



Potenzialstudie Warmes Grubenwasser

LANUV-Fachbericht 90

Potenzialstudie Warmes Grubenwasser

LANUV-Fachbericht 90

Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen
Recklinghausen 2018

IMPRESSUM

Herausgeber Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz
Nordrhein-Westfalen (LANUV)
Leibnizstraße 10, 45659 Recklinghausen
Telefon 02361 305-0
Telefax 02361 305-3215
E-Mail: poststelle@lanuv.nrw.de

Dieser Fachbericht basiert auf dem Abschlussbericht einer Studie, die im Auftrag des Landesamtes für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV) in Abstimmung mit dem Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE) erstellt wurde.

Projektbearbeitung Prof. Dr. Rolf Bracke, Gregor Bussmann, Timm Eicker, Roman Ignacy, Felix Jagert
(Internationales Geothermiezentrum, Hochschule Bochum),
Christian Danowski-Buhren, Prof. Dr. Benno Schmidt (Fachbereich Geodäsie, Hochschule Bochum)

Fachredaktion Antje Kruse, Nils Dering, Klaus Vogel (LANUV)

Karten Land NRW (2018), Datenlizenz Deutschland - Namensnennung - Version 2.0
(www.govdata.de/dl-de/by-2-0)

Titelbild iStock / VanReeel

ISSN 1864-3930 (Print), 2197-7690 (Internet), LANUV-Fachbericht

Informationsdienste Informationen und Daten aus NRW zu Natur, Umwelt und Verbraucherschutz unter
• www.lanuv.nrw.de
Aktuelle Luftqualitätswerte zusätzlich im
• WDR-Videotext

Bereitschaftsdienst Nachrichtenbereitschaftszentrale des LANUV
(24-Std.-Dienst) Telefon 0201 714488

Nachdruck – auch auszugsweise – ist nur unter Quellenangaben und Überlassung von Belegexemplaren nach vorheriger Zustimmung des Herausgebers gestattet. Die Verwendung für Werbezwecke ist grundsätzlich untersagt.

Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

mit der Energiewende rückt auch die Wärmewende immer mehr in den Fokus. Der Wärmemarkt bietet durch den Einsatz erneuerbarer Energien und der Nutzung besonders energieeffizienter Technologien sowie durch Energieeinsparung große Potenziale zur Reduktion von Treibhausgasemissionen.

NRW hat als Energie- und Industrieland mit hoher Bevölkerungsdichte hier eine besondere Verantwortung. Derzeit erfolgt die Wärmeversorgung der Gebäude in NRW vor allem durch fossile Energieträger. Der 2015 veröffentlichte LANUV-Fachbericht zu den Potenzialen der oberflächennahen Geothermie weist ein sehr hohes Ausbaupotenzial auf diesem Gebiet aus und verdeutlicht, dass die Transformation auf erneuerbare und effiziente Energieformen Schritt für Schritt gelingen kann.

Da auch die Nutzung von Erdwärme, z.B. aus dem Grubenwasser stillgelegter Bergwerke, einen Beitrag zur Wärmeversorgung liefern kann, hat das Ministerium für Wirtschaft, Digitalisierung und Energie des Landes NRW das LANUV mit der Ermittlung der Potenziale des warmen Grubenwassers in NRW beauftragt.

Die nun fertig gestellte Potenzialstudie Warmes Grubenwasser zeigt, dass dort, wo Grubenwasser durch Wasserhaltungs- bzw. Sümpfungsmaßnahmen anfällt, hohe technische Potenziale bestehen, deren Nutzung ein wichtiger Baustein für eine erfolgreiche Wärmewende in NRW sein kann.

Die Ergebnisse der Studie fließen in das Wärmekataster des Energieatlas NRW ein und liefern somit eine wichtige Datengrundlage für das Gelingen der Wärmewende in NRW.

Ich bedanke mich bei allen Beteiligten, die zur Erstellung dieser Studie mit ihrem Fachwissen beigetragen haben, und wünsche eine informative Lektüre.

Ihr



Dr. Thomas Delschen

Präsident des Landesamtes für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz
Nordrhein-Westfalen

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis	9
Abkürzungsverzeichnis	10
Zusammenfassung	11
1 Veranlassung und Aufgabenstellung	14
1.1 Veranlassung und Ziel	14
1.2 Warmes Grubenwasser	14
1.3 Allgemeine Vorgehensweise	15
2 Status quo der thermischen Grubenwassernutzung	16
2.1 Technische Möglichkeiten der Grubenwassernutzung	16
2.2 Bestehende und geplante Grubenwasserprojekte	17
3 Nutzungsvarianten und Datenermittlung	22
3.1 Überblick über die bergbaulichen Aktivitäten in NRW	22
3.2 Wasserhaltung des Steinkohlebergbaus	23
3.2.1 Wasserhaltung und Hydrochemie im Tiefbergbau	23
3.2.2 Wasserhaltungskonzept der RAG als Teil der Ewigkeitslasten	25
3.2.3 Datenermittlung zu den Wasserhaltungen der RAG bis 2050	28
3.3 Thermisch nutzbare Schächte des Steinkohlebergbaus	30
3.3.1 Thermische Nachnutzungsvarianten der Schachtbauwerke	31
3.3.2 Datenermittlung zu den Schachtbauwerken des Steinkohlebergbaus	33
3.4 Braunkohletagebau	38
3.4.1 Überblick über das Rheinische Braunkohlerevier	38
3.4.2 Datenermittlung zu dem Braunkohletagebau	40
3.5 Erz- und Schieferbergbau	43
3.6 Stollenausflüsse im südlichen Ruhrgebiet	45
4 Ermittlung des theoretischen Potenzials	46
4.1 Wasserhaltungen und Sümpfungsmaßnahmen	46
4.2 Berechnung des theoretischen Potenzials der Schächte	49
4.2.1 Variante 1: Erdwärmesonde innerhalb der Verfüllsäule	50
4.2.2 Variante 2: Sonde / Rohrwärmetauscher in der Wassersäule	53
5 Ermittlung potenzieller Wärmesenken	56
5.1 Gebäude	56
5.1.1 Ermittlung des Wärmebedarfes	56
5.1.2 Anpassungsfaktor Wärmebedarf	57
5.2 Fernwärmenetze	60
5.3 Vor-Ort-Analyse	62
6 Berechnung des technischen Potenzials	65
6.1 Anlagenkonzept Wasserhaltungsmaßnahmen	65
6.1.1 Allgemeiner Aufbau und gewählte Annahmen	65
6.1.2 Einsatz von Wärmepumpen	66
6.1.3 Jahresdauerlinie	67
6.1.4 Wärmenetzparameter	69

6.2	Berechnete technische Potenziale	73
6.2.1	Technische Potenziale der Wasserhaltungen	73
6.2.2	Technisches Potenzial der Schächte	75
6.2.3	Technisches Gesamtpotenzial	76
6.3	Hot-Spot-Analyse der Wasserhaltungsstandorte	77
6.3.1	Beschreibung des GIS-basierten Algorithmus.....	77
6.3.2	Beispielhafte Darstellung des GIS-Algorithmus.....	78
6.3.3	Ergebnisse der Hot-Spot-Analyse.....	82
6.3.4	Gesamtergebnis Wasserhaltungsstandorte	97
6.4	CO ₂ -Reduktionspotenzial	99
7	Einschätzung der Ergebnisse	102
	Literatur	105
	Anhänge.....	112
	Anhang 1: Steckbriefe zu den vorhandenen Grubenwasserprojekten in NRW und Heerlen	113
	Anhang 2: Potenzialkarten Wasserhaltung	117
	Anhang 3: CO ₂ -Reduktionspotenzial der Wasserhaltungsstandorte	154

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Darstellung der Varianten zur Nutzung des Grubenwassers (eigene Darstellung).....	17
Abbildung 2:	Projektstandorte Grubenwassernutzung in NRW und Heerlen (geändert nach Bezirksregierung Arnsberg, 2018)	21
Abbildung 3:	Grubenwasserhaltung im Ruhrrevier (RAG, 2015)	24
Abbildung 4:	Wasserprovinzen und derzeitige Grubenwasserhaltungsstandorte der RAG in NRW (RAG, 2015). PH = Prosper-Haniel; AV = Auguste Victoria (seit 31.12.2015 nicht mehr in Betrieb); IB = Ibbenbüren	25
Abbildung 5:	Geplante Wasserhaltung Ruhr und Ibbenbüren im Jahr 2022 (RAG, 2015).....	26
Abbildung 6:	Varianten zur thermischen Erschließung von Schachtbauwerken	31
Abbildung 7:	Lageplan der ausgewählten Schachtstandorte	36
Abbildung 8:	Nutzung Wassersäulen ab Bezugsjahr 2020	37
Abbildung 9:	Schema der Sumpfungmaßnahmen im rheinischen Revier (RWE Power AG, 2016).....	38
Abbildung 10:	Tagebau Inden (RWE Power AG, 2016).....	39
Abbildung 11:	Tagebau Garzweiler (RWE Power AG, 2016).....	39
Abbildung 12:	Tagebau Hambach (RWE Power AG, 2016)	40
Abbildung 13:	Übersicht der Erzbergwerke (rote Punkte) in Nordrhein-Westfalen (Kartenquelle: Geologischer Dienst NRW, 2016).....	43
Abbildung 14:	Einfluss der Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials des Schachtes auf die mögliche Entzugsleistung	50
Abbildung 15:	Monatliche Wärmeverteilung für Schacht und Wärmepumpe (Grundlast) und zusätzlichen Wärmerzeuger (Spitzenlast) (LANUV, 2015).....	51
Abbildung 16:	Theoretische Potenziale für Variante 1 EWS im Schacht	52
Abbildung 17:	Temperaturprofil Eduard-Schacht, Alsdorf (EBV)	54
Abbildung 18:	Theoretische Potenziale für Szenario 2 Tauscher in Wassersäule	55
Abbildung 19:	Ermittlung der COP für die Wasserhaltungsstandorte	67
Abbildung 20:	Genormte Jahresdauerlinie für alle Wasserhaltungsstandorte	68
Abbildung 21:	Energieanteile am Standort Robert Müser.....	69
Abbildung 22:	Ermittlung des technischen Grubenwasserpotenzials.....	73
Abbildung 23:	Technisches Potenzial der Wasserhaltungen und Schächte in NRW im Jahr 2035	77
Abbildung 24:	Einzugsbereich um Grubenwasserhaltung	79

Abbildung 25:	Aggregation der Gebäudedaten	79
Abbildung 26:	Filterung der Rasterzellen anhand der Gütegrenze	80
Abbildung 27:	Zusammenhängend Gebiete aus Rasterzellen anhand gemeinsamer Kanten	80
Abbildung 28:	Filtern der Gebiete anhand des Gütefaktors	81
Abbildung 29:	Bilden des Einzugsbereichs für die nächste Iteration durch Vereinigung des erhöhten Einzugsradius mit einem Puffer um die bereits ermittelten Wärmesenken.....	82
Abbildung 30:	Wärmesenken Standort Heinrich - Szenario 2035	84
Abbildung 31:	Wärmesenken Standort Haus Aden - Szenario 2035	85
Abbildung 32:	Wärmesenken Standort Friedlicher Nachbar - Szenario 2035	86
Abbildung 33:	Wärmesenken Standort Robert Müser - Szenario 2035.....	87
Abbildung 34:	Wärmesenken Standort Walsum - Szenario 2035.....	88
Abbildung 35:	Wärmesenken Standort Lohberg - Szenario 2035.....	89
Abbildung 36:	Wärmesenken Standort Ostfeld - Szenario 2035.....	90
Abbildung 37:	Wärmesenken Standort Westfeld - Szenario 2035	91
Abbildung 38:	Wärmesenken Standort Meggen - Szenario 2035	92
Abbildung 39:	Wärmesenken Standort Garzweiler - Szenario 2035	93
Abbildung 40:	Wärmesenken Standort Hambach - Szenario 2035.....	95

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Darstellung nationaler und ausgewählter internationaler Projekte	18
Tabelle 2: Übersicht über die Bergbauregionen in NRW	22
Tabelle 3: Daten zu den Wasserhaltungen der RAG (2016 – 2050).....	28
Tabelle 4: Rahmendaten der ausgewerteten Schächte des Steinkohlebergbaus	34
Tabelle 5: Vereinfachte Datendarstellung zu den Sumpfangsmaßnahmen der RWE Power AG.....	41
Tabelle 6: Aufteilung in Teilströme in den Abbaubereichen Garzweiler und Hambach	42
Tabelle 7: Parameter Schwefelkiesbergwerk Meggen	44
Tabelle 8: Theoretische Leistungs- und Energiepotenziale der Wasserhaltungsstationen	47
Tabelle 9: Eingabestandards für das Wärmeträgermedium Wasser.....	49
Tabelle 10: Gesamtübersicht theoretische Potenziale für Variante 1	53
Tabelle 11: Gesamtübersicht theoretisches Potenzial für Variante 2	55
Tabelle 12: APF _W - Überblick der Annahmen und APF's für 2020, 2035, 2050.....	59
Tabelle 13: Vergleich der Anpassungsfaktoren Wärmebedarf für verschiedene Studien.....	60
Tabelle 14: Betreiber der Fernwärmenetze im Bereich der Wasserhaltungsstandorte	61
Tabelle 15: Volllaststunden der einzelnen Anlagenkomponenten.....	68
Tabelle 16: Gesamtanpassungsfaktor APF _G für 2020, 2035, 2050 (Bezugsjahr 2012)	71
Tabelle 17: Technische Potenziale der Wasserhaltungen	74
Tabelle 18: Gesamtübersicht technische Potenziale für Variante 1 und 2.....	76
Tabelle 19: Technisches Gesamtpotenzial.....	76
Tabelle 20: Übersicht über die Szenarien am Standort Heinrich	84
Tabelle 21: Übersicht über die Szenarien am Standort Haus Aden.....	85
Tabelle 22: Übersicht über die Szenarien am Standort Friedlicher Nachbar	86
Tabelle 23: Übersicht über die Szenarien am Standort Robert Müser.....	87
Tabelle 24: Übersicht über die Szenarien am Standort Walsum.....	88
Tabelle 25: Übersicht über die Szenarien am Standort Lohberg	89
Tabelle 26: Übersicht über die Szenarien am Standort Ostfeld	90
Tabelle 27: Übersicht über die Szenarien am Standort Westfeld.....	91
Tabelle 28: Übersicht über die Szenarien am Standort Meggen.....	92
Tabelle 29: Übersicht über die Szenarien am Standort Garzweiler	94
Tabelle 30: Übersicht über die Szenarien am Standort Hambach	96
Tabelle 31: Abnehmbare technische Potenziale der Wasserhaltungen	97
Tabelle 32: Brennstoffbezogene CO ₂ -Emissionsfaktoren	99
Tabelle 33: CO ₂ -Reduktionspotenzial aller Grubenwasserhaltungsstandorte	100
Tabelle 34: CO ₂ -Reduktionspotenzial der Schachtstandorte	101

Abkürzungsverzeichnis

APF	Anpassungsfaktor
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of Performance
DIN	Deutsches Institut für Normung
DN	Nennweite
EED	Earth Energy Designer (Simulationsprogramm)
ELF	Elektrische Leitfähigkeit
EnEV	Energieeinsparverordnung
EWS	Erdwärmesonde
FME	Feature Manipulation Engine
GIS	Geo-Informationssystem
GLF	Gleichzeitigkeitsfaktor
GOK	Geländeoberkante
GW	Grubenwasser
GZB	Internationales Geothermiezentrum
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
JDL	Jahresdauerlinie
LANUV	Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW
LoD	Level of Detail
NHN	Normalhöhennull
NRW	Nordrhein-Westfalen
NT	Niedertemperatur
PE	Polyethylen
PN	Nenndruck
RAG	RAG Aktiengesellschaft
RP	Rheinland-Pfalz
SN	Sachsen
SW	Sümpfungswasser
TDS	Total dissolved solids
UK	United Kingdom
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VLS	Volllaststunden
WLF	Wärmeleitfähigkeit
WP	Wärmepumpe
WT	Wärmetauscher
ZWH	Zentrale Wasserhaltungsstation

Zusammenfassung

Die vorliegende Potenzialstudie Warmes Grubenwasser NRW zeigt die regionalen Wärmepotenziale des warmen Gruben- und Sumpfungswassers ehemaliger und noch in Betrieb befindlicher Bergbauinfrastruktur im Land NRW. Die Ermittlung der Potenziale beschränkt sich auf Gebiete in denen das warme Gruben- und Sumpfungswasser anfällt oder durch eine vorhandene Infrastruktur bereits zugänglich ist. In Nordrhein-Westfalen betrifft dies den stillgelegten Steinkohlebergbau durch Wasserhaltungsanlagen und ehemaliger Schächte sowie den Braunkohletagebau und den stillgelegten Erz- / Schieferbergbau.

Im Rahmen der Studie wurden potenziell geeignete Standorte zur Nutzung des warmen Gruben- und Sumpfungswassers einer Einzelfallbetrachtung unterzogen und jeweils die entsprechenden theoretischen und technisch nutzbaren Energiepotenziale berechnet. Dafür wurden an den einzelnen Standorten potenzielle Wärmesenken ermittelt und die vorhandenen Wärmeabnehmer im Hinblick auf deren Potenzial analysiert, den energetischen Ertrag des warmen Gruben- bzw. Sumpfungswassers bestmöglich zu nutzen. Aufgrund der sich ändernden Verhältnisse im Dargebot und der sich ändernden Abnehmerpotenziale, wurden die energetischen Potenziale für die drei verschiedenen Bezugsjahre 2020, 2035 und 2050 ermittelt.

Um zunächst einen Überblick zum Thema zu geben, wurden die technischen Möglichkeiten zur energetischen Nutzung des Gruben- und Sumpfungswassers aufgezeigt sowie der Status Quo von Projekten in diesem Bereich dargelegt. Dabei zeigte sich, dass es in NRW schon mehrere Projekte zur Wärmenutzung oder Wärmespeicherung gibt, die in diesem Bericht übersichtsweise dargestellt werden.

In einem zweiten Schritt wurde eine umfangreiche Datenerhebung bei den Bergwerkseigentümern und Rechtsnachfolgern durchgeführt, auf deren Grundlage geeignete Standorte ausgewählt und das theoretische thermische Potenzial ermittelt wurde. Hierbei wurden insgesamt 11 Standorte identifiziert, an denen im Betrachtungszeitraum der Studie Wasserhaltungen bzw. Sumpfungsmaßnahmen vorgesehen sind und die aufgrund der vor Ort herrschenden Rahmenbedingungen für eine energetische Nutzung des Gruben- und Sumpfungswassers geeignet erschienen. Es handelt sich dabei um acht Wasserhaltungen des Steinkohlebergbaus (sechs im Ruhrgebiet und zwei im Ibbenbürener Revier), die Sumpfungsmaßnahmen der Tagebaue Hambach und Garzweiler sowie der Wasserauslauf aus dem ehemaligen Erzbergwerk Meggen. Ausgehend von den ermittelten Volumenströmen, Temperaturen, Wärmekapazitäten und Dichten des Gruben- bzw. Sumpfungswassers, wurde das theoretische Wärmeenergiepotenzial für die Wasserhaltungsstandorte ermittelt. Für das Bezugsjahr 2035 ergibt sich hierbei eine theoretische Wärmeenergiemenge von 8.900 GWh/a. Einen großen Anteil am Potenzial machen dabei die beiden Tagebaue Garzweiler und Hambach aus. Für den Steinkohlebergbau und den Erz- / Schieferbergbau liegt das theoretische Potenzial bei 2.186 GWh/a.

Darüber hinaus wurden Daten zu insgesamt 160 Bergwerksschächten aus dem Steinkohlebergbau ausgewertet und geprüft, inwieweit eine Nutzung über den Einbau einer Erdwärmesonde innerhalb vorhandener Leitungen in der Verfüllsäule (Variante 1) oder einer Sonde / Rohrwärmetauscher im Grubenwasser unterhalb der Verfüllsäule (Variante 2) möglich ist. Hierbei konnten für das Bezugsjahr 2020 insgesamt 63 Schachtstandorte ermittelt werden. Wegfallende Konkurrenznutzungen (z.B. Grubengas), nach 2020 durchgeführte Verfüllmaßnahmen und zukünftige zu erwartende Wasseranstiege führen dazu, dass für die Bezugsjahre 2035/50 die Zahl der nutzbaren Schachtstandorte auf insge-

samt 123 ansteigt, wobei der Großteil von 112 Standorten im Ruhrrevier liegt. Zur Bestimmung des theoretischen Potenzials der Schächte der Steinkohlereviere, wurden Simulationsrechnungen für beide Nutzungsvarianten durchgeführt und die jeweils zu bevorzugende Variante ausgewiesen.

Anschließend wurden die vorhandenen Wärmeabnehmer im Hinblick auf deren Senkenpotenzial analysiert. Für die 11 Wasserhaltungsstandorte wurden entsprechende Detailbetrachtungen potenzieller Wärmesenken im großräumigen Umfeld durchgeführt, wobei jeweils die vorhandenen Gebäude, die geplanten Neubaugebiete, die gewerblichen und kommunalen Niedertemperaturnutzungen sowie die bestehenden Fernwärmenetze analysiert wurden. Da zukünftig von einem abnehmenden Wärmebedarf aufgrund energetischer Ertüchtigungen, dem Abriss und Neubau, dem demographischen Wandel und dem anthropogenen Klimawandel auszugehen ist, wurde ein entsprechender zeitabhängiger Anpassungsfaktor ermittelt, der für das Bezugsjahr 2020 bei 0,91 und für das Bezugsjahr 2050 bei 0,59 liegt.

Für eine energetische Nutzung ist aufgrund des geringen Temperaturniveaus der Gruben- und Sumpfungswässer im Bereich von 13 °C – 35 °C der Aufbau von Niedertemperatur-Netzen mit Vorlauftemperaturen von 50 °C anzustreben, mit denen es möglich ist, den Raumwärmebedarf für energetisch sanierte Gebäude und Neubauten bereitzustellen. Die bestehenden Fernwärmenetze stellen für das Bezugsjahr 2020 ein Ausschlusskriterium dar, da diese nicht für das Temperaturniveau ausgelegt sind. Es wird jedoch in dieser Studie davon ausgegangen, dass spätestens ab dem Bezugsjahr 2035 die Bestandsnetze ersetzt oder ertüchtigt werden, da die Klimaschutzziele eine übergeordnete Rolle spielen.

In einem weiteren Arbeitsschritt wurden die technischen und theoretisch nutzbaren Wärmepotenziale der Wasserhaltungen und der Schachtnutzungen ermittelt. Das technische Potenzial berücksichtigt neben dem theoretischen Potenzial der Wärmequellen und Wärmesenken, auch die notwendige technische Erschließung der Quellen. Hierzu zählen insbesondere der Einsatz von Wärmepumpen zur Erhöhung des Temperaturniveaus, der Einsatz von zusätzlichen Spitzenlasterzeugern sowie Leitungsverluste in den Wärmenetzen. Die Verschneidung des theoretischen Potenzials unter Berücksichtigung der technischen Erschließung mit den ermittelten Wärmesenken ergibt das technische Potenzial. Für alle Wasserhaltungsstandorte wurde dabei ein einheitliches Heizlastszenario zugrunde gelegt, wobei der Grundlastanteil (Gruben- bzw. Sumpfungswasserenergie inkl. Wärmepumpe) 90 % und der Spitzenlastanteil (zusätzlicher Wärmeerzeuger) 10 % der Gesamtwärmemenge darstellt.

Das errechnete technische Gesamtpotenzial der elf Wasserhaltungsstandorte liegt im Bezugsjahr 2035 bei 6.059 GWh/a. Den dominierenden Anteil am Potenzial haben dabei die beiden Tagebaue. Für den Steinkohlebergbau und den Erz- / Schieferbergbau liegt das technische Potenzial im Bezugsjahr 2035 bei 1.454 GWh/a. Für die untersuchten Schachtstandorte wurde aufgrund der Vielzahl der Standorte und den jeweils sehr geringen Leistungen, keine Verschneidung mit konkreten Wärmesenken im Umfeld der Standorte durchgeführt. Hier wurde bei der Berechnung des technischen Potenzials von pauschalisierten Grundlast-Abnehmerszenarien ausgegangen, da davon ausgegangen wird, dass im Umfeld einer Quelle das theoretische Potenzial voll abgenommen werden kann. So konnte ein technisches Gesamtpotenzial von 82,5 GWh/a für das Bezugsjahr 2035 ermittelt werden.

Zuletzt wurden mittels eines GIS-basierten Algorithmus die nächstmöglichen und wirtschaftlich am besten zu erschließenden Wärmesenken in der Umgebung der Wasserhaltungsstandorte ermittelt.

Ziel war es, den jeweiligen Einzugsbereich so zu wählen, dass das gesamte Energiepotenzial der Quelle vollständig abgeschöpft werden kann. Bei einem zu hohen Potenzial ist es möglich, dass die bereitstellbare Energiemenge nicht vollständig innerhalb eines definierten maximalen Radius abgenommen werden kann. Durch eine mehrstufige Filterung verbleiben dabei in einem iterativen Prozess mit einem wachsenden Einzugsbereich nur solche Wärmesenken, deren Versorgung unter wirtschaftlichen Aspekten sinnvoll erscheint. Der GIS-basierte Algorithmus wurde für alle elf Wasserhaltungsstandorte, jeweils für die drei Bezugsjahre 2020, 2035 sowie 2050 (ausgenommen Hambach und Garzweiler) angewendet, wobei die entsprechenden zeitabhängigen Anpassungsfaktoren berücksichtigt wurden und für das Bezugsjahr 2020 Gebiete mit Bestandsfernwärmenetzen als Ausschlussflächen berücksichtigt wurden. Mittels dieser Verschneidung konnte nachgewiesen werden, dass bis auf die Standorte Hambach und Lohberg, an allen anderen Wasserhaltungsstandorten das technische Potenzial der Quelle zu 100 % im Umfeld über Niedertemperatur-Wärmenetze abgenommen werden kann. So ergibt sich für die Wasserhaltungsstandorte im Bezugsjahr 2035 eine Wärmeenergiemenge von 2.745 GWh/a, die im Umkreis um die Standorte durch vorhandene Wärmesenken abgenommen werden kann. Hiervon entfällt wiederum mehr als die Hälfte des Potenzials auf die beiden Tagebaue Garzweiler und Hambach, so dass sich für den betrachteten Steinkohlebergbau und den Erz- / Schieferbergbau, ein technisches Potenzial des warmen Grubenwassers von 1.227 GWh/a ergibt. Dies entspricht dem Wärmebedarf von ca. 150.000 bzw. ca. 70.000 Einfamilienhaushalten im Jahr.

Die Berechnung des Potenzials des warmen Gruben- und Sumpfungswassers basiert auf unterschiedlichen Datengrundlagen, Annahmen und Pauschalisierungen. Bei kommenden Projekten ist eine Einzelfallbetrachtung demnach immer unumgänglich. Jedoch bleibt als Ergebnis der Potenzialstudie festzuhalten, dass signifikante Potenziale des warmen Gruben- bzw. Sumpfungswassers ehemaliger und noch in Betrieb befindlicher Bergbauinfrastruktur zur Versorgung von größeren Siedlungsgebieten in NRW, insbesondere im Ruhrrevier, existieren. Zudem wurde im Rahmen der Studie nachgewiesen, dass eine Nutzung dieser Ressource technisch umsetzbar ist. Letzteres wird auch bestätigt durch bereits realisierte Projekte wie in Bochum (Robert Müser) oder in Bergheim (Tagebau Hambach) sowie geplante Projekte wie z.B. die „Wasserstadt Aden“. Mit den hier vorgelegten Ergebnissen, bildet die vorliegende Potenzialstudie eine Basis für den zukünftigen Ausbau der Gruben- und Sumpfungswassernutzung in NRW. Über die bereitgestellten standortspezifischen Detailinformationen und konzeptionellen Ansätze, liefert die Potenzialstudie Warmes Grubenwasser sowohl für Kommunen, Kreise und Bezirksregierungen als auch für Investoren, Planer und Energieversorger eine Datengrundlage für kommende Energieversorgungskonzepte in den aufgezeigten Regionen.

1 Veranlassung und Aufgabenstellung

1.1 Veranlassung und Ziel

Das Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz (LANUV) führt derzeit Potenzialstudien zur Energiewende in Nordrhein-Westfalen durch. Durch fundierte Analysen sollen der aktuelle Bestand an erneuerbaren und effizienten Energien sowie umweltverträgliche Potenziale in den Bereichen Wind, Sonne, Biomasse, Geothermie, Windkraft und industrieller Abwärme auf regionaler Ebene ermittelt werden. Damit wird u.a. Kommunen, Kreisen und Bezirksregierungen in ihrer jeweiligen Funktion als Genehmigungs- und/oder Planungsbehörde sowie Standortsuchenden und Planern ein Überblick für NRW geschaffen. Zudem werden Grundlagendaten zur Unterstützung des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien erarbeitet und bereitgestellt.

Hierbei soll jetzt **das warme Grubenwasser** als eine Form der geothermischen Nutzung betrachtet werden. Dabei werden drei Ziele verfolgt:

- 1.) Darstellung des derzeitigen Anlagenbestandes
- 2.) Ermittlung regionaler Potenziale auf Landes-, Regierungsbezirks-, Kreis- und Gemeindeebene
- 3.) Bereitstellung von Ergebnissen und Grundlagendaten im Energieatlas NRW

Die Ergebnisse der einzelnen Potenzialstudien fließen im Anschluss an ihre Fertigstellung im digitalen Fachinformationssystem "Energieatlas Nordrhein-Westfalen" zusammen und werden dort der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt. Neben dem aktuellen Anlagenbestand werden hier die Potenziale für die einzelnen Arten erneuerbarer und effizienter Energien übersichtlich dargestellt. Durch den Vergleich des Bestandes mit den ermittelten Potenzialen, können im Planungsrechner des Energieatlas weitere Ausbaupotenziale hin zu einer energieautarken Region aufgezeigt werden.

1.2 Warmes Grubenwasser

Das Ziel der vorliegenden Potenzialstudie ist die Ermittlung der regionalen Wärmepotenziale des warmen Grubenwassers ehemaliger und noch in Betrieb befindlicher Bergbauinfrastruktur in NRW. Die Ermittlung der Potenziale beschränkt sich auf Gebiete, in denen das warme Grubenwasser anfällt oder durch eine vorhandene Infrastruktur noch zugänglich ist. In Nordrhein-Westfalen betrifft dies:

- den stillgelegten Steinkohlebergbau durch
 - Wasserhaltungsanlagen (Pumpstationen)
 - ehemalige Schächte
- den Braunkohletagebau
- den stillgelegten Erz- und Schieferbergbau

Beim stillgelegten Steinkohle-, Erz- und Schieferbergbau wird das Wasser, welches in dieser Studie als Wärmequelle analysiert wird, als Grubenwasser bezeichnet. Beim Braunkohletagebau wird es als

Sümpfungswasser bezeichnet. Es wird darauf hingewiesen, dass zur Vereinfachung im Bericht der Begriff des „warmen Grubenwassers“ als Sammelbegriff für beide Wärmequellen verwendet wird, insofern es in dem relevanten Kapitel nicht explizit um das Sümpfungswasser der Braunkohletagebau geht.

1.3 Allgemeine Vorgehensweise

Im Rahmen der Studie wurden potenziell geeignete Standorte zur Nutzung des warmen Grubenwassers einer Einzelfallbetrachtung unterzogen und jeweils die entsprechenden theoretischen und technisch nutzbaren Energiepotenziale berechnet. In diesem Zusammenhang wurden an den einzelnen Standorten potenzielle Wärmesenken ermittelt und die vorhandenen Wärmeabnehmer im Hinblick auf deren Potenzial analysiert, den energetischen Ertrag des warmen Grubenwassers unter Einbindung bestehender Wärmenetzstrukturen bestmöglich zu nutzen.

Folgende Arbeitsschritte wurden in der Studie behandelt:

- Darstellung des Anlagenbestands / Status Quo der Grubenwasserprojekte
- Ermittlung des theoretischen Potenzials der Wärmequellen
- Ermittlung der potenziellen Wärmesenken
- Berechnung des technischen Potenzials

Aufgrund der sich ändernden Verhältnisse im Dargebot des warmen Grubenwassers und der sich ändernden Abnehmerpotenziale, wurden die energetischen Potenziale fortlaufend für den Zeitraum von 2020 bis 2050 ermittelt.

Die Studie wurde von einer projektbegleitenden Arbeitsgruppe mit Vertretern von Bergbauunternehmen bzw. deren Rechtsnachfolgern, Fernwärmeversorgern, des Geologischen Dienstes NRW, der Bergbehörde NRW und der EnergieAgentur NRW begleitet. In mehreren Sitzungen wurden die Vorgehensweise und die beabsichtigten Methoden gemeinsam mit allen Beteiligten abgestimmt und die Zwischenergebnisse fortwährend berichtet.

2 Status quo der thermischen Grubenwassernutzung

Im ersten Arbeitspaket „Status Quo“ wird nach einer Einführung in das Themenfeld Grubenwasser und -wärme, der Istzustand von Projekten zur thermischen Nutzung des warmen Grubenwassers in NRW aufgezeigt und näher erläutert.

2.1 Technische Möglichkeiten der Grubenwassernutzung

Die Nutzbarmachung des thermischen Potenzials des Grubenwassers sowie vorhandener unterirdischer Infrastruktur von (ehemaligen) Bergwerken ist mit unterschiedlichen technischen Systemen möglich. Wie bei geothermischen Energiesystemen ist hier zwischen offenen und geschlossenen Anlagen zu unterscheiden.

Bei den **offenen Systemen** wird das aus Tiefen von bis zu 1.000 m u. GOK zutage geförderte oder natürlich ausfließende Grubenwasser direkt in einer obertägigen Energiezentrale mit integriertem Wärmetauscher genutzt. Das Grubenwasser stammt hierbei aus Wasserhaltungen des Tiefenbergbaus oder Sumpfungmaßnahmen des Tagebaus, wobei das Grubenwasser aktiv über Pumpsysteme gefördert und anschließend in den meisten Fällen in einen oberirdischen Vorfluter geleitet wird (vgl. Abbildung 1). Dies erfolgt in der Regel nur während des Abbaubetriebs. Teilweise kann es jedoch erforderlich sein, auch nach Stilllegung die Wasserhaltungsmaßnahmen, z.B. zum Schutz von Grundwasser und oberirdischen Gebäuden, als sog. Ewigkeitslasten (wie z.B. im Ruhrgebiet) weiter fortzuführen. Eine weitere Quelle des Grubenwassers sind natürliche Ausläufe oder Erbstollen. Dabei werden die Höhenunterschiede im Gelände zur Entwässerung eines Bergwerkes genutzt und das Grubenwasser in tieferliegende Vorfluter geleitet. Bei beiden Systemen stellt die thermische Nutzung quasi eine Nachnutzung dar. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, über offene Brunnensysteme Grubenwasser ausschließlich zu energetischen Zwecken aus dem Grubengebäude zutage zu fördern und an anderer Stelle wieder in das Grubengebäude zurückzuführen (reinjizieren). Da diese Variante mit einem hohen Erschließungs- und Energieaufwand (Pumpenbetrieb) verbunden ist, wurde diese Möglichkeit nicht im Rahmen der vorliegenden Studie betrachtet.

Mit **geschlossenen Systemen** kann das Grubenwasser und/oder die vorhandene Bergwerksinfrastruktur indirekt mittels Wärmetauscher erschlossen werden. Hierbei handelt es sich i.d.R. um Rohrwärmetauscher aus Metall oder Kunststoff (z.B. PE), welche die Wärme aus dem Grubenwasser bzw. dem Grubenbauwerk aufnehmen. Denkbar ist eine Erschließung der Verfüllsäule eines Schachtes über geschlossene Erdwärmesonden oder der im Schacht nach Stilllegung des Bergwerkes anstehenden Wassersäule durch einen Rohrwärmetauscher, der z.B. durch ein noch zugängliches Entgasungsrohr geführt wird.

Die direkt oder indirekt erschlossene Wärme aus dem Grubenwasser kann zum Heizen oder Kühlen genutzt werden. Eine ausschließliche Direktbeheizung ist in der Regel nicht möglich, da die offenen Systeme bei Grubenwassertemperaturen von max. ca. 35 °C keine ausreichenden Temperaturen für ein Niedertemperatur-Nahwärmenetz (ca. 50 °C) bereitstellen können. Bei geschlossenen Systemen kommt zudem der Umstand hinzu, dass sich das Wärmeträgermedium bei längerfristigem Entzug stark unter die natürlichen Umgebungstemperaturen des Schachtes abkühlt, auch wenn bei Schächten von bis zu 1.500 m im Einzelfall Temperaturen > 50°C erreicht werden können. Demnach sind im

Heizfall bei Nutzung des warmen Grubenwassers nachgeschaltete Einrichtungen zur Temperaturerhöhung notwendig. Diese Temperaturerhöhung wird in der Regel durch Wärmepumpen übernommen.

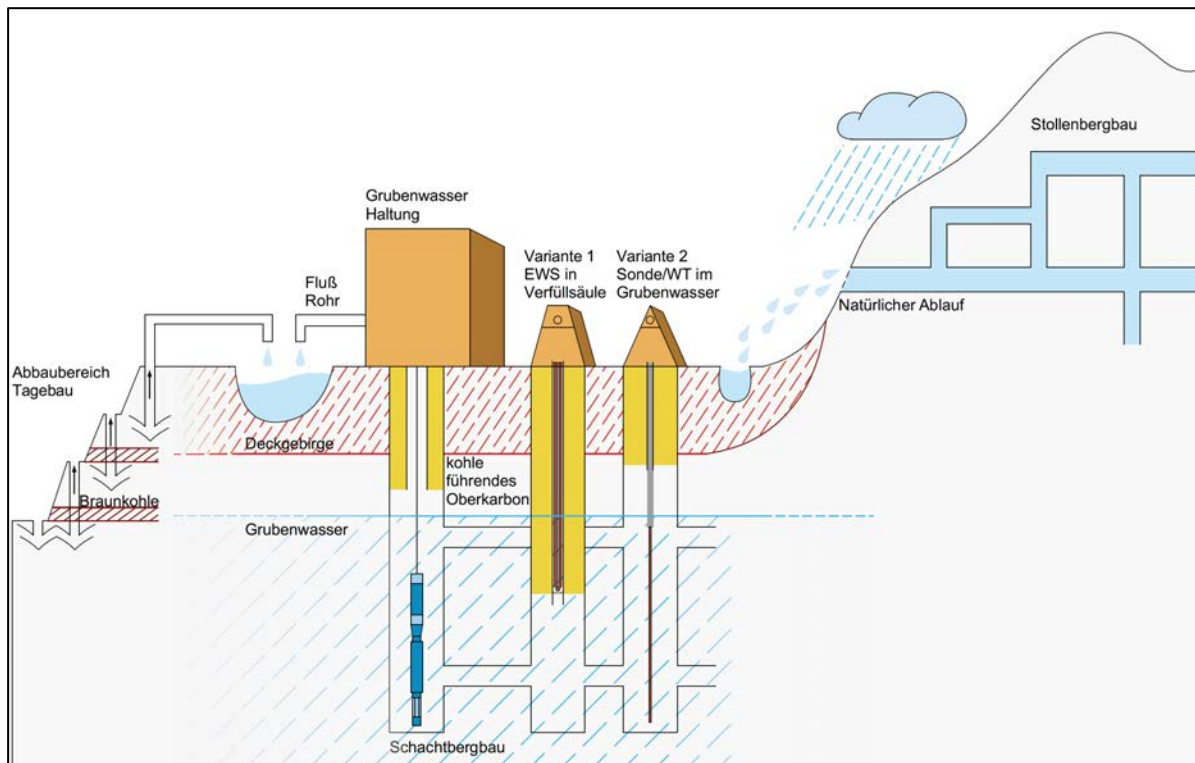


Abbildung 1: Darstellung der Varianten zur Nutzung des Grubenwassers (eigene Darstellung)

Darüber hinaus können ein Grubengebäude und das dort vorhandene Grubenwasser auch als Energiespeicher genutzt werden, wobei Wärme im Sommer in den Untergrund eingespeist und im Winter wieder entnommen wird. Diese Nutzungsart ist allerdings in erster Linie nur über offene Brunnensysteme durchführbar, die kein Betrachtungsgegenstand der vorliegenden Studie sind (s.o.).

Bei der Nutzung der Grubenwässer ist zu beachten, dass sie teilweise hochsalinär sind, also einen hohen Mineralgehalt haben. Bei Wahl der Materialien für Anlagenteile wie z.B. Wärmetauscher, die direkt mit dem Grubenwasser in Kontakt stehen, ist dieses entsprechend zu berücksichtigen. Die Grubenwässer des Ruhrkohlenbeckens enthalten die aus dem Gebirge gelösten Minerale und ihr Salzgehalt bzw. die Gesamtmineralisation nimmt mit der Tiefe deutlich zu. Die Gesamtmineralisation liegt bei Tiefen bis 500 m unter Tage häufig im Bereich von Brackwasser (0,1 – 1 % Salinität) und geht mit zunehmender Tiefe weiter in Salzwasser (> 1 % Salinität) über. Ab Tiefen von 900 – 1200 m unter Tage geht der Mineralisationsgrad in Sole (> 4 % Salinität) über.

2.2 Bestehende und geplante Grubenwasserprojekte

Auf internationaler und nationaler Ebene werden seit ca. zwei Jahrzehnten Anlagen zur Grubenwassernutzung betrieben. Die Zahl der aktiven Anlagen bewegt sich derzeit im niedrigen zweistelligen Bereich. Hinzu kommen einige Projekte, die sich im Planungs- oder Projektierungszustand befinden.

Die nachfolgende tabellarische Darstellung (Tabelle 1) gibt einen Überblick über nationale und ausgewählte internationale Grubenwasserprojekte.

Tabelle 1: Darstellung nationaler und ausgewählter internationaler Projekte

Land	Ort	Abnehmer	Grubenwasser-temperatur	WP / System	Status*	Quelle
NRW	Bochum - Zeche Robert Müser	Hauptfeuerwache, Schulen	ca. 20 °C	mit / offen	realisiert seit 2012	Willmes und Bückner, 2014
NRW	Essen - Zeche Zollverein	Sanaa-Gebäude der Folkwang Universität	28 °C – 35 °C	ohne / offen	realisiert seit 2006	Bleicher, 2007; Hall et al., 2011; Thien, 2015
NRW	Marl - Zeche Auguste Victoria	4 Mehrfamilienwohnhäuser	20 °C im Mittel	mit / geschlossen	realisiert seit 2010	Farwick et al., 2010; NRW Bank, 2017; Walker-Hertkorn, 2012
NRW	Tagebau Hambach	Büro- und Lagergebäude Erftverband; Schulen, Sportstätten, Kreishaus; Ackerflächen; Forum „Terra Nova“; Pumpwerkstatt	22 °C - 29 °C	mit / offen	realisiert seit 2012	EnergieAgentur NRW, 2007; Gerdies, 2016; RWE Power AG, 2016; RWE Power AG, 2017; Thien, 2015
NRW	Alsdorf - Zeche Anna	Energiemuseum „Energeticon“	bis zu 28 °C	mit / geschlossen	Betrieb geplant ab 2018	Der Westen, 2016a; Energeticon, 2017; Richter, 2017; Rosner et al., 2008; Schetelig und Richter, 2013
NRW	Bottrop – Zeche Prosper-Haniel	Wohn- und Gewerbegebiete, etc.	natürlich: bis zu 50 °C nach Einspeichern: bis zu 90 °C	ohne / offen	Realisierung ausstehend	Bussmann & Bracke, 2015; Hahn et al., 2015
NRW	Bochum – Zeche Dantzenbaum	gewerbliches Nutzungskonzept (Mark 51°7);	ca. 25 °C	mit / offen	Planungsphase bis Ende 2018	Hochschule Bochum, 2016

Land	Ort	Abnehmer	Gruben- wasser- temperatur	WP / System	Status*	Quelle
NRW	Essen – Zeche Heinrich	Altenwohnheim	22 °C	mit / offen	stillge- legt seit 2004	Buß- mann, 2001; EnergieAgen- tur NRW, 2007; Grab et al., 2010; Hall et al., 2011; LZ NRW, 2001
RP	Willroth – Ze- che Georg	Gewerbegebiete und Hotel	bis 19,5 °C	mit / offen	Pla- nungs- beginn 2005	Wieber et al., 2010; Wieber und Ofner, 2008
RP	Bad Ems – Neuhoffnungs- stollen	Gebetshaus / Firma F.I.S.	Thermal- wässer bis zu 60 °C; Schächte: 22 °C – 25 °C	mit / offen	Pla- nungs- beginn 2007	Wieber et al., 2008; Wieber und Ofner, 2008
SN	Zwickau – Stein-kohlen- revier	Westsächsische Hochschule	ca. 26 °C	mit / offen	reali- siert in 2018	Dittmann et al., 2017; Radio Zwick- au, 2017 & 2018; Röder, 2015
SN	Ehrenfrieders- dorf	Mittelschule bzw. Besucherbergwerk	ca. 10 °C	mit / teils offen**	reali- siert seit 1994 / 1997	EnergieAgen- tur NRW, 2007; Grab et al., 2010; Hall et al., 2011
SN	Freiberg – Reiche Zeche	TU Bergakademie Freiberg	ca. 18 °C	mit / teils offen**	reali- siert seit 2013	Grab et al., 2010
SN	Marienberg Wismutschacht 302	Schwimmbad, Kraft- werkskühlung	12,4 °C	mit / teils offen**	reali- siert seit 2007	Grab et al., 2010; Hall et al., 2011; Meier und Schreyer, 2006
SN	Freiberg Alter Tiefer Fürsten- stolln	Schloss Freuden- stein	10,2 °C	mit / offen	reali- siert seit 2009	Hall et al., 2011

Land	Ort	Abnehmer	Grubenwasser-temperatur	WP / System	Status*	Quelle
Niederlande	Heerlen Mijnwater-Projekt	Bürogebäude, Schwimmbad, Sportcenter etc.	ca. 28 °C	mit / offen	realisiert seit 2008	Hall et al., 2011; Remining Lowex, 2012; Verhoeven et al., 2014 & 2016
Spanien	Mieres – Pozo Barredo	1) Campus de Mieres – Aula Hunosa 2) Hospital Álvarez Buylla	ca. 25 °C	mit / offen	realisiert	Quiros, 2015
Slowenien	Zagorje ob Savi - Zeche Zagorje	Schulturnhalle, Schwimmbad, Jugendzentrum, Betriebsgebäude	bis zu 34 °C	mit / offen	realisiert	Regionalni Center za Razvoj, 2010; Remining Lowex, 2012; Vrtacnik, 2017
Bulgarien	Burgas Zeche Chernomorec	Möbelfabrik	16 °C	mit / offen	Machbarkeitsstudie	Bojadgieva, 2013; Remining Lowex, 2012
UK / Schottland	Shettleston	16 Wohnhäuser	12 °C	mit / offen	realisiert seit 1999	Banks, 2017; Hall et al., 2011; Scottish Government, 2013
UK / Schottland	Lumphinnans	Wohnkomplex mit 18 Einheiten	12 °C – 14,5 °C	mit / offen	realisiert seit 2000	Banks, 2017; Hall et al., 2011; Scottish Government, 2013

* = zum Bearbeitungszeitpunkt der Studie

** = Grubenwasser unterirdisch durch Wärmetauscher mit nachgeschaltetem, geschlossenem Kreislauf genutzt

Die Übersicht zeigt, dass bereits seit mehr als zwei Jahrzehnten vielerorts Projekte ins Leben gerufen wurden, um eine sinnvolle Nachnutzung des stillgelegten Bergbaus zu ermöglichen. Aufgrund der strukturellen Bedeutung NRW's, insbesondere des Ruhrgebiets, sowie der fortschreitenden Energiewende, wird die Nutzung des warmen Grubenwassers in den kommenden Jahren weiter an Bedeutung gewinnen. Die nachfolgende Abbildung 2 zeigt die Lage der bisherigen Projektstandorte in NRW zuzüglich der grenznahen Nutzung in Heerlen.



Abbildung 2: Projektstandorte Grubenwassernutzung in NRW und Heerlen
(geändert nach Bezirksregierung Arnsberg, 2018)

Im Vergleich zu den in Kapitel 6 dargestellten Potenzialen, wird bisher nur ein kleiner Teil des energetischen Potenzials tatsächlich genutzt. Je nach den infrastrukturellen Gegebenheiten des jeweiligen Bergbaugebiets, wird das warme Grubenwasser entweder zur Wärmeengewinnung mittels Erdwärmesonden oder direkt über die Grubenwasserhaltung sowie zur Wärmespeicherung genutzt.

Ein detaillierter Steckbrief zu den Projekten innerhalb NRW's und des Mijnwater-Projekts in Heerlen ist dem Anhang 1 zu entnehmen.

3 Nutzungsvervarianten und Datenermittlung

Im vorliegenden Kapitel werden die im Land NRW relevanten Möglichkeiten zur direkten Nutzung des Grubenwassers aus Wasserhaltungsmaßnahmen (Hebungs- und Sumpfungsmaßnahmen sowie Wasserabläufe) und indirekter Nutzung von noch zugänglichen Bergwerksschächten im Detail vorgestellt. In diesem Zusammenhang wurden die in Betrieb befindlichen und stillgelegten Bergwerksinfrastrukturen untersucht und entsprechende Daten bei den Bergwerkseigentümern und Rechtsnachfolgern angefragt. Auf Grundlage der Datenerhebung und –auswertung wurden im Anschluss (Kap. 4) geeignete Standorte ausgewählt und für diese das theoretische thermische Potenzial ermittelt. Aufgrund der sich zeitlich ändernden Verhältnisse im Dargebot des warmen Grubenwassers, wurden die Daten für die drei Bezugsjahre 2020, 2035 und 2050 ermittelt.

3.1 Überblick über die bergbaulichen Aktivitäten in NRW

Das Land Nordrhein-Westfalen ist bis heute geprägt durch intensive bergbauliche Aktivitäten, die bis in die Römerzeit und darüber hinaus zurückreichen. Neben der Gewinnung von Stein- und Braunkohle wurden bzw. werden zum Teil auch heute noch Salz, Eisenerze, Kupfer, Zink, Blei sowie verschiedene Mineralien und Baustoffe gefördert oder abgebaut. Im Landesgebiet sind mehrere tausend Bergwerke dokumentiert, wobei der größte Teil mittlerweile stillgelegt wurde, insbesondere aufgrund geänderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen und Erschöpfung der Lagerstätten.

Die Bergbauregionen in NRW können wie folgt (Tabelle 2) nach räumlicher Lage und Art des Bodenschatzes grob gegliedert werden, wobei sich teilweise räumliche Überschneidungen ergeben, da in einigen Regionen verschiedene Bodenschätze anfallen.

Tabelle 2: Übersicht über die Bergbauregionen in NRW

Bezeichnung	Bodenschatz	Lage	Status
Rheinisch-Westfälisches Steinkohlenrevier	Steinkohle	Ruhrgebiet (Bochum, Bottrop, Dortmund, Duisburg, Essen, Gelsenkirchen, Hamm, Herne, Mülheim, Oberhausen, Ennepe-Ruhr-Kreis, Kreis Recklinghausen, Kreis Unna, Kreis Wesel)	Stilllegung des letzten Bergwerkes Prosper-Haniel zum 31.12.2018
Ibbenbürener Steinkohlenrevier	Steinkohle	Kreis Steinfurt (Stadt Ibbenbüren)	Stilllegung des Bergwerkes Ibbenbüren zum 31.12.2018
Aachener und Erkelenzer Steinkohlenrevier	Steinkohle	Kreis Aachen, Kreis Heinsberg	bis 1997
Mindener Revier	Steinkohle, Erze	Kreis Minden-Lübbecke	bis 1967

Bezeichnung	Bodenschatz	Lage	Status
Siegerländer Erzrevier	Eisen-, Blei-, Silber-, Kupfer-, Zinkerze	Kreis Siegen-Wittgenstein (sowie Landesgebiet RLP)	Bis ca. 1962
Sauerland	Eisen-, Kupfer-, Zink- und Bleierze sowie Schiefer	Hochsauerlandkreis, Kreis Olpe	Bis ins 20. Jhd.
Eifel	Bleierze	Kreis Düren, Kreis Euskirchen	Bis 1968
Bensberger Erzrevier / Bergisches Land	Eisen-, Kupfer-, Zink- und Bleierze	Rheinisch-Bergischer Kreis	Bis ins 20. Jhd.
Rheinisches Braunkohlerevier	Braunkohle	Rhein-Kreis Neuss, Rhein-Erft Kreis, Kreis Düren, Kreis Heinsberg, Städteregion Aachen	Laufend

Die Darstellung der Nutzungsmöglichkeiten des Grubenwassers und der vorhandenen Bergbauinfrastrukturen erfolgt in den nachfolgenden Abschnitten getrennt nach den einzelnen Bodenschätzen Steinkohle, Braunkohle sowie Erze und Schiefer, wobei folgende Erschließungs- bzw. Nutzungsarten unterschieden werden:

- Wasserhaltung des Steinkohlebergbaus
- Nutzung von noch zugänglichen Bergwerksschächten des Steinkohlebergbaus
- Nutzung von Ausflüssen von Erbstollen aus dem Steinkohlebergbau
- Sumpfungmaßnahmen des Braunkohletagebaus
- Direkte und indirekte Grubenwassernutzung des Erz- und Schieferbergbaus

3.2 Wasserhaltung des Steinkohlebergbaus

3.2.1 Wasserhaltung und Hydrochemie im Tiefbergbau

Als Grubenwasserhaltung wird im Allgemeinen das Wassermanagement eines Bergwerks bezeichnet. Dabei wird der Wasserhaushalt gesteuert um nachteilige Auswirkungen zu vermeiden. Grubenwasser stellt meist versickertes Regenwasser dar, welches auf seinem Weg die im Gestein befindlichen Mineralien löst, in das Grubengebäude fließt und sich dort sammelt (vgl. Abbildung 3). Um aktiven Bergbau betreiben zu können, muss dieses Wasser aufgefangen und nach über Tage abgepumpt werden. Dort wird es anschließend in der Regel in nahegelegene Vorfluter eingeleitet.

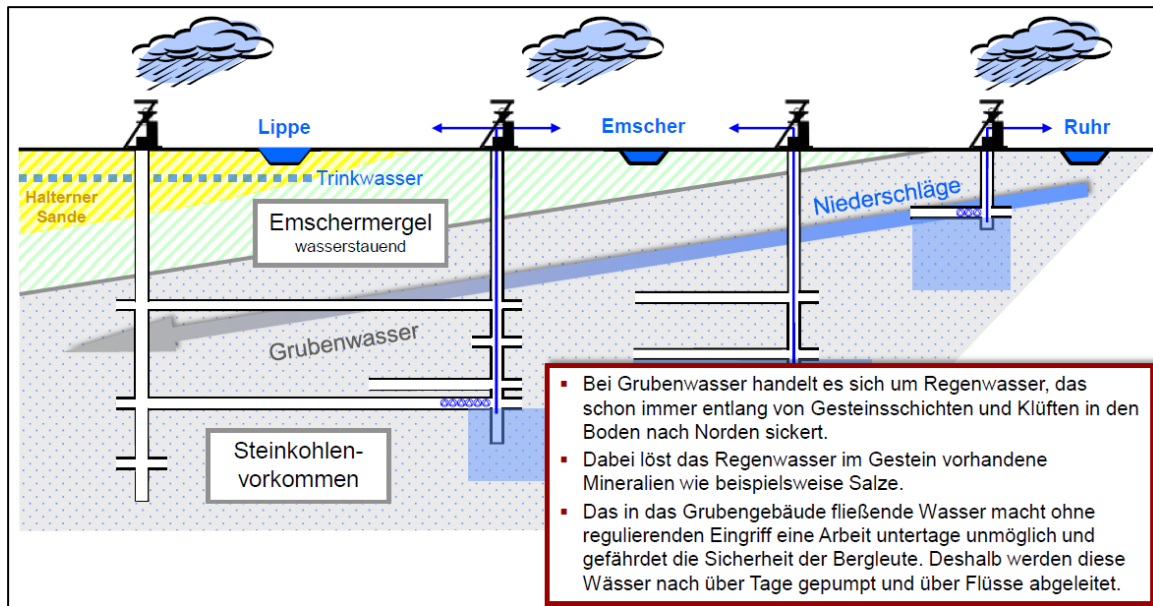


Abbildung 3: Grubenwasserhaltung im Ruhrrevier (RAG, 2015)

Um den Wasserhaushalt in einem Bergwerk regulieren zu können und Entwässerungsmaßnahmen durchzuführen, wird eine Vielzahl von speziellen Anlagen wie Sammelbecken, Pumpen und Rohrleitungen benötigt. Zunächst wird das abzuführende Grubenwasser aus allen Schächten, Stecken und Abbauen zu einem zentralen Sammelbecken im Grubengebäude – dem Pumpensumpf – geleitet. In der Pumpenkammer neben dem Pumpensumpf werden Hochleistungspumpen betrieben, die in der Lage sind das Grubenwasser anzuheben und an die Oberfläche zu fördern. Für den Transport werden entsprechend dimensionierte Rohrleitungen in Tagesschächten verwendet. Moderne Überwachungs- und Messtechniken sorgen dafür, dass die relevanten Wasserzuläufe erfasst und automatisch reguliert werden (RAG, 2014).

Da sich auch nach der Stilllegung eines Bergwerks immer noch Grubenwasser unter Tage ansammelt und nicht mehr in Betrieb befindliche Zechen oft mit noch Aktiven verbunden sind, müssen Wasserhaltungsmaßnahmen auch in verlassenen Bergwerken durchgeführt werden, um ein Eindringen von Grubenwasser in aktive Regionen zu vermeiden. Um den dadurch entstehenden Aufwand so gering wie möglich zu halten, werden zentrale Pumpstandorte eingerichtet, an denen das gesamte Grubenwasser der stillgelegten Bergwerke innerhalb sogenannter Wasserhaltungsprovinzen gehoben werden kann (vgl. Abbildung 4) (RAG, 2014).

Grundsätzlich gibt es zwei unterschiedliche Konzepte der Wasserhaltung. Neben der bereits beschriebenen konventionellen Wasserhaltungstechnik, bei der untertägige Pumpkammern etc. zum Einsatz kommen, gibt es noch die Methode der Brunnenwasserhaltung. Dabei werden die Pumpen von über Tage aus durch Rohrleitungen bis unterhalb des Grubenwasserniveaus herabgelassen. Aufgrund dessen bedarf es dabei keiner Aufrechterhaltung der untertägigen Infrastruktur (RAG, 2014; Der Westen, 2014).

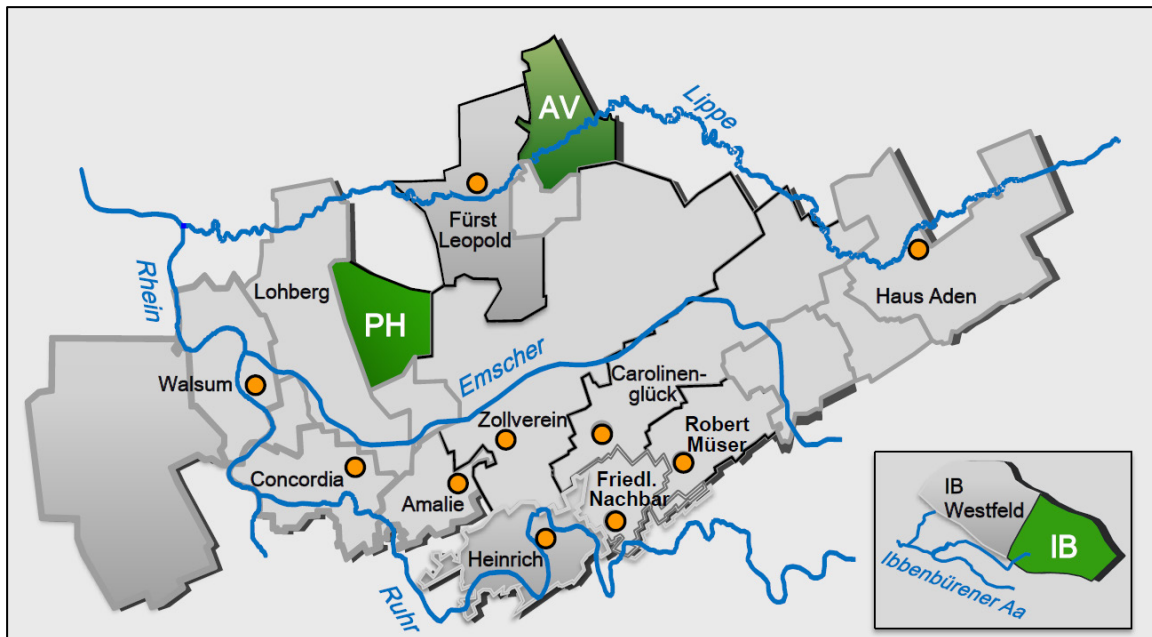


Abbildung 4: Wasserprovinzen und derzeitige Grubenwasserhaltungsstandorte der RAG in NRW (RAG, 2015). PH = Prosper-Haniel; AV = Auguste Victoria (seit 31.12.2015 nicht mehr in Betrieb); IB = Ibbenbüren

Die Zusammensetzung des Grubenwassers ähnelt der eines konzentrierten Meerwassers, mit den Hauptelementen Natrium, Chlorid, Calcium, Magnesium, Kalium, Hydrogencarbonat, Sulfat, Eisen sowie seltener Barium und Strontium. Spurenelemente, wie z. B. Zink, Blei, Cadmium etc. sind in den Grubenwässern in deutlich geringerer Konzentration vorhanden (zumeist deutlich $\ll 1$ mg/l). Ausnahmen können Grubenwässer aus den Erzbergwerken Nordrhein-Westfalens sein, die durch erhöhte Zink-Frachten auffallen. Es handelt sich generell um anoxische, d. h. sauerstofffreie Wässer mit höheren Gehalten an Kohlendioxid. Wenn Kontakt mit Luftsauerstoff eintritt, fällt gelöstes Eisen in Form von Eisenhydroxiden aus, welche die Sedimente im Austrittsbereich rötlich verfärben können. Ferner kann Schwefelwasserstoff-Gas (H_2S) auftreten, das unter anoxischen Bedingungen gebildet wurde und einen auffallend schwefeligen Geruch aufweist. Zur Hydrochemie bleibt allgemein festzuhalten, dass die Tiefenlage und die Länge der Fließwege (Verweildauer im Untergrund) einen großen Einfluss auf den Mineral- bzw. Salzgehalt (ausgedrückt durch die elektrische Leitfähigkeit) haben. Zudem ist beim Standort Lohberg das Problem einer möglichen Bariumsulfatfällung im zukünftigen Betrieb zu betrachten.

3.2.2 Wasserhaltungskonzept der RAG als Teil der Ewigkeitslasten

Nach Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus in Deutschland Ende 2018, wird die RAG dauerhaft zur Bewältigung der daraus resultierenden Konsequenzen, der sogenannten Altlasten, verpflichtet bleiben. Dazu zählen auch die sogenannten Ewigkeitslasten, deren dauerhafte Bearbeitung seitens der RAG zu gewährleisten ist. Zu diesen Ewigkeitsaufgaben gehört insbesondere die Grubenwasserhaltung (RAG, 2016). Auf Grundlage des Erblastenvertrages ist die RAG angehalten, ein Konzept mit dem Ziel der langfristigen Optimierung der Grubenwasserhaltung zu entwickeln und dieses fortlaufend zu aktualisieren. Dabei steht der Schutz der Trinkwasservorkommen im Vordergrund, aber auch die Wirtschaftlichkeit, die Sparsamkeit und Effizienz der Wasserhaltung werden berücksichtigt. Im Rahmen der fortschreitenden Stilllegung der Bergwerke wurden in den letzten Jahren

bereits die Anzahl der Wasserhaltungsstandorte verringert sowie technische Veränderungen (Umstellung auf Brunnenwasserhaltung, neue Pumpen) umgesetzt. Mit Stand 2014 werden in NRW seitens der RAG im Ruhrrevier elf Wasserhaltungen mit einem Fördervolumen von ca. 60,6 Mio. m³/a und im Bergwerk Ibbenbüren zwei Wasserhaltungen mit einem Fördervolumen von ca. 14,6 Mio. m³/a betrieben. (RAG, 2015)

Nach Stilllegung des Steinkohlebergbaus Ende 2018 sieht das zukünftige Wasserhaltungskonzept der RAG (Stand 2016) vor, die Grubenwasserhaltung auf insgesamt sieben Standorte, davon sechs im Ruhrrevier und eine im Bereich Ibbenbüren zu reduzieren (vgl. Abbildung 5). Neben betriebstechnischen Änderungen durch den Wegfall der Steinkohleförderung, werden hierbei das Beenden der Grubenwassereinleitung in die Emscher aufgrund deren Renaturierung sowie die Reduzierung des belasteten Gewässerabschnitts der Lippe berücksichtigt. Es ist geplant, die konventionellen Wasserhaltungen mittelfristig in Brunnenwasserhaltungen umzubauen und das Pumpniveau deutlich von ca. 800 m unter NHN auf ca. 600 m unter NHN anzuheben (RAG, 2015).

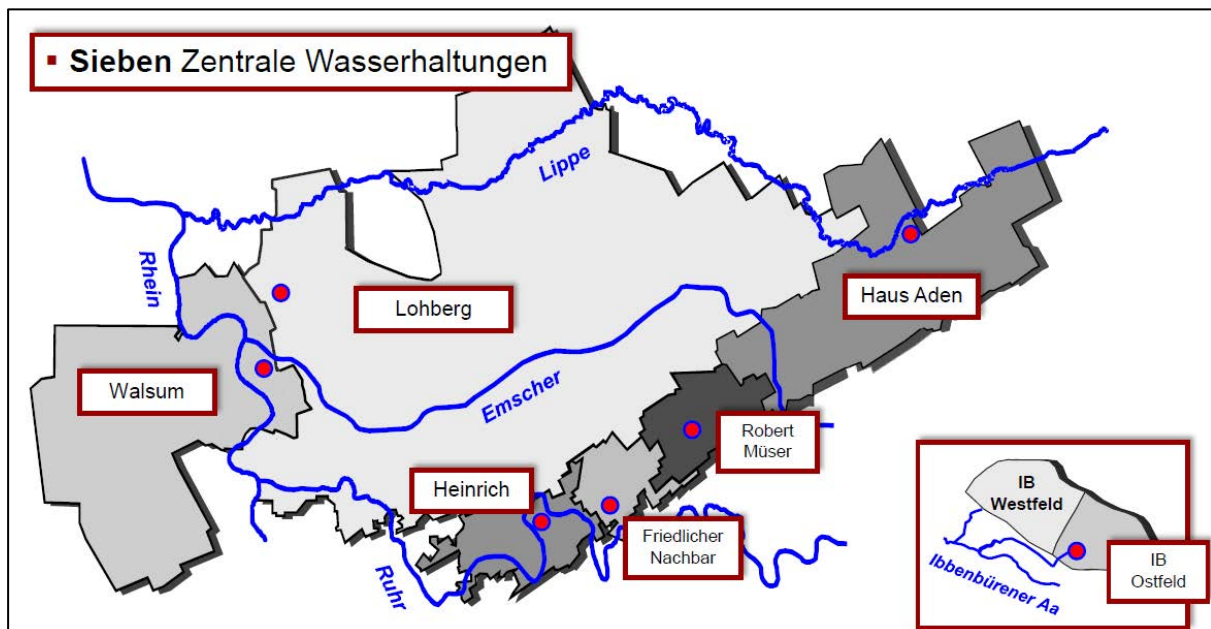


Abbildung 5: Geplante Wasserhaltung Ruhr und Ibbenbüren im Jahr 2022 (RAG, 2015)

Die Realisierung des zukünftigen Wasserhaltungskonzeptes ist von verschiedenen Randbedingungen abhängig. Zum einen kann der Grubenwasserfluss zu den geplanten Wasserhaltungsstandorten über den entsprechenden Wasseranstieg in den einzelnen Wasserprovinzen des Ruhrreviers und die jeweils nutzbaren untertägigen Verbindungstrecken gesteuert werden. Um die an den verbleibenden Wasserhaltungsstandorten anfallenden Wassermengen prognostizieren zu können, wurden entsprechende Simulationsmodelle seitens der DMT GmbH erstellt (sog. Boxmodell). Dabei wird das Ruhrgebiet in einzelne, miteinander verknüpfte Wasserprovinzen unterteilt und so der Wasseranstieg prognostiziert. Zum anderen muss in jedem Fall gewährleistet bleiben, dass ein ausreichender Sicherheitsabstand (> 150 m) des Grubenwassers zum Trinkwasserreservoir der Halterner Sande erhalten bleibt (RAG, 2016). Diese begrenzen nach heutiger Einschätzung der RAG einen Grubenwasseranstieg im mittleren Ruhrgebiet auf ungefähr 500 m unterhalb der Erdoberfläche (RAG, 2014).

Im **westlichen** Ruhrgebiet wurde der Standort Walsum bereits zu einem zentralen Brunnenwasserhaltungsstandort ausgebaut und der Pumpbetrieb mit Einleitung in den Rhein bereits aufgenommen. Nach der Überstauung des vorhandenen Grubenraumes im Jahr 2017 wird der Grubenwasserzufluss des ehemaligen Bergwerks West und der anderen linksrheinischen, bereits stillgelegten Bergwerke, am Standort Walsum erwartet. Ab diesem Zeitpunkt soll dauerhaft aus dem heutigen Niveau von 750 m unter NHN gepumpt werden. Inwieweit ein weiterer Anstieg möglich ist, ist noch Untersuchungsgegenstand (RAG, 2014).

Im **mittleren** Ruhrgebiet soll das Grubenwasser nach Stilllegung des letzten fördernden Bergwerks Prosper-Haniel zum Standort Lohberg durchgeleitet werden. Derzeit findet eine Einleitung in die Em-scher und in die Lippe statt. Zukünftig sollen diese Gewässer dann entlastet und das Grubenwasser in den Rhein transportiert werden (RAG, 2015). Um eine Wegsamkeit herzustellen, wurde eine Strecke zwischen Prosper-Haniel und Zeche Lohberg aufgefahren. Die drei südlichen Wasserhaltungen an der Ruhr (Heinrich, Friedlicher Nachbar und Robert Müser) werden weiter betrieben. Das Grubenwasser ist hier vergleichsweise gering mineralisiert, was somit auf Dauer eine Einleitung in die Ruhr ermöglicht. Am Standort Heinrich fließt ab 2020 möglicherweise eine Teilmenge zur ZWH Lohberg. Des Weiteren ist für die Zeche Heinrich eine Temperaturabnahme aufgrund der Anhebung des Pumpniveaus zu erwarten. Für die ZWH Friedlicher Nachbar und Robert Müser sind dagegen langfristig konstante Temperaturen und Fördermengen prognostiziert (vgl. Tabelle 3).

Im **östlichen** Ruhrgebiet ist der Standort Haus Aden für die zentrale Wasserhaltung zuständig. Das Grubenwasser soll hier dauerhaft in die Lippe eingeleitet werden. Das zukünftige Wasserhaltungskonzept sieht zunächst vor, das Pumpniveau auf 640 m u. GOK anzuheben und eine Brunnenpumpe einzusetzen (RAG, 2014). Dies führt langfristig zu einem Rückgang der Grubenwassertemperatur. Der zukünftige Umbau der ZWH Haus Aden ist allerdings noch abhängig von den Ergebnissen des Landesgutachtens „Gutachten zur Prüfung möglicher Umweltauswirkungen des Einsatzes von Abfall- und Reststoffen zur Bruchhohlraumverfüllung in Steinkohlebergwerken in Nordrhein-Westfalen“ (vgl. Tabelle 3).

Am Standort **Ibbenbüren** liegen zwei Wasserhaltungs-Teilbereiche vor, das Ostfeld und das Westfeld. Im Ostfeld wird bis zum 31.12.2018 noch aktiver Bergbau betrieben. Im Westfeld erfolgte, nach der Stilllegung im Jahr 1979 und dem Grubenwasseranstieg bis Ende 1982 auf 65 m unter NHN, ein freier Auslauf des Westfeldes über den Dickeberger Stollen (RAG, 2014). Die Planungen zur langfristigen Wasserhaltung im Ostfeld sehen die Installation einer Brunnenwasserhaltung mit geringer Pumphöhe vor. Die Temperatur der Wässer wird entsprechend der laufenden Wasserhaltung im Westfeld bei ca. 13 °C liegen. Langfristige Änderungen werden nicht erwartet (vgl. Tabelle 3). Die Ableitung des Grubenwassers des West- und Ostfeldes soll über die Ibbenbürener Aa zur Ems erfolgen. Dabei ist, neben den Eisengehalten, die Entwicklung der Sulfat- und Chloridgehalte von Bedeutung (RAG, 2015).

3.2.3 Datenermittlung zu den Wasserhaltungen der RAG bis 2050

Zur Ermittlung der theoretischen thermischen Potenziale der acht zukünftigen Wasserhaltungsstationen, wurden bei der RAG folgende Daten angefragt:

- Name, Lage des Bergwerks / Schachts
- Pump-/ Fördermenge [m^3/a , m^3/h]
- Pumpniveau [m NHN]
- Wassertemperatur [$^{\circ}\text{C}$]
- Chemismus des Grubenwassers (elektrische Leitfähigkeit, Hauptkomponenten bzw. Wasserqualität)
- Besonderheiten des Schachts

Die Daten, insbesondere Angaben zu den verschiedenen Bezugsjahren 2020, 2035 und 2050, konnten seitens der RAG nicht vollständig bereitgestellt werden. Nach Rücksprache mit verschiedenen Experten, der projektbegleitenden Arbeitsgruppe und der Erarbeitung eigener eher konservativer Annahmen, konnten diese jedoch sinnvoll ergänzt werden. In der nachfolgenden Tabelle 3 sind die Daten der 8 Wasserhaltungsstationen (Ibbenbüren aufgeteilt in West- und Ostfeld) im Überblick dargestellt. Die Fördermengen variieren von Standort zu Standort zwischen 1,05 Mio. m^3/a und 34,8 Mio. m^3/a , wobei die größten Mengen für den in Planung befindlichen Standort Lohberg anzusetzen sind, der aber erst zu den Bezugsjahren 2035 und 2050 aktiviert sein wird.

Tabelle 3: Daten zu den Wasserhaltungen der RAG (2016 – 2050)

Name	Bezugsjahr	Pumpniveau [m NHN]*	Fördermenge [Mio. m^3/a]*	Wassertemperatur [$^{\circ}\text{C}$]	Elektr. Leitfähigkeit [$\mu\text{S}/\text{cm}$]	Anmerkungen
Heinrich	2016	-480	20	18 - 24	1.500	evtl. fließt ab 2020 Teilmenge zur ZWH Lohberg; Temperatur ab 2020 geringer wegen Anhebung Pumpniveau
	2020	-280	20	18**	-	
	2035	-280	20	18**	-	
	2050	-280	20	18**	-	
Robert Müser	2016	-445	10,6	ca. 19 - 22	4.000	keine Änderung bei Pumpniveau/Wassermenge vorgesehen
	2020	-445	10,6	20**	-	
	2035	-445	10,6	20**	-	
	2050	-445	10,6	20**	-	
Friedlicher Nachbar	2016	-165	8,5	ca. 18,8 - 28,7	2.200	keine Änderung bei Pumpniveau/Wassermenge vorgesehen
	2020	-165	8,5	20**	-	
	2035	-165	8,5	20**	-	

Name	Bezugs-jahr	Pumpni-veau [m NHN]*	Förder-menge [Mio. m ³ /a]*	Wasser-temperatur [°C]	Elektr. Leitfähig-keit [µS/cm]	Anmerkungen
	2050	-165	8,5	20**	-	
Haus Aden	2016	-940	-	24 - 25	11.000 – 22.000	Umbau abhängig vom Landesgutachten, bei Änderung Pumpniveau Rückgang Temperatur
	2020	-600	12,8	24**	-	
	2035	-600	12,8	20*	-	
	2050	-600	12,8	20*	-	
Walsum	2016	-746	-	29	66.000 – 74.000*	erst seit Juli 2016 in Betrieb, noch nicht ausreichend Messwerte für eine endgültige Aussage vorhanden
	2020	-746	8	29**	-	
	2035	-746	8	29**	-	
	2050	-746	8	29**	-	
Lohberg	2016	keine Wasser-hebung	0	30**	-	Wasserhebung erst ab 2030; noch keine Prognose zu Chemismus/Temperatur; (ohne Wasser ZWH Heinrich)
	2020					
	2035	-640	34,8	35**	100.000	
	2050	-640	34,8	35**	-	
Ibben-büren-Ostfeld	2016	keine Angabe	-		-	Prognose der RAG für Schacht 3 ab 2023, keine Langfristige Änderungen in der Temperatur erwartet
	2023		1,05	13*	-	
	2035		1,05	13*	100.000 **	
	2050		1,05	13*	-	
Ibben-büren-Westfeld	2016	freier Auslauf über Stollen	4	13**	1.200 **	Freier Auslauf des Westfeldes über den Dickeberger Stollen; Ca. 4 Mio. m ³ /a
	2020		4	13**	-	
	2035		4	13**	-	
	2050		4	13**	-	

* Prognose RAG / Daten der RAG

** Prognose GZB / Dritte (abgestimmt mit RAG)

Die Pumpniveaus und Fördermengen können sich u.a. aufgrund geänderter Vorgaben in Hinblick auf den Trinkwasserschutz sowie durch Störungen im Bereich der Fließwege grundsätzlich ändern. Derartige Änderungen haben auch Einfluss auf die Temperaturen und den Chemismus. Auch die Fließwege des Grubenwassers können Einfluss auf das Temperaturniveau ausüben.

Derzeit wird am Standort Heinrich mit ca. 20 Mio. m³/a am meisten Grubenwasser gefördert. Die höchste Temperatur mit ca. 30° C fällt am Standort Lohberg an, jedoch wird hier erst ab ca. 2035 das Grubenwasser gehoben. Dann wird dort mit ca. 35 Mio. m³/a am meisten Wasser über Tage gefördert.

Temperaturprognosemodelle für den Standort Lohberg zeigen, dass nach der Flutung innerhalb von 10 Jahren ein Anstieg der Temperatur von ca. 30 °C auf ca. 35 °C erfolgen wird. Jedoch ist die Temperaturentwicklung von vielen Faktoren abhängig und so nur schwer prognostizierbar. So kann es z.B. auch zu einer allmählichen Auskühlung des durchströmten Gesteins und somit zu einer geringeren Grubenwassertemperatur kommen. Entsprechende detailreiche Modellierungen erfordern eine umfangreiche Kenntnis der Grubengebäude (Geometrie, thermophysikalische Parameter etc.), welche den Umfang der vorliegenden Studie übersteigt.

3.3 Thermisch nutzbare Schächte des Steinkohlebergbaus

Schächte sind Grubenbauwerke, die zur Erschließung der Lagerstätte, der Förderung der Abbauprodukte, dem Transport von Personal und Material sowie der Bewetterung (Frischluferversorgung) dienen. In der ersten Hälfte des 19. Jahrhunderts wurde die Technik des Tiefbauschachts im Steinkohlen-, Erz- sowie Salzbergbau mit der Einführung der Dampfkraft im großen Stil möglich. Im Steinkohlenbergbau des Ruhrgebietes sind mehr als 1.000 Tiefbauschächte errichtet worden. Hinzu kommt eine höhere zweistellige Zahl von Schächten im Aachener und Erkelenzer Revier, ca. 20 weitere im Ibbenbürener Revier und einige im Mindener Revier. Der überwiegende Teil der Schächte des Steinkohlenbergbaus wurde im Rahmen der Stilllegung der Bergwerke verfüllt. Hierbei erfolgt i.d.R. eine standsichere Voll- oder Teilverfüllung, indem in einer bestimmten Tiefe eine Vorrichtung positioniert wird, über welche die Verfüllsäule, aus i.d.R. hydraulisch abbindendem, nicht auswaschbarem sowie standfestem Material, eingebaut wird. Für einen kleineren Anteil der verfüllten Schächte ist über in der Verfüllsäule verbliebenen Leitungen (i.d.R. Entgasungsrohr) ein Zugang zum Grubengebäude weiterhin möglich. Die Rohre reichen bis unterhalb der Schalungsbühne und ermöglichen einen Zugang zu dem „offenen“ mit Luft oder Wasser gefüllten Schachtbereich oder sind an die offenen Streckenbereiche des Grubengebäudes angebunden. Offen sind aktuell 34 Schachtbauwerke im Ruhrrevier und Ibbenbürener Revier, die entweder im Bereich der aktiven oder in Schließung befindlichen Bergwerke liegen oder zur Wasserhaltung verwendet werden (RAG, Stand 2016).

Das theoretische Potenzial der Schächte hängt von den Dimensionen des Schachtes, der Art der Verfüllung inkl. Einbauten (Leitungen etc.) und dem Stand des Grubenwassers ab. Mit der Teufe steigt die erzielbare Temperatur mit einem Temperaturgradienten von etwa 3 K/100 m an. Über die Schachtwand sind die Schächte thermodynamisch an den Untergrund angebunden. Innerhalb der Schächte ist je nach Verfüllung das Verfüllmaterial, Schachtluft oder das Grubenwasser anzutreffen. Innerhalb der Verfüllung kann nur die Konduktion, also ein Wärmefluss aufgrund von Temperaturdifferenzen ohne makroskopische Materialströme zum theoretischen Potenzial beitragen. Im Grubenwasser kommt neben der Konduktion die Konvektion zum Tragen und liefert hier ihre Beiträge zum theoretischen Potenzial. Die Konvektion im Grubenwasser verbessert den Wärmeübergang erheblich im Vergleich zu den Schachtbereichen der Verfüllung und der schlecht wärmeleitenden Schachtluft. Je weiter der Schacht geflutet ist, desto größer wird auch sein theoretisches Potenzial. Dies ist durch die größere Wärmekapazität des Grubenwassers und die thermodynamisch bessere Anbindung an den Untergrund bedingt. Für die Ermittlung des Potenzials wird davon ausgegangen, dass keine Erneuerung, also kein Nachfließen des Grubenwassers aus den angebundenen Sohlen, stattfindet und aus dem Schacht maximal so viel Wärme entzogen werden kann, wie auch über die Schachtwand aus

dem umgebenden Gebirge per Gesteinswärmeleitung nachfließt. So ist eine Vereisung des Grubenwassers aufgrund einer zu hohen Entzugsleistung auszuschließen.

3.3.1 Thermische Nachnutzungsvarianten der Schachtbauwerke

In den vorhandenen Schächten des Steinkohlebergbaus in NRW sind grundsätzlich folgende drei Erschließungsarten denkbar (s. Abbildung 6):

- Variante 1: Erdwärmesonde innerhalb vorhandener Leitungen in der Verfüllsäule
- Variante 2: Sonde / Rohrwärmetauscher im Grubenwasser unterhalb der Verfüllsäule
- Variante 3: Energieschacht → Voraussetzung offener Schacht

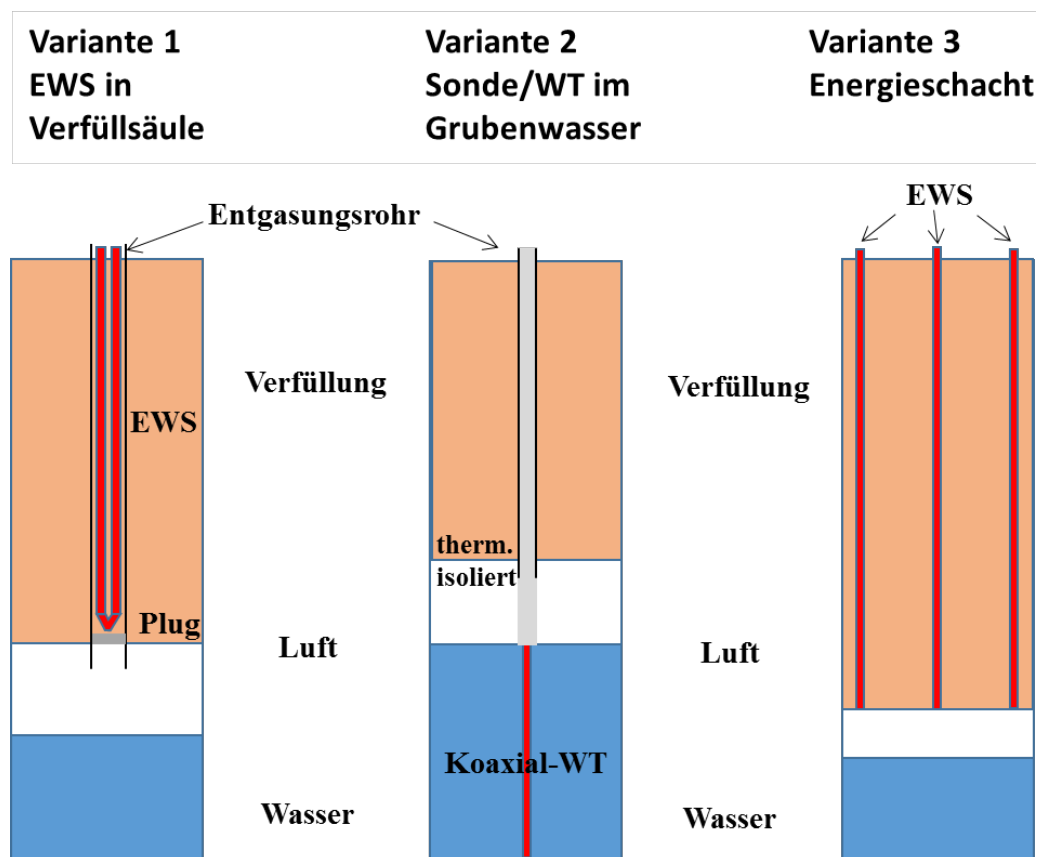


Abbildung 6: Varianten zur thermischen Erschließung von Schachtbauwerken

Variante 1

Bei der **ersten** Variante, wie am Standort Auguste-Victoria in Marl bereits umgesetzt, wird eine Erdwärmesonde (EWS) innerhalb der Verfüllsäule des Schachtes in eine vorhandene durchgehende Leitung (z.B. Entgasungsrohr) eingebracht, wobei diese aufgrund der dann dauerhaft zu erfolgenden Zementierung nicht mehr für andere Nutzungen zur Verfügung steht. Dies ist aufgrund der Verfüllung und des Grubenwasseranstiegs, der die Entstehung von Grubengas hemmt, häufig auch nicht mehr nötig. Ein direkter Kontakt zum Grubenwasser entsteht durch diese Variante nicht. Als EWS werden handelsübliche Materialien eingesetzt, wie sie auch bei oberflächennahen und mitteltiefen EWS-Bohrprojekten verwendet werden (z.B.: PE-U-Rohrsonden).

Insgesamt sind bei der Schachtsonde etwas geringere geothermische Ergiebigkeiten / Entzugsleistungen zu erwarten, als bei klassisch in Bohrungen abgeteufte EWS, da im Nahfeld der Schachtsonde der Wärmeentzug durch die Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterial bestimmt wird, die i.d.R. geringer ist als das umliegende Gestein. Der Vorteil der Schachtsonde sind jedoch die geringeren Investitionskosten da die Bohrkosten entfallen. Dies kommt allerdings erst bei größeren Tiefen zum Tragen, da die Grundkosten durch Vorbereiten und Öffnen des Entgasungsrohrs mit Setzen eines Plugs vergleichsweise hoch sind. Daher wurde auf Basis marktüblicher Preise für die Investitionskosten eine Mindestmächtigkeit der Verfüllsäule bzw. der Länge der nutzbaren Leitung festgelegt. Für die Nutzung eines Schachts mit der Variante 1 gelten daher folgende Mindestanforderungen an den Schacht:

- Mindestmächtigkeit der Verfüllsäule bzw. Länge der nutzbaren Leitung von 400 m
- Vorhandensein einer durchgängigen Leitung innerhalb der Verfüllung, die aktuell und in Zukunft nicht mehr genutzt wird
- Minstdurchmesser der Leitung von 200 mm

Variante 2

Bei der **zweiten** Variante erfolgt ein „freier“ Einbau einer Sonde bzw. eines Rohrwärmetauschers durch eine vorhandene Leitung (i.d.R. Entgasungsrohr) innerhalb eines teilverfüllten Schachtes zur indirekten Erschließung des im Schacht anstehenden Grubenwassers (analog Eduard-Schacht in Alsdorf (s. Tabelle 1)). Hierbei ist zu gewährleisten, dass ein hinreichend großer Grubenwasserkörper erschlossen wird und innerhalb des Grubenwassers ein möglichst guter Wärmeübergang am Tauscher durch eine große Tauscher-Oberfläche oder gut wärmeleitende Tauscher-Materialien vorhanden ist. Die Anbindung des Tauschers durch den verfüllten Bereich des Schachtes muss dabei möglichst gut thermisch isoliert sein, damit keine Wärmeverluste auftreten können. Des Weiteren muss die Anbindeleitung einen entsprechenden Durchmesser für den Volumenstrom des Vor- und Rücklaufs des Wärmetauscherkreises aufweisen.

Die Effizienz der Sonde bzw. des Rohrwärmetauschers wird zu einem wesentlichen Teil durch die Mächtigkeit des Grubenwasserkörpers im Schacht bestimmt. Die Leistung des Wärmetauschers ist quasi proportional zur Mächtigkeit der Wassersäule. Für eine effiziente Nutzung des Grubenwassers wird als Randbedingung eine Mächtigkeit der Wassersäule von > 200 m definiert, damit Aufwand und Nutzen der Erschließung im Verhältnis stehen. Die Kriterien für die Auswahl eines Schachtes für die Nutzungsvariante 2 „Sonde / Rohrwärmetauscher im Grubenwasser unterhalb der Verfüllsäule“ wurden wie folgt festgelegt:

- Vorhandensein einer durchgängigen Leitung innerhalb der Verfüllung, die aktuell und in Zukunft nicht mehr genutzt wird
- Mindestmächtigkeit der Wassersäule im Schacht von 200 m
- Minstdurchmesser der Leitung von 150 mm

Variante 3

Als **dritte** Variante kommt anschließend noch ein sogenannter Energieschacht in Frage. Dabei werden vor der Verfüllung eines bisher noch offenen Schachtes an den Schachtwänden über den gesamten Bereich der Verfüllsäule Wärmetauscherrohre eingebracht. Die geothermische Ergiebigkeit liegt dann etwa 2 – 2,5 mal so hoch wie bei einer Schachtsonde (Variante 1).

Die dritte Variante wird im Rahmen der Potenzialstudie jedoch nicht weiter betrachtet. Zum einen werden die Verfüllungen der aktuell noch offenen Schächte in den nächsten drei Jahren abgeschlossen sein, so dass der Planungs- und Umsetzungszeitraum sehr knapp bemessen ist. Zum anderen werden viele dieser Schächte zukünftig als Wasserhaltungsstandorte genutzt, wobei eine offene thermische Wassernutzung als deutlich effizienter einzuschätzen ist.

3.3.2 Datenermittlung zu den Schachtbauwerken des Steinkohlebergbaus

Nach einer ersten Sichtung der Daten und der Rücksprache mit den Bergwerksbetreibern, verblieben insgesamt 135 Schächte im Ruhrrevier, sieben Schächte im Aachener Revier und 18 Schächte im Ibbenbürener Revier, die für die geothermische Nutzung theoretisch nutzbar sind. Alle weiteren Schächte sind entweder komplett verfüllt und damit nicht mehr zugänglich oder weisen andere Restriktionen auf, die eine thermische Nachnutzung unmöglich machen.

Zur Prüfung der technischen Eignung und der nachfolgenden Simulation der thermischen Potenziale für die drei Nutzungsvarianten wurden folgende spezifische Daten zu den Schächten ausgewertet. Insofern die Daten unplausibel oder unvollständig waren, wurden diese anhand recherchierter und pauschaler Annahmen sowie eigener Berechnungen sinnvoll ergänzt: (vgl. auch Denneborg et al., 2017; Drozdowski, 1985; Agemar et al., 2014; VDI 4640 Blatt 1, 2010)

- Lage
 - Rechts- und Hochwert, Gemeindezuordnung
- Geometrie des Schachtes
 - Höhenlage in m NHN, Teufe in m, Querschnittsform, Durchmesser in m
- Status/Funktion (aktuelle und künftige Nutzung) des Schachtes
 - für das Jahr 2020 keine Berücksichtigung von Schächten, die noch nicht verfüllt sind oder bei denen aktuell noch eine Grubengasnutzung stattfindet
- Geometrie der Verfüllsäule
 - teil- oder vollverfüllt, Mächtigkeit in m
- Entgasungs- und Lotungsleitungen
 - Anzahl, Durchmesser in mm, Durchgängigkeit

- Entwicklung des Grubenwasserstands innerhalb der Schachtbauwerke
 - Zuordnung zu den Wasserprovinzen, aktueller Wert und Prognosewerte der Wasserstände für 2020, 2035 und 2050 in m NHN
- Geologisches Profil
 - Mächtigkeit Deckgebirge in m, Geologie des Deckgebirges
- Temperaturprofil innerhalb der Schachtgebäude in °C
 - aus Kartenanwendung vom Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) und dem Geothermischen Informationssystem für Deutschland „GeotIS“ (Agemar et al. 2014)
- Wärmeleitfähigkeiten des umgebenden Gebirges
 - Aufgrund starker Heterogenität pauschaler Ansatz gewählt (Oberkarbon $\lambda_{\text{eff}} = 2,5$ W/(m K), Deckgebirge $\lambda_{\text{eff}} = 2,2$ W/(m K))

Die folgende Tabelle 4 gibt einen Überblick über die ausgewerteten Schächte und Parameter:

Tabelle 4: Rahmendaten der ausgewerteten Schächte des Steinkohlebergbaus

	Aachen	Ruhrrevier	Ibbenbüren	Gesamt
Zahl der ausgewerteten Schächte	7	135	18	160
Schachtgeometrie				
Ø Teufe in m	773	999	319	913
max. Schachtteufe in m	890	1.639	1.545	1.639
Ø Durchmesser in m	5,4	6,2	4,4	6,0
max. Durchmesser in m	6,5	8,9	7,0	8,9
Verfüllung				
offen/verfüllt o. teilverfüllt	0/7	28/107	6/12	34/126
Ø Länge Verfüllsäule in m	562	645	138	584
max. Länge Verfüllsäule in m	888	1293	347	1293
Anzahl Länge > 400 m	5	105	0	110
Schächte mit Entgasungsleitungen				
Ø Rohrdurchmesser in mm	379	372	0	373
Anzahl > 200 mm	7	73	0	80

		Aachen	Ruhrrevier	Ibbenbüren	Gesamt
Wassersäulenangaben					
Wassersäule > 200 m	2020	2	42	0	44
Wassersäule > 200 m	2035/2050	2	81	4	87
Ø Wassersäulen in m	2020	207	139	20	128
Ø Wassersäulen in m	2035/2050	211	268	179	256
max. Mächtigkeit in m	2020	743	657	165	743
max. Mächtigkeit in m	2035/2050	743	981	1345	1345
Nutzungsvarianten					
Variante 1	2020	5	46	0	51
Variante 1	2035/2050	5	93	0	98
Variante 2	2020	2	28	0	30
Variante 2	2035/2050	2	74	4	80
beide Varianten	2020	0	18	0	18
beide Varianten	2035/2050	0	55	0	55
Konkurrenz Grubengas 2020		0	34	0	34
Konkurrenz Wasserhaltung		0	7	0	7

In der nachfolgenden Abbildung 7 sind die untersuchten 160 Schachstandorte mit den möglichen Nutzungsvarianten und den relevanten Bezugsjahren dargestellt, an denen eine derartige Nutzung möglich ist.

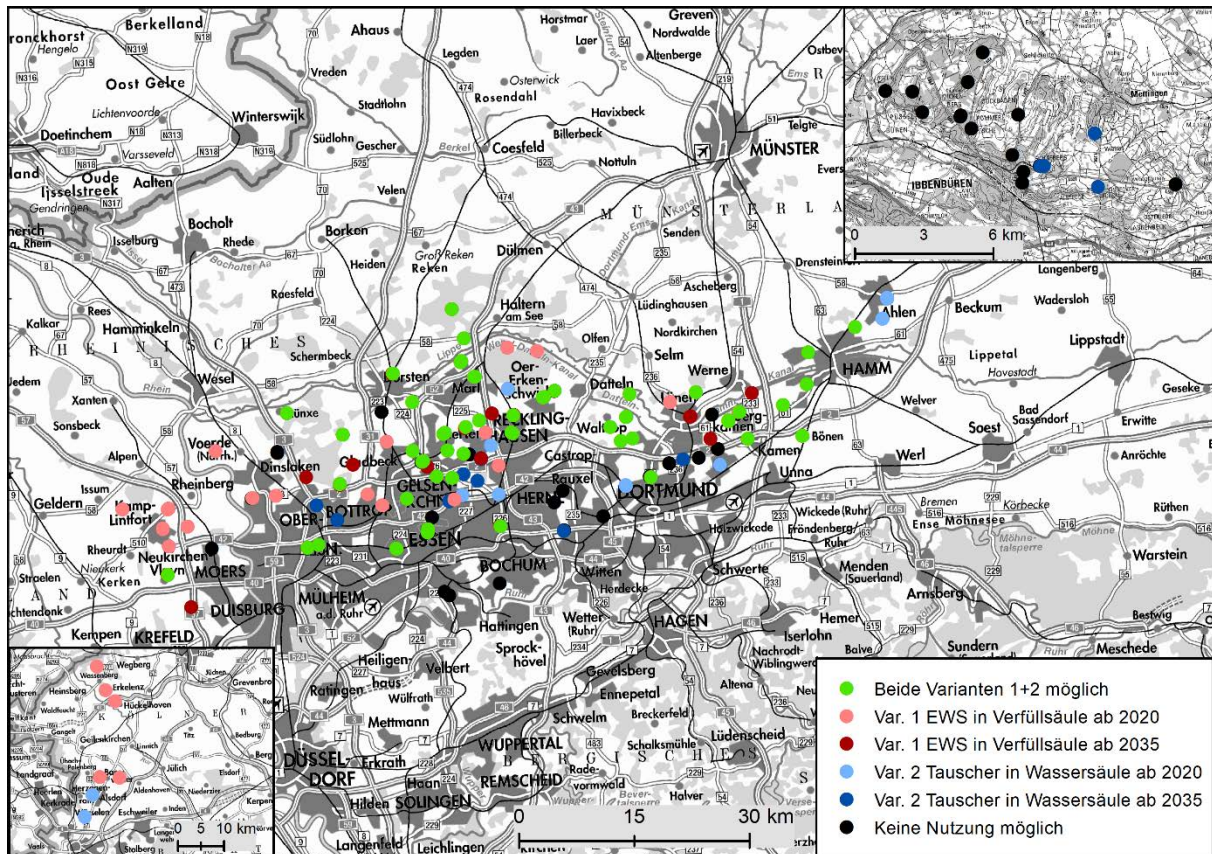


Abbildung 7: Lageplan der ausgewählten Schachtstandorte

Dabei ist zu erkennen, dass im Ruhrrevier viele Schächte existieren, bei denen beide Nutzungsvarianten möglich sind. Aufgrund des fortschreitenden Abbaus der Steinkohle in den letzten Jahrzehnten, sind die nutzbaren Schächte eher im nördlichen Ruhrgebiet anzutreffen. Im Aachener Revier sind alle Schächte theoretisch nutzbar, wobei hier durch die örtlichen Gegebenheiten nur jeweils eine Variante möglich ist. Im Ibbenbürener Revier sind bereits viele Schächte nicht mehr für die Nutzung des warmen Grubenwassers nutzbar.

Die folgende Abbildung 8 veranschaulicht am Beispiel ausgewählter Schächte die Mächtigkeit der unterschiedlichen Säulen, die für die Variante 2 ab dem Bezugsjahr 2020 nutzbar sind.

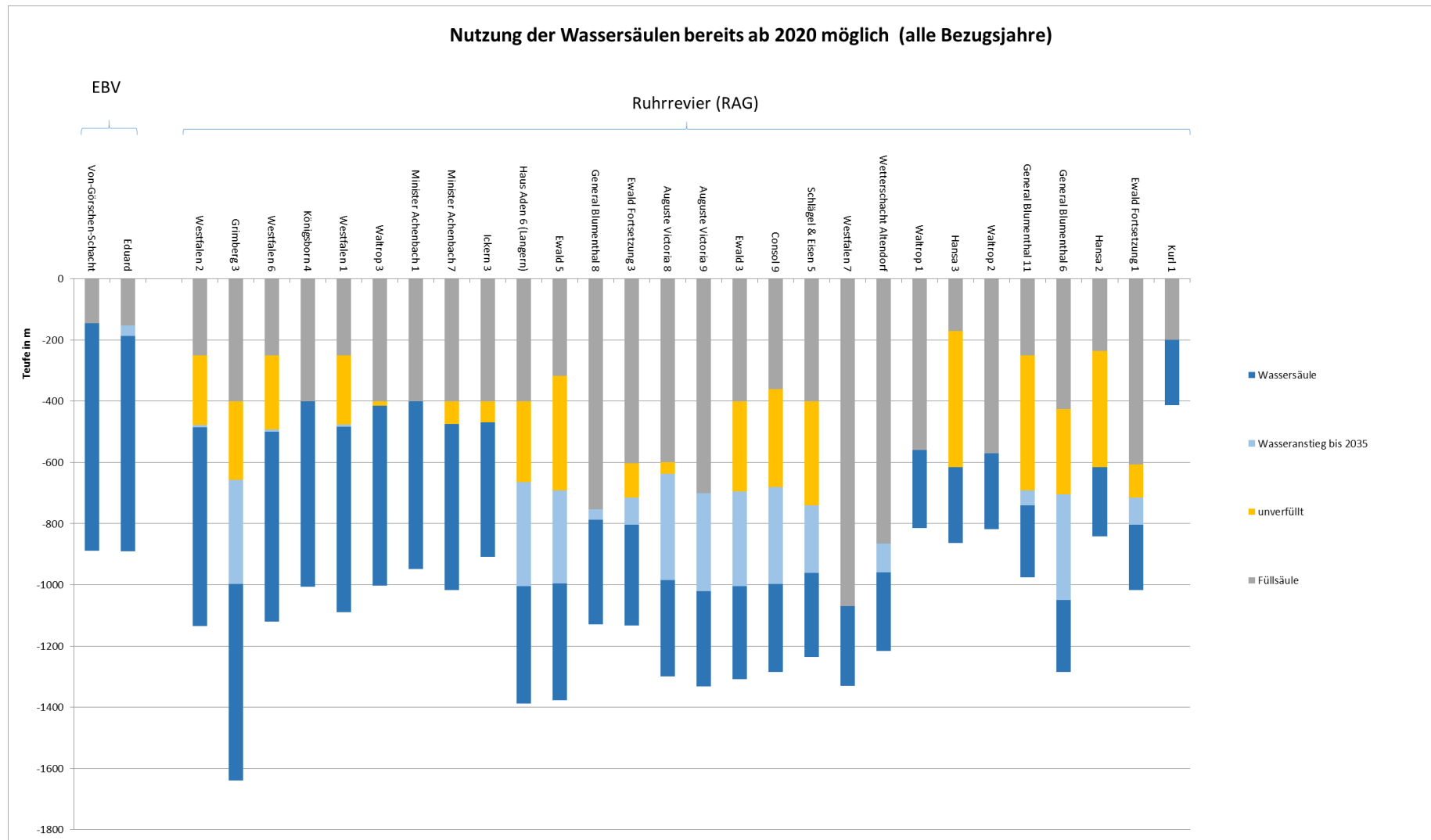


Abbildung 8: Nutzung Wassersäulen ab Bezugsjahr 2020

3.4 Braunkohletagebau

3.4.1 Überblick über das Rheinische Braunkohlerevier

Aktuell betreibt die RWE Power AG im Rheinischen Braunkohlerevier an den Standorten Garzweiler, Hambach und Inden Braunkohletagebaue, wobei die Braunkohleflöze bis in Tiefenlagen von 470 m abgebaut werden. Die in den Tagebauen vorhandenen Braunkohlemengen lassen einen Abbau bis ca. 2032 beim Tagebau Inden sowie bis zur Mitte dieses Jahrhunderts beim Tagebau Hambach und Garzweiler zu.

Zum Abbau der Braunkohle im Tagebau muss das Abbaufeld entwässert werden (vgl. Abbildung 9). Hierzu müssen entsprechende Sumpfungsmaßnahmen erfolgen, wobei das Grundwasser in unterschiedlichen Grundwasserhorizonten bis unterhalb des tiefsten Abbaubereichs abgepumpt und anschließend leitungsgebunden als Sumpfungswasser (SW) abgeleitet wird. Das Temperaturniveau des SW nimmt mit der Tiefe eines Abbaufeldes zu und ist im Jahresdurchschnitt relativ konstant zwischen 12 °C – 20 °C (je nach Tagebau und Örtlichkeit). Aktuell erfolgen im Rheinischen Revier Sumpfungsmaßnahmen in einer Größenordnung von rund 510 Mio. m³/a über die drei Entwässerungssysteme der Tagebaue Inden, Hambach und Garzweiler.

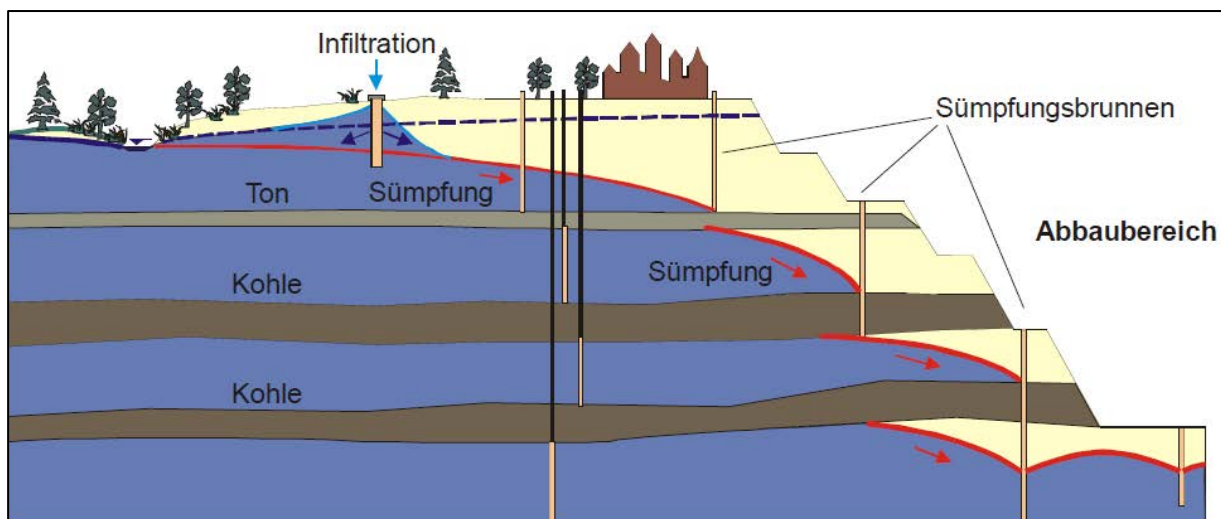


Abbildung 9: Schema der Sumpfungsmaßnahmen im rheinischen Revier (RWE Power AG, 2016)

Tagebau Inden

Im Tagebau Inden fallen derzeit Sumpfungswässer in Höhe von ca. 75 Mio. m³/a an, die nördlich und südlich des Tagebaus in die Inde (Kirchberg bzw. Lamersdorf) geleitet oder als Kühl- und Speisewasser des Kraftwerks Weisweiler genutzt werden (vgl. Abbildung 10). Die Temperatur des Sumpfungswassers beträgt an den Einleitstellen etwa 13 °C – 14 °C. Der Abbau der Braunkohle ist derzeit bis ca. 2032 geplant.

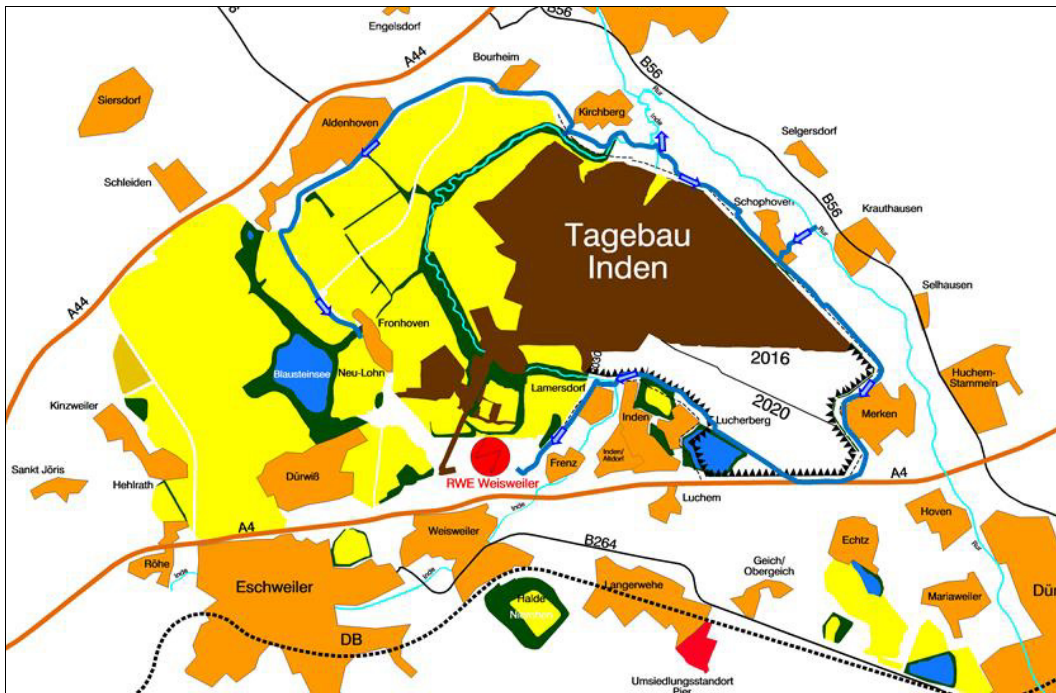


Abbildung 10: Tagebau Inden (RWE Power AG, 2016)

Tagebau Garzweiler

Im Tagebau Garzweiler fallen derzeit Sumpfungswässer in Höhe von ca. 110 Mio. m³/a an. Die Leitungssysteme sind zum großen Teil nach Osten (Kraftwerksversorgung) und nach Norden (Ökowserversorgung) orientiert (vgl. Abbildung 11). Die Temperatur des Sumpfungswassers beträgt im Leitungssystem etwa 13 °C – 14 °C.

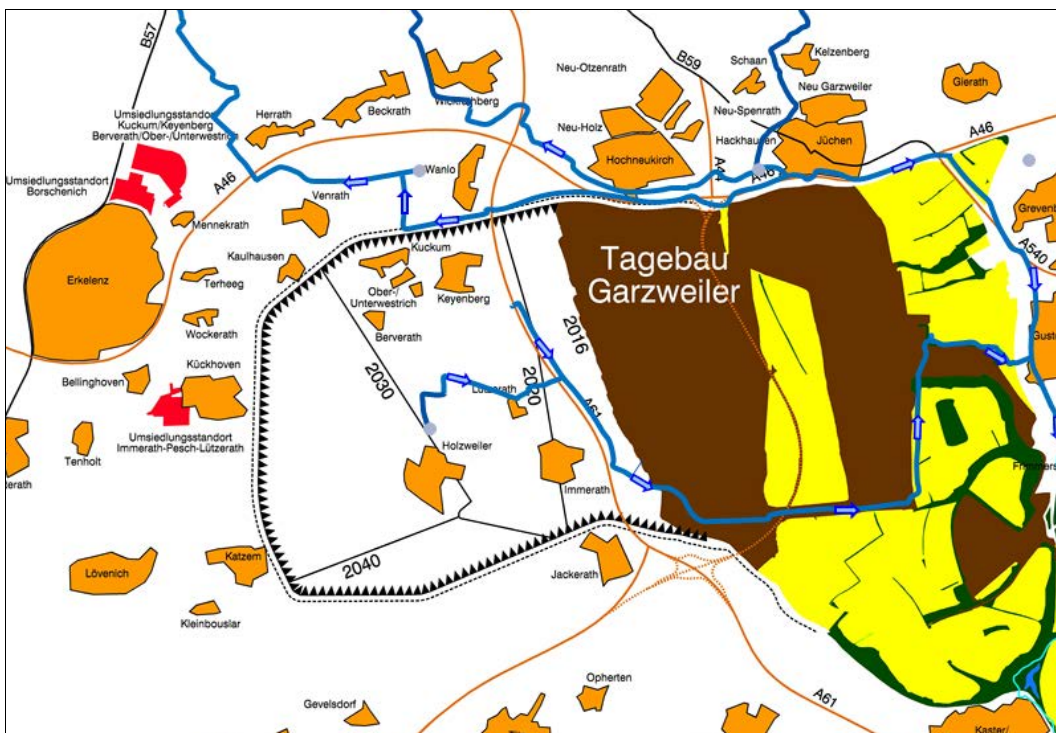


Abbildung 11: Tagebau Garzweiler (RWE Power AG, 2016)

Tagebau Hambach

Im Tagebau Hambach fallen derzeit Sumpfungswässer in Höhe von ca. 325 Mio. m³/a an. Die Leitungssysteme sind zum großen Teil nach Nordosten orientiert, wobei eine Einleitung in die Erft bei Bohlendorf und Thorr erfolgt (vgl. Abbildung 12). Ein Teilstrom wird für die Kraftwerke Niederaußem und Neurath aufbereitet. Die maximale Aufbereitungskapazität beträgt ca. 130 Mio. m³/a. Tatsächlich werden aktuell ca. 50 Mio. m³/a - 60 Mio. m³/a genutzt. Geringe Mengen werden nach Westen in die Rur (Selhausen) abgeleitet. Die Temperatur des Sumpfungswassers beträgt im Leitungssystem im Durchschnitt 21,5 °C.

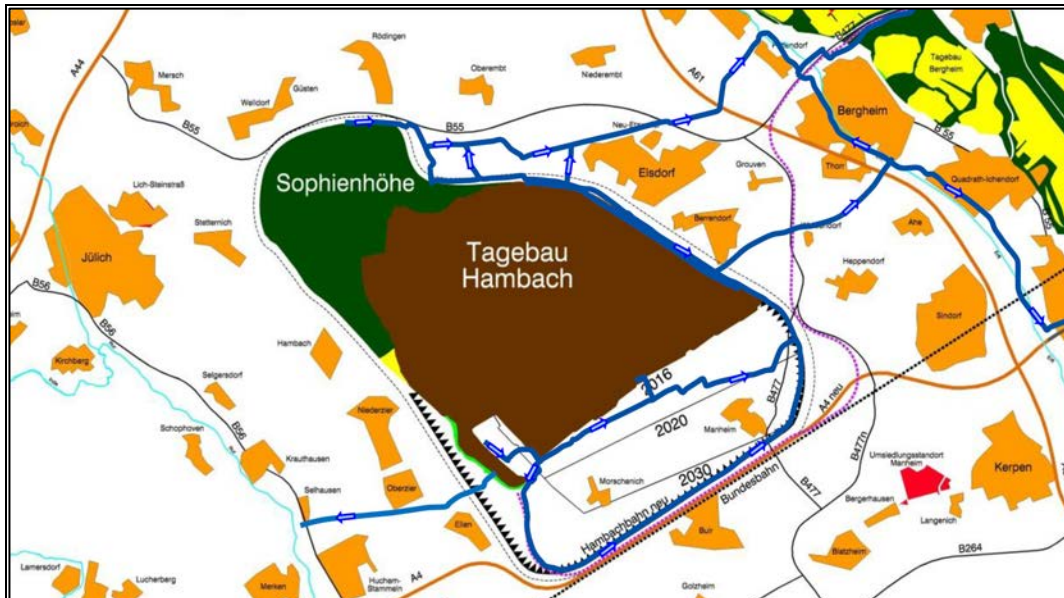


Abbildung 12: Tagebau Hambach (RWE Power AG, 2016)

Nach Abstimmung mit der projektbegleitenden Arbeitsgruppe wurde entschieden, eine Sumpfungswassernutzung am Tagebau Inden im Rahmen der Potenzialstudie aufgrund des voraussichtlichen Betriebsendes 2032 nicht weiter zu verfolgen. Der Nutzungszeitraum für eine potenzielle Wärmeversorgung wird als zu kurz angesehen. Beim Tagebau Garzweiler ist die Realisierung einer Wärmeversorgung aufgrund der geringen Wassertemperaturen von im Mittel 13 °C aktuell wirtschaftlich schwer darstellbar. Aufgrund der großen Volumenströme und möglicher Änderungen der politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wurde der Standort jedoch in die weitere Betrachtung mit aufgenommen.

3.4.2 Datenermittlung zu dem Braunkohletagebau

Zur Ermittlung der theoretischen thermischen Potenziale aus den Sumpfungsmaßnahmen der Braunkohletagebaue Garzweiler und Hambach wurden folgende Daten angefragt:

- Allgemeine Rahmendaten der Sumpfungsmaßnahmen (Bezeichnung, Lage des Tagebaus und der Leitungstrassen),
- Pump- und Fördermengen [m³/a, l/s],
- Pumpniveau [m NHN],

- Wassertemperatur in °C,
- Chemismus der gepumpten Sumpfungswässer (elektrische Leitfähigkeit, Hauptkomponenten),
- Aufteilung in Teilvolumenströme (Einleitstellen, Trassenverläufe)
- Planungs- und Prognosestand für die Bezugsjahre 2020 und 2035

Nachfolgend (Tabelle 5) sind die Daten zu den Sumpfungsmaßnahmen für die beiden Tagebaue Garzweiler und Hambach im Überblick dargestellt.

Tabelle 5: Vereinfachte Datendarstellung zu den Sumpfungsmaßnahmen der RWE Power AG

Standort	Bezugs-jahr	Fördermenge [Mio. m³/a]	Wassertemp. [Ø; °C]	Förderrate [l/s]	Elektrische Leitfähigkeit [µS/cm]	Wasser-qualität
Garzweiler	2020	110	13	3.500	570	Süßwasser bis Brackwasser
	2035	110	13	3.500	570	
Hambach	2020	325	21,5	10.300	760	Süßwasser bis Brackwasser
	2035	325	21,5	10.300	760	
Summe		435	-	13.800	-	

Für die Berechnung des theoretischen Potenzials wurden dabei nach Rücksprache mit der RWE Power AG und der projektbegleitenden Arbeitsgruppe folgende Annahmen getroffen:

- Der Standort Inden wird nicht betrachtet (s.o.)
- Für Garzweiler und Hambach wird für das Bezugsjahr 2050 keine Sumpfungswassernutzung mehr betrachtet
- Es ist derzeit davon auszugehen, dass sich die Gesamtvolumenströme, die Temperaturen und der Wasserchemismus in den betrachteten Bezugsjahren nicht wesentlich verändern. Daher werden aus Gründen der Vereinfachung die Daten aus beiden Bezugsjahren gleichgesetzt
- Es werden keine relevanten saisonalen Schwankungen bei den Gesamtvolumenströmen erwartet
- Je Standort wird eine konstante mittlere Wassertemperatur verwendet. Unterschiedliche Temperaturen in den verschiedenen Abschnitten der Leitungstrassen sowie saisonale Schwankungen werden nicht betrachtet.
- Die Sumpfungswasserleitungen sind weitestgehend verrohrt und die thermische Nutzung des Grubenwassers ist entlang aller Trassen (Rohrleitungen) grundsätzlich denkbar.
- Wärmeverluste entlang der Entwässerungssysteme werden aufgrund des geringen Temperaturniveaus der Sumpfungswässer grundsätzlich als gering eingestuft und werden vernachlässigt.

- Die Nutzung ist unabhängig von einer späteren Kraftwerksnutzung (Süßwasser kann auch nach thermischer Nutzung verwendet werden)
- Eine kontinuierliche Versorgungssicherheit kann seitens der RWE Power AG nicht gewährleistet werden, da es durchaus zu Sumpfungswasserausfällen an den Abnahmestellen kommen kann (z.B. aufgrund technischer Störungen oder betrieblicher Notwendigkeiten). Daher wird bei der Berechnung der theoretischen Potenziale stets ein redundantes System berücksichtigt

Zur Hydrochemie bleibt festzuhalten, dass bei einer thermischen Nutzung der Sumpfungswässer anlagentechnische Probleme, z. B. aufgrund von Eisenverockerungen (Eisenhydroxidausfällung) auftreten können, da die Beschaffenheit der geförderten Wässer natürlichen Schwankungen unterliegt. Die Wässer der Sumpfungstandorte werden daher konservativ als Brackwasser klassifiziert. Dies hat sowohl energetische (marginal wegen Einfluss auf die Wärmekapazität) als auch wirtschaftliche Auswirkungen (höhere Betriebskosten durch höheren Wartungsaufwand als bei Süßwasser).

Aufgrund der Großräumigkeit der Ableitungstrassen ist keine eindeutige Zuordnung zu potenziellen Abnehmerstrukturen möglich. Daher wurde entschieden für die beiden Standorte Garzweiler und Hambach Teilstrombetrachtungen durchzuführen, wobei jeweils vier Punktquellen festgelegt wurden. Nachfolgende Tabelle 6 zeigt die den entsprechenden Punktquellen zugeordneten Teilstrome.

Tabelle 6: Aufteilung in Teilstrome in den Abbaubereichen Garzweiler und Hambach

Teilgebiet	Fördermenge [Mio. m³/a]	Teilgebiet	Fördermenge [Mio. m³/a]
Garzweiler G1	40	Hambach H1	45
Garzweiler G2	30	Hambach H2	160
Garzweiler G3	10	Hambach H3	60
Garzweiler G4	30	Hambach H4	60
Summe	110	Summe	325

3.5 Erz- und Schieferbergbau

Nordrhein-Westfalen ist reich an armen Erzlagerstätten, die aus Schwarz- und Buntmetallerzen gebildet werden (s. Abbildung 13). Vor allem Störungssysteme in alten Grundgebirgen (Rheinisches Schiefergebirge) sind hydrothermal vererzt und bilden lokale Ganglagerstätten, die in Erzbezirke zusammengefasst werden. Bekannte Beispiele sind der Siegerländer Erzbezirk, der Bensberger Erzbezirk und der Hochsauerlandkreis im östlichen Nordrhein-Westfalen. Die Erzgewinnung lässt sich bis in die Kelten- und Römerzeit zurückverfolgen und war vom 19. bis in die erste Hälfte des 20. Jahrhunderts für die jeweilige Region sehr bedeutend. Erzbergbau in den Steinkohlezechen des Ruhrreviers wurde für diese Studie nicht gesondert betrachtet, sondern im Kapitel zum Steinkohlebergbau zusammengefasst.

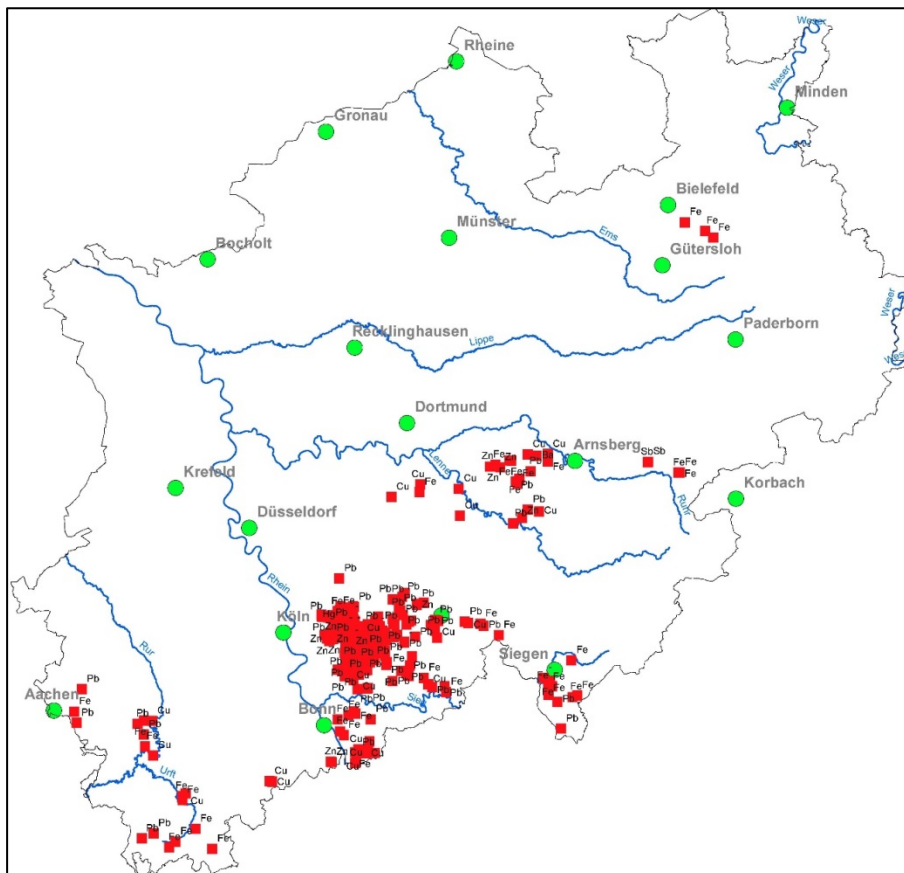


Abbildung 13: Übersicht der Erzbergwerke (rote Punkte) in Nordrhein-Westfalen (Kartenquelle: Geologischer Dienst NRW, 2016)

Im Auftrag der Bezirksregierung Arnsberg wurden in den Jahren 2010 bis 2012 Punktquellen wie Stollenmundlöcher und diffuse Quellen wie z.B. Haldensickerwässer untersucht, um so signifikante Belastungsquellen des Erzbergbaus zu lokalisieren und mögliche Maßnahmen zu definieren (BRA, 2012). In der Studie wurden in der Regel Abflussmengen an Stollenmundlöchern von zumeist unter 10 l/s gemessen. Es existieren jedoch auch Entwässerungsstollen mit deutlich höheren Abflüssen. Beispiele dafür sind der Eickhoff-Stollen mit ca. 63 l/s oder der Burgfeyer Stollen mit ca. 300 l/s.

Für eine Betrachtung des geothermischen Potenzials ist eine mehrjährige Aufzeichnung der Temperatur und der Schüttungsmenge erforderlich, die die momentane hydrologische Situation des Ent-

wässerungsstollens widerspiegelt. Entwässerungsstollen mit durchschnittlichen Jahrestemperaturen von rund 12 °C oder darunter liegen im Bereich typischer Grundwassertemperaturen und wurden daher nicht weiter betrachtet. Die Grubenwässer der Entwässerungsstollen aufgegebener Erzbergwerke zeigen zudem signifikantes Schwermetallbelastungspotenzial (z. B. Zink, Nickel, Blei, etc.) (BRA, 2012). Aus diesem Grund wurden Abflüsse mit hohen Schadstofffrachten ebenfalls nicht weiter betrachtet. Nach einer ersten Sichtung der vorhandenen Daten konnten lediglich drei ehemalige Lagerstätten ausfindig gemacht werden, die nachfolgend näher betrachtet werden.

Eickhoff-Stollen

Der Eickhoff-Stollen (Grube Vereinigter Bastenberg und Dörnberg, Förderung von Blei und Zink) bei Ramsbeck weist mit ca. 2 Mio. m³/a eine hohe Schüttung auf. Die Schwankungsbreiten der Wassertemperaturen über das Jahr wurden mit 10 °C – 14 °C (Pumpensumpf im Schacht) und 8 °C – 12 °C (natürlicher Auslauf) dokumentiert (Besucherbergwerk Ramsbeck, 2017). Aufgrund des geringen Temperaturniveaus im Bereich typischer Grundwassertemperaturen wird eine energetische Nutzung, trotz der hohen jährlichen Abflussmengen, im Rahmen der vorliegenden Studie nicht weiter betrachtet.

Schwefelkiesgrube Meggen

Das Grubenwasser der Schwefelkiesgrube Meggen (ehemaliges Pyrit-, Blei- und Zinkbergwerk) wird vor Eintritt in die Lenne zur Reduzierung der Schwermetallfrachten extra aufbereitet (BRA, 2012). Tabelle 7 zeigt die Daten für den Carolinenglücker Stollen des Bergwerks mit Auslaufmenge, Wassertemperatur, elektrische Leitfähigkeit und Wasserqualität (GEA Group AG, 2017). Es wird davon ausgegangen, dass sich die Datenlage bis zum Bezugsjahr 2050 nicht ändern wird.

Tabelle 7: Parameter Schwefelkiesbergwerk Meggen

Standort	Bezugsjahr	Auslaufmenge [Mio. m³/a]	Wassertemp. [Ø; °C]	Förder- rate [l/s]	Elektrische Leitfähigkeit [µS/cm]	Wasserqualität
Meggen	2017 - 2050	1,7	16,5	54	3.400	Süß- bis Brackwasser

Siegerländer Erzrevier

Im Siegerländer Erzrevier (Teil Nordrhein-Westfalen) existieren über 50 Schächte mit Tiefen bis maximal 900 m unter Geländeoberkante (GOK). Die meisten Schächte (ca. 50 %) liegen zwischen 200 m und 600 m unter GOK (Fenchel et al., 1985). Die letzte Grube wurde im Jahr 1965 geschlossen.

Wärmemessungen in den tiefen Gruben des Rheinischen Schiefergebirges zur Zeit des aktiven Erzbergbaus ergaben einen mittleren geothermischen Gradienten von 2,2 °C pro 100 m (vgl. Bornhardt, 1912 & Quiring, 1936). Dieser gemessene geothermische Gradient ist deutlich niedriger als der üblicherweise für die Erdkruste angegebene durchschnittliche Gradient von 3 °C pro 100 m. Mit dem Gebirgscharakter des Siegerlandes gehen auch eine mächtigere Krustendicke und damit ein für die Nutzung ungünstigerer Tiefengradient hervor. Die Ergebnisse zeigen daher für den Fall einer geothermischen Schachtnutzung ein geringeres Nutzungspotenzial. Der genaue Zustand der Schächte nach Aufgabe des Bergwerks ist unbekannt. Für eine geothermische Nutzung der Schächte müssten die hydraulischen Verhältnisse und der Zustand des jeweilig betrachteten Schachtes erkundet wer-

den (Stemke und Wohnlich, 2014). Aufgrund der unklaren Datenlage wurde daher von einer Berechnung des geothermischen Potenzials der Schächte im Siegerländer Erzrevier abgesehen.

3.6 Stollenausflüsse im südlichen Ruhrgebiet

Nach Angaben der Bezirksregierung Arnsberg, Abteilung Bergbau und Energie, befinden sich im Ruhrgebiet schätzungsweise 100 wasserführende Erbstollen, welche insbesondere in der Frühzeit des Steinkohlenbergbaus an der Ruhr im 18. Jahrhundert und bis weit in das 19. Jahrhundert, vor der Einführung der Dampfmaschine, zur Entwässerung von Gruben dienten. Dazu wurden in die Talhänge des Ruhrtals und den Nebentälern geringfügig geneigte Stollen in das Gebirge getrieben. Die Entwässerungsfunktion dieser Stollen funktioniert, soweit die Stollen erhalten sind, bis heute.

Die Erbstollen liegen oftmals im Verantwortungsbereich der ehemaligen Bergwerksbetreiber. Die genaue Anzahl, die Lage des Stollenmundlochs und der derzeitige Zustand der wasserführenden Stollen sind größtenteils unbekannt und nicht ausreichend dokumentiert. Aus diesem Grund hat es sich das Forschungszentrum Nachbergbau der Technischen Fachhochschule Georg Agricola in Bochum zur Aufgabe gemacht, eine erste Bestandsaufnahme der Erbstollen nördlich und südlich der Ruhr durchzuführen (Melchers et al. 2015). Viele Erbstollen zeigen Schüttungen von mindestens 10 l/s und auch deutlich darüber. Für eine Betrachtung des geothermischen Potenzials ist eine mehrjährige Aufzeichnung der Temperatur und der Schüttungsmenge erforderlich, die die momentane hydrologische Situation des Erbstollens bzw. des Entwässerungsstollens widerspiegelt.

Durch Melchers et al. (2015) wurde zudem die hydrochemische Beschaffenheit der Grubenwässer von 25 Erbstollen untersucht. Die Ergebnisse der laufenden Arbeiten ergaben gemessene elektrische Leitfähigkeiten zwischen 81 $\mu\text{S}/\text{cm}$ – 2.380 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Dies zeigt einen Mineralisierungsgrad im Bereich von 50 mg/l – 1600 mg/l. Damit liegt die Salzfracht grob im Bereich von natürlichem Grundwasser (rund 400 $\mu\text{S}/\text{cm}$). Es handelt sich also nicht um Tiefenwässer (Sole oder Thermalwasser) oder um klassische Grubenwässer, wie sie vom nördlichen Ruhrgebiet bekannt sind. Bei Austritt aus dem Stollenmundloch wird gelöstes Eisen in Form von Eisenhydroxiden oxidiert und ausgefällt. Aus diesem Grund sind die obertägigen Austrittsstellen meist rötlich gefärbt. Der durchschnittliche pH-Wert der Wässer liegt bei 7,6 und damit im leicht alkalischen Bereich. Die Schwankungsbreiten der Wassertemperaturen über das Jahr sind noch nicht hinreichend publiziert.

Aufgrund des generell geringen grundwassernahen Temperaturniveaus und der fehlenden Temperaturangaben für Einzelobjekte sowie der saisonal stark variierenden Abflussmenge (Detailangaben zum Jahresgang fehlen), wird das geothermische Potenzial der Stollenausflüsse des südlichen Ruhrgebiets nicht weiter betrachtet.

4 Ermittlung des theoretischen Potenzials

Im vorliegenden Kapitel erfolgt die Ermittlung des theoretischen thermischen Potenzials, welches bei Nutzung des Grubenwassers aus Wasserhaltungsmaßnahmen (Hebungs- bzw. Sumpfungmaßnahmen und Wasserabläufe) oder indirekter Nutzung von noch zugänglichen Bergwerksschächten im Land NRW anfällt. Je nach vorhandenem Temperaturniveau der warmen Grubenwässer, kann das energetische Potenzial in ein Potenzial zur Beheizung und ein Potenzial zur Kühlung entwickelt werden.

4.1 Wasserhaltungen und Sumpfungsmaßnahmen

Auf Grundlage der vorliegenden Daten zu den ausgewählten Wasserhaltungsstandorten des Steinkohle-, Braunkohle- und Erzbergbaus (vgl. Kap. 3), wurden die Förderraten und die theoretisch erzielbaren thermischen Leistungen und Energiemengen aus dem Grubenwasser für die drei Bezugsjahre 2020, 2035 und 2050 berechnet. Hierbei werden nachfolgende An- und Vorgaben betrachtet.

Es wird davon ausgegangen, dass die gesamte Fördermenge bei der thermischen Grubenwassernutzung auf maximal 6 °C abgekühlt werden kann. In Abhängigkeit von der mittleren Wassertemperatur ergeben sich somit nutzbare Temperaturdifferenzen von max. 7 °C – 29 °C. Der untere Grenzwert von 6 °C orientiert sich an den üblicherweise bei der Grundwassernutzung in Mitteleuropa angesetzten Rücklauftemperaturen. Werte deutlich unter 6 °C sind darüber hinaus aus energetischen (Effizienz der Anlage reduziert sich aufgrund einer geringeren Arbeitszahl der Wärmepumpe) und anlagentechnischen Gesichtspunkten (Frostgefahr am Wärmetauscher) nicht sinnvoll.

Die genannten Fördermengen bzw. Volumenströme sind die langfristig zu erwartenden Wassermengen. Dabei gibt es saisonale Schwankungen, die sich jedoch nicht prognostizieren lassen. Es ist davon auszugehen, dass bei einer technischen Realisierung einer Grubenwassernutzung, diese Schwankungen über Pufferspeicher und Redundanzanlagen sowie zusätzliche Spitzenlasterzeuger vollständig ausgeglichen werden können.

Die aus dem Grubenwasser der Wasserhaltungen bereitgestellte maximale thermische Leistung P_{thW} berechnet sich wie folgt:

$$P_{thW} = \rho_w * c_w * \Delta (T_{mittel} - T_{min}) * V_w \quad (1)$$

mit

- ρ_w = Dichte des Grubenwassers in kg/dm³
- c_w = Wärmekapazität des Grubenwassers in KJ/(kg K)
- T_{mittel} = mittlere Ausgangstemperatur des Grubenwassers in °C
- T_{min} = minimale Rücklauftemperatur in °C
- V_w = Volumenstrom in l/s (ermittelt aus dem jährlichen Grubenwasservolumenstrom)

Es wird angenommen, dass das maximale theoretische Wärmepotenzial E_{thW} im Vollastbetrieb von 8.760 Stunden pro Jahr zur Verfügung gestellt werden kann. E_{thW} berechnet sich daher wie folgt:

$$E_{thW} = P_{thW} * 8.760 \text{ h/a} \quad (2)$$

Die zur Berechnung notwendigen Stoffwerte, wie die Wärmekapazität des Grubenwassers c_w und die Dichte des Grubenwassers ρ_w , werden individuell für die Standorte auf Grundlage der Wasseranalysen und den damit bekannten Grubenwasserchemismus sowie den mittleren Ausgangstemperaturen des Grubenwassers T_{mittel} nach den Berechnungsvorgaben von Sharqawy et al. (2010) bestimmt und fließen in die Berechnung mit ein. Dabei ist zu erkennen, dass ein erhöhter Salzgehalt zu einer Erhöhung der Dichte und zu einer Reduzierung der Wärmekapazität führt.

Einen Überblick über die an den Standorten gemäß Formel 1 und 2 ermittelten theoretischen Leistungs- und Energiepotenziale liefert nachfolgende Tabelle 8.

Tabelle 8: Theoretische Leistungs- und Energiepotenziale der Wasserhaltungsstationen

Standort	Bezugs-jahr	max. ΔT ($T_{mittel} - T_{min}$) [K]	Förderrate V_w [l/s]	Dichte ρ_w [kg/dm ³]	Wärme- kapazität c_w [KJ/(kg K)]	max. Therm. Leistung P_{thW} [MW]	Theor. Wärme- energiepo- tenzial E_{thW} [GWh/a]
Heinrich (RAG)	2020- 50	12	634	999,2	4,1	31,4	274,6
Robert Mü- ser (RAG)	2020- 50	14	336	1.000,2	4,2	19,6	171,7
Friedlicher Nachbar (RAG)	2020- 50	14	270	999,2	4,2	15,7	137,9
Haus Aden (RAG)	2020	18	406	1.006,3	4,1	30,3	265,1
	2035- 50	23	306	1.007,2	4,1	23,6	206,7
Walsum (RAG)	2020- 50	23	254	1.034,3	3,9	23,7	207,6
Lohberg (RAG)	2035- 50	29	1.104	1.048,4	3,8	128,5	1.126,1
Ibbenbüren- Ostfeld (RAG)	2023	7	33	1.055,6	3,8	0,9	8,2
Ibbenbüren- Westfeld (RAG)	2020	7	127	1.000	4,2	3,7	32,5

Standort	Bezugs-jahr	max. ΔT ($T_{\text{mittel}} - T_{\text{min}}$) [K]	Förderrate V_w [l/s]	Dichte ρ_w [kg/dm ³]	Wärme- kapazität c_w [KJ/(kg K)]	max. Therm. Leistung P_{thW} [MW]	Theor. Wärme- energiepo- tenzial E_{thW} [GWh/a]
Garzweiler Tagebau (RWE)	2020-35	7	3.488	1.002,3	4,2	101,9	893,0
Quelle G1	2020-35	7	1.268,4	1.002,3	4,2	37,1	324,7
Quelle G2	2020-35	7	951,3	1.002,3	4,2	27,8	243,5
Quelle G3	2020-35	7	317,1	1.002,3	4,2	9,3	81,2
Quelle G4	2020-35	7	951,3	1.002,3	4,2	27,8	243,5
Hambach Tagebau (RWE)	2020-35	15,5	10.306	1.001,8	4,2	664,5	5.821
Quelle H1	2020-35	15,5	1.426,9	1.001,8	4,2	92,0	806,0
Quelle H2	2020-35	15,5	5.073,6	1.001,8	4,2	327,1	2.865,6
Quelle H3	2020-35	15,5	1.902,6	1.001,8	4,2	122,7	1.074,6
Quelle H4	2020-35	15,5	1.902,6	1.001,8	4,2	122,7	1.074,6
Erzbergwerk Meggen	2020-50	10,5	54	1.002,5	4,2	2,4	20,7
Summe 2020			15.907			894	7.832
Summe 2035			17.011			1.016	8.900
Summe 2050			3.217			250	2.186

Tabelle 8 zeigt, dass sich bei einer Gesamtfördermenge von 15.907 l/s im Bezugsjahr 2020 bzw. 17.011 l/s im Bezugsjahr 2035 eine theoretische thermische Gesamtleistung von 894 MW im Bezugsjahr 2020 bzw. 1.016 MW im Bezugsjahr 2035 ergibt. Der Leistungszuwachs im Bezugsjahr 2035 ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass die Grubenwasserhebung an der ZWH Lohberg voraussichtlich erst ab 2030 startet. Die ZWH Lohberg liefert, aufgrund der hohen Förderrate von 1.104 l/s und des hohen Grubenwassertemperaturniveau von 35 °C, 50 % der theoretischen thermischen Gesamtleistung der Wasserhaltungsstandorte des Steinkohlebergbaus. Die maximale thermische Leistung der Sumpfungwasserstandorte der RWE Power AG liegt sogar noch höher. Daher ist

für das Bezugsjahr 2050, mit dem Wegfall der beiden RWE-Standorte, mit einer deutlichen Leistungseinbuße auf ca. 250 MW zu rechnen.

Grundsätzlich bleibt festzuhalten, dass es sich hier um eine theoretische Potenzialermittlung handelt, wobei eine „vollständige“ Nutzung der Wärmeenergie aus dem Grubenwasser bis zu einer Abkühlung von 6 °C betrachtet wird. In der Realität sprechen einige Gründe dagegen die Potenziale in diesem Umfang zu nutzen. Hier sind unter anderem wirtschaftliche Gründe, Gründe der Effizienz, fehlende Abnehmer auf einem geeigneten Temperaturniveau, konkurrierende Wärmeproduzenten sowie die Gefahr möglicher Anlagenstörungen (d.h. keine Gewährleistung für eine 100%-ige Versorgungssicherheit) zu nennen. Die Ermittlung der theoretischen Potenziale dient als Zwischenschritt, um die technischen Potenziale des warmen Grubenwassers bestimmen zu können.

4.2 Berechnung des theoretischen Potenzials der Schächte

Zur Bestimmung des theoretischen Potenzials der Schächte der Steinkohlereviere wurden Simulationsrechnungen für beide Nutzungsvarianten bei den als geeignet ausgewählten Schachtstandorten durchgeführt. Dabei wurden die theoretisch erzielbaren Leistungen in kW und Energiemengen in MWh/a für die verschiedenen Bezugsjahre ermittelt.

Zur Berechnung des thermischen Potenzials der Schächte wurden Simulationen mit der Software TRNSYS (Klein, 2017) durchgeführt, die de-facto den wissenschaftlichen Standard für energietechnische Simulationen darstellt. Andere klassische Anwendersoftware-Programme zur Simulation von Erdwärmesonden sind für diese Simulationsaufgabe nicht geeignet, da diese Programme meist einen homogenen Untergrund voraussetzen. Diese Annahme ist für einen verfüllten oder wassergefüllten Schacht nicht zulässig.

Die Temperatur der Sonde ist entscheidend für deren Auslegung und die der Wärmepumpe. Um einen Frost-Tau-Wechsel in der Verfüllung des Schachtes zu vermeiden, wird die Sondeneintrittstemperatur auf 3 °C begrenzt. Dies impliziert auch die Wahl des Wärmeträgermediums Wasser innerhalb der Erdwärmesonde (kein Glykol bei Temperaturen von 3 °C benötigt). Für die Eingabe in das Simulationstool werden folgende physikalische Stoffdaten verwendet (s. Tabelle 9).

Tabelle 9: Eingabestandards für das Wärmeträgermedium Wasser

Parameter	Wärmeträgermedium (Wasser)
minimale Grenztemperatur am Sondeneintritt [°C]:	3
Wärmeleitfähigkeit [W/(m K)]:	0,6
Spezifische Wärmekapazität [KJ/(kg K)]:	4,19
Dichte [kg/m³]:	1.000
Viskosität [kg /(m s)]:	0,001520

Für alle Simulationen wurde ein Betrachtungszeitraum von 50 Jahren gewählt. Output der Simulation ist die Entzugsleistung der Sonde, für die im Jahr 50 die Grenztemperatur von 3 °C erreicht wird.

Durch eine Multiplikation mit dem Wert der für das Lastprofil angenommenen Zahl an Volllaststunden, ergibt sich die Wärmemenge E_{th} , die dem Schacht jährlich entzogen werden kann.

4.2.1 Variante 1: Erdwärmesonde innerhalb der Verfüllsäule

Zur Ermittlung der Entzugsleistungen für die Nutzungsvariante 1 „Erdwärmesonde innerhalb der Verfüllsäule“ wurde die Simulationssoftware TRNSYS verwendet. Da nach dem Einbau der Erdwärmesonde das Entgasungsrohr mit einer Zementsuspension verfüllt wird, bietet sich der Einsatz von Kunststoff (z.B. PE) an, der auch gleichzeitig einen Kostenvorteil gegenüber anderen Ausbaumaterialien bietet. Um bei Tiefen von 400 m bis 1.200 m entsprechende Volumenströme und einen möglichst guten Wärmeübergang durch eine möglichst große Wärmetauscherfläche zu ermöglichen, wird eine einfache U-Sonde aus PE mit der Nennweite DN75 gewählt. Hierzu ist ein Radius des Entgasungsrohres von mindestens 200 mm erforderlich.

Vor den Simulationen zur Bestimmung der thermischen Schachtpotenziale für Variante 1 wurden zuerst Parameterstudien durchgeführt. Diese erlauben den Einfluss ausgewählter Parameter auf das Potenzial zu erfassen. Im Rahmen dessen wurde festgestellt, dass die Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials des Schachtes einen großen Einfluss auf die mögliche Entzugsleistung besitzt. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 14 dargestellt.

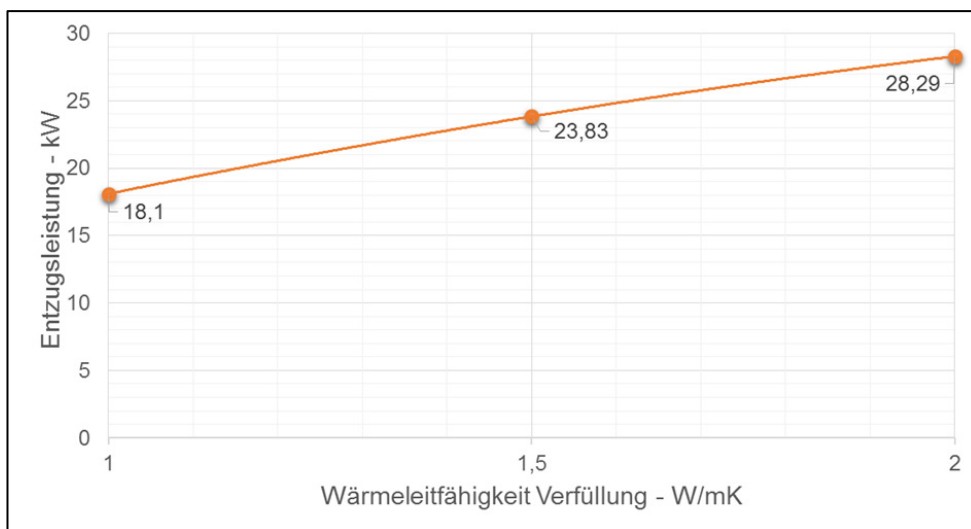


Abbildung 14: Einfluss der Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials des Schachtes auf die mögliche Entzugsleistung

Die zu erwartende Wärmeleitfähigkeit der Verfüllung liegt im Bereich von 1 W/(m K) – 2 W/(m K). Das tatsächlich zur Verfüllung des Schachtes eingesetzte Material lässt sich in der Praxis nachträglich im Rahmen einer Potenzialstudie jedoch nicht bestimmen. Für weitere Berechnungen wurde daher ein Wert von 1,5 W/(m K) gewählt.

Ferner wurde in einer Parameterstudie der Einfluss des Lastprofils untersucht. Hierbei wurden für einen Musterschacht drei Varianten unterschieden: Die Dauer der Spitzenlast von 7 h entspricht dem im Entwurf zur Neufassung der VDI 4640 Blatt 2 „Thermische Nutzung des Untergrunds – Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen“ angegebenen Wert:

- bivalente Wärmeversorgung – Einsatz des Schachtes in der Grundlast mit 4000 Volllaststunden
- Monovalente Wärmeversorgung durch Schacht und Wärmepumpe – 1800 Volllaststunden
- Monovalente Wärmeversorgung durch Schacht und Wärmepumpe – 1800 Volllaststunden inkl. Abdeckung der Spitzenlast über einen Zeitraum von 7 h

Dabei ist ein erheblicher Einfluss des Lastprofils auf die Entzugsleistung und -arbeit zu erkennen. Im Falle einer monovalenten Versorgung mit 1.800 h ist die Entzugsleistung durch die geringere Zahl an Volllaststunden gegenüber der Grundlast erhöht. Diese höhere Leistung bewirkt aber auch, dass der Schacht schneller auskühlt und bis zum Erreichen der Grenztemperatur von 3 °C insgesamt eine kleinere Wärmemenge entzogen werden kann. Dieser Effekt verstärkt sich durch das Hinzufügen der Spitzenlast, die bei einer monovalenten Versorgung ebenfalls abgedeckt werden muss.

Es wird daher für die Ertragsvorhersage der Schächte angenommen, dass alle Anlagen im Sinne einer energetisch optimalen Ausnutzung bivalente Anlagen sind. Die Kombination aus EWS im Schacht und Wärmepumpe (WP) deckt die Grundlast ab, ein zweiter Wärmeerzeuger die Spitzenlast. Es wurde ein Lastprofil entwickelt, welches berücksichtigt, dass 80 % der benötigten Wärme über den Schacht inkl. WP und 20 % über den zweiten Wärmeerzeuger bereitgestellt werden. Die monatliche Verteilung der benötigten Wärme über das Jahr basiert auf Daten des Instituts für Wohnen und Umwelt aus Darmstadt (IWU 2011, 2012). Für eine Innentemperatur entsprechend der EnEV von 19 °C und eine Heizgrenztemperatur von 12 °C, ergibt sich im langjährigen Mittel für den Standort Düsseldorf die in Abbildung 15 dargestellte Verteilung. In der Abbildung ist diese monatliche Verteilung auf die Anteile, die durch die EWS im Schacht inkl. WP und den zweiten Wärmeerzeugers abgedeckt werden, aufgeschlüsselt.

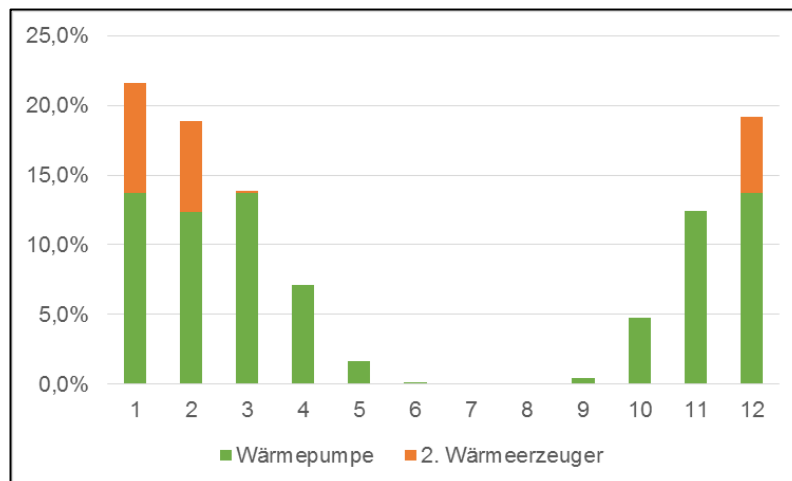


Abbildung 15: Monatliche Wärmeverteilung für Schacht und Wärmepumpe (Grundlast) und zusätzlichen Wärmeerzeuger (Spitzenlast) (LANUV, 2015)

Für dieses Profil ergibt sich, dass die Anschlussleistung der EWS im Schacht inkl. WP 1/3 der gesamten Wärmeleistung des Systems ausmacht. Insgesamt ergibt sich für die Wärmebereitstellung aus dem Schacht inkl. WP eine jährliche Zahl von 4.345 Betriebsstunden. Für den zweiten Wärmeerzeuger mit ca. 2/3 der Gesamtleistung ergeben sich mit dem gewählten Profil 538 Betriebsstunden.

den. In der Summe ergibt sich somit die gewohnte Zahl von 1.800 Volllaststunden. Aus der monatlich durch die EWS im Schacht inkl. WP bereitgestellten Wärme und ihrer Anschlussleistung, ergibt sich die monatliche Zahl der Betriebsstunden.

Die tiefste Temperatur am Eintritt der EWS ergibt sich für das gewählte Profil Ende März, also am Ende der Heizperiode, im 50. Betriebsjahr. Für die Vorhersage des thermischen Potenzials des Schachtes, wird diese Temperatur in Abhängigkeit der Entzugsleistung aufgetragen. Die sich daraus ergebenden Verläufe sind linear. Für eine Bestimmung der möglichen Entzugsleistung eines Schachtes wird diese schrittweise erhöht, bis die Grenztemperatur unterschritten wird. Die gesuchte Entzugsleistung lässt sich dann durch eine lineare Interpolation ermitteln. Für die Berechnung des bereitgestellten Wärmeenergiepotenzials E_{th} wird diese Entzugsleistung mit der Zahl von 4.345 Betriebsstunden (s.o.) multipliziert und anschließend mit der angenommenen Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe verrechnet. Dieses Vorgehen wird für jeden Schacht durchgeführt. Zudem werden zur Berechnung von E_{th} folgende (s. Kap. 3.3.2), für jeden Schacht individuellen, Parameter verwendet.

- die Länge der Verfüllsäule
- der Durchmesser des Schachtes
- der Durchmesser der Versorgungsleitung
- der geothermische Gradient (ermittelt aus den mittleren Temperaturen an Schachtoberfläche (11 °C) und –basis)
- die Wärmeleitfähigkeit des umgebenden Gesteins

In der nachfolgenden Abbildung 16 sind die Simulationsergebnisse für Variante 1 „EWS im Schacht“ für alle 51 bzw. 98 möglichen Schachtstandorte für das Bezugsjahr 2020 bzw. 2035/2050 dargestellt. (rot Nutzung ab 2020 möglich, blau Nutzung ab 2035 möglich).

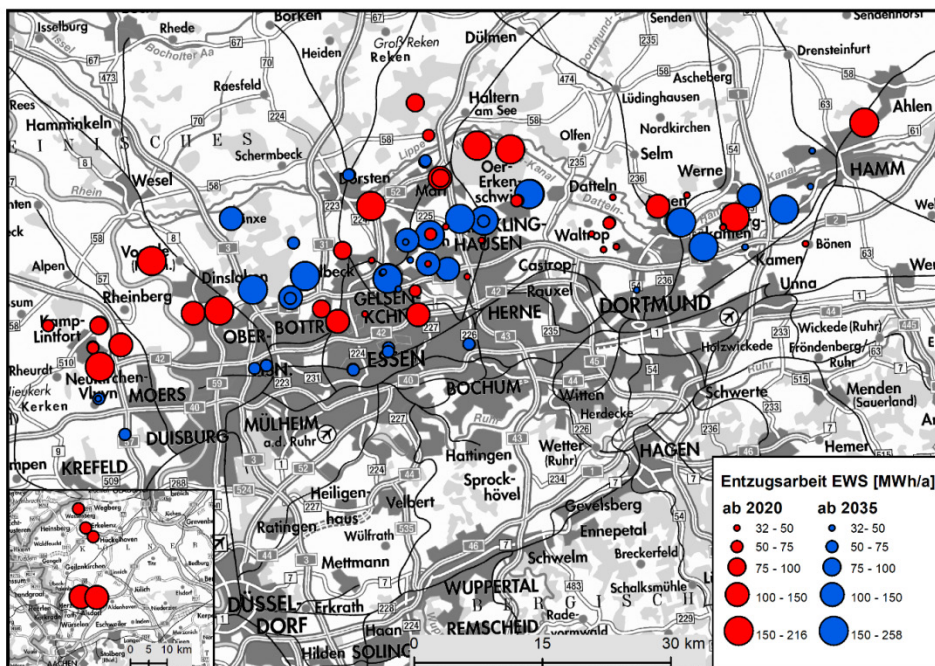


Abbildung 16: Theoretische Potenziale für Variante 1 EWS im Schacht

Das maximale theoretische Wärmeenergiepotenzial für Variante 1 E_{thSV1} , ergibt sich in den Bezugsjahren 2035/2050 für alle nutzbaren 98 Schächte mit 9.213 MWh/a (vgl. Tabelle 10). Im Bezugsjahr 2020 ist das Wärmeenergiepotenzial deutlich geringer, da es zu diesem Zeitpunkt noch viele Schächte mit Konkurrenznutzungen (z.B. Grubengasnutzung) gibt.

Tabelle 10: Gesamtübersicht theoretische Potenziale für Variante 1

Bezugsjahr	Zahl der Schächte	Leistung P_{thSV1} [kW]	Theor. Wärmeenergiepotenzial E_{thSV1} [MWh/a]
2020	51	1.021	4.434
2035 und 2050	98	2.120	9.213

4.2.2 Variante 2: Sonde / Rohrwärmetauscher in der Wassersäule

In Bergwerken herrschen aus hydraulischer Sicht infolge der Konzentration der Wasser- und Wärmeströmung auf wenigen, aber extrem wasserwegsamem Strecken, stark inhomogene Verhältnisse (vgl. Schetelig und Richter, 2013). Allgemeine Aussagen zu wassergefüllten Schächten sind daher nur sehr schwierig zu treffen, da jeder Schacht individuell an das jeweilige Grubengebäude angeschlossen ist. Wenn zwei wassergefüllte Schächte über Strecken miteinander verbunden sind, entstehen geschlossene Konvektionskreisläufe, die einen erheblichen Einfluss auf das thermische Potenzial des Schachtes besitzen, da über diese Strömungen dem Schacht ständig ein Wärmestrom aus weit entfernten Teilen des Grubengebäudes zugeführt wird.

In wassergefüllten Schächten, die nicht an einen Kreislauf angebunden sind, liegt freie Konvektion auf Grund des geothermischen Gradienten vor. Entscheidend für das thermische Potenzial des Schachtes ist, ob eine konduktive oder konvektive Wärmeübertragung vorliegt. Wenn das Wasser im Schacht als ruhend angenommen wird, lässt sich das thermische Potenzial analog zu den verfüllten Schächten mit Stoffdaten des Wassers anstelle der Verfüllung bestimmen. Die konvektive Wärmeübertragung an der Sonde und der Schachtwand besitzt im Vergleich zur Wärmeleitung einen geringen thermischen Widerstand und ist daher zu vernachlässigen. Aufgrund der geringen Wärmeleitfähigkeit von Wasser von $0,6 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$ verglichen mit der Verfüllung ($1,5 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$), ergeben sich so sehr geringe Potenziale.

Am Beispiel des in Abbildung 17 vorliegenden Temperaturprofils im Eduard Schacht, welches beinahe eine vollständige Durchmischung zeigt, ist zu entnehmen, dass die Wärmeübertragung strömungsdominiert ist und die Wärmeleitung von der Schachtwand zur Sonde somit nicht betrachtet werden muss. Thermische Widerstände bis zur Sonde entstehen nur durch die konvektive Wärmeübertragung zwischen Sonde und Wasser sowie Wasser und Schachtwand. Der maximale Wärmeübergangskoeffizient der freien Konvektion für beide Wärmeübertragungen wurde mit den Berechnungsvorschriften des VDI Wärmeatlas auf $600 \text{ W/(m}^2 \text{ K)}$ abgeschätzt (vgl. VDI, 2006). Da das in TRNSYS verwendete Modell aber nur Wärmeleitungsprobleme in Festkörpern simulieren kann, wurden diese konvektiven Widerstände mit Hilfe der Transformation des Konvektionsanteils in eine äquivalente Wärmeleitfähigkeit umgerechnet. Für einen Schachtdurchmesser von 6 m und einen Außendurchmesser der Sonde von 140 mm ergibt sich dabei exemplarisch eine Wärmeleitfähigkeit von ca. 155 W/(m K) . Für diese hohen Wärmeleitfähigkeiten ist es zweckmäßig den thermischen

Widerstand innerhalb der Sonde, resultierend aus der Wärmeleitung durch das Sondenmaterial, zu minimieren. Dies lässt sich durch die Verwendung einer Koaxialsonde, die als Außenrohr ein Stahlrohr und als Innenrohr ein PP-Rohr besitzt, erzielen. Eine ähnliche Sondengeometrie wurde bereits von der Daldrop und Söhne AG im Projekt SuperC in Aachen erprobt (Tönnies, 2013).

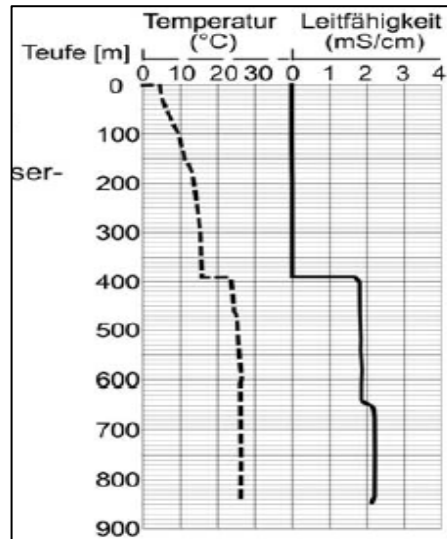


Abbildung 17: Temperaturprofil Eduard-Schacht, Alsdorf (EBV)

Bei der Simulation der wassergefüllten Schächte ist, im Gegensatz zu den verfüllten Schächten, der Stand der Wassersäule zu beachten. Für die verfüllten Schächte entspricht die Temperatur an der oberen Kante des betrachteten Schachtvolumens der Jahresmitteltemperatur (11 °C). Für die wassergefüllten Schächte ist die Temperatur an der Wasseroberfläche mit Hilfe des geothermischen Gradienten für die entsprechende Tiefe zu korrigieren. Ein Wärmeübergang zur umgebenden Luft wird vernachlässigt. Dadurch ergeben sich folgende Parameter, die als individuelle Charakteristika in den Simulationen variiert werden:

- der Wasserstand im Schacht
- die Länge der Wassersäule
- der Durchmesser des Schachtes
- der geothermische Gradient
- die Wärmeleitfähigkeit des umgebenden Gesteins

Bei der Berechnung wurde das gleiche Lastprofil wie bei Variante 1 verwendet (s. Kap 4.2.1). Die Bestimmung der Entzugsleistung P_{thS} und des bereitgestellten Wärmeenergiepotenzials E_{thS} folgt der Methodik der verfüllten Schächte. Die Entzugsleistung, bei der die Grenztemperatur von 3 °C unterschritten wird, lässt sich dabei ebenfalls durch lineare Interpolation bestimmen. Für die Bezugsjahre 2020, 2035 und 2050 wurden unterschiedliche Parameterwerte in Abhängigkeit von der Wasserstandsentwicklung bzw. Mächtigkeit der Wassersäule im Schacht verwendet.

Bei der Berechnung des Wärmeenergiepotenzials der Schächte bei Variante 2 bleibt festzuhalten, dass die simulierten Ergebnisse auf Grund der Inhomogenität des Grubengebäudes nur eine Nähe-

rung darstellen können. In gut durchströmten Schächten werden höhere Wärmemengen erzielbar sein. Ist der Schacht nicht durch offene Strecken angebunden, kann auch eine eher konduktive Wärmeübertragung vorliegen und die Wärmemengen verringern sich entsprechend. Bei einer Einzel-fallbetrachtung ist es jedoch möglich, mit entsprechenden Simulationen die Verhältnisse im Schacht näher zu charakterisieren und so verlässliche Daten für die thermischen Potenziale zu erzielen. In der nachfolgenden Abbildung 18 sind die Simulationsergebnisse für Variante 2 „Tauscher in Wassersäule“ für alle 30 bzw. 80 möglichen Schachtstandorte für das Bezugsjahr 2020 bzw. 2035/2050 dargestellt. (rot Nutzung ab 2020 möglich, blau Nutzung ab 2035 möglich).

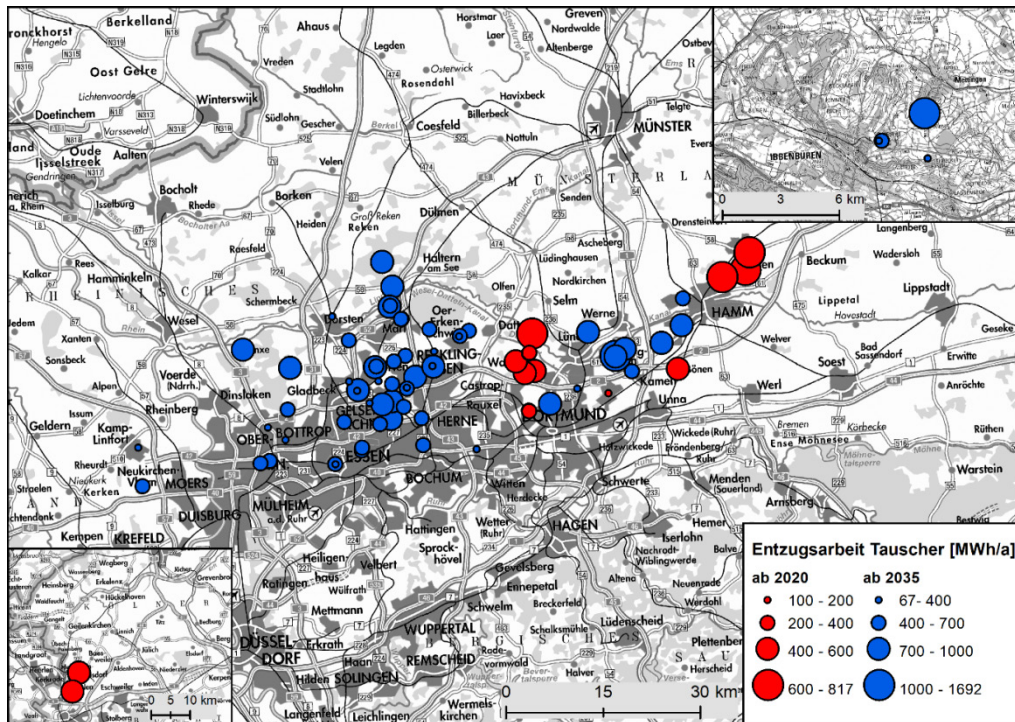


Abbildung 18: Theoretische Potenziale für Szenario 2 Tauscher in Wassersäule

Das maximale theoretische Wärmeenergiepotenzial für Variante 2 „Tauscher in Wassersäule“ E_{thSV2} ergibt sich in den Bezugsjahren 2035/2050 für alle nutzbaren 80 Schächte mit 45.568 MWh/a (vgl. Tabelle 11). Im Bezugsjahr 2020 ist das Wärmeenergiepotenzial, wie auch bei der Variante 1, deutlich geringer.

Tabelle 11: Gesamtübersicht theoretisches Potenzial für Variante 2

Bezugsjahr	Zahl der Schächte	Leistung P_{thSV2} [kW]	Theor. Wärmeenergiepotenzial E_{thSV2} [MWh/a]
2020	30	3.589	15.592
2035 und 2050	80	10.487	45.568

5 Ermittlung potenzieller Wärmesenken

Zur bestmöglichen Nutzung des energetischen Ertrages des warmen Grubenwassers wurden die vorhandenen Wärmeabnehmer im Hinblick auf deren Potenzial analysiert. Für die elf Wasserhaltungsstandorte wurden zusätzlich entsprechende Detailbetrachtungen potenzieller Wärmesenken im großräumigen Umfeld durchgeführt, wobei in Abhängigkeit von jeweiligen Energiepotenzialen der Untersuchungsradius bis auf 7 km um die Grubenwasserquelle ausgedehnt wurde. Für die Schachtstandorte wurde aufgrund der hohen Anzahl und der vergleichsweise geringen Potenziale auf eine Detailbetrachtung verzichtet. Hier wird aufgrund des eher geringen theoretischen Potenzials davon ausgegangen, dass die Potenziale im kleinräumigen Umfeld unmittelbar am Schachtstandort im Rahmen von Neubebauungen oder Sanierungen genutzt werden können.

Im Rahmen der Umfeldanalysen an den Wasserhaltungsstandorten wurden jeweils die vorhandenen Gebäude (inkl. Sondernutzungen), die bestehenden Fernwärmenetze, die geplanten Neubaugebiete sowie die gewerblichen und kommunalen Niedertemperaturnutzungen analysiert. Grundsätzlich gilt, dass die genannten potenziellen Wärmesenken in der Regel höhere Vorlauftemperaturen benötigen, als die Grubenwasserwärmequellen direkt bereitstellen können. Daher ist der Einsatz von Wärmepumpen zur Erhöhung der Vorlauftemperatur obligatorisch.

5.1 Gebäude

5.1.1 Ermittlung des Wärmebedarfes

Alle Gebäude die einen Wärmebedarf haben kommen für die energetische Nutzung des warmen Grubenwassers in Frage. Dies können Wohn- sowie Nichtwohngebäude sein. Eine umfassende Analyse des Wärmebedarfs aller Gebäude in NRW hat innerhalb der Potenzialstudie Erneuerbare Energien Teil IV – Geothermie bereits stattgefunden. Die Methodik und die Ergebnisse auf Gemeinde-, Kreis- und NRW-Ebene können in der Studie eingesehen werden (LANUV, 2015).

Diese grundstücksscharfen Daten zum Wärmebedarf der Gebäude wurden als Grundlage der Potenzialanalyse herangezogen. Die vorhandene Datengrundlage weist dabei Spezifika der Potenzialstudie Geothermie auf, welche bei Weiterverwendung der Daten zu beachten ist. Aufgrund der fehlenden Differenzierung des Baualters der Gebäude, wurde ein pauschaler Ansatz für den Wärmebedarf gewählt. Dieser wurde in Anlehnung an die Wärmeschutzverordnung 84 und deren Anforderungen an neu errichtete Gebäude angelehnt. Dies entspricht zwar nicht dem mittleren Alter aller Gebäude in NRW, berücksichtigt aber eine sukzessive Teilsanierung der Bestandsgebäude.

Im Rahmen der Potenzialstudie Geothermie wurden mittels GIS-gestützter Verarbeitung alle Gebäudgrundrisse in NRW mit Gebäudehöhen (LoD1) aus dem Liegenschaftskataster inkl. Nutzungskennzeichnung erfasst. Es wurde jeweils die beheizte Fläche des Gebäudes in m² aus dem Bruttogebäudevolumen ermittelt und einer der folgenden vier Gebäudegruppen zugeordnet, für die jeweils ein spezifischer Wärmebedarf definiert wurde:

- Wohngebäude: 165 kWh/m² a (150 kWh/m² a Heizwärme, 15 kWh/m² a Warmwasserbedarf),
- Nichtwohngebäude: 150 kWh/m² a (kein Anteil Warmwasserbedarf),
- Gebäude mit erhöhtem Wärmebedarf (z.B. Schwimmbäder): 300 kWh/m² a,
- Gebäude mit reduziertem Wärmebedarf (z.B. Lagerhallen): 75 kWh/m² a

Für die Nutzung von Grubenwasser ist allerdings die Leistung der jeweiligen Wärmesenke von zentraler Bedeutung. Da Grubenwasser in der Regel 8760 h im Jahr zur Verfügung steht, ist der limitierende Faktor nicht die Wärmemenge (Vollbenutzungsstunden) der Wärmesenke, sondern die Spitzenleistung der Wärmesenke. Die Leistungen der potentiellen Wärmesenken wurden dabei in der Potenzialstudie Geothermie wie folgt definiert:

- Wohngebäude: 2100 h; 79 W/m²
- Nichtwohngebäude: 1700 h; 88 W/m²
- Gebäude mit erhöhtem Wärmebedarf: 2400 h; 125 W/m²
- Gebäude mit reduziertem Wärmebedarf: 1200 h; 62,5 W/m²

5.1.2 Anpassungsfaktor Wärmebedarf

Die oben beschriebene Datengrundlage der Wärmesenke „Gebäude in NRW“ wurde in den Jahren 2012/2013 ermittelt und muss für den Betrachtungszeitraum 2020 – 2050 der vorliegenden Studie entsprechend angepasst werden. Die spezifischen Wärmebedarfe und Wärmeleistungen der Wärmesenken werden sich bis 2050 deutlich reduzieren. Es ist davon auszugehen, dass sich der Gebäudebestand kontinuierlich mit der Zeit, aufgrund von ökonomischen und ökologischen Randbedingungen, verändert. So führen steigende Energiepreise und der Wille das Klima zu schützen dazu, dass Gebäude energetisch saniert oder gänzlich abgerissen und neu gebaut werden. Auch der vom Menschen verursachte Klimawandel und die daraus resultierende globale Erwärmung, muss bei der Bestimmung von Zukunftsperspektiven berücksichtigt werden.

Die wesentlichen Abhängigkeiten wurden in dieser Studie mathematisch zu einem Prognosefaktor miteinander verknüpft, dem Anpassungsfaktor Wärmebedarf APF_w . Dieser erlaubt den Energieverbrauch für ein beliebiges Jahr, ausgehend vom gewählten Bezugsjahr 2012, unter den getroffenen Annahmen näherungsweise zu bestimmen. Aufgrund der Komplexität der Einflussfaktoren, wurde im Rahmen dieser Studie ein vereinfachtes Prognosemodell mit den wichtigsten Parametern erstellt. Der APF_w verbindet alle Einflussgrößen über eine Formel miteinander zu einem Zahlenwert. Im Rahmen von Prognoserechnungen wurden damit entsprechende zeitabhängige Anpassungsfaktoren für den Wärmebedarf ermittelt, die folgenden maßgeblichen Einflussfaktoren unterliegen:

1. Energetische Ertüchtigung
2. Abriss und Neubau
3. Demographischer Wandel
4. Steigende Temperaturen verursacht durch den anthropogenen Klimawandel

Energetische Ertüchtigung

Die energetische Ertüchtigung von Gebäuden unterliegt mehreren Einflussfaktoren, welche sowohl die Quantität als auch die Qualität bestimmen. Maßgeblich sind hier die Fördermaßnahmen des Bundes und der Länder sowie die gesetzlichen Bestimmungen und Rahmenbedingungen. Nicht zu unterschätzen ist der Einfluss der Energiepreise der fossilen Energieträger und des elektrischen Stroms auf die Bereitschaft, Gebäude energetisch zu erneuern. Für die Berechnung des zukünftigen Energiebedarfs sind bei der energetischen Ertüchtigung zwei Kennzahlen entscheidend. Zum einen ist die jährliche Modernisierungsrate, zum anderen der nach der Modernisierung verbleibende Energiebedarf der Gebäude (Sanierungseffizienz bzw. -tiefe) geeignet zu wählen. In dieser Studie wurde eine Modernisierungsrate a_{MR} von 1,4 %/a und eine Sanierungseffizienz von 70 % gewählt, was einem Energiebedarfsverbleibfaktor a_{VFM} in Höhe von 30 % entspricht (BMVBS, 2012).

Abriss und Neubau

Eine eher untergeordnete Rolle spielen die Neubauten bzw. der Ersatz bestehender Bebauung. Zudem ist der energetische Standard von Neubauten anhand der rechtlichen Rahmenbedingungen vergleichsweise genau gegeben. Die Neubauquote kann anhand von Statistiken prognostiziert bzw. aus aktuellen Studien entnommen werden. Der demographische Wandel nimmt auch hier Einfluss. Durch den Neubau steigt der Energiebedarf im Gebäudebestand. Wesentlich ist hier die Neubaurate a_{NR} und der anteilige Energiebedarfsverbleibfaktor a_{VFN} . Für a_{NR} wurde ein Wert von 0,7 %/a gewählt. Für a_{VFN} ist ein Wert von 30 % angenommen worden, welcher anhand der Energieeinsparverordnung und den darin enthaltenen Vorgaben hergeleitet worden ist. Durch den Abriss von Gebäuden in einem Gebäudebestand reduziert sich der Energiebedarf jährlich um einen statischen Anteil. Diesem Einfluss wurde mit Hilfe der Abrissrate a_{AR} in Prozent pro Jahr Rechnung getragen. Für diese Studie ist eine Abrissrate in Höhe von 0,225 %/a angenommen worden (BMVBS, 2012).

Demographischer Wandel

Bei der demographischen Entwicklung werden zahlenmäßig die Geburten, Sterbefälle und das Wanderungssaldo berücksichtigt. Die Zusammenhänge sind hochkomplex und nur schwer vorhersehbar, da hierbei die politische Situation in Deutschland und weltweit einen maßgeblichen Einfluss hat. Zahlreiche Studien beschäftigen sich mit der Bevölkerungsentwicklung der Jahre vor dem Jahr 2015. Diese sind auf Grundlage statistischer Daten der davorliegenden Jahre entstanden und zeichnen sich besonders durch eine geringe Geburtenrate und die steigende Lebenserwartung der Bevölkerung aus. (vgl. BMI, 2015 oder StBA, 2015)

In den vergangenen Jahren haben sich jedoch andere Trends bei der Geburtenrate und im Ein- und Auswanderungssaldo Deutschlands eingestellt. Die stark gestiegene Einwanderung übersteigt die Auswanderung deutlich und hat im Jahr 2015 einen Einwanderungsüberschuss von 1,139 Mio. Personen (StBA, 2016) erreicht. Parallel dazu ist die Geburtenrate etwa seit dem Jahr 2010 kontinuierlich angestiegen (StBA, 2017). Nach Ansicht von Experten könnten diese Trends die zukünftige Abnahme der Gesamtbevölkerung verhindern (FAZ, 2017).

Die Entwicklungen der letzten Jahre, insbesondere bei einer deutlichen Steigerung der Geburten und sehr starker Zuwanderung, sind in keiner aktuellen Studie hinreichend aufgearbeitet worden. Dadurch kann keine sinnvolle Aussage bezüglich des demographischen Wandels getroffen werden. Daher wurde in der Studie von einer konstanten Bevölkerungszahl ausgegangen.

Klimawandel

Institutionen wie das „Intergovernmental Panel on Climate Change“ (IPCC) stellen fest, dass die globalen Temperaturen steigen und diese Erhöhung eindeutig mit den anthropogenen Treibhausgasemissionen korreliert. In NRW werden bis zum Jahr 2050 dabei Steigerungen der mittleren Jahrestemperatur von 0,7 °C bis 1,7 °C erwartet (LANUV, 2018). Die steigenden Außentemperaturen führen im Gebäudebestand zu einer Verringerung des Heizenergiebedarfs. Der Wärmebedarf eines Gebäudes ist primär abhängig von der Differenz zwischen der Temperatur im Gebäude und der Temperatur der Außenluft. Je nach Lage des Gebäudes in NRW (in erster Linie Höhenlage) erhöht oder verringert sich diese Differenz, sodass analog der Wärmebedarf des Gebäudes ansteigt oder sinkt. Dieser Zusammenhang spiegelt sich in der Berechnung der Heizlast nach DIN 12831 wieder (DIN 12831). Nach Kappert et al. (2007) führt die Reduktion der Gebäudeinnentemperatur pro Kelvin zu einer Heizenergieersparnis von etwa 6 % im durchschnittlichen Gebäudebestand. Im Umkehrschluss führt die Erhöhung der Außentemperatur pro Kelvin ebenfalls zu einer Heizenergieersparnis von etwa 6 % bei gleichbleibender Gebäudeinnentemperatur.

Für die Bestimmung des Einflusses durch den Klimawandel wurde eine Klimawandelrate in Kelvin pro 100 Jahre festgelegt. Laut IPCC-Bericht schwanken die Prognosen für den Temperaturanstieg zwischen 0,3 K/100 Jahre und 4,8 K/100 Jahre (IPCC, 2014). Nach Rücksprache und Diskussion mit der Expertenrunde ist der Wert der Klimawandelrate a_{KWR} auf 2,38 K/100 Jahre und der Wert der Energiebedarfseinsparung pro Kelvin T-Erhöhung a_{KWE} auf 6 %/K festgelegt worden.

Anpassungsfaktor Wärmebedarf APF_W

Die einzelnen Faktoren werden in der Formel des APF_W miteinander vereint:

$$APF_W = (1 + a_{NR} * n_i * a_{VFN}) * (1 - a_{AR} * n_i) * (1 - a_{MR} * n_i * (1 - a_{VFM})) * (1 - a_{KWR} * n_i * a_{KWE}) \quad (3)$$

Mit n_i = Jahre Differenz zum Bezugsjahr 2012

Die folgende Tabelle 12 liefert den Überblick über alle getroffenen Annahmen und die daraus resultierenden APF 's für die Prognosejahre.

Tabelle 12: APF_W - Überblick der Annahmen und APF 's für 2020, 2035, 2050

Variablen des Anpassungsfaktors			
Modernisierungsrate pro Jahr	a_{MR}	0,01400	1,4 %/a
Verbleibfaktor Modernisierung	a_{VFM}	0,30000	30,0 %
Neubaurate pro Jahr	a_{NR}	0,00700	0,7 %/a
Verbleibfaktor Neubau	a_{VFN}	0,30000	30,0 %
Abrissrate pro Jahr	a_{AR}	0,00225	0,2 %/a
Klimawandelrate pro Jahr	a_{KWR}	0,02381	2,4 %/a
Energieeinsparung pro Kelvin T-Erhöhung	a_{KWE}	0,06000	6,0 %

Variablen des Anpassungsfaktors			
Anpassungsfaktor Wärmebedarf für 2020	APF_{W2020}	0,9097	90,9 %
Anpassungsfaktor Wärmebedarf für 2035	APF_{W2035}	0,7447	74,5 %
Anpassungsfaktor Wärmebedarf für 2050	APF_{W2050}	0,5861	58,6 %

Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass für das Jahr 2020 ein APF_W in Höhe von 90,9 % auf den Energiebedarf des Bezugsjahres 2012 anzuwenden ist und damit der Energiebedarf innerhalb des Wärmeabnehmergebiets im Jahr 2020 um 9,1 % geringer ausfällt als im Jahr 2012.

Der ermittelte APF_W wurde mit den Werten von verschiedenen repräsentativen Studien des Landes und des Bundes verglichen. Um die Prognosen der herangezogenen Studien (DLR, 2012; Schlesinger et al., 2010; Schlesinger et al., 2009) mit den eigenen Berechnungen vergleichen zu können, wurden aus der zeitlichen Entwicklung der Energieverbräuche, jeweils die prozentualen APF_W für die Bezugsjahre 2020, 2035 und 2050 berechnet, wobei der APF_W auf das Ausgangsjahr 2012 mit einem Startwert von 1 normiert wurde.

Tabelle 13: Vergleich der Anpassungsfaktoren Wärmebedarf für verschiedene Studien

Quelle	2020	2035	2050
DLR Leitszenario 2012	0,9385	0,7193	0,5315
EWI 2010 SzEK REF (Schlesinger et al., 2010)	0,9122	0,7705	0,6235
WWF 2009 WWF REF (Schlesinger et al., 2009)	0,8870	0,6333	0,4720
EWI SzEK I/IV (Schlesinger et al., 2010)	0,8668	0,5514	0,3740
WWF 2009 WWF INN (Schlesinger et al., 2009)	0,7677	0,3676	0,1335
Eigene Berechnung	0,9097	0,7447	0,5861

Die Tabelle 13 zeigt, dass die eigenen Berechnungen sehr nahe am Mittelwert der Basisszenarien der DLR (2012), Schlesinger et al. (2010) und Schlesinger et al. (2009) liegen und somit für die weiteren Berechnungen angewendet werden können.

5.2 Fernwärmenetze

Die Dichte der bestehenden Fernwärmenetze ist im Ruhrgebiet besonders hoch. Die Netze unterscheiden sich hauptsächlich in der Größe und der Vorlauftemperatur. Es gibt untereinander verbundene Netze und kleinere Inselnetze. Die großen kraftwerksgebundenen Netze weisen in den Primärnetzen in der Regel eine Vorlauftemperatur von 130 °C bzw. 180 °C in den Fernwärmeschienen auf. In den Verteilungsnetzen beträgt die maximale Vorlauftemperatur 110 °C. Die Rücklauftemperatur liegt in der Regel bei 80 °C. Die kleineren Inselnetze werden meist durch eine Anlage zur Kraft-Wärme-Kopplung oder einem Heizwerk versorgt. Lokale Netze weisen für gewöhnlich Vorlauftemperaturen um 90 °C und Rücklauftemperaturen um 55 °C auf.

Für die untersuchten Wasserhaltungsstandorte wurden mittlere Temperaturen der Gruben- und Sumpfungswässer im Bereich von 13 °C – 35 °C ermittelt. Eine Anhebung des Temperaturniveaus mittels Wärmepumpe auf die o.g. hohen Temperaturen der Bestandsnetze ist vorbehaltlich individueller Einzellösungen energetisch i.d.R. nicht sinnvoll, so dass eine Einspeisung der Wärme aus dem warmen Grubenwasser in die bestehenden Fernwärmenetze nicht betrachtet wird und diese als potenzielle Wärmesenken derzeit nicht zur Verfügung stehen. Um die Grubenwässer dennoch nutzen zu können, muss alternativ der Aufbau von neuen Niedertemperaturnetzen im Umfeld der Wasserhaltungsstandorte verfolgt werden. Mit der projektbegleitenden Arbeitsgruppe wurde daher abgestimmt, dass für alle Standorte ausschließlich Niedertemperaturnetze (NT-Netze) mit Vorlauftemperaturen von 50 °C betrachtet werden. Mit derartigen NT-Netzen ist es möglich, den Raumwärmebedarf für energetisch sanierte Gebäude und Neubauten im ausreichenden Maß bereitzustellen. Eine direkte Brauchwassererwärmung ist dagegen mit diesen Temperaturen nicht möglich. Hier wird davon ausgegangen, dass bei der Nutzung des warmen Grubenwassers das Brauchwasser dezentral erwärmt wird.

Die für die Grubenwassernutzung neu aufzubauenden NT-Netzstrukturen stehen in Konkurrenz zu den bestehenden Fernwärmenetzen im direkten Umfeld der Wasserhaltungsstandorte. Es wurde daher mit der Expertengruppe abgestimmt, dass zunächst für das Bezugsjahr 2020 die Bestandsnetze ein Ausschlusskriterium bei der Ermittlung potenzieller Abnehmer darstellen und die mittels Bestandsfernwärme versorgten Gebiete im Umfeld der Wasserhaltungsstandorte somit Ausschlussflächen darstellen. Anders stellt sich jedoch die Situation ab dem Bezugsjahr 2035 dar. Hier wird davon ausgegangen, dass die heutigen Strukturen bzgl. der Netztemperatur sich verändern werden und die Netze kein Ausschlusskriterium mehr darstellen.

Um die potenziellen Wärmesenken und die damit verbundenen technischen Potenziale, insbesondere für das Bezugsjahr 2020, hinreichend beurteilen zu können, wurden entsprechende Daten zu den bestehenden Netzstrukturen im Umfeld der Wasserhaltungsstandorte von den jeweiligen Netzbetreibern zur Verfügung gestellt oder online recherchiert (SWL, 2018) und anschließend ausgewertet. In Tabelle 14 sind die Wasserhaltungsstandorte und Betreiber der jeweiligen nächstgelegenen Fernwärmenetzgebiete im Ruhrrevier aufgeführt.

Tabelle 14: Betreiber der Fernwärmenetze im Bereich der Wasserhaltungsstandorte

Wasserhaltungsstandorte	Betreiber örtlicher Fernwärmenetze
Haus Aden	Stadtwerke Lünen
Robert Müser	Stadtwerke Bochum
Friedlicher Nachbar	Stadtwerke Bochum
Heinrich	STEAG
Walsum	Fernwärme Niederrhein AG
Lohberg	Fernwärme Niederrhein AG
Ibbenbüren	Innogy SE

Im Bereich der Wasserhaltung Robert Müser besteht bereits ein kleines NT-Nahwärmenetz welches Grubenwasser nutzt und zwei Schulen und eine Feuerwache versorgt (vgl. Kap. 2.2).

5.3 Vor-Ort-Analyse

An den Standorten der Wasserhaltungsmaßnahmen des Steinkohlebergbaus wurde eine detaillierte Analyse durchgeführt und sich über die Besonderheiten der Standorte informiert. Wohngebäude, Nicht-Wohngebäude sowie Sondergebäude mit hohem und niedrigem Heizbedarf sind durch das Wärmebedarfsmodell (vgl. Kap. 5.1.1) bereits ausreichend erfasst. Daher lag der Fokus der Vor-Ort-Analyse auf besonders geeigneten potenziellen Abnehmern sowie etwaigen Neubaugebieten, die sich durch Niedertemperaturbedarfe und teilweise hohe Energieverbräuche auszeichnen. Diese Wärmesenken bieten besonders gute Voraussetzungen um das energetische Potenzial des warmen Grubenwassers über Niedertemperaturnetze zu nutzen.

Bei der standortbezogenen Analyse wurde in zwei Schritten vorgegangen. Über frei zugängliche Online-Portale, z.B. Google Maps, TIM-Online NRW und der Online-Informationen der Stadtplanungs- und Bauordnungsämter sowie lokaler Energieversorger, wurde zunächst eine Vorrecherche unternommen. Der Fokus lag auf der vorhandenen Gebäudestruktur, dem Wohnen, Gewerbe oder der Industrie sowie den Flächennutzungsplänen und der Bauleitplanung. Im Anschluss wurde mit den lokalen Klimaschutzmanagern, den Energieversorgern und den potenziellen Abnehmern für Heiz- und Kühlenergie Kontakt aufgenommen und Gespräche geführt.

Über die lokalen Klimaschutzmanager konnten Informationen zur Abnehmerstruktur, der Abwärme, den vorliegenden Projekten sowie dem Ausbau von Erneuerbaren Energien erlangt werden. Zusätzlich wurden besonders geeignete potenzielle Abnehmer in Bezug auf den Verbrauch, das Temperaturniveau, die Vollbenutzungsstunden sowie die aktuelle Energieversorgung ermittelt. Die lokalen Energieversorger gaben Aufschluss über die lokale Versorgungssituation, einschließlich des vorhandenen Leitungsnetzes und der Energieträger. Die kontaktierten potenziellen Abnehmer wurden in Bezug auf die aktuelle Energieversorgung, den Energieverbrauch, die Vorlauftemperaturen sowie die zukünftige Entwicklung befragt.

Potenzielle Abnehmer für Niedertemperaturwärme aus den Grubenwasserhaltungen sind neben den Neubaugebieten insbesondere Schwimmbäder und weitere Sondernutzungen (z.B. Pilzzucht, Gärungsprozesse, Fischzucht), da diese für das benötigte Temperaturniveau eine besonders gute Eignung aufweisen (vgl. Lindal, 1973). Die drei Kategorien Neubaugebiete, Schwimmbäder und weitere Sondernutzungen wurden standortbezogen detailliert untersucht. Insgesamt wurden für die untersuchten Standorte der Wasserhaltung 15 Neubaugebiete, acht Gewerbegebiete, 43 Schwimmbäder und zwölf Gewächshäuser als potenzielle Abnehmer ausfindig gemacht.

Neubaugebiete (N)

Für die untersuchten Wohngebiete ab 2016 wurde ein Heizenergiebedarf von 25 kWh/(m² a) sowie eine Heizleistung von 15 W/m² angesetzt. Diese Werte entsprechen typischen Werten für KfW40-Effizienzhäuser. Zusätzlich zu den bereits aus anderen Recherchen bekannten Gebieten, wie die „Wasserstadt Aden“ oder das Kreativ Quartier Lohberg, konnten 13 weitere Gebiete über eine weitgehende Recherche ausfindig gemacht werden. Jedoch ist der Planungs- bzw. Ausführungsstand oftmals unsicher, so dass nicht immer eine Aussage über den Planungsstand der Wärmeversorgung gemacht werden konnte.

Bei neuen Gewerbegebieten ist eine Aussage über den Energieverbrauch nicht möglich, da dieser von der Art der Bebauung abhängt. So benötigen Lagerhallen von Logistikunternehmen oft gar keine Heizung bzw. werden bei sehr niedrigen Temperaturen mithilfe von Elektrolüftern auf Temperaturen um die 5 °C geheizt. Bei Werkhallen hängt der Heizenergiebedarf sehr von den verwendeten Maschinen und ihrer Abwärme ab. Einzig bei Büroflächen wäre eine allgemeine Aussage möglich. Hier sind allerdings die Flächen, da sie stark vom Unternehmen abhängen, nicht bekannt.

Es ist dabei anzumerken, dass für bestehende oder kommende Neubaugebiete je nach Planungsstand für gewöhnlich bereits ein Energiekonzept besteht und eine alternative Versorgung über das warme Grubenwasser schwierig zu realisieren ist.

Schwimmbäder (S)

Schwimmbäder stellen mit ihrem sehr hohen Wärmeenergiebedarf eine eigene Gebäudeklasse dar und werden im GIS standortgenau erfasst. Der Heizwärmebedarf von Hallenbädern liegt je nach Bau- und Ausstattungsstandard zwischen ca. 5.000 kWh/(a*m²_{Wasserfläche}) für ein älteres Hallenbad (Bestand) und unter 1.500 kWh/(a*m²_{Wasserfläche}) für ein besonders energiesparendes Hallenbad (Neubau) (EnergieAgentur NRW, 2012).

Der Heizwärmebedarf von Freibädern in unseren Breitengraden liegt je nach Ausstattungsstandard bei ca. 350 kWh/(a*m²_{Wasserfläche}) - 400 kWh/(a*m²_{Wasserfläche}) ohne Beckenabdeckung in Zeiten ohne Nutzung (Aussage Stadtwerke Lünen GmbH). Zusätzlich werden in Freibädern allerdings häufig Solarthermieanlagen (Solarabsorber) eingesetzt und dementsprechend bereits heute ein Teil des Wärmebedarfs über Erneuerbare Energien gedeckt.

Die relevanten Daten zu den Schwimmbädern stammen hauptsächlich aus Energieberichten, E-Mail-Anfragen, Homepage-Angaben oder sind mit Hilfe von Luftbildern (bei Freibädern) und durchschnittlichen Energiebedarfen ermittelt worden. Als durchschnittlicher Energiebedarf wird bei Hallenbädern ein Wert von 3.500 kWh/(a*m²_{Wasserfläche}) und bei Freibädern ein Wert von 350 kWh/(a*m²_{Wasserfläche}) angenommen.

Weitere Sondernutzungen (U)

Zusätzlich zu den Schwimmbädern wurden weitere energieintensive Unternehmen mit einem Niedertemperatur-Wärmebedarf auf eine Eignung als potenzielle Abnehmer überprüft. Für die analysierten Standorte der Wasserhaltungen wurden mit Hilfe der Vorortanalyse ausschließlich Gewächshäuser als weitere Sondernutzungen ausfindig gemacht.

Die zugehörigen Flächen wurden mit Hilfe von Luftbildern vermessen. Aus Burgholzer & Bogner (1997) wurden für die spezifischen Anwendungen Temperaturen und Verbrauchswerte für jeweils ein Gewächshaus mit niedrigem, mittlerem und hohem Energieverbrauch abgelesen. Der spezifische Energieverbrauch schwankt demnach zwischen 337 kWh/m² und 872 kWh/m² für eine benötigte Temperatur von 20 °C und zwischen 284 kWh/m² und 736 kWh/m² für eine benötigte Temperatur von 18 °C.

Da in Bezug auf die Art und somit dem Energieverbrauch des einzelnen Gewächshauses keine Informationen gegeben waren, wurde mit einem durchschnittlichen Wert je Temperaturniveau gerech-

net. Wenn keine Angaben zur Temperatur ausfindig gemacht werden konnte, wurde diese mit 18 °C angenommen. Bei den Werten ist zu beachten, dass sie stark vom Standort und der Umgebungstemperatur abhängig sind.

6 Berechnung des technischen Potenzials

Das technische Potenzial berücksichtigt neben dem Potenzial der jeweiligen Wärmequelle und Wärmesenke, auch die notwendige technische Erschließung der Quelle und deren Einfluss auf die nutzbare Quelltemperatur. Hierzu zählen insbesondere der Einsatz von Wärmepumpen zur Erhöhung des Temperaturniveaus sowie Leitungsverluste in den Wärmenetzen. Die Verschneidung des theoretischen Potenzials unter Berücksichtigung der technischen Erschließung mit den ermittelten Wärmesenken ergibt anschließend das technische Potenzial.

Die Verschneidung erfolgt für die elf untersuchten Wasserhaltungsstandorte sowohl automatisiert über Abstandsflächen zur Wärmequelle, als auch mit Hilfe des ermittelten Flächenpotenzials im Rahmen von Versorgungsszenarien. Zusätzlich wird die Konkurrenz eines neu zu errichtenden NT-Wärmenetzes mit einem bestehenden Fernwärmenetz untersucht bzw. als Ausschlussfläche für das Gebäudepotenzial definiert.

Für die untersuchten Schachtstandorte werden dagegen aufgrund der Vielzahl der Standorte und den jeweils sehr geringen Leistungen keine Verschneidungen mit Wärmesenken im Umfeld der Standorte durchgeführt. Hier wird bei der Berechnung des technischen Potenzials von pauschalisierten Grundlast-Abnehmerszenarien ausgegangen.

Sowohl das Potenzial als auch die Wärmesenken unterliegen wandelnden Randbedingungen, so dass das technische Potenzial im Rahmen von drei Szenarien bis 2050 dargestellt wird. Auf Basis des berechneten technischen Potenzials werden zudem die potenziellen CO₂-Einsparungen ermittelt.

6.1 Anlagenkonzept Wasserhaltungsmaßnahmen

6.1.1 Allgemeiner Aufbau und gewählte Annahmen

Wie im Kapitel 4.1 dargestellt, wurden an den elf untersuchten Wasserhaltungsstandorten teilweise erhebliche theoretische Wärmepotenziale ermittelt. Für eine möglichst umfassende technische Nutzung sind folgende anlagentechnische Annahmen zu erfüllen:

- Einsatz eines Wärmetauschers, um die Wärmeenergie des Grubenwassers auf ein Sekundärnetz zu übertragen. Eine direkte Nutzung des Grubenwassers im Leitungsnetz der Wärmeversorgung ist aufgrund der Wasserinhaltsstoffe nicht sinnvoll.
- Anheben der Grubenwassertemperatur auf ein zu Heizzwecken geeignetes Temperaturniveau mittels Wärmepumpe. Im Rahmen der Studie wird hierbei von einer Vorlauftemperatur von 50 °C ausgegangen, die geeignet ist, energetisch ertüchtigte Bestandsgebäude sowie Neubauten zu versorgen. Entsprechende Netze lassen sich der 4. Generation der Fernwärme zuordnen, die sich durch Netztemperaturen < 55 °C auszeichnen (Huenges et al., 2014) und seitens des BMWi (Wärmenetze 4.0) derzeit gefördert werden. Derartige Netze sind bereits im Rahmen des Mijwater-Projektes in Heerlen in den Niederlanden (s. Kap. 2.2) oder in München Freiam (Kröper, 2017) realisiert.

- Erstellung eines Niedertemperatur-Fernwärmenetzes zur Verteilung der Wärmeenergie. Die bestehenden Fernwärmenetze können wie in Kap. 5.2 beschrieben derzeit nicht genutzt werden.
- Nutzung des Grubenwassers zur Deckung der Grundlast im NT-Fernwärmenetz, um eine möglichst große Nutzungsdauer des zur Verfügung stehenden Grubenwassers zu erreichen. Dies impliziert den entsprechenden Einsatz von zusätzlichen Wärmeerzeugern (Heizkessel) zur Bereitstellung der erforderlichen Spitzenlasten.

Sofern der Grundlastanteil des Grubenwassers und die Netzvorlauftemperatur definiert ist, ist es für die nachfolgende Berechnung der technischen Potenziale nicht entscheidend, ob ein Ausbau mit einem zentralen Heizwerk und angeschlossenem NT-Netz oder eine dezentrale Versorgung mit kalten Primärnetzen und angebundenen dezentralen Heizwerken und NT-Netzen erfolgt.

6.1.2 Einsatz von Wärmepumpen

Zur Nutzbarmachung der Grubenwasserwärme wird wie oben beschrieben eine Wärmepumpenanlage vorausgesetzt. Über die standortabhängige Grubenwassertemperatur im Vorlauf, die definierte Grubenwassertemperatur im Rücklauf von 6 °C und die gewählte Netzvorlauftemperatur von 50 °C, wird zunächst die theoretisch erreichbare (Carnot-) Leistungszahl (engl.: Coefficient of Performance COP) der Wärmepumpenanlage bestimmt. Diese Leistungszahl beschreibt einen thermodynamisch verlustfreien Prozess:

$$\text{COP}_c = \frac{T_H}{T_H - T_0} \quad (4)$$

mit

T_H = Höchstes Temperaturniveau

T_0 = Niedrigstes Temperaturniveau

In der Praxis werden durch Verluste geringere Leistungszahlen erreicht. Das Verhältnis zwischen der in der Praxis vorliegenden Leistungszahl und der theoretischen Leistungszahl wird Gütegrad genannt. Für diese Studie ist ein Wärmepumpengütegrad von 50 % angenommen worden (vgl. Schramek, 2007). Anhand dieses Gütegrads und der jeweils vorliegenden Temperaturen lässt sich somit für jeden Standort ein COP bestimmen.

$$\text{COP}_{\text{real}} = \eta \cdot \text{COP}_c \approx 0,5 \cdot \frac{T_H}{T_H - T_0} \quad (5)$$

mit

η = Wirkungsgrad

In der nachfolgenden Abbildung 19 sind die ermittelten COP für die 11 Standorte dargestellt. Zu erkennen ist dabei die Abhängigkeit des COP von der erwarteten Grubenwassertemperatur.

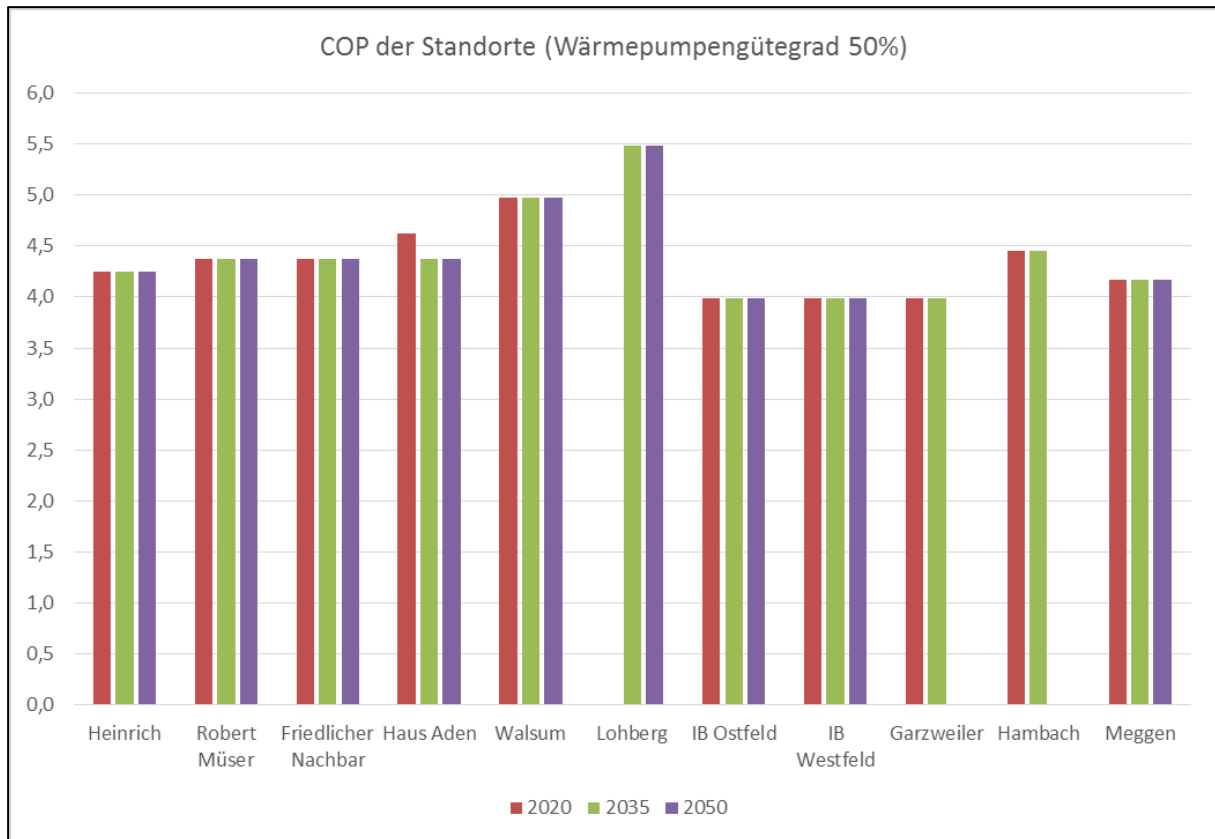


Abbildung 19: Ermittlung der COP für die Wasserhaltungsstandorte

Mit Hilfe des realen COP und der bestimmten Grubenwasserwärmeleistung kann die benötigte Antriebsenergie der Wärmepumpe bestimmt werden. Die durch die Wärmepumpe bereitgestellte Energie (entzogene Wärmeenergie aus dem Grubenwasser zuzüglich Antriebsenergie) liefert den Grundlast- und Mittellastanteil der nachgeschalteten Wärmeversorgung entsprechend der gewählten Jahresdauerlinie. Die technische Gesamtleistung und -energie setzt sich dementsprechend aus den Anteilen des Grubenwassers, der Wärmepumpen und des Spitzenlastheizkessels zusammen.

6.1.3 Jahresdauerlinie

Die Jahresdauerlinie JDL veranschaulicht den zeitlichen Verlauf des Leistungsbedarfes von Abnehmern und äquivalent dazu die bereitzustellende Leistung durch die Wärmequelle. Anhand von empirisch ermittelten Ganglinien, kann die JDL durch das Sortieren der Ganglinie nach der Größe der Leistung, beginnend mit der höchsten Leistung, gewonnen werden. Mithilfe der JDL können dann die Energieversorgungsstruktur von Energieversorgungsanlagen festgelegt und die jeweiligen Grund- und Spitzenlastanteile charakterisiert werden. Im vorliegenden Fall wird die JDL genutzt, um die Grund- und Spitzenlastverteilung zu optimieren und ein möglichst hohes technisches Potenzial aus dem warmen Grubenwasser zu erzielen.

Im Rahmen dieser Potenzialstudie wurde eine einheitliche JDL für die Wärmeabnehmer an allen Wasserhaltungsstandorten verwendet. Es handelt sich hierbei um eine anonymisierte JDL, die durch Mittelung aus Ganglinien-Daten von 13 deutschen Fernwärmenetzen gebildet worden ist (s. Abbildung 20).

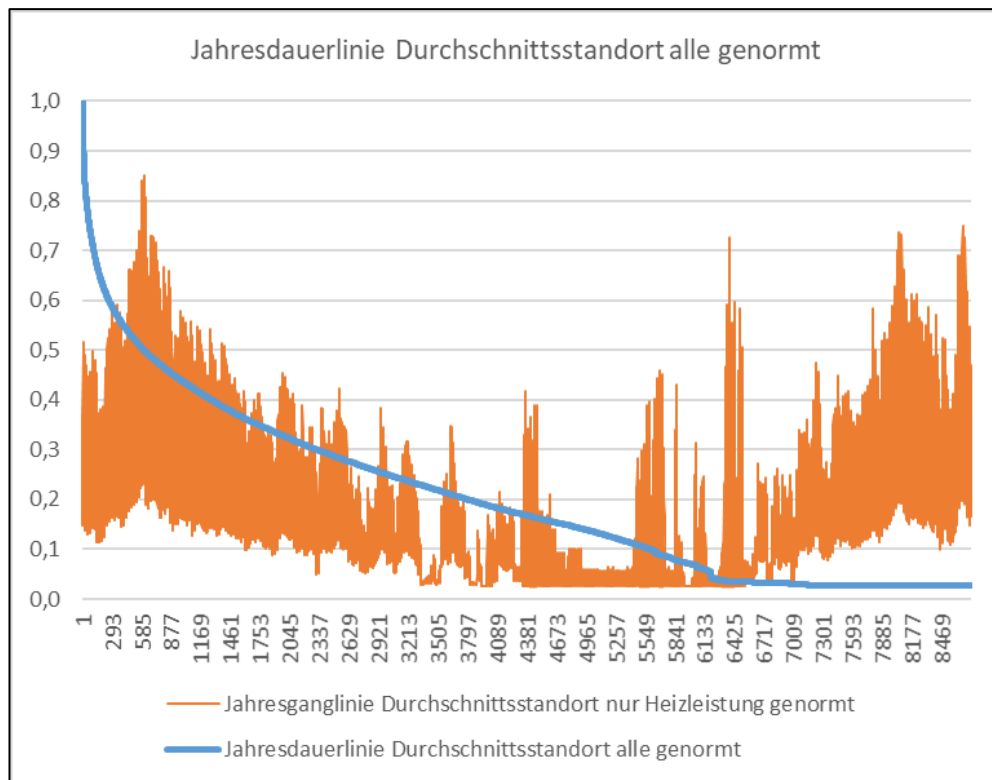


Abbildung 20: Genormte Jahresdauerlinie für alle Wasserhaltungsstandorte

Mittels der JDL wurden verschiedene Grundlastszenarien überprüft. Hierbei gilt, je kleiner der Grundlastanteil der Grubenwasserversorgung gewählt wird, desto größer sind die möglichen nutzbaren Volllaststunden und nutzbaren Energiemengen aus dem Grubenwasser. Dies hat jedoch zur Folge, dass die potenziell abnehmbare Gesamtenergie überproportional zu Lasten des weniger erwünschten Spitzenlasterzeugers zunimmt. In Abstimmung mit der projektbegleitenden Arbeitsgruppe wurde daher ein Szenario ausgewählt, bei dem sowohl der Grundlastanteil (Grubenwasserenergie inkl. Wärmepumpe) mit 90 % an der Gesamtwärmemenge als auch die Volllaststunden der Grubenwassernutzung mit 4.171 h/a möglichst hoch sind (vgl. Tabelle 15).

Tabelle 15: Volllaststunden der einzelnen Anlagenkomponenten

Anlagenkomponente	Volllaststunden [h/a]
Grubenwasserwärme (inkl. WP)	4.171
Spitzenlastheizkessel	291
Grubenwasserheizwerk (GW + WP + Spitzenlasterzeuger)	1.791

Anhand der angenommenen JDL und der Zusammensetzung der Wärmeenergieanteile, werden die Volllaststunden VLS der einzelnen Anlagenkomponenten bestimmbar. Hierbei errechnen sich die Volllaststunden aus dem Verhältnis Wärmeenergieanteil in GWh/a und Wärmelastanteil in MW. Beispielhaft folgt in Abbildung 21 die Energie- und Leistungsverteilung für den Grubenwasserhaltungsstandort Robert Müser über das Jahr 2020.

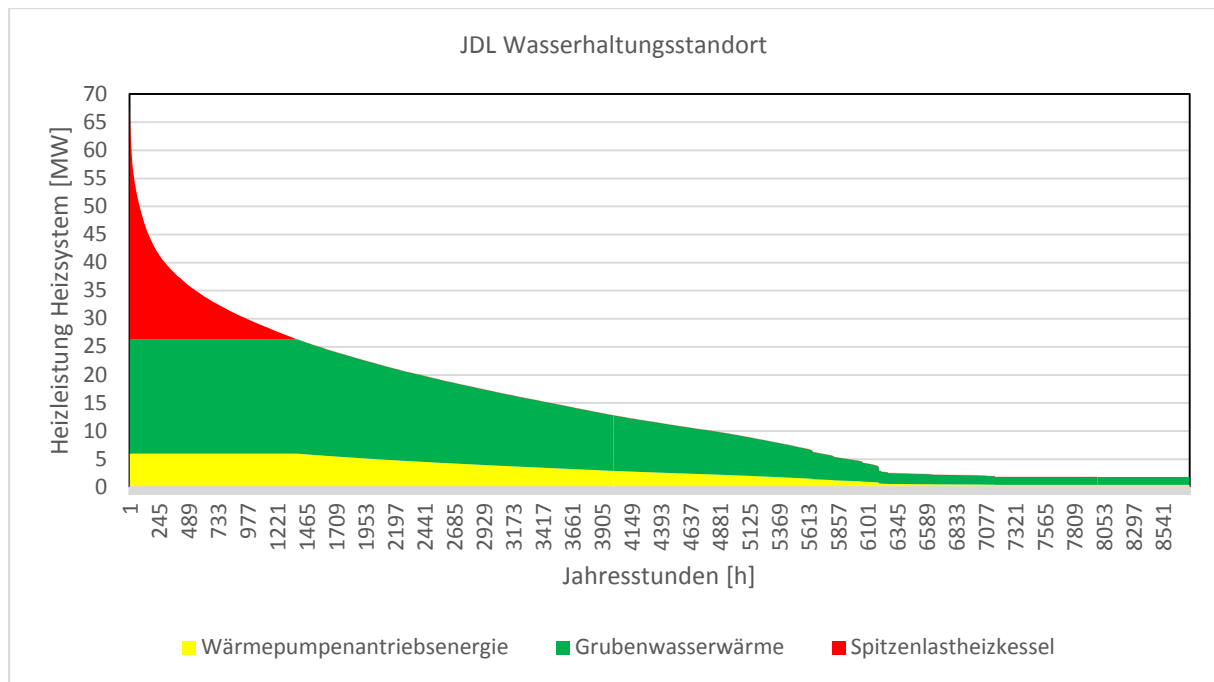


Abbildung 21: Energieanteile am Standort Robert Müser

Die maximale Gesamtheizleistung liegt in diesem Fall bei knapp über 65 MW, wobei der COP der Wärmepumpe grubenwassertemperaturbedingt bei 4,37 liegt (s. 6.1.2). Die Grubenwasserwärme (grün) deckt hierbei 69,4 % der Heizenergie. Hinzu kommen 20,6 % Heizenergie aus der Wärmepumpenenergie (gelb) und 10 % werden durch den Spitzenlastheizkessel (rot) bereitgestellt.

Der Gesamtverlauf der JDL verläuft ähnlich für alle Standorte und alle Jahre, wobei die Gesamtleistung standortabhängig ist. Je nach Standort sind, abhängig vom jeweiligen COP, die Anteile der Grubenwasserwärme- und Wärmepumpenantriebsenergie verschoben.

6.1.4 Wärmenetzparameter

Die Versorgung von Gebäuden in den Bereichen der Wärmequellen (Wasserhaltung) wird in der Regel über NT-Netze erfolgen. Die wirtschaftliche und technische Machbarkeit von Wärmenetzen hängt von zahlreichen Faktoren mit unterschiedlicher Gewichtung ab. Maßgeblich sind die Wärmeverluste des Systems, welche sich aus der Ausdehnung (Länge und Anzahl der Abnehmer), der Temperatur (kaltes oder warmes Netz) und der Spreizung des Netzes ergeben. Anhand dieser Faktoren können die Einflussbereiche der Wärmequellen und somit die potenziellen Wärmesenken definiert werden.

Anpassungsfaktor Wärmenetz APF_N

Der Anpassungsfaktor für das Wärmenetz APF_N errechnet sich aus den Verteilungsverlusten, dem Gebäudeanschlussgrad und dem Gleichzeitigkeitsfaktor.

Verteilungsverluste

Die Verteilung der Wärmeenergie innerhalb des Wärmenetzes ist mit Verlusten verbunden. Diese sind abhängig von den Wärmenetztemperaturen, den Wärmenetzlängen und der Isolierung der Wärmenetzrohre. Die Fernwärme-Netzverluste liegen bei etwa 12 % (AGFW, 2015). Die spezifischen Verlustleistungen in Nahwärmenetzen werden auf 20 W/m bis 35 W/m beziffert. Im Bereich der Wärmebedarfsdichte zwischen 0,5 MWh/m*a und 5 MWh/m*a stellen sich dann Netzverluste von unter 5 % bei 5 MWh/m*a bis über 35 % bei 0,5 MWh/m a ein. Aus wirtschaftlicher Sicht ist ein Netzverlust-Wert von unter 10 % anzustreben, um ein vernünftiges Verhältnis zwischen Kosten und Nutzen zu erreichen, (CARMEN Online). Für die Potenzialstudie werden daher Wärmenetz-Verteilungsverluste von 10 % angenommen, entsprechend einem Verlustfaktor $a_v = 0,1$. Dieser Wert reduziert die potenzielle Wärmenetzgröße über alle Jahre hinweg.

Gebäudeanschlussgrad

Der Gebäudeanschlussgrad berücksichtigt die Anteile der Gebäude in einem bestimmten Gebäudebestand, welche an eine bestimmte Energieversorgungsart angeschlossen ist.

In dieser Studie wird ein idealer Gebäudeanschlussgrad an das Grubenwasserwärmenetz mit 100 % angenommen, entsprechend einem Faktor $a_{GAG} = 1$.

Gleichzeitigkeitsfaktor

Der Gleichzeitigkeitsfaktor (GLF) ist das Verhältnis zwischen maximaler Gesamtleistung und der Summe der Einzelleistungen. Bei kurzen Lastspitzen einzelner Verbraucher ist die Wahrscheinlichkeit gering, dass alle bzw. viele Lastspitzen zeitgleich auftreten. In dieser Studie wird ein idealer GLF von 1 angenommen ($a_{GLF} = 1$), da zum einen das theoretische, vollständige Wärmeabnahmepotenzial zugrunde gelegt wird und zum anderen der GLF bereits innerhalb der angenommenen Jahresdauerlinie des Wärmenetzes mit enthalten ist.

Die Formel für den zeitlich unabhängig wirkenden Anpassungsfaktors APF_N lautet:

$$APF_N = \frac{(1-a_v)}{a_{GAG} \cdot a_{GLF}} \quad (6)$$

Demnach liegt der Anpassungsfaktor für das Wärmenetz APF_N bei 0,9.

Das Produkt aus APF_N und APF_w stellt den Gesamtanpassungsfaktor APF_G dar, der angibt, wie sich der Wärmebedarf der Wärmesenke in Abhängigkeit vom Bezugsjahr und dem Ausbau des Verteilungsnetzes reduziert (s. Tabelle 16).

Tabelle 16: Gesamtanpassungsfaktor APF_G für 2020, 2035, 2050 (Bezugsjahr 2012)

Variablen des Anpassungsfaktors			
Anpassungsfaktor Wärmebedarf für 2020	APF_{G2020}	0,8187	81,9%
Anpassungsfaktor Wärmebedarf für 2035	APF_{G2035}	0,6702	67,0%
Anpassungsfaktor Wärmebedarf für 2050	APF_{G2050}	0,5275	52,7%

Netztemperatur (kaltes oder warmes Netz)

Grundsätzlich stellt sich die Frage, wie das Netz die Wärmeenergie zu den Wärmeabnehmern transportiert. Dabei kann es als kaltes oder warmes Netz ausgeführt werden. Netze, die die Wärme auf einem hohen Temperaturniveau zum Wärmeabnehmer transportieren, haben in der Regel eine oder mehrere Heizzentralen, in denen das beim Wärmeabnehmer benötigte Temperaturniveau eingestellt wird. Nachteilig wirken sich dann die aufgrund des Temperaturniveaus gegenüber der Umgebung höheren Wärmeverluste aus. Zur Minimierung dieser werden daher isolierte Wärmenetzleitungen eingesetzt, was in der Regel zu höheren Investitionskosten führt. Kalte Wärmenetze koppeln die Wärmeenergie der Wärmequelle auf einem niedrigen Temperaturniveau aus und transportieren diese dann zum Wärmeabnehmer. Erst bei diesem wird das benötigte Temperaturniveau, meist mit Hilfe von Wärmepumpen, eingestellt. Die Variante kalte Wärmenetze benötigt einen höheren technischen Aufwand beim Wärmeabnehmer. Aufgrund des schon geringen Temperaturniveaus von 50° C und der bei einem kalten Nahwärmenetz zusätzlichen Aufwendungen seitens der Wärmeabnehmer, wird hier von einem warmen Wärmenetz ausgegangen.

Wärmebedarfsdichten

Mit Hilfe der Wärmesenkenpotenziale wird die Attraktivität von Bebauungsstrukturen für die Erschließung mit Wärmenetzen dargestellt und als Wärmebedarfsdichten bezeichnet. Dabei werden flächen- und trassenbezogene Wärmebedarfsdichten als Gütewert herangezogen.

Flächenbezogene Wärmebedarfsdichten

Im Rahmen der Potenzialstudie wird ab einem Wert $< 200 \text{ MWh}/(\text{ha} \cdot \text{a})$ die flächenbezogene Wärmebedarfsdichte als Ausschlusskriterium für die weitere Betrachtung der jeweiligen Zelle verwendet (vgl. CARMEN Online 2017 & Hessisches Ministerium für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz 2006). Der Ansatz von $200 \text{ MWh}/(\text{ha} \cdot \text{a})$ ist vergleichsweise niedrig, aber als Vorauswahl zu sehen, da eine weitere Detailauswahl über den Gütefaktor erfolgt.

Trassenbezogene Wärmebedarfsdichten (Gütefaktor)

Bei der trassenbezogenen Wärmebedarfsdichte (Gütefaktor) handelt es sich um eine Liniendichte des Wärmebedarfs innerhalb des Fernwärmenetzes. Der Gütefaktor wird in Energiebedarf (Anschlusswert) pro Jahr je Meter Trassenlänge ($\text{MWh}/(\text{m}_{\text{Trasse}} \cdot \text{a})$) angegeben. Hiermit ist es möglich Aussagen zur Effizienz und Wirtschaftlichkeit eines Netzes zu erhalten. Je höher der Anschlusswert pro Trassenmeter ist, desto geringer sind die Investitionskosten des Netzes bezogen auf die Wärmeabnahme. Bei den Trassenlängen werden sowohl die Anbindeleitung zum Versorgungsgebiet, wie auch die Unterverteilung innerhalb der Straßenabschnitte berücksichtigt, in denen sich Versorgungsobjekte mit entsprechendem Wärmebedarf befinden. Große Trassenlängen aufgrund eines

ungünstigen Straßenverlauf oder großen Entfernungen zum Heizwerk sowie eine geringe Wärmebedarfsdichte (s.o.) reduzieren den Gütefaktor und die Effizienz des Fernwärmenetzes. Der Gütefaktor stellt eine Entscheidungshilfe für Fernwärmebetreiber dar, um zu prüfen, inwieweit ein Fernwärmenetzausbau in Abhängigkeit von der Abnehmerstruktur und der Trassenlänge wirtschaftlich zu vertreten ist.

Gängige Literaturwerte für die trassenbezogene Wärmebedarfsdichte (Gütefaktor) liegen im Bereich von 0,5 bis über 2 MWh/(m*a) z.B.:

- Leitfaden Nahwärme Rheinland Pfalz: 0,5 MWh/(m*a),
- C.A.R.M.E.N. Merkblatt: 1,5 MWh/(m*a),
- Fernwärmebetreiber (Projektbegleitende Arbeitsgruppe der Studie): Größenordnung 1,5 – 2 MWh/m*a

Im Rahmen der Potenzialstudie wird ab einem Wert kleiner 1 MWh/(m*a) der Gütefaktor als Ausschlusskriterium für die weitere Betrachtung der Abnehmerstruktur verwendet.

6.2 Berechnete technische Potenziale

6.2.1 Technische Potenziale der Wasserhaltungen

Für die Standorte der Wasserhaltung ergibt sich zusammengefasst der in Abbildung 22 dargestellte Berechnungsweg zur Ermittlung des technischen Potenzials.

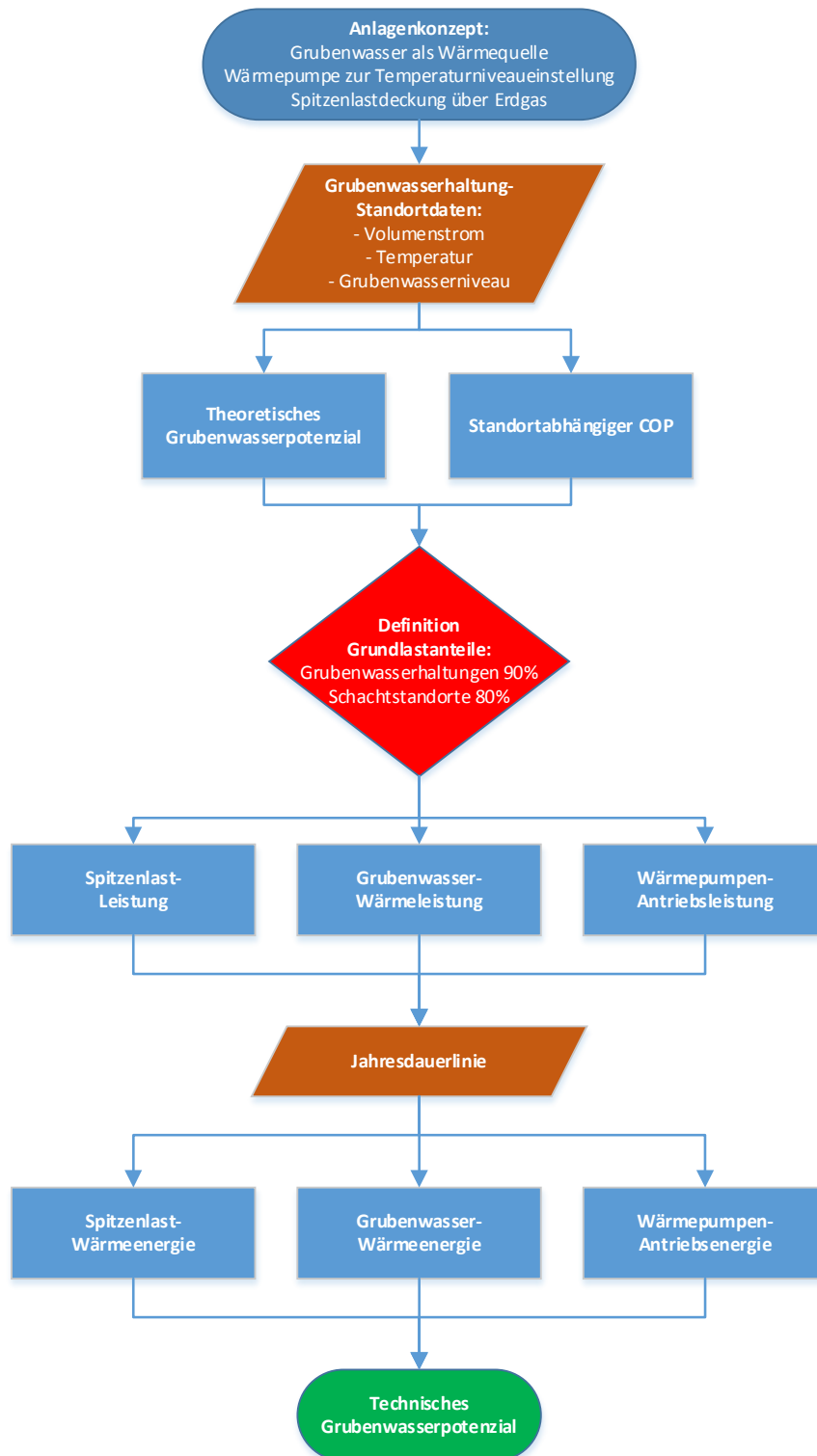


Abbildung 22: Ermittlung des technischen Grubenwasserpotenzials

Tabelle 17 zeigt die errechneten technischen Potenziale der Wasserhaltungsstandorte.

Tabelle 17: Technische Potenziale der Wasserhaltungen

		Theor. Potenzial Wasserhaltung		Technisches Potenzial Grubenwasser-Heizwerk				
Standort	Jahr	max. therm. Leistung P_{thW}	Theor. Wärmeenergiepotenzial E_{thW}	COP Wärmepumpe	Techn. Heizleistung incl. WP $P_{techWPW}$	Technische Heizleistung $P_{techGesW}$	Technische Heizenergie $E_{techGesW}$	Heizenergie aus Grubenw. E_{techW}
		[MW]	[GWh/a]	[-]	[MW]	[MW]	[GWh/a]	[GWh/a]
Heinrich	2020	31,4	274,6	4,3	41,0	106,2	190,3	130,9
	2035							
	2050							
Robert Müser	2020	19,6	171,7	4,4	25,4	65,8	117,8	81,8
	2035							
	2050							
Friedlicher Nachbar	2020	15,7	137,9	4,4	20,4	52,8	94,6	65,7
	2035							
	2050							
Haus Aden	2020	30,3	265,1	4,6	38,6	100,1	161,3	126,3
	2035	23,6	206,7	4,4	30,6	79,0	141,6	98,3
	2050							
Walsum	2020	23,7	207,6	5,0	29,7	76,8	137,5	98,9
	2035							
	2050							
Lohberg	2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2035	128,5	1.126	5,5	157,3	407,3	729,5	536,7
	2050							
IB Ostfeld	2020	0,9	8,2	4,0	1,3	3,1	5,5	3,7
	2035							
	2050							
IB Westfeld	2020	3,7	32,5	4,0	5,0	12,8	23,0	15,5
	2035							
	2050							
Garzweiler	2020	101,9	893	4,0	136,0	352,3	630,9	425,5
	2035							
	2050	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hambach	2020	664,5	5.821	4,5	856,7	2.219	3.974	2.774
	2035							
	2050	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Meggen	2020	2,4	20,7	4,2	3,1	8,0	14,4	9,8
	2035							
	2050							
Gesamt	2020	894	7.832	-	1.157	2.997	5.350	3.733
	2035	1.016	8.900	-	1.306	3.383	6.059	4.241
	2050	249	2.186	-	314	812	1.454	1.041

Die Tabelle zeigt die Energiepotenziale der unterschiedlichen Berechnungsschritte wie die reine thermische Leistung der Wasserhaltung, die technische Heizleistung einschließlich Wärmepumpe, die technische Gesamtleistung des Grubenwasserheizwerkes (GW + WP + Spitzenlastezeuger), die technische Heizenergie (GW, WP, Spitzenlast) und den Anteil der technischen Heizenergie aus dem Grubenwasser

Dabei sticht Hambach bis zum Jahr 2035 als Standort mit dem größten technischen Potenzial von 3.974 GWh/a heraus. Dieser Standort fällt jedoch 2050 aus der Betrachtung raus, so dass im Jahr 2050 der Standort Lohberg mit 729,5 GWh/a der Standort mit dem größten technischen Potenzial ist. Es zeigt sich für alle Wasserhaltungsstandorte, dass mit dem gewählten Anlagenkonzept der Anteil des technischen Potenzials des warmen Grubenwassers im Jahr 2050 66,5 % des theoretischen Potenzials beträgt.

6.2.2 Technisches Potenzial der Schächte

Bei den Schachtvarianten 1 und 2 wurde ein bivalentes Grundlastversorgungsszenario betrachtet. Trotz der im Vergleich zur oberflächennahen Geothermie vergleichsweise hohen Quellentemperaturen, ist bei längerer Entzugsdauer und aufgrund der Wärmetauscherverluste der Einsatz zur Direktheizung nicht möglich, so dass nachgeschaltete Einrichtungen zur Temperaturerhöhung (Wärmepumpe) notwendig werden. Im vorliegenden Fall wird eine Jahresarbeitszahl von 4,5 (typischer Wert für Grundwasserwärmepumpen) zugrunde gelegt. Im bivalenten Heizbetrieb ist für die Spitzenlastversorgung ein weiterer Energieerzeuger erforderlich. Die Höhe des Spitzenlastanteils wird neben den Volllaststunden des Grundlastanteils insbesondere durch die Nutzungsart (JDL) und die Anzahl der Versorgungsobjekte beeinflusst. Im Vergleich zur Grubenwasserhaltung sind bei der Schachtnutzung die bereitgestellten Energiemengen deutlich kleiner und dementsprechend auch die Zahl der Abnehmerobjekte. Die JDL ist somit steiler, was zu einem größeren Spitzenlast- und dementsprechend kleineren Grundlastanteil führt. Wie bereits in Kap. 4.2 dargestellt, wird der Ansatz verfolgt, dass bei einer Schachtnutzung von 4.345 h 80 % der Gesamtenergiemenge als Grundlast und 20 % als Spitzenlast gegenüber 10 % bei der Grubenwasserhaltung bereitgestellt wird.

Das technische Heizenergiepotenzial für die Schachtnutzungen ergibt sich demnach aus der Summe des theoretischen Wärmeenergiepotenzials des Schachts, der Antriebsenergie der erforderlichen Wärmepumpe und des Spitzenlastanteils. In Tabelle 18 sind die technischen Potenziale für die beiden Nutzungsvarianten einzeln sowie die aus energetischen Gesichtspunkten zu bevorzugende Variante („Best of“) dargestellt, die an den Schachtstandorten, an denen beide Nutzungen möglich sind, die Variante mit dem höchsten Potenzial berücksichtigt.

Dabei ist deutlich zu erkennen, dass die Variante 2 trotz der geringeren Anzahl der nutzbaren Schächte ein deutlich höheres Potenzial als Variante 1 aufweist. Insgesamt lassen sich durch die Schächte im Jahr 2035 und 2050 82,5 GWh/a an Wärmeenergie gewinnen.

Tabelle 18: Gesamtübersicht technische Potenziale für Variante 1 und 2

Variante	Bezugs-jahr	Zahl der Schächte	Leistung P_{thS} [kW]	Theor. Wärmeenergiepotenzial E_{thS} [MWh/a]	Techn. Heizleistung incl. WP $P_{techWPS}$ [kW]	Technische Heizenergie Gesamt $E_{techGesS}$ [MWh/a]
Variante 1	2020	51	1.021	4.434	1.313	7.126
Variante 1	2035 und 2050	98	2.120	9.213	2.726	14.808
Variante 2	2020	30	3.589	15.592	4.614	25.059
Variante 2	2035 und 2050	80	10.487	45.568	13.483	73.235
Best of 1 +2	2020	63	4.352	18.911	5.595	30.393
Best of 1 +2	2035 und 2050	123	11.810	51.315	15.184	82.470

6.2.3 Technisches Gesamtpotenzial

Die nachfolgende Tabelle 19 liefert einen Gesamtüberblick über die technischen Potenziale in NRW für die drei Bezugsjahre 2020, 2035 und 2050. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Schächte trotz der hohen Anzahl der Standorte (2035/50: 123) nur einen sehr geringen Anteil (< 6 %) am Gesamtpotenzial ausmachen.

Tabelle 19: Technisches Gesamtpotenzial

	Bezugsjahr	Technisches Heizleistung-Potenzial incl. WP P_{techWP} [kW]	Technisches Heizenergie-Potenzial $E_{techGes}$ [GWh/a]
Schächte (Best of 1 +2)	2020	5,6	30,4
	2035	15,2	82,5
	2050	15,2	82,5
Wasserhaltungen	2020	1.157	5.349,6
	2035	1.306	6.059,4
	2050	314	1.454,2
Technisches Gesamtpotenzial	2020	1.163	5.380
	2035	1.321	6.141,9
	2050	329	1.536,7

Das größte technische Heizenergiepotenzial liegt im Bezugsjahr 2035 mit 6.141,9 GWh/a vor. In der nachfolgenden Abbildung 23 sind die technischen Potenziale für das Bezugsjahr 2035 räumlich verteilt.

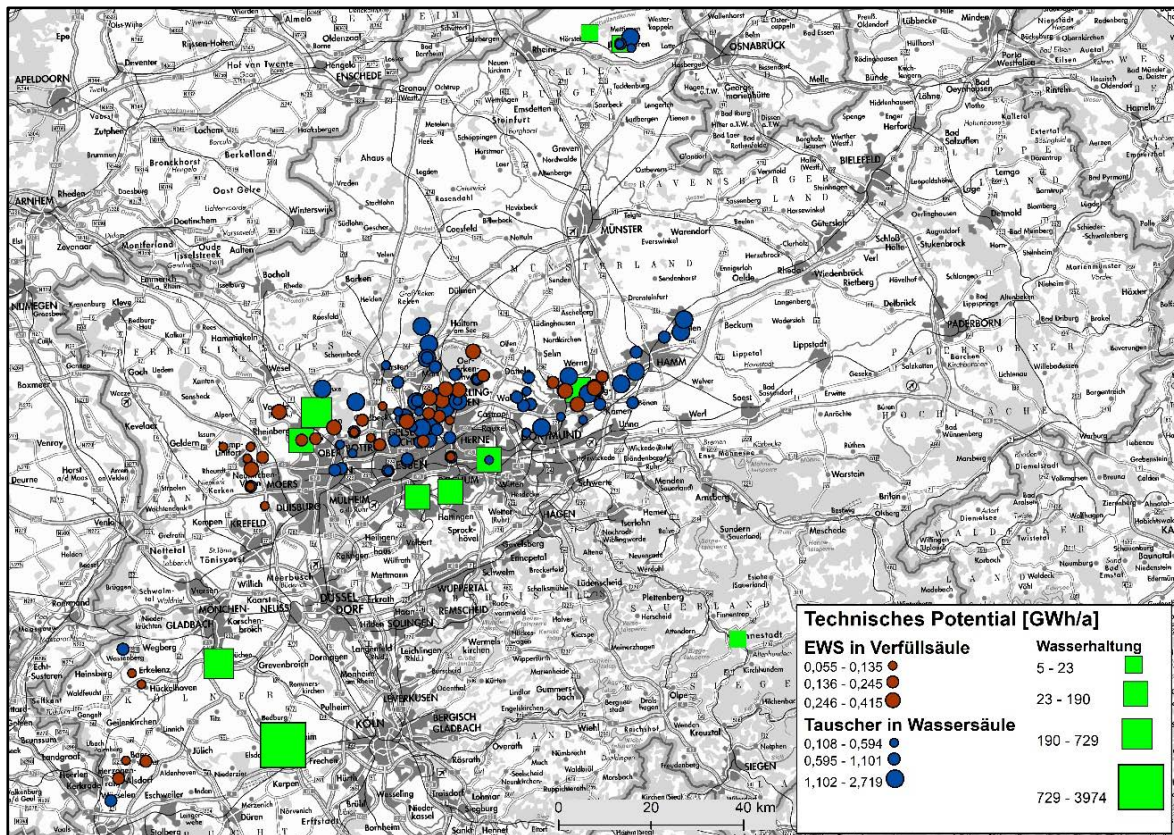


Abbildung 23: Technisches Potenzial der Wasserhaltungen und Schächte in NRW im Jahr 2035

6.3 Hot-Spot-Analyse der Wasserhaltungsstandorte

In diesem Abschnitt wird die detailliertere Hot-Spot-Analyse an den elf Wasserhaltungsstandorten dargestellt (vgl. Kap. 5.3). Durch die genaue Betrachtung des Umfelds eines Wasserhaltungsstandorts ist es möglich, das unter Kap. 6 errechnete technische Potenzial Wärmeabnehmern zuzuordnen und so zu schauen, inwiefern das errechnete Potenzial auch abgenommen werden kann. Zunächst wird die automatisierte Vorgehensweise mit Hilfe eines GIS-basierten Algorithmus beschrieben. Anschließend werden die Ergebnisse für das Bezugsjahr 2035 dargestellt.

6.3.1 Beschreibung des GIS-basierten Algorithmus

Für jeden Wasserhaltungsstandort ist die zentrale Frage, wie das theoretische Wärmepotenzial in der lokalen Umgebung sinnvoll abgenommen werden kann und wo die wirtschaftlich geeignetsten Wärmesenken zu finden sind. Dafür wurde im Rahmen der Studie ein GIS-basierter Algorithmus entwickelt. Die Implementierung und Durchführung des Algorithmus erfolgte mit Hilfe der FME (Feature Manipulation Engine) der Firma SafeSoft (Safe Software, 2017).

Zur Ermittlung wirtschaftlich geeigneter Wärmesenken erfolgt für jeden Grubenwasser-Standort eine Analyse der Wärmebedarfe der Gebäude in einem umliegenden Einzugsbereich (max. 7 km). Ziel ist es, den jeweiligen Einzugsbereich so zu wählen, dass das gesamte Energiepotenzial der Grubenwasserquelle vollständig abgeschöpft werden kann. Bei einem zu hohen Potenzial ist es jedoch möglich, dass die bereitstellbare Energiemenge nicht vollständig innerhalb eines definierten maximalen Radius abgenommen wird.

Der Algorithmus berücksichtigt folgende Eingangsdaten:

- Standort der Grubenwasserquelle
- Wärmebedarf der Gebäude
 - o Grundriss-scharfe Vektordaten, klassifiziert nach der Gebäudestruktur aus der Potenzialstudie Geothermie (LANUV, 2015)
- Einzugsbereich um den Standort
 - o Maximaler Suchradius von 7 km
- Ausschlussflächen
 - o Fernwärmeeinzugsgebiet (50m Abstand zu Fernwärmeleitungen) für das Bezugsjahr 2020
 - o Naturschutzgebiete
 - o Wasserschutzgebiete I und II
 - o Einzugsbereiche benachbarter Standorte
- Straßennetz (OpenStreetMap, 2017)
- Parameter
 - o Technisches Potenzial der Quelle
 - o Anpassungsfaktoren
 - o Erweiterung des Suchradius pro Berechnungsschritt

Basierend auf diesen Eingangsdaten wurden für jeden Grubenwasserhaltungsstandort schrittweise (iterativ) mit einem wachsenden Einzugsbereich Wärmesenken ermittelt.

6.3.2 Beispielhafte Darstellung des GIS-Algorithmus

Die dargestellten Teilschritte des Algorithmus werden zum besseren Verständnis nachfolgend beispielhaft für den Standort Heinrich erläutert.

1. Definition eines Einzugsbereichs mit Radius r um die punktuelle Grubenwasserquelle

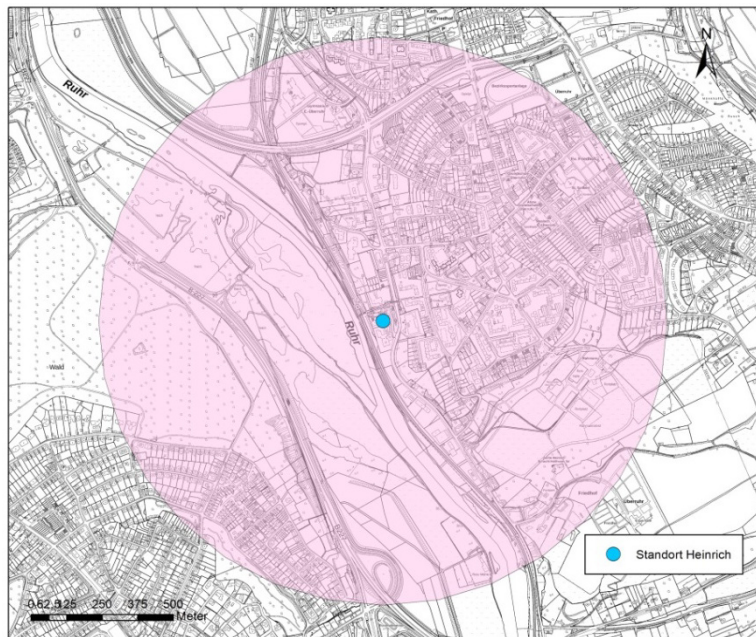


Abbildung 24: Einzugsbereich um Grubenwasserhaltung

2. Verschneidung des Einzugsbereichs mit den Gebäudedaten zur Ermittlung aller Gebäude innerhalb des Einzugsbereichs, die zugleich nicht innerhalb der standortbezogenen Ausschlussflächen liegen
 - Aggregation der grundstücksscharfen Gebäudetypen in 100m x 100m Raster. Jedes Gebäude ist hierbei in Abhängigkeit des größten Flächenanteils einer Rasterzelle zugeordnet. Im Ergebnis enthalten die Rasterzellen die kumulierten Wärmebedarfe aller ihnen zugeteilten Gebäude in kWh/m² a.

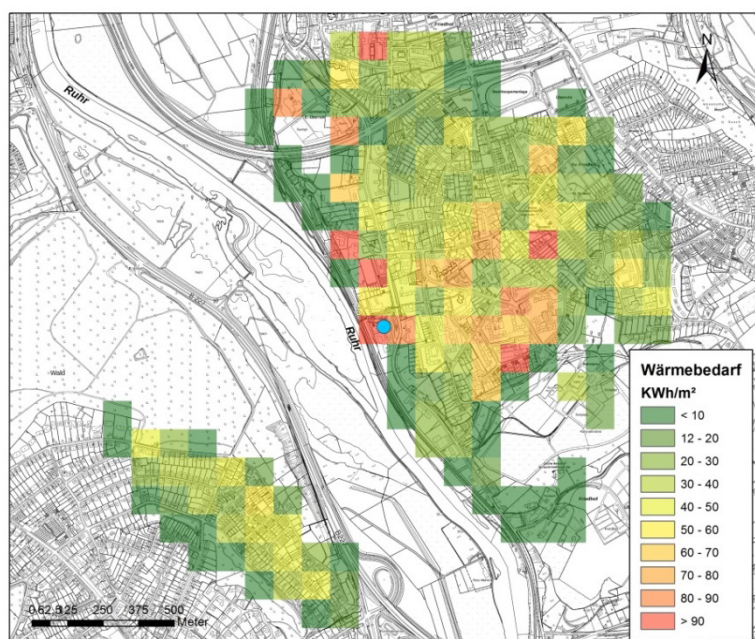


Abbildung 25: Aggregation der Gebäudedaten

3. Entfernen aller Rasterzellen, deren Wärmebedarf unter der festgelegten Gütegrenze liegt. Durch die Gütegrenze von $200 \text{ MWh/ha} \cdot \text{APF}$ bleiben für die verbleibenden Schritte nur Rasterzellen übrig, die aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll versorgt werden können.

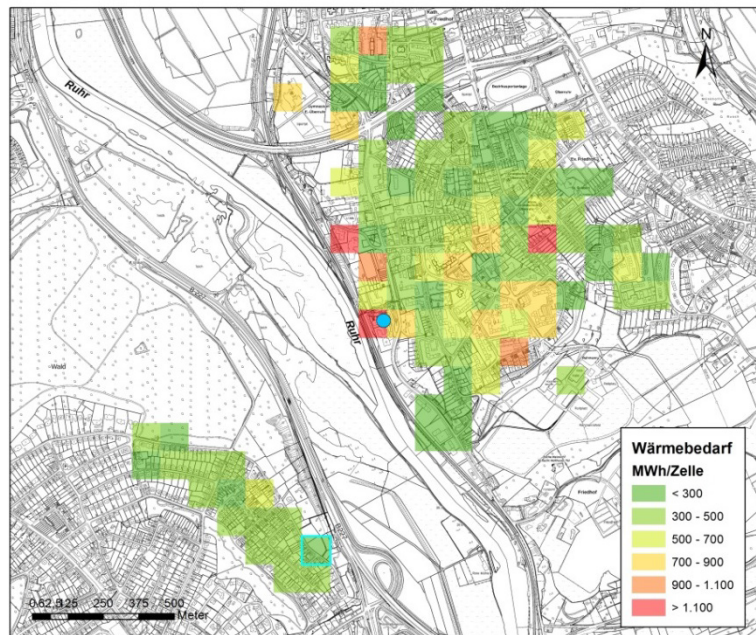


Abbildung 26: Filterung der Rasterzellen anhand der Gütegrenze

- *Bildung zusammenhängender Gebiete aus den verbleibenden Rasterzellen anhand gemeinsamer Kanten. Es werden Gebiete von ein oder mehreren aneinandergrenzenden Rasterzellen gebildet und dabei die Wärmebedarfe der Einzelzellen aufsummiert.*

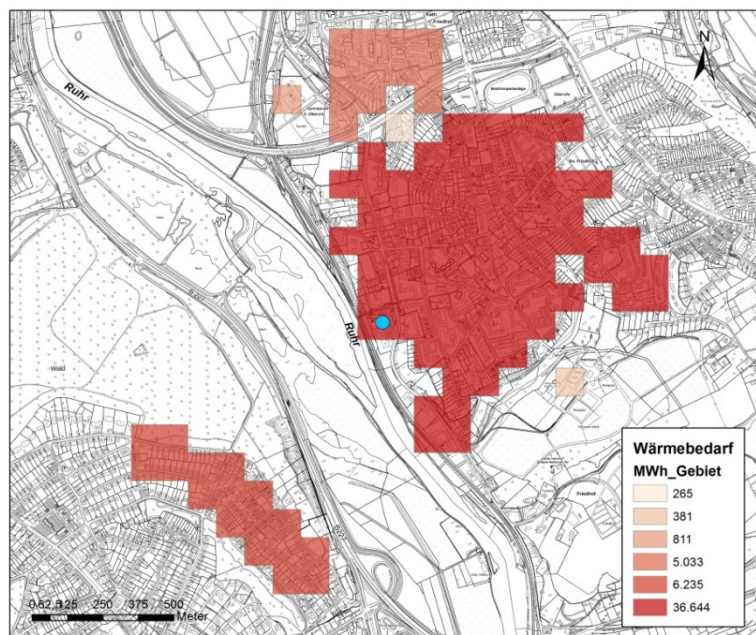


Abbildung 27: Zusammenhängend Gebiete aus Rasterzellen anhand gemeinsamer Kanten

- *Berechnung des Gütefaktors. Dazu wird die Länge der Anbindungsstrasse als kürzeste direkte Distanz zur Grubenwasserquelle bestimmt. Zur Ermittlung der Trassenlänge wird das Straßennetz im Gebiet herangezogen. Zusammen mit der Anbindungsstrasse ergibt sich so für jedes Gebiet eine Gesamtlänge für ein mögliches Versorgungsnetz, mit dessen Hilfe der Gütefaktor bestimmt werden kann. Falls die Anbindungsstrasse ein Schutzgebiet schneidet, wird pauschal ein Trassenaufschlag von 1.000 m angenommen, da in der Regel Schutzgebiete mit einem gewissen Umweg umgangen werden oder Leitungen entlang existierender Straßen gelegt werden können. Die betroffenen Gebiete verbleiben als mögliche Wärmesenken, werden aber durch den Aufschlag hinsichtlich ihrer Güte herabgesetzt.*
4. Entfernen aller Gebiete mit zu geringer Güte $< 1,0 \text{ MWh/m} \cdot \text{APF}$, da deren Versorgung aus wirtschaftlicher Sicht ungeeignet ist.

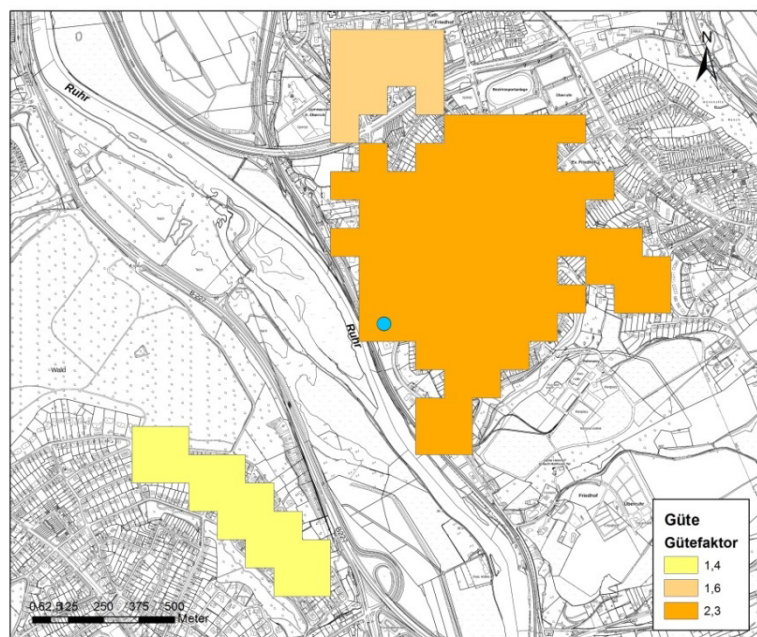


Abbildung 28: Filtern der Gebiete anhand des Gütefaktors

- *Sortierung der verbleibenden Gebiete. Sortierung in absteigender Reihenfolge, um eine Priorisierung der Wärmesenken vorzunehmen.*
5. Aufsummieren der Wärmebedarfe und Vergleich mit dem Potenzial der Quelle. Aus den erstellten Gebieten werden die geeignetsten Gebiete identifiziert und deren Wärmebedarfe aufsummiert, bis der Gesamtwärmebedarf die bereitstellbare Wärmemenge übertrifft oder keine weiteren Abnehmer mehr verbleiben.
6. Vergleich des Gesamtwärmebedarfs der Gebiete mit dem durch die Grubenwasserhaltung bereitstellbaren Potenzial. Ist der Gesamtwärmebedarf $\geq$ Potenzial der Quelle, ist das Ziel des Algorithmus erreicht, da eine Menge von Wärmesenken gefunden wurde, die das gesamte Potenzial der Grubenwasserquelle abnimmt. Ist der Gesamtwärmebedarf kleiner als das Potenzial der Quelle, wurden alle Wärmesenken innerhalb des in dieser Iteration definierten Einzugsbereichs analysiert. Sofern der Radius dieses Einzugsbereichs noch unterhalb des maximal gültigen

gen liegt (7 km) wird ein neuer Einzugsbereich mit einem größeren Radius gebildet. Basierend darauf wiederholt sich der gesamte Algorithmus ab Schritt 2 unter Berücksichtigung des vergrößerten Einzugsbereichs.

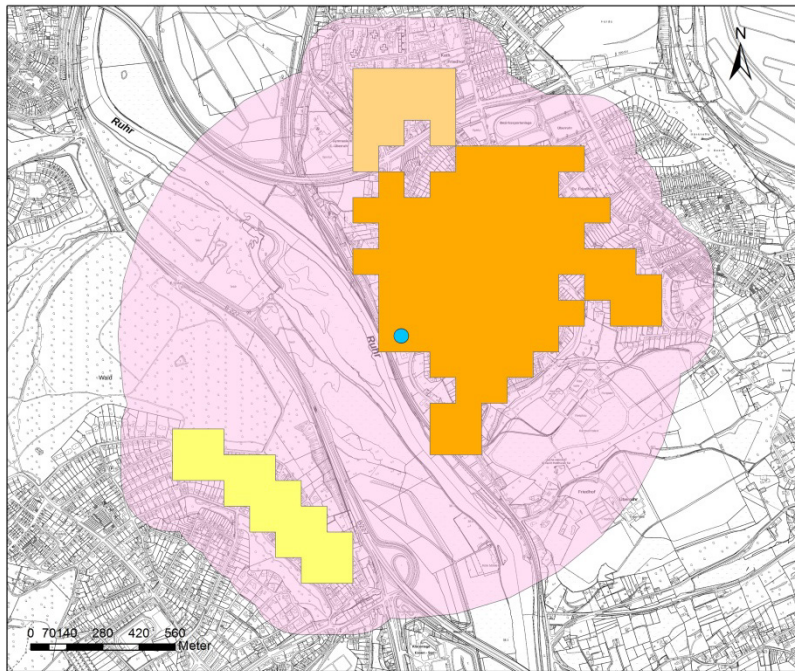


Abbildung 29: Bilden des Einzugsbereichs für die nächste Iteration durch Vereinigung des erhöhten Einzugsradius mit einem Puffer um die bereits ermittelten Wärmesenken

6.3.3 Ergebnisse der Hot-Spot-Analyse

Der im vorigen Kapitel beschriebene GIS-Algorithmus wurde bei allen Wasserhaltungsstandorten durchgeführt. Das Bezugsjahr 2035 gilt dabei als Referenzjahr. Daher werden im Folgenden die Ergebnisse für dieses Referenzjahr dargestellt. Für die jeweiligen Szenarien wirken unterschiedliche Anpassungsfaktoren, die den sinkenden Wärmebedarf von Gebäuden abbilden. Über die drei Szenarien 2020 bis 2050 reduziert sich der Anpassungsfaktor von 0,8187 auf 0,5275. Bei gleichbleibendem Energiepotenzial einer Grubenwasserquelle über alle drei Szenarien, lässt sich daher der grundsätzliche Effekt beobachten, dass die ermittelten Wärmesenken anwachsen. Dies geschieht entweder durch Vergrößerung bereits ermittelter Wärmesenken oder durch Hinzunahme weiterer Wärmesenken, die in vorigen Szenarien unberücksichtigt blieben.

Für jeden Standort wurden Sondernutzungen (z. B. Schwimmbäder, Gewächshäuser und Neubaugebiete) im Umkreis von 5 km - 7 km erfasst und kartographisch ausgewiesen. Die Wärmebedarfe von Schwimmbädern und sonstigen Sondernutzungen sind vorhandenen Gebäuden zugewiesen und daher unmittelbar in der Ermittlung der Wärmesenken berücksichtigt. Geplante Neubaugebiete nehmen eine Sonderrolle ein und wurden bevorzugt behandelt, da dort Versorgungsleitungen in jedem Fall neu zu verlegen sind. Zunächst wurde um jeden Grubenwasserstandort ein Einzugsgebiet festgelegt, in dem die gesamte potenziell vorhandene Wärme abgenommen werden kann. Anschließend wurden die Wärmebedarfe der Neubaugebiete innerhalb dieses Einzugsbereichs vom verfügbaren Potenzial der Grubenwasserquelle abgezogen, sodass sie zur späteren Versorgung

garantiert vorgehalten werden. Die ermittelten Abnehmergebiete sind nummeriert, beginnend bei der Zahl 0. Sie repräsentiert die Reihenfolge der Wärmesenken, die durch den Algorithmus ermittelt wurde.

Bei den Standorten, an denen das verfügbare Energiepotenzial der Quelle vollständig abgenommen werden kann, repräsentieren die dargestellten Wärmesenken die Anzahl von Abnehmergebieten, die im kleinstmöglichen Einzugsradius das vollständige Potenzial abschöpfen. Daher können die abgebildeten Abnehmerstrukturen nicht als Grundlage für eine tatsächliche Realisierung eines Versorgungsnetzes dienen, sondern stellen lediglich eine Vorbewertung dar.

Die Darstellung aller Bezugsjahre sowie detaillierte Informationen zu den ermittelten Wärmesenken ist Anhang 2 zu entnehmen.

Standort Heinrich

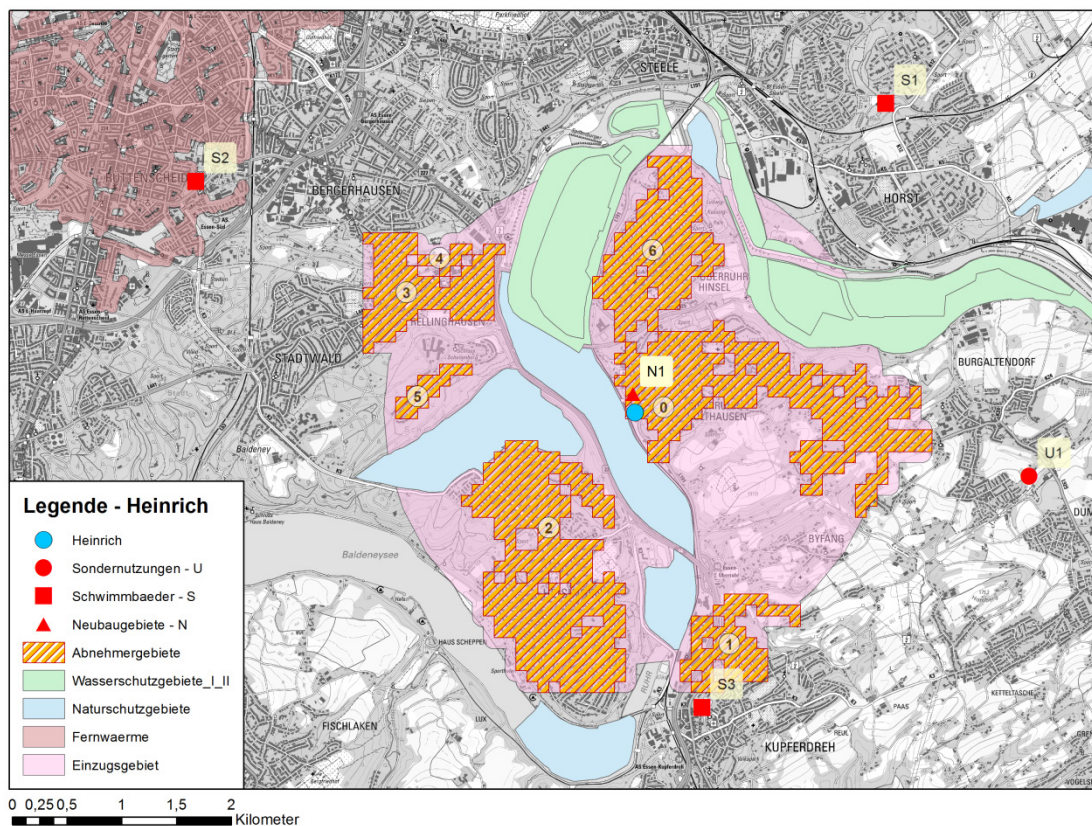


Abbildung 30: Wärmesenken Standort Heinrich - Szenario 2035

Die Abbildung 30 zeigt die ermittelten Wärmesenken für den Standort Heinrich für das Szenario 2035, die in Summe das vollständige Energiepotenzial der Grubenwasserquelle abnehmen. Eine Besonderheit am Standort Heinrich sind die großflächigen Schutzgebiete entlang der Ruhr. Der dichte Besiedlungsgrad rund um die Quelle sorgt aber trotzdem dafür, dass ausreichend Wärmesenken im Umkreis (circa 2 km) identifiziert wurden. Insbesondere kann die Anbindung der Gebiete mit den Nummern 2, 3, 4, 5 mit Umwegen über bereits vorhandene Straßen und Brücken realisiert werden. Somit kann 100 % des technischen Potenzials im nahen Umkreis abgenommen werden.

Tabelle 20: Übersicht über die Szenarien am Standort Heinrich

Szenario	Bereitstellbares Potenzial [MWh/a]	Nutzbare Energiemenge [MWh/a]	Abnahme [%]
2020	190.253	190.253	100
2035	190.253	190.253	100
2050	190.253	190.253	100

Standort Haus Aden

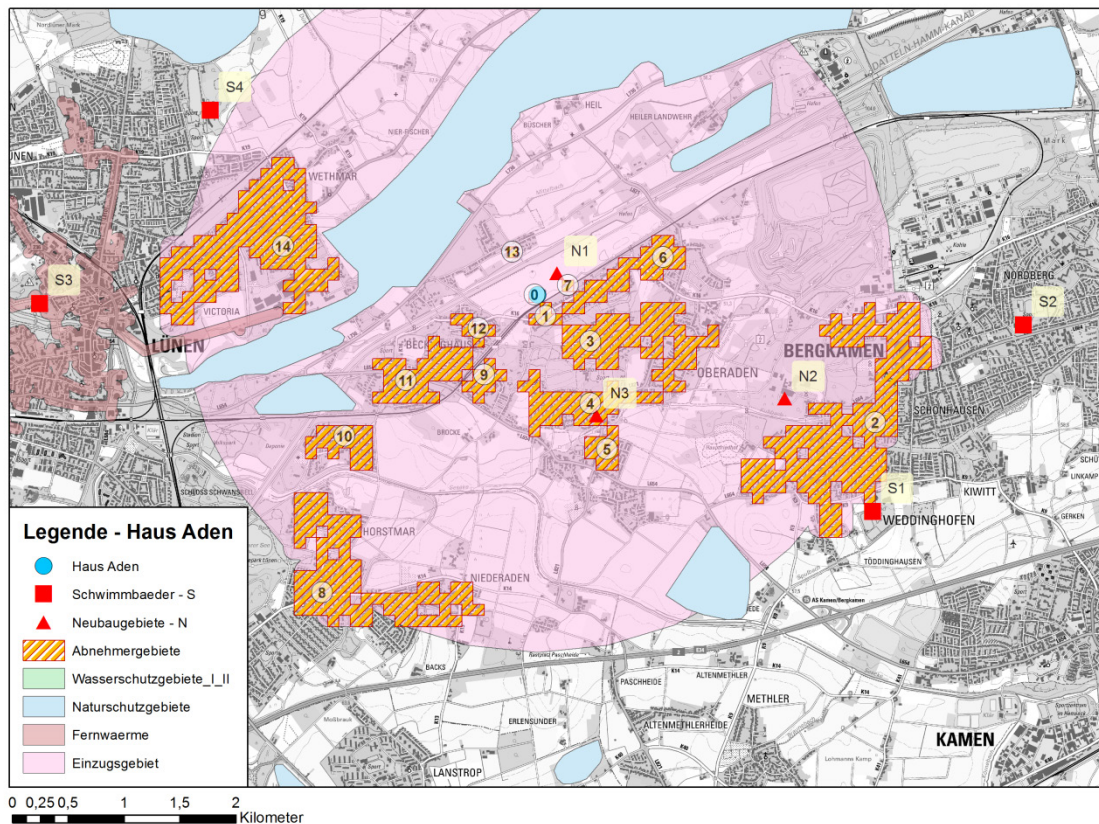


Abbildung 31: Wärmesenken Standort Haus Aden - Szenario 2035

Am Standort Haus Aden kann das verfügbare Energiepotenzial der Quelle für jedes der drei Szenarien abgenommen werden. Abbildung 31 zeigt die ermittelten Wärmesenken für das Szenario 2035 in einem Umkreis von circa 3,5 km. Das Neubaugebiet N1 (Wasserstadt Haus Aden) ist gesondert zu erwähnen, da es hier bestehende Pläne für eine Grubenwassernutzung gibt.

Tabelle 21: Übersicht über die Szenarien am Standort Haus Aden

Szenario	Bereitstellbares Potenzial [MWh/a]	Nutzbare Energiemenge [MWh/a]	Abnahme [%]
2020	161.269	161.269	100
2035	141.564	141.564	100
2050	141.564	141.564	100

Standort Friedlicher Nachbar

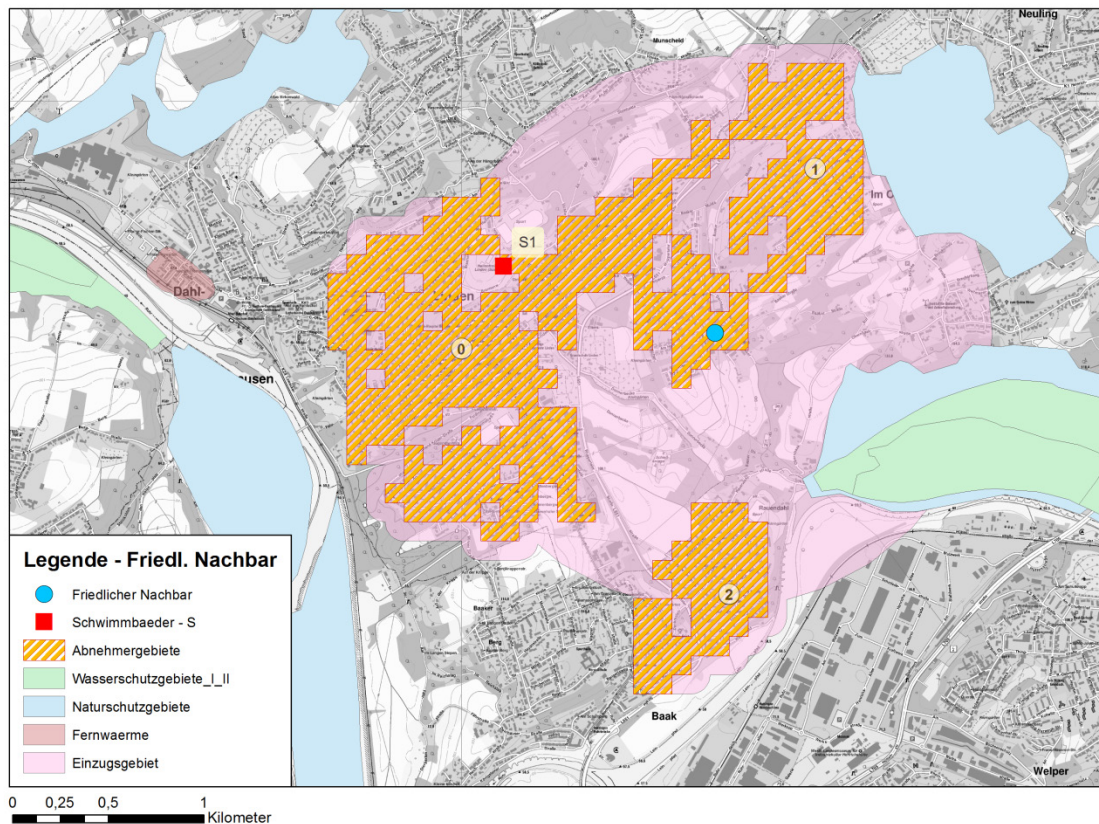


Abbildung 32: Wärmesenken Standort Friedlicher Nachbar - Szenario 2035

Das verfügbare Energiepotenzial am Standort Friedlicher Nachbar bleibt mit 94.575 MWh/a für alle Szenarien 2020, 2035 und 2050 konstant. Weiterhin kann dieses Potenzial in jedem der drei Zeiträume vollständig abgenommen werden. Aufgrund des reduzierten Anpassungsfaktors für die Gebäudewärmebedarfe vergrößert sich dabei der dafür notwendige Einzugsbereich um die Quelle. Im dargestellten Szenario 2035 besitzt der Einzugsbereich circa 1,5 km – 2 km, in dem drei Wärmesenken ermittelt wurden (vgl. Abbildung 32).

Tabelle 22: Übersicht über die Szenarien am Standort Friedlicher Nachbar

Szenario	Bereitstellbares Potenzial [MWh/a]	Nutzbare Energiemenge [MWh/a]	Abnahme [%]
2020	94.575	94.575	100
2035	94.575	94.575	100
2050	94.575	94.575	100

Standort Robert Müser

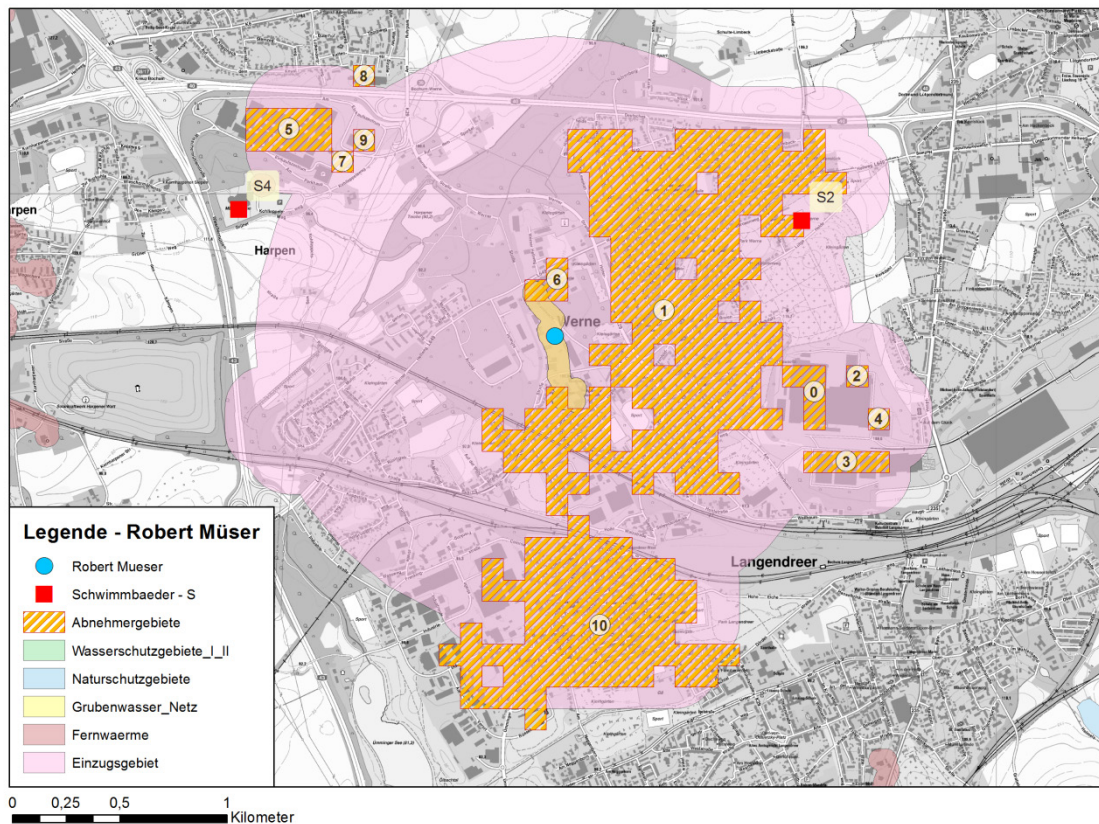


Abbildung 33: Wärmesenken Standort Robert Müser - Szenario 2035

Für den Standort Robert Müser beträgt das verfügbare Energiepotenzial der Grubenwasserquelle für alle drei Szenarien 117.849 MWh/a, welches in allen Betrachtungszeiträumen vollständig durch umliegende Wärmesenken abgenommen werden kann. Für das in Abbildung 33 dargestellte Szenario 2035 wird dazu beispielhaft ein Einzugsbereich mit einem Radius von circa 1,5 km – 2 km benötigt. An diesem Standort befinden sich vergleichsweise viele großflächige Industriegebäude im relevanten Umfeld, die im Vergleich zu Wohngebäuden einen deutlich erhöhten Wärmebedarf aufweisen. Eine weitere Besonderheit ist ein bereits vorhandenes Grubenwassernetz direkt an der Grubenwasserquelle, welches in die ermittelten Wärmesenken mit den Nummern 1 und 6 hineinreicht.

Tabelle 23: Übersicht über die Szenarien am Standort Robert Müser

Szenario	Bereitstellbares Potenzial [MWh/a]	Nutzbare Energiemenge [MWh/a]	Abnahme [%]
2020	117.849	117.849	100
2035	117.849	117.849	100
2050	117.849	117.849	100

Standort Walsum

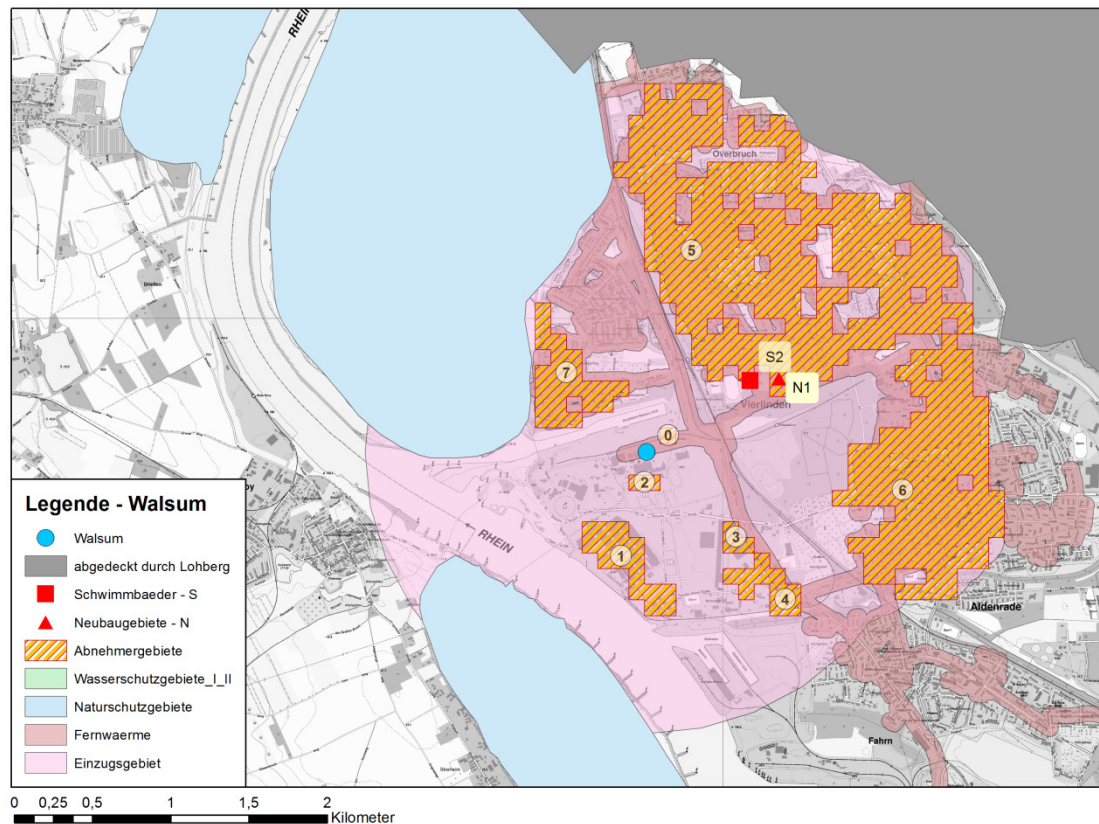


Abbildung 34: Wärmesenken Standort Walsum - Szenario 2035

Am Standort Walsum ist über alle drei Szenarien das bereitstellbare Energiepotenzial der Quelle mit 137.510 MWh/a identisch. Weiterhin kann es in jedem Szenario auch vollständig durch geeignete Wärmesenken im maximalen Umkreis von circa 3 km abgenommen werden. Bezüglich Walsum gibt es zwei Besonderheiten. Zum einen, definiert die dunkelgrau markierte Fläche ein Ausschlussgebiet, welches dem nur wenige Kilometer entfernten Standort Lohberg zugewiesen wurde. Eine weitere Besonderheit ist das weit verbreitete Fernwärmenetz. Wie in Abbildung 34 dargestellt, erstreckt es sich über weite Teile der Wärmesenken mit den Nummern 0, 3, 4, 5, 6 und 7, die zusammen den Hauptteil der ermittelten Wärmesenken für das Szenario 2035 ausmachen. Für das Szenario 2020 – bei dem Fernwärme Flächen noch als Ausschlussflächen für die Selektion von Gebäuden gelten – hat dies die Konsequenz, dass ein deutlich größerer Einzugsbereich gewählt werden musste, jedoch trotzdem 100 % des Potenzials abgenommen werden kann.

Tabelle 24: Übersicht über die Szenarien am Standort Walsum

Szenario	Bereitstellbares Potenzial [MWh/a]	Nutzbare Energiemenge [MWh/a]	Abnahme [%]
2020	137.510	137.510	100
2035	137.510	137.510	100
2050	137.510	137.510	100

Standort Lohberg

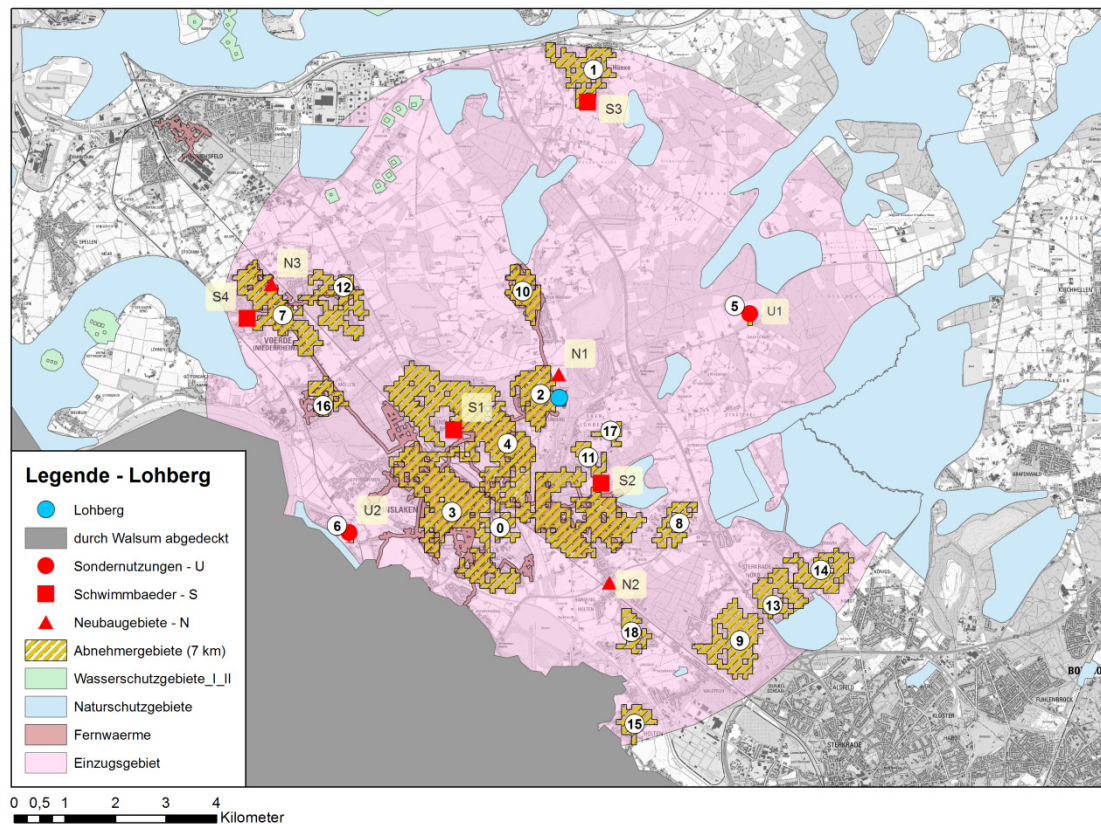


Abbildung 35: Wärmesenken Standort Lohberg - Szenario 2035

Am Standort Lohberg steht mit 729.511 MWh/a das höchste Energiepotenzial ab 2035 im Ruhrgebiet zur Verfügung. Wie schon beim Standort Walsum dargestellt überlappen sich die Einzugsgebiete (grau als Ausschlussfläche dargestellt). Eine Besonderheit des Standorts Lohberg ist der sehr niedrige Besiedlungsgrad in nördlicher und östlicher Richtung der Wasserhaltung, der dazu führt, dass das verfügbare Energiepotenzial in beiden Szenarien 2035 und 2050 in einem 7 km Radius nicht abgenommen werden kann (vgl. Abbildung 35). Während im Szenario 2035 noch circa 69 % des technischen Potenzials durch die identifizierten Wärmesenken abgeschöpft werden kann, sind es im Szenario 2050, bedingt durch den reduzierten Anpassungsfaktor, nur noch circa 54 %. Lohberg ist damit neben Hambach einer von zwei Standorten, an denen das bereitstellbare Energiepotenzial aus Grubenwasser nicht vollständig im näheren Umfeld abgenommen werden kann.

Tabelle 25: Übersicht über die Szenarien am Standort Lohberg

Szenario	Bereitstellbares Potenzial [MWh/a]	Nutzbare Energiemenge [MWh/a]	Abnahme [%]
2020	0	0	0
2035	729.511	502.558	69
2050	729.511	395.815	54

Standort Ostfeld

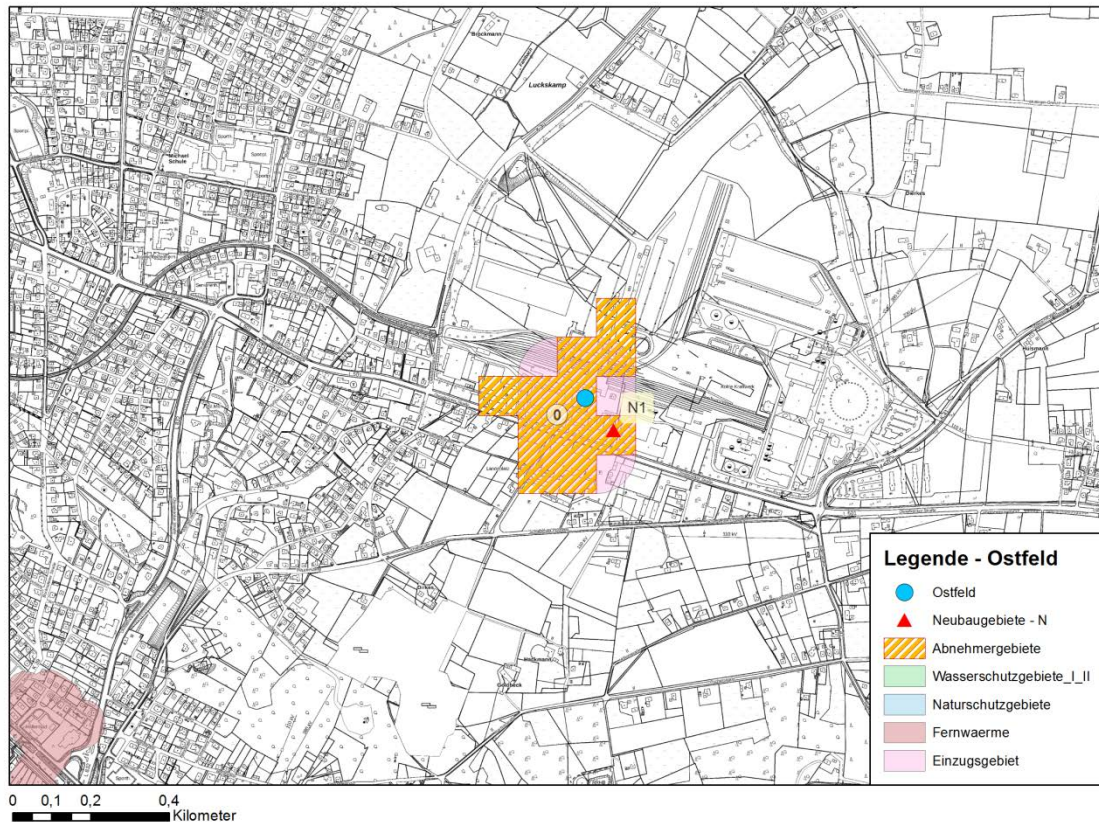


Abbildung 36: Wärmesenken Standort Ostfeld - Szenario 2035

Am Standort Ostfeld steht im Vergleich zu den übrigen Grubenwasserhaltungsstandorten mit 5.521 MWh/a das geringste Energiepotenzial zur Verfügung. Dementsprechend kleinräumig ist das Ergebnis der Wärmesenkenanalyse. Bereits im direkten Umfeld von etwa 0,5 km wurde das in Abbildung 36 dargestellte Gebiet als einzige Wärmesenke ermittelt, die bereits das verfügbare Energiepotenzial vollständig abnimmt. Für jedes der Szenarien 2020, 2035 und 2050 wird das identische Abnehmergebiet identifiziert. Der Unterschied liegt hierbei im Anteil der tatsächlichen Versorgbarkeit der graphisch dargestellten Wärmesenke, die zwischen 61 % (Szenario 2020) und 94,8 % (Szenario 2050) variiert.

Tabelle 26: Übersicht über die Szenarien am Standort Ostfeld

Szenario	Bereitstellbares Potenzial [MWh/a]	Nutzbare Energiemenge [MWh/a]	Abnahme [%]
2020	5.521	5.521	100
2035	5.521	5.521	100
2050	5.521	5.521	100

Standort Westfeld

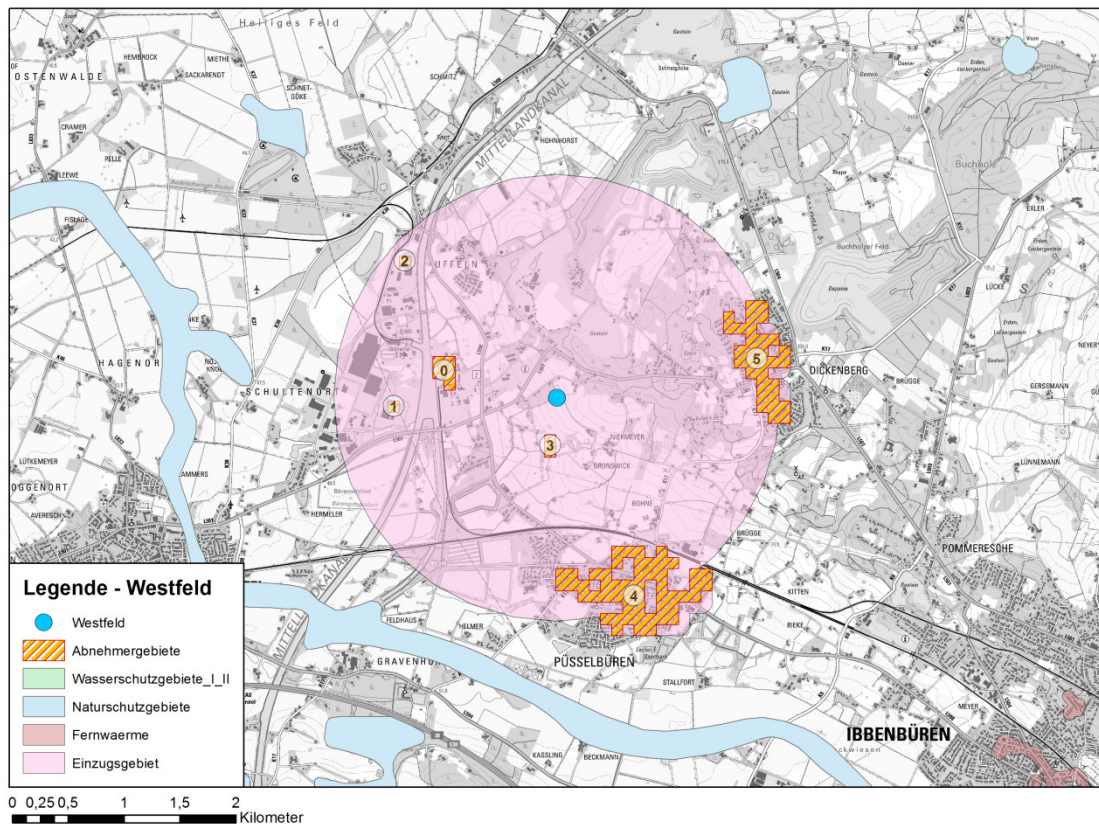


Abbildung 37: Wärmesenken Standort Westfeld - Szenario 2035

Mit 22.988 MWh/a steht am Standort Westfeld ebenfalls ein vergleichbar geringes Energiepotenzial zur Verfügung. Eine Besonderheit hierbei ist der gleichermaßen geringe Besiedlungsgrad im nahen Umfeld der Grubenwasserhaltung. Somit ist für das in Abbildung 37 präsentierte Szenario 2035 eine Umkreissuche im Radius von 2 km notwendig, um das Potenzial in vollem Umfang abzunehmen. Für das Szenario 2050, bei dem sich der Wärmebedarf der Gebäude zusätzlich reduziert, ist sogar ein fast doppelt so großer Radius notwendig. Dennoch ist für alle drei Szenarien die Abnahme des technischen Potenzials möglich.

Tabelle 27: Übersicht über die Szenarien am Standort Westfeld

Szenario	Bereitstellbares Potenzial [MWh/a]	Nutzbare Energiemenge [MWh/a]	Abnahme [%]
2020	22.988	22.988	100
2035	22.988	22.988	100
2050	22.988	22.988	100

Standort Meggen

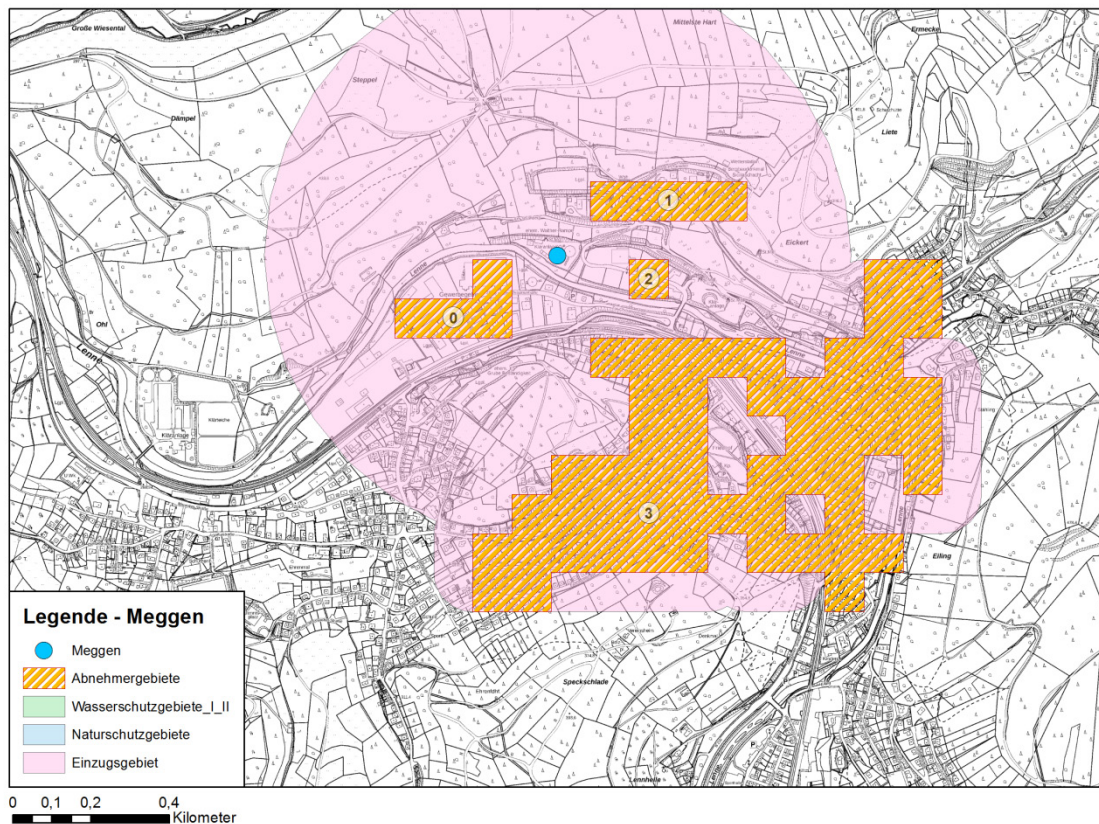


Abbildung 38: Wärmesenken Standort Meggen - Szenario 2035

Die Grubenwasserhaltung am Standort Meggen stellt mit 14.395 MWh/a das zweitgeringste Potenzial der 11 betrachteten Wasserhaltungsstandorte dar. Ähnlich wie am Standort Westfeld ist auch hier der Besiedlungsgrad im nahen Umfeld eher gering, nur in südlicher Richtung erstreckt sich eine entsprechende Gebäudelandschaft (vgl. Abbildung 38). Dennoch kann das verfügbare Energiepotenzial in allen drei Szenarien vollständig abgenommen werden.

Tabelle 28: Übersicht über die Szenarien am Standort Meggen

Szenario	Bereitstellbares Potenzial [MWh/a]	Nutzbare Energiemenge [MWh/a]	Abnahme [%]
2020	14.395	14.395	100
2035	14.395	14.395	100
2050	14.395	14.395	100

Standort Garzweiler

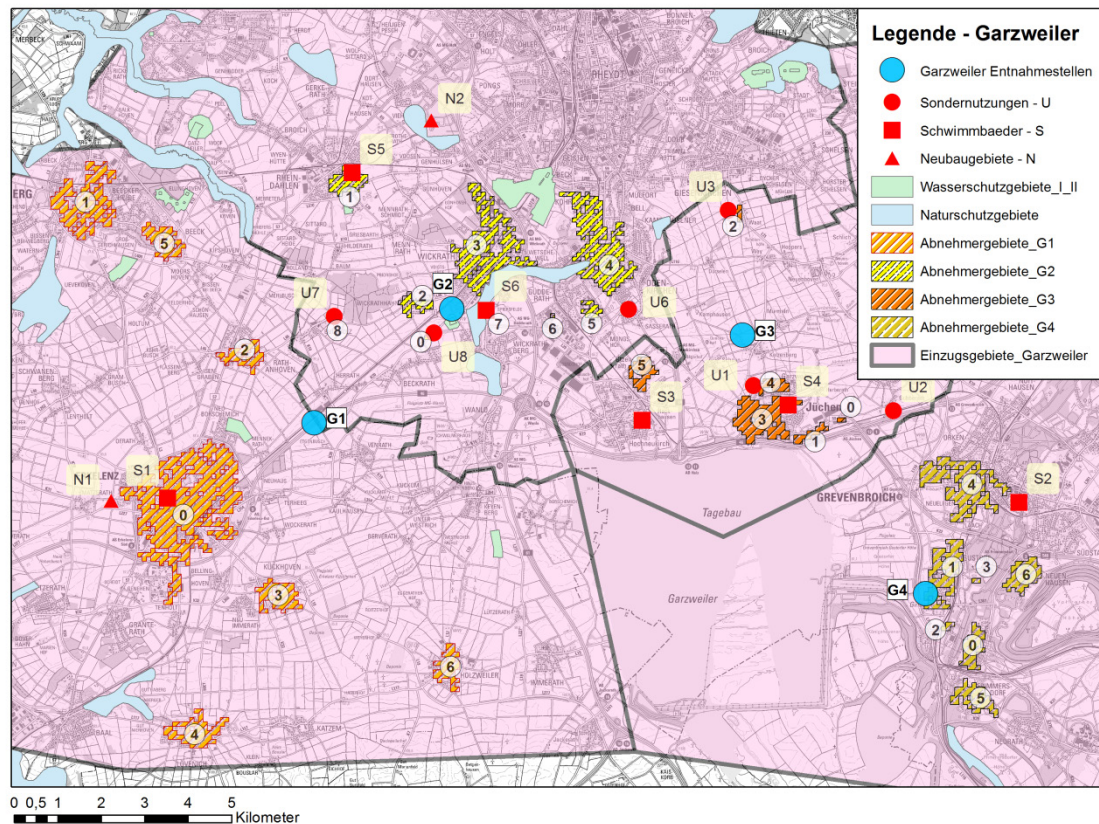


Abbildung 39: Wärmesenken Standort Garzweiler - Szenario 2035

Im Gegensatz zu den bisher dargestellten Standorten gibt es bei den Braunkohlestandorten Garzweiler wie auch Hambach zwei Besonderheiten. Zum einen ist die bereitstellbare Energiemenge deutlich höher als bei den meisten anderen Standorten und zum anderen entfällt das Szenario 2050. Bei den übrigen Standorten wird zudem das gesamte Energiepotenzial jeweils durch eine einzige punktuelle Quelle bereitgestellt. Bei den Braunkohlestandorten erfolgte hingegen eine Aufteilung in jeweils vier Quellpunkte, wobei jeder Quellpunkt nur einen Teil des Gesamtpotenzials bereitstellt. Abbildung 39 zeigt die vier Quellstandorte G1 – G4 für den Braunkohletagebau Garzweiler. Zur Definition dieser Quellpunkte, wurden die Sumpfungstrassen sowie deren Volumenströme herangezogen. In Abhängigkeit der Höhe des Volumenstroms, konnte für jeden der vier Quellpunkte der Anteil am Gesamtenergiepotenzial bestimmt werden. Durch diese Aufteilung ergibt sich eine größere räumliche Verteilung des vergleichsweise hohen Potenzials.

Eine weitere Konsequenz der beschriebenen Aufteilung der Quellpunkte ist, dass die Gebäude für die Analyse der Wärmesenken einem Quellpunkt zugeordnet sind. Es ergeben sich damit vier Einzugsgebiete analog zu den Quellpunkten G1–G4. Für jeden Quellpunkt und jedes zugehörige Einzugsgebiet wurde die Analyse der Wärmesenken separat durchgeführt und die Einzelergebnisse anschließend in eine Gesamtdarstellung integriert.

Am Standort Garzweiler steht für die Szenarien 2020 und 2035 insgesamt ein Energiepotenzial von 630.939 MWh/a bereit. Durch die Aufteilung in vier Quellpunkte ergibt sich die Verteilung gemäß

Tabelle 29. Die Ergebnisse der vier Quelpunkte G1 – G4 zeigen, dass die anteiligen Potenziale, und somit auch in Summe das Gesamtpotenzial, mit den dargelegten Berechnungsansätzen vollständig abgenommen werden kann. Für den stärksten Standort G1 (höchstes anteiliges Potenzial 229.432 MWh/a) ist dazu ein Suchradius von circa 7 km angesetzt worden.

Tabelle 29: Übersicht über die Szenarien am Standort Garzweiler

Szenario	Bereitstellbares Potenzial [MWh/a]	Nutzbare Energiemenge [MWh/a]	Abnahme [%]
2020	Gesamt: 630.939 Aufgeteilt in 4 Quellen, mit: G1: 229.432 G2: 172.074 G3: 57.358 G4: 172.074	Gesamt: 630.939 Aufgeteilt in 4 Quellen, mit: G1: 229.432 G2: 172.074 G3: 57.358 G4: 172.074	100
2035	Gesamt: 630.939,8 Aufgeteilt in 4 Quellen, mit: G1: 229.432 G2: 172.074 G3: 57.358 G4: 172.074	Gesamt: 630.939 Aufgeteilt in 4 Quellen, mit: G1: 229.432 G2: 172.074 G3: 57.358 G4: 172.074	100
2050	0	0	0

Standort Hambach

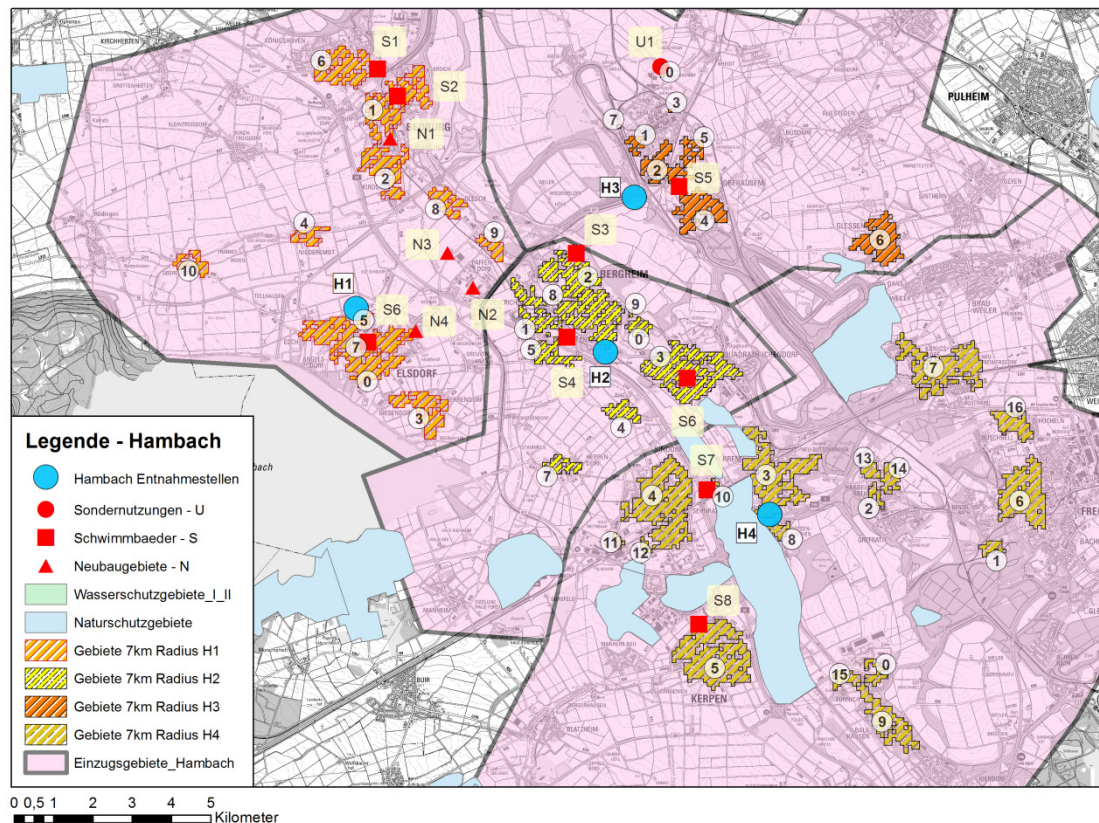


Abbildung 40: Wärmesenken Standort Hambach - Szenario 2035

Die Analyse der Wärmesenken am zweiten Braunkohle-Standort Hambach erfolgte in ähnlicher Weise, wie es bereits für Garzweiler beschrieben wurde. Statt einer einzigen Sumpfungswasserquelle wurden vier Entnahmestellen H1 – H4 auf Basis der Sumpfungswassertrassen festgelegt, die das gesamte verfügbare Energiepotenzial anteilig räumlich verteilen. Wie bei Garzweiler bestimmt sich der Anteil jeder der vier Quellpunkte anhand der Volumenströme innerhalb der jeweiligen Sumpfungswassertrasse.

Wie in Abbildung 40 erkenntlich, gelten für jede Punktquelle manuell definierte Einzugsgebiete, die durch schwarze Linien unterscheidbar sind. Die Abgrenzungen sind dabei so gewählt, dass potenzielle Abnehmergebiete möglichst nah an einem der vier Quellpunkte liegen. Das Einzugsgebiet von H2 ist vergleichsweise klein, da die südlich gelegenen Gebiete Sindorf und Kerpen aufgrund der kürzeren Distanz dem Quellpunkt H4 zugeordnet wurden. Für die Wärmesenkenanalyse wurden für jeden Quellpunkt H1 – H4 die Gebäude innerhalb des geltenden Einzugsgebiets mit einem 7 km Radius verschnitten.

In den beiden relevanten Bezugsjahren übersteigt das verfügbare Energiepotenzial von 3.974.336 MWh/a die Potenziale aller anderen Standorte deutlich. Die Analyse zeigt, dass im Szenario 2035 in einem Umkreis von 7 km um die Quellpunkte, nur etwa 22 % der verfügbaren Energiemenge tatsächlich abgenommen werden kann. Im Szenario 2020 sind es bei gleichen Berechnungsansätzen etwa 27 %. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass in einem 7 km Umfeld 73 % (Szena-

rio 2020) bzw. 78 % (Szenario 2035) des immens hohen Energiepotenzials nicht genutzt werden können.

Tabelle 30: Übersicht über die Szenarien am Standort Hambach

Szenario	Bereitstellbares Potenzial [MWh/a]	Nutzbare Energiemenge [MWh/a]	Abnahme [%]
2020	Gesamt: 3.974.336 Aufgeteilt in 4 Quellen, mit: H1: 550.292 H2: 1.956.596 H3: 733.723 H4: 733.723	Gesamt: 1.082.986 Aufgeteilt in 4 Quellen, mit: H1: 212.723 H2: 240.396 H3: 156.926 H4: 472.939	27
2035	Gesamt: 3.974.336 Aufgeteilt in 4 Quellen, mit: H1: 550.292 H2: 1.956.596 H3: 733.723 H4: 733.723	Gesamt: 886.549 Aufgeteilt in 4 Quellen, mit: H1: 174.138 H2: 196.792 H3: 128.462 H4: 387.155	22
2050	0	0	0

6.3.4 Gesamtergebnis Wasserhaltungsstandorte

Nachfolgende Tabelle 31 zeigt die abnehmbaren technischen Potenziale an den elf Wasserhaltungsstandorten. Bis auf die Standorte Hambach und Lohberg können an allen anderen neun Wasserhaltungsstandorten in den Bezugsjahren 2020, 2035 und 2050 die technischen Potenziale unter den gewählten Parametern und Berechnungsansätzen vollständig im Umfeld über NT-Wärmenetze abgenommen werden. Hambach und Lohberg stellen mit 3.974 GWh/a bzw. 729,5 GWh/a die beiden größten technischen Heizenergiepotenziale. In Hambach reduziert sich der nutzbare Anteil von 27 % in 2020 auf 22 % in 2035. In Lohberg reduziert sich der nutzbare Anteil von 69 % in 2035 auf 54 % in 2050. Ursache ist in beiden Fällen der sinkende Energiebedarf im Betrachtungszeitraum 2020 – 2050. Bei den anderen neun Standorten sind im Umfeld ausreichend weitere potenzielle Abnehmergebiete vorhanden, die den zukünftig sinkenden Energiebedarf ausgleichen können.

In der Summe ergibt sich für das Bezugsjahr 2035 eine nutzbare Energiemenge von 2.745 GWh/a, welches einen prozentual nutzbaren Anteil des theoretischen Potenzials von 45,3 % darstellt. Ohne die Betrachtung der Braunkohletagebaue, welche den dominierenden Anteil am Potenzial haben, ergibt sich für das Jahr 2035 ein technisches Potenzial von 1.227,3 GWh/a (87,3 %).

Tabelle 31: Abnehmbare technische Potenziale der Wasserhaltungen

Standort	Jahr	Theor. Wärmeenergiepotenzial E_{thw}	Nutzbare technische Heizenergie	Anteil nutzbare technische Heizenergie
		[GWh/a]	[GWh/a]	[%]
Heinrich	2020	274,6	190,3	100
	2035			
	2050			
Robert Müser	2020	171,7	117,8	100
	2035			
	2050			
Friedlicher Nachbar	2020	137,9	94,6	100
	2035			
	2050			
Haus Aden	2020	265,1	161,3	100
	2035	206,7	141,6	100
	2050			
Walsum	2020	207,6	137,5	100
	2035			
	2050			
Lohberg	2020	0,0	0,0	-

Standort	Jahr	Theor. Wärmeenergie- potenzial E_{thW}	Nutzbare technische Heizenergie	Anteil nutzbare tech- nische Heizenergie
		[GWh/a]	[GWh/a]	[%]
	2035	1.126	502,6	69
	2050		395,8	54
IB Ostfeld	2020	8,2	5,5	100
	2035			
	2050			
IB Westfeld	2020	32,5	23,0	100
	2035			
	2050			
Garzweiler	2020	893	630,9	100
	2035			
	2050	0,0	0,0	-
Hambach	2020	5.821	1.083	27
	2035		887	22
	2050	0,0	0,0	-
Meggen	2020	20,7	14,4	100
	2035			
	2050			
Gesamtzahlen	2020	7.832	2.458,3	46,0
	2035	8.900	2.745,2	45,3
	2050	2.186	1.120,5	77,1

6.4 CO₂-Reduktionspotenzial

Durch die Nutzung von Grubenwasserwärme zur Wärmeversorgung kann auf konventionelle Energieträger im selben Umfang verzichtet werden. Damit einher geht die Reduktion von CO₂-Emissionen.

Bei der Nutzung von Grubenwasserwärme fallen CO₂-Emissionen durch den Einsatz des für den Betrieb der Anlage benötigten elektrischen Stroms und der Spitzenlastwärmequelle an. Maßgeblich sind dabei der elektrische Strombedarf der Wärmepumpe für den Grundlastbetrieb und Erdgasbedarf zur Deckung der Spitzenlast. Elektrischer Strom wird über die berechneten COP's der einzelnen Wasserhaltungen und über den gemittelten COP aller Schächte eindeutig in seinem Bedarf festgelegt. Der elektrische Strombedarf zum Transport des Wärmeträgermediums von der Heizzentrale zum Verbraucher und zur Umwälzung der Sole innerhalb der Wärmesonden in den Schächten wird in dieser Studie nicht betrachtet. Der daraus entstehende Fehler ist vergleichsweise gering, da das Verhältnis vom Strombedarf beim Wärmepumpenbetrieb zum Umwälzpumpenbetrieb relativ groß ist und auch bei einer Versorgung des NT-Netzes mit fossiler Energie dieser Stromeinsatz anfallen würde.

Bei der Betrachtung des CO₂-Reduktionspotenzials geht der Einsatz von elektrischer Energie zur Hebung des Grubenwassers vom untertägigen Niveau zur Geländeoberfläche bei den Grubenwasserhaltungen nicht mit ein. Der Betrieb der Grubenwasserhaltungen gehört zu den Ewigkeitsaufgaben in den ehemaligen untertägigen Bergbauregionen und muss ständig aufrechterhalten werden, egal ob eine nachgeschaltete Grubenwassernutzung stattfindet oder nicht. Auch die Sumpfungsmaßnahmen bei den Braunkohletagebauen müssen mindestens so lange erfolgen, wie der Tagebau in Betrieb ist. Daher können die mit der Grubenwasserhebung und den Sumpfungsmaßnahmen einhergehenden CO₂-Emissionen nicht ersetzt werden und haben damit auch keine Auswirkung auf das CO₂-Reduktionspotenzial.

Zur Berechnung der potenziellen CO₂-Reduktion sind die in Tabelle 32 angegebenen CO₂-Emissionsfaktoren angewendet worden. Entsprechend der Entwicklung der Strombereitstellung, speziell hinsichtlich dem Ausbau im Bereich der erneuerbaren Energien, wird der CO₂-Emissionsfaktor für den Strommix Deutschland jedes Jahr durch das Umweltbundesamt (UBA) neu bekanntgegeben. Aufgrund ihres großen Einflusses auf das CO₂-Reduktionspotenzial werden die zukünftigen CO₂-Emissionsfaktoren des Strommix Deutschlands für die Jahre 2020, 2035 und 2050 anhand der vergangenen Entwicklung und der Zielsetzungen der Bundesregierung abgeschätzt, wobei lediglich das Ziel „Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Energieverbrauch – Anteil am Bruttostromverbrauch“ Anwendung findet (vgl. BMWi, 2015 & AGE, 2017).

Tabelle 32: Brennstoffbezogene CO₂-Emissionsfaktoren

Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren	Jahr	t CO ₂ /TJ	g/kWh	Quelle
Steinkohle roh (Kraftwerke, Industrie)	2015	93,5	336,6	(Umweltbundesamt, 2017)
Rohbraunkohlen (öffentliche Fernheizwerke Deutschland)	2015	111,0	399,6	(Umweltbundesamt, 2017)

Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren	Jahr	t CO ₂ /TJ	g/kWh	Quelle
Erdgas Deutschland	2015	55,9	201,2	(Umweltbundesamt, 2017)
Heizöl leicht Deutschland	2015	74,0	266,4	(Umweltbundesamt, 2017)
Strommix Deutschland	2015	148,6	535	(Icha und Kuhs, 2016)
Fern-/Nahwärme (Heizwerk fossil)	2016	76,1	274	(Pfnür et al., 2016)
Fern-/Nahwärme (KWK fossil)	2016	43,9	158	(Pfnür et al., 2016)

Die approximierten CO₂-Emissionsfaktoren für den Strommix Deutschland sinken somit bis zum Jahr 2050 deutlich. So wurde für das Jahr 2020 eine CO₂-Emissionsfaktor von 466,5 g/kWh, für 2035 305 g/kWh und für 2050 143,6 g/kWh berechnet.

Die CO₂-Emissionsfaktoren für den Strommix Deutschland gehen direkt in die Bestimmung der bei der Wärmebereitstellung des jeweiligen Grubenwasserheizwerks entstehenden CO₂-Emissionen ein. Als Vergleichswert kommt die Wärmebereitstellung aus fossilen Heizkraftwerken zum Einsatz, da diese, wie die Grubenwasserwärme ebenfalls, über ein Wärmenetz vom Bereitstellungsort zum Verbraucher transportiert werden muss.

Tabelle 33: CO₂-Reduktionspotenzial aller Grubenwasserhaltungsstandorte

Bezugsjahr		2020	2035	2050
Bereitgestellte Heizwerkenergie aus Grubenwasserhaltungen/-heizwerken	[GWh/a]	5.349,6	6.059,4	1.454,2
CO ₂ -Emissionsfaktor gemittelt über alle Grubenwasserheizwerke	[g/kWh]	116,0	81,1	46,5
Summe der CO ₂ -Emissionen für alle Grubenwasserheizwerke		620,4	491,7	67,6
Äquivalente CO ₂ -Emissionen Fern-/Nahwärme (Heizwerk fossil)	[kt CO ₂]	1.470,7	1.660,3	398,4
Äquivalente CO ₂ -Emissionen Fern-/Nahwärme (KWK fossil)		848,1	957,4	229,8
CO ₂ -Vermeidung im Vergleich zu Fern-/Nahwärme (Heizwerk fossil)	[kt CO ₂]	850,3	1.168,6	330,8
	[%]	57,8	70,4	83,0
CO ₂ -Vermeidung im Vergleich zu Fern-/Nahwärme (KWK fossil)	[kt CO ₂]	227,7	465,7	162,1
	[%]	26,9	48,6	70,6

Das CO₂-Reduktionspotenzial wird wie in Tabelle 33 dargestellt zum einen als CO₂-Vermeidung zwischen konventionell erzeugter Fernwärme aus Heizwerken und Wärme aus Heizkraftwerken nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in tausend Tonnen [kt] und zum anderen als prozentualer CO₂-Vermeidungsanteil ausgewiesen. Somit ist festzustellen, dass sich im Bezugsjahr 2035 zwischen 465 und 1.168 kt CO₂ durch die Nutzung des warmen Grubenwassers an CO₂ einsparen lässt.

Äquivalent zur Berechnung des CO₂-Reduktionspotenzials der Grubenwasserhaltungsstandorte erfolgt die Berechnung für die Schachtstandorte (s. Tabelle 34). Die CO₂-Emissionen wurden aufgrund der viel geringeren Leistungsfähigkeit für alle Schächte als Gesamtzahlen für die „Best of“-Variante bestimmt.

Tabelle 34: CO₂-Reduktionspotenzial der Schachtstandorte

Bezugsjahr		2020	2035	2050
Bereitgestellte Heizwerkenergie aller Schachtnutzungen	[GWh/a]	30,39	82,47	82,47
CO ₂ -Emissionsfaktor gemittelt über alle Schachtnutzungen	[g/kWh]	176,2	115,2	54,2
Summe der CO ₂ -Emissionen aller Schachtnutzungen	[kt CO ₂]	5,36	9,50	4,47
Äquivalente CO ₂ -Emissionen Fern-/Nahwärme (Heizwerk fossil mit 274 g/kWh)	[kt CO ₂]	8,33	22,60	22,60
Äquivalente CO ₂ -Emissionen Fern-/Nahwärme (KWK fossil mit 158 g/kWh)	[kt CO ₂]	4,80	13,03	13,03
CO₂-Vermeidung im Vergleich zu Fern-/Nahwärme (Heizwerk fossil)	[kt CO₂]	2,97	13,09	18,12
	[%]	35,7	57,9	80,2
CO₂-Vermeidung beim Vergleich mit Fern-/Nahwärme (KWK fossil)	[kt CO₂]	-0,56	3,53	8,56
	[%]	-11,5	27,1	65,7

Die Ergebnisse zeigen bei beiden Vergleichsvarianten erhebliche CO₂-Reduktionspotenziale. In der Summe ist es möglich im Jahr 2035 bis zu 1,18 Mio. t CO₂ pro Jahr je nach Vergleichswert einzusparen. Im Jahr 2050 reduziert sich die Einsparung aufgrund des Wegfalls der Tagebaue auf maximal 0,35 Mio. t pro Jahr. In jedem Fall lässt sich feststellen, dass mit der Nutzung des warmen Grubenwassers deutliche CO₂-Einsparungen zu erreichen sind.

7 Einschätzung der Ergebnisse

Mittels der gewählten Vorgehensweise und Methodik konnten im Rahmen der Potenzialstudie aussagekräftige Ergebnisse erzielt werden. Die ermittelten Anteile der technisch abnehmbaren Potenziale des warmen Grubenwassers spiegeln die Wechselwirkungen der wesentlichen Einflussgrößen des Grubenwassers, wie Volumenströme, Temperaturen, technische Anlagenkonzepte, Einsatz von zusätzlichen Energieträgern, Wärmeverteilung im Netz und vorhandene Wärmesenken im Umfeld wider.

Dabei ist zu beachten, dass die Ergebnisse sehr stark von den im Rahmen der Studie gewählten Randbedingungen und Berechnungsansätzen abhängig sind. Grundsätzlich wurden für alle Vereinfachungen und notwendigen Pauschalisierungen konservative Ansätze gewählt. Die Ergebnisse der Studie werden auf Basis folgender Parameter und Einflussfaktoren genauer betrachtet und erörtert.

Datengrundlage

Im Rahmen der Studie wurde, aufgrund der Recherchen bei Bergwerkseigentümern sowie Bergbauunternehmen und Rechtsnachfolgern, der größte Teil der potenziell nutzbaren Bergbauinfrastruktur in NRW erfasst. Gewisse Datenlücken sind jedoch bei den Schächten des Steinkohlebergbaus im Ruhrgebiet festzustellen. Zum einen ist davon auszugehen, dass nicht alle relevanten Standorte für die Studie erfasst werden konnten. Zum anderen sind die einzelnen Daten zu den gelieferten Schächten teilweise unvollständig, wie insbesondere die relevanten Nutzungskriterien im Hinblick auf Entgasungsleitungen und die Mächtigkeit der Verfüllsäule. Für die Stollenausflüsse im südlichen Ruhrgebiet sowie den Erz- und Schieferbergbau in NRW liegen wenige auswertbare Detailinformationen vor. Die nutzbaren Potenziale werden hier jedoch insgesamt als eher gering eingeschätzt. Lokal nutzbare „Hotspots“ sind jedoch durchaus vorstellbar. Bei konkreten Bauprojekten sind hier entsprechende Einzelfallbetrachtungen durchzuführen.

Wasserhaltungskonzept der RAG AG

Grundlage der im Rahmen der Studie durchgeführten Potenzialermittlung aus den Wasserhaltungen des Steinkohlebergbaus ist das aktuelle Wasserhaltungskonzept der RAG, für die eine detaillierte Modellgrundlage existiert. Aufgrund von Änderungen bei den politischen Rahmenbedingungen sowie den unterirdischen Fließbedingungen, kann es zu Abweichungen der Lage der Wasserhaltungsstandorte, der Temperaturen und der Volumenströme kommen. Dennoch wurde im Rahmen der vorliegenden Studie mangels Alternativszenarien in Abstimmung mit der RAG eine weitestgehend konstante Volumenstrom- und Temperaturentwicklung zwischen 2020 und 2050 für alle Wasserhaltungsstandorte angenommen. Eine Ausnahme stellt der Standort Lohberg dar, der erst ab ca. 2030 in das Wasserhaltungskonzept eingebunden ist.

Nutzbare Temperaturdifferenz bei den Wasserhaltungen und Sumpfungmaßnahmen

Bei den Wasserhaltungen und Sumpfungmaßnahmen wird davon ausgegangen, dass die gesamte Fördermenge bei der thermischen Grubenwassernutzung auf maximal 6 °C abgekühlt werden kann. Hierbei handelt es sich um einen theoretischen Maximalansatz. In der praktischen Umsetzung kann es aus Gründen der Betriebssicherheit und der Redundanz sowie aufgrund der individuellen Abnehmerverhältnisse am jeweiligen Standort vorkommen, dass die Temperaturdifferenzen und die damit verknüpften Wärmepotenziale nur bedingt und nicht vollständig ausgeschöpft werden können.

Theoretische Potenziale der Schachtnutzungen

Für die Schachtnutzung wurden Szenarien betrachtet, die eine gewisse Effizienz aufweisen und bei denen der Energieertrag sowie die Invest- und Betriebskosten in einem sinnvollen Verhältnis zueinander stehen. Schächte, die nicht über hinreichend lange nutzbare Verfüll- oder Wassersäulen verfügen, wurden ausgeschlossen, da aufgrund der hohen Grundinvestitionen und geringen Energieerträgen eine wirtschaftliche Nutzung nicht möglich ist. Für die Simulationsrechnungen wurde eine Betriebsweise gewählt, die möglichst große Energiemengen aus dem Grubenwasser bereitstellt. Es ist hierbei zu beachten, dass der gewählte Simulationsansatz für Variante 2 (Nutzung der Wassersäule) nur eine sehr grobe Näherungslösung darstellt. Bei der konkreten Umsetzung eines Projektes ist die Anbindung der Schächte an das Grubengebäude einschließlich dessen Geometrie und Hydraulik entscheidend, welche eine entsprechende Einzelfallbetrachtung in Hinblick auf die Datenrecherche und Simulationsmodelle erfordert.

Konkurrenznutzung Hochtemperaturfernwärmenetz

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde der pauschale Ansatz angenommen, dass Bestandsfernwärmenetze, die ein höheres Temperaturniveau haben, spätestens ab dem Bezugsjahr 2035 keine Konkurrenz mehr zu neuen Niedertemperaturnetzen darstellen. In der Realität kann es verschiedene Hindernisse für den Ersatz der bestehenden Wärmenetze geben, z.B. durch fehlende Modernisierung im Gebäudebestand, sodass die Umstellung auf Niedertemperaturheizungen nur schwer möglich ist.

Neubaugebiete

Grundsätzlich stellen Neubaugebiete die besten Voraussetzungen für eine praktische Umsetzung der Grubenwassernutzung dar, insbesondere aufgrund des Niedertemperaturniveaus und der ohnehin anstehenden Kosten für die Realisierung der Wärmeerzeuger und -netze. Nachteilig sind jedoch die entsprechend aktueller EnEV vergleichsweise sehr geringen flächenbezogenen Energieverbräuche der Neubaugebiete. Die Wärmeverbräuche der Neubaugebiete machen demnach nur einen geringen Anteil am Gesamtabnahmepotenzial aus.

Technisches Anlagenkonzept

Aufgrund des zu geringen Temperaturniveaus der Grubenwassernutzung müssen Wärmepumpen eingesetzt werden. Dies hat zur Folge, dass bei der Wärmebereitstellung aus dem Grubenwasser zwingend ein weiterer Energieträger, hier Wärmepumpenstrom, erforderlich ist. Des Weiteren ist aus Gründen der Anlagensicherheit (Redundanz) und zur Erreichung einer möglichst großen Nutzungsdauer (Jahresbetriebsstunden) des warmen Grubenwassers und der damit verbundenen möglichst großen entziehbaren Wärmemenge ein Spitzenlasterzeuger erforderlich. Theoretisch ist es denkbar das Anlagenkonzept so auszulegen, dass der Grundlastanteil des Grubenwassers so stark reduziert wird, dass sich die Nutzungsdauer des Grubenwassers an die maximalen 8.760 Jahresbetriebsstunden annähert. Dies hätte zur Folge, dass ein vergleichsweise hoher Leistungsanteil durch den Spitzenlasterzeuger übernommen werden müsste und die Leistung sowie die bereitgestellte Energiemenge einer derartigen Anlage überproportional groß wäre. Dies würde demnach übergroße Energiepotenziale aus dem Grubenwasser suggerieren. Im vorliegenden Fall wurde ein Szenario gewählt, bei dem die bereitgestellte Energiemenge des Spitzenlasterzeugers möglichst klein ist (10 % an der Gesamtenergiemenge), gleichzeitig die Nutzungsdauer der Grubenwassernutzung möglichst

groß ist ($> 4.000 \text{ h/a}$). Es gilt hierbei, dass bereits kleine Änderungen der Lastanteile zu deutlich unterschiedlichen technischen Energiepotenzialen führen können.

Unbeachtet der oben diskutierten Herangehensweise und Einschränkungen, bleibt als Ergebnis der Potenzialstudie festzuhalten, dass in NRW erhebliche energetische Potenziale durch die Nutzung des warmen Grubenwassers existieren. Zudem wurde im Rahmen der Studie nachgewiesen, dass eine Grubenwassernutzung technisch umsetzbar ist. Letzteres wird auch bestätigt durch bereits realisierte Projekte wie in Bochum (Robert Müser) oder Bergheim (Tagebau Hambach) sowie geplante Projekte wie die „Wasserstadt Aden“. Mit den hier vorgelegten Ergebnissen bildet die vorliegende Potenzialstudie eine Basis für den weiteren Ausbau der Grubenwassernutzung in NRW. Über die bereitgestellten standortspezifischen Detailinformationen und konzeptionellen Ansätze, liefert die Potenzialstudie Warmes Grubenwasser sowohl für Kommunen, Kreise, Bezirksregierungen als auch für Investoren, Planer und Energieversorger eine gute Entscheidungshilfe bei Energieversorgungskonzepten für Sanierungs- oder Neubauprojekte in den aufgezeigten Regionen.

Literatur

- AGEB (2017): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2016 (in TWh) Deutschland insgesamt. Berlin, Bergheim, Münster: AGEB e.V. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20170811_brd_stromerzeugung1990-2016.pdf, zuletzt geprüft am 15.11.2017.
- Agemar, T.; Alten, J.-A.; Ganz, B.; Kuder, J.; Kühne, K.; Schumacher, S. und Schulz, R. (2014): The Geothermal Information System for Germany - GeotIS – ZDGG, Band 165, Heft 2, S. 129–144.
- Agemar, T.; Weber, J. und Schulz, R. (2014): Deep Geothermal Energy Production in Germany – Energies 2014, Band 7, Heft 7, S. 4397–4416.
- AGFW (2015): Hauptbericht 2015, Energiewirtschaft und Politik. Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., Frankfurt am Main, 2015.
- Banks, D. (n.v.) (2017): Thermal Energy from Mine Workings. Online verfügbar unter http://www.gshp.org.uk/London/7_BanksGeothermalMinewater.pdf, zuletzt geprüft am 17.07.2017.
- Besucherbergwerk Ramsbeck. Expertengruppe Geothermiezentrum Bochum (2016): Daten Eickhoff-Stollen. Informationsaustausch mit Besucherbergwerk Ramsbeck.
- Bezirksregierung Arnsberg (BRA) (2012): Signifikante Belastungsquellen des Erzbergbaus und mögliche Maßnahmen im Rahmen der Bewirtschaftungsplanung NRW. Gutachten ARGE Erzbergbau, Im Namen des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (MKULNV) NRW, Ref. IV-6, Flussgebietsmanagement, Gewässerökologie, Hochwasserschutz, Essen, 2012.
- Bezirksregierung Arnsberg (BRA) (2018): Übersichtskarte Altbergbaugebiete in NRW. Online unter: www.bezregarnsberg.nrw.de/themen/a/altbergbau_gefahrenabwehr/uebersichtskarte_altbergbaugebiete_nrw_g.pdf, zuletzt abgerufen am 29.10.2018
- Bleicher, V.: Transsolar Energietechnik GmbH (Hrsg.) (2007): Raumbehaglichkeit: Architektur, Wärme und Licht. Vortrag vom 27. Februar 2007 in Nürnberg.
- BMI (2015): Jedes Alter zählt - Für mehr Wohlstand und Lebensqualität aller Generationen. Weiterentwicklung der Demografiestrategie der Bundesregierung. Bericht. Berlin, 2015.
- BMVBS (2012): Entwicklung eines Referenzszenarios im Gebäudebereich für das Gesamtziel „40% CO₂-Einsparung bis 2020“. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), ISSN 1869-9324, BMVBS-Online-Publikation, Nr. 26/2012, 2012.
- BMW (2015): Die Energie der Zukunft - Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berlin: BMWi.
- Bojadgieva, K.; Benderev, A.; Gerginov, P. und Hristov, V. (2013): The abandoned underground Cherno More coal mine (SE Bulgaria) - a source of low grade geothermal energy. 66. Aufl. (4). In: Geologie - Hydrogéologie.
- Bornhardt, W. (1912): Über die Gangverhältnisse des Siegerlandes und seiner Umgebung. Teil II, Archiv für Lagerstättenforschung, Berlin.
- Burgholzer, P.; Bogner, H. (1997): Energiekennzahlen und –sarpotenziale in Gärtnereien. O.Ö. Energiesparverband, Ökologische Betriebsberatung, Wirtschaftskammer OÖ., Linz.
- Bussmann, G.; Bracke, R. (2015): Heat-Storage in Deep Hard Coal Mining Infrastructures. In: Proceedings World Geothermal Congress 2015.

- Bußman, W. (2001): Geothermie - Energie aus der Erde. In: Innovation und Energie - Das Magazin der Landesinitiative Zukunftsenergien.
- CARMEN (Online): Nahwärmenetze und Bioenergieanlagen. Ein Beitrag zur effizienten Wärmenutzung und zum Klimaschutz, C.A.R.M.E.N. Merkblatt. Online verfügbar unter https://www.carmen-ev.de/files/festbrennstoffe/merkblatt_Nahwaermenetz_carmen_ev.pdf, zuletzt geprüft am 04.07.2017.
- Denneborg, M.; Müller, F. (2017): Gutachten zur Prüfung möglicher Umweltauswirkungen des Einsatzes von Abfall- und Reststoffen zur Bruch-Hohlraumverfüllung in Steinkohlebergwerken in Nordrhein-Westfalen. Teil 1, Detailbericht 1: Hydrogeologische Systembeschreibung und Auffälligkeiten an der Tagesoberfläche, ahu AG Entwurf, Januar 2017.
- Der Westen (2014): Brunnenwasserhaltung – Moderne Technologie für die Ewigkeit. Unter Mitarbeit von A. Boecker und M. Todeskino. Online verfügbar unter <https://www.derwesten.de/wirtschaft/rag/brunnenwasserhaltung-moderne-technologie-fuer-die-ewigkeit-id10146708.html>, zuletzt geprüft am 21.07.2017.
- Der Westen (2016a): Projektstart: Museum mit Wasser aus Bergbauschacht heizen. Online verfügbar unter <https://www.derwesten.de/region/projektstart-museum-mit-wasser-aus-bergbauschacht-heizen-id12064487.html>, zuletzt geprüft am 13.07.2017.
- Der Westen (2016b): Wittener Erbstollen bekommt „Bypass“ für eine halbe Million. Online verfügbar unter <https://www.derwesten.de/staedte/witten/wittener-erbstollen-bekommt-bypass-fuer-eine-halbe-million-id11997424.html>, zuletzt geprüft am 04.07.2017.
- Dittmann, E.; Weber, D.; Stromberger, P.; Brian, M.; Schneider, J. und Volland, S. (2017): Realisierung der Wärmenutzung im Grubenwasser-Projekt in Zwickau. Online verfügbar unter <http://www.tiefegeothermie.de/news/realisierung-der-waermenutzung-im-grubenwasser-projekt-in-zwickau>, zuletzt geprüft am 19.07.2017.
- DLR (2012): Teltow - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht, BMU - FKZ 03MAP146, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), 29. März 2012.
- Drobniewski, Michael (2016): Die technische Ausgestaltung und der Stand des Grubenwasserkonzeptes. Präsentation RAG, Sondersitzung Grubenwasser, Düsseldorf 01.07.2016.
- Drozdowski, G. (1985): Tiefentektonik der Ibbenbürener Karbonscholle. Beiträge zur Tiefentektonik westdeutscher Steinkohlenlagerstätten: Tafel 27., Krefeld (GLA).
- Energeticon (Hrsg.) (2017): Grubenwasserenergie für das ENERGETICON (GrEEN). Mit GrEEN vom alten Förderschacht zur modernen Energiequelle. Online verfügbar unter <http://www.energeticon.de/web/index.php/energeticon/ort/skulpturenpark-energie/das-green-projekt>, zuletzt geprüft am 13.07.2017.
- EnergieAgentur NRW (2007): Geothermie - Energie für NRW. Düsseldorf.
- EnergieAgentur NRW (2012): Klimaschutz made in NRW: Energieeffizienz in Schwimmbädern, EnergieAgentur.NRW/EA232.
- Farwick, U.; Angert, E.; Walker-Hertkorn, S.; Kübert, M. und Müller, J. (2010): Wärme aus altem Bergwerksschacht - Möglichkeiten der Tiefen Geothermie im Wohnungsbau. In bbr Sonderheft, S. 80–82.

- FAZ (2017): Deutschland schrumpft nicht mehr. Presseartikel. Online verfügbar unter <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/was-wird-aus-der-rente/demographischer-wandel-deutschland-schrumpft-nicht-mehr-14817255.html>, zuletzt geprüft am 20.11.2017.
- Fenchel, W.; Gies, H.; Gleichmann, H.-D. und Hellmund, W. (1985): Sammelwerk Deutsche Eisenerzlagertstätten. I: Eisenerze im Grundgebirge (Varistikum). 1: Die Sideriterzgänge im Siegerland-Wied-Distrikt. Geologisches Jahrbuch / Reihe D, 77, Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart.
- GEA Group AG. Expertengruppe Geothermiezentrum Bochum (2017): Daten Schwefelkiesgrube Meggen. Informationsaustausch mit GEA Group AG.
- Gerdas, I. (2016): Wärmegewinnung aus Sumpfungswasser. Stadt Bergheim nutzt Tagebau-Grundwasser für die Beheizung öffentlicher Gebäude. Hg. v. IKZ. Dresden. Online verfügbar unter <http://www.ikz.de/nc/news/article/waermegewinnung-aus-suempfungswasser-0057494.html>, zuletzt geprüft am 13.07.2017.
- Grab, T.; Storch, T.; Kleutges, J.; Grötzsch, S. und Groß, U. (2010): Geothermieranlage zur Grubenwassernutzung für Heizung (200 - 670 kW) und Kühlung (155 - 500 kW). In: Der Geothermiekongress 2010.
- Hahn, F.; Bussmann, G.; Ignacy, R. (2015): Geo-MTES: Saisonale Wärmespeicherung in Steinkohlebergwerken am Beispiel des Bergwerks Prosper-Haniel. In: bbr Jahresmagazin 2015, S. 72–78.
- Hall, A.; Scott, J. A.; Shanga, H. (2011): Geothermal energy recovery from underground mines. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews (15), S. 916–924.
- Hessisches Ministerium für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz (Hrsg.) (2006): Nahwärme – Ratgeber zur Planung und Errichtung von Nahwärmenetzen, Wiesbaden Juni 2006
- Hochschule Bochum (2016): Geothermische Nachnutzung eines ehem. Bergwerkes am Standort des ehem. Opel-Werkes in Bochum unter Einbeziehung saisonaler Hochtemperatur-Untergrundwärmespeicherung (Machbarkeitsstudie). Ausführliche Vorhabenbeschreibung. Anlage zu Punkt 5.2 des Antrages auf Gewährung einer Zuwendung unter Einsatz von Mitteln aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) 2014-2020 „Investitionen in Wachstum und Beschäftigung“. Unveröffentlichter Projektantrag 02.06.2016, Bochum.
- Huenges, E.; Sperber, E.; Eggers, J.-B.; Noll, F.; Kallert, A. M.; Reuß, M. (2014): Regenerative Wärmequellen für Wärmenetze. In: Tagungsband FVEE-Jahrestagung 2014 "Forschung für die Energiewende - Phasenübergänge aktiv gestalten", 06.-07.11.2014, S. 96ff. http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2014/th2014_07_03.pdfInstitut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt: Gradtagszahlen in Deutschland. Online verfügbar unter www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/.../Gradtagszahlen_Deutschland.xls.
- Icha, P.; Kuhs, G. (2016): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_26_2016_entwicklung_der_spezifischen_kohlendioxid-emissionen_des_deutschen_strommix.pdf, zuletzt geprüft am 15.11.2017.
- IPCC (2014): Klimaänderung 2014 - Synthesebericht Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger, Summary for Policymakers. In: IPCC, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Genf, Schweiz.

- IWU (2011): Institut Wohnen und Umwelt GmbH: Deutsche Gebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden, Darmstadt 2011.
- IWU (2012): Institut Wohnen und Umwelt GmbH: Nichtwohngebäude im Bestand Strategien für Energieeffizienz und Klimaschutz, Darmstadt 2012.
- Kappert, M.; Prectl, C.; Rabe, S.; Röther, U.; Werner, T (2007): Interdisziplinäre Nutzerorientierte Nachhaltige Optimierung von Stoff- und Energieströmen im Gebäude (INNOSEG), Schlussbericht FKZ 03I4109, Fachhochschule Erfurt / University of Applied Sciences, Fachbereich Gebäudetechnik und Informatik, IBIT-INIT Bautronic Institut.
- Klein, S. A. (2017): TRNSYS 18: A Transient System Simulation Program. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA.
- Krüper, T. (2017): Aspekte zur Auslegung eines Niedertemperaturfernwärmesystems am Beispiel Freiham. Präsentation SWM Services GmbH, München 12.09.2017.
- Landesregierung NRW (2016): Leitentscheidung der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen zur Zukunft des Rheinischen Braunkohlereviere / Garzweiler II, Düsseldorf, 05.07 2016.
- LANUV NRW (2015): Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz: Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 4 – Geothermie, Recklinghausen 2015
- LANUV NRW (2018): Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen: Wald und Klima in Nordrhein-Westfalen – Ein Beitrag zum Landeswaldbericht, Recklinghausen 2018
- Lindal, B. (1973): Industrial and other applications of geothermal energy. In: Armstead, H.C.H., ed., Geothermal Energy, UNESCO, Paris, pp.135—148.
- LZ NRW (2001): Geothermie - Energie aus der Erde. In: Innovation und Energie - Das Magazin der Landesinitiative Zukunftsenergien. Düsseldorf.
- Meier, G.; Schreyer, J. (2006): Geotechnisch-markscheiderische Bewertungen und bergtechnische Maßnahmen zur geothermischen Grubenwassernutzung aus dem ehemaligen Wismutschacht 302 in Marienberg (Erzgebirge)* (6). In: Altbergbau Kolloquium, S. 400 – 408.
- Melchers, C.; Michel, I.; Goerke-Mallet, P.; Mühlenbeck, H.; Welz, A. (2015): Erste Bestandsaufnahme wasserführender Stollen an der Ruhr. 15. ALTBERGBAU – KOLLOQUIUM, Leoben.
- NRW Bank (2017): Wohnen: Glückauf für Wärme. NRW Bank. Online verfügbar unter http://www.nrwbank.de/de/themen/wohnen/0023_Wohnen_Geothermie-Marl.html, zuletzt geprüft am 04.07.2017.
- OpenStreetMap (2017): OpenStreetMap – Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.openstreetmap.de/>, zuletzt geprüft am 24.07.2017.
- Pfnür, A.; Winiewska, B.; Mailach, B.; Oschatz, B. (2016): Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt. Vergleichende Studie aus energetischer und ökonomischer Sicht. ITG Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH, Forschungscenter Betriebliche Immobilienwirtschaft FBI an der Technischen Universität Darmstadt. Darmstadt, Dresden: BDH, IWO, ZVSHK, DEPV, HKI und IPS. Online verfügbar unter http://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/pressemitteilungen_pdf/studie_dezentrale_vs_zentrale_waermeversorgung.pdf, zuletzt geprüft am 14.11.2017.
- Quiring, H. (1936): Neue geothermische Messungen in Eisenstein- und Erzgruben des Rheinischen Gebirges. Glückauf, 72: 3, S. 57 – 62.

- Quiros, G. G. (2015): Aula Hunosa de la Geotermia y la Biomasa. Online verfügbar unter <http://www.aulahunosa.es/centro-de-investigacion-y-residencia-de-estudiantes/>; <http://www.aulahunosa.es/hospital-alvarez-buylla/>, zuletzt geprüft am 19.07.2017.
- Radio Zwickau (2017): Erfolgreiche Bohrung nach warmem Grubenwasser. Online verfügbar unter <http://www.radiozwickau.de/gewinnspiele-aktionen/erfolgreiche-bohrung-nach-warmem-grubenwasser-1012364/>, zuletzt geprüft am 19.07.2017.
- Radio Zwickau (2018): Zwickauer Hochschule wird jetzt auch mit Grubenwasser geheizt. Online verfügbar unter: <https://www.radiozwickau.de/beitrag/zwickauer-hochschule-wird-jetzt-auch-mit-grubenwasser-geheizt-532118/>, zuletzt geprüft am 01.11.2018
- RAG Aktiengesellschaft (2014): Konzept zur langfristigen Optimierung der Grubenwasserhaltung der RAG Aktiengesellschaft für Nordrhein-Westfalen, Herne August 2014.
- RAG Aktiengesellschaft (2015): Grubenwasserkonzept der RAG Aktiengesellschaft. Präsentation der RAG – Servicebereich BG, März 2015.
- RAG Aktiengesellschaft (2016): Aufgaben für die Ewigkeit – Grubenwasserhaltung, Poldermaßnahmen und Grundwassermanagement im Ruhrgebiet, Herne Januar 2016.
- Regionalni Center za Razvoj (2010): Geothermal energy from mining sources in the Zasavje region. Pre-investment study.
- Remining Lowex (2012): EURACOM's involvement in the REMINING-LOWEX project. In: 6th framework programme Research and Development of the European Union.
- Richter, H. (2017): Erdwärmesonde im Schacht Eduard der Zeche Anna. Bochum-Alsdorf, 06.07.2017. Fernmündliche Kommunikation (Internationales Geothermiezentrum Bochum, GZB).
- Röder, U. (2015): Geothermische Nutzung von Flutungswässern aus den Abbauhohlräumen des Zwickauer Steinkohlenreviers. Stand und Zwischenergebnisse des Projekts.
- Rosner, P.; Demollin-Schneiders, E.; Hofmann, T. (2008): Gewinnung von Erdwärme aus gefluteten Steinkohlenbergwerken des Aachener und Südlimburger Reviers. In: Anna Glückauf: Berichte-Mitteilungen-Nachrichten. Bergbaumuseum Wurmrevier e.V. - Gesellschaft für Montangeschichte und Industriekultur. (28), S.4-11, Alsdorf.
- RWE Power AG (2016): Studie zu Nutzungspotentialen von Wärme aus Tagebau-/Sümpfungswässern. Präsentation, RWE Power AG, Köln, 11.03.2016.
- RWE Power AG (2017): Sümpfungswasserprojekte RWE Power. Unveröffentlichte Betriebsdaten 17.01.2017.
- RUB (2017): Entwicklung von innovativen und effizienten Wärmenutzungskonzepten unter Berücksichtigung der Bergbauinfrastruktur im Ruhrgebiet. LEE - Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft der Ruhruniversität Bochum, RAG AG, DMT GmbH & Co. KG, EPC - Eimer Projekt Consulting, Grubenwasser Ruhr. Forschungsvorhaben (BMW), Laufzeit: 2016 – 2019. Online verfügbar unter <http://www.gw-ruhr.rub.de>.
- Safe Software (2017): Simple to Use. Easy to Love. Online verfügbar unter <https://www.safe.com/fme/fme-desktop/>, zuletzt geprüft am 24.07.2017.
- Safe Software (2017): Spatial ETL. Online verfügbar unter <https://www.safe.com/fme/key-capabilities/spatial-etl/>, zuletzt geprüft am 24.07.2017.
- Schetelig, K.; Richter, H. (2013): Wasser als Energieträger. Nutzung stillgelegter Bergwerke oder tiefliegender Grundwasservorkommen zur Wärme- / Kältegewinnung und -speicherung. In: 43. IWASA. Internationales Wasserbau-Symposium (IWASA), 10. und 11. Januar 2013, Aachen.

- Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, Ch.: EWI (Hrsg.) (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studienprojekt Nr. 12/10 im Auftrag des BMWi, EWI Köln, Prognos Basel, GWS Osnabrück, 27. August 2010.
- Schlesinger, M.; Matthes, F.; Hofer, P.; Hermann, H.; Ziesing, H.-J.: WWF Deutschland (Hrsg.) (2009): Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050. Untersuchung von Prognos Basel, Öko-Institut Berlin, H.-J. Ziesing Berlin im Auftrag des WWF Deutschland, Frankfurt 2009.
- Schramek, E.-R. (2007): Recknagel, Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik, Kapitel 5.2 Kälte-technik – Theoretische Grundlagen. 73. Auflage. Oldenbourg Industrieverlag, München, 2007.
- Scottish Government (2013): Appendix 2: Existing mine water schemes in Scotland. 2. Aufl. In: Study into the Potential for Deep Geothermal Energy in Scotland. Online verfügbar unter <http://www.gov.scot/Publications/2013/11/6383/13>, zuletzt geprüft am 17.07.2017.
- Sharqawy, M. H.; Lienhard, J. H.; Zubair, S. M. (2010): Thermophysical properties of seawater: a review of existing correlations and data. Desalination and Water Treatment. 16 (2010) 354–380.
- StBA (2015): Bevölkerung Deutschlands bis 2060, 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden, 2015.
- StBA (2016): 2015: Höchststände bei Zuwanderung und Wanderungsüberschuss in Deutschland. Pressemitteilung vom 14. Juli 2016 – 246/16. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden, 2016.
- StBA (2017): Mehr Geburten und weniger Sterbefälle im Jahr 2016. Pressemitteilung Nr. 408 vom 15.11.2017. Statistisches Bundesamt. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2017/11/PD17_408_126.html, zuletzt geprüft am 15.11.2017.
- Stemke, M; Wohnlich, S. (2014): Stillgelegte Erzbergwerke: geothermisches Potential am Beispiel Grube Ameise, Siegen. Geothermische Energie 78 // 2014 / 1, S. 8 – 11.
- SWL (2018): Stadtwerke Lünen: Das Fernwärmenetz der SWL – Online unter: <https://www.stadtwerke-luenen.de/uploads/media/FernwaermeUP032013.pdf>, zuletzt abgerufen am 31.10.2018
- Thien, L. (2015): Geothermal Re-use of Coal Mining Infrastructures and Mine Water in Hard Coal Mining in the Ruhr Area / Germany. In: Proceedings World Geothermal Congress 2015.
- Tönnies, A. (2013): Erdwärme-Sonden - neue Entwicklungen. Online verfügbar unter <https://tu-freiberg.de/fakult3/gt/veranst/2013geotkoll19.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2017.
- Umweltbundesamt (2017): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2017 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2015. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-04-26_climate-change_13-2017_nir-2017_unfccc_de.pdf, zuletzt geprüft am 15.11.2017.
- Verein Deutscher Ingenieure (2006): VDI-Wärmeatlas. 10. Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2006.
- Verein Deutscher Ingenieure (2010): VDI 4640 Richtlinie Blatt 1. Thermische Nutzung des Untergrundes, Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte. Ausgabe 2010.
- Verhoeven, R.; Willems, E.; Harcouët-Menou, V.; Boever, E. d.; Hiddes, L.; Veld, P. O.; Demollin, E. (2014): Minewater 2.0 Project in Heerlen the Netherlands. Transformation of a Geothermal Mine Water Pilot Project into a Full Scale Hybrid Sustainable Energy Infrastructure for Heating and Cooling. In Energy Procedia 46, pp. 58 – 67.

- Verhoeven, R.; Eijndems, H.; Wenmeckers, M.; Harcouët-Menou, V. (2016): Update (Geo-) Thermal Smart Grid Mijnwater Heerlen. In: Beiträge zum European Geothermal Congress 2016.
- Vrtacnik, I. (2017): REMINING-LOWEX site Zagorje. Online verfügbar unter <http://www.smartcities-infosystem.eu/scis-projects/demo-sites/remining-lowex-site-zagorje>, zuletzt geprüft am 19.07.2017.
- Walker-Hertkorn, S. (2012): Geothermie eine nachhaltige Energienutzung?! tewag Vortrag der Vortragsreihe 2012 des Geodätischen Observatoriums Wettzell bei Bad Kötzing, 03.07.2012.
- Wedewardt, M. (1995): Hydrochemie und Genese der Tiefenwässer im Ruhrrevier. DMT-Berichte aus Forschung und Entwicklung, 39, Bochum.
- WHG Wasserhaushaltsgesetz (2009): Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/whg_2009/gesamt.pdf.
- Wieber, G.; Simon, R.; Münch, M.; Ofner, C. (2008): Thermische Grubenwassernutzung zur Gebäudebeheizung am Neuhoftstollen in Bad Ems. Institut für geothermisches Ressourcenmanagement.
- Wieber, G.; Ofner, C. (2008): Geothermische Potenziale gefluteter Bergwerke (12). In: bbr Jahresmagazin, S. 72 – 77.
- Wieber, G.; Münch, M.; Himmel, J.; Kill, T. (2010): Thermische Grubenwassernutzung Grube Georg / Willroth. Nachnutzung eines gefluteten Grubengebäudes als saisonaler Wärmespeicher. Institut für geothermisches Ressourcenmanagement.
- Willmes, J.; Bücker, C. (2014): Nutzung von Grubenwasser zur Wärmeerzeugung - ein Projektbeispiel. In: bbr Sonderheft Geothermie, pp. 46 – 51.

Anhänge

Anhang 1

Steckbriefe zu den vorhandenen Grubenwasserprojekten in NRW & Heerlen

Anhang 2

Potenzialkarten Wasserhaltung

Anhang 3:

CO₂-Reduktionspotenzial der Wasserhaltungsstandorte

Anhang 1: Steckbriefe zu den vorhandenen Grubenwasserprojekten in NRW und Heerlen*

(Quelle: s. Tab. 1 sowie Wedewardt, 1995; Daten der Gemeinde Heerlen; Daten der RWE Power AG; Daten der RAG)

Standort/ Zeche	Projektstatus*	Erschließungsart	Abnehmer/Nutzung	Tempe- ratur	Volumen- ströme	Energiedaten	Hydrochemie
Heinrich	aus wirtschaftli- chen Gründen eingestellt; ab 1984 ca. 20 Jahre in Be- trieb gewesen (nicht hinrei- chend publiziert)	Grubenwasserhaltung in Schacht Heinrich 3 <u>obertägig</u> : Wärmetau- scher; Gaswärmepum- pe <u>untertägig</u> : Grubenwas- serhaltungsleitung	Altenwohnheim mit 16.500 m ² Gesamtheizflä- che (Grubenwasserhal- tungsleitung → Wärme- tauscher (22 °C → 19 °C) → Wärmepumpe)	22 °C	1.427 m ³ /h (2014); 20 m ³ /h für Beheizung	350 kW Heizleitung Gru- benwasser; 63 °C im Heizkreislauf nach Wär- mepumpe (JAZ Wärme- pumpe ist nicht bekannt)	ELF=2.620 µs/cm; pH=7,18; TDS=1,8 g/l; abfiltrierbare Stof- fe=305 mg/l
Robert Müser	Pilotprojekt seit 2012 in Betrieb	Schacht Arnold mit Steigleitungen	Hauptfeuerwache Bo- chum, Willy-Brandt- Gesamtschule, Von- Waldthausen Grundschule Steigleitung → „kaltes Nahwärmenetz“ → Wär- mepumpen bei Abnehmer	ca. 20 °C	durch- schnittlich 1.000 m ³ /h; ca. 10 Mio. m ³ /a	Heizlast gesamt: 2.150 kW; durch Grubenwas- serwärme gedeckte Heiz- last gesamt: ca. 690 kW	ELF: 6.150 µS/cm; TDS: 3,5 g/l; pH: 7,62; Partikel: 13 mg/l – 40 mg/l
Zollverein	seit 2006 in Be- trieb	Schacht 1, 2 und 8 mit Steigleitungen zur Gru- benwasserhaltung	Bauteilaktivierung im Sanaa-Gebäude der Folkwang Universität	28 °C – 35 °C	600 m ³ /h- 1.200 m ³ /h	Plattenwärmetauscher mit 790 kW Transferkapazität	ELF: 125.000 µS/cm; TDS: ~100 g/l; pH: 6,14; Partikel: 49 mg/l

Standort/ Zeche	Projektstatus*	Erschließungsart	Abnehmer/Nutzung	Tempe- ratur	Volumen- ströme	Energiedaten	Hydrochemie
Auguste Victoria	Pilotprojekt seit 2010 in Betrieb	Schacht Auguste Victo- ria 2 mit 90er Doppel-U- Sonde in DN350 Stahl- Steigleitung als Erd- wärmesonde	4 Mehrfamilienwohnhäu- ser jeweils mit Wärme- pumpe	mittlere ungestörte Untergrund- tempera- tur: 20 °C	-	Wärmepumpen mit je- weils 60 kW Heizleistung	ELF: 87.900 µS/cm; TDS: 64,2 g/l; pH: 6,4; Partikel: 50 mg/l
Prosper- Haniel	Evaluierungs- phase; Realisie- rung ab Ende 2018	Nutzung der vorhande- nen Schächte, Strecken etc.	Wohn- und Gewerbege- biete, etc. zusätzliche, künstliche Wärmeeinspeicherung	ca. 50 °C in 7. Sohle (1.159 m); nach Wär- meeinspei- cherung ca. 90 °C erwar- tet	Franz Ha- niel 2: 4 Mio. m³/a Gruben- wasserhal- tung bis 2018	Grafenwald-Süd“-Bedarf: 3.000 MWh/a „Kaue“-Bedarf: 500 MWh/a Null-Emission-Park- Bedarf: 145.000 MWh/a	ELF: 168.000 µS/cm; TDS: 148 g/l; pH: 6,2; Partikel: ~204 mg/l
Dannen- baum	Planungsphase seit Ende 2016 bis Ende 2018	Produktions- und Injek- tionsbohrung (Dublette) mit Richtbohrtechnik in Gesteinsstrecken abge- teuft	Gewerbegebiet zusätzliche, künstliche Wärmeeinspeicherung	ca. 25 °C in 631 m Teufe	keine Gru- benwas- serhaltung betrieben	1 MW bereitzustellende Wärmeleistung	

Standort/ Zeche	Projektstatus*	Erschließungsart	Abnehmer/Nutzung	Temperatur	Volumenströme	Energiedaten	Hydrochemie
Alsdorf	Genehmigungen stehen aus Plan: ab Aug. bzw. Sep. 2017 Vollendung der Baumaßnahmen bis Ende 2017 → Betrieb ab 2018	Doppel-U-Sonde in Gassteigleitung des Eduard-Schachtes geplant	Energiemuseum „Energieticon“ mit Wärmepumpe ausgestattet	ca. 28 °C in 860 m Teufe	-	Grubenwasser: 4,6 MW im gesamten östlichen Grubenwasseranstiegs-Gebiet Abnehmer: Jahresheizenergiebedarf : 450 MWh; Spitzenleistung: 420 kW	ELF: 2.200 µS/cm; TDS: ~1,5 g/l
Heerlen	Mijnwater 1.0 seit 2008 in Betrieb; Mijnwater 2.0 seit 2013 in Betrieb → Mijnwater 3.0 aktuell implementiert	stillgelegte Zeche mit 5 Bohrungen (2 heiß, 2 kalt, 1 Zusatz je nach Bedarf); Richtbohrtechnik; keine Pumpen benötigt; Produktions- und Injektionsbohrungen	Gewerbegebäude; Schwimmbad; Sportcenter etc. in Clustern zusammengefasst Heizenergie für Niedertemperaturkunden oder mit Wärmepumpen; Kühlenergie	ca. 28 °C	bis zu 217.100 m³/a	4 MW Kühl- und Heizleistung; bis zu 80 % Energieersparnis	ELF: 7.300 µS/cm; TDS: ~5 g/l; pH: 6,2; Partikel: 8,4 mg/l

Standort/ Zeche	Projektstatus*	Erschließungsart	Abnehmer/Nutzung	Temperatur	Volumenströme	Energiedaten	Hydrochemie
Hambach	Seit 2012 in Betrieb	Sümpfungswasserhaltungsleitung	Büro- und Lagergebäudekomplex des Erftverbands; Schulen; Sportstätten und ein Kreishaus; Forum „Terra Nova“; Ackerflächen; Pumpwerkstatt Elsdorf Erftverband-Komplex: Rohrbündel-Wärmetauscher → Wärmepumpe Rest: Plattenwärmetauscher → CO ₂ -Hochtemperatur-Wärmepumpe → Nahwärmenetz	22 °C - 29 °C	28 m³/h - 35 m³/h; Agrotherm II: 600 m³/h	Wärmepumpenleistung Erftverband: 620 kW Wärmepumpenleistung Bergheim: 780 kW – 830 kW Wärmepumpenleistung „Terra Nova“: 58,6 kW Heizkreislauftemperatur Erftverband-Gebäude: 65 °C Heizkreislauftemperatur Nahwärmenetz: 80 °C-90 °C	ELF: 760 µS/cm; TDS: ~0,5 g/l; pH: 6,8; Partikel: 0,34 mg/l

* = zum Bearbeitungszeitpunkt der Studie

Anhang 2: Potenzialkarten Wasserhaltung

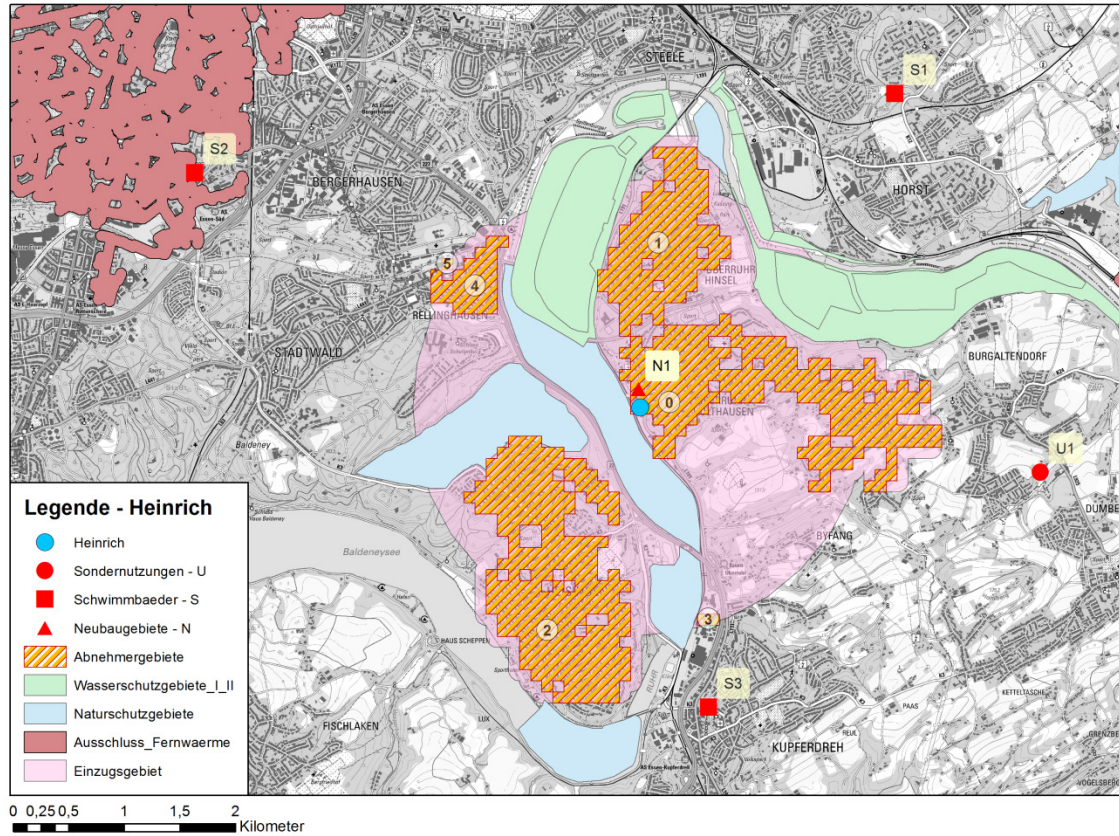
Tabellarische Informationen zu den ermittelten Wärmesenken

Für jede ermittelte und nummerierte Wärmesenke enthalten die folgenden Tabellen Zusatzinformationen, die hier kurz beschrieben sind:

<u>Energiebedarf:</u>	Kumulierter Energiebedarf der ermittelten Wärmesenke
<u>Beste Güte:</u>	Die im iterativen Algorithmusverlauf zur Ermittlung der Reihenfolge der Wärmesenken am höchsten ermittelte Güte der Wärmesenke ▪ Wenn für ein von der Grubenwasserquelle weit entferntes Gebiet A eine geringe Güte berechnet wird, so erhöht sich diese, wenn ein weiteres Gebiet B zwischen Quelle und Gebiet A betrachtet wird, da die Anbindetrasse zwischen A und B kleiner ist als zwischen Quelle und Gebiet A.
<u>Versorgbarkeit:</u>	Wie viel des Wärmebedarfs der Wärmesenke durch das technische Dargebot versorgt werden kann
<u>Trassenlänge:</u>	Quotient aus Energiebedarf/Güte

Standort Heinrich: Szenario 2020

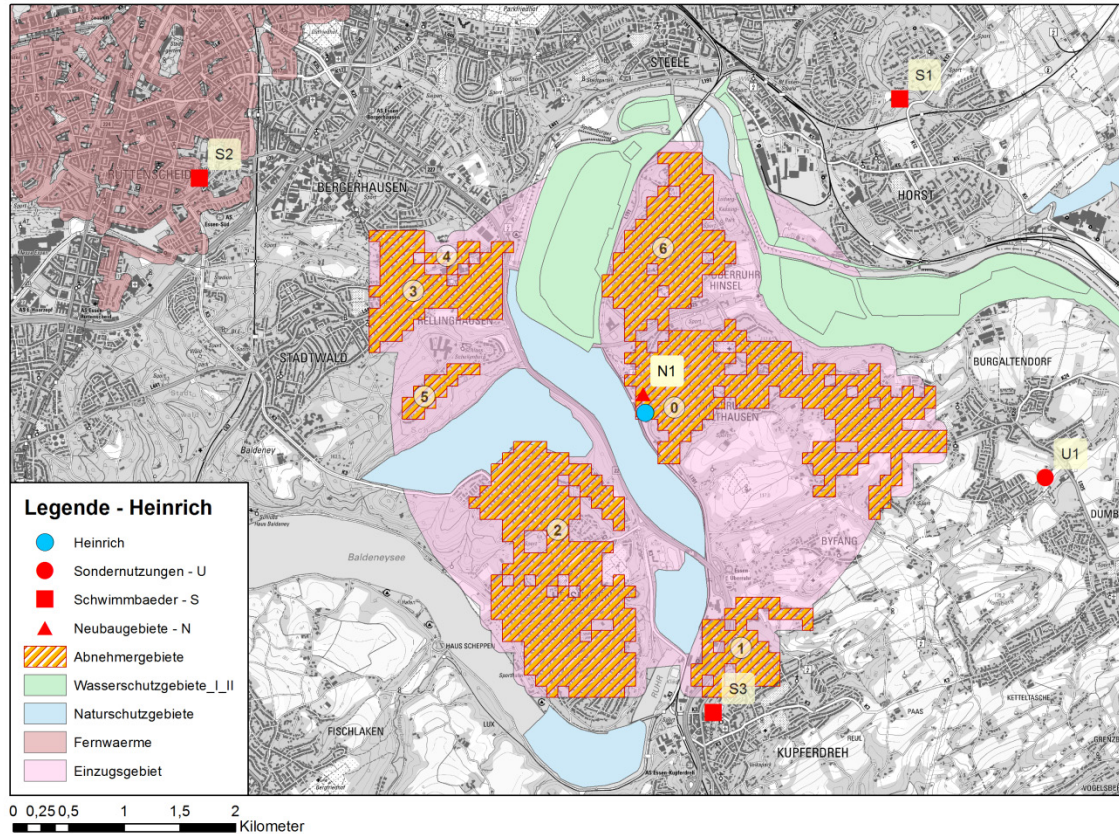
- Potenzial: 190.253 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	Beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	66.743	1,8	100	37.287
1	39.180	1,8	100	22.261
2	70.520	1,9	100	37.711
3	2.434	1,7	100	1.407
4	10.940	1,4	100	8.044
5	2.725	16,4	16	166
Summe	192.542			

Standort Heinrich: Szenario 2035

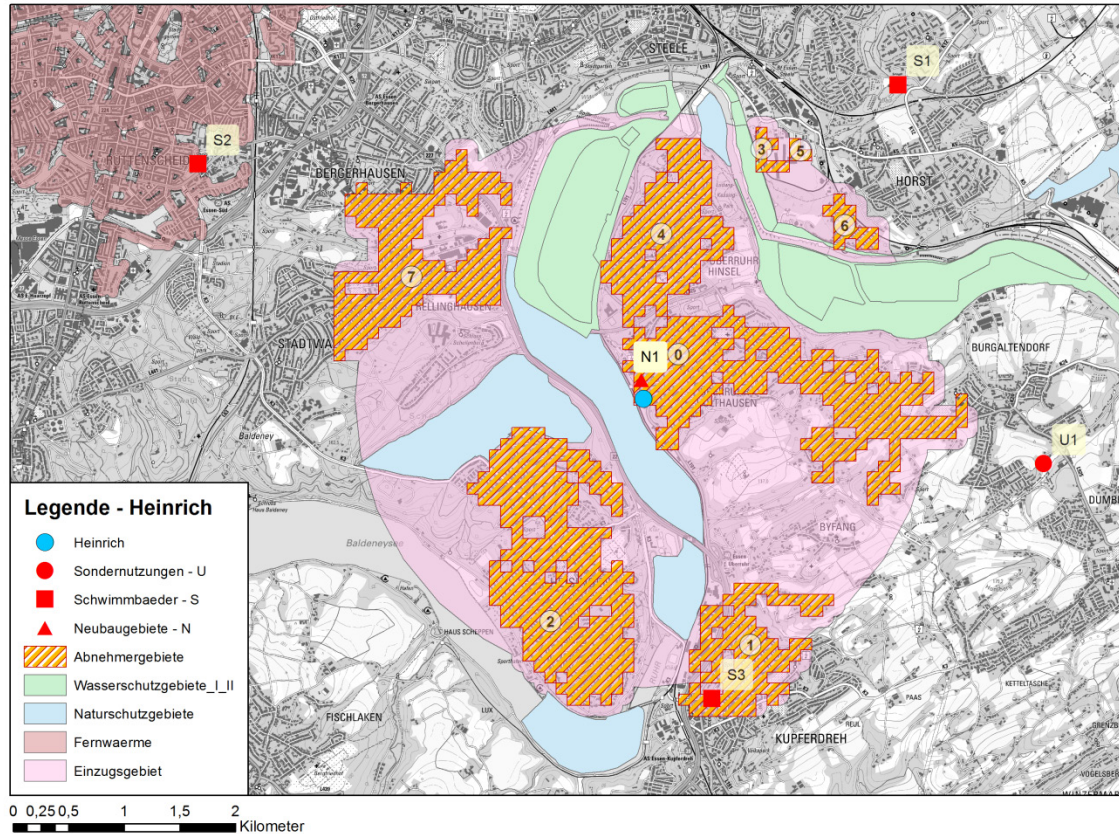
- Potenzial: 190.253 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	Beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	55.300	1,5	100	38.138
1	18.158	1,9	100	9.815
2	56.462	1,6	100	35.963
3	28.210	1,6	100	17.522
4	4.161	3,0	100	1.396
5	3.123	1,5	100	2.153
6	32.073	1,4	77	22.273
Summe	197.487			

Standort Heinrich: Szenario 2050

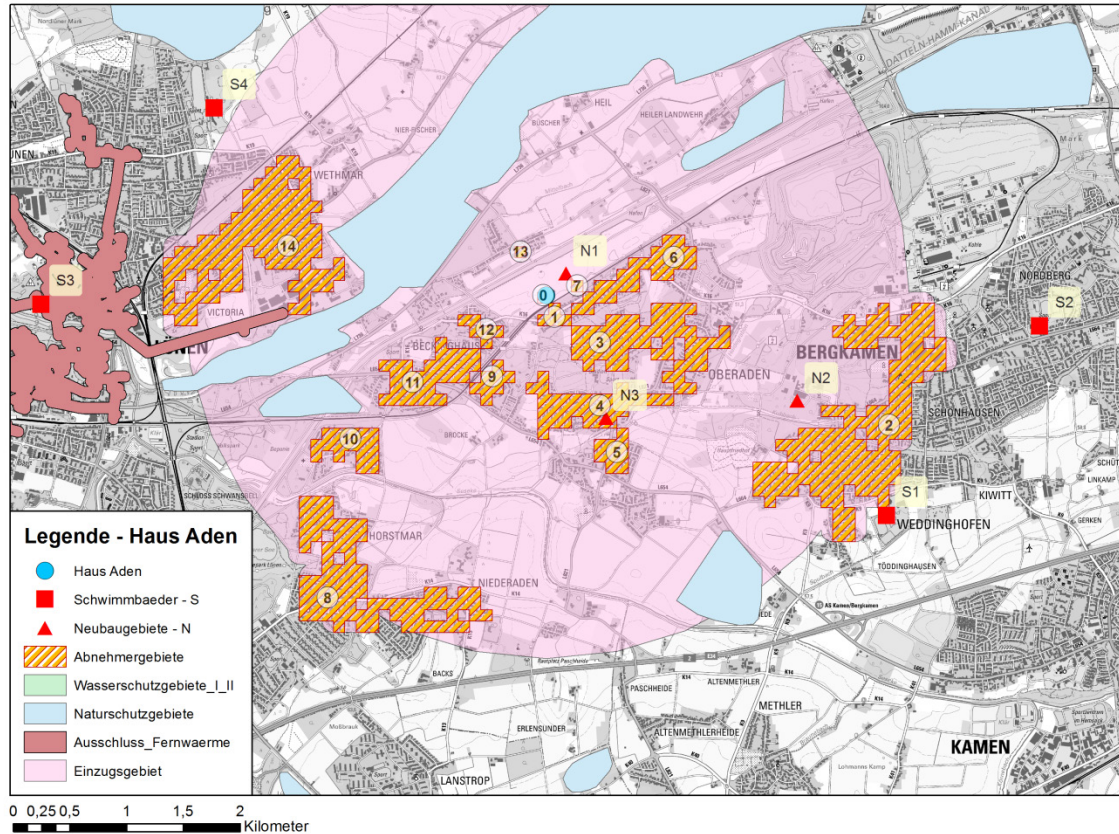
- Potenzial: 190.253 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	Beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	44.738	1,2	100	38.902
1	25.654	1,6	100	16.237
2	45.879	1,2	100	37.300
3	4.182	1,8	100	2.285
4	25.244	1,1	100	22.340
5	2.749	6,8	100	404
6	3.835	1,8	100	2.166
7	40.368	1,4	94	29.252
Summe	192.649			

Standort Haus Aden: Szenario 2020

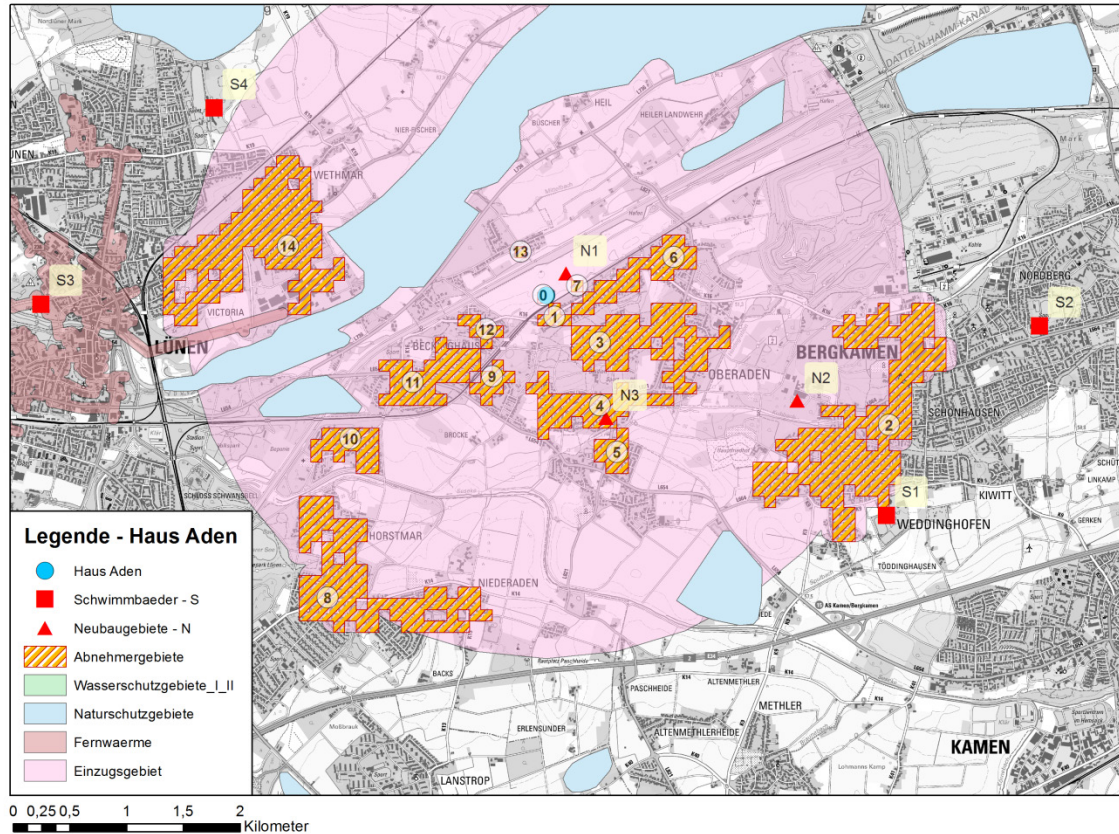
- Potenzial: 161.269 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	281	11,0	100	26
1	1.460	2,7	100	541
2	50.143	2,2	100	23.108
3	15.343	1,8	100	8.668
4	8.926	1,8	100	5.015
5	2.490	2,5	100	1.004
6	6.779	1,7	100	4.084
7	329	3,6	100	91
8	22.756	1,6	100	14.402
9	2.384	1,6	100	1.528
10	5.315	1,6	100	3.343
11	8.891	1,6	100	5.663
12	1.600	1,4	100	1159
13	472	1,3	100	363
14	48.707	2,4	70	20.127
Summe	175.876			

Standort Haus Aden: Szenario 2035

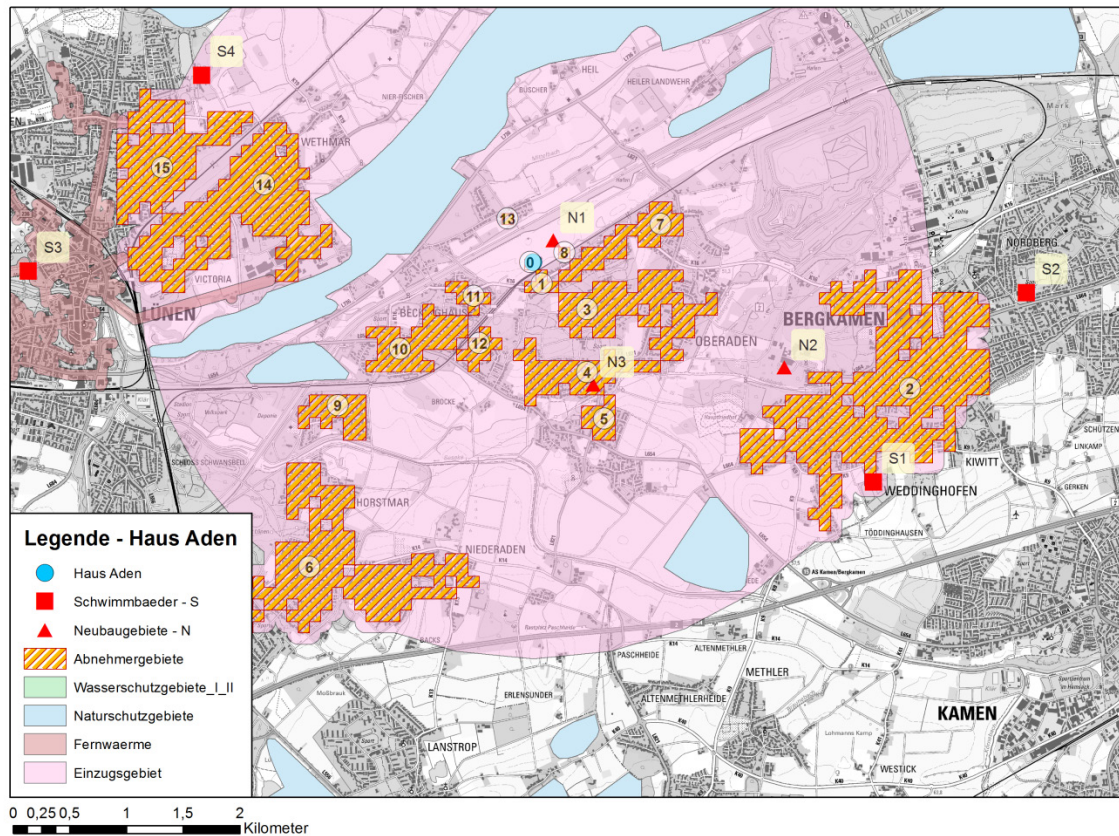
- Potenzial: 141.564 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	230	9,0	100	26
1	1.195	2,2	100	541
2	41.048	1,8	100	23.061
3	12.560	1,5	100	8.662
4	7.307	1,5	100	5.040
5	2.038	2,0	100	1.004
6	5.550	1,4	100	4.081
7	269	3,0	100	91
8	18.628	1,3	100	14.441
9	1.951	1,3	100	1.525
10	4.351	1,3	100	3.347
11	7.278	1,3	100	5.642
12	1.309	1,1	100	1.159
13	387	1,1	100	365
14	39.872	2,0	94	20.137
Summe	143.973			

Standort Haus Aden: Szenario 2050

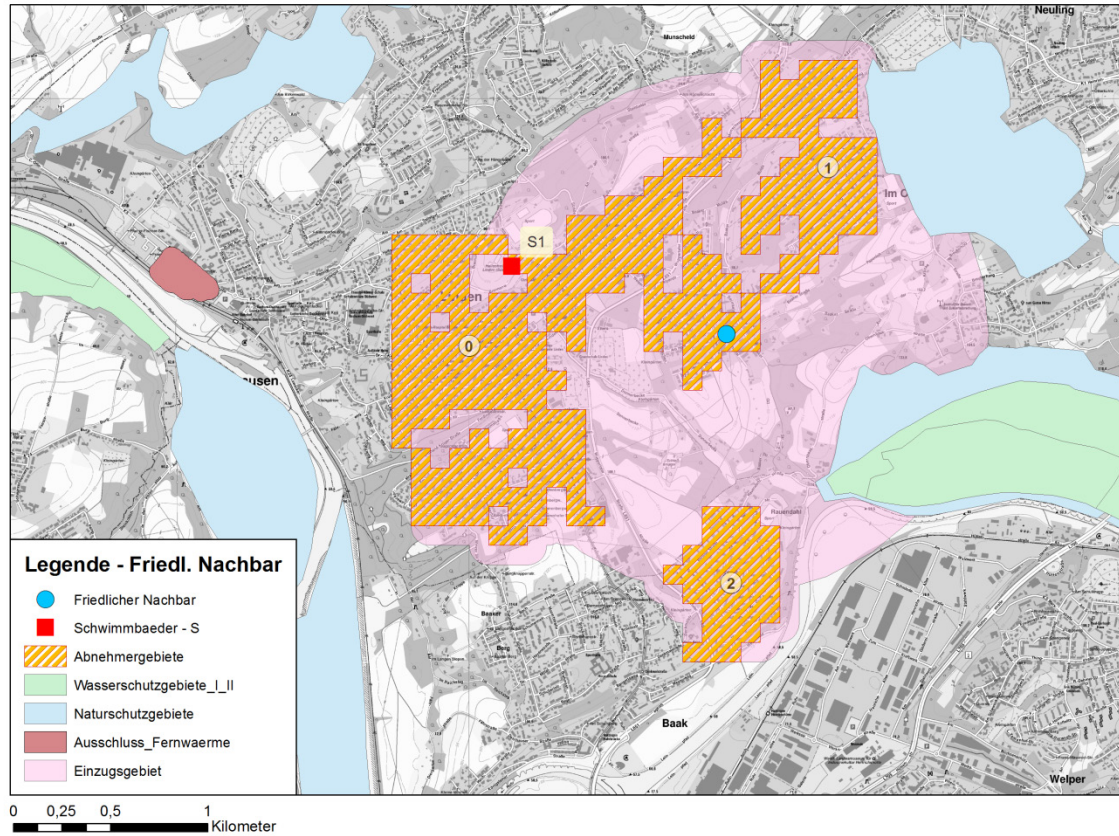
- Potenzial: 141.564 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	181	7,1	100	26
1	941	1,7	100	541
2	45.456	1,3	100	35.792
3	9.886	1,1	100	8.672
4	5.751	1,1	100	5.045
5	1.604	1,6	100	1.009
6	22.282	1,1	100	20.442
7	4.368	1,1	100	4.082
8	212	2,3	100	91
9	3.425	1,0	100	3.357
10	5.729	0,9	100	6.094
11	1.030	0,7	100	1.472
12	1.536	1,1	100	1.422
13	304	0,8	100	367
14	32.823	1,6	100	21.176
15	11.987	1,1	50	10.703
Summe	147.515			

Standort Friedlicher Nachbar: Szenario 2020

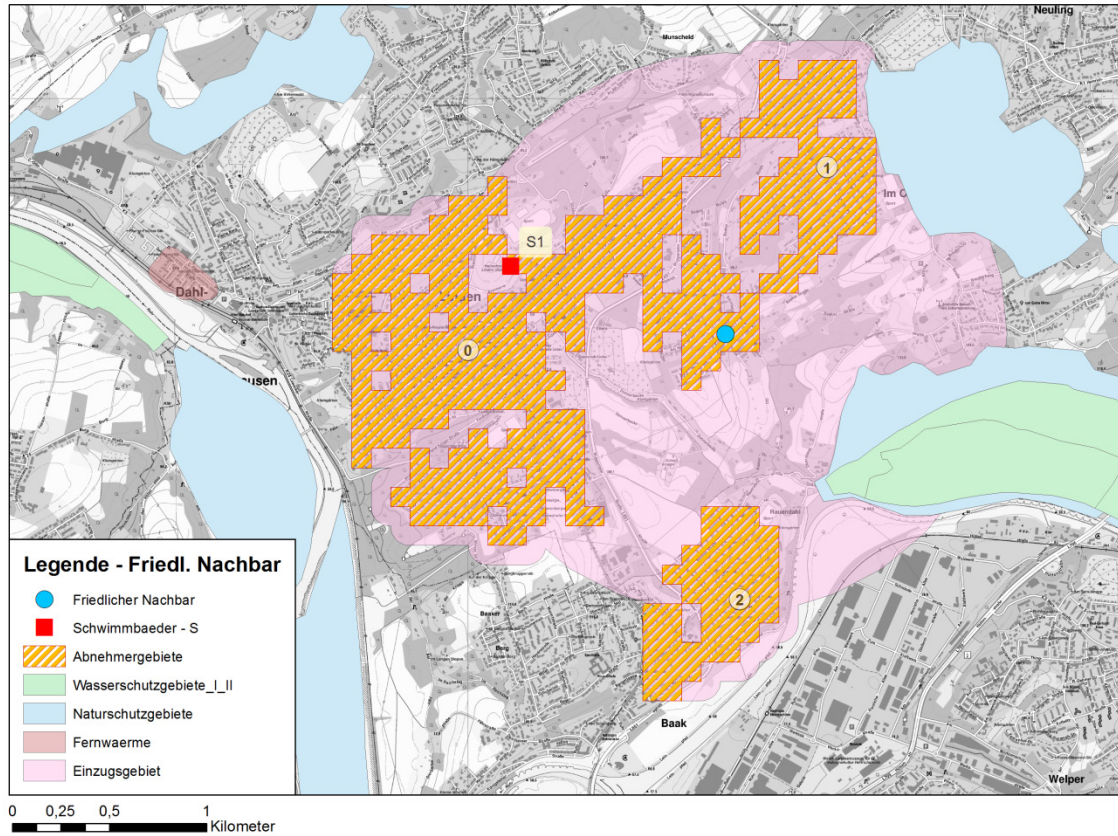
- Potenzial: 94.576 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	71.925	2,1	100	33.927
1	17.006	2,0	100	8.419
2	12.772	2,0	44	6.354
Summe	101.703			

Standort Friedlicher Nachbar: Szenario 2035

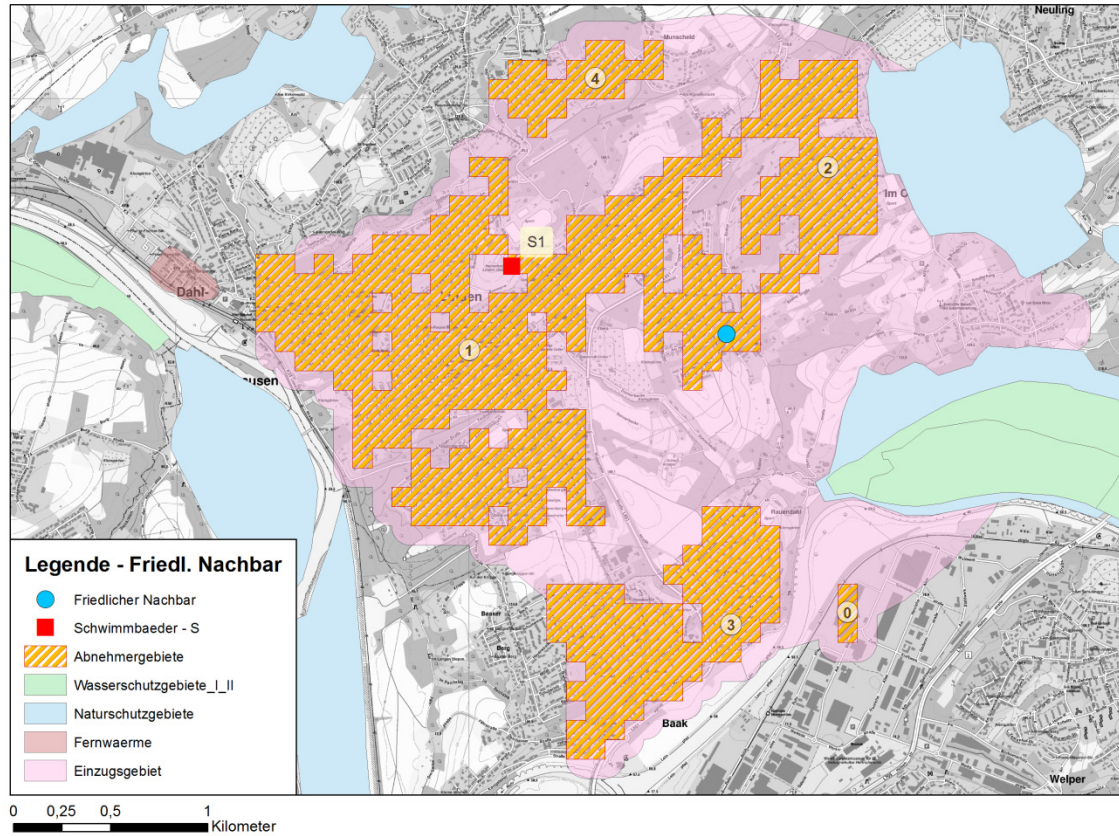
- Potenzial: 94.576 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	68.654	1,8	100	39.231
1	13.921	1,7	100	8.437
2	12.729	1,5	94	8.266
Summe	95.304			

Standort Friedlicher Nachbar: Szenario 2050

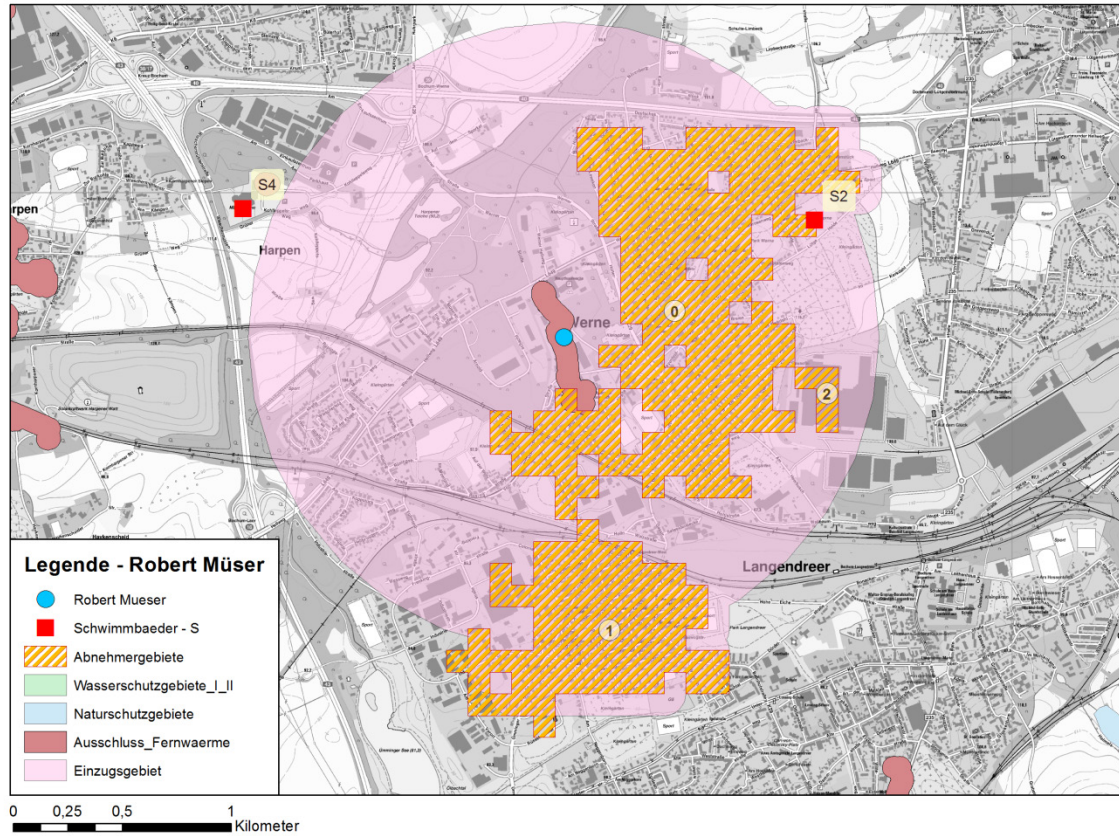
- Potenzial: 94.576 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	4.601	2,3	100	1.966
1	59.444	1,4	100	43.709
2	10.957	1,3	100	8.428
3	17.168	1,2	100	13.958
4	4.071	1,0	59	3.915
Summe	96.241			

Standort Robert Müser: Szenario 2020

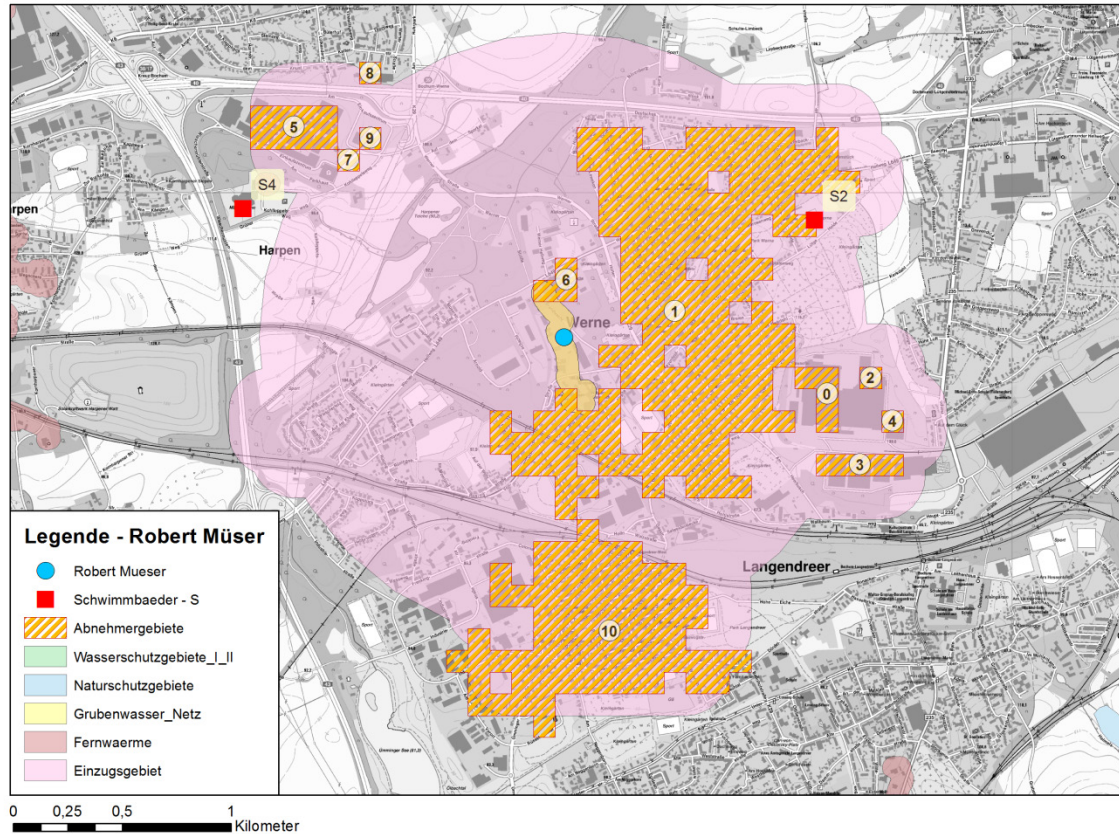
- Potenzial: 117.849 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	59.275	3,4	100	17.694
1	39.934	2,3	100	17.515
2	23.044	1,3	81	17.591
Summe	122.253			

Standort Robert Müser: Szenario 2035

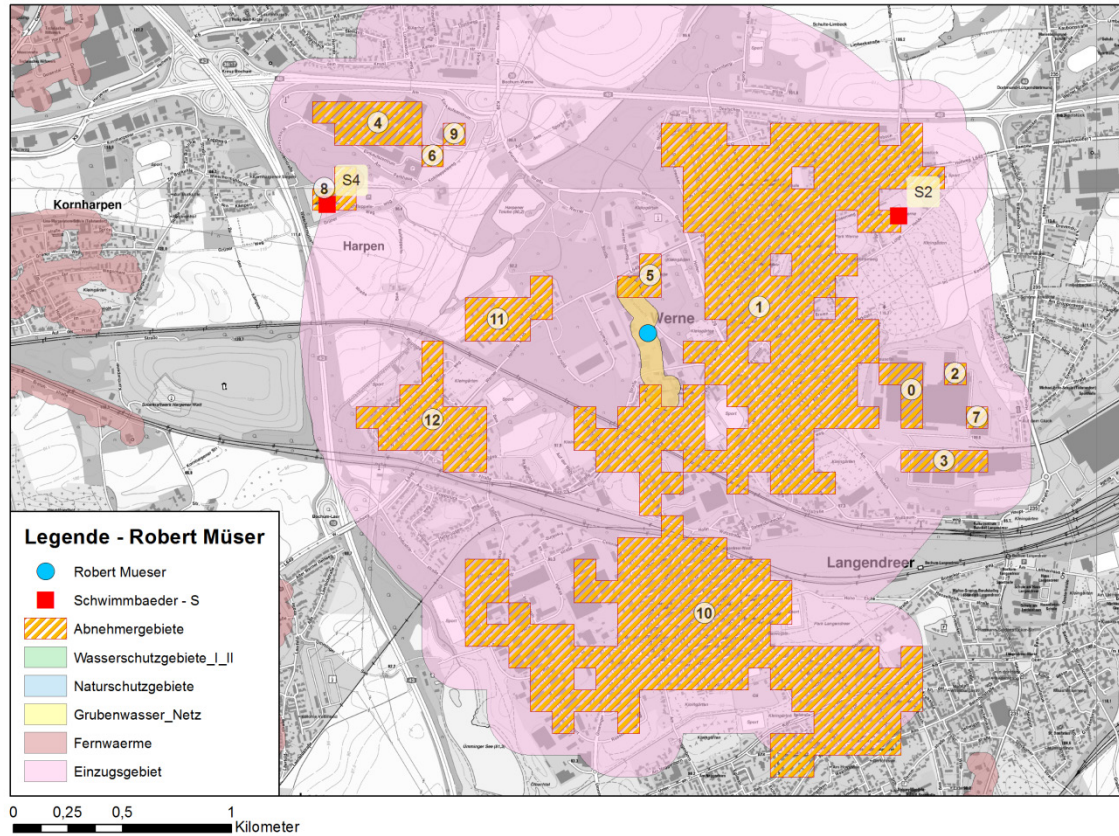
- Potenzial: 117.849 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	18.864	17,1	100	1.104
1	48.523	1,9	100	26.229
2	3.446	20,5	100	168
3	5.164	18,1	100	286
4	1.131	5,6	100	200
5	7.677	3,7	100	2.092
6	1.384	3,6	100	386
7	1.928	1,3	100	1.472
8	1.068	4,0	100	264
9	1.123	3,7	100	307
10	33.147	3,4	83	9.749
Summe	123.455			

Standort Robert Müser: Szenario 2050

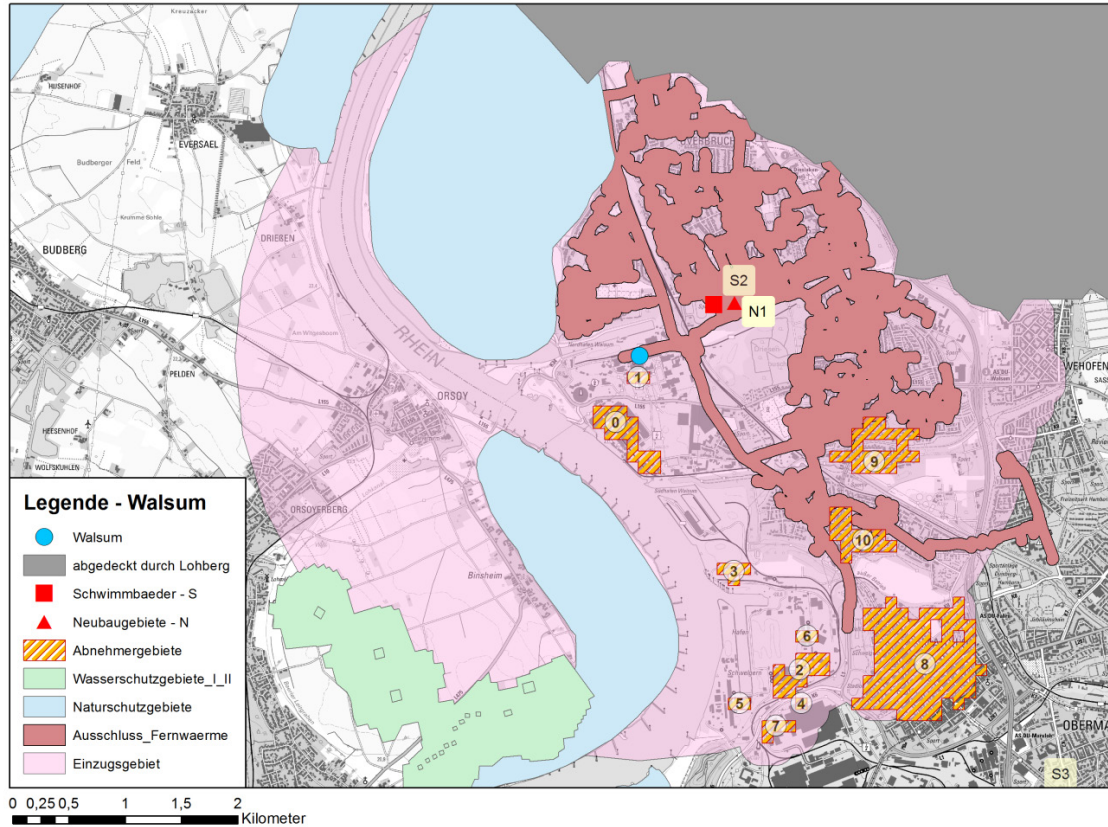
- Potenzial: 117.849 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste [MWh/m/a]	Güte	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	14.847	13,5		100	1.104
1	38.192	1,5		100	26.339
2	2.712	16,2		100	168
3	4.064	14,2		100	286
4	10.587	4,5		100	2.363
5	1.089	2,8		100	388
6	1.517	1,0		100	1.473
7	890	4,4		100	200
8	2.268	3,6		100	627
9	884	2,9		100	307
10	38.076	2,0		100	19.328
11	1.767	1,0		100	1.732
12	3.510	0,9		27	3.775
Summe	120.403				

Standort Walsum: Szenario 2020

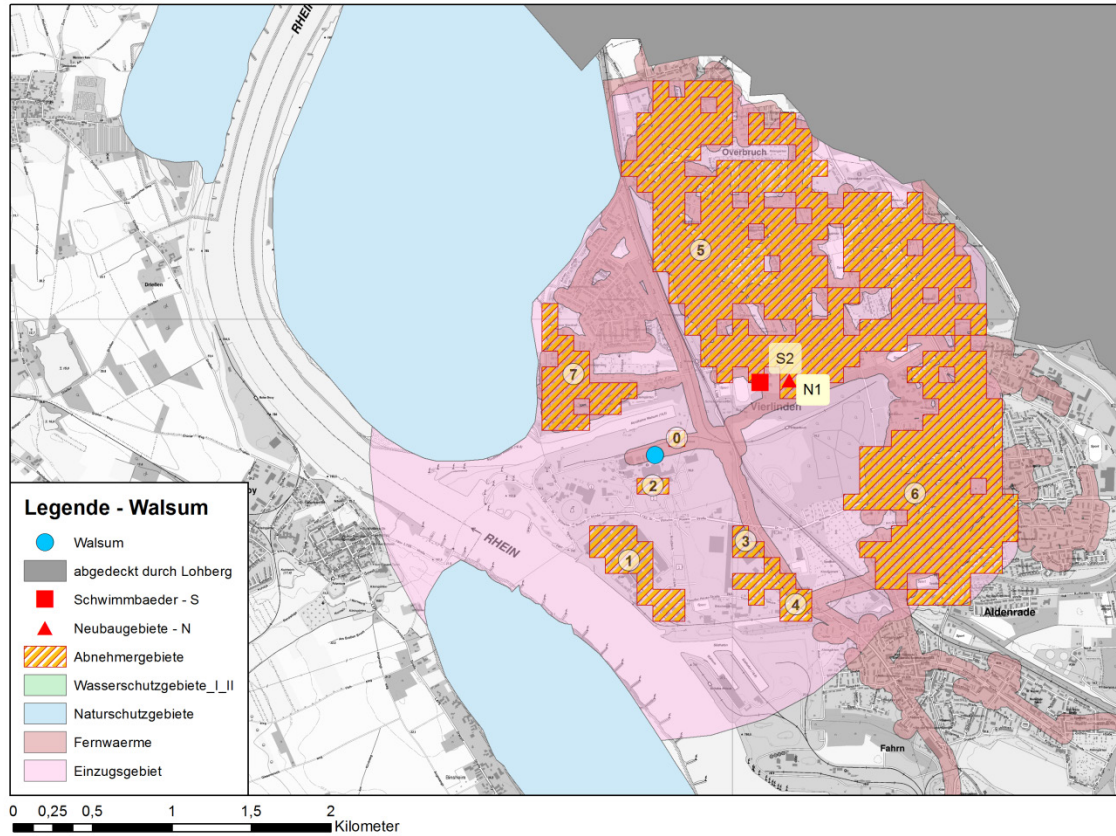
- Potenzial: 137.510 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	31.990	54,0	100	592
1	482	0,9	100	536
2	16.200	6,4	100	2.519
3	3.130	2,0	100	1.605
4	3.276	30,0	100	109
5	5.771	18,6	100	311
6	4.726	13,4	100	352
7	7.006	7,9	100	889
8	54.376	3,6	100	15.189
9	8.017	1,6	100	5.172
10	4.520	1,3	56	3.559
Summe	139.494			

Standort Walsum: Szenario 2035

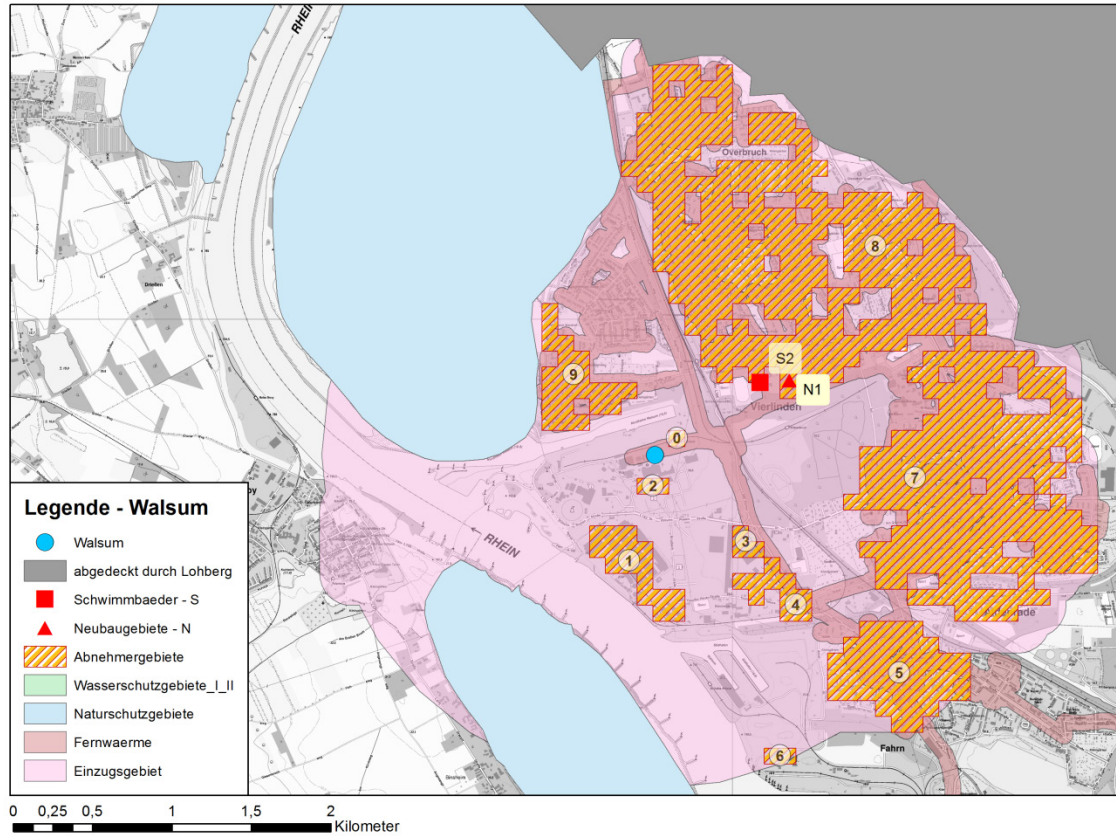
- Potenzial: 137.510 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	6.190	50,2	100	123
1	26.188	44,2	100	592
2	395	0,7	100	534
3	2.709	7,2	100	379
4	2.547	1,9	100	1.347
5	60.987	1,7	100	35.458
6	36.527	1,7	100	21.361
7	6.249	1,6	32	3.906
Summe	141.792			

Standort Walsum: Szenario 2050

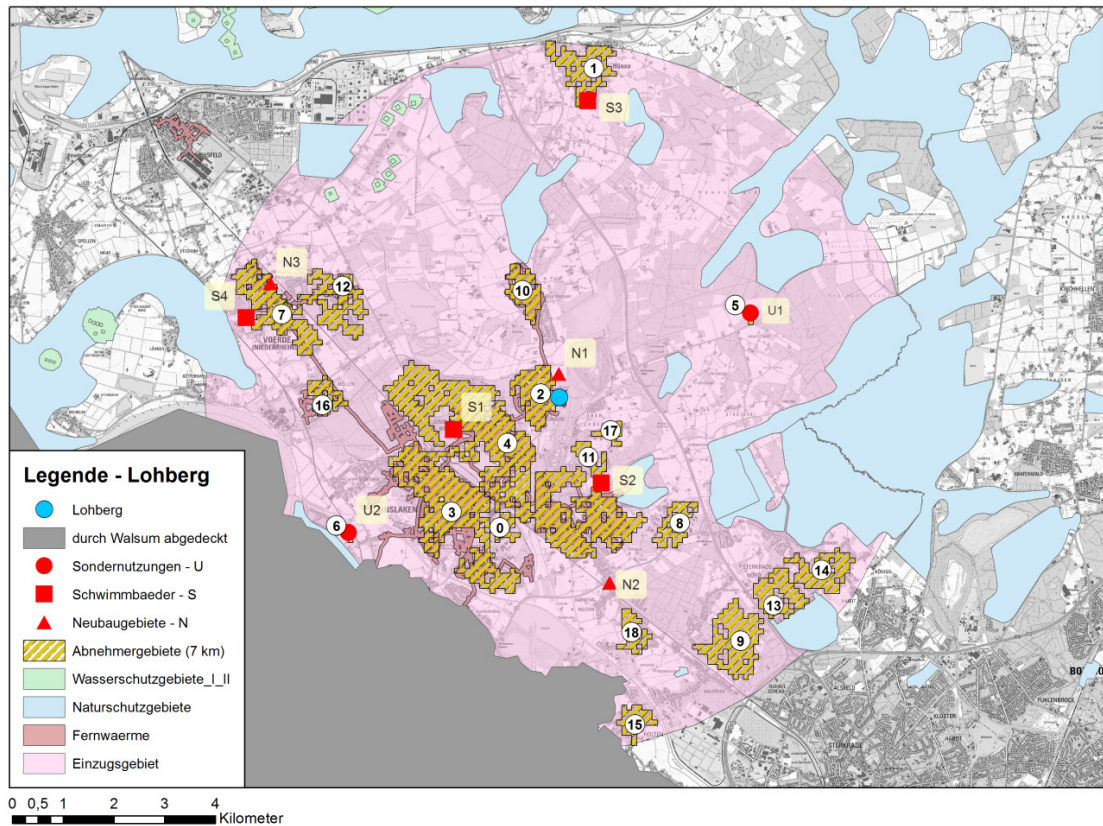
- Potenzial: 137.510 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	4.872	39,5	100	123
1	20.612	34,8	100	592
2	311	0,6	100	536
3	2.132	5,6	100	379
4	2.004	1,5	100	1.345
5	10.186	1,4	100	7.381
6	1.693	2,1	100	806
7	42.323	1,4	100	31.120
8	49.842	1,4	100	36.381
9	4.918	1,3	72	3.904
Summe	138.893			

Standort Lohberg: Szenario 2035

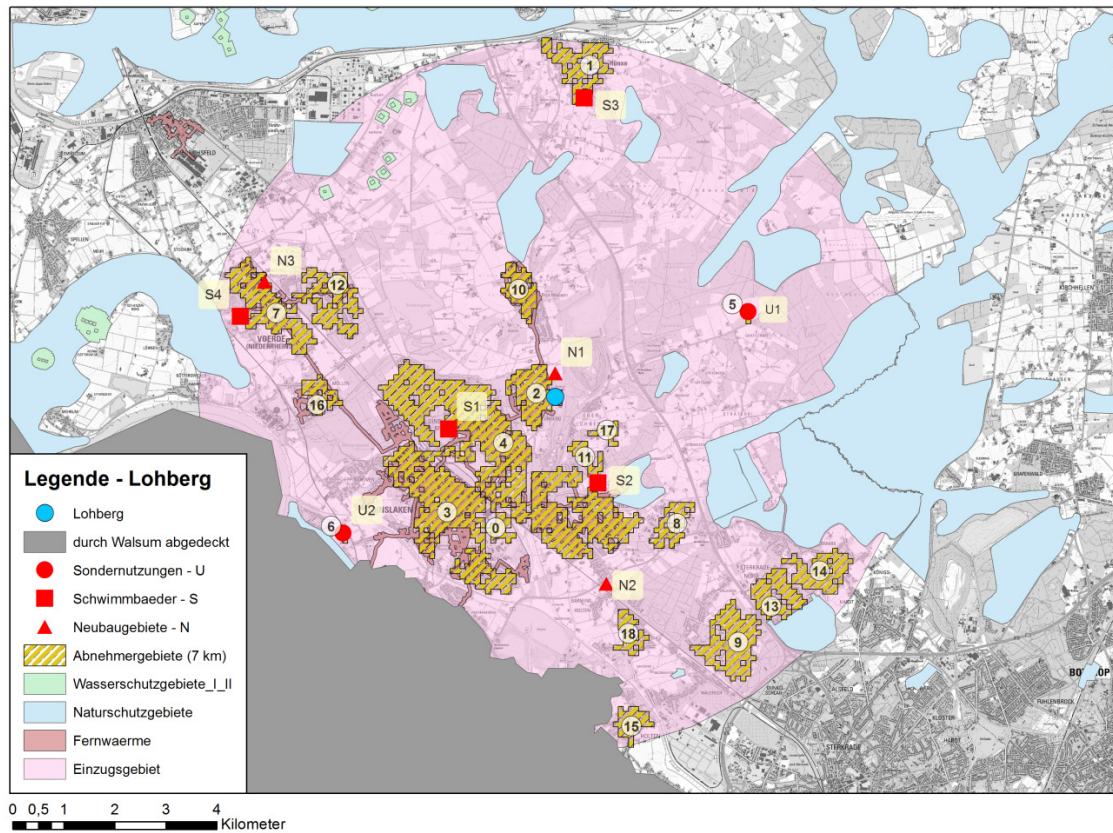
- Potenzial: 729.512 MWh
- Abnahme: 69 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	Güte (bzgl. Quelle) [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	13.523	3,3	100	4.110
1	18.300	2,6	100	7.066
2	29.073	2,5	100	11.723
3	99.313	2,1	100	46.846
4	168.619	1,9	100	90.655
5	8.052	1,9	100	4.329
6	8.093	1,6	100	5.058
7	32.513	1,4	100	23.732
8	10.667	1,3	100	8.399
9	28.063	1,2	100	23.193
10	10.457	1,1	100	9.173
11	5.556	1,1	100	5.097
12	17.114	1,0	100	17.643
13	14.534	0,8	100	17.725
14	13.101	0,8	100	16.376
15	9.081	0,8	100	11.794
16	6.044	0,7	100	8.168
17	2.600	0,7	100	3.662
18	6.620	0,7	100	9.881
Summe	501.323			

Standort Lohberg: Szenario 2050

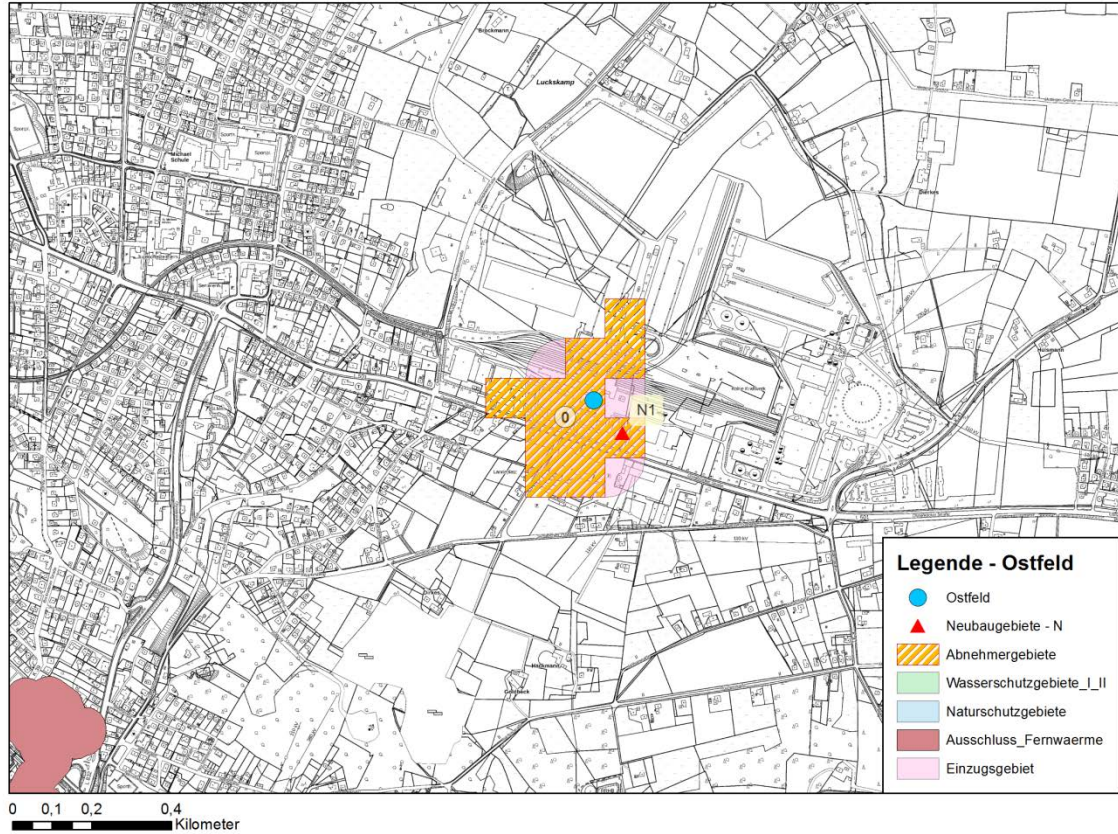
- Potenzial: 729.5112 MWh
- Abnahme: 54 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	Güte (bzgl. Quelle) [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	10.644	2,6	100	4.110
1	14.404	2,0	100	7.061
2	22.883	2,0	100	11.735
3	78.167	1,7	100	47.089
4	132.716	1,5	100	90.283
5	6.338	1,5	100	4.311
6	6.370	1,3	100	5.055
7	25.591	1,1	100	23.695
8	8.396	1,0	100	8.396
9	22.088	1,0	100	23.008
10	8.231	0,9	100	9.145
11	4.373	0,9	100	5.085
12	13.470	0,8	100	17.724
13	11.440	0,7	100	17.599
14	10.311	0,6	100	16.367
15	7.148	0,6	100	11.718
16	4.757	0,6	100	8.202
17	2.046	0,6	100	3.654
18	5.211	0,5	100	10.020
Summe	394.584			

Standort Ostfeld: Szenario 2020

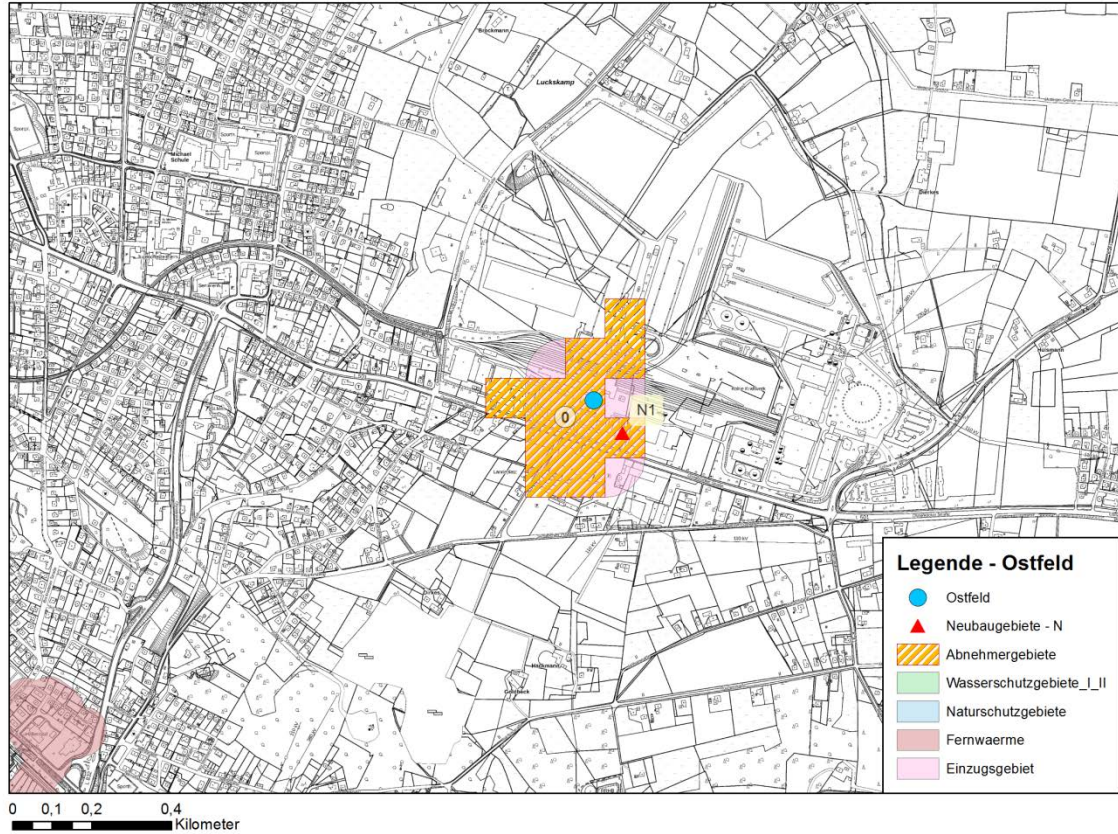
- Potenzial: 5.522 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	9.039	33,0	61	274
Summe	9.039			

Standort Ostfeld: Szenario 2035

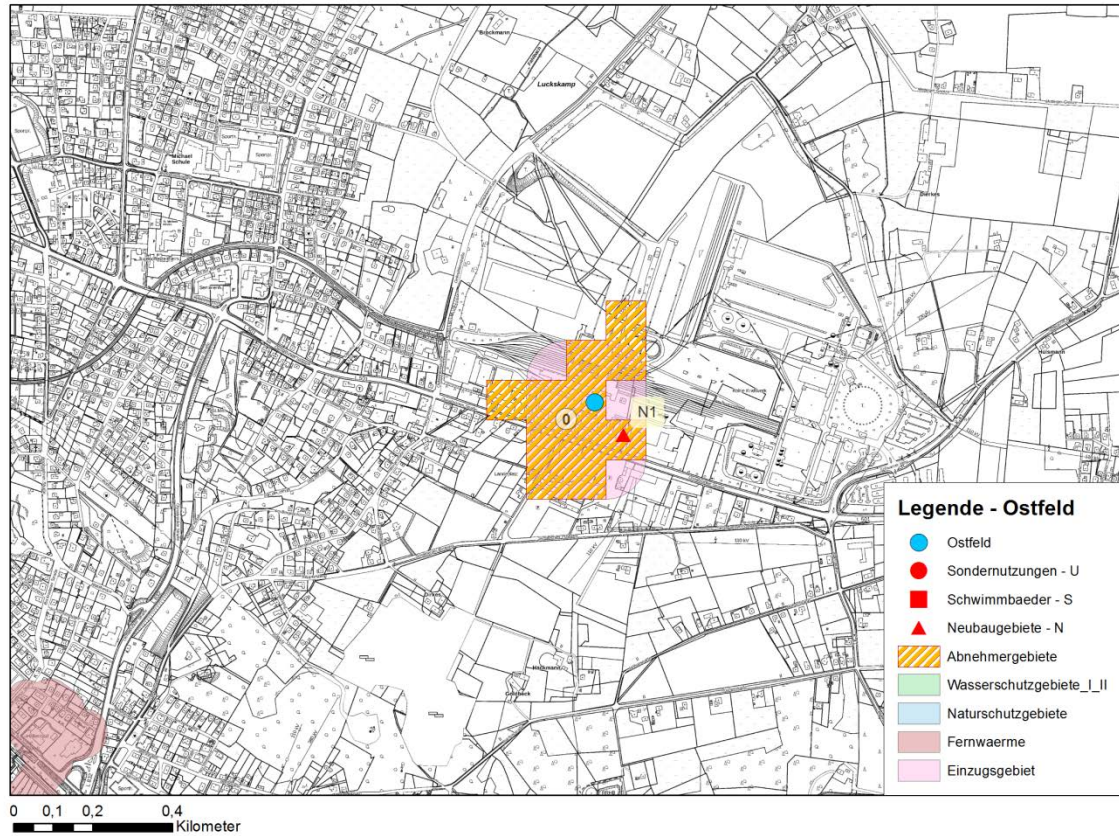
- Potenzial: 5.522 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	7.400	27	75	274
Summe	7.400			

Standort Ostfeld: Szenario 2050

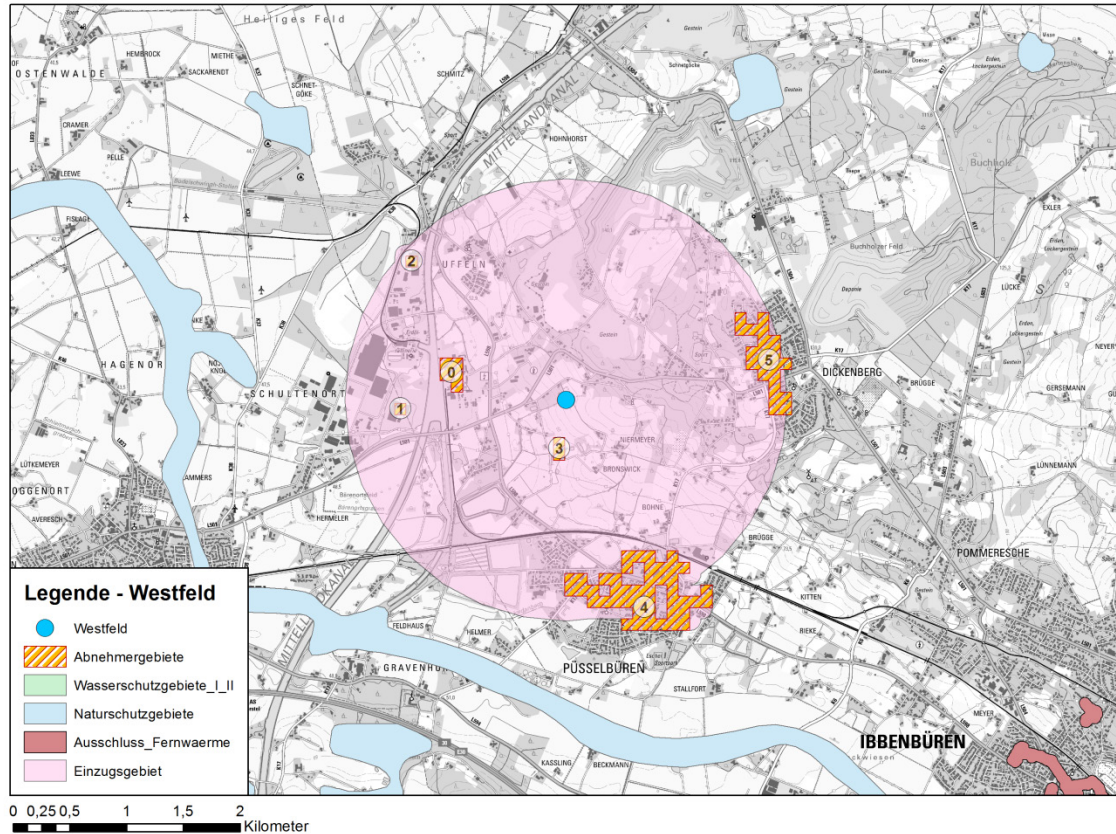
- Potenzial: 5.522 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	5.824	21	95	274
Summe	5.824			

Standort Westfeld: Szenario 2020

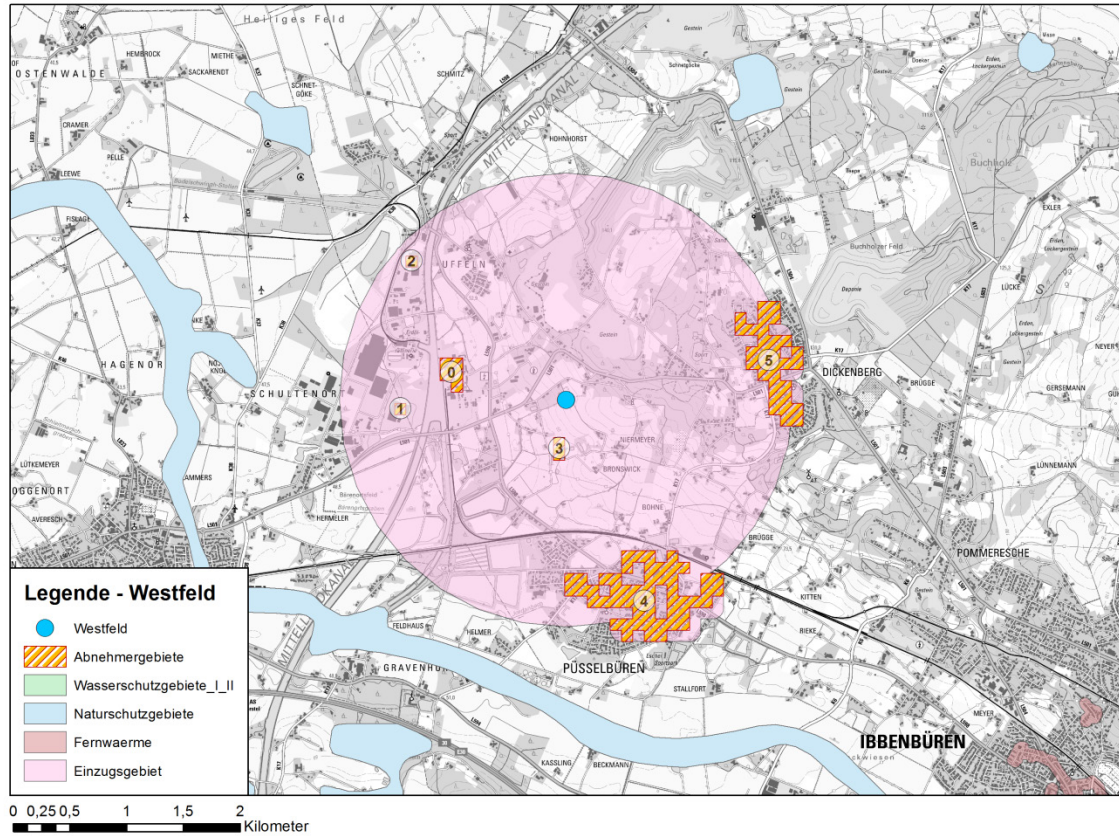
- Potenzial: 22.989 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	3.071	2,0	100	1.543
1	2.046	5,5	100	371
2	1.548	1,8	100	846
3	708	1,6	100	445
4	12.218	1,4	100	8.790
5	4.654	0,9	73	5.289
Summe	24.245			

Standort Westfeld: Szenario 2035

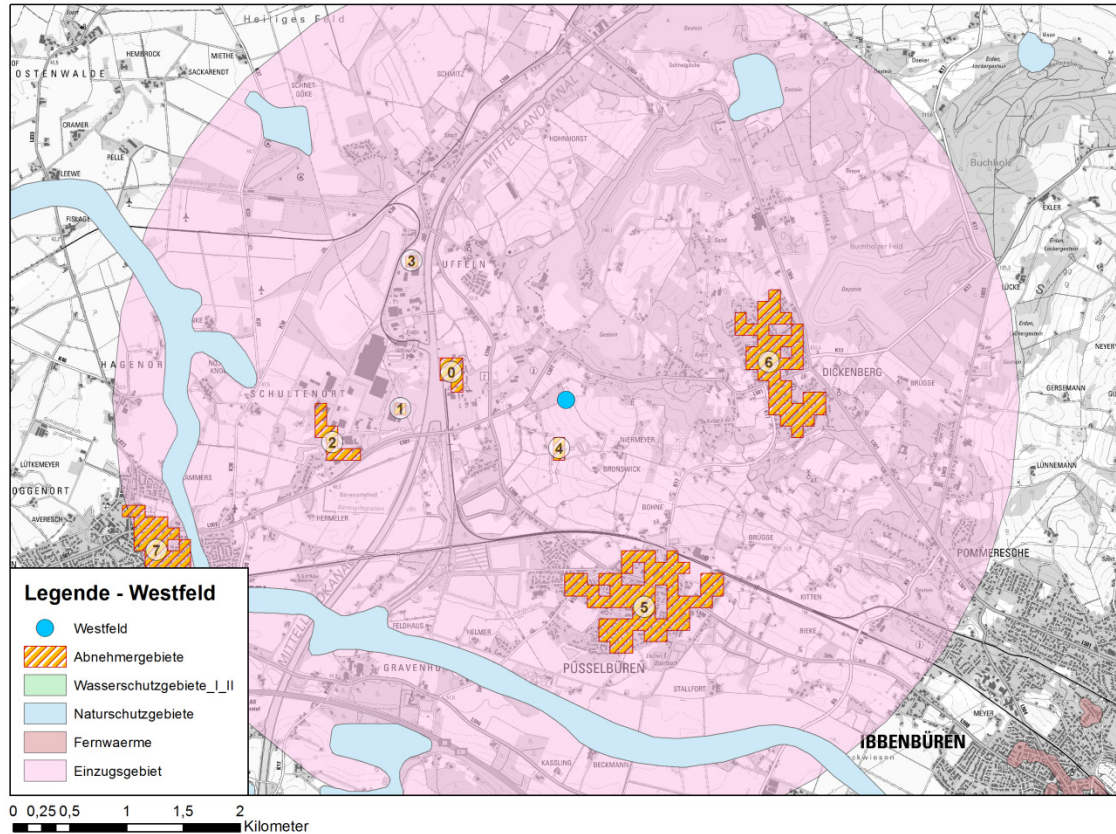
- Potenzial: 22.989 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	2.514	1,6	100	1.542
1	1.675	4,5	100	371
2	1.267	1,5	100	845
3	580	1,3	100	446
4	11.322	1,1	100	10.200
5	5.718	0,8	98	7.147
Summe	23.076			

Standort Westfeld: Szenario 2050

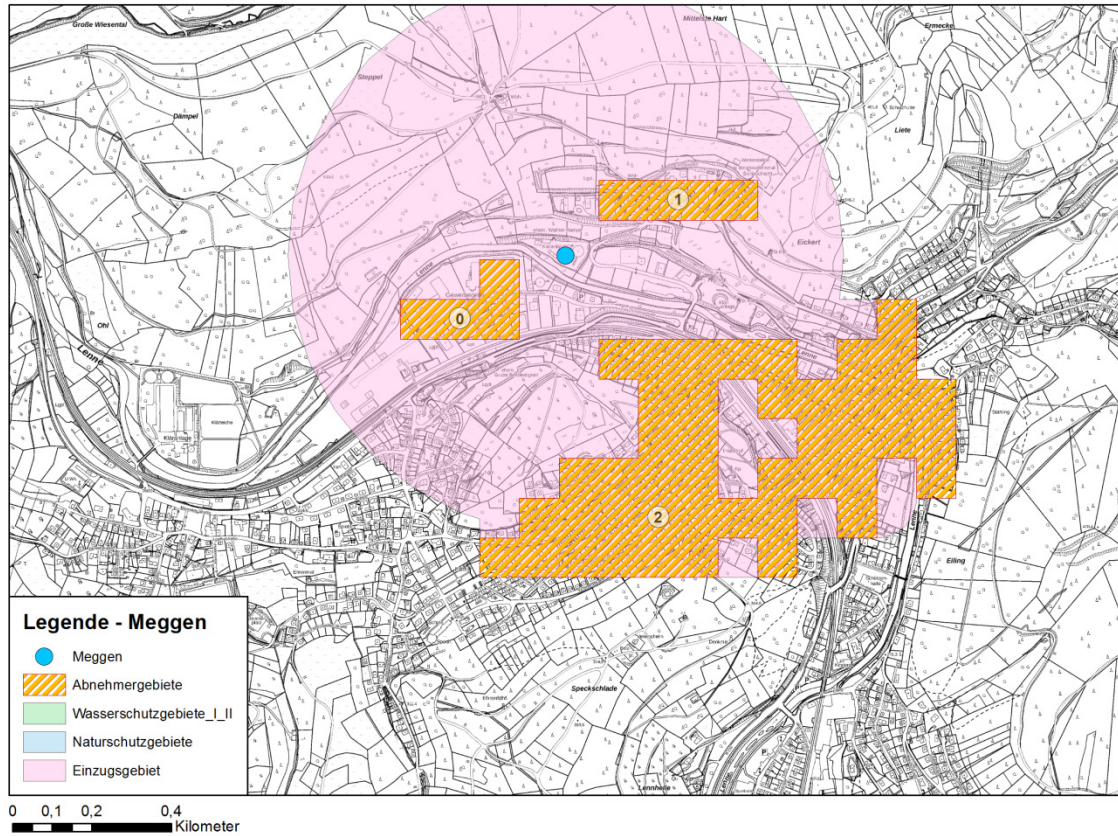
- Potenzial: 22.989 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	1.979	1,3	100	1.546
1	1.318	3,6	100	371
2	1.813	1,9	100	975
3	997	1,2	100	845
4	456	1,0	100	447
5	9.556	0,9	100	11.242
6	6.099	0,7	100	8.713
7	4.496	0,7	17	6.075
Summe	26.714			

Standort Meggen: Szenario 2020

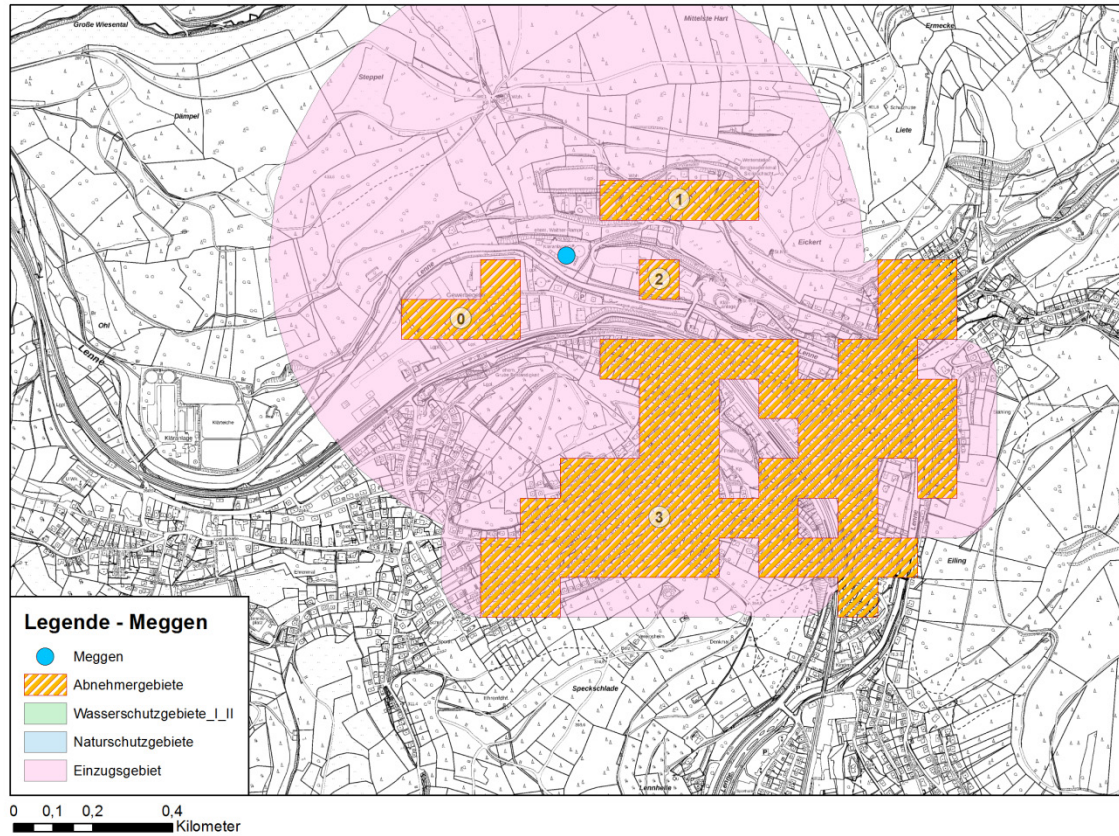
- Potenzial: 14.396 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	3.043	5,8	100	526
1	1.021	2,1	100	481
2	14.370	1,7	72	8.709
Summe	18.434			

Standort Meggen: Szenario 2035

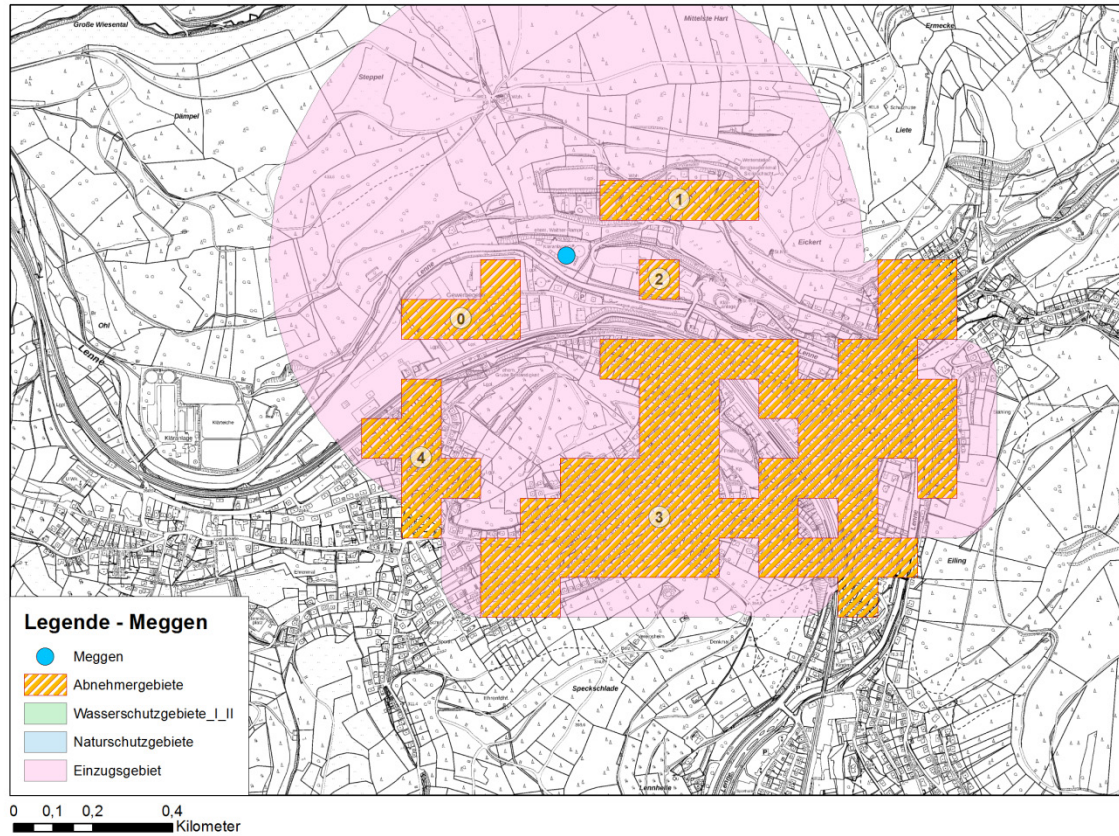
- Potenzial: 14.396 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	2.307	4,4	100	527
1	774	1,6	100	481
2	248	1,2	100	205
3	12.586	1,2	88	10.577
Summe	15.915			

Standort Meggen: Szenario 2050

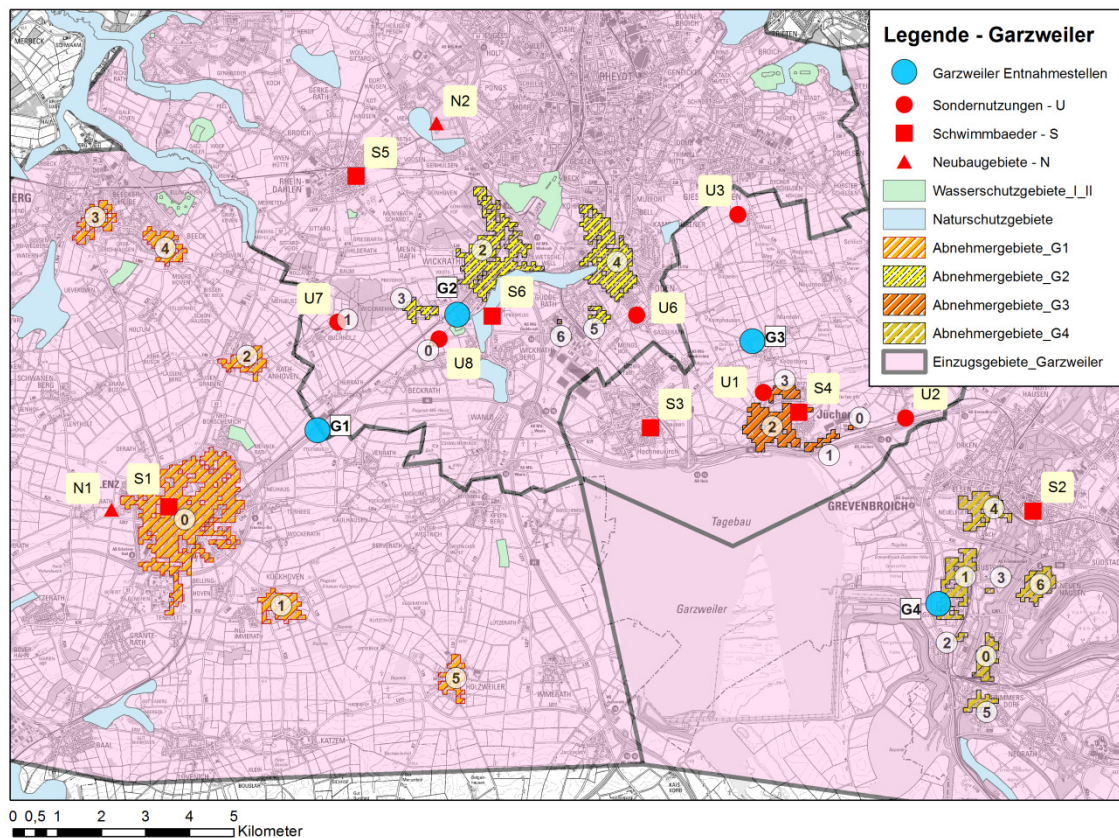
- Potenzial: 14.396 MWh
- Abnahme: 100 %



Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	1.961	3,7	100	527
1	658	1,4	100	484
2	211	1,0	100	204
3	10.696	1,0	100	10.591
4	990	0,7	88	1.357
Summe	14.516			

Standort Garzweiler: Szenario 2020

- Potenzial: Gesamt: 630.941 MWh
 - o Aufgeteilt in 4 Quellen, mit:
 - G1: 229.433 MWh
 - G2: 172.075 MWh
 - G3: 57.358 MWh
 - G4: 172.075 MWh
- Abnahme: 100 %



Wärmesenken für Grubenwasserquelle G1 (2020)

Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	173.318	1,7	100	103.783
1	14.871	1,4	100	11.015
2	11.515	1,6	100	7.334
3	16.626	1,3	100	12.790
4	11.608	1,2	100	9.594
5	11.755	1,1	13	10.496
Summe	239.693			

Wärmesenken für Grubenwasserquelle G2 (2020)

Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	9.323	10,4	100	896
1	3.712	1,6	100	2.320
2	75.302	2,2	100	33.617
3	5.012	1,1	100	4.397
4	70.739	2,5	100	28.873
5	4.760	4,8	100	986
6	3.713	5,8	87	642
Summe	172.561			

Wärmesenken für Grubenwasserquelle G3 (2020)

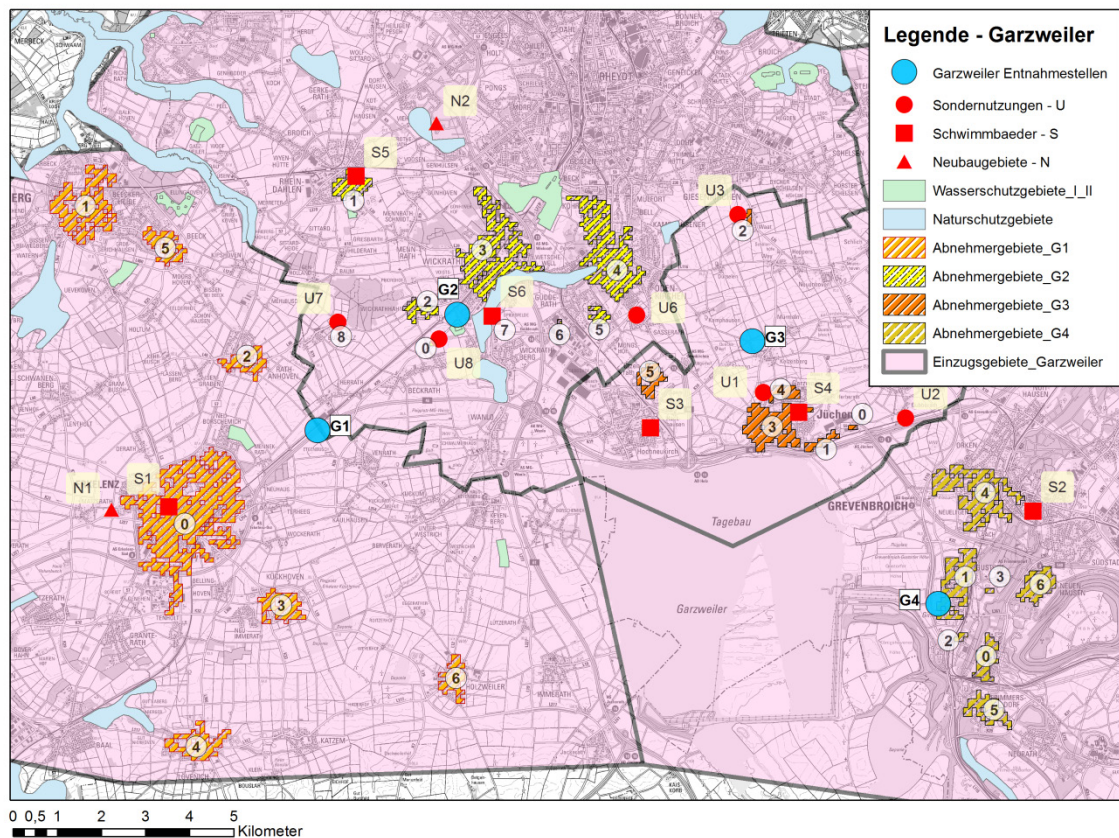
Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	10.277	3,5	100	2.945
1	6.790	5,2	100	1.311
2	32.511	2,0	100	16.503
3	9.139	2,0	85	4.687
Summe	58.717			

Wärmesenken für Grubenwasserquelle G4 (2020)

Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	114.635	84,4	100	1.359
1	25.271	1,8	100	13.962
2	2.769	5,8	100	477
3	1.553	4,6	100	339
4	20.670	1,8	100	11.295
5	4.632	1,4	100	3.239
6	13.232	1,3	19	9.875
Summe	182.762			

Standort Garzweiler: Szenario 2035

- Potenzial: Gesamt: 630.941 MWh
 - o Aufgeteilt in 4 Quellen, mit:
 - G1: 229.433 MWh
 - G2: 172.075 MWh
 - G3: 57.358 MWh
 - G4: 172.075 MWh
- Abnahme: 100 %



Wärmesenken für Grubenwasserquelle G1 (2035)

Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	141.881	1,4	100	103.562
1	39.137	1,3	100	31.061
2	9.426	1,3	100	7.364
3	12.173	1,1	100	11.067
4	14.696	1,1	100	13.864
5	9.503	1,0	100	9.599
6	9.623	0,9	27	10.575
Summe	236.439			

Wärmesenken für Grubenwasserquelle G2 (2035)

Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	7.632	8,5	100	896
1	14.519	1,4	100	10.083
2	4.103	0,9	100	4.412
3	61.643	1,8	100	33.502
4	70.567	2,1	100	33.286
5	3.897	4,0	100	987
6	3.040	4,7	100	643
7	3.687	2,6	100	1.407
8	3.039	1,8	98	1.698
Summe	172.127			

Wärmesenken für Grubenwasserquelle G3 (2035)

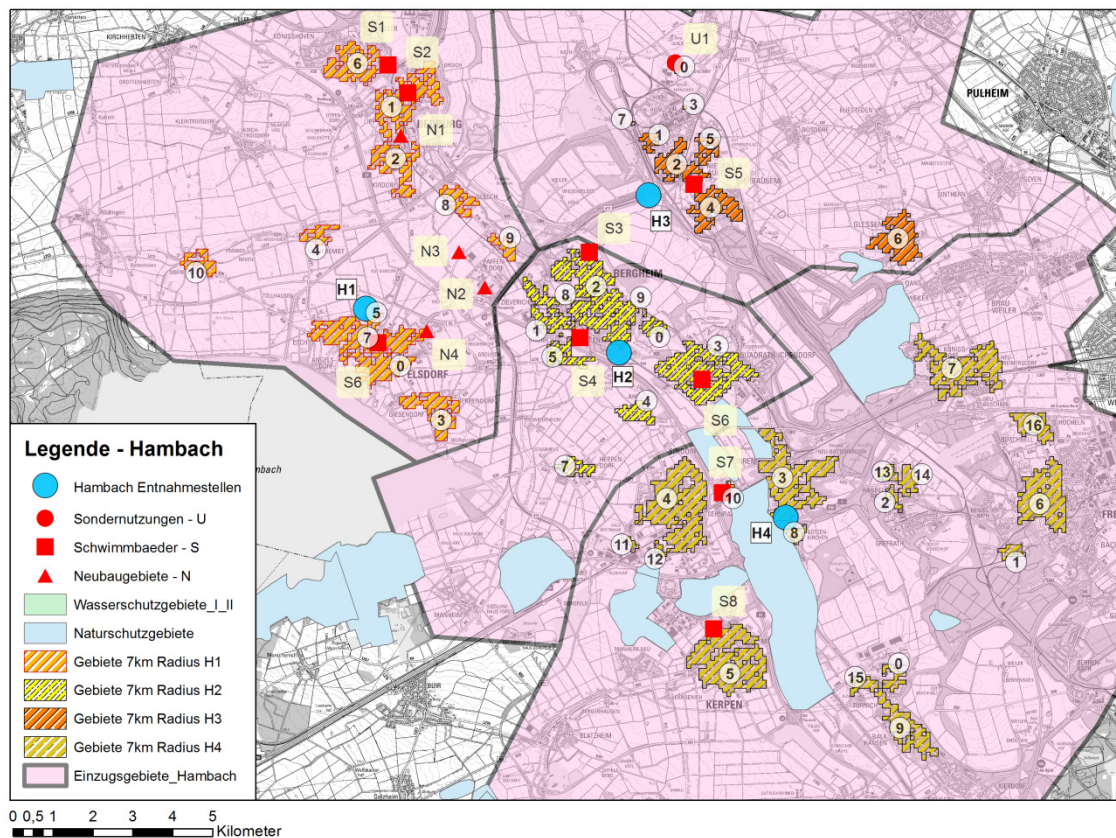
Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	9.729	3,3	100	2.994
1	5.559	4,2	100	1.311
2	6.114	1,8	100	3.454
3	26.614	1,6	100	16.531
4	7.481	1,6	100	4.676
5	7.822	1,0	24	7.669
Summe	63.319			

Wärmesenken für Grubenwasserquelle G4 (2035)

Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	93.842	69,1	100	1.359
1	20.687	1,5	100	13.978
2	2.267	4,8	100	476
3	1.271	3,8	100	339
4	38.854	1,6	100	24.748
5	9.741	1,2	100	7.920
6	10.841	1,1	50	9.856
Summe	177.503			

Standort Hambach: Szenario 2020

- Potenzial: Gesamt: 3.974.337 MWh
 - o Aufgeteilt in 4 Quellen, mit:
 - H1: 550.292,8 MWh
 - H2: 1.956.596,6 MWh
 - H3: 733.723,7 MWh
 - H4: 733.723,7 MWh
- Abnahme: 27 %



Wärmesenken für Grubenwasserquelle H1 (2020)

Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	beste Güte [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	70.470	2,1	100	33.880
1	41.138	1,6	100	25.873
2	21.693	1,3	100	16.311
3	21.158	1,3	100	16.530
4	7.530	1,2	100	6.122
5	2.461	1,1	100	2.178
6	23.628	1,1	100	21.677
7	1.529	1,1	100	1.415
8	9.597	0,9	100	10.546
9	6.385	0,9	100	7.339
10	7.135	0,9	100	8.201
Summe	212.724			

Wärmesenken für Grubenwasserquelle H2 (2020)

Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	Güte (bzgl. H2) [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	22.363	21,1	100	1.061
1	25.707	2,6	100	9.850
2	90.213	2,3	100	39.223
3	65.006	1,9	100	33.682
4	11.998	1,9	100	6.382
5	12.768	1,6	100	8.081
6	1.699	1,1	100	1.504
7	7.588	1,0	100	7.367
8	1.941	1,0	100	1.960
9	1.114	0,9	100	1.280
Summe	240.397			

Wärmesenken für Grubenwasserquelle H3 (2020)

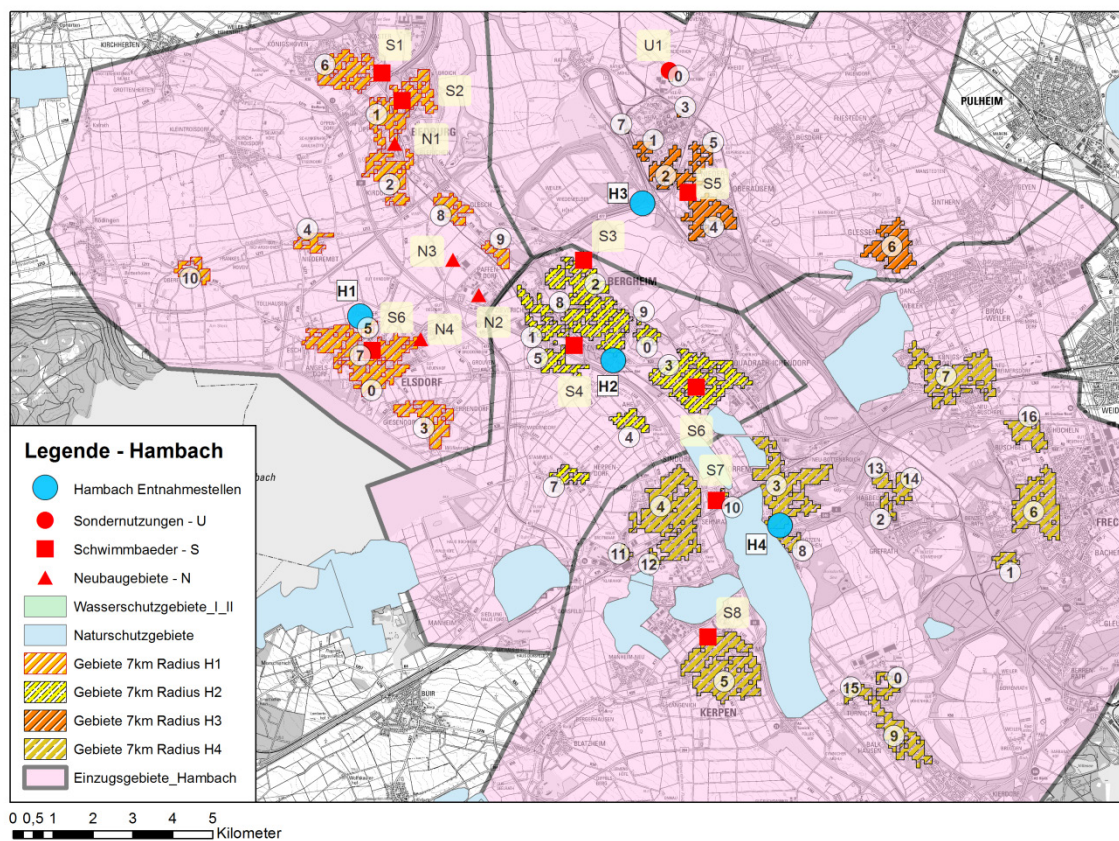
Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	Güte (bzgl. H3) [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	60.304	18,7	100	3.221
1	9.122	8,1	100	1.129
2	21.782	1,9	100	11.404
3	4.472	1,8	100	2.457
4	22.161	1,6	100	14.026
5	7.591	1,5	100	5.129
6	29.767	1,3	100	22.550
7	1.729	0,9	100	1.900
Summe	156.928			

Wärmesenken für Grubenwasserquelle H4 (2020)

Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	Güte (bzgl. H4) [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	20.261	3,6	100	5.707
1	16.820	2,4	100	6.894
2	8.878	2,3	100	3.877
3	65.735	2,3	100	29.215
4	88.188	2,0	100	43.657
5	76.207	1,8	100	41.417
6	62.435	1,8	100	34.880
7	57.037	1,7	100	33.355
8	4.046	1,3	100	3.089
9	23.149	1,2	100	18.820
10	3.112	1,2	100	2.572
11	6.014	1,2	100	5.011
12	5.515	1,2	100	4.673
13	5.411	1,2	100	4.706
14	8.054	1,1	100	7.527
15	7.143	0,9	100	7.599
16	14.936	0,9	100	16.414
Summe	472.941			

Standort Hambach: Szenario 2035

- Potenzial: Gesamt: 3.974.337 MWh
 - o Aufgeteilt in 4 Quellen, mit:
 - H1: 550.292,8 MWh
 - H2: 1.956.596,6 MWh
 - H3: 733.723,7 MWh
 - H4: 733.723,7 MWh
- Abnahme: 22 %



Wärmesenken für Grubenwasserquelle H1 (2035)

Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	Güte (bzgl. H1) [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	57.687	1,7	100	33.735
1	33.676	1,3	100	25.905
2	17.759	1,1	100	16.292
3	17.320	1,1	100	16.496
4	6.164	1,0	100	6.103
5	2.015	0,9	100	2.167
6	19.342	0,9	100	21.733
7	1.251	0,9	100	1.422
8	7.856	0,7	100	10.616
9	5.227	0,7	100	7.362
10	5.841	0,7	100	8.226
Summe	174.138			

Wärmesenken für Grubenwasserquelle H2 (2035)

Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	Güte (bzgl. H2) [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	18.307	17,3	100	1.061
1	21.044	2,1	100	9.880
2	73.849	1,9	100	39.282
3	53.215	1,6	100	33.680
4	9.822	1,5	100	6.378
5	10.452	1,3	100	8.102
6	1.391	0,9	100	1.496
7	6.211	0,9	100	7.308
8	1.589	0,8	100	1.961
9	912	0,7	100	1.284
Summe	196.792			

Wärmesenken für Grubenwasserquelle H3 (2035)

Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	Güte (bzgl. H3) [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	49.366	15,3	100	3.222
1	7.467	6,6	100	1.128
2	17.831	1,6	100	11.357
3	3.661	1,5	100	2.457
4	18.141	1,3	100	14.063
5	6.214	1,2	100	5.136
6	24.367	1,1	100	22.562
7	1.415	0,7	100	1.912
Summe	128.462			

Wärmesenken für Grubenwasserquelle H4 (2035)

Nummer	Energiebedarf [MWh/a]	Güte (bzgl. H4) [MWh/m/a]	Versorgbarkeit [%]	Trassenlänge [m]
0	16.586	2,9	100	5.719
1	13.769	2,0	100	6.885
2	7.268	1,9	100	3.866
3	53.811	1,8	100	29.245
4	72.192	1,7	100	43.753
5	62.384	1,5	100	41.590
6	51.110	1,5	100	35.007
7	46.691	1,4	100	33.351
8	3.312	1,1	100	3.096
9	18.950	1,0	100	18.763
10	2.547	1,0	100	2.573
11	4.923	1,0	100	5.023
12	4.514	1,0	100	4.702
13	4.430	0,9	100	4.713
14	6.593	0,9	100	7.578
15	5.847	0,8	100	7.594
16	12.227	0,8	100	16.303
Summe	387.154			

Anhang 3: CO₂-Reduktionspotenzial der Wasserhaltungsstandorte

Standort/Zeche	CO ₂ -Reduktionspotenzial im Vergleich zu KWK fossil [kt CO ₂]			CO ₂ -Reduktionspotenzial im Vergleich zu Heizwerk fossil [kt CO ₂]		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Heinrich	7,4	13,9	20,4	29,5	36,0	42,5
Robert Müser	4,9	8,8	12,8	18,6	22,5	26,4
Friedlicher Nachbar	4,0	7,1	10,2	14,9	18,1	21,2
Haus Aden	8,4	10,6	15,3	59,5	69,7	81,9
Walsum	7,3	11,4	15,4	23,3	27,3	31,3
Lohberg	-	64,0	83,4	-	148,6	168
Ibbenbüren Ostfeld	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2
Ibbenbüren Westfeld	0,8	1,6	2,4	3,4	4,3	5,1
Meggen	0,5	1,0	1,5	2,2	2,7	3,2
Garzweiler	20,6	43,6	-	93,8	116,8	-
Hambach	173,6	303,2	-	634,6	764,2	-

Landesamt für Natur, Umwelt und
Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen

Leibnizstraße 10
45659 Recklinghausen
Telefon 02361 305-0
poststelle@lanuv.nrw.de

www.lanuv.nrw.de