

Konzeptionierung eines
Unterflur-Pumpspeicherwerkes im Ruhrgebiet:
Ein Vergleich der Bergwerke Prosper-Haniel in Bottrop
und Auguste Victoria in Marl

Inaugural-Dissertation

zur

Erlangung des Doktorgrades

Dr. rer. nat

der Fakultät für

Biologie

an der

Universität Duisburg-Essen

vorgelegt von:

Holger Luick

aus Düsseldorf

Datum der Abgabe: 11.10.2013

1. Gutachter: Prof. Dr. U. Schreiber

2. Gutachter: Prof. Dr. H.- W. Wehling

Vorsitzender des Prüfungsausschusses: Prof. Dr. W. Kuttler

Tag der mündlichen Prüfung: 11.03.2014

Diese Arbeit wurde im Rahmen eines durch das ZIEL2-Programm der Europäischen Union und des Landes Nordrhein-Westfalen geförderten Projektes durchgeführt.

Danke,

sagen möchte ich all denen, die den Entstehungsprozess dieser Arbeit unterstützt haben.

An vorderster Stelle möchte ich meinem Doktorvater, Prof. Dr. Ulrich Schreiber danken, dass er mir die Möglichkeit gegeben hat, in Lohn und Brot diese Arbeit anzufertigen. Danke auch für die wertvollen Hinweise, das Vertrauen und die stets erleuchtenden Gespräche.

An zweiter Stelle möchte ich meiner Frau Claudia für Ihre Ratschläge und ihre Geduld danken, die mir gerade in Phasen schwierigen Fortkommens sehr geholfen haben.

Meinen Eltern möchte ich insbesondere für die prä-doktorale Phase danken, in der sie mich immer und in jeder Situation unterstützt haben. Ich weiß, dass das nicht selbstverständlich ist und ich hoffe, dass ich etwas davon irgendwann zurückgeben kann.

Mark „Mr. Coffee“ Schumann möchte ich dafür danken, dass er während der ganzen Zeit ein unglaublicher Arbeitskollege war. Du hast zu einem sehr großen Teil dafür gesorgt, dass diese Zeit eine der besten in meinem Leben war und sicherlich sein wird!

Dr. Nadine „Ex-Dr.-in-Spe-Dr.-Ex-Haus“ Ruchter möchte ich für ihre Korrekturen und vor allem ihre wertvollen Tipps danken.

Tamara Blocks, Martin Wankum und Tatjana Jennerich möchte ich dafür danken, dass sie mich bei der Recherche, beim Digitalisieren und vor allem beim Ordnen der Literatur unterstützt haben.

Stephan Hüßler möchte ich für seine Aufbauarbeit und seine Korrekturarbeiten an dieser Arbeit sowie diversen englischsprachigen Tagungsbeiträgen danken.

Thomas Ewert danke ich für seine wertvollen geologischen Hinweise und die Zusammenarbeit im Projekt im Ganzen.

Allen an den UPW-Projekten Beteiligten gilt mein Dank für die spannenden Diskussionen während unzähliger Treffen, für die vielen Ideen, die den Fortgang des Projektes aber auch dieser Arbeit unterstützt haben.

Frau Meurer vom Geobasis NRW möchte ich für Ihre Geduld bei der Bereitstellung von Geodaten zum Projekt danken, ebenso den Mitarbeitern der Städte Bottrop, Marl sowie des Kreises Recklinghausen.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	iv
Abbildungsverzeichnis	v
Tabellenverzeichnis	viii
1 Einleitung.....	1
2 Energieversorgung und Energiebedarf in der BRD	3
3 Einsatz erneuerbarer Energie.....	9
3.1 Entwicklung der Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen in Deutschland und NRW.....	11
3.2 Notwendigkeit der Speicherung erneuerbar erzeugter Energie	13
3.3 Speicherbedarf in der BRD	15
3.4 Verfahren zur Energiespeicherung.....	17
3.5 Unterflurpumpspeicherwerke	22
3.5.1 Stand der Forschung.....	22
3.5.2 Systemvarianten eines Unterflurpumpspeicherwerks	27
3.5.3 Komponenten eines Unterflurpumpspeicherwerks.....	29
4 Planung eines Unterflurpumpspeicherwerks	40
4.1 Projektdarstellung.....	40
4.2 Wahl der Standorte und geographische Einordnung des Arbeitsgebietes.....	41
4.2.1 Ruhrgebiet.....	41
4.2.2 Bottrop.....	44
4.2.3 Marl.....	46
4.3 Geologie des Arbeitsgebietes	47
4.4 Methodik der Standortbetrachtung und Datenlage	51
4.4.1 Analyisierte Daten.....	51
4.4.2 Auswertung der Daten	56
4.5 Standort I: Bergwerk Prosper-Haniel.....	60
4.5.1 Historischer Überblick.....	60
4.6 Standort II: Bergwerk Auguste Victoria	63
4.6.1 Historischer Überblick.....	63

5 Ergebnisse	65
5.1 Planungsrechtliche Aspekte	65
5.2 Standortanalyse des Bergwerks Prosper-Haniel.....	68
5.2.1 Standort Prosper II.....	68
5.2.2 Standort Prosper IV.....	74
5.2.3 Standort Prosper V	80
5.2.4 Standort Haniel	85
5.2.5 Standort Lohberg.....	91
5.2.6 Schächte	95
5.2.7 Strecken.....	96
5.3 Standortanalyse des Bergwerks Auguste Victoria.....	100
5.3.1 Standort Schacht 3/7	100
5.3.2 Standort Schacht 8.....	105
5.3.3 Standort Schacht 9	110
5.3.4 Schächte	115
5.3.5 Strecken.....	116
5.4 Möglichkeiten der Konzeptionierung eines Unterflurpumpspeicherwerks im Bergwerk Prosper-Haniel in Bottrop	118
5.4.1 Oberes Reservoir	118
5.4.2 Unteres Reservoir	122
5.4.3 Druckschacht.....	123
5.4.4 Maschinen- und Transformator-kaverne	124
5.4.5 Elektrische Anbindung.....	124
5.4.6 Geplante Nachnutzung der RAG-eigenen Flächen	125
5.4.7 Wasserversorgung.....	125
5.4.8 Bewetterung.....	126
5.4.9 Zusammenfassung	126
5.5 Möglichkeiten der Konzeptionierung eines Unterflurpumpspeicherwerks im Bergwerk Auguste Victoria in Marl.....	127
5.5.1 Oberes Reservoir	128

5.5.2 Unteres Reservoir	133
5.5.3 Druckschacht.....	133
5.5.4 Maschinen- und Transformator-kaverne	134
5.5.5 Elektrische Anbindung.....	134
5.5.6 Nachnutzung der RAG-eigenen Flächen	134
5.5.7 Wasserversorgung.....	134
5.5.8 Bewetterung.....	134
5.5.9 Zusammenfassung	135
6 Szenarien	136
6.1 Mögliche Konzepte Prosper-Haniel.....	136
6.2 Mögliche Konzepte Auguste Victoria.....	140
7 Zusammenfassung und Ausblick	143
Literatur.....	147
Anhang.....	161

Abkürzungsverzeichnis

AA-CAES	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage
BBergG	Bundesberggesetz
CAES	Compressed Air Energy Storage
DGK	Deutsche Grundkarte
DGM	Digitales Geländemodell
DOP	Digitales Orthophoto (Senkrechtluftaufnahme)
DSO	Distribution System Operator (Verteilnetzbetreiber)
eE	Erneuerbare Energie
EJ	Exajoule ($1 \cdot 10^{18}$ Joule)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FFH	Fauna-Flora-Habitat, Schutzgebiete nach der Natura 2000
GHD	Gewerbe-Handels-Dienstleistungssektor
GOK	Geländeoberkante
GW	Gigawatt ($1 \cdot 10^9$ Watt)
kWh/(kWp*a)	Verhältnis zwischen Energieertrag pro Jahr und Nennleistung
MW	Megawatt ($1 \cdot 10^6$ Watt)
NHN	Normalhöhennull, löst seit dem Jahr 2000 "Normalnull" (NN) ab
PEV	Primärenergieverbrauch
PJ	Petajoule ($1 \cdot 10^{15}$ Joule)
PVA	Photovoltaikanlage
ROG	Raumordnungsgesetz
ROV	Raumordnungsverfahren
TK	Topographische Karte
TW	Terawatt ($1 \cdot 10^{12}$ Watt)
SKE	Steinkohleinheit, Einheit des standardisierten Energieinhalts einer Masse Steinkohle, 1 t SKE=8,14 MWh
TIN	Triangulated Irregular Network, durch Triangulation erzeugtes Höhenmodell
TSO	Transmission System Operator (Übertragungsnetzbetreiber)
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
W	Watt
WKA	Windkraftanlage

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Primärenergiebedarf in Deutschland.....	3
Abbildung 2: Jährliche CO ₂ -Emissionen der 10 größten Emittenten (Staaten) weltweit.....	10
Abbildung 3: Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Deutschland (1990-2010)	12
Abbildung 4: Energieerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Deutschland.....	14
Abbildung 5: Anzahl der Regeleinriffe des Übertragungsnetzbetreibers TenneT nach dem Energiewirtschaftsgesetz 13.1 (EnWG).....	15
Abbildung 6: Prinzip eines Energiespeichers,.....	17
Abbildung 7: AA-CAES-Projekt ADELE-ING (RWE 2013a).....	19
Abbildung 8: Einsatzbereiche verschiedener Turbinentypen in Abhängigkeit von Fallhöhe und spez. Drehzahl (GIESECKE & MOSONYI, 2009).....	36
Abbildung 9: Einsatzbereiche verschiedener Turbinentypen in Abhängigkeit von Fallhöhe und Durchfluss (Giesecke 2009).....	37
Abbildung 10: Anbindung von Kraftwerken an Spannungsebenen in Deutschland.....	38
Abbildung 11: Lage und Ausdehnung des Ruhrgebietes als zum RVR zugehörige Gebiete.....	42
Abbildung 12: Anzahl und Förderleistung der Steinkohlebergwerke des Ruhrreviers.....	43
Abbildung 13: Einspeisung in Bottrop erneuerbar erzeugter elektrischer Energie (2009)	45
Abbildung 14: Entwicklung der Einwohnerzahl der Stadt Marl (1841-2011).....	46
Abbildung 15: Geologie und Tektonik des Oberkarbon im Bereich des Ruhrgebiets (KERSTING&PONTHÖFER, 1990).....	48
Abbildung 16: Morphologie NRWs.	50
Abbildung 17: Lage der Schächte des Bergwerks Prosper-Haniel in Bottrop und Hünxe	60
Abbildung 18: Lage der Schächte des Bergwerks Auguste Victoria in Marl und Haltern am See .	63
Abbildung 19: Betriebsanlagen des Standortes Prosper II.....	69
Abbildung 20: Infrastruktur und RAG-eigene Flächen am Standort Prosper II.....	71
Abbildung 21: Morphologie, Naturschutzflächen und Grundwasserflurabstände in der Umgebung des Standortes Prosper II.....	72
Abbildung 22: Bevölkerungsdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie am Standort Prosper II.....	74
Abbildung 23: Betriebsanlagen am Standort Prosper IV	75
Abbildung 24: Infrastruktur und RAG-eigene Flächen am Standort Prosper IV	76
Abbildung 25: Morphologie, Naturschutzflächen und Grundwasserflurabstände am Standort Prosper IV	78
Abbildung 26: Einwohnerdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie im Umkreis des Standortes Prosper IV	79

Abbildung 27: Betriebsanlagen am Standort Prosper V	81
Abbildung 28: Infrastruktur und Flächen in Besitz der RAG am Standort Prosper V	82
Abbildung 29: Morphologie, Naturschutzflächen und Grundwasserflurabstände am Standort Prosper V	83
Abbildung 30: Bevölkerungsdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie in der Umgebung des Standortes Prosper V	85
Abbildung 31: Betriebsanlagen der RAG am Standort Haniel	86
Abbildung 32: Infrastruktur und RAG-eigene Flächen am Standort Haniel	87
Abbildung 33: Morphologie, Naturschutzflächen und Grundwasserflurabstände in der Umgebung des Standortes Haniel	89
Abbildung 34: Bevölkerungsdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie in der Umgebung des Standortes Haniel	90
Abbildung 35: Infrastruktur und RAG-eigene Flächen am Standort Lohberg	92
Abbildung 36: Morphologie, Naturschutzflächen und Grundwasserflurabstände in der Umgebung des Standortes Lohberg	93
Abbildung 37: Bevölkerungsdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie im Umfeld des Standortes Lohberg	94
Abbildung 38: Schematische Übersicht über die Schächte des Bergwerks Prosper-Haniel	95
Abbildung 39: Lage der 2., 3. und 5. Sohle des Bergwerks Prosper-Haniel (offene Bereiche)	98
Abbildung 40: Lage der 6. Sohle des Bergwerks Prosper-Haniel (offene Bereiche)	99
Abbildung 41: Betriebsanlagen am Standort Auguste Victoria 3/7	101
Abbildung 42: Infrastruktur und RAG-eigene Flächen am Standort Auguste Victoria 3/7	102
Abbildung 43: Morphologie, Naturschutzgebiete und Grundwasserflurabstände in der Umgebung des Standortes Auguste Victoria 3/7	103
Abbildung 44: Bevölkerungsdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie.	105
Abbildung 45: Betriebsanlagen am Standort Auguste Victoria 8	106
Abbildung 46: Infrastruktur und RAG-eigene Flächen am Standort Auguste Victoria 8	107
Abbildung 47: Morphologie, Naturschutzgebiete und Grundwasserflurabstand im Bereich des Standorts Auguste Victoria 8.	108
Abbildung 48: Bevölkerungsdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie im Umfeld des Standortes Auguste Victoria 8	110
Abbildung 49: Betriebsanlagen am Standort Auguste Victoria 9	111
Abbildung 50: Infrastruktur am Standort Auguste Victoria 9	112
Abbildung 51: Morphologie, Naturschutzflächen und Grundwasserflurabstände im Bereich des Standortes Auguste Victoria, Schacht 9.	113
Abbildung 52: Bevölkerungsdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie im Umfeld des Standortes Auguste Victoria 9	115

Abbildung 53: Mögliches oberes Reservoir am Standort Prosper II mit umgebendem Dammbauwerk.....	118
Abbildung 54: Mögliches oberes Speicherbecken am Standort Haniel mit umgebendem Dammbauwerk.....	120
Abbildung 55: Blick auf die Halde Haniel mit Amphitheater und "Totem"-Installation.	121
Abbildung 56: Varianten eines oberen Reservoirs am Standort Auguste Victoria 3/7 mit umgebendem Dammbauwerk (grün).....	129
Abbildung 57: Varianten eines oberen Reservoirs am Standort Auguste Victoria 8 mit umgebendem Dammbauwerk (grün).....	131
Abbildung 58: Neuauffahrung einer Speicherstrecke auf -530 m NHN am Bergwerk Prosper-Haniel.....	138
Abbildung 59: UPW-Konzept (geschlossen) am Bergwerk Auguste Victoria, bestehende und zu reaktivierende, bzw. neu aufzufahrende Speicherstrecken	141

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerkstypen in Deutschland.....	4
Tabelle 2: Struktur der elektrischen Netze in Deutschland	7
Tabelle 3: Schematische Darstellung verschiedener Verfahren zur Energiespeicherung.....	18
Tabelle 4: Pumpspeicherwerke (PSW) in Deutschland	21
Tabelle 5: Vergleich der UPW-Systemvarianten (eig. Darstellung)	29
Tabelle 6: Kreise und kreisfreie Städte des Ruhrgebietes	41
Tabelle 7: Aktive Steinkohlebergwerke im Ruhrgebiet	44
Tabelle 8: Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie in Bottrop	45
Tabelle 9: Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie in Marl.....	46
Tabelle 10: Schächte des Bergwerks Prosper-Haniel.	96
Tabelle 11: Schächte des Bergwerks Auguste Victoria in Marl (nach RAG, 2012a)	115
Tabelle 12: Speichervolumina der Strecken des Bergwerks Prosper-Haniel.....	122
Tabelle 13: Punktmatrix als Ergebnis der Standortanalyse des Bergwerks Prosper-Haniel.....	127
Tabelle 14: Speichervolumina der Strecken des Bergwerks Auguste Victoria	128
Tabelle 15: Speichervolumina in den Strecken des Bergwerks Auguste Victoria	133
Tabelle 16: Punktmatrix der Standortanalyse des Bergwerks Auguste Victoria	135

“No organization
engaged in any specific field of work
ever invents any important development in that field,
or adopts any important development in that field
until forced to do so by outside competition“

Reginald A. Fessenden (1925)

Helen. M. Fessenden (1974). Fessenden, Builder of
Tomorrows, S. 202. New York: Arno Press.

1 Einleitung

Seit den 1990er Jahren ist die Erzeugungsstruktur für elektrische Energie, insbesondere in Deutschland, einem steten und fortdauernden Wandel unterworfen (BMWI 2013). Gerade die Nutzung regenerativer Primärenergieformen hat seitdem stark zugenommen. Allerdings sind insbesondere die Wind- und Solarenergie, die beide erhebliches Potential besitzen, zeitlich nur sehr volatil verfügbar, sodass eine gleichmäßige Einspeisung und damit Versorgung durch sie nicht gewährleistet sein kann. Es herrscht daher weitgehender Konsens darüber, dass die Speicherung von Energie eine der, wenn nicht die wichtigste Schlüsseltechnologie ist, um eine sichere und stabile Versorgung mit elektrischer Energie aus regenerativen Quellen sicherzustellen (TAMME, 2006; UBA, 2010; SRU, 2011). Durch sie kann die, aufgrund der wechselhaften meteorologischen Bedingungen, unregelmäßig eingespeiste Energie zum Bedarfszeitpunkt zur Verfügung gestellt werden. Technologien, die zur Speicherung von Energie in entsprechenden Mengen genutzt werden können existieren zurzeit wenige. Zu ihnen zählen insbesondere Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher und Wasserstoff- bzw. Methanspeicher. Von diesen Technologien wird lediglich das Pumpspeicherwerk (PSW) in großtechnischem Maßstab bisher eingesetzt. Die verbleibenden Varianten befinden sich zurzeit noch in der Versuchsphase (vgl. NEUPERT ET AL, 2009; OERTEL, 2008; QUASCHNING, 2007; RWE, 2013a). In Pumpspeicherwerken wird potentielle Energie, oder auch Lageenergie, in Form von Wasser gespeichert. Das Wasser zirkuliert zwischen zwei auf unterschiedlichen Höhenniveaus befindlichen Reservoirien. Wird durch Kraftwerke zu viel Energie erzeugt, als durch die Verbraucher abgenommen wird, kann Wasser unter Energieeinsatz aus dem unteren Reservoir in das obere Reservoir gepumpt werden. Wird dagegen zusätzliche Energie benötigt, so wird das Wasser aus dem oberen Reservoir über Turbinen in das untere Reservoir geleitet und ein Teil der gespeicherten Energie wieder zurückgewonnen (GIESECKE & MOSONYI, 2009). Der größte Nachteil von Pumpspeicherwerken ist der hohe Platzbedarf, der zudem an ausreichende Höhenunterschiede gebunden ist. Häufig handelt es sich hierbei um bisher industriell nicht in Anspruch genommene Flächen, deren Nutzung entsprechende Widerstände in der Bevölkerung und Politik mit sich bringt und aus Gründen der Ökologie in den meisten Fällen nicht zu begrüßen ist (bspw. PSW Atdorf). Das Konzept, Teile des Pumpspeicherwerks unterhalb der Erdoberfläche zu errichten, wird bereits seit dem frühen 20. Jh., verstärkt seit der Mitte des 20. Jh. untersucht, in den meisten Fällen mit positiver Tendenz (FESSENDEN, 1910; HARZA, 1960; PICKARD, 2012). Es kam jedoch nie zu konkreten Bauvorhaben. Aktuell werden untertägige Pumpspeicher außerhalb Deutschlands insbesondere in den Niederlanden (HUYNEN ET AL. 2012; SOGECOM, 2011) und den USA (Riverbank, 2013) untersucht. In Deutschland werden zwei verschiedene Ansätze verfolgt, zum einen die Nutzung von bestehenden Erzbergwerken (BECK & SCHMIDT, 2011) sowie die

Nutzung ehemaliger Steinkohlebergwerke (SCHREIBER ET AL., 2013; PERAU ET AL., 2013; NIEMANN ET AL., 2012), die auch dieser Arbeit zu Grunde liegt.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, in Frage kommende Bergwerke als Standorte für ein Unterflurpumpspeicherwerk sowie deren übertägige und untertägige Infrastruktur anhand von bereits bekannten und neu zu formulierenden Anforderungen vergleichend zu analysieren und zu bewerten, sodass das Ergebnis dieser Arbeit mittels einer Standortempfehlung dem Entscheidungsprozess der Standortwahl zuträglich ist. Zu diesem Zweck werden technische, ökologische, planerische und geographische Daten beschafft, im Raum miteinander in Beziehung gesetzt und analysiert. Die kombinierte Betrachtung übertägiger und untertägiger Daten ist dabei von besonderem Interesse.

Diese Arbeit wurde im Rahmen eines interdisziplinären Projektes der Universität Duisburg-Essen, der Ruhr-Universität Bochum sowie der RAG Aktiengesellschaft, der DMT GmbH & Co. KG und dem Rhein-Ruhr Institut für Sozialforschung und Politikberatung (RISP) angefertigt.

2 Energieversorgung und Energiebedarf in der BRD

Primärenergie

Deutschland ist als eine der leistungsstärksten Volkswirtschaften Europas, unabdingbar auf eine ausreichende und stabile Energieversorgung angewiesen. Die Energiemenge die hierzu bereitgestellt werden muss, wird aus Primärenergieträgern gewonnen. Hierzu zählen beispielsweise fossile Energieträger, Windkraft oder Kernbrennstoffe. Die Menge an in Primärenergieträgern enthaltener Energie, die zur Deckung des Energiebedarfes benötigt wird, wird als Primärenergiebedarf bezeichnet. Unter diesem Begriff wird der gesamte Energiebedarf, zumeist eines Staates innerhalb eines Jahres, subsumiert. Der Primärenergiebedarf der BRD ist tendenziell seit einigen Jahren rückläufig und betrug im Jahre 2012 ca. 13.727 PJ, dies entspricht ca. 466 Mt Steinkohleeinheiten (SKE) (AGEB, 2013; BMWI, 2013). Die Struktur des Primärenergiebedarfs des Jahres 2012 ist aus Abbildung 1 ersichtlich.

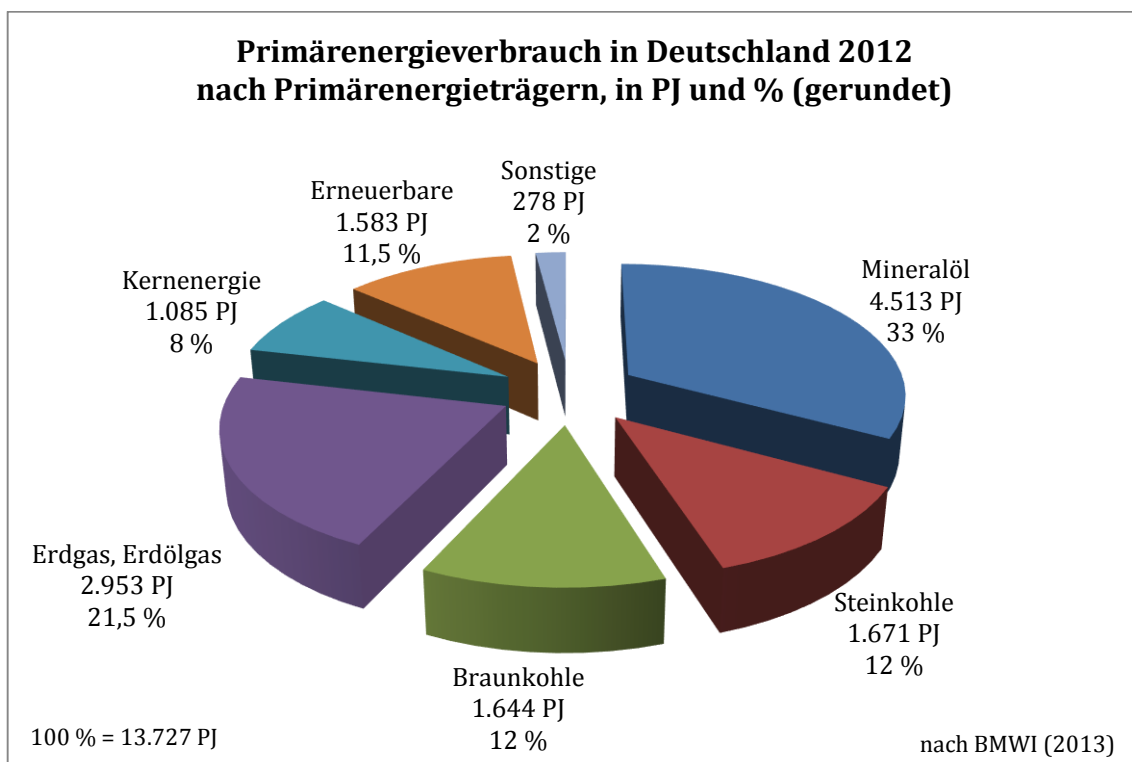


Abbildung 1: Primärenergiebedarf in Deutschland
(eig. Darstellung, nach BMWI 2013)

Bei der Umwandlung der Primärenergie in Endenergie treten Verluste auf, die durch höheren Einsatz an Primärenergieträgern kompensiert werden müssen. Als Endenergie wird Primärenergie bezeichnet die, bspw. von Windkraftanlagen oder thermischen Kraftwerken, in eine für Verbraucher nutzbare Form umgewandelt wurde. In thermischen, mit fossilen

2 Energieversorgung und Energiebedarf in der BRD

Energieträgern befeuerten Kraftwerken werden beispielsweise folgende Energietransformationen vorgenommen (vereinfacht):

$$E_{(\text{chemisch})} \rightarrow E_{(\text{thermisch})} \rightarrow E_{(\text{kinetisch})} \rightarrow E_{(\text{elektrisch})}$$

Wobei $E_{(\text{chemisch})}$: Brennwert des Rohstoffs

$E_{(\text{thermisch})}$: Erwärmung des Wassers und Erzeugung von Dampf

$E_{(\text{kinetisch})}$: Antrieb von Turbine und Generator

$E_{(\text{elektrisch})}$: Konversion in elektrische Energie

Die Effektivität oder der Anteil der gewonnenen Energie, gemessen am potentiell nutzbaren Energieinhalt des Primärenergieträgers, wird als Wirkungsgrad bezeichnet. Eine Übersicht über durchschnittliche Wirkungsgrade von Kraftwerkstypen zur Erzeugung primär elektrischer Energie in Deutschland gibt Tabelle 1.

Tabelle 1: Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerkstypen in Deutschland
(nach ADAM ET AL., 2009; UBA, 2011a)

Kraftwerkstyp	Wirkungsgrad
Kernkraft	34%
Braunkohle	38%
Steinkohle	42%
Gas	51%

Es zeigt sich, dass der Wirkungsgrad gemessen am potentiellen Energiegehalt eher gering ist. Der weitaus größere Teil der potentiell vorhandenen Energie wird ungenutzt im Prozess verbraucht oder in die Atmosphäre abgegeben. Betrachtet man die Versorgung mit elektrischer Energie, kommen den Kraftwerken, je nach Typ, unterschiedliche Aufgaben in den elektrischen Netzen zu. Kern-, Braunkohle- und Laufwasserkraftwerke decken die Grundlast ab, den Anteil des Strombedarfs der nur geringen bis keinen Schwankungen unterliegt. Demnach ist eine Regelung dieser Kraftwerke, die insgesamt eher unflexibel sind und eine Regelung mit Einbußen im Wirkungsgrad verbunden wäre, nur selten von Nöten. Als Mittellast werden regelmäßige Schwankungen im Strombedarf bezeichnet bspw. der Tagesgang. Unter dem Tagesgang versteht man hier den Lastverlauf in einem elektrischen Netz innerhalb eines Tages. Er wird vor allem durch die vorherrschenden Arbeits- und Ruhezeiten und den damit verbundenen Einsatz von Maschinen, Geräten und Beleuchtung hervorgerufen. Diese Schwankungen werden in Deutschland unter anderem durch Steinkohlekraftwerke ausgeglichen, da sie in gewissen Grenzen leichter regelbar sind. Spitzenlast, also kurzfristig auftretende, zusätzliche Lasten, werden vor allem durch flexible Gaskraftwerke und Pumpspeicherwerke ausgeglichen, die sehr kurze Anlaufzeiten aufweisen und innerhalb einer größeren Bandbreite effizient betrieben werden können. Der Ausgleich von kurzfristigen Lastspitzen wird allerdings nicht allein mittels

2 Energieversorgung und Energiebedarf in der BRD

der Spitzenlastkraftwerke ermöglicht, sondern durch verschiedene Mechanismen innerhalb des Kraftwerkparks. Die Primärregelung wird durch eine Leistungserhöhung der Grundlastkraftwerke vorgenommen, die im Bereich weniger Prozent der Normalleistung ständig vorgehalten wird. Sie ist innerhalb der ersten 30 Sekunden nach Aufkommen der Spitzenlast verfügbar und wird daher als Sekundenreserve bezeichnet. Die Sekundärregelung, die gleichzeitig mit der Primärregelung initiiert wird, umfasst das Anlaufen der Gaskraftwerke und Pumpspeicher, die ihre Leistung innerhalb der ersten fünf Minuten nach Aufkommen der Spitzenlast bereitstellen. Die Tertiärreserve oder Minutenregelung umfasst Kraftwerke die längere Zeit zur Regulierung benötigen und erst nach ca. 15 Minuten erhöhte Leistung zur Verfügung stellen können (NEUPERT ET AL, 2009). Hierzu zählen bspw. Kernkraft- oder Stein- und Braunkohlekraftwerke.

Die in den Kraftwerken aus den Primärenergieträgern gewonnene Endenergie wird über die elektrischen Netze zum Verbraucher transportiert und dort wiederum in Nutzenergie umgewandelt. Hierzu zählen bspw. Licht, Wärme- oder Bewegungsenergie. Sowohl beim Transport als auch bei der erneuten Umwandlung entstehen Verluste aufgrund von Leitungswiderständen, der Wirkungsgrade der entsprechenden Endgeräte, etc.

Art und Herkunft der Primärenergieträger haben sich, vor allem seit den 1950er Jahren, stark gewandelt (MEYER-RENSCHHAUSEN, 1977). Dies ist zum einen darin begründet, dass der Bedarf an Energie im industriell-gewerblichen und privaten Sektor seit dem Beginn des 20. Jh. stark anstieg, allein zwischen 1950 und 1973 von 135,5 auf 378,6 Mio. t SKE (Primärenergie-verbrauch, PEV). Zum anderen wurde die heimische Steinkohle, die in der ersten Hälfte des 20. Jh. der weitaus bedeutendste Primärenergieträger war, spätestens seit den 50er und 60er Jahren durch andere fossile Energieträger, Erdgas und Erdöl sowie im weiteren Verlauf durch die nutzbar gemachte Kernenergie verdrängt. Die Steinkohleförderung in Deutschland sank zwischen 1957 und 2011 von annähernd 150 Mio. t auf ca. 10,7 Mio. t pro Jahr (STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT, 2013). Während 1950 noch etwa 28 Mio. t SKE mehr gefördert als verbraucht wurden und im Jahre 1990 noch 90 % aus heimischer Förderung stammten, wurden im Jahre 2010 77 % der benötigten Steinkohle aus dem Ausland importiert. Da der Preis der in Deutschland geförderten Steinkohle deutlich über dem Marktpreis liegt, ist sie zurzeit nur durch staatliche Subventionierung konkurrenzfähig (BMW, 2010; DERA, 2011). Diese Steinkohlebeihilfen dürfen aufgrund eines Beschlusses der Europäischen Union europaweit nur noch bis zum Jahre 2018 fortgesetzt werden. Daraus resultiert höchstwahrscheinlich die Schließung aller deutschen Steinkohlebergwerke bis 2018, da sie unter heutigen Bedingungen nicht kostendeckend betrieben werden können (BUNDESREGIERUNG, 2011).

Den substituierenden Energieträgern Erdöl, Erdgas und Kernenergie ist gemein, dass sie bereits seit Beginn der Nutzung, im Gegensatz zur Steinkohle, größtenteils aus dem Ausland importiert werden mussten. Im Jahre 1950 betrug der Anteil des Erdöls am Primärenergieverbrauch in der

2 Energieversorgung und Energiebedarf in der BRD

BRD 4,6%, Erdgas wurde in nicht nennenswertem Anteil verwendet (MEYER-RENSCHHAUSEN, 1977). Im Jahre 2012 betrug der Anteil des Erdöls 33,1%, der des Erdgases 21,6% am PEV in Deutschland (BMW, 2013). Dabei stammten im Jahre 2011 13,6% des benötigten Erdgases und ca. 3,4% des Mineralöls aus inländischer Förderung (ebd.). Ein wichtiger Faktor für den Anstieg des Erdölbedarfs war in den letzten Jahrzehnten die zunehmende Mobilität der Bevölkerung und damit ein stark ansteigender Bedarf an Kraftstoffen. Waren im Jahre 1953 noch ca. 1,1 Mio. PKW in der BRD zugelassen so waren es im Jahre 1988 bereits 27,9 Mio. PKW (STATISTISCHES BUNDESAMT, 1955, 1989). Heute sind es, in Ost- und Westdeutschland, ca. 44,3 Mio PKW (KBA, 2013).

Der wichtigste heimische fossile Primärenergieträger ist die Braunkohle, die zurzeit im Tagebau in vier Revieren gefördert wird, dem Rheinischen Braunkohlerevier (RWE AG), dem Lausitzer Revier (Vattenfall AG), dem Mitteldeutschen Revier (MIBRAG, Romonta GmbH) und dem Helmstedter Revier (E.ON AG). Die Gesamtförderung betrug für das Jahr 2011 176,5 Mt. Deutschland ist mit einem Anteil von 17% (2010) an der weltweiten Förderung der größte Braunkohleproduzent (DERA 2012). Der Anteil der Braunkohle am deutschen Primärenergieverbrauch beträgt ca. 12% (BMW, 2013)

Seit den frühen 1960er Jahren werden in Deutschland Kernkraftwerke zur Energieerzeugung betrieben. Zu den in ihnen verwendeten Kernbrennstoffen zählen die spaltbaren Isotope des Urans und Plutoniums sowie Thorium (U-235, Pu-239, Th-232). Allerdings stellt Uran den bei Weitem wichtigsten Kernbrennstoff dar (BGR, 2009). Es wird heute in Deutschland wie im übrigen Europa, mit Ausnahme der Tschechischen Republik, nur noch aus der Sanierung stillgelegter Förder- und Verarbeitungsbetriebe gewonnen. So wurden in Deutschland im Jahre 2009 ca. 40 t Natururan gewonnen, wohingegen ca. 3.700 t verbraucht wurden (BGR, 2009). Die Differenzmenge stammt aus Importen, die zu einem Anteil von > 80 % aus dem europäischen Ausland, vor allem Frankreich und Großbritannien stammen (IPPNW, 2010). Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass weder Frankreich noch Großbritannien über eine eigene Natururanproduktion verfügen und das nach Deutschland exportierte Uran bereits dorthin importiert wurde. Somit lässt sich die tatsächliche Herkunft des nach Deutschland eingeführten Urans nicht eindeutig klären.

Die Bedeutung erneuerbarer Energien für die Primärenergieversorgung hat sich erst in den letzten zwei Jahrzehnten deutlich vergrößert und erreichte im Jahre 2012 einen Anteil von 11,5% (BMW, 2013). Hiervon entfällt der größte Anteil auf die Verwertung von Biomasse, wozu auch Biokraftstoffe gehören, die in den letzten Jahren zu steigenden Anteilen dem herkömmlichen Kraftstoff zum Betrieb von Verbrennungsmotoren beigemischt werden. Der größte Teil der Energie aus regenerativen Quellen stammt aus dem Inland, wobei ein geringer Anteil in Form von Strom, Biomasse oder Biokraftstoffen aus dem Ausland importiert sein können (BMW, 2010). Aus den vorangegangenen Betrachtungen geht hervor, dass Deutschland in hohem Maße auf den

Import von Primärenergieträgern angewiesen ist. Lediglich etwa 1/3 des Primärenergiebedarfs wird aus heimischen Ressourcen gedeckt.

Endenergie und Nutzenergie

Als Endenergie wird die Energie bezeichnet die dem Verbraucher zur Nutzung zur Verfügung gestellt wird. Hierzu zählen bspw. elektrische Energie, Kraftstoffe, Erdgas, Kohlebriketts, etc. Der Endenergieverbrauch in der BRD betrug im Jahre 2011 8.881 PJ, dies entspricht ca. 64% des Primärenergieverbrauchs. Die Differenz setzt sich vor allem aus Umwandlungsverlusten sowie nichtenergetischem Verbrauch, bspw. Produkten der Kohleveredelung und dem Verbrauch des Energiesektors selbst zusammen. Insgesamt haben Kraftstoffe mit 28% den größten Anteil am Endenergieverbrauch in Deutschland, gefolgt von Erdgas (25%) und Strom (21%). Hierbei muss allerdings beachtet werden, dass die Aufwendung von Primärenergie für die Stromerzeugung deutlich höher ist als für die Bereitstellung von Erdgas als Endenergieträger. Für die Bereitstellung von 1.876 PJ elektrischer Nutzenergie mussten im Jahre 2010 mehr als 5.500 PJ Energie aus Primärenergieträgern eingesetzt werden (BMWI, 2013).

Übertragungsnetze

Elektrische Energie besitzt mit einem Anteil am Primärenergieverbrauch von mehr als 30% eine erhebliche Bedeutung für die Energieversorgung in Deutschland. Sie ist die für den Betrieb von Pumpspeicherwerken notwendige Energieform und wird auch in Zukunft wahrscheinlich eine große Rolle bei der Versorgung mit Endenergie spielen (UBA, 2010). Aus diesem Grunde soll im Folgenden der Schwerpunkt der Betrachtungen auf der Übertragung von und der Versorgung mit elektrischer Energie liegen.

Die Struktur der elektrischen Versorgungsnetze in Deutschland wird durch vier verschiedene hierarchisch gegliederte Ebenen charakterisiert (vgl. Tabelle 2).

**Tabelle 2: Struktur der elektrischen Netze in Deutschland
(nach Schwab, 2009)**

Netzebene	Spannung	Primäre Aufgabe
Transportnetz	380 kV 220kV	ENTSO-E-Transportnetz, Kraftwerksanbindung
Übertragungsnetz Verteilnetz	110 kV	Regionale Übertragung, Verteilung in den Regelzonen, Versorgung von Großverbrauchern
Mittelspannungs- Versorgungsnetz	30 kV 20 kV 10 kV	Versorgung von Ortsnetzstationen und Großverbrauchern
Niederspannungs- Versorgungsnetz	690 V 400 V 235 V	Versorgung von Endverbrauchern

2 Energieversorgung und Energiebedarf in der BRD

Die Ebenen sind an einzelnen Knotenpunkten mit der jeweils darunter bzw. darüber liegenden verbunden. Da sie unterschiedliche elektrische Spannungen aufweisen sind dies i.d.R. Umspannstationen der jeweiligen Stromversorger oder Netzbetreiber. Während die Energie in Transport- und Übertragungsnetzen je nach Einspeisung in unterschiedlichen Richtungen fließen kann, ist die Flussrichtung in den Versorgungsnetzen in Richtung Verbraucher verlaufend (SCHWAB, 2009). Mit zunehmender Einspeisung von erneuerbar erzeugter Energie aus Klein- und Kleinstkraftanlagen (WKA, PV, etc.) treten allerdings auch in den Versorgungsnetzen Flüsse in entgegengesetzter Richtung auf.

Die Leitungen der elektrischen Netze sind, je nach Spannung, aus verschiedenen Materialien (Cu, Al, Fe) und in unterschiedlicher Anordnung ausgeführt. Die Leitungen der Transport- und Übertragungsnetze der 380 kV-, 220 kV- und 110 kV-Ebene sind i.d.R. als Freileitungen an großen Gittermasten errichtet, selten auch als Erdleitungen (SCHWAB, 2009). Leitungen der unteren Netzebenen sind häufiger als Erdleitungen ausgeführt. Dies ist vor allem dadurch begründet, dass in den oberen Netzebenen hohe Spannungen anliegen, die in Erdkabeln entsprechend starke Isolierungen notwendig machen würden. Zudem wirken solche Isolierungen nicht nur elektrisch, sondern auch thermisch isolierend. Da der elektrische Widerstand einer Leitung temperaturabhängig ist, ist eine möglichst niedrige Temperatur erwünscht. Daher wäre eine thermische Isolation kontraproduktiv und die Kühlung von Freileitungen durch die Witterung ist ohne weitere Maßnahmen gegeben. Weiterhin sind Freileitungen leichter zu Wartungszwecken zugänglich und ihre Installation kostengünstiger (SCHWAB, 2009).

Die Spannung wird in Stromnetzen möglichst groß gewählt, da hierbei die Verlustleistung geringer bleibt. Dies ist vor allem bei Transporten über große Entfernungen von Bedeutung. Da niedrige Spannungen aber geringere Anforderungen an Isolation und Installation stellen und die Gefahr für den Verbraucher geringer ist, beträgt die Netzspannung beim Verbraucher i.d.R. 230 V und 400 V.

Die Netzhierarchien werden in Deutschland von unterschiedlichen Unternehmen betrieben. Die Übertragungsnetze befinden sich in der Verantwortung der zurzeit vier Übertragungsnetzbetreiber (engl. Transmission System Operator, TSO) in geographisch getrennten Bereichen. Diese sind die Amprion GmbH (Schwerpunkt NRW, Rheinland-Pfalz), TenneT TSO GmbH (Schwerpunkt Schleswig-Holstein, Hessen, Bayern), Transnet BW GmbH (Schwerpunkt Baden-Württemberg) und die 50Hertz Transmission GmbH (Schwerpunkt Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Berlin, Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen). Die Verteilnetze werden von einer Vielzahl regionaler und überregionaler Verteilnetzbeteiber (engl. Distribution System Operator, DSO) betrieben. Bei der Bundesnetzagentur sind bundesweit aktuell (Stand 07/2012) 883 Stromnetzbetreiber gelistet (BUNDESNETZAGENTUR, 2012).

3 Einsatz erneuerbarer Energie

Der intensive Einsatz fossiler und anderer nicht-erneuerbarer Energieträger im 19. und 20. Jh. hat dazu geführt, dass die bekannten Lagerstätten stark ausgebeutet wurden. Die Erkundung unkonventioneller Lagerstätten wie Ölsande, Ölschiefer, Gashydrate, Schiefergas, etc. hat zwar bedeutende Reserven und vor allem Ressourcen hervorgebracht, die Erschließung ist aber mit heutigen Methoden äußerst kostenintensiv und damit nicht oder kaum wirtschaftlich oder gar nicht realisierbar (QUASCHNING, 2007). Weiterhin ist die Erschließung z.B. von Ölsand- oder Schiefergasvorkommen mit weitreichenden Eingriffen in die Umwelt verbunden und damit unter Aspekten des Naturschutzes genau zu prüfen.

Die heute bekannten Reserven reichen für eine Energieversorgung bis etwa zum Jahr 2100 (BGR, 2009). Reserven bezeichnen die derzeit mit den verfügbaren technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewinnbaren Rohstoffe, während Ressourcen bekannte Lagerstätten beinhalten, die derzeit nicht abbauwürdig sind, jedoch in Zukunft abbauwürdig sein können. Es ist davon auszugehen, dass durch Exploration weitere Reserven entdeckt und erschlossen werden können und dass aufgrund technischen Fortschritts und Preisentwicklung ein Teil der Ressourcen gewonnen werden kann. Auf der anderen Seite ist die Nachfrage nach Energierohstoffen insbesondere in Schwellenländern in den letzten Jahren stark gestiegen und es ist davon auszugehen, dass dieser Trend anhält oder sich verstärkt. So ist z.B. der Verbrauch an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen in Austral-Asien im Zeitraum von 2001 bis 2007 um annähernd 95% von 98 auf 191 EJ/a angestiegen (BGR, 2009). Weitere Informationen über die zeitlichen Veränderungen des Verbrauchs in anderen Regionen finden sich in BGR (2009). Prognosen über die Reichweite der nicht-erneuerbaren Energieträger sind aufgrund der unterschiedlichen Variablen wie Explorationserfolg, Substitution durch andere Energieträger, Entwicklung des Energieverbrauchs, etc. nur schwer zu treffen. Es ist anzunehmen, dass bei der Versorgung zumindest bis zum Jahre 2030 keine Engpässe zu erwarten sind. Lediglich im Falle von Erdöl ist die Entwicklung unsicher, da die von den prognostizierten Reserven abhängige Förderung unter Umständen den Bedarf zum Ende des Zeitraums nicht mehr decken kann (BGR, 2009).

Neben der insgesamt begrenzten Menge an nicht erneuerbaren Energierohstoffen ist die Freisetzung klimaschädlicher Gase durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe von großer Bedeutung für die zukünftige Energieversorgung. Hierbei kommt dem Kohlenstoffdioxid (CO₂) eine besondere Rolle zu, da es zu etwa 61% am anthropogenen Treibhauseffekt beteiligt ist (SCHÖNWIESE, 2003; QUASCHNING, 2007). Natürlicher und anthropogener Treibhauseffekt resultieren aus der Rückstrahlung von der Erdoberfläche emittierter langwelliger, elektromagnetischer Strahlung (Wärmestrahlung) durch klimawirksame Gase der Atmosphäre. Eine Übersicht über die wichtigsten Treibhausgase, deren Konzentration und treibhauswirksames Potential findet sich in SOLOMON ET AL. (2007).

Neben dem, vor allem durch Wasserdampf und CO₂ in der Atmosphäre bedingten natürlichen Treibhauseffekt, ohne den die Jahresdurchschnittstemperatur der Erde bei ca. -18° C läge (BAKAN, 2002), wird der anthropogene Beitrag zum Treibhauseffekt mit der anhaltenden Klimaerwärmung in Verbindung gebracht. Durch die Emission klimawirksamer Gase wird die Rückstrahlung langwelliger Strahlung auf die Erdoberfläche erhöht und führt so zu einer stetigen Temperaturerhöhung der unteren Atmosphäre. Klimawirksame Gase, allen voran CO₂, werden in großen Mengen seit dem Beginn der Industrialisierung und damit der Verbrennung nicht-regenerativer, fossiler Brennstoffe durch den Menschen in die Atmosphäre emittiert (SOLOMON ET AL., 2007). Die Konzentrationszunahme ist für den Zeitraum seit 1959 gut belegt (ESRL/NOAA, 2012). Die jährlichen CO₂-Emissionen aus technischen Anlagen der zehn Staaten mit dem höchsten Ausstoß sind in Abbildung 7 dargestellt. Auffällig ist der starke Anstieg der CO₂-Emissionen in den letzten zehn Jahren in China, Indien und Iran. Es ist zu erwarten, dass viele Schwellenländer ähnliche Zuwachsraten in den nächsten Jahren und Jahrzehnten erreichen werden. Die Werte für 2010 sind insbesondere bei den westlichen Industrienationen durch die Weltwirtschaftskrise im Jahre 2009 beeinflusst.

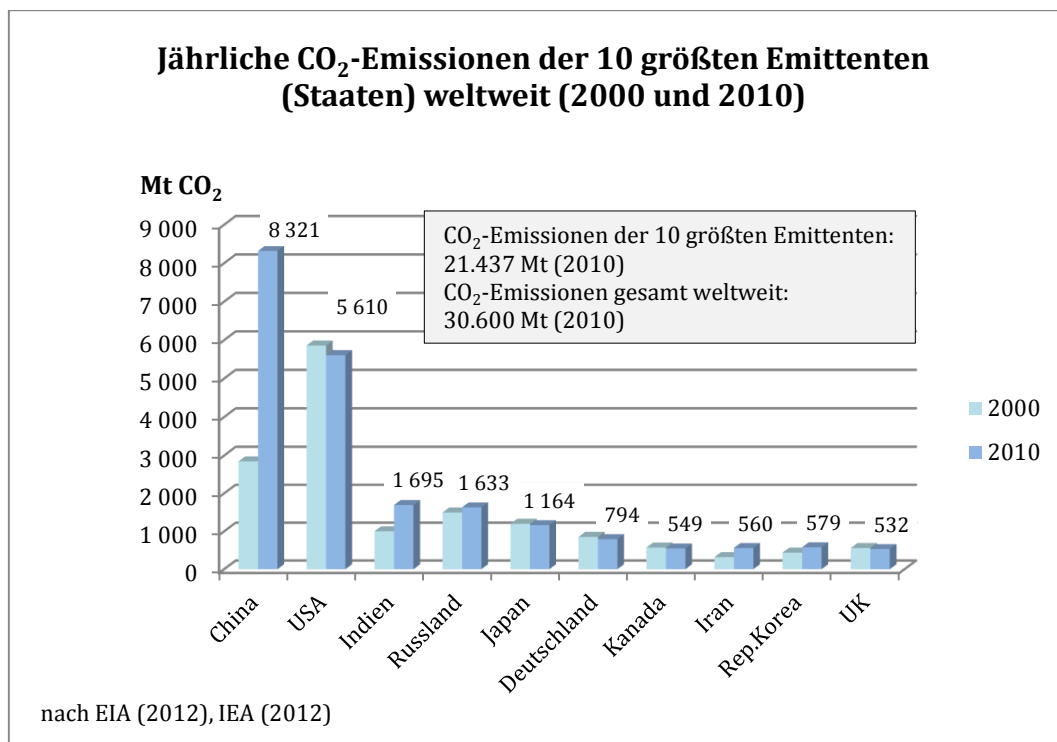


Abbildung 2: Jährliche CO₂-Emissionen der 10 größten Emittenten (Staaten) weltweit (eig. Darstellung, nach EIA 2012; IEA 2012)

Aufgrund der anzunehmenden Auswirkungen auf die Jahresmitteltemperatur der Erde (IPCC, 2007) sollten daher, insbesondere von den großen Industrienationen, Maßnahmen getroffen werden, die Menge an klimaschädlichen Gasen, insbesondere CO₂ zu verringern. In Deutschland sank die Menge an freigesetztem CO₂ in den letzten Jahrzehnten stetig, was auch dem Ausbau

erneuerbarer Energien zuzuschreiben ist. Insgesamt wurden in Deutschland im Jahre 2009 durch die Energiewirtschaft 42,9% des aus technischen Anlagen emittierten CO₂ freigesetzt. Die Anteile der übrigen Quellkategorien Haushalte/Verbraucher, Verkehr und Gewerbe/Industrie betragen jeweils etwa 18,5% (+-0,2%) (UBA, 2011d).

Durch den Einsatz regenerativer Primärenergieträger kann der CO₂-Ausstoß, insbesondere der der Energiewirtschaft und des Verkehrs reduziert werden. Als regenerative oder erneuerbare Energie wird, wenn auch streng genommen physikalisch nicht korrekt, im Allgemeinen Sprachgebrauch solche Energie bezeichnet, die aus sich selbst regenerierenden Primärenergieträgern gewonnen wird und somit in relevanten Zeiträumen unerschöpflich ist. Die theoretischen Potentiale der regenerativen Energieerzeugung in Deutschland übersteigen insgesamt den Bedarf an Energie. Aus Photovoltaikanlagen könnten auf Dach- und Fassadenflächen sowie brachliegenden Acker und Freiflächen ca. 1.000 TWh (QUASCHNING, 2007) elektrischer Energie pro Jahr, aus Windkraftanlagen auf geeigneten Flächen ca. 1.400 TWh (IWES, 2011) erzeugt werden. Die Flächenkonkurrenz ist jedoch zu beachten und es ist anzunehmen, dass sich Flächen in beiden Betrachtungen überschneiden. Das technische Potential der Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland beläuft sich nach TAB (2003) auf ca. 333 PWh, was etwa dem 600fachen des deutschen Jahresbedarfes an elektrischer Energie entspricht.

Der Anteil der energetischen Biomasseverwertung am Endenergieverbrauch Deutschlands (ca. 2.500 TWh) beträgt heute etwa 130 TWh. Während die Verwertung von Reststoffen weitgehend unproblematisch ist, so steht die Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen in Konkurrenz zu anderen Nutzungsformen der notwendigen Flächen wie dem Nahrungsmittelanbau oder Naturschutz. Aus diesem Grund wird das mögliche Potential der Biomassenutzung auf ca. 270-330 TWh/a geschätzt (ARETZ&HIRSCHL, 2007).

3.1 Entwicklung der Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen in Deutschland und NRW

Dem politischen Willen nach werden die Potentiale der regenerativen Energie in Zukunft stärker genutzt werden. Im Jahre 2008 wurde durch die EU-Richtlinie Erneuerbare Energien ein für das Jahr 2020 angestrebter Anteil von erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch in der EU von 20% beschlossen sowie ein Mindestanteil von 10% im Verkehrssektor (EU, 2009). Für Deutschland wurde ein Mindestanteil am Endenergieverbrauch von 18% für 2020 festgeschrieben. Auf Bundesebene wurde weiterhin im Erneuerbare-Energien-Gesetz (2009) eine kontinuierliche Steigerung des Anteils elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen an der Stromversorgung beschlossen. Dieser soll bis 2030 mindestens 50%, bis 2050 mindestens 80% erreichen (EEG, 2009). Das Umweltbundesamt hält eine Stromversorgung allein aus erneuerbaren Energiequellen bis 2050 für umsetzbar (UBA, 2010). Basierend auf dem

Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahre 2010 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch bis 2030 30%, bis 2040 45% und bis 2050 60% betragen (BMU/BMWI, 2010). Die wichtigsten Entwicklungen, auf denen der Erfolg dieser Konzepte beruhen soll, sind auf der einen Seite der Ausbau der Gewinnung erneuerbarer Energie, vor allem der onshore-Windenergie, auf der anderen Seite die Steigerung der Energieeffizienz und damit die Senkung des Energiebedarfs (BMU/BMWI, 2010a). Inwieweit sich strukturelle Veränderungen in der Endenergiebereitstellung ergeben, d.h. wie der Energiemix gestaltet sein wird, ist heute noch unklar.

Die tatsächliche Gewinnung von Energie aus erneuerbaren Energieträgern in Deutschland ist in den letzten zwei Jahrzehnten deutlich angestiegen. So erhöhte sich der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch zwischen 1990 und 2012 von 1,3 auf 11,5%, bzw. von 96 auf 1.583 PJ/a (BMWi, 2013). Die Anteile der einzelnen Primärenergieträger sind in Abbildung 3 dargestellt.

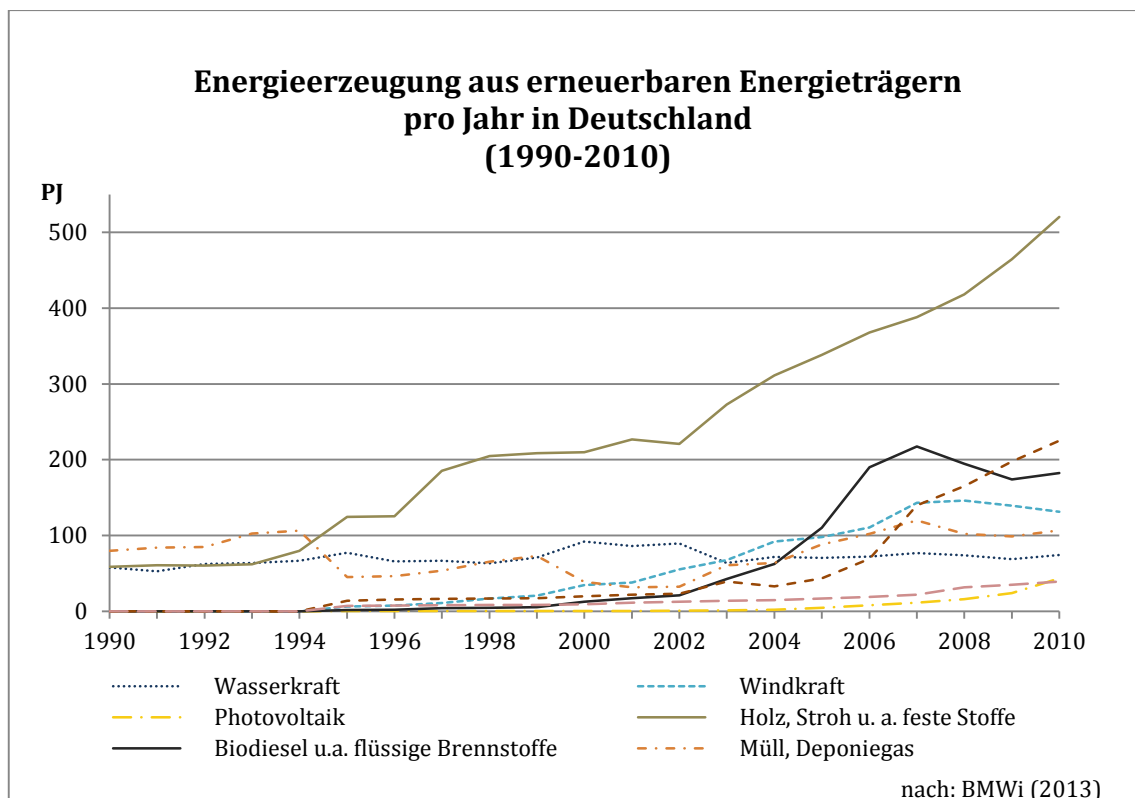


Abbildung 3: Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern pro Jahr in Deutschland (1990-2010)
(eig. Darstellung, nach BMWI, 2013)

Auffallend ist der erhebliche Anteil der Gruppe „Holz, Stroh und andere feste Stoffe“ der insbesondere seit 2003 stark angestiegen ist. Diese Zunahme korreliert mit der steigenden Zahl der Holzpellettheizungen in Deutschland, die zwischen den Jahren 2000 bis 2011 um einen Faktor von etwa 50 angestiegen ist (DEPI, 2012). Ebenfalls auffallend ist der Anstieg des Anteils der Gruppe „Biodiesel, u.a. flüssige Brennstoffe“. Hier lässt sich ein Zusammenhang mit dem Erlass

der EU-Richtlinie 2003/30/EG vermuten, die die Beimengung von bis zu 5 % Biokraftstoffen zu herkömmlichen Kraftstoffen zulässt (SRU, 2007). Es ist davon auszugehen, dass in der näheren Zukunft ein erheblicher Anteil der erzeugten Energie in Deutschland aus erneuerbaren Primärenergieträgern stammen wird. Den größten Zubau werden dabei sicherlich die Photovoltaik und die Windenergie besitzen. Die tatsächlich umsetzbaren Potentiale für photovoltaisch erzeugte Energie werden in Deutschland mit ca. 275 GW installierter Leistung abgeschätzt, wobei allein Flächen wie Dachflächen, Fassaden, oder Flächen anderer Bauwerke genutzt werden. Der Jahresertrag der Anlagen liegt bei ca. 250 TWh/a (UBA, 2010). Das Potential der Windenergie an Land wird mit 60 GW, bzw. 180 TWh/a, das der Windenergie auf See mit 30-45 GW und ebenfalls 180 TWh/a angegeben (ebd.). Hinzu kommen Potentiale bei den ebenfalls auszubauenden Energieträgern wie Wasserkraft, Geothermie und Biomasse, sodass der Bedarf an elektrischer Energie in Deutschland rechnerisch durch erneuerbare Energieträger zu decken ist.

3.2 Notwendigkeit der Speicherung erneuerbar erzeugter Energie

Die Bereitstellung von Energie ist von der zeitlichen Verfügbarkeit der benötigten Primärenergieträger abhängig. Bei konventionellen Energierohstoffen kann diese Verfügbarkeit für längere Zeiträume sichergestellt werden, sofern keine unvorhergesehenen Ereignisse eintreten. Im Falle der regenerativen Energieträger kann eine solche Versorgungssicherheit nur in einigen Bereichen erreicht werden. So ist bspw. die Verfügbarkeit von Biomasse i.d.R. für längere Zeiträume, wenn auch nicht gleichmäßig (jahreszeitliches Angebot), aber dennoch absehbar. Auch die Energieerzeugung aus Geothermieanlagen ist im Normalfall konstant und über Jahre planbar. Die Verfügbarkeit von solarer Energie ist dagegen sowohl langfristigen (jahreszeitliche Unterschiede des Strahlungsgenusses eines Standortes) wie auch kurzfristigen Schwankungen unterworfen, hervorgerufen zum einen durch den Tag/Nacht-Wechsel sowie durch lokale meteorologische Bedingungen. Ähnliches gilt für Wind, wobei hier lokale Wetterbedingungen den größeren Einfluss auf die Verfügbarkeit als Energieträger besitzen. Somit schwankt die eingespeiste Energiemenge von Solar- und Windkraftanlagen in der Regel in Deutschland stark. Abbildung 4 zeigt beispielhaft die Einspeisung aus Solar- und Windkraftanlagen über einen Zeitraum von 48 h in Deutschland im März 2012. Es ist ersichtlich, dass diese Schwankungen in der Größenordnung eines Vielfachen der abgegebenen Leistung liegen und im Falle großdimensionierter Anlagen wie Solarkraftwerken oder Windparks in kürzester Zeit lokal mehrere hundert Megawatt betragen können.

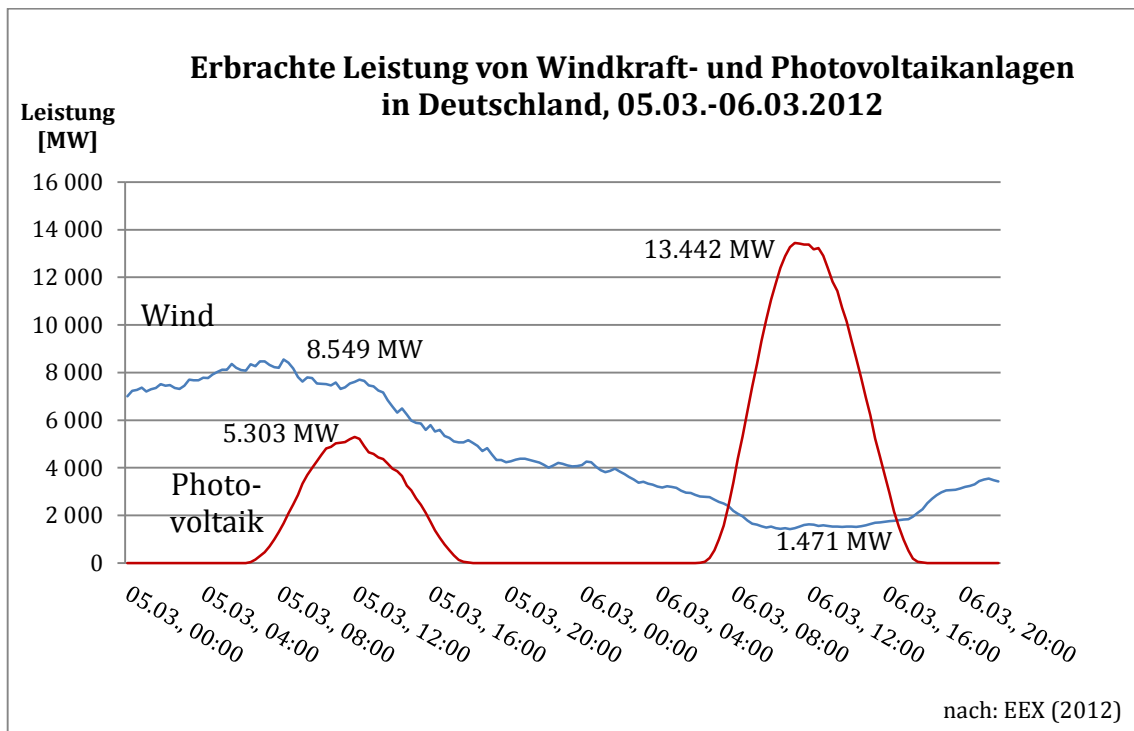
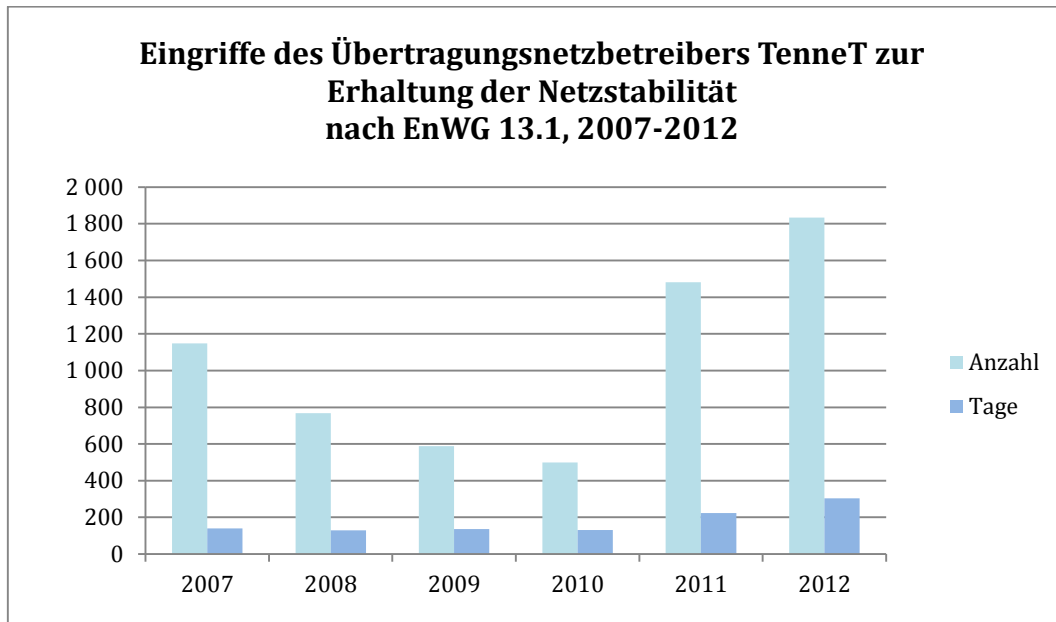


Abbildung 4: Erbrachte Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Deutschland (eig. Darstellung, nach EEX, 2012)

Das elektrische Netz weist keine nennenswerte Kapazität zur Speicherung von Energie auf, daher muss die eingespeiste Menge immer der entnommenen Menge entsprechen. Kennzeichen hierfür ist die Netzfrequenz. Ist die Last im Netz höher als die eingespeiste Strommenge sinkt die Netzfrequenz, ist die Last niedriger steigt sie. Der Normwert liegt in Deutschland und Europa bei 50 Hz und wird dauerhaft innerhalb eines geringen Toleranzfensters von 0,05 Hz (GIESECKE & MOSONYI, 2009) geregelt. Bis vor einigen Jahren konnte die Last im Netz im Tagesgang recht gut von den Netzbetreibern und Energieerzeugern prognostiziert werden, sodass außerplanmäßige Regeleinriffe der Netzfrequenz durch herauf- oder herunterfahren von Erzeugungskapazitäten eher selten vorgenommen werden mussten. Durch den Ausbau der Anlagen regenerativer Energieerzeugung und die stark intermittierende Einspeisung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist die Zahl der Regeleinriffe, insbesondere bei Übertragungsnetzbetreibern in deren Netzregion sich viele intermittierend einspeisende Anlagen befinden, in den letzten Jahren, insbesondere seit dem Atom-Moratorium 2011 signifikant gestiegen (vgl. Abbildung 5).



**Abbildung 5: Anzahl der Regeleingriffe des Übertragungsnetzbetreibers TenneT nach dem
Energiewirtschaftsgesetz 13.1 (EnWG)
(eig. Darstellung, nach TENNET 2013)**

Als Reaktion hierauf wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz, das unter anderem den Vorrang erneuerbarer Energien bei der Einspeisung regelt, zum Jahre 2009 dahingehend geändert, dass Photovoltaik (PV)-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kWp mit einer ferngesteuerten Regeleinrichtung versehen werden müssen, die es dem Netzbetreiber erlaubt die Anlage entsprechend der Last im Netz im Ausnahmefall zu regeln (EEG 2009, §6, §11).

Trotz regelmäßiger Senkung der Einspeisevergütung für erneuerbare-Energie (eE)-Anlagen und der Festlegung eines Grenzwertes von 52 GW installierter Leistung seitens der Bundesregierung bis zu dem PV-Anlagen gefördert werden, ist davon auszugehen, dass der Anteil der regenerativen Energien an der Gesamtproduktion weiter stark steigen wird. Um dem Problem der intermittierenden Einspeisung entgegenwirken zu können ist ein Ausbau der Kapazitäten zur Speicherung elektrischer Energie daher unausweichlich (UBA, 2010).

3.3 Speicherbedarf in der BRD

Das notwendige Volumen sowie die Leistung von Energiespeichern, um eine Stromversorgung, die teilweise oder vollständig auf erneuerbar erzeugter Energie beruht in Deutschland sicherzustellen, ist zur Zeit nicht geklärt. Die große Variabilität der zugrundeliegenden Faktoren sowie die in Teilen völlig unklare zukünftige Entwicklung erschweren Aussagen über benötigtes Volumen und benötigte Leistung. Zu diesen Faktoren gehören insbesondere der Anteil erneuerbar erzeugter Energie an der gesamten Energieversorgung und darin die Anteile und Erzeugungskapazitäten der einzelnen erneuerbaren Primärenergieträger. Weiterhin unklar ist die Vernetzung des deutschen Energie-, insbesondere Strommarktes mit den europäischen Nachbarn. Durch eine intensive Vernetzung könnten bspw. regional auftretende Bedarfe oder

Überkapazitäten besser ausgeglichen werden sowie Speichervolumina im Ausland, z.B. in Skandinavien oder im Alpenraum genutzt werden. Hierfür ist allerdings ein Ausbau der Übertragungsnetze erforderlich, der bis heute nur schleppend verläuft (BUNDESNETZAGENTUR, 2011). Aus diesem Grund wird zurzeit in Politik und Öffentlichkeit eine Verstaatlichung wichtiger Stromtrassen diskutiert (SPIEGEL, 2012; FOCUS, 2013) um einen gesicherten und zügigen Ausbau zu ermöglichen. Aufgrund der Unvorhersehbarkeit dieser Faktoren können die tatsächlichen kurzfristigen, regionalen Energiebedarfe und somit ein benötigtes Speichervolumen kaum ermittelt werden. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen hat in einer umfangreichen Studie Szenarien zu möglichen Versorgungsmodellen für das Jahr 2050 entwickelt und den Speicherbedarf für diese Szenarien umrissen (SRU, 2011). Für eine vollständige Stromversorgung (500 TWh/a) aus regenerativen Energieträgern und ohne weitergehenden Austausch mit dem europäischen Ausland würde demnach eine Energiemenge von 51,2 TWh/a eingespeichert sowie 35 TWh/a wieder gewonnen. Der mit 50 TWh, bzw. 34 TWh am stärksten genutzte Speicher wird dabei durch Druckluftspeicher zur Verfügung gestellt (vgl. Kap. 3.4). Lediglich 1,2 bzw. 1 TWh entfallen auf Pumpspeicherwerke, da das konventionelle potentielle Speichervolumen in Deutschland eher gering ist. Das maximal benötigte Speichervolumen wird dabei mit 1,4 TWh beziffert. Dies entspricht etwa dem 35-fachen der heute in Deutschland verfügbaren Pumpspeicherkapazität von 40 GWh (vgl. UBA, 2010). Allerdings wird diese Kapazität nur innerhalb weniger Wochen des Jahres voll ausgeschöpft, während des überwiegenden Teils des Jahres reicht eine Kapazität von 0,8 TWh aus, immerhin aber noch das 20-fache der heutigen Kapazität in Pumpspeicherwerken. In einer anderen Simulation, veröffentlicht vom Umweltbundesamt (UBA, 2010) liegt der Schwerpunkt der Energiespeicherung auf erneuerbar erzeugtem (eE)-Wasserstoff und eE-Methan. Die für eine vollständig aus erneuerbaren Energieträgern bereitgestellte Stromversorgung erfordert, berechnet anhand eines Beispielzeitraums der Jahre 2006-2009, Speichervolumina von 75 TWh (thermisch) für eE-CH₄ und 85 TWh (thermisch) für eE-H₂. Beide Systeme bleiben unter den technisch-ökologischen Potentialen. Eine mögliche Umwandlung in elektrische Energie würde, um eine Vergleichbarkeit zur Druckluftspeicherung zu ermöglichen, den Ertrag auf etwa die Hälfte reduzieren, damit wäre der Speicherbedarf deutlich höher als im Falle der Druckluftspeicher. POPP 2010 berechnet in seiner Arbeit einen Speicherbedarf, je nach Anteil erneuerbarer Energieträger und europäischer Vernetzung einen Speicherbedarf von 6-104 Tagesladungen. Wird ein Jahresverbrauch von 500 TWh/a angenommen (SRU, 2011; UBA, 2010) so entspricht dies einem Speichervolumen von 8,2 – 142,5 TWh, ohne Berücksichtigung jahreszeitlicher Verbrauchsunterschiede. Der erhebliche Unterschied zwischen der SRU und UBA-Simulation beruhen auf unterschiedlichen Annahmen und zeigen, wie auch die erhebliche Bandbreite in POPP (2010), deutlich die Unsicherheit bezüglich eines zu prognostizierenden notwendigen Speichervolumens.

3.4 Verfahren zur Energiespeicherung

Energie kann in verschiedenen Energieformen gespeichert werden. Dabei ist zunächst zwischen der Speicherung von Primär- und Sekundärenergie zu unterscheiden. Primärenergiespeicherung kann bspw. in Form von Erdgas in Kavernenspeichern oder in Form von Biomasse in entsprechenden Lagerräumen erfolgen. Primärenergiespeicherung ist vor allem für die langfristige Bereitstellung von Energieträgern für bestehende Kraftwerke notwendig, um Zeiträume geringen Nachschubs des entsprechenden Primärenergieträgers zu kompensieren. Durch das Vorhalten von Primärenergieträgern wird jedoch i.d.R. keine zusätzliche Einspeisung in das Versorgungsnetz ermöglicht, da die entsprechenden Kraftwerke keine nennenswerten Leistungsreserven vorhalten. Eine Ausnahme hiervon bilden Stauwasserkraftwerke, die je nach Netzlast und innerhalb der Leistungsgrenzen mehr oder weniger stark auf den gespeicherten Energieträger zurückgreifen können.

Die Speicherung von Sekundärenergie, aus Primärenergieträgern erzeugte Energie, ist vor allem durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien in den Fokus der Forschung und des öffentlichen sowie politischen Interesses gerückt. Als einzuspeichernde Energieformen werden dabei thermische, mechanische und elektrische Energie betrachtet. Das Prinzip eines Energiespeichers ist in Abbildung 6 vereinfacht dargestellt.

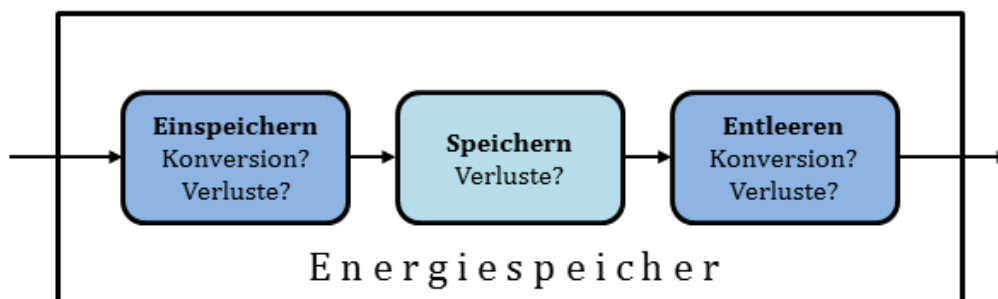


Abbildung 6: Prinzip eines Energiespeichers, verändert nach BOSSEL (2006)

Der elektrischen Energie kommt aufgrund der Erzeugung in Windkraft- und Photovoltaikanlagen besondere Bedeutung als Eingangsenergie in das Speichersystem zu.

Die Speicherung von Sekundärenergie kann, je nach Speichersystem, mit einer Konversion in eine andere Energieform einhergehen, sie kann aber auch in der gleichen Energieform erhalten bleiben. Einen Überblick dazu gibt Tabelle 3. Generell gilt, dass jede Konversion mit Energieverlusten verbunden ist. Speicher, die ohne Energiekonversion genutzt werden können, haben allerdings bisher wenig Bedeutung für den Einsatz als großtechnische Anlagen mit hohen Kapazitäten. Bislang bieten nur wenige der in Fachkreisen und Öffentlichkeit diskutierten Verfahren ausreichende technische Ausgereiftheit um zeitnah mit entsprechender Kapazität und Leistung realisiert zu werden.

Tabelle 3: Schematische Darstellung verschiedener Verfahren zur Energiespeicherung (eig. Darstellung)

Sekundär- energie	Energiespeicher			
	elektrisch	mechanisch	thermisch	chemisch
elektrische Energie	Kondensatoren, supraleitende Spulen	Pumpspeicher, Druckluftspeicher	Nachtspeicher	Akkumulatoren, eEH ₂ , eECH ₄
mechanische Energie		Schwungrad		
thermische Energie			thermische Speicher	

grün= ohne Konversion, rot=Konversion

Im Folgenden sollen die wichtigsten Technologien zur Speicherung elektrischer Energie kurz aufgeführt werden. Sie unterscheiden sich dabei nicht nur hinsichtlich ihrer technischen Aspekte, sondern auch hinsichtlich der Speicherphilosophie. Diese beschreibt in erster Linie die wirtschaftlichen Parameter unter denen ein Energiespeicher betrieben wird. Dazu gehören bspw. die Aufgabe des Speichers im Versorgungsnetz und die Anzahl und Länge der Speicherzyklen (vgl. DAOU PULIDO ET AL., 2013).

Der Ausbau von Speicherkapazität ist mit hohen Kosten verbunden, daher sollte der Speicherbedarf so gering wie möglich gehalten werden. Dies muss jedoch in Relation zum Ausbau zusätzlicher Reserve-Erzeugungskapazität betrachtet werden um Zeiträume mit geringer Produktion überbrücken zu können. Ein Mittelweg zwischen verfügbaren Speichervolumina und Überhangkapazität der Erzeugungsanlagen ist daher sinnvoll.

Druckluftspeicher (CAES, AA-CAES)

In Druckluftspeicheranlagen (Compressed Air Energy Storage - CAES) wird zur Speicherung elektrischer Energie atmosphärische Luft mittels eines Kompressors auf etwa 50-70 bar verdichtet und in ein geeignetes Speichersystem gepresst. Hierzu eignen sich aufgrund des Volumens vor allem geologische Speicherhöhlräume wie bspw. in Salzstöcken geschaffene Kavernen. Bei der Kompression steigt die Temperatur der Luft in Abhängigkeit des erzeugten Druckes stark an. Bevor die Luft in die Kaverne geleitet wird muss sie daher gekühlt werden um thermische Auswirkungen auf die Kaverne selbst zu verhindern (NEUPERT, 2009). Beim Entleeren des Speichers erfolgt die Energierückgewinnung über die Mischung der Luft mit Erdgas und der Verbrennung in einer Turbine. Aufgrund der großen Kälte die bei der Dekompression der Luft entsteht, kann die Luft nicht direkt über eine Luftturbine geleitet werden, sondern muss zusammen mit dem Erdgas verbrannt werden. Es käme sonst zur Vereisung der Leitungen und der Turbine. Der Wirkungsgrad von Druckluftspeichern liegt daher bei lediglich etwa 50%

(OERTEL, 2008). Um den Wirkungsgrad zu steigern, wurden adiabate Druckluftspeicher entwickelt (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage - AA-CAES). Hierbei wird die der Luft entzogene Wärmeenergie gespeichert, sodass sie der Luft beim Entleeren des Speichers wieder zugeführt werden kann. So kann die Luft ohne die Beimischung von Erdgas und einer Erwärmung durch die Verbrennung direkt über eine Turbine geleitet werden. Adiabate Druckluftspeicher könnten Wirkungsgrade von 70% oder mehr erreichen. Allerdings sind für die Speicherung der Wärmeenergie wiederum große Speicher notwendig. Diese könnten aus poröser Keramik oder Naturstein bestehen, würden jedoch große Volumina einnehmen um eine ausreichende Wärmekapazität für eine großtechnische Anlage bereitstellen zu können (NEUPERT, 2009). Eingesetzt werden können Druckluftspeicher sowohl für die Sekundärregelung als auch zur Bereitstellung der Minutenreserve und für eine längerfristige Speicherung, bspw. im Tag/Nacht-Zyklus oder aufgrund des geringen Ruheverlustes auch über mehrere Tage. Seit dem Jahr 2010 wird die großtechnische Umsetzung adiabater Druckluftspeicher unter anderem in Deutschland von einer Projektgruppe bestehend aus RWE, DLR, Züblin, GE und weiteren unter dem Namen ADELE untersucht (vgl. Abbildung 7).

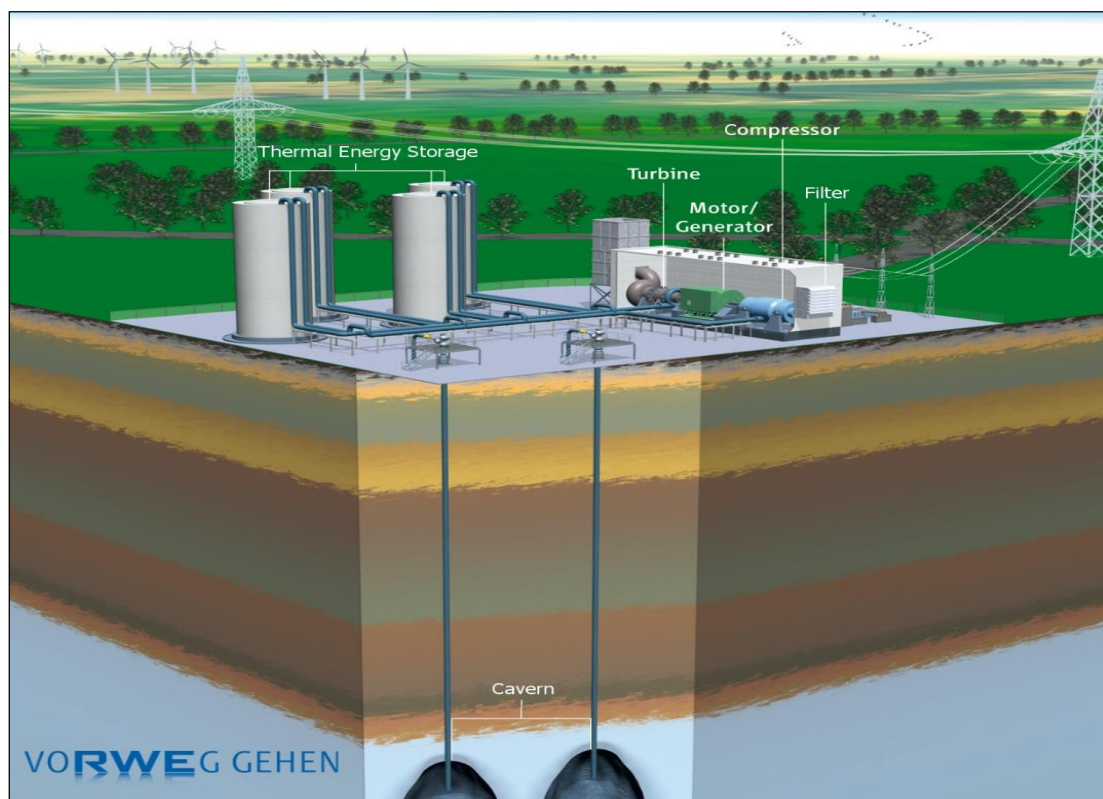


Abbildung 7: AA-CAES-Projekt ADELE-ING (RWE 2013a)

Eine Pilotanlage soll in naher Zukunft bei Straßfurt / Sachsen-Anhalt entstehen. Als Druckluftspeicher dient hier eine vorhandene Kaverne in einem Salzstock. Die Speicherkapazität soll ca. 360 MWh, die Leistung der Turbine ca. 90 MW betragen (RWE, 2013; BMWI, 2013).

Power-to-Gas

Unter den Begriffen Power-to-Gas, Windgas, eE-Methan, eE-Wasserstoff, etc. wird in erster Linie die Umwandlung von aus erneuerbaren Energien gewonnenen Stroms zunächst in Wasserstoff und dann je nach Bedarf weiter in Methan verstanden. Eine Speichermöglichkeit ergibt sich daraus, ähnlich wie für Druckluftspeicher bspw. in Kavernen oder geologischen Porenspeichern. Auch das vorhandene Erdgasnetz sowie vorhandene künstliche Erdgasspeicher könnten als begrenzte Speicher dienen. Zurzeit existieren in Deutschland Erdgasspeicher mit einem Volumen von ca. 23,5 Mrd. m³ die auch für jahreszeitliche Ausgleichs in der Energieversorgung eingesetzt werden. Die Umwandlung von elektrischer, erneuerbar erzeugter Energie in Wasserstoff oder Methan besitzt den Vorteil, dass die Gase sowohl zur Umwandlung in Wärme als auch in elektrische Energie verwendet werden können. Je nach Endprodukt ist der Wirkungsgrad der Konversionskette allerdings sehr niedrig. Wird eE-H₂ oder eE-CH₄ zur Wärmeproduktion in modernen Heizungsanlagen verwendet, so lässt sich zurzeit ein Wirkungsgrad von 60 bzw. 55 % erreichen. In Zukunft könnte ein Wirkungsgrad von 65-70 % realistisch sein. Wird das erzeugte Gas jedoch wieder verstromt, so sinkt der Wirkungsgrad durch die zweifache Konversion auf etwa 35 % (VDI NACHRICHTEN, 2012). Großtechnisch lässt sich zudem die Wasserstoffsynthese heute noch nicht bewerkstelligen.

Pumpspeicherwerke

Pumpspeicherwerke stellen die einzige heute verfügbare Möglichkeit der großtechnischen Energiespeicherung im Sinne einer flexiblen Speicherung erzeugter, aber nicht benötigter Energie dar und werden bereits seit dem späten 19. und frühen 20. Jh. eingesetzt. Erstmals wurde das Prinzip des Pumpspeichers im Jahre 1891 bei Zürich/Schweiz sowie im Harz umgesetzt. Im Jahre 1908 wurde das erste große Pumpspeicherwerk mit je 180 kW Pumpen- und Turbinenleistung bei Heidenheim/Brenz errichtet (GIESECKE & MOSONYI 2009). Ein Pumpspeicherwerk besteht aus einem oberen und einem unteren Reservoir, die sich auf unterschiedlichen Höhenniveaus befinden und über Rohrleitungen miteinander verbunden sind. Im Falle eines Energieüberschusses oder günstiger Strompreise wird Wasser über eine Pumpe oder Pumpturbine vom unteren in das obere Reservoir gepumpt. Dem Wasser wird so potentielle Energie hinzugefügt. Im Falle hoher Strompreise oder Regelungsbedarf wird das Wasser über den Druckschacht auf die Turbine und dann in das untere Reservoir geleitet. Die Lageenergie wird in mechanische Energie an der Turbine und elektrische Energie im Transformator umgewandelt. Die Wirkungsgrade aktueller Pumpspeicherwerke liegen bei etwa 70-80 % (Durchschnitt in Deutschland ca. 74 %). In Deutschland werden zur Zeit 30 Pumpspeicherwerke betrieben (vgl. Tabelle 4).

Sie besitzen eine Nettonennleistung von ca. 6,7 GW und eine Kapazität von etwa 40 GWh. Durch Pumpspeicherwerke wurden in Deutschland im Jahre 2007 zwischen 6 und 7,4 TWh elektrischer Energie in das Stromnetz eingespeist (UBA 2010).

**Tabelle 4: Pumpspeicherwerke (PSW) in Deutschland
(nach TRIANEL, 2013)**

Nr.	Pumpspeicherwerk	Installierte Turbinenleistung [MW]	Installierte Pumpleistung [MW]	Wirkungsgrad [%]	Fallhöhe [m]	Volumen Oberes Reservoir [Mio m ³]
1	Geesthacht	105	96	68	83	3,3
2	Erzhausen	220	230	74	293	1,57
3	Wendefurth	80	72	71	125,6	1,8
4	Höllbach	1,5	0,8	k.A	89	1,7
5	Koepchenwerk Herdecke	150	150	64,9	165	1,53
6	Sorpetalsperre	9,9	6,3	k.A	56	67
7	Rönckhausen	140	140	75,1	266	1
8	Waldeck 1	140	96	64	296	0,76
9	Waldeck 2	440	476	k.A	329	4,4
10	Niederwartha	120	117,6	k.A	142,5	1,98
11	Goldisthal	1.060	1.140	k.A	302	12
12	Hohenwarte I	62,8	34	k.A	56,5	182
13	Hohenwarte II	320	310	68	303,8	3,3
14	Bleiloch	80	32	k.A	49,4	215
15	Einsiedel	1,3	1,1	k.A	127	0,02
16	Markersbach	1.150	1.150	73	288,3	6,46
17	Langenprozelten	168,4	154	k.A	310,4	1,57
18	Happurg	160	126	72	211,9	1,8
19	Rabenleite (Tanzmühle)	35	24,5	69	122	1,5
20	Rabenleite (Reisach)	100	84	75	188	1,5
21	Schwarzenbachwerk	45	18	55,5	368	14,29
22	Glems	90	68	72,5	292	0,9
23	Wehr	992	1.000	76	626	4,4
24	Säckingen	353	301	76,8	413	2
25	Häusern	144	104	k.A	205	108
26	Witznau	220	128	61	250	1,3
27	Waldshut	176	80	65	160	1,35
28	Leitzachwerk 1	51	40	k.A	128	2,1
29	Leitzachwerk 2	49,2	38	66	127	2,1
30	Maxhofen-Oberberg	10,4	10,8	65	220	0,25
	Gesamt	6.664,1	6.217,3			646,63

Pumpspeicherwerke besitzen eine ähnliche Speicherphilosophie wie Druckluftspeicher. Sie werden heute vor allem zur Bereitstellung von Regelleistung, also zur Korrektur der Netzfrequenz, eingesetzt. Hierunter wird sowohl das Einspeichern zur Verringerung der Netzfrequenz bei geringer Last als auch das Entleeren des Speichers zur Erhöhung der

Netzfrequenz bei großer Last im Netz verstanden. Daneben spielt auch die Stromveredelung eine Rolle (DYMEK, 2013; DAOU PULIDO ET AL, 2013). Als Stromveredelung wird das preisabhängige Einspeichern elektrischer Energie und Entleeren des Speichers verstanden. Hierzu kann in Zeiten geringer Netzlast Energie eingespeichert werden, bspw. nachts und tagsüber zu Spitzenlastzeiten zu erhöhten Preisen bereitgestellt, also verkauft werden. Pumpspeicher stellen heute allerdings in erster Linie Sekundärregelleistung und Minutenreserve bereit, können aber auch Tag/Nacht-Zyklen ausgleichen sowie über längere Zeiträume Energie speichern. Aufgrund der begrenzten Reservoirkapazitäten eignen sie sich allerdings nicht für einen Wochen- oder jahreszeitlichen Ausgleich.

Nachteilig wirkt sich im Falle der Pumpspeicherwerke der hohe Flächenbedarf für oberes und unteres Reservoir aus. Zudem sind diese Flächen aufgrund der Lage häufig bisher nicht industriell genutzt sondern dienen wegen der landschaftlichen Ausprägung der Naherholung oder dem Naturschutz. Aus diesen Gründen ist das Potential für Pumpspeicherkapazität in Deutschland sehr begrenzt (NIEMANN ET AL., 2013).

3.5 Unterflurpumpspeicherwerke

Ein Unterflurpumpspeicherwerk arbeitet nach den gleichen, in Kapitel 3.4 erläuterten Prinzipien wie ein konventionelles Pumpspeicherwerk. Es ist jedoch dabei nicht notwendig, dass sich beide Reservoir oberhalb der Erdoberfläche befinden. So lässt sich das untere Reservoir bspw. in unterirdischen Hohlräumen errichten, die entweder bereits vorhanden sind oder für diesen Zweck geschaffen werden. Auch das obere Reservoir kann unterhalb der Erdoberfläche liegen, bspw. wenn an der Oberfläche keine ausreichenden Flächen zur Verfügung stehen oder bestehende Hohlräume genutzt werden können (SCHREIBER, 2012). Hierdurch lässt sich der Flächenbedarf, verglichen mit herkömmlichen Pumpspeichern, reduzieren.

3.5.1 Stand der Forschung

Die Idee der Speicherung von Energie mittels eines Pumpspeicherwerks, dessen unteres Reservoir unterhalb der Erdoberfläche liegt, ist trotz der Aktualität des Themas nicht neu. Bereits im Jahre 1910 wurden entsprechende Überlegungen zur Notwendigkeit der Energiespeicherung und zum Prinzip des UPW veröffentlicht sowie erste Kostenabschätzungen vorgenommen (FESSENDEN, 1910). Obwohl dabei von einem Neubau der unterirdischen Anlagen in einer Teufe von ca. 1000 ft. (300 m) ausgegangen wurde, ergab sich im Vergleich zur Nutzung von damals zur Verfügung stehenden Blei-Säure Batterien hinsichtlich der Kostenabschätzung ein erheblicher finanzieller Vorteil. Es wurden jedoch keine weiteren Untersuchungen und Studien vorgenommen und es kam nicht zur Umsetzung des Prinzips.

Vor allem in den 60er bis 80er Jahren des 20. Jh. erlebte das Prinzip des UPW eine Renaissance in den USA (vgl. PICKARD, 2012). Zunächst wurde das Prinzip von HARZA im Jahre 1960 lediglich kurz erwähnt (HARZA 1960). Es wurde demnach ein Pumpspeicherwerk untersucht, dessen unteres Reservoir sich in einer ehemaligen Kalksteinmine, in einer Tiefe von 2300 ft. (ca. 690 m) befinden sollte. Die Bedeutung von Pumpspeicherwerken in dieser Zeit wird insbesondere dadurch beschrieben, dass ein großer Teil der Spitzenlast durch Laufwasserkraftwerke bereitgestellt wurde, diese jedoch in Zeiten niedrigen Stromverbrauchs nur in Teillast betrieben oder einen beträchtlichen Teil des Tages abgeschaltet wurden. Pumpspeicher sollten somit eingesetzt werden, um die Effizienz der Wasserkraftwerke durch Speicherung der Energie außerhalb der Spitzenlastzeiten zu erhöhen.

Im Jahre 1968 wurde das Konzept des UPW auf der Siebten Welt Energie Konferenz in Moskau von SORENSEN, einem Mitarbeiter der Harza Engineering, Chicago vorgestellt (ANONYMUS, 1968; MIKHAILOV & CHERNYSHEV, 1968). Das Projekt beinhaltete die Schaffung von 2 Mio cubic feet (ca. 1,5 Mio. m³) Hohlraum in einer Tiefe von 1.500 ft. (ca. 450 m) sowie die Installation von Francis-Pumpturbinen mit einer Leistung von 400 MW. Die Laufzeit sollte 4 h betragen. Die Baukosten wurden mit 64 \$/kW angegeben, wobei die heutigen Kosten erheblich höher sein würden.

Eine Annäherung an heutige Vergleichskosten lässt sich anhand unterschiedlicher Anhaltspunkte durchführen. Hierzu zählen bspw. das Bruttosozialprodukt, das Lohnniveau und die Inflationsrate (www.measuringworth.com, 2012; SAHR, 2013). Das Statistische Bundesamt veröffentlicht in regelmäßigen Abständen Vergleichstabellen zu den Kosten der Wiederherstellung eines Gebäudes von 1913/1914 im Laufe der Zeit, allerdings für den deutschen Raum (STATISTISCHES BUNDESAMT, 2013). Für das Jahr 1968 lässt sich aus den genannten Quellen eine Bandbreite eines Faktors von 5:1 bis 7,5:1 gegenüber dem damaligen Wert ermitteln. Demnach lägen die Kosten des Projektes heute bei ca. 320 - 480 \$/kW. Interessanterweise werden diese Kosten als niedrig, im Vergleich zu allen anderen Kraftwerken angesehen und auch im Vergleich zu heutigen Projekten betragen sie etwa ein Drittel bis ein Viertel der Kosten für ein herkömmliches Pumpspeicherprojekt (DAOU PULIDO ET AL., 2013). Es ist aber fraglich, ob die ermittelten Baukosten tatsächlich annähernd korrekt sind. Dies mag an den verwendeten Umrechnungsfaktoren oder an den von SORENSEN ermittelten Baukosten für 1968 liegen.

Der Zugang zum unteren Reservoir des vorgestellten Projektes sollte durch einen Tunnel mit einer Steigung von 12,5% ermöglicht werden, der ebenfalls neu geschaffen werden sollte (ANONYMUS, 1968; MIKHAILOV & CHERNISHEV, 1968). Ein Jahr später veröffentlichte SORENSEN (1969) einen Artikel über Pumpspeicher und deren Untergrundvariante, weitgehend beruhend auf den in Moskau präsentierten Ergebnissen. Abweichend von HARZA (1960) beschreibt SORENSEN die Vorteile der Kopplung von UPW und Kernkraftwerken. Diese könnten seiner Ansicht nach beide untertage installiert werden. Das UPW diene demnach als Puffer für den wenig regelbaren Energie-Output des AKW. Eine weitere Idee war es, sog. Power Islands zu errichten,

künstlich aus dem Material der Hohlraumschaffung für das UPW aufgeschüttete Inseln, einige Kilometer vor der Küste im Ozean oder in größeren Seen. Auf diesen Inseln sollten die AKW zur Versorgung der küstennahen Lastzentren errichtet werden und unterhalb der Inseln befindet sich ein UPW als Pufferspeicher.

In den 1970er Jahren folgten eine Reihe von Studien, Berichten und Artikeln, die konkrete Planungen für die Errichtung von Unterflurpumpspeichern beinhalteten. Im Vergleich zu den bisherigen Planungen wurden, aufgrund technischer Neuerungen, bereits Fallhöhen von 1.000 m als realistisch angesehen (WARNOCK & WILLET, 1973). Als Zugangsweg wurden dem Tunnel zwar einige Vorteile eingeräumt, insgesamt, vor allem aufgrund der Kosten und der schnelleren und einfacheren Konstruktion, wurde der vertikale Schacht bevorzugt. Eine Besonderheit war der Vorschlag, den Schacht zum Transport schwerer Maschinenteile als hydraulischen Aufzug zu nutzen. Hierbei sollte ein Schwimmkörper, der die Last trug, über im Schacht stehendes Wasser hinabgelassen oder zur Oberfläche gepumpt werden. Weitere wichtige Aspekte waren:

- Das untere Reservoir soll aus einem Tunnelnetzwerk bestehen.
- Ein Streckenausbau musste aus wirtschaftlicher Sicht weitestgehend vermieden werden.
- Beispielhaft wurde ein 3.000 MW-UPW mit einem Speichervolumen von ca. 10 Mio. m³ in einer Tiefe von ca. 1.000 m vorgestellt (Hohlraum sollte hierfür geschaffen werden).
- Die Kosten dieses Projektes wurden mit ca. 160 \$/kW abgeschätzt.

WALIA & MCCREATH. (1977) veröffentlichten geologische Kriterien für die Errichtung von Unterflurpumpspeichern und CAES-Anlagen. Diese beinhalteten insbesondere die Stabilität und Permeabilität des umgebenden Gesteins, das in-Situ Stress-Regime, die Grundwassersituation, chemische und physikalische Gesteinsparameter sowie insgesamt die Qualität der Daten zum betreffenden Areal. Weiterhin wurden Ausschlusskriterien für die Errichtung eines unteren Reservoirs für UPW- und CAES-Anlagen definiert. Diese beinhalteten insbesondere das Vorhandensein von Grundwasserleitern, tektonische Aktivität oder komplexe Geologie sowie Evaporit- und Tonsteinlagen im Bereich des unteren Reservoirs. Auch das Vorhandensein von kohlenwasserstoffhaltigen Sedimentfolgen wurde aufgrund der geringen Stabilität des Gesteins und der Brand-, bzw.- Explosionsgefahr als negativ eingeordnet. Insgesamt wurden Intrusivgesteine als am günstigsten für den Bau eines unteren Reservoirs angesehen.

Die Kosten für den Bau des unteren Reservoirs werden als entscheidende Größe für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angesehen (ALLEN, 1977). Insbesondere, da sie in Abhängigkeit von der Geologie stark variieren können. WALIA & MCCREATH (1977) ermittelten Kosten für die Hohlraumschaffung je nach Gestein zwischen 15 und 50 \$/cubic yard für das Jahr 1977 (19,6-65,39 \$/m³). Nach o.g. Quellen kann ein Faktor von 2,6-3,8 für die Berechnung des heutigen Wertes angesetzt werden. Hieraus ergäben sich Kosten in Höhe von ca. 51-248 \$/m³.

NOYES (1977) veröffentlichte eine Metastudie die seit Beginn des Jahrzehnts getätigte Untersuchungen zum Thema Unterflurpumpspeicher analysierte. Aufgrund der meist privaten Auftraggeber standen nur wenige technische Detailinformationen zur Verfügung. Die betrachteten Studien weisen Leistungen zwischen 500 und 2.500 MW, Laufzeiten von ca. 10 h/Zyklus und Fallhöhen bis zu 4.500 ft (ca. 1.350 m) auf. Zu Beginn der 1970er Jahre wurde dem Unternehmen General Public Utilities, heute First Energy, eine vorläufige Genehmigung für die Entwicklung eines Untergrund-Pumpspeicherprojekts in einer ehemaligen Erzmine in Mt. Hope, New Jersey erteilt. Die Fallhöhe sollte 2.300 ft (690 m) betragen, das Volumen des unteren Reservoirs ca. 6 Mio. m³. Als Grund, dass es zu keiner Weiterentwicklung bzw. zum Bau eines der UPW-Projekte kam, vermutete NOYES in dem Zusammenfallen mit generellen Einschnitten in der Finanzpolitik der amerikanischen Versorgungsunternehmen (NOYES, 1977).

Zu Beginn der 1980er ist das Ende des Booms des UPW-Konzeptes in den USA bereits erkennbar (WILLET & WARNOCK, 1983), obwohl Studien immer noch die technische Machbarkeit und die ökonomische Konkurrenzfähigkeit zu anderen Speichersystemen oberhalb ca. 1.000 MW Leistung belegen (ebd.). In Bezug auf die Leistung kommt der Fallhöhe eine tragende Rolle zu. ALLEN ET AL. (1984) gehen von einer optimalen Fallhöhe von ca. 1.500 m aus, die mit Pumpturbinen in zwei Stufen realisiert werden können. Die Baukosten für ein UPW mit 1.000 MW Leistung wird mit 500 \$ / kW angegeben (Stand 1983). Nach den o.g. Angaben beliefen sich die heutigen Kosten auf ca. 885-1.150 \$/kW.

Während die bisherigen Betrachtungen vor allem auf den US-amerikanischen Raum bezogen waren, veröffentlichten BRAAT ET AL. (1985) ein Konzept für ein UPW in den Niederlanden, mit Verweis auf den intermittierenden Energieausstoß erneuerbarer Energien. Das Konzept geht, wie einige US-Studien, von einem vollständigen Neubau der Anlagen aus. Die Teufe beträgt zwischen 1.200 und 1.300 m im Kalkstein des Dinant in der Region Süd-Limburg. Über zwei „nasse“ und zwei „trockene“ Schächte wird der Betrieb des UPW gewährleistet. Das Speichervolumen beträgt 7 Mio. m³ bei einer Leistung der Turbinen von 1.200 MW. Das untere Speichervolumen wird mittels 6-8 Tunnelbohrmaschinen (TBM) mit einem Durchmesser von 8 m (Querschnitt ca. 50 m²) aufgeföhren. Die Länge der Strecken beträgt ca. 140-150 km in einer radialen Anordnung um die Druckschächte herum. Die Stabilisierung der Strecken erfolgt mittels 2 – 10 Ankern je Laufmeter von 4 m Länge und 22 mm Durchmesser und Spritzbeton. Die gesamte Konstruktionsdauer wird mit einigen Zehner Jahren angegeben.

Im Jahre 1992 wurde dem US-amerikanischen Unternehmen Halecrest Company von der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) eine Lizenz für die Durchführung einer Machbarkeitsstudie für den Bau eines Unterflurpumpspeicherwerks in der Mt. Hope Mine in New Jersey erteilt. Nach mehrfacher Verlängerung der zeitlich befristeten Lizenz wurde diese jedoch im Jahre 2006 wieder entzogen, da das Folgeunternehmen, die Mt Hope Waterpower Project,

seiner Verpflichtung innerhalb einer Frist mit dem Bau zu beginnen nicht nachgekommen war (FERC, 2006).

WONG (1996) veröffentlichte einen Artikel über die mögliche Nutzung ehemaliger Steinbrüche in Singapur als obere Reservoirs und die Schaffung eines unteren Reservoirs im Granit darunter. Die Kosten für eine 370 MW-Anlage mit einer Fallhöhe von 500 m und einem Speichervolumen von 2,7 Mio m³ werden mit 800-950 \$US/kW angegeben.

Im Jahre 2011 erschien der Abschlussbericht eines vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderten Projektes des Energieforschungszentrums Niedersachsen (EFZN) (BECK & SCHMIDT, 2011). Der Fokus dieser Studie beruht auf der Nachnutzung ehemaliger Erz-, Spat- und Schieferabbau. Andere Bergwerke wurden aufgrund struktureller Instabilität, der Gefährdung durch austretendes Gas oder Wasserzutritt oder aufgrund von Lösungserscheinungen, bspw. im Salzabbau, als nicht geeignet bewertet. Insgesamt wurden drei potentiell nutzbare Regionen in Deutschland identifiziert und die dort vorhandenen Bergwerke näher betrachtet. Dabei wurden im Erzgebirge 43, im Siegerland und Lahn Dill-Gebiet 50 und im Harz 11 Bergwerke als potentiell geeignet bewertet (BECK & SCHMIDT, 2011). Eine standortbezogene Betrachtung wurde anschließend anhand zweier Bergwerke im Harz und im Erzgebirge durchgeführt.

Aktuell befindet sich, nach Angaben des kanadischen Energieversorgers Riverbank Power, ein Unterflurpumpspeicherwerk auf dem Gelände eines ehemaligen Kernkraftwerks in Wiscasset/Maine in Planung. Die Fallhöhe soll ca. 660 m betragen, das Volumen ca. 4,65 Mio m³. Das Datum der Inbetriebnahme wird mit 2015 angegeben, dies scheint jedoch eine sehr optimistische Schätzung zu sein, wird doch auf der Webseite des Projekts angegeben, dass sich das Projekt noch in der Planungsphase befindet (RIVERBANK, 2013).

Weiterhin befindet sich in den Niederlanden ein UPW-Projekt u.a. des Planungsbüros Sogecom in Planung (HUYNEN ET AL., 2012; SOGECOM, 2011). Es handelt sich dabei um Nachfolgeprojekte zu den in den 1980ern getätigten Untersuchungen (s.o.). Die Nutzung von ehemaligen Steinkohlebergwerken wird als nicht möglich erachtet, sodass eine Neuauffahrung unterhalb der kohleführenden Schichten in Betracht gezogen wird (ebd.).

Trotz weitgehend positiver Bewertung des UPW-Prinzips kam es zu keiner Zeit zu einer Errichtung einer entsprechenden Anlage. Die Gründe hierfür lassen sich heute nur schwer abschätzen, zum einen aufgrund der mangelnden Verfügbarkeit einer Reihe von privaten Studien, zum anderen ist davon auszugehen, dass politische und energiewirtschaftliche Belange Einfluss auf entsprechende Projekt besitzen die heute nur schwer nachvollzogen werden können. Ein Einfluss der Erdölkrise in den 1970ern mag die wissenschaftliche Beschäftigung mit dem Thema begünstigt haben, jedoch kann dies an dieser Stelle nur vermutet werden.

3.5.2 Systemvarianten eines Unterflurpumpspeicherwerks

Dieser Arbeit zu Grunde liegen zwei unterschiedliche Ansätze des UPW, das offene und das geschlossene System (vgl. PERAU ET AL., 2013). Beiden Modellen gleich ist die Nutzung der durch den Bergwerksbetrieb geschaffenen Hohlräume.

Geschlossenes System

Bei dieser Variante wird das gesamte oder ein Teil des durch den Bergwerksbetrieb geschaffenen Streckenvolumens als unteres Reservoir des Pumpspeicherwerks genutzt. Daneben wird die notwendige technische Ausrüstung, wie Turbinen, Generatoren, Transformatoren und die entsprechende Leitungsinfrastruktur in vorhandenen oder zu schaffenden Hohlräumen installiert (vgl. SCHREIBER, 2012). Das Betriebswasser wird im Turbinierbetrieb aus einem sich an der Oberfläche befindenden Reservoir über einen, günstigstenfalls bereits vorhandenen, senkrechten Schacht auf die Turbinen geleitet und von dort in das Streckennetz des Bergwerkes verteilt. Im Pumpbetrieb wird das Wasser dem oberen Reservoir wieder zugeführt. Das untere Reservoir ist weitgehend gegen das umgebende Gestein abgedichtet, sodass kein unkontrollierter Wasserverlust stattfindet. Zudem wird auch der Übertritt von Grubengas, insbesondere Methan, in das Streckennetz vermindert oder gänzlich verhindert. Das geschlossene System stellt damit hohe Anforderungen an den Streckenausbau und ist auf das tatsächliche Speichervolumen der Speicherstrecken begrenzt. Demgegenüber steht jedoch, dass das Betriebswasser unter kontrollierten Bedingungen eingesetzt wird und es zu keinen nennenswerten Verunreinigungen des Wassers kommt, was sich positiv auf die Lebensdauer der Pumpen und Turbinen auswirkt.

Offenes System

Das offene System dagegen nutzt die gesamten vorhandenen Hohlräume des Bergwerks. Hierzu gehören die offenen Strecken ebenso wie verstürzte Bereiche ehemaliger Strecken und Abbaue sowie das Poren- und Kluftvolumen des umgebenden Gesteins, sofern es eine ausreichende Permeabilität besitzt (LUICK, ET AL., 2012). Die offenen Strecken werden in erster Linie dazu genutzt, das Wasser möglichst schnell von der Turbine abzuführen und die Fläche zu vergrößern über die das Wasser entlang vorhandener Klüfte und Wegsamkeiten in das umgebende Gestein eindringen und abfließen kann. Grundlage hierfür ist allerdings, dass der Wasserspiegel des tiefen Grundwassers auf einem Niveau unterhalb der Speicherstrecken abgesenkt bleiben muss. Bei dieser Variante fließt das Betriebswasser unkontrolliert in das Gestein und dem tiefen Grundwasser zu und muss mit diesem über eine neu zu installierende oder bereits vorhandene und weiter zu betreibende Wasserhaltung gehoben werden.

Da dem Grundwasser in den Betrachtungen eines UPW und dessen Varianten große Bedeutung zukommt, soll an dieser Stelle der Begriff des Grundwassers kurz erläutert werden.

Um den Abbau der Steinkohle zu ermöglichen ist es notwendig, die Grubenbaue durch eine Absenkung des Grundwasserspiegels trocken zu halten. Hierbei handelt es sich nicht um oberflächennahes Grundwasser, sondern um tief liegende Grundwasserleiter, die i.d.R. nicht mit den oberflächennahen, zur Trinkwassergewinnung genutzten Aquiferen in Verbindung stehen. Im Bergbau wird daher streng zwischen dem oberflächennahen Grundwasser und dem tiefen Grubenwasser unterschieden. Eine Beeinträchtigung des oberflächennahen Grundwassers musste während des Bergbaubetriebes stets vermieden werden. Grundwasser im Allgemeinen wird nach DIN 4049 (1992) definiert als:

*„Unterirdisches Wasser (3.1.1), das Hohlräume der Lithosphäre
zusammenhängend ausfüllt und dessen Bewegungsmöglichkeit
ausschließlich durch die Schwerkraft bestimmt wird“
(DIN 4049-3, 1992))*

Demnach wird sowohl das oberflächennahe als auch das tiefe, in Poren, Klüften und anderen Hohlräumen befindliche Wasser als Grundwasser bezeichnet. Auf den Begriff des Grubenwassers, wie er im Bergbau üblich ist soll daher in dieser Arbeit verzichtet werden. Unterschieden wird im Folgenden zwischen oberflächennahem und tiefem Grundwasser.

Bei dem offenen System handelt es sich dem eigentlichen Sinn nach nicht mehr um ein Pumpspeicherwerk, sondern vielmehr um eine Wasserhaltung mit zeitlich variablem Lastmanagement und Laufwasserkraftnutzung zur Effizienzoptimierung. Je nach bestehendem Wasserhaltungskonzept liegt der Entnahmepunkt in großer räumlicher Entfernung zum Einspeisepunkt, dem Druckschacht des Pumpspeicherwerks. Dies bedeutet, dass eine Nutzung des gehobenen Wassers als Betriebswasser und damit die erneute Zuführung zu den Turbinen nicht möglich ist. Ohnehin müsste das gehobene und mit Schwebstoffen verunreinigte sowie mit gelösten Stoffen wie Salzen etc. angereicherte Wasser aufwändig gereinigt werden um den Turbinen nicht zu schaden. Aus diesem Grunde ist diese Variante neben der notwendigen Kapazität zur Hebung des zusätzlichen Grundwassers auf ein Fließgewässer an der Oberfläche angewiesen, das die Wassermenge zum Betrieb der Turbinen bereitstellt. Sollte die Abflussmenge des Gewässers nicht ausreichen um die optimale Durchflussmenge für die Turbine bereit zu stellen, so kann an der Oberfläche ein Reservoir als Puffer gespeist werden, aus dem bei Bedarf Wasser zeitlich begrenzt entnommen werden kann.

Die Unwägbarkeiten bei dieser Variante sind wesentlich größer als im Falle des geschlossenen Systems.

Eine Gegenüberstellung ausgewählter Parameter der beiden Varianten erfolgt in Tabelle 5.

Tabelle 5: Vergleich der UPW-Systemvarianten (eig. Darstellung).

	geschlossenes System	offenes System
Reservoir an der Oberfläche notwendig	Ja	Nein(Ja)
Fließgewässeranbindung	Nein	Ja
isoliertes Betriebswasser	Ja	Nein
hydraulisch günstiger Ausbau der Strecken	Ja	Nein
Absenkung des Grubenwassers	Ja	Ja
auf Strecken begrenztes Volumen	Ja	Nein
Erhöhung der Wasserhaltungskapazität	Nein	Ja

Neben diesen zwei Varianten sind Mischformen denkbar. Es kann bspw. ein definierter unterer Speicher als zunächst geschlossenes System, mit einem Überlauf in das tiefe Grundwasser errichtet werden. Das Betriebswasser zirkuliert zunächst im Pumpspeicherbetrieb zwischen oberem und unterem Reservoir. Bei erhöhtem Energiebedarf oder Wasserverfügbarkeit aus einem Fließgewässer wird zusätzliches Wasser über die Turbine in den Speicher geleitet, das dann bei vollständiger Füllung des unteren Reservoirs in das Gebirge und anschließend in das Grundwasser übertritt. Hieraus wird es dann über die Wasserhaltung gehoben und abgeführt. Steht nur ein kleines unteres Reservoir zur Verfügung, kann sich eine Erweiterung durch das offene Speichersystem in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit als vorteilhaft erweisen. Ein grundlegend wichtiger Aspekt eines offenen oder teiloffenen Systems ist die Einspeisung von Oberflächenwasser in das Grundwasser sowie das zusätzliche Einleiten von belastetem tiefem Grundwasser in Oberflächengewässer. Hier ergeben sich vielfältige ökologische und rechtliche Fragestellungen die zu beantworten sind.

Im Zuge dieser Arbeit werden sowohl das offene als auch das geschlossene System betrachtet, jedoch überschneidet sich eine Vielzahl der relevanten Aspekte. Aus diesem Grund wäre eine getrennte Betrachtung beider Systeme wenig sinnvoll. Es wird daher im Einzelnen darauf hingewiesen, wenn sich Unterschiede für eine der Varianten ergeben.

3.5.3 Komponenten eines Unterflurpumpspeicherwerks

Das Unterflurpumpspeicherwerk besteht, in Anlehnung an herkömmliche Pumpspeicherwerke, aus verschiedenen Hauptkomponenten. Für diese Arbeit sind vor allem das obere Reservoir, der Druckschacht, die Maschinenkaverne, das untere Reservoir und die elektrische Anbindung von Interesse, da diese in ihrer Lage zueinander abgestimmt bzw. kombiniert werden müssen. Weiterhin muss die Zugänglichkeit sowie die Ent- und Belüftung der untertägigen Speicherstrecken durch entsprechende Maßnahmen sichergestellt werden.

Oberes Reservoir

Das obere Reservoir stellt den Speicherraum zur Verfügung, in dem das Wasser hoher potentieller Energiedichte ruht. Das Volumen des Reservoirs muss mindestens dem Volumen des unteren Reservoirs entsprechen. Das obere Reservoir eines UPW unterscheidet sich dabei wenig von dem eines konventionellen Pumpspeichers, weshalb hier auf langjährige Erfahrungen zurückgegriffen werden.

Die DIN 19700-14 (2004) führt für die Errichtung von Pumpspeicherbecken eine Reihe von Planungsgrundsätzen an:

- Harmonische Einbindung in die natürliche Umgebung.
- Optimale Ausnutzung der natürlichen Morphologie.
- Massenausgleich zwischen Aushub und Dammaufschüttung.
- Landschaftspflegerische Einbindung in die Umgebung.

Diese Grundsätze sollen bei der Planung eines oberen Reservoirs für das UPW Beachtung finden. Das Oberbecken des UPW wird sich nach derzeitiger Datenlage an der Tagesoberfläche befinden. Das benötigte Volumen des Oberbeckens muss sich an dem verfügbaren Speichervolumen des unteren Reservoirs orientieren und darüber hinaus eine Reserve beinhalten, die einen Verlust in Form von ungewollter Versickerung oder Verdunstung ausgleicht und die ein Leerlaufen des Beckens verhindert, sodass keine Luft in den Druckschacht eindringen kann. In Kapitel 5 werden für das geschlossene System Volumina der unteren Speicher der betrachteten Standorte ermittelt. Diese Volumina werden sich voraussichtlich durch folgende Maßnahmen ändern:

- Entfernen der Sohlaufschüttung bei Strecken die im Vollschnittverfahren aufgefahren wurden.
- Einbringen einer mechanischen Stabilisierung der Strecke (Streckenausbau).
- Einbringen einer hydraulisch reibungsarmen Innenwandung der Strecke.
- Definition von Kavernen für Maschinenteknik, Überwachungstechnik, etc.
- Definition von Streckenabschnitten die für Wartungszwecke genutzt werden müssen.
- Erweiterung/Verringerung der freigegebenen Streckenabschnitte.
- Neuauffahrung/Querschnittserweiterung.
- ???

Verfügbare Volumina für das obere Reservoir eines offenen Systems, sofern notwendig, lassen sich zum jetzigen Zeitpunkt nicht ermitteln. Hierfür sind weitere Erkenntnisse aus hydrologischen und hydrogeologischen Untersuchungen notwendig die im Rahmen des Projektes durchgeführt werden.

Das Volumen der unteren Strecken wird, zuzüglich einer Reserve, im Weiteren als Anhaltspunkt für das Speichervolumen des oberen Reservoirs angenommen. Eine endgültige prozentuale Reserve ist abhängig von der Beckengeometrie, insbesondere von der Oberfläche. Mögliche Oberbecken wurden nach folgenden Parametern ausgewählt:

- Die beanspruchte Fläche muss Eigentum der RAG sein.
- Ein offener, saigerer Schacht des Bergwerks muss sich in unmittelbarer Nähe des Oberbeckens befinden (Druckschacht).
- Die beanspruchte Fläche darf kein geschütztes Gebiet beinhalten (FFH, Naturschutz, Vogelschutz, Wasserschutz).
- Die natürliche Morphologie sollte die Errichtung eines Reservoirs begünstigen.
- Die Sohle des Reservoirs muss sich oberhalb des aktuellen Grundwasserspiegels befinden.

Künstliche Speicherbecken werden heute in der Regel gegen den Untergrund vollständig abgedichtet um einen Verlust des Speicherwassers in den Untergrund zu verhindern. Weiterhin wird durch eine Abdichtung verhindert, dass die Beckensohle und insbesondere die Uferböschung durch die häufig wechselnde Lage des Wasserspiegels erodiert werden. Es ist üblich als Beckenabdichtung eine Asphaltdecke auf Sohle und Böschung aufzubringen (DVWK Merkblatt 223/1992). Das Becken sollte sich nicht im Bereich des oberflächennahen Grundwassers befinden, da es hierdurch zum Aufschwimmen desselben kommen könnte. Zusätzlich kann das betroffene Areal über Brunnengalerien trockengehalten werden um das Becken vor evtl. schwankenden Grundwasserständen zu schützen oder um eine größere Beckentiefe zu ermöglichen. Dies wäre jedoch mit zusätzlichen Investitions- und Energiekosten verbunden.

Analog zu herkömmlichen Speicherbecken wird am Übergang zum Druckstollen ein Einlaufbauwerk errichtet, durch das das Betriebswasser dem Druckstollen zugeführt wird. Dieses wird voraussichtlich trichterförmig ausgestaltet sein um den Einlaufverlust möglichst gering zu halten (GIESECKE & MOSONYI, 2009). Weiterhin wird sich der Einlauf selbst oberhalb der Beckensohle befinden um den Fremdkörpereintrag in den Druckstollen zu vermindern. Zusätzlich, auch aufgrund der hohen Fallhöhe und dem damit verbundenen hohen Druck an der Turbine, werden weitere Maßnahmen getroffen werden müssen um den Eintrag von Schwebstoffen, Sediment, Tieren, etc. auszuschließen. Hierfür werden bspw. Feinrechen und Sandfallen eingesetzt (GIESECKE & MOSONYI, 2009). Um zu verhindern, dass Luft in das Einlaufbauwerk oder den Druckstollen gelangt muss auf eine ausreichende, ständige Wasserbedeckung des Einlaufes geachtet werden. HERLITZIUS & FRIEMEL (2012) berechnen den notwendigen Abstand zur Wasseroberfläche im Falle eines UPW mit 5,83 m. Da das Einlaufbauwerk als eigenständiges Bauwerk im Bereich der Sohle des Reservoirs liegt, hat es für

die weitergehenden Betrachtungen des Flächenbedarfs und der Geometrie des Oberbeckens keine größere Bedeutung.

Die Verdunstung von Wasser aus dem Oberbecken ist in den hier betrachteten Regionen weitgehend vernachlässigbar. Über längere Zeiträume betrachtet stellt sich unter normalen Bedingungen keine negative Wasserbilanz ein. Es kann allerdings, insbesondere in den Sommermonaten zu verdunstungsintensiven Trockenperioden kommen. Aus diesem Grunde sollte eine entsprechende, von der Geometrie des Beckens abhängige Reserve vorgehalten, oder aber eine Möglichkeit zum Ausgleich, bspw. aus dem Grundwasser geschaffen werden.

Grundwassersituation nach 2018 und unteres Reservoir

Im Rahmen der Planung für das Ende des Steinkohlebergbaus im Ruhrgebiet wurde von RAG und DMT ein Grundwassermodell entwickelt um Bewegung und Stand des tiefen Grundwassers darstellen zu können. Dieses Modell wird als Box-Modell (RAG 2012a, unveröffentlicht) bezeichnet, da es einzelne Grundwasserprovinzen zur Vereinfachung als in sich geschlossene Boxen behandelt, die an definierten Stellen miteinander verbunden sind. Wesentliche Übergänge von tiefem Grundwasser von einer Box in die benachbarte sollen weitestgehend an diesen Stellen erfolgen. Dabei stellen diese Wegsamkeiten nicht zwingend offene Grubengebäude oder Rohrleitungen dar, sondern können ebenfalls durch die Permeabilität des Gesteins gegeben sein. Für die Konzeptionierung eines UPW, insbesondere für die Standortsuche eines unteren Reservoirs ist die zukünftige Grundwassersituation insofern bedeutsam, da ein Überstauen der Speicherstrecken eines geschlossenen Systems mit zusätzlichen, zurzeit nicht genau bestimmbar Anforderungen an den Streckenausbau und mögliche Drainagemaßnahmen verbunden ist (PERAU ET AL, 2013). Auch Zeitaspekte müssen hierbei berücksichtigt werden. So müssen das Wasserhaltungskonzept und der Ausbau der Strecken aufeinander abgestimmt werden. Ob ein Betrieb von Speicherstrecken unterhalb des Wasserspiegels möglich ist, muss in weiteren Arbeiten geklärt werden. Prinzipiell bestünde auch die Möglichkeit, das Grundwasserkonzept zu ändern um auf die neuen Bedingungen, die ein Unterflurpumpspeicherwerk mit sich bringen würde, zu reagieren. In dieser Arbeit wird vorausgesetzt, dass ein Überstauen der Speicherstrecken nicht möglich ist. Es werden zwar sowohl UPW-Varianten in Betracht gezogen die sich unterhalb als auch oberhalb des prognostizierten Grundwasserspiegels befinden, jedoch nur in Verbindung mit einer entsprechenden Änderung der Wasserhaltung.

Für eine offene Systemvariante des Unterflurspeicherwerks ist der Grundwasserspiegel ebenfalls relevant, da er aus verständlichen Gründen die maximale Fallhöhe begrenzt.

Das untere Reservoir des geschlossenen Systems wird durch bestehende und/oder neu aufzufahrende Strecken gebildet (SCHREIBER, 2012). Es existieren unterschiedliche Anforderungen an die Strecken und Kavernen sowie deren Ausbau. In erster Linie muss zwischen

wasserdurchströmten Bereichen und solchen unterschieden werden, die trocken gehalten werden müssen. Zu ersteren zählen vor allem die Speicherstrecken, während zu letzteren die Maschinen- und Transformatorenkavernen, Transport- und Fluchtwege sowie Infrastrukturstrecken gehören. Dementsprechend muss auch der Ausbau der Hohlräume gestaltet sein. Die wasserdurchflossenen Strecken müssen strömungsoptimierte Wandungen besitzen, um den Energieverlust durch Reibung und Verwirbelung möglichst zu minimieren. Ein vielfach im Steinkohlebergbau verwendeter Gleitbogenausbau ist hier ungeeignet, da die Rauigkeit durch die einzelnen Bögen zu groß ist und der Stahl der Gleitbögen unter dem Einfluss der durch das Wasser begünstigten Korrosion nur eine geringe Lebensdauer besitzt. Der Ausbau der „trockenen“ Strecken muss vor allem Stabilität und einen gewissen Grad an Sauberkeit gewährleisten um die technischen Betriebsmittel vor unnötiger Verschmutzung zu bewahren und so Betriebsstörungen zu vermindern und ebenfalls die Arbeitssicherheit zu gewährleisten. Eine Bewetterung der Strecken und Kavernen ist aus mehreren Gründen notwendig. Zum einen muss evtl. einströmendes Grubengas aus den untertägigen Hohlräumen entfernt werden um den Arbeits- und Explosionsschutz zu gewährleisten, weiterhin muss aus den gleichen Gründen Frischluft zugeführt werden. Zum anderen muss die beim Turbinierbetrieb durch das eintretende Wasser aus den Strecken verdrängte Luft herausgeführt, bzw. beim Pumpbetrieb wieder hineingeführt werden um Druckdifferenzen in den Strecken und damit Energieverluste zu verringern. Wo diese Bewetterungseinrichtungen lokalisiert sein müssen, muss in Flussmodellierungen ermittelt und mit vorhandener Infrastruktur abgeglichen werden.

Druckschacht

Die Druckrohrleitung eines Pumpspeicherwerks verbindet das obere Reservoir mit der Turbine und führt dieses Betriebswasser zu. Im Falle eines UPW ist sie optimalerweise senkrecht ausgebildet um Reibungsverluste zu minimieren und wird dann als Druckschacht bezeichnet (vgl. GIESECKE & MOSONYI, 2009). Die Innenwandung des Druckschachtes muss verschiedenen Ansprüchen genügen. Zu den wichtigsten gehören die Druckfestigkeit, die Strömungsoptimierung sowie die Stoßfestigkeit. Die auflastenden statischen Drücke können je nach Fallhöhe beachtliche Werte annehmen. Bei einer angenommenen Fallhöhe von ca. 1.000 m, was einer gängigen Tiefe der aktiven Bergwerke im Ruhrgebiet entspricht, lasten auf dem der Turbine vorgeschalteten Verschlussorgan rechnerisch ca. 100 bar Überdruck. Dieser Druck muss über die Innenwandung an die Umgebung des Schachtes abgeführt werden. Gleiches gilt für während des Betriebes auftretende Druckstöße, bspw. bei Betätigung der Regelventile (GIESECKE & MOSONYI, 2009).

Der Durchmesser der Druckrohrleitung ist abhängig von der Durchflussmenge, die insbesondere von der Leistung der Turbinen, diese wiederum von der Kapazität und der Speicherphilosophie bestimmt wird. HERLITZIUS & FRIEMEL (2012) berechnen den Durchmesser der Druckrohrleitung mit 2,5 m bei einem Durchfluss von $33,3 \text{ m}^3/\text{s}$. Diese Annahme soll auch für die vorliegende Arbeit

als Grundlage dienen. Konkrete Parameter werden erst in der konkreten Bauplanung und nach Abstimmung aller wirtschaftlichen und technischen Vorgaben vorliegen.

Prinzipiell kann für die Verlegung der Druckrohrleitung ein bestehender Schacht genutzt werden, in dem die Leitung entweder an geeigneten Stellen aufgehängt und fixiert, oder aber der Schacht um die Rohrleitung herum verfüllt wird. Da die mechanische Belastung, insbesondere durch die auftretenden Druckstöße erheblich ist, ist die Installation der Rohrleitung in einem neu abzuteufenden Schacht mit angepasstem Durchmesser ratsam (HERLITZIUS & FRIEMEL 2012). Für das Abteufen kommen prinzipiell verschiedene Bohrverfahren in Frage. Aufgrund des Bohrlochdurchmessers von ca. 3 m und der Zugänglichkeit der Bohrlochsohle böte das Raise-Bore-Verfahren insbesondere finanzielle Vorteile (SMOLTZYK, 2001). Bei diesem Verfahren wird zunächst eine Pilotbohrung mit geringem Durchmesser von der Oberfläche herab bis zum unteren Hohlraum abgeteuft. Das hierbei anfallende Bohrgut wird über im Bohrloch zirkulierendes Spülwasser an die Oberfläche transportiert. Nach Erreichen des unteren Hohlraumes wird der Bohrkopf unter Tage demontiert und die Aufweitkrone mit dem endgültigen Bohrlochdurchmesser montiert. Dieser wird dann mittels des Bohrgestänges an die Oberfläche gezogen und weitet so das Bohrloch auf die entsprechende Größe auf. Das Bohrgut fällt durch das geschaffene Bohrloch zur Sohle und wird dort abtransportiert (DACHROTH, 2002). Der Vorteil hierbei ist, dass nur das bei der Pilotbohrung anfallende Bohrgut mittels Spülung aus dem Bohrloch nach oben transportiert werden muss. Das Raise-Bore-Verfahren stellt allerdings gewisse Ansprüche an das durchteufte Gebirge. Beispielsweise kann es, insbesondere bei klüftigem Gebirge, zu Spülwasserverlusten bei der Pilotbohrung kommen, die den Bohrkopf gefährden könnten (DACHROTH, 2002). Eine weitere Schwierigkeit besteht darin, dass i.d.R. ein Casing erst nach Abschluss der Aufweitung eingebracht wird. Demnach muss die Bohrlochwand ausreichende Standfestigkeit besitzen um die Zeit bis zum Einbringen des Casings zu überstehen (DACHROTH, 2002). Diese Standfestigkeit ist in den anstehenden quartären und tertiären Schichten sowie in Teilen der anstehenden Kreideschichten an den Bergwerken nicht gegeben (mdl. FRIEDRICH DMT, 2013). Zudem weist es eine erhebliche Mächtigkeit von 200-300 m auf. Sollte dieses Verfahren nicht durchführbar sein, so kommt nur die Neuabteufung eines Schachtes im Gefrierbohrverfahren, zumindest im Deckgebirge, in Frage. Die Bauzeit und der finanzielle Aufwand erscheinen aber im Vergleich zur Nutzung eines bestehenden Schachtes unwirtschaftlich (mdl. FRIEDRICH, DMT, 2013). Die Frage, welche der aufgezeigten Möglichkeiten Verwendung finden wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt ungeklärt und ist Gegenstand weiterer Arbeiten.

Für Druckrohrleitungen können, je nach Druck und Dimension, unterschiedliche Materialien verwendet werden. Für Fallhöhen von ca. 1.000 m und entsprechendem Druck einer Wassersäule mit gleicher Höhe kommen ausschließlich Stahlrohrleitungen in Frage. Leitungsmaterialien wie bspw. Stahlbeton, Glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK) oder duktiles Gusseisen sind aufgrund

der geringeren Druckfestigkeit (200/300/400 m Wassersäule, mWS) nicht verwendbar (GIESECKE & MOSONYI, 2009). Die Belastung des Schachtes durch Druckstöße im Betrieb wurde in einer vorhergehenden Arbeit mit maximal $17,8 \text{ N/mm}^2$ berechnet (HERLITZIUS & FRIEMEL, 2012). Die daraus resultierende Wandstärke der Rohrleitung wird mit 50 mm Stahl angegeben (ebd.). Die Stahlrohrleitung wird in einzelnen Segmenten in den Schacht eingebracht und dort verschweißt. Soll eine späterer Ausbau der Leitung oder von Teilen möglich sein, existieren eine Reihe von lösbaren Verbindungen die zur Anwendung kommen könnten (vgl. GIESECKE & MOSONYI, 2009). Ob diese allerdings bei den auftretenden Belastungen in Frage kommen ist zu klären. Aus Gründen der Strömungsoptimierung muss die Innenwandung des Druckschachtes hydraulisch glatt ausgebildet sein um Reibungsverluste zu minimieren. Dies wird durch das Schleifen der Schweißnähte und evtl. Unregelmäßigkeiten sowie das Aufbringen einer entsprechenden Beschichtung ermöglicht. Zudem muss das Material vor Korrosion geschützt werden. Hierzu existieren verschiedene aktive und passive Verfahren, auf die an dieser Stelle nicht weiter eingegangen werden soll (vgl. GIESECKE & MOSONYI, 2009).

Der Übergang zwischen Druckrohrleitung und Gebirge wird durch eine Betonauskleidung hergestellt, in der auch die Verankerungen der Druckrohrleitung fixiert werden. In herkömmlichen Druckschächten wird darauf geachtet, dass der Außendruck auf die Betonauskleidung, oder bei Durchtreten von Gebirgswasser die Druckrohrleitung, nicht zu hoch wird (GIESECKE & MOSONYI, 2009). Im Falle einer ungefüllten Druckrohrleitung könnte es dadurch zu Verformungen kommen. Im Falle eines UPW, für dessen Betrieb das Grundwasser unter das untere Reservoir abgesenkt wird ist mit solchen Drücken nicht zu rechnen. Es sollte aber durch hydrogeologische Untersuchungen sichergestellt werden, ob es zur Ausbildung lokaler Grundwasserleiter in der Umgebung des Schachtes kommen kann, in denen sich nennenswerte Drücke aufbauen können. In diesem Fall sollte eine Drainage des Schachtes vorgenommen und das Wasser der Wasserhaltung zugeführt werden.

Bedingt durch die höheren Temperaturen am Fuße des Schachtes von ca. 30°C kann es im Pumpbetrieb zu thermisch bedingten Spannungen kommen. Im Extremfall ist eine Temperaturdifferenz von ca. 25 K zwischen Betriebswasser und Rohrleitung, bzw. Schacht denkbar. Die Längsausdehnung der Stahlrohrleitung könnte sich dabei, je nach Länge, im Bereich weniger Zentimeter bewegen, die von einer entsprechenden Aufhängung und Verbindung der Rohrsegmente ausgeglichen werden sollte um Spannungen zu vermeiden. Dies ist jedoch ebenfalls in weiteren Arbeiten zu klären.

Am Fuß des Druckschachtes mündet die Druckrohrleitung in das Maschinenhaus und führt dort zur Turbine.

Maschinenhaus

Im Maschinen- oder Krafthaus eines Pumpspeicherwerks sind die Turbinen und Generatoren untergebracht, die die Lageenergie des Wassers in elektrische Energie transformieren. Sie sind an den Druckschacht angeschlossen und müssen sich daher in unmittelbarer Nähe des Druckschachtes befinden oder dort geschaffen werden. Die Dimensionen des Maschinenhauses hängen direkt von der Art und Anzahl der Turbinen und Generatoren ab. Abbildung 8 zeigt die Einsatzgebiete verschiedener Turbinentypen in Abhängigkeit von Fallhöhe und Drehzahl, Abbildung 9 in Abhängigkeit von Fallhöhe und Durchfluss. Es zeigt sich, dass lediglich Francis- und Pelton-Turbinen für die bisher angenommenen Dimensionen, insbesondere die Fallhöhe in Frage kommen.

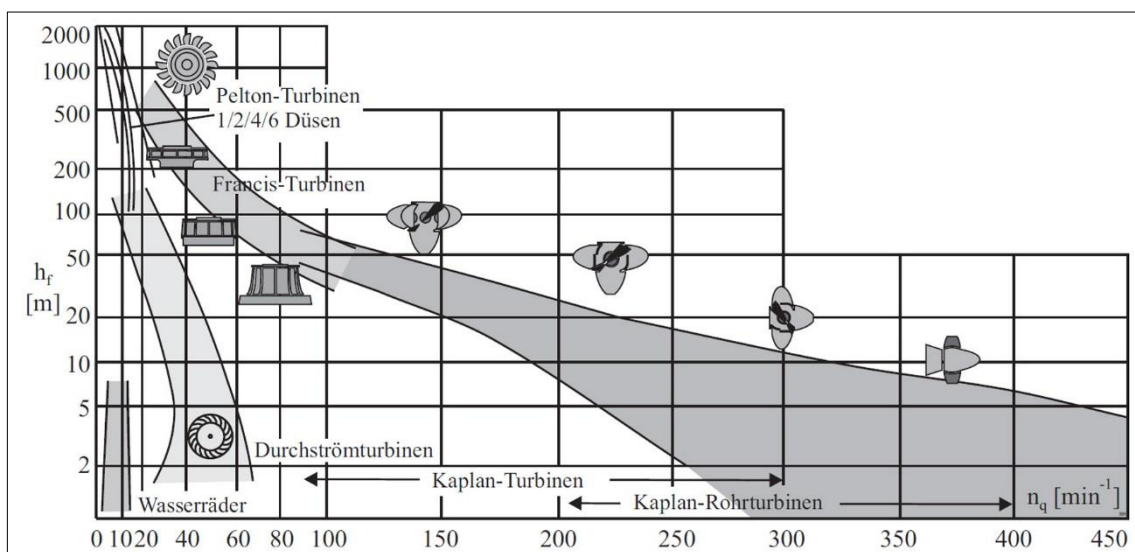


Abbildung 8: Einsatzbereiche verschiedener Turbinentypen in Abhängigkeit von Fallhöhe [h_f] und spez. Drehzahl [n_q] (GIESECKE & MOSONYI, 2009)

Francis Turbinen werden bisher in der Regel für Fallhöhen eingesetzt, die 600 m nur wenig überschreiten (GIESECKE & MOSONYI, 2009). Eine der größten Fallhöhen, über die eine Francis-Turbine bisher versorgt wird (Stand 2011), wurde im Pumpspeicherwerk Häusling in Mayrhofen/Österreich mit 695 m realisiert (WATER, 2011). Vorteile bieten sie vor allem hinsichtlich der kleineren Dimensionen, bedingt durch höhere Rotationsgeschwindigkeiten und der möglichen Nutzung der Turbine als Pumpe (GIESECKE & MOSONYI, 2009). Die spezifische Drehzahl von Francis-Turbinen liegt in der Regel zwischen 20 und 100 Umdrehungen pro Minute. Dabei bezieht sich die spezifische Drehzahl auf eine geometrisch ähnliche, fiktive Turbine mit einem Durchfluss von 1 m³/s und einer Fallhöhe von 1 m. Die tatsächliche Drehzahl ist abhängig von Volumenstrom und Fallhöhe. Das Wasser wird der Turbine radial über eine Spirale zugeleitet und verlässt die Turbine axial. Ein Einbau ist sowohl vertikal als auch horizontal möglich, bei großen Fallhöhen wird jedoch die vertikale Bauweise bevorzugt. Die Francis-Turbine muss im

Gegensatz zur Pelton-Turbine ständig im Unterwasser laufen. Dies ist bei der Planung entsprechend zu berücksichtigen.

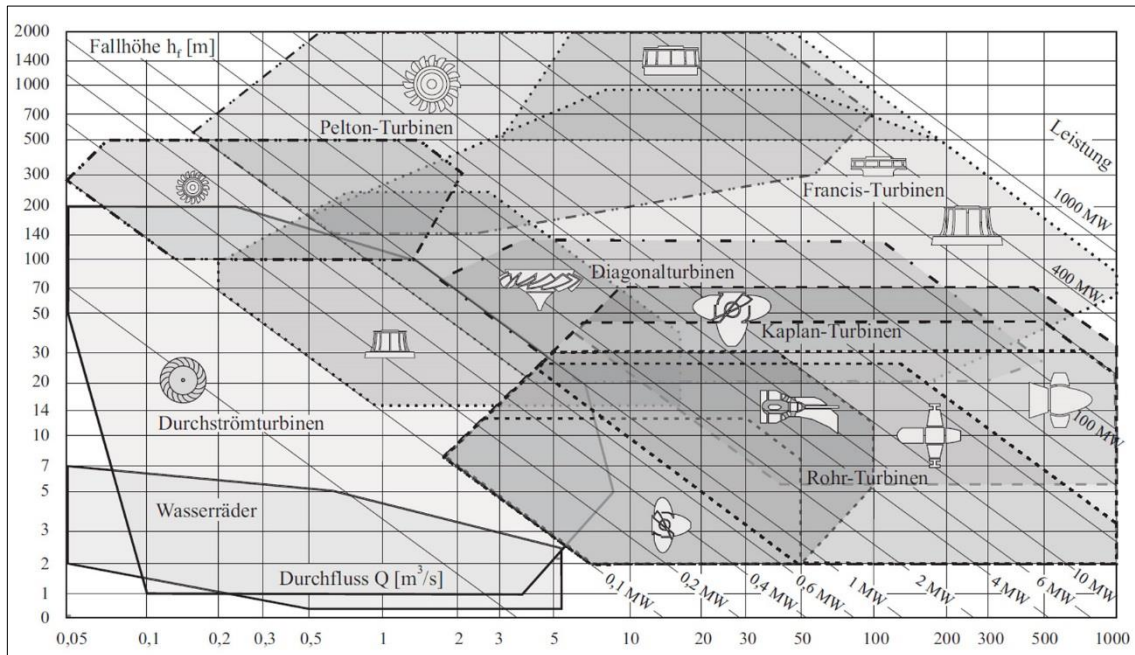


Abbildung 9: Einsatzbereiche verschiedener Turbinentypen in Abhängigkeit von Fallhöhe [h_f] und Durchfluss [Q] (Giesecke 2009)

Pelton-Turbinen werden für Fallhöhen zwischen ca. 550 und 2.000 m eingesetzt. Das Wasser wird den Turbinenschaufeln über Düsen zugeleitet. Dabei werden Strahlgeschwindigkeiten von mehreren hundert Kilometern je Stunde erreicht (GIESECKE & MOSONYI, 2009). Die Pelton-Turbine kann im Gegensatz zur Francis-Turbine nicht als Pumpe verwendet werden. Aus diesem Grund müssen bei Verwendung tiefer liegender Reservoirs separate Pumpen installiert werden, sofern vorhandene nicht genutzt werden können. Pelton-Turbinen müssen einen Freihang besitzen, das heißt sie dürfen nicht im Unterwasser laufen. Ihre spezifische Drehzahl ist mit 1-20 Umdrehungen pro Minute deutlich kleiner als die der Francis-Turbinen.

Zur Umwandlung der kinetischen in elektrische Energie sind Generatoren mit den Turbinenwellen verbunden. Diese befinden sich ebenfalls in der Maschinenkaverne und sind über elektrische Leitungen mit Transformatoren verbunden.

Elektrische Anbindung

Die Energieableitung wird im Idealfall so gestaltet sein, dass die vom Generator erzeugte elektrische Energie mit einer Spannung von wenigen Kilovolt über eine möglichst kurze Strecke dem Transformator zugeleitet wird. Dieser befindet sich voraussichtlich in einer gesonderten Kaverne die von den Abmessungen auf die Transformatorgröße abgestimmt wird. Hier wird die Spannung auf die entsprechende Spannung des Netzes transformiert in das an der Tagesoberfläche eingespeist wird. Die Entfernung zwischen Generator und Transformator sollte

aufgrund der niedrigen Spannung und der damit verbundenen hohen Übertragungsverluste im Bereich weniger zehner Meter gehalten werden (ERLICH, 2013). Dies bedeutet, dass die Transformatoren untertägig, in einer der Maschinenkaverne benachbarten Kaverne untergebracht werden müssen. Von hier aus wird dann die Ableitung an die Oberfläche über Kabel hergestellt. Technisch wäre auch die Variante einer Generatorableitung zur Oberfläche denkbar, bspw. wenn die Transformatoren nicht untertage aufgestellt oder betrieben werden können. Dies wäre jedoch, aufgrund der niedrigeren Spannung, mit erheblichen Transportverlusten verbunden. In beiden Fällen müssen entsprechende Leitungsbahnen von der Transformator- bzw. Maschinenkaverne durch einen Schacht zur Tagesoberfläche geführt werden. Durchmesser und Gewicht der Kabel sind von der elektrischen Spannung und der Leistung der Turbinen abhängig und müssen im Schacht entsprechend geführt und befestigt werden. Eine Revision des Kabels muss dabei jederzeit möglich sein (ERLICH, 2013).

Die elektrische Anbindung von Kraftwerken höherer Leistung erfolgt in der Regel an eine der drei Spannungsebenen des Übertragungsnetzes. Abbildung 10 zeigt die Anbindung von Kraftwerken in Deutschland für die entsprechende Daten vorliegen. Es zeigt sich, dass mit zunehmender Leistung ein Trend zu höheren Spannungsebenen besteht, auf der anderen Seite jedoch auch Kleinanlagen durchaus in das 380 kV-Netz einspeisen.

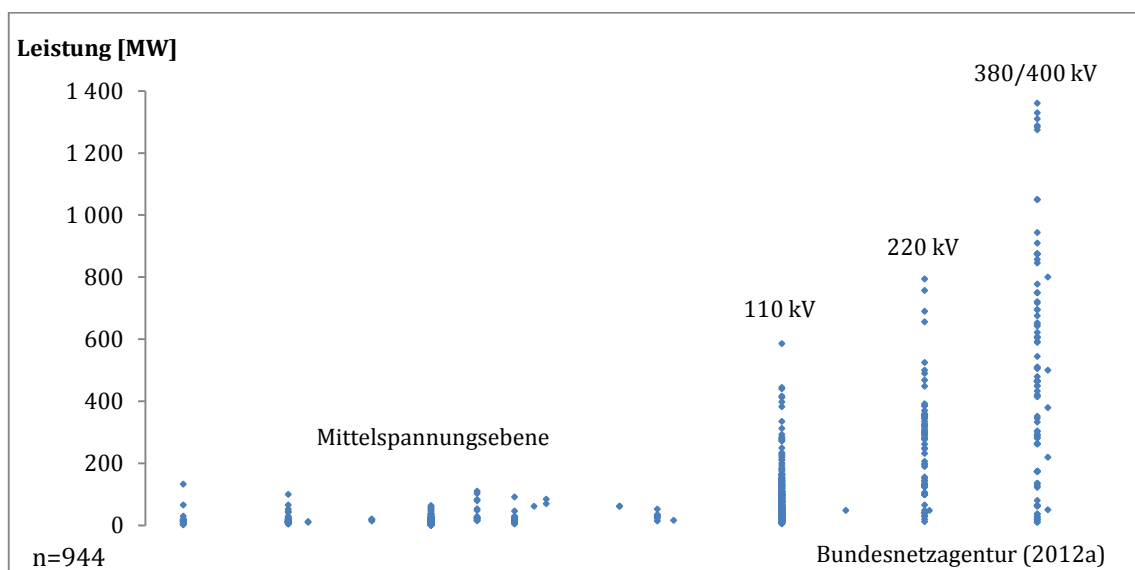


Abbildung 10: Anbindung von Kraftwerken an Spannungsebenen in Deutschland
(eig. Darstellung nach BNetzA (2012a))

Für das Unterflurpumpspeicherwerk im Bergwerk Prosper-Haniel wird eine Leistung von ca. 200-300 MW angenommen (vgl. 4.1). In Deutschland sind zurzeit 50 Kraftwerke oder Pumpspeicherwerke mit Leistungen zwischen 150 und 250 MW in Betrieb. Für 41 Anlagen liegen Daten zur Spannungsebene vor. 25 Kraftwerke speisen mit 110 kV, 9 Anlagen mit 220 kV und 7 mit 380 bzw. 400 kV ein. Für Leistungen zwischen 250 und 350 MW sind ebenfalls 50 Kraftwerke

gelistet von denen für 49 eindeutige Daten vorliegen. Von diesen speisen 10 mit 110 kV, 26 mit 220 kV und 13 mit 380 kV in die Netze ein (BNETZA, 2012a).

Für das UPW kommt demnach, in Abhängigkeit der Leistung, prinzipiell eine Einspeisung in jede der drei Hochspannungsebenen in Frage. Die Entscheidung darüber welche der Ebenen gewählt wird muss in Kooperation mit dem entsprechenden Netzbetreiber erfolgen.

Es muss davon ausgegangen werden, dass ein Neubau von Hochspannungsleitungen finanziell aufwändig und, wie andere Projekte gezeigt haben, mit großem Widerstand in der Bevölkerung verbunden ist (BRAUNSCHWEIGER ZEITUNG, 2011; RHEINPFALZ, 2013; NDR, 2010). Aus diesem Grund soll für die in dieser Arbeit vorgestellten Konzepte auf den Neubau elektrischer Freileitungen über größere Distanzen verzichtet werden.

Druckausgleichsschacht

Sowohl im Pump- als auch im Turbinierbetrieb muss der untere Speicher bewettert werden um Druckdifferenzen zu vermeiden (SCHREIBER, 2012). Diese würden den Befüll- und Entleervorgang der Speicherstrecken unnötigerweise behindern und zu einem Wirkungsgradverlust der Anlage führen. Zudem könnten, je nach Geometrie der Strecken, Teile des Speichers durch eingeschlossene Luft nicht als Volumen genutzt werden. Im laufenden Bergwerksbetrieb werden die meisten Schächte, neben ihrer eigentlichen Funktion, bspw. zur Personenbeförderung oder Rohkohleförderung auch als Wetterschächte genutzt (RAG, 2012a). Die zur Bewetterung des UPW bewegten Luftvolumina sind von dem Volumenstrom des einströmenden Wassers abhängig. Sind mehrere Druckausgleichsschächte notwendig so sind daneben die Geometrie der Strecken und deren Befüllungszeit von Bedeutung, da diese unterschiedliche Strömungsgeschwindigkeiten und verdrängte Luftvolumina bedingen können. Die Lage der Wetterschächte ist ebenfalls von der Geometrie des Speichers abhängig, da davon ausgegangen werden muss, dass sich die Luft am höchsten Punkt des Speichers sammelt. Möglicherweise können jedoch auch einzelne Bereiche zu Luftfallen werden. Zur endgültigen Beurteilung müssen daher Strömungsmodellierungen des Befüllvorganges durchgeführt werden (vgl. NIEMANN ET AL., 2013). Ebenfalls sollte geklärt werden, ob der Belüftungsschacht weitere Funktionen erfüllen kann. So könnte er möglicherweise zur Energieableitung genutzt werden. Dabei könnte die durchströmende Luft, je nach Temperatur, zur Kühlung der elektrischen Leitungen genutzt werden.

4 Planung eines Unterflurpumpspeicherwerks

- Standorte, Datenlage und Methodik -

4.1 Projektdarstellung

Diese Arbeit entstand im Rahmen zweier geförderter Projekte zum Thema der untertägigen Pumpspeicher. Eine erste Förderung wurde durch das Mercator Research Center Ruhr (MERCUR), einer Initiative der Stiftung Mercator sowie der Universitätsallianz Metropole Ruhr (UAMR), geleistet. Hieraus entwickelte sich ein weiteres Projekt mit fachlich erweiterter Zusammensetzung, welches durch das Ziel2-Programm mit Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung der EU, des Landes NRW sowie privater Geldgeber gefördert wird.

Ziel des Projektes ist die Untersuchung der Machbarkeit eines Unterflurpumpspeicherwerks in Anlagen des ehemaligen Steinkohlebergbaus. Aufgrund der Vielzahl der Unwägbarkeiten zu Beginn des Projektes, der auf den Erkenntnissen aufbauenden Betrachtung der Wirtschaftlichkeit sowie der Grundannahme, dass das UPW nur dann realisiert werden kann wenn es tatsächlich wirtschaftlich betrieben werden kann, wird das Projektziel ergebnisoffen verfolgt. Auch die Betrachtung der Systemvarianten erfolgt separat, um eine Beeinflussung untereinander oder eine ungleichgewichtige Bearbeitung auszuschließen.

Durch die Projektpartner wurden zu Beginn des Projektes Vorbedingungen formuliert, die als Voraussetzungen für die in dieser Arbeit vorgenommenen Planungen gelten sollen. Dies sind insbesondere:

- Die abgegebene elektrische Leistung soll mindestens 200 MW betragen.
- Die Laufzeit soll mindestens 4 h betragen.
- Hieraus resultiert, bedingt durch einen Wirkungsgrad von ca. 80%, ein notwendiges energetisches Speichervolumen von ca. 1000 MWh.
- Die untertägigen Speicherstrecken sollten aus statischen Gründen nicht durch tiefes Grundwasser erheblich überstaut werden.
- Die Kosten für die Errichtung und den Betrieb müssen vergleichbar mit denen konventioneller PSW sein (ca. 1.200 €/kW Turbinenleistung, vgl. DAOU PULIDO ET AL. 2013, BMU 2013).

4.2 Wahl der Standorte und geographische Einordnung des Arbeitsgebietes

Das Arbeitsgebiet ist sehr früh im Entscheidungsprozess auf das Ruhrgebiet und die zwei dort befindlichen aktiven Steinkohlebergwerke, Prosper-Haniel in Bottrop und Auguste Victoria in Marl und Haltern am See, festgelegt worden. Dies trägt insbesondere der mangelnden Verfügbarkeit anderer Standorte durch die weitgehend bereits vollzogene Schließung der übrigen Bergwerke Rechnung. Das dritte, in Deutschland sich noch in Betrieb befindende Bergwerk, Ibbenbüren, wurde auf Wunsch des Betreibers und wasserwirtschaftlicher Besonderheiten zunächst zurückgestellt.

4.2.1 Ruhrgebiet

Das Ruhrgebiet ist ein weitgehend wirtschaftsgeographisch und planungsrechtlich abgegrenzter Raum in Nordrhein-Westfalen. Sein Gebiet wird heute durch die zum Regionalverband Ruhr (RVR) zugehörigen Kreise und Städte definiert (Tabelle 6 und Abbildung 11).

Tabelle 6: Kreise und kreisfreie Städte des Ruhrgebietes (RVR, 2013)

Kreise	kreisfreie Städte
Ennepe-Ruhr Kreis	Bochum
Recklinghausen	Bottrop
Unna	Dortmund
Wesel	Duisburg
	Essen
	Gelsenkirchen
	Hagen
	Hamm
	Herne
	Mülheim/Ruhr
	Oberhausen

Der RVR ist als Gemeindeverband eine Körperschaft öffentlichen Rechts, die von den zugehörigen Verwaltungseinheiten getragen und aus gewählten Vertretern der Stadträte und Kreistage sowie Angehörigen wichtiger Gruppierungen und Verbänden gebildet wird.

Seine Aufgaben bestehen weitestgehend aus gemeinde- und kreisübergreifenden planerischen Tätigkeiten sowie der Wirtschaftsförderung und dem Naturschutz im Verbandsgebiet. Die Vorläuferorganisation des RVR, der Siedlungsverband Ruhrkohlenbezirk (SVR), wurde bereits im Jahre 1920 gegründet, um notwendige regionalplanerische Aufgaben zu erfüllen. 1979 ging aus dem SVR der Kommunalverband Ruhrgebiet (KVR) hervor, aus dem im Jahre 2004 der RVR entstand.

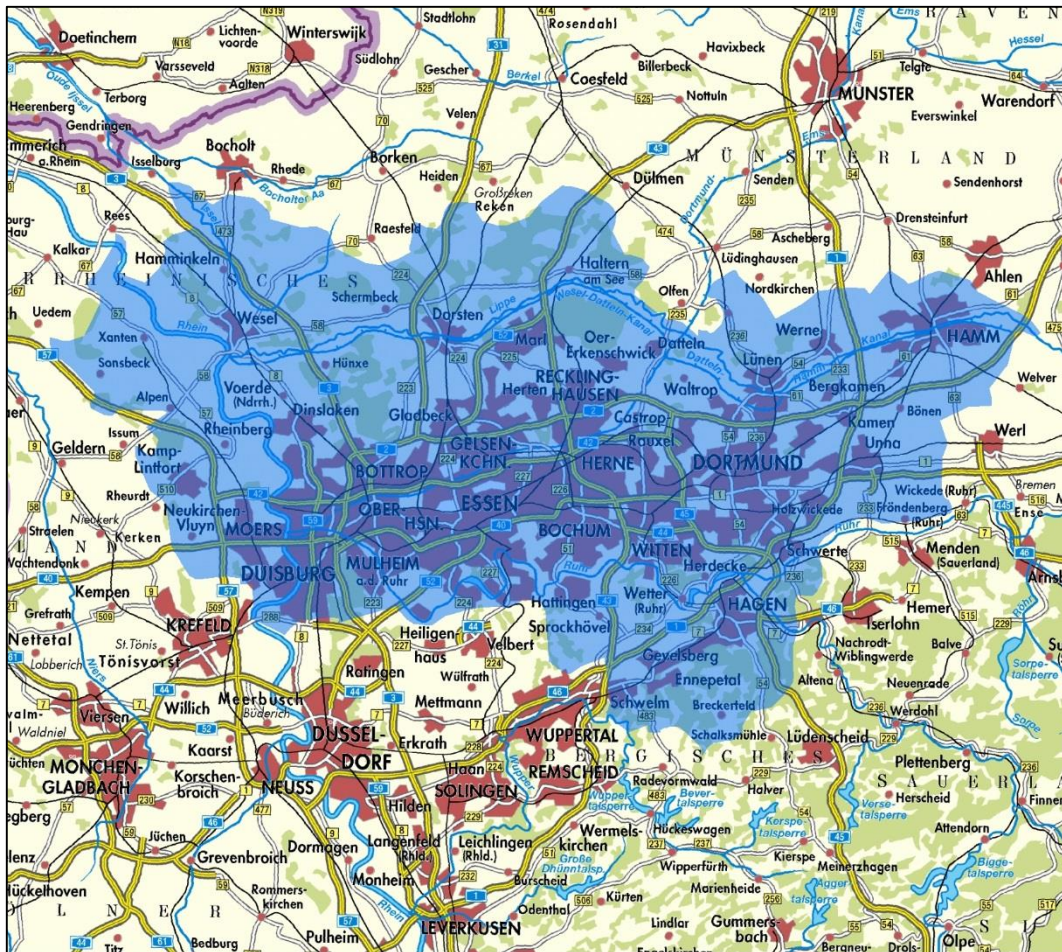


Abbildung 11: Lage und Ausdehnung des Ruhrgebietes als zum RVR zugehörige Gebiete (eig. Darstellung nach BKG 2013, GEOBASIS NRW)

Im Ruhrgebiet leben heute ca. 5,06 Mio. Menschen (Zensus 2011, IT.NRW, 2013) auf einer Fläche von ca. 4.434 km² (RVR, 2013). Es ist sowohl in naturräumlicher, siedlungsstruktureller und industrieller Hinsicht sehr heterogen.

Bevölkerung

Der zentrale Bereich des Ruhrgebietes, im Wesentlichen in E-W-Ausdehnung das Gebiet zwischen Duisburg und Dortmund und der Ruhr und Emscher in N-S-Ausdehnung, unterscheidet sich stark durch die dichte Besiedlung und den industriellen Charakter vom übrigen Umland. Während die Bevölkerungsdichte entlang der Achse Duisburg – Dortmund weitgehend größer als 2.000 EW/km² ist, sinkt sie in den Randbereichen wie bspw. Hamm sowie in den Kreisen des Ruhrgebiets deutlich unter 1.000 EW/km², im Kreis Wesel auf unter 500 EW/km² (nach IT.NRW 2011). Die durchschnittliche Bevölkerungsdichte im Gebiet des RVR beträgt ca. 1.200 EW/km². Seit dem Beginn der Industrialisierung in der Mitte des 19. Jh. ist die Bevölkerungszahl im Ruhrgebiet durch Zuwanderung von 0,4 auf 3,8 Mio. Einwohner im Jahre 1925 gestiegen (RVR 2013a). Nach den Weltkriegen stieg die Bevölkerungszahl, begründet vor allem durch die positive wirtschaftliche Entwicklung der Region, auf ein Maximum von 5,67 Mio. im Jahre 1961 an. Durch

die Kohlekrise sowie eine generelle Deindustrialisierung begründet sank die Zahl der Arbeitsplätze allein bis 1969 um ca. 200.000 (WEHLING, 2006). Diese Entwicklung spiegelte sich auch in der Abnahme der Bevölkerungszahlen, sowohl durch Abwanderung als auch durch einen Rückgang der Geburtenrate, wieder. Bis in die 1980er Jahre sank die Bevölkerungszahl des Ruhrgebietes auf unter fünf Millionen (ebd.). Lediglich um das Jahr 1990 ist durch Zuwanderung, aus den durch die Wiedervereinigung mit der ehemaligen DDR hinzugekommenen Gebieten, ein Zuwachs der Bevölkerungszahlen vermerkt (JESCHKE, 2006), der jedoch durch den allgemeinen Trend der Abwanderung um das Jahr 2009 wieder eliminiert wurde.

Historische Entwicklung

Historisch ist die Region Ruhrgebiet stark von der intensiven Steinkohleförderung geprägt, die im Ruhrtal oberflächennah bereits im 16. Jh. begann und wenig später auch das zentrale Ruhrgebiet dominierte. Abbildung 12 zeigt die Anzahl und die Gesamtförderleistung der Zechen des Ruhrreviers zwischen 1804 und 2012. Bemerkenswert ist die Produktivitätssteigerung der Bergwerke insbesondere für den Zeitraum zwischen 1860 und 1916.

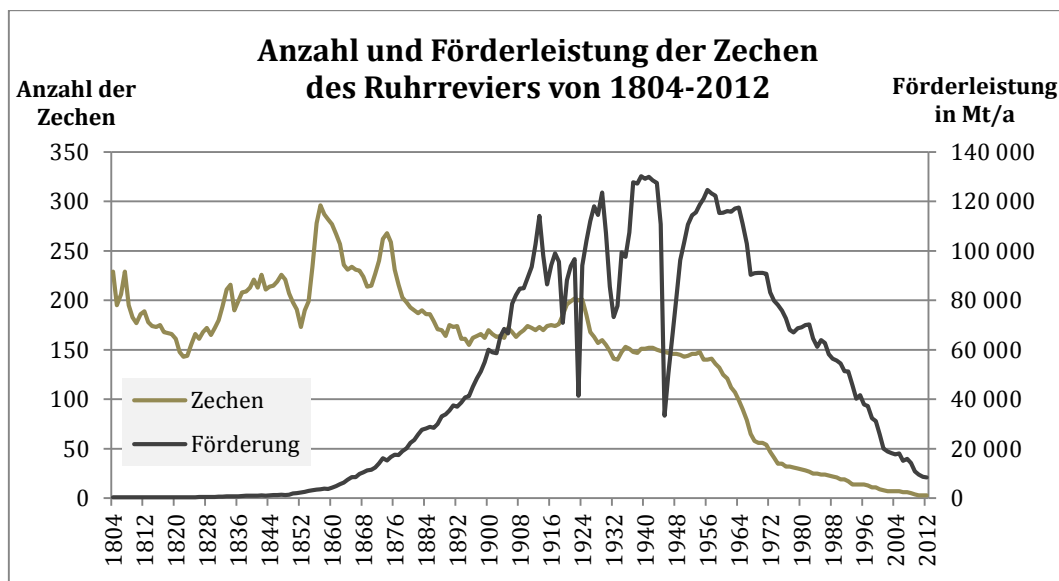


Abbildung 12: Anzahl und Förderleistung der Steinkohlebergwerke des Ruhrreviers von 1804-2012
(eig. Darstellung, nach HUSKE, 2006; STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT, 2013)

Aufgrund des Einfallens der kohleführenden Flöze in nördlicher Richtung war der Abbau einer stetigen Nordwanderung unterworfen. Zudem mussten Flöze in immer größeren Teufen erreicht und das nach Norden mächtiger werdende Deckgebirge durchdrungen werden (vgl. 4.7). Aufgrund der Verfügbarkeit der Steinkohle entwickelte sich im 19. Jh. eine prosperierende eisen- und stahlverarbeitende Industrie die einen erheblichen Anteil an der Industrialisierung des Ruhrgebietes hatte (DEGE & DEGE, 1983). Allerdings führte die monostrukturelle Ausrichtung der Industrie im Ruhrgebiet auch zu erheblichen Problemen. Bereits in den 1950er Jahren setzte die

Kohlekrise ein (vgl. Abbildung 12) und führte dazu, dass bis 1981 etwa zwei Drittel aller Schachtanlagen im Ruhrgebiet geschlossen wurden und mehr als 300.000 Beschäftigte ihre Arbeit verloren, auch aufgrund von Effizienzsteigerungsmaßnahmen und Zechenzusammenlegungen. Zurückzuführen ist die Kohlekrise vor allem auf drei Hauptursachen: 1. Die Erschließung von Kohlelagerstätten im Ausland (v.a. USA und UDSSR), aus denen aufgrund geringerer Teufe und größerer Flözmächtigkeit Kohle wesentlich günstiger gefördert werden konnte. 2. Die Erschließung von Lagerstätten und der zunehmende Import von Erdöl und Erdgas und die Verdrängung der Kohle als alleiniger Brennstoff für den Hausbrand. 3. Die Effizienzsteigerung der großen Kohleverbraucher (Kokereien und Eisenhütten), die zu einem Rückgang des Verbrauchs an Steinkohle führten (DEGE & DEGE, 1983). Seit dem Jahre 2000 hat sich die Zahl der Steinkohlebergwerke in Deutschland von insgesamt 12 auf 3 im Jahre 2013 reduziert. Insbesondere im Ruhrgebiet wurde ein großer Teil der verbliebenen Zechen, darunter große Verbundbergwerke wie das Bergwerk West und Ost, geschlossen. Heute existieren noch zwei aktive Steinkohlebergwerke im Ruhrgebiet, das Bergwerk Prosper-Haniel in Bottrop und Auguste Victoria in Marl (vgl. Tabelle 7) sowie das Bergwerk Ibbenbüren.

**Tabelle 7: Aktive Steinkohlebergwerke im Ruhrgebiet
(eig. Darstellung nach RAG, 2012)**

Bergwerk	Beschäftigte	Förderleistung [Mio. t/a]	größte Teufe [m NHN]	Grubenfeld [km ²]	Streckennetz [km]
Prosper-Haniel	4.418	3,2	-1.246	165	125
Auguste Victoria	3.743	3	-1.307	227	95

4.2.2 Bottrop

In der im zentralen Ruhrgebiet gelegenen Stadt Bottrop leben heute ca. 120.000 Menschen auf einer Fläche von 100,61 km² (BOTTRÖP, 2012, 2005). Erste Hinweise auf eine Siedlung gehen auf das Jahr 1150 zurück, kartografisch wird die Siedlung erstmals 1579 erwähnt. Während Bottrop im Jahre 1856 etwa 4.000 Einwohner zählte, fand auch durch den im Jahr 1856 mit der Errichtung der Zeche Prosper einsetzenden Steinkohlebergbau und die Nähe der einige Jahre zuvor in Betrieb genommenen Eisenbahnstrecke Köln-Minden ein starkes Bevölkerungswachstum statt, sodass in der Stadt im Jahre 1914 bereits 68.000 Menschen lebten. Das Stadtrecht wurde Bottrop im Jahre 1919 erteilt (BOTTRÖP, 2012a). Bottrop lässt sich von der wirtschaftlichen und sozialen Geschichte her als eine typische, durch den Bergbau geprägte Siedlung des nördlichen Ruhrgebietes einordnen.

Energetisch betrachtet wurden im Jahre 2009 auf dem Stadtgebiet Bottrops 2.753 GWh Endenergie in Anspruch genommen, wovon 39% auf die privaten Haushalte, 37% auf den Verkehrssektor, 22,6% auf die Wirtschaft (GHD, Industrie) und 1,4% auf kommunale Einrichtungen entfallen (BOTTRÖP, 2011). An elektrischer Energie wurden im Jahre 2009

596,9 GWh in Bottrop in Anspruch genommen, im gleichen Zeitraum 28,49 GWh elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt und eingespeist (BOTTRÖP, 2011). Eine detaillierte Übersicht über die Struktur der erneuerbaren Energieträger gibt Abbildung 13.

Tabelle 8 zeigt die Anzahl der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie im Stadtgebiet Bottrops.

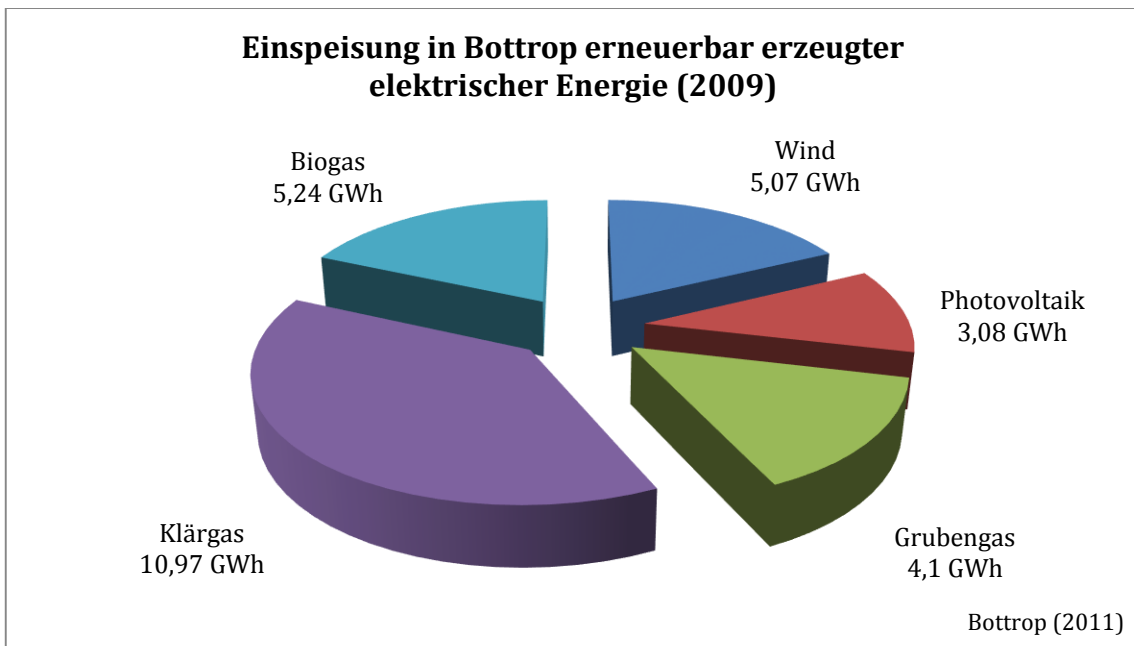


Abbildung 13: Einspeisung in Bottrop erneuerbar erzeugter elektrischer Energie (2009) (eig. Darstellung nach BOTTRÖP, 2011)

Tabelle 8: Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie in Bottrop (eig. Darstellung nach DGS, 2013)

	Anzahl	Leistung [kW]
Solar	794	18.580
Wind	6	3.580
Biomasse	6	4.585
Grubengas	1	2.716*

nach DGS (2013)

*nach Angaben des Betreibers 1.800 kW (BRANDT, 2012)

Insgesamt beträgt der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch ca. 4,8% und fällt damit im Vergleich zum Land NRW (7,4%) und der BRD (18,8%) eher niedrig aus (EA.NRW, 2011).

4.2.3 Marl

Die zum Kreis Recklinghausen gehörende Stadt Marl liegt in der nördlichen Zone des Ruhrgebietes, im Übergang zum ländlich geprägten Münsterland. Obwohl eine Besiedlungsgeschichte bereits mindestens seit dem Mittelalter nachgewiesen ist, erhielt Marl erst im Jahre 1936 das Stadtrecht. Ähnlich wie in vielen anderen Ruhrgebietsstädten setzte ein erhebliches Wachstum der Siedlung erst mit dem Steinkohlebergbau in Marl zum Beginn des 20. Jh., mit dem Bau des Bergwerks Auguste Victoria (ab 1899), ein, der im Norden des Ruhrgebiets aufgrund der zunehmenden Teufe abbauwürdiger Flöze sehr viel später als im Süden begonnen wurde. Das Wachstum der Siedlung ist anhand Abbildung 14 ersichtlich.

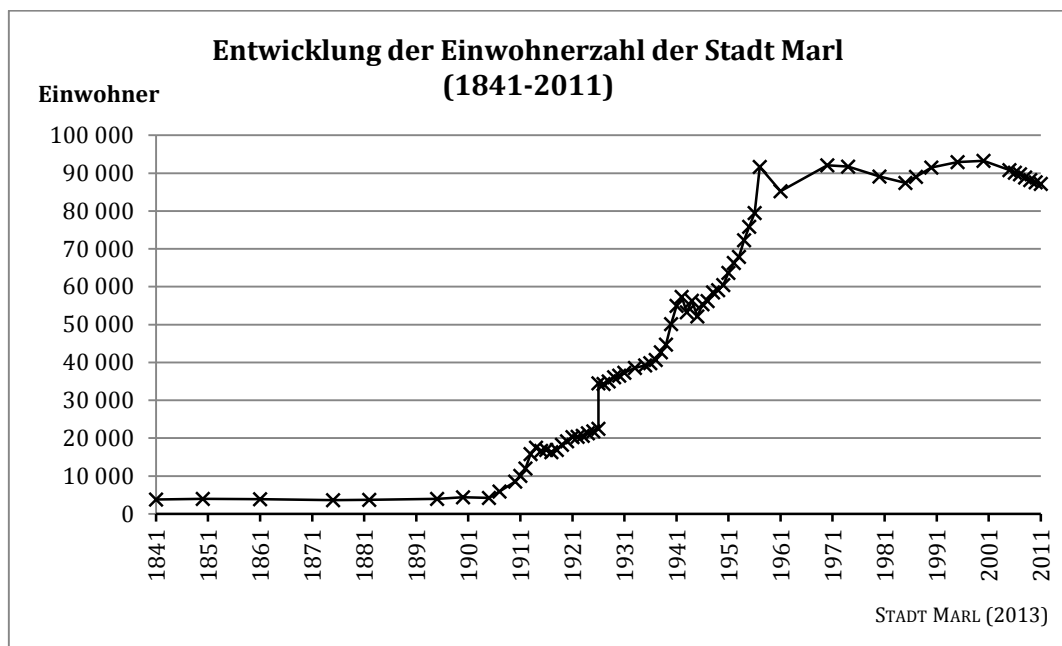


Abbildung 14: Entwicklung der Einwohnerzahl der Stadt Marl (1841-2011)
(eig. Darstellung nach STADTARCHIV MARL, 2013, STADT MARL, 2013)

Heute leben in Marl 86.792 Menschen (IT.NRW, 2013). Über die im Stadtgebiet Marls in Anspruch genommene Energiemenge liegen keine Informationen vor. Tabelle 9 zeigt die in Marl betriebenen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie.

Tabelle 9: Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie in Marl
(eig. Darstellung nach DGS, 2013)

	Anzahl	Leistung [kW]
Solar	465	8.102
Biomasse	1	4.800

nach DGS (2013)

4.3 Geologie des Arbeitsgebietes

Die geologische Struktur des Ruhrgebietes, insbesondere die reichen Steinkohlevorkommen, war die maßgebliche Grundlage für die wirtschaftliche Entwicklung der Region. Besondere Bedeutung besitzt das Jungpaläozoikum, wohingegen das Altpaläozoikum im Arbeitsgebiet nicht aufgeschlossen ist und auch für die weiteren Prozesse wenig Bedeutung besitzt. Geologisch wird das Ruhrgebiet dem Südrand des Subvariscikum zugeordnet. Hierbei handelt es sich um ein durch die Faltung des Rheinischen Schiefergebirges im Zuge der variscischen Orogenese entstandenes Vorlandbecken. Die Varisciden entstanden durch die Kollision des Südkontinents Gondwana sowie mehrerer kleinerer Terranes mit dem Nordkontinent Laurussia im Karbon und Perm. Im Zuge der Orogenese wurde das Rheinische Schiefergebirge gefaltet und zu einem Hochgebirge emporgehoben. Das Rheinische Schiefergebirge sowie der Untergrund der im Norden angrenzenden Münsterländer Bucht bestehen aus devonischen und karbonischen, vorwiegend klastischen Sedimenten. Diese wurden vom südlichen Festland und Kontinentalrand Laurussias, in einen sich im Devon durch Krustendehnung absenkenden Ost-West verlaufenden Trog, sedimentiert. Dabei lassen sich verschiedene Faziesbereiche nach Entfernung von der Küste und nach Wassertiefe unterscheiden (RICHTER, 1996). Während des Unterdevons wurden vornehmlich siliziklastische Sedimente mit Mächtigkeiten von gebietsweise mehreren tausend Metern in das synsedimentär absinkende Becken abgelagert. Im Mittel- und Oberdevon setzte dann auch vermehrte Riffbildung auf Schwellen und lokal auf Erosionsresten von Vulkanen sowie damit verbundene Karbonatsedimentation ein. Mit dem Herannahen Gondwanas und der einsetzenden variszischen Orogenese wurde das Rheinische Schiefergebirge herausgehoben. Das Gebiet des heutigen Ruhrgebiets, als Teil des Subvariszikum, senkte sich als Vorlandbecken ein und nahm im weiteren Verlauf den Abtragungsschutt des Rheinischen Schiefergebirges auf. Das Becken erstreckt sich vom Ruhrgebiet ausgehend, über die belgisch-französischen Steinkohlereviere, bis nach Südwaales und Südirland. Die Südgrenze wird südlich des heutigen Ruhrbeckens, die Nordgrenze im Bereich der Nordsee vermutet (SCHÖNENBERG&NEUGEBAUER, 1994). Die Mächtigkeit des sedimentierten Gebirgsschutts betrug während des gesamten Oberkarbon lokal bis zu 5.000 m, von denen der im Namur A und B abgelagerte Teil flözleer ist, der darauffolgend sedimentierte Teil dagegen über 100 Kohleflöze aufweist. Dies weist auf eine zunehmende Kompensation der synsedimentären Eintiefung des Beckens durch die zugeführten Sedimentmassen hin, sodass das Becken zeitweise trocken fiel. In diesen Zeiten konnte sich in tropischem Klima eine reiche Fauna nahe dem Grundwasserspiegel entwickeln. Durch zyklisch auftretende Transgression wurden die so entstandenen Moorgebiete mit marinen Sedimenten bedeckt, bis der Meeresspiegel wieder sank und der Zyklus von neuem begann. Dies wird durch allgemein terrestrische Sedimente im Hangenden der Flöze und marine Sedimente im Liegenden belegt (SCHÖNENBERG&NEUGEBAUER, 1994). Durch die fortschreitende Einengung in SE-NW-Richtung wurden die abgelagerten Schichten stark verfaltet. Das Streichen der Sättel und Mulden

4 Planung eines Unterflurpumpspeicherwerks

entspricht dem hier typischen variszischen WSW-ENE-Verlauf. Zu der Faltung kam die Anlegung großer Überschiebungssysteme in gleicher Richtung (LOOS et al, 1999), die lokal als Wechsel bezeichnet werden. Hierzu gehören bspw. der Gelsenkirchener Wechsel oder die Satanella Überschiebung. LOOS et al. ermittelten, dass die Entfernung zwischen diesen Überschiebungen regelmäßig zwischen 500 m bis 5 km beträgt (Äquidistanzen; Loos et al, 1999). Weiterhin wird das Gebiet durch eine Vielzahl von Querstörungen und Blattverschiebungen in Schollen zerlegt (vgl. Abbildung 15).

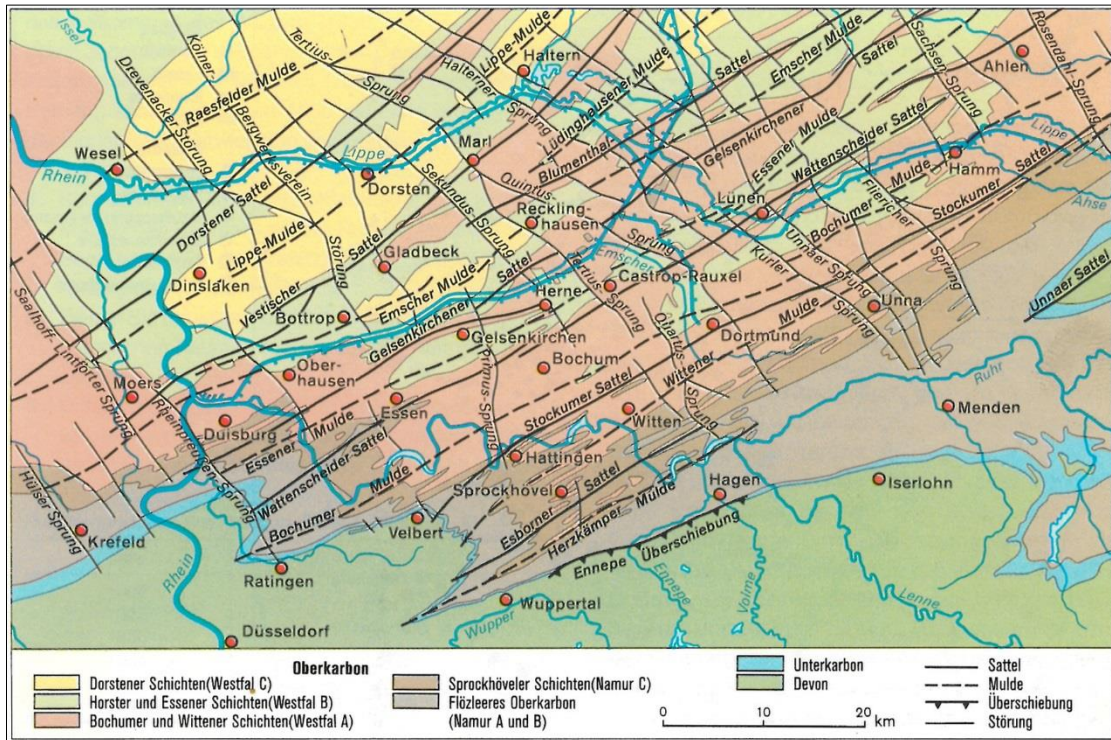


Abbildung 15: Geologie und Tektonik des Oberkarbon im Bereich des Ruhrgebiets (KERSTING&PONTHÖFER, 1990)

Das Streichen der Blattverschiebungen verläuft dabei überwiegend in E-W bis ESE-WNW sowie in N-S-Richtung (LOOS et al, 1999). Dabei sind die E-W-verlaufenden Störungen nahezu ausnahmslos dextral (ebd.). Die Störungen weisen vertikale Versatzbeträge von bis zu 850 m (ebd.) und horizontale Versatzbeträge bis zu 1.000 m auf (DROZDZEWSKI & WREDE, 1994; WALTER, 2005).

Das bis zum Stillstand der Orogenese, zum Ende des Oberkarbon entstandene Rheinische Schiefergebirge ragte ca. 2,5-6 km über das heutige Niveau heraus (WALTER, 2005). Zwischen den karbonischen und den kretazischen Schichten existieren nur wenige Relikte des dazwischenliegenden Perm bis Jura. Aus dem Perm sind vereinzelte, meist in Grabenpositionen erhaltene Ablagerungen des Rotliegend und des Zechstein vorhanden. Im Rotliegend unterlag das Arbeitsgebiet ariden Abtragungsbedingungen, durch die auch das Rheinische Schiefergebirge weitgehend eingebnet wurde. Während des Zechstein war es dagegen Transgressionsgebiet und

es wurden entsprechende evaporitische Sedimente abgelagert, die jedoch im Folgenden wieder weitgehend erodiert wurden. Ablagerungen der Trias wurden ebenfalls, bis auf einzelne Ablagerungen des Buntsandstein, zum Ende der Trias wieder erodiert (GLA NRW, 2000). Jura-Schichten lassen sich im Arbeitsgebiet nicht nachweisen, sie wurden wahrscheinlich vollständig erodiert. Zum Ende der Unterkreide, insbesondere aber während der Oberkreide, war das Ruhrgebiet bis zum Nordrand des Rheinischen Schiefergebirges Transgressionsgebiet und wurde mit mächtigen Sandsteinen und kalkigen Gesteinen bedeckt, die heute das Deckgebirge über den kohleführenden Karbongesteinen bilden.

Während des Mesozoikum spielte vor allem die saxonische Tektonik eine wichtige Rolle für das Arbeitsgebiet. Sie bezeichnet die tektonische Einengung der europäischen Platte durch den nach Norden driftenden afrikanischen Kontinent (GRABERT, 1998). Hierdurch wurden Spannungen im Arbeitsgebiet verursacht, die in Bewegungen entlang der großen Querstörungen des Karbon resultierten und zur Neuanlegung weiterer, insbesondere Nord-Süd gerichteter Störungssysteme, führte (ebd.). Insgesamt ist im frühen Mesozoikum eher eine Dehnungstektonik zu beobachten, während es im weiteren Verlauf, insbesondere in der Oberkreide, zu einer inversiven Kompressionstektonik kam (GLA NRW, 1987). Hierdurch wurden die bestehenden Grabenstrukturen herausgehoben, während die Sättel einsanken.

Gegen Ende des Miozän begann die erneute Heraushebung des Rheinischen Schiefergebirges gegenüber den angrenzenden Gebieten, welche sich vor ca. 800.000 Jahren deutlich verstärkte (WALTER, 2005). Grund hierfür ist die tektonische Einengung im Zuge der alpidischen Orogenese sowie die Entstehung einer, als Mantel-Plume bezeichneten, thermischen Anomalie, die zu dem als Plateau-Uplift bezeichneten Vorgang führte (GRABERT, 1998).

Die starke tektonische Beanspruchung und die damit entstandenen Störungszonen sind für die Errichtung von untertägigen Bauwerken von Bedeutung. Insbesondere rezente Bewegungen und Versätze müssen für den betroffenen Bereich ausgeschlossen werden können. Weiterhin wurde im Zuge des Abbaus darauf geachtet, möglichst keine stärker gestörten Bereiche auszubeuten oder zu kreuzen (RAG, 2012a). Eine detaillierte geologische Betrachtung ist das Ziel weiterer Arbeiten innerhalb des Projektrahmens. Aus diesem Grunde werden hier nur die wichtigsten bisherigen Erkenntnisse aufgeführt.

Die für die Errichtung eines UPW in Frage kommenden Bereiche werden durch Schichtenfolgen des Oberkarbon geprägt. Das überlagernde kretazische Deckgebirge fällt, wie die Schichten des Karbon, bei zunehmender Mächtigkeit nach Norden hin ein. Im Bereich des Schachtes Prosper 1 liegt die Grenze Kreide/Oberkarbon bei ca. -135 m, im Bereich des Schachtes 10 bei -304,5 m. Aufgrund der nördlicheren Lage des Bergwerks Auguste Victoria liegt die Grenze zwischen Deckgebirge und Oberkarbon hier deutlich tiefer. An den südlichsten Schächten 4 und 5 liegt sie bei ca. -440 m, am nördlichsten der Schächte, Schacht 9, bei -799 m (RAG, 2012a). Das Deckgebirge ist flözleer, daher wurden hier keinerlei Streckensysteme angelegt. Das darunterliegende Karbon

4 Planung eines Unterflurpumpenspeicherwerks

ist durch eine intensive Wechsellagerung kohleführender und flözleerer Schichtenfolgen charakterisiert. Die Schichtenmächtigkeit ist sehr unterschiedlich ausgeprägt und reicht von wenigen Millimetern bis zu mehreren Hunderter Metern (GLA NRW, 2000). Für die Errichtung untertägiger Anlagen sind ungestörte Bereiche aus möglichst homogenem und standfestem Gestein von Vorteil. Diese treten in den Bereichen der Bergwerke jedoch nur sporadisch auf. Verbreiteter sind teils mächtige Tonsteinlagen. Die Identifikation geeigneter Bereiche, bspw. mächtigere Sandsteinschichten, für die Errichtung von untertägigen Bauwerken, wie Kavernen oder Speicherstrecken, ist Ziel weiterer Arbeiten.

Morphologisch und naturräumlich besitzt das Ruhrgebiet heute Anteile des Rheinischen Schiefergebirges im Süden sowie der Tiefebene der Münsterländer Bucht und der Niederrheinischen Bucht (vgl. Abbildung 16).

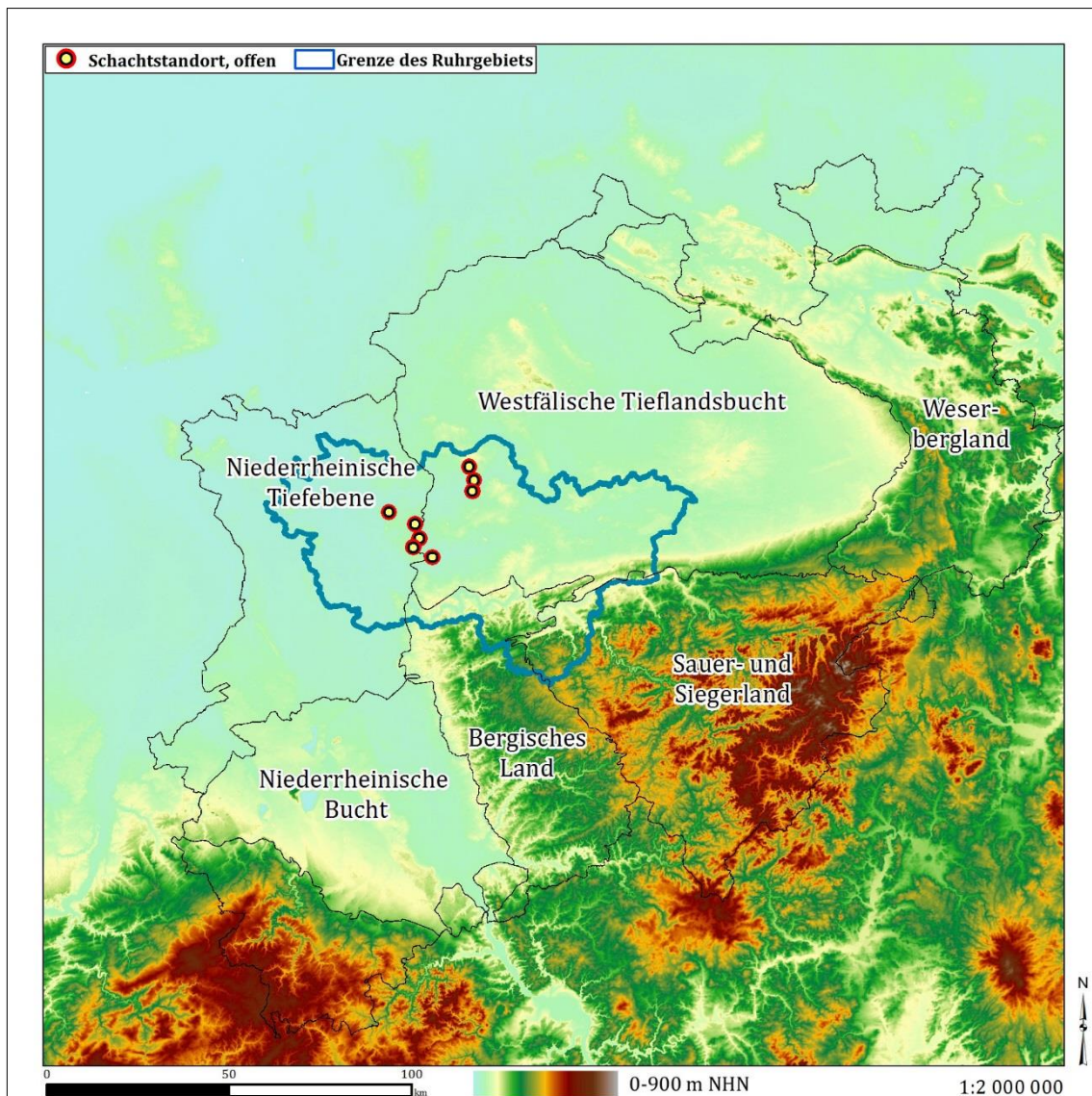


Abbildung 16: Morphologie NRWs.
Blau umrandet ist das Ruhrgebiet, mit Schachtstandorten der Bergwerke Prosper-Haniel (SW) und Auguste Victoria (NE)
(eig. Darstellung, nach SRTM USGS, 2008; LANUV, 2012; BKG, 2012)

4.4 Methodik der Standortbetrachtung und Datenlage

4.4.1 Analyisierte Daten

Das Ziel der Standortanalyse ist es, den am besten geeigneten Standort für ein geplantes Vorhaben, aus einer Auswahl mehrerer Standorte, zu identifizieren. Hierzu müssen zunächst Kriterien aufgestellt werden, die für das Projekt von Bedeutung sind und Einfluss auf den späteren Zweck des Vorhabens nehmen. Bei herkömmlichen Standortanalysen sind dies bspw. Grundstücksverfügbarkeit, Entfernung zum Verbraucher, Entfernung zum Rohstoff, Infrastrukturanbindung, etc. (vgl. SCHÄTZL, 2003). Es besteht dabei die Möglichkeit, eine Gewichtung der einzelnen Parameter vorzunehmen, um die Bedeutung der Kriterien für das Projekt gegeneinander abzuwägen. Häufig wird ein Punktesystem angewendet, mithilfe dessen die Kriterien gewichtet und die Standorte miteinander verglichen werden können. Dies bietet sich vor allem für solche Projekte an, deren mögliche Standorte eine überschaubare Zahl überschreiten und damit nicht im direkten Vergleich zu betrachten sind. Für das Projekt des Unterflurpumpspeicherwerks ist die Anzahl der möglichen Standorte zunächst durch die sehr speziellen Anforderungen begrenzt. So stehen in dieser Arbeit die aktiven Steinkohlebergwerke des Ruhrgebietes im Fokus der Betrachtung, wobei es sich um zwei Bergwerke mit jeweils einer geringen Anzahl von Standorten handelt. Die Standortanalyse beschränkt sich demnach auf eine überschaubare Anzahl von möglichen Standorten für die verschiedenen Funktionen und Bauwerke. Dabei ist zudem zu beachten, dass das UPW aus mehreren Standorten bestehen kann, bzw. muss und dass jeder Standort und Schacht, je nach Konzept, unterschiedliche Funktionen erfüllen muss. Aus diesen Gründen erscheint die Erstellung von Bewertungsmatrizen für diesen Fall als nicht zielführend. Es ist möglich, dass sich dies für Regionen mit einer größeren Anzahl an verfügbaren Bergwerken anders darstellt. Eine Zusammenstellung zu berücksichtigender Kriterien der verschiedenen Fachrichtungen kann hierfür von Nutzen für nachfolgende Planungen an anderen Standorten sein. Im Anhang findet sich eine vorläufige Zusammenstellung, die im Zuge der weiteren Arbeiten vervollständigt werden kann.

Die Standortanalysen wurden anhand verschiedener Daten aus unterschiedlichen Quellen durchgeführt.

Die **Übersicht über die Betriebsanlagen** dient der Identifikation der heutigen Nutzung sowie des Grades der Bebauung und damit des Aufwandes der einer Nachnutzung der Flächen vorangeht. Die Bergwerksflächen werden zwar in jedem Fall einer Nachnutzung unterliegen, jedoch ist das Entfernen der derzeitigen Bebauung nicht vorauszusetzen. So wäre bspw. eine kulturhistorisch-museale Nachnutzung denkbar. Für UPW-Zwecke könnten Gebäude unter Umständen für die Unterbringung von Wärmetauschern, anderer notwendiger übertägiger Geräte sowie Büros und Steuereinrichtungen genutzt werden. Die vorhandene Bebauung sowie deren Funktion wurden der DGK 5 sowie aus von der RAG zur Verfügung gestellten Informationen entnommen.

Die **Verfügbarkeit von Flächen** an den Standorten ist eine grundlegende Voraussetzung für die Errichtung eines übertägigen oberen Reservoirs für das geschlossene System. Die Größe der notwendigen Fläche ist abhängig vom untertägigen Speichervolumen und der Beckengeometrie. Für die Betrachtung kommen nur Flächen in Frage, die sich im Besitz der RAG befinden, da eine Erweiterung der Flächen finanziell und organisatorisch aufwändig sowie spekulativ ist. Weiterhin wurde ausgewertet, ob seitens der Kommunen bereits geplante Nachnutzungskonzepte für die entsprechenden Flächen entwickelt wurden oder in Arbeit sind. Diese Informationen wurden dem Portal *Regioplaner.de* (KREIS RECKLINGHAUSEN, BOTTROP, O.J.) entnommen, das die Flächennutzung und Raumplanung der betroffenen Gemeinden beinhaltet und von diesen betrieben wird. Weiterhin wurde in den zur Verfügung stehenden Veröffentlichungen der Gemeinden auf entsprechende Beschlüsse oder Eingaben hin recherchiert. Die Verfügbarkeit von RAG-eigenen Flächen an den Standorten wurde aus Informationen der RAG entnommen (RAG, 2012a). Hierbei kann es aufgrund grafischer Ungenauigkeiten der Daten zu geringen Abweichungen kommen.

Die **Morphologie** wurde anhand der Höhendaten eines, durch das Geobasis NRW bereitgestellten, Digitalen Geländemodells (DGM) mittels 3D-Analyst in ESRI ArcGIS ausgewertet. Das verwendete DGM 1 des Arbeitsgebietes besitzt eine Auflösung von 1 x 1 m. Die Genauigkeit der Höheninformation beträgt +/- 20 cm. Aus den Einzelpunkten wurden Terrain-Datensätze der Standorte generiert. Ein Terrain-Datensatz besteht aus grafischen Oberflächen, die in verschiedener Auflösung, je nach Maßstab dargestellt werden können. Hierdurch ist ein Arbeiten mit sehr großen Datensätzen möglich. Ziel der topographischen Auswertung war die Identifikation möglicher natürlicher Senken, die als obere Reservoirs eines UPW genutzt werden können.

Angaben zur **Bevölkerungsverteilung** wurden anhand der amtlichen, jeweils aktuellen Bevölkerungsstatistik der betroffenen Gemeinden sowie der von den Gemeindeverwaltungen zur Verfügung gestellten Lage der Stadtteile oder statistischen Bezirke vorgenommen. Die Bevölkerungsverteilung ist insofern von Bedeutung, als ein erheblicher Teil der benötigten elektrischen Energie durch Privathaushalte in Anspruch genommen wird. Eine geringe Distanz zwischen Erzeugern und Verbrauchern mindert die Transportverluste (GIESECKE & MOSONYI, 2009). Gleiches gilt für potentielle Erzeugeranlagen zur Bereitstellung des Pumpstroms (s.u.).

Sowohl für die Angaben zur Bevölkerungsverteilung als auch für die Standorte von eE-Erzeugern wurde ein Radius von 3 km um die einzelnen Standorte herum für die Betrachtung gewählt. Er dient in erster Linie dazu das Umfeld des Standortes zu definieren und abzugrenzen und innerhalb dieser Grenzen zu beschreiben. Weiterhin soll aus dem Bedarf an elektrischer Energie sowie der Gewinnung erneuerbarer Energie innerhalb des Radius eine Vergleichbarkeit zwischen den Standorten geschaffen werden. Die Bevölkerungszahlen innerhalb der Radien wurden mittels des GIS rechnerisch-statistisch bestimmt. Dabei wurde die zuvor ermittelte Bevölkerungsdichte auf die tatsächlich innerhalb des Radius befindliche Fläche zurückgerechnet. Dies setzt voraus, dass

die Bevölkerungsverteilung innerhalb der Bezirke oder Stadtteile homogen ist, was nicht der Wirklichkeit entspricht und daher nur annäherungsweise sein kann. Exaktere Verfahren wären bspw. die Kartierung der entsprechenden Gebiete, die für diese Arbeit als nicht sinnvoll erachtet wird, oder aber die Luftbild-/Kartenauswertung, über die sich, ohne Kenntnis der Art der Bebauung, lediglich bebauungsfreie Räume hätten eliminieren lassen können. Dies hätte jedoch nur zu einer geringfügig erhöhten Genauigkeit der Bevölkerungsverteilung innerhalb der Radien geführt.

Die **Lage von geschützten Flächen** ist teilweise frei verfügbar (LANUV NRW, 2013; MKULNV NRW, 2013) oder wurde freundlicherweise durch die Stadt Bottrop zur Verfügung gestellt. Zu den ausgewerteten Daten gehören Natur-, Vogel-, FFH-, Wasser- und Landschaftsschutzgebiete. Die eingerichteten Schutzgebiete sollten in der Planung berücksichtigt und respektiert werden. Dies beruht zum einen auf Gründen des Naturschutzes, zum anderen auf Restriktionen oder Hindernissen im Genehmigungsverfahren und der Akzeptanz der Bevölkerung und Interessensverbänden.

Die **Verfügbarkeit von Oberflächenwasser** ist insbesondere für das offene System relevant, jedoch auch für das geschlossene System von Bedeutung. Für den Betrieb des offenen Systems muss eine dauerhafte Zufuhr von Frischwasser bestehen, um die Verluste, die durch das Einsickern in das Gestein und weiter ins tiefe Grundwasser entstehen, auszugleichen. Das offene System ist daher auf ein entsprechendes Fließgewässer oder ein durch andere Mechanismen befüllbares Gewässer angewiesen. Das Fließgewässer kann bspw. ein Fluss oder ein bewirtschaftetes Gewässer wie ein Kanal sein. Reicht die Regenerationsrate nicht aus um ausreichend Wasser für den laufenden Betrieb des UPW zur Verfügung zu stellen, so muss das Wasser über Tage zwischengespeichert werden. In diesem Fall benötigt das offene System ebenso wie das geschlossene ein oberes Reservoir. Möglicherweise kann das Betriebswasser auch aus dem oberflächennahen Grundwasser gewonnen werden. Diese Möglichkeit findet hier aber keine weitere Beachtung und muss aus wasserwirtschaftlicher, ökologischer und genehmigungsrechtlicher Sicht in weiteren Arbeiten untersucht werden. Für das geschlossene System ist ein entsprechendes Oberflächengewässer in geringer Distanz für die Erstbefüllung notwendig. Die Information zur Lage von Oberflächengewässern mit potentiell ausreichender Wasserführung wurde der DGK 5 sowie der TK 25 entnommen. Diese Datenquellen liefern, trotz des hohen Anteils an verrohrten Gewässern im Arbeitsgebiet, ausreichend genaue Informationen, da nur Gewässer mit entsprechender Wasserführung für die Nutzung in Frage kommen.

Stand des oberflächennahen Grundwassers

Der Stand des oberflächennahen Grundwassers ist für die Errichtung eines oberen Reservoirs von Bedeutung. Es sollte aus bautechnischer und ökologischer Sicht vermieden werden, dass das obere Reservoir und das Grundwasser in dauerhaftem Kontakt stehen. Zum einen können durch den Druck des Grundwassers Schäden am Bauwerk entstehen, bzw. kann es durch die verstärkte

Bauweise zu zusätzlichen Kosten kommen, zum anderen könnte das entleerte Reservoir durch seinen eigenen Auftrieb aufschwimmen. Aus ökologischer Sicht sollte eine Verunreinigung des Grundwassers durch das Bauwerk oder die Bautätigkeit vermieden werden, bspw. durch Auswaschung des Betons, Korrosionsprodukte, etc. Prinzipiell ist die Errichtung des oberen Reservoirs im Grundwasser möglich, jedoch mit zusätzlichen Kosten und Auflagen verbunden. Die Daten zum Grundwasserspiegel an den einzelnen Standorten stammen aus den im elektronischen Wasserinformationssystem des MKULNV veröffentlichten Daten der Grundwassermessstellen (www.elwasweb.nrw.de).

Die Betrachtung der Anbindung an das **elektrische Versorgungsnetz** erfolgte vor dem Hintergrund des notwendigen Netzanschlusses des UPW. Eine möglichst geringe Distanz zu in Frage kommenden Leitungen und Anschlusspunkten ist sowohl bauplanerisch als auch finanziell von Interesse. Dabei wurden lediglich die Spannungsebenen von 10-380 kV betrachtet, da niedrigere Ebenen keine Bedeutung für den Betrieb eines Kraftwerks besitzen. Die notwendigen Informationen wurden der DGK 5 entnommen.

Die Analyse der **Verkehrsinfrastruktur** erfolgte anhand der vorliegenden Kartenwerke TK 25 und DGK 5. Dabei wurden zum einen die Lage der verschiedenen Verkehrswege und zum anderen die Entfernung zu diesen ermittelt. Die Verkehrsanbindung eines potentiellen Standortes spielt für das Projekt insbesondere für die Bauphase eine wichtige Rolle, in geringerem Maße für den Betrieb. In der Bauphase ist die Anlieferung großer und schwerer Komponenten sowie von Baumaterialien bis an den entsprechenden Schachtstandort notwendig. Auch muss eventuell anfallender Aushub des oberen Reservoirs sowie der untertägigen Hohlräume wie Maschinenkavernen oder Speicherstrecken vom Standort entfernt werden.

Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie wurden mittels der Angaben der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS, 2013) für die Gebiete der Städte Bottrop, Marl und der angrenzenden Städte identifiziert. Die Anlagendaten stammen aus der gesetzlich festgelegten Veröffentlichungspflicht der Anlagenbetreiber bzw. der Netzbetreiber. Die adressgenauen Angaben des extrahierten Datensatzes (Bottrop: 3.646 Anlagen, Marl: 2.721 Anlagen) wurden mittels zweier Geocoding Tools (juiceanalytics.com, TomTom Geocoder) mit Koordinaten versehen und in ArcGIS importiert. Es kann bei diesem Verfahren zu Abweichungen zwischen dem tatsächlichen Standort des Kraftwerks und der Adresse kommen, da insbesondere in ländlichen Gebieten häufig die Flurstücke beachtliche Größen erreichen und damit eine Abweichung von mehreren zehn bis 100 m möglich ist. Einzelne, insbesondere Anlagen mit hohen installierten Leistungen wurden bei größeren Abweichungen manuell, anhand von digitalen Orthophotos (DOP) korrigiert. Insgesamt konnte aber eine zufriedenstellende Genauigkeit der Daten festgestellt werden. Andere Verfahren, insbesondere die manuelle Geokodierung waren aufgrund der Datenfülle nicht sinnvoll durchführbar.

4 Planung eines Unterflurpumpspeicherwerks

Die Daten beinhalten neben dem Standort der Anlagen weitere Angaben. Hierzu gehören die installierte Leistung der Anlagen und bei einem Teil (etwa 2/3) der PV-Anlagen die eingespeiste Menge an elektrischer Energie für das Jahr 2010 sowie das Verhältnis von erbrachter Arbeit zu maximaler Leistung innerhalb eines Jahres ($\text{kWh}/(\text{kWp}\cdot\text{a})$). Diese Daten sind vor allem für Anlagen vorhanden, die nach oder im Jahr 2010 fertiggestellt wurden. Aus den $\text{kWh}/(\text{kWp}\cdot\text{a})$ -Angaben wurden das arithmetische Mittel ($797 \text{ kWh}/(\text{kWp}\cdot\text{a})$) sowie der Median ($806 \text{ kWh}/(\text{kWp}\cdot\text{a})$) bestimmt. Aufgrund der geringen Abweichung des Medians vom arithmetischen Mittel wurden $797 \text{ kWh}/(\text{kWp}\cdot\text{a})$ als verlässlicher Wert für die übrigen Anlagen, für die keine Angaben vorlagen, verwendet um die jährliche eingespeiste Strommenge einer PV-Anlage annäherungsweise zu bestimmen. Die verwendeten Daten beinhalten alle gemeldeten Anlagen bis Mai 2012 (eingespeiste Energiemenge des Jahres 2010).

Schächte

Die Lage der Schächte wurde der DGK 5 sowie den von der RAG bereitgestellten grafischen Daten entnommen (RAG, 2012a). Weiterhin konnten aus diesen Angaben Erkenntnisse über die Dimensionen der Schächte, die angebundenen Sohlen sowie den Schachtausbau gewonnen werden. Schächte bilden die Verbindung zwischen untertägigen und übertägigen Anlagen und sind daher als Druckschacht, Zugangsweg, Bewetterung und Energieableitungsweg unabdingbar.

Strecken

Die Lage der Strecken der Bergwerke im Raum ist von besonderer Bedeutung für das UPW da sie den untertägigen Speicher des geschlossenen Systems bzw. den primären Speicher des offenen Systems darstellen. Hinzu kommen der Querschnitt sowie die Geometrie der auf den Sohlen miteinander verbundenen Strecken. Das zurzeit offene Grubengebäude der Bergwerke wurde von der RAG digital in unterschiedlichen Formaten zur Verfügung gestellt. Der Datensatz wurde mittels ESRI ArcGIS weiterverarbeitet um das Streckenvolumen möglichst exakt zu bestimmen. Unmittelbar aus dem Datensatz konnte die Sohlbreite der Strecken sowie die Lage im Raum (x,y,z-Koordinaten) und damit auch die Länge und die Neigung der Streckenabschnitte bestimmt werden. Im GIS wurde das Streckennetz in Abschnitte unterteilt und für jeden Abschnitt aus der Sohlbreite der Querschnitt und das Volumen bestimmt. Hierzu wurde ein Faktor von Höhe zu Breite von 1:1,4 verwendet (STUDENY, 2013). Hierbei handelt es sich allerdings lediglich um einen Richtwert. Bei der Berechnung wurde angenommen, dass es sich bei dem Querschnitt um eine Halbellipse handelt. Genauere Berechnungen müssen bei der konkreten Bauplanung, bspw. mithilfe von Laserscandaten erfolgen. Aus den Querschnittsflächen des Anfangs- und Endquerprofils wurde das arithmetische Mittel gebildet und mit der Länge der Mittelachse das Volumen des Streckenabschnittes berechnet.

Die **planungsrechtlichen Grundlagen** wurden anhand der zu Verfügung stehenden Veröffentlichung zum Landesentwicklungsplan, Regionalplan sowie zu in Frage kommenden Genehmigungsverfahren, wie dem Raumordnungsverfahren, Planfeststellungsverfahren und der

Umweltverträglichkeitsprüfung betrachtet. Diese Aspekte erweitern die unter dem Punkt „Verfügbarkeit von Flächen“ aufgeführten Auswertungen und sind weniger standortbezogen als vielmehr regional bedeutsam.

4.4.2 Auswertung der Daten

Die Bewertung der Ergebnisse der Standortanalyse wurde nach den folgenden Kriterien vorgenommen.

Elektrische Netzanbindung

Eine möglichst geringe Distanz zum Netz der Hoch- und Höchstspannungsebene, möglichst zu bestehenden Knotenpunkten wie Umspannstationen wurde als günstig angesehen. Die Anbindung an das elektrische Netz des UPW wird in eine der drei Netzebenen (110, 220, 380 kV) erfolgen. Die Entscheidung darüber welche Spannungsebene im Einzelfall die günstigste ist, hängt von der endgültigen Leistung der Maschinensätze sowie der Entscheidung des Netzbetreibers ab. Nach ERLICH (2013) ist eine Anbindung an das 220 kV-Netz bei einer prognostizierten Leistung von 200-300 MW am sinnvollsten. Allerdings wird das 220kV-Netz in Deutschland sukzessive abgeschafft werden (ebd.), wobei anzunehmen ist, dass die Infrastruktur erhalten bleibt und mit einer anderen Spannung belegt wird. Somit bleiben die 110 kV und 380 kV-Ebene, die prinzipiell beide geeignet sind. Bei der Bewertung wurden eine direkte Anbindung des Standortes selbst, die Nähe zu einer Umspanneinrichtung sowie die Nähe zu einer entsprechenden Leitung positiv bewertet.

Verkehrsanbindung

Die Straßenanbindung wurde zunächst nach der Anbindung an das überregionale Straßennetz (BAB, Bundesstraßen, Landesstraßen) bewertet. Die Zugehörigkeit zu einer dieser Kategorien gibt in der Regel Aufschluss über Ausbau und Dimension des Verkehrsweges. In den *Richtlinien für die Anlage von Straßen – Teil: Querschnitte* sind typische Querschnitte für die unterschiedlichen Straßenkategorien aufgeführt (FGSV, 1996). Eine möglichst große Nähe zu einer möglichst hohen Kategorie wird bei der Bewertung als optimal und entsprechend höher bewertet angenommen. Baumaterialien und kleinere Komponenten werden voraussichtlich über die Straße zum Standort transportiert. Die Straßenverkehrswege an den Standorten sollten daher neben der Anbindung an das überregionale Straßennetz eine ausreichende Breite und ausreichende Kurvenradien aufweisen. Zudem ist auf die starke Lärmbelästigung und die Beeinträchtigung der Lufthygiene durch intensiven LKW-Verkehr zu achten, insbesondere wenn sich Wohnbebauung im Umfeld des Standortes oder entlang der genutzten Verkehrswege befindet. Eine weitere Einschränkung sind Brücken mit stark begrenzter Traglast die zum Erreichen des Standortes überquert werden müssen oder aber Bauwerke die ihrerseits die Zufahrtsstraßen überspannen und nicht ausreichende Durchfahrtshöhen zulassen.

Eine Anbindung an den Schienenverkehr ermöglicht den Transport großer und schwerer Komponenten über große Strecken und mit geringerem Aufwand als der Straßentransport. Zu

beachten ist jedoch die Entfernung der nächsten Entlademöglichkeit (bspw. Güterbahnhof) zum überträgigen Bestimmungsort der Fracht. Liegen diese so weit auseinander, dass ein entsprechender Straßentransport durchgeführt werden muss, so muss einerseits die Straßenverbindung zwischen Umlade- und Zielort geprüft werden und zudem Aufwand und Kosten des zusätzlichen Straßentransports. Eine in der Nähe eines Standortes verlaufende Bahnanbindung mit entsprechender Umlademöglichkeit oder eine eigene Anbindung an das Bahnnetz wird als positiv bewertet.

Eine mögliche Anbindung an den Schiffsverkehr könnte, vergleichbar mit dem Schienenverkehr den Transport großvolumiger oder schwerer Komponenten und Bauteile erleichtern. Hier gelten ähnliche Voraussetzungen wie beim Schienenverkehr, bspw. müssen, bei nicht unmittelbarer Anbindung des Zielortes an den Verkehrsweg entsprechende Umlademöglichkeiten vorhanden sein um das Transportgut mittels eines weiteren Verkehrsmittels zum Zielort zu transportieren. Eine räumliche Nähe zu einer Wasserstraße wird zunächst positiv bewertet.

Die räumliche Nähe zu **Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energie** ist insofern von Bedeutung, dass es durch die Übertragung der elektrischen Energie zu Transportverlusten kommt. Diese Verluste sind abhängig von der verwendeten Spannung und daher bei Kleinanlagen mit Einspeisung in das Niederspannungsnetz, wie sie häufig von Privatpersonen im Stadtgebiet betrieben werden, relativ hoch. UPW und Kleinanlagen werden demnach in unterschiedlichen Spannungsebenen betrieben, somit bestehen keine unmittelbaren Energieflüsse zwischen diesen. Kommt es nun aber zu einer Überproduktion von Energie, so wird die überschüssige Energie auch in das Übertragungsnetz eingespeist und steht damit dem UPW zur Verfügung. Aus diesem Grunde ist zwar primär die Entfernung zwischen Kleinanlage und Umspannstation wichtiger, als die Entfernung Kleinanlage – UPW. Nichtsdestotrotz wurde die räumliche Distanz UPW – EE-Anlagen ermittelt, da sich hierdurch das Umfeld der in Frage kommenden Standorte charakterisieren lässt. Für die konkrete Standortwahl ist sie jedoch von untergeordneter Bedeutung.

Die **Flächenverfügbarkeit** ist von großer Bedeutung für das Projekt, insbesondere für das geschlossene System. Flächen werden insbesondere für das notwendige obere Reservoir benötigt. Sie kann ein Ausschlusskriterium darstellen, sollten keine geeigneten zusammenhängenden Flächen oberhalb eines Schachtes verfügbar sein. Für das offene System stellt sich die Sachlage anders dar. Hier ist der Flächenbedarf an der Oberfläche nur dann vorhanden, wenn ein Pufferbecken benötigt wird um Oberflächenwasser zwischenzuspeichern. Stellt ein Fließgewässer in der Nähe des Standortes ausreichende Wassermengen zur Verfügung um den Betrieb des UPW zu gewährleisten, so ist kein gesondertes oberes Reservoir notwendig und demnach der Flächenbedarf gering. Fehlende Flächen in Schachtnähe wurden daher für das geschlossene System als Ausschlusskriterium gewertet, für das offene System in Abhängigkeit des verfügbaren Oberflächenwassers differenziert bewertet.

Ein bereits bestehendes Planungskonzept für eine Nachnutzung der Flächen wird als eher ungünstig bewertet. Zwar befinden sich die betroffenen Flächen in RAG-Besitz, es ist jedoch davon auszugehen, dass den Kommunen bei der Nachnutzung ein Mitspracherecht eingeräumt werden muss. Zudem müssen die entsprechenden planungsrechtlichen Grundlagen von den Gemeinden bereitgestellt werden.

Die am Standort vorhandenen **übertägigen Betriebsanlagen** sind, abgesehen von den Förderanlagen, von eher untergeordneter Bedeutung für die Standortwahl. Eine Nachnutzung von Gebäuden ist für den Betrieb des UPW möglich, hier jedoch nicht planbar. Sicherlich stellen das Entfernen der Bebauung und die Entsorgung der übertägigen Anlagen einen Kosten- und Zeitfaktor dar, dieser ist gegenüber dem Gesamtprojekt eher nachgeordnet.

Die **Morphologie** wird als Gunst- oder Ungunstfaktor für den Bau des oberen Reservoirs angesehen. Durch entsprechende Baumaßnahmen sollte es wenig problematisch sein eine ungünstige Morphologie auszugleichen, jedoch bringt dies höhere Kosten mit sich. Die Morphologie fließt daher nur leicht in die Bewertung mit ein.

Die **Bevölkerungsverteilung** ist ähnlich wie die Lage von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie von untergeordneter Bedeutung für die Standortwahl. Zwar benötigt eine hohe Bevölkerungszahl eine größere Menge elektrischer Energie, jedoch spielen hierbei wenige Kilometer Distanz kaum eine Rolle. Auch ist während des Betriebs kaum mit Emissionen zu rechnen, sodass in der Nähe angesiedelte Bevölkerung nicht beeinträchtigt wird. Eine hohe Bevölkerungsdichte könnte jedoch Hinweise darauf geben, wie stark mit der Beteiligung der Bevölkerung an dem Projekt zu rechnen ist. Zudem ist eine Nutzung der übertägigen Anlagen für die Öffentlichkeit, bspw. ein attraktiv gestaltetes Oberbecken in naturnaher Umgebung zur Naherholung, in dicht besiedelten Bereichen eher anzustreben als in der Peripherie. Aus diesem Grund fließt die Bevölkerungsverteilung nur wenig in die Bewertung mit ein.

Die **Lage geschützter Flächen** wird als sehr wichtig eingestuft. Zwar ergeben sich durchaus Unterschiede in der Möglichkeit der Umwidmung solcher Flächen, nichtsdestotrotz soll aus den bereits aufgeführten Gründen die Nutzung oder Beeinträchtigung geschützter Flächen vermieden werden. Daher wird eine notwendige Inanspruchnahme geschützter Flächen als Ausschlusskriterium bewertet.

Für das offene System ist die **Verfügbarkeit von Oberflächenwasser** existentiell wichtig, da die durch die Versickerung entstehenden Verluste stets ausgeglichen werden müssen. Die fehlende Verfügbarkeit wird daher für das offene System als Ausschlusskriterium bewertet. Für das geschlossene System ist ein proximales Oberflächengewässer ebenfalls vorteilhaft, da hierüber die Erstbefüllung des Reservoirs vorgenommen werden kann. Ist kein Gewässer vorhanden, so müssen alternative Beschaffungsmöglichkeiten in Betracht gezogen werden. Je nach Reservoirvolumen ist jedoch eine Befüllung aus Grundwasser oder über für diesen Zweck verlegte

Rohrleitungen sehr zeit- und kostenaufwendig oder schlicht unmöglich. Für das geschlossene System wird die Verfügbarkeit von Oberflächenwasser daher positiv bewertet.

Ob der **Stand des oberflächennahen Grundwassers** für das obere Reservoir relevant ist hängt in erster Linie von der Tiefe des Reservoirs ab. Die Tiefe wiederum ist abhängig vom Reservoirvolumen und der zur Verfügung stehenden Fläche. Der Wasserspiegel des Grundwassers kann daher nicht ohne Informationen zur Beckengeometrie in die Bewertung einfließen. Er findet daher erst in der konkreten Planung des oberen Reservoirs Beachtung.

Die **planungsrechtlichen Grundlagen** fließen nicht in die Bewertung der einzelnen Standorte ein. Sie dienen vielmehr der Bewertung der generellen planerischen Durchführbarkeit des Projektes sowie der Identifikation möglicher Erschwernisse und Hürden.

Die Lage und Verfügbarkeit von Schächten ist grundlegend wichtig für das UPW. Eine mangelnde Verfügbarkeit von Schächten wird daher als Ausschlusskriterium betrachtet. Eine Neuauffahrung von Schächten ist prinzipiell möglich, wird jedoch aus wirtschaftlichen Gründen nicht verfolgt (vgl. 3.5.3).

Die **Strecken** des Bergwerks bilden das untere Speichervolumen und sind demnach ebenfalls grundlegend für das UPW. Eine mangelnde Verfügbarkeit von Strecken oder ein ungünstiges Höhenprofil werden daher als Ausschlusskriterium betrachtet. Eine Neuauffahrung von Strecken ist prinzipiell möglich und muss unter wirtschaftlichen Aspekten genauer untersucht werden. In Kapitel 6 werden Szenarien zu UPW mit Nutzung neu aufgefahrener Strecken präsentiert.

4.5 Standort I: Bergwerk Prosper-Haniel

4.5.1 Historischer Überblick

Das Verbundbergwerk Prosper-Haniel entstand im Jahre 1974 durch die Zusammenlegung der Schachtanlagen Prosper, Franz Haniel und Jacobi. Das ca. 165 km² große Grubenfeld wird heute durch insgesamt fünf saigere Schächte und einen Schrägschacht (Förderberg) erschlossen (vgl. Abbildung 17).

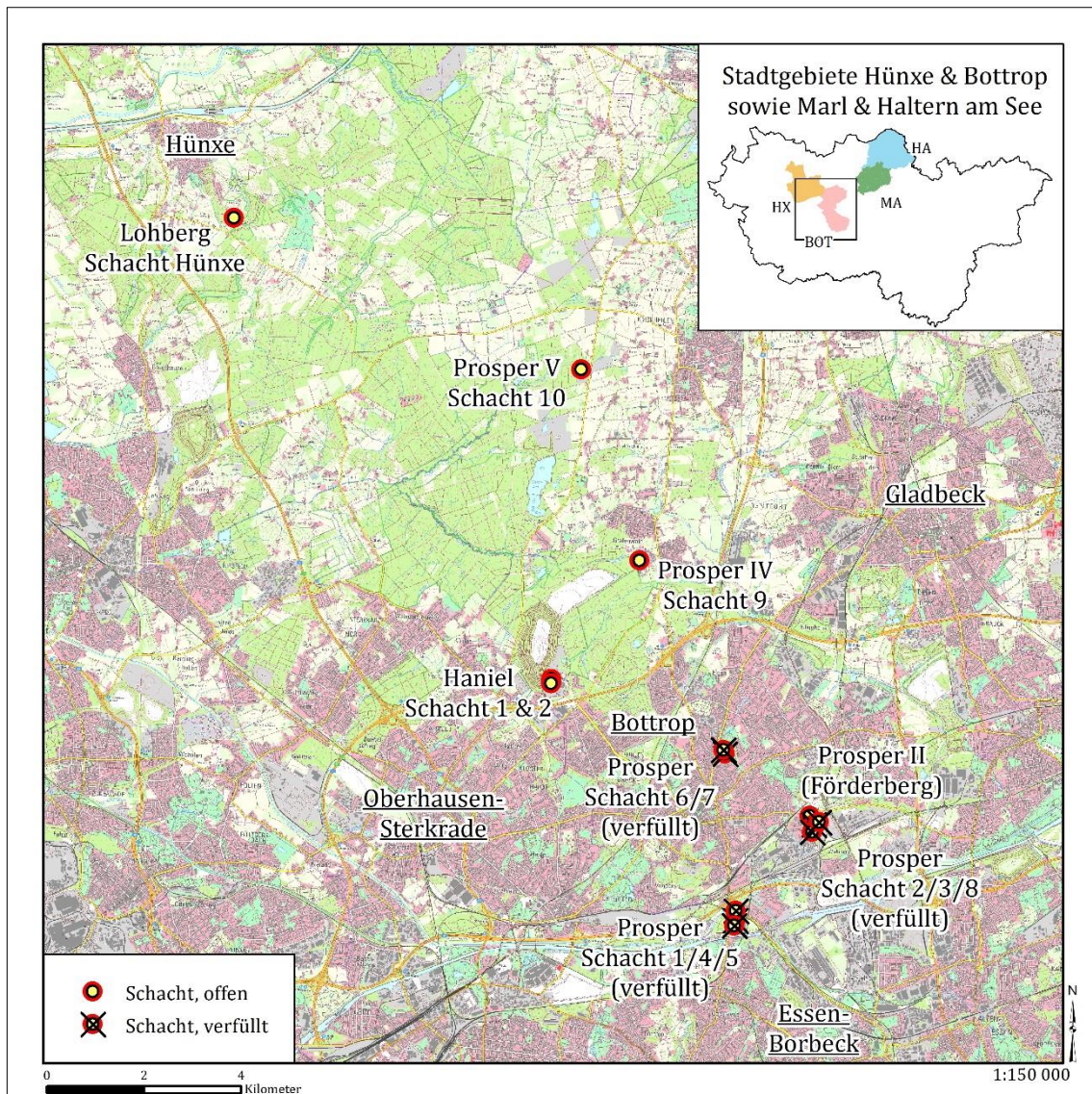


Abbildung 17: Lage der Schächte des Bergwerks Prosper-Haniel in Bottrop und Hünxe (eig. Darstellung nach RAG, 2012a; BOTTROP, 2012c; WESEL, 2013; MARL, 2013; RECKLINGHAUSEN, 2013; GEOBASIS NRW)

Entwicklung des Bergwerks Prosper

Die Grundlage des heutigen Bergwerks Prosper-Haniel wurde mit dem Abteufen des Schachtes 1 am späteren Standort Prosper I im Jahre 1856 in Ebel, einem bis 1929 zur Stadt Essen gehörendem Ortsteil, gelegt. Wenig später wurden auf dem Gelände zusätzlich eine Kokerei

(1866) und eine Kohlenwäsche (1867) errichtet. Eine Erweiterung des Grubengebäudes erfolgte 1871 mit dem Abteufen des Schachtes 2 am späteren Standort Prosper II in Batenbrock. Am Standort Prosper I wurden im weiteren Verlauf der Schacht 4 als Wetterschacht im Jahre 1893 sowie der Schacht 5 als Doppelförderschacht in den Jahren 1902/1903 abgeteuft. Am Standort Prosper II wurde im Jahre 1893 mit dem Bau des Schachtes 3 als Wetterschacht begonnen, der zwei Jahre später zum Förderschacht ausgebaut wurde. Im Jahre 1906 wurde Schacht 6 am Standort Prosper III im Zentrum Bottrops abgeteuft, 1908 wurde mit dem Bau des Schachtes 7 am gleichen Standort begonnen und im gleichen Jahr ebenfalls am Standort Prosper III eine weitere Kokerei eröffnet. Schacht 7 wurde 1911 als Förderschacht in Betrieb genommen. Im Jahre 1917 wurde auf Prosper II Schacht 8 als Förderschacht abgeteuft. Er übernahm 1928 die im Jahre 1925 eingestellte Förderung des Schachtes 5 auf Prosper I. Die Förderleistung des Bergwerks betrug in den Jahren 1925-1933 ca. 2,2-2,3 Mio. t/a, damit war es das größte Bergwerk im Ruhrgebiet. Bis 1940 stieg die Förderleistung auf 3,7 Mio. t/a an, der Betrieb musste aber im März 1945 kriegsbedingt eingestellt werden. Kurz nach Ende des Krieges war das Bergwerk im Jahre 1946 wieder in Betrieb und im Jahre 1950 wurden Fördermengen von ca. 2,9 Mio. t erreicht. Bedingt durch die Erweiterung der Berechtsamen, des genehmigten Abbaufeldes nach Norden, wurde 1958 Schacht 9 abgeteuft und 1962 in Betrieb genommen. (HERMANN, 2008).

Entwicklung des Bergwerks Franz Haniel

Die Entstehung des Bergwerks beginnt im Jahre 1921 mit dem Abteufen der Schächte 1 und 2 am späteren Standort Haniel im Bottroper Stadtteil Fuhlenbrock, nordwestlich des Stadtzentrums. Die Arbeiten an Schacht 2 wurden aufgrund eines Schwemmsandeinbruches bei einer Teufe von 75 m eingestellt. Erst nach Ende des Zweiten Weltkrieges wurden die Arbeiten wieder aufgenommen und die Förderung begann 1952. Die Förderleistung erreichte bis 1959 ca. 1,4 Mio. t/a. Im Jahre 1965 wurde das Bergwerk mit der Zeche Jacobi zusammengelegt. (HERMANN, 2008)

Entwicklung des Bergwerks Jacobi

Das Bergwerk Jacobi wurde 1912 in Oberhausen Osterfeld gegründet. Es bestand zunächst aus den Schächten Jacobi 1 und 2 sowie nach der Zusammenlegung mit der Zeche Vondern aus den Schächten Vondern 1 und 2 die vor allem der Bewetterung und Seilfahrt dienten. Die Förderung erreichte im Jahr 1943 einen Höchststand von ca. 2 Mio. t. 1944 musste die Förderung eingestellt werden, erreichte aber kurz nach Kriegsende wieder Fördermengen von ca. 1,8 Mio. t/a. Im Jahre 1964 erfolgte die untertägige Anbindung an das Bergwerk Haniel. Im Zuge der Zusammenlegung zum Bergwerk Prosper-Haniel erfolgte die Schließung des Standortes Jacobi im Jahre 1974 (HERMANN 2008).

Entwicklung des Bergwerks Prosper-Haniel

Nach dem Zusammenschluss im Jahre 1974 erfolgten umfangreiche Umstrukturierungsmaßnahmen die zur Schließung der meisten Schächte führten. Übrig blieben die Schächte 1 als Wetterschacht, 2 für Seilfahrt, Transport und Förderung sowie 9 für Seilfahrt, Förderung und Bewetterung. Zwischen 1976 und 1980 wurde am Standort Prosper V der Schacht 10 (Materialtransport, Seilfahrt, Förderung) abgeteuft. Wenig später wurde die Kohlegewinnung vollständig aus dem südlichen Grubenfeld in das nun neu erschlossene Nordfeld verlagert. Die Rohkohleförderung erfolgt seit 1986 über einen Schrägschacht (Förderberg) der die 5. Sohle in einer Teufe von -741 m mit der Tagesoberfläche verbindet. Er beginnt untertage im Nordwesten des Stadtzentrums Bottrops, etwa 3 km östlich des Standorts Haniel und erreicht die Tagesoberfläche am Standort Prosper II. Im Schrägschacht ist auf einer Länge von ca. 3,6 km ein Förderband installiert, über das die Rohkohle auf Prosper II gefördert und in der dortigen Kohlenwäsche in Kohle und Berge getrennt wird. Über das unterlaufende Band wird das Bergematerial wieder untertage geführt und zum Standort Haniel transportiert. Dort wird es über den Schacht 2 an die Tagesoberfläche befördert und auf die dortigen Halden verkippt. Zwischen 1995 und 2004 wurde eine Wetterstrecke zum Schacht Hünxe der ehemaligen Zeche Lohberg, ca. 1,8 km südöstlich von Hünxe aufgefahren. Zwischen 2004 und 2011 wurde der Schacht 10 um 270 m auf -1.246,5 m tiefergeteuft und die 7. Sohle erschlossen (HERMANN, 2008; RAG, 2011; vgl. Abbildung 17).

Die Förderleistung des Bergwerks betrug im Jahr 2008 3,2 Mio. t Kohle (RAG, 2012). An den Standorten sind insgesamt ca. 4.500 Mitarbeiter beschäftigt (Stand 31.12.2011, RAG, 2012). Die geplante Schließung des Bergwerkes wird Ende des Jahres 2018 erfolgen.

4.6 Standort II: Bergwerk Auguste Victoria

4.6.1 Historischer Überblick

Der Bau des Bergwerks Auguste Victoria wurde im Jahr 1899 mit dem Teufen der Schächte 1 und 2 (vgl. Abbildung 18) begonnen, ab 1902 auch erstmalig im Ruhrgebiet mittels Gefrierverfahren. Nach Rückschlägen konnte mit der Förderung im Jahre 1905 begonnen werden.

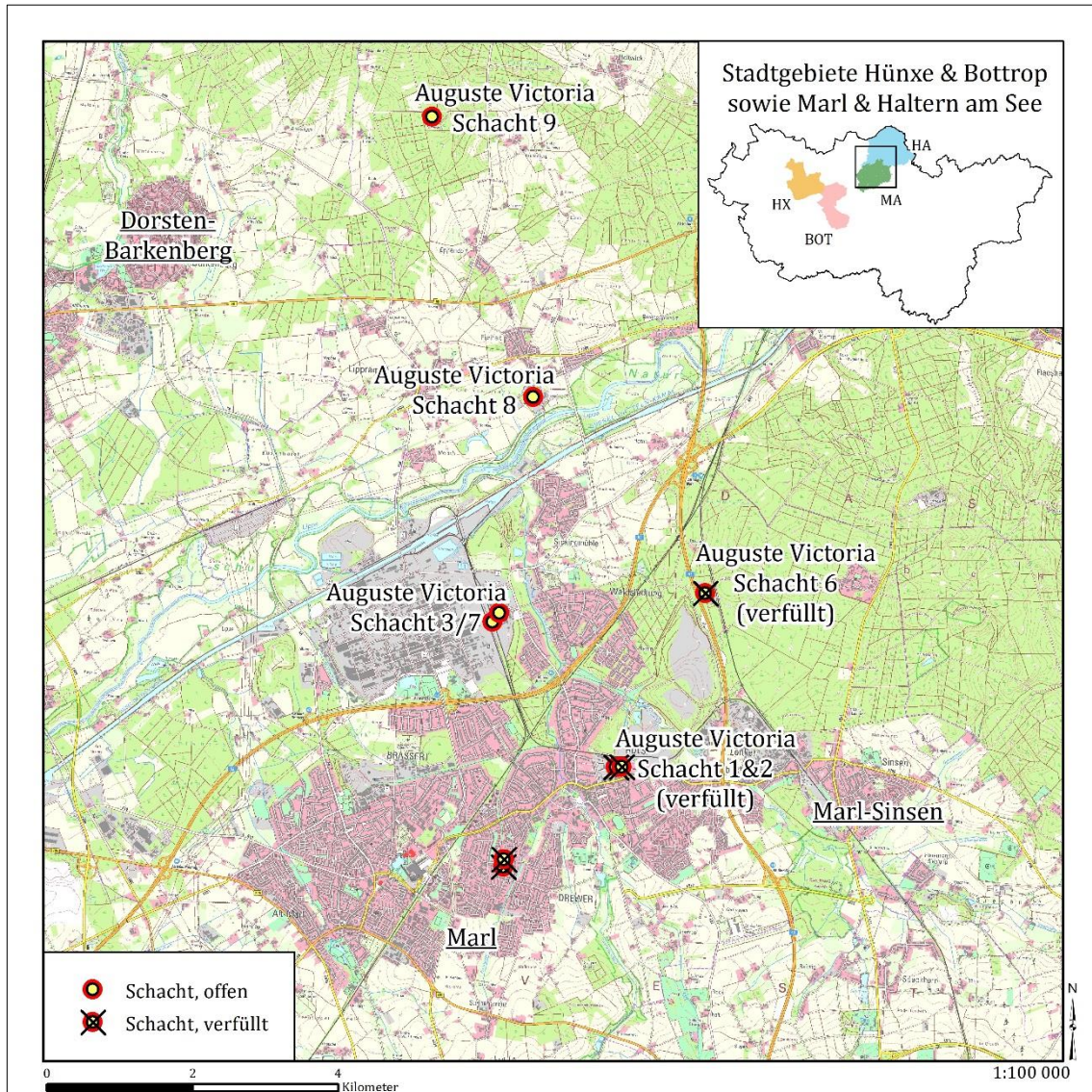


Abbildung 18: Lage der Schächte des Bergwerks Auguste Victoria in Marl und Haltern am See (eig. Darstellung, nach RAG, 2012a; WESEL, 2013; BOTTRUP, 2012c; MARL, 2013; RECKLINGHAUSEN, 2013; GEOBASIS NRW)

Die 1. Sohle wurde in einer Teufe von -546 m, die 2. Sohle bei -647 m eröffnet. Die 3. Sohle wurde im Jahre 1913 in einer Teufe von -748 m eröffnet. In den Jahren 1923 und 1928 wurde mit dem Abteufen der Schächte 3 und 4 begonnen, die Arbeiten an Schacht 5 wurden ab 1930 aufgenommen. Im gleichen Jahr überschritt die Kohleförderung erstmalig 1 Mio. t/a (HUSKE, 2006; HERMANN, 2008). Bei den Vortriebsarbeiten unter Tage wurden Blei- und Zinkerzvorkommen

entdeckt, die in der Folge mit abgebaut wurden. Die höchste Förderung belief sich im Jahre 1956 auf 349.000 t Erz, allerdings wurde der Erzabbau bereits 1962 wegen fehlender Wirtschaftlichkeit eingestellt.

Während des Zweiten Weltkrieges stieg die Kohleförderung auf nahezu 1,6 Mio. t/a im Jahre 1940. Nach dem Krieg wurde mit dem Abteufen der Schächte 6, 7 und 8 (1950, 1956 bzw. 1963) begonnen. 1966 wurde die Anlage 1/2 stillgelegt und ein Jahr später Schacht 5 verfüllt. Schacht 8 und der 1987 abgeteufte Schacht 9 befinden sich nördlich von Marl auf Gemeindegebiet der Stadt Haltern am See. Der Bau des Schachtes 9 war notwendig, da der Abbau immer weiter nördlich durchgeführt wurde und lange Anfahrtswege sowie die Bewetterung ungünstig waren. Im Jahre 1999 wurde Schacht 4 verkippt und das Bergwerk zwei Jahre später mit dem Bergwerk General Blumenthal zusammengelegt. Bis 2007 hieß es Auguste Victoria/General Blumenthal. Die Anlagen und Schächte von General Blumenthal wurden nach dem Zusammenschluss weitgehend stillgelegt und verbleibende untertägige Streckensysteme den Schächten von Auguste Victoria angeschlossen. Im Zuge der Zusammenlegung wurden auch die Schächte AV 1 und 2 verkippt (HUSKE, 2006; HERMANN, 2008). Heute wird Schacht 3 als einziehender Wetterschacht, für die Seilfahrt sowie Material- und Bergförderung benutzt (RAG, 2012a). Schacht 7 wird als Förderschacht sowie ausziehender Wetterschacht verwendet. Er ist der einzige Förderschacht an dem die abgebaute Kohle zu Tage gebracht wird. Der Höchststand der Kohleförderung wurde im Jahre 2005 mit 3,54 Mio t erbracht. Zu diesem Zeitpunkt waren 4.003 Beschäftigte auf dem Bergwerk tätig. Für 2011 wurde eine Förderung von 2,74 Mio. t und eine Mitarbeiterzahl von 3.620 angegeben. Das Grubenfeld erstreckt sich über eine Fläche von 227 km², das Streckennetz hat eine Länge von ca. 99 km (RAG, 2011a). Weitere aktive Schächte des Bergwerks sind die Schächte 8 (einziehender Wetterschacht, Seilfahrt, Material- und Bergförderung) sowie Schacht 9 (ausziehender Wetterschacht). Schacht 6 am Rande des Hülsberges wurde Ende 2012/Anfang 2013 verfüllt. Das Bergwerk Auguste Victoria wird voraussichtlich zum Ende des Jahres 2015 geschlossen werden.

5 Ergebnisse

5.1 Planungsrechtliche Aspekte

Die planerischen Grundlagen sind als Vorbedingung der Realisierung eines UPW zu betrachten. Sie geben Hinweise auf mögliche Schwierigkeiten bei der Umsetzung, insbesondere auf Interessenskonflikte bei der Flächennutzung.

Vereinbarkeit mit dem Landesentwicklungsplan

Der Landesentwicklungsplan (LEP) NRW „legt die mittel- und langfristigen strategischen Ziele zur räumlichen Entwicklung des Landes Nordrhein-Westfalen fest“. (LANDESREGIERUNG NRW 2013, S. 1). Die in ihm getroffenen Vorgaben und Richtmarken sind in den untergeordneten Planungsbehörden zu berücksichtigen. Somit ist die Planung eines Unterflurpumpspeicherwerks auch auf die Vereinbarkeit mit dem Landesentwicklungsplan hin zu untersuchen. Der zurzeit gültige Landesentwicklungsplan wurde im Jahre 1995 verabschiedet. Es ist aktuell eine Überarbeitung des LEP in Vorbereitung, bzw. wurde ein erster Entwurf am 25.06.2013 veröffentlicht. Aufgrund der Aktualität des Pumpspeicherprojekts und den letzten Entwicklungen im Steinkohlebergbau wird im Folgenden auf den aktuellen Entwurf Bezug genommen.

Im LEP NRW werden unter anderem folgende Ziele formuliert die Bedeutung für ein zu errichtendes UPW besitzen:

„4-1 Grundsatz Klimaschutz

Die Raumentwicklung soll zum Ressourcenschutz, zur effizienten Nutzung von Ressourcen und Energie, zur Energieeinsparung und zum Ausbau der erneuerbaren Energien beitragen, um den Ausstoß von Treibhausgasen soweit wie möglich zu reduzieren.

Dem dienen insbesondere die raumplanerische Vorsorge für eine klimaverträgliche Energieversorgung, insbesondere für Standorte zur Nutzung und Speicherung erneuerbarer Energien sowie für Trassen für zusätzliche Energieleitungen; [...].“

LANDESREGIERUNG NRW (2013), S. 22

Weiterhin wird festgelegt, dass die Wiedernutzung von Brachflächen für industrielle und gewerbliche Vorhaben, sofern geeignet, Vorrang vor der Inanspruchnahme anderer Flächen besitzt.

Die zunehmende Bedeutung von Pumpspeicherwerken für die Energieversorgung und Netzstabilität wird herausgestellt. Die Nutzung untertägiger, durch den Bergbau entstandener Hohlräume durch Unterflurpumpspeicherwerke wird explizit erwähnt.

Auch die vorrangige Sicherung von Flächen für die übertägigen Anlagen eines UPW wird betont:

„Pumpspeicherwerke tragen entscheidend zur Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien bei, da sie die fluktuierende Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und die im Tagesverlauf stark schwankende Stromnachfrage ausgleichen. Dadurch erhöhen Pumpspeicherwerke die Effektivität der Stromerzeugung und tragen zur Netzstabilität bei. Zudem bieten sich ggf. durch den Bergbau entstandene Hohlräume für die Errichtung von Unterflur-Pumpspeicherwerken an[...]. Die Standorte für die oberirdischen Teile dieser Anlagen sind zu sichern, wenn sie raumbedeutsam sind.

(LANDESREGIERUNG NRW, (2013), S. 129)

Insgesamt stellt sich damit die Lage zur Errichtung eines UPW auf planerischer Ebene als günstig dar.

Vereinbarkeit mit dem Regionalplan

Die Regionalplanung für das Arbeitsgebiet wird seit dem Jahre 2009 durch den RVR übernommen. Im Regionalplan, der eine Gültigkeit von etwa 10-15 Jahren besitzt, wird die Grundlage für die Flächennutzungspläne der Gemeinden geschaffen. Im Regionalplan wird somit die mittelfristige Entwicklung des RVR-Gebietes festgelegt. Vorhaben, die dem Regionalplan entgegenstehen, sind i.d.R. nicht genehmigungsfähig. In diesen Fällen kann über ein Änderungsverfahren eine Modifikation des Regionalplans beantragt werden. Die Flächen der RAG auf denen heute noch Bergbau betrieben wird sind im Regionalplan sowie auch in den Flächennutzungsplänen als bergbauliche Flächen gekennzeichnet (vgl. RVR, 2004; KREIS RECKLINGHAUSEN, BOTTRUP, o.J.). Nach dem Ende des Bergbaus muss daher über eine Folgenutzung der Flächen auf allen Planungsebenen entschieden werden. Eine Änderung des Regionalplans ist somit ohnehin notwendig. Die Beurteilung der planerisch-gesetzlichen Grundlagen für die Errichtung eines UPW ist aufgrund der Neuheit des Schemas in der BRD nicht ohne weiteres zu klären und ist Teil der fortlaufenden Arbeit der entsprechenden Fachgruppen im Projekt. An dieser Stelle soll lediglich auf die in Frage kommenden planerischen Grundlagen eingegangen werden, wie sie bei Bauvorhaben vergleichbarer Bedeutung und Größe Anwendung finden. Es ist anzunehmen, dass sich deutliche Unterschiede im Planungs- und Genehmigungsverfahren zwischen offenen und geschlossenen UPW-Systemen ergeben werden.

Raumordnungsverfahren

In der Regel ist für ein raumbedeutsames Bauvorhaben die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens notwendig (§15 ROG, 2008). Raumbedeutsame Projekte sind nach §3 ROG Abs. 6:

„Planungen einschließlich der Raumordnungspläne, Vorhaben und sonstige Maßnahmen, durch die Raum in Anspruch genommen oder die räumliche Entwicklung oder Funktion eines Gebietes beeinflusst wird, einschließlich des Einsatzes der hierfür vorgesehenen öffentlichen Finanzmittel“

Ob ein Bauvorhaben raumbedeutsam ist und damit eines Raumordnungsverfahrens bedarf, hängt insbesondere von der Größe und den Auswirkungen auf den umgebenden Raum ab. Es ist davon auszugehen, dass allein aufgrund der Umnutzung des bisherigen Betriebsgeländes sowie der Größe des Oberbeckens ein Raumordnungsverfahren nach §15 ROG durchgeführt wird. Dies wird jedoch im Einzelfall nach Einreichen der notwendigen Unterlagen bei der für Raumordnung zuständigen Landesbehörde entschieden. Im Falle der Standorte Bottrop und Marl handelt es sich dabei um den Regionalverband Ruhr, der für die Raumplanung im Bereich des Ruhrgebietes verantwortlich ist. Binnen vier Wochen nach Eingang der Unterlagen muss darüber entschieden sein, ob ein Raumordnungsverfahren durchgeführt und damit die Raumverträglichkeit festgestellt wird. Nach §15 Abs. 3 des ROG sind die von dem Bauvorhaben betroffenen öffentlichen Stellen in das Verfahren einzubeziehen. Ebenfalls kann die Öffentlichkeit einbezogen werden, was sich nach den Erfahrungen anderer Großbauprojekte (Stuttgart 21, PSW Atdorf) als sicherlich sinnvoll erweisen dürfte. Das Raumordnungsverfahren muss innerhalb von sechs Monaten abgeschlossen sein (§15 Abs. 4 ROG).

Planfeststellungsverfahren

Über das Raumordnungsverfahren hinaus kann es notwendig sein ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen. „Durch die Planfeststellung wird die Zulässigkeit des Vorhabens einschließlich der notwendigen Folgemaßnahmen an anderen Anlagen im Hinblick auf alle von ihm berührten öffentlichen Belange festgestellt“ (§ 75 Abs. 1 VwVfG). Dies kann entweder für das gesamte Projekt oder für einzelne Teilbereiche geschehen. Für Netzanbindungen an das Übertragungsnetz beispielsweise ist ein Planfeststellungsverfahren nach § 43 EnWG notwendig. Ob für Teilbereiche der untertägigen Anlagen ein Planfeststellungsverfahren notwendig ist, ist noch zu klären. Hierbei spielt insbesondere eine Rolle ob das Bundesberggesetz Anwendung findet. Dies ist jedoch fraglich, da das BBergG nach §2 Abs. 2 zwar Unterspeicher als Geltungsbereich mit einbezieht, es sich hier allerdings laut § 4 Abs. 9 BBergG um behälterlose Speicher für Flüssigkeiten, Gase, etc. mit Ausnahme von Wasser handelt. Laut BBergG ist ein Vorhaben dann planfeststellungspflichtig, wenn es einer Umweltverträglichkeitsprüfung bedarf.

Umweltverträglichkeitsprüfung

Die Umweltverträglichkeitsprüfung für ein Vorhaben wird im Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) festgelegt. Relevant für ein UPW ist dabei insbesondere Absatz 13.3. der Anlage 1 UVPG. Demnach sind Anlagen zum „Entnehmen, Zutagefördern oder Zutageleiten von Grundwasser oder Einleiten von Oberflächenwasser zum Zwecke der Grundwasseranreicherung, jeweils mit einem jährlichen Volumen an Wasser von 10 Mio. m³ oder mehr UVP-pflichtig“ (UVPG Anl. 1 Abs. 13.3). Anlagen mit mehr als 100.000 m³ werden im Einzelfall geprüft. Dies kann, aufgrund des Einleitens von Oberflächenwasser, insbesondere das offene System betreffen. Weiterhin werden unter Absatz 13.6 Anlage 1 UVPG Anlagen zur dauerhaften Speicherung von Wasser mit einem Speichervolumen von weniger als 10 Mio. m³ als Einzelfallprüfungspflichtig aufgeführt. Dies bedeutet nach § 3c UVPG, dass die zuständige Behörde im Einzelfall zu prüfen hat, ob das Vorhaben erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann.

Die genehmigungsrechtliche Grundlage kann an dieser Stelle nicht abschließend geklärt werden, es zeigt sich jedoch, dass entsprechender Bedarf besteht, dieses Thema näher zu beleuchten.

5.2 Standortanalyse des Bergwerks Prosper-Haniel

Die Betrachtung der übertägigen Anlagen wird im Folgenden nach Standorten getrennt vorgenommen, da die Standorte übertage kaum miteinander in Verbindung stehen. Die anschließende Betrachtung der untertägigen Anlagen erfolgt dagegen nicht getrennt, da die Schächte und Strecken untertage intensiv miteinander verbunden sind und gerade diese Verbindungen für das UPW von Bedeutung sind. Die Funktionen der UPW-Komponenten an den übertägigen Standorten sind ohnehin getrennt und stehen direkt nicht miteinander in Verbindung.

5.2.1 Standort Prosper II

Der Standort Prosper II befindet sich im Stadtteil Batenbrock, etwa zwei Kilometer ost-südöstlich des Stadtzentrums Bottrops. Die Anlagen auf dem Standort sind Teil eines Gewerbe- und Industrieareals auf dem sich auch die ehemalige RAG-eigene Zentralkokerei Prosper befindet, die im Jahre 2011 von dem luxemburgischen Stahlkonzern ArcelorMittal von der RAG DSK erworben wurde (WAZ, 2011). Unmittelbar nördlich wurden bis zum Jahr 1993 die Halde an der Beckstraße sowie bis 2001 die Halde Prosperstraße aufgeschüttet (BERKE, 2011). Das gesamte Areal nimmt damit einen nicht unerheblichen Flächenanteil im sonst durch Bebauung mit Ein- und Mehrfamilienhäusern geprägten Siedlungsring um das Stadtzentrum Bottrops ein.

Betriebsanlagen

Am Standort Prosper II befindet sich die Kohlenwäsche des Bergwerks Prosper-Haniel (vgl. Abbildung 19).

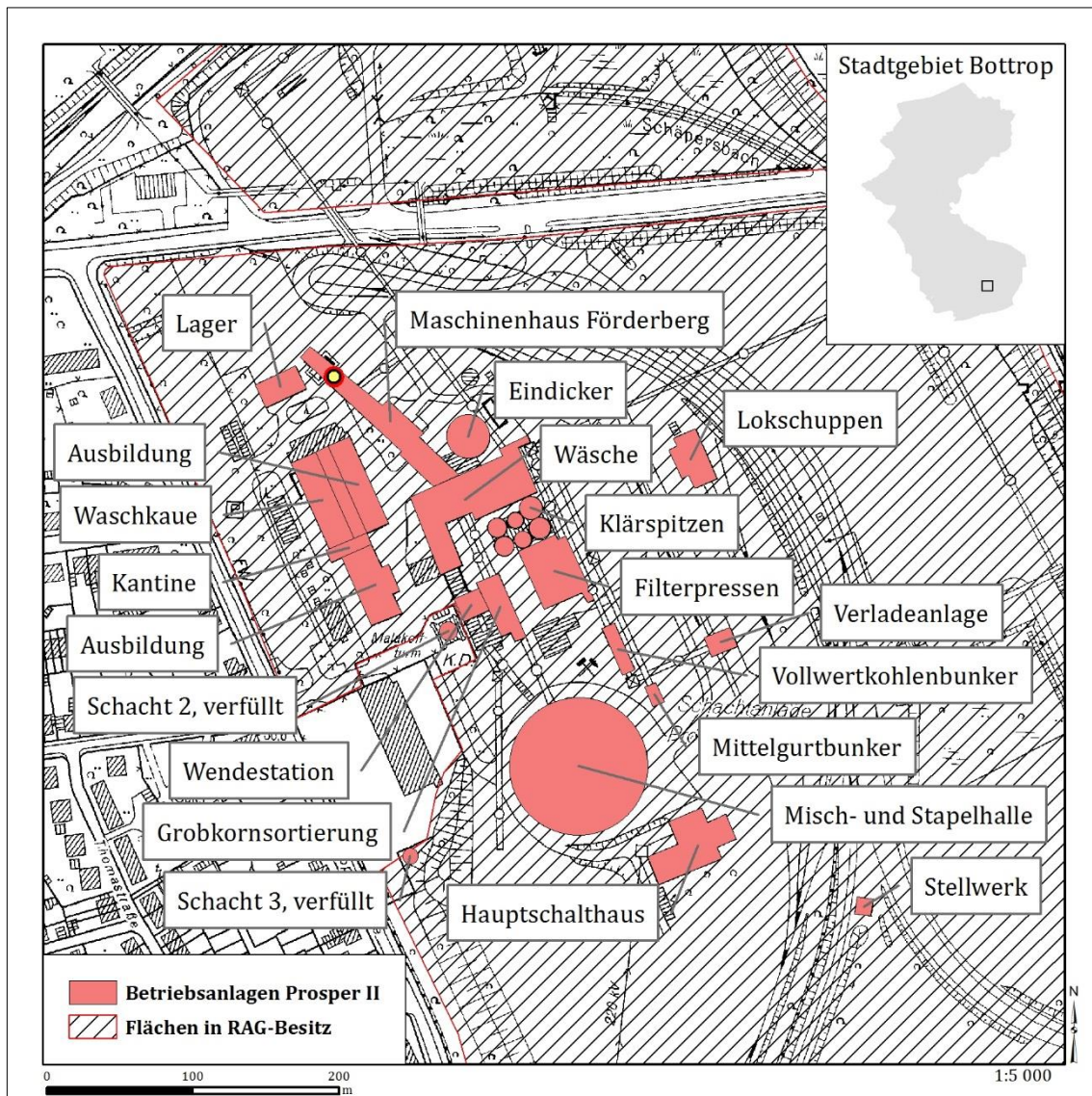


Abbildung 19: Betriebsanlagen des Standortes Prosper II
(eig. Darstellung, nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Hier wird die über den Schrägschacht an die Tagesoberfläche transportierte Rohkohle im Flotationsverfahren von der Berge getrennt, getrocknet und anschließend in der Misch- und Stapelhalle zwischengelagert und homogenisiert, d.h. Kohle aus verschiedenen Abbaubereichen und Flözen wird vermischt um eine gleichbleibende Qualität sicherzustellen. Das bei der Kohlenwäsche anfallende Wasser wird über den Eindicker geleitet, in dem die im Wasser befindlichen Feststoffe abgetrennt werden. Die gewaschene und homogenisierte Kohle wird über eine Verladeanlage und den Schienenverkehr abtransportiert.

Weiterhin befinden sich am Standort Ausbildungsstätten des Bergwerks sowie entsprechende Versorgungseinrichtungen.

Verkehrsanbindung

Der Standort Prosper II befindet sich unweit des Autobahnkreuzes Essen-Nord, das die BAB 42 mit der Bundesstraße 224 verbindet (Abbildung 20). Die kürzeste Strecke zur B 224 beträgt ca. 2,5 km, zur BAB 42 etwa 3,5 km. Die BAB 42 beginnt östlich von Kamp-Lintfort am linken Niederrhein und verläuft in ost-westlicher Richtung durch das nördliche Ruhrgebiet bis zur BAB 45 im Nordwesten Dortmunds. Die B 224 verläuft in Nord-Süd-Richtung zwischen Solingen im Süden, Erle im Norden und unter anderem durch das Stadtzentrum Essens. Sie hat zudem Anschluss an diverse Bundesautobahnen, bspw. die BAB 2, BAB 40 und die BAB 52. Der Standort selbst wird durch zwei Straßen, die Prosperstraße im Norden und die Knappenstraße im Westen, erschlossen. Bei der Prosperstraße handelt es sich um eine Hauptverkehrsstraße, mit einem Fahrstreifen für jede Richtung, mit einer Breite von ca. 10 m. Die Knappenstraße ist eine einspurige Nebenstraße mit einer Breite von ca. 6 m.

Der Standort Prosper II verfügt über einen Gleisanschluss an das Schienennetz der RBH Logistics GmbH, einer Tochtergesellschaft der DB Schenker Rail Deutschland AG und damit an das Schienennetz der Deutschen Bahn. Die RBH betreibt die ehemalige Verkehrsinfrastruktur der RAG Bahn und Hafen GmbH und fungiert als Dienstleister für den Betrieb der Werksbahnen (RBH, 2012). Über das Gleisnetz ist der Standort an den etwa 2 km südlich verlaufenden Rhein-Herne-Kanal und dort befindliche Hafenanlagen des Zentralhafens Bottrop angeschlossen. Der Kanal selbst verbindet den Rhein bei Duisburg-Ruhrort mit dem Dortmund-Ems Kanal.

Die Verkehrsanbindung des Standortes Prosper ist, auch aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Verkehrswege, als sehr gut zu bewerten. Insbesondere die Anbindung an den Schiffs- und Bahnverkehr bietet die Möglichkeit große und schwere Maschinenkomponenten schnell und kostengünstig an den Standort heran zu befördern.

Anbindung an das elektrische Versorgungsnetz

Der Standort Prosper II ist mittels einer 220 kV Freileitung an das Übertragungsnetz der Amprion GmbH angebunden (Abbildung 20). Eine 380 kV Freileitung verläuft unmittelbar südlich des Betriebsgeländes. Eine Umspannstation (220 kV) befindet sich ebenfalls unmittelbar südlich, angrenzend an das Betriebsgelände.

Flächenverfügbarkeit

Die Gesamtfläche der im Besitz der RAG DSK und RAG Montan Immobilien befindlichen Flächen am Standort Prosper beträgt ca. 1,9 km² (vgl. Abbildung 20).

Das Kernareal und Betriebsgelände der Kohlenwäsche weist eine Fläche von ca. 420.000 m² auf. Daran angrenzend befinden sich kleinere Flächen im Norden (Bergehalde, ca. 85.000 m²), im Osten (Lagerplatz, Parkplatz, zentrale Werkstatt, ca. 85.000 m²) und im Süden/Südosten

(Einzelflächen, Brachfläche, Grünfläche, Forst, ca. 515.000 m²). Weitere Flächen befinden sich unmittelbar nördlich der Emscher (Forst, ca. 130.000 m²) und entlang des Rhein-Herne-Kanals. Letztere bestehen aus zwei Einzelflächen und werden als Kohleniederlagen verwendet. Sie weisen eine Gesamtfläche von ca. 450.000 m² auf. Kleinere Flächenanteile entfallen auf Gleisanlagen im Umfeld des Betriebsgeländes. Sie haben für das Ziel dieser Arbeit aufgrund der geringen Ausdehnung allerdings keine Bedeutung.

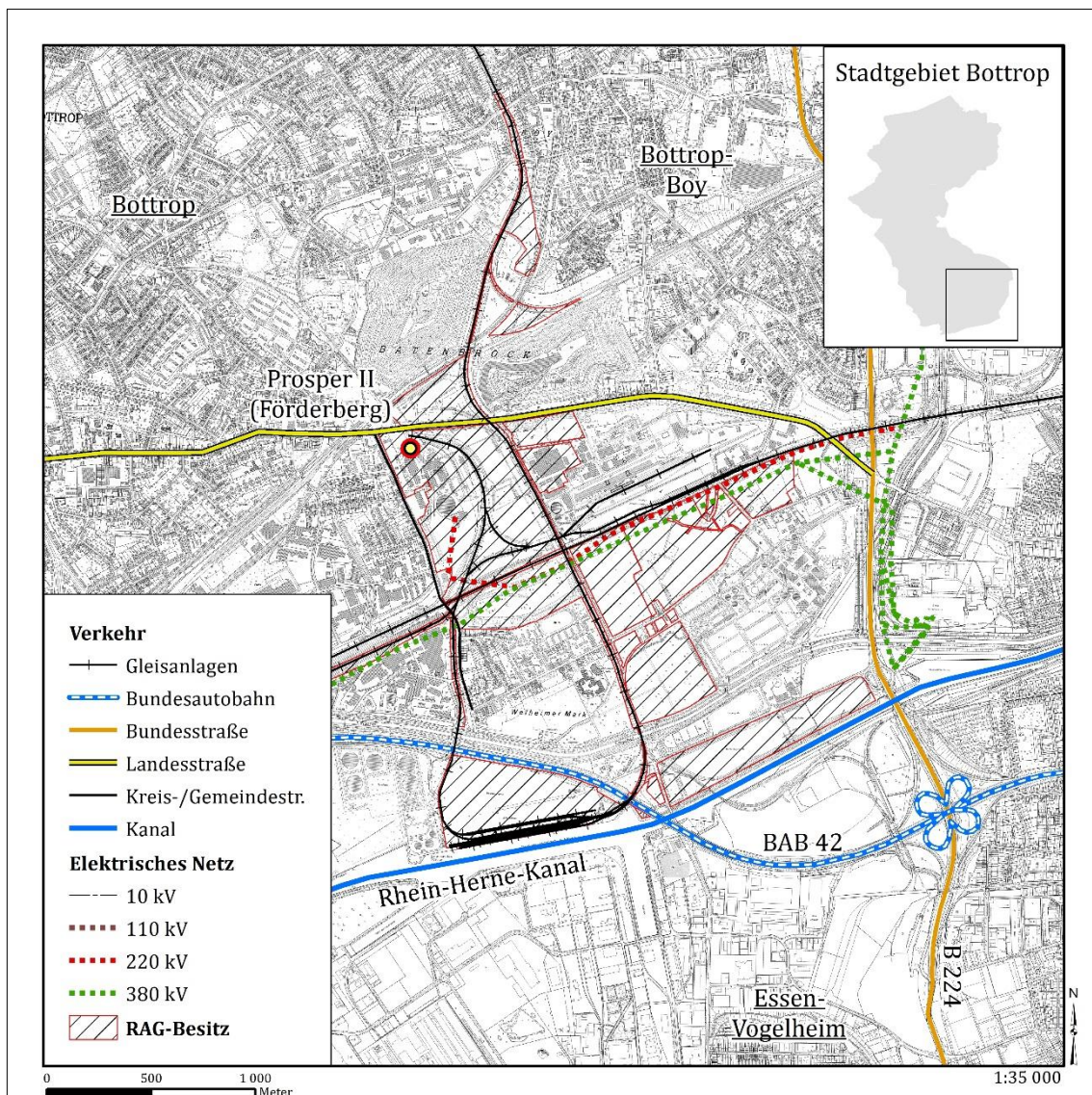


Abbildung 20: Infrastruktur und RAG-eigene Flächen am Standort Prosper II (eig. Darstellung, nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Morphologie

Der Standort Prosper II befindet sich in einer morphologischen Senke, die sich nördlich des Rhein-Herne-Kanals in Nordost-Südwest-Richtung erstreckt (vgl. Abbildung 21). Im Bereich des Standortes besitzt sie eine Breite von ca. 2 km und läuft in südwestlicher Richtung keilförmig zusammen. Nach Nordosten verbreitert sie sich leicht. Die Senke weist eine Höhe über NHN von durchschnittlich etwa 30 m (26-36 m) auf.

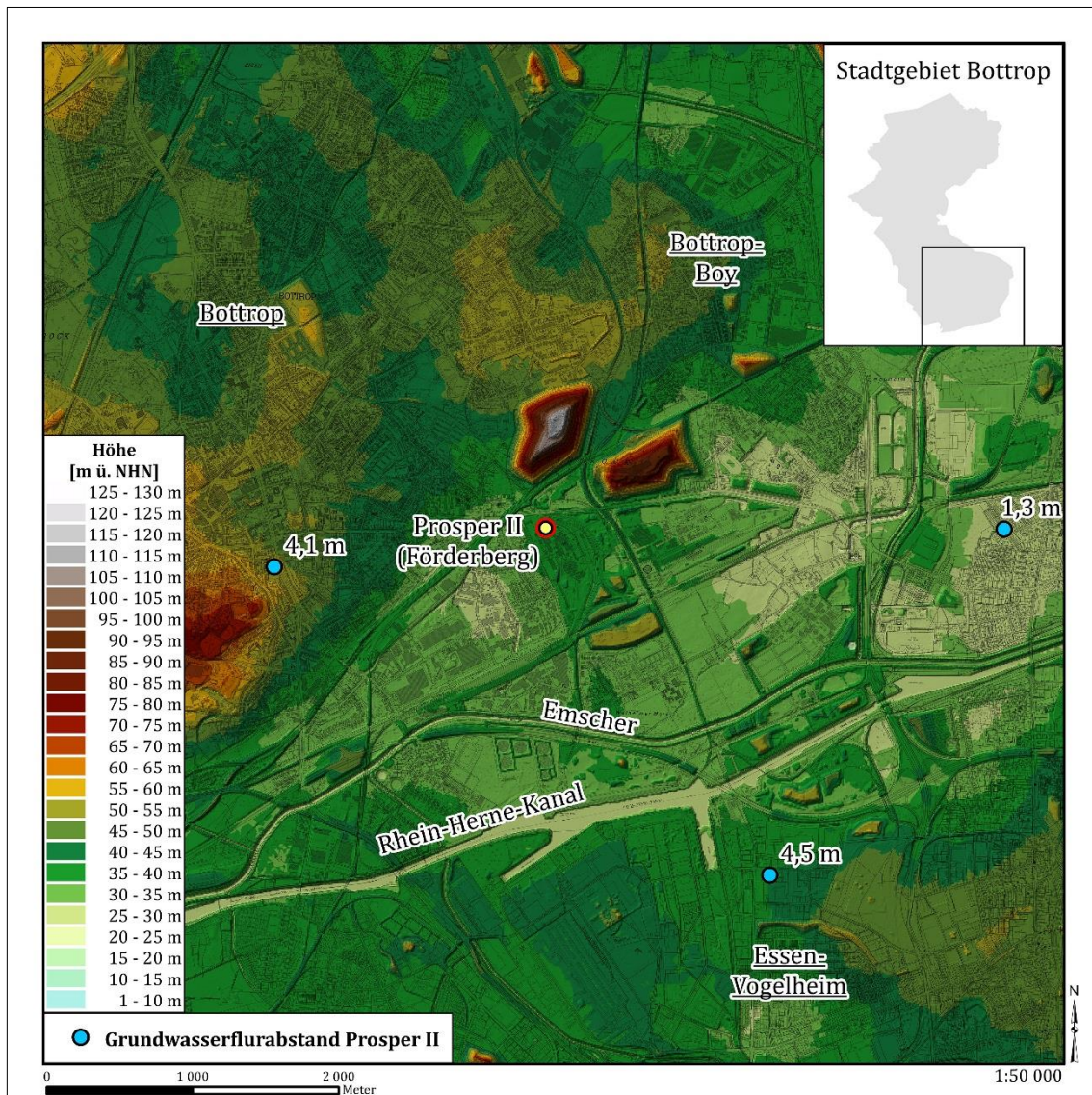


Abbildung 21: Morphologie und Grundwasserflurabstände in der Umgebung des Standortes Prosper II. Es befinden sich keine Naturschutzflächen im Kartenausschnitt. (eig. Darstellung, nach LANUV NRW 2013, MKULNV NRW 2013, GEOBASIS NRW)

Markant erheben sich die Halde an der Beckstraße und die Halde Prosperstraße mit Höhen von ca. 114 m bzw. 92 m. Nördlich der Senke steigt das Gelände auf etwa 50 m, westlich auf etwa 75 m an. Das Betriebsgelände selbst befindet sich auf einer leichten, wahrscheinlich künstlichen, Erhebung auf etwa 36 m NHN. Ein etwa 180.000 m² großes RAG-eigenes Areal (Abbildung 20) südöstlich befindet sich in einer weitgehend geschlossenen, insgesamt allerdings ca. 370.000 m² großen Senke, mit einer Höhe von etwa 26-29 m NHN. Die Umgebung weist eine Höhe von >30 m auf. Das resultierende Volumen allein der RAG-eigenen Fläche beträgt unterhalb 30 m ca. 178.000 m³. Das Volumen der gesamten Senke beträgt ca. 777.000 m³. Die verbleibenden RAG-eigenen Flächen weisen keine besonderen morphologischen Merkmale auf.

Verfügbarkeit von Oberflächenwasser

Der Standort kann, in Abhängigkeit der zu entnehmenden Wassermenge, prinzipiell aufgrund der geringen Distanz zum Rhein-Herne-Kanal mit Betriebswasser versorgt werden (vgl. Abbildung 20). Teile des Areals zwischen Betriebsgelände und Kanal sowie zum Kanal führende Gleisanlagen befinden sich im Besitz der RAG. Sie bieten, je nach Verwendung nach Bergbauende, Platz für eine Zuleitung vom Kanal zum Betriebsgelände.

Grundwasser

Für die unmittelbare Umgebung des Standortes sind keine Daten über Grundwasserstände verfügbar. Etwa 3 km westlich des Betriebsgeländes liegt der Grundwasserspiegel bei ca. 4,1 m in gleicher Distanz östlich bei ca. 1,3 m. 2,5 km südöstlich, jenseits der Emscher und des Rhein-Herne-Kanals, liegt der Grundwasserspiegel bei ca. 4,5 m (vgl. Abbildung 21). Es wird daher angenommen, dass der Grundwasserspiegel am Standort Prosper II bei weniger als 5 m unter GOK liegt.

Naturschutz

Im Bereich des Standortes Prosper II oder in der näheren Umgebung existieren keine geschützten Flächen (vgl. Abbildung 21).

Bevölkerung

Der Standort Prosper II befindet sich in unmittelbarer Nähe zu dicht besiedeltem Stadtgebiet. In einem Umkreis von 3 km um das Kernareal leben ca. 69.300 Menschen (vgl. Abbildung 22). Der Pro-Kopf-Verbrauch an elektrischer Energie in den Haushalten in Bottrop betrug im Jahre 2009 2,61 MWh (Bottrop 2011). Somit lässt sich ein jährlicher Gesamtverbrauch in den Haushalten innerhalb des 3 km-Radius von ca. 181 GWh annehmen.

Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie

In einem Umkreis von 3 km um den Standort existieren zurzeit 305 Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 8.187,8 kW sowie ein Biogaskraftwerk mit einer Leistung von 3.786 kW an der von der Emschergenossenschaft betriebenen Kläranlage Bottrop (vgl. Abbildung 22). Die durch die PV-Anlagen erzeugte Menge elektrischer Energie beträgt, unter realistischen Gesichtspunkten, ca. 4,9 GWh/a. Für das Gaskraftwerk liegen keine Daten vor, jedoch ist hier von einer konstanten oder zumindest planbaren Ausgangsleistung auszugehen.

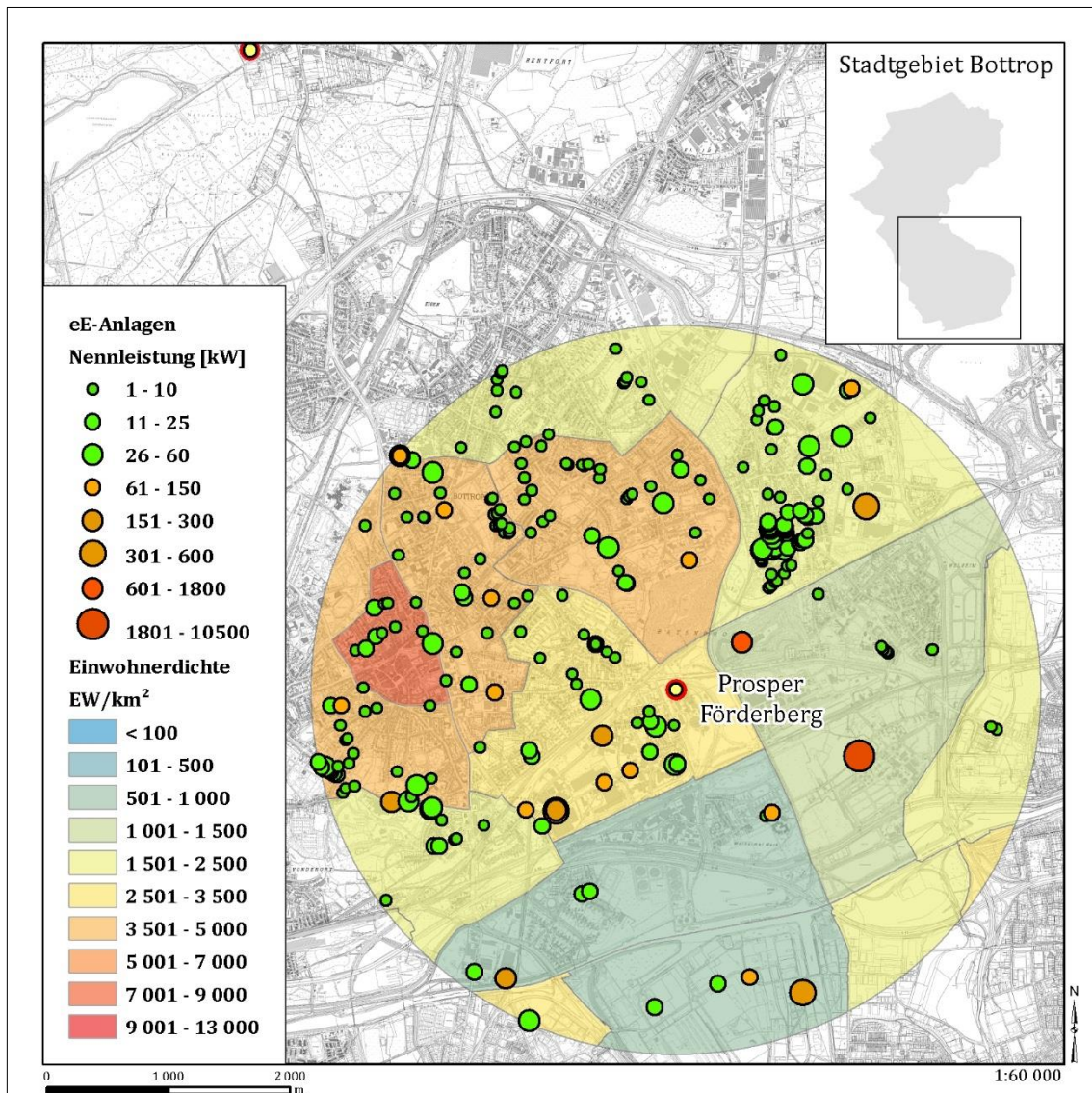


Abbildung 22: Bevölkerungsdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie am Standort Prosper II
(eig. Darstellung nach BOTTROP, 2012b; ESSEN, 2012; DGS, 2013; GEOBASIS NRW)

5.2.2 Standort Prosper IV

Der Standort Prosper IV befindet sich im Bottroper Ortsteil Grafenwald, 5,3 km nördlich des Stadtzentrums. In geringer Distanz zum Betriebsgelände befindet sich, in ebenfalls nördlicher Richtung, die Siedlung Grafenwald, in östlicher Richtung ein durch Wohn- und Gewerbenutzung geprägtes Siedlungsgebiet. Im Westen und Süden schließen Forstflächen an das Betriebsgelände an, die im Südwesten durch die in Aufschüttung befindliche Halde Schöttelheide unterbrochen werden.

Betriebsanlagen

Am Standort IV tritt Schacht 9 des Bergwerks zu Tage. Über ihn werden Seilfahrt, Materialtransport und Bewetterung sichergestellt. Zu diesem Zweck befinden sich am Standort entsprechende Einrichtungen wie Waschkaue, Lampenstube, Lüfteranlagen und Büros. Auf dem

Betriebsgelände befindet sich die zentrale Grubengasabsaugung des Bergwerks Prosper-Haniel (vgl. Abbildung 23).

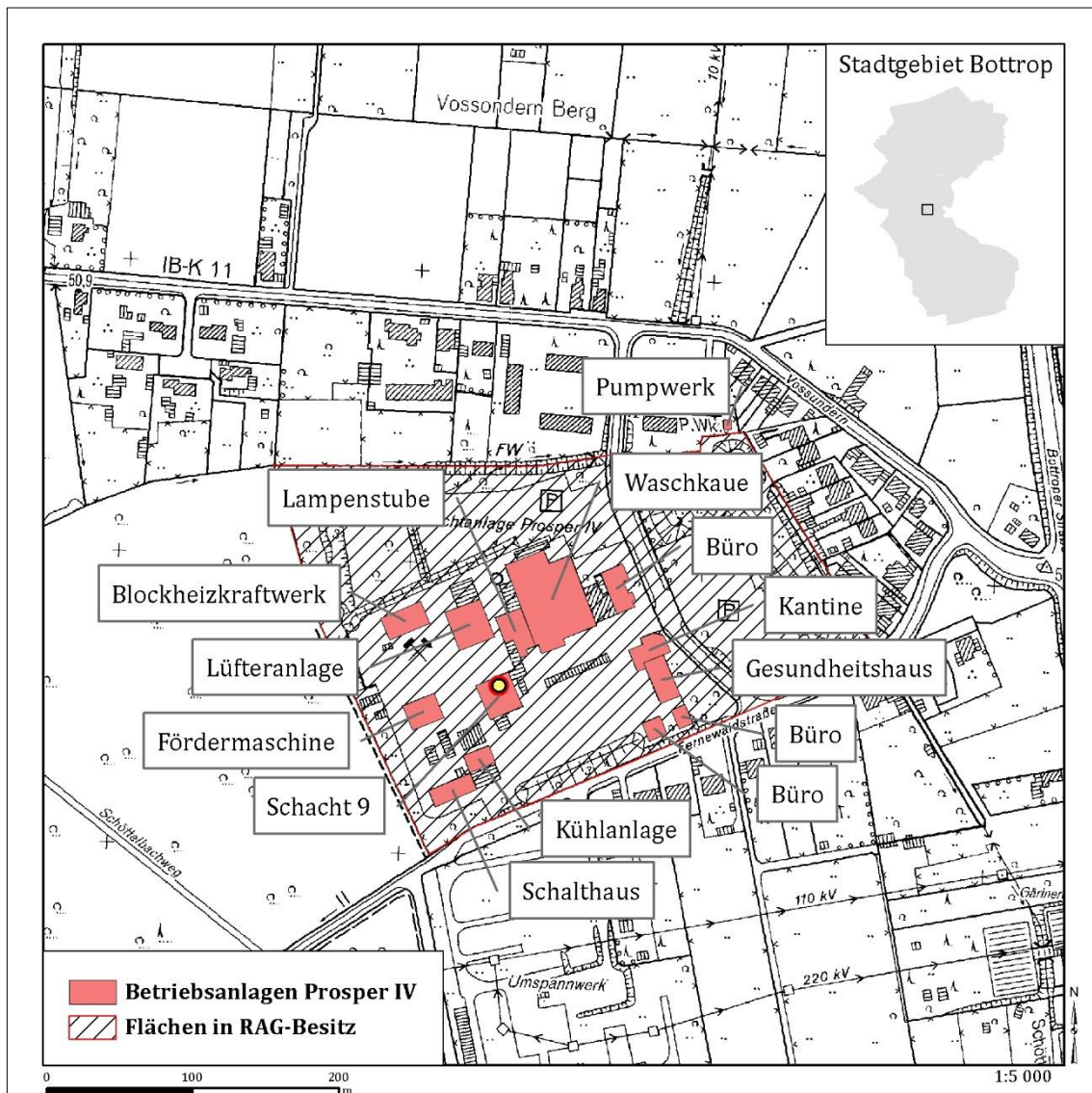


Abbildung 23: Betriebsanlagen am Standort Prosper IV
(eig. Darstellung, nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Aus diesem Grund werden dort seit dem Jahre 2002 von der Mingas-Power GmbH zur Zeit (Stand: Oktober 2012) zwei Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer Leistung von je 1,35 MW betrieben, die mit dem beim Abbau aus den Flözen austretenden Methangemisch befeuert werden. Sowohl die Zusammensetzung als auch das Volumen des Grubengases variiert je nach Abbaumenge und Flöz. Bei den derzeitigen Bedingungen liegt die Methankonzentration bei etwa 40-45 vol.%. Bevor das Gas in den Verbrennungsmotor geleitet wird, wird es getrocknet und mit Luft verdünnt, um ein explosionsfähiges Gemisch zu erreichen (6,5-7 vol.% CH₄, 18%O₂). Aus den BHKW werden zur Zeit ca. 1,8 MW elektrischer Energie in das öffentliche Netz eingespeist. Die entstehende thermische Energie wird ausschließlich für bergwerksinterne Zwecke, wie Gebäudeheizung oder

Warmwasserbereitung, verwendet. Insgesamt befinden sich zur Zeit vier BHKW am Standort, die je nach Gasfördermenge flexibel zugeschaltet werden (BRANDT, 2012).

Verkehrsanbindung

Das Gelände wird durch zwei etwa 5 m breite Nebenstraßen (Vossundern, Fernewaldstraße) der im Norden und Osten des Standortes verlaufenden Kreisstraße Vossundern erschlossen (vgl. Abbildung 24).

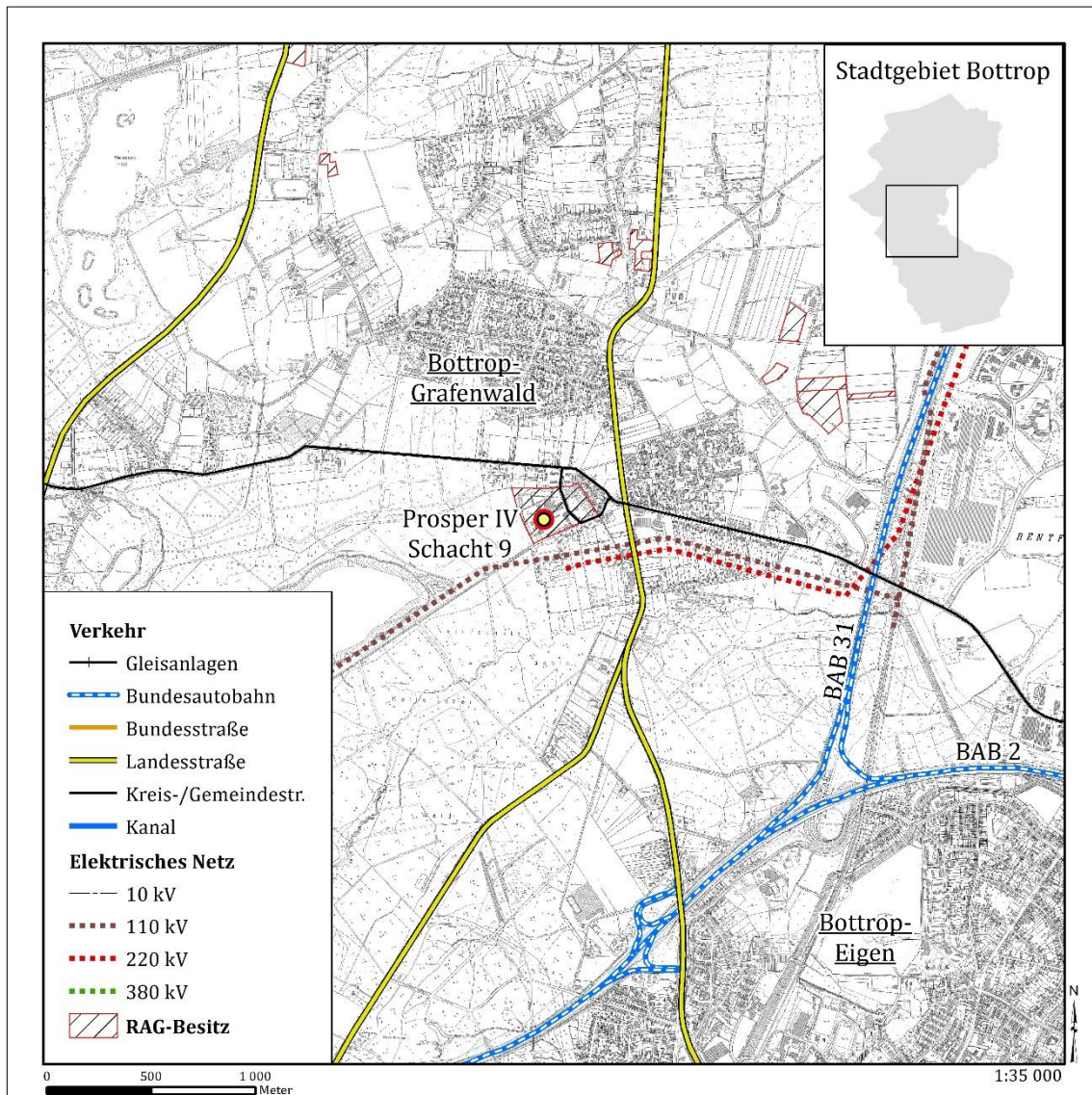


Abbildung 24: Infrastruktur und RAG-eigene Flächen am Standort Prosper IV (eig. Darstellung, nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Diese verläuft in Ost-West-Richtung und verbindet den Alten Postweg (L621) mit der Bottroper Straße (L623) sowie der Gladbecker Straße (L511). Über die Bottroper Straße (im südlichen Verlauf Kirchhellener Straße) besteht ein Anschluss an die BAB 2 und darüber in unmittelbarer Nähe an die BAB 31. Die genannten Landesstraßen verlaufen weitgehend in Nord-Süd-Richtung

und verbinden die weiter nördlich gelegenen Gebiete und Städte, wie bspw. Dorsten, mit dem zentralen Ruhrgebiet.

Weitere Anbindungen an Verkehrsmittel oder -wege bestehen an diesem Standort nicht. Die Verkehrsanbindung wird insgesamt als mittelmäßig bewertet.

Anbindung an das elektrische Versorgungsnetz

Unmittelbar südlich des Betriebsgeländes Prosper IV befindet sich ein Umspannwerk der RWE-Net, an das sowohl eine 110 kV als auch eine 220 kV Freileitung angeschlossen ist (Abbildung 24). Die Anbindung des Standortes IV selbst, insbesondere des Schalthauses, erfolgt vermutlich mittels Erdkabeln. Über die Spannungsebene liegen keine Informationen vor.

Flächenverfügbarkeit

Am Standort IV besitzt die RAG eine zusammenhängende Fläche von etwa 70.000 m² die die Betriebsfläche des Standortes sowie östlich und nördlich davon gelegene Parkplatzflächen umfasst. Weitere Flächen befinden sich in etwa 1,3-1,5 km Entfernung zum Schacht in nordöstlicher Richtung. Die Größe der aus insgesamt sieben größtenteils isoliert liegenden Arealen bestehende Fläche beläuft sich auf etwa 92.000 m² (vgl. Abbildung 24).

Morphologie

Der Standort Prosper IV liegt am Ostrand eines Nord-Süd verlaufenden, von kleineren Bacheinschnitten durchzogenen Höhenzuges, auf einem angedeuteten Sporn von etwa 500 m Breite, auf einer Höhe von etwa 52 m NHN (vgl. Abbildung 25).

Nach Osten hin fällt das Gelände in eine morphologische Senke bis auf 42 m, in einigen Bereichen der Bäche Boye und kleine Boye auf weniger als 40 m, ab. Im Westen steigt das Gelände auf bis zu ca. 72 m an. Im Südwesten des Standortes befindet sich die derzeit in Aufschüttung befindliche Halde Schöttelheide.

Am Standort oder auf den zugehörigen Flächen lassen sich keine vollständig oder teilweise geschlossenen Senken identifizieren.

Verfügbarkeit von Oberflächenwasser

Standort IV verfügt über keinerlei Anbindung an nennenswerte Fließgewässer oder Kanäle.

Grundwasser

Für das Betriebsgelände selbst liegen keine Daten über den Stand des Grundwasserspiegels vor. Die nächstliegenden Grundwassermessstellen befinden sich südöstlich in wenigen hundert Metern Entfernung. Hier werden Grundwasserflurabstände auf ähnlichem Höhenniveau von ca. 5,4 bzw. 6,9 m gemessen (vgl. Abbildung 25). Der Grundwasserspiegel am Standort wird daher im

Bereich von ca. 5-7 m angenommen. Die weiter entfernten Messstellen weisen teils deutlich niedrigere Wasserstände auf. Dies könnte ein Hinweis auf einen flacheren Wasserstand auch am Standort sein, muss aber im Einzelfall geprüft werden.

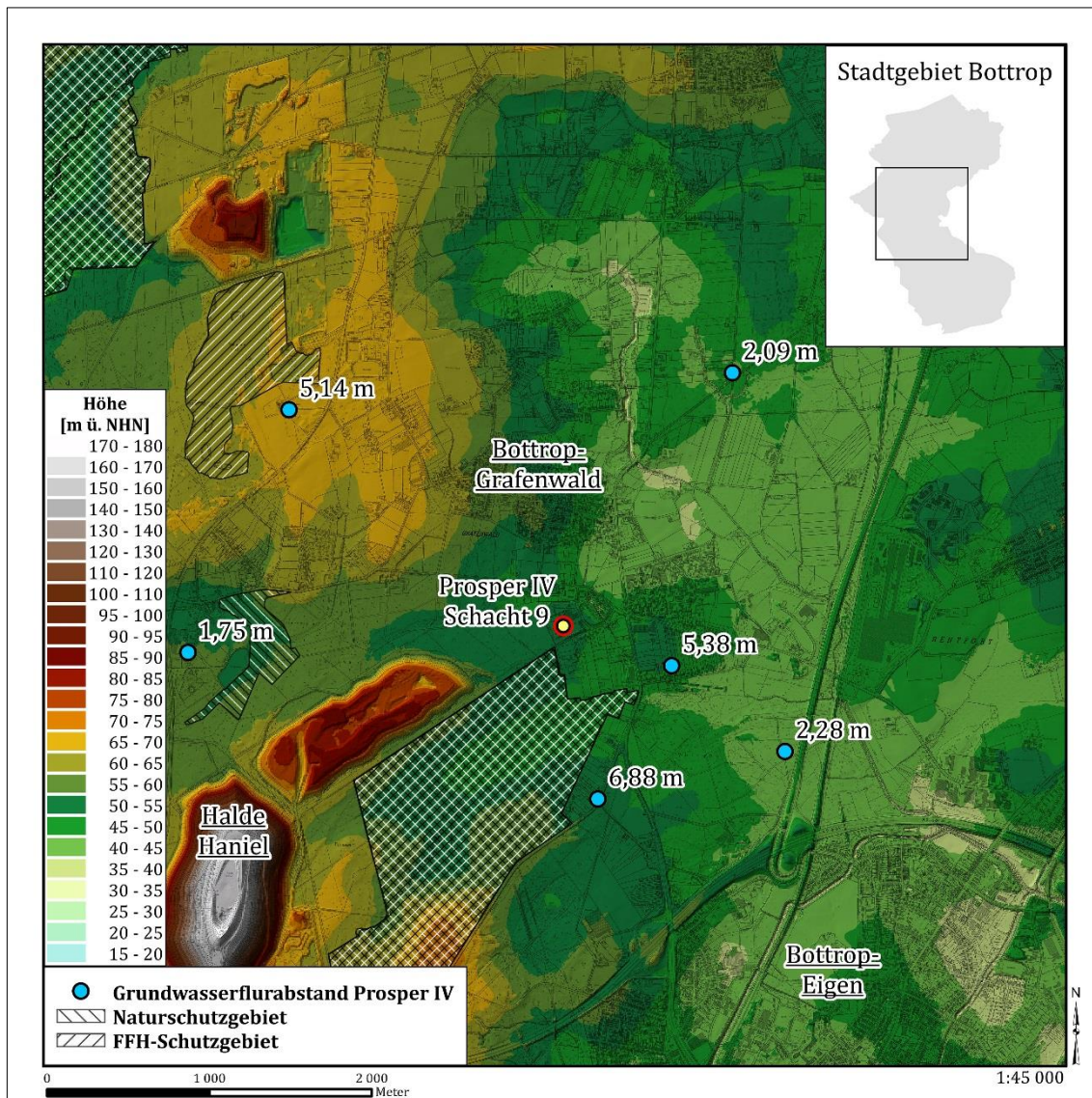


Abbildung 25: Morphologie, Naturschutzflächen und Grundwasserflurabstände am Standort Prosper IV
(eig. Darstellung, nach LANUV, 2013; MKULNV, 2013; RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Naturschutz

An das Betriebsgelände im Südwesten angrenzend, erstreckt sich ein Fauna-Flora-Habitat-Schutzgebiet nach Richtlinie 92/43/EWG zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der Erhaltung der wildlebenden Tiere (EWG 1992, vgl. Abbildung 25). Das ausschließlich durch Forstflächen geprägte Areal umfasst eine Fläche von ca. 1,87 km² und wird im Westen durch die beiden Abraumphalden des Bergwerks sowie im Osten durch die Bottroper bzw. Oberhausener Straße (L623) begrenzt. Den südwestlichen Teil des FFH-Gebietes bildet ein Ausläufer des Naturparks Hohe Mark.

Bevölkerung

Mit Ausnahme der Siedlung Grafenwald ist die Umgebung des Standortes IV agrar- und forstwirtschaftlich geprägt. Auf diesen Flächen ist nur sehr vereinzelt Wohnbebauung vorhanden, wobei es sich meist um Gehöfte oder kleinere Siedlungen mit wenigen Gebäuden handelt. Insgesamt ergibt sich, in einem Radius von 3 km, statistisch eine Bevölkerungszahl von etwa 18.450 (vgl. Abbildung 26). Der jährliche Bedarf an elektrischer Energie beläuft sich damit rechnerisch auf ca. 48 GWh.

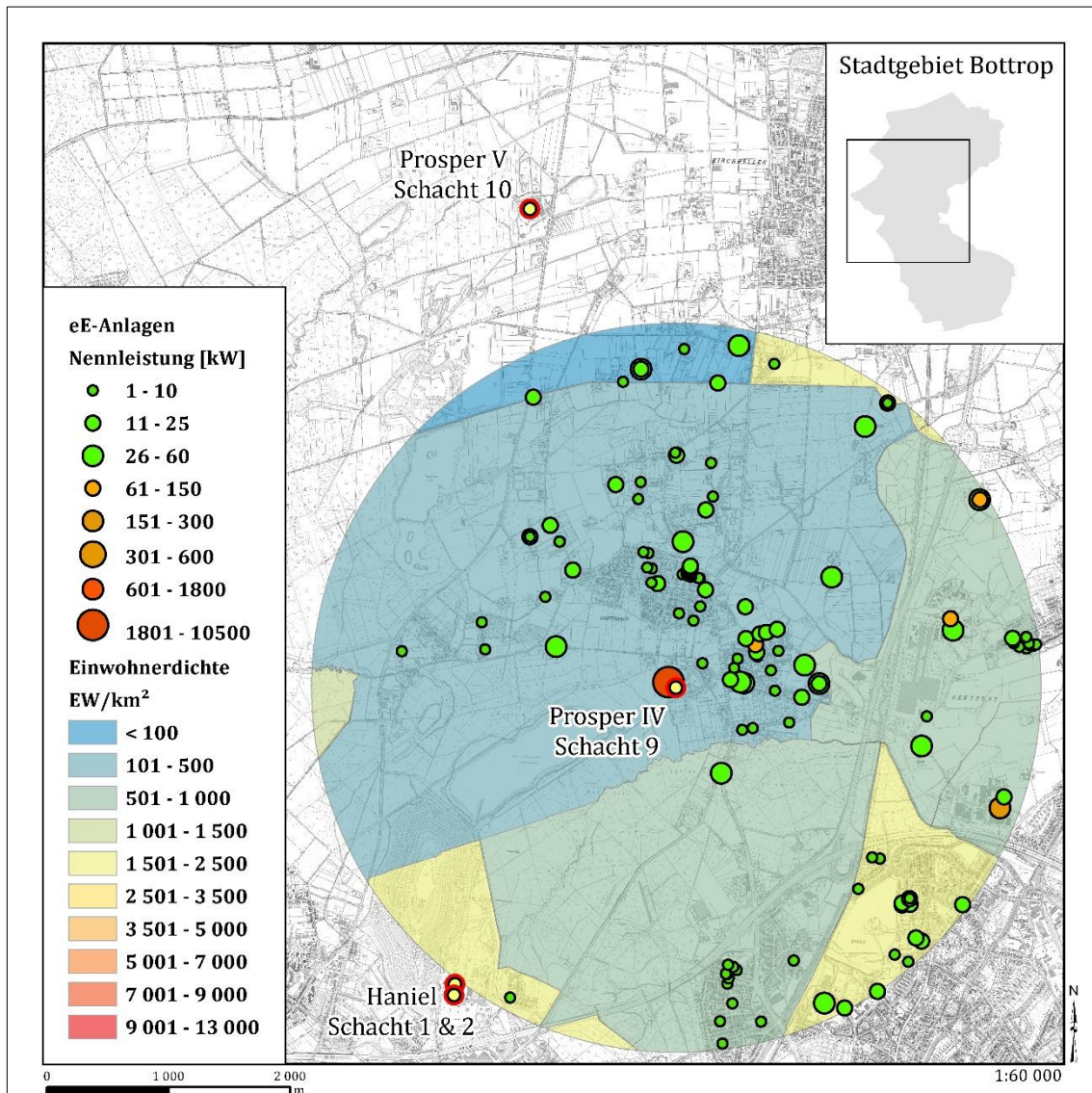


Abbildung 26: Einwohnerdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie im Umkreis des Standortes Prosper IV
(eig. Darstellung, nach BOTTROP, 2012b; GLADBECK, 2012; DGS 2013; GEOBASIS NRW)

Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie

Innerhalb eines Radius von 3 km um den Standort Prosper IV befinden sich 149 Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie, wovon 147 PV-Anlagen und zwei Grubengas-BHKW sind. Die installierte Gesamtleistung der PV-Anlagen beträgt 2.181,73 kW, die potentiell eingespeiste

Strommenge beträgt ca. 1,7GWh/a. Die Leistung der Grubengaskraftwerke am Standort Prosper wird mit je 3.395 kW angegeben, die installierte Gesamtleistung betrug zum Zeitpunkt der Datenmeldung daher 6,79 MW. Die im Jahre 2010 erzeugte Strommenge belief sich auf 6,6 GWh. Die scheinbare Diskrepanz zwischen den Angaben des Betreibers (siehe Abschnitt Betriebsanlagen) und den gemeldeten Leistungen entsteht wahrscheinlich durch den zeitlichen Unterschied der Daten. Laut BRANDT (2012) besitzt die MinGas-Power GmbH die Genehmigung zum Betrieb von bis zu acht BHKW am Standort. Zur Zeit befinden sich jedoch lediglich vier Blöcke vor Ort, von denen jedoch nur zwei in Betrieb sind. Es ist allerdings zu beachten, dass mit Schließung des Bergwerks Prosper-Haniel die Gewinnung von Grubengas aus dem Abbau weitgehend entfällt.

5.2.3 Standort Prosper V

Der Standort Prosper V befindet sich im Bottroper Ortsteil Holthausen, ca. 9,2 km Nordnordwest des Stadtzentrums und ca. 2,7 km westlich der Siedlung Kirchhellen. An das Betriebsgelände angrenzend befinden sich weitgehend land- und forstwirtschaftlich genutzte Flächen. Etwa 2,3 km südlich des Standortes befindet sich eine, von der Firma Spickermann GmbH & Co. KG betriebene, Sand- und Kiesgrube.

Betriebsanlagen

Auf dem Gelände des Standortes V befindet sich das Fördergerüst des Schachtes 10 über den Materialbeförderung, Seilfahrt und Bewetterung abgewickelt werden. Dementsprechend befinden sich Waschkaue, Lampenstube, Kantine und Bewetterungsanlagen am Standort (vgl. Abbildung 27). Zudem ist am Standort ein Teil der Materialerhaltung untergebracht. Zu diesem Zweck befindet sich eine Reihe von Werkstätten auf dem Betriebsgelände, die teilweise über Gleise an die Schachthalle angeschlossen sind um den Transport schwerer Gerätschaften zu ermöglichen. Weiterhin befinden sich am Standort zwei durch Wälle abgetrennte Sprengstofflager.

Im Jahre 2008 wurde ein neues Bürogebäude für Werksdirektion und Verwaltung in Systembauweise fertiggestellt (ALHO, 2008).

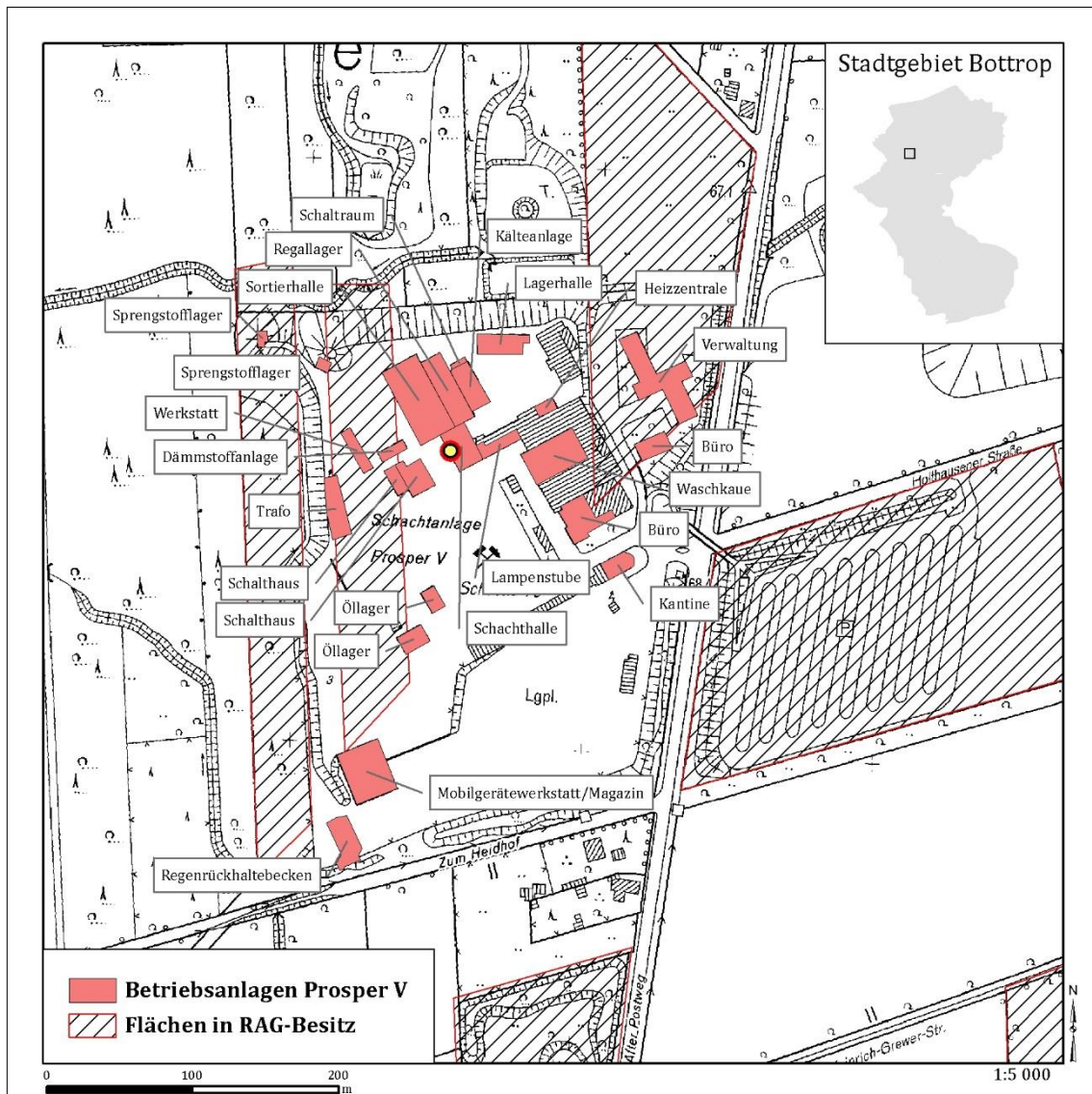


Abbildung 27: Betriebsanlagen am Standort Prosper V
(eig. Darstellung, nach RAG, 2012a; GEOBASIS, NRW)

Verkehrsanbindung

Der Standort V wird durch die in Nord-Süd-Richtung verlaufende Straße Alter Postweg (L621) erschlossen, die etwa 1,3 km nördlich die Dinslakener Straße (L462) kreuzt (vgl. Abbildung 28). Anbindung an die BAB 31 besteht über weitere Landesstraßen im Norden der Siedlung Kirchhellen in etwa 6 km Entfernung. Ebenso besteht im Osten Kirchhells Anbindung an die BAB 31, diese Zufahrt verläuft allerdings durch das Siedlungszentrum und ist für Transportzwecke daher wenig geeignet. Anschluss an die BAB 2 besteht im Süden, unmittelbar südlich der Halde Haniel, über Landesstraßen in ca. 7,5 km Entfernung. Eine Anbindung an andere Verkehrswege besteht nicht. Die Verkehrsanbindung dieses Standortes wird aufgrunddessen als nicht grundsätzlich positiv bewertet.

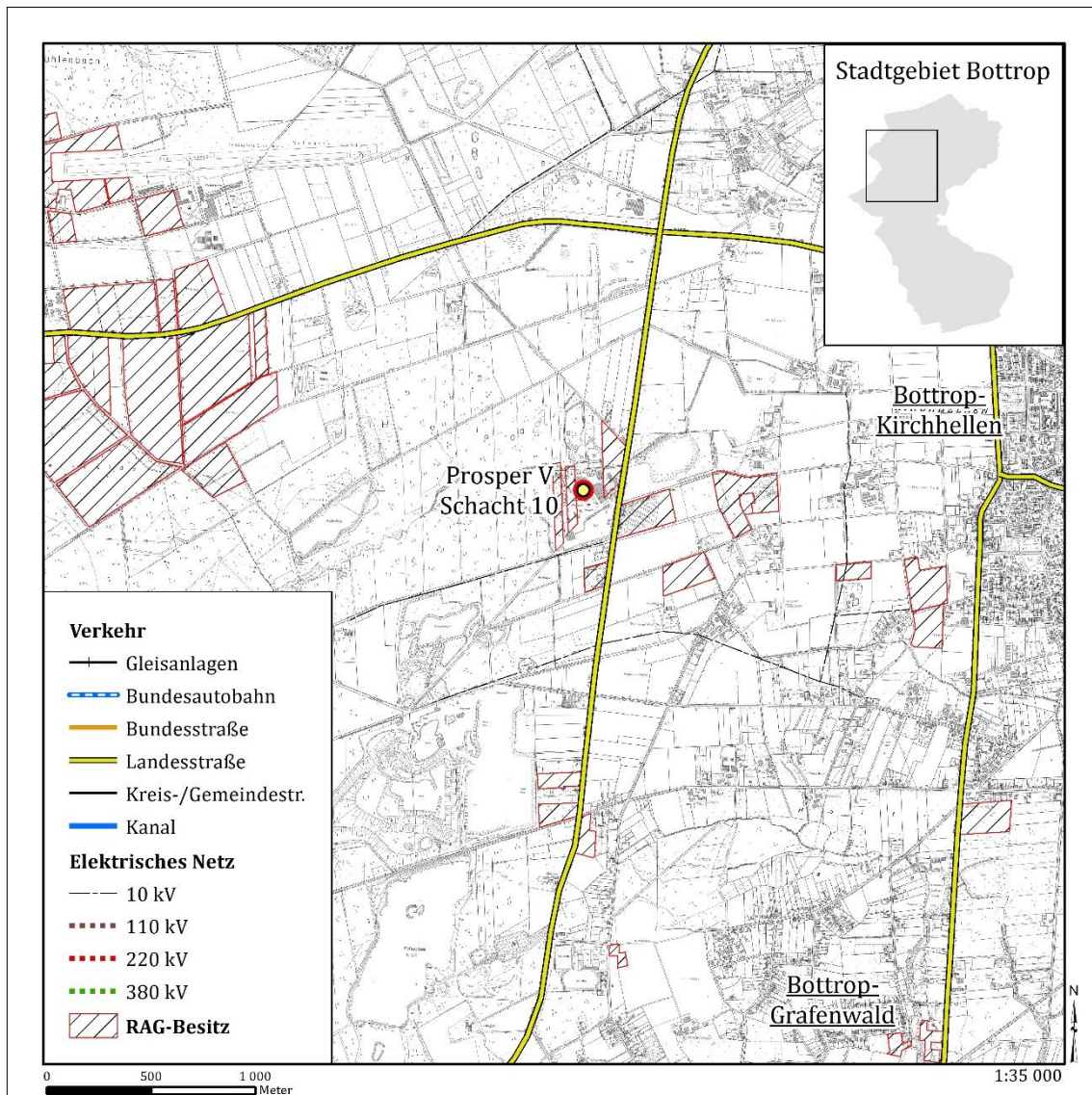


Abbildung 28: Infrastruktur und Flächen in Besitz der RAG am Standort Prosper V (eig. Darstellung, nach RAG, 2012a; GEOBASIS, NRW)

Anbindung an das elektrische Versorgungsnetz

Südlich des Betriebsgeländes entlang der Straße Zum Heidhof verläuft eine 10 kV Freileitung in WSW-ENE-Richtung sowie eine weitere entlang der Straße Alter Postweg in NNO-SSW-Richtung (vgl. Abbildung 28). Die Anbindung der Bergwerksanlagen an das Versorgungsnetz erfolgt vermutlich durch Erdkabel von den Endmasten der 10 kV Leitungen aus.

Flächenverfügbarkeit

Der Grundbesitz der RAG beschränkt sich in der direkten Umgebung des Standortes V auf eine Gesamtfläche von ca. 210.000 m², bestehend aus sieben unverbundenen Einzelflächen (vgl. Abbildung 28). Anzumerken ist, dass das Betriebsgelände selbst nicht vollständig im Besitz der RAG ist. Es handelt sich bei den RAG-eigenen Flächen sowohl um landwirtschaftlich genutzte Areale, einen Parkplatz östlich des Betriebsgeländes und ein kleineres Forstgebiet mit

angrenzendem Hundeübungsplatz. Etwa zwei Kilometer westlich des Geländes besitzt die RAG umfangreiche Flächen mit einer Gesamtgröße von ca. 1,47 km².

Morphologie

Der Standort Prosper V befindet sich auf dem gleichen N-S-verlaufenden Höhenzug wie Standort IV, auf einer Höhe von ca. 69 m NHN. Im Norden und Westen des Standortes schneiden sich Täler mit einer Höhendifferenz von ca. 10 m ein (vgl. Abbildung 29). Etwa 500 m nordöstlich des Schachtes erstreckt sich eine Senke mit einer Größe von ca. 38.000 m² und einer Höhe von ca. 55 m NHN. Im Süden des Betriebsgeländes, etwa 400 m vom Schacht entfernt, befindet sich eine Fläche mit einer Größe von ca. 12.800 m² in RAG-Eigentum.

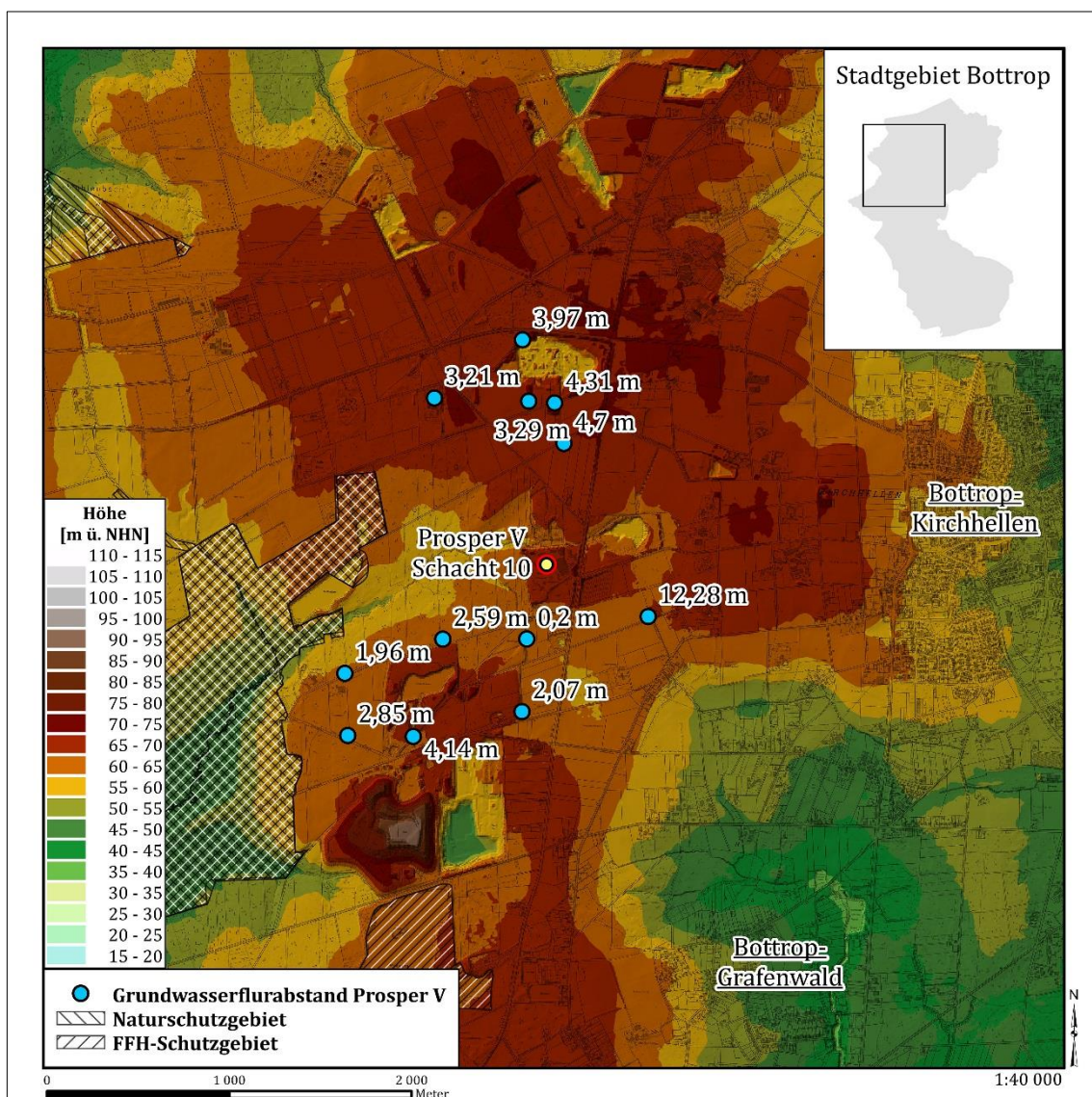


Abbildung 29: Morphologie, Naturschutzflächen und Grundwasserflurabstände am Standort Prosper V

(eig. Darstellung, LANUV NRW, 2013; MKULNV NRW, 2013; GEOBASIS. NRW)

Auf dem Areal befindet sich eine kleine Senke von etwa 1.400 m² Größe. Das südwestliche der zwei isolierten Flächencluster im Westen weist eine Fläche von ca. einem Quadratkilometer auf und befindet sich in einer günstigen topographischen Lage, im oberen Bereich eines Bachtals. Die Einzelflächen werden durch Wege voneinander getrennt. Werden diese nicht berücksichtigt, so steht eine Fläche von ca. 200.000 m² zur Verfügung. Die Höhendifferenz beträgt maximal ca. drei Meter. Die verbleibenden Flächen weisen keine morphologisch günstige Situation auf.

Verfügbarkeit von Oberflächenwasser

Standort V verfügt über keinerlei Anbindung an nennenswerte Fließgewässer oder Kanäle.

Grundwasser

Für das Betriebsgelände am Standort liegen keine Daten zum Stand des Grundwasserspiegels vor. Im Umkreis befindet sich dagegen eine Vielzahl von Messstellen von denen Daten verfügbar sind. Die Stände reichen an den Stationen von 0,2-12,4 m unter GOK, wobei die meisten Werte zwischen 2,07 und 4,31 m liegen (vgl. Abbildung 29). Der Grundwasserspiegel wird daher auch hier mit < 5 m unter GOK angenommen.

Naturschutz

In der direkten Umgebung des Standortes befinden sich keine Naturschutzflächen (vgl. Abbildung 29). Im Bereich der westlich gelegenen Flächen befindet sich ein FFH-Schutzgebiet zu einem geringen Anteil auf Flächen der RAG.

Bevölkerung

Insgesamt leben in einem Radius von 3 km ca. 10.200 Menschen, wovon der größte Teil auf die etwa 2,5 km östlich gelegene Siedlung Kirchhellen entfällt. Der Ortsteil Holthausen selbst, die westlich angrenzenden Gemeindegebiete Hünxe und Dinslaken sowie der nördlich angrenzende Bottroper Ortsteil Hardinghausen sind insgesamt sehr dünn besiedelt (vgl. Abbildung 30). Der Bedarf an elektrischer Energie in dem betrachteten Radius kann auf etwa 26,6 GWh geschätzt werden.

Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie

In der Umgebung des Standortes befinden sich insgesamt 141 eE-Anlagen, bestehend aus 135 Photovoltaik-, vier Windkraft- und zwei Biomasseanlagen (vgl. Abbildung 30). Die installierte Gesamtleistung beläuft sich auf 5.876,2 kW, wovon 3.661,2 kW auf PV-, 1.400 kW auf Windkraft- und 815 kW auf Biomasseanlagen entfallen.

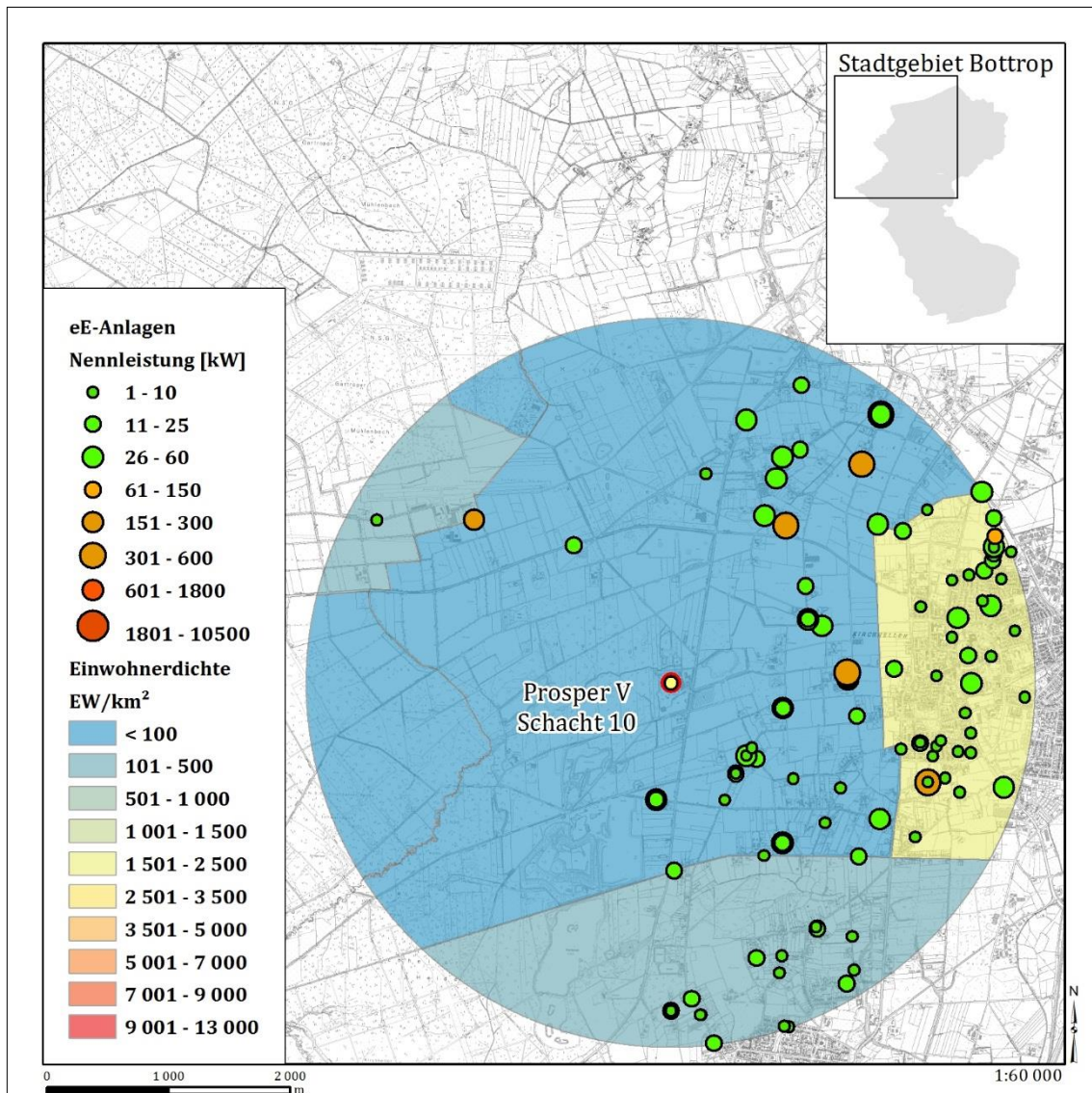


Abbildung 30: Bevölkerungsdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie in der Umgebung des Standortes Prosper V (eig. Darstellung nach DGS, 2013; BOTTROP, 2012; HÜNKE, 2012; RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Die unter realistischen Gesichtspunkten erzeugbare Menge an elektrischer Energie beträgt ca. 11,1 GWh/a. Hiervon entfallen auf die variable Wind- und Solarenergie ca. 4,6 GWh/a, wohingegen die Einspeisung aus den Biomassekraftwerken als konstant oder zumindest planbar angesehen werden kann.

5.2.4 Standort Haniel

Der Standort Haniel befindet sich im Bottroper Ortsteil Fuhlenbrock unmittelbar an der Stadtgrenze zu Oberhausen. Die Fläche südlich und westlich der Betriebsflächen ist durch Wohnsiedlungen, überwiegend aus Mehrfamilienhäusern bestehend, geprägt, die teilweise durch Gewerbegebiete und Grünflächen unterbrochen sind. Das Gebiet nördlich des Standortes besteht aus durchgehenden Forstgebieten sowie der Halde Haniel und der Halde Schöttelheide. Aus dem Abbau stammendes Bergematerial wird von der Kohlenwäsche am Standort Prosper II über den

Schrägschacht untertage transportiert, am Standort Haniel gehoben und auf der Halde Schöttelheide verkippt.

Betriebsanlagen

Über Schacht 2 wird sowohl der Bergetransport, als auch Materialtransport und Seilfahrt abgewickelt. Dementsprechend befinden sich am Standort neben dem Fördergerüst und den zugehörigen Fördermaschinen Kaue, Lampenstube und Magazin (vgl. Abbildung 31).

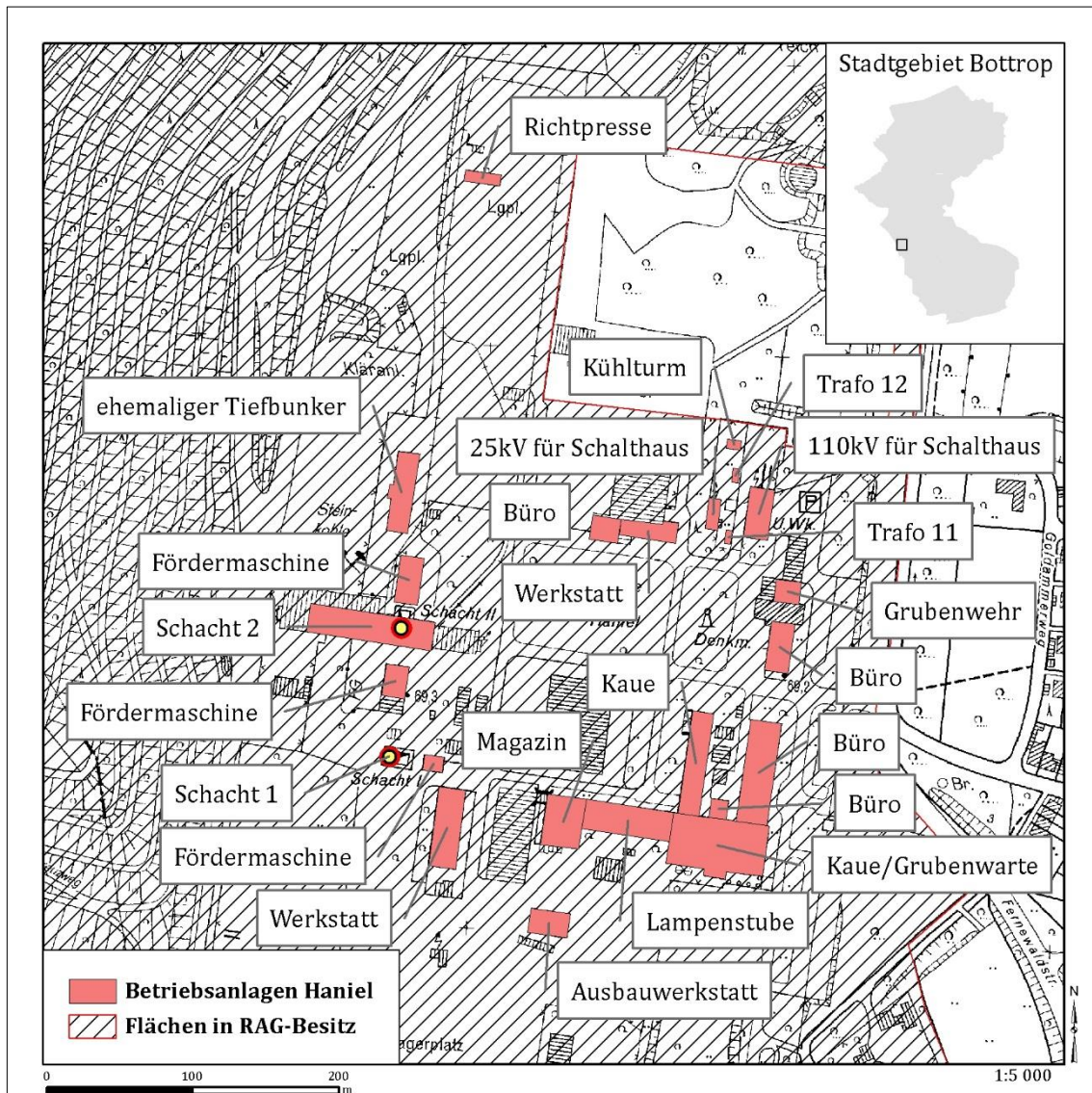


Abbildung 31: Betriebsanlagen der RAG am Standort Haniel
(eig. Darstellung nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Eine Reihe von Werkstätten werden für die Materialerhaltung genutzt. Es befinden sich zudem eine Reihe von elektrischen Einrichtungen wie Transformatoren und Schaltheis am Standort. Der etwa 100 m südlich des Schachts 2 gelegene Schacht 1 wird ausschließlich zur Bewetterung verwendet.

Verkehrsanbindung

Das Betriebsgelände wird durch die Fernewaldstraße erschlossen, eine Nebenstraße der von Oberhausen Richtung Grafenwald verlaufenden Oberhausener Straße (L 623). Anbindung besteht ebenfalls an die Hans-Böckler Straße (L641) Richtung Bottrop. Über weitere Landesstraßen besteht in einer Entfernung von ca. 2,2 km Anschluss an die, unmittelbar südlich des Werksgeländes verlaufende, BAB 2. In einer Entfernung von ca. 60 m befindet sich der Rastplatz Schwarze Heide, der über die Fahrtrichtung Oberhausen erreicht werden kann. Bei Bedarf wäre ein temporärer Anschluss des Werksgeländes an diesen Rastplatz zu prüfen.

Weitere Anbindungen an Verkehrswege oder -mittel bestehen nicht (vgl. Abbildung 32).

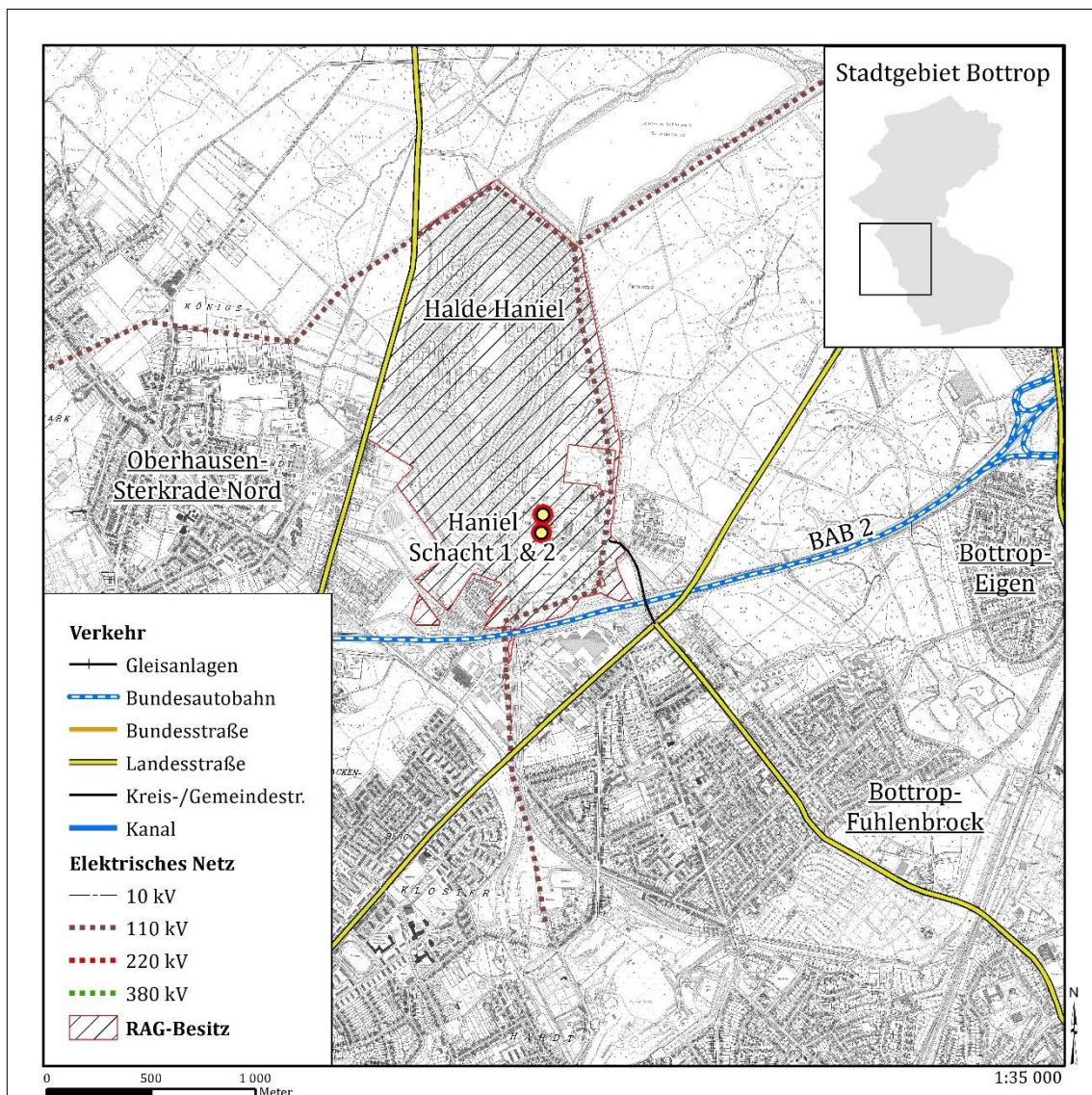


Abbildung 32: Infrastruktur und RAG-eigene Flächen am Standort Haniel
(eig. Darstellung nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Anbindung an das elektrische Versorgungsnetz

Der Standort Haniel besitzt ein eigenes Umspannwerk, das an das 110 kV Netz angeschlossen ist. Die Trasse verläuft am östlichen Rand des Werksgeländes in Nord-Süd-Richtung und ist mit dem Transformator über eine ca. 80 m lange Freileitung verbunden (vgl. Abbildung 32).

Flächenverfügbarkeit

Die RAG besitzt am Standort Haniel Flächen im Umfang von etwa 1,79 km², von denen jedoch der größte Teil, etwa 1,1 km², auf die nördlich angeschlossene Halde Haniel entfällt (vgl. Abbildung 32). Die verbleibende Fläche verteilt sich auf, an das Betriebsgelände angrenzende, Grünflächen sowie kleinere Flächen unmittelbar südlich der Halde und das Betriebsgelände selbst.

Morphologie

Der Standort Haniel liegt auf dem gleichen Höhenzug wie die Standorte Prosper IV und V auf einer Höhe von ca. 69 m. Unmittelbar nordöstlich ist ein NE-SW-verlaufendes Bachtal eingeschnitten, das in der etwa 1,5 km entfernten großen Senke mündet (vgl. Abbildung 33). Den größten Teil der RAG-eigenen Flächen nimmt die Halde Haniel mit einer Höhe von ca. 170 m ein. Die zwei südlich der Halde gelegenen Flächen der RAG befinden sich in einer kleinen Senke mit etwa 400 m Durchmesser. Die Flächen sind nicht zusammenhängend und umfassen nur etwa die Hälfte der Senke. Das Betriebsgelände am Standort ist weitgehend eben.

Verfügbarkeit von Oberflächenwasser

Standort Haniel verfügt über keinerlei Anbindung an nennenswerte Fließgewässer oder Kanäle.

Grundwasser

Die Grundwasserflurabstände in der Umgebung des Standortes Haniel sind sehr unterschiedlich. Ca. 300 m südlich der Halde Haniel liegt der Grundwasserspiegel bei ca. 4,70 m unter GOK, nördlich der Halde bei ca. 1,3 m (vgl. Abbildung 33). An der östlichen Grenze des Werksgeländes dagegen werden Tiefen von ca. 25 bzw. 30 m unter GOK erreicht. Die Abstände zwischen den Messstellen betragen im Mittel ca. 1,5 km. Der Grund für diese kleinräumigen Unterschiede ist anhand der Daten nicht ersichtlich und scheint auch keine morphologische Ursache zu haben. Vermutlich findet im Bereich des Betriebsgeländes, insbesondere um die Schächte herum, eine Absenkung des Grundwassers statt. Daher ist anzunehmen, dass sich der natürliche Grundwasserspiegel bei weniger als 5 m unter GOK befindet.

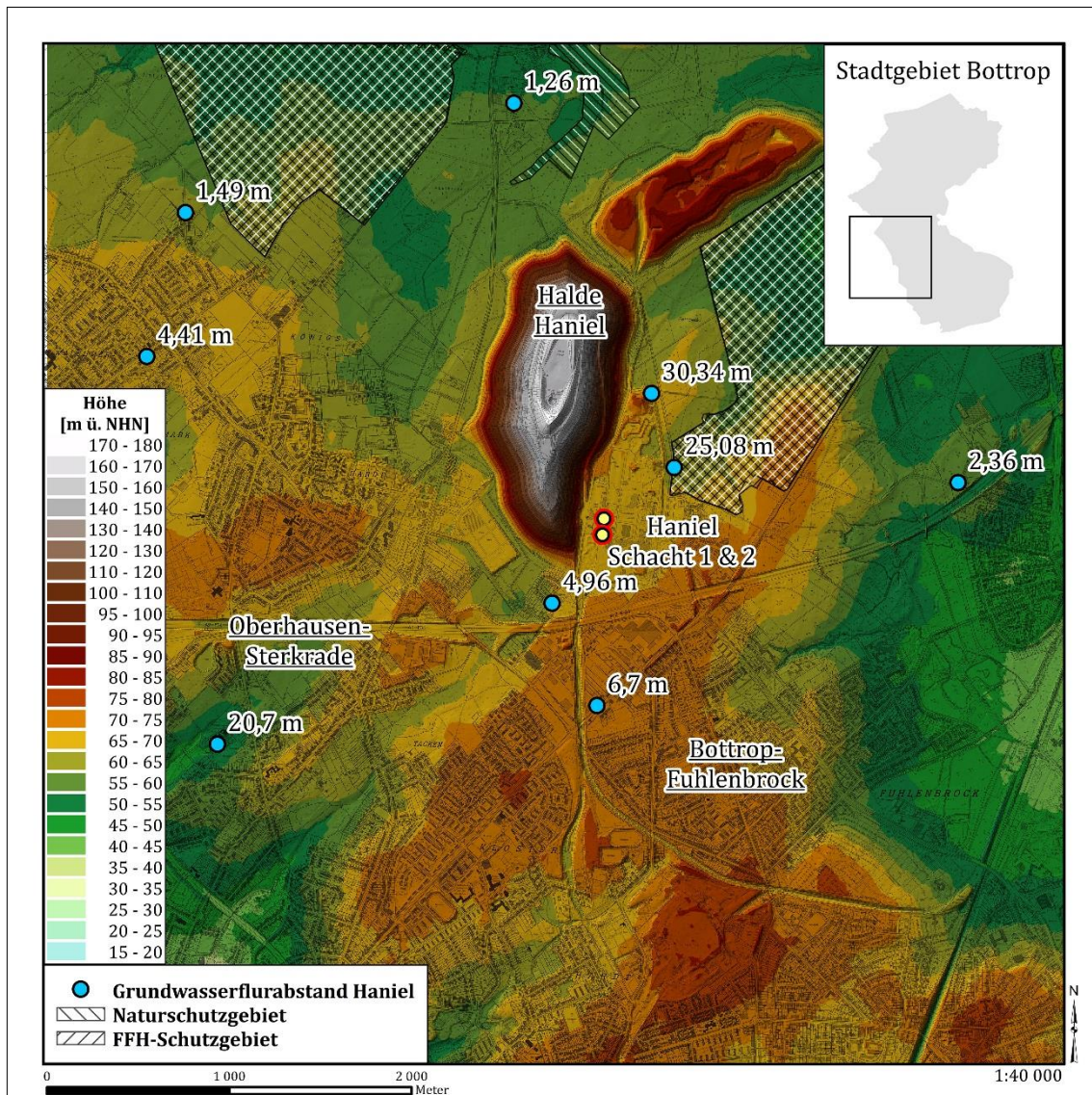


Abbildung 33: Morphologie, Naturschutzflächen und Grundwasserflurabstände in der Umgebung des Standortes Haniel.
(eig. Darstellung nach MKULNV NRW, 2013; LANUV NRW, 2013; GEOBASIS NRW)

Naturschutz

Unmittelbar nordöstlich des Betriebsgeländes beginnt ein etwa 1,9 km² großes FFH-Schutzgebiet, das sich bis zum Standort IV erstreckt und ausschließlich Forstflächen beinhaltet (vgl. Abbildung 33). Etwa 500 m nördlich der Halde Haniel erstreckt sich ein kleineres, etwa 180.000 m² umfassendes Naturschutzgebiet, ebenfalls durch Forstbestand geprägt.

Etwa einen Kilometer nordwestlich der Halde Haniel beginnt ein weiteres, etwa 7 km² großes FFH-Schutzgebiet, an das sich weitere kleine Naturschutzgebiete anschließen.

Bevölkerung

Durch die Lage des Standortes an der Stadtgrenze zu Oberhausen befindet sich ein erheblicher Teil des 3 km-Radius auf Oberhausener Stadtgebiet. Insgesamt leben ca. 48.000 Menschen innerhalb des betrachteten Radius (vgl. Abbildung 34). Hieraus lässt sich ein Stromverbrauch der

Privathaushalte von ca. 100 GWh/a abschätzen, unter der Annahme, dass sich die Bevölkerung auf beide Städte gleichmäßig verteilt. Der Stromverbrauch pro-Kopf in Oberhausen ist mit 1,6 MWh/a deutlich niedriger als etwa der in Bottrop (WUPPERTAL INSTITUT, 2012).

Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie

Nach Analyse der Daten zu den vorhandenen EEG-Anlagen zeigt sich, dass sich insgesamt 205 Anlagen in einem Radius von 3 km um den Standort befinden (vgl. Abbildung 34). Dabei handelt es sich ausschließlich um Photovoltaikanlagen, mit einer installierten Gesamtleistung von 2.131,29 kW. Die unter realistischen Gesichtspunkten erzeugte Menge an elektrischer Energie beträgt ca. 1,7GWh/a.

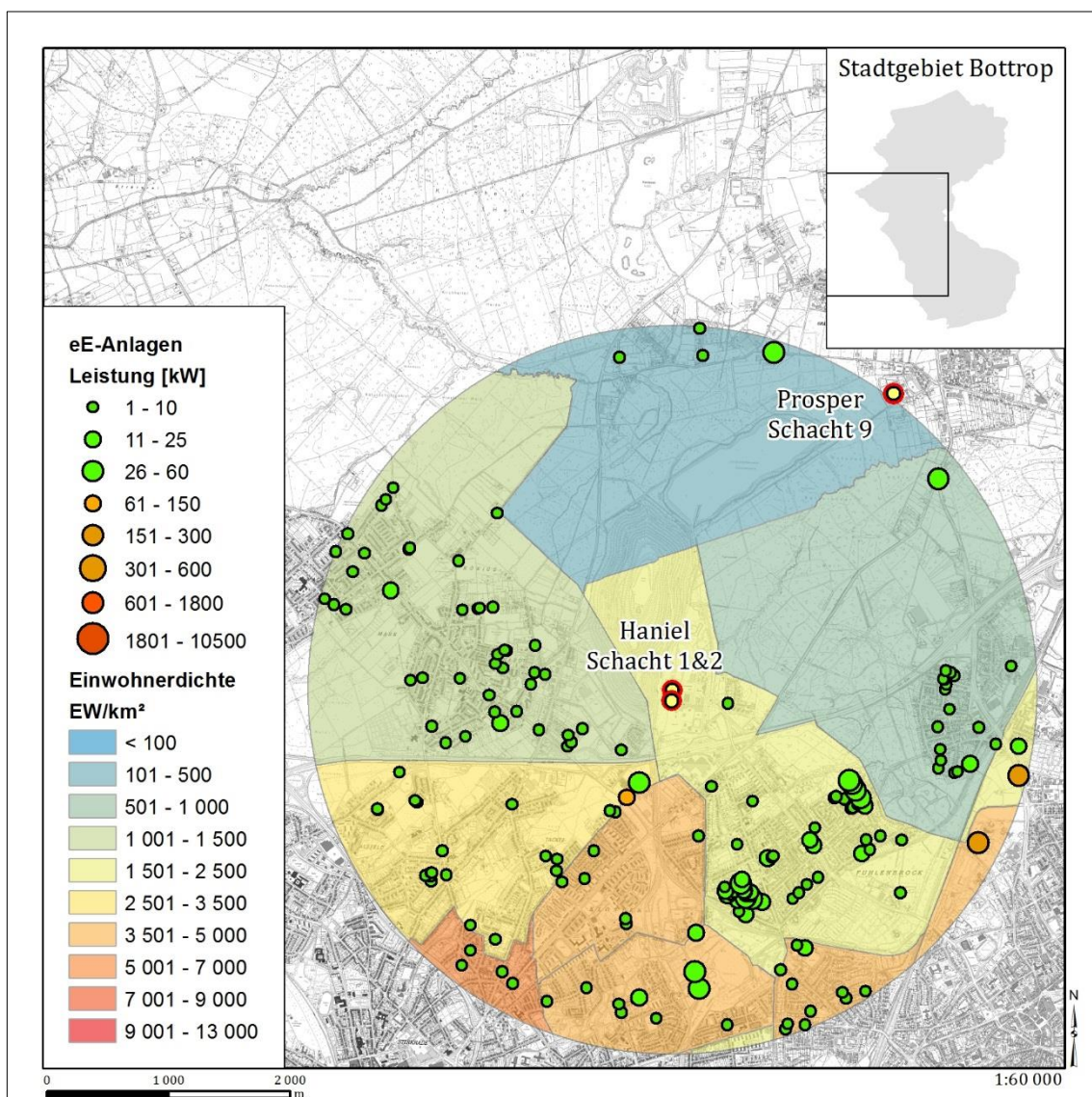


Abbildung 34: Bevölkerungsdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie in der Umgebung des Standortes Haniel
(eig. Darstellung nach DGS, 2013; BOTTRUP, 2012; OBERHAUSEN, 2012; RAG, 2012a, GEOBASIS NRW)

5.2.5 Standort Lohberg

Der Standort Lohberg, Schacht Hünxe befindet sich etwa 1,8 km südöstlich des Stadtkerns Hünxes im gleichnamigen Ortsteil. Die Umgebung des Betriebsgeländes ist durch landwirtschaftliche Nutzflächen und vereinzelt Höfe sowie durch Forstflächen geprägt. Etwa 450 m nordwestlich des Betriebsgeländes beginnt ein kleineres Wohngebiet mit Einfamilienhausbebauung, das den Übergang zum dichter bebauten Ort Hünxe bildet.

Betriebsanlagen

Detaillierte Informationen zu den am Standort befindlichen Betriebsanlagen liegen derzeit nicht vor. Es handelt sich bei den Gebäuden am Standort wahrscheinlich um Betriebshallen der Grubenlüfter, Fördermaschine und anderer Geräte.

Verkehrsanbindung

Das Betriebsgelände wird durch die von der Straße Minnekenstege abzweigende Zufahrt erschlossen. Es handelt sich dabei um eine kleine Nebenstraße der im Süden verlaufenden Wilhelmstraße (L 397). Die in etwa 1,5 km Entfernung im Südwesten verlaufende BAB 3 ist über die Wilhelmstraße und weitere Landesstraßen, teilweise durch den Ort Hünxe verlaufend, zu erreichen. Die Straßenentfernung bis zur Anschlussstelle Hünxe beträgt ca. fünf Kilometer.

In ca. 2,2 km Entfernung verläuft in nördlicher Richtung der Wesel-Datteln-Kanal. Ob sich Anlegestellen und Straßenanbindungen für einen Transport größerer Maschinenteile eignen, ist allerdings zu prüfen. Weitere Anbindungen an Verkehrswege bestehen nicht.

Anbindung an das elektrische Versorgungsnetz

Die Versorgung des Standortes Lohberg beschränkt sich auf eine Anbindung an das 10 kV-Netz. Die entsprechende Versorgungsleitung verläuft unmittelbar südlich des zum Betriebsgelände gehörenden Parkplatzes (vgl. Abbildung 35).

Flächenverfügbarkeit

Das Betriebsgelände selbst ist kein Eigentum der RAG, lediglich eine 92.000 m² große Fläche nördlich sowie eine ca. 19.500 m² große Fläche westlich des Schachtes sind Eigentum der RAG (vgl. Abbildung 35).

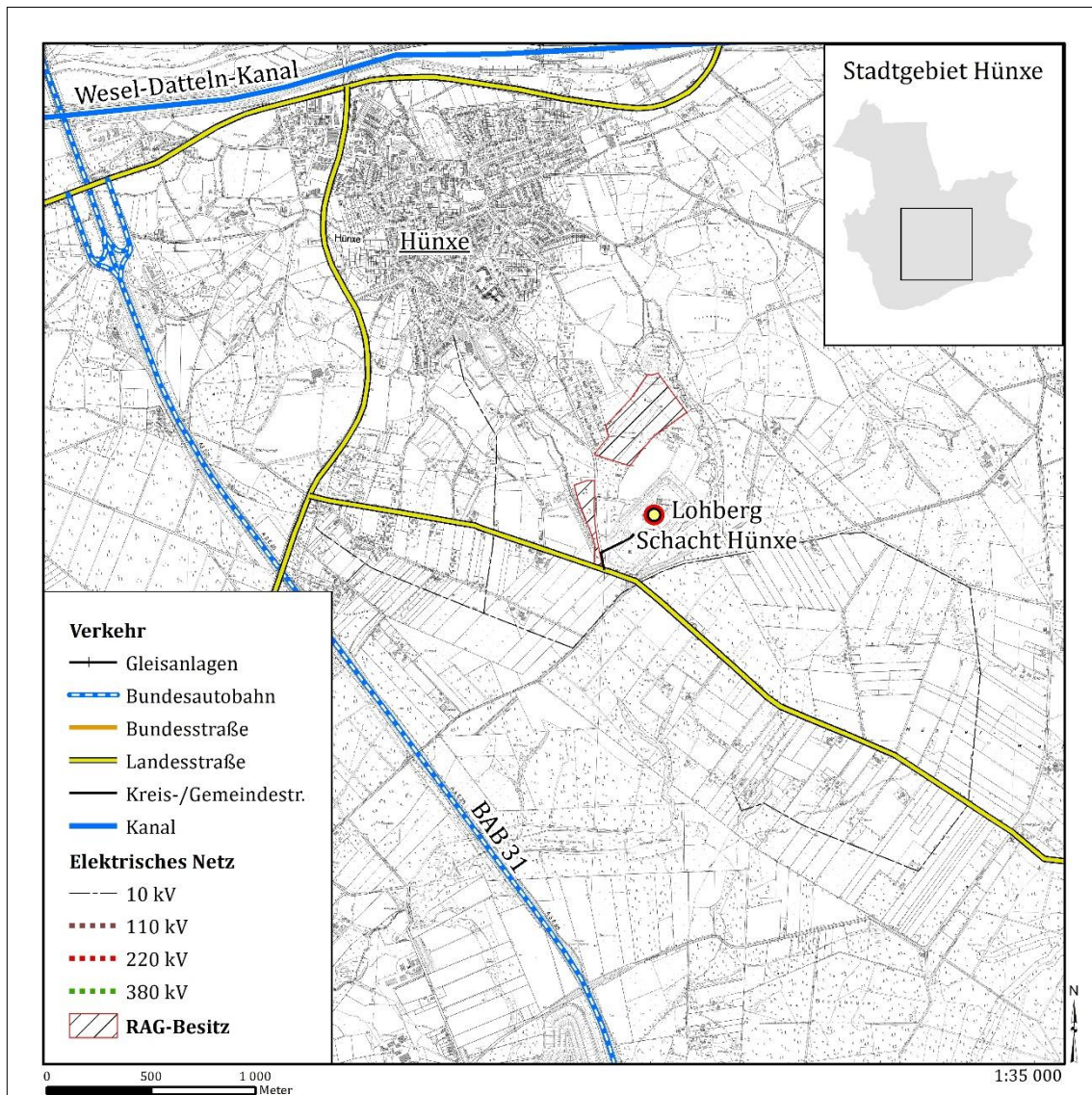


Abbildung 35: Infrastruktur und RAG-eigene Flächen am Standort Lohberg
(eig. Darstellung, nach RAG 2012a, GEOBASIS NRW)

Morphologie

Der Standort Hünxe befindet sich auf einem etwa 1,5 km breiten in Ost-West-Richtung verlaufenden Höhenzug, auf einer Höhe von ca. 60 m NHN (vgl. Abbildung 36). Das Gelände ist von einem ca. 6 m hohen Wall umgeben, der trotz der Hanglage des Geländes eine weitgehend ebene Fläche ermöglicht. Beidseits des Geländes schneiden sich zwei N-S-verlaufende Bachtäler in den Höhenzug ein und münden in der nördlich gelegenen Senke auf einer Höhe von ca. 30 m.

Verfügbarkeit von Oberflächenwasser

Der nördlich verlaufende Wesel-Datteln-Kanal könnte prinzipiell für eine Entnahme von Betriebswasser in Anspruch genommen werden. Die Entfernung zwischen Kanal und Betriebsgelände beträgt ca. 2,2 km Luftlinie. Dazwischen befindet sich weitgehend landwirtschaftlich genutztes Areal.

Es ist insbesondere aus besitzrechtlichen Gründen fraglich ob die Entfernung zwischen Kanal und Standort mittels einer Zuleitung überbrückt werden kann.

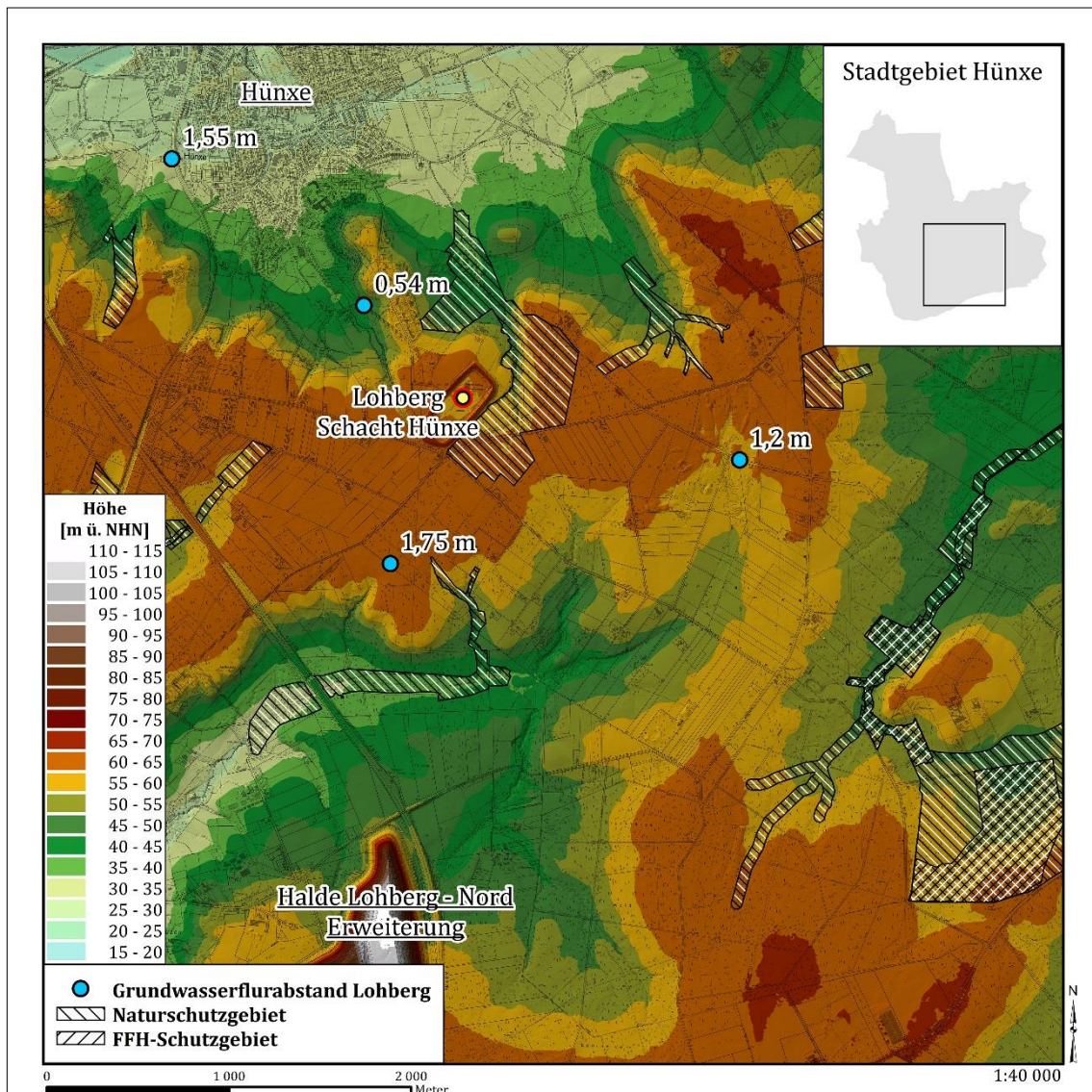


Abbildung 36: Morphologie, Naturschutzflächen und Grundwasserflurabstände in der Umgebung des Standortes Lohberg
(eig. Darstellung nach LANUV NRW, 2013; MKULNV NRW, 2013; GEOBASIS NRW)

Grundwasser

Der Grundwasserstand in der weiteren Umgebung des Standortes liegt zwischen ca. 0,5 und 1,75 m (vgl. Abbildung 36). Für den Standort selbst sind keine aktuellen Daten verfügbar. Es wird davon ausgegangen, dass der Grundwasserflurabstand am Standort weniger als 2 m beträgt.

Naturschutz

Im Umfeld des Standortes Hünxe befinden sich eine Reihe Naturschutzgebiete unterschiedlicher Größe (vgl. Abbildung 36). Im Osten wird das Betriebsgelände von einem etwa 485.000 m² großen Naturschutzgebiet umschlossen. Im Westen und Südwesten befinden sich, in einem Abstand ab

etwa einem Kilometer, sowohl Naturschutzflächen als auch ein FFH-Schutzgebiet geringerer Größe.

Bevölkerung

In einem Umkreis von drei Kilometern leben ca. 5.000 Menschen (vgl. Abbildung 37). Für das Gemeindegebiet Hünxes konnten keine pro-Kopf-Verbrauchswerte für elektrische Energie ermittelt werden. Aus diesem Grunde wurde der bundesweite durchschnittliche Stromverbrauch pro Kopf in Höhe von 1,75 MWh/a angenommen (BMWI, 2012). Somit betrüge der Stromverbrauch im genannten Radius ca. 8,75 GWh/a.

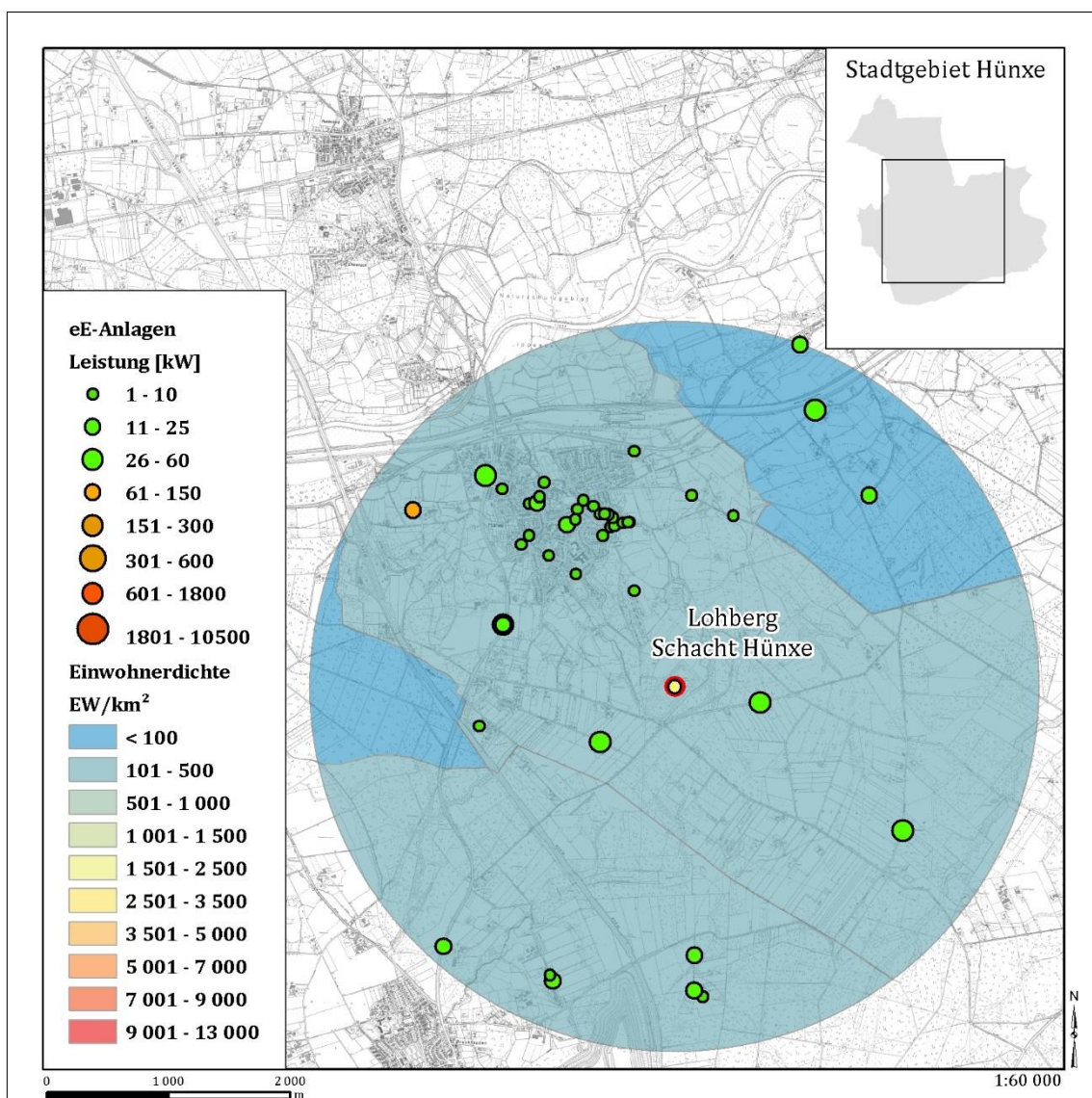


Abbildung 37: Bevölkerungsdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie im Umfeld des Standortes Lohberg
(eig. Darstellung, nach DGS, 2013; HÜNXE, 2012; BOTTRUP, 2012; GEOBASIS NRW)

Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie

Im definierten Umkreis befinden sich insgesamt 49 Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie (vgl. Abbildung 37). Es handelt sich dabei ausschließlich um Photovoltaikanlagen. Die installierte Gesamtleistung beträgt 603 kW mittels derer unter realistischen Gesichtspunkten etwa 437 MWh/a elektrischer Energie erzeugt werden können.

5.2.6 Schächte

Die Analyse der untertägigen Einrichtungen und Bauwerke des Bergwerks Prosper-Haniel erfolgte weitgehend auf Basis von der Ruhrkohle AG zur Verfügung gestellter Daten.

Das Bergwerk Prosper-Haniel verfügt über insgesamt fünf offene saigere Schächte. Eine schematische Übersicht über die Schächte gibt Abbildung 38. Zusätzlich zu den vertikalen Schächten tritt am Standort Prosper II der Schrägschacht des Bergwerks zu Tage. Zu den derzeitigen Funktionen der Schächte vgl. Kap. 4.5.

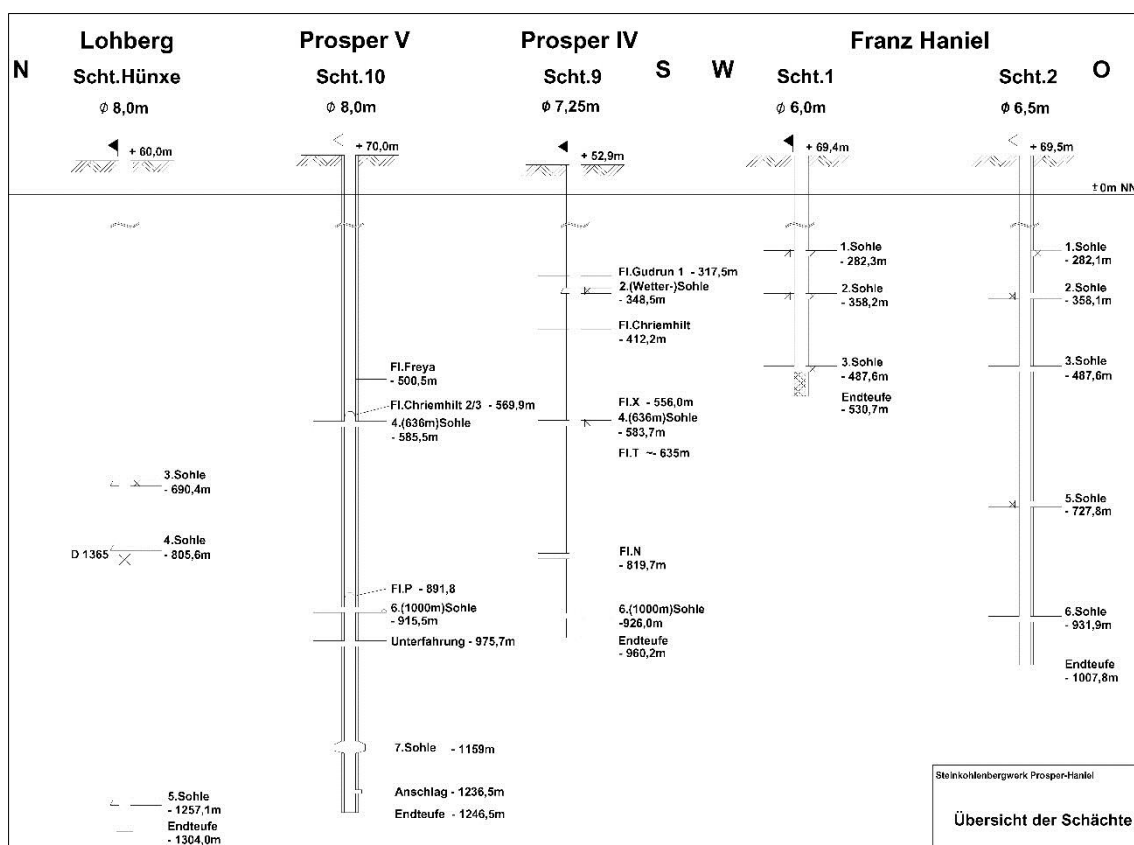


Abbildung 38: Schematische Übersicht über die Schächte des Bergwerks Prosper-Haniel.
Die schwarzen Fähnchen symbolisieren ausziehende, die weißen Fähnchen einziehende Wetter
(verändert nach RAG, 2012a)

Die Schächte 10, 9 und 2 erreichen Teufen von über 1.000 m unter Geländeoberkante (GOK). Schacht 1 am Standort Haniel besitzt lediglich eine Teufe von ca. 600 m unter GOK, Schacht Hünxe

erreicht 865 m. Die Teufen der Schächte ab GOK sowie die Koordinaten der Schachtköpfe sind in Tabelle 10 angegeben.

Tabelle 10: Schächte des Bergwerks Prosper-Haniel.
(eig. Darstellung nach RAG, 2012)

Schacht	größte Teufe [m] ¹	Durchmesser [m]	angeschlagene Sohlen				Rechtswert	Hochwert
Haniel 1	600,1	6	3				353055	5712512
Haniel 2	1077,3	6,5	3	5	6		353045	5712430
Prosper 9	1013,1	7,25			6		354869	5714959
Prosper 10	1316,5	8		4	5	7	353671	5718897
Hünxe	1364	8		4 ³	5 ³		346517	5722021
Förderberg	705,3	21,7 m ² ²			5		358444	5709640

¹ unter Geländeoberkante, ² Querschnitt,

³ Sohle Lohberg, die Sohlen des Bergwerks Lohberg entsprechen nicht denen des Bergwerks Prosper-Haniel

Koordinaten:
ETRS 89

Es wird davon ausgegangen, dass die Schächte weitgehend lotrecht verlaufen, sodass die Koordinaten des Schachtmundloches mit denen des Schachtumpfes übereinstimmen. Über Art und Zustand des Ausbaus der Schächte liegen zurzeit keine Informationen vor.

5.2.7 Strecken

Die Strecken des Bergwerks befinden sich auf den Sohlen 2, 3, 4, 5, 6 und 7, wovon lediglich auf der 6. und 7. Sohle aktiv Abbau betrieben wird.

Die Strecken wurden auf unterschiedliche Weise im Laufe mehrerer Jahrzehnte aufgefahren. Teilweise wurden die Strecken mit Teilschnittmaschinen erstellt, die mit einem schwenkbaren Schneidkopf den zukünftigen Streckenquerschnitt im Gebirge herstellen. Ein anderer Teil der Strecken wurde mit einer Vollschnittmaschine hergestellt. Hierbei wurde mit dem Bohrkopf direkt ein kreisrunder Querschnitt mit einem Durchmesser von ca. 6 m gebohrt. Die Sohle der Strecke wurde dann zur besseren Begehrbarkeit mit Schotter eingeebnet (ENDERS, 2012).

Darüber, welche Strecken in welcher Art aufgefahren wurden, liegen bisher keine Daten vor. Der heute verbreitete Ausbau der Strecken ist der Gleitbogenausbau. Hierbei werden genormte Stahlbögen überlappend in die Strecke eingebracht und mittels Spangen so miteinander verbunden, dass die einzelnen Bögen zueinander beweglich sind. Dies ermöglicht es dem Ausbau die Konvergenzen (Setzungen) des Gebirges aufzunehmen, sodass sich der Querschnitt entsprechend verkleinert. Gegenüber einem starren Ausbau hat dies den Vorteil, dass im Normalfall kein unvermitteltes Nachgeben des Ausbaus zu erwarten ist, was mit einem Kollaps der Strecke einhergehen könnte. Die Stahlbögen stehen an den Stößen auf der Sohle auf, sodass die Sohle selbst nicht ertüchtigt ist. Dies ermöglicht es dem Gebirge Auflastdruck abzubauen und von unten in die Strecke zu wachsen, wo es in regelmäßigen Abständen abgetragen werden muss.

Diese Art von Ausbau unterscheidet sich grundlegend von einem Ausbau wie er für das geschlossene UPW-System vorgesehen ist. Hier müssen die Konvergenzen vollständig durch den Ausbau aufgenommen werden, ohne dass dieser verformt wird. Für die Analyse des unteren Speicherraumes in dieser Arbeit werden ausschließlich solche Streckenabschnitte untersucht, die als Gesteinsstrecken bezeichnet werden, d.h., nicht in den aktiven Abbau hineinreichen (Flözstrecken). Gesteinsstrecken sind in der Regel zum einen älter, d.h. Konvergenzen wurden hier bereits weitgehend abgebaut und standfester, da sie als langfristige Infrastruktur dienen und nicht wie Flözstrecken nach dem lokalen Abbau nicht mehr benötigt werden.

Das anhand des in 4.4 genannten Verfahrens errechnete Volumen der Strecken stellt das Gesamtvolumen dar. Je nach Lage der Strecke im Raum kann es zu deutlichen Abweichungen gegenüber dem tatsächlich nutzbaren Volumen geben, da das Wasser sowohl in die Strecke eingebracht werden, als auch von selbst wieder zur Turbine laufen muss. Zusätzlich dürfen keine Senken, oder Erhebungen vorhanden sein, die den Wasserfluss behindern oder isolierte Bereiche verursachen. Ein gleichmäßiges Gefälle der gesamten Strecke in Richtung der Turbine ist daher wünschenswert. Die hydraulischen Eigenschaften der Strecken werden in einem weiteren Teilbereich des Projektes untersucht, in dieser Arbeit wird lediglich die einfache Höhenlage der Strecken in die Auswertung mit einbezogen. Die exakten Berechnungen nutzbarer Volumina sind Ziel weiterer Arbeiten.

2. Sohle

Die Strecken der 2. Sohle verlaufen in einer Tiefe von ca. -358 bis -348,5 m. Es handelt sich dabei um einen ca. 2.880 m langen, linear verlaufenden Abschnitt der in nordöstlicher Richtung von Schacht Haniel 1 und 2 abgeht (vgl. Abbildung 39). Das Volumen wurde anhand des in 4.4 beschriebenen Verfahrens auf ca. 25.500 m³ berechnet. Es kann davon ausgegangen werden, dass nahezu das gesamte Volumen auch nutzbares Volumen ist, da ein gleichmäßiges Gefälle zu den Schächten Haniel 1 und 2 hin besteht.

3. Sohle

Die 3. Sohle ist lediglich noch im Nahbereich der Schächte Haniel 1 und 2 offen. Die Gesamtlänge des verwinkelten Streckennetzes beträgt ca. 820 m, bei einem Volumen von ca. 22.000 m³. Die Tiefenlage der Strecken reicht von -488 bis -485 m NHN. Insgesamt zeigt sich ein Gefälle von Süd nach Nord, von der Anbindung an Schacht 1 zur Anbindung an Schacht 2 (vgl. Abbildung 39). Es ist daher davon auszugehen, dass ein Großteil des Gesamtvolumens als Speichervolumen zur Verfügung stehen könnte.

4. Sohle

Die 4. Sohle ist an Schacht 10 in einer Tiefe von ca. 583 m unter NHN angeschlagen. Die Länge des noch offenen Abschnittes beträgt ca. 660 m, das Volumen ca. 14.600 m³. Der Streckenverlauf ist durch zwei enge Biegungen gekennzeichnet, das Höhenprofil zeigt ein Ansteigen des Sohlniveaus von ca. 588 m ausgehend zu Schacht 10 hin. Damit ist ein Abfließen des Wassers in Schachtrichtung nicht möglich. Es ist anzunehmen, dass die 4. Sohle daher kein effektives Speichervolumen beinhaltet.

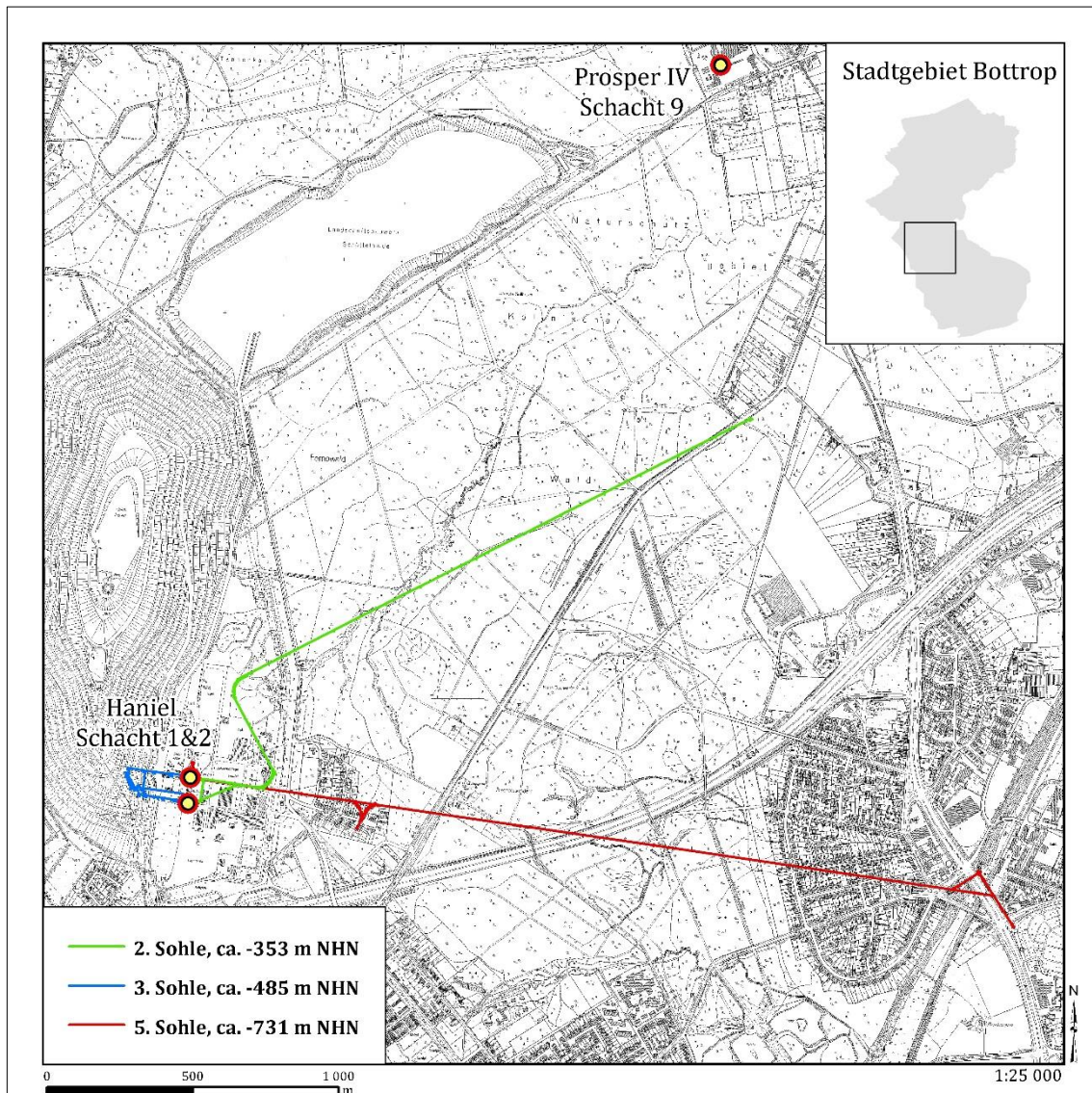


Abbildung 39: Lage der 2., 3. und 5. Sohle des Bergwerks Prosper-Haniel (offene Bereiche)
(Eig. Darstellung nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

5. Sohle

Die 5. Sohle erstreckt sich weitgehend linear in ost-südöstlicher Richtung von Schacht Haniel 2 ausgehend in einer Tiefe von -744 bis -724 m. Die Länge des Streckenabschnittes beträgt ca. 3.330 m, das Volumen ca. 61.500 m³ (vgl. Abbildung 39). Das Höhenprofil zeigt einen gleichmäßigen Anstieg zum Schacht hin. Am östlichen Ende der Strecke ist die 5. Sohle an den

Förderberg sowie einen Gesteinsberg zur 6. Sohle angebunden. Die Strecken der 5. Sohle können aufgrund der Höhenlage ausschließlich mit einem Turbinenstandort am östlichen Ende, dem Fuß des Förderbergs, genutzt werden.

6. Sohle

Auf der 6. Sohle erstreckt sich das weitaus umfangreichste Streckennetz des Bergwerks. Die Gesamtlänge der Gesteinsstrecken beläuft sich auf ca. 31,2 km in einer Tiefe von ca. -908 bis -932 m NHN. Das errechnete Volumen beläuft sich auf ca. 680.000 m³. Die Schächte Haniel 2, Prosper 9 und 10 sind direkt an die Strecken der 6. Sohle angebunden (vgl. Abbildung 40).

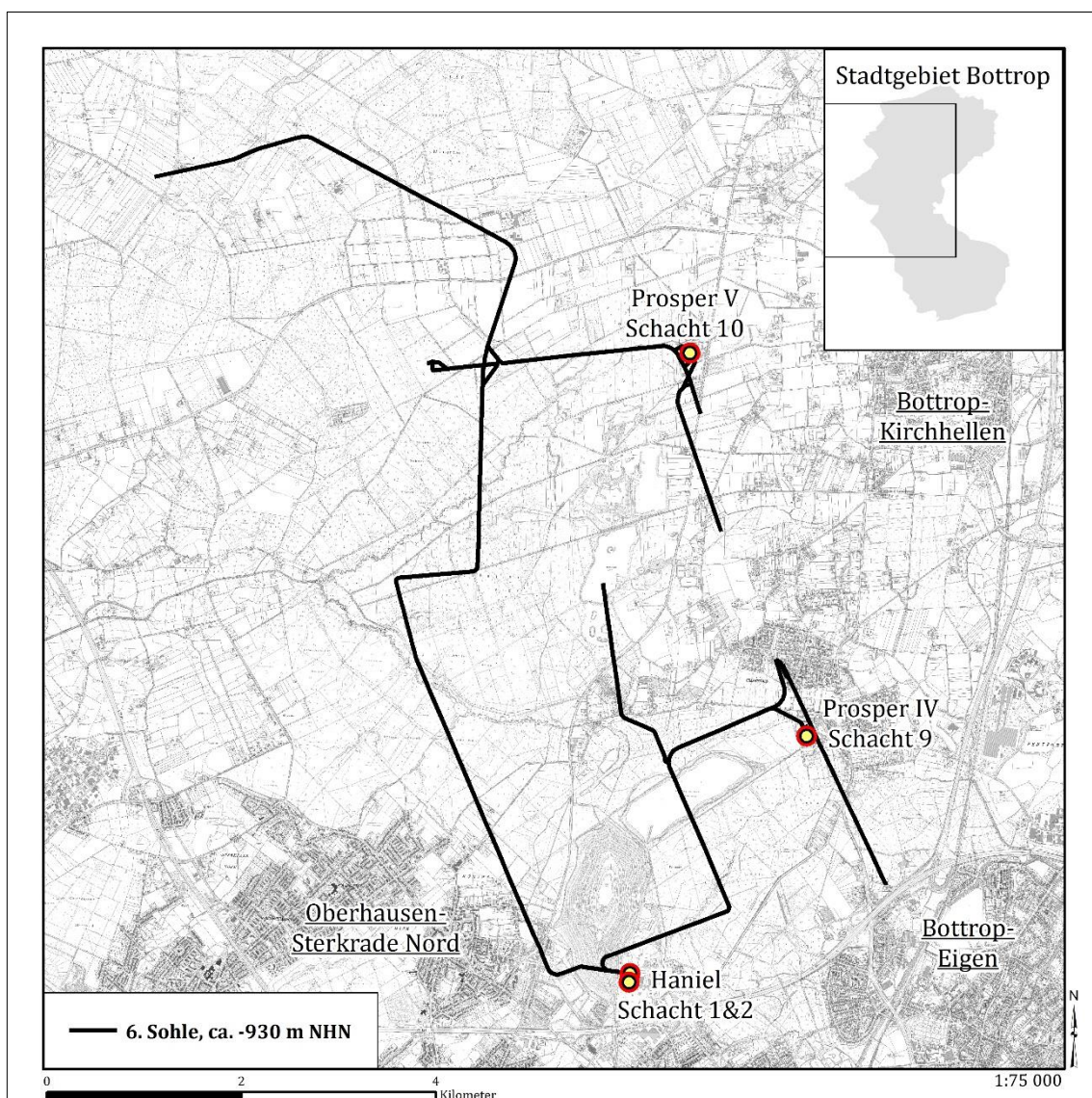


Abbildung 40: Lage der 6. Sohle des Bergwerks Prosper-Haniel (offene Bereiche)
(eig. Darstellung, nach RAG, 2012a; Geobasis, NRW)

Schacht Hünxe ist über die 4. Sohle Lohberg auf einem Niveau von ca. -807 m sowie einen Gesteinsberg mit der 6. Sohle verbunden. Der Förderberg ist ebenfalls über einen Gesteinsberg angebunden. Das Höhenprofil des Streckennetzes ist so angelegt, dass sich der tiefste Punkt am

Standort Haniel befindet und alle Strecken mit einem gleichmäßigen Gefälle darauf hin einfallen. Lediglich ein kurzer Streckenabschnitt wird durch eine Senke hydraulisch isoliert. Es wird daher davon ausgegangen, dass ein erheblicher Teil des Gesamtvolumens als Speichervolumen genutzt werden kann.

7. Sohle

Auf der 7. Sohle entstehen derzeit die jüngsten Grubengebäude des Bergwerks. Die aus den verfügbaren Daten zu entnehmende Länge der offenen Gesteinstrecken beläuft sich auf ca. 3 km. Angaben zum Endstand der 7. Sohle und der Ausdehnung der Strecken liegen nicht vor. Aus diesen Gründen bleibt die 7. Sohle bei den Betrachtungen dieser Arbeit außen vor.

Grundwasser

Der prognostizierte Stand des tiefen Grundwassers nach Abbauende beträgt für das Bergwerk Prosper-Haniel ca. -640 m. Somit werden sich die 5. 6. und 7. Sohle unterhalb des Grundwasserspiegels befinden.

5.3 Standortanalyse des Bergwerks Auguste Victoria

Das Bergwerk Auguste Victoria verfügt über drei übertägige Standorte auf Gebieten der Städte Marl und Haltern am See (vgl. Kap. 4.6).

5.3.1 Standort Schacht 3/7

Der Standort Schacht 3/7, an dem sich die gleichnamigen Schächte befinden, erstreckt sich über eine Fläche von ca. 395.000 m² unmittelbar östlich des Chemieparks Marl, einem ca. 6,5 km² großen Verbundstandort der chemischen Industrie (INFRACOR 2013).

Betriebsanlagen

Der Standort ist der zentrale Betriebspunkt für die übertägigen Aktivitäten am Bergwerk. Die abgebaute Rohkohle wird hier zu Tage gefördert und in der Kohlenwäsche getrennt. Zur Rohkohleaufbereitung gehören zudem ein Rohkohlebunker, Eindicker, Absetzbecken und verschiedene Kohleniederlagen. Weiterhin befinden sich am Standort diverse Werkstätten, Lagerhallen, eine Kaue sowie Verwaltungsgebäude (vgl. Abbildung 41).

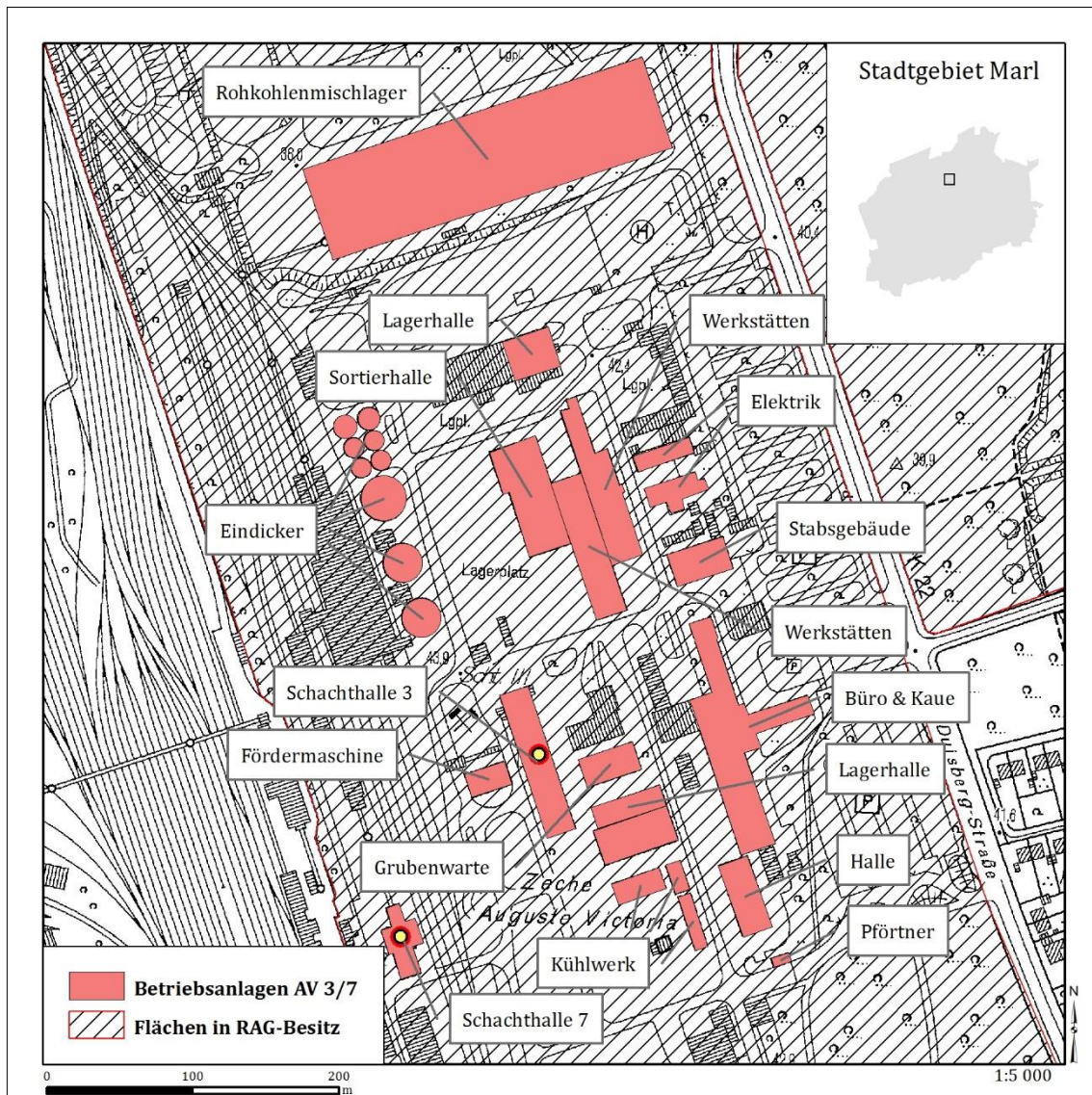


Abbildung 41: Betriebsanlagen am Standort Auguste Victoria 3/7
(eig. Darstellung nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Verkehrsanbindung

Der Standort Schacht 3/7 befindet sich in unmittelbarer Nähe zur BAB 52, die das nördliche Ruhrgebiet von Gladbeck bis Marl in südwest-nordöstlicher Richtung durchzieht. Sie ist im Süden über Bundesstraßen an die BAB 2 und an ihrem nordöstlichen Ende an die BAB 43, die das Ruhrgebiet bei Bochum in Nord-Süd-Richtung kreuzt und von Wuppertal im Süden bis Münster im Norden reicht, angebunden. Der Standort selbst ist über die Kreisstraße 22 (Carl-Duisberg-Straße) mit der BAB 52 verbunden. Die Entfernung zur BAB beträgt ca. 1,2 km. Die K 22 führt durch eine an das Werksgelände angrenzende Siedlung. Nach Norden und Westen ist der Standort über Nebenstraßen an den sich im Nordwesten befindenden Hafen des Wesel-Datteln-Kanals angeschlossen (vgl. Abbildung 42). Dieser verbindet den Rhein bei Wesel mit dem Dortmund-Ems-Kanal bei Datteln. Die Entfernung zum Kanal beträgt ca. 1,5 km. An den Kanal ist der Standort 3/7 ebenfalls über Gleisanlagen angebunden, die in gleicher Entfernung in südlicher Richtung an das öffentliche Gleisnetz angeschlossen sind.

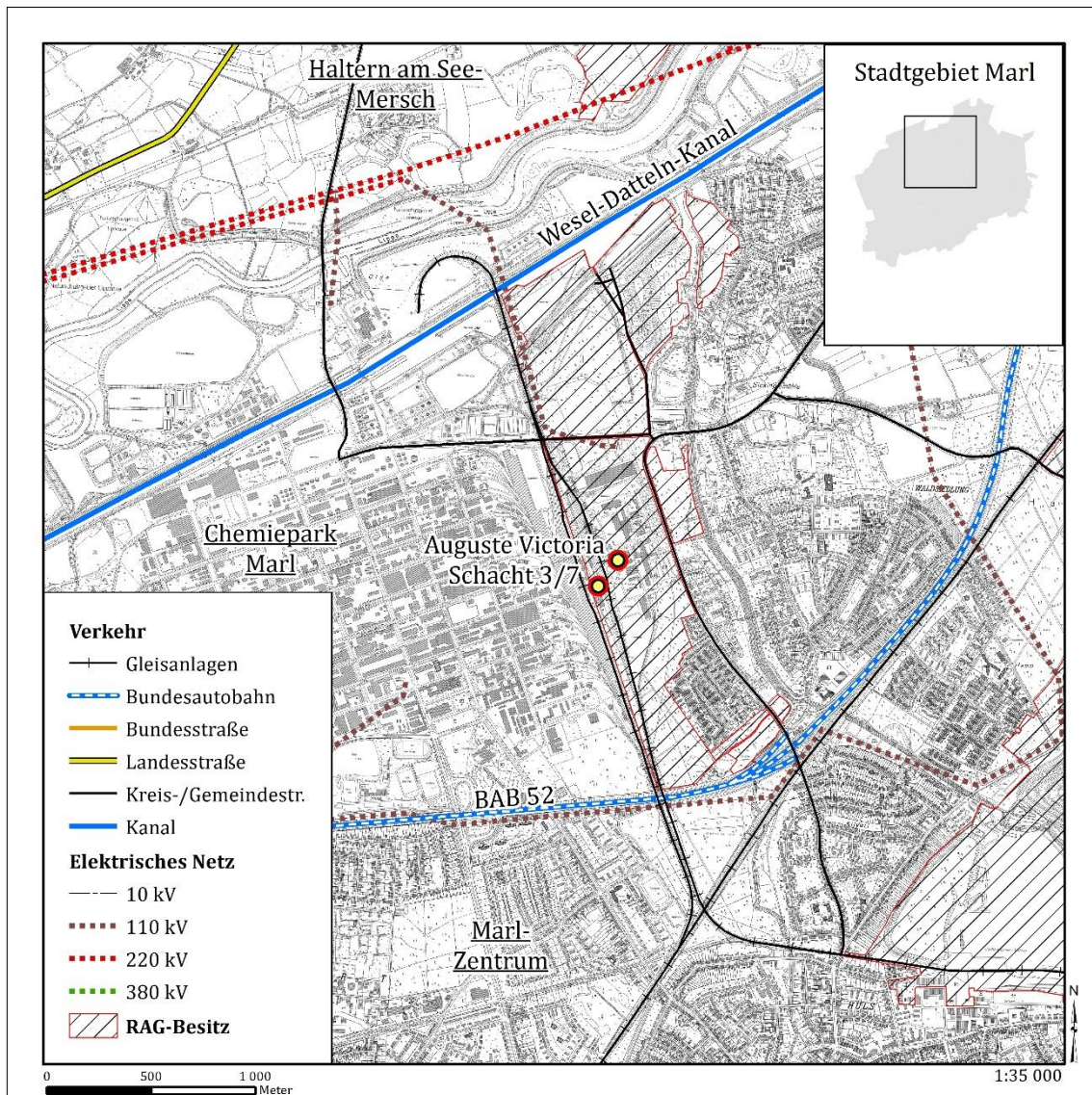


Abbildung 42: Infrastruktur und RAG-eigene Flächen am Standort Auguste Victoria 3/7
(eig. Darstellung, nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Anbindung an das elektrische Versorgungsnetz

Der Standort 3/7 verfügt im Norden des Werksgeländes über einen Anschluss an das 110 kV-Hochspannungsnetz. Eine 220 kV-Trasse verläuft nördlich der Lippe (vgl. Abbildung 42).

Flächenverfügbarkeit

Am Standort 3/7 verfügt die RAG über umfangreiche Flächen, die teilweise durch Straßen und Wege unterteilt sind (vgl. Abbildung 42). Es lassen sich zwei Hauptflächen unterscheiden, welche durch die Ost-West verlaufende Nordstraße in eine südliche und eine nördliche getrennt werden. Auf der südlichen Fläche befindet sich das Werksgelände mit den übertägigen Bergwerksanlagen. Es erstreckt sich ca. 1,7 km Richtung Südsüdost und hat eine Fläche von ca. 620.000 m². Die nördliche Fläche reicht bis zum Wesel-Datteln-Kanal und hat eine Fläche von ca. 420.000 m². Darüber hinaus befinden sich am Standort noch kleinere Einzelflächen, die allerdings ohne Bedeutung für das Projekt sind. Die zwei Hauptflächen sollen nach einem Ratsbeschluss der Stadt

Marl vom 13.12.2012, in Rücksprache mit der RAG als Eigentümerin, als Gewerbe/Industrieflächen ausgewiesen werden. Die Stadt erhofft sich hiervon einen teilweisen Ausgleich der durch das Ende des Steinkohlebergbaus entstehenden Mindereinnahmen. Weiterhin wird davon berichtet, dass bereits Gespräche zwischen RAG und Infracor, dem Betreiber des ChemieParks Marl, über die Nutzung der Flächen am Standort 3/7 stattgefunden haben und so eine Osterweiterung des ChemieParks denkbar wäre (STADT MARL 2012).

Morphologie

Die Geländehöhen am Standort liegen zwischen ca. 31 m und 50 m NHN (vgl. Abbildung 43). Der Bereich des Werksgeländes ist weitgehend eben mit Höhen zwischen 41 m und 45 m, insgesamt nach Westen hin ansteigend. Nördlich des Betriebsgeländes befindet sich eine Senke mit Höhen von 35 m – 39 m NHN, hiervon nördlich eine Aufschüttung mit Höhen von ca. 41 m - 45 m.

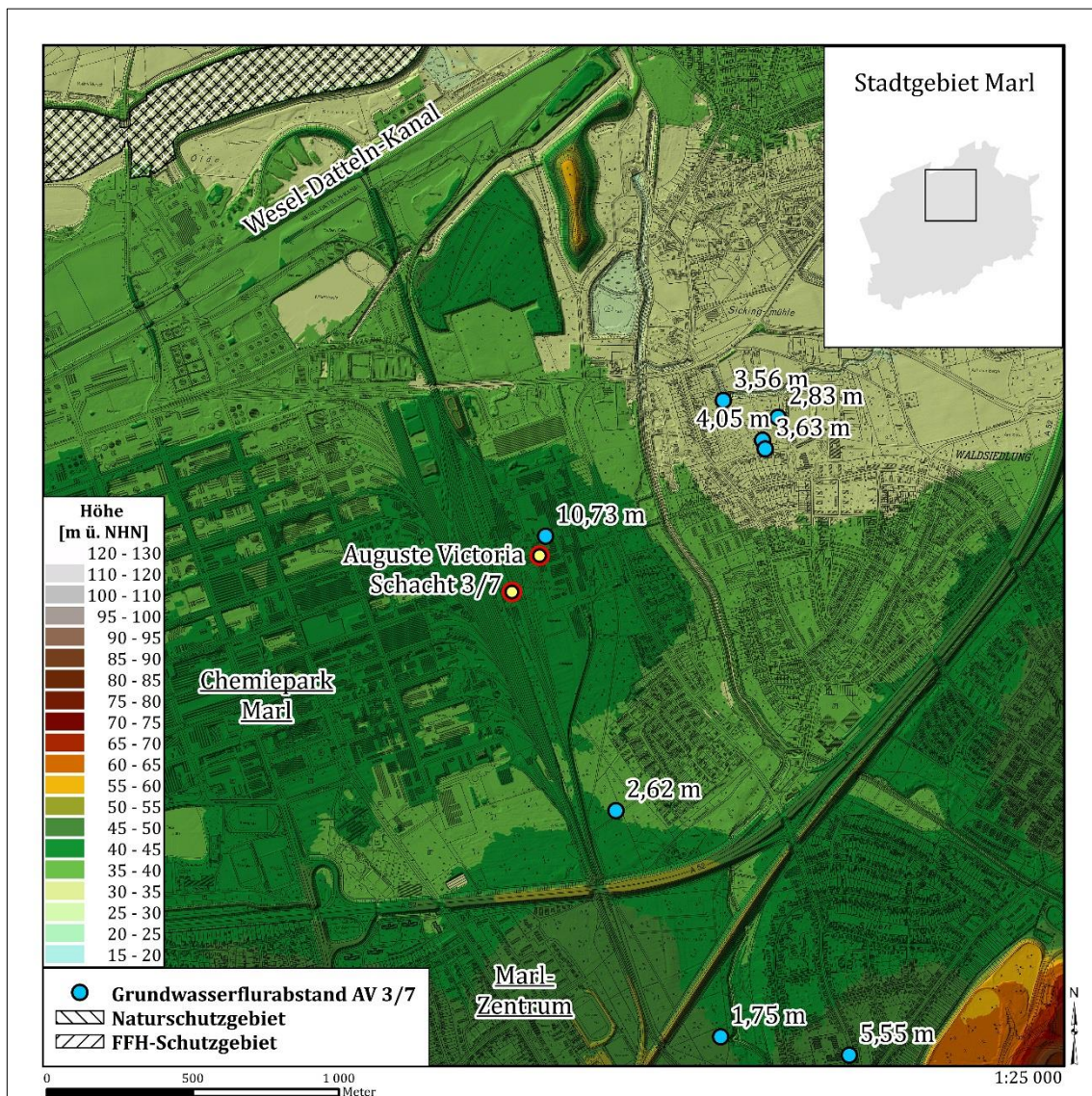


Abbildung 43: Morphologie, Naturschutzgebiete und Grundwasserflurabstände in der Umgebung des Standortes Auguste Victoria 3/7.
(eig. Darstellung nach LANUV NRW, 2013; MKULNV NRW, 2013; RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Verfügbarkeit von Oberflächenwasser

Etwa 1 km nördlich des Betriebsgeländes verläuft der Wesel-Datteln-Kanal (vgl. Abbildung 42). Die nördlich der Nordstraße liegende RAG-eigene Fläche grenzt an den Kanal an. An diesem Standort besteht daher guter Zugriff auf Betriebswasser.

Grundwasser

Der Grundwasserflurabstand am Standort selbst beträgt ca. 10 m. In den umgebenden Messstellen werden jedoch wesentlich niedrigere Abstände von ca. 2-3 m unter GOK gemessen (vgl. Abbildung 43). Es ist anzunehmen, dass der Grundwasserstand am Betriebsgelände künstlich abgesenkt wird.

Naturschutz

Aufgrund der zentralen Lage des Standortes zwischen Chemiepark und Wohnbebauung, existieren keinerlei geschützte Flächen im Bereich des Standortes.

Bevölkerung

Unmittelbar westlich an das Werksgelände schließen sich umfangreiche Gleisanlagen und weiter der Chemiepark Marl an, der keinerlei bedeutsame Wohnbebauung aufweist (Bevölkerungszahl des stat. Bezirks ist 1 und wird nicht berücksichtigt) (vgl. Abbildung 44). Südlich und östlich grenzt das Werksgelände an den Bezirk Marl-Hamm-Zollvereinsiedlung in dem 1.186 Einwohner leben (1.609 EW/km²). Im Nordosten grenzt der Bezirk Marl-Hamm-Sickingmühle an den Standort. Hier leben 2.350 Einwohner, die Einwohnerdichte beträgt 353 EW/km². In einem Radius von 3 km um den Standort leben rechnerisch ca. 29.500 Menschen. Für die Stadt Marl, bzw. die umliegenden Gemeinden liegen keine Verbrauchszahlen für elektrische Energie vor. Aus diesem Grund wird der Stromverbrauch anhand des Bundesdurchschnittes geschätzt. Demnach werden von den umliegenden Privathaushalten jährlich ca. 51,5 GWh elektrischer Energie verbraucht. Die Unternehmen im Chemiepark Marl, der sich vollständig innerhalb des genannten Radius befindet, hatten im Jahr 2011 einen Bedarf an elektrischer Energie von 5.691.744 GJ, entsprechend ca. 1.580 GWh (INFRACOR, 2012).

Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie

Im Umkreis (3 km Radius) des Standortes 3/7 befinden sich 94 Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 927,5 kW (vgl. Abbildung 44). Die daraus erzeugte Strommenge beläuft sich auf ca. 723,2 MWh/a.

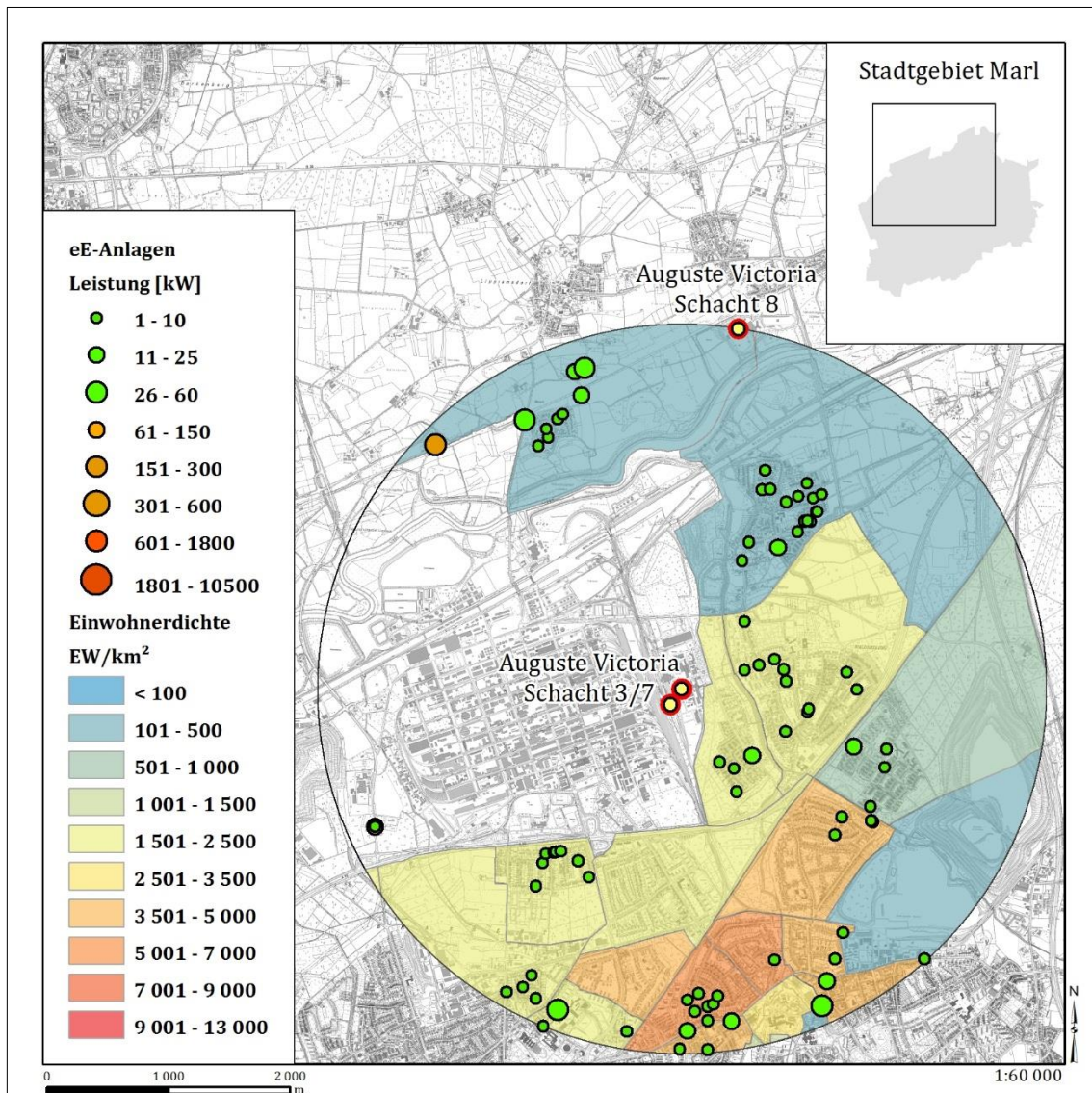


Abbildung 44: Bevölkerungsdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie. Der Bezirk „Chemiepark“ wird aufgrund fehlender Bevölkerung nicht berücksichtigt (eig. Darstellung nach DGS, 2012; Marl, 2012; Haltern, 2012; GEOBASIS NRW)

5.3.2 Standort Schacht 8

Standort Schacht 8 befindet sich in ländlicher Umgebung nördlich der Lippe im Halterner Ortsteil Lippramsdorf.

Betriebsanlagen

Schacht 8 ist der zentrale Standort für die untertägigen Aktivitäten am Bergwerk. Die im Norden anschließenden aktiven Abbaufelder werden von den Mannschaften über diesen Schacht angefahren. Daher befinden sich hier die zentrale Seilfahrt sowie entsprechende Infrastruktur wie Kauen und weiterhin Verwaltungsgebäude und Lagerplätze für Material (vgl. Abbildung 45).

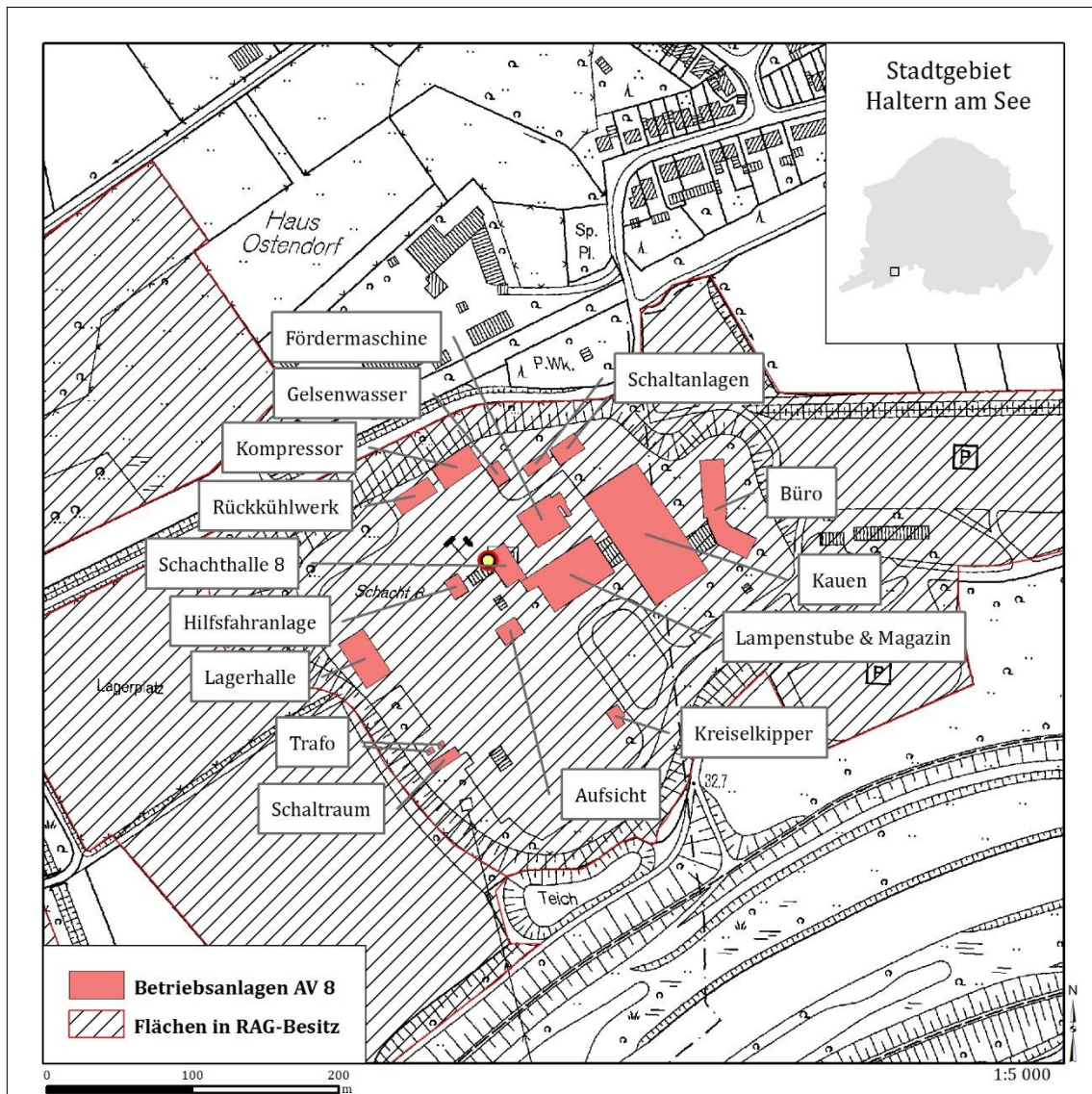


Abbildung 45: Betriebsanlagen am Standort Auguste Victoria 8
(eig. Darstellung nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Verkehrsanbindung

Der Standort wird regional über die ca. 600 m nördlich, in ost-westlicher Richtung verlaufende Landesstraße 509 (Dorstener Straße) sowie lokal über die im Osten verlaufende Kreisstraße 22 (Lippamsdorfer Straße) erschlossen (vgl. Abbildung 46). An diese ist auch die Werkszufahrt angebunden, die eine Länge von ca. 400 m hat und durchgehend mit ca. 6 m Breite ausgebaut ist. Die wenigen Biegungen weisen große Radien auf. Zusätzlich besteht über mehrere kleinere Nebenstraßen Anbindung an die L 509 im Norden, jedoch handelt es sich hierbei um schmal ausgebaute, durch Wohnbebauung führende und mit engen Kurven versehene Straßen, die aus diesen Gründen nicht weiter betrachtet werden.

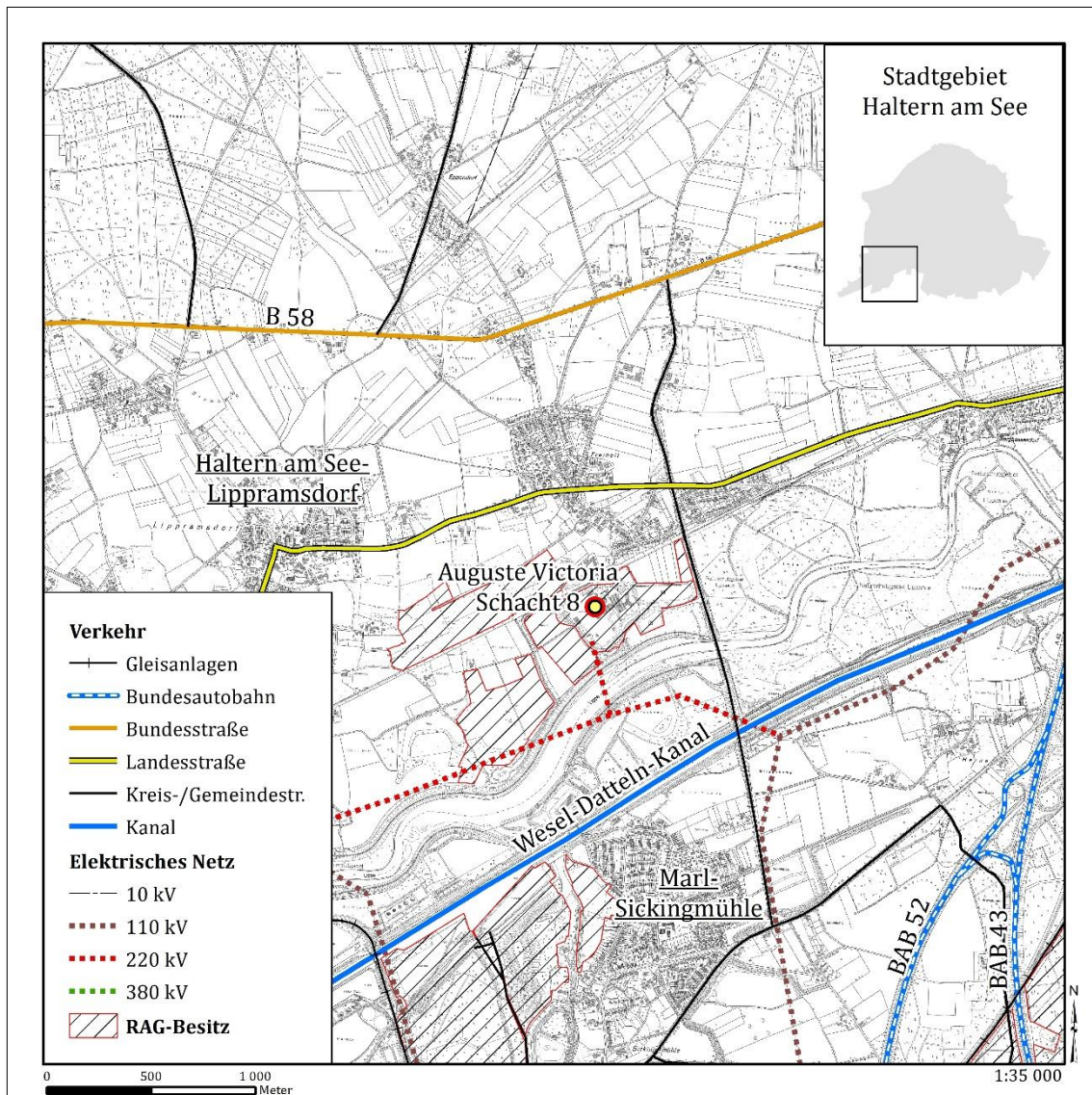


Abbildung 46: Infrastruktur und RAG-eigene Flächen am Standort Auguste Victoria 8 (eig. Darstellung nach RAG, 2012a; Geobasis NRW)

Anbindung an das elektrische Versorgungsnetz

Der Standort Schacht 8 verfügt über eine Anbindung an eine südlich der Lippe, in einer Entfernung von ca. 500 m verlaufende 220kV-Freileitung (vgl. Abbildung 46).

Flächenverfügbarkeit

Unmittelbar am Standort verfügt die RAG über zusammenhängende Flächen von ca. 215.000 m². Hierzu zählt das Betriebsgelände, der östlich davon gelegene Parkplatz sowie der westlich gelegene Lagerplatz und landwirtschaftlich genutzte Flächen. Darüber hinaus befindet sich unmittelbar nordwestlich des Betriebsgeländes eine ca. 180.000 m² sowie südwestlich eine ca. 150.000 m² große Fläche in Besitz der RAG (vgl. Abbildung 46). Diese Flächen werden teils landwirtschaftlich genutzt, teils handelt es sich um Brachflächen. Über eine Folgenutzung der Bergbauflächen am Standort ist zurzeit nichts bekannt. Die Lagerflächen im Westen sowie das den

Parkplatz im Osten umgebende Areal, sind jedoch Teil der Landschaftsplanung im Entwurfszustand der Stadt Haltern und des Kreises Recklinghausen (regioplaner.de).

Morphologie

Die Geländehöhen am Standort sind sehr heterogen (vgl. Abbildung 47). Der Standort selbst befindet sich im Auenbereich der Lippe in etwa 250 m Entfernung zum Fluss. Das zentrale Betriebsgelände befindet sich auf einer vermutlich anthropogenen Anhöhe, die von einem zusätzlichen Wall nach Nordwesten hin begrenzt wird. Die Geländehöhe steigt von ca. 37,3 m NHN im Südosten auf ca. 38,4 m im Nordwesten an, der Wall ist durchgehend ca. 5 m hoch. Außerhalb des Geländes fällt das Terrain zu allen Seiten hin ab, tendenziell nach Norden hin weniger als entlang der Lippe.

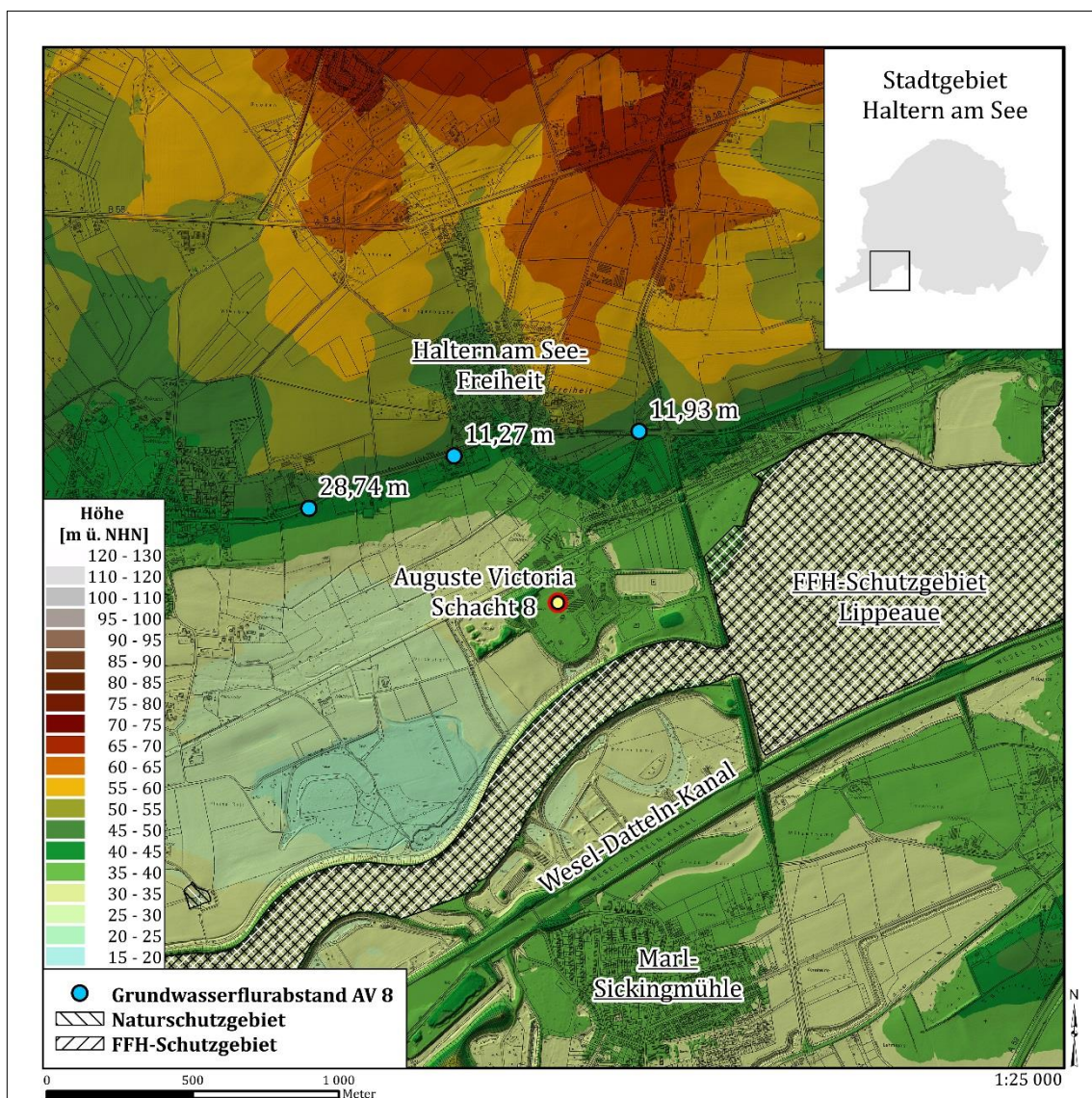


Abbildung 47: Morphologie, Naturschutzgebiete und Grundwasserflurabstand im Bereich des Standorts Auguste Victoria 8.

(eig. Darstellung nach RAG, 2012a; LANUV NRW, 2013; MKULNV NRW, 2013; GEOBASIS NRW)

Die Lippe selbst hat in diesem Bereich einen Wasserspiegel von ca. 31 m NHN und wird an beiden Ufern von einem Deich begrenzt. Das an den Deich anschließende Gelände liegt teilweise, bspw. ca. 500 m südwestlich des Betriebsgeländes mit ca. 25 m NHN deutlich niedriger als der Wasserspiegel der Lippe. Die unmittelbar an das Betriebsgelände angrenzende Lagerfläche und die südlich davon gelegene Ackerfläche haben ein Niveau von ca. 31 m im Süden und 33,5 m im Norden.

Verfügbarkeit von Oberflächenwasser

Standort 8 ist in ca. 700 m Entfernung zum Wesel-Datteln-Kanal gelegen (vgl. Abbildung 46). Es befinden sich jedoch keine Flächen in RAG-Besitz die an den Kanal heranreichen. Zudem ist das Gebiet der Lippe unter Naturschutz gestellt, sodass ein Zugriff auf das Wasser im Kanal erschwert ist.

Grundwasser

Für den Grundwasserflurabstand am Standort sind keine Daten verfügbar, jedoch befinden sich zwei Messstellen in 0,7 km Entfernung in nordwestlicher bis nordöstlicher Richtung entlang der L509 (Dorstener Straße). Das Betriebsgelände befindet sich allerdings noch im Auenbereich der Lippe, während die Grundwassermessstellen bereits im Bereich des ansteigenden Geländes auf Höhen von 46,30 und 45,97 m NHN (von Ost nach West) liegen. Die Grundwasserflurabstände in den Brunnen betragen 14,27 und 14,93 m in den östlichen sowie zwischen 28,74 m NHN im westlichen Brunnen (vgl. Abbildung 47). Der Grundwasserspiegel nahe der Lippe kann aus dem Wasserstand kleinerer Wasserflächen im Südwesten des Betriebsgeländes geschätzt werden. Der freie Wasserspiegel dort liegt bei ca. 28 m NHN. Die mittlere Höhe des Betriebsgeländes beträgt ca. 38 m NHN. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass der Grundwasserspiegel bei ca. 10 m oder mehr unter GOK liegt.

Naturschutz

Es befinden sich große, unter Naturschutz stehende Flächen in der Nähe des Standortes (vgl. Abbildung 47). Diese sind das Flussbett der Lippe im Süden sowie das östlich an den Standort angrenzende, durch die Lippramsdorfer Straße getrennte, Naturschutzgebiet Lippeaue. Zudem befindet sich nahezu das gesamte Gebiet um das Betriebsgelände und den Lagerplatz, ausgenommen die Siedlungsflächen der Ortsteile Freiheit, Lippramsdorf und Mersch, südlich von Lippramsdorf, unter Landschaftsschutz.

Bevölkerung

Aufgrund der ruralen Lage ist die Einwohnerzahl innerhalb des 3-km-Radius um den Standort sehr viel niedriger als bspw. am Standort 3/7. Lediglich ca. 8.300 Menschen leben rechnerisch in

der näheren Umgebung (vgl. Abbildung 48). Zu den Siedlungsschwerpunkten zählen die Halterner Ortsteile Lippramsdorf und Freiheit sowie der Marler Stadtteil Sickingmühle, südlich der Lippe. Der Bedarf an elektrischer Energie in den Privathaushalten beträgt ca. 14,5 MWh/a.

Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie

Im Umkreis um den Standort Schacht 8 befinden sich 121 Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 2.008 kW (vgl. Abbildung 48). Die eingespeiste Strommenge betrug im Jahre 2010 ca. 1.428 MWh.

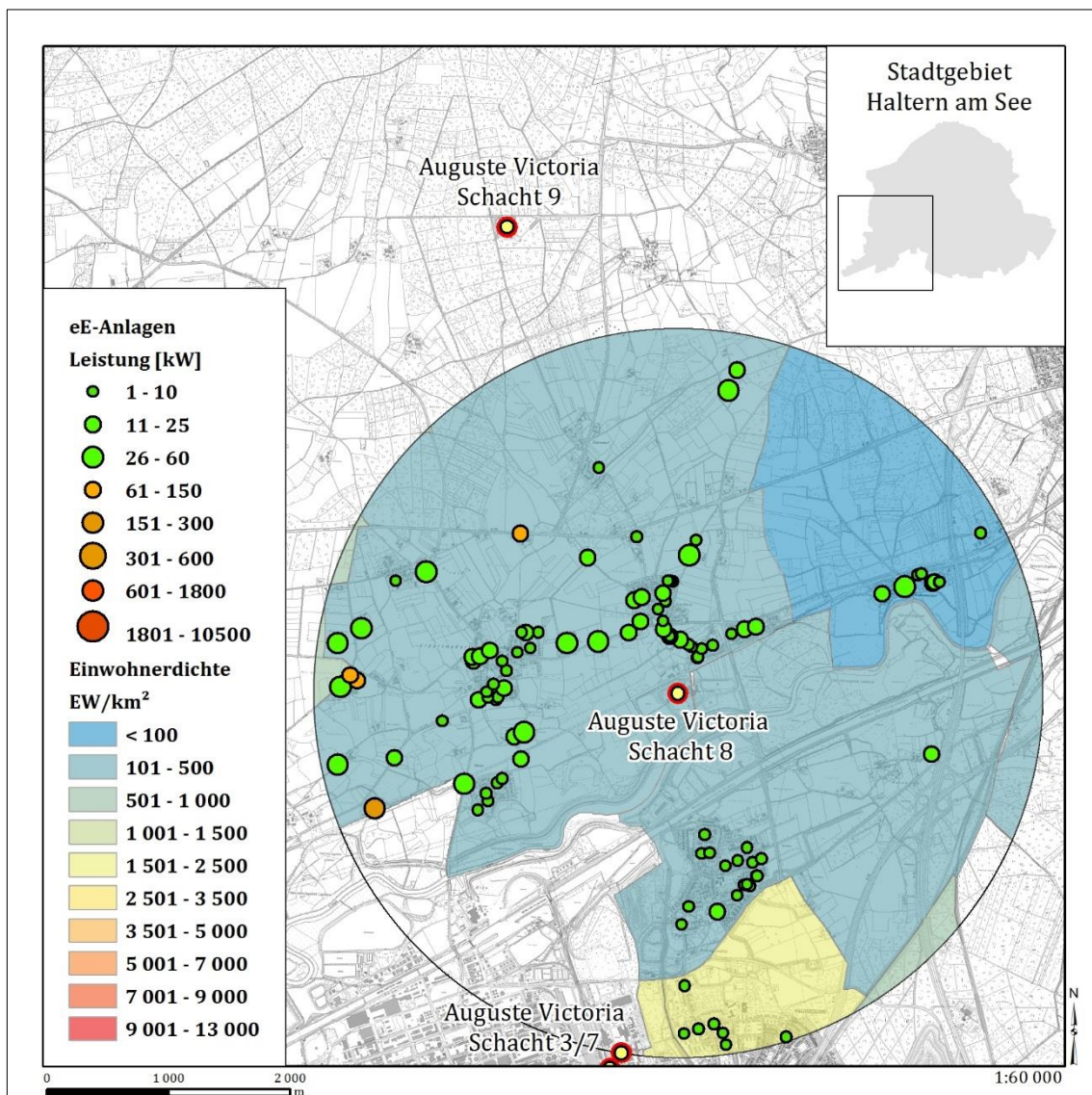


Abbildung 48: Bevölkerungsdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie im Umfeld des Standortes Auguste Victoria 8 (eig. Darstellung nach DGS, 2012; HALTERN, 2012; MARL, 2012; GEOBASIS NRW)

5.3.3 Standort Schacht 9

Schacht 9 befindet sich ca. 3,5 km nördlich der Siedlung Lippramsdorf, ebenfalls auf Halterner Stadtgebiet. Die Lage ist sehr peripher am Südrand der Hohen Mark innerhalb eines Waldgebietes.

Betriebsanlagen

Über Schacht 9 wird die Bewetterung des Bergwerkes sichergestellt. Über ihn wird die weiter südlich in das Grubengebäude geleitete Luft wieder zur Tagesoberfläche abgeführt. Aus diesem Grund befinden sich am Standort weitestgehend für die Bewetterung notwendige Anlagen wie Lüfter und Gasabsaugungsanlagen (vgl. Abbildung 49).



Abbildung 49: Betriebsanlagen am Standort Auguste Victoria 9
(eig. Darstellung, nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Verkehrsanbindung

Der Standort ist über eine von der Kreisstraße 42 (Granatstraße) abführende Nebenstraße zu erreichen. Die K42 mündet ihrerseits im Süden in die Bundesstraße 58 und im Norden in die

Landesstraße 652 (vgl. Abbildung 50). Die Nebenstraße ist zweistreifig ausgebaut und weist eine $\sim 60^\circ$ -Abzweigung und einen $\sim 90^\circ$ -Bogen auf.

Anbindung an das elektrische Versorgungsnetz

Die Auswertung der verwendeten Quellen lässt keine oberirdische Anbindung an das elektrische Netz erkennen. Es befinden sich eine Umspann- und Schaltanlage am Standort. Es muss davon ausgegangen werden, dass die Versorgung unterirdisch erfolgt. Die nächstgelegene Freileitung (10 kV) befindet sich ca. 1,5 km südöstlich des Standortes, höhere Spannungsebenen befinden sich nicht in der näheren Umgebung (vgl. Abbildung 50).

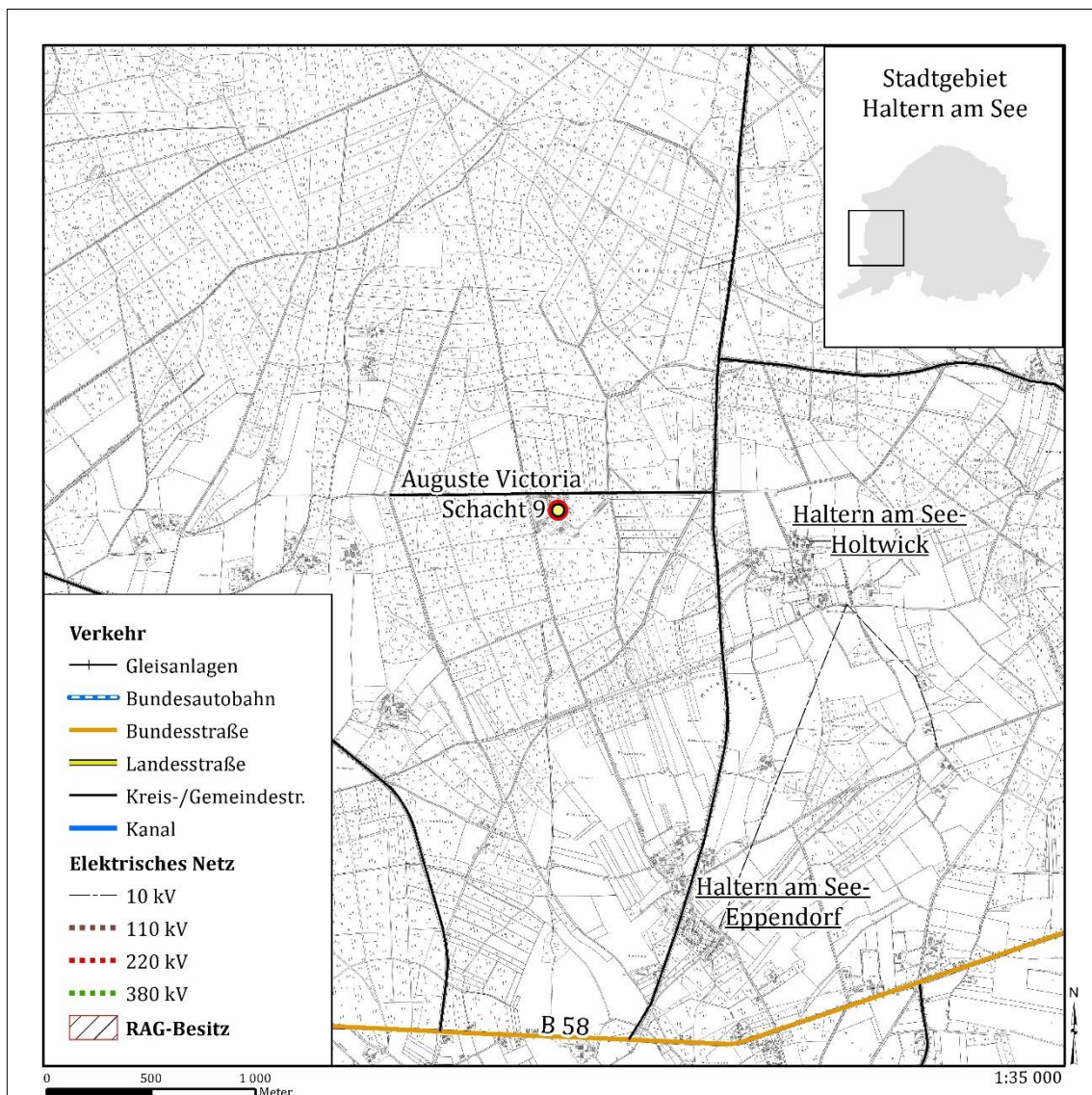


Abbildung 50: Infrastruktur am Standort Auguste Victoria 9
(eig. Darstellung nach GEOBASIS NRW)

Flächenverfügbarkeit

Derzeit liegen zum Flächeneigentum der RAG am Standort 9 keine Informationen vor.

Morphologie

Schacht 9 befindet sich an einem Südhang der Erhebungen der Hohen Mark, auf einer Höhe von ca. 74-78,5 m NHN, von Norden nach Süden hin abfallend (vgl. Abbildung 51). Im Norden und Westen wird das Gelände von einem 3-5 m hohen Wall begrenzt, zudem befindet sich eine Aufschüttung im westlichen Teil des Geländes mit einer Höhe von ca. 80 m NHN. Weiterhin befinden sich einige Senken auf dem Gelände, sodass die Oberfläche keinesfalls gleichmäßig ist.

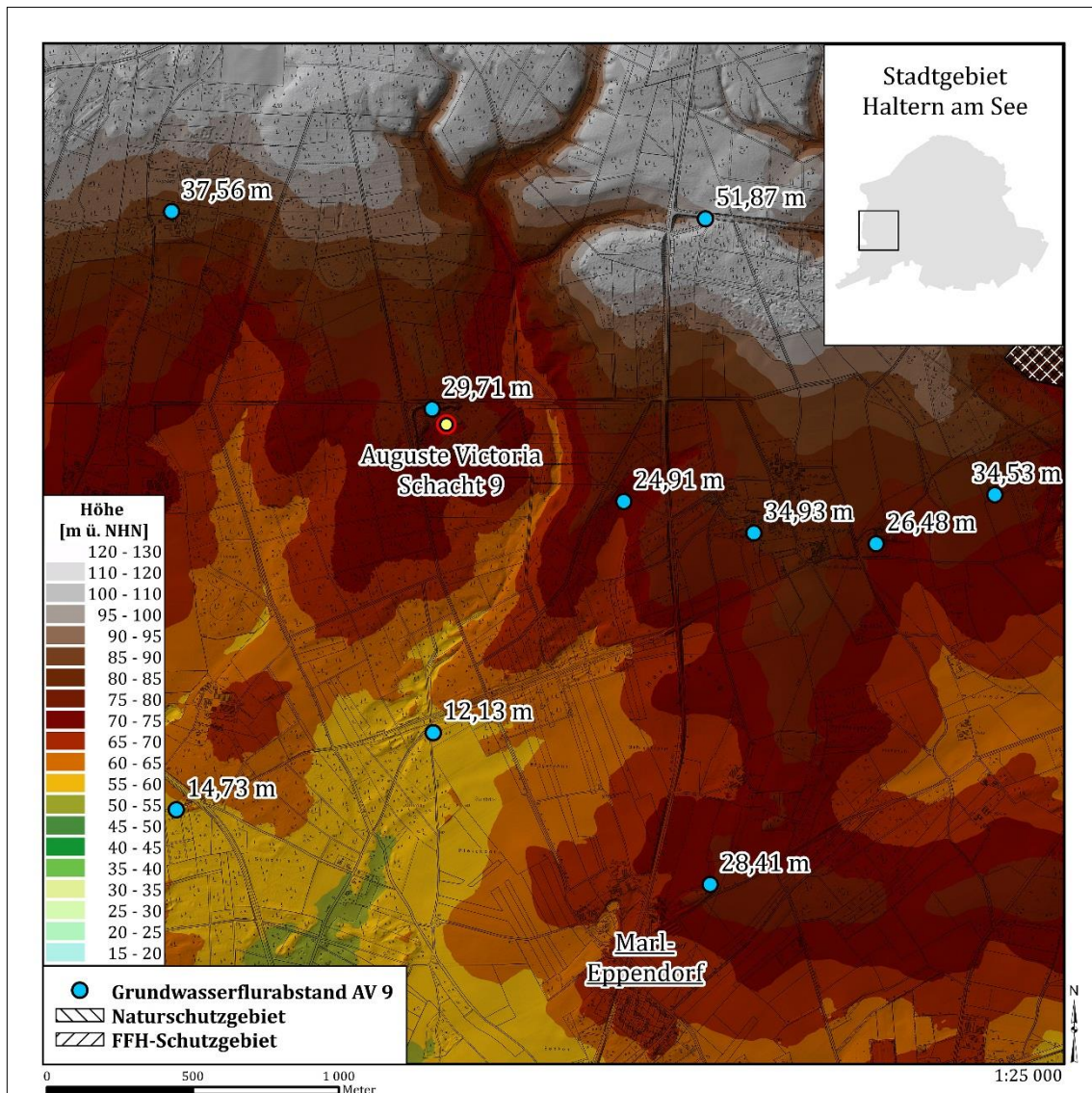


Abbildung 51: Morphologie, Naturschutzflächen und Grundwasserflurabstände im Bereich des Standortes Auguste Victoria, Schacht 9.

(eig. Darstellung nach RAG, 2012a; LANUV NRW, 2013; MKULNV NRW, 2013; GEOBASIS NRW)

In etwa 2 km Entfernung erreichen die Erhebungen der Hohen Mark, wie der Beusberg, Galgenberg oder Granatsberg, maximale Höhen von ca. 135 m. Das Betriebsgelände selbst befindet sich auf einem, von kleineren Bacheinschnitten im Osten und Westen begrenzten, nach Süden gerichteten Sporn von ca. 1 km Breite.

Verfügbarkeit von Oberflächenwasser

Am Standort oder in der näheren Umgebung findet sich kein geeignetes Gewässer zur Bereitstellung von Betriebswasser.

Grundwasser

Der Grundwasserflurabstand am Schacht 9 ist durch eine Messstelle am Betriebsgelände gut dokumentiert und liegt bei ca. 29 m unter GOK (vgl. Abbildung 51).

Naturschutz

Das gesamte um das Betriebsgelände befindliche Gebiet steht unter Landschaftsschutz. Unter Naturschutz gestellte Gebiete befinden sich nicht in der unmittelbaren Umgebung.

Bevölkerung

Aufgrund der peripheren Lage befindet sich nur wenig Wohnbebauung in der Umgebung des Schachtes 9. Rechnerisch leben ca. 4.200 Menschen in einem Radius von 3 km (vgl. Abbildung 52). Der entsprechende Stromverbrauch beläuft sich auf ca. 7,4 MWh.

Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie

In der Nähe des Standortes befinden sich 43 Anlagen zur Erzeugung regenerativer Energie, wobei es sich ausschließlich um Photovoltaikanlagen handelt (vgl. Abbildung 52). Die Gesamtleistung beträgt ca. 1.070 kW, die jährlich eingespeiste Strommenge ca. 730 MWh.

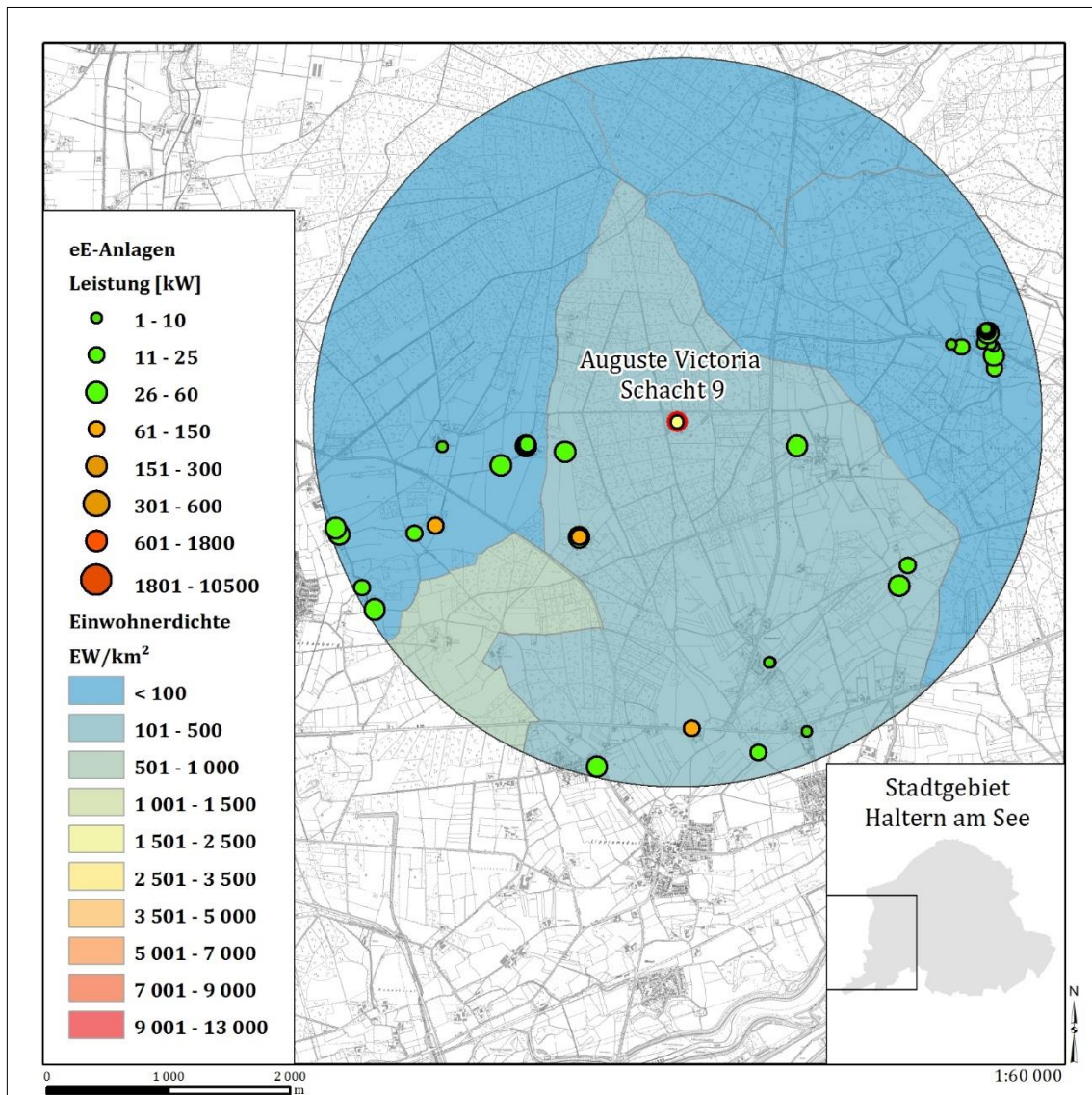


Abbildung 52: Bevölkerungsdichte und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie im Umfeld des Standortes Auguste Victoria 9 (eig. Darstellung, nach DGS, 2012; HALTERN, 2012; GEOBASIS NRW)

5.3.4 Schächte

Das Bergwerk Auguste Victoria verfügt über vier offene saigere Schächte (vgl. Tabelle 11).

Tabelle 11: Schächte des Bergwerks Auguste Victoria in Marl (nach RAG, 2012a)

Schacht	größte Tiefe [m] ¹	Durchmesser [m]	angeschlagene Sohlen	Rechtswert	Hochwert
3	1195,3	6,5-7	2 3 4 5 6	369477	5727843
7	1154,9	6,75	2 3 4 5	369383	5727719
8	1299,3	6,75	4 5 6 7	369944	5730805
9	1332,4	8	5 6 7	368535	5734645

¹ unter Geländeoberkante

Koordinaten: ETRS 89

Die **Schachtanlage 3/7** bildet den zentralen übertägigen Betriebspunkt. Über Schacht 3 werden die Material- und Bergförderung sowie die Seilfahrt abgewickelt. Zudem dient er als ausziehender Wetterschacht. Der Schachtkopf befindet sich auf 44,5 m, die Schachtsohle auf -1.150,8 m NHN. An Schacht 3 sind die 2., 3., 4., 5. und 6. Sohle sowie eine Teilsohle zwischen der 4. und 5. Sohle angebunden (RAG, 2012a). Schacht 7 ist der Förderschacht des Bergwerks Auguste Victoria und gleichzeitig einziehender Wetterschacht. Sein Kopf liegt auf einer Höhe von 44,7 m, seine Sohle auf -1.110,2 m NHN. Erschlossen werden die Sohlen 2, 3, 4 und 5 sowie die Teilsohle zwischen Sohle 4 und 5.

Schacht 8 befindet sich nördlich der Lippe in Haltern-Lippamsdorf. Über ihn wurde das nördliche Grubenfeld erschlossen und er ist heute der zentrale Ausgangspunkt für die untertägigen Bergbauarbeiten. Er dient als einziehender Wetterschacht sowie der Seilfahrt, Material und Bergförderung. Sein Schachtkopf liegt auf einer Höhe von 42,3 m NHN, seine Schachtsohle auf -1.257 m. Erschlossen werden die Sohlen 4, 5, 6 und 7.

Schacht 9 befindet sich am nordwestlichen Rand des Grubenbaues und dient als ausziehender Wetterschacht. Sein Schachtkopf liegt auf 75 m, seine Sohle auf -1257,4 m NHN. Er erschließt die 5., 6. und 7. Sohle des Bergwerks.

5.3.5 Strecken

Das Bergwerk Auguste Victoria verfügt über offene Streckenabschnitte auf den Sohlen 4, 5, 6 und 7. Die Länge der offenen Gesteinsstrecken beläuft sich auf ca. 45 km.

4. Sohle

Die 4. Sohle befindet sich in einer Tiefe von -890 bis -838 m NHN wobei der weitaus größte Teil zwischen -851 und -838 m liegt. Der offene Teil der Sohle erstreckt sich zwischen den Schächten 3 und 7. Die Streckenlänge beläuft sich auf ca. 1.500 m, das Volumen beträgt nach der Berechnung ca. 25.500 m³. Die Anordnung der Strecken ergibt insgesamt einen Ringschluss, jedoch weisen einige der Biegungen Winkel von < 90° auf. Es existiert eine Kurzschlussverbindung des Ringes von Schacht 7 in die Nähe von Schacht 3. Das Höhenprofil zeigt zwei Senken, eine im Bereich von Schacht 7, die andere südlich von Schacht 3. Das Gefälle der übrigen Strecken ist, bis auf wenige Bereiche, sehr gering. Es muss davon ausgegangen werden, dass lediglich ein sehr geringer Teil des Streckennetzes als Speicher verwendet werden kann.

5. Sohle

Die Strecken der 5. Sohle liegen in einer Tiefe von -942 bis -1065 m NHN, der größte Teil zwischen -970 und -995 m. Das Streckennetz ist in zwei voneinander getrennte Abschnitte, einen nördlichen an die Schächte 8 und 9 angebundenen und einen südlichen an den Schacht 3/7 angebundenen, unterteilt. Eine Verbindung der beiden Abschnitte besteht lediglich über die

6. Sohle an den Schächten 3/7 und 8. Der nördliche Abschnitt weist eine Länge von ca. 10.100 m auf sowie ein berechnetes Volumen von ca. 227.750 m³. Der südliche Abschnitt hat eine Länge von ca. 11.500 m und verfügt über ein Volumen von ca. 169.000 m³. Die Geometrie des Streckenverlaufs ist linear mit wenigen Abzweigungen, die teilweise große Winkel aufweisen.

Das Höhenprofil zeigt für beide Abschnitte günstige Verläufe. Im nördlichen Bereich besteht ein gleichmäßiges Gefälle von Schacht 9 zu Schacht 8, im südlichen Abschnitt befindet sich der tiefste Bereich um die Schächte 3/7, die zulaufenden Strecken zeigen ebenfalls weitgehend ein gleichmäßiges Gefälle. Lediglich ein ca. 780 m langer Streckenabschnitt im Süden kann voraussichtlich nicht genutzt werden. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass der überwiegende Teil des südlichen Netzes genutzt werden kann.

6. Sohle

Die 6. Sohle erstreckt sich in einer Tiefe von -995 bis -1207 m NHN. Der größte Teil der Strecken befindet sich zwischen -1.100 und -1.130 m. Die Gesamtlänge der verbundenen Streckenabschnitte beträgt insgesamt ca. 19.250 m, das Volumen beträgt ca. 537.000 m³.

Die Geometrie ist ähnlich der der 5. Sohle eher linear mit einigen Biegungen und Abzweigungen > 90°. Hydraulisch nutzbar sind voraussichtlich lediglich die Bereiche um Schacht 8 herum, da der südliche Bereich bis Schacht 3/7 durch eine Erhebung abgetrennt wird. Es entfallen ca. 25 % des nutzbaren Volumens. Das Höhenprofil der übrigen Streckenabschnitte scheint weitgehend günstig zu sein.

7. Sohle

Die Gesteinsstrecken der 7. Sohle erstrecken sich im südwestlich an Schacht 9 anschließenden Gebiet in einer Teufe von -1.118 bis -1.280 m. Der größte Teil der Strecken befindet sich in einer Teufe von -1.200 bis -1.225 m. Die Streckenlänge beträgt ca. 2.485 m, das Gesamtvolumen der verbundenen Streckenabschnitte ca. 69.700 m³. Die Streckengeometrie besteht aus 3, in einem Punkt verbundenen, sternförmig auseinanderlaufenden Abschnitten. Die Strecken der 7. Sohle sind hydraulisch sehr ungünstig gelegen. Der von Süden her kommende Abschnitt weist leichtes Gefälle nach Norden auf, jedoch ist der von Schacht 9 Richtung Südosten verlaufende Abschnitt nach Südosten geneigt, sodass ein Wasserzufluss zum Schacht ausgeschlossen ist.

Grundwasser

Der prognostizierte Stand des tiefen Grundwassers ist für das Bergwerk Auguste Victoria derzeit nicht genau bekannt. Voraussichtlich werden, wenn überhaupt, nur wenige Bereiche des Bergwerks trocken bleiben, da das tiefe Grundwasser bis dicht unter das Deckgebirge ansteigen wird.

5.4 Möglichkeiten der Konzeptionierung eines Unterflurpumpspeicherwerks im Bergwerk Prosper-Haniel in Bottrop

Entsprechend den in Kapitel 3.5.3 beschriebenen Komponenten eines UPW wurde die Auswertung der in Kapitel 5.2 durchgeführten Standortanalyse vorgenommen.

5.4.1 Oberes Reservoir

Standort Prosper II

Dieser Standort ist der einzige des Bergwerks, der sich in der Nähe eines Oberflächengewässers befindet, aus dem möglicherweise Betriebswasser für ein oberes Reservoir entnommen werden kann. Es existiert jedoch kein saigerer Schacht, sodass sich der Standort nur bedingt für den Standort des Druckschachtes eignet.

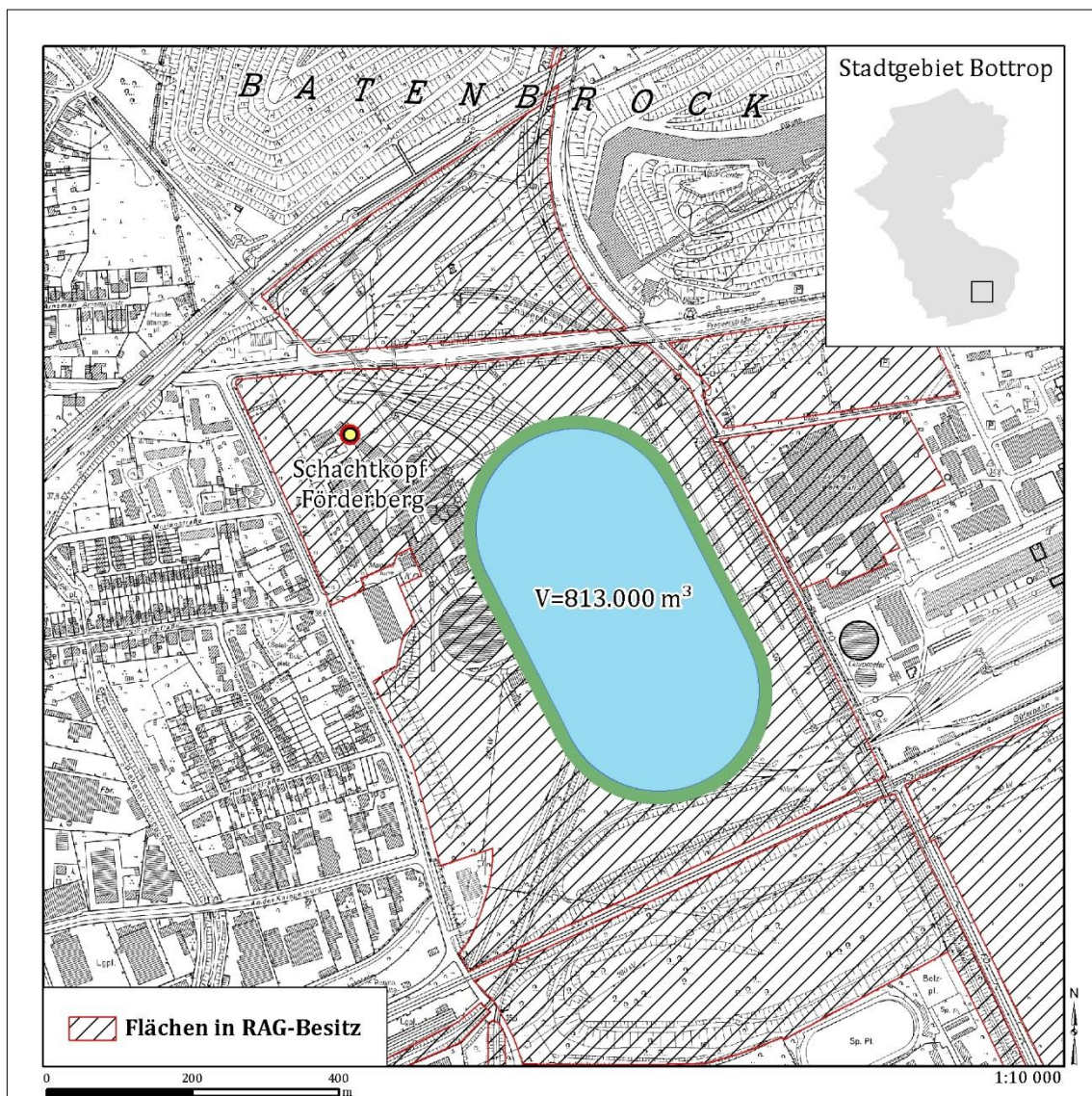


Abbildung 53: Mögliches oberes Reservoir am Standort Prosper II mit umgebendem Dammbauwerk (eig. Darstellung nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Der oberflächennahe Grundwassersstand liegt wahrscheinlich bei weniger als 5 m unter GOK, eine nennenswerte Eintiefung des Oberbeckens ist daher nicht wünschenswert. Für das Oberbecken wird lediglich das Kernareal des Betriebsgeländes betrachtet, da die Entfernung der verbleibenden Flächen zum Schachtkopf als zu weit erachtet wird. Das Gelände ist weitgehend eben und weist keine natürlichen Senken auf.

Für das maximale Volumen des geschlossenen Systems wurde ein oberes Reservoir mit einem Gesamtvolumen von 813.000 m³ konzipiert (vgl. Abbildung 53). Es erstreckt sich südöstlich des Schachtkopfes des Förderbergs und nimmt einen Großteil des Betriebsgeländes ein. Die Tiefe des Beckens beträgt 4 m, die Gesamtfläche der Beckensohle beträgt ca. 130.000 m². Das Becken wird von einem 6 m hohen Dammbauwerk (grün) umgeben, dessen Gesamtbreite ca. 17,8 m beträgt. Der Böschungswinkel der Wasserseite beträgt ca. 30°, die der Luftseite ca. 45°. Zur Aufschüttung des Dammes wird ein Materialvolumen von ca. 93.000 m³ benötigt. Kann vorhandenes Material hierfür verwendet werden, ergibt sich daraus eine Eintiefung der Beckensohle von ca. 0,7 m. Zuzüglich der Abtragung von Fundamentresten und sonstigem Oberflächenmaterial ergibt sich eine Eintiefung des Beckens von nur wenigen Metern. Voraussichtlich wird auch für ein offenes System kein größeres Volumen notwendig sein.

Standort Prosper IV

Die sich am Standort in Besitz der RAG befindliche Fläche umfasst ca. 72.000 m² und wird heute durch Betriebsanlagen und Parkplätze genutzt. Es befindet sich kein nutzbares Oberflächengewässer in der näheren Umgebung, eine Nutzung als Standort für das offene System ist daher ausgeschlossen. Der Grundwasserspiegel für den Standort ist nicht exakt bekannt, aus den Daten der umgebenden Stationen ist jedoch ersichtlich, dass er sich im Bereich von wenigen Metern unterhalb GOK befindet. Eine große Bautiefe des Reservoirs ist damit ausgeschlossen. Zudem fällt das Gelände nach Norden um ca. 8 m ab, was zusätzlichen Aushub und Dammbau bedeutet. Standort Prosper IV eignet sich daher nicht für die Errichtung eines oberen Reservoirs mit ausreichendem Volumen.

Standort V

Am Standort V verfügt die RAG über zwei getrennte Flächen, die beide deutlich zu klein für ein Reservoir für das veranschlagte Speichervolumen sind. Zudem befindet sich keine der beiden Flächen in unmittelbarer Nähe des Schachtes zehn.

Standort Haniel

Am Standort Haniel verfügt die RAG über erhebliche Flächen, die jedoch zum größten Teil von der Halde Haniel in Anspruch genommen werden. Allerdings weist auch das Betriebsgelände des Standortes eine Fläche von ca. 200.000 m² auf, zu denen noch einige angrenzende Grünflächen

und Waldstücke hinzukommen. Die Morphologie des Geländes im Bereich des Beckens ist eben, die größte Höhe beträgt ca. 69,9 m, die geringste Tiefe ca. 68,6 m NHN.

Für die Planung des Oberbeckens wurde an diesem Standort eine längliche Geometrie gewählt, die sich in Nord-Süd-Richtung östlich der Schächte erstreckt. (vgl. Abbildung 54). Der Grundwasserstand liegt bei ca. 25-30 m unter GOK, in der Umgebung jedoch deutlich höher. Es muss davon ausgegangen werden, dass das Grundwasser am Standort abgesenkt wird, was auch im Zusammenhang mit der Wasserhaltung der Halde Haniel stehen könnte. Es ist fraglich, ob sich die Grundwassersituation am Standort der der Umgebung nach Ende des Betriebes angleichen wird, daher wird das Speicherbecken anhand eines flachen Grundwasserspiegels von wenigen Metern konzipiert.

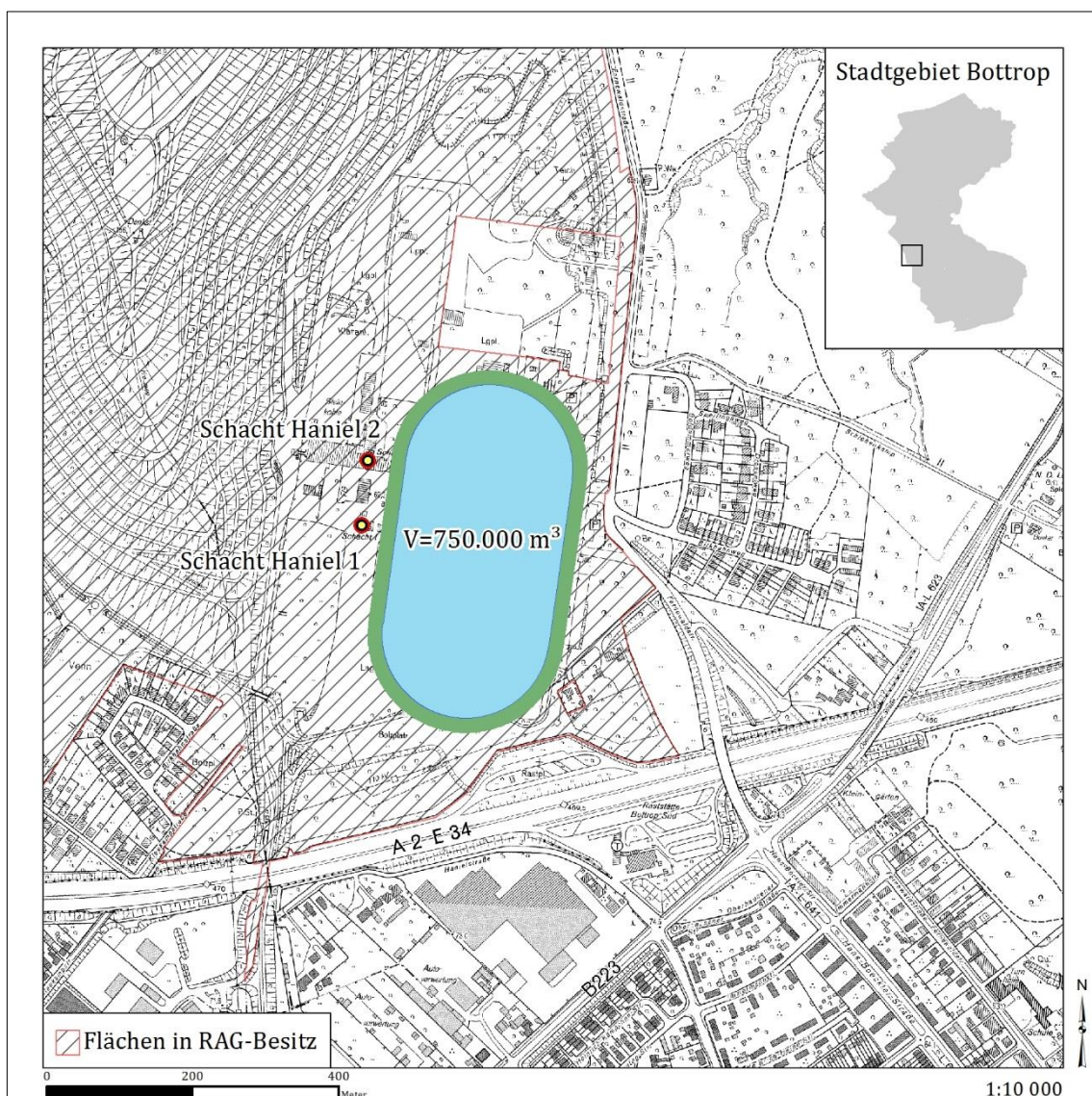


Abbildung 54: Mögliches oberes Speicherbecken am Standort Haniel mit umgebendem Dammbauwerk.
(eig. Darstellung nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Die Beckensohle nimmt eine Fläche von ca. 95.000 m² in Anspruch und wird ab GOK von einem 7 m hohen Dammbauwerk umgeben. Die Beckentiefe beträgt insgesamt ebenfalls ca. 7 m. Die Gesamtfläche beträgt ca. 120.000 m², das Volumen des Reservoirs ca. 750.000 m³. Für den Damm wird, bei Eignung des Untergrundes, ein Materialvolumen von ca. 105.000 m³ benötigt, was einer Eintiefung des Reservoirs von knapp einem Meter entspricht. Hinzu kommt die Bodenabtragung im Zuge der Sanierung und Bauwerksentfernung.

Im Osten des Speicherbeckens befindet sich in etwa 170 m, im Südwesten in etwa 270 m, Entfernung Wohnbebauung. Es ist daher darauf zu achten, die Lärmbelastung während des Betriebes gering zu halten. Aus ökologischer Sicht ist die Neuschaffung eines Speicherbeckens auf dem Betriebsgelände des Bergwerks Haniel lediglich insofern problematisch, als dass der durch den jahrzehntelangen Bergwerksbetrieb vermutlich belastete Boden bzw. Aushub entsprechend saniert werden muss.

Das Speichervolumen am Standort ließe sich durch eine Erweiterung des oberen Reservoirs nach Südwesten oder eine weitere Eintiefung vergrößern, falls dies durch ein größeres Volumen einer neu aufzufahrenden Strecke notwendig sein sollte.

Eine Erweiterung nach Südwesten würde weitere ca. 50.000 m² Fläche und somit ein um ca. 50 % erhöhtes Speichervolumen bei gleicher Tiefe bedeuten. Durch eine zusätzliche Vertiefung auf 10 m würde sich damit ein Speichervolumen von rund 1,5 Mio m³ ergeben, das am Standort voraussichtlich realisierbar wäre.

Das Reservoir könnte am Standort Haniel attraktiv in die Umgebung eingebunden werden. Die Halde Haniel wird bereits seit längerer Zeit kulturell und touristisch genutzt (Amphitheater, künstlerische Installationen, vgl. a. Abb. Abbildung 55). Durch das Reservoir könnte ein weiterer Anziehungspunkt touristischer Nutzung entstehen. Durch eine entsprechende Geometrie und eine zur Naherholung nutzbare Uferzone, könnte das ehemalige Bergwerksgelände der Bevölkerung als attraktiver Standort zugänglich gemacht werden.



Abbildung 55: Blick auf die Halde Haniel mit Amphitheater und "Totem"-Installation. Stadt Bottrop. (LABKULTUR, 2012)

In Konkurrenz hierzu stünde die Nutzung der Halde Haniel als Standort des Oberbeckens. Hierdurch würde sich eine um annähernd 100 m vergrößerte Höhendifferenz ergeben, die energetisch genutzt werden könnte. Es ist jedoch zu klären, ob die Halde aus geotechnischer Sicht für ein solches Bauwerk und die zyklischen Lastwechsel während der Befüllung und Entleerung geeignet ist. Zudem könnte mit Widerstand der Bevölkerung zu rechnen sein, insbesondere dadurch, dass eine auf der Halde Prosperstraße errichtete Skihalle, nahe des Standorts Prosper II, im Jahre 2011 durch Setzungenbewegungen des Untergrundes in Mitleidenschaft gezogen wurde (WAZ, 2011a). Weiterhin würde dies den Rückbau der bisherigen Bauwerke auf der Halde bedeuten, durch den ebenfalls mit Widerstand der Bevölkerung und Interessensgruppen zu rechnen ist.

Standort Hünxe

Am Standort Hünxe verfügt die RAG über keinerlei schachtnahe Flächen. Aus diesem Grund wird der Standort für die Standortsuche zur Errichtung eines Oberbeckens nicht berücksichtigt.

5.4.2 Unteres Reservoir

Geschlossenes System

Die Auswertung der relevanten Ergebnisse zu den Strecken zeigt, dass lediglich die 6. Sohle ein ausreichendes energetisches Speichervolumen aufweist (vgl. Tabelle 12).

Tabelle 12: Speichervolumina der Strecken des Bergwerks Prosper-Haniel (eig. Berechnungen, auf Grundlage von RAG, 2012a)

	Sohle				
	2	3	4	5	6
potentielles Volumen [m³]	45.000	22.000	0	0	680.000
Fallhöhe [m]	410	540	580	730	990
Energetisches Speichervolumen [MWh]¹	50,275	32,375	0	0	1.834,500
Turbinenleistung bei 4h Laufzeit [MW]¹	10	6,5	0	0	365

¹ rechnerisch (Wirkungsgrad 0,8, Werte gerundet)

Die Nutzung der 4. und 5. Sohle ist aufgrund des ungünstigen Gefälles nicht möglich, die Speichervolumina der 2. und 3. Sohle sind deutlich zu klein. Da die 6. Sohle jedoch weit unterhalb des prognostizierten Grundwasserstandes liegt, ist eine Nutzung ohne eine Anpassung der Wasserhaltung voraussichtlich nicht möglich. Aus diesem Grund wird neben der Nutzung der 6. Sohle bei angepasster Wasserhaltung auch eine Neuaufahrung einer Speicherstrecke oberhalb eines zukünftigen prognostizierten Grundwasserspiegels in Betracht gezogen (vgl. 6.1).

Die Strecke könnte auf die Anforderungen des UPW ausgelegt werden, wie bspw. ein optimales Höhenprofil oder die Lage in geologisch vorteilhaften Bereichen. Die Neuauffahrung ist allerdings sehr kostenintensiv. Exakte Zahlen hierzu sind bisher nicht bekannt, eine Größenordnung von > 10.000 € je mittels einer Tunnelbohrmaschine gebohrtem Meter scheint realistisch zu sein, zuzüglich der Kosten für den Ausbau der Strecken. Eine detaillierte Betrachtung ist Ziel weiterer Arbeiten. Bei einem Durchmesser von 6 m, wie er bereits auf dem Bergwerk Prosper-Haniel realisiert wurde, betrüge die Länge der Speicherstrecken ca. 17,5 km bei einem Volumen von 500.000 m³, ohne Berücksichtigung der Volumenabnahme durch den Ausbau. Die reinen Bohrkosten beliefen sich damit auf ca. 175 Mio €. Bei einem angestrebten Budget von ca. 360 Mio € (300 MW Turbinenleistung bei 1.200 €/kWh) ein erheblicher Anteil, ohne Berücksichtigung des Ausbaus der Strecken. Ob eine Neuauffahrung wirtschaftlich sinnvoll sein kann, ist in weiteren Arbeiten zu klären.

Als zur Verfügung stehende Varianten werden zu diesem Zeitpunkt die Nutzung der 6. Sohle sowie die Neuauffahrung einer Speicherstrecke oberhalb des prognostizierten Standes des tiefen Grundwassers betrachtet. Das Volumen der Neuauffahrung wird mit 500.000 m³ angenommen, das der 6. Sohle mit 600.000 m³, da ein Teil des Streckenabschnittes aufgrund des Höhenprofils nicht nutzbar ist.

Offenes System

Das offene System ist primär nicht auf vorhandene Speicherstrecken angewiesen, jedoch stellen diese zusätzliches Speichervolumen zur Verfügung. Eine der Grundfragen des offenen Systems ist, welche Mengen an Betriebswasser über Oberflächengewässer den Turbinen zu und über die Permeabilität des Gesteins abgeführt werden können. Hierzu bestehen zurzeit noch keine genauen Kenntnisse. Aus diesem Grund ist die Modellierung eines offenen Systems, insbesondere was das Speichervolumen des oberen Reservoirs, den Wasserdurchfluss und damit die Turbinenleistung angeht, an dieser Stelle nicht möglich.

5.4.3 Druckschacht

Die Entscheidung für einen möglichen Standort wird zunächst davon beeinflusst, ob ein bestehender Schacht genutzt wird oder die geologischen Parameter einen Neubau des Druckschachtes zulassen und dieser wirtschaftlich ist (vgl. 3.5.3). Für die betrachteten Bergwerke muss davon ausgegangen werden, dass sich das mesozoische Deckgebirge aufgrund von Instabilität und Mächtigkeit nicht für ein kostengünstiges Abteufen eines Druckschachtes eignet. Aus diesem Grund wird davon ausgegangen, dass die Druckrohrleitung in einen bestehenden Schacht integriert werden muss. Dabei sind zwei gegensätzliche Aspekte zu berücksichtigen. Aufgrund der hohen auftretenden Kräfte bei Druckstößen muss die Druckrohrleitung kraftschlüssig mit dem Schacht verbunden sein. Demgegenüber muss die Leitung, aufgrund der

thermisch bedingten Längenausdehnung, über Kompensationsmöglichkeiten verfügen. Wie dies technisch lösbar ist, kann hier nicht geklärt werden. Es ist bei der weiteren Planung aber davon auszugehen, dass der Schacht, in dem die Druckrohrleitung verläuft, nicht für andere Zwecke (Material- oder Personentransport, Installation der elektrischen Ableitung, etc.) zur Verfügung stehen wird. Als Druckschacht können nach derzeitigem Stand alle saigeren Schächte des Bergwerks genutzt werden. Nach Betrachtung der Streckenanbindung ist allerdings davon auszugehen, dass lediglich Schacht Haniel 2, bzw. Haniel 1 evtl. nach Tieferteufen als Druckschächte in Frage kommen.

5.4.4 Maschinen- und Transformorkaverne

Die Größe des Maschinenhauses, bzw. der Maschinenkaverne hängt in erster Linie von der Größe und Anzahl der Turbinen ab, die wiederum von der Leistung und Bauart der Turbinen bestimmt wird. Diese wiederum resultiert aus Fallhöhe und Durchflussmenge des Betriebswassers. Da keiner dieser Parameter hinlänglich bekannt ist, gestaltet sich eine Dimensionierung der Turbinen zum jetzigen Zeitpunkt schwierig. Als Größenordnung werden Kavernengrößen von 20-40 m Höhe und 40-60 m Breite angenommen. Kavernen dieser Dimension wurden bisher im betrachteten Arbeitsgebiet nicht umgesetzt (mdl. FRIEDRICH, DMT, 2013). Die größten Hohlräume die im Zuge des Bergbaus geschaffen wurden sind vertikale Kohle- oder Bergebunker sowie Kavernen mit Querschnitten bis ca. 100 m² was einem Durchmesser bei kreisrunder Geometrie von ca. 11,3 m entspricht. (RAG, 2012a). Die Lage der Maschinenkaverne ist durch die Anordnung der Turbinen in unmittelbarer Nähe zum Druckschacht nur begrenzt variabel. Sie hängt zudem von geologischen Gegebenheiten ab, die den Bau einer Kaverne dieser Dimension mit vertretbarem Aufwand zulassen.

Die Lage der Transformorkaverne richtet sich primär nach der Distanz zur Maschinenkaverne und den geologischen Gegebenheiten. Ihre Größe wird durch die Leistung der Turbinen und die für die Umspannung benötigten Transformatoren bestimmt.

In weiteren Arbeiten müssen mögliche Räume für Kavernen identifiziert werden. Hier kann nur angenommen werden, dass an geeigneter Stelle die Errichtung einer Kaverne möglich ist.

5.4.5 Elektrische Anbindung

Die Möglichkeiten zur Energieableitung am Bergwerk Prosper-Haniel sind insgesamt als günstig zu bewerten. Je nach Lage des unteren Reservoirs kommen die Standorte Haniel, Prosper II und Prosper IV hierfür in Frage. Sie verfügen über Netzanbindungen zwischen 110 und 380 kV.

5.4.6 Geplante Nachnutzung der RAG-eigenen Flächen

Die Nachnutzung ehemaliger Industrieflächen besitzt im Ruhrgebiet einige Tradition. Durch die starke Inanspruchnahme von Flächen während der Industrialisierung und der davon abhängig verlaufenden Siedlungsentwicklung im unmittelbaren Umfeld, sind, durch den Niedergang der Kohle- und Stahlindustrie, attraktive Flächen in zentraler Lage in den Ruhrgebietsstädten frei geworden. Insbesondere seit den 1980er Jahren wurden neue Nutzungskonzepte für diese Flächen entwickelt (vgl. WEHLING 2006). Die Internationale Bauausstellung Emscher Park, das CentrO in Oberhausen und der Phoenix-See in Dortmund sind Beispiele hierfür. Es ist daher damit zu rechnen, dass für die im Jahre 2015, bzw. 2018 zu schließenden Ruhrgebietsbergwerke und insbesondere deren Flächen Nachnutzungskonzepte seitens interessierter Investoren und der betroffenen Gemeinden entwickelt werden.

Für das Bergwerk Prosper-Haniel liegen bisher keine rechtskräftigen Planungen für eine Nachnutzung seitens der Stadt Bottrop vor. Die Flächen am Standort Haniel werden jedoch als zukünftig zur Verfügung stehende Gewerbeflächen auf den Internetseiten der Stadt Bottrop ausgewiesen (BOTTRUP, 2013).

5.4.7 Wasserversorgung

Im Gebiet des Bergwerkes Prosper-Haniel findet sich lediglich für den Standort Prosper II in einer Entfernung von ca. 1 km die Emscher sowie in etwa 1,5 km der Rhein-Herne-Kanal. Die Emscher weist einen langjährigen mittleren Abfluss von $16,3 \text{ m}^3/\text{s}$ auf (MKUNLV NRW, o.J.). Dieser wird allerdings insbesondere durch die Einleitung von Grubenwasser und geklärtem Abwasser verursacht. Der natürliche Abfluss beträgt ca. $2 \text{ m}^3/\text{s}$ (EGLV, o.J.). Aus dem Rhein-Herne-Kanal kann prinzipiell Wasser gegen ein Entgelt in Höhe von zurzeit ca. $3,2 \text{ Cent}/\text{m}^3$ entnommen werden (WSV, 2013). Es ist Ziel weiterer Arbeiten zu ermitteln, ob unter diesen Voraussetzungen ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Mögliche Entnahmemengen sind vor allem durch die Pumpleistung an den kanalabwärts befindlichen Schleusen begrenzt. Eine Erweiterung der Pumpleistung und das Zuführen von Wasser aus dem Rhein sind denkbar und im Einzelfall zu prüfen. Zu berücksichtigen sind insbesondere unerwünschte Strömungsverhältnisse im Kanal (ebd.). Die Zuleitung von Kanalwasser zum Standort könnte über Rohrleitungen entlang der oder auf den bestehenden Bahntrassen der ehemaligen Werksbahn erfolgen, sofern diese nicht weiter verwendet werden. Die zugehörigen Flächen befinden sich weitgehend in RAG-Besitz. Es muss allerdings auch in Betracht gezogen werden, dass die aus den Gewässern zu entnehmenden Mengen nicht ausreichend für den Betrieb eines UPW sind.

5.4.8 Bewetterung

Bei Nutzung der 6. Sohle als unteres Reservoir könnten, nach Auswertung des Höhenprofils, die nördlichen Schächte, 9, 10 und Hünxe für den Druckausgleich genutzt werden. Schacht Hünxe ist dabei derjenige, der an die höchstgelegenen Streckenabschnitte angeschlossen ist und damit der am sinnvollsten nutzbare. Im Falle einer Neuauffahrung können die Streckengeometrie und das Höhenprofil, in Abhängigkeit von der Geologie, so variiert werden, dass einer der nicht für andere Zwecke genutzten Schächte zur Bewetterung genutzt werden kann.

5.4.9 Zusammenfassung

Nach den bisherigen übertägigen Betrachtungen stellt sich Standort Haniel aufgrund der Netzanbindung, der Flächenverfügbarkeit sowie der Lage der Schächte und deren Anbindung an das Streckennetz, als sehr günstig für die Errichtung des Oberbeckens und den Zugang zu den untertägigen Anlagen heraus. Standort Prosper II verfügt ebenfalls über große Flächen, jedoch nicht über eine Anbindung an einen lotrechten Schacht. Prinzipiell wäre die Nutzung des Förderbergs als Druckschacht zwar möglich, jedoch mit Reibungsverlusten verbunden. Sie wird daher hier nicht weiter verfolgt. Die mögliche Netzanbindung am Standort Prosper II ist mit 220 und 380 kV variabler als an allen anderen Standorten des Bergwerks, jedoch ist die 110 kV-Anbindung an Standort Haniel voraussichtlich ausreichend. Ebenfalls sind die Verkehrsanbindung sowie die Nähe zu Oberflächengewässern dort deutlich vorteilhafter. Standort Prosper IV verfügt über nur geringe Flächen, eine unvorteilhafte Verkehrsanbindung, dafür aber über eine Anbindung an das 110 und 220kV-Netz. Die Standorte Prosper V sowie Lohberg weisen keine vorteilhaften Bedingungen auf. Die Erkenntnisse der Standortanalyse sind in Tabelle 13 zusammengetragen. Es wurde eine Bewertungsskala von 1 = wenig geeignet bis 5 = sehr gut geeignet gewählt. Diese spiegelt jedoch keine Vergleichbarkeit unter den Standortfaktoren, sondern lediglich unter den Standorten selbst wieder.

Tabelle 13: Punktmatrix als Ergebnis der Standortanalyse des Bergwerks Prosper-Haniel

	Haniel	Prosper II	Prosper IV	Prosper V	Lohberg
Funktion als Druckschacht					
Neigung des Schachtes	5	1	5	5	5
Anbindung an geeignete Speicherstrecken	5	2	1	2	1
Flächenverfügbarkeit/Naturschutz	5	5	3	2	2
Verfügbarkeit von Oberflächenwasser	1	5	1	1	1
Verkehrsanbindung	3	5	2	3	2
Morphologie	5	3	2	1	3
Grundwasser	2	2	3	2	1
Funktion als Energieableitungsschacht					
Verkehrsanbindung	3	5	2	3	2
Nähe zu möglichem Druckschacht	5	1	1	1	1
Netzanbindung	5	5	5	1	1
Funktion als Zuwegung					
Anbindung an zu errichtende Maschinen-/Trafokavernen	5	2	3	1	1
Funktion zur Bewetterung					
Lage an geeignetem Standort (zu ermitteln)	?	?	?	?	?

Aus den im Vergleich der Standorte gewonnenen Erkenntnissen ergibt sich eine reduzierte Zahl unterschiedlicher Möglichkeiten, die Komponenten eines Unterflurpumpspeicherwerks in das Bergwerk und seine Umgebung zu integrieren. Darauf aufbauende Szenarien hierzu werden in Kapitel 6 entwickelt.

5.5 Möglichkeiten der Konzeptionierung eines

Unterflurpumpspeicherwerks im Bergwerk Auguste Victoria in Marl

Die Auswertung der zur Verfügung stehenden Daten ergibt, dass auf den Sohlen 5 und 6 nennenswerte Speichervolumina nutzbar sein könnten. (vgl. Tabelle 14). Aufgrund des ansteigenden tiefen Grundwassers werden jedoch alle Strecken überflutet sein und entfallen daher, es sei denn das Wasserhaltungskonzept wird modifiziert oder ein Überstauen der Speicherstrecken wird in Betracht gezogen.

**Tabelle 14: Speichervolumina der Strecken des Bergwerks Auguste Victoria
(eig. Darstellung nach RAG, 2012a)**

	Sohle				
	4. Sohle	5. Sohle Nord	5. Sohle Süd	6. Sohle	7. Sohle
potentielles Volumen [m³]	< 25.500	227.750	169.000	402.750	0
Fallhöhe [m]	845	980	980	1115	1215
Energetisches Speichervolumen [MWh]¹	< 47	486	361	979	0
Turbinenleistung bei 4h Laufzeit [MW]¹	< 12	122	90	245	0

¹rechnerisch (Wirkungsgrad 0,8, Werte gerundet)

5.5.1 Oberes Reservoir

Das untere Speichervolumen für das Bergwerk Auguste Victoria wird zwischen ca. 170.000 (5. Sohle Süd) und ca. 800.000 m³ (5. & 6. Sohle) angenommen. Die übrigen Strecken weisen zu geringe Volumina oder ungünstige Höhenprofile auf.

An den Nordteil der 5. Sohle sind die Schächte 8 und 9 angebunden, an den Südteil die Schächte 3 und 7. An die 6. Sohle sind die Schächte 3, 7 und 8 angebunden.

Standort Schacht 3/7

An diesem Standort verfügt die RAG über umfangreiche Flächen in der Größenordnung von ca. 1 km² in zwei getrennten Flächen. Die Morphologie des schachtnahen südlichen Areals ist weitgehend eben und stellt kein Hindernis für die Errichtung des oberen Reservoirs dar.

Der Grundwasserflurabstand im Bereich Standort 3/7 beträgt ca. 10 m. Es sollte daher eine nicht zu große Tiefe für das Becken unter GOK gewählt werden. Sofern das vorhandene Material geeignet ist, kann ein massenbilanziertes randliches Dammbauwerk aus dem Aushub erstellt werden. Die obersten Bodenschichten werden jedoch aufgrund der industriellen Nutzung und zu erwartender Verunreinigungen, Bauwerksresten, etc. nicht zu verwenden sein.

Für die Geometrie des Beckens gelten die gleichen Annahmen wie in Kapitel 3.5.3 beschrieben. Das Einlaufbauwerk kann sowohl seitlich als auch an der Beckensohle errichtet werden. Ein seitliches Bauwerk ermöglicht eine bessere Zugänglichkeit des Schachtes und wird hier bevorzugt. Für die drei o.g. Volumina wurden beispielhafte Speicherbecken erstellt (vgl. Abbildung 56).

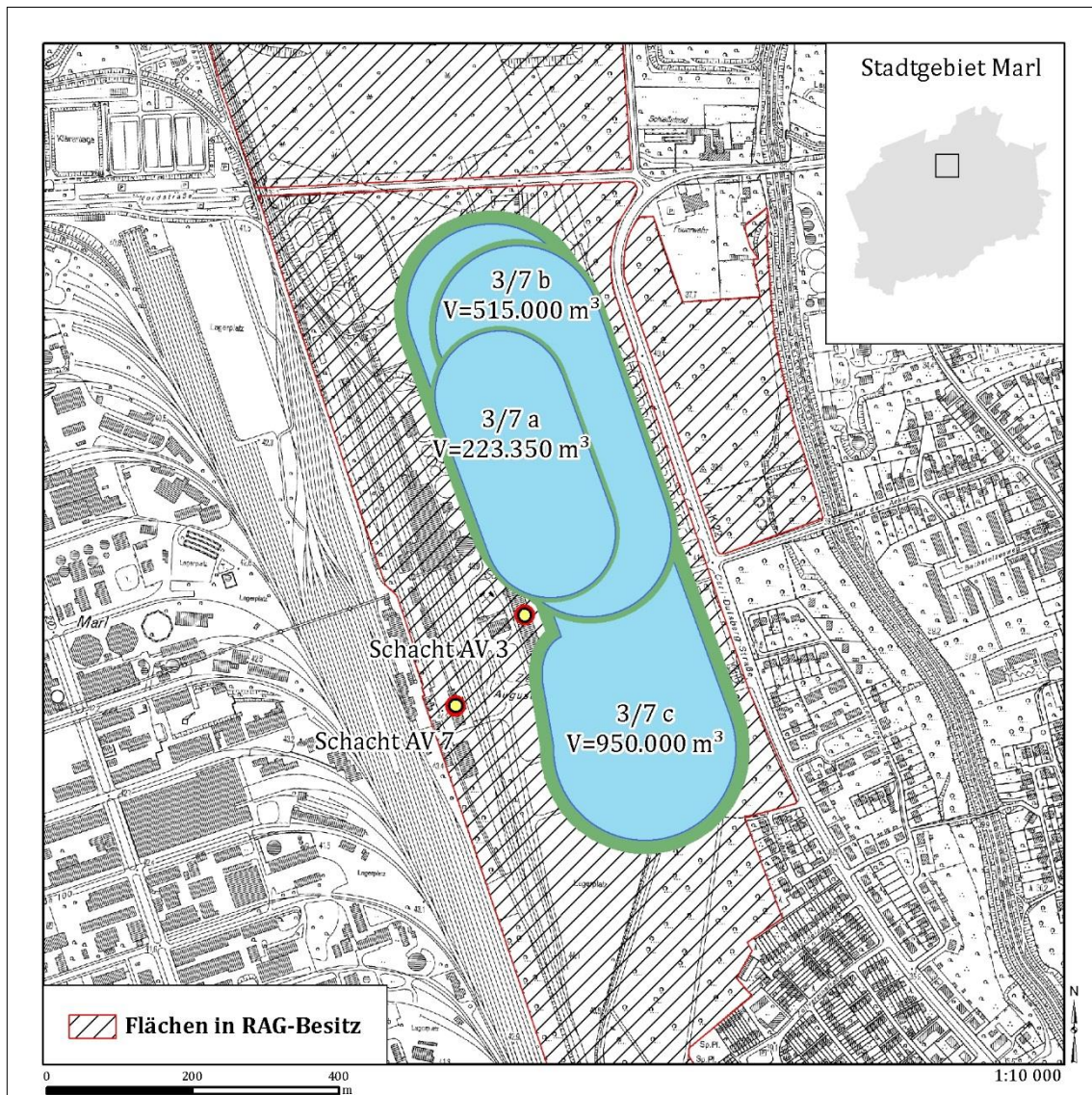


Abbildung 56: Varianten eines oberen Reservoirs am Standort Auguste Victoria 3/7 mit umgebendem Dammbauwerk (grün) (eig. Darstellung, nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Variante 3/7a

Das Volumen des unteren Reservoirs wird maximal 170.000 m^3 betragen (5. Sohle Süd). Das Reservoir soll sich möglichst nah an Schacht 3 befinden, da Schacht 7 sehr nah an der Grundstücksgrenze und im Bereich evtl. später noch nutzbarer Gleisanlagen liegt. Die Beckensohle nimmt eine Fläche von 52.623 m^2 ein und liegt, in Abhängigkeit vom Baugrund, möglichst nah an der GOK. Aus dem Aushub wird ein Dammbauwerk um das Becken herum aufgeschüttet. Es hat eine Länge von 954 m und eine durchgehende Höhe von 4 m ü. GOK. Die Dammkrone ist 4 m breit. Die zum Becken hin geneigte Flanke besitzt einen Böschungswinkel von 30° , die gegenüberliegende Flanke einen Winkel von 45° . Die Breite des Dammes beträgt ca. 15,2 m, das Gesamtvolumen ca. 40.525 m^3 . Die Gesamtfläche des Reservoirs beträgt somit ca. 75.250 m^2 . Das Wasservolumen des Beckens beträgt ca. 223.350 m^3 . Aufgrund der Höhe des Dammes muss das Becken nur wenig in das Gelände eingetieft werden. Genaue Angaben hierzu

sind jedoch ohne entsprechende Baugrunduntersuchungen nicht möglich. Es wird angenommen, dass die Beckensohle bei ca. 2 m u. GOK liegt. Schacht 3 befindet sich in unmittelbarer Nähe des Südrandes des Beckens, sodass der Übergang zum Schacht leicht hergestellt werden kann. Die gesamte in Anspruch genommene Fläche für das Reservoir beträgt ca. 67.200 m².

Insgesamt wird in dieser Variante nur ein geringer Teil der südlichen Teilfläche des Betriebsgeländes in Anspruch genommen, sodass einer Verwendung des übrigen Areals für die Ansiedlung von Gewerbe, wie von der Stadt Marl gewünscht, nichts entgegensteht. Je nach Planung des Schachtanschlusses kann die Position des Beckens variiert werden.

Variante 3/7b

Dieser Variante liegt die Nutzung des Streckenvolumens der 6. Sohle zu Grunde (ca. 400.000 m³ nutzbar). Das Obere Reservoir ist in ähnlicher Position wie in Variante a gelegen, allerdings sowohl in Bezug auf die Fläche als auch die Tiefe größer. Die in Anspruch genommene Fläche der Beckensohle beträgt 107.260 m². Der um das Becken aufgeschüttete Damm besitzt eine Höhe von 4,5 m, eine Breite von ca. 16,30 m und eine Länge von ca. 2.870 m. Die gesamte durch das Bauwerk in Anspruch genommene Fläche beträgt ca. 149.230 m². Das Wasservolumen im Becken beläuft sich auf ca. 515.000 m³. Die Höhe des Dammbauwerkes ermöglicht, wie in Variante 3/7 a, eine möglichst geringe Eintiefung unterhalb GOK. Das Volumen des Dammes beträgt ca. 97.450 m³. Bei Eignung des Untergrundmaterials zur Errichtung des Dammes bedeutet dies eine Eintiefung von etwas weniger als einem Meter. Hierdurch ist ausreichender Abstand zum Grundwasserhorizont sichergestellt.

Variante 3/7c

Bei kombinierter Nutzung der 5. und 6. Sohle ergibt sich ein untertägiges Speichervolumen von ca. 800.000 m³. Das dafür notwendige Becken nimmt einen Großteil der südlichen Betriebsfläche ein. Seine Ausdehnung beträgt insgesamt ca. 228.000 m², die Tiefe 4,5 m, wiederum befindet sich die Beckensohle möglichst nah an der GOK. Der umgebende Damm besitzt eine Höhe von ebenfalls 4,5 m und eine Gesamtbreite von 16,3 m, das Volumen beträgt 950.000 m³. Es ist eine Eintiefung von ca. 0,6 m notwendig um das für den Dammbau benötigte Erdvolumen zu gewinnen, die Eignung vorausgesetzt.

Standort Schacht 3/7 eignet sich somit für die Nutzung als Fläche für die Errichtung eines oberen Reservoirs auch bei Inanspruchnahme der kumulierten 5. und 6. Sohle als unterer Speicher.

Standort Schacht 8

Über Schacht 8 sind die Nutzung des nördlichen Abschnittes der 5. Sohle sowie die der 6. Sohle möglich. Es ergeben sich daraus mögliche Speichervolumina von 227.750 für den nördlichen Abschnitt der 5. Sohle und analog zu Standort 3/7 400.000 m³ für die 6. Sohle sowie 800.000 m³

für die Nutzung der 5. und 6. Sohle. Die verfügbaren Flächen in Schachtnähe beschränken sich auf das Betriebsgelände sowie die westlich angrenzende Lagerfläche, welche allerdings unter Landschaftsschutz gestellt ist.

Aufgrund des Grundwasserflurabstandes von wahrscheinlich <10 m unter GOK wird es auch an diesem Standort vermieden werden müssen ein Reservoir mit großer Tiefe unter GOK zu schaffen.

Variante 8a

Für die Nutzung des nördlichen Abschnittes der 5. Sohle wird ein kreisrundes Oberbecken mit einem Durchmesser der Beckensohle von 250 m gewählt (vgl. Abbildung 57).

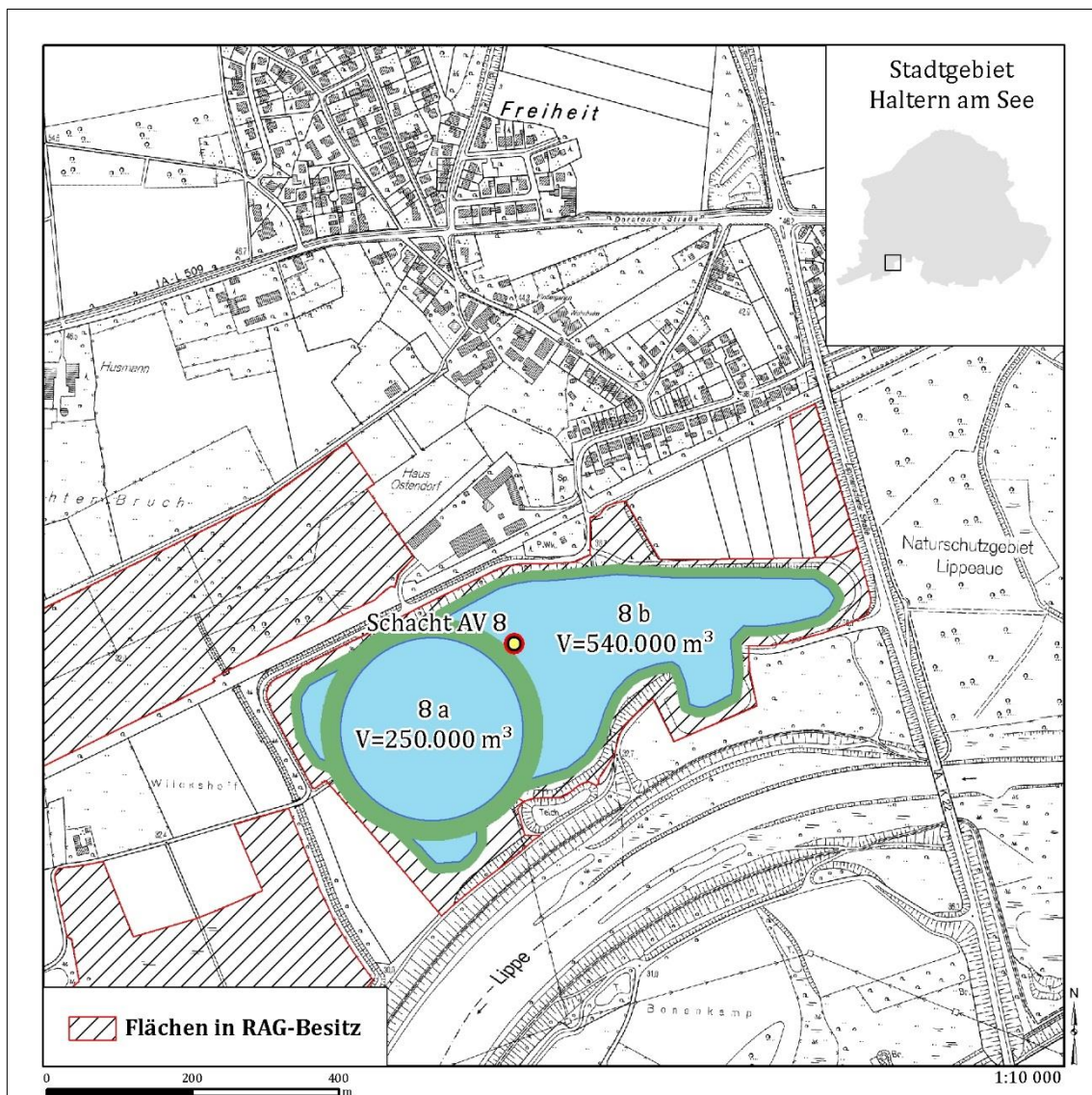


Abbildung 57: Varianten eines oberen Reservoirs am Standort Auguste Victoria 8 mit umgebendem Dammbauwerk (grün) (eig. Darstellung nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Es nimmt Teile des Betriebsgeländes sowie des westlich angrenzenden Areals in Anspruch. Es wird von einem 5,5 m hohen Damm mit einer 4 m breiten Dammkrone umgeben, der eine nur

geringe Eintiefung unter GOK ermöglicht. Die gesamte in Anspruch genommene Fläche beträgt ca. 63.000 m². Das nutzbare Wasservolumen im Reservoir beträgt ca. 248.760 m³. Das Dammvolumen beläuft sich auf ca. 47.500 m³, sodass das Material hierfür bei entsprechender Eignung durch eine Eintiefung der Beckensohle von weniger als einem Meter zu gewinnen ist.

Allerdings müssen umfangreiche Arbeiten zur Geländeangleichung durchgeführt werden, da das Becken mehrere Höhenniveaus beansprucht. Hierzu gehören das Betriebsgelände als Hochfläche, ein Teil des nördlichen Begrenzungsdamms, die teilweise als Deponie genutzte Lagerfläche in mittlerem Niveau sowie die landwirtschaftliche genutzte Fläche im Süden auf niedrigem Niveau.

Variante 8b

Die Nutzung der 6. Sohle als unteres Reservoir erfordert ein Volumen des oberen Speichers von ca. 500.000 m³. Hierfür muss der Großteil der verfügbaren Flächen am Standort in Anspruch genommen werden (vgl. Abbildung 57). Zudem wird sich das Einlaufbauwerk an der Beckensohle befinden, sodass der Schacht durch das Reservoir vollständig verdeckt ist. Die Geometrie des Reservoirs ist an die Grundstücksgrenze angepasst und dementsprechend komplexer als bei den bisherigen Planungen. Die in Anspruch genommene Fläche beträgt ca. 135.000 m², das nutzbare Wasservolumen ca. 540.000 m³. Das Reservoir ist von einem 4,5 m hohen Damm umgeben, dessen Volumen ca. 81.750 m³ beträgt. Dies ermöglicht eine nur geringe Eintiefung in das bestehende Gelände. Wie auch in Variante 8a müssen, aufgrund des ausgeprägten Reliefs, umfangreiche Ausgleichsarbeiten am Gelände vorgenommen werden.

Größere Volumina als in Variante 8b lassen sich am Standort wahrscheinlich nicht realisieren, da sonst ein Kontakt zum Grundwasser nicht zu vermeiden ist. Eine erweiterte Variante 8b mit einer Dammhöhe von 5,5 m erbrächte zudem lediglich ein Volumen von ca. 780.000 m³, zu wenig für die kombinierte Nutzung der 5. und 6. Sohle.

Standort 9

Aufgrund des Höhenprofils der 5. Sohle Nord eignet sich dieser Standort nicht für die Errichtung des Druckschachtes und steht somit als Standort eines Oberbeckens nicht zur Verfügung. (vgl. 4.12.2). Zudem verfügt er über keine Anbindung an ein geeignetes Fließgewässer, sodass auch für das offene System kein Oberbecken errichtet werden kann.

5.5.2 Unteres Reservoir

Geschlossenes System

Für das geschlossene System stehen, unabhängig vom zukünftigen Grundwasserstand, geeignete Volumina auf der 5. und 6. Sohle zur Verfügung. Die angenommenen Speichervolumina der Strecken sind aus Tabelle 15 ersichtlich.

Tabelle 15: Speichervolumina in den Strecken des Bergwerks Auguste Victoria und in Frage kommende Druckschächte (eig. Darstellung nach RAG 2012a)

Sohle	Volumen [m ³]	Druckschacht
5. Sohle Nord	227.750	Schacht 8
5. Sohle Süd	169.000	Schacht 3/7
6. Sohle	402.000	Schacht 8
5. & 6. Sohle	798.750	Schacht 8

Die 5. Sohle Nord kann über die Schächte 8 und 9 erschlossen werden, ist daher aber aufgrund der geringen Zahl an Schächten nicht ohne Modifikationen nutzbar. Die 5. Sohle Süd ist über die Schächte 3 und 7 angebunden und weist demnach ebenfalls zu wenige Verbindungen zur Tagesoberfläche auf. Die 6. Sohle verfügt über Anbindung an die Schächte 3, 7 und 8. Dies könnte unter Umständen genügen, jedoch ist der Bereich 3/7 vom tieferliegenden Bereich um Schacht 8 herum hydraulisch durch eine Schwelle getrennt. Die kumulierte Nutzung der 5. und 6. Sohle weist die größte Verfügbarkeit von Schächten auf. Alle Schächte des Bergwerks sind hieran angebunden.

Ob eine Neuauffahrung am Bergwerk Auguste Victoria möglich ist hängt vom zukünftigen Stand des tiefen Grundwassers ab. Derzeit scheint für eine Neuauffahrung kein ausreichender Abstand zwischen Grundwasser und Deckgebirge verfügbar zu sein. Ob eine Neuauffahrung im Deckgebirge möglich ist, muss in weiteren Arbeiten geklärt werden. Je nach lokalen geologischen Gegebenheiten könnten sich die unteren Schichten des Deckgebirges als standfest erweisen. Inwieweit dies rechtlich möglich ist, ist derzeit nicht bekannt.

Offenes System

Bei ausreichender Verfügbarkeit von Oberflächenwasser kann eine Nutzung des Bergwerks für ein offenes System möglich sein. Es gelten hier aber die gleichen Unsicherheiten wie im Falle von Prosper-Haniel (vgl. 5.4.2).

5.5.3 Druckschacht

Die allgemeinen Aspekte für den Druckschacht ergeben sich analog zu Kap. 5.3. Als Druckschacht für das Bergwerk Auguste Victoria eignen sich, ohne Beurteilung der bautechnischen Aspekte, die

Schächte 3, 7, 8 und 9. Lediglich die Schächte 3, 7 und 8 sind jedoch aufgrund des Höhenprofils der angebundenen Strecken sinnvoll nutzbar.

5.5.4 Maschinen- und Transformatorkaverne

Die allgemeinen Aspekte für Maschinenhaus und Trafokaverne entsprechen den in 5.4 genannten. Die Kavernen müssen sich unterhalb, bzw. in unmittelbarer Nähe des als Druckschacht genutzten Schachtes, im Falle Auguste Victorias Schacht 3, 7 oder Schacht 8 befinden, je nach Variante. Die geologischen Bedingungen hierfür werden zurzeit in weiteren Arbeiten untersucht.

5.5.5 Elektrische Anbindung

Die elektrische Anbindung am Bergwerk ist insgesamt günstig. An den in Frage kommenden Standorten 3/7 und 8 sind 110 bzw. 220 kV-Netzanbindungen vorhanden.

5.5.6 Nachnutzung der RAG-eigenen Flächen

Für den Standort 3/7 hat die Stadt Marl Interesse an einer industriell-gewerblichen Nutzung in Form einer Erweiterung des Chemieparks geäußert. Durch die Ansiedlung neuer Unternehmen soll ein Teil der durch die Bergwerksschließung fehlenden Einnahmen kompensiert werden (Ratsbeschluss der Stadt Marl, Vorlagen-Nr. 2012/0509, STADT MARL, 2012).

Es muss daher im konkreten Fall geprüft werden, ob eine Nutzung eines Teils der Fläche für ein oberes Reservoir zur Verfügung steht. Über eine geplante Nachnutzung der verbleibenden Standorte liegen zurzeit keine Informationen vor.

5.5.7 Wasserversorgung

Die Wasserversorgung an den Standorten 3/7 und 8 ist insgesamt gut. In unmittelbarer Nähe verläuft sowohl die Lippe als auch der Wesel-Datteln-Kanal. Prinzipiell kann, insbesondere aus dem Wesel-Datteln-Kanal Wasser zum Betrieb des UPW entnommen werden. Die Mengen richten sich, wie auch am Rhein-Herne-Kanal (vgl. Kap. 5.4.7), nach der Fördermenge der Pumpen an den entsprechenden Schleusen (WSV, 2013). Es müsste voraussichtlich ein Pufferspeicher an der Oberfläche errichtet werden um längere Turbinenlaufzeiten zu ermöglichen. Analog zum Standort Prosper II ließe sich die Wasserverfügbarkeit durch die Erhöhung der Pumpleistung an den betreffenden Schleusen erhöhen.

5.5.8 Bewetterung

Aufgrund des Höhenprofils der Strecken kommen nur wenige Schächte für die Belüftung in Frage. Bei Nutzung der 5. Sohle Nord ist dies Schacht 9, da er sich am höchsten Punkt des Streckennetzes befindet. Bei Nutzung der 5. Sohle Süd stehen lediglich die Schächte 3 und 7 zur Verfügung, sodass dieser Abschnitt ohne eine Anbindung an Schacht 8 oder die Neuschaffung eines Schachtes nicht nutzbar ist, da die einzigen Schächte am tiefsten Punkt des Bergwerkes liegen. Bei Nutzung der 6. Sohle befinden sich die Schächte 3/7 an einem höheren Punkt des Streckennetzes, jedoch

hydraulisch von Schacht 8 durch eine Schwelle, den höchsten Punkt des Streckennetzes getrennt. Bei Nutzung der 5. und 6. Sohle ergeben sich die gleichen Voraussetzungen.

5.5.9 Zusammenfassung

Je nach Umsetzung bieten sich die Standorte 3/7 und 8 als übertägige Betriebsstandorte an. Standort 3/7 bietet deutlich mehr Fläche für den Bau eines oberen Reservoirs, wohingegen Standort 8 eine günstigere Anbindung an das untertägige Streckennetz aufweist. Die Netzanbindung ist an beiden Standorten ähnlich, ebenso die Verfügbarkeit von Oberflächenwasser. Hierbei könnte es jedoch durch die Lage der unter Naturschutz stehenden Flächen zwischen Kanal und Standort 8 zu Schwierigkeiten beim Zugang zum Wasser kommen.

Tabelle 16: Punktmatrix der Standortanalyse des Bergwerks Auguste Victoria

	3/7	8	9
Funktion als Druckschacht			
Neigung des Schachtes	5	5	5
Anbindung an geeignete Speicherstrecken	3	5	1
Flächenverfügbarkeit/Naturschutz	5	3	?
Verfügbarkeit von Oberflächenwasser	5	3	1
Verkehrsanbindung	5	5	2
Morphologie	5	5	4
Grundwasser	2	3	5
Funktion als Energieableitungsschacht			
Verkehrsanbindung	5	3	2
Nähe zu möglichem Druckschacht	5	2	1
Netzanbindung	5	5	1
Funktion als Zuwegung			
Anbindung an zu errichtende Maschinen -/Trafokavernen	5	3	1
Funktion zur Bewetterung			
Lage an geeignetem Standort (zu ermitteln)	?	?	?

Vorteilhaft für Standort 3/7 ist, dass sich hier zwei nutzbare Schächte großer Tiefe befinden, sodass zwei Funktionen am Standort abgedeckt werden können. Standort 9 ist für die weiteren Betrachtungen möglicherweise als Wetterschacht nutzbar, für andere Funktionen ist er aufgrund der übrigen Parameter nicht tauglich. Die Ergebnisse der Standortanalyse sind in Tabelle 16 zusammengefasst (Erläuterungen siehe 5.4.9).

6 Szenarien

6.1 Mögliche Konzepte Prosper-Haniel

Aus allen bisherigen Ergebnissen lassen sich folgende Konzepte für ein Unterflurpumpspeicherwerk im Bergwerk Prosper-Haniel ableiten:

Konzept A: Nutzung der 6. Sohle

Die 6. Sohle wird als unteres Reservoir genutzt. Die Wasserhaltung muss dementsprechend angepasst werden, sodass der Grundwasserspiegel im Bereich des Bergwerks Prosper-Haniel unterhalb etwa -950 m abgesenkt bleibt. Dies ist ein umfassender Eingriff in das bisherige Wasserhaltungskonzept. Die Durchführbarkeit ist unsicher und an dieser Stelle nicht zu klären. Das theoretisch nutzbare Volumen der 6. Sohle beläuft sich auf ca. 600.000 m³. Die bestehenden Strecken werden mit einem hydraulisch günstigen und standhaften Ausbau versehen. Die hierdurch hervorgerufene Volumenänderung kann an dieser Stelle aufgrund fehlender Parameter nicht exakt bestimmt werden. Es wird angenommen, dass eine Veränderung des durchschnittlichen Querschnitts von 21,8 m² auf höchstens ca. 15 m² wahrscheinlich ist. Dies entspricht einer Ausbaustärke von ca. 0,5 m. Das dann nutzbare Volumen beläuft sich auf ca. 412.500 m³. Das Oberbecken des UPW befindet sich am Standort Haniel, das Volumen beläuft sich auf 600.000 m³. Es ist damit kleiner als das in 5.4.1 modellierte Reservoir. Die notwendigen Flächen sind in RAG-Besitz am Standort vorhanden. Bislang existieren keine rechtskräftigen Pläne zur Nachnutzung. Eine von der Stadt Bottrop gewünschte Nutzung als Gewerbefläche steht nur bedingt in Konkurrenz zur UPW-Nutzung. Zum einen wird nicht die gesamte Fläche des heutigen Betriebsgeländes für das Oberbecken benötigt, zum anderen kann durch eine ansprechende Gestaltung des Oberbeckens die Attraktivität des Geländes gesteigert werden.

Das erzeugte elektrische Speichervolumen beläuft sich rein rechnerisch auf ca. 1,2 GWh. Die Turbine, eine Pelton-turbine mit einer Leistung von ca. 250 MW, befindet sich in einer neu zu schaffenden Kaverne auf der 6. Sohle, so konstruiert, dass der Freilauf der Turbine sichergestellt ist. Zusätzlich zur Turbine müssen Pumpen am tiefsten Punkt im Bereich Schacht Haniel 2 installiert sein um das Wasser wieder zu heben. Denkbar wäre die Installation an der Schachtsohle, die einige Meter unterhalb der 6. Sohle liegt. Der Zugang zu der untertägig installierten Technik wird über Schacht Haniel 1 sichergestellt, der zu diesem Zweck von seiner derzeitigen Teufe von -531 m auf ca. -930 m tiefer geteuft werden muss und Anschluss an die Maschinenkaverne erhält. Hierfür eignet sich voraussichtlich das günstige Raise-Bore-Verfahren (vgl. 3.5.3). Dabei wird von Schacht 2 aus eine Strecke unter Schacht 1 getrieben, die später als Verbindung von Schacht 1 zur Maschinenkaverne dient. Die Trafo-Kaverne wird etwas oberhalb der Maschinenkaverne errichtet. Von ihr aus wird, ebenfalls im Raise-Bore-Verfahren, ein Blindschacht zur 5. Sohle gebohrt. Das Tieferteufen von Schacht 1 sowie das Erstellen des

Blindschachtes ist gegenüber dem Abteufen eines Schachtes von der Tagesoberfläche aus wesentlich günstiger, da hier das wenig standfeste Deckgebirge nicht durchteuft werden muss. Über den Blindschacht wird die Energieableitung über die 5. Sohle und anschließend über den Förderberg zum Standort Prosper II hergestellt. Dies hat den Vorteil, dass dort in das bereits am Standort anliegende 220 kV oder sogar in das unmittelbar südlich des Standortes befindliche 380 kV-Netz eingespeist werden kann. Zudem kann so umgangen werden, das Ableitungskabel von der Trafokaverne bis zur Tagesoberfläche in einem vertikalen Schacht zu führen. Aufgrund des großen Eigengewichtes des Kabels würden sich hierdurch besondere Schwierigkeiten ergeben. Nachteilig ist die in der gezeigten Variante große Länge des Kabels, was höhere Kosten verursacht. Es ist jedoch anzunehmen, dass dies bezogen auf die Gesamtkosten des Projektes unerheblich ist.

Für den Druckausgleich des unteren Speichers im Betrieb stehen wahlweise die Schächte 9, 10 und Hünxe zur Verfügung, von denen in jedem Fall Hünxe genutzt werden muss, da er sich am höchsten Punkt der Sohle befindet. Ob die anderen Schächte notwendig sind müssen die hydraulischen Modellierungen ergeben.

Ebenfalls über den Förderberg wird die Erstbefüllung des unteren Speichers über provisorische Rohrleitungen ermöglicht. Das hierfür benötigte Wasser wird dem Rhein-Herne-Kanal entnommen. Die Verbindung zwischen Kanal und Schrägschacht wird über ebenfalls provisorische Rohrleitungen entlang der Gleisanlagen der ehemaligen Werksbahn hergestellt.

Der Transport von Baumaterial unter- sowie von Bergematerial, das bei der Erstellung der Kavernen entsteht, übertage, wird voraussichtlich über Schacht 2 erfolgen. Das Bergematerial kann, wie auch im Abbaubetrieb, am Standort Haniel auf der Halde Schöttelheide abgelegt werden.

Die Verkehrsanbindung zum Standort Prosper II ist insgesamt vorteilhafter als zum Standort Haniel. Wenn nötig, können per Schiff oder Bahn Maschinenteile zum Förderberg transportiert und von dort untertage transportiert werden. Ein Transport per LKW ist auch zum Standort Haniel möglich.

Konzept B: Neuauffahrung

Das Wasserhaltungskonzept von RAG und DMT wird wie geplant umgesetzt. Der Wasserspiegel des tiefen Grundwassers stabilisiert sich im Bereich der 5. Sohle oder wenig darüber. Da das Bergwerk Prosper-Haniel keinerlei offene Strecken mit annähernd ausreichendem Volumen oberhalb der 6. Sohle aufweist ist eine Neuauffahrung unumgänglich.

Um eine möglichst große Zahl an Zugängen zum unteren Speicher zu schaffen und eine Erstbefüllung über den Förderberg zu ermöglichen wird die Speicherstrecke mit einer beispielhaft elliptischen oder kreisrunden Geometrie so aufgeföhren, dass sie die Schächte

Haniel 1, Haniel 2 und den Förderberg tangiert (vgl. Abbildung 58). Zusätzlich kann Schacht 9 an die Speicherstrecke angebunden und zum Druckausgleich genutzt werden.

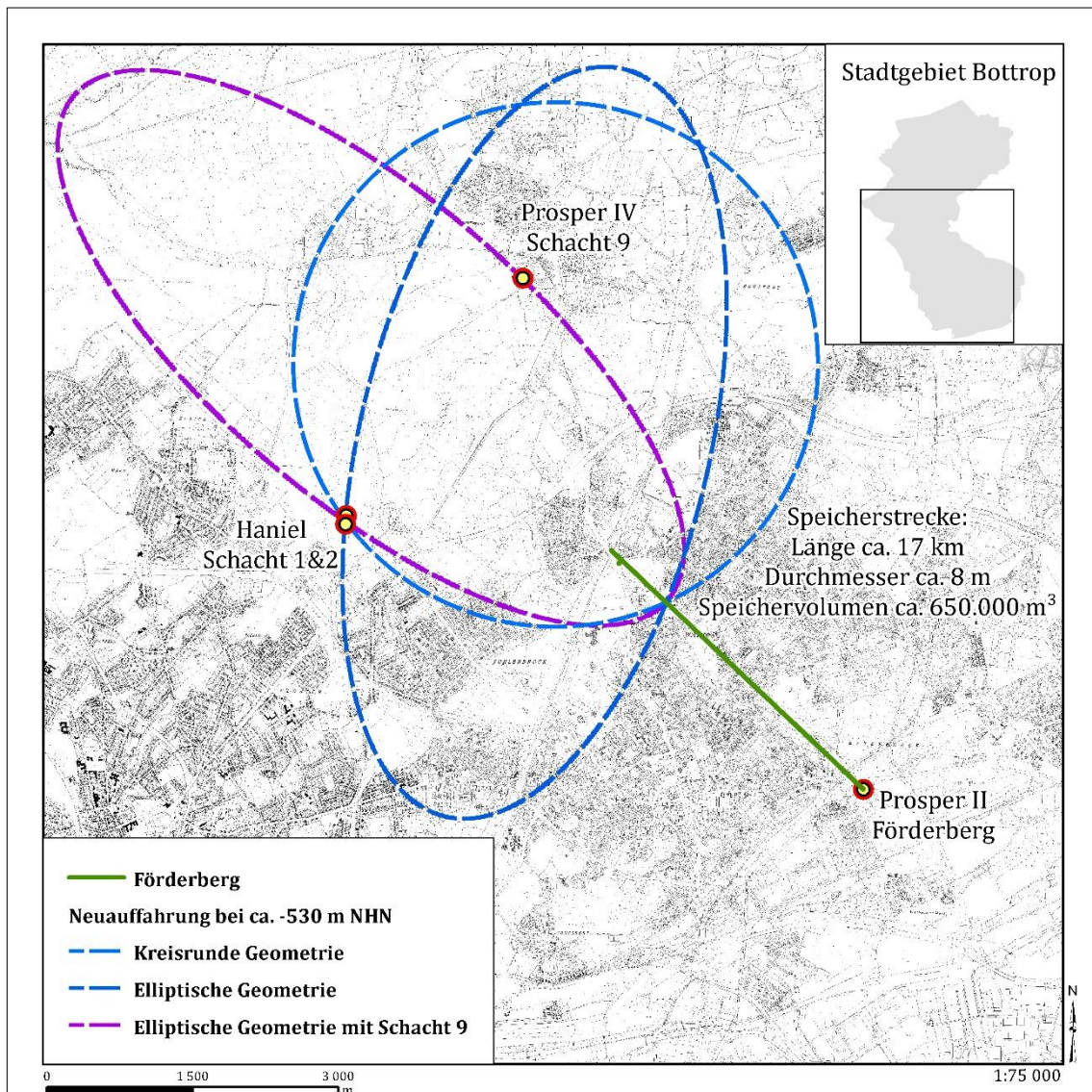


Abbildung 58: Neuauffahrung einer Speicherstrecke auf -530 m NHN am Bergwerk Prosper-Haniel.

(Eig. Darstellung nach RAG 2012a, Geobasis NRW)

Eine möglichst günstige Geometrie muss anhand der Geologie und strömungsmechanischer Modellierungen in weiteren Arbeiten ermittelt werden. So könnten Querverbindungen zwischen dem äußeren Speicherring das Volumen erhöhen und möglicherweise den Befüllvorgang beschleunigen. Wichtig ist, dass das Gefälle der Streckenabschnitte eine zügige Entleerung ermöglicht und dass keine engen Biegungen vorgesehen sind, die im Vollschnittverfahren nicht realisierbar sind. Weiterhin sollte die Befüllung so erfolgen, dass keine Luftfallen entstehen und damit ein Teil des Volumens nicht nutzbar ist.

Die Auffahrung erfolgt im Vollschnittverfahren mit einem Durchmesser von ca. 8 m. Die so entstehende Speicherstrecke hat eine Länge von mindestens 17 km sowie ein Volumen von

ca. 650.000 m³ bei einer Reduzierung des Querschnittes durch einen 0,5 m starken Ausbau. Das Speichervolumen kann durch Vergrößerung des Querschnittes sowie der Länge entsprechend erweitert werden. Die Teufe der Strecke beträgt ca. -530 m, sodass Schacht Haniel 1 nicht tiefer geteuft werden muss um Anschluss an die Speicherstrecke zu erhalten. Das energetische Speichervolumen der Strecke beträgt ca. 930 MWh. Die Maschinen- und Transformatorkaverne werden in unmittelbarer Umgebung um Schacht 2 erstellt. Zum Einsatz kommt als Turbine eine Francis-Pumpturbine mit einer Leistung von ca. 200 MW was eine Laufzeit von ca. 4 h ermöglicht. Das Oberbecken mit einem Volumen von ca. 750.000 m³ befindet sich am Standort Haniel. (vgl. 5.4), Schacht Haniel 2 dient als Druckschacht, Schacht Haniel 1 als Zugangsweg zur Maschinenteknik. Die Energieableitung erfolgt über eine neu aufzufahrende Verbindung von der Transformatorkaverne zum Förderberg und über diesen an die Tagesoberfläche. Alternativ kann ein Blindschacht von der Transformatorkaverne zur 2. Sohle gebohrt und diese Sohle bis zum Schacht 9 um ca. 1,5 km verlängert werden. Am Schacht 9 befindet sich ein Anschluss an das 110 sowie 220 kV-Netz. Ebenfalls über den Förderberg erfolgt der Druckausgleich des unteren Speichers.

Konzept C: Offenes System

Für das offene System ist eine dauerhafte Versorgung mit zusätzlichem Betriebswasser unabdingbar. Lediglich Standort Prosper II weist diese Voraussetzung auf, sofern ausreichende Wassermengen bereitgestellt werden können. Hierfür müssen voraussichtlich zwei Schleusen des Kanals zwischen Bottrop und Rhein mit zusätzlicher Pumpleistung ausgerüstet werden. Zusätzlich muss ein Zwischenspeicher an der Oberfläche geschaffen werden, da die Entnahme aus dem Kanal gleichmäßig erfolgen sollte und voraussichtlich kleiner als der Turbinendurchfluss ist. Das notwendige Volumen ist von der Entnahmemenge und dem untertägigen Abflussverhalten abhängig, sodass hierfür zurzeit keine konkreten Volumina angegeben werden können. Die notwendigen Flächen für das Reservoir sind am Standort vorhanden (vgl. 5.4). Speichervolumina bis ca. 800.000 m³ sind anhand der betrachteten Daten realisierbar. Das Reservoir wird über die in Konzept A beschriebenen Rohrleitungen aus dem Rhein-Herne-Kanal nachgefüllt.

Das Wasserhaltungskonzept der RAG wird nicht modifiziert. Das Betriebswasser wird aus dem Oberbecken über den Förderberg auf die oberhalb des tiefen Grundwasserspiegels befindlichen Turbinen geleitet. Die entsprechenden Kavernen hierfür werden in einer Tiefe von ca. -600 m neu geschaffen. Energieableitung und Zugänglichkeit werden über zwei neu aufzufahrende Strecken von den Schächten Haniel 1 und 2 aus sichergestellt. Prinzipiell wäre auch ein Turbinenstandort an ebendiesen Schächten denkbar, sofern das Wasser über eine neu aufzufahrende Strecke diesen vom Förderberg aus zugeleitet wird. Hierdurch erhöhen sich allerdings die ohnehin schon höheren Reibungsverluste durch die Leitung in dem dann ca. 6,2 km langen Druckstollen. Das Wasser fließt hinter den Turbinen dem tiefen Grundwasser zu und wird an anderer Stelle,

voraussichtlich dem Bergwerk Lohberg über die Wasserhaltung gehoben. Die Netzanbindung der Transformatoren erfolgt über den Standort Haniel mit 110 kV.

6.2 Mögliche Konzepte Auguste Victoria

Aufgrund der Überstauung aller noch offener Strecken sind, ohne eine Modifikation des Wasserhaltungskonzeptes der RAG keine Speichervolumina für ein geschlossenes System am Bergwerk Auguste Victoria vorhanden. Eine bleibende Absenkung des Wasserspiegels auf heutiges Niveau, oder ein Überstauen der Strecken ermöglicht dagegen die Nutzung erheblicher Speichervolumina auf der 5. und 6. Sohle die zum großen Teil vorteilhafte Verläufe aufweisen.

Das Bergwerk Auguste Victoria befindet sich in der Nähe eines Oberflächengewässers, inwieweit ausreichende Mengen an Betriebswasser zur Verfügung gestellt werden können ist zurzeit noch unklar. Auf die Ausführung eines Konzeptes, das eine Neuauffahrung von Speicherstrecken beinhaltet, wird verzichtet. Dieses lässt sich analog zu dem in Kapitel 5.8 vorgestellten Konzept entwickeln. Die Verfügbarkeit von Schächten und übertägiger Infrastruktur ist für dieses Konzept prinzipiell günstig. Die geologischen Detailinformationen müssen in weiteren Arbeiten ausgewertet werden.

Konzept A: Nutzung der bestehenden Strecken bei Absenkung des tiefen Grundwassers

Standort 8 ist für die Nutzung großer Speichervolumina aufgrund der Höhenprofile der Strecken der einzig nutzbare. Standort 3/7 eignet sich lediglich für die Nutzung der 5. Sohle Süd mit einem Volumen von ca. 169.000 m³. Die Flächenverfügbarkeit am Standort 8 ist jedoch sehr begrenzt, sodass eine kumulierte Nutzung der 5. und 6. Sohle nach derzeitigem Kenntnisstand ausgeschlossen ist. Aus diesem Grunde werden lediglich die 5. Sohle Nord sowie die 6. Sohle mit einem Gesamtvolumen von ca. 630.000 m³ als unteres Reservoir genutzt. Das obere Reservoir am Standort 8 schöpft das maximale Volumen von ca. 540.000 m³ aus. Das Streckenvolumen ist zwar größer, jedoch werden sich durch den Streckenausbau Verringerungen des Streckenvolumens ergeben, sodass hier ausreichend Reserve besteht. Das Betriebswasser wird der Turbine über Schacht 8 zugeführt. Bei der Turbine handelt es sich aufgrund der großen Fallhöhe von ca. 970 m um eine Pelton-turbine. Dies erscheint auch wegen des Höhenunterschiedes der beiden Speichersohlen von ca. 130 m als sinnvoll um eine im Unterwasser laufende Francis-Turbine nicht zu stark zu überstauen. Aus dieser Anordnung ergibt sich ein nicht nutzbarer Höhenunterschied, der jedoch aufgrund des hohen Speichervolumens als vernachlässigbar erscheint. Die Leistung der Turbine ergibt sich rechnerisch mit ca. 280 MW bei einer Laufzeit von vier Stunden. Die separat von der Turbine angeordneten Pumpen sind auf der 6. Sohle an Schacht 8 angeordnet. Eine technische Machbarkeit muss klären ob das Betriebswasser in einer oder mehreren Stufen in das obere Reservoir zurückgeführt werden muss. Die Zugänglichkeit sowie die Energieableitung muss über die Schächte 3 und 7 sichergestellt werden. Zu diesem Zweck werden

zwei bereits abgeworfene Streckenabschnitte wieder geöffnet und instandgesetzt sowie ein neuer, ca. 680 m langer Streckenabschnitt neu aufgeföhren (vgl. Abbildung 59).

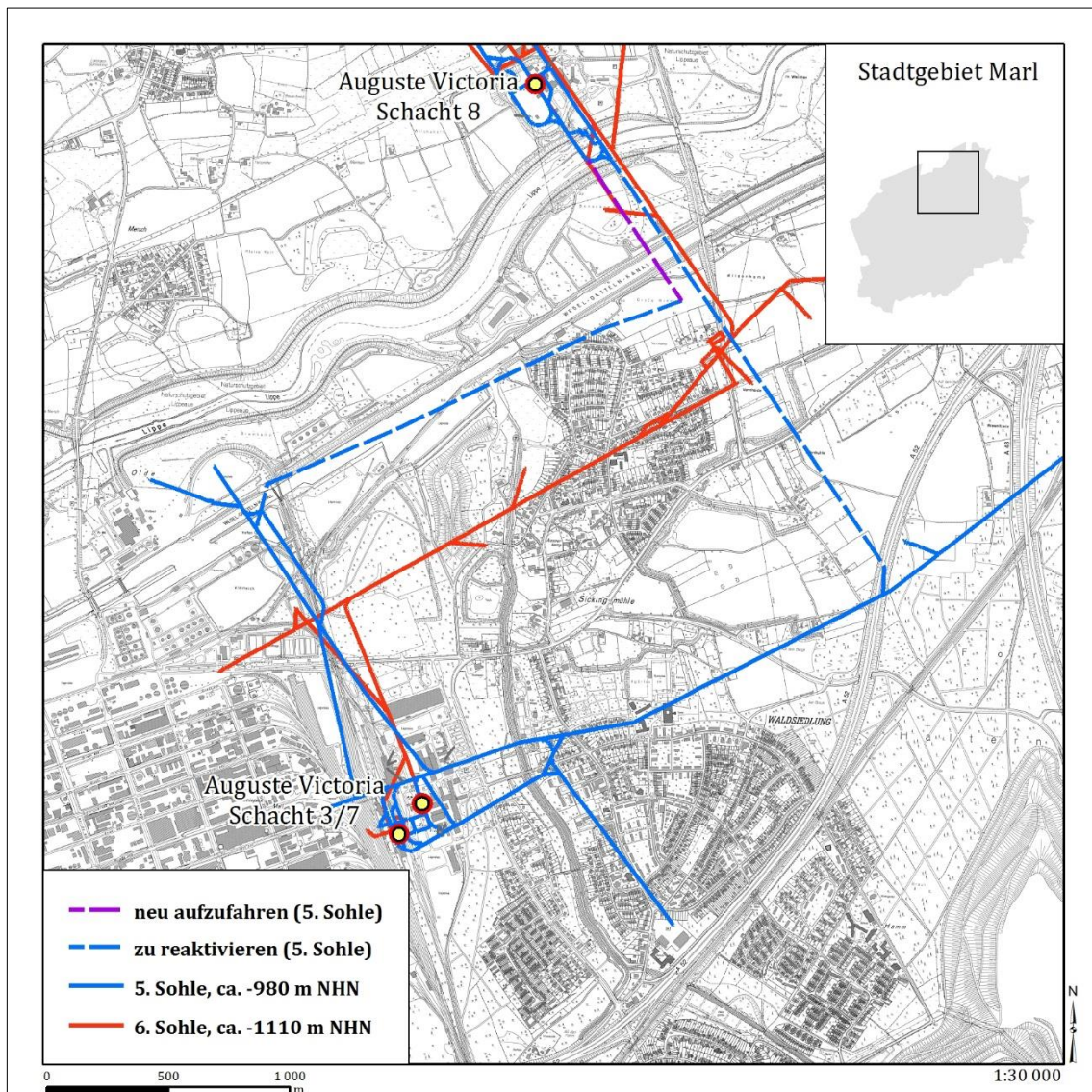


Abbildung 59: UPW-Konzept (geschlossen) am Bergwerk Auguste Victoria, bestehende und zu reaktivierende, bzw. neu aufzuföhrende Speicherstrecken (eig. Darstellung nach RAG, 2012a; GEOBASIS NRW)

Transformator-kaverne sowie Maschinenkaverne müssen ebenso neu errichtet werden. Die Distanz zwischen Transformator-kaverne und Standort 3/7 an dem das Kabel zur Oberfläche geföhrt wird betrügt ca. 4,5 km, die Zuwegung für das Personal ca. 4,8 km. Der Druckausgleich der Speicherstrecken der 6. Sohle gestaltet sich schwierig. An den entsprechenden höchstliegenden Punkten sind keine Schächte vorhanden. Es muss in den hydraulischen Modellierungen geklärt werden, ob und wo eine Entlüftung tatsächlich notwendig ist oder ob die Anlage mit einem reduzierten Speichervolumen betrieben werden kann. Möglicherweise können Entlüftungsbohrungen zu anderen Streckenbereichen oder zu Schächten angelegt werden.

Konzept B: Offenes System

Unter der Voraussetzung, dass die Pumpenleistung an den kanalabwärts befindlichen Schleusen des Wesel-Datteln-Kanals im Zuge der UPW-Errichtung ausgebaut wird, ist eine Versorgung der Standorte 3/7 und 8 mit Betriebswasser denkbar. Die notwendigen Zuleitungen zwischen Kanal und Schacht müssen neu errichtet werden. Aufgrund des sich zwischen Kanal und Standort 8 befindlichen FFH-Schutzgebietes und aufgrund der besseren Flächenverfügbarkeit wird Standort 3/7, bevorzugt. Aufgrund der begrenzten Wasserverfügbarkeit muss davon ausgegangen werden, dass ein oberes Reservoir zur Zwischenspeicherung notwendig ist. Entnahmemengen von 20-30 m³/s, wie sie dem Turbinendurchfluss entsprechen könnten, scheinen derzeit nicht realistisch und wirtschaftlich, da die entsprechende Kanalbewirtschaftung sehr stark auf die Turbinenlaufzeit des UPW ausgelegt werden müsste. Eine möglichst gleichbleibende Entnahme von Betriebswasser aus dem Kanal ist anzustreben. Die notwendigen Flächen für die Errichtung des Oberbeckens sowie für die Zuleitung vom Kanal befinden sich im Eigentum der RAG. Lediglich die in Ost-West-Richtung querende Nordstraße müsste überwunden werden. Hierzu könnten sich die zwei bestehenden Eisenbahnbrücken der Werksbahn im Westen des Betriebsgeländes eignen. Je nach weiterer Verwendung ließe sich eine der Brücken als Überführung für die Wasserzuleitung nutzen. Das Volumen des oberen Reservoirs lässt sich derzeit nicht bestimmen, da die hydrogeologischen Parameter nicht abschließend geklärt sind und damit unklar ist, wie viel Wasser in den unteren Speicher abgeführt und in das umgebende Gestein abgeleitet wird. Volumina bis annähernd 1 Mio. m³ sind am Standort jedoch zu realisieren. Als Druckschacht wird Schacht 3 bevorzugt, da er näher an den potentiellen Oberbecken liegt. Über den Schacht wird das Wasser auf eine Tiefe von ca. -840 m NHN zur 4. Sohle geleitet, die voraussichtlich im Grenzbereich des tiefen Grundwassers liegt. Von hier aus läuft das Wasser weiter dem tiefen Grundwasser zu von wo es an geeignetem Standort über die Wasserhaltung wieder gehoben wird. Dementsprechend befinden sich die Maschinenkaverne und Transformatorkaverne auf dem Niveau der 4. Sohle. Die hierfür notwendigen Hohlräume müssen neu geschaffen oder die bestehenden erweitert werden. Die Energieableitung erfolgt über Schacht 7 und von dort in das 110 kV-Verteilnetz. Die Zuwegung zu den untertägigen Anlagen erfolgt von Schacht 8 aus über eine neu aufzufahrende Strecke.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Voraussetzung für den Betrieb eines Unterflurpumpspeicherwerks ist ein möglicher wirtschaftlicher Betrieb der Anlage. Aus diesem Grunde müssen auf der einen Seite die Kosten minimiert, auf der anderen Seite der Ertrag maximiert werden. Derzeit lassen sich keine gesicherten Aussagen über die Wirtschaftlichkeit eines UPW machen (vgl. DAOU PULIDO ET AL, 2013). Es sollten daher alle Aspekte, die Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit besitzen, untersucht werden.

Nutzung der geothermischen Energie

Während des Verbleibs von Wasser oder Luft in den untertägigen Speicherstrecken kommt es zum Übergang der im umgebenden Gestein befindlichen Wärmeenergie in das jeweilige Medium. Die ausgetauschte Energiemenge ist dabei von einer Reihe von Faktoren abhängig. Dies sind vor allem:

- Verweilzeit des Mediums in der Speicherstrecke
- Temperaturunterschied zwischen Medium und umgebendem Material
- Größe der Kontaktfläche von Medium und Umgebung
- Wärmeleitfähigkeit des Mediums und des umgebenden Materials
- Wärmekapazität des Mediums
- Art der Wärmeleitung im umgebenden Material (Grundwasserzirkulation, etc.)

Bis auf die grundlegenden physikalischen Eigenschaften von Wasser und Luft als Medium in den Speicherstrecken können, zum jetzigen Zeitpunkt, keine gesicherten Aussagen über die Größe dieser Faktoren getroffen werden. Zunächst bestehen große Unterschiede zwischen dem offenen und dem geschlossenen System. Es ist anzunehmen, dass die Nutzung der Wärmeenergie bei einem offenen System aufgrund der längeren Verweilzeit unter Tage, der Vermischung mit länger im Kontakt mit der Umgebung befindlichen Wasser und der größeren Kontaktfläche effektiver ist. Bereits heute wird die Wärmeenergie aus gehobenem tiefem Grundwasser im Ruhrgebiet genutzt (STADTWERKE BOCHUM, 2012). Analog dazu könnte die Nutzung des gehobenen Wassers im offenen UPW-System umgesetzt werden. Inwieweit die Einleitung von kaltem Oberflächenwasser Einfluss auf die Temperatur des gehobenen Wassers besitzt ist in weiteren Arbeiten zu ermitteln. Für das geschlossene System muss ermittelt werden, ob die Verweilzeit des jeweiligen Mediums untertage ausreicht um nennenswerte Temperaturerhöhungen zu bewirken. Weiterhin ist fraglich, ob die Kontaktfläche in den ausgebauten Speicherstrecken ausreicht und weiterhin, ob über die nähere Umgebung der Speicherstrecken sowie den Streckenausbau genug Wärmeenergie in die Strecken geführt werden kann. Da der Wärmeübergang von der Temperaturdifferenz zwischen Umgebung und Medium abhängig ist, ist zudem zu untersuchen, ob eine temperaturabhängige Zonierung, von außen-warm, nach innen-kalt, des in den

Speicherstrecken stehenden Mediums einen effektiven Wärmeübergang verhindert. Hierzu müssen entsprechende Modellierungen durchgeführt werden.

Die Nutzung von Grubengas (Methan) könnte einen weiteren Beitrag zur Wirtschaftlichkeit des UPW leisten. Im Bergwerksbetrieb entsteht das Grubengas insbesondere in den Abbaustrecken beim Herauslösen der Kohle. Ohne Abbau ist die Methanabgabe der Kohleflöze deutlich geringer. Da lediglich beim offenen System ein direkter Kontakt zwischen Medium im unteren Speicher und Umgebung besteht, ist auch nur hier eine Weiternutzung des Grubengases möglich. Dabei ist eine Steigerung der Methanproduktion der Kohleflöze durch Methan-produzierende Bakterien denkbar (KRÜGER ET AL. 2008). Wie die Trennung von Methan und Wasser erfolgen kann ist zu klären.

Ob diese „nice-to-haves“ die Wirtschaftlichkeit effektiv steigern können, ist in weiteren Arbeiten zu untersuchen. Sie spielen neben den „harten“ Faktoren wie sie bisher beschrieben wurden sicherlich nur eine untergeordnete Rolle, sollten deshalb jedoch nicht außer Acht gelassen werden.

Zu den ebenfalls bisher wenig betrachteten Aspekten zählen die **lokalklimatischen Auswirkungen** des Unterflurpumpspeichers. Die Verdunstung aus dem oberen Reservoir wurde in 3.5 bereits kurz angesprochen. Es muss allerdings in weiteren Arbeiten untersucht werden, inwieweit sich das Oberbecken auf die Temperatur und Luftfeuchte der, an einigen Standorten dicht besiedelten, Umgebung auswirkt. Wasserkörper besitzen aufgrund ihrer hohen spezifischen Wärme einen temperaturnausgleichenden Effekt auf die Umgebung, da sie sich langsamer als die Umgebung erwärmen und abkühlen. Dies kann sich über das Jahr als für den Menschen vorteilhaft herausstellen, jedoch sind auch Auswirkungen auf die Flora und Fauna zu beachten. Durch die Verdunstung an der Wasseroberfläche wird der umgebenden Luft zusätzlich Energie entzogen und so die Temperatur gesenkt, was insbesondere während warmer und heißer Wetterlagen ein durchaus positiver Effekt sein kann. Das Zutagefördern von warmem Betriebswasser, wie es im Falle des UPW der Fall sein kann, stellt allerdings eine Besonderheit dar. Abhängig von den o.g. Parametern zur Erwärmung des Betriebswassers unter Tage kann eine Erwärmung der Umgebung des oberen Reservoirs die Folge sein. Zudem wird sich durch die erhöhte Temperatur des Wassers die Verdunstungsrate erhöhen, was zu einer erhöhten Luftfeuchtigkeit der umgebenden Luft führt. Insbesondere im Winter könnte es hierdurch zur Nebelbildung kommen. Die Standortbetrachtung, wie sie in dieser Arbeit vorgenommen wurde, kann aufgrund der fachlichen Differenzierung und dem frühen Stand der Erkenntnisse nicht abschließend sein. Sie bietet jedoch, durch die Betrachtung einer Vielzahl von Daten und Einflussgrößen, eine detaillierte Analyse und Bewertung der zur Verfügung stehenden Standorte für ein mögliches UPW im Ruhrgebiet. Es zeigt sich, dass sich die Bergwerke sowie auch deren einzelne Standorte erheblich voneinander unterscheiden. Es ist möglich, dass aufgrund der Vielzahl der Schächte außerhalb der betrachteten Bergwerke, die teilweise noch offen, teilweise zu

Wasserhaltungszwecken genutzt werden, weitere Varianten, insbesondere für das offene System möglich sind. Es ist Ziel weiterer Arbeiten, mögliche Fließpfade und Einleitungsstellen und damit veränderte Standorte zu identifizieren. Die Nutzung von aufbereitetem tiefem Grundwasser ist ebenfalls in wirtschaftlicher und technischer Hinsicht zu prüfen. Hierdurch würde sich die Beschaffung von Betriebswasser für das offene System stark vereinfachen. Der Zubau von Pumpenleistung an den Kanalschleusen sowie die mit dem Betrieb der Pumpen verbundenen Kosten wirken sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus.

Insgesamt ist die Wirtschaftlichkeit einer der größten unbekanntesten Faktoren des Projektes. Der Ausbau bestehender, oder die Neuauffahrung von Speicherstrecken ist zurzeit wirtschaftlich kaum einzuschätzen. Ähnlich verhält es sich bei der Errichtung der notwendigen Kavernen für Transformatoren und Turbinen. Diese sind zudem aus geologischer und geotechnischer Sicht sehr komplex und nicht ohne detaillierte Betrachtung zu realisieren.

Die Vorgaben, die dieser Arbeit zu Grunde liegen sind aus den bisherigen Betrachtungen der unterschiedlichen fachlichen Disziplinen erwachsen und nicht unverrückbar. So ist bspw. ein Betrieb eines geschlossenen Systems unterhalb des Grundwasserspiegels unter Umständen möglich. Neueste Erkenntnisse im Projekt zeigen, dass dies eine Variante darstellen könnte. Details hierzu, insbesondere über die maximale Überstauhöhe, die Statik der Strecken, maximale Ausbauquerschnitte, den Ausbau und die damit verbundenen Kosten sind in weiteren Arbeiten zu ermitteln.

Ein weiteres System neben offenem und geschlossenem System, das in dieser Arbeit nur wenig Erwähnung gefunden hat, ist das teiloffene System (vgl. 3.5.2). Möglicherweise bietet es durch die Kombination eines isolierten und kontrollierten unteren Reservoirs mit dem zusätzlichen Volumen des offenen Systems Vorteile gegenüber den Einzelsystemen, insbesondere auch, wenn sich die Versorgung mit Betriebswasser aus den Kanälen als problematisch und unwirtschaftlich erweist.

In der vorliegenden Arbeit wurden zwei infrage kommende Standorte für ein Unterflurpumpspeicherwerk im Ruhrgebiet detailliert untersucht. Die hierfür ausgewerteten Daten wurden aus einer Vielzahl von Quellen beschafft, aufbereitet, analysiert und im Hinblick auf eine UPW-Errichtung bewertet. Diese Arbeit hat damit den Anspruch einen Beitrag zur Standortfindung möglicher Anordnungen von Speicherstrecken, Bauwerken und Infrastruktur geleistet zu haben. Zudem wurden planerische und rechtliche Sachverhalte betrachtet und ihr möglicher Einfluss auf die UPW-Errichtung untersucht. Vergleiche mit artverwandten Bauprojekten wurden, auch in Bezug auf mögliche Widerstände der Bevölkerung und damit auch der Politik versucht zu ziehen.

In diese Arbeit sind Erkenntnisse und Wissen eingeflossen, die im Zuge der Bearbeitung der Forschungsprojekte generiert und verbreitet wurden. Trotzdem kann und soll sie keine abschließende Entscheidung zu einem Standort für ein UPW liefern. Hierfür sind eine Vielzahl von

weitergehenden Untersuchungen und Entscheidungen jeder der beteiligten Fachdisziplinen, der RAG als Eigentümerin und in Zukunft zu beteiligender Unternehmen notwendig.

Anhand der vorgestellten Daten und deren Auswertung soll abschließend eine Empfehlung für einen Standort des Unterflurpumpspeichers gegeben werden. Hierbei handelt es sich um das Bergwerk Prosper-Haniel, dessen mögliche Szenarien in 6.1 beschrieben wurden. Im Detail wird eine Neuauffahrung der Speicherstrecke in einer Tiefe von ca. -530 m NHN bevorzugt. Die Neuauffahrung hat den Vorteil, dass die Strecken mit optimalem Gefälle und möglichst großem Durchmesser so aufgeföhren werden können, dass sie für den Betrieb des UPW bestmöglich geeignet sind. Die Neuauffahrung hat sich dabei primär an den geologischen Bedingungen zu orientieren, um unkalkulierbare Risiken während des Baus und Betriebs zu eliminieren. Die Geometrie der Strecken muss in Fließmodellierungen an die geologischen Bedingungen und die Standorte der Schächte angepasst werden. Die in 6.1 gezeigte Geometrie eines kreisrunden oder elliptischen Speichers ist dabei nur beispielhaft. Die Ermittlung einer Geometrie, die sowohl Speichervolumen, Geologie, Bauaufwand und Strömungsbedingungen berücksichtigt, ist Ziel weiterer Arbeiten.

Eine Empfehlung für das Bergwerk Auguste Victoria kann an dieser Stelle nicht ausgesprochen werden, da hier insbesondere die Grundwasserbedingungen ungünstiger sind. Eine Nutzung vorhandener Strecken oder eine Neuauffahrung unterhalb des Deckgebirges sind ohne eine Modifikation des komplexen Grundwassermodells nicht durchführbar. Eine Nutzung von Speicherstrecken unterhalb des Grundwasserspiegels ist zurzeit nicht zu bewerten. Eine Neuauffahrung von Speicherstrecken im Deckgebirge muss in weiteren Arbeiten untersucht werden.

Das geschlossene System wird gegenüber dem offenen bevorzugt, da es derzeit sehr viele Unwägbarkeiten gibt (Abfluss des Wassers, Versorgung mit Frischwasser, Einfluss auf das Grundwassermodell, Umweltschutz, etc.). Das geschlossene System weist deutlich weniger Variablen auf und scheint derzeit erfolversprechender.

Ob ein Unterflurpumpspeicherwerk in Anlagen des ehemaligen Steinkohlebergbaus im Ruhrgebiet umsetzbar ist, muss sich insbesondere in den abschließenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zeigen. Es ist nicht anzunehmen, dass unlösbare technische Probleme auftreten. Nichtsdestotrotz kann politische Einflussnahme einen positiven Effekt auf das Projekt haben, sei es im Zuge der genehmigungsrechtlichen Verfahren, der öffentlichen Meinung oder in der finanziellen Förderung.

Literatur

- Adam, G., Läger, P. & Stark, G. (2009). *Physikalische Chemie und Biophysik* (5. Aufl.). Berlin: Springer.
- Allen, R.D., Doherty, T.J. & Kannberg, L.D. (1984). *Underground Pumped Hydroelectric Storage*. Washington: Batelle.
- Allen, A.E. (1977). Potential for conventional and underground pumped-storage. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-96, 3, 993-998.
- ALHO Holding GmbH & Co. KG (2008). Flexibel versorgt im Ruhrgebiet. *immotions*. 10/38, Dezember 2008. Morsbach: o.V..
- Anonymus (1968). New pumped-storage ideas highlight power conference in Moscow. *Engineering News Record*, Aug. 29, 37-38.
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2013). Pressemitteilung Nr. 01/2013, vom 22.03.2013. Verfügbar unter: http://www.ag-energiebilanzen.de/componenten/download.php?filedata=1324376401.pdf&filename=AGEB_Pressedienst_09_2011.pdf&mimetype=application/pdf. [15.08.2013]
- Aretz, A. & Hirschl, B. (2007). Biomassepotenziale in Deutschland – Übersicht maßgeblicher Studienergebnisse und Gegenüberstellung der Methoden. *Dendrom Diskussionspapier*, 1. Verfügbar unter: http://dendrom.de/daten/downloads/Diskussionspapier_Potenzialanalyse_I%C3%96W.pdf [15.08.2013]
- Bakan, S. & Raschke, E. (2002). Der natürliche Treibhauseffekt [elektronische Version]. *Promet*, 28 Heft 3/4, 85-94.
- Beck, H.-P. & Schmidt, M. (Hrsg.) (2011). *Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke*. Clausthal: Universitätsbibliothek Clausthal.
- Berke, W. (2011). *Über alle Berge. Der definitive Haldenführer Ruhrgebiet*. Essen: Klartext.
- Bossel, U. (2006). Physics and Economy of Energy Storage. Vortrag anlässlich der “Energy Autonomy through Storage of Renewable Energies“ am 30./31.10.2006 in Gelsenkirchen. Manuskript veröffentlicht unter: http://www.eurosolar.org/new/pdfs_neu/Main/IRES2006_Bossel.pdf
- Bottrop (2013). *Gewerbegebiet Schachtanlage Haniel*. Verfügbar unter: http://www.bottrop.de/wirtschaft/gewerbeflaechen/schachtanlage_haniel.php [15.08.2013]

- Bottrop (2012). Zahlenspiegel Allgemein. Verfügbar unter:
http://www.bottrop.de/tourismus/stadtportrait/zahlenspiegel_allgemein.php
[15.08.2013]
- Bottrop (2012a). *Eine kurze Stadtgeschichte*. Verfügbar unter:
<http://www.bottrop.de/tourismus/stadtportrait/geschichte/index.php> [15.08.2013]
- Bottrop (2012b). *Bevölkerungsstatistik zum Stichtag 31.12.2012*. Verfügbar unter:
http://www.bottrop.de/wirtschaft/downloads/ewo_stats/EWO_Statistik_11_2012.pdf
[15.08.2013]
- Bottrop (2012c). *Lage der Stadtbezirke der Stadt Bottrop* (unveröff.). Daten zur Verfügung gestellt von der Stadtverwaltung Bottrop.
- Bottrop (2011). *Integriertes Klimaschutzkonzept der Stadt Bottrop. Langfassung zum Klimabericht*. Stadt Bottrop. Verfügbar unter:
http://www.bottrop.de/stadtleben/downloads/umwelt/120523_Langfassung_Integriertes_Klimaschutzkonzept.pdf [15.08.2013]
- Bottrop (2005). *Statistisches Jahrbuch 2005 - Geografische Angaben*. Verfügbar unter:
www.bottrop.de/misc/downloads/01_geodaten_05.pdf [15.08.2013]
- Braat, K.B., van Lohuizen, H.P.S. & de Haan, J.F. (1985). Underground pumped hydro-storage project for the Netherlands. *Tunnels & Tunneling, Nov.*, S. 19-22.
- Brandt, A. (2012). Mündliche Mitteilung vom 05.10.2012. Mingas-Power GmbH.
- Braunschweiger Zeitung (2011). *Scharfer Protest gegen Freileitung*. Vom 28.03.2011. Verfügbar unter: <http://www.braunschweiger-zeitung.de/nachrichten/Niedersachsen/scharfer-protest-gegen-freileitungen-id218497.html> [15.08.2013]
- Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) (2003). Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Sachstandsbericht. *Arbeitsbericht Nr. 84*. Berlin.
- Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (2012). *Verwaltungsgebiete der Bundesrepublik Deutschland 1:2.500.000*. Verfügbar unter: http://www.geodatenzentrum.de/geodaten/gdz_rahmen.gdz_div?gdz_spr=deu&gdz_akt_zeile=5&gdz_anz_zeile=5&gdz_user_id=0
[15.08.2013]
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2009). *Energierohstoffe 2009* [elektronische Version]. Hannover: BGR.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2013).

Thesenpapier zum 4. EEG-Dialogforum: „Die Rolle von Speichern im Kontext der Energiewende“ Verfügbar unter:

http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Erneuerbare_Energien/eeg_dialog_4_thesen_bf.pdf. [15.08.2013]

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWI) (2010): *Rösler: Neue*

Energiespeichertechnologien sind wichtig für eine erfolgreiche Energiewende.

Pressemitteilung vom 10.01.2013. Verfügbar unter:

<http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=545286.html>. [04.07.2013].

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWI) (2010a). *Energiekonzept für eine*

umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung [elektronische Version]. Berlin: BMWI, BMU.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWI) (2013). *Energiedaten, Zahlen und Fakten.* Verfügbar unter:

<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/gesamtausgabe.html>. [26.08.2012]

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWI) (2012). *Stromaufkommen- und Verwendung.* Verfügbar unter:

<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/stromversorgung.html>. [07.08.2013].

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWI) (2010). *Energie in Deutschland* [elektronische Version]. Berlin: BMWI.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2011). *Jahresbericht 2011.* Verfügbar unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/Jahresbericht2011pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [15.08.2013]

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2012). *Übersicht über die Stromnetzbetreiber in Deutschland.*

Stand 25.07.2012. Verfügbar unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/NetzbetreiberStammdaten/UerbersichtStromnetzbetreiberpdf.xls?__blob=publicationFile&v=4 [24.09.2012]

- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2012a). *Kraftwerksliste der Kraftwerke in Deutschland mit einer Nettonennleistung von > 10MW*. Verfügbar unter:
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/Kraftwerksliste_2013.xlsx?__blob=publicationFile&v=4 [13.09.2013]
- Bundesregierung (2011). *Aus für Steinkohlesubventionen in 2018*. Vom 27.5.2011. Verfügbar unter: <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2010/11/2010-11-17-steinkohlesubvention-beenden.html>. [15.08.2013].
- Dachroth, W. R. (2002). *Handbuch der Baugeologie und Geotechnik* (3. Aufl.). Berlin: Springer.
- Daou Pulido, A.J., Koppers, V., Lohmann, J., Wagner, H.-J. & Koch, M.K. (2013). Wirtschaftlichkeit von Untertage-Pumpspeicherwerken in Anlagen des Steinkohlebergbaus. In Perau, E. (Hrsg.): *Untertage-Pumpspeicherwerke in Anlagen des Berg- und Tagebaus. Report Geotechnik*, 40, S. 17-86. Essen: VGE.
- Dege, W. & Dege, W. (1983). *Das Ruhrgebiet* (3. Aufl.). Berlin: Bornträger.
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) (2013). *EEG-Anlagenregister*. Verfügbar unter: www.energymap.info [15.08.2013].
- Deutsche Rohstoffagentur (DERA) (2011). *Kurzstudie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2011*. Verfügbar unter: http://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie-Kurzform-2011.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [15.08.2013]
- Deutsches Pelletinstitut (DEPI) (2011). *Pelletfeuerungen in Deutschland*. Verfügbar unter: http://www.depi.de/media/filebase/files/infothek/images/Pelletfeuerungen_in_Deutschland.jpg [15.08.2013]
- Drozdowski, G. & Wrede, V. (1994). Faltung und Bruchtektonik – Analyse der Tektonik im Subvariscikum. In Geologisches Landesamt NRW (Hrsg.): *Das Subvariscikum Nordwestdeutschlands. Struktur und Lagerstättenpotential eines Vorlandbeckens. Fortschritte in der Geologie von Rheinland und Westfalen* (38). Krefeld: GLA.
- Deutscher Verband für Wasserwirtschaft und Kulturbau (DVWK) (1992). Merkblatt 223/1992 „Asphaltdichtungen für Talsperren und Speicherbecken“. Hamburg: Parey.
- Dymek, T. (2013). Pumpspeicherwerke: Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen. In Schüttrumpf, H. (Hrsg.): *Wasser als Energieträger. 43. Internationales Wasserbau-Symposium Aachen 2013* [elektronische Ressource], S. 1-14.

- Earth System Research Laboratory/National Oceanic & Atmospheric Administration (ESRL/NOAA) (2012). *Annual mean Carbon Dioxide concentration at Mauna Loa Station*. Verfügbar unter: ftp://ftp.cmdl.noaa.gov/ccg/co2/trends/co2_annmean_mlo.txt. [09.03.2012].
- EEG (2009). Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz). Verfügbar unter: http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2009/ [26.08.2013]
- Emschergenossenschaft/Lippeverband (EGLV) (ohne Jahr). *Hochwasseraktionsplan Emscher*. Verfügbar unter: <http://www.eglv.de/wasserportal/flussgebietsmanagement/hochwasserschutz/hochwasser-aktionsplan-emscher/darstellung-des-gebietes/gewaesser.html> [15.08.2013]
- Enders, G. (2012). Mündliche Mitteilung von Georg Enders, Bergwerk Prosper-Haniel, Abteilung Lagerstätte, Geomechanik.
- EnergieAgentur.NRW (EA.NRW) (2011). *Energie.Daten NRW* [elektronische Version]. 2010. Gelsenkirchen.
- Erlich, I. (2013). Mündliche Auskunft von Prof. Dr. Istvan Erlich, vom 3.9.2013, Universität Duisburg-Essen.
- Essen (2012). *Bevölkerungsstatistik der Stadt Essen*. Verfügbar unter: <https://media.essen.de/media/wwwessende/aemter/12/Bevoelkerungszahlen.pdf> [15.08.2013]
- Europäische Union (EU) (2009). *Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009*. Amtsblatt der Europäischen Union L140. Verfügbar unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DE:PDF> [15.08.2013]
- Europäische Wirtschaftsgemeinschaft (EWG) (1992). Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen.
- European Energy Exchange (EEX) (2012). Daten zur Einspeisung erneuerbarer Energie unter www.eex.com. [11.10.2012]
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC) (2006). *Order terminating license re Mt Hope Waterpower Project, LLP under P-9401*. Issuance 20051214-3011 vom 15.12.2005. Verfügbar unter: <http://elibrary.ferc.gov/IDMWS/common/opennat.asp?fileID=10906727>. [29.08.2013]

- Fessenden, R.A. (1910). The commercial solution of the problem of utilising, for the production of power, the energy of solar radiation, the wind and other intermittent natural sources. *The Electrician*, 65,10. S. 951-953.
- Focus (2013). *Ministerin Aigner will Stromtrassen verstaatlichen*. Vom 06.01.2013. Verfügbar unter: http://www.focus.de/politik/deutschland/atomausstieg/schleppender-ausbau-ministerin-aigner-will-stromtrassen-verstaatlichen_aid_892441.html [15.08.2013]
- Forschungsgesellschaft für Strassen- und Verkehrswesen (FGSV), Arbeitsgruppe Strassenentwurf (1996). Richtlinien für die Anlage von Straßen (RAS), Teil: Querschnitte (RAS-Q 96). Köln, FGSV Verlag.
- Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2011). *Windenergie Report Deutschland 2011*. Kassel.
- Friedrich, T (2013). Mündliche Auskunft von Tobias Friedrich, Leiter Geotechnik, DMT GmbH.
- Gladbeck (2012). *Bevölkerungsstatistik der Stadt Gladbeck 2012*. Verfügbar unter: <http://eservice2.gkd-re.de/bsointer140/redirect?mandant=140&netz=4&typ=2&id=5394>. [15.08.2013]
- Geobasis NRW (o.J.). Karten und Geodaten des Landes NRW. Bereitgestellt durch das Geobasis NRW.
- Geologisches Landesamt NRW (GLA NRW) (2000). *Erläuterungen zur Geologischen Karte 1:25.000, Blatt 4407 Bottrop*. Krefeld: GLA.
- Geologisches Landesamt NRW (GLA NRW) (1987). *Erläuterungen zur Geologischen Karte 1:100.000, Blatt Recklinghausen*. Krefeld: GLA.
- Giesecke, J. & Mosonyi, E. (2009). *Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb* (5. Aufl.). Heidelberg: Springer.
- Grabert, H. (1998). *Abriß der Geologie von Nordrhein-Westfalen*. Stuttgart: Schweizerbart
- Haltern (2012). *Einwohnerstatistik der Stadt Haltern, Stand 31.12.2012*. Verfügbar unter: <http://www.haltern-am-see.flanco.de/halternnrw/halterneinwohner/>. [15.08.2013]
- Harza, R.D. (1960). Hydro and Pumped Storage for Peaking. *British Power Engineering*, 64 (10), 79-82.
- Herlitzius, A. & Friemel, F. (2012). Ausarbeitung eines Unterflur-Pumpspeicherkonzeptes für die Folgenutzung des Steinkohlenbergwerks am Beispiel des Bergwerks Prosper-Haniel in Bottrop. Unveröffentlichte Studienabschlussarbeit an der Hochschule Bochum.
- Hermann, G. & Hermann, W. (2008). *Die alten Zechen an der Ruhr* (6. Aufl.). Königstein im Taunus: Langewiesche.

- Huske, J. (2006). *Die Steinkohlezechen im Ruhrrevier. Daten und Fakten von den Anfängen bis 2005*. Bochum: DBM
- Huynen, J., Schalij, R. & Arts, T. (2012). *Flat-Land Large-Scale Electricity Storage (FLES)*. Lecture at the European Energy Conference 2012, Masstricht. Abstract verfügbar unter: http://www.epj-conferences.org/index.php?option=com_article&access=doi&doi=10.1051/epjconf/20123304010&Itemid=129. [15.08.2013]
- Hünxe (2012). *Strukturdaten der Gemeinde Hünxe*. Verfügbar unter: www.huenxe.de. [07.08.2013]
- Information und Technik des Landes Nordrhein-Westfalen (IT.NRW) (2013). *Bevölkerungsstand in NRW nach dem Zensus 2011*. Verfügbar unter: http://www.it.nrw.de/statistik/z/daten/tab1_html.html. [25.09.2013]
- Information und Technik des Landes Nordrhein-Westfalen (IT.NRW) (2011). *Landesdatenbank NRW, Bevölkerung in den Gemeinden, Stichtag 09.05.2011*. Verfügbar unter: <https://www.landesdatenbank.nrw.de>. [29.08.2013]
- Infracor (2013). *Chemiepark Marl in Zahlen*. Verfügbar unter: <http://www.infracor.de/cms/ir/de/chemiepark/infrastruktur/pages/default.aspx> [15.08.2013].
- Infracor (2012). *Gemeinsame aktualisierte Umwelterklärung 2012 für den Chemiepark Marl und das Marl Office Centrum der Synthomer Deutschland GmbH in Marl-Frentrop*. Verfügbar unter: http://www.emas.de/fileadmin/user_upload/umwelterklaerungen/2012/DE-_Gemeinsame-Umwelterklaerung-Chemiepark-Marl_2012-A.pdf [15.08.2013].
- International Energy Agency (IEA) (2012). *Global carbon-dioxide emissions increase by 1.0 Gt in 2011 to record high*. Vom 24.05.2012. Verfügbar unter: <http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2012/may/name,27216,en.html>. [23.10.2012]
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2007): *Fourth Assessment Report (AR4)* [elektronische Version]. New York: Cambridge University Press.
- International Physicians for the Prevention of Nuclear War (IPPNW) (2010). *Die Versorgung Deutschlands mit Uran*. Verfügbar unter: http://www.ippnw.de/commonFiles/pdfs/Atomenergie/uran_deutschland_2009.pdf [15.08.2013].
- Jeschke, M. A. (2006). *Stadt und Umland im Ruhrgebiet. Muster und Prozesse der Bevölkerungsentwicklung und politisch-planerischer Reaktion*. Dortmund: Rohn.

- Kersting, R. & Ponthöfer, L. (1990). *Wirtschaftsraum Ruhrgebiet*. Bielefeld: Cornelsen & Schroedel.
- Kraftfahrbundesamt (KBA) (2013). *Fahrzeugbestand am 01.01.2013 in Deutschland*. Verfügbar unter: http://www.kba.de/nn_125264/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand_node.html?_nnn=true. [26.08.2013]
- Kreis Recklinghausen, Bottrop (ohne Jahr). Portal Regioplaner. Verfügbar unter: www.regioplaner.de. [15.08.2013]
- Krüger, M., Beckmann, S., Engelen, B., Thielemann, T., Cramer, B. & Schippers, A. (2008). Microbial Methane Formation from Hard Coal and Timber in an Abandoned Coal Mine. *Geomicrobiology Journal*, 25, 6, 315-321.
- Labkultur (2012). *Ruhrtriennale 2012*. Verfügbar unter: <http://www.labkultur.tv/blog/ruhrtriennale-2012-vom-sprengen-des-institutionellen-rahmens-2>. [15.08.2013]
- Landesamt für Natur, Umweltschutz und Verbraucherschutz NRW (LANUV NRW) (2013). Geodaten der Naturschutz- und FFH-Schutzgebiete. Verfügbar unter: <http://www.naturschutzinformationen-nrw.de>. [15.08.2013]
- Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW (LANUV NRW) (2012). *Klimaatlas NRW*. Online unter www.klimaatlas.nrw.de (WMS-Dienst). [15.08.2013]
- Landesregierung NRW (2013). LANDESENTWICKLUNGSPLAN NRW. Entwurf, Stand 25.06.2013. Verfügbar unter: <http://www.nrw.de/landesregierung/landesplanung/>. [15.08.2013]
- Loos, J., Juch, D. & Ehrhardt, W. (1999). Äquidistanzen von Blattverschiebungen – neue Erkenntnisse zur Lagerstättenbearbeitung im Ruhrkarbon. *Zeitschrift für angewandte Geologie*, 45, 26-36.
- Luick, H., Niemann, A., Perau, E. & Schreiber, U. (2012). Coalmines as Underground Pumped Storage Power Plants (UPP) – A Contribution to a Sustainable Energy Supply? *Geophysical Research Abstracts*, 14, EGU2012-4205.
- Marl (2013). Geodaten zur Lage der statistischen Bezirke der Stadt Marl (unveröff.). Zur Verfügung gestellt von der Stadtverwaltung Marl.
- Marl (2012). Einwohnerstatistik der Stadt Marl, Stand 31.12.2012. Verfügbar unter: <http://www.marl.de/marl-nach-themen/stadtportrait/statistik/statistiken.html>. [15.08.2013]
- Measuringworth.com (2013). Historische Umrechnung von Dollarwerten. Verfügbar unter: <http://www.measuringworth.com/index.php>. [05.09.2013]

- Meyer-Renschhausen, M. (1977). *Energiepolitik in der BRD von 1950 bis heute*. Köln: Pahl-Rugenstein.
- Ministerium für Klimaschutz, Umwelt Landwirtschaft, Natur und Verbraucherschutz NRW (MKULNV NRW) (2013). Elektronisches Wasserinformationssystem (ELWAS). Verfügbar unter: www.elwasweb.nrw.de. [15.08.2013]
- Ministerium für Umwelt- und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz NRW (MUNLV NRW) (ohne Jahr). Statistische Angaben zur Hydrographie der Emscher. Verfügbar unter: http://www.niederrhein.nrw.de/emscher/tab/tab1_2_2.pdf. [15.08.2013]
- Mikhailov, A.V. & Chernyshev, V.A. (1968). The Work of the Hydroelectric Plants Section at the Seventh World Power Conference. *Gidrotekhnicheskoe Stroitel'stvo*, 11, 60.
- Neupert, U., Euting, T., Kretschmer, T., Notthoff, C., Ruhlig, K. & Weimert, B. (2009). *Energiespeicher. Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potential*. Stuttgart: Fraunhofer IRB.
- NDR (2010). *Treckerkorso gegen Stromtrasse*. Stand 21.08.2010. Verfügbar unter: <http://www.ndr.de/regional/niedersachsen/freileitung102.html>. [15.08.2013]
- Niemann, A., Wortberg, T. & Alvarado Montero, R. (2013). Wasserbauliche und wasserwirtschaftliche Aspekte für die Umsetzung von Untertage-Pumpspeicherwerken in Anlagen des Steinkohlebergbaus. In Perau, E. (2013)(Hrsg.) *Untertage-Pumpspeicherwerke in Anlagen des Berg- und Tagebaus. Report Geotechnik*, 40, 87-104. Essen: VGE.
- Niemann, A., Perau, E., Schreiber, U. & Koch, M. (2012). Pumpspeicherkraftwerke in den heute noch aktiven Steinkohlebergwerken – Herausforderung für die Wasserwirtschaft im Ruhrgebiet? Pinnekamp, J.(Hrsg.) *Gewässerschutz-Wasser-Abwasser (GWA) 230*, S. 63-63/13. Vortrag anlässlich der 45. Essener Tagung für Wasser und Abfallwirtschaft „Wasserwirtschaft und Energiewende“, 14.-16.3.2012, Essen.
- Noyes, R. (1977) (Hrsg.). *Offshore and Underground Power Plants*. New Jersey: Noyes.
- Oberhausen (2012). Statistisches Jahrbuch der Stadt Oberhausen. Auszüge verfügbar unter: http://www.oberhausen.de/statistik_veroeffentlichungen.php. [11.09.2013]
- Oertel, D. (2008). *Energiespeicher – Stand und Perspektiven. TAB-Arbeitsbericht Nr. 123*. Berlin: TAB.

- Perau, E., Schreiber, U. & Luick, H. (2013). Geologische und Geotechnische Aspekte beim Bau von Untertage-Pumpspeicherwerken in Anlagen des Steinkohlebergbaus. In Perau (Hrsg.): *Untertage-Pumpspeicherwerke in Anlagen des Berg- und Tagebaus. Report Geotechnik*, 40, 106-118. Essen: VGE.
- Pickard, W.F. (2012). The History, Present State and Future Prospects of Underground Pumped Hydro for Massive Energy Storage. *Proceedings of the IEEE*, 100 (2).
- Popp, M. (2010). Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien. Heidelberg: Springer.
- Quaschnig, V. (2007). *Regenerative Energiesysteme*. München: Hanser.
- RAG (2012). Daten der Bergwerke Prosper-Haniel und Auguste Victoria. Verfügbar unter: <http://www.rag-deutsche-steinkohle.de/rag-deutsche-steinkohle/betriebe/bergwerk-prosper-haniel/> sowie: <http://www.rag-deutsche-steinkohle.de/rag-deutsche-steinkohle/betriebe/bergwerk-auguste-victoria/>. [29.08.2013]
- RAG (2012a). Seitens der RAG zur Verfügung gestellte Informationen, Daten, Karten und Darstellungen (unveröffentlicht).
- RAG (2011). *Prosper-Haniel eröffnet 7. Sohle*. Verfügbar unter: <http://www.ragsteinkohle.net/index.php?siteID=63&newsID=1640>. [11.09.2013]
- RAG (2011a). Das Bergwerk Auguste Victoria. Verfügbar unter: <http://www.rag-deutsche-steinkohle.de/rag-deutsche-steinkohle/betriebe/bergwerk-auguste-victoria/> [08.04.2013]
- RBH (2012). Unternehmensinformationen auf der Homepage der RBH Logistics GmbH. Verfügbar unter: <http://www.rbh-logistics.com/Deutsch/ueber-uns/>. [11.09.2013]
- Recklinghausen (2013). Lage der Stadtbezirke der Stadt Haltern am See. Unveröffentlicht. Zur Verfügung gestellt von der Kreisverwaltung Recklinghausen.
- Regionalverband Ruhr (RVR) (2013). Lage und Geografie des Ruhrgebietes. Verfügbar unter: <http://www.metropoleruhr.de/land-leute/daten-fakten/lage-und-geografie.html>. [25.09.2013].
- Regionalverband Ruhr (RVR)(2013a). Daten zur Entwicklung der Bevölkerungszahlen. Verfügbar unter: <http://www.metropoleruhr.de/land-leute/daten-fakten/bevoelkerung.html>. [25.09.2013]
- Regionalverband Ruhr (RVR)(2004). Zeichnerische Darstellung des Regionalplans. Verfügbar unter: <http://www.metropoleruhr.de/regionalverband-ruhr/regionalplanung/regionalplaene/zeichnerische-darstellung.html>. [11.09.2013]

- Rheinpfalz (2013). Zur Sache: Protest gegen Freileitung. Stand: 15.04.2013. Verfügbar unter:
http://www.rheinpfalz.de/cgi-bin/cms2/cms.pl?cmd=showMsgNew&tpl=rhpMsg_thickbox.html&path=/rhp/lokal/pir&id=RON_1366013407334. [11.09.2013]
- Richter, D. (1996). *Ruhrgebiet und Bergisches Land*. Sammlung Geologischer Führer, Band 55. Berlin: Borntraeger.
- Riverbank (2013). Riverbank Wiscasset Energy Center. Verfügbar unter:
<http://www.nationalresourcesenergy.com/nre/flash/nre-riverbank-wiscasset-energy-center.html>. [11.09.2013]
- RWE (2013). ADELE – der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. Verfügbar unter: <http://www.rwe.com/web/cms/de/365478/rwe/innovation/projektetechnologien/energiespeicher/projekt-adele-adele-ing/>. [04.07.2013]
- RWE (2013a). Druckluftspeicher. Verfügbar unter:
<http://www.rwe.com/web/cms/de/183732/rwe/innovation/projektetechnologien/energiespeicher/druckluftspeicher/>. [4.7.2013]
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2011). Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten [elektronische Fassung]. Berlin: ESV
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2007). *Klimaschutz durch Biomasse*. Sondergutachten [elektronische Fassung]. Berlin: ESV.
- Sahr, R. (2013). Inflation Conversion Factors, 1774-2023 estimated. Verfügbar unter:
<http://oregonstate.edu/cla/polisci/download-conversion-factors>. [05.09.2013]
- Schätzl, L. (2003). *Wirtschaftsgeographie 1. Theorie*. Paderborn: UTB.
- Schönenberg, R. & Neugebauer, J. (1994). *Einführung in die Geologie Europas* (6. Aufl.). Freiburg: Rombach.
- Schönwiese, C.D. (2003). *Klimatologie* (2. Aufl.). Stuttgart: Ulmer.
- Schreiber, U., Luick, H., Perau, E. (2013). Geologische und geotechnische Randbedingungen beim Bau von Unterflur-Pumpspeicherwerken im Braunkohle-Tagebau. In Perau, E. (Hrsg.) *Untertage-Pumpspeicherwerke in Anlagen des Berg- und Tagebaus. Report Geotechnik*, 40, 119-133. Essen: VGE.
- Schreiber, U. (2012). Unterflur-Pumpspeicherkraftwerke in ehemaligen Bergwerken und Braunkohletagebauen. Vortrag anlässlich der FORUM Fachtagung Bodenschätze und Bergbau (unveröffentlichtes Manuskript). 08.11.2012 Berlin.
- Schwab, A. J. (2009). *Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Berlin: Springer.

- Shuttle Radar Mission (SRTM) des U.S. Geological Survey (USGS) (2008). Daten der Shuttle Radar Mission. Verfügbar unter: www.srtm.usgs.gov [25.09.2013].
- Smoltczyk, U. (2001). *Grundbau-Taschenbuch*. Bd.1: Geotechnische Grundlagen. Berlin: Ernst.
- Sogecom BV (2011). *FLES – Flat-land Large-scale Energy Storage*. Informationen auf dem Webauftritt des Unternehmens. Verfügbar unter: <http://www.sogecom.nl/energy.html> [29.08.2013].
- Solomon, S., Qin, D., Manning, Z., Alley, R.B., Berntsen, T., Bindoff, N.L., Chen, Z., Chidthaisong, A., Gregory, J.M., Hegerl, G.C., Heimann, M., Hewitson, B., Hoskins, B.J., Joos, F., Jouzel, J., Kattsov, V., Lohmann, U., Matsuno, T., Molina, M., Nicholls, N., Overpeck, J., Raga, G., Ramaswamy, V., Ren, J., Rusticucci, M., Somerville, R., Stocker, T.F., Whetton, P., Wood, R.A. & Wratt, D. (2007). Technical Summary. In: Solomon, S., Qin, D., Manning, M., Chen, Z., Marquis, M., Averyt, K.B., Tignor, M. & Miller, H.L. (Hrsg.) *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge: University Press.
- Sorensen, K.E. (1969). Underground Reservoirs: pumped storage of the future? *Civil Engineering*, März, 66-70.
- Spiegel (2012). Schleppender Ausbau: Oettinger schlägt Verstaatlichung der Stromnetze vor. 17.10.2012. Verfügbar unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/energiewende-oettinger-schlaegt-teilverstaatlichung-der-stromnetze-vor-a-861831.html> [15.08.2013].
- Studený, A. (2013). Mündliche Mitteilung von Axel Studený, vom 3.9.2013. DMT GmbH, Project Manager Rock Mechanics.
- Stadt Marl (2012). Protokoll der Ratssitzung 2012/0509 vom 13.12.2012. Verfügbar im Ratsinformationssystem der Stadt Marl.
- Stadt Marl (2011). Einwohnerstatistik der Stadt Marl seit 1957. Verfügbar unter: <http://www.marl.de/marl-nach-themen/stadtportrait/statistik/statistiken.html> [14.08.2013].
- Stadtarchiv Marl (2013). Auskunft des Stadtarchivs zu historischen Einwohnerzahlen. (unveröffentlicht)
- Stadtwerke Bochum (2012). Wärme aus Grubenwasser kurz vor der Förderung. Verfügbar unter: http://www.stadtwerke-bochum.de/privatkunden/unternehmen/pressecenter/pressemitteilungen/presseinfo_120521.html [07.10.2013].

- Statistisches Bundesamt (2013). *Wiederherstellungswerte für 1913/14 erstellte Wohngebäude*. Verfügbar unter:
<https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Baupreise/Bauwirtschaft/Preise.html> [07.10.2013]
- Statistisches Bundesamt (1955). *Statistisches Jahrbuch der BRD*. Verfügbar unter:
http://www.digizeitschriften.de/dms/toc/?PPN=PPN514402342_1955 [11.09.2013]
- Statistisches Bundesamt (1989). *Statistisches Jahrbuch der BRD*. Verfügbar unter:
http://www.digizeitschriften.de/dms/toc/?PPN=PPN514402342_1989. [11.09.2013]
- Statistik der Kohlenwirtschaft (2013). *Steinkohleförderung nach Revieren ab 1957*. Verfügbar unter: http://www.kohlenstatistik.de/index.php?article_id=18. [23.08.2013]
- Tamme, R. (2006). Speichertechnologien für erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung [elektronisches Version]. *Forschung und Innovation für eine nachhaltige Energieversorgung*, FVS Themen 2006, 82-90. Berlin.
- TenneT (2013). Berichte und aktuelle Informationen. Verfügbar unter:
<http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/berichte-service/uebersicht>. [24.09.2013]
- Trianel (2013). *Pumpspeicherwerke in Deutschland*. Verfügbar unter: <http://www.trianel-rur.de/de/wasserkraftwerk/pumpspeicherkraftwerke-in-deutschland.html>. Abgerufen am 14.08.2013
- Umweltbundesamt (UBA) (2011a). *Daten zur Umwelt, Energieeffizienz bei der Stromerzeugung*. Verfügbar unter: <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=2849>. [25.1.2012]
- Umweltbundesamt (UBA) (2011d). *Daten zur Umwelt. CO₂-Emissionen nach Quellkategorien*. Online unter <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=2842>. [9.3.2012]
- Umweltbundesamt (UBA) (2010). *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. Dessau: UBA.
- U.S. Energy Information Administration (EIA) (2012). *Country Profiles*. Verfügbar unter:
<http://www.eia.gov/countries/>. [23.10.2012]
- VDI Nachrichten (2012). *Power-to-Gas: Wirkungsgrad konkurrenzfähig* (verfasst von Manfred Schulze, 09.03.2012). Verfügbar unter: <http://www.vdi-nachrichten.com/artikel/Power-to-Gas-Wirkungsgrad-konkurrenzfaehig/57671/2>. [19.07.2012]

- Walia, M. & McCreath, D.R. (1977). *Siting potential for compressed air and underground pumped hydro energy storage facilities in the United States*. Rockstore '77 Summary of accepted papers.
- Walter, R. (2005) *Geologie von Mitteleuropa* (6. Aufl.) Stuttgart: Schweizerbart.
- Warnock, J.G. & Willett, D.C. (1973). Underground reservoirs for high-head pumped-storage stations. *Water Power*, 25 (3), 81-87.
- Wasser- und Schifffahrtsverwaltung Duisburg Meiderich (WSV) (2013). Mündliche Auskunft vom 31.06.2013, Fr. M. Cropp.
- Watter, H. (2011). *Regenerative Energiesysteme. Grundlagen, Systemtechnik und Anwendungsbeispiele aus der Praxis*. Vieweg & Teubner, Wiesbaden.
- Wehling, H.W. (2006). Aufbau, Wandel und Perspektiven der industriellen Kulturlandschaft des Ruhrgebiets. In: *Geographische Rundschau*, 58,1.
- Wesel (2013). Lage der Stadtbezirke des Kreises Wesel (unveröff.). Zur Verfügung gestellt von der Kreisverwaltung Wesel.
- Westdeutsche Allgemeine Zeitung (WAZ) (2011). *Fünf vor Zwölf der letzte RAG-Koks*. Verfasst von Helga Pillar, vom 1.6.2011. Verfügbar unter: <http://www.derwesten.de/staedte/bottrop/fuenf-vor-zwoelf-der-letzte-rag-koks-id4718200.html>. [25.09.2012]
- Westdeutsche Allgemeine Zeitung (WAZ) (2011a). *Halde am Alpincenter Bottrop sackt weiter ab*. Verfasst von Helga Pillar, vom 15.12.2011. Verfügbar unter: <http://www.derwesten.de/staedte/bottrop/halde-am-alpincenter-bottrop-sackt-weiter-ab-id6165561.html>. [12.03.2013]
- Willet, D.C. & Warnock, J.G. (1983). The Evolution of a Technical Opportunity: Underground Pumped Hydro Storage. *Underground Space*, 7, 347-352.
- Wong, I.H. (1996). An Underground Pumped Storage Scheme in the Bukit Timah Granite of Singapore. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 11/4, 485-489.
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (2012). *Energie- und Klimaschutzkonzept für die Stadt Oberhausen (Entwurf vom 27.08.2012)*. Verfügbar unter: www.oberhausen.de/downloads/Entwurf_KSK_OB_Endbericht_Teil1.pdf [11.09.2013]

Anhang

Mögliche Kriterien für die Standortbetrachtung eines Unterflurpumpspeicherwerks

Basisparameter	Erläuterung	Kriterien & Punkte 0= Ausschlusskriterium 1-10=Ungunst- Gunstfaktor	Gewichtung [%]
Höhenunterschied untertage?	Zur Ermittlung des energetischen Speicherpotenzials, Wahl der Turbinen	<600m = 5 600-800m = 10 >800m = 5	50
Volumen in angebundenen Strecken?		<500.000m ³ = 5 >500.000m ³ = 10	50

Oberes Reservoir			
Flächenverfügbarkeit für OR in Nähe des Druckschachtes?	Flächen bereits in Besitz oder anderweitig nutzbar	gut = 10 schlecht = 0	50
Baugrund für OR (Material zur Dammaufschüttung, Grundwasser?)	Parameter zur Ermittlung des Spechervolumens	gut = 10 schlecht = 1	30
Morphologie des Geländes für OR ?	Kostenreduzierung durch Nutzung der vorhandenen Morphologie	1 bis 10	20
Oberflächennahe Strecken für OR ?	Nutzung untertägiger Volumina für das OR	im Einzelfall zu prüfen	im Einzelfall zu prüfen

Druckschacht			
Bestehender Schacht kann als Druckschacht genutzt werden ?	Erheblicher Einfluss auf Kosten durch Neuabteufen	ja = 10 nein = 1-5 (abhängig von geol. Parametern)	40
Geologische Parameter für Druckschacht (Standicherheit) ?	Nutzung des Schachtes ohne oder mit erheblichen Modifikationen möglich, Nutzung eingeschränkt möglich	gut = 10 schlecht = 1-5	20
Ausführung des Schachtausbaus ?	In Abhängigkeit des Zustandes und der Anforderungen	gut = 10 schlecht = 5	10
Untertägige Streckenanbindung an Druckschacht?	Notwendige Neuauffahrung von Strecken?	gut = 10 schlecht = 0-5	30

Maschinen- und Trafokavernen			
Bestehende Kavernen am Druckschacht nutzbar/teilweise nutzbar?	Notwendige Neuauffahrung hat Einfluss auf Kosten	ja = 10 nein = 5	50
Geologische Parameter/Standicherheit der Kavernen/für Kavernenbau?	Aufwand für Kavernenausbau, Kavernenneubau möglich?	gut = 10 schlecht = 0-5	50
Strecken			
Beeinträchtigung des UR durch Störungen?	Störungsdurchgang möglichst vermeiden, rezent aktive Störungen?	ja = 0-5 nein = 10	20
Standicherheit der Strecken?	Nutzung der Strecken möglich? Ausbau aufwändig?	gut = 10 schlecht = 0-5	20
Hydrogeologische Situation entlang der Strecken?	Zuflüsse von Grundwasser zu erwarten? Erosion, Abdichtung, Korrosion von außen	gut = 10 schlecht = 1-5	10
Rezente Veränderung der Streckenquerschnitte?	Konvergenzen, tektonische Beanspruchung?	ja = 1-5 nein = 10	20
Können andere bestehende Schächte zum Druckausgleich genutzt werden?	Sonst: Neuabteufen, alternative Luftführung?	ja = 10 nein = 1-5	20
Können die Strecken hydraulisch günstig ausgebaut werden?	Aufwand für Ausbau, Material	ja = 10 nein = 1-5	10

Hydraulik/Hydrologie			
Lage und Verlauf der an den Druckschacht angebundenen Strecken? (x/y-Richtung)	hydraulisch ungünstige Biegungen, Querschnittsveränderungen	gut = 10 schlecht = 5	10
Gefälle der Strecken zum Druckschacht hin? (z-Richtung)	Senken/Schwellen, gleichmäßiges Gefälle	gut = 10 schlecht = 0-5	30
Ist ein Wasserschloss notwendig?	Aufwand und Mehrkosten	ja = 5 nein = 10	5
Ist Raum für ein Wasserschloss vorhanden?	Neuschaffung Kaverne, Nutzung bestehender Hohlräume	ja = 10 nein = 1-5	5
Erstbefüllung des UPW durch Oberflächengewässer möglich?	Befüllung notwendig	ja = 10 nein = 0-5	20
Lage des UR zum GW-Horizont?	Lage oberhalb /unterhalb/in GW, Statisch sicherer Ausbau möglich, Abdichtung	oberhalb = 10 in = 5 unterhalb = 0	30
Weitere Absenkung des GW möglich?	Kosten für Mehraufwand, Hydrogeologische Fragestellungen	im Einzelfall zu prüfen	im Einzelfall zu prüfen

Infrastruktur			
Netzanbindung übertage	Anbindung an eine mögliche Spannungsebene?	Abhängig von UPW-Leistung keine = 0	20
Netzanbindung untertage?	Anbindung der Trafokaverne an die Oberfläche	gut = 10 schlecht = 0-5	20
Generatableitung zur Oberfläche notwendig?	In Abhängigkeit einer möglichen Trafokaverne	ja = 0-5 nein = 10	10
Zugang und Bewetterung der untertägigen Anlagen		gut = 10 schlecht = 0-5	20
Nähe zu Erzeugern/Verbrauchern der gespeicherten Energie?	Transportverluste	gut = 10 schlecht = 5	5
Verkehrsanbindung zum Standort für Bau und Betrieb?	Baulogistik	gut = 10 schlecht = 1-5	10
Technische Umsetzbarkeit und Flächen für nice-to-haves	Geothermie, Rohstoffgewinnung	gut = 10 schlecht = 5	5
Anforderungen an Explosionsschutz umsetzbar		ja = 10 nein = 0	10

Recht/Öffentlichkeit			
Einhaltung der Wasserschutzrichtlinien	Oberflächengewässer, Grundwasser	ja = 10 nein = 0	15
Ist der Arbeitsschutz zu gewährleisten?		ja = 10 nein = 0	20
Rechtslage Bau und Betrieb UPW?		gut = 10 schlecht = 0-5	20
Vereinbarkeit mit Flächennutzungsplan?	Änderungen möglich?	ja = 10 nein = 0-5	5
Umweltverträglichkeitsprüfung notwendig?	Aufwand	ja = 5 nein = 10	5
Planfeststellungsverfahren notwendig?	Aufwand	ja = 5 nein = 10	5
Inanspruchnahme geschützter Flächen?	Aufwand, Widerstand	ja = 0-5 nein = 10	15
Inanspruchnahme anderweitig genutzter Flächen?	Aufwand, Widerstand	ja = 0-5 nein = 0	5
Inanspruchnahme von Flächen gegen die öffentliche Meinung?	Aufwand, Widerstand	ja = 0-5 nein = 10	5
Besteht Anlass zur Ablehnung des Projektes durch Interessengruppen?	Aufwand, Risiko	ja = 0-5 nein = 10	5