrauch, Leitungsverluste, Trafoverluste	Ca. 4 %

4.6.2 Grundlagen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung baut auf den Ergebnissen der Ertragsprognose auf. Der Betrachtungszeitraum liegt bei 20 Jahren entsprechend der gesetzlich gesicherten Einspeisevergütung. Für die Ermittlung der Jahreskosten bestehend aus Investitionskosten, Betriebskosten und Pachtkosten werden folgende Annahmen getroffen (alle Kosten/Preise sind Nettoangaben):

Investitionskosten

Die PV-FFA wird über einen Kredit mit folgenden Konditionen finanziert. [13]

- **Auszahlung der Kreditsumme zu 100 %**
- **Zinssatz effektiv: 4,8 %**
- **Laufzeit: 20 Jahre**
- **Zinsbindung: 20 Jahre**
- **Drei tilgungsfreie Anlaufjahre**
- **Vierteljährliche Tilgung**

Kosten Netzanbindung: 50.000 €[14]

Wartungskosten: 1,2 % der Investitionskosten (konstant) [15]

Pachtkosten: 1.800 €/ha*a[14]

[13] Annahmen nach Rücksprache mit Auftraggeber

[14] Annahme TSB: Abschätzung

Weitere Annahmen:

Degressive Abschreibung mit Abschreibungsrate von 12,5 % und Abschreibungsdauer von 20 Jahren[14]

Steuersatz: 35 %[14]

Inbetriebnahme der Anlage am 30.09.2010 [14]

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden die Grenzkosten für eine Amortisation innerhalb von 20 Jahren ermittelt.

Zurzeit wird eine Absenkung der EEG-Vergütungssätze in 2010 diskutiert. Da zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Berechnung noch keine endgültige Regelung festgelegt wurde, wurde der aktuell gültige Vergütungssatz für PV-FFA nach § 32 EEG von 28,43 Ct/kWhel herangezogen.

4.6.3 Ergebnisse der Grenzkostenermittlung

4.6.3.1 PV-FFA Nr. 101

Der Standort der PV-FFA Nr. 101 ist die Altablagerungsfläche 232, eine Parkplatzfläche der Grundstücksverwaltungsgesellschaft Mainz GmbH.

Sie ist etwa 1,4° Richtung Nordnordwest geneigt und hat eine Größe von etwa 5,3 ha pro Reihe werden fünf Module übereinander auf einem Ständerwerk montiert. Die für eine verschattungsfreie Aufstellung notwendigen Modulreihenabstände wurden mit einem Berechnungswerkzeug der Schletter GmbH berechnet. Sie liegen bei 8,65 m.

Mit Hilfe einer Skizze wurde die Anzahl und Länge der Reihen bestimmt. Für Trafostation, Wechselrichtergebäude und sonstige Nebeneinrichtungen wurde ein Teil unter der Auffahrt auf der Westseite von der Modulbelegung freigehalten (rote Markierung). Nur die versiegelte Parkplatzfläche mit etwa 3,7 ha wurde mit Modulen belegt (grüne Markierung). 10 % der ermittelten Reihenlänge wird zusätzlich für Wege und Abstände zwischen den Modulständern abgezogen.

Abb. 4-15: Luftbild PV-FFA Nr. 101

Mit den ausgewählten Dünnschichtmodulen könnten entsprechend der getroffenen Annahmen 14.600 Module installiert werden, was rund 1.095 kWp Leistung entspricht.

Tab. 4-13: Berechnung Modulanzahl PV-FFA 101

Modulausrichtung: 0° , 30° Neigung		
	Dünnschicht First Solar FS 2-75	
Gesamtzahl Reihen	**Summe**	**27**
Gesamtzahl Module	**Summe**	**14.600**
Installierte Nennleistung (kWp_{el})	0,075 x 14.600	**1.095**

Auf dieser Basis wurde für die Ertragsprognose folgendes Anlagenschema ausgewählt:

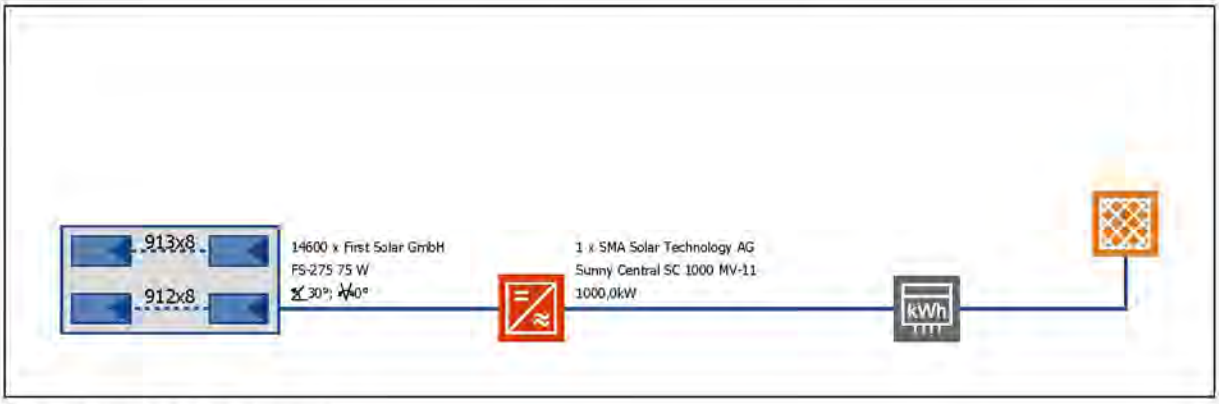


Abb. 4-16: PV-FFA Nr. 101

Die Ertragssimulation für die PV-FFA Nr. 101 ergibt folgendes Ergebnis:

Tab. 4-14: Ergebnisse Ertragsprognose PV-FFA Nr. 101

Kenngröße	**Wert**	**Einheit**
PV-Leistung	**1,095**	**MWp_{el}**
PV-Bezugsfläche	10.522	m²
PV-Generator Einstrahlung	12.335	MWh_{el}/a
Netzeinspeisung	**1.140**	**MWh_{el}/a**
Systemnutzungsgrad	9,2	%
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad)	**88,3**	**%**
Wechselrichter Nutzungsgrad	95,6	%
spez. Jahresertrag	**1.035**	**$kWh_{el}/kWp_{el}/a$**
Vermiedene CO_2-Emissionen	1.004	t/a

Die Grenzkosten für eine Amortisationszeit von 20 Jahren liegt bei dieser Variante mit aktueller EEG-Vergütung bei 3.085 €/kWpel. Die Stromgestehungskosten betragen dann 0,25 €/kWhel, die Einspeisevergütung im ersten Jahr rund 324.000 €. Der aktuell übliche Preis für eine schlüsselfertige PV-Freiflächenanlage mit Dünnschichtmodulen liegt bei

2.600 - 2.700 € pro kWpel. Die Anlage wäre unter aktuellen Bedingungen somit wirtschaftlich zu errichten und zu betreiben.

Kann ein Solarpark an diesem Standort für 2.700 € pro kWpel realisiert werden, erreicht diese Investition unter den aktuellen Bedingungen eine Amortisationszeit von ca. 16,5 Jahren, einen Kapitalwert von 365.000 € und Stromgestehungskosten von 0,22 €/kWhel.

4.6.3.2 PV-FFA Nr. 40

Die PV-FFA Nr. 40 liegt südöstlich des Wirtschaftsparks Mainz-Hechtsheim, unmittelbar an der Militärstraße. Sie ist etwa 3,4° Richtung West-Südwest geneigt und hat eine Größe von etwa 6,4 ha. Pro Reihe werden fünf Module übereinander auf einem Ständerwerk montiert. Die für eine verschattungsfreie Aufstellung notwendigen Modulreihenabstände wurden mit einem Berechnungswerkzeug der Schletter GmbH berechnet. Sie liegen bei 6,44 m.

Mit Hilfe einer Skizze wurde die Anzahl und Länge der Reihen bestimmt. Es wurde davon ausgegangen, dass das Gelände umzäunt wird und ein Abstand von 10 m zum Zaun gehalten wird. Für Trafostation, Wechselrichtergebäude und sonstige Nebeneinrichtungen wurde ein Bereich nördlich des Wasserwerkgebäudes mit ca. 550 m² von der Modulbelegung freigehalten (rote Markierung). 10 % der ermittelten Reihenlänge wird zusätzlich für Wege und Abstände zwischen den Modulständern abgezogen.

Abb. 4-17: Luftbild PV-FFA Nr.2

Mit den ausgewählten Dünnschichtmodulen könnten entsprechend der getroffenen Annahmen 29.808 Module installiert werden, was rund 2.236 kWp Leistung entspricht.

Tab. 4-15: Berechnung Modulanzahl Dünnschicht

Modulausrichtung: 0° , 30° Neigung		
	Dünnschicht First Solar FS 2-75	
Gesamtzahl Reihen	**Summe**	**63**
Gesamtzahl Module	**Summe**	**29.808**
Installierte Nennleistung (kWp_{el})	0,075 x 29.808	**2.236**

Auf dieser Basis wurde für die Ertragsprognose folgendes Anlagenschema ausgewählt:

Abb. 4-18: PV-FFA Nr.40

Für die Variante mit Dünnschichtmodulen ergibt die Simulation folgendes Ergebnis:

Tab. 4-16: Ergebnisse Ertragsprognose PV-FFA Nr. 40

Kenngröße	Wert	Einheit
PV-Leistung	**2,36**	**MWp_{el}**
PV-Bezugsfläche	21.482	m²
PV-Generator Einstrahlung	25.183	MWh_{el}/a
Netzeinspeisung	**2.331**	**MWh_{el}/a**
Systemnutzungsgrad	9,2	%
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad)	**88,3**	**%**
Wechselrichter Nutzungsgrad	95,6	%
spez. Jahresertrag	**1.035**	**$kWh_{el}/kWp_{el}/a$**
Vermiedene CO_2-Emissionen	2.049	t/a

Die Grenzkosten für eine Amortisationszeit von 20 Jahren liegt bei dieser Variante mit aktueller EEG-Vergütung bei 3.155 €/kWp$_{el}$. Die Stromgestehungskosten betragen dann 0,25 €/kWh$_{el}$, die Einspeisevergütung im ersten Jahr rund 662.000 €.

Der aktuell übliche Preis für eine schlüsselfertige PV-Freiflächenanlage mit Dünnschichtmodulen liegt bei 2.600 - 2.700 € pro kWp$_{el}$. Die Anlage wäre unter aktuellen Bedingungen somit wirtschaftlich zu errichten und zu betreiben. Kann ein Solarpark an diesem Standort für 2.700 € pro kWp$_{el}$ realisiert werden, erreicht diese Investition unter den aktuellen Bedingungen eine Amortisationszeit von ca. 16 Jahren, einen Kapitalwert von 867.000 € und Stromgestehungskosten von 0,22 €/kWh$_{el}$.

4.6.3.3 PV-FFA Nr. 76

Die PV-FFA Nr. 76 liegt am südöstlichen Rand von Mainz-Hechtsheim. Sie ist etwa 2,3° Richtung Westsüdwest geneigt und hat eine Größe von rund 11,86 ha. Pro Reihe werden fünf Module übereinander auf einem Ständerwerk montiert. Die für eine verschattungsfreie Aufstellung notwendigen Modulreihenabstände wurden mit einem Berechnungswerkzeug der Schletter GmbH berechnet. Sie liegen bei 6,8 m.

Mit Hilfe einer Skizze wurde die Anzahl und Länge der Reihen bestimmt. Es wurde davon ausgegangen, dass das Gelände umzäunt wird und ein Abstand von 10 m zum Zaun gehalten wird (rote Markierung). Für Trafostation, Wechselrichtergebäude und sonstige Nebeneinrichtungen wurde im westlichen Teil eine Fläche mit ca. 1.890 m² von der Modulbelegung freigehalten. 10 % der ermittelten Reihenlänge wird zusätzlich für Wege und Abstände zwischen den Modulständern abgezogen.

Abb. 4-19: Luftbild PV-FFA Nr.2

Mit den ausgewählten Dünnschichtmodulen könnten entsprechend der getroffenen Annahmen 55.500 Module installiert werden, was rund 4.160 kWp Leistung entspricht.

Tab. 4-17: Berechnung Modulanzahl PV-FFA Nr. 76

Modulausrichtung: 0° , 30° Neigung		
	Dünnschicht First Solar FS 2-75	
Gesamtzahl Reihen	**Summe**	**43**
Gesamtzahl Module	**Summe**	**55.500**
Installierte Nennleistung (kWp_{el})	0,075 x 55.500	**4.160**

Auf dieser Basis wurde für die Ertragsprognose folgendes Anlagenschema ausgewählt:

Abb. 4-20: PV-FFA Nr. 76

Für die Variante mit Dünnschichtmodulen ergibt die Simulation folgendes Ergebnis:

Tab. 4-18: Ergebnisse Ertragsprognose PV-FFA Nr. 76

Kenngröße	Wert	Einheit
PV-Leistung	**4,16**	**MWp_{el}**
PV-Bezugsfläche	39.998	m²
PV-Generator Einstrahlung	46.890	MWh_{el}/a
Netzeinspeisung	4.326	**MWh_{el}/a**
Systemnutzungsgrad	9,1	%
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad)	**87,9**	**%**
Wechselrichter Nutzungsgrad	95,2	%
spez. Jahresertrag	**1.030**	**$kWh_{el}/kWp_{el}/a$**
Vermiedene CO_2-Emissionen	3.800	t/a

Die Grenzkosten für eine Amortisationszeit von 20 Jahren liegen bei dieser Variante mit aktueller EEG-Vergütung bei 3.150 €/kWp_{el}. Die Stromgestehungskosten betragen dann 0,25 €/kWh_{el}, die Einspeisevergütung im ersten Jahr rund 1.230.000 €. Der aktuell übliche Preis für eine schlüsselfertige PV-Freiflächenanlage mit Dünnschichtmodulen liegt bei 2.600 - 2.700 € pro kWp_{el}. Die Anlage wäre unter aktuellen Bedingungen somit wirtschaftlich zu errichten und zu betreiben.

Kann ein Solarpark an diesem Standort für 2.700 € pro kWp_{el} realisiert werden, erreicht diese Investition unter den aktuellen Bedingungen eine Amortisationszeit von ca. 16 Jahren, einen Kapitalwert von 1,6 Mio. € und Stromgestehungskosten von 0,22 €/kWh_{el}.

4.6.3.4 PV-FFA Nr. 2

Die PV-FFA Nr. 2 liegt südlich von Mainz-Ebersheim, unmittelbar an der Weinbergstraße. Die Fläche ist etwa 9,54 ha groß und mit rund 1,0° Neigung als nahezu eben anzusehen. Pro Reihe werden fünf Module übereinander auf einem Ständerwerk montiert. Die für eine verschattungsfreie Aufstellung notwendigen Modulreihenabstände wurden mit einem Berechnungswerkzeug der Schletter GmbH berechnet. Sie liegen bei 7,7 m.

Mit Hilfe einer Skizze wurde die Anzahl und Länge der Reihen und somit die Modulzahl bestimmt. Es wurde davon ausgegangen, dass das Gelände umzäunt wird und ein Abstand von 10 m zum Zaun gehalten wird. Für Trafostation, Wechselrichtergebäude und sonstige Nebeneinrichtungen wurde die nördliche Spitze der Fläche mit ca. 2.700 m² von der Modulbelegung freigehalten. 10 % der ermittelten Reihenlänge wird zusätzlich für Wege und Abstände zwischen den Modulständern abgezogen.

Abb. 4-21: Luftbild PV-FFA Nr.2

Mit den ausgewählten Dünnschichtmodulen könnten entsprechend der getroffenen Annahmen 38.496 Module installiert werden, was rund 2.887 kWp_{el} Leistung entspricht.

Tab. 4-19: Berechnung Modulanzahl PV-FFA Nr. 2

Modulausrichtung: 0° , 30° Neigung		
	Dünnschicht First Solar FS 2-75	
Gesamtzahl Reihen	**Summe**	**44**
Gesamtzahl Module	**Summe**	**38.496**
Installierte Nennleistung (kWp_{el})	0,075 x 38.496	**2.887**

Auf dieser Basis wurde für die Ertragsprognose das folgende mögliche Anlagenschema gewählt:

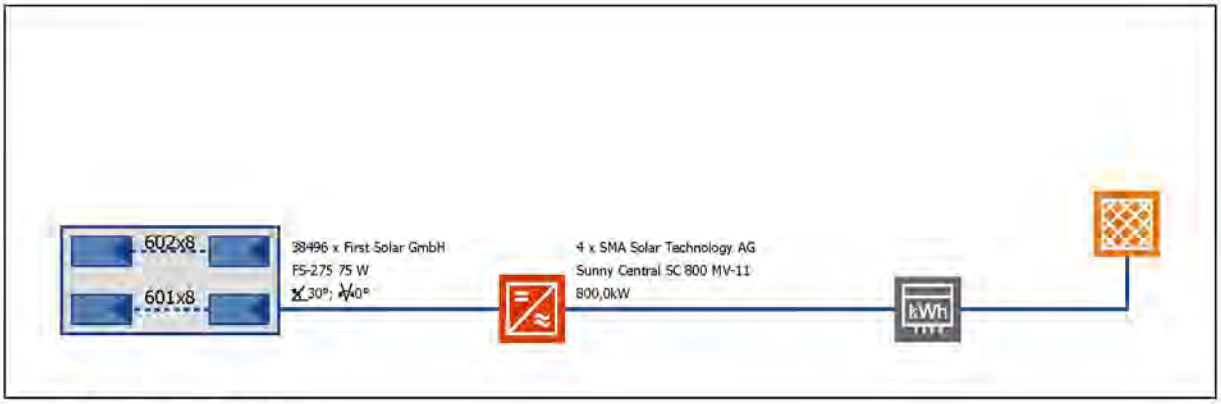


Abb. 4-22: PV-FFA Nr.2

Für die Variante mit Dünnschichtmodulen ergibt die Simulation folgendes Ergebnis:

Tab. 4-20: Ergebnisse Ertragsprognose PV-FFA Nr.2

Kenngröße	Wert	Einheit
PV-Leistung	**2,89**	**MWp_{el}**
PV-Bezugsfläche	27.743	m²
PV-Generator Einstrahlung	32.524	MWh_{el}/a
Netzeinspeisung	**3.009**	**MWh_{el}/a**
Systemnutzungsgrad	9,2	%
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad)	**88,2**	**%**
Wechselrichter Nutzungsgrad	95,5	%
spez. Jahresertrag	**1.034**	**$kWh_{el}/kWp_{el}/a$**
Vermiedene CO_2-Emissionen	2.644	t/a

Die Grenzkosten für eine Amortisationszeit von 20 Jahren liegt bei dieser Variante mit aktueller EEG-Vergütung bei 3.145 €/kWp$_{el}$. Die Stromgestehungskosten betragen dann 0,25 €/kWh$_{el}$, die Einspeisevergütung im ersten Jahr rund 855.000 €. Der aktuell übliche Preis für eine schlüsselfertige PV-Freiflächenanlage mit Dünnschichtmodulen liegt bei 2.600 - 2.700 € pro kWp$_{el}$. Die Anlage ist (unter den aktuellen Bedingungen) somit wirtschaftlich zu errichten und zu betreiben.

Kann ein Solarpark an diesem Standort für 2.700 € pro kWp$_{el}$ realisiert werden, erreicht diese Investition unter den aktuellen Bedingungen eine Amortisationszeit von ca. 16 Jahren, einen Kapitalwert von 1,1 Mio. € und Stromgestehungskosten von 0,22 €/kWh$_{el}$.

4.6.3.5 PV-FFA Nr. 10

Die PV-FFA Nr. 10 liegt nordöstlich von Mainz-Ebersheim, unmittelbar an der Stadtgebietsgrenze. Die Fläche ist 10,54 ha groß und hat eine Neigung von etwa 1,8° Neigung Richtung Süden. Pro Reihe werden fünf Module übereinander auf einem Ständerwerk montiert. Die für eine verschattungsfreie Aufstellung notwendigen Modulreihenabstände wurden mit einem Berechnungswerkzeug der Schletter GmbH berechnet. Sie liegen bei 7,0 m.

Mit Hilfe einer Skizze wurde die Anzahl und Länge der Reihen und somit die Modulzahl bestimmt. Es wurde davon ausgegangen, dass das Gelände umzäunt wird und ein Abstand von 10 m zum Zaun gehalten wird. Für Trafostation, Wechselrichtergebäude und sonstige Nebeneinrichtungen wurde die südliche Spitze der Fläche mit ca. 1650 m² von der Modulbelegung freigehalten. 10 % der ermittelten Reihenlänge wird zusätzlich für Wege und Abstände zwischen den Modulständern abgezogen.

Abb. 4-23: Luftbild PV-FFA Nr.10

Mit den ausgewählten Dünnschichtmodulen könnten entsprechend der getroffenen Annahmen 52.306 Module installiert werden, was rund 3.900 kWp Leistung entspricht.

Tab. 4-21: Berechnung Modulanzahl PV-FFA Nr. 10

Modulausrichtung: 0° , 30° Neigung		
	Dünnschicht First Solar FS 2-75	
Gesamtzahl Reihen	**Summe**	**61**
Gesamtzahl Module	**Summe**	**52.036**
Installierte Nennleistung (kWp_{el})	0,075 x 52.036	**3.903**

Auf dieser Basis wurde für die Ertragsprognose das folgende mögliche Anlagenschema gewählt:

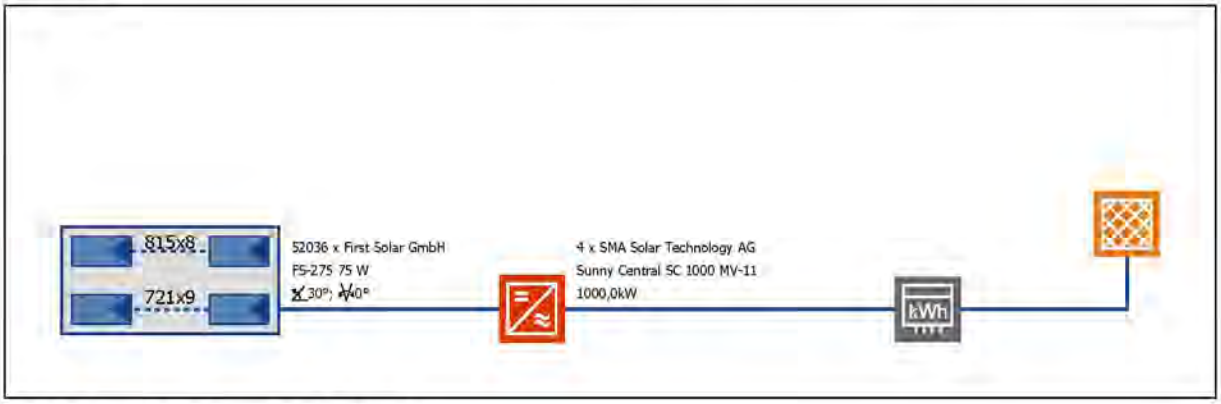


Abbildung 4-24: PV-FFA Nr.10

Für die Variante mit Dünnschichtmodulen ergibt die Simulation folgendes Ergebnis:

Tab. 4-22: Ergebnisse Ertragsprognose PV-FFA Nr.10

Kenngröße	Wert	Einheit
PV-Leistung	**3,9**	**MWp_{el}**
PV-Bezugsfläche	37.500	m^2
PV-Generator Einstrahlung	43.963	MWh_{el}/a
Netzeinspeisung	**4.077**	**MWh_{el}/a**
Systemnutzungsgrad	9,2	%
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad)	**88,6**	**%**
Wechselrichter Nutzungsgrad	95,9	%
spez. Jahresertrag	**1.039**	**$kWh_{el}/kWp_{el}/a$**
Vermiedene CO_2-Emissionen	3.591	t/a

Die Grenzkosten für eine Amortisationszeit von 20 Jahren liegt bei dieser Variante mit aktueller EEG-Vergütung bei 3.170 €/kWp$_{el}$. Die Stromgestehungskosten betragen dann 0,25 €/kWh$_{el}$, die Einspeisevergütung im ersten Jahr rund 1.160.000 €. Der aktuell übliche Preis für eine schlüsselfertige PV-Freiflächenanlage mit Dünnschichtmodulen liegt bei 2.600 - 2.700 € pro kWp$_{el}$.

Die Anlage wäre unter aktuellen Bedingungen somit wirtschaftlich zu errichten und zu betreiben. Kann ein Solarpark an diesem Standort für 2.700 € pro kWp$_{el}$ realisiert werden, erreicht diese Investition unter den aktuellen Bedingungen eine Amortisationszeit von knapp unter 16 Jahren, einen Kapitalwert von 1,57 Mio. € und Stromgestehungskosten von 0,21 €/kWh$_{el}$.

4.6.4 Übersicht Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen und den getroffenen Annahmen, können auf allen fünf untersuchten Potenzialflächen Photovoltaikfreiflächenanlagen wirtschaftlich betrieben werden. Die Grenzkosten liegen bei allen Anlagen eng zusammen und deutlich über den aktuellen Preisen pro kWp$_{el}$ für schlüsselfertige Solarparks.

Entsprechend der Simulationsergebnisse können mit einem Anlagennutzungsgrad (PR) von etwa 88 % und einem spezifischen Jahresertrag von rund 1.035 kWp$_{el}$/kW$_{el}$*a gute technische Kennwerte erreicht werden.

Tabelle 4.23 stellt die Reihenfolge der Potenzialflächen hinsichtlich der Höhe der Grenzkosten und somit der Wirtschaftlichkeit dar.

Tab. 4-23: Reihenfolge Wirtschaftlichkeit der potentiellen PV-FFA

Rang	Flächennummer	Grenzkosten [€/kWp$_{el}$]
1	10	3.170
2	40	3.155
3	76	3.150
4	2	3.145
5	101	3.085

Basis: Vergütungssatz 2010 – 28,43 Cent/kWh$_{el}$

Die PV-Anlage mit den höchsten Grenzkosten und damit der besten Wirtschaftlichkeit wäre damit auf der Potenzialfläche Nr. 10 zu errichten. Dies resultiert aus dem günstigen Zusammenspiel von Hangneigung, Flächengröße und Geometrie. So könnte auf dieser Fläche etwa 0,37 MWp_{el}/ha installiert werden. Für die Potenzialflächen 2 und 101 beträgt dieser Kennwert 0,3 MWp_{el}/ha und weniger. Die Flächen 40 und 76 liegen mit je 0,35 MWp_{el}/ha dazwischen.

4.7 Fazit

Im Rahmen der Untersuchung wurden im Stadtgebiet Mainz insgesamt 103 Potenzialflächen identifiziert, die die unter 4.5.1 erläuterten Kriterien erfüllen und für PV-FFA in Frage kommen. Das theoretische Solarstromerzeugungspotenzial (sofern alle Flächen zur Solarstromerzeugung auf Freiflächen genutzt werden) liegt, unter Verwendung kristalliner Module, bei rund 320 Mio. kWh_{el}/a bei einer installierten Leistung von 320 MW_{el} auf einer Fläche von 844 ha. Dies entspricht rund 21,3 % des Strombedarfs in Mainz (1.500 Mio. kWh_{el}/a).

Bei Verwendung von Dünnschichtmodulen liegt das theoretische Solarstromerzeugungs-Potenzial bei ca. 290 Mio. kWh_{el}/a. Das realistisch nutzbare Potenzial unter Beachtung wirtschaftlicher Gesichtspunkte ist deutlich geringer. Die weitere Entwicklung und der Ausbau sind zum einen kurzfristig von der Umsetzung der geplanten Änderungen der Solarstromvergütung nach dem EEG abhängig, mittelfristig von den technisch-wirtschaftlichen Fortschritten hin zur Netzparität.

Des Weiteren ist zu beachten, dass im Rahmen der Untersuchung die Besitzverhältnisse der Flächen nicht ermittelt und bewertet wurden. Inwiefern sie vom Eigentümer zur Solarstromerzeugung genutzt oder durch Verpachtung oder Verkauf zur Verfügung gestellt werden, ist offen.

Die Potenzialflächen wurden in einer Auswertung noch einmal anhand von technisch-wirtschaftlichen sowie naturschutz-landschaftspflegerischen Kriterien quantitativ bewertet und in Kategorien 1 bis 3 eingeordnet. Flächen der Kategorie 1 haben hohe Punktzahlen erreicht und sind unter Berücksichtigung der untersuchten Kriterien am besten geeignet, Flächen der Kategorie 3 am wenigsten.

Nach Rücksprache mit den Stadtwerken Mainz wurden für fünf ausgewählte, gut bis sehr gut geeignete Potenzialflächen genauere Ertragsprognosen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen erstellt.

Unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen und den getroffenen Annahmen können auf allen fünf Standorten Photovoltaikfreiflächenanlagen wirtschaftlich betrieben werden. Sofern an diesen fünf Standorten PV-FFA errichtet werden, könnten ca. 15 Mio. kWh_{el}/a Solarstrom erzeugt werden. Dies entspricht etwa 1 % des Strombedarfs der Stadt Mainz.

Aufgrund der aktuellen Unsicherheit hinsichtlich der Förderung und dem geplanten Wegfall von PV-Anlagen auf Ackerflächen aus der EEG-Vergütung ist nach Aussage der Planungsregion Rheinhessen-Nahe vorerst kein bedeutender Ausbau von PV-FFA in den Nachbarlandkreises der Stadt Mainz geplant.

Ähnliches gilt für den Landkreis Groß-Gerau. Dort wurden in der „Potenzialstudie Erneuerbare Energien für den Landkreis Groß-Gerau – Schwerpunkt Stromerzeugung" zwar 29 Potenzialflächen für PV-FFA mit ca. 385 ha identifiziert, aufgrund der Änderung der Vergütungsregelung nach dem EEG ist jedoch die Umsetzung von Projekten fraglich.

Vor diesem Hintergrund ist es nicht sicher, ob größere Solarparks auf Freiflächenanlagen bis 2020 einen sehr bedeutenden Beitrag für die Stromversorgung in Mainz und Umgebung leisten können.

5 Arbeitspaket 3: Potenzial Windkraft

5.1 Einleitung

Windkraft ist die effizienteste und wirtschaftlichste Anwendung der regenerativen Energien. Sie stellt Bundes- und Landesweit den höchsten Anteil an der Bruttostromproduktion aus erneuerbaren Energien. 2007 lag er in Rheinland-Pfalz bei ca. 43 %.

Der jährliche Flächenertrag in kWh_{el}/ha liegt deutlich höher als zum Beispiel bei Photovoltaik oder Biogas. Im Vergleich zu einer Photovoltaik-Freiflächenanlage kann er in einem Windpark das 15-Fache betragen.

Energieform	jährlicher Flächenertrag (in Kilowattstunden pro Hektar)	
Windenergie	ca. 18,0 Mio. ca. 6,0 Mio.	(Einzelanlage der 6-MW-Klasse) (5er Windpark der 6-MW-Klasse)
Photovoltaik	ca. 1,0 Mio. ca. 0,4 Mio.	(Schrägdach); (Freifläche)
Biogas	ca. 0,025 Mio.	(inkl. Anbaufläche)

Abb. 5-1: Jährlicher Flächenertrag regenerativer Energieträger [MUFV (2009a)]

Anfang 2009 waren in Rheinland-Pfalz 982 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1.227 MW_{el} installiert. Im Normalwindjahr [DEWI (2009)] ist damit eine Stromproduktion von ca. 1,9 Mrd. kWh_{el} zu erwarten, was ungefähr 6 % des rheinland-pfälzischen Bruttostromverbrauchs entspricht.

In der Planungsregion Rheinhessen-Nahe, zu der unter anderem die Stadt Mainz und die Landkreise Mainz-Bingen und Alzey-Worms gehören, speisten 2007 141 Windenergien-Anlagen mit etwa 154 MW_{el} installierter Leistung rund 278 Mio. kWh_{el} Strom ein. Das entsprach einem Anteil von 59 % der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und 5,9 % des Stromverbrauchs in der Planungsgemeinschaft.

Die Stadt Mainz hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2020 30 % des eigenen Strombedarfs aus regenerativen Energien zu decken. Für diese Zielerreichung spielt die Windkraft eine bedeutende Rolle.

5.2 Ist-Analyse

5.2.1 Vorranggebiete zur Windenergienutzung – Ist-Stand

Im Stadtgebiet Mainz gibt es zwei Vorranggebiete zur Windenergienutzung: Ebersheim Nord und Ebersheim Süd.

Die Windkraftanlagen sind auf nachfolgender Abbildung mit blauen Sternen markiert:

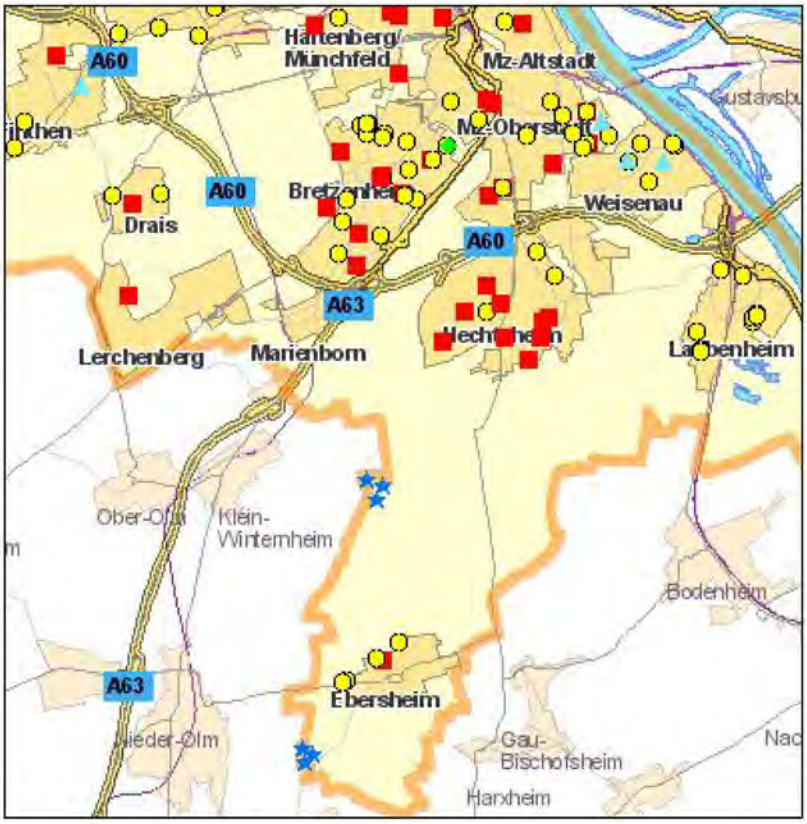


Abb. 5-2: Übersicht Standorte Windkraftanlagen im Stadtgebiet Mainz (Quelle: Solaratlas der Stadt Mainz)

In Ebersheim Nord stehen derzeit insgesamt drei Windkraftanlagen:

- **2 x Enercon E-82, betrieben von der RIO Energie GmbH & Co. KG**
- **1 x Enercon E-40, betrieben von der Rheinwind GmbH & Co. KG**

Das Vorranggebiet weist eine Fläche von etwa 7,2 ha auf.

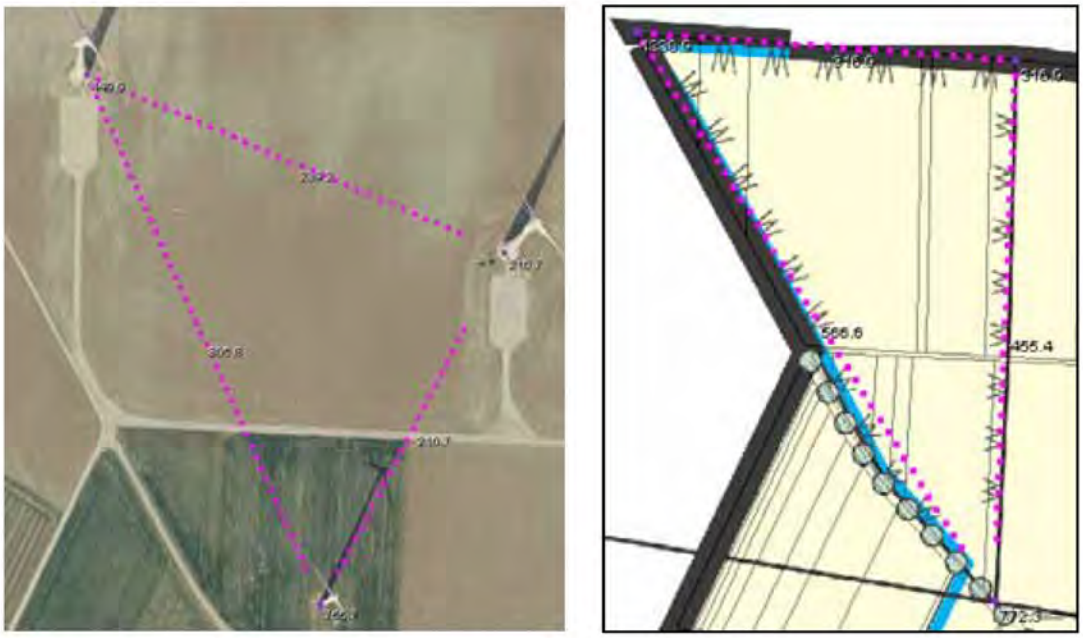


Abb. 5-3: Luftbild Windstandort Ebersheim Nord und Auszug FNP Ebersheim Nord

In Ebersheim Süd stehen derzeit drei Windkraftanlagen des Typs Enercon E-40, betrieben von der G.A.I.A. mbH. Das Vorranggebiet weist eine Fläche von etwa 5,8 ha auf.

Abb. 5-4: Luftbild Windstandort Ebersheim Süd und Auszug FNP Ebersheim Süd

5.2.2 Stromproduktion aus Windenergie 2008 – Stadtgebiet Mainz

Die drei Anlagen des Typs E-40 mit insgesamt 1.800 kWp_{el}, die von der G.A.I.A. mbH am Standort Ebersheim Süd betrieben werden, liefern im Jahr rund 3,2 Mio. kWh_{el} Strom.

Tab. 5-1: Auszug aus Referenzliste der Firma G.A.I.A./Rheinwind GmbH

Standort	Windkraftanlagentyp/ Nennleistung	Nabenhöhe/ Rotordurchm.	Gesamt-Nennleistung	Inbetrieb-nahme
Ebersheim-Süd, Rheinhessen	3x Enercon E-40 / 600 kW_{el}	78,0 m / 44,0 m	1.800 kW_{el}	2000

Die zwei Anlagen der RIO Energie GmbH & Co. KG in Mainz-Ebersheim Nord haben eine Leistung von je 2 MW_{el}. Sie haben in 2008 rund 8,35 Mio. kWh_{el} geliefert. Etwa 0,75 Mio. kWh_{el} beträgt der durchschnittliche Stromertrag des an diesem Standort von der Rheinwind GmbH & Co. KG betriebenen Windrades.

Projektinfo

RIO ENERGIE

55129 Mainz-Ebersheim
Stadt Mainz, Rheinland-Pfalz

Basisinfo

Montage des Rotors im Spätsommer 2008 | Enercon E-82 im Abendlicht, Herbst 2008

Projektgröße	▸ 2 Windkraft-Anlagen ▸ Gesamtleistung: 4,0 Megawatt ▸ Investitionsvolumen: ca. 5,5 Mio. Euro ▸ Jahresenergieertrag: ca. 8,5 Mio. Kilowattstunden ▸ entspricht Jahresverbrauch von ca. 2.500 Haushalten ▸ CO_2-Einsparung: ca. 5.500 Tonnen pro Jahr

Windkraft im Detail

Hersteller	Enercon GmbH (Windy Aurich)
Anlagentyp	E82 (getriebelos)
Leistung	2.000 Kilowatt
Rotordurchmesser	82 Meter
Rotordrehzahl	6 – 19,5 Umdrehungen / Minute
Nabenhöhe	108 m (Stahlbetonturm)
Masse (Rotor inkl. Nabe)	ca. 45 Tonnen
Masse (Gondel ohne Rotor)	ca. 65 Tonnen
Betreiber	RIO Energie GmbH & Co. KG
Inbetriebnahme	Oktober / November 2008

Weitere Informationen

RIO Energie GmbH & Co. KG, Untere Zahlbacher Straße 13, 55131 Mainz
fon: +49 (0)6131 5 88 56 – 53, fax: +49 (0)6131 5 88 56 - 85
mail: info@rio-energie.de, internet: www.rio-energie.com

Die RIO Energie ist eine gemeinsame Tochter der juwi GmbH und der Stadtwerke Mainz AG

Abb. 5-5: Projektinfo RIO Energie GmbH & Co. KG

Zusätzlich speist noch eine Windkraftanlage am Standort Nieder-Olm ins Stromnetz der EnRM ein. Es handelt sich um eine von der Firma G.A.I.A. mbH betriebene Enercon E-53 mit 800 kW_{el}, die im Jahr 2007 in Betrieb ging. Sie speiste 2008 knapp 1,6 Mio. kWh_{el} ein.

Insgesamt wurden 2008 13,85 Mio. kWh_{el} ins Netz der EnRM eingespeist. Der jährliche Stromverbrauch der Stadt Mainz beläuft sich auf rund 1.500 Mio. kWh_{el}. Der Anteil der Windenergie an der Stromversorgung liegt demnach bei rund 0,92 %.

Seit Frühjahr 2010 speisen zwei weitere Windkraftanlagen des Typs E-82 rund 8,5 Mio. kWh_{el}/a ins Stromnetz der EnRM ein. Sie wurden auf dem Gemeindegebiet von Klein-Winternheim errichtet. Betreiber ist die RIO Energie GmbH & Co. KG. Mit diesen beiden Anlagen liegt die mit Windenergie erzeugte Strommenge in Mainz und Umgebung bei etwa 22 Mio. kWh_{el}/a, was knapp 1,5 % des Jahresstromverbrauchs in Mainz entspricht. Direkt auf dem Stadtgebiet Mainz werden davon rund 12,3 Mio. kWh_{el}/a erzeugt.

5.2.3 Diskutierte Standorte zur Erweiterung der Windenergienutzung

Um die Windenergienutzung in Mainz zu steigern, ist es notwendig, weitere Standorte als Vorranggebiete im Flächennutzungsplan der Stadt Mainz auszuweisen.

Folgende Standorte werden bereits im Stadtrat und der Öffentlichkeit diskutiert:

- **Laubenheimer Höhe: Gemarkungen „Hinter dem Heidelberg" und „Laubenheimer Muhl"**
- **Ebersheim: Erweiterung der Standorte**
- **Westlich und östlich der Rheinhessenstraße**
- **Grenzbereich der Gemarkungen Marienborn/Hechtsheim/Klein-Winternheim**
- **Mainz-Bretzenheim: an der L 419 (Saarstraße)**
- **Finther Flugplatz**
- **Mainz-Hechtsheim**

Am 17.12.2008 stimmte der Stadtrat einem Antrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen mit Ergänzungen der FDP und CDU zu, nach Anhörung der Ortsbeiräte Laubenheim und Hechtsheim, zwei Windstandorte auf der Laubenheimer Höhe durch eine Änderung des Flächennutzungsplans als Vorranggebiete auszuweisen. Der Ortsbeirat von Hechtsheim hat sich gegen die Ausweisung des Gebiets entschieden. Ein Stadtratsbeschluss vom 11.02.2009 fordert die Erstellung eines Gesamtkonzepts zur Nutzung von Windenergie.

Die juwi Holding AG plant laut ihrem Konzept „30 + x – Ein Energiekonzept für die Stadt Mainz und Umgebung" den Bau von 38 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 140 MW_{el} in der Region rund um Mainz bis 2013. Dadurch soll ein Jahresstromertrag von 425 Mio. kWh_{el} erzielt werden. Bis 2020 soll durch den Zubau von fünf modernen Windkraftanlagen jährlich sowie durch Repowering die Jahresstromerzeugung aus Windenergie auf 850 Mio. kWh_{el} erhöht werden.

Anfang 2011 lagen bei der unteren Immissionsschutzbehörde für das Stadtgebiet Mainz bereits 14 Bauanträge für Windenergieanlagen mit einer Leistung von je 3,4 MWel vor.

5.3 Vorgehensweise bei der Potenzialermittlung

Die Stadt Mainz betreibt die Fortschreibung des aktuell gültigen Flächennutzungsplans im Teilbereich Windenergie zwecks Ausweisung von Vorrangflächen für Windenergie. Das Stadtplanungsamt erstellte in Zusammenarbeit mit dem Umweltamt eine Restriktionskarte, die die Flächen darstellt, in denen keine Windkraftnutzung möglich sein wird.

Die verbleibenden Flächen werden auf die Eignung zur Nutzung von Windenergie geprüft. Für die geeigneten Standorte werden die Potenziale für die Stromerzeugung aus Wind ermittelt.

5.3.1 Anlagen

Zur Ermittlung der Stromerzeugungspotenziale werden Anlagen der Firma Enercon herangezogen. Das ist nicht als Produktempfehlung zu verstehen, sondern dient der Potenzialermittlung anhand marktverfügbarer Technik. Die E-82 ist eine speziell für mittlere Windstärken konzipierte Windkraftanlage mit einer Nennleistung von 2.000 kW_{el}. Sie wird bereits an den Windkraftstandorten in Mainz eingesetzt.

Der Trend in der Windenergiebranche geht zu größeren Anlagen mit mehr Leistung, größeren Rotoren und einem deutlich höheren Ertrag.

Mit der Windkraftanlage E-101 hat die Firma Enercon 2010 eine neue Anlage auf den Markt gebracht, die auf die Anforderungen der in diesem Konzept untersuchten Standorte zugeschnitten ist. Sie wird daher in der Potenzialbetrachtung für die Berechnungen herangezogen und als Alternative zur E-82 dargestellt.

Tab. 5-2: Technische Daten der Windkraftanlagen

Anlagentyp	E 82	E 101
Nennleistung	2.000 kW_{el}	3.000 kW_{el}
Rotordurchmesser	82 m	101 m
Nabenhöhe	78 – 138 m	135 m

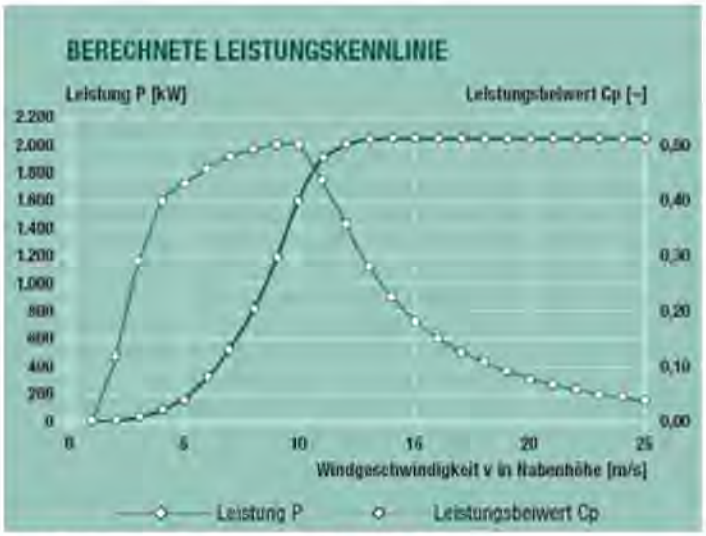


Abb. 5-6: E-82 [Enercon (2009?)]

5.3.2 Flächenbedarf

Der leistungsbezogene Flächenbedarf einer Windkraftanlage ist maßgeblich vom Verhältnis Rotordurchmesser zu Nennleistung abhängig. Die Empfehlungen zu Abständen zwischen Windrädern schwanken zwischen dem 5- bis 9-fachen des Rotordurchmessers in Hauptwindrichtung und des 3- bis 5-fachen Rotordurchmessers quer zur Hauptwindrichtung. [BV Wind (2010)]

Für eine ertragsoptimierte Aufstellung sollte der Abstand in Hauptwindrichtung mindestens das 7-fache des Rotordurchmessers und quer zur Hauptwindrichtung das 3-fache des Rotordurchmessers betragen. Alleine aus Gründen der Standsicherheit sind in Hauptwindrichtung auch Abstände vom rund 5-fachen des Rotordurchmessers ausreichend [Ewald (2009)].

Mit einer solchen „gedrängten" Aufstellung kann eine vorhandene Windparkfläche unter Umständen besser ausgenutzt werden. Es treten zwar Leistungsverluste von etwa zwei Prozent auf, der erzielte Ertrag auf der Windparkfläche kann allerdings deutlich höher ausfallen [Solarenergie (2010)].

Der Flächenbedarf F einer Anlage kann somit folgendermaßen abgeschätzt werden:

Ertragsoptimierte Aufstellung:

Abstand Hauptwindrichtung: 7-Mal Rotordurchmesser d

Abstand quer zur Hautwindrichtung: 3,5-Mal Rotordurchmesser d

$F = 7d \times 3{,}5d = 24{,}5 \times d^2$

Gedrängte Aufstellung:

Abstand Hauptwindrichtung: 5,5 -Mal Rotordurchmesser d

Abstand quer zur Hautwindrichtung: 3-Mal Rotordurchmesser d

$F = 5{,}5d \times 3d = 16{,}5 \times d^2$

Für die betrachteten Windkraftanlagen ergibt sich somit folgender Flächenbedarf:

Tab. 5-3: Flächenbedarf Windkraftanlagen

Anlagentyp	Ertragsoptimierte Aufstellung	Gedrängte Aufstellung
E-82	16,5 ha	11,1 ha
E-101	25,0 ha	16,8 ha

In Abhängigkeit von der installierten Nennleistung ergeben sich folgende Kennwerte:

Tab. 5-4: Kennwerte Windkraftanlagen

Anlagentyp	Ertragsoptimierte Aufstellung	Gedrängte Aufstellung
E-82	8,25 ha/MW_{el}	6,5 ha/MW_{el}
E-101	8,33 ha/MW_{el}	5,6 ha/MW_{el}

Während der Flächenbedarf der E-82 und der E 101 pro MW_{el} bei der ertragsoptimierten Aufstellung noch fast gleich ist, ergibt sich bei der gedrängten Aufstellung ein deutlicher Vorteil zugunsten der E-101. Die Flächen für die Nutzung von Windenergie auf dem Stadtgebiet Mainz sind kleinere Parzellen. Daher wird in der Regel die gedrängte Aufstellung gewählt.

Entscheidender als die installierte Leistung ist als Kennwert jedoch der erzielbare Stromertrag pro Jahr. Der Ertrag der Windkraftanlagen ist in großem Maße von den vorherrschenden Windverhältnissen abhängig. Je höher die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe, desto höher ist der Ertrag.

Die zwei im Stadtgebiet Mainz installierten Anlagen des Typs E-82 mit einer Nabenhöhe von 108 m liefern rund 4,27 Mio. kWh_{el}/a. An diesem Standort könnte eine Einzelanlage des Typs E-101 mit einer Nabenhöhe von 135 m unter der Annahme einer Windgeschwindigkeit von 6,15 m/s auf Nabenhöhe etwa 7,3 Mio. kWh_{el} erzeugen.[15]

Entscheidend für den Ertrag der Anlagen ist die Nabenhöhe. Je höher die Anlage, desto ungestörter von Bebauung und Orographie ist in der Regel die Windströmung und desto höher ist der Jahresstromertrag. Höhenbegrenzungen wirken sich daher negativ auf den Ertrag der Windkraftanlagen aus. Aus technisch-/betriebswirtschaftlicher Sicht sollte daher auf diese planerische Möglichkeit verzichtet werden.

5.4 Ausweisung von Vorrangflächen für Windenergie

5.4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Auf Grundlage der Landesentwicklungsprogramme (LEP) Rheinland-Pfalz werden von der Regionalplanung Ziele und Grundsätze der Windenergienutzung aufgestellt. Die Stadt Mainz liegt im Bereich der Planungsgemeinschaft Rheinhessen-Nahe.

Im regionalen Raumordnungsplan (RROP) werden für das nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB privilegierte Vorhaben Vorrang- und Vorbehaltsgebiete ausgewiesen. Dort werden vorwiegend Flächen für Windfarmen mit mehreren Windrädern berücksichtigt. Windparks mit bis zu fünf Windkraftanlagen können im Flächennutzungsplan ausgewiesen werden.

„Im Rahmen der Flächennutzungsplanung können weitere Standorte für Windenergieanlagen geplant werden. Dazu ist im Rahmen einer gemeindlichen Gesamtkonzeption die Darstellung von Sonderbauflächen in den Bauleitplänen erforderlich. Bei der Planung sind neben den Zielen der Raumordnung auch die Vorgaben des Gemeinsamen Rundschreibens der Landesregierung zur Standortsicherung und Beurteilung der Zulässigkeit von Windkraftanlagen zu beachten. Auch auf gemeindlicher Ebene ist eine Konzentration auf Bereiche mit hervorragender Eignung anzustreben. Dabei sind die Belange des Natur- und Vogelschutzes zu berücksichtigen.

[15] Auskunft Herr Krüger, Fa. Enercon vom 09.12.2009: Schätzung Ertrag E-101 am Standort Ebersheim Nord

*Die Errichtung von mehr als **fünf Windenergieanlagen** im räumlichen Verbund ist nur innerhalb der im Raumordnungsplan dargestellten Vorranggebiete zulässig. Entsprechende Vorhaben sind dort mit den Zielen von Raumordnung und Landesplanung vereinbar. Große bzw. sehr große Windenergieanlagen haben in den Vorranggebieten Vorrang vor kleineren Einzelanlagen."* [ROP Rheinhessen-Nahe (2004)]

Für die Zielerreichung der Stadt Mainz ist es förderlich, wenn diese Begrenzung auf maximal fünf Windkraftanlagen pro ausgewiesenes Vorranggebiet auf Ebene der Flächennutzungsplanerstellung entfällt. Der aktuelle regionale Raumordnungsplan sieht für das Stadtgebiet Mainz kein Vorrang- oder Vorbehaltsgebiet für Windenergie vor. Er wird derzeit überarbeitet. 2011 werden die Ergebnisse erwartet.

Im Flächennutzungsplan (FNP) sind zwei Flächen ausgewiesen. Sie befinden sich beide auf der Gemarkung des Stadtteils Ebersheim. Der Standort „Ebersheim Süd" ist mit drei Windrädern des Typs Enercon E-40 belegt, der Standort „Ebersheim Nord" mit einem Windrad des Typs Enercon E-40 und zwei Enercon E-82. Im Rahmen der Teilfortschreibung des FNP für den Bereich Windenergie sollen nach Möglichkeit weitere Flächen identifiziert werden. Dazu werden derzeit bekannte Restriktionen durch das Stadtplanungsamt in Zusammenarbeit mit der Verwaltung der Stadt Mainz in einer Karte dargestellt.

5.4.2 Restriktionsanalyse

5.4.2.1 Stellungnahme Umweltamt Mainz

Zur Vorbereitung der Fortschreibung des FNP für das Teilvorhaben Windenergie hat das Umweltamt der Stadt Mainz dem Stadtplanungsamt gegenüber eine schriftliche Stellungnahme abgegeben, in der die umweltrelevanten Restriktionen dargelegt werden.

Dabei wird unterschieden in Restriktionen, die aus Sicht des Umweltamts die Windenergienutzung grundsätzlich nicht zulassen und Restriktionen, die Entscheidungen im Einzelfall nur nach detaillierten Untersuchungen ermöglichen. Sie werden in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst dargestellt.

Tab. 5-5: Bekannte Restriktionen des Umweltamts der Stadt Mainz

Restriktionen - Ausschlusskriterium	Restriktionen - Detailuntersuchungen
Naturschutzgebiete	Grünzäsuren und regionale Grünzüge gemäß RROP
Natura 2000-Gebiete	Landschaftsbild
Landschaftsschutzgebiete	Bodenschutz (Altablagerung, Altstandorte)
Schutzobjekte: Gesetzlich geschützte Biotope (§28 LNatschG), Geschützte Landschaftsbestandteile, Naturdenkmale	Schattenwurf, Blendwirkung, „Discoeffekt“
Zusätzlich schutzwürdige Biotope und Strukturen (werden noch identifiziert)	(Teil-)Lebensräume der Fledermäuse
Vorranggebiet für den Arten- und Biotopschutz gemäß RROP	Abstand zu regionalen und überregionalen Rad- und Wanderwegen
Schwerpunktlebensräume des Feldhamsters	Potentielle Lebensräume des Feldhamsters
Nachweislich avifaunistisch wertvolle Lebensräume	Ventilations- und Kaltluftabflussbahnen
Vogelzuggebiete: Das Stadtgebiet Mainz ist für den Vogelzug ein Hauptdurchzugs-korridor	
Kompensationsflächen	
Wasserschutzgebiete Zone I + II	
Lärmschutz – Anforderungen der TA Lärm Empfohlene Abstände des Umweltamts: Wohngebiete: 1000 m Mischgebiet, Wohngebäude Außenbereich: 400 m Gewerbegebiete mit Wohnungen: 400 m	Detailuntersuchungen erfolgen jeweils im Genehmigungsverfahren
Zu geringe Windhöffigkeit – Referenzkriterium des EEG beachten	

Auf Flächen, die mit Restriktionen entsprechend Spalte 1,

Tab. 5-5 belegt sind, ist aus Sicht des Umweltamtes die Windenergienutzung ausgeschlossen. Auf Flächen mit Restriktionen entsprechend Spalte 2 ist grundsätzlich die Möglichkeit der Windenergienutzung gegeben. Zuvor ist eine nähere Einzelfallprüfung notwendig.

5.4.2.2 Ministeriales Rundschreiben - Hinweise zur Beurteilung der Zulässigkeit von Windenergieanlagen

In einem gemeinsamen Rundschreiben des Innen-, des Finanz-, des Wirtschafts- und des Umweltministeriums Rheinland-Pfalz [FM RLP (2006)] werden Hinweise zur Beurteilung der Zulässigkeit von Windenergieanlagen gegeben.

Für die konkrete Standortauswahl für Windenergieanlagen werden vor allem folgende Kriterien genannt:

- **Windverhältnisse**
- **Belange des Naturschutzes, der Landschaftspflege und der Erholung**
- **Günstige Lage zu Umspannwerken**
- **Leichte Erschließbarkeit durch vorhandene Wege**
- **Vorbelastung durch andere technische Anlagen**

In einer Tabelle werden Gebiete beschrieben, die als Windenergiestandorte generell nicht in Betracht kommen (Spalte 1) und Gebiete, in denen Windenergieanlagen nur eingeschränkt zulässig sind.

Tab. 5-6: Restriktionsgebiete Windenergie [FM RLP (2006)]

Spalte 1: Gebiete, die nicht in Betracht kommen	Spalte 2: Gebiete, die eingeschränkt in Betracht kommen
1. Normative Gebietsfestsetzungen, deren Zielsetzungen i.d.R. Beeinträchtigungen durch Windenergieanlagen ausschließen • Naturschutzgebiete, Kernzonen der Naturparke, Naturdenkmale und geschützte Landschaftsbestandteile im Sinne des vierten Abschnitts des Landesnaturschutzgesetzes (LNatschG) • Geplante Naturschutzgebiete, sofern sie in den regionalen Raumordnungsplänen dargestellt sind • Flächen i.S.d. § 28 Abs. 3 LNatschG • Wasserschutzgebiete (Zone 1) • Naturwaldreservate nach § 19 des Landeswaldgesetzes (LWaldG) • Biotopschutzwald nach § 18 LWaldG	1. Normative Gebietsfestsetzungen, deren Zielsetzungen Beeinträchtigungen durch Windkraftanlagen nur eingeschränkt zulassen • Naturparkbereiche mit Ausnahme der Kernzonen sowie Landschaftsschutzgebiete (nach Einzelfallzulassung durch die zuständige Naturschutzbehörde und soweit mit den jeweiligen Schutzzweckbestimmungen vereinbar) • Biosphärenreservate außerhalb von Kern- und Stillezonen • Natura 2000-Gebiete, vorbehaltlich der Ergebnisse einer durchzuführenden Verträglichkeitsprüfung i.S.d. §§ 34 und 35 des Bundesnaturschutzgesetzes (BNatschG)
2. Vorrangbereiche der regionalen Raumordnungspläne, deren Zielrichtungen i.d.R. die Errichtung von Windenergieanlagen ausschließen • Vorranggebiete für Arten- und Biotopschutz • Vorrangbereiche für den Ressourcenschutz • Vorrangbereiche für Rohstoffgewinnung	2. Vorrangbereiche der regionalen Raumordnungspläne, deren Zielrichtungen die Errichtung von Windenergieanlagen einschränken können • Regionale Grünzüge • Vorrangbereiche für die Wasserwirtschaft • Vorbehaltsbereiche für den Fremdenverkehr • Weitere für die Gewinnung von Rohstoffen bedeutsame Flächen • Freiflächen zur Sicherung natürlicher Ressourcen
3. Sonstige Gebiete, die i.d.R. Beeinträchtigungen durch Windenergieanlagen ausschließen • Tiefluggebiete • Richtfunkstrecken • Hauptvogelzuglinien und -rastplätze	3. Sonstige Gebiete, deren Zielsetzungen die Errichtung von Windenergieanlagen nur eingeschränkt zulassen • Landschaftsbildelemente von regionaler Bedeutung (kulturhistorisch, geologisch und geomorphologisch besonders bedeutsame Gebiete) • Wald nach LWaldG • Wasserschutzgebiete der Zone 2 • Sonstige für die Entwicklung und Erhaltung vorgesehene Flächen der Planung vernetzter Biotopsysteme

Des Weiteren werden folgende Mindestabstände empfohlen:

Tab. 5-7: Abstände nach Empfehlung des Ministerialen Rundschreibens
[FM RLP (2006)]

Wohngebiete	1.000 m
Einzelne Wohngebäude im Außenbereich	400 m
Naturwaldreservate, Biotopschutz-Waldreservate	200 m
Naturschutzgebiete	200 m
FFH-Gebiete	200 m
Flächen nach § 28 Bas. 3 LNatschG	200 m
Rote Listen Biotoptypen	200 m
Flächen zur Erhaltung oder Entwicklung im Sinne der Planung vernetzter Biotopsysteme	200 m
Brut- und Rastplätze gefährdeter Vogelarten, empfindliche Vogellebensräume	200 m (ggfs. 500 m)
Richtfunkstrecken	50 m beidseitig
Freileitungen ab 30 kV	Einfache Kipphöhe

Rechtliche fest fixierte Abstände ergeben sich aus den Regelungen der Landesbauordnung (LBauO) und den Immissionsschutz-rechtlichen Anforderungen. Die Abstände zur Nachbarbebauung nach LBauO betragen in der Regel 0,4 x Höhe (H) des Bauvorhabens, in Ausnahmefällen 0,25 x H. Die Höhe der Windkraftanlage ist dabei die Nabenhöhe zuzüglich des Rotorradius. Die Tiefe der Abstandsfläche ist mit 0,464 x H zu berechnen.

Mindestabstände ergeben sich zusätzlich aus den Anforderungen des Lärmschutzes entsprechend der TA Lärm. Sie werden mittels einer Schallimmissionsprognose nach der VDI Richtlinie 2714 „Schallausbreitung in Freien" ermittelt.

Hierzu hat das Landesamt für Umweltschutz und Gewerbeaufsicht (LUWG) in Abhängigkeit von der Höhe der Schallemission (Schallleistungspegel), der Anlage und der Schutzwürdigkeit von Baugebieten, die aus der nachfolgenden Tabelle ersichtlichen „Mindestabstände von Windenergieanlagen zu Baugebieten" berechnet, bei deren Einhaltung schädliche Geräuscheinwirkungen nicht zu erwarten sind.

Tab. 5-8: Mindestabstände aufgrund der Lärmemission von Windenergieanlagen nach LUWG Rheinland-Pfalz [FM RLP (2006)]

Schallleistungspegel der Gesamtanlage L_{WAges} in DB(A)	Baugebiete	Mindestabstände zur nächsten Anlage in Meter
100	Gewerbegebiet GE	125
	Misch-Dorfgebiet MI (einzelne Wohnhäuser im Außenbereich)	225
	Allg. Wohngebiet WA (Campingplätze)	400
	Reines Wohngebiet WR	725
98	Gewerbegebiet GE	100
	Misch-Dorfgebiet MI (einzelne Wohnhäuser im Außenbereich)	175
	Allg. Wohngebiet WA (Campingplätze)	325
	Reines Wohngebiet WR	575
95	Gewerbegebiet GE	65
	Misch-Dorfgebiet MI (einzelne Wohnhäuser im Außenbereich)	125
	Allg. Wohngebiet WA (Campingplätze)	225
	Reines Wohngebiet WR	400
92	Gewerbegebiet GE	45
	Misch-Dorfgebiet MI (einzelne Wohnhäuser im Außenbereich)	85
	Allg. Wohngebiet WA (Campingplätze)	160
	Reines Wohngebiet WR	290

Bei einem Schallleistungspegel von über 100 dB (A), sowie bei Besonderheiten der Topographie oder Kumulation der Anlagen, sind die Abstände in einer Einzelfallprüfung zu ermitteln.

Schädliche Umwelteinwirkungen gemäß Bundesimmissionsschutzgesetz (BImschG) können auch durch Schattenwurf der Anlage entstehen. Als Immissionsrichtwert sind eine Beschattungsdauer von maximal 30 Stunden pro Jahr und 30 Minuten pro Tag einzuhalten. Laut dem Ministerialem Rundschreiben kann davon ausgegangen werden, dass bei einem Abstand einer Windkraftanlage von mindestens 1.300 m keine Schattenwurfprobleme mehr auftreten. [FM RLP (2006)]

Hinsichtlich Abstandsregelungen und Restriktionen sind weiterhin zu beachten:

Tab. 5-9: Rechtliche Regelungen bezüglich der Genehmigung von Windenergieanlagen

Straßenrecht	Die Verkehrsbehörde ist einzuschalten, wenn der Abstand der Windkraftanlage zu Verkehrsanlagen das 1,5-fache ihrer Höhe unterschreitet.
Wasserstraßenrecht	Sind durch die Nähe einer Windkraftanlage zu Wasserstraßen Beeinträchtigungen zu erwarten, ist eine strom- und schifffahrtspolizeiliche Genehmigung notwendig.
Luftverkehr	Bauschutzbereiche von Flugplätzen (hier: Verkehrslandeplatz Mainz-Finthen) sind freizuhalten.
Militärische Anlagen	Schutzbereiche sind zu beachten. Die Beeinträchtigung von militärischen Richtfunkstrecken und Radaranlagen ist zu vermeiden.
Denkmalschutzrecht	Die untere Denkmalbehörde ist einzuschalten, wenn durch eine Windkraftanlage ein geschütztes Kulturdenkmal in seinem Erscheinungsbild beeinträchtigt wird.
Wasserrecht	Anbaubeschränkungen gemäß § 76 Landeswassergesetz sind zu beachten.
Waldrecht	Der Abstand zwischen oberster Baumkrone und unterem Rotorblattende sollte aus ertragstechnischen Gründen mindestens 15 m betragen. Rodungsgenehmigung ist bei Bedarf einzuholen.

5.4.3 Auswertung der Restriktionen

Die in Kapitel 5.5.1 dargestellte Restriktionskarte wurde vom Stadtplanungsamt (in Zusammenarbeit mit der Stadtverwaltung) erarbeitet. Die Stellungnahme des Umweltamts wurde berücksichtigt. Diese orientiert sich vor allem an den Empfehlungen des Ministerialen Rundschreibens [FM RLP (2006)]. Der Bau- und Sanierungsausschuss der Stadt Mainz hat in der Sitzung am 04.02.2010 die Restriktionskarte zur Kenntnis genommen.

Aus den bauordnungs- und immissionsrechtlich fest verankerten Abständen nach LBauO und BImschG können sich für die betrachteten Anlagen folgende Anforderungen ergeben:

Nach der Abstandsregelung gemäß § 8 LBauO ergeben sich Mindestabstände zwischen 56 m und 92 m.

Anlagentyp E 82: Nabenhöhe 108 m, Rotorradius 41 m

Mindestabstand = (Nabenhöhe + 0,4637 x Rotorradius) * H + Rotorradius

Mindestabstand = (101 + 0,4637 x 41)*0,4 + 41 = 89 m

Anlagentyp E 101: Nabenhöhe 135 m, Rotorradius 50,5 m

Mindestabstand = (135 + 0,4637 x 50,5)*0,4 + 50,5 = 111 m

Entscheidendes Kriterium ist allerdings mehr die Mindestabstandsbestimmung auf Basis der Schallimmissionsbestimmung und den Anforderungen nach der TA Lärm.

Der Schallleistungspegel der neuen Windkraftanlagen wird in der Regel über 100 dB(A) liegen. Daher werden Einzelfallgutachten erforderlich sein und die Mindestabstände über den höchsten Tabellenwerten der LUWG liegen:

WR	725 m
WA	400 m
MI	225 m
GE	125 m

Der Schallleistungspegel der E-101 liegt bei 107 dB(A), die einer E-82 bei 104 dB(A). In einem Windpark mit mehreren Anlagen wird der gesamte Schallleistungspegel demnach über 100 dB (A) liegen.

5.5 Standorte im Stadtgebiet Mainz

5.5.1 Potentielle Standorte für Windkraftanlagen (Stand März 2010)

Für das Stadtgebiet Mainz steht nach Berücksichtigung der Restriktionsanalyse des Stadtplanungsamts (Stand März 2010) eine begrenzte Anzahl an Flächen für die Windenergienutzung zur Verfügung. Diese liegen auf den Gemarkungen der Stadtteile Marienborn, Hechtsheim und Ebersheim (grüner Kreis) im südlichen Bereich des Stadtgebietes. Hier sollte eine Konzentration der Windenergienutzung erfolgen. Im nördlichen Bereich des Stadtgebietes gibt es auf Grund der Siedlungsdichte und weiterer Restriktionen keine potentiellen Standorte.

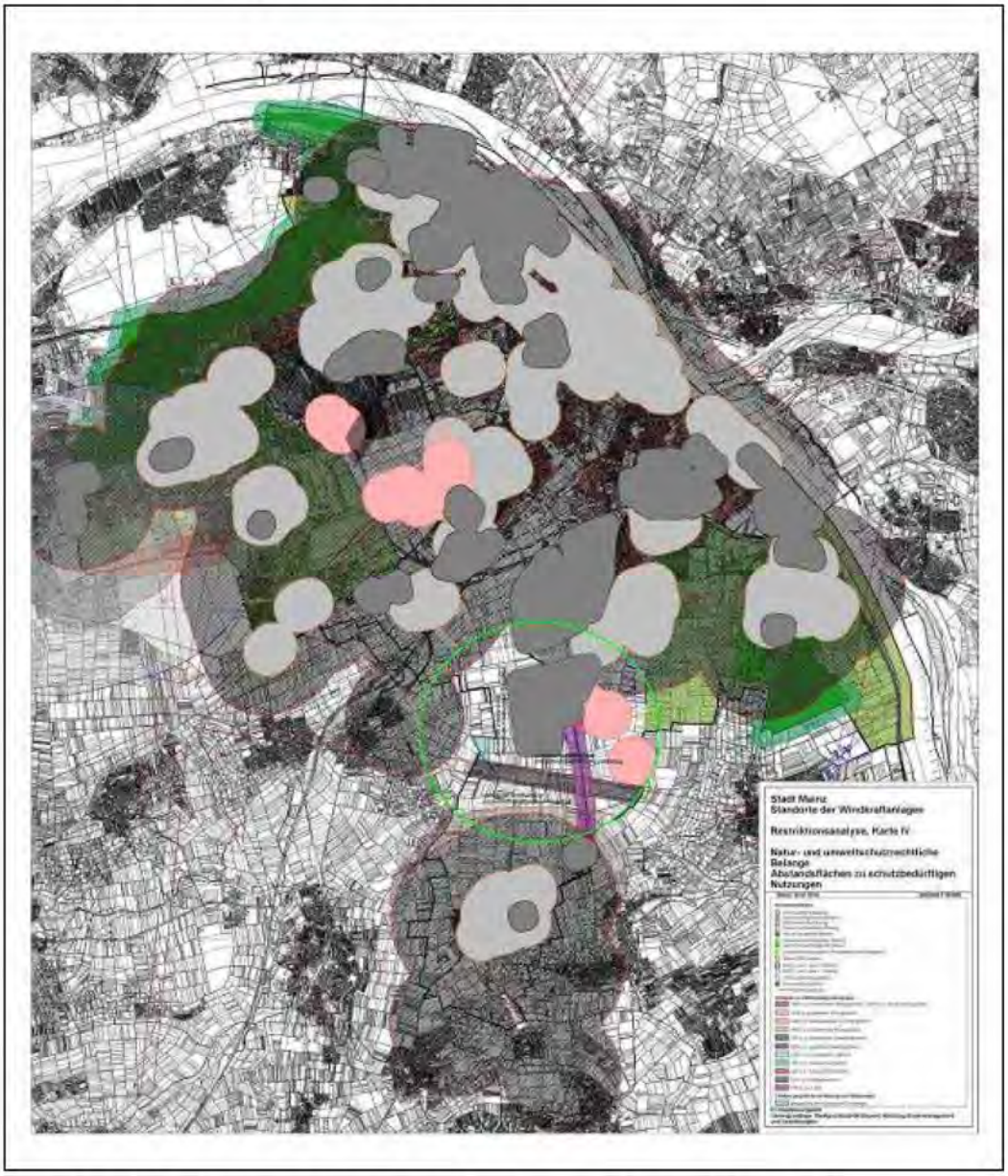


Abb. 5-7 Stadt Mainz – Restriktionsanalyse Karte IV (Stand März 2010)

Neben den bereits berücksichtigten Restriktionen sind die Belange des Artenschutzes und des Klimaschutzes bei der Planung zu berücksichtigen. Die Untersuchungen im Bereich Artenschutz, insbesondere zum Vogelzug und zu Rastvögeln, waren zum Zeitpunkt der Bearbeitung noch nicht abgeschlossen, so dass die Ergebnisse noch nicht einbezogen werden konnten.

Erste Zwischenergebnisse der Beratungsstelle Natur lassen darauf schließen, dass die in der vorliegenden Karte für Windenergienutzung geeigneten freien Flächen noch weiter eingeschränkt werden. Daher ist damit zu rechnen, dass das nachfolgend dargestellte Potenzial der Windenergie im Stadtgebiet Mainz nicht vollständig genutzt werden kann.

Zur besseren Orientierung wurde die in der Restriktionskarte zum Stand März 2010 noch verfügbaren Flächen in neun Teilflächen untergliedert, die hinsichtlich einer möglichen Belegung mit Windkraftanlagen untersucht wurden.

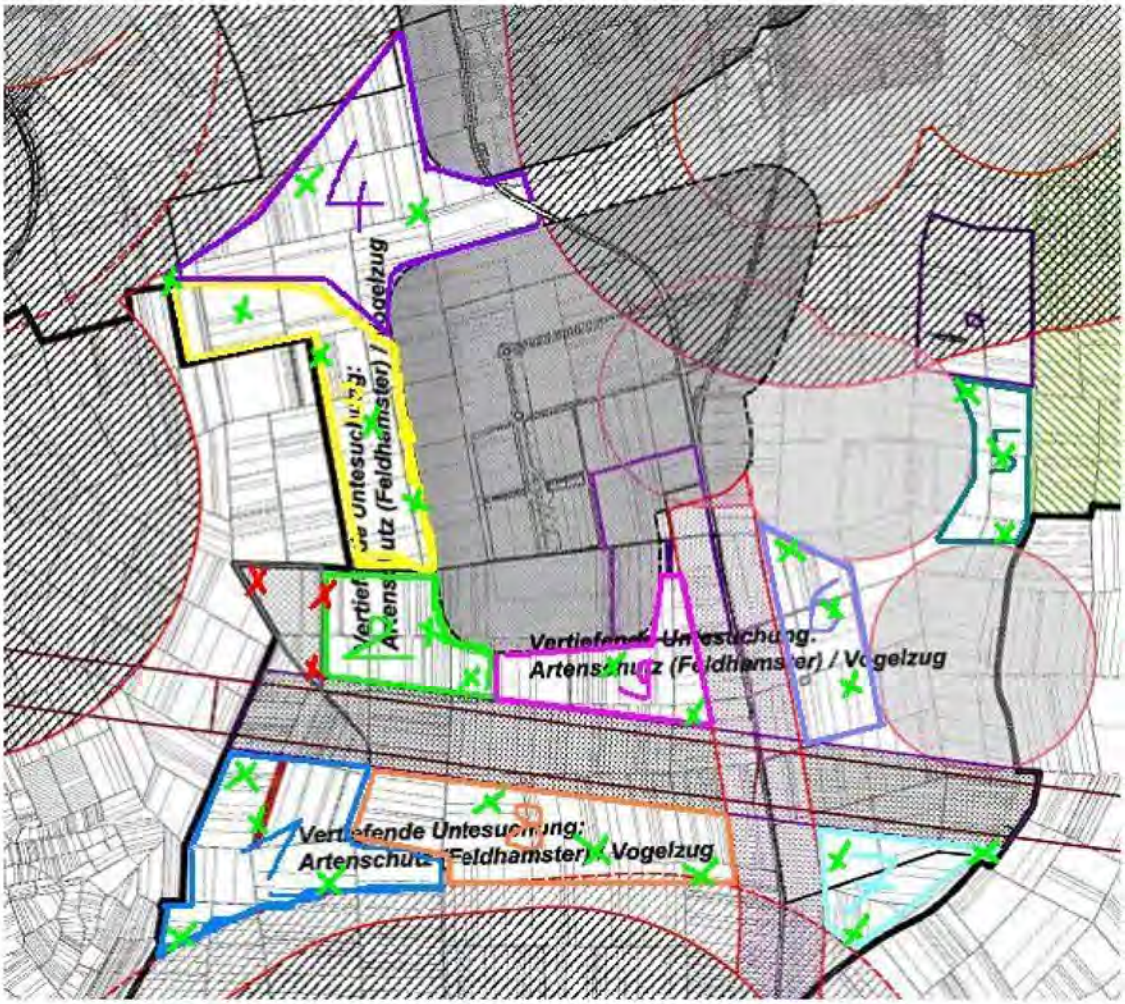


Abb. 5-8: Übersichtskarte Belegung Windkraftanlagen

Die roten Kreuze stellen bestehende Windkraftanlagen dar, die grünen Kreuze neue potenzielle Standorte.

Die entscheidenden Kriterien für die Verteilung der Windkraftanlagenstandorte in den Teilflächen sind das Einhalten der notwendigen Abstände zwischen den Anlagen, sowie die Berücksichtigung der Hauptwindrichtungen. Grundsätzlich ist es zudem sinnvoll, als Standorte für die Windkraftanlagen die Flächen mit dem örtlich höchsten Windpotenzial zu wählen, da dort der Stromertrag bei gleichem Eingriff deutlich höher ist.

Da nur eine geringe Gesamtfläche zur Verfügung steht, wurde in der Regel eine gedrängte Aufstellung gewählt. Die Abstände zwischen den Anlagen betragen dabei mindestens den dreifachen Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung und den fünffachen Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung.

Vorteil gegenüber einer ertragsoptimierten Aufstellung ist, dass mehrere Windkraftanlagen installiert werden können und dadurch mehr Windstrom erzeugt werden kann. Nachteil ist die geringere Energieausbeute der einzelnen Windkraftanlagen (WKA) aufgrund eines schlechteren Parkwirkungsgrades und somit eine geringere Wirtschaftlichkeit der Anlage.

Die Hauptwindrichtung in diesem Korridor ist Südwest und West-Südwest. Daher wurden die Anlagen möglichst quer zu dieser Windrichtung positioniert. Sie stehen in Nebenwindrichtung zueinander und können dadurch enger zusammenstehen.

Die Hauptvogelzugrichtung verläuft nach ersten Aussagen zu den Untersuchungen in Südwest-Nordost-Richtung. Unter Berücksichtigung der allgemeingültigen Forderung, Windkraftanlagen in Reihe und nicht quer zu dieser aufzustellen, ergibt sich ein Widerspruch zwischen technisch- und wirtschaftlich optimierter und hinsichtlich Naturschutzbelange optimierter Aufstellung der Windkraftanlagen, der in Detailplanungen zu lösen sein wird.

Für die Ermittlung der Abstände, der installierbaren Leistung und des Windstromerzeugungspotenzials wurde mit der Windkraftanlage des Typs E-101 von der Firma Enercon mit einem Rotordurchmesser von 101 m und einer Nennleistung von 3 MW_{el} gerechnet.

Die einzuhaltenden Abstände sind dann mindestens

- **303 m in Nebenwindrichtung**
- **505 m in Hauptwindrichtung.**

Zur Abschätzung des Windstromerzeugungspotenzials wurden Vollbenutzungsstunden in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in 100 Metern Höhe überschlägig ermittelt.

Tab. 5-10: Vollbenutzungsstunden (Vbh) der WKA in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit (V_{ave})

V_{ave} [m/s] in 100 m Höhe	Vbh [h] E-101	Vbh [h] E 82	V_{ave} [m/s] in 100 m Höhe	Vbh [h] E-101	Vbh [h] E 82
5,5-5,6	2000	1800	5,9-6,0	2400	2200
5,6-5,7	2100	1900	6,0-6,1	2500	2300
5,7-5,8	2200	2000	6,1-6,2	2600	2400
5,8-5,9	2300	2100	6,2-6,3	2700	2500

Die Ermittlung der Vollbenutzungsstunden erfolgte anhand der Referenzwerte der im Stadtgebiet bestehenden Anlagen, insbesondere der des Typs E-82 in Ebersheim Nord sowie detaillierten Berechnungen der Enercon GmbH für die Standorte Ebersheim Nord, Ebersheim Süd und Laubenheimer Höhe, einer Karte des Umweltamts Mainz mit Daten des Deutschen Wetterdienstes zu Windgeschwindigkeiten auf 80 m Höhe und Abschätzungen der juwi AG im Rahmen des Konzepts „30 + x – Ein Energiekonzept für die Stadt Mainz und Umgebung".

Tab. 5-11: Referenzwerte der E-82 in Ebersheim Nord

V_{ave} [m/s] in 100 m Höhe	5,8-6,0
Mittlerer Jahresertrag [Mio. kWh]	4,27
Vollbenutzungsstunden [h]	2.135

Tab. 5-12: Detaillierte Ertragsberechnungen der Enercon GmbH für E-101

Standort	Vave [m/s] in 100 m Höhe	Ermittelter Ertrag [Mio. kWh]	Vollbenutzungs-stunden [h]
Ebersheim Nord	5,8-6,0	6,7-7,4	2.233-2.467
Ebersheim Süd	6,0-6,2	7,2-8,0	2.400-2.667
Laubenheimer Höhe	5,9-6,1	7,0-7,8	2.333-2.600

Tab. 5-13: Ertragsabschätzung der 2010 in Betrieb gehenden E-82 am Standort Wörrstadt

Vave [m/s] in 100 m Höhe	5,8-6,0
Mittlerer Jahresertrag [Mio. kWh]	4,25
Vollbenutzungsstunden [h]	2.125

Tab. 5-14: Ertragsabschätzung der juwi AG für eine E-82im Rahmen des Konzepts „30 + x – Ein Energiekonzept für die Stadt Mainz und Umgebung"

Nabenhöhe der Anlage [m]	138
Mittlerer Jahresertrag [Mio. kWh]	6-7
Vollbenutzungsstunden [h]	3.000-3.500

In den folgenden Kapiteln werden die neun Teilflächen, einzeln mit Angaben zu den Abständen der Windkraftanlagen zueinander, der Windgeschwindigkeit am Standort in 100 m Höhe sowie dem möglichen Ertrag in Abhängigkeit der installierten Leistung und der erreichten Vollbenutzungsstunden dargestellt.

Die Wahl der Standorte orientiert sich an dem Ziel, einen möglichst hohen Windenergieertrag auf der zur Verfügung stehenden Fläche zu erreichen. Ob die Grundstücke zur Verfügung stehen, und welche Standorte ein konkreter Investor tatsächlich erhält, ist nicht Teil dieser Potenzialermittlung.

5.5.1.1 Teilfläche 1

Auf dieser Teilfläche könnten (bei Einhaltung der mindestens notwendigen Abstände) bis zu vier Windkraftanlagen (WKA) errichtet werden:

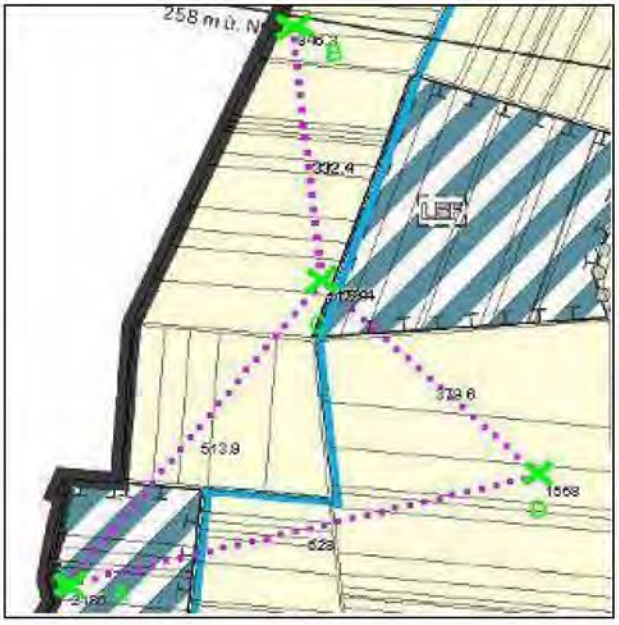


Abb. 5-9: Belegung der Teilfläche 1 mit Windkraftanlagen

Tab. 5-15: Abstände Teilfläche 1

Strecke zwischen WKA	Entfernung	Windrichtung
A-C	514 m	Hauptwindrichtung
B-C	332 m	Nebenwindrichtung
C-D	380 m	Nebenwindrichtung
D-A	628 m	Hauptwindrichtung

Tab. 5-16: Ertragsabschätzung Teilfläche 1

			E 101			
Standort	**WEA-Nr.**	**V_{ave} [m/s] in 100 m Höhe**	**Vbh [h]**	**Installierte Leistung [MW]**	**Potentieller Ertrag [MWh/a]**	**Summe Ertrag [MWh/a]**
1	1A	6,2-6,3	2.700	3	8.100	**30.600**
	1B	6,0-6,1	2.500	3	7.500	
	1C	6,0-6,1	2.500	3	7.500	
	1D	6,0-6,1	2.500	3	7.500	

Auf der Fläche 1 könnten rund 30,6 Mio. kWh_{el}/a Windstrom erzeugt werden.

Bezüglich der Windhöffigkeit bietet diese Fläche technisch und wirtschaftlich sehr geeignete Standorte für Windkraftanlagen.

5.5.1.2 Teilfläche 2

Auf dieser Teilfläche könnten bei Einhaltung der mindestens notwendigen Abstände zwei WKA errichtet werden:

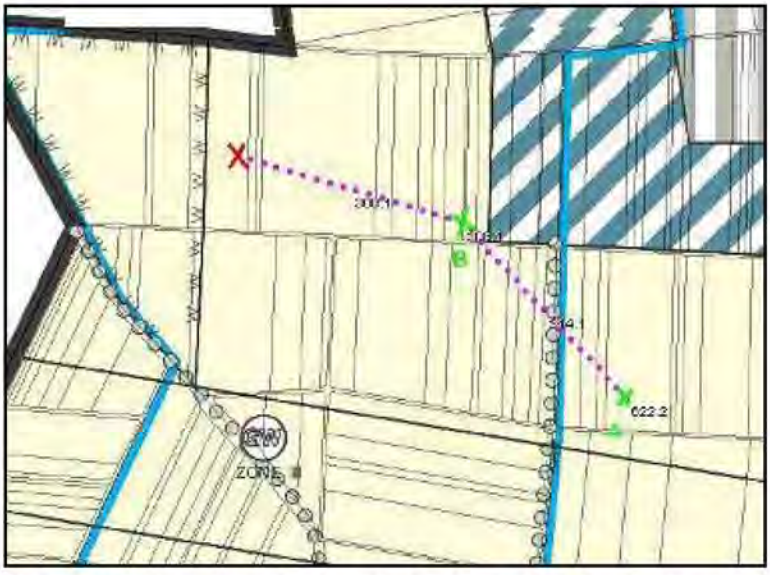


Abb. 5-10: Belegung der Teilfläche 2 mit Windkraftanlagen

Tab. 5-17: Abstände Teilfläche 2

Strecke zwischen WKA	Entfernung	Windrichtung
A-Bestandsanlage	308 m	Nebenwindrichtung
A-B	314 m	Nebenwindrichtung

Tab. 5-18: Ertragsabschätzung Teilfläche 2

			E 101			
Standort	**WEA-Nr.**	**V_{ave} [m/s] in 100 m Höhe**	**Vbh [h]**	**Installierte Leistung [MW]**	**Potentieller Ertrag [MWh/a]**	**Summe Ertrag [MWh/a]**
2	2A	5,8-5,9	2.300	3	6.900	
	2B	5,7-5,8	2.200	3	6.600	**13.500**

Auf der Fläche 2 könnten rund 13,5 Mio. kWh_{el}/a Windstrom erzeugt werden. Aus technisch-wirtschaftlicher Sicht ist dieses Gebiet für die Windkraftnutzung geeignet.

5.5.1.3 Teilfläche 3

Auf dieser Teilfläche könnten (bei Einhaltung der mindestens notwendigen Abstände) bis zu fünf WKA errichtet werden. Die bestehenden Flächen auf der Gemarkung von Klein-Winternheim sind berücksichtigt. Weitere Standorte sind dort ausgewiesen. Eine enge Abstimmung ist daher mit der Nachbargemeinde der Stadt Mainz notwendig.

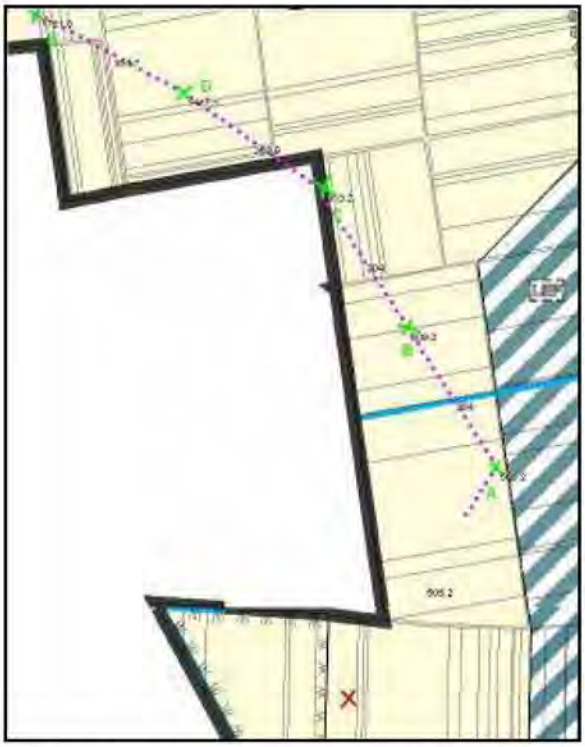


Abb. 5-11: Belegung der Teilfläche 3 mit Windkraftanlagen

Tab. 5-19: Abstände Teilfläche 3

Strecke zwischen WKA	Entfernung	Windrichtung
A-B	304 m	Nebenwindrichtung
B-C	304 m	Nebenwindrichtung
C-D	304 m	Nebenwindrichtung
D-E	304 m	Nebenwindrichtung
E-Bestandsanlage	505 m	Hauptwindrichtung

Tab. 5-20: Ertragsabschätzung Teilfläche 3

			E 101			
Standort	**WEA-Nr.**	**Vave [m/s] in 100 m Höhe**	**Vbh [h]**	**Installierte Leistung [MW]**	**Potentieller Ertrag [MWh/a]**	**Summen Ertrag [MWh/a]**
3	3A	5,7-5,8	2.200	3	6.600	33.900
	3B	5,7-5,8	2.200	3	6.600	
	3C	5,7-5,8	2.200	3	6.600	
	3D	5,8-5,9	2.300	3	6.900	
	3E	5,9-6,0	2.400	3	7.200	

Auf der Teilfläche 3 könnten rund 33,9 Mio. kWh_{el}/a Windstrom erzeugt werden. Aus technisch-wirtschaftlicher Sicht ist dieses Gebiet für die Windkraftnutzung noch geeignet.

5.5.1.4 Teilfläche 4

Auf dieser Teilfläche könnten (bei Einhaltung der mindestens notwendigen Abstände) zwei WKA errichtet werden:

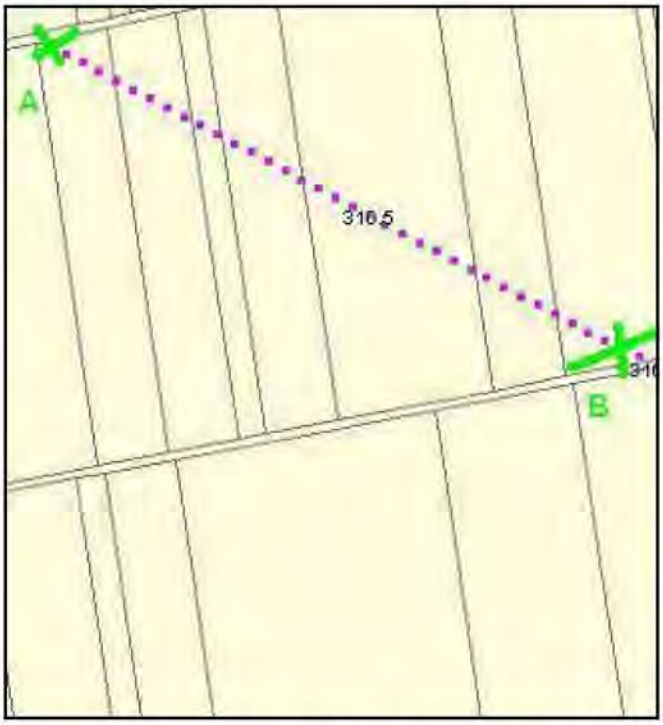


Abb. 5-12: Belegung der Teilfläche 4 mit Windkraftanlagen

Tab. 5-21: Abstände Teilfläche 4

Strecke zwischen WKA	Entfernung	Windrichtung
A-B	311 m	Nebenwindrichtung

Tab. 5-22: Ertragsabschätzung Teilfläche 4

			E 101			
Standort	**WEA-Nr.**	**Vave [m/s] in 100 m Höhe**	**Vbh [h]**	**Installierte Leistung [MW]**	**Potentieller Ertrag [MWh/a]**	**Summen Ertrag [MWh/a]**
4	4A	5,5-5,6	2.000	3	6.000	12.000
	4B	5,5-5,6	2.000	3	6.000	

Auf der Teilfläche 4 könnten rund 12,0 Mio. kWh_{el}/a Windstrom erzeugt werden. Aufgrund der im Vergleich zu den anderen Standorten geringeren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit ist die Wirtschaftlichkeit der WKA fraglich.

Ein Referenzertrag für die E-101 wurde von der Fördergesellschaft Windenergie e.V. noch nicht veröffentlicht. Zur Sicherung der Einspeisevergütung für den Windstrom nach dem EEG muss 60 % des Referenzertrags eingehalten werden. Um diese Anforderung überschlägig zu prüfen, wurde eine Ertragsabschätzung für eine E-82 mit 108 m Nabenhöhe vorgenommen und mit dem Referenzertrag verglichen.

Der Referenzertrag liegt bei rund 30,92 Mio. kWh_{el} in 5 Jahren, also 6,18 Mio. kWh_{el} pro Jahr. 60 % des Referenzertrags sind somit 3,71 Mio kWh_{el} /a.

Für die Standorte in der Teilfläche 4 sind für eine E-82 mit 108 m Nabenhöhe Vollbenutzungsstunden von 1.800 - 1.900 h/a zu erwarten, was einen Jahresertrag von 3,6 bis 3,8 Mio. kWh_{el} ergibt.

Die Einhaltung der Mindestanforderung, 60 % des Referenzertrags zu erreichen, und somit die Eignung dieser Standorte ist daher zumindest fraglich. Dies ist durch ein Standortgutachten genau zu prüfen. Sofern Windkraftanlagen auf der Teilfläche 3 errichtet werden, sind dabei zusätzliche Ertragsminderungen durch den Windparkeffekt zu berücksichtigen.

Aus technisch-wirtschaftlicher Sicht bietet die Teilfläche 4 die am wenigsten geeigneten Standorte, die nach der aktuellen Restriktionskarte bisher noch nutzbar sind.

5.5.1.5 Teilfläche 5

Auf dieser Teilfläche könnten bei Einhaltung der mindestens notwendigen Abstände drei WKA errichtet werden:

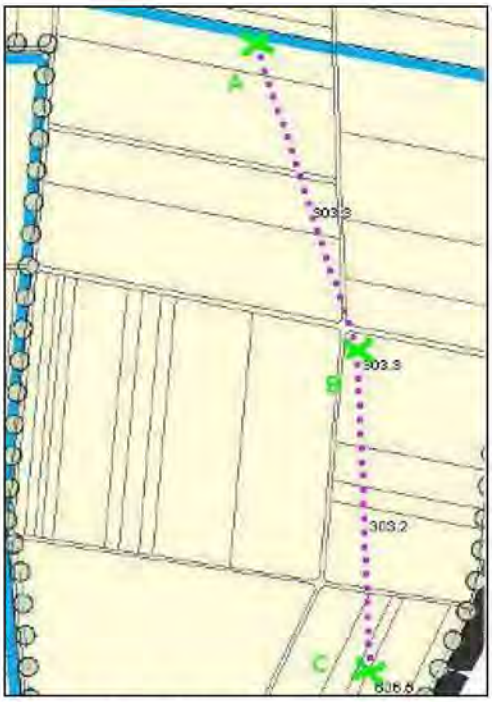


Abb. 5-13: Belegung der Teilfläche 5 mit Windkraftanlagen

Tab. 5-23: Abstände Teilfläche 5

Strecke zwischen WKA	Entfernung	Windrichtung
A-B	303 m	Nebenwindrichtung
B-C	303 m	Nebenwindrichtung

Tab. 5-24: Ertragsabschätzung Teilfläche 5

			E 101			
Standort	**WEA-Nr.**	**Vave [m/s] in 100 m Höhe**	**Vbh [h]**	**Installierte Leistung [MW]**	**Potentieller Ertrag [MWh/a]**	**Summen Ertrag [MWh/a]**
5	5A	5,6-5,7	2.100	3	6.300	**19.200**
	5B	5,6-5,7	2.100	3	6.300	
	5C	5,7-5,8	2.200	3	6.600	

Auf der Fläche 5 könnten rund 19,2 Mio. kWh_{el}/a Windstrom erzeugt werden. Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit auf 100 m Höhe ist mit 5,6 - 5,8 m/s im Vergleich zu anderen Standorten niedrig.

Die Einhaltung der Mindestanforderung, 60 % des EEG-Referenzertrags zu erzeugen, bedarf in diesem Teilgebiet ebenfalls einer genauen Vorprüfung.

Eine Windkraftanlage des Typs E-82 erreicht entsprechend einer überschlägigen Abschätzung rund 1.900 - 2.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr, was pro Anlage eine jährliche Stromerzeugung von 3.800 - 4.000 Mio. kWh_{el}/a bedeutet.

Sollten jedoch auf den aus technisch-wirtschaftlicher Sicht besser geeigneten Teilflächen 1, 6, 8 und 9 Windkraftanlagen errichtet werden, stehen die Anlagen auf der Teilfläche 5 in der dritten, bzw. vierten Reihe in Hauptwindrichtung. Dadurch sind erhebliche Ertragseinbußen durch den Windparkeffekt, die bei 5 - 10 % pro Reihe liegen können, zu erwarten. Dann ist auch die Erreichung der 60 % des EEG-Referenzertrags gefährdet.

5.5.1.6 Teilfläche 6

Auf dieser Teilfläche könnten (bei Einhaltung der mindestens notwendigen Abstände) drei WKA errichtet werden:

Abb. 5-14: Belegung Teilfläche 6 mit Windkraftanlagen

Tab. 5-25: Abstände Teilfläche 6

Strecke zwischen WKA	Entfernung	Windrichtung
A-B	321 m	Nebenwindrichtung
B-C	310 m	Nebenwindrichtung

Tab. 5-26: Ertragsabschätzung Fläche 6

			E 101			
Standort	**WEA-Nr.**	**Vave [m/s] in 100 m Höhe**	**Vbh [h]**	**Installierte Leistung [MW]**	**Potentieller Ertrag [MWh/a]**	**Summen Ertrag [MWh/a]**
6	6A	5,7-5,8	2.200	3	6.600	**19.800**
	6B	5,7-5,8	2.200	3	6.600	
	6C	5,7-5,8	2.200	3	6.600	

Auf der Fläche 6 könnten rund 19,8 Mio. kWh_{el}/a Windstrom erzeugt werden. Sollten auf den aus technisch-wirtschaftlicher Sicht besser geeigneten Teilflächen 1, 8 und 9 Windkraftanlagen errichtet werden, stehen die Anlagen auf der Teilfläche 6 in der zweiten, dritten beziehungsweise vierten Reihe in Hauptwindrichtung. Dadurch sind deutliche Ertragseinbußen durch den Windparkeffekt von 5 - 10 % je Reihe zu erwarten.

5.5.1.7 Teilfläche 7

Auf dieser Teilfläche könnten bei Einhaltung der mindestens notwendigen Abstände drei WKA errichtet werden:

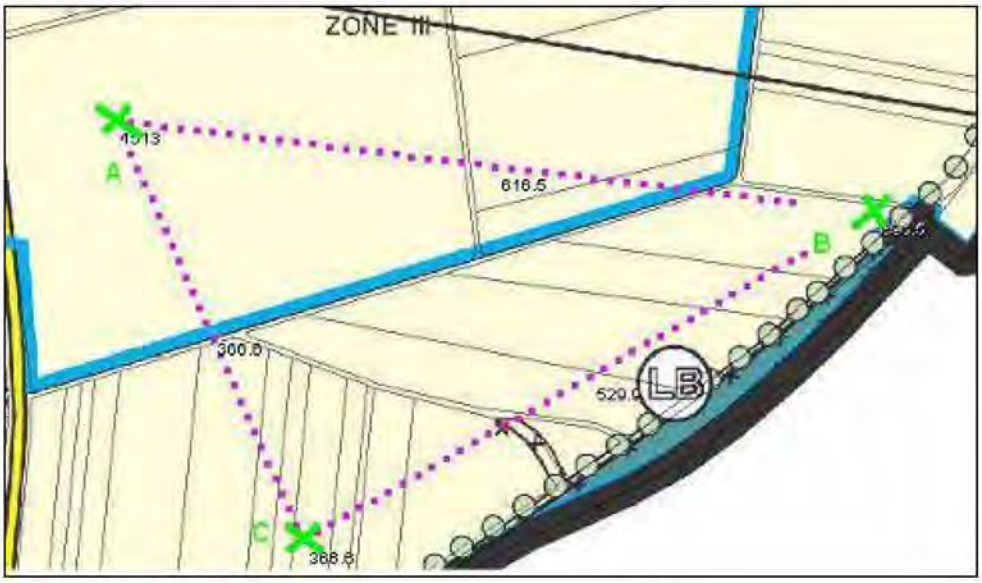


Abb. 5-15: Belegung Teilfläche 7 mit Windkraftanlagen

Tab. 5-27: Abstände Teilfläche 7

Strecke zwischen WKA	Entfernung	Windrichtung
A-B	616 m	Nebenwindrichtung
B-C	530 m	Hauptwindrichtung
C-A	366 m	Nebenwindrichtung

Tab. 5-28: Ertragsabschätzung Teilfläche 7

			E 101			
Standort	**WEA-Nr.**	**Vave [m/s] in 100 m Höhe**	**Vbh [h]**	**Installierte Leistung [MW]**	**Potentieller Ertrag [MWh/a]**	**Summen Ertrag [MWh/a]**
7	7A	5,8-5,9	2.300	3	6.900	**20.700**
	7B	5,8-5,9	2.300	3	6.900	
	7C	5,8-5,9	2.300	3	6.900	

Auf der Fläche 7 könnten rund 20,7 Mio. kWh_{el}/a Windstrom erzeugt werden. Aus technisch-wirtschaftlicher Sicht ist dieses Gebiet für die Windkraftnutzung geeignet.

Ertragsminderungen durch den Windparkeffekt mit negativen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit können verstärkt bei Anlage 7B auftreten, sowie bei 7A, sofern im südöstlichen Rand der Teilfläche 8 eine Windkraftanlage errichtet wird.

5.5.1.8 Teilfläche 8

Auf dieser Teilfläche könnten bei Einhaltung der mindestens notwendigen Abstände drei WKA errichtet werden:

Abb. 5-16: Belegung Teilfläche 8 mit Windkraftanlagen

Tab. 5-29: Abstände Teilfläche 8

Strecke zwischen WKA	Entfernung	Windrichtung
A-B	325 m	Nebenwindrichtung
B-C	301 m	Nebenwindrichtung

Tab. 5-30: Ertragsabschätzung Teilfläche 8

			E 101			
Standort	**WEA-Nr.**	**Vave [m/s] in 100 m Höhe**	**Vbh [h]**	**Installierte Leistung [MW]**	**Potentieller Ertrag [MWh/a]**	**Summen Ertrag [MWh/a]**
8	8A	5,8-5,9	2.300	3	6.900	**20.700**
	8B	5,8-5,9	2.300	3	6.900	
	8C	5,8-5,9	2.300	3	6.900	

Auf der Fläche 8 könnten rund 20,7 Mio. kWh_{el}/a Windstrom erzeugt werden. Aus technisch-wirtschaftlicher Sicht ist dieses Gebiet für die Windkraftnutzung geeignet, vergleichbar mit Teilfläche 7. Ertragseinbußen durch den Windparkeffekt von möglicherweise mehr als 10 % wären bei Anlage 8A zu erwarten, sofern in der Teilfläche 1 die Windkraftanlagen 1A und 1D errichtet werden. Sie steht dann in der dritten Reihe in Hauptwindrichtung.

5.5.1.9 Teilfläche 9

Auf dieser Teilfläche könnten bei Einhaltung der mindestens notwendigen Abstände zwei WKA errichtet werden.

Abb. 5-17: Belegung Fläche 9

Tab. 5-31: Abstände

Strecke zwischen WKA	Entfernung	Windrichtung
A-B	327 m	Nebenwindrichtung

Tab. 5-32: Ertragsabschätzung

			E 101			
Standort	**WEA-Nr.**	**V_{ave} [m/s] in 100 m Höhe**	**Vbh [h]**	**Installierte Leistung [MW]**	**Potentieller Ertrag [MWh/a]**	**Summen Ertrag [MWh/a]**
9	9A	5,7-5,8	2.200	3	6.600	**13.500**
	9B	5,8-5,9	2.300	3	6.900	

Auf der Fläche 9 könnten rund 13,5 Mio. kWh_{el}/a Windstrom erzeugt werden. Aus technisch-wirtschaftlicher Sicht ist dieses Gebiet für die Windkraftnutzung geeignet.

Sofern in der Teilfläche 1,2 und 8 Windkraftanlagen errichtet werden, stehen die Anlagen 9A und 9B möglicherweise in zweiter oder dritter Reihe in Hauptwindrichtung. Dadurch sind Ertragsminderungen durch den Windparkeffekt von 5-10 % je Reihe zu erwarten.

5.5.1.10 Zusammenfassung

Mit der in diesem Abschnitt dargestellten Anordnung könnten im Stadtgebiet Mainz bis zu 27 Windkraftanlagen des Typs E-101 mit einer Gesamtleistung von 81 MW_{el} auf den, zum Stand März 2010, noch nicht mit Windkraft ausschließenden Restriktionen belegten Flächen im Stadtgebiet Mainz errichtet werden.

Tab. 5-33: Überblick Erzeugungspotenzial Windkraftanlagen

	E 101		
Standort	**Anzahl installierbarer Anlagen**	**Installierbare Leistung [MW]**	**Potentieller Ertrag [Mio. kWh/a]**
1	4	12	30,6
2	2	6	13,5
3	5	15	33,9
4	2	6	12,0
5	3	9	19,2
6	3	9	19,8
7	3	9	20,7
8	3	9	20,7
9	2	6	13,5
Summe	**27**	**81**	**183,9**

Unter den getroffenen Annahmen könnten mit den 27 Windkraftanlagen rund 184 Mio. kWh_{el} Windstrom erzeugt werden. Bei pauschaler Berücksichtigung des Windparkeffekts mit einer Ertragsreduzierung von 5 - 10 % ergibt sich ein Jahresertrag von 165-175 Mio. kWh_{el}/a. Dies entspricht rund 11 % des jährlichen Stromverbrauchs der Stadt Mainz (1.500 Mio. KWh_{el}).

Die Untersuchungen im Bereich Artenschutz, insbesondere Vogelzug, Vogelraststätten, Feldhamster und Fledermaus waren zum Zeitpunkt der Untersuchung noch nicht abgeschlossen. Daher können hier noch keine konkreten Aussagen getroffen werden. Es ist möglich, dass nicht alle der in diesem Abschnitt dargestellten Flächen mit Standorten für Windkraftanlagen zur Verfügung stehen werden.

5.5.2 Weitere Standorte

Im Stadtgebiet Mainz gibt es aus technisch-wirtschaftlicher Sicht sehr gut geeignete Standorte, die jedoch mit Restriktionen belegt sind und somit nicht zur Verfügung stehen. Das sind vor allem Standorte im Bereich Laubenheimer Höhe und Winternheimer Berg.

5.5.2.1 Laubenheimer Höhe

Die zwei Gemarkungen „Hinter dem Heidelberg“ und „Laubenheimer Muhl“ auf der Laubenheimer Höhe wurden im Stadtrat intensiv als geeignete Flächen für die Windkraftnutzung diskutiert.

Diese Gemarkungen liegen in einem Landschaftsschutzgebiet. Entsprechend der Restriktionskarte ist dieses Gebiet von der Windkraftnutzung ausgeschlossen. Im Ministerialen Rundschreiben [FM RLP (2006)] können Landschaftsschutzgebiete eingeschränkt für die Windkraftnutzung in Betracht kommen. Es ist dabei im Einzelfall zu prüfen, inwiefern Zielsetzungen und Schutzzweckbestimmungen des Gebietes durch Windenergie-Anlagen eingeschränkt werden.

Eine Ertragsprognose der Enercon GmbH für eine Windkraftanlage des Typs E-101 hat für diesen Standort einen möglichen Jahresertrag von 6,99 - 7,77 Mio. kWh_{el}/a ermittelt. Unter Einhaltung der notwendigen Abstände zwischen den Anlagen und zu anderen Gebäuden und sonstigen Einrichtungen könnten zwei Windkraftanlagen errichtet werden. Damit könnten 14 - 15 Mio. kWh_{el}/a Windstrom erzeugt werden.

Abb. 5-18: Standort Laubenheimer Höhe (gelbe Markierung) – Auszug Restriktionskarte

Abb. 5-19: Auszug Online-Stadtplan Mainz - Standort Laubenheim

5.5.2.2 Winternheimer Berg

Auf dem Winternheimer Berg herrscht eine durchschnittliche jährliche Windgeschwindigkeit auf 100 m über Grund von 6,2-6,3 m/s vor. Bezogen auf die Windhöffigkeit ist dort der am besten geeignete Standort für Windenergieanlagen im Stadtgebiet Mainz.

Eine Anlage des Typs E-101 könnte dort jährlich über 8 Mio. kWh_{el} Strom erzeugen. Es befinden sich keine Windkraftanlagen in der Hauptwindrichtung, die einen Windparkeffekt und somit Ertragseinbußen verursachen. Aus technisch-wirtschaftlicher Sicht ist der Winternheimer Berg als Windkraftstandort daher sehr interessant.

Entsprechend der Restriktionskarte liegt ein Großteil der Fläche innerhalb einer 1.000 m-Abstandsfläche zu einer geplanten Wohngebietserweiterung in Ebersheim und steht damit nicht zur Verfügung. Die Abstandsfläche von 1.000 Metern basiert, wie in Abschnitt 4.2 erläutert, auf einer Empfehlung des Ministerialen Rundschreibens.

Rechtliche fest fixierte Abstände ergeben sich aus den Regelungen der Landesbauordnung (LBauO) und insbesondere den Immissionsschutz-rechtlichen Anforderungen. Eine Einzelfallprüfung hinsichtlich Lärmimmissionen und Schattenwurf könnte sinnvoll sein, um zu prüfen, ob die Errichtung einer Anlage auf dem Winternheimer Berg aus immissionsrechtlicher Sicht möglich ist.

Abb. 5-20: Standort Winternheimer Berg (Gelbe Markierung)
Auszug Restriktionskarte

5.6 Fortschreibung des aktuell gültigen Flächennutzungsplans im Teilbereich Windenergie (Stand: Februar 2011)

Die Stadt Mainz betreibt die Fortschreibung des aktuell gültigen Flächennutzungsplans im Teilbereich Windenergie zwecks Ausweisung von Vorrangflächen für Windenergie. Ein Entwurf der Flächennutzungsplanänderung Nr. 34 wurde am 03.02.2011 im Bauausschuss der Stadt Mainz diskutiert.

Dieser Entwurf berücksichtigt auch die Ergebnisse der Untersuchungen zur Avifauna (Zug- und Rastvogelkartierung). Auf dieser Basis wurde durch das Stadtplanungsamt eine Anlagenkonfiguration erarbeitet.

Abb. 5-21 Anlagenkonfiguration des Stadtplanungsamts Mainz (nicht maßstäblich)

Gemäß dieser Anlagenkonfiguration könnten dort 10 neue Windkraftanlagen der Kategorie mit rund 3 MW_{el} Leistung errichtet werden.

Bei der Stadt Mainz sind einige Anträge für die Errichtung von Windkraftanlagen des Typs REpower 3.4 M 104 eingegangen. Diese Windkraftanlagen haben eine Nabenhöhe von 128 m, einen Rotordurchmesser von 104 m und eine Leistung von 3,4 MW_{el}.

Mit diesen Annahmen könnten im Stadtgebiet Mainz 34 MW_{el} Leistung installiert werden.

Die Windkraftanlagen im nordöstlichen Teil der möglichen Vorrangfläche liegen in Bereichen mit geringeren durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten (ca. 5,6 m/s in 100 m Höhe). Des Weiteren stehen fast alle Anlagen in zweiter oder dritter Reihe in Hauptwindrichtung, so dass ein deutlicher Windparkeffekt zu erwarten ist.

Für die Ertragsabschätzung wird daher als Durchschnittswert für die Vollbenutzungsstunden 2.100 h angenommen. Demnach könnten mit den 10 neuen Windkraftanlagen rund 71,4 Mio. kWh_{el}/a Windstrom erzeugt werden.

Das entspricht rund 4,8 % des Stromverbrauchs der Stadt Mainz (1.500 Mio. kWh_{el}/a).

5.7 Potenziale durch Repowering

5.7.1 Grundlagen Repowering

Als Repowering wird das Ersetzen bestehender, älterer Windenergieanlagen durch neue, leistungsstärkere Anlagen bezeichnet. Die Weiterentwicklung in der Windkraftbranche bringt neue Vorteile für Anlagenbetreiber und Kommunen, die durch Repowering nutzbar werden:

- **Deutliche Steigerung der Leistung und der Stromerzeugung pro Windkraftanlage**
- **Steigerung der Volllaststundenzahl**
- **Optimierungen bezüglich Schallemission und Schattenwurf**
- **Vermeidung von Lichtreflexionen (Discoeffekt) durch Einsatz matter, mittel-reflektierender Farben für Rotorblätter und Türme**
- **Verminderte Barrierewirkung durch größere Mindestabstände zwischen den Anlagen**
- **Veränderte Landschaftsbildwirkung durch Reduzierung der Rotordrehzahl**
- **Verbesserte Netzverträglichkeit und Netzstützende Wirkung (Systemdienstleistungen) durch moderne Windenergieanlagen**

Durch diese Verbesserung kann im Rahmen des Repowerings die Anlagenzahl reduziert und dabei der Stromertrag erhöht werden. Die Beeinträchtigungen auf Landschaft und Natur können so verringert werden.

Für die Kommunen bietet sich die Gelegenheit, Planungsfehler aus der Vergangenheit zu revidieren. Ein finanzieller Vorteil ergibt sich aus der Änderung des Gewerbesteuergesetzes im Januar 2009. Demnach wird mindestens 70 % des Gewerbesteueraufkommens an die Standortgemeinde des Windparks abgeführt und maximal 30 % an die Kommune, in der der Sitz der Betreibergesellschaft liegt.

Anreize für den Betreiber von Windkraftanlagen, Altanlagen zu ersetzen, ergeben sich aus dem Erneuerbaren Energien Gesetz. Zum einen greift die mit der Novellierung 2009 eingetretene Vergütungserhöhung von 7,87 ct/kWh$_{el}$ auf 9,2 ct/kWh$_{el}$, zum anderen können zusätzlich der Repowering-Bonus und der Systemdienstleistungsbonus in Höhe von je 0,5 ct/kWh$_{el}$ generiert werden.

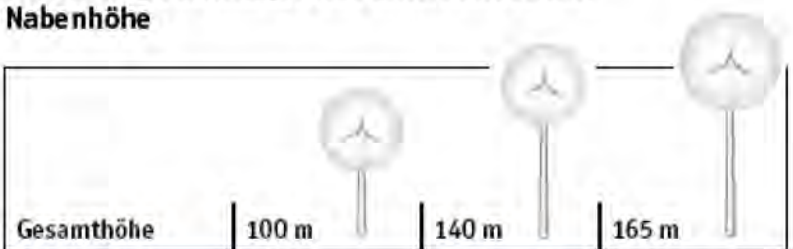
Um den Repowering-Bonus zu erhalten, sind folgende Anforderungen zu erfüllen:

- **Die ersetzte Anlage muss aus dem gleichen oder dem benachbarten Landkreis stammen wie die Neuanlage**
- **Die ersetzte Anlage muss mindestens 10 Jahre alt sein**
- **Die neue Anlage muss die doppelte Leistung der bestehenden erreichen, darf das Fünffache aber nicht überschreiten.**

Um ein Repowering-Projekt umzusetzen, sind planungsrechtliche Hürden zu beachten. Möglicherweise entsteht ein erhöhter Flächenbedarf, um die geforderte Verdoppelung der Leistung der Anlage zu erreichen. Dann müssten neue Flächen ausgewiesen bzw. bestehende Vorrangflächen erweitert werden. Dazu sind in der Regel Änderungen im Flächennutzungsplan oder im Raumordnungsplan notwendig. Eine zweite Hürde ist die manchmal festgelegte Höhenbegrenzung für bauliche Anlagen, z. B. auf 100 m.

Die Auswirkungen der Anlagenhöhe auf den erzielbaren Ertrag einer Windkraftanlage zeigt die nachfolgende Grafik:

Mehrertrag bei Anlagen mit unterschiedlicher Nabenhöhe



Gesamthöhe	100 m	140 m	165 m
Nennleistung	2.000 kW	2.000 kW	2.000 kW
Rotordurchmesser	80 m	80 m	90 m
Nabenhöhe	60 m	100 m	125 m
Ertrag	4,4 Mio. kWh/a	6 Mio. kWh/a	8 Mio. kWh/a
Volllaststunden	2.200 h/a	3.000 h/a	4.000 h/a

Abb. 5-22: Mehrertrag bei Anlagen unterschiedlicher Nabenhöhe [BV Wind (2010)]

Die Darstellung verdeutlicht, dass eine Steigerung der Gesamthöhe der Windkraftanlage um 65 % fast eine Verdopplung der Volllaststunden und des Ertrags zur Folge hat.

5.7.2 Repowering-Potenzial im Stadtgebiet Mainz

Im Stadtgebiet Mainz stehen an den zwei Standorten Ebersheim Nord und Süd insgesamt vier Windkraftanlagen mit einer Leistung von je 600 kW_{el}. Für Anlagen dieser Größenordnung können Repowering-Projekte grundsätzlich sinnvoll sein. Zu überprüfen ist, ob die Anforderungen des EEG eingehalten werden können, an die die Gewährung des Repowering-Bonus geknüpft sind.

Die Altanlagen müssen mindestens 10 Jahre in Betrieb sein

Alle vier Anlagen sind vor April 2001 in Betrieb gegangen. Diese EEG-Anforderung wird also spätestens im April 2011 erfüllt.

Die Anlagen müssen im selben oder im benachbarten Landkreis stehen

Da bisher keine sonstigen Vorrangflächen ausgewiesen sind, wird von der Repowering-Variante ausgegangen, dass die neuen Anlagen an den gleichen Standorten nach dem Abbau der bestehenden Anlagen errichtet werden.

Die Anlagenleistung muss mindestens verdoppelt werden, darf das Fünffache aber nicht überschreiten

Am Standort Ebersheim Nord stehen neben einer 600 kW_{el}-Windkraftanlage noch zwei 2.000 kW_{el}-Anlagen. Die Anlagen stehen auf einer Vorrangfläche, gehören allerdings zwei unterschiedlichen Betreibern. Es ist davon auszugehen, dass Sie als ein Windpark anzusehen ist. Die Verdopplung der Leistung der ersetzten Anlage kann sowohl mit einer E-82 als auch mit einer E-101 erreicht werden.

Am Standort Ebersheim Süd sind drei Anlagen des Typs E-40 mit je 600 kW_{el} aufgestellt. Um die Anforderung des EEG einzuhalten, könnten diese sowohl durch zwei oder drei E-82 oder durch E-101 ersetzt werden. Zu beachten sind des Weiteren Abstandsregelungen, die in Kapitel 4.2 beschrieben sind sowie die notwendigen Abstände zwischen den Windkraftanlagen, entsprechend Kapitel 3.2.

Bei der nachfolgenden Ermittlung des Repowering-Potenzials auf den bestehenden Flächen wird davon ausgegangen, dass diese nicht erweitert werden und somit keine Änderung des Flächennutzungsplans erforderlich ist.

5.7.2.1 Standort Ebersheim Nord

Die ausgewiesene Fläche für die Windenergienutzung ist etwa 7,2 ha groß. Die Hauptwindrichtung ist Westsüdwest. Die zwei Anlagen des Typs E-82 stehen in Nebenwindrichtung in einem Abstand von rund 240 m, also dem Dreifachen des Rotordurchmessers voneinander entfernt. Die E-40 steht mit einem Abstand von mehr als dem fünffachen Rotordurchmesser fast in Hauptwindrichtung zu einer E-82.

Um die benötigten Abstände zwischen den Anlagen einzuhalten, müsste die Repowering-Anlage der E-40 im südlichen Zipfel der ausgewiesenen Fläche errichtet werden.

Sie liegt dann südsüdwestlich von einer E-82 und somit fast in Hauptwindrichtung. Der maximal mögliche Abstand bei Einhaltung der aktuell gültigen Grenze dieser ausgewiesenen Eignungsfläche liegt bei knapp unter 300 m. Der Mindestabstand einer E-101 in Nebenwindrichtung liegt bei 303 m, der einer E-82 bei 246 m. Da die Repowering-Anlage fast in Hauptwindrichtung liegt würde, müssten aus Gründen der Standsicherheit und Ertragsoptimierung größere Abstände von 400 m (E-82) beziehungsweise 500 m (E-101) eingehalten werden. Ein Repowering-Projekt am Standort Ebersheim Nord ist nur bei Erweiterung der bestehenden Eignungsfläche sinnvoll.

Eine weitere Anlage des Typs E-82 mit einer Nabenhöhe von 108 m könnte einen zusätzlichen Ertrag von etwa 4,25 Mio. kWh_{el} erbringen, eine Anlage des Typs E-101 etwa 7,3 Mio. kWh_{el}.

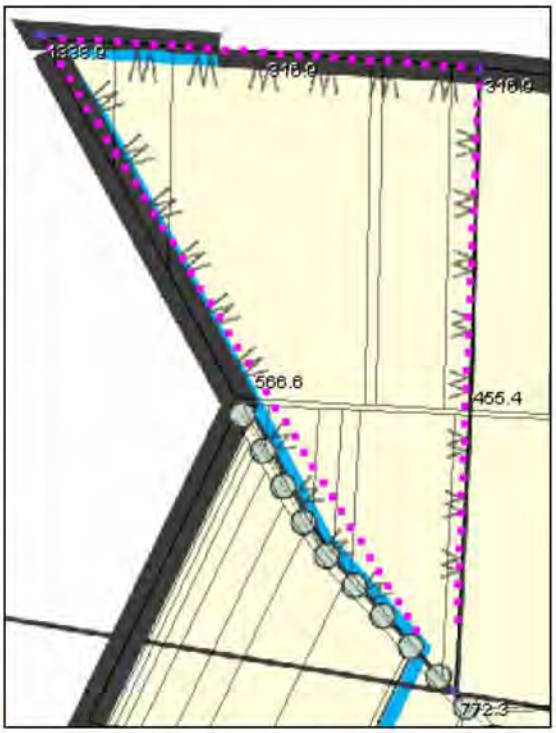


Abb. 5-23: Luftbild Windstandort Ebersheim Nord und Abb. 5-24: FNP Ebersheim Nord

5.7.2.2 Standort Ebersheim Süd

Das Vorranggebiet Ebersheim Süd weist eine Fläche von etwa 5,8 ha auf. Dort stehen drei Windkraftanlagen des Typs Enercon E-40, die in einem Repowering-Projekt abgebaut und durch neue ersetzt werden könnten.

Die Hauptwindrichtung ist auch an diesem Standort Westsüdwest. Im Nordosten des Vorranggebiets kreuzt eine 110-kV Freilandleitung. Unter der Annahme, dass Schwingungsschutzmaßnahmen getroffen wurden, ist ein Abstand in Höhe des einfachen Rotordurchmessers einzuhalten. Damit geht ein nicht unerheblicher Teil im Nordosten der Fläche verloren. Somit können Anlagen der Größenordnung der E-82 oder E-101 unter Einhaltung der notwendigen Abstände zwischen Windkraftanlagen nur in Südsüdost – Nordnordwest-Linie errichtet werden. Diese Strecke innerhalb der Vorrangfläche beträgt knapp 340 m. Bei Einhaltung des Mindestabstands zwischen den Anlagen in Nebenwindrichtung in Höhe des dreifachen Rotordurchmessers können entweder zwei Anlagen des Typs E-82 oder des Typs E-101 errichtet werden.

Allerdings steht ca. 150 m westlich der Vorrangfläche noch eine Anlage des Typs E-40 auf der Nieder-Olmer Gemarkung (Abbildung 6-4). Um zwei Anlagen des Typs E-101 bzw. E-82 mit den notwendigen Abständen installieren zu können, müsste diese Anlage im Zuge des Repowering-Projekts ebenfalls abgebaut werden.

Andernfalls könnte nur eine E-101 oder E-82 die drei vorhandenen E-40-Anlagen ersetzen. Dadurch ist jedoch die Repowering-Anforderung der Leistungsverdopplung nicht eingehalten und der Repowering-Bonus kann nicht genutzt werden. Daher ist es sinnvoll, im Zuge eines Repowering-Projekts alle vier bestehenden E-40-Anlagen durch zwei E-101-Anlagen zu ersetzten.

Unter diesen Voraussetzungen wird das Repowering-Potenzial dieses Standortes bewertet. Es ist zu beachten, dass der Mindestabstand von 1.000 m zu Wohngebieten nicht eingehalten werden kann. Die Windverhältnisse sind am Standort Ebersheim Nord geeigneter. Im Durchschnitt der Jahre 2001 - 2008 (ohne 2006) lieferte eine E-40 am Standort Ebersheim Süd etwa 35 % mehr Ertrag als eine E-40 am Standort Ebersheim Nord.

Das Erzeugungspotenzial der E-82 wird in einer konservativen Annahme 15 % pro Anlage höher angenommen als am Standort Ebersheim Nord.

Eine detaillierte Ertragsprognose der Enercon GmbH für eine Anlage des Typs E-101 ergab einen Jahresertrag von 8,0 Mio. kWh_{el}/a. Abzüglich des üblichen Sicherheitsabschlages von 10 % kann ein Stromerzeugung von etwa 7,2 Mio. kWh_{el}/a erwartet werden.

Tab. 5-34: Repowering Szenarien Ebersheim Süd

	Ist-Stand	Repowering Szenario 1	Repowering Szenario 2
Anzahl x Anlagentyp	4 x E-40	2 x E-82	2 x E-101
Installierte Leistung [kWp_{el}]	2.400	4.000	6.000
Nabenhöhe der Anlagen	78 m	108 m	135 m
Jahresertrag [Mio. kWh_{el}]	4,3	9,5	14,4
Mehrertrag gegenüber Ist-Stand [Mio. kWh_{el}/a]	0	6,3	10,1

Mit einem Repowering-Projekt entsprechend Szenario 2 könnten etwa 10 Mio. kWh_{el}/a mehr Windstrom auf dem Stadtgebiet Mainz erzeugt werden als bisher, was einer Erhöhung um rund 80 % entspricht.

Da die notwendigen Abstände zu bestehenden Wohngebieten nicht eingehalten werden können, ist ein Repowering-Projekt an diesem Standort nicht umsetzbar.

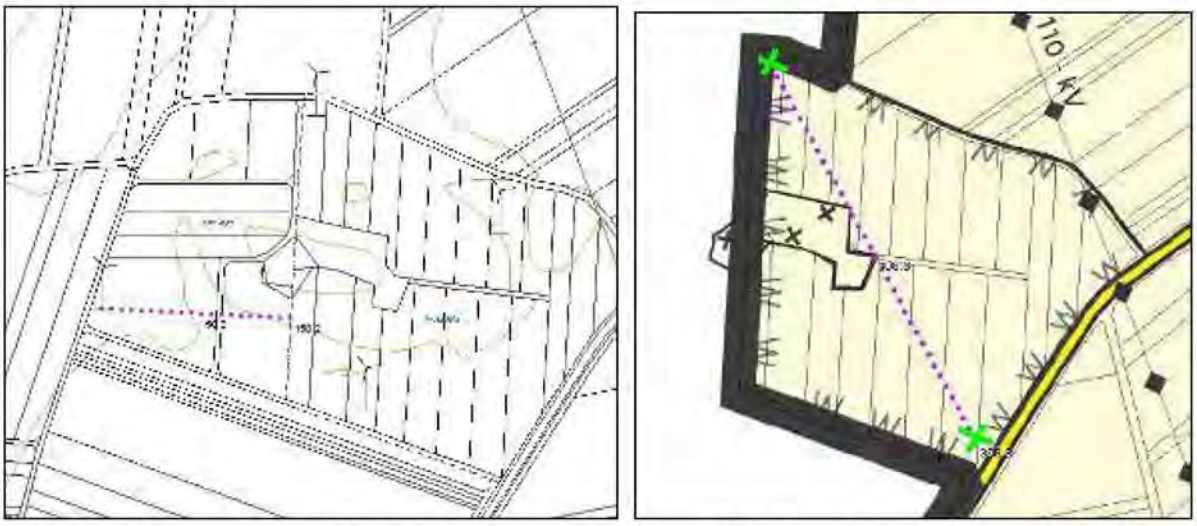


Abb. 5-25: Auszug Online-Stadtplan Mainz und Auszug FNP Ebersheim Süd

5.8 Windkraft in der Umgebung von Mainz

Im Rahmen des Konzepts werden der Ist-Zustand der Windenergienutzung und die Planungen in den benachbarten Landkreisen der Stadt Mainz ermittelt und dargestellt. Es werden die Landkreise Mainz-Bingen, Alzey-Worms und Groß-Gerau betrachtet.

Für die Landkreise Alzey-Worms und Mainz-Bingen veröffentlichte die Planungsgemeinschaft Rheinhessen-Nahe 2009 die Zahlen zur Windenergienutzung 2008 im Energiebericht der Planungsregion.

Tab. 5-35: Stand der Windenergienutzung in den Landkreisen Mainz-Bingen und Alzey-Worms 2008

Landkreis	Anzahl Windkraft-anlagen	Installierte Leistung in kW_{el}	Stromerzeugung in Mio. kWh_{el}	Anteil an Stromver-brauch 2007
Alzey-Worms	65	60.400	96,03	19,5 %
Mainz Bingen	14	14.200	23,58	3,6 %

Die Stromerzeugung aus Windenergie belief sich in der Planungsregion Rheinhessen-Nahe 2008 auf rund 270 Mio. kWh_{el}/a. Das entspricht einem Anteil von ca. 5,7 % des Stromverbrauchs der Region in 2007. 2009 wurden in Wörrstadt 5 Windkraftanlagen des Typs E-82 der Enercon GmbH mit je 2 MW_{el} Leistung errichtet und in Betrieb genommen, 2010 in Klein-Winternheim 2 weitere Anlagen des gleichen Typs.

Somit sind inzwischen 14 MW_{el} installierte Leistung hinzugekommen. Die Ertragserwartungen liegen bei rund 38,5 Mio. kWh_{el}/a. Damit könnte die Windstromproduktion in der Planungsregion auf über 300 Mio. kWh_{el} pro Jahr erhöht werden. Das entspricht einem Anteil von ca. 6,3 % des Stromverbrauchs der Region in 2007.

Konkrete Zielsetzungen für den Ausbau der Windenergie hat die Planungsgemeinschaft Rheinhessen-Nahe nicht formuliert. Als Orientierung dient das Ziel der Landesregierung Rheinland-Pfalz bis 2020 30 % des Stromverbrauchs regenerativ zu erzeugen.

Die Landkreise Mainz-Bingen, Alzey-Worms und Bad Kreuznach planen bis 2050 Null-Emissions-Landkreise zu werden. Dafür ist der weitere Ausbau der Windenergie notwendig. Konkrete Zielvorgaben gibt es dafür bisher noch nicht.

Die Verbandsgemeinde Alzeyer Land im Landkreis Alzey-Worms erzeugt bereits mehr Energie als sie verbraucht. 91 % stammen aus Windenergie. 38 Windkraftanlagen decken 91 % des Strombedarfs. In einem Grundsatzbeschluss wurde ein weiterer Ausbau der Erneuerbaren Energien beschlossen, auch um die deutschlandweiten Ausbauziele für Erneuerbare Energien zu unterstützen.

Durch ein Repowering des größten Windparkstandorts der Verbandsgemeinde in Ober-Flörsheim/Flomborn könnte dessen Jahresstromproduktion aus Windenergie von 47,5 Mio. kWh_{el}/a auf 240 Mio. kWh_{el}/a erhöht werden. Ein konkreter Zeit- und Ausbauplan seitens der Verbandsgemeinde besteht bisher noch nicht.

Die juwi AG plant laut ihrem Konzept „30 % + X – Ein Energiekonzept für die Stadt Mainz und das Umland" bis 2013 38 neue Windkraftanlagen mit insgesamt 140 MW_{el} Leistung in der Region Mainz zu errichten und damit 425 Mio. kWh_{el}/a Strom zu erzeugen. Bis 2020 sollen danach 830 Mio. kWh_{el}/a Strom aus Windkraftanlagen erzeugt werden, was rund 55 % des jährlichen Stromverbrauchs der Stadt Mainz (1.500 Mio. kWh_{el}/a) entspricht.

Wie groß der Anteil der in diesem Konzept geplanten Windstromerzeugung ist, der der Stadt Mainz zugeschrieben werden kann, ist noch offen. Die Nachbarlandkreise haben eigene Ziele formuliert, wie zum Beispiel Null-Emissionsstatus zu erlangen. Der Landkreis Mainz-Bingen hatte 2006 einen Stromverbrauch von 656 kWh_{el}/a, der des Landkreises Alzey-Worms lag bei 492 kWh_{el}/a. Das sind zusammen 1.148 kWh_{el}/a.

Die im Konzept der juwi AG geplante Windstromerzeugung in 2020 entspricht gut 72 % dieses Stromverbrauchs. Die Landkreise produzieren im Bereich Windenergie demnach bis 2020 voraussichtlich noch keinen Überschuss, sofern sich der Stromverbrauch nicht noch deutlich reduziert. Es ist daher möglich, dass aus den beiden Landkreisen kein Windstrom für die Stadt Mainz zur Verfügung gestellt werden kann. Die Fragestellung ist im Zusammenhang mit allen Bereichen der regenerativen Stromerzeugung zu klären und wird in der übergreifenden Zusammenfassung des Regenerativstromkonzepts behandelt.

Im Landkreis Groß-Gerau gibt es bisher keine Windkraftanlagen. Im Regionalplan sind bisher keine Vorrangflächen für Windenergie in diesem Landkreis ausgewiesen. Dieser hat sich, analog zur Stadt Mainz, zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 30 % des Gesamtenergieverbrauchs aus Erneuerbaren Energien zu decken.

In einem ersten Schritt wurden dazu Konzepte für den Teilbereich Strom beauftragt.

Folgende Potenziale für die Windenergienutzung wurden dabei ermittelt:

Tab. 5-36: Potenziale Windenergie Landkreis Groß-Gerau

Studie	Anzahl Windenergie-standorte	Anzahl Windkraftanlagen bis 2020	Installierte Leistung in MW_{el}	Stromer-zeugung in Mio. kWh_{el}/a
TU Darmstadt + Juwi	7	30	75	175
TSB	3-4	12	30	69
Witzenhausen Institut / Pöyry	1	1	2	4

Im Rahmen der Studie der TU Darmstadt/Juwi wurde das theoretische Potenzial zur Nutzung Erneuerbarer Energien ermittelt. Die Transferstelle Bingen erarbeitete ein Strategiepapier für die Zielerreichung 2020. Das Witzenhausen Institut / Pöyry aktualisierte die Potenzialstudie Hessen mit dem Schwerpunkt Biomasse.

Das für den Landkreis erarbeitete Strategiepapier sieht vor, bis 2020 12 Windkraftanlagen mit insgesamt 30 MW_{el} zu errichten, die 69 Mio. kWh_{el}/a Strom erzeugen und somit 6,9 % des Jahresstromverbrauchs zu decken. Da die Potenziale für die Windkrafterzeugung im Landkreis Groß-Gerau begrenzt sind, ist nicht zu erwarten, dass dieser einen Überschuss an regenerativ erzeugtem Strom bis 2020 produziert, der für die Stadt Mainz möglicherweise zur Verfügung steht.

5.9 Fazit

Im Stadtgebiet Mainz konnten auf Basis der Restriktionskarte der Stadt Mainz (Stand März 2010) potentielle Standorte für 27 Windkraftanlagen identifiziert werden.

Unter der Voraussetzung, dass Anlagen mit einer Leistung von 3 MW_{el} eingesetzt werden, könnten auf diesen Standorten 81 MW_{el} Leistung installiert und 165-175 Mio. kWh_{el}/a Strom produziert werden, was gut 11 % des jährlichen Stromverbrauchs der Stadt Mainz und (1.500 Mio. KWh_{el}) entspricht.

Untersuchungen zum Artenschutz, insbesondere Vogelschutz sind noch nicht abgeschlossen. Es ist zu erwarten, dass nicht alle der identifizierten Standorte für die Windenergie genutzt werden können.

Auf zwei weiteren, technisch-wirtschaftlich sehr geeigneten Standorten, die nach der Restriktionsanalyse jedoch bisher nicht zur Verfügung stehen, könnten noch drei weitere Windkraftanlagen installiert werden, die 22 - 23 Mio. kWh_{el}/a Strom erzeugen könnten. Sie befinden sich auf der Laubenheimer Höhe und dem Winternheimer Berg.

Die aktuell betriebene Fortschreibung des Flächennutzungsplans im Teilbereich Windenergie (Siehe Kap. 5.6) sieht im Mainzer Stadtgebiet Flächen vor, auf denen 10 Windkraftanlagen errichtet werden könnten.

Es ist denkbar, dass in den Nachbarlandkreisen der Stadt Mainz, Mainz-Bingen und Alzey-Worms, im Zeitraum bis 2050 die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien den Stromverbrauch übertrifft. Beide Kreise haben sich zum Ziel gesetzt, bis zu diesem Zeitpunkt Null-Emissions-Status zu erreichen. Die Verbandsgemeinde Alzeyer Land hat dies bereits erreicht und hat einen Grundsatzbeschluss zum weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien getroffen. Ob bis 2020 ausreichend viel Regenerativstrom erzeugt wird, dass Überschüsse der Stadt Mainz zur Verfügung stehen können, ist allerdings noch fraglich.

Konkrete Ausbaupläne und –ziele liegen noch nicht vor. Eine Prognose hat bisher nur die juwi AG in ihrem Konzept „30 % + X – Ein Energiekonzept für die Stadt Mainz und das Umland" abgegeben. Demnach sollen bis 2020 830 Mio. kWh_{el}/a Strom aus Windkraftanlagen in Mainz und Umgebung produziert werden. Was davon der Stadt Mainz zugerechnet werden kann, ist offen.

Der Kreis Groß-Gerau hat kein großes Potenzial zur Windenergieerzeugung, aber ein eigenes Ziel, bis 2020 30 % der benötigten Energie regenerativ zu erzeugen. Von diesem Nachbarlandkreis der Stadt Mainz sind daher keine Beiträge im Bereich Windenergie für die Stadt Mainz zu erwarten.

6 Arbeitspaket 4: Potenzial Bioenergie

6.1 Einleitung

Eine wichtige Rolle im regenerativen Energiemix kommt der Biomasse zu. Ein bedeutender Unterschied im Vergleich zu den meisten anderen Erneuerbaren Energien ist die Möglichkeit eines kontinuierlichen Betriebs sowie einer hohen Verfügbarkeit und Planbarkeit der Anlagen.

Als regionaler Energieträger, der in der Regel nicht über weite Strecken transportiert wird, tragen die Biomasse und deren Nutzung zur regionalen Wertschöpfung bei, von der zum Beispiel Land- und Forstwirte profitieren.

Nachteil gegenüber der Windkraft und der Photovoltaik ist ein wesentlich geringerer Flächenstromertrag in kWh_{el}/ha.

Inklusive Anbaufläche liegt er entsprechend Abbildung 1-1 bei Biogas um den Faktor 16 niedriger als bei Photovoltaikfreiflächenanlagen und um den Faktor 240 niedriger als bei einem modernen Windpark.

Energieform	jährlicher Flächenertrag (in Kilowattstunden pro Hektar)	
Windenergie	ca. 18,0 Mio. ca. 6,0 Mio.	(Einzelanlage der 6-MW-Klasse) (5er Windpark der 6-MW-Klasse)
Photovoltaik	ca. 1,0 Mio. ca. 0,4 Mio.	(Schrägdach); (Freifläche)
Biogas	ca. 0,025 Mio.	(inkl. Anbaufläche)

Abb. 6-1: Jährlicher Flächenertrag regenerativer Energieträger
[MUFV (2009a)]

Durch die vergleichsweise geringe Flächeneffizienz steht der Anbau von Pflanzen für die Energieerzeugung als Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion in der öffentlichen und politischen Diskussion.

Die Biomasse liefert den größten Beitrag der Erneuerbaren Energien an der Bereitstellung von Endenergie in Deutschland. Ihr Anteil lag 2008 bei 69 %.[16] Das ist vor allem durch die hohen Anteile im Bereich Wärmeerzeugung und Kraftstoffbereitstellung begründet.

[16] [BMU (2009)]

Die Anteile an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland sind geringer. 2008 wurden 4,45 GW_{el} installierte Leistung registriert, die 27 TWh_{el} Strom aus Biomasse und Biogenen Reststoffen erzeugt haben. Das entspricht einem Anteil von etwa 29 %.

Das Leitszenario 2009 des Bundesumweltministeriums erwartet bis 2020 für den Bereich Biomasse eine installierte Leistung von 7,85 GW_{el} und eine Stromerzeugung von 50,6 TWh_{el}/a. Damit ist und bleibt die Biomasse der zweitwichtigste Sektor unter den Erneuerbare Energien zur Stromerzeugung. Hinsichtlich der energetischen Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen und Reststoffen, die von der Landwirtschaft geliefert werden, spielt sie in der Regel im ländlichen Raum eine größere Rolle wie im städtischen Bereich.

Für die Zielerreichung der Stadt Mainz, bis 2020 30 % des eigenen Strombedarfs aus regenerativen Energien zu decken, muss auch die Biomasse eine Rolle spielen.

Als Quellen der Stromerzeugung aus Biomasse sind in Mainz relevant:

- **Errichtung von Biogasanlagen, betrieben mit Bioabfall, grasartigem Grünschnitt und angebauten, nachwachsenden Rohstoffen**
- **Errichtung von Holzheizkraftwerken**
- **Verstromung von Klär- und Deponiegas mit Blockheizkraftwerken**
- **Biogener Anteil des Abfalls im Müllheizkraftwerk (MHKW) Mainz**

6.2 Ist-Analyse

6.2.1 Stadtgebiet Mainz

Im Stadtgebiet Mainz wurden folgende Daten zur Stromerzeugung aus Biomasse erfasst:

Tab. 6-1: Stromerzeugung aus Biomasse in der Stadt Mainz 2006-2008 [Planungsgemeinschaft 2008, 2009, 2010)]

Jahr	Anlagenzahl	Installierte Leistung [kW_{el}]	Stromerzeugung [Mio. kWh_{el}/a]
2006	1	650	3,83
2007	1	650	5,22
2008	1	650	4,86

Der Strom stammt aus einem industriellen Produktionsunternehmen im Stadtgebiet Mainz.

Auf der Deponie in Budenheim wird mittels eines Blockheizkraftwerks (BHKW) das Deponiegas genutzt, um Strom und Wärme zu erzeugen.

Tab. 6-2: Stromerzeugung aus Deponiegas in der Stadt Mainz 2006-2008 [Planungsgemeinschaft 2008, 2009, 2010)]

Jahr	Anlagenzahl	Installierte Leistung [kW_{el}]	Stromerzeugung [Mio. kWh_{el}/a]
2006	1	928	4,66
2007	1	928	4,18
2008	1	1.244	3,04

Zusammen erreichen diese beiden erfassten Quellen eine jährliche Stromproduktion von etwa 9 Mio. kWh_{el}/a. Das entspricht einem Anteil von 0,6 % des Stromverbrauchs der Stadt Mainz (1.500 Mio. kWh_{el}/a).

In dieser Aufstellung ist die Klärgasnutzung des Zentralklärwerks der Stadt Mainz nicht erfasst. In vier BHKW mit je 311 kW_{el} Leistung werden pro Jahr etwa 4,15 Mio. kWh_{el}/a erzeugt und vom Werk selbst genutzt. Etwa 50 % des Klärgases werden zur Stromerzeugung im BHKW, die anderen 50 % für Trocknungsvorgänge verwendet.[17] In

[17] Umwelterklärung des Zentralklärwerks Mainz 2009

diesem Bereich gibt es möglicherweise Optimierungsmöglichkeiten, z. B. durch die Nutzung von Abwärme aus Motoren und Abgasen für ein Niedertemperatur-Trocknungsverfahren.

Im Müllheizkraftwerk in Mainz (MHKW) wurden 2009 etwa 910.000 t/a Dampf für die Stromerzeugung in der eigenen Dampfturbine sowie dem benachbarten GuD-Kraftwerk geliefert. Mit diesem im MHKW zur Verfügung gestellten Dampf können ca. 200 Mio. kWh_{el}/a Strom erzeugt werden. Der Biogene Anteil im Abfall, der im MHKW verarbeitet wird, kann auf rund 50 % geschätzt werden[18]. Somit können 100 Mio. kWh_{el}/a als Strom aus Biogenen Quellen angesehen werden. Das entspricht ca. 6,7 % des Stromverbrauchs der Stadt Mainz (1.500 Mio. kWh_{el}/a).

6.2.2 Stromproduktion aus Biomasse in der Umgebung von Mainz

In der nachfolgenden Tabelle wird dargestellt, wie viel Strom aus Biomasse (inklusive Deponie-/Klärgas) mit welcher Anlagenzahl und installierter Leistung in den benachbarten Landkreisen erzeugt wird. Die Daten beziehen sich auf das Jahr 2007.

Tab. 6-3: Stromerzeugung aus Biomasse inkl. Deponie-/Klärgas in der Region um Mainz [Planungsgemeinschaft (2009)]

Landkreis	Anlagen-zahl	Installierte Leistung [kW_{el}]	Stromerzeugung [Mio. kWh_{el}/a]	Anteil am Stromverbrauch des Landkreises [%]
Alzey –Worms	8	1.552	5,74	1,2
Mainz-Bingen	10	13.791	56,47	7,1
Groß-Gerau	2	1.716	6,0	0,9

In den Landkreisen Groß-Gerau und Mainz-Bingen trägt Biomasse den größten Anteil zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien bei. In Alzey-Worms liegt die Biomasse auf Rang zwei hinter dem Windenergiesektor, der in diesem Landkreis sehr stark ausgebaut ist.

Auch in der gesamten Planungsregion Rheinhessen-Nahe ist der Biomassesektor mit einer Stromerzeugung von 146 Mio. kWh_{el}/a und somit einem Anteil von 3,1 % des Stromverbrauchs, der zweitgrößte Lieferant von Regenerativstrom.

[18] [Mainz (2010)]

6.3 Ermittlung der Biomasse-Potenziale der Stadt Mainz

6.3.1 Auswertung Biomassemasterplan für die Landeshauptstadt Mainz

Im Auftrag des Umweltamts der Stadt Mainz erarbeitete das Institut für angewandtes Stoffstrommanagement (IfaS) von September 2007 bis Januar 2008 den „Biomassemasterplan für die Landeshauptstadt Mainz – Wirtschaftsförderung durch die Strategie zur energetischen Nutzung von Biomasse".

Dabei wurde insbesondere das kurzfristig verfügbare Biomassepotenzial unter Berücksichtigung der aktuellen Marktsituation betrachtet. Mit einer Akteurs-analyse sollte des Weiteren die Grundlage für die Aktivierung der Potenziale und die Initiierung von Projekten geschaffen werden.

Als wichtigste Akteure in der Stadt Mainz wurden identifiziert:

- **Landwirtschaft: Bauern- und Winzerverband, Bauernverbände der einzelnen Stadtteile, Dienstleistungszentrum Ländlicher Raum (DLR) Rheinhessen-Nahe-Hunsrück;**
- **Forstwirtschaft: Staatliches Forstamt Rheinhessen, Zentralstelle der Forstverwaltung RLP;**
- **Öffentliche Hand: Zentralklärwerk der Stadt Mainz, Straßenmeisterei, Umweltamt, Grünamt, Entsorgungsbetrieb der Stadt Mainz, Stadtwerke Mainz AG, Studierendenwerk Mainz, Grundstücksverwaltungsgesellschaft, Wohnbau Mainz GmbH, Landesbetrieb Liegenschafts- und Baubetreuung;**
- **Industrie und Gewerbe: Private Entsorgungsunternehmen, produzierende Betriebe mit gewerblichen Bioabfällen, Speisereste, Altfette-/öle, Unternehmen mit hohem Energiebedarf;**

Die Biomassepotenziale wurden für diese vier Gruppen identifiziert und in der Ergebnisdarstellung in folgende Stoffgruppen zusammengefasst:

- **Holzartige Biomasse**
- **Ölhaltige Biomasse aus einjährigen Pflanzen und Altfetten**
- **Sonstige einjährige Pflanzen**
- **Sonstige organische Biomasse**

Biomassepotenziale der Landwirtschaft

Aus den folgenden Bereichen wurden für den landwirtschaftlichen Sektor Biomasse-Potenziale zur energetischen Verwertung untersucht:

- **Nachwachende Rohstoffe von Ackerflächen**
- **Dauergrünland**
- **Obst- und Rebflächen**
- **Stroh**
- **Güllemengen aus der Tierhaltung**

Im Rahmen der Studie wurden 509 ha als verfügbare Flächen für einen Anbaumix von Nachwachenden Rohstoffen (NawaRos) identifiziert. Sie setzt sich zusammen aus 10 % der Getreidefläche, 70 % der Stilllegungsflächen und 20 % der Zuckerrübenfläche in Mainz. Für die Nutzung dieser Fläche wurde folgender auf die Stadt Mainz zugeschnittener Anbaumix entwickelt:

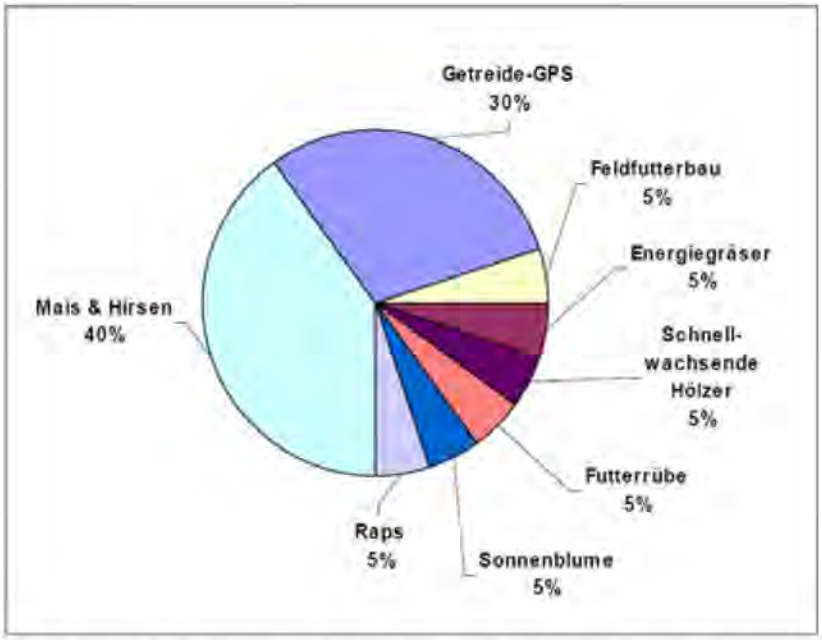


Abbildung 6-3: Anbaumix für NawaRo in der Stadt Mainz

[IfaS (2008)]

Des Weiteren wurden die Potenziale aus Dauergrünland, Obst- und Rebflächen sowie Getreidestroh ermittelt.

Die nachfolgende Tabelle stellt die Ergebnisse der Erfassung dar:

Tab. 6-4: Biomassepotenziale aus Ackerbau und Grünlandbewirtschaftung
[IfaS (2008)]

	Fläche	Hektar-Ertrag	Gesamt-Ertrag	Biogas je t*	Biogasertrag Gesamt	Heizwert	Gesamt-Heizwert
Rapsöl	40,9 ha	1.300 l	53.180 l			9,6 kWh/l	511 MWh
Rapskuchen	40,9 ha	2,5 t	102 t	550 m³	56.248 m³	6 kWh/m³	337 MWh
Silage aus Sonnenblumen	25,5 ha	40,0 t	1.019 t	89 m³	90.673 m³	6 kWh/m³	544 MWh
Silage aus Futterrüben	25,5 ha	100,0 t	2.547 t	90 m³	229.231 m³	6 kWh/m³	1.375 MWh
Grassilage (Feldgrasanbau)	25,5 ha	28 t	713 t	172 m³	122.664 m³	6 kWh/m³	736 MWh
Grassilage (Dauergrünland)	20,5 ha	24 t	492 t	172 m³	84.686 m³	6 kWh/m³	508 MWh
Silage aus Mais & Hirsen	203,8 ha	48 t	9.781 t	202 m³	1.975.663 m³	6 kWh/m³	11.854 MWh
Getreidestroh	221,8 ha	5,9 t*	1.315 t			4,82 MWh/t*	6.336 MWh
Energiegräser (Miscanthus)	25,5 ha	18 t	458 t			4,05 MWh/t	1.857 MWh
Energiegetreide - GPS	152,8 ha	35 t	5.349 t	171 m³	914.630 m³	6 kWh/m³	5.488 MWh
Schnellwachsende Hölzer (Pappeln)	25,5 ha	10 t	255 t			4,27 MWh/t	1.088 MWh
*Durchschnittswerte Rapskörnerertrag: 3,8 t/ha						**Summe:**	**30.296 MWh**

Als Substrate für die Vergärung in Biogasanlagen kommen Rapskuchen, Silage aus Sonnenblumen, Futterrüben, Gras, Energiegetreide als Ganzpflanzensilage, Mais und Hirse in Frage. Ihr Heizwert beträgt insgesamt rund 21.000 MWh_{Hi}/a. Getreidestroh, Energiegräser und schnellwachsende Hölzer werden zur Verbrennung genutzt. Deren Heizwert liegt bei etwa 9.200 MWh_{Hi}/a.

Auch der Viehbestand in Mainz wurde betrachtet, aufgrund der sehr geringen Potenziale jedoch nicht weiter erfasst.

Biomassepotenziale der Forstwirtschaft

An verfügbaren Potenzialen aus der Forstwirtschaft wurden 394 fm/a Holz mit einem Energiegehalt von etwa 1.100 MWh_{Hi}/a identifiziert. Darin enthalten sind der bisher als Industrieholz und der als Brennholz genutzte Teil der jährlichen Ernte sowie das nicht aufgearbeitete Kronenderbholz aus den beiden Mainzer Forstrevieren Lenneberg und Ober-Olm.

Biomassepotenziale der Öffentlichen Hand

Die Öffentliche Hand der Stadt Mainz kann Biomasse aus den Bereichen des privaten und kommunalen Grünschnitts, den Bioabfällen des Abfallwirtschaftsbetriebs und dem Altholz aus der Abfallwirtschaft bereitstellen. Zusätzliche Potenziale aus der kommunalen Abwasserbehandlung sind nicht zu erwarten, da das Zentralklärwerk Mainz das Klärgas und den Klärschlamm zur Eigenversorgung selbst energetisch verwertet.

Bezugsquellen des privaten und kommunalen Grünschnitts sind der Abfallwirtschaftsbetrieb, das Grünamt, das Umweltamt und die Straßenmeisterei. Der identifizierte holzartige Grünschnitt dieser Quellen hat einen Heizwert von cirka 12.000 MWh_{Hi}/a bei einer Menge von rund 20.000 m^3/a. Aus dem grasartigen Grünschnitt kann etwa 970.000 m^3/a Biogas mit einem Heizwert von 5.800 MWh_{Hi}/a gewonnen werden.

Mit den Bioabfällen der Stadt Mainz von rund 11.000 t/a könnten rund 1,35 Mio. m^3/a Biogas erzeugt werden, was einem Heizwert von gut 8.000 MWh_{Hi}/a entspricht. Aufgrund längerfristiger Verträge stehen sie nicht kurzfristig zur Verfügung. Gleiches gilt für das Altholz der Abfallwirtschaft, das auf rund 10.200 t/a geschätzt wird.

Biomassepotenziale aus Industrie und Gewerbe

Aus dem Sektor Industrie/Gewerbe konnte zusätzliches Potenzial an gras- und holzartigem Grünschnitt sowie Bioabfall identifiziert werden. An holzartigem Potenzial beträgt es etwa 34.000 m^3/a mit einem Heizwert von über 20.000 MWh_{Hi}/a. Aus den rund 34.000 m^3/a Grünschnitt kann ungefähr 1,95 Mio. m^3/a Biogas mit einem Heizwert von 11.700 MWh_{Hi}/a erzeugt werden. Der zusätzliche Bioabfall von ca. 37.000 t/a wird als nicht kurzfristig verfügbar eingestuft.

Sägenebenprodukte und Potenziale an Altfetten, Speiseresten und Gartenabfälle sind mengenmäßig nicht erfasst worden. Zusammengefasst nach Stoffgruppen ergeben sich für die Stadt Mainz die nachfolgend dargestellten technischen Biomassepotenziale:

Tab. 6-5: Übersicht der Biomassepotenziale der Stadt Mainz
[IfaS (2008)]

Biomasse	Jahresmengen		Heizwert (MWh)	Heizöläquivalente Liter (l)
holzartige Biomasse				
Energiegräser	25,5 ha bzw.	458 t	1.857	185.677
Schnellwachsende Hölzer	25,5 ha bzw.	255 t	1.088	108.757
Getreidestroh	221,8 ha bzw.	1.315 t	6.336	633.600
Schnittmaterial Obstanlagen	535,0 ha bzw.	3.210 t	16.403	1.640.310
Rodematerial Obstflächen	26,8 ha bzw.	1.876 t	9.586	958.636
Rodematerial Rebflächen	6,1 ha bzw.	613 t	3.132	313.243
Waldholz		394 FM	1.108	110.800
Altholz		10.214 t	43.410	4.340.993
holzartiger Grünschnitt		54.500 m³	32.700	3.270.000
Summe			115.620	11.562.016
ölhaltige Biomasse				
Rapsöl	41 ha bzw.	53.180 l	511	51.053
Summe			511	51.053
sonstige einjährige Pflanzen				
Rapskuchen	40,9 ha bzw.	102 t	337	33.749
Silage aus Sonnenblumen	25,5 ha bzw.	1.019 t	544	54.404
Silage aus Futterrüben	25,5 ha bzw.	2.547 t	1.375	137.538
Grassilage (Feldgrasanbau)	25,5 ha bzw.	713 t	736	73.598
Grassilage (Dauergrünland)	20,5 ha bzw.	492 t	508	50.811
Silage aus Mais und Hirsen	203,8 ha bzw.	9.781 t	11.854	1.185.398
Energiegetreide - GPS	152,8 ha bzw.	5.349 t	5.488	548.778
Sortier- und Ausputzgetreide	2221,0 ha bzw.	622 t	2.936	293.600
Summe			23.779	2.377.877
sonstige organische Biomasse				
Mähgut Obstflächen	535 ha bzw.	3.745 t	9.213	921.270
Bioabfall		48.000 t	35.424	3.542.400
grasartiger Grünschnitt		51.400 m³	17.505	1.750.478
Summe			62.141	6.214.148
Gesamtpotenzial			***202.051***	***20.205.093***

Die Altholz- und Bioabfallpotenziale stehen dabei nicht kurzfristig zur Verfügung. Relevant für eine Anwendung zur Stromerzeugung sind die holzartige Biomasse mit einem Heizwert von rund 72.000 MWh_{Hi}/a zur Verbrennung in einem Holzheizkraftwerk, sowie die sonstigen einjährigen Pflanzen abzüglich des Sortier- und Ausputzgetreides und die organische Biomasse mit insgesamt gut 46.000 MWh_{Hi}/a für den Einsatz in Biogasanlagen.

Biomasseheizkraftwerke, für diese Menge an kurzfristig zur Verfügung stehender holzartiger Biomasse, liegen in der Größenordnung von 0,5 - 5 MW_{el} elektrische Leistung und arbeiten nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsprinzip. Diese werden häufig wärmegeführt betrieben, entsprechend der Wärmenachfrage eines oder mehrerer Abnehmer. Der parallel erzeugte Strom wird in das Stromnetz eingespeist und in der Regel auf Basis des EEG vom Netzbetreiber vergütet.

Konzepte zur Stromerzeugung aus fester Biomasse in dieser Größenordnung sind nur eingeschränkt verfügbar. Zur Auswahl stehen als ausgereifte, am häufigsten eingesetzte Technologie der klassische Dampfprozess mit Einsatz von Dampfturbinen oder Dampfmotoren sowie Biomassefeuerungen mit angekoppelten ORC-Anlagen (Organic Rankine Cycle). Andere Techniken wie Vergasungskonzepte oder Stirlingmotoren sind noch im Pilot- und Entwicklungsstadium. Dampfkraftprozesse kommen aus technisch-ökonomischen Gründen in der Regel erst oberhalb von 0,1 MW_{el} Leistung in Betracht. Sie fallen unter die Dampfkesselverordnung und unterliegen daher der Beaufsichtigungspflicht, was die Personal- und Betriebskosten erhöht.[19] Der Einsatz von Dampfturbinen ist oft erst ab 2 MW_{el} Leistung wirtschaftlich darstellbar.[20]

Der ORC-Prozess entspricht zu großen Teilen dem Dampfkraftprozess. Der Unterschied ist, dass statt Wasser ein organisches Arbeitsmedium (z. B. Silikonöl oder Toluol) verwendet wird, das günstigere Verdampfungseigenschaften bei niedrigerem Druck und Temperaturen besitzt.[5] Der Einsatzbereich dieser Technologie liegt in der Größenordnung von 0,3 bis 2 MW_{el} Leistung. Ob der Einsatz eines Dampfkraftprozesses oder einer ORC-Anlage sinnvoller ist, muss im Einzelfall unter Berücksichtigung der konkreten Rahmenbedingungen entschieden werden.

Bei Anlagen der hier relevanten Größenordnung von 0,5-5 MW_{el} Leistung rechnet die Deutsche Biomasse Forschungszentrum (DBFZ) gGmbH im „Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse" mit einem elektrischen Brutto-Wirkungsgrad von 10-15 % und 4.000 Vollbenutzungsstunden.[6] Der Gesamtwirkungsgrad für die Wärme- und Stromerzeugung der Anlagen liegt bei rund 80 %.[3]

Mit dem im Rahmen des „Biomassemasterplan für die Landeshauptstadt Mainz – Wirtschaftsförderung durch die Strategie zur energetischen Nutzung von Biomasse" ermittelten, kurzfristig verfügbaren Potenzial an holzartiger Biomasse (mit einem Heizwert von rund 72.000 MWh_{Hi}/a), ist mit den zuvor definierten Annahmen ein Biomasseheizkraftwerk mit einer Feuerungsleistung von rund 18 MW_{Hi} realisierbar. Bei

[19] [FNR (2007)]

[20] [DBFZ (2009)]

einem elektrischen Wirkungsgrad von 10-15 % und einem Gesamtwirkungsgrad von 80 % liegen die elektrische Leistung bei etwa 1,8-2,7 MW_{el} und die thermische Leistung bei 11,7 - 12,6 MW_{th}.

Mit 4.000 Vollbenutzungsstunden sind Jahreserträge von 47 bis 50 Mio. kWh_{th}/a und 7,2 bis 10,8 Mio. kWh_{el}/a erreichbar. Der Jahresstromertrag entspricht etwa 0,5 - 0,7 % des Jahresstromverbrauchs der Stadt Mainz (1.500 kWh_{el}/a).

Für den wirtschaftlichen Betrieb einer solchen Anlage ist es entscheidend, dass die Wärme genutzt werden kann, z. B. durch die Einspeisung in ein Nah- oder Fernwärmenetz. Die Betrachtung dieser Möglichkeiten sowie Standortprüfungen sind zum Beispiel im Rahmen einer Machbarkeitsstudie durchführbar.

Der vom IfaS erarbeitete Biomassemasterplan für die Landeshauptstadt Mainz hat ein kurzfristig verfügbares Biomassepotenzial für den Einsatz in Biogasanlagen identifiziert. Dieses besteht aus einjährigen Pflanzen und sonstiger organischer Biomasse, wie Grünschnitt und Mähgut mit einem Energiegehalt im daraus erzeugten Biogas von insgesamt 46.000 MWh_{Hi}/a.

Bei einer Verwertung des Biogaspotenzials in Biogasanlagen mit etwa 500 kW_{el} Leistung[8] und einem elektrischen Wirkungsgrad im Dauerbetrieb von 36 %[21] könnten daraus rund 16,5 Mio. kWh_{el}/a Strom gewonnen werden. Dies entspricht ca. 1,1 % des Stromverbrauchs der Stadt Mainz.

Die Feuerungsleistung von Biogasanlagen dieser Größenordnung liegt im Bereich von 1,2 bis 1,4 MW_{Hi}, deren Vollbenutzungsstundenzahl bei 7.500 bis 8.000 h. Demnach könnten vier Biogasanlagen dieser Größenklasse mit der vorhandenen Substratmenge betrieben werden.

Bei einem thermischen Wirkungsgrad im Dauerbetrieb von 43 % werden dabei auch rund 20 Mio. kWh_{th}/a an Wärmeenergie gewonnen, für die, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten, Abnehmer gefunden werden müssten.

Für die Alternative der Biogasaufbereitung zu Erdgasqualität und Einspeisung in das Erdgasnetz sind diese Anlagen zu klein. Für eine wirtschaftliche Darstellung der Erdgasaufbereitung und –Einspeisung ist laut Energienetz Rhein-Main-GmbH eine stündliche Biogasproduktion von mindestens 500 m^3/h erforderlich. [22]

---

[21] [FNR (2007)]

[22] [IfaS (2009)]

Die stündliche Biogaserzeugung von Anlagen der hier betrachteten Größenordnung liegt maximal bei der Hälfte.

Im Rahmen der Untersuchung des IfaS wurden, gemeinsam mit den identifizierten Akteuren, in drei Werkstattgesprächen Projektideen gesammelt. Im Zusammenhang mit der Stromerzeugung aus Biomasse stehen zwei Vorschläge:

- **Dezentrale Lösungen von Energieanlagen auf Basis von landwirtschaftlichen Reststoffen im Leistungsbereich bis 500 kW_{el}**
- **Mobilisierung von grasartigem Grünschnitt der Straßenmeistereien zur weiteren Verarbeitung in Energieanlagen**

6.3.2 Auswertung der Projektskizzen aus Projektphase II des Biomassemasterplans

In Projektphase II des Biomassemasterplans wurden auf Basis der Erfassung aus Projektphase I zwei Projektskizzen erarbeitet und im November 2009 fertig gestellt:

- **Initiierung einer energetischen Verwertung von Holz aus der Obstbaumpflege**
- **Projektierung einer Biogasanlage auf dem Gebiet der Landeshauptstadt Mainz**

Sie werden hinsichtlich ihrer Relevanz für die Stromerzeugung im Stadtgebiet Mainz bewertet.

6.3.2.1 Projektskizze „Initiierung einer energetischen Verwertung von Holz aus der Obstbaumpflege"

In dieser Projektskizze wurde geprüft, wie die im Biomassemasterplan – Projektphase 1 - identifizierten Potenziale des Restholzes aus dem Obstbau energetisch genutzt werden können. Ein Ziel der Stadt ist es unter anderem auch, die offene Verbrennung von Rodungsholz aufgrund der Geruchsbelästigung und der Feinstaubbelastung künftig einzudämmen.

Folgende Potenziale stehen entsprechend der Erfassung zur Verfügung:

Tab. 6-6: Potenzial aus Rodematerial von Obst- und Rebflächen

	Fläche	Hektar-Ertrag	Gesamt-ertrag	Heizwert, lufttrocken	Gesamt-Heizwert	Heizöl-Äquivalente	CO_2-Äquivalente
Rodematerial Obstflächen	26,8 ha	70,0 t	1.876 t	3,96 MWh/t	7.429 MWh	760.774 l	2.043 t
Rodematerial Rebflächen	6,1 ha	100,0 t	613 t	3,96 MWh/t	2.427 MWh	248.590 l	668 t
				Summe	*9.856 MWh*	*1.009.364 l*	*2.711 t*

Das identifizierte Schnittmaterial in Höhe von 6 t/a ist aus Gründen der Nährstoffrückführung und der technisch-wirtschaftlichen Erwägungen nicht weiter betrachtet worden. Es ergibt sich daher nur aus dem Rodematerial ein nutzbares Potenzial in Höhe von cirka 2.500 t/a Holz mit einem Heizwert von rund 10.000 MWh_{Hi}/a.

Als Verwertungsmöglichkeiten wurden geprüft:

1. **Eigenverwertung in Kleinfeuerungsanlagen und Verkauf von Hackschnitzeln durch die landwirtschaftlichen Betriebe**
2. **Dezentrale Verwertung in einer mittleren Heizanlage**
3. **Zentrale Erfassung, ggf. Aufbereitung und Verwertung in einer Großanlage**

Nur Möglichkeit 3 schließt die Stromerzeugung mit in die Betrachtung ein. Dabei wurde davon ausgegangen, dass das Potenzial in einem bestehenden, regionalen Biomasse-HKW verfeuert wird, und nicht in einem kleineren Heizkraftwerk im Stadtgebiet Mainz.

Zu prüfen sind in diesem Zusammenhang die Qualitätsanforderungen an den Brennstoff für diese Anwendung, da auch Wurzelholzanteile mit Erdanhang enthalten sind. Bei kleineren Heizkraftwerken in der Größenordnung von 1 MW_{el} sind die Anforderungen höher als bei größeren Anlagen.

6.3.2.2 Projektskizze „Projektierung einer Biogasanlage auf dem Stadtgebiet der Landeshauptstadt Mainz"

In dieser Projektskizze wurde geprüft, inwiefern mit dem ab 2015 verfügbaren Potenzial an Biomasse und grasartigem Grünschnitt eine Biogasanlage wirtschaftlich betrieben werden kann. Dabei wurden auch drei mögliche Standorte auf ihre Eignung hin überprüft, die Anlagengröße dimensioniert, und die passende Technologie erläutert.

Folgende kurzfristig mobilisierbaren Mengenpotenziale wurden identifiziert:

Tab. 6-7: Kurzfristig mobilisierbares Biomassepotenzial für Biogasanlage

Biomasse	Jahresmengen	Biogasertrag (m³/a)	Heizwert (MWh/a)	Heizöläquiva-lente Liter (l/a)
Bioabfall				
Stadt Mainz	11.000 t/a	1.353.000 m³/a	8.118 MWh/a	811.800 l/a
Stadt Wiesbaden	15.000 t/a	1.845.000 m³/a	11.070 MWh/a	1.107.000 l/a
LK Mainz-Bingen	16.850 t/a	2.072.550 m³/a	12.435 MWh/a	1.243.530 l/a
LK Bad Kreuznach	5.000 t/a	615.000 m³/a	3.690 MWh/a	369.000 l/a
Bioabfallpotenzial, insg.	***47.850 t/a***	***5.885.550 m³/a***	***35.313 MWh/a***	***3.531.330 l/a***
Grünschnitt (grasartig)				
Stadt Mainz, Entsorgungsbetrieb	4.692 t/a	888.257 m³/a	5.330 MWh/a	532.954 l/a
Stadt Mainz, Grünflächenamt	420 t/a	79.520 m³/a	477 MWh/a	47712 l/a
LK Mainz-Bingen	10.660 t/a	2.018.293 m³/a	12.110 MWh/a	1.210.976 l/a
LK Bad Kreuznach	750 t/a	142.000 m³/a	852 MWh/a	85.200 l/a
grasartiger Grünschnitt, insg.	***16.522 t/a***	***3.128.071 m³/a***	***18.768 MWh/a***	***1.876.842 l/a***
Gesamtpotenzial	**64.372 t/a**	**9.013.621 m³/a**	**54.082 MWh/a**	**5.408.172 l/a**

Da in bestehenden Abfallbehandlungsanlagen im Raum Mainz noch freie Kapazitäten vorhanden sind, die genutzt werden sollen, reduziert sich das kurzfristig verfügbare Potenzial auf etwa 28.000 t/a Bioabfall und 10.000 t/a grasartigen Grünschnitt, vgl. [Ifas 2008].

Im Rahmen einer Standortprüfung wurden Standorte auf der ehemaligen Fläche der Heidelberg Zement AG in Mainz-Weisenau sowie eine Fläche in Essenheim und am Layenhof geprüft. Aufgrund der günstigsten verkehrstechnischen Anbindung, signifikanter Wärmesenken in unmittelbarer Nähe und guten Voraussetzungen zur Gaseinspeisung wurde der Standort Mainz-Weisenau als am besten geeignet bewertet.

Als passendes Verfahren für die Biogaserzeugung aus dem verfügbaren Substrat wurde die Trockenfermentation im diskontinuierlichen Verfahren ausgewählt.

Als entscheidende Vorteile wurden genannt:

- **Einfache Prozessführung, robuste Technik**
- **Verwertung störstoffhaltiger Substrate möglich**
- **Wegfall des Lageraufwandes für vergorenes Substrat**
- **Einsatz eines modernen Prozessleitsystems zur Steuerung möglich**
- **Hohe Trockensubstratgehalte erreichbar (bis 50 % TS-Gehalt)**

- **Einsatz vorhandener Maschinen (Rad-/Frontlader) möglich**
- **Kombinationsfähigkeit mit bestehenden Kompostierungsanlagen**
- **Niedriger Prozessenergieverbrauch (<10 %), flexible Erweiterungen durch modularen Aufbau möglich (Beispiel: Bekon-Verfahren)**

Entsprechend der Auslegung des Herstellers BEKON Energie Technologies GmbH werden 14 Fermenter sowie zwei BHKW mit je 707 kW_{el} Leistung benötigt. Der Platzbedarf der Anlage beträgt rund 2 ha. Es wird mit Jahreserträgen von etwa 6.500 MWh_{th}/a und 7.800 MWh_{el}/a gerechnet.

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden die Kosten auf 11 Mio. € geschätzt und ein jährlicher Aufwand von 1,7 Mio. € ermittelt. Auf der Einnahmeseite steht der Erlös aus dem Wärme- und dem Stromverkauf. Bei einem erzielbaren Wärmepreis von 2 Ct/kWh_{th} und einer Vergütung des eingespeisten Stroms nach dem EEG 2009 ab dem Jahr 2010 von 11,63 Ct/kWh_{el} , könnten etwa 1,03 Mio. €/a eingenommen werden. Mit den Erträgen aus der Abfallentsorgung, einem möglichen KWK-Zuschlag und dem Kompostverkauf wäre ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich.

Als Varianten zur Biogasnutzung stehen alternativ zur Diskussion:

- **Verkauf des Biogases und Transport über ein Mikrogasnetz zur Nutzung an anderer Stelle in unmittelbarer Nähe**
- **Biogasaufbereitung zu Erdgasqualität und Einspeisung in das Erdgasnetz**

Interessenten konnten bereits für die verschiedenen Varianten identifiziert werden. Der nächste Schritt ist eine Konkretisierung des Projekts im Rahmen einer Machbarkeitsstudie.

6.4 Ermittlung der Biomassepotenziale der Region Mainz

6.4.1 Landkreise Mainz-Bingen und Alzey-Worms

Für die beiden Landkreise gibt es noch keine Studie zur Erfassung der Biomassepotenziale, die zur Energieerzeugung nutzbar sind. Daher wurden diese, mit Hilfe von Kennzahlen aus der Literatur, überschlägig ermittelt. Dabei wurde zunächst das theoretische Potenzial erfasst und anhand von Annahmen das verfügbare Potenzial abgeschätzt.

Basisdaten sind die überschlägige Flächenverteilung, Flächennutzung, Tierhaltung, und Bevölkerungsdichte. Die hier relevanten Flächennutzungen sind Wald, Dauergrünland und Ackerland. Ackerland wird aufgeteilt in einen genutzten und einen ungenutzten Anteil. Auf Ackerflächen mit Getreideanbau steht Reststroh zur Verfügung. Auf ungenutzten Ackerflächen können Energiepflanzen angebaut werden. Weitere Potenziale können aus der Tierhaltung (z. B. Gülle) und aus der Einwohnerzahl (z. B. Altholz, Grünschnitt, etc.) ermittelt werden.

Mit Ertrags- und Energiekennzahlen für die einzelnen Biomassen können aus den Flächendaten Energiemengen berechnet werden. Die Kennwerte sind den Studien des Hessischen Ministeriums für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz „Grunddaten und Modelle zur Biomassenutzung und zum Biomassepotenzial in Hessen“[23] und des IfaS „Studie zur Weiterentwicklung der energetischen Verwertung von Biomasse in Rheinland-Pfalz“[24] entnommen. Bereits genutzte Biomasse sowie restriktive Flächen werden pauschal berücksichtigt.

Die ermittelten Biomassepotenziale können in folgende Bereiche unterteilt werden:

- **Org. Abfällen/ Bioabfall (Biomüll, Grünschnitt, Landschaftspflegematerial)**
- **Holz (Waldrest-, Schwachholz, Sägewerksnebenprodukte)**
- **Landwirt. Reststoffe (Gülle, Stroh, Grünschnitt)**
- **Anbaupflanzen (ein-, mehrjährig, Kurzumtriebspflanzen)**

In der nachfolgenden Tabelle sind die Parameter zusammengefasst, die als Grundlage für die Abschätzung des verfügbaren Bioenergiepotenzials dienen.

[23] [HMULV (2005)]

[24] [IfaS (2004)]

Tab. 6-8: Ertrags- und Energieparameter zur Abschätzung des Biomassepotenzials [HMULV (2005)]

	Bezug	Literatur-kennwert	Einheit	Energie-gehalt	Einheit
Grünland und Reststoffe					
Dauergrünland	Dauergrünland	10	t/ha	4	MWh/t
Grünabfall / Grasartiger Gartenabfall	Einwohner	69,3	kg/EW/a	1	MWh/t
Bioabfall	Einwohner	84,7	kg/EW/a	0,75	MWh/t
Gülle (GVE 500kg)	GVE	1	m³ Biogas/GVE	6	kWh/m³
Holz					
Waldrestholz	Waldfläche	1	t/ha a	3,8	MWh/t
zusätz. Einschlagpotential/ungenutzter Holzzuwachs	Waldfläche	1,9	m³/ha/a	2,6	MWh/m³
Sägewerkprodukte	Waldfläche	2,61	m³/ha/a	2,6	MWh/m³
Holzartiger Grünabfall	Einwohner	61,1	kg/EW/a	2,5	MWh/t
Landschaftspflegeholz	Gesamtfläche	0,04	m³/ha/a	2,6	MWh/m³
Altholz	Einwohner	80	kg*EW/a	3,8	MWh/Mg
Ackerbau					
Reststroh (Brennstoff) [Weizenertrag Korn / Stroh = 0,8 / 1]		8	t FM/ha	32	MWh/ha
Energiepflanzen zur Verbennung		10	t/ha	4,7	MWh/t
Energiepflanzen zur Vergärung in Biogasanlager	Ackerfläche	44	t FM/ha	1,212	MWh FM/t

Um das verfügbare Potenzial zu erhalten, das für eine energetische Nutzung im Sinne dieser Studie zur Verfügung steht, ist abzuschätzen, wie viel der Menge nachhaltig nutzbar ist und wie viel bereits genutzt wird. Diese Mengen sind entsprechend abzuziehen.

Tab. 6-9: Kennwerte zur Bestimmung des verfügbaren Potenzials
[HMULV (2005)]

	Theoretisches Potential (%)	Bezugsgröße	Nachhaltiges Potenzial(%)	bereits verwendetes Potenzial (%)	verfügbares Potenzial (%)
Grünland und Reststoffe					
Dauergrünland	20%	energetische Nutzung des Grünlandes	75%	50%	8%
Grünabfall / Grasartiger Gartenabfall	75%	feuchter Anteil am Grünabfall	75%	10%	50%
Bioabfall	75%	Anteil getrennt erfasste HH-Abfälle	75%	30%	40%
Gülle (GVE 500kg)	85%	des Aufkommens	100%	40%	50%
Holz					
Waldrestholz	50%	der Resthölzer	90%	55%	20%
zusätz. Einschlagpotential/ungenutzter Holzzuwachs	30%	des Zuwachses als Energieholz	75%	0%	23%
Sägewerkprodukte	100%	des Sägeabfalls	50%	50%	25%
Holzartiger Grünabfall	25%	Holzanteil am Grünabfall	75%	25%	14%
Landschaftspflegeholz	100%	des Aufkommens	75%	10%	68%
Altholz	100%		50%	70%	15%
Ackerbau					
Reststroh (Brennstoff) [Weizenertrag Korn / Stroh = 0,8 / 1]	30%	des Aufkommens	90%	10%	24%
Energiepflanzen zur Vergärung in Biogasanlagen (zukünftig	10%	der Ackerfläche	100%	25%	7,5%

Grünland und Reststoffe

Dauergrünland dient als Weide oder als Wiese zur Gras- bzw. Silage-Gewinnung. Die Studie des hessischen Umweltministeriums geht davon aus, dass 20 % des Dauergrünlandes als theoretisches Potenzial für die Energienutzung zur Verfügung stehen. Verfügbar und technisch nutzbar sind rund 8 % der Grünlandflächen. Das Gras mit seinem Energiegehalt von etwa 4 MWh_{Hi}/t dient der Biogaserzeugung.

Das gesamte Bioabfallaufkommen umfasst Biotonne und Gartenabfälle. Die Werte für Biotonne und Grünabfälle entstammen der „Landesabfallbilanz Rheinland-Pfalz 2007". Daraus ergeben sich ein Grünabfallaufkommen von 69,3 kg/EW*a und ein Bioabfallaufkommen von 84,7 kg/Ew*a. Technisch nutzbar und verfügbar sind davon nur etwa 40 %, da es bereits vorhandene Absatzwege gibt.

Unter Grünabfall versteht man im allgemeinen Baum-, Strauch-, Hecken-, Gras-, Rasen-, Grünschnitt, Landschaftspflegematerial und ähnliches. Etwa 75 % des Grünabfalls sind grasartig und können für die Biogaserzeugung technisch genutzt werden. Abzüglich der bereits genutzten Mengen von kann von einem verfügbaren Potenzial von 50 % ausgegangen werden.

Für die energetische Nutzung von Gülle steht nicht das gesamte Aufkommen an Exkrementen aller Nutztierarten zur Verfügung. Für die Berechnung werden nur Exkremente von Schweinen und Rindern berücksichtigt, da diese in Landesstatistiken erfasst werden. Eine Großvieheinheit (GVE) erzeugt täglich etwa 1 m³ Biogas. Der durchschnittliche Energiegehalt wird mit 6 kWh_{Hi}/m^3 angenommen.

Es wird davon ausgegangen, dass noch etwa 50 % des Aufkommens zur Verfügung stehen.

Holz

Das Waldrest- und Schwachholz wird derzeit aus waldwirtschaftlichen Gründen geschlagen, aber kaum stofflich genutzt. Zum Waldrestholz gehören insbesondere die im Wald verbleibenden Holzreste der Nutzholzgewinnung. Der Anfall beträgt etwa 1 t/ha*a, bei einem Energiegehalt von etwa 3,8 MWh_{Hi}/t. Mengenanteile, die bereits in privaten Holzfeuerungsanlagen genutzt werden, ist hier nicht enthalten. Etwa 25 % des Grünabfalls ist holzartig und hat einen Energiegehalt von etwa 2,5 MWh_{Hi}/t. Schätzungsweise sind 14 % verfügbar. Ungenutzter Holzzuwachs, der als zusätzliches Einschlagpotenzial bezeichnet wird, beträgt nach (HMULV 2005) 1,9 m³/ha a. Der Energiegehalt liegt bei 2,6 MWh_{Hi}/m^3. Es wird geschätzt, dass 23 % des bisher ungenutzten Holzzuwachses verfügbar sind. Etwa 30 % des Sägewerksinputs fällt als Abfall an. In dieser Potenzialermittlung wird davon ausgegangen, dass 25 % der Sägewerksprodukte mit einem Energiegehalt von 2,6 MWh_{Hi}/m^3 für eine nachhaltige energetische Nutzung verfügbar sind. Das theoretische Potenzial an Altholz gemäß Altholzverordnung wird anhand der Kennwerte auf 80 kg/EWa mit einem Energiegehalt von 3,8 MWh_{Hi}/t abgeschätzt (HMULV 2005). Da der Großteil schon genutzt wird, verbleibt ein verfügbares Potenzial von etwa 13 %. Als Landschaftspflegeholz werden die organischen Rückstände aus der Pflege von Grünflächen und der Landschaftspflege zusammengefasst. Das mittlere theoretische Aufkommen beträgt etwa 0,04 m³/ha*a, bezogen auf die Landesfläche. Der Energiegehalt entspricht 2,6 MWh_{Hi}/m^3.

68 % des Aufkommens werden als nachhaltig nutzbar und verfügbar angesehen.

Ackerbau

Reststroh ist der Teil der Ernte, der nicht zur Nahrungs- oder Futtermittelproduktion verwendet wird. Während in der IfaS-Studie[25] von einem vollständigen Verbleib auf dem Acker ausgegangen wird, nimmt die hessische Studie[26] an, dass nur 30 % benötigt werden.

[25] [IfaS (2004)]

[26] [HMULV (2005)]

Nachhaltig nutzbar und verfügbar sind nach den in dieser Potenzialermittlung getroffenen Annahmen 24 %. Der Strohertrag errechnet sich aus dem Weizenertrag (8,5 t/ha) und dem Korn/Stroh-Verhältnis (1/0,8). Unter dem Begriff „Energiepflanzen" werden ein- oder mehrjährige Kulturen verstanden, die auf landwirtschaftlichen Nutzflächen zur alleinigen energetischen Verwertung angebaut werden. Hier wird die Annahme getroffen, dass rund 10 % der Ackerfläche für Energiepflanzen genutzt werden, ohne dass Konkurrenz zu Nahrungsmitteln auftritt. Sie werden für den Anbau von Energiepflanzen zur Vergärung in Biogasanlagen genutzt.

Aus diesen Annahmen ergeben sich für die Landkreise Mainz-Bingen und Alzey-Worms die in den Tabellen 6-10, 6-11 und 6-12 zusammengefassten Potenziale. Demnach liegen die verfügbaren Potenziale der holzartigen Biomasse im Landkreis Alzey-Worms bei rund 24.000 MWh_{Hi}/a und im Landkreis Mainz–Bingen bei 55.000 MWh_{Hi}/a.

Entsprechend den Kenndaten zu Biomasseheizkraftwerken aus Abschnitt 6.3.1 könnte mit diesem Potenzial von insgesamt 79.000 MWh_{Hi}/a eine Anlage mit rund 19 MW_{Hi} Wärme und 1,9 bis 2,9 MW_{el} Leistung betrieben werden. Damit ist ein Jahresstromertrag von 7,6 bis 11,6 Mio. kWh_{el}/a erreichbar.

Aus dem Sektor Ackerbau könnte ein beachtenswertes Potenzial an Reststroh als Substrat zur Verbrennung verfügbar sein. Dieses beträgt im Landkreis Alzey-Worms ca. 227.000 MWh_{Hi}/a und im Landkreis Mainz–Bingen ca. 151.000 MWh_{Hi}/a. Zusammengerechnet entspricht dies knapp dem fünffachen des Energiegehalts der holzartigen Biomasse. Die thermische Nutzung von Stroh als Brennstoff ist in Deutschland technisch noch nicht so ausgereift wie die Verbrennung von Holz. Es gibt kaum Referenzanlagen. Eine der wenigen befindet sich in Schkölen (Thüringen). Diese ist ein reines Heizwerk. [27]

Eine weitere Referenz ist das Bioenergiekraftwerk Emlichheim, das Strohballen als Brennstoff verwendet. Mit etwa 75.000 t/a Stroh wird die Anlage mit einer Feuerungswärmeleistung von knapp 50 MW_{Hi} beschickt. Damit werden etwa 55.000 MWh_{el}/a Strom erzeugt und ins öffentliche Stromnetz eingespeist.[28] Mit fast 95.000 t/a wäre die überschlägig ermittelte verfügbare Menge an Reststroh ausreichend, um eine ähnliche Anlage zu betreiben. Ob diese Menge tatsächlich verfügbar und die Anlagentechnik sowie das Konzept übertragbar ist, ist in einer vertiefenden Untersuchung (zum Beispiel im Rahmen einer Machbarkeitsstudie) zu prüfen.

[27] [FNR (2007)]

[28] http://www.bioenergie-emsland.de/kenndaten_emlichheim.htm, 28.06.2010

Das Biomassepotenzial zur Nutzung in Biogasanlagen setzt sich zusammen aus dem Anbau von Energiepflanzen zur Vergärung (z. B. Mais), Gräser (Dauergründland), Gülle, Grün- und Gartenabfall sowie Bioabfall.

Für den Landkreis Alzey-Worms ergibt die überschlägige Ermittlung ein Potenzial mit einem Energiegehalt von etwa 111.000 MWh_{Hi}/a aus dem Energiepflanzenanbau und von knapp 10.000 MWh_{Hi}/a aus dem Bereich Grünland/Reststoffe. Im Landkreis Mainz-Bingen liegt es bei fast 74.000 MWh_{Hi}/a aus dem Energiepflanzenanbau und rund 19.000 MWh_{Hi}/a aus dem Bereich Grünland/Reststoffe.

Im Landkreis Alzey-Worms würde das Potenzial (rein auf den Energiegehalt bezogen) für den Betrieb von 10 bis 13 Biogasanlagen mit 500 kW_{el} Leistung ausreichen, wenn man von einer Vollbenutzungsstundenzahl von 7.500 bis 8.000 h und einer Feuerungswärmeleistung von 1,2 bis 1,4 MW_{Hi} ausgeht. Mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 36 % im Dauerbetrieb könnten damit etwa 43 Mio. kWh_{el}/a Strom erzeugt werden.

Bei gleichen Annahmen reicht das Potenzial im Landkreis Mainz-Bingen für 8 bis 10 Biogasanlagen mit 500 kW_{el} und einer Jahresstromerzeugung von knapp 34 Mio. kWh_{el}/a.

Vorteilhaft könnte es sein, wenn größere Biogasanlagen errichtet würden, deren stündliche Biogasproduktion ein wirtschaftliches Aufbereiten des Biogases und Einspeisen ins Erdgasnetz ermöglicht. Damit könnte die Problematik von möglicherweise fehlenden Wärmesenken in der Größenordnung von etwa 4.000 MWh_{th}/a pro Anlage, die für einen wirtschaftlichen Betrieb benötigt würden, gelöst werden.

Andererseits wird dann die Logistik aufwendiger, da mehr Substrat zu einem Standort transportiert werden muss und die Entfernung wahrscheinlich größer werden.

Tab. 6-10: Verfügbares Potenzial des Bereichs Holz

	Holz											
	Waldrestholz		zusätzl Einschlagpotenzial		Sägewerksnebenprodukte		holziger Teil Grünabfall		Landschaftspflegeholz		Altholz	
	t/a	MWh_{Hi}/a	m^3/a	MWh_{Hi}/a	m^3/a	MWh_{Hi}/a	t/a	MWh_{Hi}/a	m^3/a	MWh_{Hi}/a	t/a	MWh_{Hi}/a
Alzey-Worms	670	2.560	1.540	4.000	1.960	5.090	1.080	2.690	1.590	4.130	1.250	4.770
Mainz-Bingen	2.210	8.390	5.030	13.090	6.400	16.650	1.730	4.330	1.640	4.250	2.020	7.660

Tab. 6-11: Verfügbares Potenzial des Bereichs Ackerbau

	Ackerbau			
	Reststroh (von Ackerfläche)		Mais	
	t/a	MWh_{Hi}/a	t/a	MWh_{Hi}/a
Alzey-Worms	56.740	226.960	91.730	111.180
Mainz-Bingen	37.740	150.980	61.020	73.960

Tab. 6-12: Verfügbares Potenzial des Bereichs Gründland/Reststoffe

	Grünland / Reststoffe							
	Gräser (Dauergrünland)		Gülle (Biogas)		Grünabfall / Gartenabfall		Bioabfall	
	t/a	MWh_{Hi}/a	m^3/a	MWh_{Hi}/a	t/a	MWh_{Hi}/a	t/a	MWh_{Hi}/a
Alzey-Worms	300	1.200	154.600	900	4.400	4.400	4.500	3.400
Mainz-Bingen	1.200	4.700	347.800	2.100	7.100	7.100	7.200	5.400

6.4.2 Landkreis Groß-Gerau

Der Landkreis Groß-Gerau hat sich (analog zur Stadt Mainz) zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 30 % des Gesamtenergieverbrauchs aus Erneuerbaren Energien zu decken. In einem ersten Schritt wurden dazu Konzepte und Studien für den Teilbereich Strom beauftragt.

Die TU Darmstadt hat gemeinsam mit der juwi Holding AG in der „Potenzialstudie erneuerbare Energien für den Landkreis Groß-Gerau (Hessen) – Schwerpunkt Stromerzeugung" das theoretische Potenzial zur Nutzung Erneuerbarer Energien ermittelt. Die Transferstelle Bingen erarbeitete ein Strategiepapier für die Zielerreichung 2020.

Das Witzenhausen Institut / Pöyry aktualisierte die Potenzialstudie Hessen mit dem Schwerpunkt Biomasse.

In der Potenzialstudie der TU Darmstadt und der juwi Holding AG wurden für die Nutzung von Biomasse in Biogasanlagen folgende Potenziale ermittelt:

Tab. 6-13: Biomassepotenzial für Biogasanlagen im LK Groß-Gerau
(Quelle: TU Darmstadt/juwi)

Art der Biomasse	Energiegehalt$_{el.}$ in MWh/a	Energiegehalt$_{therm.}$ in MWh/a
Energiepflanzen	15.306	10.119
Gülle	1.141	754
Dauergrünland	761	503
Zuckerrübenblätter	2.132 – 4.265	1.410– 2.819
Kartoffelkraut	200 – 399	132.– 264
Bioabfälle	2.474	1.635
Gesamt	**22.121 –24.431**	**14.625 – 16.152**

Dies ermöglicht laut der Studie den Betrieb von rund 7 Biogasanlagen mit je 0,5 MW_{el} und einer Jahresvollbenutzungsstundenzahl von 7.500. Im Strategiepapier des Landkreises wird der Bau von 5 Biogasanlagen mit 0,5 MW_{el} angestrebt, um damit eine Stromerzeugung von etwa 18.750 MWh_{el}/a zu erreichen.

Damit wären rund 80 % des gesamten theoretischen Potenzials ausgeschöpft.

Seit August 2008 betreiben die Stadtwerke Groß-Gerau in Wallerstädten eine Biogasanlage mit einer Leistung von 716 kW_{el} und 620 kW_{th}. Der Jahresstromertrag beträgt rund 5,4 Mio. kWh_{el}/a. 43 Landwirte beliefern die Anlage mit insgesamt ca. 13.000 t Mais, Grünroggen und Zuckerhirse. Der Flächenbedarf für den Anbau beträgt etwa 250 ha.

Strom in Höhe von etwa 6 Mio. kWh_{el}/a wird aus dem Deponiegas auf den Deponien Büttelborn und Mörfelden gewonnen.

An holzartiger Biomasse zur Verbrennung wurden folgende Potenziale ermittelt:

Tab. 6-14: Biomassepotenzial zur Verbrennung
(Quelle: TU Darmstadt/juwi)

Art der Biomasse	Energiegehalt in MWh/a
Stroh	31.785
Waldenergieholz	4.615
Grünschnitt	1.834
Industrierest- und Gebrauchtholz	55.555 – 102.222
Gesamt	**93.789 – 140.456**

Eine große Schwankungsbreite gibt es dabei noch im Bereich des Industrierest- und Gebrauchsholz.

Für die Zielerreichung des Landkreises ist es nach dem Strategiepapier vorgesehen, dass ein Biomasse-Heizkraftwerk mit einer Leistung von 1 MW_{el} errichtet wird, das im Jahr etwa 7.500 MWh_{el}/a an Strom erzeugt. Die 1 MW_{el} Große Kraft-Wärme-Kopplungsanlage benötigt dafür bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 15 % etwa 67.000 Sm^3 Holzhackschnitzel pro Jahr. Dies entspricht ca. 20.000 Tonnen bei einer Schüttraumdichte von 300 kg/Sm^3 und einem Energiegehalt von insgesamt 53.000 MWh_{Hi}.

Damit wäre etwa die Hälfte des im Landkreis verfügbaren Potenzials an Biomasse zur Verbrennung ausgeschöpft. Bioabfälle und Grünschnitt sind entsprechend der Erfassung in der Projektskizze „Projektierung einer Biogasanlage auf dem Stadtgebiet der Landeshauptstadt Mainz" aufgrund von Lieferverträgen bis 2019 nicht verfügbar und haben daher keine Relevanz für den Zeitraum bis 2020.

6.5 Fazit

Das Stadtgebiet Mainz verfügt über eigenes Holzpotenzial in der Größenordnung, dass ein Biomassekraftwerk mit 1,8 - 2,7 MW_{el} Leistung mit rund 4.000 Vollbenutzungsstunden betrieben werden könnte (dass bis zu 10,8 Mio. kWh_{el}/a Strom erzeugen würde). Das verfügbare Biomassepotenzial (ohne Bioabfall), welches für die Vergärung in Biogasanlagen geeignet ist, reicht für den Betrieb von vier Biogasanlagen à 500 kW_{el} Leistung aus. Der Grünschnitt wird allerdings auch im Rahmen der Projektskizze „Projektierung einer Biogasanlage auf dem Gebiet der Landeshauptstadt" eingeplant. Unter Berücksichtigung dieses Aspekts verbleibt nur ein Potenzial für 3 zusätzliche Biogasanlagen à 500 kW_{el} Leistung. Mit 7.500 bis 8.000 Vollbenutzungsstunden produzieren sie 11 bis 12 Mio. kWh_{el}/a Strom.

In der o. g. Projektskizze untersuchte Biogasanlage bindet die Bioabfälle der Städte Mainz und Wiesbaden und der Landkreise Mainz-Bingen, Alzey-Worms und Bad Kreuznach ein sowie den grasartigen Grünschnitt der Stadt Mainz, des Landkreises Mainz-Bingen und des Landkreises Bad Kreuznach.

Nach Auslegung der BEKON Energie Technologies GmbH können mit zwei BHKW à 707 kW_{el} etwa 7,8 Mio. kWh_{el}/a Strom erzeugt werden.

Rechnet man diese Potenziale zusammen, ergibt sich ein möglicher Jahresstromertrag von etwa 30 Mio. kWh_{el}/a, was etwa 2 % des jährlichen Stromverbrauchs der Stadt Mainz entspricht. Der Nachbarlandkreis Groß-Gerau hat eigene Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energien formuliert und plant entsprechend seinem Strategiepapier, den Großteil der Biomasse selbst zu nutzen.

Die rheinhessischen Nachbarkreise Alzey-Worms und Mainz-Bingen haben nach überschlägiger Ermittlung noch Potenziale für den Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse. Anhand der Zahlen, die aus Literaturkenndaten ermittelt wurden, genügt das nachhaltig verfügbare Biomassepotenzial, um ein Biomassekraftwerk mit 1,9 - 2,9 MW_{el} sowie 18 - 23 Biogasanlagen mit 500 kW_{el} Leistung zu betreiben. Das Stromerzeugungspotenzial liegt bei insgesamt etwa 85 Mio. kWh_{el}/a.

Beide Landkreise haben als langfristiges Ziel formuliert, bis 2050 Nullemissionslandkreise zu werden und sind daher auch an der eigenen Nutzung ihres Potenzials interessiert. Für den Landkreis Mainz Bingen beträgt das ermittelte Stromerzeugungspotenzial aus Biomasse etwa 40 Mio. kWh_{el}/a, was rund 6,1 % des Stromverbrauchs 2007 entspricht. Für den Landkreis Alzey-Worms liegt er bei 46 Mio. kWh_{el}/a, einem Anteil von etwa 9,3 % des Stromverbrauchs 2007.

7 Arbeitspaket 5: Potenzial Geothermie

- Basisinformationen zur möglichen tiefengeothermischen Nutzung innerhalb des Versorgungsgebietes der Stadtwerke Mainz -

7.1 Entwicklung der Tiefengeothermie in Deutschland

Der Ausbau der Tiefengeothermie zur Stromerzeugung steht momentan noch am Anfang seiner Entwicklung. Laut der Agentur für Erneuerbare Energien liefert die Stromerzeugung aus Geothermie zurzeit noch den geringsten Beitrag zur Stromerzeugung innerhalb der Erneuerbaren Energien. Dennoch erwartet die Leitstudie des Bundesumweltministeriums zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland (NITSCH, J. 2007) eine Steigerung der installierten Leistung geothermischer Kraftwerke auf 210 MW_{el} bis 2015 und auf 490 MW_{el} bis 2020.

Eine Vielzahl von Geothermieprojekten ist mittlerweile neu initiiert worden, bzw. steht kurz vor der Realisierung. Dieser positive Trend lässt sich auf die Umsetzung der drei Pilotprojekte (Groß-Schönebeck, Unterhaching und Landau) sowie die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zurückführen. Die Einführung des EEG schaffte die notwendige Investitionssicherheit für Projektplaner und die EEG – Novelle im Jahr 2009 hat einen Anreiz für weitere Investitionen geschaffen.

7.2 Nutzungsarten der Tiefengeothermie

Geothermische Lagerstätten werden generell nach der verfügbaren Temperatur unterschieden. In Regionen mit besonders hohen Wärmeanomalien im Untergrund (z. B. in Gebieten mit vulkanischer Aktivität oder an den Rändern der Erdkrustenplatten) können bereits in geringen Tiefen (< 1.000 m) sehr hohe Temperaturen (> 150 °C) auftreten. Dies ist z. B. in Island der Fall, wo man bereits in geringer Tiefe sehr heißes Wasser bzw. Dampf antrifft. Diese Art von Lagerstätte wird als Hochenthalpie-Lagerstätte bezeichnet. Niederenthalpie-Lagerstätten befinden sich dagegen innerhalb der Kontinentalplatten und sind durch geringere Untergrundtemperaturen gekennzeichnet, wobei jedoch auch hier Regionen mit deutlich unterschiedlichen Temperaturniveaus anzutreffen sind. Um die vorhandene geothermische Energie zu erschließen, sind in der Regel tiefe Bohrungen notwendig.

In Deutschland werden ausschließlich Niederenthalpie-Lagerstätten erschlossen. Dabei spielt der geothermische Gradient eine bedeutende Rolle. Dieser beschreibt die Anstiegsrate der Temperatur mit der Tiefe. In Deutschland beträgt er durchschnittlich 3 bis 4° C pro 100 m Tiefe. Der Oberrheingraben ist das Gebiet in Deutschland, welches, bezogen auf die Fläche, den größten geothermischen Gradienten aufweist. Daher ist diese sogenannte geothermische Provinz für eine geothermische Nutzung prädestiniert.

Zur Erschließung der tiefengeothermischen Energie stehen zwei unterschiedliche Nutzungsarten zur Verfügung. Prinzipiell unterscheidet man zwischen hydrothermaler Nutzung (hydrothermale Geothermie) und dem sogenannten Hot-Dry-Rock oder Hot-Fractured-Rock-Verfahren (Petrothermale Geothermie). Ihre Anwendung ist von den geologischen Voraussetzungen abhängig, wobei auch eine Mischform dieser Nutzungsarten existiert (Enhanced Geothermal Systems (EGS)). Um Energie mit ausreichender Temperatur aus einer tiefliegenden Erdwärmelagerstätte zu erschließen, sind aufgrund der heutigen Nutzungstechnologien der Tiefengeothermie im Normalfall mindestens eine Produktions- und eine Injektionsbohrung erforderlich. Der Thermalwasserkreislauf ist obertägig stets geschlossen, um Mineralausfällungen durch Druckentlastung zu vermeiden.

7.2.1 Hydrothermale Systeme

In Deutschland wird bisher ausschließlich die hydrothermale, tiefengeothermische Nutzung angewendet, die auf tiefem Grundwasser bzw. heißen Tiefenwässern aus wasserführenden Schichten (Aquiferen) mit natürlich bedingter, ausreichender hydraulischer Leitfähigkeit (Permeabilität) beruht (vgl.

Abb. 7-1). Das heiße Wasser wird zunächst mit Pumpen zutage gefördert. Obertägig gibt es durch den Einsatz eines Wärmetauschers innerhalb des Kraftwerkprozesses seine Wärme an einen schnell verdampfenden Wärmeträger ab. Das verdampfte Wärmeträgermedium wird über einen separaten, sekundären Kreislauf zur Turbine transportiert, die es zur Stromerzeugung antreibt. Schließlich kondensiert der Dampf und kühlt wieder ab.

Das Tiefenwasser ist nach Abgabe der Wärme an das Wärmeträgermedium noch heiß genug, um innerhalb eines weiteren Kreislaufs in einem Wärmetauscher weitere Wärme abzugeben, womit z. B. ein Nahwärmenetz gespeist werden kann. Schließlich wird das abgekühlte Tiefenwasser wieder in die Tiefe verpresst. Somit wird der untertägige Wasserhaushalt nicht gestört und die „endlose" Nutzung der Erdwärme als regenerative Energiequelle ermöglicht.

Ist heißes Tiefenwasser für eine wirtschaftliche Nutzung nur in unzureichender Menge vorhanden (ist z. B. die Wasserführung im Untergrund begrenzt), muss versucht werden, diese durch geeignete Maßnahmen zu steigern. Durch hydraulische und chemische Stimulationsverfahren werden Risse und Klüfte im Gestein geweitet (oder erzeugt) und dadurch die geringe natürliche Gesteinspermeabilität künstlich erhöht. Das Fündigkeitsrisiko hinsichtlich der benötigten Permeabilität und der daraus resultierenden Förderrate kann durch sogenannte „Enhanced Geothermal Systems" (EGS) verringert werden. Die angewendeten ingenieurtechnischen Maßnahmen sind hinsichtlich ihrer Effizienz und Verlässlichkeit jedoch noch verbesserungsfähig. Die „Verwertung" der erschlossenen geothermischen Energie erfolgt wie bei der hydrothermalen Nutzung (vgl. Abb. 7-2).

7.2.2 Petrothermale Systeme

Petrothermale Systeme im ursprünglichen Sinn (HotDryRock) sind in Deutschland noch nicht realisiert. Man geht jedoch davon aus, dass ca. 95 % des geothermischen Energiepotenzials standortunabhängig mit dieser Technologie erschließbar sind (VBI 2010), da man nicht auf vorhandenes Tiefenwasser angewiesen ist. Sie stellt somit eine vielversprechende zukünftige Nutzungsform dar.

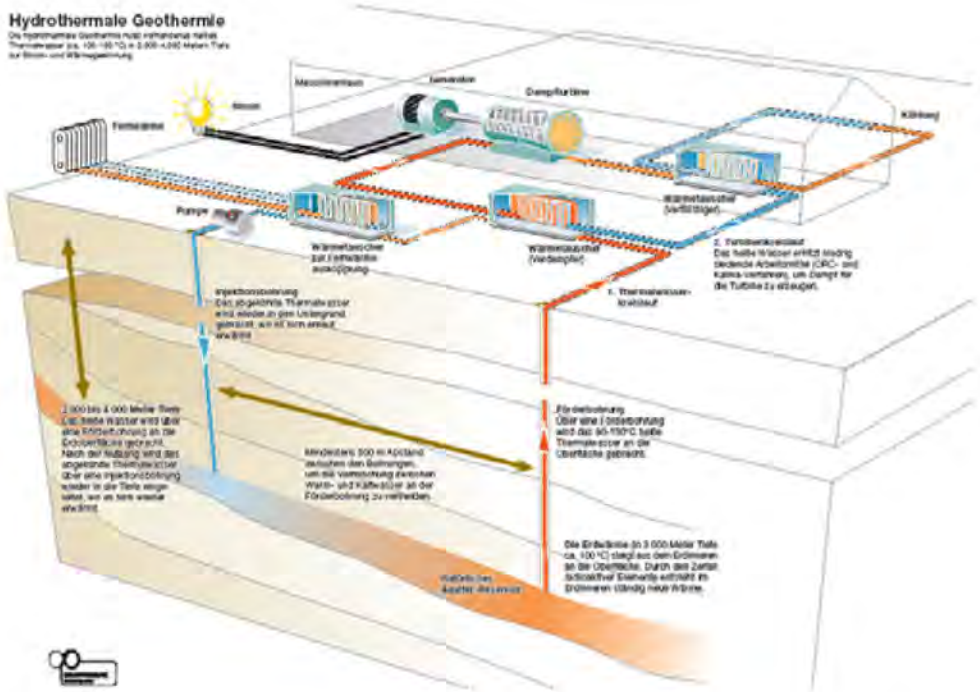


Abb. 7-1: Nutzungssystem bei ausreichendem Tiefenwasservorkommen [AEE (2010)]

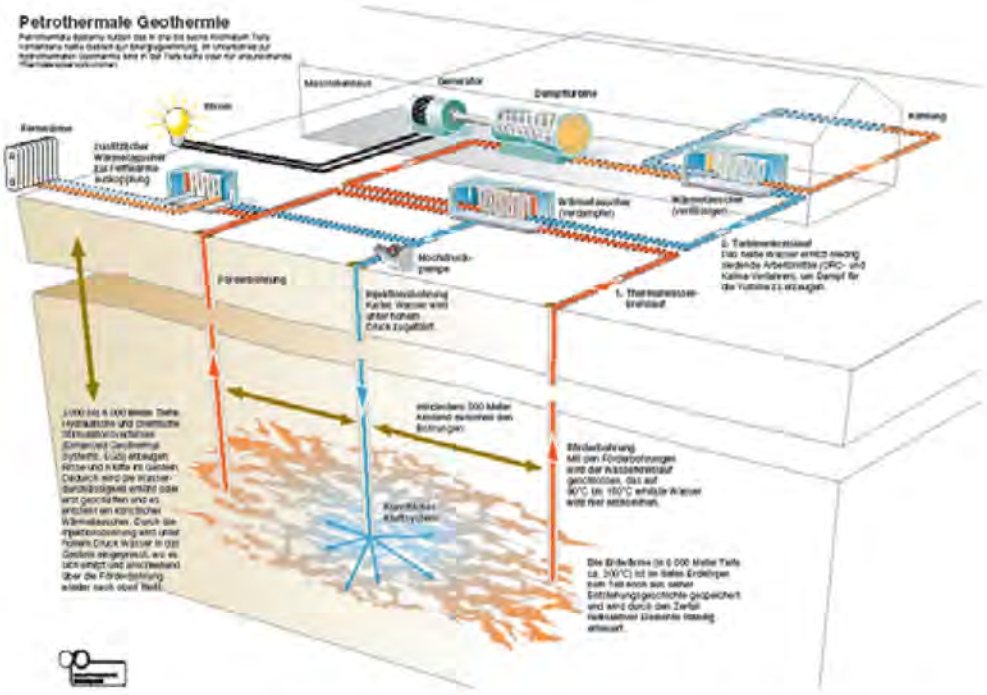


Abb. 7-2: Nutzungssystem bei unzureichendem Tiefenwasservorkommen [AEE (2010)]

7.3 Ablaufschema zur Erschließung und Nutzung geothermischer Energie

Der Projektablauf eines Geothermie-Projektes besteht im Wesentlichen aus zwei aufeinanderfolgenden Bausteinen, die in verschiedene Phasen gegliedert sind. Am Anfang steht die Projektentwicklung, die die Evaluierung der Realisierbarkeit zum Ziel hat. Falls danach das Projekt weitergeführt wird, folgt die Projektrealisierung. Am Ende eines erfolgreichen Projektabschlusses steht die Inbetriebnahme des geothermischen Kraftwerks. Dabei ist nach jeder Phase des Projektes bei (Nicht-)Erreichen eines Meilensteines die Entscheidung zu treffen, ob und wie das Projekt fortgeführt werden kann (vgl. Abb. 7-3).

Abb. 7-3: Schematisierter Projektablauf eines Standardprojekts (verändert nach VBI 2010)

Zur Projektentwicklung zählen die Vorerkundungs- und die Explorationsphase. Zu Beginn der Vorerkundung wird, nach einer positiv abgeschlossenen Vorstudie, ein Antrag auf Erteilung einer bergrechtlichen Erlaubnis zur Aufsuchung von Erdwärme gestellt. Dies ist notwendig, da es sich bei der Erdwärme nach § 3 Abs. 3 Satz 2 des Bundesberggesetzes (BBergG) um einen bergfreien Bodenschatz handelt. Das Grundeigentumsrecht findet hier keine Anwendung.

Daher ist die Aufsuchung und Gewinnung von Erdwärme nur aufgrund einer Bergbauberechtigung zulässig (§ 6 BBergG). Die öffentlich–rechtlichen Bergbau-berechtigungen nach dem Bundesberggesetz bilden die Erlaubnis (§§ 7 und 11 BbergG), Bewilligung (§§ 8 und 12 BBergG) und das Bergwerkseigentum (§§ 9 und 13 BBergG).

Die Erlaubnis gewährt das ausschließliche Recht in dem Erlaubnisfeld, die in der Beantragung bezeichneten Bodenschätze aufzusuchen. Sie wird auf schriftlichen Antrag bei der zuständigen Landesbehörde erteilt. Hierfür ist in Rheinland-Pfalz die Bergbehörde des Landesamts für Geologie und Bergbau (LGB), in Hessen die Bergdirektion des Regierungspräsidiums Darmstadt zuständig.

Beim Genehmigungsverfahren sind mindestens die Regelungen des Bundesberggesetzes (BBergG), des Wasserhaushaltgesetzes (WHG), der landesrechtlichen Wassergesetze, des Baugesetzbuches (BauGB) und der bundes- bzw. landesrechtlichen Bauordnungs-Regelungen zu beachten (vgl. Abb. 7-4). Sonderregelungen, wie solche des Fischereirechts oder des Strahlenschutzrechts, können hinzutreten.

Abb. 7-4: Genehmigungsrechtliche Bausteine bei einem Tiefengeothermie-Projekt

Für den Antrag auf Erteilung einer Erlaubnis zur Aufsuchung bergfreier Bodenschätze sind nachfolgende Angaben erforderlich und folgende Unterlagen sollten eingereicht werden:

- Allgemeine Angaben zum Antragsteller (Firmenbezeichnung/-sitz, Geschäftsführung, Handelsregisterauszug).
- Im Antrag sind die Bodenschätze, die aufgesucht werden sollen, genau zu bezeichnen (z. B. Erdwärme und Sole) (§ 11 Nr. 1 BBergG).
- Darstellung des beantragten Erlaubnisfeldes gemäß § 4 Abs. 7 BBergG.
- Der Antragsteller hat nach § 11 Nr. 3 BBergG ein Arbeitsprogramm vorzulegen, in dem dargelegt wird, dass die vorgesehenen Aufsuchungsarbeiten hinsichtlich Art, Umfang und Zweck für die Erkundung der vermuteten Lagerstätte ausreichend sind und in einem angemessenen Zeitraum durchgeführt werden.
- Das Arbeitsprogramm sollte konkret und detailliert beschrieben werden und einen Nachweis der technischen Leistungsfähigkeit beinhalten.
- Es sollte der geplanten Feldesgröße Rechnung tragen und eine sinnvolle und planmäßige Aufsuchung möglichst im gesamten beantragten Feld beinhalten.

- Der Antragsteller muss die erforderliche Zuverlässigkeit besitzen (§ 11 Nr. 6 BBergG).
- Die Glaubhaftmachung der finanziellen Leistungsfähigkeit (§ 11 Nr. 7 BBergG) kann durch die Vorlage eines Finanzierungsplans, von Bilanzen, Bankauskünften, Kreditzusagen von Banken oder anderen Geldgebern o. ä. erbracht werden.

Der Antragsteller hat bei Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen einen Rechtsanspruch auf Erteilung der Erlaubnis (KNEVELS 2006). Bei konkurrierenden Anträgen ist nicht die zeitliche Priorität das Entscheidungskriterium, sondern die Antragstellung mit den besten Darlegungen und Glaubhaftmachungen für eine sinnvolle und planmäßige Aufsuchung (§ 14 Abs. 2 BBergG).

Während des Erlaubnisverfahrens und nach erteilter bergrechtlicher Erlaubnis, können (je nach bereits vorhandener Datenlage im Vorfeld zu prüfen), Machbarkeitsstudien wie z. B. eine geologische Potenzialstudie, durchgeführt werden. Diese versucht, das geothermische Potenzial im Untersuchungsgebiet großräumig zu charakterisieren. Das geothermische Potenzial eines Gebietes wird vor allem durch die thermischen und hydraulischen Eigenschaften sowie die lokale Geologie des Untergrundes bestimmt.

Begleitend können weitere Untersuchungen, je nach vorhandener Datenlage, erfolgen. Neben der geologischen Betrachtung und Bewertung möglicher geothermischer Ressourcen im Betrachtungsgebiet interessieren die obertägigen Nutzungsmöglichkeiten der geothermischen Energie. Dies ist speziell bei einer angestrebten Wärmenutzung wichtig, da die Verteilungsmöglichkeit der Wärme räumlich begrenzt ist. Im Rahmen einer Wärmesenken-Analyse wird die räumliche Verteilung benötigter Wärme in Form eines georeferenzierten Wärmesenkenatlas erarbeitet. Die Ergebnisse dieser Studie werden dann mit den geologischen Ergebnissen verschnitten, um daraus optimale Standorte für ein zu erstellendes Geothermiekraftwerk ableiten zu können.

Weiterhin wird in der Explorationsphase der Untergrund im Bereich der durch die Vorerkundung definierten, besonders geeigneten Gebiete detaillierter erkundet. Dies geschieht mittels unterschiedlicher geophysikalischer Explorationsmaßnahmen. Ziel ist eine möglichst präzise räumliche Identifikation geologischer Strukturen mit erhöhten Fluidwegsamkeiten und entsprechend hohem Temperaturniveau. Dabei können u. a. Verfahren wie Seismik, Magnetotellurik, Gravimetrie oder Magnetik angewendet werden. Zusätzlich werden begleitend geologische Explorationsmaßnahmen durchgeführt (z. B. Wärmeleitfähigkeitsmessungen an Probenmaterial, Geländearbeiten). Auf Grundlage der neu gewonnenen geophysikalischen Daten erfolgt eine erneute Abschätzung des geothermischen Potenzials und letztendlich, bei positiver Bewertung der Daten, die Festlegung auf ein erstes Zielgebiet innerhalb des Aufsuchungsgebietes, in dem eine erste Erkundungsbohrung (Explorationsbohrung) niedergebracht wird.

Hierbei ist es notwendig, planungs- und umweltschutzrechtliche Rahmenbedingungen zu berücksichtigen und deren Vorgaben zu erfüllen. Nach Beendigung der Bohrarbeiten werden innerhalb der Bohrung zahlreiche hydraulische Bohrlochtests mit anschließenden hydrochemischen Untersuchungen durchgeführt. Sollten bei der Durchführung der Tests nicht ausreichende Wassermengen für eine wirtschaftliche Nutzung angetroffen werden, muss ggf. eine Stimulation des Reservoirs und somit die Schaffung eines „Enhanced Geothermal Systems" (EGS) erfolgen.

In Verknüpfung mit dem geologischen Ressourcenmodell lässt sich aus den Testergebnissen im Bohrloch und den Ergebnissen der geophysikalischen Erkundung ein Reservoirmodell erstellen, welches zur besseren Bewertung des geothermischen Reservoirs bei einer Bewirtschaftung dient. Numerische, thermohydraulische Modellierungen ermöglichen erste Prognosen zur Temperaturentwicklung im Reservoir und zur hydraulischen Ergiebigkeit bei verschiedenen Szenarien (Sensitivitätsanalysen).

Nach erfolgreichem Abschluss der hydraulischen Tests beginnt die Projektrealisierung mit der Phase der Reservoire-Erschließung. Diese beinhaltet die Planung und die Vorbereitungen für die zweite Bohrung. Der Bohrpfad für die zweite Bohrung wird unter Zuhilfenahme der geologischen Modelle sowie unter Berücksichtigung der seismischen Ergebnisse festgelegt. Im Anschluss an die Bohrarbeiten finden hydraulische Langzeittests (Zirkulationstests) statt. Gegebenenfalls sind weitere Stimulationsmaßnahmen erforderlich. Im Anschluss an die Untersuchungen können die numerischen Modellierungen fortgeführt werden, um Langzeitprognosen zur Temperaturentwicklung und Produktivität zu erhalten. Die Modellierungsergebnisse können zur Abgrenzung des untertägigen Einflussbereichs der Kraftwerksanlage verwendet werden. Weiterhin können diese zur Abgrenzung des Bewilligungsfeldes bei der Beantragung einer bergrechtlichen Bewilligung zur Gewinnung des Bodenschatzes herangezogen werden. Der Antrag ist, wie der Aufsuchungsantrag, schriftlich bei der zuständigen Behörde (Bergamt) zu stellen.

Neben den aus § 11 BBergG zu erfüllenden Voraussetzungen, sind für die Erteilung einer Bewilligung gemäß § 12 vier weitere Punkte von Bedeutung:

- Die Darstellung des Bewilligungsfeldes muss der Definition des § 4 Abs. 7 BBergG entsprechen.
- Die Stellen, an denen die Bodenschätze entdeckt worden sind, sind nach Lage und Tiefe gesondert im Lageriss darzustellen.
- Der Antragsteller muss nachweisen, dass die entdeckten Bodenschätze nach ihrer Lage und Beschaffenheit technisch gewinnbar sind (ggf. durch ein Sachverständigengutachten (§ 12 Abs. 1 Nr. 3 BBergG)).
- Aus dem vorzulegenden Arbeitsprogramm muss hervorgehen, dass die aufgezeigten Arbeiten sinnvoll mit den dazu notwendigen technischen Geräten innerhalb des vorgegebenen Zeitrahmens ausgeführt und abgeschlossen werden können (§ 12 Abs. 1 Nr. 4 BBergG).

Die Gewinnungsbewilligung bildet das Recht, die in dem Bewilligungsbescheid bezeichneten bergfreien Bodenschätze innerhalb des Bewilligungsfeldes zu gewinnen und sich anzueignen (§ 8 BBergG). Auch hier hat der Antragsteller bei Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen einen Rechtsanspruch auf die Erteilung der Bewilligung, d. h. alle Versagungsgründe sind ausgeräumt (§ 12 BBergG) (KNEVELS 2006).

Für die beiden Phasen, der Suche und der Gewinnung bzw. Förderung der geothermischen Energie, sind jeweils in einem zweistufigen Verfahren eine Berechtigung zur Ausübung der Tätigkeit und daneben der Zulassung eines Betriebsplanes zur Errichtung und Führung des Aufsuchungs- bzw. Gewinnungsbetriebes oder eine Planfeststellung notwendig. Es müssen also im Normalfall von der Aufsuchung bis zur Gewinnung vier Arten von bergrechtlichen Zulassungen gesichert werden. Dabei handelt es sich um die Aufsuchungserlaubnis, den Aufsuchungsbetriebsplan, die Gewinnungsbewilligung und den Gewinnungsbetriebsplan. Hinzu kommen wegen gesonderter behördlicher Entscheidungen und einzelnen Sonderbetriebsplänen weitere bergrechtliche Akte [Brumme (2009)].

Unter Einbeziehung sämtlicher gewonnener Daten erfolgen finale Bewertungen der Lagerstätte und eine Abschätzung der Injektions- und Förderraten des Systems. Auf dieser Grundlage werden die Dimensionierung und die Planung der Kraftwerksanlage konkretisiert. Nach erfolgter Ausschreibung und dem Bau des Kraftwerks steht am Ende die Inbetriebnahme der geothermischen Kraftwerksanlage, bei der nach erfolgreichem Probebetrieb der Dauerbetrieb aufgenommen wird.

7.4 Bestehende Erdwärme-Konzessionen / Aktuelle geothermische Projekte

Aufgrund der günstigen geologischen Bedingungen (hohe Temperaturen in geringer Tiefe und vorhandene hydraulische Wegsamkeiten über Störungen) ist der Oberrheingraben heute als junge, aktive Grabenstruktur für eine geothermische Nutzung besonders attraktiv [Paschen et al (2003)]. Er stellt das Hauptinteressensgebiet für die Aufsuchung geothermischer Energie dar. Dies verdeutlicht auch der Umstand, dass innerhalb des Oberrheingrabens in Rheinland-Pfalz und Hessen ein regelrechter „Flickenteppich" an Konzessionsgebieten existiert (Abb. 05). Außerhalb des zentralen Oberrheingrabens finden sich bisher nur vereinzelte Aufsuchungsfelder (z. B. im Mainzer Becken).

Hier spricht man aufgrund der großen Unkenntnis über den Untergrundsaufbau (keine existierende Altseismik und Tiefbohrungen) von „Greenfield Exploration". Die Mehrzahl der Felder stellen Genehmigungen zur Aufsuchung von Erdwärme dar (RLP: ca. 28 [Tschauder (2009)]), Hessen: 13 [Sass (2010)], wobei vereinzelt auch bereits Bewilligungen erteilt wurden und sich Geothermieprojekte im Bau befinden.

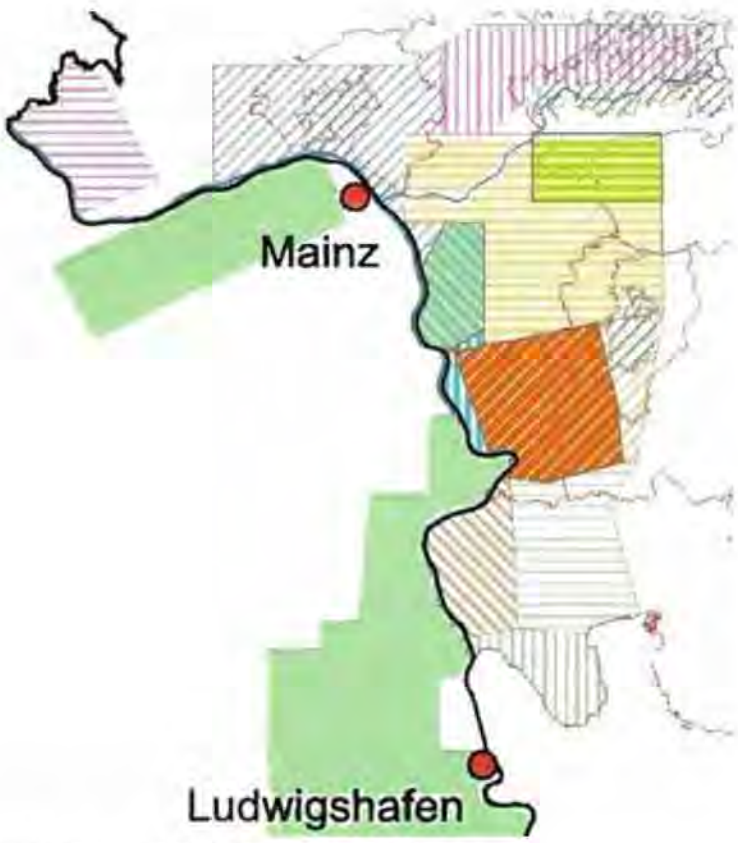


Abb. 7-5: Konzessionsgebiete im Betrachtungsgebiet verändert nach [Tschauder (2009)] und [Hesselbach et Al (2009)]

Auskunft über die aktuellen Erlaubnisfelder gibt die jeweils zuständige Landesbehörde. Die kostenpflichtigen Auskünfte beinhalten Informationen wie Feldname, Berechtigungsart, Berechtigungsdauer und Anschrift des Rechtsinhabers. Zusätzlich kann eine Berechtsamtskarte für Erdwärme für einen bestimmten Bereich gegen Gebühr erworben werden.

Die Zuständigkeit für Rheinland-Pfalz liegt bei der Bergbehörde des Landesamts für Geologie und Bergbau (LGB) und für Hessen bei der Bergdirektion des Regierungspräsidiums Darmstadt.

Betrachtet man das Untersuchungsgebiet, zeigt sich, dass bereits auch außerhalb des nördlichen Oberrheingrabens im Mainzer Becken und Taunus Aufsuchung betrieben wird (Siehe Abb. 7-5). Die Konzessionsgebiete „Mainz“, „Gau-Algesheim“ und „Wiesbaden“ liegen gänzlich bzw. zum größten Teil im nördlichen Mainzer Becken. Konzessionsinhaber der Felder „Mainz“ und „Gau-Algesheim“ ist die Geothermie Kraftwerke GmbH (GtK GmbH) mit Sitz in Mainz.

Diese hat für die Exploration der sich in Ihrem Besitz befindlichen Felder im Betrachtungsgebiet im Jahr 2009 neben seismischen 2D-Messungen auch 3D-Seismik durchgeführt. Erste Ergebnisse waren laut Presseberichten für das Feld „Eich", als auch das Feld „Worms" sehr viel versprechend. Im Feld Wiesbaden, in dem sich die AKK-Gemeinden befinden, wurden Anfang dieses Jahres seismische 2D-Messungen im Auftrag der Stadt Wiesbaden sowie der ESWE Versorgungs AG durchgeführt, um die geologischen Standortfaktoren für eine mögliche tiefengeothermische Nutzung zu prüfen. Im Konzessionsgebiet „Groß-Gerau", das die volle Ost-West-Erstreckung des zentralen nördlichen Oberrheingrabens abdeckt, wurden ebenfalls Anfang dieses Jahres seismische 2D-Messungen durchgeführt. Ziel dieser Untersuchungen ist, laut dem Überlandwerk Groß-Gerau (ÜWG), die Realisierung eines geothermischen Kraftwerks bis zum Jahr 2013.

Im östlich anschließenden Gebiet „Trebur" läuft momentan (nach dem Ablauf einer Aufsuchungsgenehmigung), ein neues Antragsverfahren auf Erlaubnis zur Aufsuchung von Erdwärme. Im Konzessionsfeld „Südhessen" ist die Auswertung der Seismik bereits abgeschlossen. Im Feld „Osthofen" ist der Stand der Aufsuchungsarbeiten nicht bekannt. Des Weiteren existieren Konzessionsfelder deren Inhaber und Art der Konzession unbekannt sind.

Eine tabellarische Zusammenfassung der bestehenden Konzessionen auf Basis kostenfreier Informationen gibt Tab. 7-1. Nach dem derzeitigen Kenntnisstand (März 2010) bestehen im Betrachtungsgebiet momentan ausschließlich Aufsuchungsgenehmigungen.

Tab. 7-1: Übersicht der Konzessionsfelder mit Eckdaten (aus einer Recherche frei zugänglicher Publikationen)

Bestehende Konzessionsfelder für Erdwärme im Betrachtungsgebiet			
Feldname	*Lokalität*	*Konzessionsart*	*Feldesinhaber*
?	Leeheim - Biebesheim		?
?	Gernsheim - Lampertheim		?
?	Gernsheim - Heppenheim		?
Trebur	Bauschheim - Geinsheim		Bewerber: Stadt Trebur und RWE
Walldorf	Flughafen Frankfurt - Dreiech		Fraport AG und D&S Geo Innogy GmbH
Mainz	Mainz - Ingelheim	Aufsuchung	GtK GmbH (Geothermie Kraftwerke GmbH)
Eich	Gimbsheim - Hamm	Aufsuchung	GtK GmbH (Geothermie Kraftwerke GmbH)
Gau-Algesheim	Gau-Algesheim - Langenlonsheim	Aufsuchung	GtK GmbH (Geothermie Kraftwerke GmbH)
Worms	Worms - Mörsch	Aufsuchung	GtK GmbH (Geothermie Kraftwerke GmbH)
Osthofen	Bechtheim - Worms	Aufsuchung	HEEAG GmbH (Hanseatische Erneuerbare Energien GmbH)
Südhessen	Griesheim - Gernsheim	Aufsuchung?	HotRock Gruppe
Wiesbaden	östl. WI - Eltville	Aufsuchung	Stadt Wiesbaden & ESWE Versorgungs AG
Groß-Gerau	Weiterstadt - GG -Hochheim	Aufsuchung	ÜWG (Überlandwerk Groß-Gerau GmbH)

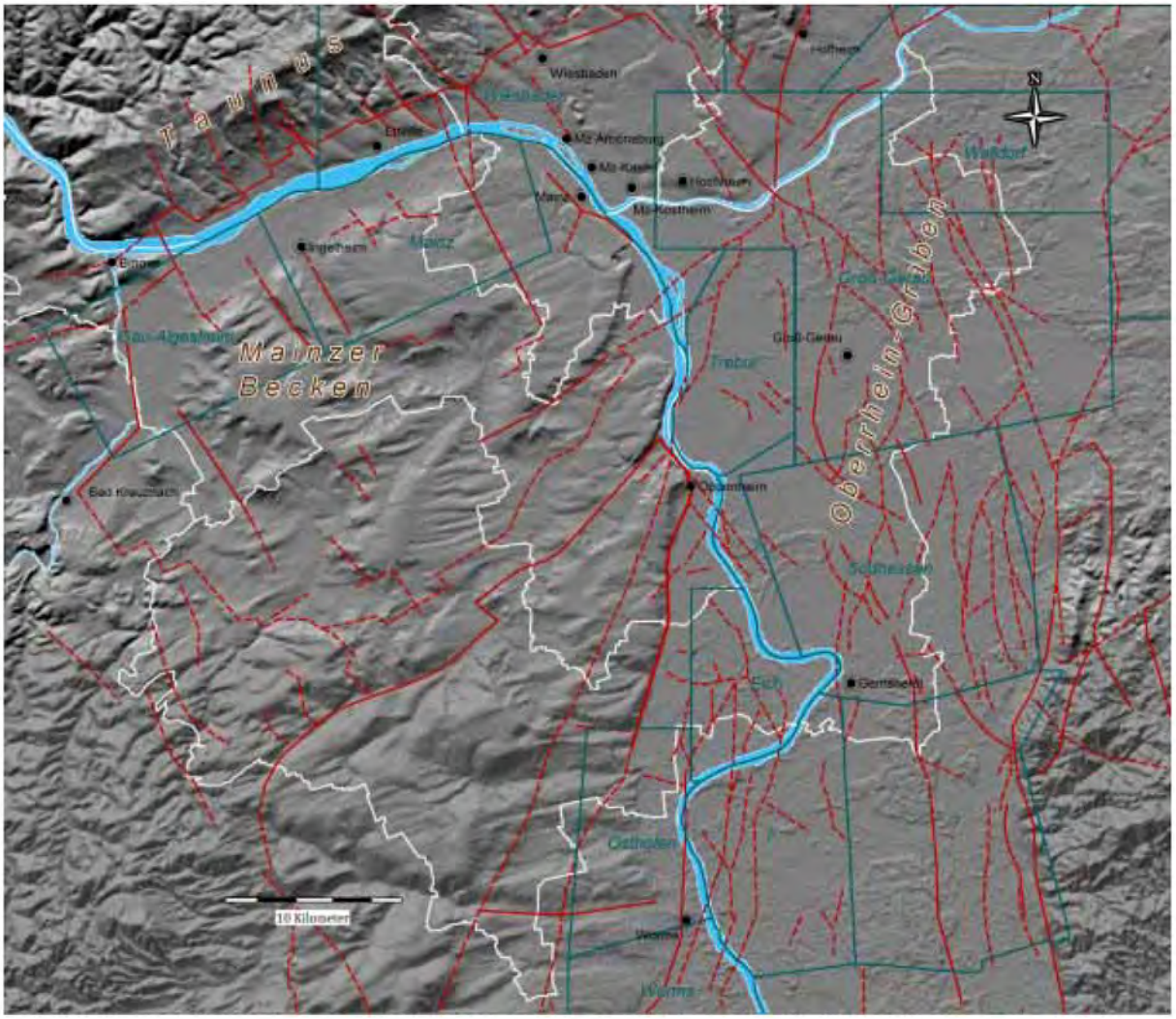


Abb. 7-6: Bestehende Konzessionsgebiete im Betrachtungsgebiet mit Feldnamen (grün). Die Grenzen relevanter Landkreise sind weiß gekennzeichnet (Störungsmuster nach [Peters (2007)]).

7.5 Geologische Betrachtung des Untersuchungsgebietes

7.5.1 Großräumiger Überblick

Das Betrachtungsgebiet beinhaltet im Wesentlichen die Gemeinden Mainz.-Amöneburg, Mainz.-Kastel und Mainz.-Kostheim sowie die Landkreise Mainz-Stadt, Mainz-Bingen, Alzey-Worms und Groß-Gerau. Damit umfasst das Untersuchungsgebiet zwei großtektonische Einheiten, die eng miteinander verknüpft sind. Im westlichen Bereich befindet sich das Mainzer Becken. Der Osten wird vom nördlichen Oberrheingraben eingenommen. Während der Oberrheingraben (ORG) eine klassische Grabenstruktur darstellt, ist das Mainzer Becken kein Becken im eigentlichen geologischen Sinn. Es stellt eine im Zuge der Genese des Oberrheingrabens „hängengebliebene" Hochscholle im Überlagerungsbereich des Ortho- und Pararheingrabens im Kreuzungsbereich mit der variszisch angelegten Saar-Nahe-Senke dar [Rothausen, Sonne (1984)].

Das heutige strukturelle Erscheinungsbild (Siehe Abb. 7-7) bildete sich erst im späten Paläogen und im Laufe des Neogens (geologische Zeitskala), durch das verstärkte Absinken des zentralen nördlichen Oberrheingrabens gegenüber der rheinhessischen Hochscholle, heraus. Daher lässt sich das Mainzer Becken besser als Bruchfeld am Westrand des heutigen nördlichen Oberrheingrabens charakterisieren [Grimm, I.; Grimm, M. C. (2003)].

Abb. 7-7: Das Mainzer Becken und seine tektonische Begrenzung
Verbreitung tertiärer Sedimente grau unterlegt [Grimm, I.; Grimm, M. C. (2003)]

Bedingt durch die schwächer ausgeprägte Absenkung, weist das Mainzer Becken gegenüber dem ORG bedeutend geringmächtigere känozoische Sedimentfolgen auf. Im Liegenden der paläogenen Ablagerungen stehen Rotliegend-Sedimente an. Die Oberkante des Rotliegend liegt in ca. 50-250 muNN [Doebl; Olbrecht (1974)]. Die tiefste Bohrung im Mainzer Becken (Olm 1) erreichte eine Tiefe von über 3.000 m - dennoch standen am Bohrlochtiefsten Sedimente des Rotliegend an. Gesteine unterhalb des Rotliegend wurden bis heute nicht erbohrt. Daher existieren keinerlei Informationen bezüglich der Tiefenlage der Basis des Rotliegend im Mainzer Becken.

Der strukturelle Aufbau und die Stratigraphie (Schichtenkunde) des zentralen nördlichen Oberrheingrabens sind relativ gut bekannt. Die Grabenfüllung wird von sehr mächtigen paläogenen und neogenen Sedimentfolgen gebildet, die dem Rotliegend auflagern. Östlich von Worms erreichen die Ablagerungen aus dem höchsten Neogen („Quartär") ca. 200 m an Mächtigkeit, während im Mainzer Becken nur ca. 20 m mächtige Ablagerungen vorhanden sind [Bartz (1974)]. Sedimente des Paläogen und unteren Neogen erreichen im Raum Mainz eine Mächtigkeit von nur ca. 350 m, dagegen sind diese Sedimente östlich von Worms ca. 1.800 m mächtig.

7.5.2 Bestehende Daten

Für eine geothermische Evaluierung eines Gebietes aus geologischer Sicht sind verschiedene Daten notwendig, die den Aufbau des Untergrundes charakterisieren. Von Interesse sind hierbei stratigraphische Daten, die Hinweise zur Tiefenlage, zur Mächtigkeit und zum Aufbau von geothermisch interessanten geologischen Schichten liefern. Wertvoll sind zudem Erkenntnisse aus der Hydrogeologie, aus denen sich Hinweise zur Durchlässigkeit ableiten lassen, sowie strukturgeologische Informationen, die Aufschluss über vorhandene tektonische Störungen geben, die in der Tiefe bedeutende Wegsamkeiten für Fluide darstellen können.

Einen geologischen Überblick über die an der Erdoberfläche anstehenden Gesteine sowie vorhandene Störungslinien im Betrachtungsgebiet, liefern die Geologischen Übersichtskarten des Hessischen Landesamtes für Umwelt und Geologie [HLUG (2007)] (Siehe Abb. 7-8) und des Landesamtes für Geologie und Bergbau (LGB) Rheinland-Pfalz. Um detailliertere Informationen zur Oberflächengeologie zu erhalten, muss jedoch auf die betreffenden Blätter der Geologischen Karte im Maßstab 1 : 25.000 zurückgegriffen werden, die von den jeweiligen Landesämtern (HLUG & LGB) vertrieben werden.

Der Bearbeitungsstand der einzelnen Kartenblätter ist nicht einheitlich. Daher unterscheiden sich diese in ihrer Aktualität und der angewendeten geologischen Interpretationsfreiheit. Strukturelle Daten liefern neben den kartierten Störungen auch Publikationen zur Tektonik im Gebiet.

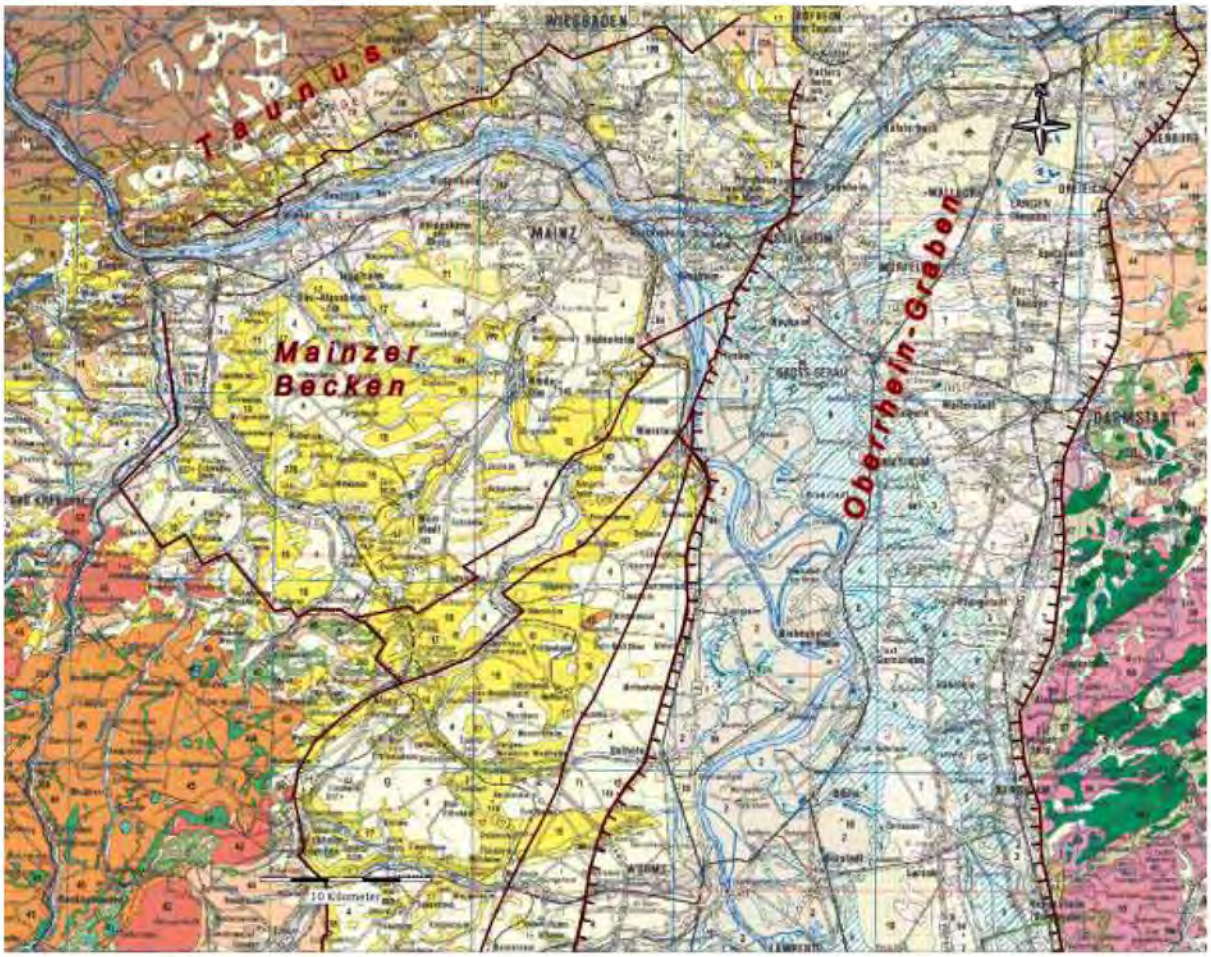


Abb. 7-8: Ausschnitt aus der Geologischen Übersichtskarte [HLUG (2007)] mit Projektion markanter Störungen

Die geologischen Verhältnisse resultieren aus der Verteilung der großtektonischen Einheiten. Diese werden im Betrachtungsgebiet durch das Mainzer Becken und den Oberrheingraben dargestellt. In der Abb. 7-8 sind die das Mainzer Becken im Nordwesten und Westen begrenzende Störung (Rheingrabenrandstörung) sowie die Randstörungen des Alzey-Niersteiner-Horstes zu sehen. Im Übergang zum Oberrheingraben befindet sich die westliche Grabenhauptstörung. Als weitere dominante Struktur ist die östliche Grabenrandstörung eingezeichnet.

Im Bereich des Mainzer Beckens sind vorwiegend Sedimente des Paläogen und älteren Neogens aufgeschlossen, die teilweise eine geringmächtige Pleistozäne (=Zeitabschnitt in der Erdgeschichte) Überdeckung aufweisen. Bei Nierstein sind Rotliegend-Sedimente am Niersteiner Horst obertägig aufgeschlossen. Im zentralen nördlichen Oberrheingraben stehen dagegen sehr mächtige Sedimentabfolgen auch jüngeren känozoischen Alters an (vgl. Abb. 7-8).

In beiden tektonischen Regimen werden diese Ablagerungen - nach heutiger Kenntnis - von Rotliegend-Sedimenten unterlagert. Im Mainzer Becken trifft man diese jedoch, aufgrund der geringeren Mächtigkeit der känozoischen Sedimente, in bedeutend geringerer Tiefe an, als im nördlichen Oberrheingraben. Über die Mächtigkeitsverteilung des Rotliegend ist aus Tiefbohrungen bis heute nur sehr wenig bekannt.

Das Hessische Landesamt für Umwelt und Geologie hat einen Leitfaden zur Nutzung von tiefer Geothermie in Hessen [Fritsche et Al (2008)] herausgegeben, in dem graphische Darstellungen der Untergrundtemperaturen in verschiedenen Tiefen vorhanden sind. Diese basieren auf den Karten des Temperaturfeldes im Untergrund von Deutschland, die vom Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik veröffentlicht wurden. Die Aussagekraft der dargestellten Temperaturverteilung ist für verschiedene Regionen deutlich unterschiedlich zu bewerten. Die dargestellten Isothermen wurden durch einfache Interpolation zwischen Temperaturmesswerten einzelner Bohrungen berechnet. Gesteinsspezifische Unterschiede in den thermischen Eigenschaften sind unberücksichtigt. Im Bereich des zentralen Oberrheingrabens ist, bedingt durch die große Anzahl an Tiefbohrungen, die Messwertdichte im Vergleich zu den angrenzenden Gebieten sehr hoch. In Abb. 7-9 sind die interpolierten Temperaturen in 2.000 m Tiefe für das Betrachtungsgebiet dargestellt. Als zusätzliche Information ist die Verteilung der Bohrungen dargestellt. Bohrungen mit einer Endtiefe über 2.000 m sind farblich hervorgehoben (rote Symbole).

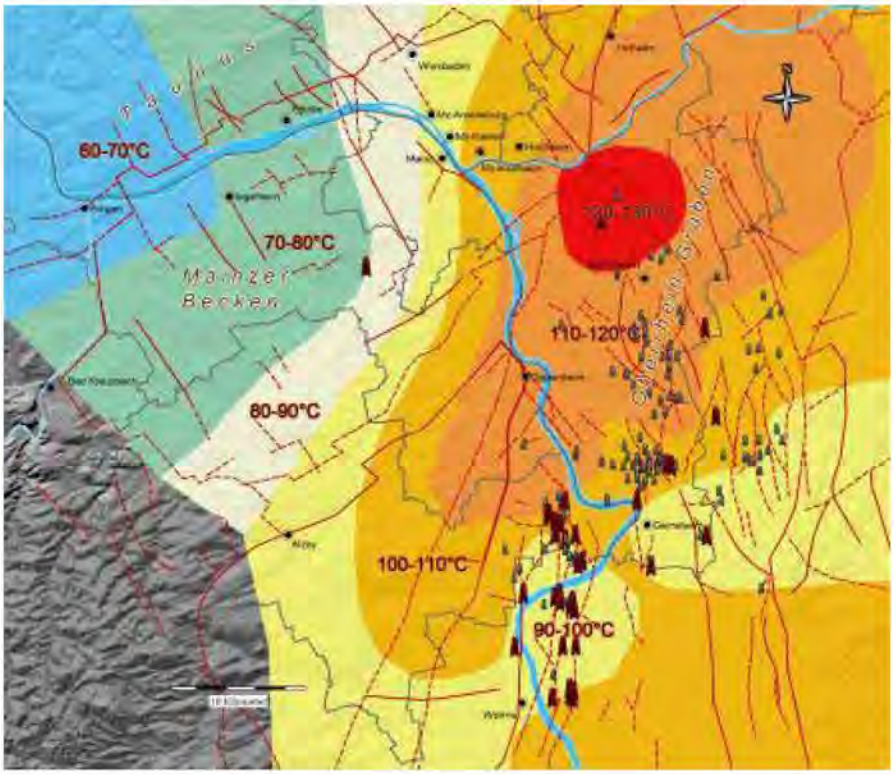


Abb. 7-9: Interpolierte Temperaturverteilung und Lokationen von Tiefbohrungen (Bohrungen mit einer Endtiefe über 2.000 m sind rot gekennzeichnet), verändert nach [Fritsche et Al (2008)]

Die sehr große Anzahl an Bohrungen im zentralen Oberrheingraben, vor allem im Hessischen Ried (vgl. Abb. 7-9), ist auf die langjährige und intensive Exploration der Erdöl- & Erdgasindustrie in dieser Region zurückzuführen. Während im Erdölfeld Eich-Königsgarten heute noch gefördert wird, wurden 1994 die Arbeiten auf dem Ölfeld Stockstadt und dem Gasfeld Wolfskehlen eingestellt. Die Tiefbohrungen im zentralen, nördlichen Oberrheingraben weisen Endtiefen im Bereich von 2.000 m auf, welche für geothermische Lagerstätten relevant sind. Eine einzelne Tiefbohrung ist im nördlichen Mainzer Becken auf linksrheinischer Seite lokalisiert. Hierbei handelt es sich um die Bohrung Olm 1 mit einer Endtiefe von 3.069 m.

Eine weitere, sehr gute Informationsquelle zum Aufbau des Untergrundes sind - neben Tiefbohrungen - reflexionsseismische Erkundungen. Die Datendichte im zentralen nördlichen Oberrheingraben ist sehr hoch (vgl. Abb. 7-10). In den 60er Jahren des 20. Jahrhunderts wurde hier nach Erdgas und Erdöl exploriert und daher zahlreiche seismische Messungen durchgeführt. Veraltete Interpretationen seismischer Profile wurden teilweise in neuerer Zeit durch eine Neubearbeitung (Reprocessing) der Daten stark verbessert. Neben der genannten 2D-Seismik wurden im Jahr 2009 im Auftrag der Firma GtK GmbH zwei 3D-Seismikmessungen im Bereich Eich und Worms durchgeführt.

Im Mainzer Becken ist die Datendichte aufgrund einer eher reservierten Exploration der Erdölindustrie etwas geringer. Bevor im nördlichen Bereich im Jahr 2009 seismische 2D-Messungen im Rahmen einer geothermischen Exploration (GtK GmbH) durchgeführt wurden, waren nur im mittleren Bereich des Beckens ältere seismische Profile vorhanden.

In Abb. 7-10 ist der Verlauf der seismischen 2D-Linien sowie die Bereiche der 3D-Seismik im Betrachtungsgebiet dargestellt.

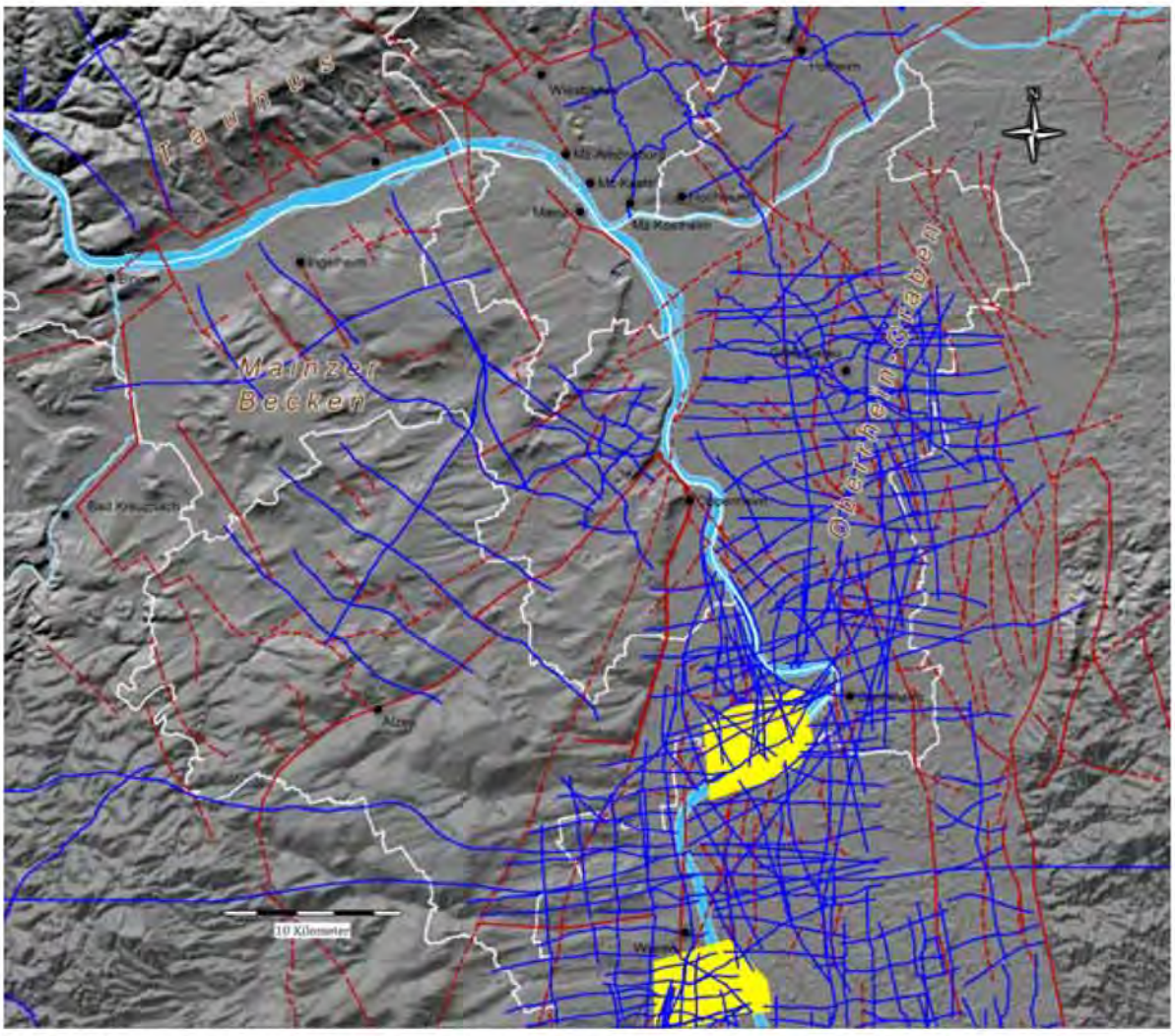


Abb. 7-10: Lage der existierenden seismischen Linien sowie der Bereiche der 3D-Seismik im Betrachtungsgebiet (Störungsmuster nach [Peters (2007)])

Nach heutigem Kenntnisstand stehen im Betrachtungsgebiet in größerer Tiefe (> 2000m) vorwiegend sedimentäre und magmatische Rotliegend-Gesteine in flächiger Verbreitung an. Diese fungieren als Kluftgrundwasserleiter, dessen Ergiebigkeit von der Intensität der Klüftung sowie vom lithologischen Aufbau abhängig ist. Jedoch können durch lokale Änderungen der Gesteinsabfolgen teilweise starke Durchlässigkeitskontraste auftreten. Daten zu Durchlässigkeit liefern, z. B. SASS & BÄR (2008). Die Grundwässer sind meist höher mineralisiert (KÄRCHER 2007). Es ist davon auszugehen, dass im Betrachtungsgebiet in geothermisch relevanter Tiefe v. a. grob- bis feinkörnige Sandsteine anstehen, die als Reservoirehorizont für eine tiefengeothermische Nutzung in Betracht gezogen werden können.

Der zentrale nördliche Oberrheingraben gilt als günstige Region für eine geothermische Nutzung, da hier stark erhöhte Temperaturen im Untergrund angetroffen werden (hohem

geothermischem Gradienten). Zudem ist hier die Datenlage gut und die Datendichte sehr hoch, da im nördlichen Oberrheingraben in der Vergangenheit intensive Exploration auf Kohlenwasserstoffe betrieben wurde und damit viele Bohrungsdaten und Daten aus seismischen Messungen vorhanden sind.

Allerdings ist im Bereich des Mainzer Beckens ebenfalls ein erhöhter geothermischer Gradient zu erwarten. Temperaturdaten sind von der Bohrung Olm 1 im nördlichen Teil des Beckens vorhanden. Die Region zwischen Mainz und Alzey ist außerdem zumindest von einem groben Netz von seismischen Messlinien überdeckt. Durch die aktuellen Explorationstätigkeiten der GtK GmbH sind weiterhin neue Daten gewonnen worden, die als Basis für eine genauere geothermische Charakterisierung dieses Gebiets dienen könnten (vgl. Schwarz et al. 2011).

Aus geologischer Sicht sind die zu erwartenden Verhältnisse im Untergrund des Betrachtungsgebiets und die vorhandene Datenlage an nutzbaren Informationen hierzu durchaus als vielversprechend zu bewerten. Jedoch sollten weitere Erkundungsmaßnahmen für eine genauere Einordnung der lokalen geologischen Bedingungen durchgeführt werden, um die Realisierbarkeit möglicher Geothermiekraftwerke besser beurteilen zu können.

7.6 Kostenabschätzung

Für Projekte zur tiefengeothermischen Stromerzeugung fallen hohe Investitionskosten, (bedingt durch den großen Explorationsaufwand und die hohen Bohrkosten), sowie den Kraftwerksbau an. Allerdings können die finanziellen Aufwendungen stark variieren, da diese direkt von den geologischen, hydrologischen, aber auch obertägigen Standortbedingungen abhängig sind.

Die nachfolgende Kostenaufstellung für die Investitionen im Rahmen einer exemplarischen Aufsuchung von geothermischer Energie zur tiefengeothermischen Nutzung ist lediglich als Orientierungshilfe zu verstehen. Die Preisangaben sind ungeprüft aus den angegebenen Quellen übernommen worden.

Im Rahmen der Vorerkundung und frühen Explorationsphase werden verschiedene Arbeiten durchgeführt, die im Gesamten eine Investitionssumme von ca. 2 bis 3 Mio. €[29] erfordern. Seismische Messungen stellen heutzutage ein Standardverfahren bei der Exploration von geothermischen Standorten dar. Einfache seismische 2D-Messungen liegen bei ca. 10.000 bis 15.000 €/km[30]. Die Kosten richten sich demnach nach der benötigten Anzahl an 2D-

[29] [Sonntag&Partner (2009)]

[30] [DMT (2009)]

Profilen und deren Länge. Aussagen zur Messlänge lassen sich erst nach einer geologischen Vorerkundung treffen.

Im Normalfall beträgt die Gesamtmesslänge ca. 40 bis 80 km. 3D-Seismiken sind aufwendiger und daher teurer. Sie kommen daher generell erst nach einer gezielteren Standortsuche zum Einsatz. Für 30 km² liegt der Preis bei ca. 1 bis 2 Mio. €[30]. Für ergänzende geophysikalische Messmethoden (z. B. Magnetotellurik) muss zusätzliches Kapital eingeplant werden. Ebenso erfordern geologische Vorstudien und begleitende Explorationsmaßnahmen (Machbarkeitsstudien) finanzielle Investitionen, die in die frühe Explorationsphase fallen.

Für ein hydrothermales geothermisches Nutzungssystem (Dublettensystem) werden mindestens zwei Bohrungen (Förder- und Injektionsbohrung) benötigt. Gut 60 % der Gesamtinvestitionen entfallen auf die Bohrungen. Da die Preise für Tiefbohrungen marktbedingten Schwankungen unterliegen, sind die Angaben hierzu nur als grobe Schätzung zu sehen. Eine Kennzahl für die Bohrkosten sind ca. 2,0 Mio. € je 1.000 m Bohrung. Genauere Aussagen sind erst nach einer offiziellen Angebotsanfrage bei qualifizierten Bohrfirmen zu treffen.

Art und Umfang durchzuführender, bohrlochgeophysikalischer Messungen werden durch die während der Bohrarbeiten angetroffenen geologischen Gegebenheiten bestimmt. Grundlegendste bohrlochgeophysikalische Messungen schlagen mit mehreren 100.000 €[31] zu Buche.

Weitere Investitionen stellen im Verlauf der Explorationsphase die Grundstückskosten, die Kosten für die Projektleitung, der Planung und ggf. die Kosten für den Rückbau der Bohrung(en) und die Rekultivierung dar.

Was die Investitionskosten für eine Thermalwasserförderpumpe anbelangt, liegen die Schätzungen bei ca. 600.000 €[32] für eine Förderpumpe. Die Kosten für die Planung und Realisierung des Kraftwerks (Kraftwerksbau, -technik) liegen bei ca. 16 % der Gesamtinvestitionen[32]. Eine genauere Abschätzung hängt vom angewendeten Kraftwerksprinzip bzw. der angewendeten Kraftwerkstechnik ab und ist daher erst im späteren Projektverlauf möglich.

[31] Persönliche Auskunft [DMT (2009)]

[32] [Sonntag&Partner (2009)]

Bei der Kostenabschätzung müssen finanzielle Reserven für Unvorhergesehenes berücksichtigt werden.

Abb. 7-11: Finanzierungsbausteine eines Tiefengeothermie-Projekts (verändert nach [Heil (2009)])

Die Darstellung auf Abb. 7-11 gibt einen Überblick über die Anteilsgröße der Investitionen im Verlauf des Projekts. Im Normalfall kann erst. nachdem die Machbarkeit und Rentabilität der geothermischen Energienutzung im Projektverlauf nachgewiesen ist und die Erschließungsrisiken nicht mehr bestehen, von der Explorations- auf die Betriebsfinanzierung mit Fremdkapital umgestellt werden.

7.7 Fördermöglichkeiten von Maßnahmen zur Nutzung geothermischer Energie

Durch staatliche Fördermittel (z. B. Förderprogramme zur Refinanzierung von Eigenkapital) verbessern sich die finanziellen Rahmenbedingungen für tiefengeothermische Projekte maßgeblich. In Deutschland werden Projekte zur tiefengeothermischen Nutzung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Marktanreizprogramm (MAP) gefördert.

7.7.1 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Anlagen zur Stromerzeugung (oder zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung) aus geothermischer Energie sollen durch das EEG gefördert werden. Das EEG garantiert die Abnahme des produzierten Stroms und zugleich eine Einspeisevergütung vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Geothermie-Kraftwerks über einen Zeitraum von 20 Jahren (zzgl. des Jahres der Inbetriebnahme).

Die Grundvergütung für Strom aus Geothermie beträgt für eine Anlagenleistung bis 10 MW_{el} 16 Ct/kWh_{el}. Bei einer Inbetriebnahme vor dem Jahr 2016 20 Ct/kWh_{el}. Bei geringerer Anlagenleistung beträgt die Vergütung bei Inbetriebnahme vor 2016 23 Ct/kWh_{el} mit Wärmenutzungsbonus (Auskopplung von mind. einem Fünftel der verfügbaren Wärmeleistung nach Stromerzeugung) und 24 Ct/kWh_{el} mit Technologiebonus (nur bei Petrothermaler Technik). Dabei ist die Vergütung (Grundvergütung + Boni) degressiv gestaltet und reduziert sich um 1 % pro Jahr.

7.7.2 Das Marktanreizprogramm (MAP)

Das MAP wird von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) umgesetzt. Es dient vorrangig der Förderung von Anlagen zur thermischen Nutzung der Tiefengeothermie. Das KfW-Programm „Erneuerbare Energien" dient der langfristigen Finanzierung von Maßnahmen zur Nutzung dieser zu einem günstigen Zinssatz. Im Programmteil „Standard" wird die Nutzung Erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Strom bzw. Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung) gefördert. Finanziert werden bis zu 100 % der förderfähigen Investitionskosten, in der Regel maximal 10 Mio. € pro Vorhaben. Die Förderkredite werden über das sogenannte Durchleitungsprinzip beantragt, die Zusage erfolgt über die Hausbank. Zusätzlich kann der Förderbaustein „Mehraufwendungen bei Tiefenbohrungen" beantragt werden. Dieser umfasst eine Förderung in Höhe von 50 % der nachgewiesenen Mehraufwendungen und maximal 50 % der ursprünglichen Plankosten bzw. 1,25 Mio. € je Bohrung (Quelle: www.kfw.de; 01.03.2011).

7.7.3 KfW-Programm „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie"

Dieses separate Kreditprogramm beinhaltet eine einzelvertraglich geregelte Darlehens-Haftungsfreistellung zur anteiligen Übernahme des Fündigkeitsrisiko. 80 % der förderfähigen Bohrkosten können mitfinanziert werden (max. 16 Mio. € pro Bohrprojekt). Die Münchener Rückversicherungs-Gesellschaft AG übernimmt als Kooperationspartner der KfW das Risiko anteilig und bringt ihr Fachwissen mit ein. Die Kriterien für die Nicht-Fündigkeit werden Vorhabens spezifisch im Darlehensvertrag vereinbart (Quelle: www.kfw.de; 01.03.2011).

7.8 Risiken von Geothermieprojekten

Bei tiefengeothermischen Projekten bestehen neben typischen Projektrisiken, die auch bei einem vergleichbaren konventionellen Kraftwerksprojekt zu finden sind, zusätzliche branchenspezifische Risiken für die Investoren. Die Hauptrisiken in der Frühphase des Projekts stellen Explorations-, Bohr- und Fündigkeitsrisiko dar, die teilweise durch Versicherungen abgedeckt werden können (Siehe Kapitel „Fördermöglichkeiten von Maßnahmen zur Nutzung geothermischer Energie"). Im weiteren Projektverlauf sind das Genehmigungsrisiko sowie das Kostenüberschreitungsrisiko von zentraler Bedeutung. Um geeignete Maßnahmen der Risikobegegnung und –Übertragung anwenden zu können, empfiehlt sich die Methode des Risiko-Managements. Diese stellt einen projektbegleitenden Prozess dar und umfasst alle wesentlichen Risiken, die negative Auswirkungen auf den Projektverlauf bzw. die Projektkosten haben. Zur Absicherung des Investments empfiehlt es sich, diesbezüglich den Rat ausgewiesener Fachleute in Anspruch zu nehmen.

7.9 Realisierungszeitraum eines tiefengeothermischen Standardprojekts

Von den ersten Voruntersuchungen bis zur Inbetriebnahme des Kraftwerks können generell 4 bis 7 Jahre veranschlagt werden.

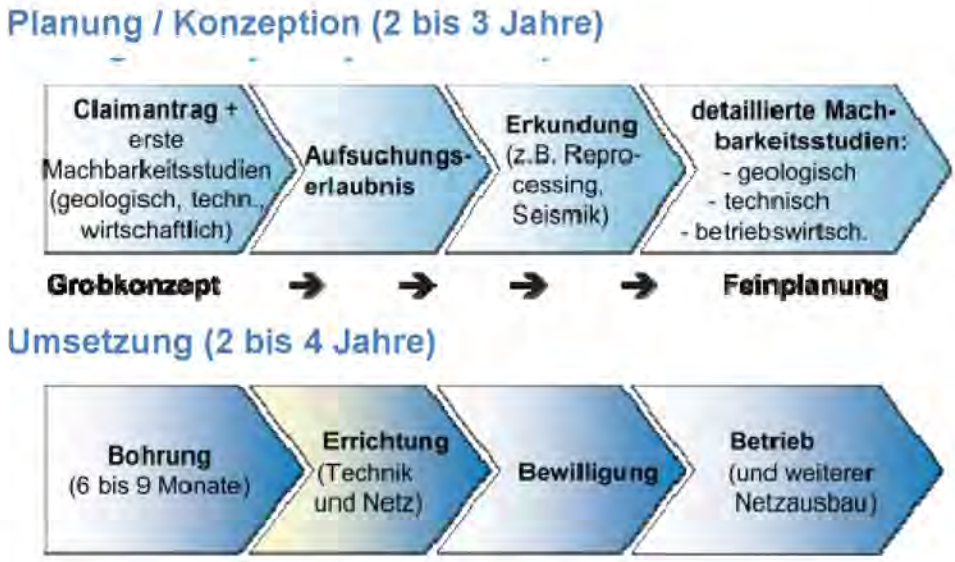


Abb. 7-12; Zeitliche Abfolge der Projektphasen eines Standardprojekts verändert nach [Dobschütz, von; Reif (2009)]

Als konkretes Beispiel ist hier der Ablauf des Geothermieprojektes Landau aufgeführt, welches im Jahr 2003 begann und Anfang 2008 den Dauerbetrieb aufnahm.

Mitte 2003	Beginn der Vorbereitungen
Aug.-Nov. 2005	Förderbohrung
Jan.-Apr. 2006	Injektionsbohrung
Februar 2006	Vorbereitung Kraftwerk
Dezember 2006	Baubeginn Kraftwerk
März-Mai 2007	Zirkulationstest
Mai 2007	Kühlanlage ORC-Anlage
August 2007	Turbogenerator
November 2007	Inbetriebnahme
Januar 2008	Aufnahme Dauerbetrieb

Abb. 7-13: Zeitlicher Ablauf anhand der Meilensteine des Geothermieprojektes Landau verändert nach [Frey; Milles (2007)]

7.10 Vorschlag zum weiteren Vorgehen

Sollte ein tiefengeothermisches Kraftwerksprojekt – neben dem geothermischen Kraftwerksprojekt Groß-Gerau der Tochtergesellschaft ÜWG – von den Mainzer Stadtwerken initiiert und begonnen werden, sollten im weiteren Verlauf (nach Festlegung eines Untersuchungsgebietes) die aufgeführten Maßnahmen im Rahmen einer Vorerkundung durchgeführt werden. Ziel ist es, in der Vorerkundungs- und Frühphase einer geothermischen Exploration eine grundsätzliche Abschätzung der möglichen geothermischen Ressourcen bzw. des geothermischen Potenzials im möglichen Projektgebiet zu erhalten. Je nach Lage des Betrachtungsraums sowie bereits existierender Datenlage, können sich Veränderungen im Ablaufplan und der zeitlichen Reihenfolge ergeben. Zusammengefasst stehen folgende Empfehlungen für die Vorerkundungsphase eines möglichen Geothermie-Projektes im Vordergrund:

- Erfassung und Analyse existierender geothermisch relevanter Informationen
- Einholen einer bergrechtlichen Aufsuchungserlaubnis
- Dateneinsicht beim Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) in Hannover
  - Sichtung und evtl. Bezug zusätzlicher ergänzender Daten aus relevanten seismischen Profilen (evtl. Reprocessing nötig) sowie verfügbarer Temperaturdaten

- Weiterführende Analysen zur Potenzialabschätzung, wie die Erstellung eines strukturgeologischen 3D-Untergrundmodells und der darauf aufbauenden Simulation der dreidimensionalen Temperaturverteilung, um die ortsaufgelöste verfügbare geothermische Energie im Untergrund abschätzen zu können (Heat in Place – Berechnung)

Bei entsprechend positiver Bewertung der Ergebnisse aus den Vorerkundungsmaßnahmen, sollten im weiteren Projektverlauf (zu Beginn der Explorationsphase) zur Verbesserung des Kenntnisstandes der geologischen Verhältnisse gegebenenfalls neue, seismische Erkundungen und evtl. begleitende geophysikalische Untersuchungen (Gravimetrie, Magnetik, Magnetotellurik, etc.) angestrebt werden. Die zusätzlichen Erkundungsmethoden sollen eine optimale Datengrundlage für eine detaillierte Machbarkeitsstudie liefern und geben Hinweise über Gebiete mit gesteigerten Erfolgsaussichten.

7.11 Bewertung Stromerzeugungspotenziale

Die geothermische Stromerzeugung setzt die Erschließbarkeit von einem Wärmereservoir mit hohen Temperaturen voraus. Durch das erschlossene Wärmereservoir wird durch die Förder- und Injektionsbohrung ein Fluid (Bsp. Wasser) zirkuliert, das im Reservoir Wärme aufnimmt und diese an der Oberfläche für eine energetische Nutzung wieder freigibt. Die an der Oberfläche nutzbare Wärmemenge ist mit folgender Gleichung abschätzbar:

$$\dot{Q}_i = \dot{m}_i * c_p * \Delta T_i$$ **Gleichung 1**

$\dot{Q}_i$ *Wärmestrom durch Abkühlung der Zirkulationsfluides um i* $\Delta T \left[kW_{th}\right]$

$\dot{m}_i$ *Massenstrom des Thermalwassers bzw. des Zirkulationsfluides* $\left[\frac{kg}{s}\right]$

c_p *spezifische Wärmekapazität des Fluides* $\left[\frac{KJ}{kg * K}\right]$

$\Delta T_i = T_{i,\,vor} - T_{i,\,nach} \left[K\right]$

ΔT_i *Temperaturdifferenz der Wärme vor und nach Wärmeentzug*

$T_{i,\,vor}$ *Temperatur des Fluides vor dem Wärmeentzug*

$T_{i,\,nach}$ *Temperatur des Fluides nach dem Wärmeentzug*

i *Index für die jeweilige Wärmequelle*

Das Temperaturniveau und die Förderrate der Wärmequelle sind die beiden entscheidenden Größen, von denen abhängt, wie ergiebig eine geothermische Bohrung und somit das

nutzbare Potenzial im Untergrund ist. Gleichung 1 beschreibt die dem geförderten Thermalwasserstrom entzogene Wärme zur Stromerzeugung während der energetischen Nutzung. Eine direkt proportionale Abhängigkeit der umgewandelten Wärmeenergie zu elektrischer Energie ist erkennbar. Die Verstromung der Geowärme ist technisch ab einem Temperaturniveau von etwa 90 °C machbar, eine wirtschaftliche Stromerzeugung verlangt in der Regel höhere Thermalwassertemperaturen.

Für die Bewertung der Geothermie für die Strombilanz ist der Eigenverbrauch von Bedeutung. Die größte Aufwendung an Strom entsteht durch Betrieb der Förder- bzw. Injektionspumpen. Der Strombedarf für die Pumpen, die die Zirkulation des Wärmeüberträgerfluids aufrechterhalten, kann etwa 20 bis 30 % des von der Anlage erzeugten Stroms ausmachen.

7.12 Umwandlung geothermischer Energie in Strom und Wärme

Ob geothermische Energie in Strom oder Wärme umgewandelt werden kann, ist abhängig vom vorliegenden Temperaturniveau. Zur Klassifizierung der Temperaturgrenze wurde eine minimale Temperatur von 90 °C, die heute zur Stromerzeugung genutzt wird (vgl. Geothermiekraftwerke Simbach/Inn und Neustadt-Glewe), gewählt. Eine genormte Einteilung von geothermischer Wärme unterschiedlicher Temperatur in Nieder- und Hochtemperaturwärme ist den Autoren nicht bekannt.

7.12.1 Stromerzeugung

Zur geothermischen Stromerzeugung mittels Heißwasser im Temperaturbereich deutlich unter 200 °C kommt der ORC- oder der Kalina-Prozess in Frage. Heiß- oder Trockendampfvorkommen zur direkten Dampfnutzung sind in Deutschland auszuschließen.

ORC

So genannte Organic-Rankine-Cycle (ORC) Anlagen ermöglichen eine Nutzung von Temperaturen ab etwa 90 °C zur Stromerzeugung. Diese arbeiten mit einem organischen Medium, welches bei deutlich niedrigeren Temperaturen als Wasser verdampft und somit auch bei relativ geringen Temperaturen ausreichend Dampfdruck für die Stromerzeugung in Turbinen erzielen kann. Hierdurch ist auch eine geothermische Stromerzeugung an vielen hydrothermalen Standorten in Deutschland möglich, welche in der Vergangenheit für die Stromerzeugung als nicht geeignet erschienen.

Allerdings sind niedrige Temperaturen entsprechend dem niedrigen Enthalpiegehalt des Dampfes mit einem niedrigen Wirkungsgrad verbunden. Bei Eingangstemperaturen von 120 °C bis 170 °C kann man von einem Wirkungsgrad von etwa 6 bis 12 % ausgehen der innerhalb eines ORC-Prozess erreichbar ist.

Kalina

Eine Alternative zu ORC ist das Kalina-Verfahren. Hier werden Zweistoffgemische, zum Beispiel aus Ammoniak und Wasser, als Arbeitsmittel verwendet. Dieses Verfahren ermöglicht eine Nutzung von Temperaturen ab ca. 90 °C. Hierzu wird die Wärme des Wassers, wie bei der Wärmeversorgung, über Wärmetauscher an ein Ammoniak-Wasser-Gemisch abgegeben. Da dieses Gemisch schon bei wesentlich niedrigeren Temperaturen als Wasser verdampft, kann dieser Prozess bereits bei niedrigeren Temperaturen eingesetzt werden. Zusätzlich ermöglicht das Gemisch eine äußerst effiziente Wärmeübertragung. Mit dem entstandenen Dampf kann, genauso wie üblicherweise mit Dampfturbinen, Strom erzeugt werden. Der Wirkungsgrad des Kalina-Verfahrens soll nach [GtV (2010)] um 10 bis 60 % größer sein, als der des ORC-Verfahrens.

Die Art der Rückkühlung innerhalb des Kraftwerksprozesses beeinflusst ebenfalls den elektrischen Wirkungsgrad. Je nach Standort kommt eine direkte Wasserkühlung mittels Vorfluter, Nasskühlturm, Trockenkühlturm oder Hybridkühlturm in Frage.

7.12.2 Wärme- und Stromerzeugung / KWK

Bei der Bewertung der Potenziale der geothermischen Energienutzung muss berücksichtigt werden, dass die Nutzung der tiefen Geothermie zwar prinzipiell überall möglich ist, jedoch nur unter bestimmten Voraussetzungen eine sinnvolle und nachhaltige Nutzung darstellbar ist. Eine wichtige Grundvoraussetzung dafür ist die Möglichkeit, für die anfallende Wärme eine Nutzanwendung zu finden. Dies wiederum setzt eine geeignete Abnehmerstruktur voraus. Mit dem Temperaturniveau im Untergrund ist gekoppelt an die Erzeugung elektrischen Stroms auch die Wärmenutzung möglich.

In der Regel wird vorrangig die Geowärme zur Stromerzeugung genutzt und nur die Georestwärme einer Wärmenutzung zugeführt. Diese Betriebsweise nennt man stromgeführte serielle Betriebsweise (vgl. Abb. 7-14).

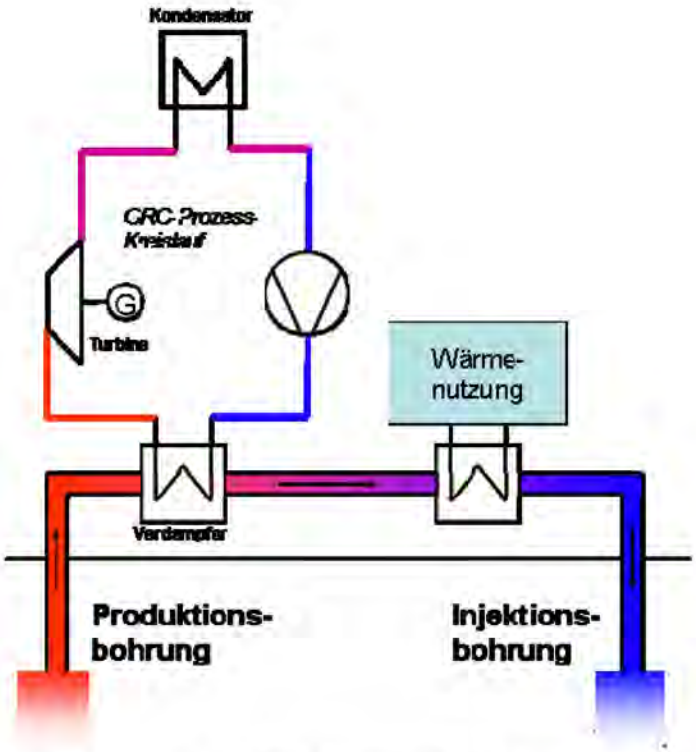


Abb. 7-14 stromgeführte serielle Betriebsweise

Das Thermalwasser wird bei der Stromerzeugung auf etwa 70 °C[33] abgekühlt. Die serielle Betriebsweise hat den Vorteil, dass aus dem Thermalwasser das größtmögliche geothermische Potenzial zur Verstromung ausgeschöpft wird. Allerdings bedeutet dies eine eingeschränkte Restwärmenutzungsmöglichkeit auf Grund des vergleichsweise niedrigen Temperaturniveaus das übrig bleibt.

Neben der seriellen Betriebsweise gibt es auch die parallele Betriebsweise. Dabei wird parallel zur Wärmenutzung ein zweiter Thermalwasserstrang zur Stromerzeugung genutzt. Das bedeutet, dass die Stromerzeugung und die Wärmenutzung nebeneinander geführt werden.

[33] Vgl. Geothermiekraftwerk Landau

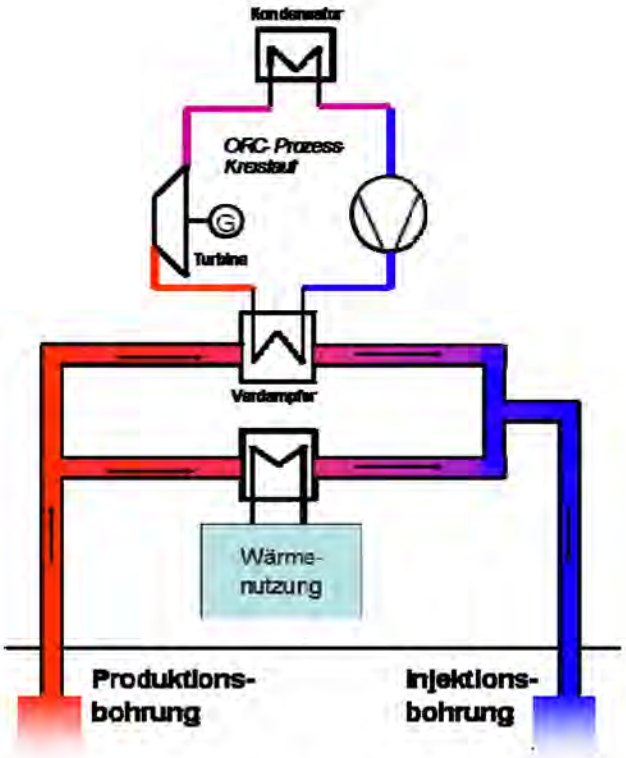


Abb. 7-15 parallele Betriebsweise

Die parallele Betriebsweise ist vor allem zur flexiblen Wärmenutzung geeignet, da Thermalwasser auf einem höheren Temperaturniveau vorliegt und somit ein Wärmenetz mit hohen Temperaturen gespeist werden kann. Durch die Wärmeauskopplung auf höherem Temperaturniveau steht jedoch weniger Thermalwasser zur Stromerzeugung zur Verfügung.

Eine parallele Betriebsweise hat den Vorteil, dass eine saisonale Strom- oder Wärmeführung möglich ist, sodass bei geringerem Wärmebedarf im Sommer mehr Thermalwasser zur Stromerzeugung zur Verfügung steht.

7.12.3 Nutzung Restwärme (üblicherweise etwa 70 °C)

Ein Temperaturniveau von etwa 70 °C schränkt die Nutzungsmöglichkeiten ein. Nach dem Kraftwerksprozess weist die Georestwärme in der Regel eine Temperatur von etwa 70 °C auf, die allerdings durch die Auskopplung eines Teilvolumenstroms vor dem Kraftwerksprozess auf ein höheres Temperaturniveau angehoben werden kann. Es handelt sich dann nicht mehr um eine reine Reihenschaltung des Kraftwerks und der Restwärmenutzung, sondern um eine kombinierte Parallel- und Reihenschaltung. Ein Temperaturniveau von ca. 60 °C bis 90 °C eignet sich zur Raumheizung und Trinkwassererwärmung. Daneben kann auch Prozesswärme auf einem geeigneten Temperaturniveau in Frage kommen.

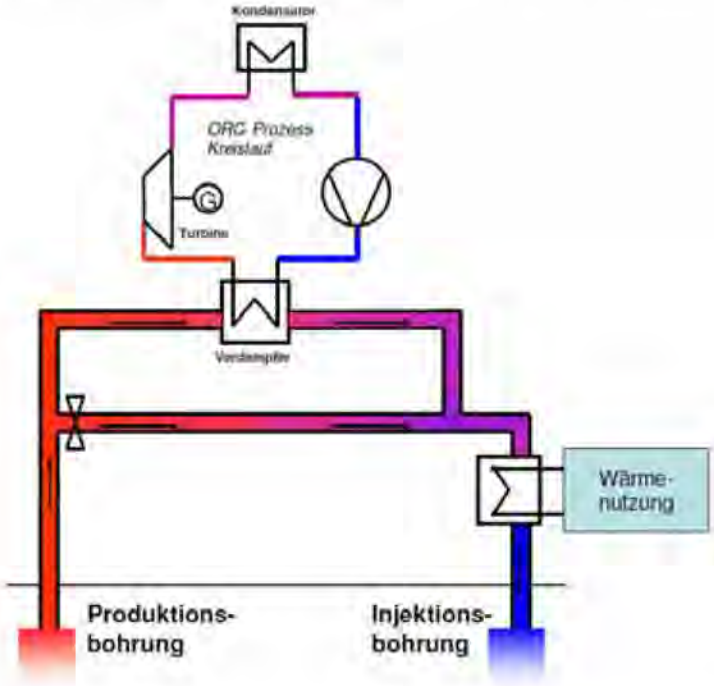


Abb. 7-16 kombinierte Betriebsweise mit Restwärmenutzung

Ein Vorteil ist hier, dass durch Anpassung der Teilvolumenströme, die Wärmenutzungstemperaturen saisonal dem Bedarf angepasst werden kann. Wird eine noch höhere Temperatur (beispielsweise für die Einspeisung in ein bestehendes Wärmenetz) benötigt, ist die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit eines parallelen Betriebes zu prüfen. Je nach saisonalen Jahreswärmebedarf im bestehenden Wärmenetz und je nach vorhandenen geothermischen Potenzial kann es sinnvoll sein, im Winter nur Wärme und im Sommer nur Strom zu produzieren.[34]

[34] Vgl. Geothermiekraftwerk Neustadt-Glewe

7.12.4 Restwärmenutzung im Fernwärmenetz der Stadt Mainz

Die Heizkraftwerk Mainz GmbH betreibt im Stadtgebiet Mainz ein Fernwärmenetz mit 67,5 km Länge, etwa 190 MW_{th} Anschlussleistung und einem Jahreswärmeabsatz von etwa 380 GWh_{th}/a [HKW MZ 2]. Generell bietet es sich an, an einem geologisch interessanten Standort mit naher Anbindungsmöglichkeit an das Fernwärmenetz ein Geothermie-Kraftwerk zu betreiben.

Limitierend für das Potenzial der Restwärmevermarktung über das Fernwärmenetz ist das benötigte Temperaturniveau. Im Fernwärmenetz Mainz liegen folgende Temperaturen in Vor- und Rücklauf vor:

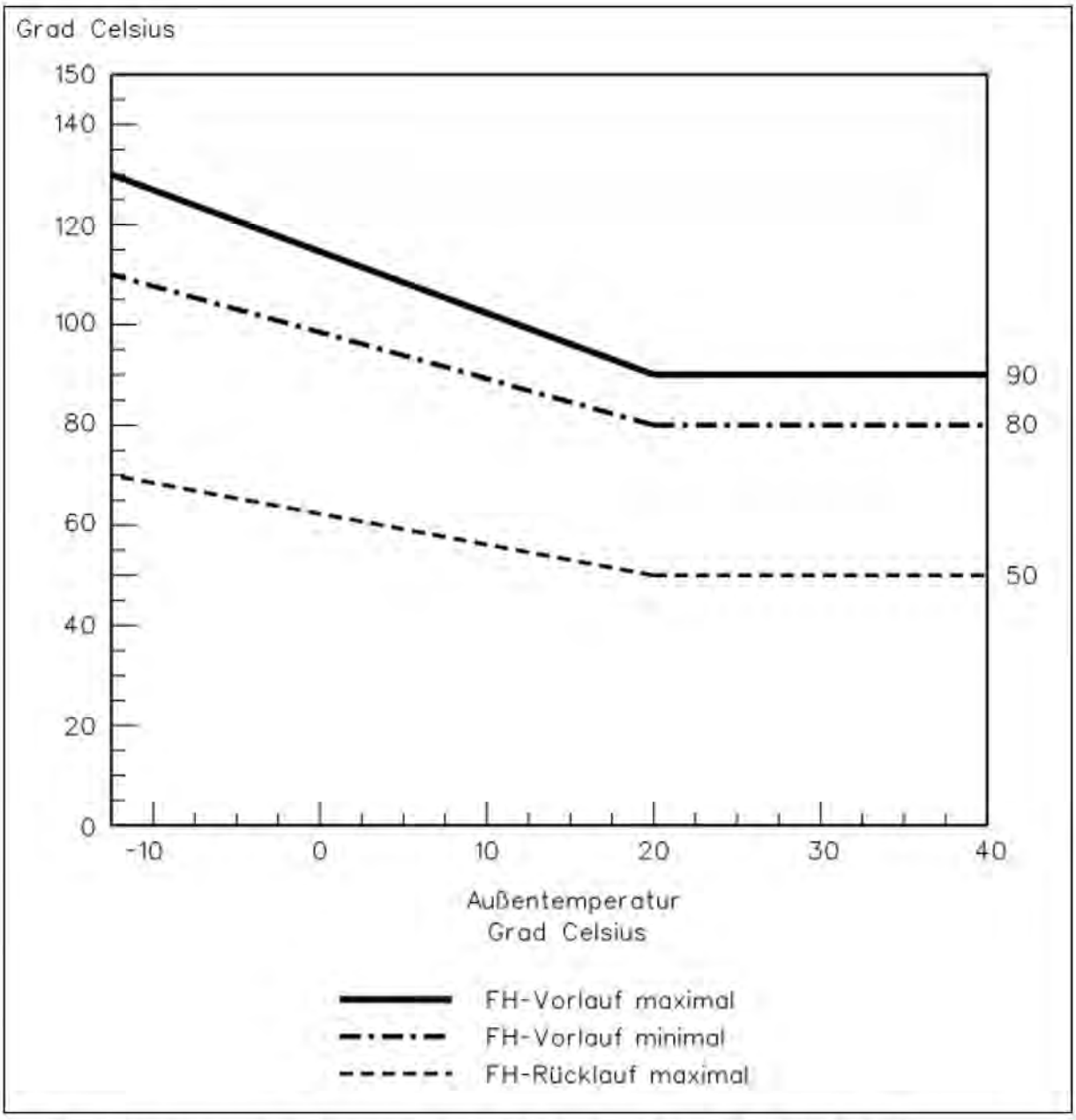


Abb. 7-17 Temperaturen im Fernwärmenetz der Heizkraftwerk Mainz GmbH [HKW MZ]

Bei einem üblichen Restwärmetemperaturniveau von etwa 70 °C ließe sich lediglich bei höheren Außentemperaturen (also hauptsächlich außerhalb der Hauptheizsaison) der Rücklauf des Fernwärmenetzes dezentral am Standort des Geothermie-Heizkraftwerks anheben. Eine Einspeisung der Restwärme in den Vorlauf des Fernwärmenetzes ist bei der beschriebenen Restwärmetemperatur nicht möglich.

Eine Einspeisung der Wärme in den Rücklauf der Fernwärmeleitung ist eher nicht empfehlenswert, da die Rücklaufleitung zur Kondensation des Dampfkraftprozesses am thermischen Heizkraftwerk dient. Mit höherem Temperaturniveau in der Rücklaufleitung wird die Kondensation ineffizienter und der elektrische Wirkungsgrad des Dampfkraftprozesses nimmt ab.

Zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit eines Geothermie-Heizkraftwerks kann es interessant sein einen parallelen Betrieb (vgl. Kapitel 7.12.2) zu verwirklichen. Hierbei wäre es denkbar in der Heizsaison 100 % der geothermischen Wärme für die Wärmenutzung in den Vorlauf des Fernwärmenetzes einzuspeisen. Im Sommer könnte 100 % der Wärme zur Stromerzeugung genutzt werden und in den Übergangsjahreszeiten eine Betriebsart nach Bedarf oder wirtschaftlichem Optimum zu fahren.

7.12.5 Beispiele umgesetzter Geothermieprojekte

In der Übersicht sind ausgewählte Beispiele zu umgesetzten Geothermieprojekten dargestellt. Es handelt sich dabei ausschließlich um hydrothermale Projekte. In Deutschland wurde bisher kein Petrothermales Projekt umgesetzt.

An allen genannten Standorten wird die Georestwärme zur Wärmeversorgung von Wohngebiete, Gewerbebetriebe und Industrieunternehmen in einem Wärmeverbund genutzt.

Tab. 7-2 Kurzübersicht umgesetzte Geothermiekraftwerke in Deutschland und Frankreich

	Neustadt-Glewe	Landau	Unterhaching	Bruchsal	Simbach	Soulz-sous-Forêt (F)
Betreiber	Erdwärme-Kraft GdR	geo-x GmbH	Geothermie Unterhaching GmbH & CoKG	EnBW Ba-Wü.	GSB Geothermie Simbach Braunau GmbH	Geothermie Soultz
Inbetriebnahme	Heizwerk: 10/1994 Kraftwerk: 11/2003	Kraftwerk: 2007	Heizwerk: 2007 Kraftwerk: 2009	2008/2009	Heizwerk: 2001 Kraftwerk: 2009	Kraftwerk: 2007
Bohrtiefe m	Förderbohrung: 2.455 Injektionsbohrung: 2.335	Bohrung 1: 3.300 Bohrung 2: 3.170	Bohrung 1: 3.400 Bohrung 2: 3.864	Bohrung 1: 1.877 Bohrung 2: 2.542	Förderbohrung: 1.900 Injektionsbohrung: 1.850	3 Bohrungen je 5.000
Thermalwasser-temperatur an Oberfläche °C	97	160	122	112	80	170-175
Schüttleistung in Betrieb l/s	k. A.	50	97	28,5	80	25
elektrische Leistung brutto MW_{el}	0,2	3,0	3,4	0,6	0,2	2,1
Wärmeleistung Geoheizwerk MW_{th}	6	6-8	unbekannt	4	8	-

7.13 Auswirkung geothermischer Stromerzeugung auf die Strombilanz von Mainz

Der derzeitige Stromverbrauch in Mainz beträgt 1,5 TWh_{el}[35] davon beträgt der Anteil geothermischer Energie gleich Null. Es ist nicht möglich eine zeitliche Entwicklung zur geothermischen Strom- und Wärmenutzung für Mainz aufzuzeigen. Unter Annahme eines konstanten Stromverbrauchs von 1,5 TWh_{el} und dass in Mainz in den kommenden Jahren ein Geothermiekraftwerk mit einer derzeit üblichen Leistung von rund 3 MW_{el} und Vollbenutzungsstunden von etwa 7.000 h/a installiert würde, wäre eine Stromerzeugung von ca. 21 GWh_{el}/a denkbar. Das entspricht einem Geothermieanteil am Gesamtstromverbrauch von rund 1,4 %.

[35] Stadtwerke Mainz

8 Arbeitspaket 6: Potenzial Wasserkraft

8.1 Einleitung

In Deutschland existieren etwa 55.000 Wehranlagen mit dem Aufgabengebiet des Hochwasserschutzes und der Energieerzeugung. Der Wirkungsgrad von Wasserkraftanlagen ist gegenüber anderen Technologien mit bis zu 90 % sehr hoch. Die Erzeugung von Strom aus Wasserkraft gehört zu den erneuerbaren Energien und verursacht nahezu keine Emissionen. Gegenüber stark fluktuierender regenerativer Energieproduktion besticht Wasserkraft durch eine relative Beständigkeit und je nach Anlagentyp guter Regelbarkeit. Letzteres wird für die Integration von erneuerbaren Energien in das Stromnetz von immer größerer Bedeutung.

In Deutschland existieren etwa 7.600 Wasserkraftwerke. Von den 350 größten Anlagen wird 90 % des Stromes erzeugt.[36] Insgesamt werden in Deutschland jährlich etwa 20 TWh_{el}/a Strom aus Wasserkraft erzeugt. Bezogen auf den Gesamtstrombedarf (640 TWh_{el}/a) entspricht dies einem Anteil von etwa 3,2 %.

Das Potenzial der Wasserkraft befindet sich in Deutschland vorwiegend in Süddeutschland und ist weitestgehend ausgeschöpft. Ein weiteres Problem des Ausbaus besteht auch in der Beeinträchtigung von Wasserverkehrswegen und der Ökologie.

Aufgabenstellung
Es handelt sich um eine Prüfung der Möglichkeit der Initiierung oder Reaktivierung von Wasserkraftanlagen im Untersuchungsgebiet (Versorgungsgebiet der SW Mainz).

Zielfragestellung
Kann Wasserkraft eine Rolle spielen und in welcher Größenordnung?

Folgende Inhalte wurden im Rahmen des Auftrags abgearbeitet:

- **Historische Recherche, wo standen Mühlen (Kleinwasserkraftwerke)**
- **Techn. + rechtl. Hemmnisse und Probleme (z. B. Laufwasserkraftwerke im Rhein)**
- **Abgleich mit vorhandenen Untersuchungen**
- **Wasserkraftpotenzial in der Region benennen**

[36] http://www.br-online.de/wissen/umwelt/energie-alternativen-DID1188467066442/energie-wasserkraft-wasser-ID1221142109572.xml

8.2 Wasserkraft im Untersuchungsgebiet

In ganz Rheinland-Pfalz werden jährlich etwa 1 Mrd. kWh_{el} Strom aus Wasserkraft erzeugt. Das Ausbaupotenzial ist gering. Die meisten Anlagen befinden sich im Einzugsgebiet der Mosel und Saar.[37] Von 240 MW_{el} installierter Leistung fallen 200 MW_{el} auf Großkraftwerke in der Mosel.

Die Untersuchungsregion betrifft das Versorgungsgebiet der Stadtwerke Mainz und Umgebung. In dieser Betrachtung werden die Potenziale der kreisfreien Stadt Mainz (mit AKK – Amöneburg, Kastel, Kostheim), und der Landkreise Mainz-Bingen, Alzey-Worms und Groß-Gerau untersucht (vgl. Abb. 8-1).

Der Stromverbrauch für das Jahr 2020 wird für die Stadt Mainz mit 1,5 Mrd. kWh_{el} angegeben.

Abb. 8-1: Untersuchungsregion

Im Untersuchungsgebiet liegen nur eine Groß-WKA (Staustufe Kostheim, vgl. Kapitel 8.5) und verschiedene Kleinwasserkraftanlagen vor. Das Untersuchungsgebiet liegt in der Rheinebene, wodurch keine Möglichkeiten für Pumpspeicherkraftwerke bestehen. Neben kleinen Fließgewässern liegen auch Bundeswasserstraßen (Rhein, Main) in dem Gebiet. Für diese Gewässer gelten besondere Anforderungen aufgrund der Schiffbarkeit.

[37] http://www.mufv.rlp.de/energie-und-klimaschutz/erneuerbare-energien/wasserkraft/ und „Globale Potenziale der Wasserkraft“, H.-B. Horlacher, Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003, „Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit“, Heidelberg 2003

Die Bundeswasserstraßen werden in der folgenden Abbildung dargestellt:

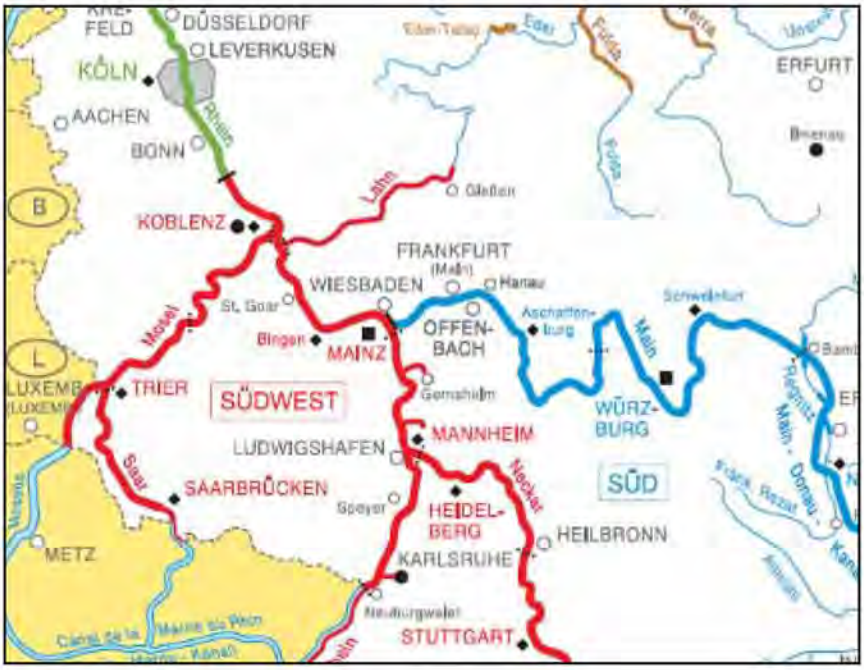


Abb. 8-2: Bundeswasserstraßen
[WSV (2010)]

Weitere Flüsse und Bäche, außer der Nahe, werden aufgrund ihres geringen Abflussstromes in dieser Studie nicht berücksichtigt werden.[38] Für die weitere Untersuchung werden nur Wasserkraftanlagen mit geringen Fallhöhen betrachtet.

8.2.1 Potenzial aus Wasserkraft

Die elektrisch generierbare Leistung aus Wasserkraft lässt sich berechnen aus der Formel:

$$P_{el} = \eta_{ges} \cdot \frac{\rho \cdot g}{1000} \cdot Q \cdot h_f$$

P_{el} Elektrische Leistung [kW_{el}]

η_{ges} Gesamtwirkungsgrad [Klein-WKA 0,7 – Mittlere-WKA 0,85]

ρ Dichte [1.000 kg/m³]

g Erdbeschleunigung [9,81 m/s²]

[38] Flügelsbach, Gonsbach, Schwabenheimerbach, Spatzenbach, Selz, Seitz, Schwarzenbach, Welzbach, Wieslache, Gräfenbach, Appelbach, Wiesbach, Seebach, Pfrimm und weitere kleinere Fließgewässer.

Q Volumenstrom [m³/s]

h_f Fallhöhe [m]

Für die Region Mainz eignen sich als Potenziale zur Laufwassernutzung der Wasserkraft die Flüsse: Rhein, Main und Nahe. Das theoretische spezifische Potenzial je Meter Fallhöhe wird in der Tab. 8-1 dargestellt.

Tab. 8-1: Potenzial Wasserkraft

Fließgewässer	Abflussvolumen	spez. theor. Potenzial *(je m Fallhöhe)*
-	m³/s	kW_{el} / m
Rhein	1.590[39]	12.500
Main	225	1.770
Nahe	30[40]	230
Schwarzenbach[41]	1,42	11
Selz	0,7	5

Eine detaillierte Karte der Abflüsse in Rheinland-Pfalz ist im Anhang zu finden.

Am Main und am Rhein wurden zur Regulierung des Wasserstandes und der Schiffbarkeit verschiedenen Staustufen errichtet. Zum Teil erfolgt eine gleichzeitige Stromerzeugung. Der Rhein hat in der Untersuchungsregion keine Staustufen, er ist durchgängig schiffbar.[42] Eine Staustufe und Wasserkraftwerk im Main befindet in unmittelbarer Nähe von Mainz-Kostheim (Wiesbaden).

Für beide Flüsse (Bundeswasserstraßen) wird aus ökologischer, politischer und wirtschaftlicher Berücksichtigung nicht vom Bau neuer Großkraftwerke mit Querbebauung ausgegangen. Das gleiche gilt insbesondere aus ökologischen Gründen für die Nahe.

[39] [RWU (2010)]

[40] Pegel Grohlsheim, Diplomarbeit Rheingans 1993; Ausbauzeit 120 Tage

[41] Datenquelle: Potenzialstudie Groß-Gerau

[42] Nächste Staustufe Rhein Iffezheim (150km)

8.2.2 Wassernutzung in der Untersuchungsregion

Im gesamten Rheinland-Pfalz bestehen etwa 1.200 Wasserrechte[43] und es existieren 386 Wasserkraft-Standorte mit einer Einzugsfläche ≥ 100 km² [LUWG 08]. Aus der Einzugsfläche leitet sich das Wasserpotenzial, bestehend aus dem Niederschlag abzüglich Verdunstung, ab.

Abb. 8-3: Lage der Wasserkraftstandorte in RLP (A ≥ 100km², 2006) [LUWG (2008)]

Von den Standorten sind in 2006 genau 175 (45 %) in Betrieb, 188 (49 %) außer Betrieb und bei 23 (6 %) war der Zustand unbekannt. In der Untersuchungsregion befinden sich nur wenige Kraftwerke mit geringer Leistung an der Nahe (vgl. Kapitel 8.5).

Erhebung von 2004 Quelle: [LUWG 08]

Auf der Seite http://www.geoportal-wasser.rlp.de[44] können Wasserkraftanlagen in Betrieb angezeigt werden. Die Ergebnisse werden in der Abb. 8-4 dargestellt.

[43] [Umweltschoner (2010)]

[44] [HMULV (2010)]

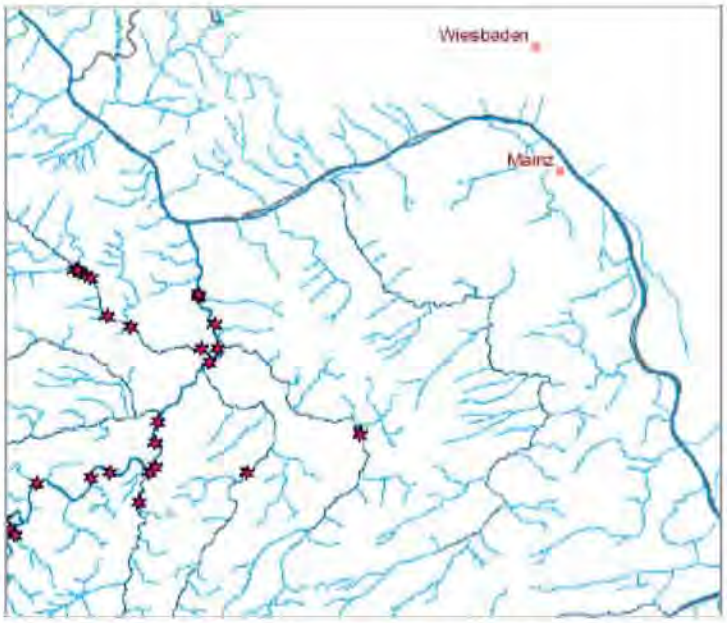


Abb. 8-4: Gewässernetz Rheinland-Pfalz (1.-3. Ordnung; Ausschnitt) [Geoportal (2010)]

Im Landkreis Mainz-Bingen bestehen 23 Wasserrechte, in der kreisfreien Stadt Mainz 2 und im Landkreis Alzey-Worms 15 Wasserrechte, die in Verbindung mit Mühlenbetrieb stehen. Die eingezeichneten Sterne in der obigen Abbildung zeigen die Wasserkraftanlagen, die sich in Betrieb befinden. Von den in Groß-Gerau betriebenen Wassermühlen sind 2008 keine mehr für Netzeinspeisung und Stromerzeugung in Betrieb.[45]

Seit 2009 liefert am Main an der Staustufe Kostheim eine neue Großwasserkraftanlage Strom mit einer Leistung von 4,9 MW_{el}. Auf rheinland-pfälzischer Seite erfolgt eine Stromerzeugung ausschließlich in der Nahe mit Kleinanlagen. Der Umfang beläuft sich insgesamt auf etwa 300 kW_{el} (vgl. Kapitel 8.5). Mühlbetriebe in der oberen Nahe werden nicht weiter betrachtet.

Eine Modernisierung bereitet neben der Effizienzsteigerung auch die Möglichkeit, unter umweltpolitischen Gesichtspunkten, eine fisch- und wasserwirtschaftliche Verträglichkeit zu steigern, um sich einem guten Zustand anzunähern.

[45] Potenzialstudie Groß-Gerau (190)

8.3 Rechtliche Bestimmungen

Für die Nutzung von Wasserkraft zur Stromerzeugung müssen gesetzliche Bestimmungen eingehalten werden. Einfluss auf eine Umsetzung nehmen unterschiedliche Europäische wie auch nationale Richtlinien und Gesetze:

Ökologische Anforderungen der EU-Wasserrahmenrichtlinie (WRRL)

[HmbGVBl. 2004, S. 277]

Die Europäische Wasserrahmenrichtlinie ist Grundlage für die Bewirtschaftung aller Europäischen Gewässer. In Deutschland werden die Inhalte in den entsprechenden Landesgesetzen umgesetzt. Inhalt sind ökologische und ökonomische Ziele. Zentrales Ziel ist der Gewässerschutz („guter ökologischer Zustand")

Wasserhaushaltsgesetz (WHG), [BGBl. I 2009, S.2585]

Bundesrahmengesetz, wird in jeweilige Landeswassergesetze aufgeteilt. Regelt die Benutzung von Gewässern, Wasserschutzgebieten und Planung. Es beinhaltet die Mühlenordnung, den Bau und Betrieb von Wasserkraftanlagen und ist das Leitgesetz zum Gewässerschutz.

Landeswassergesetz Rheinland-Pfalz (LWG), [GVBl 2004, S. 54]

Konkretisiert das Wasserhaushaltsgesetz, Genehmigung (Modernisierung nur Anzeigepflicht). In Überschwemmungsgebieten Hochwasserschutz beachten.

Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie (FFH-RL), [92/43/EWG]

Naturschutzrichtlinie der EU, wird auf national ausgewiesenen Schutzgebieten angewendet.

Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP-RL)

Bei Planungen, die größere Eingriffe in die Natur und Landschaft verursachen, vorgeschrieben. Ziel ist es, die Auswirkungen auf die Umwelt zu erfassen und zu bewerten.

Bundeswasserstraßengesetz (WaStrG) und die dazugehörige Verordnung

Nach § 1 der (WaStrGAnlErmV[46]) werden die Wasser- und Schifffahrtsdirektionen ermächtigt, Rechtsverordnungen nach § 46 Nr. 1 WaStrG über die Regelung des Betriebs von Anlagen zu erlassen.

[46] [WaStrGAnlErmV (1968)]

Zur Überprüfung, ob sich ein Standort für die Wasserkraft eignet, sind Untersuchungen zu wasserwirtschaftlichen Größen (Mindestwasserabfluss, Mittelwasserabfluss, Verkehrsflächen, Flächennutzung, Landschafts- und Naturschutz und weitere) zu unternehmen. Das größte Spannungsfeld besteht dabei, die Bestrebungen einer erneuerbaren Energieerzeugung und der Erreichbarkeit eines guten ökologischen Zustands der Gewässer zu kombinieren.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz [EEG (2009)]

> Das EEG bietet die rechtlich Grundlage für die Stromeinspeisung von Strom aus Wasserkraft. Diese Vergütung ist gesetzlich für die Dauer von 20 Jahren fix.
>
> Das EEG knüpft an die Wasserkraftnutzung (neben der Vergütung) auch ökologische Anforderungen. Ökologische Modernisierungen werden mit einem erhöhten Vergütungssatz berücksichtigt ⇨ Vergleiche Aktion BLAU.[47]

Nach § 23 Wasserkraft werden für Kleinanlagen (< 500 kW_{el}) 12,67 Ct/kWh_{el} gezahlt. Entsprechend höhere Leistungen werden geringer vergütet. Eine Degression von 1 % p. a. erfolgt ab einer Kraftwerksgröße > 5 MW_{el}. Modernisierungen für bestehende Kraftwerke können abweichend eine höhere Vergütung bewirken.

Tab. 8-2: Vergütung nach dem [EEG (2009)]

Vergütung EEG 2009			
§ 23 Wasserkraft			
Neue Kraftwerke bis 5 MW	0,5 MW	Ct/kWh_{el}	12,67
	2 MW	Ct/kWh_{el}	8,65
	5 MW	Ct/kWh_{el}	7,65
Neue Kraftwerke über 5 MW	5 MW	Ct/kWh_{el}	7,29
	10 MW	Ct/kWh_{el}	6,32
	20 MW	Ct/kWh_{el}	5,8
	50 MW	Ct/kWh_{el}	4,34
	> 50 MW	Ct/kWh_{el}	3,5

Daneben nehmen die jeweiligen Fischereigesetze und –Verordnungen (oder auch Denkmalschutz) Einfluss auf die Bauausführungen. Der übliche Bewilligungszeitraum

[47] Die AKTION BLAU ist ein Aktionsprogramm des Landes Rheinland-Pfalz zur Wiederherstellung der ökologischen Funktionsfähigkeit unserer Fließgewässer.

Konzessionszeitraum) bei Wasserkraftanlagen beträgt 30 Jahre und ist durch ein wasserrechtliches Verfahren verlängerbar.

8.4 Anlagentypen

Die Errichtung einer Querbebauung für die Nutzung des Wasserpotenzials an neuen Standorten lassen sich ökologisch, politisch und auch wirtschaftlich oft nur schwer darstellen. Von einem Bau neuer Kraftwerke (insb. Großkraftwerke) mit Querbebauung wird nicht ausgegangen. Das Hauptaugenmerk wird auf die Reaktivierung und Optimierung bestehender Anlagen gelegt, es wird auch die Möglichkeit der Installation neuer Kleinanlagen betrachtet.

Für die Nutzung der Wasserkraft können zwei Anlagentypen unterschieden werden.

- **Laufwasserkraftwerke**
- **Strömungskraftwerke**

Für den Neubau von Wasserkraftanlagen werden Techniken vorgestellt, die ohne bauliche Eingriffe (Querbebauung) auskommen.

8.4.1 Laufwasserkraftwerke (Bestand)

Die elektrische Leistung wird aus der potenziellen Energie des Wassers erzeugt. Bei Laufwasserkraftwerken steigt an einem Stauwerk der Wasserpegel. Aus der resultierenden gesteigerten Fallhöhe ergibt sich eine höhere hydraulische Leistung. Für bestehende Standorte (mit entsprechenden Wasserrechten) können Laufwasserkraftwerke optimiert oder wieder in Betrieb genommen werden. Bis etwa 45 kW_{el} werden Wasserräder eingesetzt, darüber üblicherweise Turbinen. Kennzeichnend für Laufwasserkraftwerke ist ein erheblicher baulicher Aufwand zur Wasserführung.

Die häufigsten Turbinentypen sind die Pelton-, Francis- und Kaplanturbine, sie werden in der Reihenfolge (von links) für jeweils geringere/abnehmende Fallhöhen eingesetzt.

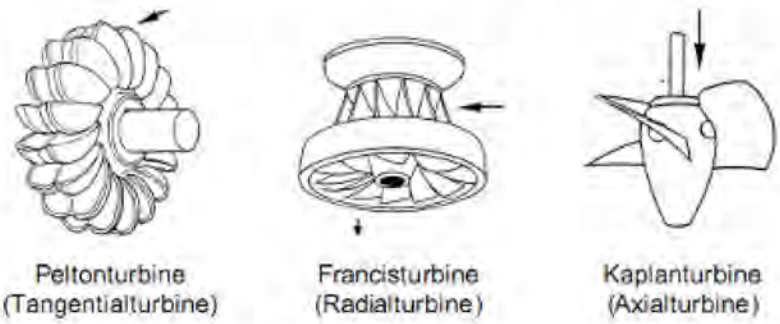


Abb. 8-5: Gebräuchliche Turbinentypen

[Adam, M. (2010)]

Wasserräder und Peltonturbinen erreichen trotz stark schwankender Wassermengen (bis 15 % des Auslegungsdurchflusses) hohe Wirkungsgrade. Kaplanturbinen benötigen für hohe Wirkungsgrade annähernd den Auslegungsdurchfluss (85 %), und eigenen sich für hohe Fallhöhen. Peltonturbinen kommen in der Region nicht vor.

8.4.2 Strömungskraftwerke (Neubau)

Der zweite Anlagentyp wird direkt in einer Strömung installiert und nutzt die kinetische Energie des Wassers, ähnlich eines Windrades. Der Neubau dieser Anlagen ist grundsätzlich möglich. Dieser Anlagentyp befindet sich aktuell in der Entwicklungs- und Erprobungsphase. Ein Vorteil dieser Technologie ist, dass sie ohne Baumaßnahmen zur Wasserführung auskommen und von einer minimalen Beeinträchtigung der Umwelt ausgegangen wird.

Beispielweise stellen diese Anlagen möglicherweise eine geringere Gefahr für Wanderfische als Laufwasserkraftwerke dar. Strömungskraftwerke nutzen nur einen Teil der dargebotenen Strömungsfläche in der Mittelströmung. So wird das Wanderverhalten des Aales (am Grund) beispielsweise nicht beeinträchtigt. Kleinlebewesen, die den Schutzgitter am Einlass passieren, sollen schadlos den Impeller passieren. Genaue Untersuchungsergebnisse zur Durchgängigkeit für Wanderfische liegen aber nicht vor.

Weil das Prinzip der Windenergienutzung sich auch auf die Wasserkraftnutzung übertragen lässt, sind grundsätzlich vergleichbare Anlagentypen denkbar. Es gibt eine Reihe von Entwicklungen in diesem Bereich, die als Grundlage die Ursprungsprinzipien den Darreius- oder Savonius-Läufer nehmen.

Darunter fallen beispielsweise Schielkörper (Aqua Power Mainz GmbH), Weiterentwicklung der Tesla-Turbine (RS Design, Blankenhain) oder PEACE-Turbine (P.E.A.C.E-Power® Water and Wastewater GmbH). Zu den Anlagen liegen keine genauen Informationen vor. Größtenteils handelt es sich um Anlagen in der Erprobung.

Abb. 8-6: P.E.A.C.E-Power®-Turbine [PEACE (2010)]

Neben den genannten Anlagen gibt es eine Vielzahl weiterer Anlagen. Von zwei Herstellern sind Versuchsanlagen in Rhein und Donau mit entsprechend hohem Entwicklungsstand in Betrieb, so dass ein Einsatz im Rhein prinzipiell als möglich einzustufen ist. Die Entwicklungskonzepte sind ähnlich: einem Schiffspropeller ähnelnder Rotor wird der Strömung ausgesetzt, wodurch er sich zu drehen beginnt und einen Generator antreibt.

Bei beiden Anlagen handelt es sich um Versuchsanlagen in der Entwicklung. Daher können von den Herstellern keine Kostendaten oder Vertriebszeitpunkte genannt werden. Zu einer möglichen Beeinträchtigung des ökologischen Gewässerpotenzials liegen ebenfalls keine Informationen vor. Der Leistungsbereich ist abhängig vom Rotordurchmesser und der Strömungsgeschwindigkeit.

Abb. 8-7: Stromboje und Flussturbine [Aqua Libre (2010)] [KSB AG (2010)]

Der Rhein ist eine Bundeswasserstraße. Daher bedarf es einer Genehmigung durch die Wasser- und Schifffahrtdirektion. Der Schiffsverkehr darf durch die Installation nicht beeinträchtigt werden. Zielkonflikt ist die Strömungsgeschwindigkeit, die in Gebieten außerhalb der Fahrrinne geringer ist.

Die Leistung der Kraftanlagen geht mit der dritten Potenz der Strömungsgeschwindigkeit ein, so dass eine hohe Geschwindigkeit wesentlich höhere Leistungen erwirtschaften kann. In der Abb. 8-8 wird die Abhängigkeit einer Strömungskraftanlage (mit einem Rotordurchmesser von 1,5 m) von der Strömungsgeschwindigkeit idealisiert dargestellt.

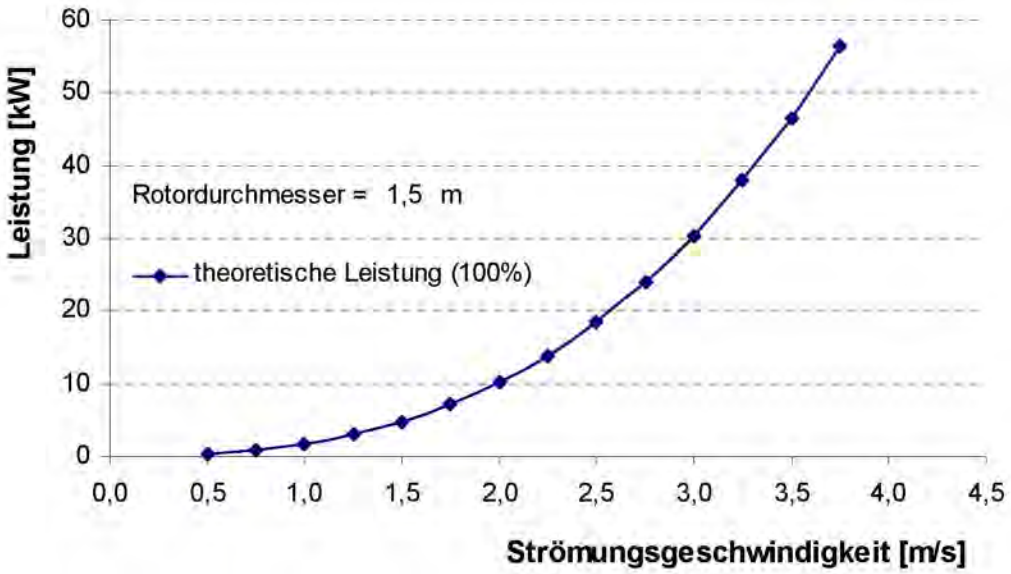


Abb. 8-8: Theoretische Leistung Strömungskraftwerk

8.5 Potenzial Wasserkraft in der Untersuchungsregion

Für das Potenzial wird unterschieden zwischen dem technischen und dem ökologisch-ökonomischen Potenzial, das aufgrund restriktiver Parameter das technische Potenzial mindert. Das technische Potenzial errechnet sich allein aus dem mittleren Abfluss und ggf. der nutzbaren Fallhöhe und stellt die maximale Obergrenze dar. Im nächsten Schritt werden die Potenziale für Rhein, Main und Nahe ermittelt und darauf die Ergebnisse zusammengefasst.

8.5.1 Potenzial der Nahe

In der Untersuchungsregion verbleibt als Wasserkraftpotenzial der Nahe der Bereich zwischen Bad Kreuznach und Bingen. Der sog. Unterlauf erstreckt sich von Bad Kreuznach über 18 km nach Bingen und mündet im Rhein. Das Nahetal weitet sich und erreicht ein Gefälle von 18 m auf NN (+82 m üNN) ab der Mündung.

Die Nahe ist geprägt durch geringe Niedrigwasserführung. Dennoch wurden in der Vergangenheit einige kleine Wasserkraftanlagen errichtet. Das Niederschlagsgebiet der Nahe umfasst an hier etwa 4.000 km² (vgl. Anhang Niederschlagseinzugsgebiet der Nahe).

Von Gensingen bis Bingen waren bis 1972 fünf Wasserkraftanlagen in Betrieb. Die Gesamtleistung betrug etwa 300 kW_{el}.

Tab. 8-3: Wasserkraftanlagen an der unteren Nahe (in Betrieb 1972) [MLWU (1976)]

Standort	Nutzfallhöhe [m]	Ausbauwasser-menge [m³/s]	Leistung [kW_{el}]
Bad Kreuznach Fa. Tess u. Stadt	1,60	3,0	18,5
Gensingen Rumpfmühle	2,75	6,0	2 x 44 (90)*
Grolsheim Katharinenmühle[48]	1,20	6,0	(48)
Sponsheim Sponsheimer Mühle	2,20	2 x 4,38	2 x 74
Summe			**254 (302)**

*** seit Erneuerung (vor 2006)**

Das technische Potenzial wird über den Ausbaugrad und die Ausbauwassermenge bestimmt:

Ausbaugrad = 1: an 120 Tagen wir die Ausbauwassermenge von 30,33 m³/s überschritten

Ausbaugrad = 1,3: an 90 Tagen wir die Ausbauwassermenge von 40 m³/s überschritten

Mit

$$P_{el} = \eta_{ges} \cdot \frac{\rho \cdot g}{1000} \cdot Q \cdot h_f$$ **Gleichung 2**

η_{ges} Gesamtwirkungsgrad [0,8]

Q Volumenstrom [m³/s]

h_f Fallhöhe [15,34 m]

(Sohle Gensinger Wehr 91,56 m – Sohle Bingen 76,22 m = 15,34 m)

Das rein technische Potenzial der Strecke liegt demnach zwischen 3,6 – 4,8 MW_{el}.

Vgl. [Rheingans (1993)].

[48] Die Katharinenmühle ist aktuell nicht in Betrieb, es wird über eine Reaktivierung diskutiert.

Um dieses Potenzial zu nutzen, müsste in Bingen auf 15,34 m angestaut werden, wodurch vorgelagerte Gebiete geflutet werden. Daraus resultiert, dass nur mehrere kleine Wasserkraftanlagen betrachtet werden können.

In der Nahe sind ausschließlich sehr kleine (<100 kW_{el}) Wasserkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 250 kW_{el} installiert. Mit Ausnahme von einer derzeit diskutierten Wiederinbetriebnahme der Katharinenmühle wird davon ausgegangen, dass keine neuen Anlagen errichtet werden können.

8.5.2 Rhein

In der Untersuchungsregion liegt der Rhein im Bereich zwischen Worms und Bingen. Der Wasserstand und die Strömungsgeschwindigkeit schwanken über das Jahr. Im Jahresdurchschnitt (Normal) beträgt der Pegel in Worms 84,16 m üNN (Pegel am südlichen Ende des Landkreises Groß-Gerau etwa. 83,5 m üNN), der Pegel in Mainz 78,43 m üNN und in Bingen 76,18 m üNN.

Die gesamte Fallhöhe der Strecke beträgt 7,30 m.[49] Mit dem durchschnittlichen Abfluss von 1.600 m^3/s (Pegel Mainz) ergibt sich so ein theoretisches Potenzial von etwa 85 MW_{el}. Dieses Potenzial kann nicht genutzt werden, weil eine Aufstauung durch Querbebauung nicht errichtet werden kann.

Zur Nutzung kommen nur Kleinkraftwerke in Frage, die als Strömungskraftwerke ausgeführt werden können (vgl. Kapitel 8.4.2).

[49] [ELWIS (2010)]

Die Leistung ist in der dritten Potenz von der Strömungsgeschwindigkeit abhängig. Dadurch werden Standorte mit einer hohen Strömung präferiert. Die Fahrrinne scheidet komplett aus, damit der Schiffsverkehr nicht beeinträchtigt werden darf. Gut geeignet sind vor allem Flusskurven, Flussverengungen („Binger Loch") oder Buhnen (ein im rechten Winkel zum Strandverlauf am Ufer eines Flusses errichtetes Bauwerk, das dem Flussausbau dient).

Unter der Annahme einer mittleren Geschwindigkeit von 2,1 - 2,4 m/s können mit einem Strömungskraftwerk (Rotordurchmesser von 1,5 m) Leistungen im Bereich von 7 - 11 kW_{el} generiert werden.[50] Restriktionen ergeben sich aus dem Schiffsverkehr, der Strömungsgeschwindigkeit, der Flusstiefe, dem Netzanschluss und der Genehmigungsfrage.

Eine einzelne Anlage kann etwa 10 kW_{el} liefern, bei einer durchschnittlichen Jahreslaufleistung von 7.500 h/a werden mit einer Anlage somit 75.000 kWh_{el}/a erzeugt. Synergieeffekte bei der Genehmigung und den Kosten für die Errichtung könnte es insbesondere durch die Errichtung von „Strömungsparks" ergeben.

Eine Abschätzung des Gesamtpotenzials für die Untersuchungsregion ist nicht möglich. Weiterhin besteht auch keine rechtliche Anforderungsliste.

8.5.3 Main

Im Main sind bereits Staustufen verbaut. Eine Stromerzeugung an der Staustufe Kostheim ist neu in Betrieb gegangen. Weiteres Potenzial im Main wird nicht gesehen.

8.5.4 Zusammenfassung des Wasserkraftpotenzials

Technische Potenziale

In der Untersuchungsregion gibt es ein Potenzial für Großwasser-Kraftanlagen im Main und im Rhein. Das Potenzial für Großanlagen im Main ist ausgeschöpft. Im Rhein können theoretisch 85 MW_{el} erzeugt werden. Technisch wird eine Querbebauung auch im Rhein nicht möglich sein, so dass Großanlagen für das Untersuchungsgebiet nicht in Frage kommen.

Machbar sind kleine bis mittlere Wasserkraftanlagen

Für den Rhein bieten sich Strömungskraftwerke an. Eine Installation in der Strömung kann etwa 10 kW_{el} erzeugen, bei einer Jahresstromerzeugung von etwa 75.000 kWh_{el}. Die Beurteilung möglicher Standorte und der Wirtschaftlichkeit ist zu diesem Zeitpunkt nicht

[50] Rotordurchmesser 2,5 Meter (20-30 kW_{el})

möglich, weil die Anlagen sich im Entwicklungsstadium befinden und es noch keine offizielle Stellungnahme der Wasser- und Schifffahrtdirektion gibt.

Laufwasserkraftwerke können im Bereich der Nahe nur durch Reaktivierung von nicht genutzten Standorten zum Einsatz kommen. Daraus könnte sich ein Potenzial von etwa 30 - 60 kW_{el} ergeben.

Technische Optimierung

In [LUWG 08] wird von einer 25 % -igen Steigerung an bestehenden Standorten bei sehr kleinen Standorten ausgegangen. Vor dem Hintergrund der geringen Leistungen im Untersuchungsgebiet wird analog zu [LUWG 08] eine Steigerung im Bereich von 50 kW_{el} angenommen.

Die Summe des zusätzlichen technischen Potenzials beträgt < 100 kW_{el}. Bei einer durchschnittlichen Vollbenutzungsdauer von 4.100 h/a [LUWG 08] werden daraus maximal 410.000 kWh_{el}/a erzeugt. In der Realität kann das tatsächliche Potenzial kleiner oder größer sein. Ortsbesichtigungen oder eine detaillierte Untersuchungen wurden von der Transferstelle Bingen nicht unternommen.

Ökologisch-Ökonomische Potenziale

Auf eine genaue Darstellung der ökologisch-ökonomischen Potenziale wird aufgrund der ungenauen Datenlage verzichtet. Zu bedenken ist, dass der Ausbau der Wasserkraft die Umwelt beeinträchtigt und u.a. auch das Landschaftsbild verändern kann.

So wird in [LUWG 08] als potenzieller Standort das Nahe-Wehr in Bad-Kreuznach (Mühle-Tress) genannt. Dieses wurde jedoch, aufgrund des Einflusses auf das Stadtbild beim Bau einer großen Turbine, verworfen.

Analog zu [LUWG 08] reduziert sich das technische Potenzial. Das ökologisch-ökonomische Potenzial an der Nahe besteht aus möglicherweise 50 kW_{el} bei etwa 200.000 kWh_{el}/a durch technische Optimierung. Weil Wasserkraft seit Jahrhunderten eine wichtige Energiequelle darstellt, wird davon ausgegangen, dass geeignete Standorte für Kleinanlagen bereits genutzt werden/wurden. Von Neubauten wird daher abgesehen. [LUWG 08]

Unter Annahme, dass aufgrund der grundsätzlich guten Eignung des Rheins 10 Standorte für den wirtschaftlichen Betrieb von Strömungskraftwerke zu finden sind, können mit einer Gesamtleistung von etwa 100 kW_{el} ca. 750.000 kWh_{el}/a erzeugt werden. Aufgrund des Entwicklungsstadiums sind genaue Aussagen zum Potenzial und Einsatzgebieten nicht möglich.

Zu berücksichtigen ist weiterhin, dass gerade Kleinanlagen hohe spezifische Kosten verursachen, so dass sich eine Investition für Kleinverbraucher mit Stromeigennutzung (in Verbindung mit hohen Strompreisen) schneller amortisieren kann.

Die Grundlastfähigkeit bei Wasserkraftanlagen ist durch den konstanten Fluss gewährleistet. Bei Strömungskraftwerken nimmt die Strömungsgeschwindigkeit deutlichen Einfluss auf die erzeugte Leistung. Schwankungen der Strömungsgeschwindigkeit (Abflussmenge) führen zu starken Schwankungen der Stromgewinnung.

Die Erschließung vorhandener Potenziale ist nur im kleinen Umfang möglich. Der genaue Zuwachs kann aus folgenden Gründen nicht genau beziffert werden. Anlagen zur Stromerzeugung aus Wasserkraft scheitern häufig an:

- **naturschutzrechtlichen Auflagen**
- **Genehmigungsverfahren**
- **hohen Investitionskosten**

Bezogen auf Rheinland-Pfalz entspricht der Anteil an der Bruttostromerzeugung aus Wasserkraft 7,3 %, der Anteil am Bruttostromverbrauch 3,7 % [MUFV 09]. In der Untersuchungsregion trägt der Anteil zusätzlicher Wasserkraft insgesamt etwa 950.000 kWh_{el}/a zur Stromerzeugung bei. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung von etwa 15 Mrd. kWh_{el} (2007) entspricht dies einem Anteil von unter 0,01 %.

In Bezug auf den Stromverbrauch von 1,5 Mrd. kWh_{el}/a (vgl. Kapitel 8.2) entspricht dies etwa 0,06 %. Die Wasserkraft stellt für die Region keinen nennenswerten Energiebeitrag zur Verfügung.

Möglichkeiten für die Stadtwerke Mainz

Die zusätzliche Nutzung von Wasserkraft ist durch das geringe Potenzial und rechtliche Bestimmungen eingeschränkt. Für die SW Mainz bietet sich in der Region keine nennenswerte Möglichkeit zur Stromerzeugung aus Wasserkraft.

Grundsätzlich besteht (nach Aussage der SW Mainz) bei einem geeignetem Wasserpotenzial Interesse, sich in der Versorgungsregion einzubringen, zum Beispiel durch Reaktivierung oder Optimierung bestehender Wasserrechte.[51] Aufgrund des geringen Potenzials und des Interesses an der erneuerbaren Energiequelle Wasserkraft haben sich

[51] Telefonat 14.6.10, SW Mainz

die Stadtwerke Mainz an einem Wasserkraftwerk außerhalb des Untersuchungsgebietes beteiligt (Kraftwerk an der Lenne mit 500 kW_{el} mit 2,5 Mio. kWh_{el}/a).

8.6 Beispielanlagen

In diesem Kapitel sollen zwei Beispiele für Wasserkraftanlagen in der Untersuchungsregion beschrieben werden.

8.6.1 Großwasserkraftanlage Kostheim

Ende 2009 ging die Wasserkraftanlage in Mainz-Kostheim in Betrieb.[52] Die Fallhöhe beträgt etwa 3 m. Bei einem Volumenstrom von 160 m^3/s und einer Leistung von bis zu 4,9 MW_{el} werden 18,5 Mio. kWh_{el}/a erzeugt. Das Kraftwerk ist eines der größten in Hessen.

Die Kosten betragen etwa 20 Mio. €, jährlich werden durch die EEG-Vergütung voraussichtlich etwa 1,7 Mio. € erwirtschaftet. Betreiber der Anlage sind die Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm mit 70 % und die Halblechkraftwerke Memmingen mit 30 %. Über die "Wasserkraftwerk Staustufe Kostheim/Main GmbH & Co. KG" wird der Strom bilanziell an die Stadtwerke Mainz geliefert.[52]

Für einen guten ökologischen Zustand und für die Fischdurchgängigkeit führt ein Bach als Fischaufstieg am Kraftwerk vorbei. Für den Abstieg laufen Rohre durch das Kraftwerk und die Rechenanlage wurde fischfreundlich mit enger Rechenweite und geringer Anströmgeschwindigkeit umgesetzt.

8.6.2 Kleinwasserkraftanlage Gensingen

Die Rumpf-Mühle in Gensingen ging 1983 erstmalig in Betrieb und wurde 1997 teilüberholt. Die Fallhöhe beträgt 2,3 m. Bei einem Volumenstrom von 6,5 m^3/s werden daraus bis zu 100 kW_{el} und 500.000 kWh_{el}/a erzeugt. Die Mühle dient zum Betrieb einer Getreidemühle, überschüssiger Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist.

8.7 Ergebnis

Das Potenzial an Großwasserkraft in Main oder Rhein ist ausgeschöpft oder nicht nutzbar. Großkraftwerke sind entweder von einer großen Fallhöhe abhängig, welche in der Untersuchungsregion nicht vorkommen, oder es muss eine Querbebauung errichtet werden.

---

[52] http://www.fr-online.de/frankfurt_und_hessen/nachrichten/hessen/1696766_Wasserkraftwerk-bei-Kostheim-oekoenergie-fuer-5000-Haushalte.html

Letzteres bedeutet einen großen Eingriff in die Umwelt und in die Schiffbarkeit (im Rhein), weshalb Großanlagen umstritten und nicht durchführbar sind.

Zubaupotenzial besteht in der Untersuchungsregion bei Kleinwasserkraftanlagen. Zum einen können Kleinanlagen in der Nahe reaktiviert bzw. optimiert werden (Potenzial etwa 200.000 kWh_{el}/a).[53] Zum anderen können neue Strömungskraftwerke im Rhein Strom erzeugen. Beim Einsatz von 10 Einzelanlagen im Rhein könnten etwa 750.000 kWh_{el}/a erzeugt werden. Aufgrund des Entwicklungsgrads und der ungewissen rechtlichen, ökologischen und wirtschaftlichen Lage der neuen Strömungskraftwerke können keine belastbaren Aussagen zu diesem Potenzial getroffen werden. Im Main steht kein nutzbares Potenzial aus Wasserkraft mehr zur Verfügung.

Fazit

In der Untersuchungsregion beträgt der Anteil zusätzlicher Stromerzeugung aus Wasserkraft insgesamt etwa 950.000 kWh_{el}/a.[54] In Bezug auf den Stromverbrauch von 1,5 Mrd. kWh_{el}/a (vgl. Kapitel 8.2) entsprechen dies etwa 0,06 %. Die Wasserkraft stellt für die Region keinen nennenswerten Energiebeitrag zur Verfügung und stellt für das Untersuchungsgebiet nur eine untergeordnete Rolle dar.

Eine künftige Option kann unter Umständen der Rhein bieten. Es gibt mindestens zwei Hersteller, die sog. Strömungskraftwerke ohne Querbebauung im Rhein und in der Donau testen. Die Ergebnisse sind vielversprechend, bedürfen aber noch weiteren Untersuchungen.

[53] Eine detaillierte Betrachtung zur Ertüchtigung vorhandener Wasserrechte erfolgte nicht.

[54] Ohne Strömungskraftwerke im Rhein nur etwa 200.000 kWh_{el}/a.

8.8 Anhang

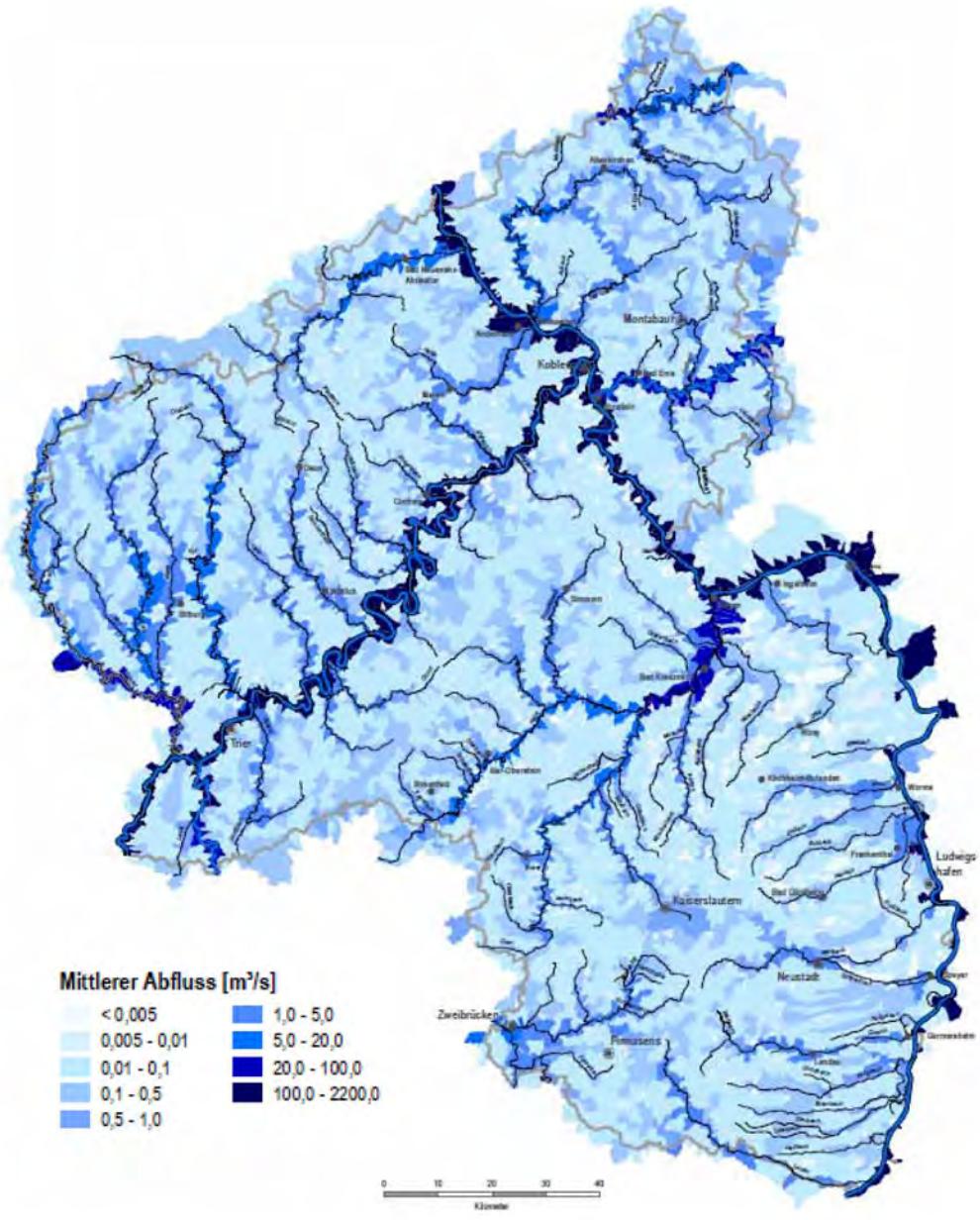
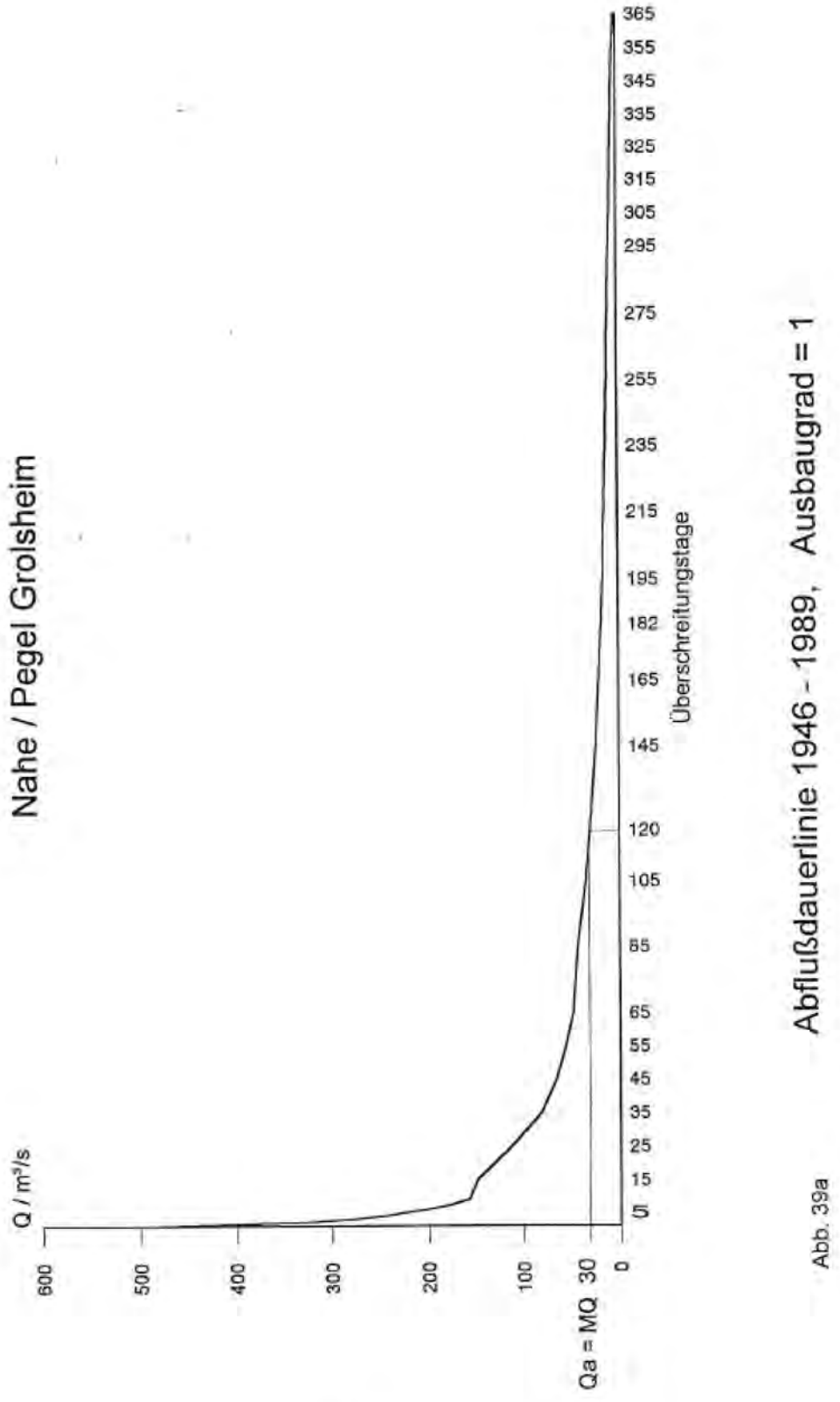


Abb. 8-9: Mittlerer Abfluss der Fließgewässer Rheinland-Pfalz [LUWG (2005)]

Abb. 8-10: Abflussdauerlinie der Nahe 1946-1989



Tab. 8-4: Niederschlagsgebiet der Nahe

Gewässer	Abschnitt	Größe des Niederschlags-teilgebietes in km²
Nahe	oberhalb Idarbach	447,9
Nahe	oberhalb Hahnenbach	783,6
Nahe	oberhalb Simmerbach	1.071,7
Nahe	oberhalb Glan	1.608,6
Nahe	oberhalb Alsenz	2.902,2
Nahe	oberhalb Appelbach	3.448,0
Nahe	oberhalb Wiesbach	3.799,5
Nahe	Mündung in Rhein	4.056,3
Hahnenbach	Mündung in Nahe	267,8
Simmerbach	Mündung in Nahe	395,2
Glan	oberhalb Reichenbach	352,7
Glan	oberhalb Lauter	691,3
Glan	Mündung in Nahe	1.221,5
Lauter	Mündung in Glan	286,3
Alsenz	Mündung in Nahe	327,6
Appelbach	Mündung in Nahe	171,4
Guldenbach	Mündung in Nahe	173,5
Wiesbach	Mündung in Nahe	195,7

Tab. 8: Hauptteile des Niederschlagsgebietes der Nahe [12]

9 Szenarien-Entwicklung

Im folgenden Kapitel werden die ermittelten Potenziale noch einmal zusammenfassend dargestellt und in mehreren Szenarien vorgestellt, wie sich der Ausbau der Regenerativstromerzeugung in Mainz und Umgebung vor dem Hintergrund der Erreichung der Ziele des Stadtrats entwickeln kann.

Das Trendszenario zeigt auf, wie die Stromversorgungssituation aussehen kann, wenn keine zusätzlichen Anstrengungen der Politik, der Verwaltung und weiterer Akteure unternommen werden. Sie wird abgeleitet von bundesweiten Trends sowie der Ist-Situation und den ermittelten Potenzialen im Stadtgebiet. Als Teilzielerreichung wird ein Szenario definiert, in dem der Stromverbrauch der Stadt Mainz bilanziell zu 20 % aus regenerativen Energien gedeckt wird.

Das Szenario „Zielerreichung – 30 % Regenerativstrom Mainz im Jahr 2020" wird in mehreren Varianten und Schwerpunkten dargestellt, abhängig von unterschiedlichen Rahmenbedingungen, den Entwicklungen im Bereich der verschiedenen Erneuerbaren Energien sowie den Entscheidungen und Umsetzungen durch die Politik und Verwaltung. In allen Varianten ist das 30 %-Ziel als anspruchsvoll anzusehen. Um dieses anspruchsvolle Ziel erreichen zu können, müssen von der Politik und Verwaltung in Zusammenarbeit mit den betreffenden Verbänden und Interessensvertretungen kontinuierlich zusätzliche, zielgerichtete Maßnahmen und Anstrengungen unternommen werden.

Während das 20 %-Ziel allein mit Anlagen im Stadtgebiet Mainz erreichbar ist, muss für das 30 %-Ziel der Betrachtungsraum auf die Region erweitert werden. Nur unter starken Einschränkungen von Aspekten wie Natur-, Arten- und Landschaftsschutz, Erholungsfunktion etc. und einer unrealistisch hohen Ausnutzung des technischen Potenzials wäre es möglich, eine ausreichende Anlagenleistung im Stadtgebiet zu errichten.

Daher müssen (Teil-)Erträge von Anlagen bilanziell der Stadt zugerechnet werden. Ob und über welche Mechanismen das möglich ist, kann an dieser Stelle nicht geklärt werden. Dieses Problem der Bilanzierung ist noch zu lösen. Die benachbarten Landkreise verfolgen eigene Ziele zum Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Ihr Anliegen ist es, dass der auf Ihrem Kreisgebiet erzeugte Regenerativstrom auch in ihrer Bilanz vollständig angerechnet wird.

9.1 Zusammenfassung des Technischen Potenzials

Tabelle 9-1: Technisches Potenzials zur Regenerativstromerzeugung im Stadtgebiet Mainz

Photovoltaik Dachflächen

Geeigente Dachfläche [Mio. m²]	4,16
Installierbare Leistung [MWpel]	509
Potentieller Jahresertrag [Mio. kWhel/a]	440,5
Anteil am Stromverbrauch [%]	29

Feste Biomasse

Anzahl Anlagen	1
Installierbare Leistung [MWel]	2,3
Potentieller Jahresertrag [Mio. kWhel/a]	10,8
Anteil am Stromverbrauch [%]	0,7

Photovoltaik Freiflächen

Geeigente Freifläche [ha]	844
Installierbare Leistung [MWpel]	320
Potentieller Jahresertrag [Mio. kWhel/a]	320
Anteil am Stromverbrauch [%]	21

Gasförmige Biomasse

Anzahl Anlagen	4
Installierbare Leistung [MWel]	2,2
Potentieller Jahresertrag [Mio. kWhel/a]	19
Anteil am Stromverbrauch [%]	1,3

Windenergie

Anzahl Anlagen	27
Installierbare Leistung [MWel]	81
Potentieller Jahresertrag [Mio. kWhel/a]	170
Anteil am Stromverbrauch [%]	11

Biomasse gesamt

Anzahl Anlagen	5
Installierbare Leistung [MWel]	4,5
Potentieller Jahresertrag [Mio. kWhel/a]	29,8
Anteil am Stromverbrauch [%]	2

Geothermie

Anzahl Anlagen	0
Installierbare Leistung [MWel]	0
Potentieller Jahresertrag [Mio. kWhel/a]	0
Anteil am Stromverbrauch [%]	0

Wasserkraft

Anzahl Anlagen	0
Installierbare Leistung [MWel]	0
Potentieller Jahresertrag [Mio. kWhel/a]	0
Anteil am Stromverbrauch [%]	0

Summe

Installierbare Leistung [MWel]	**914,5**
Potentieller Jahresertrag [Mio. kWhel/a]	**960,3**
Anteil am Stromverbrauch [%]	**64**

Das gesamt ermittelte technische Potenzial für den Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Stadtgebiet Mainz liegt bei rund 914 MW_{el}. Damit könnten rund 960 Mio. kWh_{el}/a, Regenerativstrom erzeugt werden, was in etwa 64 % des Stromverbrauchs der Stadt Mainz entspricht.

Die größten Anteile liegen im Bereich der Photovoltaik mit 50 % und der Windenergie mit 11 % des Stromverbrauchs. Während des Ausschöpfens eines größeren Anteils des Windenergie-Potenzials im Stadtgebiet in Abhängigkeit von Festlegungen des Flächennutzungsplans denkbar ist, dies bei der Photovoltaik, insbesondere bei den Freiflächenanlagen, nicht zu erwarten. Es ist weder sinnvoll noch im Zusammenhang zielführend, dass 844 ha Freifläche im Stadtgebiet mit Photovoltaikmodulen belegt wird.

Die Stromerzeugung aus Biomasse spielt mit einem Zubaupotenzial im Stadtgebiet von weniger als 5 MW_{el} und einem Stromerzeugungs-Potenzial von 2 % des Stromverbrauchs in Mainz eine untergeordnete Rolle.

Bei der Tiefengeothermie ist bisher zu wenig bekannt, um ein technisches Potenzial festzulegen.

9.2 Trendszenario

Im Trendszenario wird die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Stadtgebiet Mainz unter der Annahme abgeschätzt, dass Politik und Verwaltung keine zusätzlichen Anstrengungen zur Unterstützung des Ausbaus unternehmen.

Tabelle 9-2: Stromversorgung der Stadt Mainz – Trendszenario

Energiequelle	Installierte Leistung [MWp_{el}]	Jahresstrom-erzeugung [Mio. kWh_{el}]	Anteil am Stromverbrauch der Stadt Mainz [%]	Anteile an der Regenerativ-stromerzeugung [%]
Photovoltaik Dach	63,2	71,0	4,7	25,9
Photovoltaik Freifläche	6,1	6,1	0,4	2,2
Windenergie	40,4	83,7	5,6	30,5
Biomasse fest	-	-	-	0,0
Biomasse gasförmig	1,4	10,1	0,7	3,7
MHKW (biogener Anteil)	n.b.	100,0	6,7	36,5
Deponiegas	1,2	3,0	0,2	1,1
Geothermie	-	-	-	0,0
Wasserkraft	-	-	-	0,0
Summe	**112,2**	**273,9**	**18,3**	**100,0**

Folgende Annahmen liegen dem Trendszenario zugrunde:

- **Der Zubau der Photovoltaik-Dachanlagen entspricht dem Bundestrend, gemäß der Branchenprognose 2020 des Bundesverbands für Erneuerbare Energien aus dem Jahr 2009. Damit werden bis 2020 rund 11 % des technischen Potenzials ausgeschöpft.**
- **Es werden zwei bis drei PV-FFA mit einer Fläche von insgesamt 16 ha errichtet. Die Vermarktung des Solarstroms ist ab 2015 (unabhängig von der EEG-Vergütung) auch weiterhin attraktiv.**
- **Im Stadtgebiet Mainz werden 10 Windkraftanlagen mit je 3,4 MW_{el} Leistung errichtet, die im Kalenderjahr 2.100 Vollbenutzungsstunden erreichen. Natur-, Arten- und Landschaftsschutz spielen eine wichtige Rolle. Abstände zu Wohngebieten werden entsprechend den aktuellen Empfehlungen eingehalten.**
- **Bis 2020 wird der Bau einer Biogasanlage mit rund 0,7 MW_{el} Leistung gemäß der Abschätzung in [IfaS (2009)] realisiert.**
- **Geothermie, Wasserkraft und feste (holzartige) Biomasse liefern keinen Beitrag.**
- **Insgesamt sind Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit rund 112 MW_{el} Leistung installiert, die rund 270 Mio. kWh_{el}/a erzeugen. Dies entspricht 18 % des Stromverbrauchs in Mainz. 11 % des technischen Potenzials sind insgesamt ausgeschöpft.**

Den größten Anteil an der Regenerativstromerzeugung hat weiterhin das Müllheizkraftwerk Mainz mit rund 37 %, gefolgt von der Windenergie (31 %) und der Photovoltaik (26 %). Kleinere Beiträge liefern Biogas (4 %) und Deponie-/Klärgas (2 %).

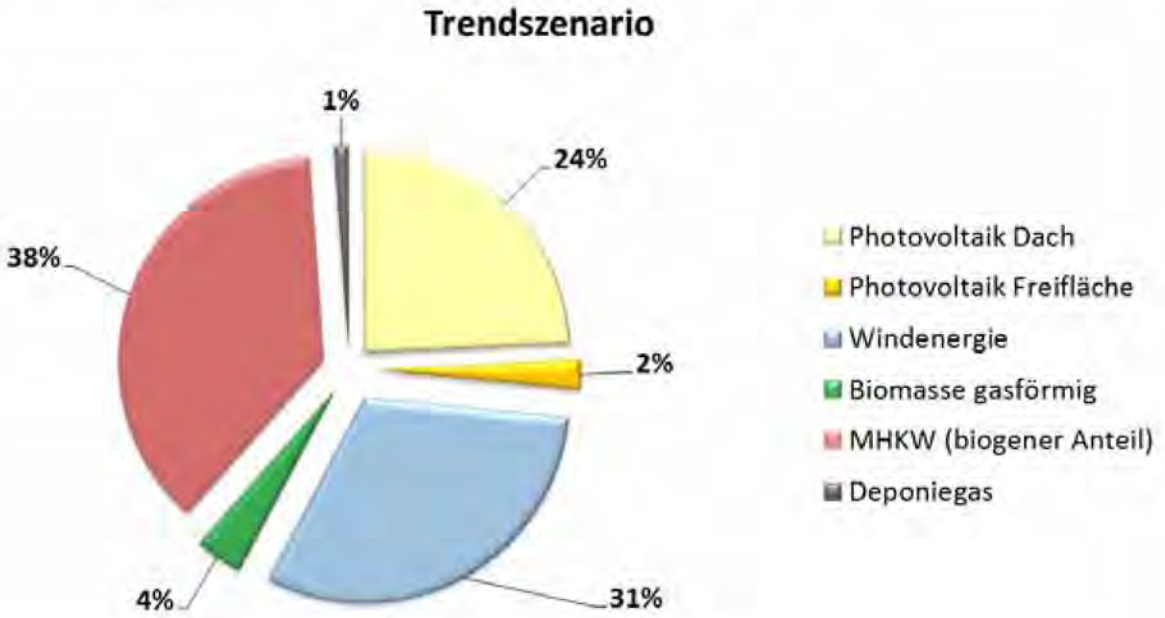


Abb. 9-1: Stromversorgung der Stadt Mainz – Trendszenario

9.3 Szenario Teilzielerreichung: 20 % Regenerativstrom 2020

Das Szenario Teilzielerreichung – 20 % Regenerativstrom im Jahr 2020 – beschreibt, ähnlich wie das Trendszenario, typische Entwicklungslinien der einzelnen Energieträger zur Regenerativstromerzeugung. Das Szenario unterscheidet sich vom Trendszenario dadurch, dass Aktivitäten der Politik und Verwaltung zum Anschieben von Investitionen in Anlagen zur Regenerativstromerzeugung unterstellt sind.

Tabelle 9-3: Stromversorgung der Stadt Mainz – 20 %-Szenario

Energiequelle	Installierte Leistung [MWp_{el}]	Jahresstrom-erzeugung [Mio. kWhel]	Anteil am Stromverbrauch der Stadt Mainz [%]	Anteile an der Regenerativstromerzeugung [%]
Photovoltaik Dach	107,6	96,5	6,4	32,2
Photovoltaik Freifläche	6,1	6,1	0,4	2,0
Windenergie	40,4	83,7	5,6	27,9
Biomasse fest	-	-	-	0,0
Biomasse gasförmig	1,4	10,1	0,7	3,4
MHKW (biogener Anteil)	n. b.	100,0	6,7	33,4
Deponiegas	1,2	3,0	0,2	1,0
Geothermie	-	-	-	0,0
Wasserkraft	-	-	-	0,0
Summe	**156,6**	**299,4**	**20,0**	**100,0**

Folgende Annahmen liegen dem 20 %-Szenario zugrunde:

- **Die Entwicklung der Photovoltaik-Dachanlagen entspricht dem Zubau in der Stadt Mainz von 2006 bis 2009 in Höhe von 24 % pro Jahr. Damit werden bis 2020 rund 20 % des technischen Potenzials ausgeschöpft.**
- **Es werden zwei bis drei PV-FFA mit einer Fläche von insgesamt 16 ha errichtet. Die Vermarktung des Solarstroms ist ab 2015 (unabhängig von der EEG-Vergütung) auch weiterhin attraktiv.**
- **Im Stadtgebiet Mainz werden 10 Windkraftanlagen mit je 3,4 MW_{el} Leistung errichtet, die im Kalenderjahr 2.100 Vollbenutzungsstunden erreichen. Natur-, Arten- und Landschaftsschutz spielen eine wichtige Rolle. Abstände zu Wohngebieten werden, entsprechend den aktuellen Empfehlungen, eingehalten.**
- **Bis 2020 wird der Bau einer Biogasanlage mit rund 0,7 MW_{el} Leistung gemäß der Abschätzung in [IfaS (2009)] realisiert.**

- **Geothermie, Wasserkraft und feste (holzartige) Biomasse liefern keinen Beitrag.**

Insgesamt sind Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit rund 156 MW_{el} Leistung installiert, die rund 300 Mio. kWh_{el}/a erzeugen. Dies entspricht etwa 20,1 % des Stromverbrauchs in Mainz und 15 % des technischen Potenzials.

Den größten Anteil an der Regenerativstromerzeugung hat die Photovoltaik 35 %, dicht gefolgt vom Müllheizkraftwerk Mainz mit 33 % und der Windenergie (28 %). Die restlichen 4 % liefern Biogas und Deponie-/Klärgas.

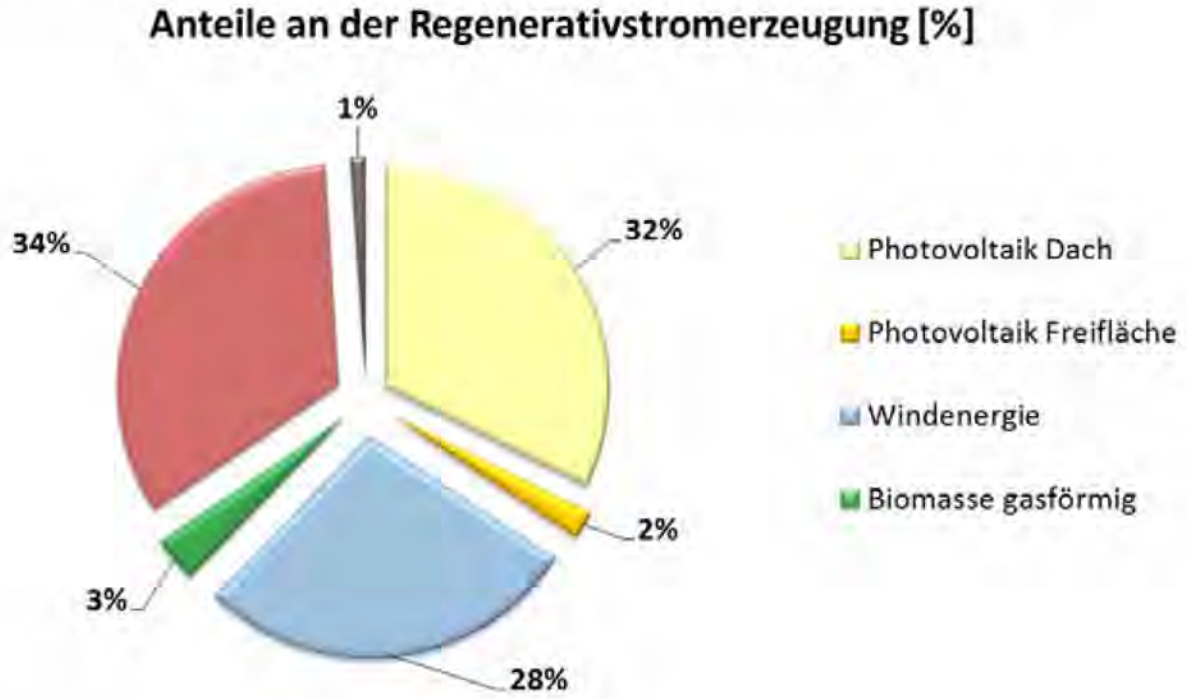


Abb. 9-2: Stromversorgung der Stadt Mainz – 20 %-Szenario

9.4 Szenario Zielerreichung 30 % Regenerativstrom 2020: Schwerpunkt Windenergie

In diesem Szenario liegt der Schwerpunkt der regenerativen Stromerzeugung auf der Windkraft. Wahrscheinlich muss der größere Teil des Windstroms aus Anlagen außerhalb des Mainzer Stadtgebiets kommen, da für die zusätzliche Leistung von 90 MW_{el} wahrscheinlich nicht genügend Standorte vorhanden sind.

Tabelle 9-4: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Szenario – Windenergie

Energiequelle	Installierte Leistung [MWp_{el}]	Jahresstrom-erzeugung [Mio. kWh_{el}]	Anteil am Stromverbrauch der Stadt Mainz [%]	Anteile an der Regenerativstrom erzeugung [%]
Photovoltaik Dach	118,2	106,1	7,1	23,5
Photovoltaik Freifläche	15,2	15,2	1,0	3,4
Windenergie	96,4	210,3	14,0	46,5
Biomasse fest	-	-	-	0,0
Biomasse gasförmig	2,4	17,6	1,2	3,9
MHKW (biogener Anteil)	n.b.	100,0	6,7	22,1
Deponiegas	1,2	3,0	0,2	0,7
Geothermie	-	-	-	0,0
Wasserkraft	-	-	-	0,0
Summe	**233,4**	**452,1**	**30,1**	**100,0**

Folgende Annahmen liegen dem 30 %-Szenario - Windenergie zugrunde:

- **Die jährliche Zubaurate der Photovoltaik-Dachanlagen in der Stadt Mainz liegt bei 25 %. Damit werden rund 22 % des technischen Potenzials ausgeschöpft. Alle angerechneten PV-Dachanlagen befinden sich im Stadtgebiet Mainz.**
- **Die Vermarktung des Solarstroms ist ab 2015 (unabhängig von der EEG-Vergütung) auch weiterhin attraktiv. Es werden fünf bis sechs PV-FFA mit einer Fläche von insgesamt 40 ha errichtet und der Stromertrag der Stadt Mainz angerechnet. 60 % davon befindet sich im Stadtgebiet Mainz (24 ha), 40 % in der Region um Mainz (16 ha).**
- **Insgesamt gut 96 MW_{el} Leistung aus Windkraftanlagen werden der Stadt Mainz angerechnet. Über 40 % der Leistung befindet sich im Stadtgebiet Mainz. Dies entspricht 10 zusätzlichen Windkraftanlagen mit je 3,4 MW_{el} Leistung, die im Jahr 2.100 Vollbenutzungsstunden erreichen. Die weiteren rund 127 Mio. kWh_{el}/a Windenergiestrom müssen aus Projekten außerhalb des Stadtgebiets anerkannt werden. Das entspricht etwa 18 Windkraftanlagen mit je 3 MW_{el} Leistung, die über 2.200 Vollbenutzungsstunden im Jahr erreichen.**
- **Bis 2020 werden im Stadtgebiet Mainz eine Biogasanlage mit rund 0,7 MW_{el} Leistung gemäß der Abschätzung in [IfaS (2009)] sowie eine weitere Anlage mit 0,5 MW_{el} Leistung realisiert. 55 % des technischen Potenzials sind ausgenutzt.**

Ein Stromertrag in Höhe von 3,8 Mio. kWh_{el}/a aus einer Biogasanlage außerhalb des Stadtgebiets wird angerechnet.

- **Geothermie, Wasserkraft und feste (holzartige) Biomasse liefern keinen Beitrag.**
- **Insgesamt sind in diesem Szenario im Stadtgebiet Mainz Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit rund 155 MW_{el} Leistung installiert, die rund 317 Mio. kWh_{el}/a erzeugen, was 21 % des Stromverbrauchs in Mainz und 17 % des technischen Potenzials entspricht. Die fehlenden 9 % (136 Mio. kWh_{el}/a) werden aus Windenergieanlagen, PV-FFA und Biogasanlagen außerhalb des Stadtgebiets angerechnet. Dies entspricht ca. 30 % der Regenerativstromerzeugung.**

Den größten Anteil an der Regenerativstromerzeugung hat die Windenergie mit 46 %. Die Photovoltaik liefert 27 % und das Müllheizkraftwerk Mainz 22 %. Die restlichen 5 % liefern Biogas und Deponie-/Klärgas.

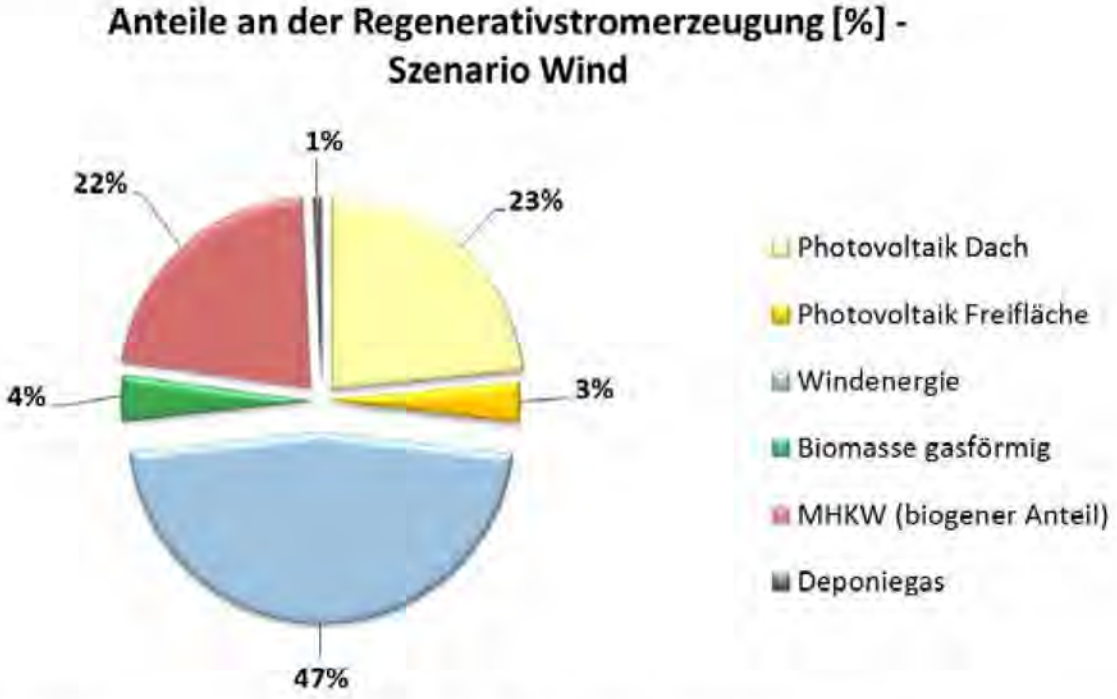


Abb. 9-3: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Szenario-Windenergie

9.5 Szenario Zielerreichung 30 % Regenerativstrom 2020: Schwerpunkt Photovoltaik

Die Schwerpunkte liegen in diesem Szenario vor allem im Bereich der Mobilisierung der Photovoltaik-Zubaupotenziale auf privaten, gewerblichen und kommunalen Dächern sowie auf Freiflächen.

Tabelle 9-5: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Szenario – Photovoltaik

Energiequelle	Installierte Leistung [MWp_{el}]	Jahresstrom-erzeugung [Mio. kWh_{el}]	Anteil am Stromverbrauch der Stadt Mainz [%]	Anteile an der Regenerativ-stromerzeugung [%]
Photovoltaik Dach	184,7	165,9	11,1	36,8
Photovoltaik Freifläche	33,4	33,4	2,2	7,4
Windenergie	60,4	131,1	8,7	29,1
Biomasse fest	-	-	-	0,0
Biomasse gasförmig	1,4	17,6	1,2	3,9
MHKW (biogener Anteil)	n. b.	100,0	6,7	22,2
Deponiegas	1,2	3,0	0,2	0,7
Geothermie	-	-	-	0,0
Wasserkraft	-	-	-	0,0
Summe	**281,1**	**451,0**	**30,1**	**100,0**

Folgende Annahmen liegen dem 30 %-Szenario - Photovoltaik zugrunde:

- **Die jährliche Zubaurate der Photovoltaik-Dachanlagen in der Stadt Mainz (gemäß der erfassten Daten) liegt bei 30 %. Damit werden rund 35 % des technischen Potenzials ausgeschöpft. Alle angerechneten PV-Dachanlagen befinden sich im Stadtgebiet Mainz.**
- **Es werden im Stadtgebiet Mainz PV-FFA mit einer Fläche von insgesamt 40 ha und einer Leistung von gut 18 MW_{el} errichtet. Die Direktvermarktung des Solarstroms ist attraktiv. 15 Mio. kWh_{el}/a werden aus Solarstromprojekten außerhalb des Stadtgebiets angerechnet.**
- **Insgesamt gut 42 MW_{el} Leistung aus Windkraftanlagen werden der Stadt Mainz angerechnet. Über zwei Drittel davon befinden sich im Stadtgebiet Mainz. Dies entspricht der Errichtung von 10 zusätzlichen Windkraftanlagen mit je 3,4 MW_{el} Leistung, die im Kalenderjahr 2.100 Vollbenutzungsstunden erreichen. Die weiteren rund 47 Mio. kWh_{el}/a Windenergiestrom müssen aus Projekten außerhalb des Stadtgebiets anerkannt werden. Dies entspricht 6 - 7 Windkraft-Anlagen mit je 3 MW_{el} Leistung, die im Jahr über 2.200 Vollbenutzungsstunden erreichen.**

- **Bis 2020 werden im Stadtgebiet Mainz eine Biogasanlage mit rund 0,7 MW_{el} Leistung gemäß der Abschätzung in [IfaS (2009)] sowie eine weitere Anlage mit 0,5 MW_{el} Leistung realisiert. 55 % des technischen Potenzials sind ausgenutzt. Ein Stromertrag in Höhe von 3,8 Mio. kWh_{el}/a aus einer Biogasanlage außerhalb des Stadtgebiets wird angerechnet.**
- **Geothermie, Wasserkraft und feste (holzartige) Biomasse liefern keinen Beitrag.**
- **Insgesamt sind in diesem Szenario im Stadtgebiet Mainz Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit rund 247 MW_{el} Leistung installiert, die rund 386 Mio. kWh_{el}/a erzeugen. Dies entspricht 25,7 % des Stromverbrauchs in Mainz und 25 % des technischen Potenzials. Die fehlenden 4,3 % (66 Mio. kWh_{el}/a) werden aus Windenergieanlagen, PV-FFA und Biogasanlagen außerhalb des Stadtgebiets angerechnet. Das entspricht 14,6 % der Regenerativstromerzeugung.**

Den größten Anteil an der Regenerativstromerzeugung hat die Photovoltaik mit 44 %. Die Windenergie liefert 29 % und das Müllheizkraftwerk Mainz 22 %. Die restlichen 5 % liefern Biogas und Deponie-/Klärgas.

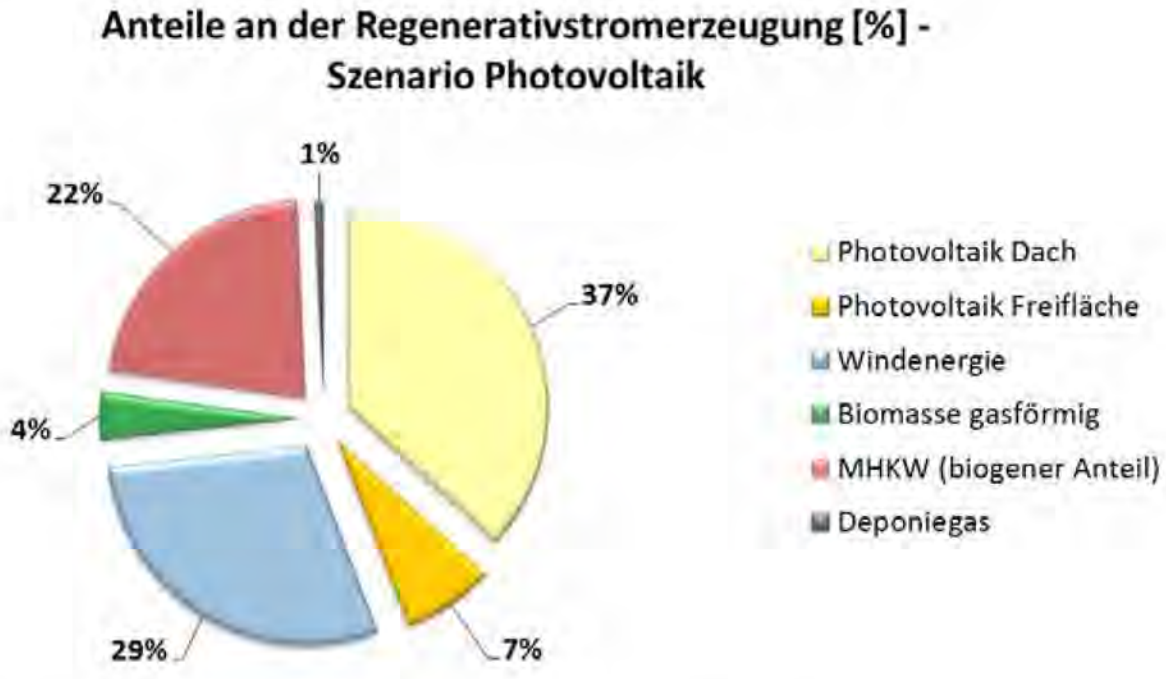


Abb. 9-4: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Szenario - Photovoltaik

9.6 Szenario Zielerreichung 30 % Regenerativstrom 2020: Schwerpunkt Geothermie

In diesem Szenario wird unterstellt, dass im Stadtgebiet Mainz und in der Umgebung je ein geeigneter Standtort für die Errichtung eines Geothermie-Kraftwerks gefunden wird und diese Kraftwerke bis 2020 realisiert werden.

Tabelle 9-6: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Szenario – Geothermie

Energiequelle	Installierte Leistung [MWp_{el}]	Jahresstrom-erzeugung [Mio. kWh_{el}]	Anteil am Stromverbrauch der Stadt Mainz [%]	Anteil an der Regenerativstrom erzeugung [%]
Photovoltaik Dach	118,2	106,1	7,1	23,5
Photovoltaik Freifläche	15,2	15,2	1,0	3,4
Windenergie	78,4	170,7	11,4	37,9
Biomasse fest	-	-	-	0,0
Biomasse gasförmig	1,4	13,9	0,9	3,1
MHKW (biogener Anteil)	n. b.	100,0	6,7	22,2
Deponiegas	1,2	3,0	0,2	0,7
Geothermie	6,0	42,0	2,8	9,3
Wasserkraft	-	-	-	0,0
Summe	**220,4**	**450,8**	**30,1**	**100,0**

Folgende Annahmen liegen dem 30 %-Szenario - Geothermie zugrunde:

- **Die jährliche Zubaurate der Photovoltaik-Dachanlagen der Stadt Mainz liegt bei 25 %. Damit werden rund 22 % des technischen Potenzials ausgeschöpft. Alle angerechneten PV-Dachanlagen befinden sich im Stadtgebiet Mainz.**
- **Die Vermarktung des Solarstroms ist ab 2015 (unabhängig von der EEG-Vergütung) weiterhin attraktiv. Es werden fünf bis sechs PV-FFA mit einer Fläche von insgesamt 40 ha errichtet und der Stromertrag der Stadt Mainz angerechnet. 60 % davon befindet sich im Stadtgebiet Mainz (24 ha) und 40 % in der Region um Mainz (16 ha).**
- **Insgesamt gut 78 MW_{el} Leistung aus Windkraftanlagen werden der Stadt Mainz angerechnet. Gut die Hälfte davon befindet sich im Stadtgebiet Mainz. Dies entspricht der Errichtung von 12 zusätzlichen Windkraftanlagen mit je 3,4 MW_{el} Leistung, die im Kalenderjahr 2.100 Vollbenutzungsstunden erreichen. Die weiteren rund 87 Mio. kWh_{el}/a Windenergiestrom müssen aus Projekten außerhalb des Stadtgebiets anerkannt werden. Das entspricht 13 Windkraftanlagen mit je 3 MW_{el} Leistung, die im Kalenderjahr über 2.200 Vollbenutzungsstunden erreichen.**
- **Bis 2020 wird im Stadtgebiet Mainz eine Biogasanlage mit rund 0,7 MW_{el} Leistung gemäß der Abschätzung in [IfaS (2009)] realisiert. 32 % des**

technischen Potenzials sind ausgenutzt. Ein Stromertrag in Höhe von 3,8 Mio. kWh_{el}/a aus einer Biogasanlage außerhalb des Stadtgebiets wird angerechnet.

- Wasserkraft und feste (holzartige) Biomasse liefern keinen Beitrag.
- Im Stadtgebiet Mainz wird ein Tiefengeothermie-Kraftwerk mit 3 MW_{el} Leistung erreichtet, das 7.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr erreicht und damit 21 Mio. kWh_{el}/a erzeugt. Ein ebenso hoher Stromertrag wird der Stadt Mainz aus einem Tiefengeothermie-Kraftwerksprojekt außerhalb des Stadtgebiets angerechnet.
- Insgesamt sind in diesem Szenario im Stadtgebiet Mainz Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit rund 157 MW_{el} Leistung installiert, die rund 334 Mio. kWh_{el}/a erzeugen. Dies entspricht 22,3 % des Stromverbrauchs in Mainz und 17 % des technischen Potenzials. Die fehlenden 8 % (118 Mio. $kWh/_{el}/a$) werden aus Windenergieanlagen, PV-FFA, Geothermie- und Biogasanlagen außerhalb des Stadtgebiets angerechnet. Das entspricht 26 % der Regenerativstromerzeugung.

Den größten Anteil an der Regenerativstromerzeugung hat die Windenergie mit 38 %. Die Photovoltaik liefert 27 %, das Müllheizkraftwerk Mainz 22 % und die Geothermie 9 %. Die restlichen 4 % liefern Biogas und Deponie-/Klärgas.

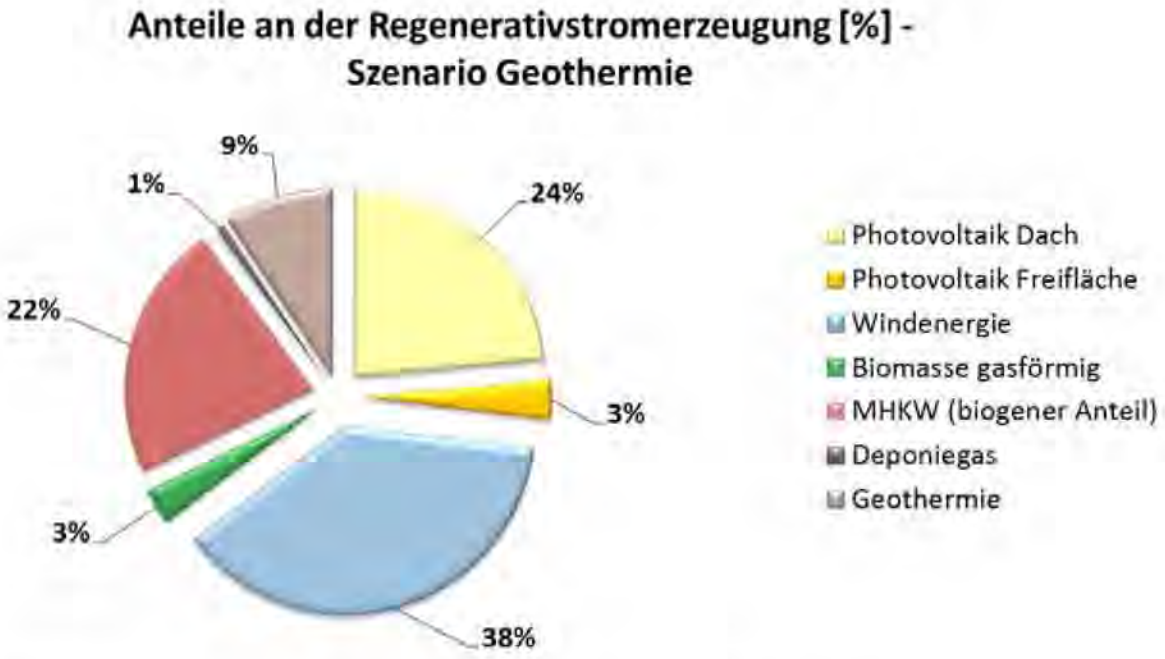


Abb. 9-5: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Szenario - Geothermie

9.7 Szenario Zielerreichung 30% Regenerativstrom 2020: Schwerpunkt Biomasse

In diesem Szenario wird unterstellt, dass im Stadtgebiet Mainz ein Biogas-Projekt und ein Holzheizkraftwerk realisiert werden. Die holzartige Biomasse für das Holzheizkraftwerk muss zu großen Teilen auch von außerhalb des Stadtgebiets herangezogen werden.

Tabelle 9-7: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Szenario – Biomasse

Energiequelle	Installierte Leistung [MWp$_{el}$]	Jahresstrom-erzeugung [Mio. kWhel]	Anteil am Stromverbrauch der Stadt Mainz [%]	Anteil an der Regenerativstrom erzeugung [%]
Photovoltaik Dach	118,2	106,1	7,1	23,2
Photovoltaik Freifläche	15,2	15,2	1,0	3,3
Windenergie	78,4	170,7	11,4	37,3
Biomasse fest	5,0	37,5	2,5	8,2
Biomasse gasförmig	3,4	25,1	1,7	5,5
MHKW (biogener Anteil)	n. b.	100,0	6,7	21,9
Deponiegas	1,2	3,0	0,2	0,7
Geothermie	-	-	-	0,0
Wasserkraft	-	-	-	0,0
Summe	**221,4**	**457,5**	**30,5**	**100,0**

Folgende Annahmen liegen dem 30 %-Szenario - Biomasse zugrunde:

- **Die jährliche Zubaurate der Photovoltaik-Dachanlagen in der Stadt Mainz liegt bei 25 %. Damit werden rund 22 % des technischen Potenzials ausgeschöpft. Alle angerechneten PV-Dachanlagen befinden sich im Stadtgebiet Mainz.**
- **Die Vermarktung des Solarstroms ist ab 2015 (unabhängig von der EEG-Vergütung) weiterhin attraktiv. Es werden fünf bis sechs PV-FFA mit einer Fläche von insgesamt 40 ha errichtet und der Stromertrag der Stadt Mainz angerechnet. 60 % davon befindet sich im Stadtgebiet Mainz (24 ha) und 40 % in der Region um Mainz (16 ha).**
- **Insgesamt gut 78,4 MW$_{el}$ Leistung aus Windkraftanlagen werden der Stadt Mainz angerechnet. Die Hälfte davon befindet sich im Stadtgebiet Mainz. Dies entspricht der Errichtung von 10 zusätzlichen Windkraftanlagen mit je 3,4 MW$_{el}$ Leistung, die im Kalenderjahr 2.100 Vollbenutzungsstunden erreichen. Die weiteren rund 87 Mio. kWh$_{el}$/a Windenergiestrom müssen aus Projekten außerhalb des Stadtgebiets anerkannt werden. Das entspricht 13 Windkraft-anlagen mit je 3 MW$_{el}$ Leistung, die im Kalenderjahr über 2.200 Vollbenutzungsstunden erreichen.**
- **Bis 2020 wird im Stadtgebiet Mainz eine Biogasanlage mit rund 0,7 MW$_{el}$ Leistung gemäß der Abschätzung in [IfaS (2009)] realisiert. 32 % des**

technischen Potenzials sind ausgenutzt. Ein Stromertrag in Höhe von 15 Mio. kWh_{el}/a aus Biogasanlagen außerhalb des Stadtgebiets wird angerechnet.

- Im Stadtgebiet Mainz wird ein Holzheizkraftwerk mit 5 MW_{el} realisiert, das 7.500 Vollbenutzungsstunden erreicht und einen Stromertrag von 37,5 Mio. kWh_{el}/a liefert.
- Wasserkraft und Geothermie liefern keinen Beitrag.
- Insgesamt sind in diesem Szenario im Stadtgebiet Mainz Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit rund 159 MW_{el} Leistung installiert, die rund 351 Mio. kWh_{el}/a erzeugen. Dies entspricht 23 % des Stromverbrauchs in Mainz und 17 % des technischen Potenzials. Die fehlenden 7 % (108 Mio. kWh_{el}/a) werden aus Windenergieanlagen, PV-FFA und Biogasanlagen außerhalb des Stadtgebiets angerechnet. Das entspricht 24 % der Regenerativstromerzeugung.

Den größten Anteil an der Regenerativstromerzeugung hat die Windenergie mit 37 %. Die Photovoltaik liefert 27 %, das Müllheizkraftwerk Mainz 22 % und die Biomasse 13 %. Der Beitrag der Energiequelle Deponie-/Klärgas beläuft sich auch 1 %.

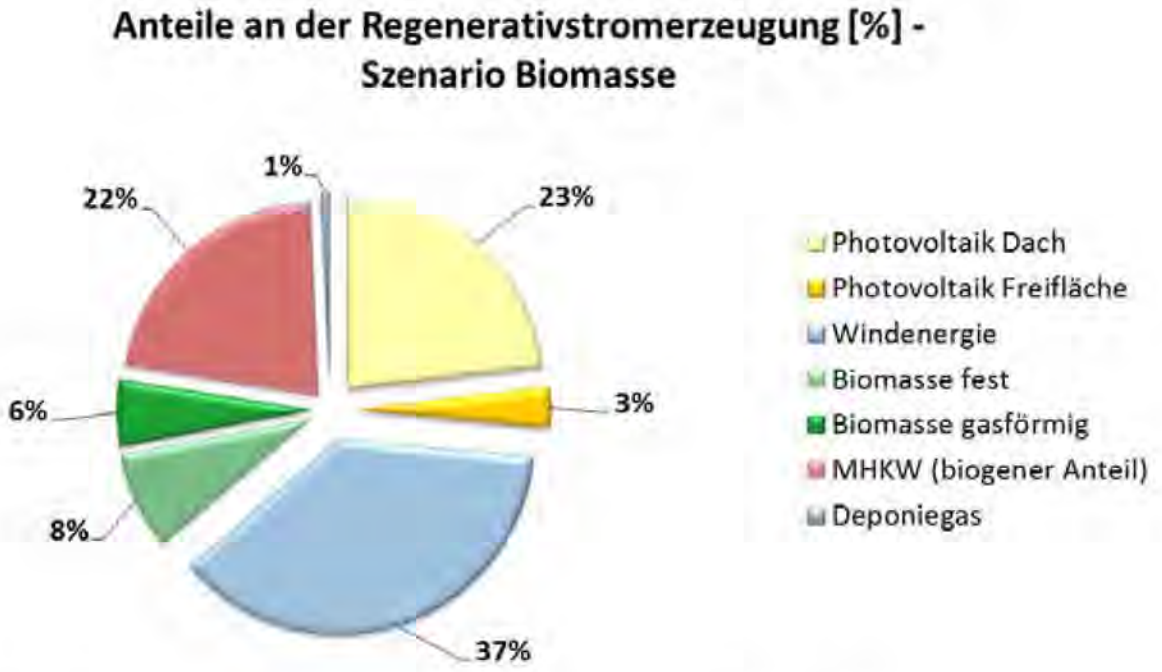


Abb. 9-6: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Szenario - Biomasse

9.8 Szenario Zielerreichung 30 % Regenerativstrom 2020: Erneuerbare Energien-Mix

In diesem Szenario werden alle in Mainz und Umgebung zur Verfügung stehenden regenerativen Energiequellen in einem ausgewogenen Mix einbezogen.

Tabelle 9-8: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Szenario – EE-Mix

Energiequelle	Installierte Leistung [MWp_{el}]	Jahresstrom-erzeugung [Mio. kWh_{el}]	Anteil am Stromverbrauch der Stadt Mainz [%]	Anteil an der Regenerativstrom-erzeugung [%]
Photovoltaik Dach	118,2	106,1	7,1	23,4
Photovoltaik Freifläche	15,2	15,2	1,0	3,3
Windenergie	81,4	177,3	11,8	39,1
Biomasse fest	2,3	9,2	0,6	2,0
Biomasse gasförmig	2,9	21,4	1,4	4,7
MHKW (biogener Anteil)	n.b.	100,0	6,7	22,0
Deponiegas	1,2	3,0	0,2	0,7
Geothermie	3,0	21,0	1,4	4,6
Wasserkraft	0,1	0,8	0,1	0,2
Summe	**224,3**	**453,8**	**30,3**	**100,0**

Folgende Annahmen liegen dem 30 %-Szenario – Erneuerbare Energien-Mix zugrunde:

- **Die jährliche Zubaurate der Photovoltaik-Dachanlagen in der Stadt Mainz liegt bei 25 %. Damit werden rund 22 % des technischen Potenzials ausgeschöpft. Alle angerechneten PV-Dachanlagen befinden sich im Stadtgebiet Mainz.**
- **Die Vermarktung des Solarstroms ist ab 2015 (unabhängig von der EEG-Vergütung) weiterhin attraktiv. Es werden fünf bis sechs PV-FFA mit einer Fläche von insgesamt 40 ha errichtet und der Stromertrag der Stadt Mainz angerechnet. 60 % davon befindet sich im Stadtgebiet Mainz (24 ha) und 40 % in der Region um Mainz (16 ha).**
- **Insgesamt gut 81 MW_{el} Leistung aus Windkraftanlagen werden der Stadt Mainz angerechnet. Etwa die Hälfte davon befindet sich im Stadtgebiet Mainz. Dies entspricht der Errichtung von 10 zusätzlichen Windkraftanlagen mit je 3,4 MW_{el} Leistung, die im Kalenderjahr 2.100 Vollbenutzungsstunden erreichen. Die weiteren rund 94 Mio. kWh_{el}/a Windenergiestrom müssen aus Projekten außerhalb des Stadtgebiets anerkannt werden. Das entspricht 14 Windkraftanlagen mit je 3 MW_{el} Leistung, die im Kalenderjahr über 2.200 Vollbenutzungsstunden erreichen.**

- **Bis 2020 wird im Stadtgebiet Mainz eine Biogasanlage mit rund 0,7 MW_{el} Leistung gemäß der Abschätzung in [IfaS (2009)] realisiert. 32 % des technischen Potenzials sind ausgenutzt. Ein Stromertrag in Höhe von gut 11 Mio. kWh_{el}/a aus Biogasanlagen außerhalb des Stadtgebiets wird angerechnet.**
- **Im Stadtgebiet Mainz wird ein Holzheizkraftwerk mit 2,3 MW_{el} realisiert, das 4.000 Vollbenutzungsstunden erreicht und einen Stromertrag von über 9 Mio. kWh_{el}/a liefert. Das in [IfaS (2008)] erfasste Potenzial der holzartigen Biomasse wird dabei komplett ausgeschöpft.**
- **Eine Strommenge von 0,75 Mio. kWh_{el}/a, die zum Beispiel in Laufwasserkraftwerken in Rheinhessen erzeugt wird, wird der Stadt Mainz angerechnet. Somit liefert die Wasserkraft einen Beitrag von 0,15 %.**
- **Von einem Tiefengeothermie-Kraftwerk aus der Region um Mainz kann ein Strombetrag von 21 Mio. kWh_{el}/a der Stadt Mainz angerechnet werden.**
- **Insgesamt sind in diesem Szenario im Stadtgebiet Mainz Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit rund 157 MW_{el} Leistung installiert, die rund 323 Mio. kWh_{el}/a erzeugen. Dies entspricht 21,5 % des Stromverbrauchs in Mainz und 17 % des technischen Potenzials. Die fehlenden 8,5 % (133 Mio. $kWh/_{el}/a$) werden aus Windenergieanlagen, PV-FFA, Laufwasserkraftwerken, Geothermie- und Biogasanlagen außerhalb des Stadtgebiets angerechnet. Dies entspricht knapp 30 % der Regenerativstromerzeugung.**

Den größten Anteil an der Regenerativstromerzeugung hat die Windenergie mit 38 %. Die Photovoltaik liefert 27 %, das Müllheizkraftwerk Mainz 22 %, die Biomasse 7 % und die Geothermie 5 %. Deponie-/Klärgas (1 %) sowie Wasserkraft (0,15 %) liefern einen kleinen Beitrag.

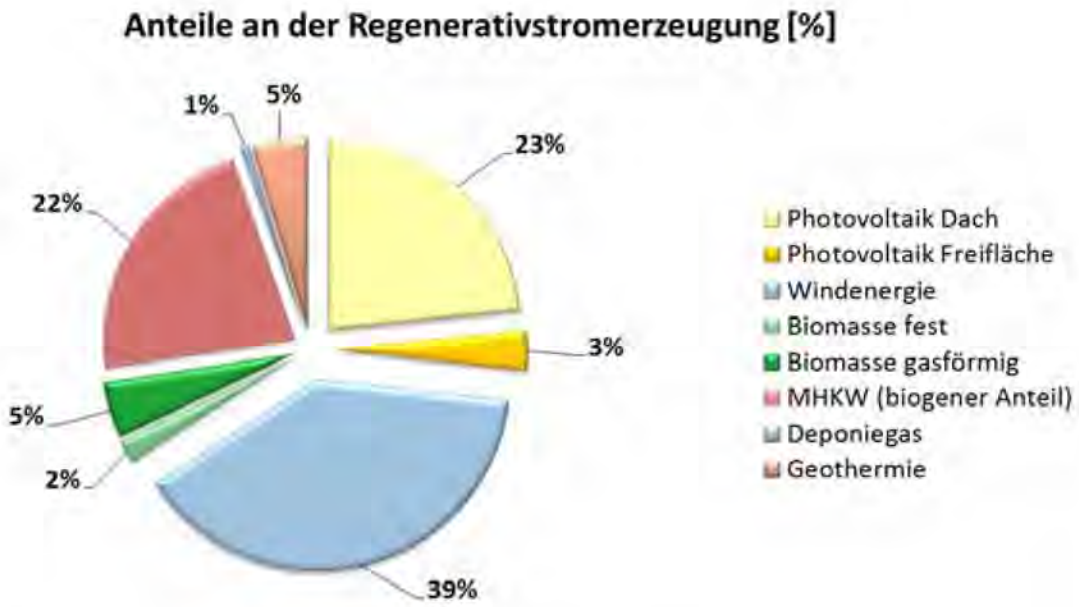


Abb. 9-7: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Energie-Mix

9.9 Szenarienvergleich

Abb. 9-8 stellt den Anteil der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen an der Regenerativstromerzeugung dar. Es wird deutlich, dass der Hauptbeitrag von Photovoltaik und Windenergie geliefert wird. Der Anteil des Müllheizkraftwerkes und der Klär-/Deponiegase nimmt ab, je mehr Regenerativstrom insgesamt erzeugt und anerkannt wird. Eine Veränderung bei diesen beiden Quellen ist nicht vorhersehbar. Daher wird von einem gleichbleibenden jährlichen Stromertrag ausgegangen. Biomasse und Geothermie spielen, je nach Schwerpunkt der Szenarios, eine etwas größere oder kleinere, insgesamt aber eher eine geringe Rolle.

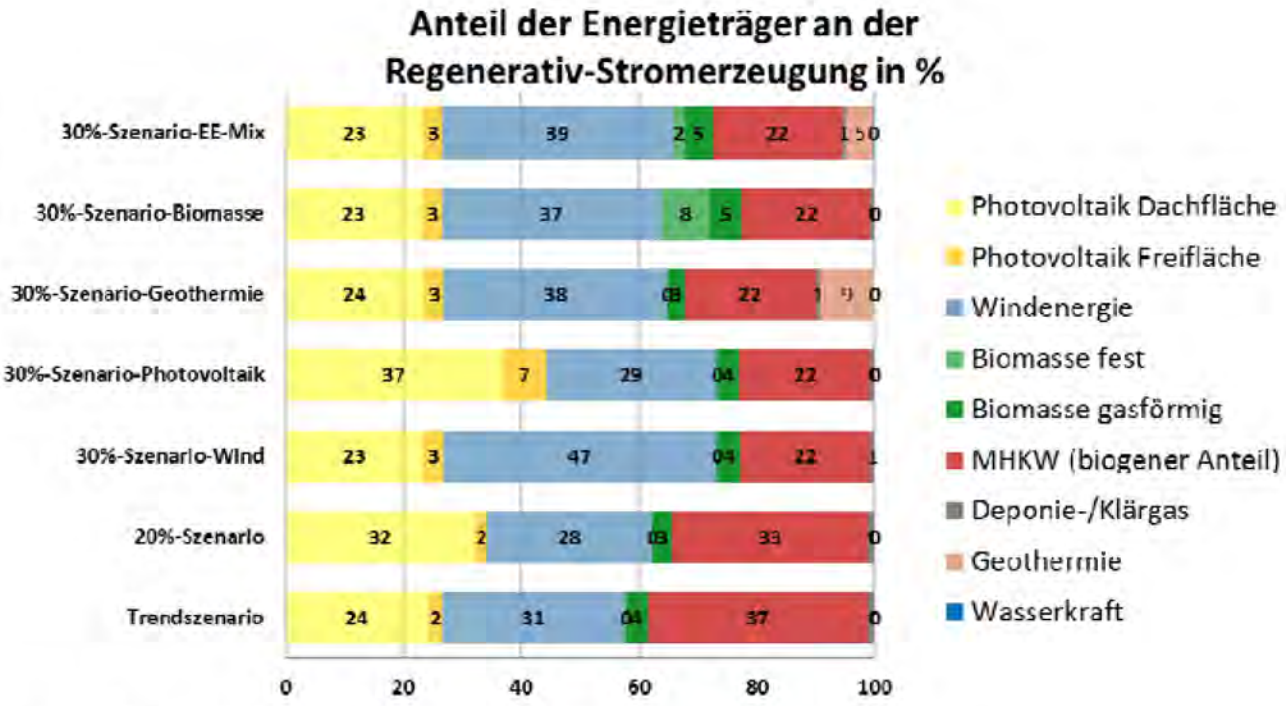


Abb. 9-8: Anteil der Energieträger an der Regenerativstromerzeugung

Tabelle 9-9 stellt dar, in welcher Höhe die Jahresstromerzeugung in den verschiedenen Szenarien durch die unterschiedlichen Erneuerbaren Energien-Quellen eingeschätzt wird.

Tabelle 9-9: Szenarienvergleich - Regenerativstromerzeugung

Energiequelle	Bestand (2008) [Mio. kWh_{el}/a]	Trend-szenario [Mio. kWh_{el}/a]	20 % Szenario [Mio. kWh_{el}/a]	30 % Szenario Wind [Mio. kWh_{el}/a]	30 % Szenario PV [Mio. kWh_{el}/a]	30 % Szenario Geothermie [Mio. kWh_{el}/a]	30 % Szenario Biomasse [Mio. kWh_{el}/a]	30 % Szenario EE-Mix [Mio. kWh_{el}/a]
PV Dachfläche	6,5	71	96,5	106,1	165,9	106,1	106,1	106,1
PV Freifläche	0	0	6,1	15,2	33,4	15,2	15,2	15,2
Windenergie	12,3	83,7	83,7	210,3	131,1	170,7	170,7	177,3
Biomasse, gasförmig	4,9	10,1	10,1	17,6	17,6	13,9	25,1	21,4
Biomasse, fest	0	0	0	0	0	0	37,5	9,2
MHKW (biogener Anteil)	100	100	100	100	100	100	100	100
Deponiegas	3	3	3	3	3	3	3	3
Geothermie	0	0	0	0	0	42	0	21
Wasserkraft	0	0	0	0	0	0	0	0,8
Summe	126,7	267,8	299,4	452,2	451	450,9	457,6	454
Anteil am Gesamt-Jahresstromverbrauch in Mainz [%]	8,4	17,9	20,0	30,1	30,1	30,1	30,5	30,3

In Abb. 9-9: Leistungszubau der einzelnen Energieträger im Stadtgebiet Mainz" wird erkennbar, wie viel MW_{el} Leistung bis 2020 von jedem Energieträger in den verschiedenen Szenarien im Stadtgebiet Mainz zugebaut wird.

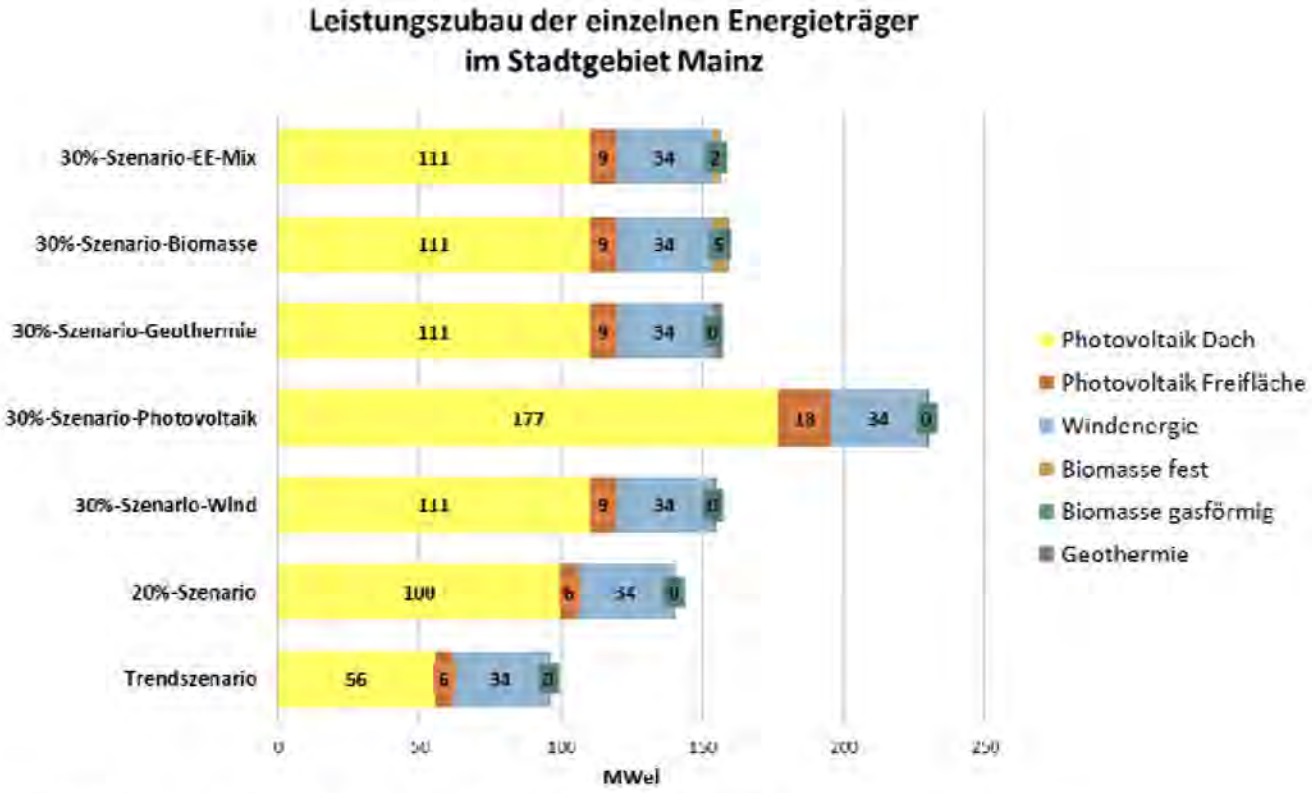


Abb. 9-9: Leistungszubau der einzelnen Energieträger im Stadtgebiet Mainz

In allen Szenarien ist der Leistungszubau der Photovoltaik am höchsten. Um bei dieser Technik einen entsprechend hohen Jahresstromertrag zu erreichen, muss aufgrund der geringen Vollbenutzungsstunden (ca. 1.000 h/a) mehr Leistung installiert werden wie

vergleichsweise bei Windenergie oder Biomasse. Je nach Szenario schwankt der Photovoltaik-Leistungszubau bis 2020 um mehr als 300 % zwischen 62 und 195 MW_{el}. Bei der Windenergie bleibt er konstant bei 34 MW_{el}. Der Zubau ist aufgrund des Flächenbedarfs und der daraus entstehenden Konkurrenz zu anderen Nutzungsarten, wie Wohnen, Gewerbe/Industrie, Naherholung oder Verkehr sowie Natur-, Arten- und Landschaftsschutz, begrenzt.

Ob Potenziale für die Stromerzeugung mit Tiefengeothermie im Stadtgebiet Mainz bestehen, ist aufgrund der noch sehr geringen Informationsdichte kaum fundiert zu bewerten. Nur in einem Geothermie-Szenario wurde einmal unterstellt, dass ein Kraftwerk mit 3 MW_{el} im Stadtgebiet bis 2020 errichtet und in Betrieb genommen wird. Der Zubau im Bereich Biomasse ist durch das Substratangebot sowie durch die Notwendigkeit begrenzt, dass für einen wirtschaftlichen Betrieb in der Regel eine ausreichende Wärmeabnahme erfolgen muss.

Die bis 2020 im Stadtgebiet Mainz mit Anlagen zur Regenerativstromerzeugung installierte Leistung liegt bei den 30 % - Zielerreichungsszenarien bei rund 160 MW_{el}, beim Schwerpunkt Photovoltaik sogar bei über 230 MW_{el}. Damit wird eine Größenordnung erreicht, die der Leistungsabnahme im Gebiet Mainz inklusive AKK-Gemeinden entspricht. Sie liegt zwischen 130 und 280 MW_{el} [Anfrage 0087-2009]. Diese Leistung wird allerdings nicht von diesen Kraftwerken bereitgestellt. Es ist nur die maximal installierte Leistung. Insbesondere die Windenergie und Photovoltaik erreichen in der Regel nie gemeinsam ihre Maximalleistung.

Tabelle 9-10 stellt dar, wie viel Leistung [MW_{el}] in den verschiedenen Szenarien installiert ist.

Tabelle 9-10: Szenarienvergleich – Installierte Leistung gesamt

Energiequelle	Bestand (2008) [MW_{el}]	Trend-szenario [MW_{el}]	20 % Szenario [MW_{el}]	30 % Szenario Wind [MW_{el}]	30 % Szenario PV [MW_{el}]	30 % Szenario Geothermie [MW_{el}]	30 % Szenario Biomasse [MW_{el}]	30 % Szenario EE-Mix [MW_{el}]
PV Dachfläche	7,6	63,2	107,6	118,2	184,7	118,2	118,2	118,2
PV Freifläche	0	6,1	6,1	15,2	33,4	15,2	15,2	15,2
Windenergie	6,4	40,4	40,4	96,4	60,4	78,4	78,4	81,4
Biomasse, gasförmig	0,7	1,4	1,4	2,4	1,4	1,4	3,4	2,9
Biomasse, fest	0	0	0	0	0	0	5	2,3
MHKW (biogener Anteil)	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.
Deponie-/Klärgas	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Geothermie	0	0	0	0	0	6	0	3
Wasserkraft	0	0	0	0	0	0	0	0,1
Summe	15,9	112,3	156,7	233,4	281,1	220,4	221,4	224,3

Tabelle 9-11 zeigt den benötigten Leistungszubau [MW_{el}] im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Mainz für die Zielerreichung in den verschiedenen Szenarien.

Tabelle 9-11: Szenarienvergleich – Installierte Leistung Zubau

Energiequelle	Bestand (2008) [MW_{el}]	Trend-szenario [MW_{el}]	20 % Szenario [MW_{el}]	30 % Szenario Wind [MW_{el}]	30 % Szenario PV [MW_{el}]	30 % Szenario Geothermie [MW_{el}]	30 % Szenario Biomasse [MW_{el}]	30 % Szenario EE-Mix [MW_{el}]	technisches Potenzial Stadtgebiet [MW_{el}]
PV Dachfläche	7,6	55,6	100	110,6	177,1	110,6	110,6	110,6	509
PV Freifläche	0	6,1	6,1	15,2	33,4	15,2	15,2	15,2	320
Windenergie	6,4	34	34	90	54	72	72	75	81
Biomasse, gasförmig	0,7	0,7	0,7	1,7	0,7	0,7	2,7	2,2	2,2
Biomasse, fest	0	0	0	0	0	0	5	2,3	2,3
MHKW (biogener Anteil)	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.
Deponie-/Klärgas	1,2	0	0	0	0	0	0	0	1,2
Geothermie	0	0	0	0	0	6	0	3	0
Wasserkraft	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0
Summe	15,9	96,4	140,8	217,5	265,2	204,5	205,5	208,4	915,7

Abb. 9-10: Anteil des außerhalb des Stadtgebiets erzeugten Stroms an der Regenerativstromerzeugung für die Stadt Mainz“ zeigt auf, wie hoch bei den fünf verschiedenen 30 % - Szenarien der Anteil an der Regenerativstromerzeugung ist, der außerhalb des Stadtgebiets erzeugt und der Stadt Mainz angerechnet werden müsste.

Am niedrigsten ist der Anteil beim Schwerpunktszenario Photovoltaik, da davon ausgegangen wird, dass der angerechnete Strom aus PV-Anlagen komplett im Stadtgebiet Mainz erzeugt wird. Am höchsten ist der Anteil mit 25 - 30 % bei den Szenarien mit einem hohen Beitrag der Windenergie. Da für den Zubau an Windenergieleistung im Stadtgebiet eine Grenze von 34 MW_{el} (z. B. 10 Anlagen mit je 3,4 MW_{el}) angenommen wurde, muss immer ein großer Teil aus Windkraftprojekten aus der Region angerechnet werden.

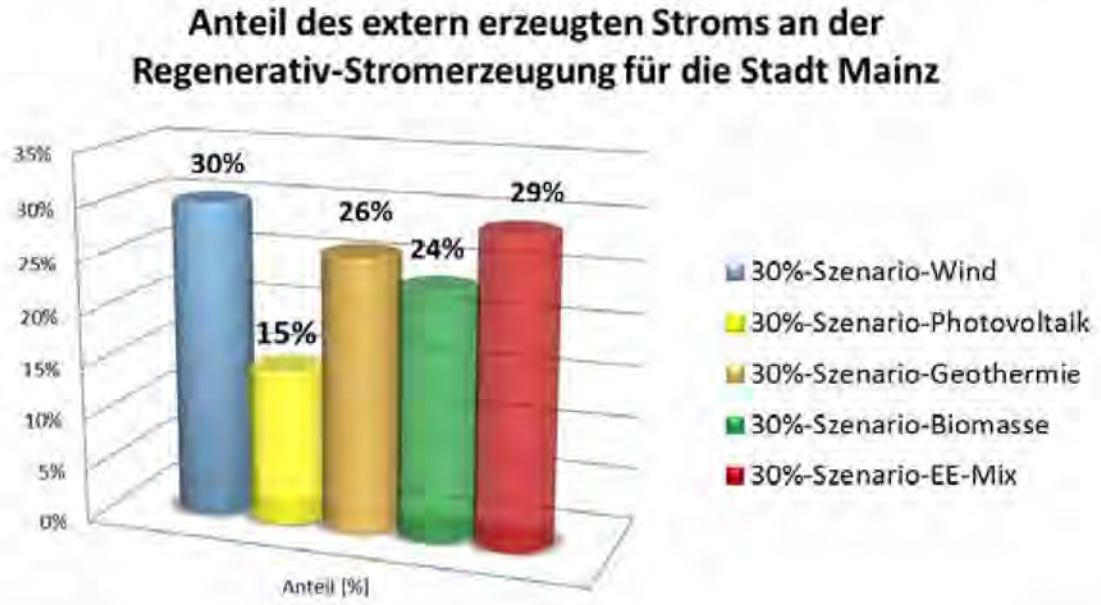


Abb. 9-10: Anteil des außerhalb des Stadtgebiets erzeugten Stroms an der Regenerativstromerzeugung für die Stadt Mainz

10 Zusammenfassung

In Analogie zu den Zielen der Bundesregierung hat der Stadtrat der Stadt Mainz am 18. Juni 2008 beschlossen, den Strombedarf der Stadt Mainz bis zum Jahre 2020 zu einem Anteil von 30 % aus regenerativen Energiequellen zu decken. Daraufhin wurde die Verwaltung aufgefordert, ein detailliertes Konzept erstellen zu lassen, aus dem hervorgeht, ob und wie dieses Ziel zu erreichen ist.

Die Konzepterstellung wurde in zwei Teilen durch die Mainzer Stiftung für Klimaschutz und Energieeffizienz (MSKE) und das Umweltamt der Stadt Mainz an die Transferstelle Bingen in Auftrag gegeben.

In dem vorliegenden Konzept werden die Erzeugungspotenziale der verschiedenen regenerativen Energiequellen Windkraft, Biomasse, Sonne, Erdwärme und Wasserkraft ermittelt und dargestellt, ob und wie das „30 % - Ziel" erreicht werden kann.

In insgesamt sieben Szenarien wird die mögliche Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien für die Stadt Mainz abgebildet:

- **Trendszenario**
- **Szenario Teilzielerreichung: 20 % Regenerativstromanteil**
- **Szenario Zielerreichung: 30 % Regenerativstromanteil, Schwerpunkt Windenergie**
- **Szenario Zielerreichung: 30 % Regenerativstromanteil, Schwerpunkt Photovoltaik**
- **Szenario Zielerreichung: 30 % Regenerativstromanteil, Schwerpunkt Geothermie**
- **Szenario Zielerreichung: 30 % Regenerativstromanteil, Schwerpunkt Biomasse**
- **Szenario Zielerreichung: 30 % Regenerativstromanteil, Erneuerbare Energien-Mix**

Im Trendszenario wird davon ausgegangen, dass seitens der Politik und Verwaltung keine zusätzlichen Anstrengungen unternommen werden, um den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu fördern. In diesem Szenario könnte die Regenerativstromerzeugung mit Anlagen im Stadtgebiet Mainz 2020 18 % des Stromverbrauchs der Stadt Mainz (1.500 Mio. kWh_{el}/a) abdecken.

Auch die Teilzielerreichung, 20 % Regenerativstromanteil bis 2020, könnte unter realistischen Annahmen allein mit Anlagen im Stadtgebiet Mainz erreicht werden. Die dominierenden Energiequellen sind dabei, wie in allen Szenarien, die Windenergie, die solare Strahlungsenergie und der Biogene Anteil des im Müllheizkraftwerk Mainz verfeuerten Abfalls.

Um das 30 % - Ziel zu erreichen, müssen Anlagen aus der Umgebung von Mainz mit einbezogen werden. Am höchsten ist der Anteil des Regenerativstroms, der außerhalb des Stadtgebiets angerechnet werden muss, in den Szenarien mit hohem Windenergieanteil, am geringsten bei einem hohen Beitrag der Photovoltaik.

Die bis 2020 im Stadtgebiet Mainz mit Anlagen zur Regenerativstromerzeugung installierte Leistung liegt bei den 30 % - Zielerreichungsszenarien bei rund 160 MW_{el}, beim Schwerpunkt Photovoltaik sogar bei über 230 MW_{el}, was ungefähr in der Größenordnung der Leistungsabnahme in Mainz inklusive AKK-Gemeinden liegt. Das heißt jedoch nicht, dass eine Vollversorgung erreicht ist, da diese Maximalleistung nie von den Anlagen gleichzeitig geliefert wird.

Das größte Zubaupotenzial wird bei der Photovoltaik gesehen. Je nach Szenario liegt es zwischen 60 und 195 MWp_{el}. Der Zubau der Windenergie im Stadtgebiet Mainz wird in den Szenarien auf maximal 34 MW_{el} begrenzt, da eine Konkurrenzsituation hinsichtlich dem Flächenbedarf mit anderen Nutzungen im Bereich Wohnen, Naherholung, Gewerbe/Industrie, Naturschutz oder Landschaftsschutz besteht.

Eine untergeordnete Rolle spielen die Biomasse (max. 6 MW_{el}) und die Geothermie (max. 3 MW_{el}). Für die Quellen Wasserkraft, Deponie-/Klärgas und Biogener Anteil des im MHKW Mainz verfeuerten Abfalls wird kein Zubau mit einbezogen.

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der Potenzialermittlung der einzelnen Energiequellen zusammengefasst:

Photovoltaik

Grundlage der Potenzialermittlungen von Photovoltaik-Dachanlagen waren die Dachkartierung nach dem SUN AREA-Konzept und die Diplomarbeit [Wilhelm M. (2008)], ergänzt um Dachflächenerfassungen der Stadtwerke Mainz.

Ergebnis der Ermittlung anhand dieser Studien ist, dass eine Dachfläche von rund 4 Mio. m^2 für die Photovoltaiknutzung geeignet und nutzbar ist. Darauf könnten über 500 MWp_{el}

Leistung installiert und damit gut 440 Mio. kWh_{el}/a Solarstrom erzeugt werden. Dies entspricht einem Anteil am Stromverbrauch in der Stadt Mainz nach Angabe der Stadtwerke Mainz (1.500 Mio. kWh_{el}/a) von knapp 30 %.

Wie viel des technischen Potenzials bis 2020 möglicherweise genutzt wird, wird in den verschiedenen Szenarien abgeschätzt.

Des Weiteren wurde das Stadtgebiet Mainz nach geeigneten Flächen für die Errichtung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA) untersucht und die Ergebnisse in Form eines Photovoltaik-Freiflächenkatasters als GIS-gestützte Karte dargestellt. Die relevanten Daten wurden von der Stadt Mainz zur Verfügung gestellt. Die Auswahl geeigneter Flächen erfolgte nach technischen, wirtschaftlichen sowie natur- und landschaftsschutzbezogenen Kriterien.

Zur Identifizierung von geeigneten Flächen für PV-FFA wurden zunächst folgende Kriterien festgelegt:

- **Die Anforderungen nach EEG 2009 § 32 Abs. 3 sind erfüllt.**
- **Die Größe der Fläche beträgt mindestens 5 ha. Nur für Brach-/Konversions- und Altlastenflächen mit besonderer Eignung werden auch kleinere Flächen untersucht.**
- **Die Flächen haben eine Neigung von maximal 10°.**

Als Ausschlussgebiete wurden auf Basis mehrerer ausgewerteter Leitfäden zum Thema PV-FFA Gebiete bestimmt, wie zum Beispiel Naturschutzgebiete, geschützte Landschaftsbestandteile, landespflegerische Kompensationsflächen oder Flächen mit hoher artenschutzrechtlicher Bedeutung (Vogelschutz, Feldhamster-Lebensräume).

Im Rahmen der Untersuchung wurden im Stadtgebiet Mainz insgesamt 103 Potenzialflächen identifiziert, die für PV-FFA in Frage kommen. Die Potenzialflächen wurden in einer Auswertung noch einmal anhand von technisch-wirtschaftlichen sowie naturschutz- und landschaftspflegerischen Kriterien quantitativ bewertet und in Kategorien 1,2 und 3 eingeordnet. Flächen der Kategorie 1 haben hohe Punktzahlen erreicht und sind unter Berücksichtigung der untersuchten Kriterien am besten geeignet, Flächen der Kategorie 3 am wenigsten.

Das theoretische Solarstromerzeugungs-Potenzial, sofern alle Flächen zur Solarstromerzeugung auf Freiflächen genutzt würden, liegt unter Verwendung kristalliner Module bei rund 320 Mio. kWh_{el}/a (bei einer installierten Leistung von 320 MW_{el} auf einer

Fläche von 844 ha). Dies entspricht rund 21,3 % des Strombedarfs in Mainz (1.500 Mio. kWh_{el}/a). Werden Dünnschichtmodule eingesetzt, liegt das theoretische Solarstrom-erzeugungs-Potenzial etwa bei 290 Mio. kWh_{el}/a. Das realistisch nutzbare Potenzial unter Beachtung wirtschaftlicher Gesichtspunkte ist deutlich geringer. Die weitere Entwicklung und der Ausbau ist vor allem davon abhängig, ob bzw. wann eine Vermarktung von Solarstrom (unabhängig von der EEG-Vergütung) wirtschaftlich interessant wird.

Windenergie

Basis für die Ermittlung der Stromerzeugungs-Potenziale der Windenergie im Stadtgebiet Mainz war eine Restriktionskarte (Stand: März 2010), die das Stadtplanungsamt in Zusammenarbeit mit dem Umweltamt erstellt hat und die Flächen darstellt, in denen keine Windkraftnutzung möglich sein wird.

Die verbleibenden Flächen wurden auf die Eignung zur Nutzung von Windenergie geprüft. Diese liegen auf den Gemarkungen der Stadtteile Marienborn, Hechtsheim und Ebersheim, im südlichen Bereich des Stadtgebietes. Im nördlichen Bereich des Stadtgebietes gibt es auf Grund der Siedlungsdichte und weiterer Restriktionen keine potentiellen Standorte.

Es konnten Standorte für 27 Windkraftanlagen identifiziert werden.

Unter der Voraussetzung, dass Anlagen mit einer Leistung von 3 MW_{el} eingesetzt werden, können auf diesen Standorten 81 MW_{el} Leistung installiert und 165 - 175 Mio. kWh_{el}/a Strom produziert werden, was gut 11 % des jährlichen Stromverbrauchs der Stadt Mainz und 1.500 Mio. KWh_{el} entspricht.

Auf zwei weiteren, technisch-wirtschaftlich sehr geeigneten Standorten, die nach der Restriktionsanalyse jedoch nicht zur Verfügung stehen, könnten drei weitere Windkraftanlagen installiert werden, die 22 - 23 Mio. kWh_{el}/a Strom erzeugen können. Sie befinden sich auf der Laubenheimer Höhe und dem Winternheimer Berg.

Auch das Repowering-Potenzial der beiden bisherigen Windkraftstandorte Ebersheim Nord und Ebersheim Süd wurden untersucht. An beiden Standorten sind Repowering-Projekte problematisch, da notwendige Abstände zwischen den einzelnen Windkraftanlagen sowie zu Wohngebieten nicht eingehalten werden können.

Untersuchungen zum Artenschutz (insbesondere Vogelschutz) waren zum Zeitpunkt der Bearbeitung noch nicht abgeschlossen. Es ist zu erwarten, dass nicht alle der identifizierten Standorte für die Windenergie genutzt werden können.

Die Stadt Mainz betreibt die Fortschreibung des aktuell gültigen Flächennutzungsplans im Teilbereich Windenergie zwecks Ausweisung von Vorrangflächen für Windenergie. Ein Entwurf der Flächennutzungsplanänderung Nr. 34 wurde am 03.02.2011 im Bauausschuss der Stadt Mainz diskutiert. Dieser Entwurf berücksichtigt auch die Ergebnisse der Untersuchungen zur Avifauna (Zug- und Rastvogelkartierung).

Auf dieser Basis wurde durch das Stadtplanungsamt eine Anlagenkonfiguration erarbeitet. Gemäß dieser Anlagenkonfiguration könnten dort 10 neue Windkraftanlagen der Kategorie mit rund 3 MW_{el} Leistung errichtet werden. Bei der Stadt Mainz sind einige Anträge für die Errichtung von Windkraftanlagen des Typs REpower 3.4 M 104 eingegangen. Diese Windkraftanlagen haben eine Nabenhöhe von 128 m, einen Rotordurchmesser von 104 m und eine Leistung von 3,4 MW_{el}. Mit diesen Annahmen könnten im Stadtgebiet Mainz 34 MW_{el} Leistung installiert werden.

Für die Ertragsabschätzung wird als Durchschnittswert für die Vollbenutzungsstunden 2.100 h angenommen. Demnach könnten mit den 10 neuen Windkraftanlagen rund 71,4 Mio. kWh_{el}/a Windstrom erzeugt werden.

Das entspricht rund 4,8 % des Stromverbrauchs der Stadt Mainz (1.500 Mio. kWh_{el}/a).

Biomasse

Grundlage der Ermittlung des Biomassepotenzials der Stadt Mainz zur Stromerzeugung waren vor allem die Studien [IfaS (2008)] und [IfaS (2009)].

Das Stadtgebiet Mainz verfügt über eigenes Holzpotenzial in der Größenordnung, dass ein Biomassekraftwerk mit 1,8 - 2,7 MW_{el} Leistung mit rund 4.000 Vollbenutzungsstunden betrieben werden könnte, dass bis zu 10,8 Mio. kWh_{el}/a Strom erzeugen würde.

Das verfügbare Biomassepotenzial (ohne Bioabfall), das für die Vergärung in Biogasanlagen geeignet ist, genügt für den Betrieb von vier Biogasanlagen à 500 kW_{el} Leistung. Der Grünschnitt wird allerdings auch im Rahmen der Projektskizze „Projektierung einer Biogasanlage auf dem Gebiet der Landeshauptstadt" [IfaS (2009)] eingeplant. Unter Berücksichtigung dieses Aspekts verbleibt nur ein Potenzial für 3 zusätzliche Biogasanlagen à 500 kW_{el} Leistung. Mit 7.500 bis 8.000 Vollbenutzungsstunden produzieren sie 11 bis 12 Mio. kWh_{el}/a Strom.

Die in [IfaS (2009)] untersuchte Biogasanlage bindet die Bioabfälle der Städte Mainz und Wiesbaden und der Landkreise Mainz-Bingen, Alzey-Worms und Bad Kreuznach ein sowie den grasartigen Grünschnitt der Stadt Mainz, des Landkreises Mainz-Bingen und des Landkreises Bad Kreuznach. Nach Auslegung der BEKON Energie Technologies GmbH

können mit zwei BHKW à 707 kW_{el} etwa 7,8 Mio. kWh_{el}/a Strom erzeugt werden. Rechnet man diese Potenziale zusammen, ergibt sich ein möglicher Jahresstromertrag von etwa 30 Mio. kWh_{el}/a, was etwa 2 % des jährlichen Stromverbrauchs der Stadt Mainz entspricht.

Die rheinhessischen Nachbarkreise Alzey-Worms und Mainz-Bingen haben nach überschlägiger Ermittlung noch Potenziale für den Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse.

Anhand der Zahlen, die aus Literaturkenndaten ermittelt wurden, genügt das nachhaltig verfügbare Biomassepotenzial, um ein Biomassekraftwerk mit 1,9 - 2,9 MW_{el} sowie 18 bis 23 Biogasanlagen mit 500 kW_{el} Leistung zu betreiben. Das Stromerzeugungspotenzial liegt bei insgesamt etwa 85 Mio. kWh_{el}/a.

Beide Landkreise haben als langfristiges Ziel formuliert, bis 2050 Nullemissionslandkreise zu werden, und sind daher auch an der eigenen Nutzung ihres Potenzials interessiert. Der Nachbarlandkreis Groß-Gerau hat eigene Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energien formuliert und plant entsprechend seinem Strategiepapier, den Großteil der Biomasse selbst zu nutzen.

Geothermie

Der Ausbau der Tiefengeothermie zur Stromerzeugung steht momentan noch am Anfang ihrer Entwicklung. Laut der „Agentur für Erneuerbare Energien" liefert die Stromerzeugung aus Geothermie zurzeit noch den geringsten Beitrag zur Stromerzeugung innerhalb der Erneuerbaren Energien. Dennoch erwartet die Leitstudie des Bundesumweltministeriums zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland (NITSCH, J. 2007) eine Steigerung der installierten Leistung geothermischer Kraftwerke auf 210 MW_{el} bis 2015 und auf 490 MW_{el} bis 2020.

Aufgrund der günstigen geologischen Bedingungen (hohe Temperaturen in geringer Tiefe und vorhandene hydraulische Wegsamkeiten über Störungen) ist der Oberrheingraben heute als junge, aktive Grabenstruktur für eine geothermische Nutzung besonders attraktiv [Paschen et al (2003)]. Er stellt das Hauptinteressensgebiet für die Aufsuchung geothermischer Energie dar.

Dies verdeutlicht auch der Umstand, dass innerhalb des Oberrheingrabens in Rheinland-Pfalz und Hessen ein regelrechter „Flickenteppich" an Konzessionsgebieten existiert. Außerhalb des zentralen Oberrheingrabens finden sich bisher nur vereinzelte Aufsuchungsfelder (z. B. im Mainzer Becken). Die geologischen Verhältnisse resultieren aus der Verteilung der großtektonischen Einheiten. Diese werden im Betrachtungsgebiet durch das Mainzer Becken und den Oberrheingraben dargestellt.

Nach heutigem Kenntnisstand stehen im Betrachtungsgebiet in größerer Tiefe (> 2.000 m) vorwiegend sedimentäre und magmatische Rotliegend-Gesteine in flächiger Verbreitung an. Diese fungieren als Kluftgrundwasserleiter, dessen Ergiebigkeit von der Intensität der Klüftung sowie vom lithologischen Aufbau abhängig ist. Maßgebend ist der Anteil an zwischengelagerten, tonigen und kalkigen Schichten. Daher treten teilweise starke Durchlässigkeitskontraste auf [Sass, Bär (2008)]. Die Grundwässer sind meist höher mineralisiert. Es ist davon auszugehen, dass im Betrachtungsgebiet in geothermisch relevanter Tiefe vor allem Rotliegendsedimente anstehen und somit das Rotliegend als interessantester Horizont für eine tiefengeothermische Nutzung angesehen werden kann.

Generell ist der zentrale nördliche Oberrheingraben als günstige Region für eine geothermische Nutzung anzusehen, da hier erhöhte Temperaturen im Untergrund angetroffen werden. Zudem ist hier die Datenlage um ein Vielfaches besser als im Mainzer Becken, da im nördlichen Oberrheingraben in der Vergangenheit viel Exploration auf Kohlenwasserstoffe betrieben wurde und damit viele Bohrlokationen und Daten aus seismischen Messungen vorhanden sind. Allerdings sind durch die aktuellen Explorationstätigkeiten im Bereich des Mainzer Beckens neue aussagekräftige Daten zu erwarten, die als Basis für eine genauere geothermische Charakterisierung dieses Gebiets dienen könnten.

Neben den geologischen Rahmenbedingungen des Untergrundes ist die Standortwahl vor Allem von der Möglichkeit der Wärmevermarktung abhängig. Die Restwärme des Thermalwassers nach Wärmeentzug zur Stromerzeugung liegt üblicherweise auf einem Temperaturniveau von 70 °C vor. Eine ideale Wärmesenke passt zu diesem Temperaturniveau und benötigt ganzjährig Wärme.

Um eine Wärmesenke mit einem höheren Temperaturbedarf aus einem Geothermie-Heizkraftwerk zu versorgen, kann ein Teilstrom des Thermalwassers genutzt werden, der dann nicht zur Stromerzeugung zur Verfügung steht. Denkbar ist auch ein saisonaler Heiz- und ein saisonaler Stromerzeugungsbetrieb. So könnte im Sommer vorrangig Strom und im Winter Wärme für ein Fernwärmenetz erzeugt werden.

Würde ein Geothermiekraftwerk mit einer installierten Leistung von 3 MW_{el} im Dauerbetrieb Strom für die Stadt Mainz erzeugen, so ließe sich damit der jährliche Stromverbrauch mit einem Anteil von etwa 1,5 % decken.

Wasserkraft

Im Untersuchungsgebiet liegen nur eine Groß-WKA (Staustufe Kostheim) und verschiedene Kleinwasserkraftanlagen vor. Das Potenzial an Großwasserkraft im Main oder Rhein ist ausgeschöpft oder nicht nutzbar. Großkraftwerke sind entweder von einer großen Fallhöhe abhängig, welche in der Untersuchungsregion nicht vorkommen, oder eine Querbebauung muss errichtet werden. Letzteres bedeutet einen großen Eingriff in die Umwelt und in die Schiffbarkeit (im Rhein), weshalb Großanlagen umstritten und nicht durchführbar sind.

Zubaupotenzial besteht in der Untersuchungsregion bei Kleinwasserkraftanlagen. Zum einen können Kleinanlagen in der Nahe reaktiviert bzw. optimiert werden (Potenzial etwa 200.000 kWh_{el}/a).

Zum anderen können neue Strömungskraftwerke im Rhein Strom erzeugen. Beim Einsatz von 10 Einzelanlagen im Rhein könnten etwa 750.000 kWh_{el}/a erzeugt werden. Aufgrund des Entwicklungsgrads und der ungewissen rechtlichen, ökologischen und wirtschaftlichen Lage der neuen Strömungskraftwerke können keine belastbaren Aussagen zu diesem Potenzial getroffen werden. Im Main steht kein nutzbares Potenzial aus Wasserkraft mehr zur Verfügung.

In der Untersuchungsregion beträgt der Anteil zusätzlicher Stromerzeugung aus Wasserkraft insgesamt etwa 950.000 kWh_{el}/a. In Bezug auf den Stromverbrauch von 1.500 Mio. kWh_{el}/a entspricht dies etwa 0,06 %. Die Wasserkraft stellt für die Region keinen nennenswerten Energiebeitrag zur Verfügung.

Quellenverzeichnis

[Adam, M. (2010)]: Vorlesungspräsentation der FH Düsseldorf, Prof. Dr.-Ing. Mario Adam http://mv.fh-duesseldorf.de/d_pers/Adam_Mario/a_lehre/am_pflicht/am_eee_pr/9_Wasserkraft.pdf

[AEE (2010)]: Agentur für Erneuerbare Energien, www.unendlich-viel-energie.de

[Anfrage 0087-2009]: Antwort auf die Anfrage 0087-2009 der SPD-Fraktion zur Stadtratssitzung am 11.2.2009 „Potenziale regenerativer Energien in Mainz", Stadtverwaltung Mainz, Februar 2009

[Aqua Libre (2010)]: Aqua Libre Energieentwicklungs GmbH, www.aqualibre.at, 20.04.2010

[Bartz (1974)]: Die Mächtigkeit des Quartärs im Oberrheingraben, *Proceedings*, Approaches to Taphrogenesis – an International Rift Symposium held in Karlsruhe April, 13-15, 1972, Stuttgart (1974), 78-87

[BMU (2009)]: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland - Leitszenario 2009, Herausgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, August 2009

[BMU Monitoring (2006)]: Monitoring zur Wirkung des novellierten EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Solarenergie, insbesondere der Photovoltaik-Freiflächen, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2006

[BMU Monitoring (2007)]: Monitoring zur Wirkung des novellierten EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Solarenergie, insbesondere der Photovoltaik-Freiflächen – Ergänzungsbericht, Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2007

[BMU Leitfaden (2007)]: „PV-Leitfaden zur Berücksichtigung von Umweltbelangen", Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2007

[BMWI BMU (2010)]: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 2010

[Brumme (2009)]: Genehmigungsverfahren für tiefengeothermische Anlagen – Bergrecht, Wasserrecht, Baurecht, Immissionsschutzrecht, Naturschutzrecht, Flächen und Wege für Leitungen, Strahlenschutzrecht, www.ra-brumme.de/html/tatigkeit.html

[BV Wind (2010)]: Bundesverband Windenergie e.V., http://www.wind-energie.de/de/technik/windscherung/parkeffekt/, aufgerufen am 06.07.2010

[BV Wind (2010)]: Bundesverband Windenergie e.V., http://www.wind-energie.de/de/themen/repowering/, aufgerufen am 06.07.2010

[CD Solarenergie (2005)]: Photovoltaische Anlagen, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, 2005

[DBFZ (2009)]: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, Deutsches Biomasse Forschungs Zentrum gGmbH:, veröffentlicht vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im März 2009

[DEWI (2009)]: DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut, www.dewi.de

[DGS (2005)]: Photovoltaische Anlagen, Deutsche Gesellschaft für Solarenergie e. V., 2005)

[Dobschütz, von; Reif (2009)]: Finanzierung und Wirtschaftlichkeit von Projekten der Tiefengeothermie, Präsentation, Fachtagung „Klima schützen – Werte schaffen", München

[Doebl; Olbrecht (1974)]: An Isobath Map of the Tertiary Base in the Rhinegraben, Proceedings, Approaches to Taphrogenesis – an International Rift Symposium held in Karlsruhe April, 13-15, 1972, Stuttgart (1974), 71-72

[DMT (2009)]: Deutsche Montan Technologie GmbH (DMT), Vortrag und Persönliche Auskunft

[DWD (2000)]: Deutscher Wetterdienst, www.dwd.de

[Ecostream (2010)]: www.guteantworten-hoherenditen.de, April 2010, Ecostream Deutschland GmbH

[EEG (2009)]: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG), Neufassung vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), gültig ab dem 1. Januar 2009, letzte Änderung Art. 3G am 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542, 2573)

[ELWIS (2010)]: Elektronisches Wasserstraßen-Informationssystem http://www.elwis.de /gewaesserkunde/Wasserstaende, 19.04.2010

[Enercon (2009?)]: http://www.enercon.de/de/_home.htm, 2009

[Ewald (2009)]: Potentielle Genehmigungshemmnisse für Windenergieprojekte in RLP, 2. Windenergietagung RLP, Vortrag Prof. Dr. Ewald, 29.10.2009

[EWI (2010)]: EWI, GWS, Prognos AG: Studie Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln/Osnabrück, 2010

[First Solar (2010)]: http://www.firstsolar.com/de/modules.php), 17.04.2010

[FNR (2007)]: Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., 3. Auflage, 2007

[FM RLP (2006)]: Ministeriales Rundschreiben RLP zur Beurteilung der Zulässigkeit von Windenergieanlagen, Finanzministerium Rheinland Pfalz, 2006

[Frey; Milles (2007)]: Geothermische Stromerzeugung in Landau, BINE Informationsdienst (projektinfo 14/ 7), Karlsruhe

[Fritsche et Al (2008)]: Nutzung tiefer Geothermie in Hessen, Informationsblatt HLUG, Wiesbaden

[Geoportal (2010)]: Wasserwirtschaftsverwaltung Rheinland-Pfalz, www.geoportal-wasser.rlp.de 19.04.2010

[Grimm, I.; Grimm, M. C. (2003)]: Die fossilen Wirbellosen des Mainzer Tertiärbeckens, Teil 1-1 Geologischer Führer durch das Mainzer Tertiärbecken, Mainzer naturw. Archiv, Beiheft 26, Mainz

[Groß-Gerau-Studie (2009)]: Potenzialstudie erneuerbare Energien für den Landkreis Groß-Gerau (Hessen) Schwerpunkt Stromerzeugung, 2009

[GtV (2010)]: Bundesverband Geothermie e. V. http://www.geothermie.de/wissenswelt /glossar-lexikon/k/kalina-cycle.html;09.06.2010

[HKW MZ] Technische Anschlussbedingungen der HKW GmbH Mainz, http://www.fernwaerme-fuer-mainz.de/pdf/tab.pdf 01.04.2011

[HKW MZ 2] http://www.fernwaerme-fuer-mainz.de/unternehmen.php 01.04.2011

[Heil (2009)]: Finanzierung geothermischer Projekte, Herausforderungen aus Sicht des Financiers, Präsentation, Finanzierung von Geothermieprojekten Workshop, München

[Hesselbach et Al (2009)]: Potenziale der Tiefengeothermie und deren Nutzung im hessischen Teil des Oberrheingrabens aus Sicht der HSE AG, Präsentation, 4.Tiefengeothermie-Forums, Darmstadt

[HLUG (2007)]: Geologische Übersichtskarte von Hessen 1: 300 000 (GÜK 300), 5. Auflage, Wiesbaden

[HMULV (2005)] Bericht zu Grunddaten und Modelle zur Biomassenutzung und zum Biomassepotenzial in Hessen, Hessisches Ministerium für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz, 2005

[HMULV (2010)]: Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, http://www.hmuelv.hessen.de/irj/HMULV_Internet?cid= 9ae1b06d5a35c2ff0c7731d8733582c4

[IfaS (2004)]: Studie zur Weiterentwicklung der energetischen Verwertung von Biomasse in Rheinland-Pfalz, Institut für angewandtes Stoffstrommanagement

[IfaS (2008)]: „Biomassemasterplan für die Landeshauptstadt Mainz – Wirtschaftsförderung durch die Strategie zur energetischen Nutzung von Biomasse", Institut für angewandtes Stoffstrommanagement, 2008

[IfaS (2009)]: Projektierung einer Biogasanlage auf dem Gebiet der Landeshauptstadt Mainz, Institut für angewandtes Stoffstrommanagement, November 2009, S. 15

[Ifeu (2008)]: Endbericht - Energiekonzept Mainz 2005-2015, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, www.ifeu.de, 2005

[Juwi (2008)]: Juwi Holding AG: Der Weg zum Energieland Rheinland-Pfalz – 100% Strom aus erneuerbaren Energien bis 2030, Wörrstadt 2008

[Kärcher (2007)]: Hydrogeologische Verhältnisse in Rheinhessen, Mainz

[kfw (2010)]: Kreditanstalt für Wiederaufbau, http://www.kfw-mittelstandsbank.de/DE_Home/ Kredite/Umweltschutz_im_Unternehmen/KfW-Erneuerbare_Energien/index.jsp

[Knevels (2006)]: Rechtliche Rahmenbedingungen, Präsentation, 1.Tiefengeothermie-Forums, Darmstadt

[Kraft (2009)]: „Photovoltaik-Freiflächenanlage – Von der Machbarkeitsstudie zur netzgekoppelten Anlage", Vortrag Karl-Heiz-Kraft - ingenieurgemeinschaft dess + falk GmbH

[KSB AG (2010)]: www.ksb.com,

[LUWG (2005)]: Hydrologischer Atlas Rheinland-Pfalz, Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht, 2005

[LUWG (2008)]: Durchgängigkeit und Wasserkraftnutzung in Rheinland-Pfalz, Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht, Mainz 2008

[Mainz (2010)] http://www.mainz.de/WGAPublisher/online/html/default/ddug-82zcpv.de.html, 28.06.2010

[MLWU (1976)]: Ministerium für Landwirtschaft, Weinbau und Umweltschutz des Landes Rheinland-Pfalz, Abt. Wasserwirtschaft, Wasserwirtschaftlicher Rahmenplan Nahe, Mainz 1976

[MUFV (2009)]: 8. Energiebericht, Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz Rheinland-Pfalz, Mainz 2009

[MUFV (2009a)]: Mit optimierten Standorten mehr Windstrom erzeugen, 2. Windenergietagung RLP, Vortrag Prof. Dr. Keilen, Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz Rheinland-Pfalz, 29.10.2009

[Nitsch (2007)]: „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" – Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050, Untersuchung im Auftrag des BMU, DLR Stuttgart

[Paschen et al (2003)]: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland, Sachstandsbericht für den Deutschen Bundestag, TAB-Arbeitsbericht, 84, Karlsruhe

[PEACE (2010)]: P.E.A.C.E-Power® Water and Wastewater GmbH

[Peters (2007)]: Active tectonics in the Upper Rhine Graben – Integration of paleoseismology, geomorphology and geomechanical modeling, Dissertation, Vrije Universiteit Amsterdam, Amsterdam

[Planungsgemeinschaft (2009)]: Energiesteckbriefe der Planungsgemeinschaft Rheinhessen-Nahe, 2009

[Plumhoff (2010)]: Vorlesung Photovoltaik, Prof. Dr. Plumhoff, FH Bingen

[Prognos (2010)]: Prognos AG: Expertise, Investitionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energien e. V., der Agentur für Erneuerbare Energien und der Hannover Messe, Berlin 2010

[Rheingans (1993)]: Energiepotenziale von Kleinwasserkraftanlagen, Diplomarbeit Fachhochschule Bingen, FB Elektrotechnik, Bingen 1993 (unveröffentlicht

[ROP Rheinhessen-Nahe (2004)]: Regionaler Raumordnungsplan Rheinhessen-Nahe, 2004 - Text

[Rothausen, Sonne (1984)]: Mainzer Becken, Sammlung geologischer Führer, 79, Berlin, Stuttgart

[RWU (2010)]: Rheinwasseruntersuchungsstation Mainz Wiesbaden, http://www.rheinwasseruntersuchungsstation.de/wisenswertes.htm

[Sass (2010)]: Energie der Zukunft – Viele kleine Kraftwerke, FR-Interview von Volker Trunk, FR-online 19.02.2010

[Sass, Bär (2008)]: 3D-Modell der geothermischen Tiefenpotenziale in Hessen – Erste Ergebnisse -, Präsentation, 3. Tiefengeothermie-Forum, Darmstadt

[Schwarz, Becker, Schäfer (2011)] Seismische Leithorizonte im nordöstlichen Saar-Nahe-Becken, Erdöl Erdgas Kohle 01/ 2011, S. 28-34.

[SDB Nürnberg (2010)]: http://www.nuernberg.de/internet/solardaecher/technische_angaben.html, Solardachbörse Nürnberg, 19.04.2010

[SMA (2010)]: Solar Technology AG, www.sma.de

[Sonntag&Partner (2009)]: Workshop Finanzierung von Geothermieprojekten, Vortrag von Sonntag & Partner, Bayern LB, München 2009

[Solarenergie (2010)]: Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V.: http://www.sfv.de/artikel/Potenzial_der_windenergie_an_land.htm, aufgerufen am 06.07.2010

[Tschauder (2009)]: Die bergrechtlichen Verfahren für die Nutzung von Tiefengeothermie – was Kommunen hierzu wissen sollten, Präsentation, Geothermie für Kommunen, Landau

[TU Darmstadt/juwi]: Strategiepapier für den Kreis Groß-Gerau zur Zielerreichung 30 % Erneuerbare Energien bis 2020

[Tübingen (2010)]: http://www.tuebingen-macht-blau.de/dateien/Erlaeuterungen_Solardachboerse.pdf, April 2010

[Umweltamt Mainz (2001)]: Mainzer-Dächer nutzen – Umweltamt der Stadt Mainz, 2001

[Umweltschoner (2010)]: http://www.umweltschoner.de/energie-allgemein/wasserkraft-bis-zu-400-millionen-kilowatt-potenzial-in-rheinland-pfalz.html, 02.05.2010

[VBI (2010)]: Tiefe Geothermie - VBI Leitfaden, Verband Beratender Ingenieure, Berlin

[WaStrGAnlErmV (1968)]: Verordnung zur Übertragung der Ermächtigung zum Erlass von Rechtsverordnungen nach dem Bundeswasserstraßengesetz über die Regelung des Betriebs von Anlagen

[Wilhelm M. (2008)]: „Solarkonzept Mainz - Dachpotenzialstudie für Photovoltaik – und Solarthermieanlagen“, Diplomarbeit, FH Bingen 2008

[WMBW (2009)]: „Wärme unter uns“, Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, 2009

[WSV (2010)]: Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes, www.wsv.de, aufgerufen am 20.04.2010

Abbildungsverzeichnis

Abb. 3-1: Veränderung des weltweiten Energiemixes bis 2100 13
Abb. 3-2: Jährliche Sonneneinstrahlung im Vergleich zum Weltjahresenergieverbrauch 14
Abb. 3-3: Globalstrahlungswerte Deutschland [DWD (2000)] 16
Abb. 3-4: Zelltypen für Photovoltaikmodule [CD Solarenergie (2005)] 19
Abb. 3-5: Indach- und Aufdachmontage bei Schrägdächern 21
Abb. 3-6: Schwerlastverfahren (Quelle: DGS) 22
Abb. 3-7: Verankerung und Befestigung an der Dacheindeckung (Quelle: DGS) 23
Abb. 3-8: Aktion „Sonne sucht Dach" der Stadt Wiesbaden 38
Abb. 3-9: Screenshot Webseite der Mainzer Stiftung für Klimaschutz und Energieeffizienz 43
Abb. 4-1: Veränderung des weltweiten Energiemixes bis 2100 49
Abb. 4-2: Jährliche Sonneneinstrahlung im Vergleich zum Weltjahres-Energieverbrauch 50
Abb. 4-3: Solarpark in Gensingen 53
Abb. 4-4: Zelltypen für Photovoltaikmodule [CD Solarenergie (2005)] 57
Abb. 4-5: Staffelung von PV Modulen auf ebenem Grund [Kraft (2009)] 58
Abb. 4-6: Staffelung von PV Modulen bei Hangneigung [Kraft (2009)] 59
Abb. 4-7: Sonnenhöhenwinkelverlauf eines Jahres [Plumhoff (2010)] 60
Abb. 4-8: Direkt- und Diffusstrahlung im Jahresgang [Plumhoff (2010)] 61
Abb. 4-9: Entwicklung der spez. Investitionskosten nach Zelltechnologie 68
Abb. 4-10: Karte PV-Freiflächenanalyse Stadtgebiet Mainz 84
Abb. 4-11: Finther Flughafen AA 287 87
Abb. 4-12: Parkplätze GVG AA 232 88
Abb. 4-13: First Solar FS-275 98
Abb. 4-14: Wechselrichter SMA SC 800MV 99
Abb. 4-15: Luftbild PV-FFA Nr. 101 103
Abb. 4-16: PV-FFA Nr. 101 104
Abb. 4-17: Luftbild PV-FFA Nr.2 105
Abb. 4-18: PV-FFA Nr.40 106
Abb. 4-19: Luftbild PV-FFA Nr.2 108
Abb. 4-20: PV-FFA Nr. 76 109
Abb. 4-21: Luftbild PV-FFA Nr.2 110
Abb. 4-22: PV-FFA Nr.2 111
Abb. 4-23: Luftbild PV-FFA Nr.10 112
Abb. 5-1: Jährlicher Flächenertrag regenerativer Energieträger 117
Abb. 5-2: Übersicht Standorte Windkraftanlagen im Stadtgebiet Mainz 118

Abb. 5-3: Luftbild Windstandort Ebersheim Nord und Auszug FNP Ebersheim Nord 119
Abb. 5-4: Luftbild Windstandort Ebersheim Süd und Auszug FNP Ebersheim Süd 119
Abb. 5-5: Projektinfo RIO Energie GmbH & Co. KG 120
Abb. 5-6: E-82 [Enercon (2009?)] 123
Abb. 5-7 Stadt Mainz – Restriktionsanalyse Karte IV (Stand März 2010) 135
Abb. 5-8: Übersichtskarte Belegung Windkraftanlagen 136
Abb. 5-9: Belegung der Teilfläche 1 mit Windkraftanlagen 140
Abb. 5-10: Belegung der Teilfläche 2 mit Windkraftanlagen 141
Abb. 5-11: Belegung der Teilfläche 3 mit Windkraftanlagen 143
Abb. 5-12: Belegung der Teilfläche 4 mit Windkraftanlagen 144
Abb. 5-13: Belegung der Teilfläche 5 mit Windkraftanlagen 146
Abb. 5-14: Belegung Teilfläche 6 mit Windkraftanlagen 148
Abb. 5-15: Belegung Teilfläche 7 mit Windkraftanlagen 149
Abb. 5-16: Belegung Teilfläche 8 mit Windkraftanlagen 150
Abb. 5-17: Belegung Fläche 9 151
Abb. 5-18: Standort Laubenheimer Höhe (gelbe Markierung) – Auszug Restriktionskarte .. 154
Abb. 5-19: Auszug Online-Stadtplan Mainz - Standort Laubenheim 155
Abb. 5-20: Standort Winternheimer Berg (Gelbe Markierung) 156
Abb. 5-21 Anlagenkonfiguration des Stadtplanungsamts Mainz (nicht maßstäblich) 157
Abb. 5-22: Mehrertrag bei Anlagen unterschiedlicher Nabenhöhe 160
Abb. 5-23: Luftbild Windstandort Ebersheim Nord und Abb. 5-24: FNP Ebersheim Nord ... 162
Abb. 5-25: Auszug Online-Stadtplan Mainz und Auszug FNP Ebersheim Süd 164
Abb. 6-1: Jährlicher Flächenertrag regenerativer Energieträger 169
Abb. 7-1: Nutzungssystem bei ausreichendem Tiefenwasservorkommen 197
Abb. 7-2: Nutzungssystem bei unzureichendem Tiefenwasservorkommen 198
Abb. 7-3: Schematisierter Projektablauf eines Standardprojekts 199
Abb. 7-4: Genehmigungsrechtliche Bausteine bei einem Tiefengeothermie-Projekt 200
Abb. 7-5: Konzessionsgebiete im Betrachtungsgebiet 204
Abb. 7-6: Bestehende Konzessionsgebiete im Betrachtungsgebiet mit Feldnamen (grün). 206
Abb. 7-7: Das Mainzer Becken und seine tektonische Begrenzung 207
Abb. 7-8: Ausschnitt aus der Geologischen Übersichtskarte 209
Abb. 7-9: Interpolierte Temperaturverteilung und Lokationen von Tiefbohrungen 210
Abb. 7-10: Lage der existierenden seismischen Linien sowie der Bereiche der 212
Abb. 7-11: Finanzierungsbausteine eines Tiefengeothermie-Projekts 215
Abb. 7-12; Zeitliche Abfolge der Projektphasen eines Standardprojekts 217
Abb. 7-13: Zeitlicher Ablauf anhand der Meilensteine des Geothermieprojektes Landau ... 218

Abb. 7-14 stromgeführte serielle Betriebsweise 222
Abb. 7-15 parallele Betriebsweise 223
Abb. 7-16 kombinierte Betriebsweise mit Restwärmenutzung 224
Abb. 7-17 Temperaturen im Fernwärmenetz der Heizkraftwerk Mainz GmbH [HKW MZ] ... 225
Abb. 8-1: Untersuchungsregion 230
Abb. 8-2: Bundeswasserstraßen [WSV (2010)] 231
Abb. 8-3: Lage der Wasserkraftstandorte in RLP (A ≥ 100km², 2006) [LUWG (2008)] 233
Abb. 8-4: Gewässernetz Rheinland-Pfalz (1.-3. Ordnung; Ausschnitt) 234
Abb. 8-5: Gebräuchliche Turbinentypen 237
Abb. 8-6: P.E.A.C.E-Power®-Turbine 238
Abb. 8-7: Stromboje und Flussturbine [Aqua Libre (2010)] 239
Abb. 8-8: Theoretische Leistung Strömungskraftwerk 240
Abb. 8-9: Mittlerer Abfluss der Fließgewässer Rheinland-Pfalz 248
Abb. 8-10: Abflussdauerlinie der Nahe 1946-1989 249
Abb. 9-1: Stromversorgung der Stadt Mainz – Trendszenario 255
Abb. 9-2: Stromversorgung der Stadt Mainz – 20 %-Szenario 257
Abb. 9-3: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Szenario-Windenergie 259
Abb. 9-4: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Szenario - Photovoltaik 261
Abb. 9-5: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Szenario - Geothermie 263
Abb. 9-6: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Szenario - Biomasse 265
Abb. 9-7: Stromversorgung der Stadt Mainz – 30 %-Energie-Mix 268
Abb. 9-8: Anteil der Energieträger an der Regenerativstromerzeugung 269
Abb. 9-9: Leistungszubau der einzelnen Energieträger im Stadtgebiet Mainz 270
Abb. 9-10: Anteil des außerhalb des Stadtgebiets erzeugten Stroms an der Regenerativstromerzeugung für die Stadt Mainz 272

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1: Regenerativstrom-Mix der Landeshauptstadt Mainz 2008 10
Tab. 2-2: Regenerativstrom-Mix des Landkreises Alzey-Worms 2007/2008 11
Tab. 2-3: Regenerativstrom-Mix des Landkreises Mainz-Bingen 2007/2008 11
Tab. 2-4: Regenerativstrom-Mix des Landkreises Groß-Gerau 2007 11
Tab. 3-1: Tabelle Photovoltaiknutzung in Mainz und Umgebung 15
Tab. 3-2: PV-Potenzialflächen der Mainzer Stadtteile 29
Tab. 3-3: Annahme Flächenbedarf 31
Tab. 3-4: PV-Dachflächenpotenzial RIO Energie GmbH & Co. KG 31
Tab. 3-5: Ermittlung Solarstrom-Jahresertrag Dachfläche 34
Tab. 3-6: Infoabende PV 44
Tab. 4-1: Photovoltaiknutzung in Mainz und Umgebung 52
Tab. 4-2: Diffuslichtanteil bei verschiedenen Witterungen [Plumhoff (2010)] 60
Tab. 4-3: Mittlere spez. Flächen der Aufstellvarianten bei 63
Tab. 4-4: Kennwerte der Technikvarianten [BMU Monitoring (2006)] 67
Tab. 4-5: Ertragsbezogene spezifische Investitionskosten [BMU Monitoring (2007)] 69
Tab. 4-6: Mögliche Wirkfaktoren von PV-Freiflächenanlagen [BMU Leitfaden (2007)] 72
Tab. 4-7: Eigenschaften Referenzfläche 89
Tab. 4-8: Auszug Flächenbewertung 93
Tab. 4-9: Rangfolge der ausgewerteten potentiellen Flächen 94
Tab. 4-10: Herstellerkenndaten Dünnschichtmodule 98
Tab. 4-11: Herstellerkenndaten Wechselrichter 99
Tab. 4-12: Aufstellung der technischen Minderungsfaktoren 101
Tab. 4-13: Berechnung Modulanzahl PV-FFA 101 104
Tab. 4-14: Ergebnisse Ertragsprognose PV-FFA Nr. 101 104
Tab. 4-15: Berechnung Modulanzahl Dünnschicht 106
Tab. 4-16: Ergebnisse Ertragsprognose PV-FFA Nr. 40 106
Tab. 4-17: Berechnung Modulanzahl PV-FFA Nr. 76 108
Tab. 4-18: Ergebnisse Ertragsprognose PV-FFA Nr. 76 109
Tab. 4-19: Berechnung Modulanzahl PV-FFA Nr. 2 111
Tab. 4-20: Ergebnisse Ertragsprognose PV-FFA Nr.2 111
Tab. 4-21: Berechnung Modulanzahl PV-FFA Nr. 10 113
Tab. 4-22: Ergebnisse Ertragsprognose PV-FFA Nr.10 113
Tab. 4-23: Reihenfolge Wirtschaftlichkeit der potentiellen PV-FFA 114
Tab. 5-1: Auszug aus Referenzliste der Firma G.A.I.A./Rheinwind GmbH 120
Tab. 5-2: Technische Daten der Windkraftanlagen 123

Tab. 5-3: Flächenbedarf Windkraftanlagen 124
Tab. 5-4: Kennwerte Windkraftanlagen 124
Tab. 5-5: Bekannte Restriktionen des Umweltamts der Stadt Mainz 127
Tab. 5-6: Restriktionsgebiete Windenergie [FM RLP (2006)] 130
Tab. 5-7: Abstände nach Empfehlung des Ministerialen Rundschreibens 131
Tab. 5-8: Mindestabstände aufgrund der Lärmemission von Windenergieanlagen nach LUWG Rheinland-Pfalz [FM RLP (2006)] 132
Tab. 5-9: Rechtliche Regelungen bezüglich der Genehmigung von Windenergieanlagen .. 133
Tab. 5-10: Vollbenutzungsstunden (Vbh) der WKA in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit (Vave) 138
Tab. 5-11: Referenzwerte der E-82 in Ebersheim Nord 138
Tab. 5-12: Detaillierte Ertragsberechnungen der Enercon GmbH für E-101 139
Tab. 5-13: Ertragsabschätzung der 2010 in Betrieb gehenden E-82 am Standort Wörrstadt 139
Tab. 5-14: Ertragsabschätzung der juwi AG für eine E-82im Rahmen des Konzepts „30 + x – Ein Energiekonzept für die Stadt Mainz und Umgebung“ 139
Tab. 5-15: Abstände Teilfläche 1 140
Tab. 5-16: Ertragsabschätzung Teilfläche 1 141
Tab. 5-17: Abstände Teilfläche 2 142
Tab. 5-18: Ertragsabschätzung Teilfläche 2 142
Tab. 5-19: Abstände Teilfläche 3 143
Tab. 5-20: Ertragsabschätzung Teilfläche 3 144
Tab. 5-21: Abstände Teilfläche 4 145
Tab. 5-22: Ertragsabschätzung Teilfläche 4 145
Tab. 5-23: Abstände Teilfläche 5 146
Tab. 5-24: Ertragsabschätzung Teilfläche 5 147
Tab. 5-25: Abstände Teilfläche 6 148
Tab. 5-26: Ertragsabschätzung Fläche 6 148
Tab. 5-27: Abstände Teilfläche 7 149
Tab. 5-28: Ertragsabschätzung Teilfläche 7 150
Tab. 5-29: Abstände Teilfläche 8 151
Tab. 5-30: Ertragsabschätzung Teilfläche 8 151
Tab. 5-31: Abstände 152
Tab. 5-32: Ertragsabschätzung 152
Tab. 5-33: Überblick Erzeugungspotenzial Windkraftanlagen 153
Tab. 5-34: Repowering Szenarien Ebersheim Süd 164
Tab. 5-35: Stand der Windenergienutzung in den Landkreisen 165

Tab. 5-36: Potenziale Windenergie Landkreis Groß-Gerau 167
Tab. 6-1: Stromerzeugung aus Biomasse in der Stadt Mainz 2006-2008 [Planungsgemeinschaft 2008, 2009, 2010)] 171
Tab. 6-2: Stromerzeugung aus Deponiegas in der Stadt Mainz 2006-2008 [Planungsgemeinschaft 2008, 2009, 2010)] 171
Tab. 6-3: Stromerzeugung aus Biomasse inkl. Deponie-/Klärgas in der Region um Mainz. 172
Tab. 6-4: Biomassepotenziale aus Ackerbau und Grünlandbewirtschaftung 175
Tab. 6-5: Übersicht der Biomassepotenziale der Stadt Mainz 177
Tab. 6-6: Potenzial aus Rodematerial von Obst- und Rebflächen 181
Tab. 6-7: Kurzfristig mobilisierbares Biomassepotenzial für Biogasanlage 182
Tab. 6-8: Ertrags- und Energieparameter zur Abschätzung des Biomassepotenzials 185
Tab. 6-9: Kennwerte zur Bestimmung des verfügbaren Potenzials 186
Tab. 6-10: Verfügbares Potenzial des Bereichs Holz 190
Tab. 6-11: Verfügbares Potenzial des Bereichs Ackerbau 190
Tab. 6-12: Verfügbares Potenzial des Bereichs Gründland/Reststoffe 190
Tab. 6-13: Biomassepotenzial für Biogasanlagen im LK Groß-Gerau 191
Tab. 6-14: Biomassepotenzial zur Verbrennung 192
Tab. 7-1: Übersicht der Konzessionsfelder mit Eckdaten 205
Tab. 7-2 Kurzübersicht umgesetzte Geothermiekraftwerke in Deutschland und Frankreich 227
Tab. 8-1: Potenzial Wasserkraft 232
Tab. 8-2: Vergütung nach dem [EEG (2009)] 236
Tab. 8-3: Wasserkraftanlagen an der unteren Nahe (in Betrieb 1972) 241
Tab. 8-4: Niederschlagsgebiet der Nahe 250