



Wirtschaftlicher Vergleich unterschiedlicher Gesamtbauhöhen von Windenergieanlagen am Standort Rieseby

Revision 1

- Fassung zur Veröffentlichung -

Auftraggeber:

Gemeinde Rieseby
Über Amt Schlei-Ostsee
Holm 13
24340 Eckernförde

Ausarbeitung vom 18.10.2018



Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Inhaltsverzeichnis | ii |
| Abbildungsverzeichnis | iii |
| Begriffsdefinitionen/Abkürzungsverzeichnis..... | iv |
| 1. Einleitung | 1 |
| Entstehung der Potentialfläche Rieseby..... | 1 |
| Lage der Potentialfläche | 3 |
| 2. Aufgabenstellung | 6 |
| 3. Methodik..... | 8 |
| Ertragsberechnung | 8 |
| Standortfindung..... | 8 |
| 4. Grundannahmen | 9 |
| Auswahl der WEA-Typen..... | 9 |
| Wirtschaftlichkeitsberechnung | 12 |
| Definition „Wirtschaftlichkeit“ | 17 |
| Annahme Vergütung der Stromproduktion | 18 |
| 5. Vergleich Immissionen | 23 |
| 6. Zusammenfassung der Ertragsberechnungen | 25 |
| 7. Vergleich der Wirtschaftlichkeit verschiedener WEA-Gesamthöhen | 29 |
| 8. Fazit | 32 |
| Quellenverzeichnis | 34 |
| Impressum | 35 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abbildung 1: Übersichtplan Projektgebiet Rieseby (Quelle: QGIS, WMS, http://service.gdi-sh.de)..... | 3 |
| Abbildung 2: Darstellung des Abwägungsbereichs PR2_RDE_009 | 4 |
| Abbildung 3: PR2_RDE_009 nach Aktualisierung Wohnbebauungsabstände auf 400 & 1.000 m (Quelle: GIS, eigene Erstellung der Geodaten, WMS: http://service.gdi-sh.de) | 5 |
| Abbildung 4: Genehmigungsanträge Rieseby (eigene Darstellung, GIS, LIS-A-Daten, WMS: http://service.gdi-sh.de)..... | 5 |
| Abbildung 5: Standortplanung Projektgebiet Rieseby, 2018 (eigene Darstellung) ... | 11 |
| Abbildung 6: Vergleich Strompreisprognose mit zulässigem Höchstwert der Ausschreibungen gemäß EEG 2017 (eigene Darstellung) | 20 |
| Abbildung 7: Darstellung Prognosewert, durchschnittlicher mengengewichteter Mittelwert (eigene Darstellung)..... | 21 |
| Abbildung 8: Gegenüberstellung Prognosewerte (Werte in ct/kWh)..... | 22 |
| Abbildung 9: Stützwerte für Güte- und Korrekturfaktoren zur Ermittlung des anzulegenden Werts gemäß § 36h Abs. 1 EEG 2017..... | 22 |
| Abbildung 10: "weitere berücksichtigte Verluste", Prüfbericht [REDACTED], 2018..... | 25 |
| Abbildung 11: Eingangsdaten Ertragsberechnung, Prüfbericht [REDACTED], 2018..... | 26 |
| Abbildung 12: Ergebniszusammenfassung Ertragsgutachten, alle Varianten, Prüfbericht [REDACTED], 2018 | 27 |
| Abbildung 13: Verhältnis zunehmende Rotorkreisfläche - Mehrertrag im Fall Rieseby | 28 |
| Abbildung 14: Vergleich EK-Rückfluss anhand Prognosewerte für die Jahre 2019 - 2021 | 30 |
| Abbildung 15: Bedarfswert der einzelnen Varianten für 300% EK-Rückfluss; Vergleich zu Höchstwert 2020 (eigene Darstellung)..... | 30 |

Begriffsdefinitionen/Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---------|--------------------------------|
| BImSchG | Bundesimmissionsschutzgesetz |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| EEG | Erneuerbare-Energiengesetz |
| EK | Eigenkapital |
| FK | Fremdkapital |
| GH | Gesamthöhe |
| kW/MW | Kilowatt/Megawatt |
| kWh | Kilowattstunde |
| LaPlaG | Landesplanungsgesetz |
| NAP | Netzanschlusspunkt |
| UW | Umspannwerk |
| WEA | Windenergieanlage |
| WiBe | Wirtschaftlichkeitsbetrachtung |

Anmerkung zur Revision 1

In Absprache mit dem Auftraggeber wurde die hier vorliegende Revision erstellt.

Die Überarbeitung der Betrachtung wurde nötig da acht Tage nach Fertigstellung der Ausarbeitung, am 17.08.2018, eine weitere Ausschreibungsrunde nach EEG 2017 für Windenergie an Land beendet wurde. Zu diesem Zeitpunkt standen somit die Ergebnisse von sechs Ausschreibungsrunden zur Verfügung. Das Miteinbeziehen der neuen Daten ändert die prognostizierte Höhe der zu erwartenden Zuschläge in den betrachteten Ausschreibungsrunden. Dieser Wert wurde nach oben korrigiert und bewirkte eine Verbesserung der betrachteten Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Anmerkung zur Fassung zur Veröffentlichung

Die Gemeinde Rieseby beauftragte das Ingenieurbüro Holst die letzte Fassung (Revision 1) zur Veröffentlichung zu überarbeiten und datenschutzrechtlich kritische Angaben und Informationen, die der betrieblichen Geheimhaltung unterliegen, aus dem Fließtext zu entfernen.

Des Weiteren ist die vorliegende Fassung um eine Karte zur Darstellung der Standortfindung unter Kapitel 4 ergänzt worden.

Die vollständige Fassung wird um Anhänge ergänzt, die kartografische Darstellungen beinhalten. Diese Anhänge liegen der vorliegenden Fassung nicht bei, da es sich bei diesen um vertrauliche Daten handelt. Die Basisinformationen aus diesen Datengrundlagen finden sich jedoch in dieser Ausfertigung wieder.

1. Einleitung

Entstehung der Potentialfläche Rieseby

Am 06. November 2012 erschien erstmalig im Regionalplan auf dem Gemeindegebiet Rieseby ein Windvorranggebiet. Dieses Gebiet kam erst nach Ablauf der Beteiligungsrunde zum zweiten Entwurf der Regionalpläne hinzu und trug die Nummer 324.

Bereits zuvor kam es im Jahr 2011 zu vier Antragstellungen nach Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), bei denen es sich um Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von 150 m handelte. Die Standorte von zwei der beantragten WEA befanden sich jedoch außerhalb des Windeignungsgebiets 324.

Ein im Januar 2015 vor dem Oberverwaltungsgericht Schleswig ergangenes Urteil führte dazu, dass am 23. Juni 2015 mittels Erlass die Regionalpläne vom 06. November 2012 für ungültig erklärt wurden und deren Anwendbarkeit somit nicht mehr gegeben ist. Zwischenzeitlich entstand der Eindruck, mit Wegfall der Regionalpläne würde das Baurecht auf den § 35 Abs. 1 BauGB zurückfallen und durch die darin enthaltene Privilegierung für die Nutzung der Windenergie (Satz 5) die Errichtung von WEA im Außenbereich generell möglich sein. Dies führte sowohl zur neuen Antragstellung weiterer vier WEA mit einer Gesamthöhe von 200 m, als auch zur Standortkorrektur und Vergrößerung der Gesamthöhe von zwei der im Jahr 2011 beantragten WEA auf 200m.

Mit dem Erlass vom 23. Juni 2015 ging einher, dass mittels des neuen § 18a LaPlaG (Landesplanungsgesetz) die Aufstellung neuer Regionalpläne gesichert wurde. Für den Aufstellungszeitraum ist die Errichtung von Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein generell untersagt. Die Erteilung von Ausnahmegenehmigungen ist jedoch generell möglich. Hierfür ist sicher zu stellen, dass die zu errichtenden, raumbedeutsamen, Windenergieanlagen nicht potenziell den Zielen der in Aufstellung befindlichen Raumordnungsinstrumenten entgegenwirken, diese verhindern oder wesentlich erschweren.

Die Erteilung einer Ausnahmegenehmigung hat im Gemeindegebiet Rieseby bis heute nicht stattgefunden.

Infolge der Aufhebung der vorigen Regionalpläne in Schleswig-Holstein begann darauf die derzeit in der Staatskanzlei des Ministerpräsidenten angesiedelte Landesplanung mit der Erstellung eines Kriterienkatalogs zur Unterscheidung zwischen harten und weichen Tabukriterien, sowie Abwägungskriterien. Durch harte Tabukriterien ist die Windenergienutzung aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen grundsätzlich ausgeschlossen. Die weichen Tabukriterien decken Bereiche ab, in denen das Betreiben von Windenergieanlagen aus rechtlichen und tatsächlichen Gründen zwar generell möglich ist, die Landesplanung jedoch aufgrund von selbstbestimmten und für den gesamten Planungsraum einheitlichen Gründen die Errichtung von WEA ausschließt. Diese Kriterien müssen in einem Abwägungsprozess individuell für jede Windpotenzialfläche - anderen Belangen der Raumordnung gegenübergestellt werden. Folgend sind die Windpotenzialflächen mit den geringsten negativen Auswirkungen als Windvorranggebiete auszuweisen.

Der erste Entwurf der neuen Regionalpläne wurde am 06. Dezember 2016 veröffentlicht. Auch hier erschien an gleicher Stelle eine Potentialfläche. Diese war in der Ausgestaltung gegenüber der vorherigen Version um etwa 30 % vergrößert. Nach Abwägung der Landesplanung sollte die nun vorliegende Fläche mit der Bezeichnung PR2_RDE_009 zum Windvorranggebiet werden.

Im fortlaufenden Verfahren der Regionalplanaufstellung kam es im März 2018 zu dem Entschluss, mindestens 400 m Wohnbebauungsabstand zu Häusern im Außenbereich beizubehalten. Bei bisher nicht mit WEA bebauten Flächen ist auf 1000 m Wohnbebauungsabstand zu geschlossenen Wohnbausiedlungen und Siedlungsflächenausweisungen zu wahren. Dieses Kriterium beschneidet die Potentialfläche vom 06. Dezember 2016 im Süden minimal.

Lage der Potentialfläche

Die Windpotentialfläche PR2_RDE_009 befindet sich im Gemeindegebiet Rieseby, Kreis Rendsburg-Eckernförde, auf der Halbinsel Schwansen in Schleswig-Holstein. Sie liegt somit zwischen der Schlei und der Eckernförder Bucht, nördlich von Eckernförde im Abstand von etwa 6 km (vgl. Abbildung 1).

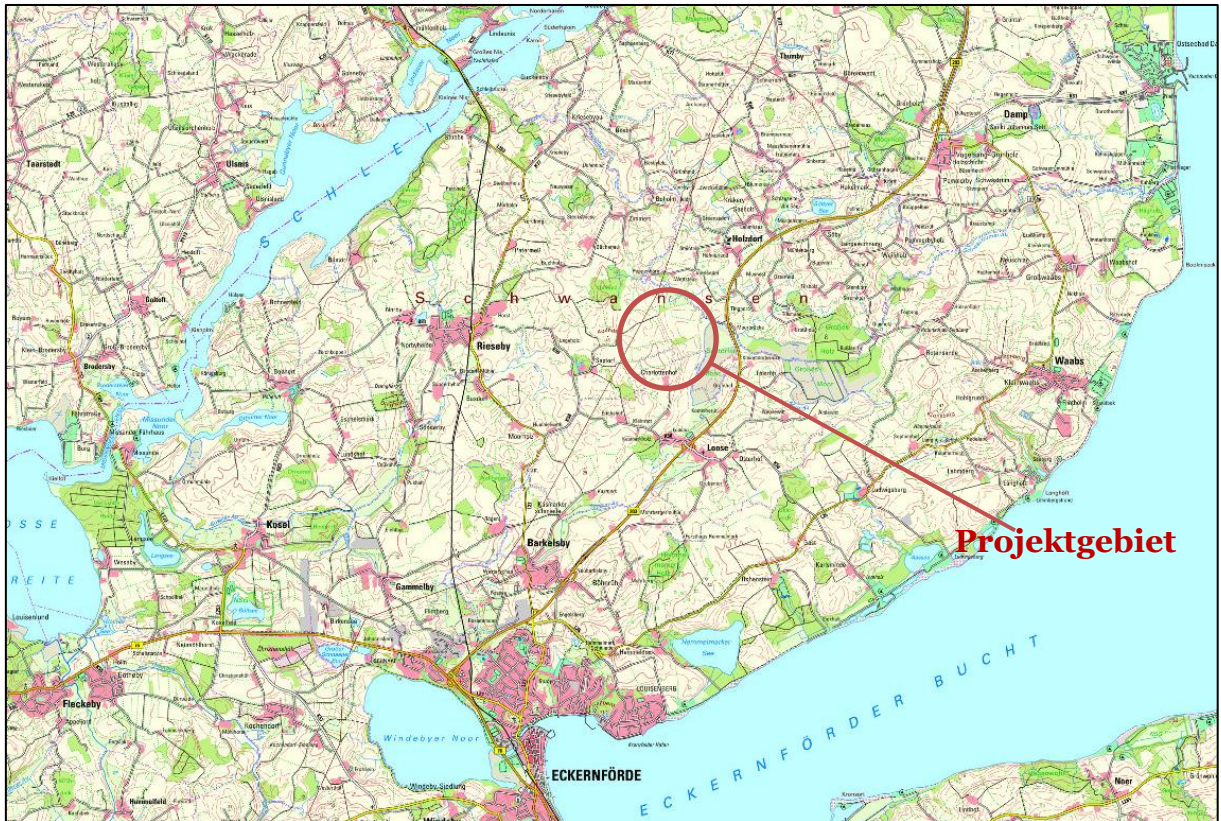
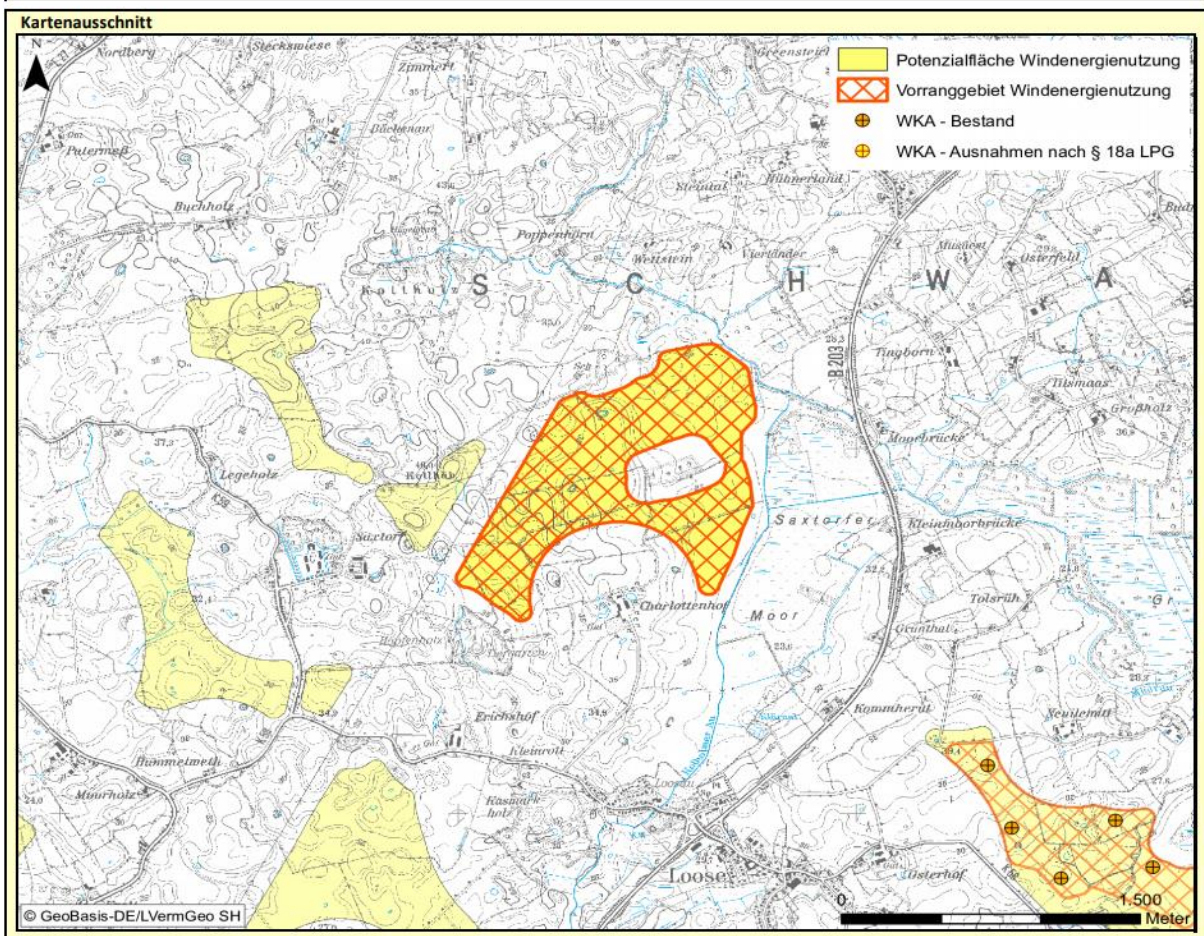


Abbildung 1: Übersichtplan Projektgebiet Rieseby (Quelle: QGIS, WMS, <http://service.gdi-sh.de>)

Der folgenden Grafik ist die Darstellung des Abwägungsbereichs der Landesplanung zur Potentialfläche PR2_RDE_009 zu entnehmen:

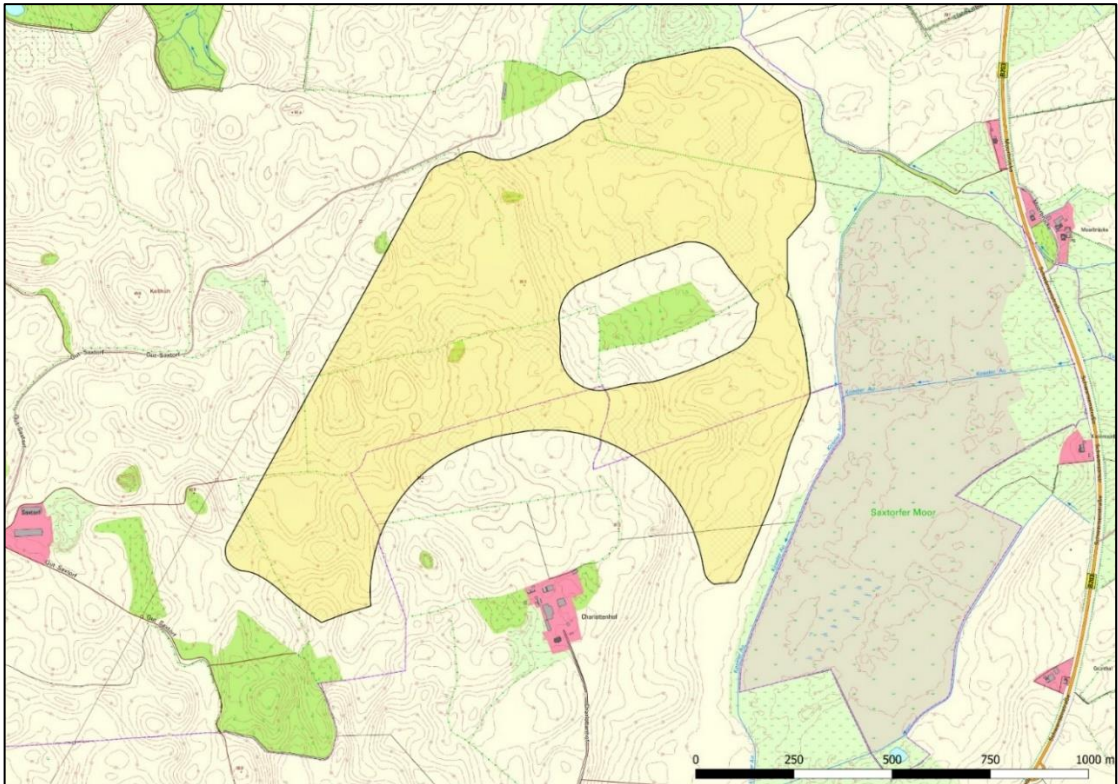


**Abbildung 2: Darstellung des Abwägungsbereichs PR2_RDE_009
(Quelle: Abwägungsentscheidung Landesplanung PR2_RDE_009, 06. Dezember 2016)**

Gemäß Äußerungen der Landesplanung Schleswig-Holstein vom März 2018, muss künftig von 400 m Wohnbebauungsabstand zwischen WEA und Häusern im Außenbereich und bei bisher unbebauten Flächen von 1000 m Wohnbebauungsabstand zu geschlossenen Wohnbausiedlungen und Siedlungsflächen ausweisungen ausgegangen werden.

Aufgrund der zersiedelten Außenbereichsstruktur im Umfeld der Potentialfläche betreffen diese Änderungen die Fläche nur im geringen Maße.

Die voraussichtliche Anpassung der Fläche gestaltet sich wie in Abbildung 3 dargestellt:



**Abbildung 3: PR2_RDE_009 nach Aktualisierung Wohnbebauungsabstände auf 400 & 1.000 m
(Quelle: GIS, eigene Erstellung der Geodaten, WMS: <http://service.gdi-sh.de>)**

Im Folgenden sind die bisher gestellten Genehmigungsanträge für WEA dargestellt - auf Grundlage des aktuellen Potentialgebiets (s.o.):

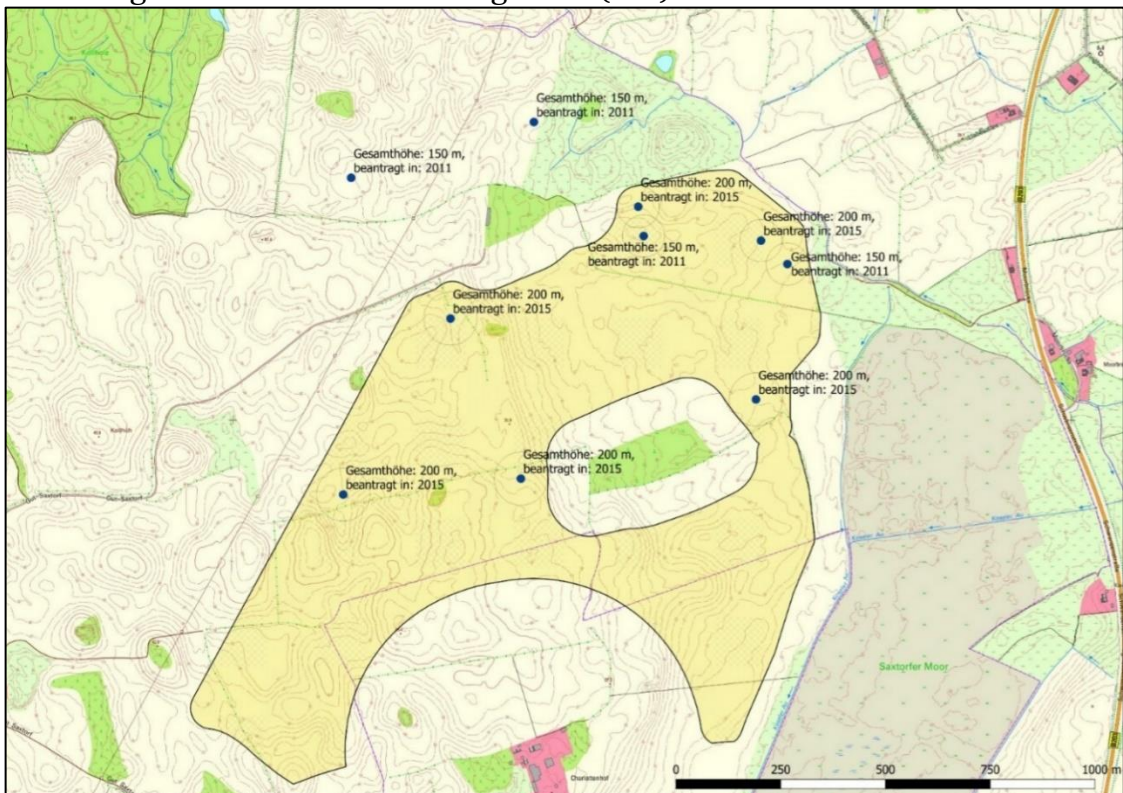


Abbildung 4: Genehmigungsanträge Rieseby (eigene Darstellung, GIS, LIS-A-Daten, WMS: <http://service.gdi-sh.de>)

2. Aufgabenstellung

Im Frühjahr 2018 kamen die Gemeinde Rieseby, sowie das Amt Schlei-Ostsee, Abteilung Bau und Umwelt, gemeinsam mit dem Ingenieurbüro IPP, welches mit der Anfertigung eines regulären Bebauungsplans für die Gemeinde Rieseby beauftragt wurde, auf das Ingenieurbüro Holst zu.

Das Ingenieurbüro Holst wurde mit der Abbildung der wirtschaftlichen Machbarkeit von Windenergieplanung verschiedener einheitlichen Gesamthöhen in der Windpotentialfläche PR2_RDE_009 beauftragt.

Dabei bezieht sich die Gemeinde auf einen im Jahr 2013 gefassten Beschluss der Gemeindevertreterversammlung Rieseby, welcher die Gesamthöhe der geplanten WEA im Windeignungsgebiet von 2012 auf eine Gesamthöhe von 100 m und eine Maximalanzahl der WEA von sechs Stück beschränken sollte.

Dieser Beschluss sollte im weiteren Verlauf zur Grundlage bei der Erstellung eines regulären, von der Gemeinde erstellten Bebauungsplans werden. Die vor Ort bereits tätigen Planungsbüros für Windparks werfen der Gemeinde aufgrund einer zu geringen zulässigen Bauhöhe eine Verhinderungsplanung vor, da die wirtschaftliche Darstellbarkeit von Planvorhaben unter Berücksichtigung dieser auferlegten Beschränkungen nicht gegeben sei.

Als Ergebnis letzter Abstimmungen wurde sich mit dem Ingenieurbüro Holst auf die Anfertigung eines Wirtschaftlichkeitsvergleichs von insgesamt vier unterschiedlichen Gesamthöhen geeinigt: 100 m, ca. 130 m, 150 m und 180 m.

Zusammenfassung der Aufgaben:

- Anlagentypen (4 Varianten) festlegen und Preise für Anlagen und Wartung ermitteln
- Flächenbetrachtung und Standortplanungen
- Überschlägliche Schallberechnungen
- Grobplanung der Parkinfrastruktur (Wege, Netzanschluss) und Kostenschätzung
- Betreuung des Gutachters bei der Anfertigung eines Ertragsgutachtens
- Ermittlung des benötigten Ausgleichs für Naturhaushalt und Landschaftsbild
- Prognose der zu erwartenden Vergütungshöhe (Ausschreibungsverfahren)
- Ermittlung aller weiteren Eingangsgrößen der WiBe
- Aufstellung je einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die vier Parkvarianten
- Zusammenfassung in Berichtsform

3. Methodik

Ertragsberechnung

Auch wenn das Ingenieurbüro Holst fachlich in der Lage ist, Ertragsabschätzungen durchzuführen, wurde ausdrücklich die Bestellung eines unabhängigen Gutachters empfohlen. Dies soll sicherstellen, dass die Objektivität der Expertise zweifelsfrei gegeben ist.

Zur Ertragsberechnung sind durch das Ingenieurbüro Holst Angebote von drei Gutachterbüros für Ertragsprognosen eingeholt worden und wurden dem Auftraggeber zur freien Auswahl der Auftragserteilung vorgelegt.

Die Wahl ist dabei auf das Büro [REDACTED] gefallen.

Das Ertragsgutachten liegt der Ausarbeitung unter Anlage 3 bei.

Die Auswertung der Ergebnisse sind unter Kapitel 6 zu finden.

Standortfindung

Die Standortidentifikation findet im Ingenieurbüro Holst standardmäßig durch Verwendung eines Geoinformationssystems (GIS) statt.

Dies ermöglicht die Berücksichtigung sämtlicher regionalplanerischen Kriterien zur Ausweisung von Windvorranggebieten der Landesplanung, welche als Geodaten vorliegen. Zudem verfügt das GIS über den Zugriff auf zahlreiche Kartengrundlagen, die verschiedene, zur Standortidentifikation notwendige Themen abbilden, die zur Standortidentifikation notwendig sind. Insbesondere die Digitalen Topographische Karten (DTKs) und Digitalen Orthophotos (DOPs), auf die unser Büro zugreifen kann, sind von besonders hoher Auflösung und ermöglichen so eine Identifikation von Standorten auf wenigstens 20 cm genau.

4. Grundannahmen

Auswahl der WEA-Typen

Die Auswahl der Anlagenkonfiguration für verschiedene zu prüfende WEA-Gesamthöhen hat grundlegend der Aufstellungsbeschluss der Gemeindevertretung der Gemeinde Rieseby vom 20.02.2013, ergänzt durch den Bürgerentscheid vom 01.03.2015, bestimmt.

Dieser hält fest, dass ein vorhabenbezogener Bebauungsplan Nr. 17 mit dem Ziel erstellt wird, dass nur eine Maximalanzahl vom sechs WEA mit einer Höhenbeschränkung von 100 m GH im Potentialbereich Wind des Gemeindegebiets Rieseby zulässig ist.

Mit Änderung des Aufstellungsbeschlusses für den Bebauungsplan vom 17.07.2017 wurde beschlossen, den vorhabenbezogenen Bebauungsplan in einen regulären umzuwandeln, mit der Absicht, die Durchführung weiterhin der Gemeindevertretung zu überlassen.

Um sich vor dem Vorwurf der Hinderungsplanung zu schützen, hat die Gemeindevertreterversammlung Rieseby am 02.03.2018 das Ingenieurbüro Holst mit der Aufgabe betraut, eine Anlagengesamthöhe zu ermitteln, ab welcher eine wirtschaftliche Umsetzung eines Windparkprojekts am Standort Rieseby möglich sein kann.

Gemeinsam wurde sich im Rahmen der Beauftragung auf die Überprüfung folgender zu prüfender Gesamthöhen geeinigt:

1. 100 m
2. ca. 130 m
3. 150 m
4. 180 m

Die Auswahlkriterien der entsprechenden WEA-Modelle wurde anhand der Analyse marktbasierter Kenndaten vorgenommen:

1. Auswertung der Registerdaten der BNetzA nach Erzeugertyp „Windenergieanlagen an Land“ (Register weist Daten der vergangenen 3 Jahre auf)
2. Eingrenzung des Suchbereichs auf Schleswig-Holstein

3. Sortierung nach Hersteller der WEA und Vergleich der Hersteller untereinander
4. Vergleich der einzelnen WEA-Typen untereinander

Die Gesamthöhen 150 und 180 m wurden bei der Auswertung für den Vergleich zusammengefasst, da ein repräsentativer Trend für marktübliche Modelle mit einer Gesamthöhe von 180 m zurzeit noch nicht erkenntlich ist. Es wird sich hier auf einen einheitlichen Typen, bzw. eine einheitliche Plattform eines Herstellers für beide Gesamthöhen festgelegt.

Die Wahl fiel auf zeitgemäße Fortführung/Aktualisierung des häufigsten Anlagentyps der jeweiligen Gesamthöhe aus den vergangenen 3 Jahren. Die Aktualisierung betrifft meist eine Vergrößerung der Rotorkreisfläche bei gleichzeitiger Verringerung der Nabhöhe und eine Optimierung der Generatorleistung.

Eine weitere Voraussetzung für die Festsetzung des heranzuziehenden Modells muss sein, dass es voraussichtlich (bis in etwa 5 Jahren) für die gewählte Gesamthöhe verfügbar sein wird.

Die Auswertung ergibt folgende Ergebnisse:

Tabelle 1: Die häufigsten WEA-Modelle der vergangenen 3 Jahre (eigene Darstellung)

| <u>Gesamthöhe</u> | <u>WEA-Typ</u> |
|-------------------|----------------|
| 100 m | ██████████ |
| 130 m | ██████████ |
| 150 m & 180 m | ██████████ |

Tabelle 2: Auswahl der WEA-Modelle für den Wirtschaftlichkeitsvergleich (eigene Darstellung)

| <u>Variante</u> | <u>Gesamthöhe</u> | <u>WEA-Typ</u> |
|-----------------|-------------------|----------------|
| 1 | 100 m | ██████████ |
| 2 | 130 m | ██████████ |
| 3 | 150 m | ██████████ |
| 4 | 180 m | ██████████ |

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Standortidentifikation.

Nicht in Frage gestellt oder geprüft wurde die Festlegung der Anlagenanzahl, sodass weiterhin von sechs zu errichtenden WEA ausgegangen wird.

Zur verbesserten Vergleichbarkeit sollen die Standorte unter den Varianten identisch sein. Die Standorte sind dabei so gewählt, dass WEA mit einer Gesamthöhe von 180 m und einem Rotordurchmesser von 140 m ohne Turbulenzprobleme untereinander betrieben werden können. Auch wurde Rücksicht auf ein möglichst problemfreies Bild der Schallausbreitung genommen. Die einzelnen WEA werden mit ihren Baulasten nicht auf das Gemeindegebiet Loose fallen. Letztlich fiel die Feinabstimmung der Standorte anhand der geologischen, landschaftlichen und naturschutzfachlichen Gegebenheiten der Umgebung.

[zusätzlich eingefügte Karte zur Standortplanung, 18.10.2018]

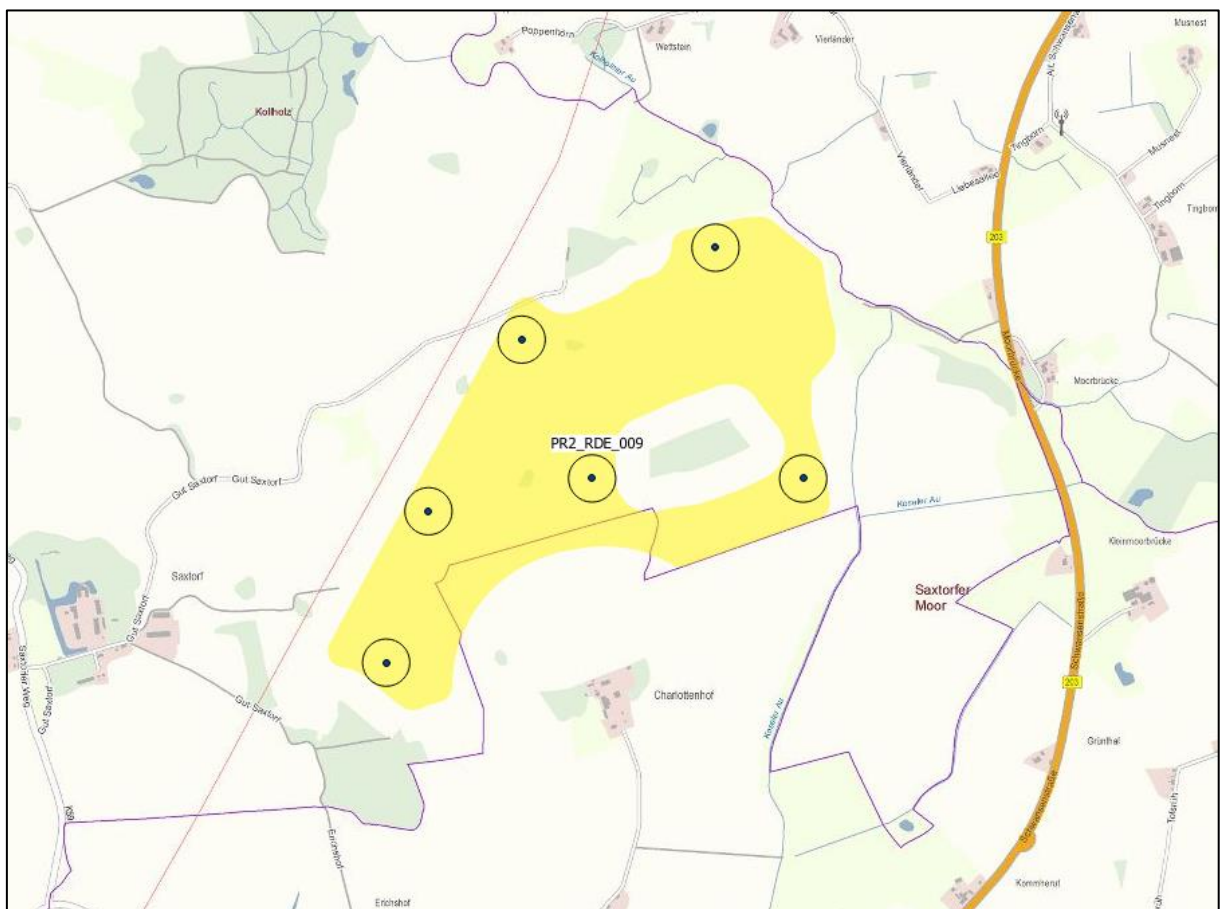


Abbildung 5: Standortplanung Projektgebiet Rieseby, 2018 (eigene Darstellung)

Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung stellt den Kern dieser Ausarbeitung dar.

Zur Durchführung der Berechnung wird ein hausintern entwickeltes und etabliertes Werkzeug des Ingenieurbüros Holst verwendet. In diesem Werkzeug sind Annahmen zu den zu erwartenden Kosten der Investition und des Betriebs über 20 Jahre zu treffen und in den Abgleich mit den vom Gutachter prognostizierten Energieerträgen bzw. Einnahmen zu bringen.

Dazu wurden die Kostenannahmen wie folgt getroffen:

WEA-Preis

Die angenommenen Einkaufspreise der einzelnen WEA-Typen entsprechen Preisauskünften der Hersteller. Die Anfragen erfolgten mündlich, es liegt keine Dokumentation vor.

Fundament

Für die Gründung der WEA wurde ein Standard-Flachfundament angenommen. Das Ingenieurbüro Holst hat hierzu Erfahrungswerte aus der langjährigen Projektierungstätigkeit in der Region verwendet und die Ergebnisse anhand eigener Referenzprojekte aus der Umgebung validiert. Zur exakten Bewertung des Einzelfalls ist jedoch die Beauftragung eines Bodengutachters notwendig, welches nicht im Rahmen der Auftragserteilung lag. Es wird jeweils eine Mehrkostenreserve zur Sicherheit angenommen, die zusätzlich zu dem im WEA-Einkaufspreis enthaltenen Standard-Flachfundament hinzukommen können.

Kopfstation

Die Kopfstation dient der parkinternen Übergabe des produzierten Stroms an die externe Trasse. Die Notwendigkeit ist in diesem Fall wahrscheinlich, da der einfache Anschluss der WEA über einen Stich aufgrund zu großer parkinterner Kabelquerschnitte und Ströme nicht möglich sein wird. Die Kopfstation gibt die Möglichkeit den Anschluss der WEA verzweigt, bzw. im Ring zu realisieren.

Des Weiteren ist es ggf. notwendig, außerhalb der WEA Platz für eine PMU (Phasor Measurement Unit) zu schaffen, um den Fernzugriff zur Überwachung des Windparkbetriebs zu gewährleisten.

Gegebenenfalls kann eine weitere Station zur Übergabe an das Umspannwerk am anderen Ende der Trasse notwendig werden. Diese Eventualität bleibt in der Betrachtung unberücksichtigt.

Der Preis der Station entstammt aus Preisanfragen für weitere Projekte des Ingenieurbüros.

Parkinterne Verkabelung

Die Länge der parkinternen Verkabelung ist zum einen stark abhängig von den Forderungen der Landeigentümer, zum anderen von der Frage, ob zwei Stiche, oder ein Ring gelegt wird.

Eine Annahme von 4000 m parkinternem Kabelweg entspringt einer Abwägung beider Varianten untereinander und schließt keine der beiden Varianten definitiv aus.

Die Kosten stammen aus Kostenangeboten anderer Projekte des Ingenieurbüros Holst.

Netzanbindung/externe Trasse

Maßgeblich ist hierfür der nächstliegende Netzanschlusspunkt. Hierzu hat das Ingenieurbüro Holst Informationen bei dem Netzbetreiber und umliegenden Anlagenbetreibern abgefragt. Die Ergebnisse wurden anhand kartografischer Recherchen überprüft und erweitert.

In Frage kamen das UW Waabs, und das UW Barkelsby. Beide werden von der SH Netz betrieben. Am wirtschaftlich besten ist das UW Barkelsby zu erreichen, allerdings bleibt zu prüfen, ob zum Zeitpunkt der Beantragung des Netzanschlusspunktes die Kapazitäten zur Aufnahme der elektrischen Energie noch gegeben sind. Hierzu kann zu dem jetzigen Zeitpunkt keine belastbare Aussage getroffen werden.

Das UW Barkelsby ist entlang der B203 mit ca. 7,5 km Kabelweg zu erreichen.

Für die Varianten 100 und 130 m Gesamthöhe wurde das UW Barkelsby als die gesamtwirtschaftlich günstigste Variante angenommen, da die kumulierte Gesamtnennleistung für einen direkten Anschluss an einem öffentlichen Umspannwerk noch wahrscheinlich ist.

Die Kosten für diese Aufstellung stammen aus Kostenangeboten anderer Projekte des Ingenieurbüros Holst.

Im Fall der Varianten 150 und 180 m Gesamthöhe wird in die Kostenaufstellung die Annahme aufgenommen, dass ein eigenes Umspannwerk gebaut werden muss. Aufgrund der hohen Anschlussleistung als auch der Nähe zur Hochspannungsleitung ist es sehr wahrscheinlich, dass dies die günstigste Netzanschlussmöglichkeit darstellt. Diese Variante führt zwar zu erhöhten Investitionskosten, allerdings könnten die geringeren Verluste über 20 Jahre Betrieb diese Mehrkosten zumindest teilweise kompensieren (Kompensation ist in Kalkulation nicht berücksichtigt).

Fernüberwachung

Eine PMU ist im Einkaufspreis der WEA bereits enthalten, jedoch können gesonderte Kosten bei der Installation der Fernüberwachung anfallen. Dafür ist eine Kostenreserve nach Erfahrungswerten vorgehalten worden.

Zuwegung & Kranstellflächen

Das Ingenieurbüro Holst hat eine Grobplanung zur Erschließung der einzelnen WEA durch die Transportfahrzeuge für die Großkomponenten und für die Kranstellflächen erstellt. Dabei wurde den Spezifikationen der jeweiligen WEA-Typen gefolgt, die vom Hersteller gereicht werden.

Die Wegeföhrung und Lage der Kranstellflächen wurde in der getroffenen Annahme an die landwirtschaftlichen, als auch landschaftlichen Gegebenheiten und an die Abgrenzungen der Flurstücke untereinander angepasst.

Die Kosten sind abgeleitet aus anderen Projekten im Umfeld, wobei eine relativ homogene Bodenbeschaffenheit und somit transferierbare Ergebnisse erwartet werden. Der Aufbau von Wegen und Kranstellflächen wird dementsprechend analog zu den umliegenden Referenzprojekten gewöhlt.

Bei den Varianten 100 und 130 m Gesamthöhe wurde ein identischer Wegeaufbau als auch Umfang der Trichterausbauten angenommen.

Die Wegeaufmaße der 150 m Gesamthöhe-Variante wurde 10 %, die der 180 m Gesamthöhe-Variante 20 % größer angenommen. Diese Kalkulation entspricht in etwa den steigenden Ansprüchen an die Kurven- und Trichterausbauten aus den Spezifikationen der Hersteller.

Gutachten & Gebühren

Diese sind für alle Varianten gleich angenommen und sind abhängig von den Forderungen der von der Genehmigungsbehörde beteiligten Trägern Öffentlicher Belange (TÖBs). Die Kosten beruhen auf Erfahrungswerten.

Planungskosten

Die Planungskosten entsprechen marktüblichen Konditionen.

Rechts- und Gesellschaftskosten

Diese sind stark abhängig vom Einzelfall und entsprechen dem Aufwand für die Gründung und Verwaltung der Gesellschaft, sowie sonstigen Kosten, für welche die Konsultierung eines Anwalts oder Notar zwingend erforderlich ist.

Ausgleich

Der Ausgleich berechnet sich nach strikter Methodik aus den „Grundsätzen zur Planung von und zur Anwendung der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung bei Windkraftanlagen“, Kapitel 4, des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume in Schleswig-Holstein von 2012. Die Berechnung steht in starker Abhängigkeit von den Anlagenabmessungen.

Der Landschaftsbildwertfaktor wird für alle Varianten mittel bis hoch betrachtet und somit auf 2,7 festgelegt.

Finanzierung

Die Kosten der Finanzierung sind für den Einzelfall pauschal nicht greifbar. An dieser Stelle konnte lediglich eine realistische Annahme getroffen werden, die auf Erfahrungswerten beruht.

Pachtsatz

Die Pacht ist Sache der Verhandlung durch die Gesellschaft mit den Landeigentümern. Im Rahmen der Rücksprachen mit der Gemeindevertretung Rieseby wurden Annahmen getroffen, die für die Wirtschaftlichkeit Rückschlüsse auf gewählte Pachtsätze zulassen. Das Ingenieurbüro Holst hält diesen für realistisch.

Wartungssatz der WEA

Die Wartungssätze wurden analog zu den Kaufpreisen beim Hersteller abgefragt und übertragen.

Weitere Betriebsführungskosten

Die weiteren Betriebsführungskosten, wie Direktvermarktungskosten, Versicherungskosten, Strombezugskosten, Betriebsführungskosten und Kosten für den Steuerberater, orientieren sich an Erfahrungswerten des Ingenieurbüros Holst und an marktüblichen Preisen.

Definition „Wirtschaftlichkeit“

Die Wirtschaftlichkeit eines Projekts lässt sich an verschiedenen Kennzahlen prüfen.

Das Ingenieurbüro Holst ist hauptsächlich als Dienstleister für private Bürgergesellschaften tätig und betrachtet daher bei der Prüfung die wirtschaftlichen Interessen einer Privatperson, die über die angenommenen und nach EEG fest vergüteten 20 Jahre Laufzeit eine größtmögliche Maximierung des eingesetzten Eigenkapitals erzielen möchte. Der für diesen Fall relevante Kennwert ist der Eigenkapitalrückfluss nach 20 Jahren.

Aus den Erfahrungen des Ingenieurbüros Holst, kombiniert mit den geforderten Minimalanforderungen der Banken sowie der beteiligten Privatperson ist als Grenzwert zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit für diese Überprüfung ein unterster Wert von **300 % EK-Rückfluss** über 20 Jahre anzunehmen. Dieser Wert entspricht den Anforderungen typischer Bürgerwindparkprojekte in Schleswig-Holstein.

Dabei wird eine einfache Variante der Finanzierung zugrunde gelegt. Das aufzubringende Eigenkapital ist auf 15 % festgesetzt. Die restlichen 85 % werden in der Annahme über ein einheitliches Darlehen aus Fremdmitteln zur Verfügung gestellt.

Für die Aufnahme der Fremdmittel wurde eine optimistische Annahme von 3,0 % für den anzulegenden Zinssatz getroffen.

Eine Feinabstimmung der Finanzierung liegt nicht im Rahmen des Auftrags, kann über eine günstig gewählte Struktur jedoch die Wirtschaftlichkeitsberechnung beeinflussen und sogar die EK-Rentabilität optimieren.

Annahme Vergütung der Stromproduktion

Für die Ausarbeitung der Wirtschaftlichkeit sollen die Prognosewerte für die Jahre 2019 bis 2021 ermittelt werden. Die Berechnungen, die dieser Ausarbeitung beigelegt sind, stellen exemplarisch die prognostizierte Wirtschaftlichkeit im Jahr 2020 dar.

Der gewählte Zeitrahmen ist ein zur Planung, Genehmigungserlangung und Teilnahme am Ausschreibungsverfahren realistischer Zeitraum, wenn man davon ausgeht, dass die Arbeiten im Laufe des Jahres 2019 anlaufen können.

Um eine nachvollziehbare Annahme zur Entwicklung der Vergütung pro erzeugter kWh elektrischer Energie in den kommenden Jahren zu treffen, wird versucht aus der Entwicklung der Ausschreibungsergebnisse nach dem Erneuerbare-Energiengesetz (EEG 2017) einen Trend zu ermitteln. Dabei stehen die Ergebnisse der drei Ausschreibungsrunden aus dem Jahr 2017 und die Ergebnisse der ersten drei Runden aus dem Jahr 2018 zur Verfügung.

Nach der Auswertung lässt sich kein eindeutiger Trend ermitteln. Der § 36 EEG 2017 wurde zum Jahr 2018 bzgl. der Teilnahmevoraussetzungen bei den Ausschreibungsrunden angepasst, indem die Vorlage einer Genehmigung nach BImSchG zur Voraussetzung wurde. Dies hatte zur Folge, dass die Anzahl der Gebote drastisch einbrach. Im Jahr 2017 war es möglich unter Nachweis bestimmter Bedingungen als Bürgerenergiegesellschaft auch ohne eine BImSchG-Genehmigung Gebote abzugeben. Zu diesen Bedingungen zählte ein einfacher Flächennachweis, sowie eine Gesellschaft, in der kein Kommanditist mehr als 10 % der Anteile hält, Kommanditisten natürliche Personen sein mussten und 50 % der Beteiligten aus dem Landkreis kommen, in welchem das Projekt realisiert werden soll. Es musste weder ein konkreter Pachtnachweis, noch die Lage der Projektfläche innerhalb eines raumplanerisch festgehaltenen Windvorranggebiets erbracht werden. Für die nachträgliche Erarbeitung dieser Planungsgrundlagen stehen Bürgerenergiegesellschaften fünf statt der eigentlich drei Jahre Zeit zur Umsetzung und Inanspruchnahme des bewilligten Zuschlags zur Verfügung. So entstand eine Vielzahl von Projekten, die mit wenig substantiellen Hintergrund schnell an den Ausschreibungen teilnehmen konnte und zum Teil mit stark reduzierten WEA-Preisen in den folgenden 3 bis 4 Jahren spekulierten. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert verringerte sich durch diese Spekulationen über die

drei Runden von 5,71 ct/kWh zu 4,28 ct/kWh auf schließlich 3,82 ct/kWh (BNetzA, 2018).

Die verminderte Konkurrenz im Jahr 2018 durch die strengeren Teilnahmebedingungen führte im Januar 2018 mit einem durchschnittlich, mengengewichteten Zuschlagswert von 4,73 ct/kWh zu einem wesentlich höheren Wert als aus dem Trend des Jahres 2017 zu erwarten war. Im Mai 2018 wurde darüber hinaus die ausgeschriebene Gebotsmenge von 670 MW nicht vollständig durch die eingereichte Gebotsmenge gedeckt (BNetzA, 2018). Dies hatte zur Folge, dass keine Konkurrenzsituation entstand und ein Höchstwert für den durchschnittlich, mengengewichteten Zuschlagswert von 5,73 ct/kWh erreicht wurde. In der Runde im August 2018 wurde ein mengengewichteter Zuschlagswert von 6,16 ct/kWh erreicht. Die Gebotssumme wurde in dieser Runde vollständig von den Geboten abgedeckt. Über die ersten drei Ausschreibungsrunden 2018 ist also ein deutlicher Aufwärtstrend zu verzeichnen, der allerdings entgegen dem gewünschten Charakter der Ausschreibungen lief, und als Resultat einer politisch motivierten Entscheidung zu interpretieren ist: ab dem Jahr 2018 sollten lediglich Projekte Vergütung erhalten, die durch die Genehmigung an Mindestmaß an Substanz vorweisen konnten. Es mangelte im Mai 2018 jedoch an Projekten, deren Genehmigung kein rechtlicher Vorbehalt entgegenstand, oder die sich zu dem Zeitpunkt nicht in einem Änderungsverfahren befanden.

Es ist nicht absehbar, wie sich die Situation in den kommenden Jahren weiterentwickelt. Für diese Ausarbeitung konnte kein Prognosewert anhand des bisherigen Verlaufs ermittelt werden.

Ein weiteres, einfaches Prognoseverfahren betrachtet die Entwicklung des zulässigen Höchstwerts. Gemäß § 85a EEG 2017 darf dieser zwischen den Jahren um nicht mehr als 10 Prozent vom Vorjahreswert abweichen. Bei der Annahme, dass der zulässige Höchstwert lediglich maximal nach unten korrigiert wird, um dem Strommarktpreisniveau entgegenzukommen und die Energiebezugskosten aus dem Erneuerbare-Energien-Sektor zu senken, würde demnach im jeweiligen Folgejahr eine Reduktion des Maximalpreises mit dem Faktor 0,9 stattfinden.

Stellt man dieser Prognose die erwartete Strompreisentwicklung an der Börse gegenüber (Agora Energiewende, 2017), so ist der lineare Abwärtstrend des zulässigen

Höchstwerts bei Ausschreibung erkennbar stärker als die linear angenommene Zunahme des Strompreises bis 2021.

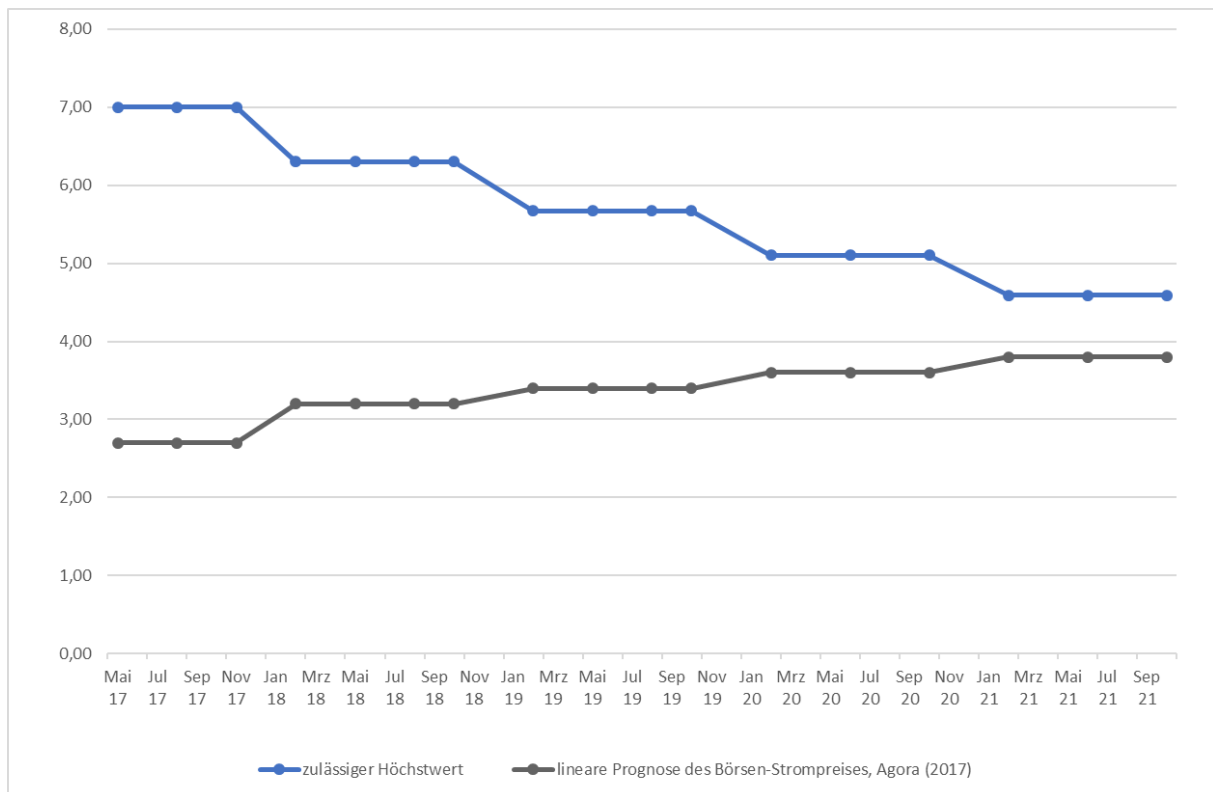


Abbildung 6: Vergleich Strompreisprognose mit zulässigem Höchstwert der Ausschreibungen gemäß EEG 2017 (eigene Darstellung)

Im Jahr 2020 werden sich die prognostizierten Preise mit 5,10 ct/kWh (zulässiger Höchstwert) und 3,60 ct/kWh (prognostizierter Börsen-Strompreis) gegenüberstehen. Zwischen diesen Werten muss sich demnach der prognostizierte Wert wiederfinden.

Wird anhand dieser Entwicklung angenommen, dass der Konkurrenz-Charakter der Ausschreibungen wiederhergestellt wird, so ist zu erwarten, dass der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert immer deutlich unter dem zulässigen Höchstwert bleiben wird. Bei Mittelung der Differenz der Werte zueinander in den Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 liegt der mengengewichtete Zuschlagswert 2,40 ct/kWh unter dem Höchstwert. Aufgrund der veränderten Teilnahmebedingungen zum Jahr 2018, sollen im Folgenden nur die durch die neu geltenden Bedingungen entstandenen statistischen Werte von Belang sein.

Anlässlich der Korrektur des § 36 EEG 2017 liegt die Differenz in 2018 nach den ersten drei Ausschreibungsrunden bei 0,76 ct/kWh.

Wird nun ab 2018 unter Annahme funktionierender Ausschreibungen kongruent zu der Reduktion des Höchstpreises eine Verringerung der Differenz um 10 % im jeweiligen Folgejahr angenommen, so ergibt sich folgende Prognose:

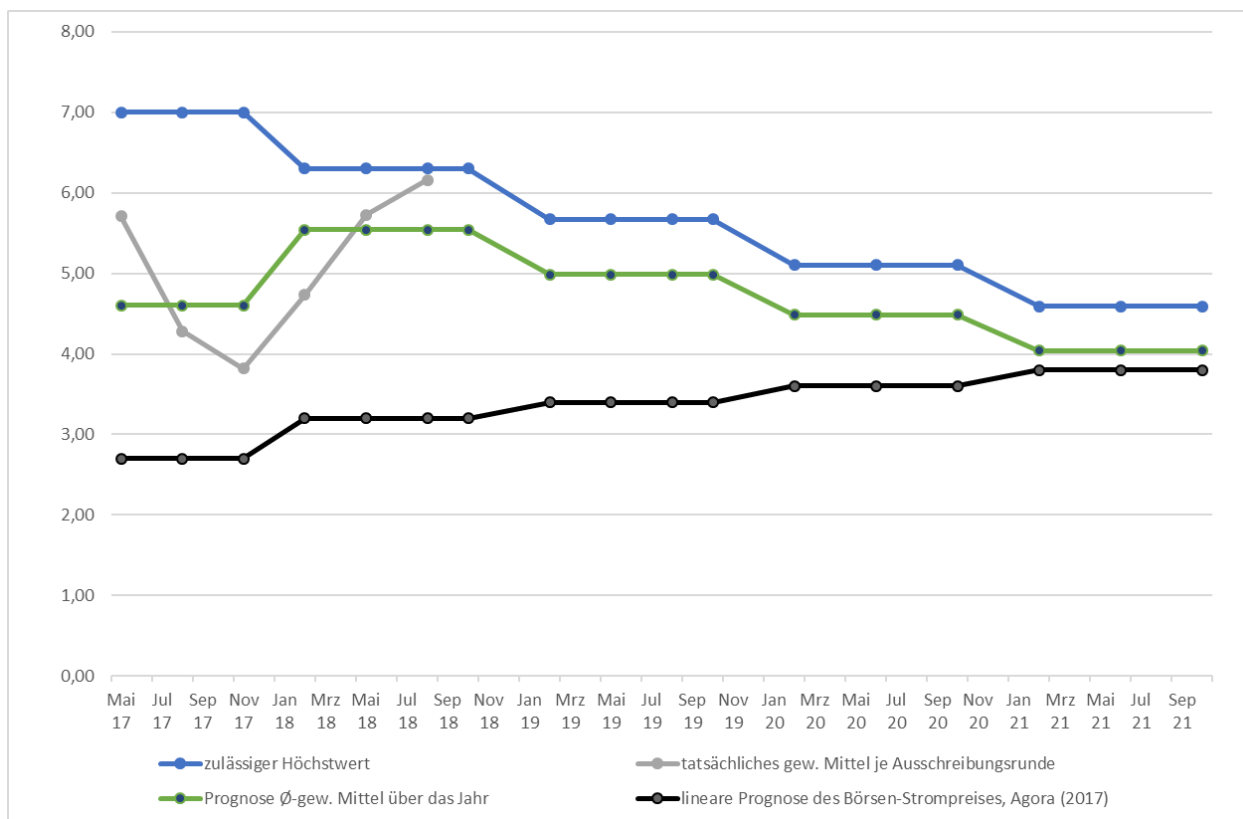


Abbildung 7: Darstellung Prognosewert, durchschnittlicher mengengewichteter Mittelwert (eigene Darstellung)

Im Jahr 2020 wird demnach ein Vergütungspreis von 4,49 ct/kWh im mengengewichteten Mittel zu erwarten sein. Im Jahr 2021 würde die Vergütung gemäß EEG 2017 (4,09 ct/kWh) bereits fast auf dem erwarteten Niveau des Strommarktpreises angekommen sein (3,80 ct/kWh).

| <u>Ausschreibungsrunde</u> | <u>zulässiger Höchstwert</u> | <u>Prognose Ø-gew. Mittel über das Jahr</u> | <u>lineare Prognose des Börsenstrompreises, (Jahresdurchschnitt), Agora (2017)</u> |
|----------------------------|------------------------------|---|--|
| Mai 17 | 7,00 | 4,60 | 2,7 |
| Aug 17 | 7,00 | 4,60 | 2,7 |
| Nov 17 | 7,00 | 4,60 | 2,7 |
| Feb 18 | 6,30 | 5,54 | 3,2 |
| Mai 18 | 6,30 | 5,54 | 3,2 |
| Aug 18 | 6,30 | 5,54 | 3,2 |
| Okt 18 | 6,30 | 5,54 | 3,2 |
| Feb 19 | 5,67 | 4,99 | 3,4 |
| Mai 19 | 5,67 | 4,99 | 3,4 |
| Aug 19 | 5,67 | 4,99 | 3,4 |
| Okt 19 | 5,67 | 4,99 | 3,4 |
| Feb 20 | 5,10 | 4,49 | 3,6 |
| Jun 20 | 5,10 | 4,49 | 3,6 |
| Okt 20 | 5,10 | 4,49 | 3,6 |
| Feb 21 | 4,59 | 4,04 | 3,8 |
| Jun 21 | 4,59 | 4,04 | 3,8 |
| Okt 21 | 4,59 | 4,04 | 3,8 |

Abbildung 8: Gegenüberstellung Prognosewerte (Werte in ct/kWh)

Für die Anfertigung der Wirtschaftlichkeitsberechnungen der einzelnen Windparkkonfigurationen in der Potentialfläche PR2_RDE_009 auf dem Gemeindegebiet Rieseby wurden die Prognosewerte des durchschnittlichen mengengewichteten Mittels der Jahre 2019 bis 2021 verwendet.

Wichtig ist, dass das EEG 2017 eine Korrektur des Vergütungswerts nach Standortqualität des jeweiligen Projekts vorsieht. Dazu wird für jede Windparkkonfiguration der Referenzertrag des Anlagentyps mit den gutachterlich ermittelten Ertragsprognosen abgeglichen und das prozentuale Verhältnis der Erträge als Standortgüte wiedergegeben. Dieser Gütefaktor lässt auf den anzulegenden Korrekturfaktor schließen:

| Stützwerte für Güte- und Korrekturfaktoren gemäß § 36h Abs. 1 EEG 2017 | | | | | | | | | |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Gütefaktor [in %] | 70 | 80 | 90 | 100 | 110 | 120 | 130 | 140 | 150 |
| Korrekturfaktor | 1,29 | 1,16 | 1,07 | 1,00 | 0,94 | 0,89 | 0,85 | 0,81 | 0,79 |

Abbildung 9: Stützwerte für Güte- und Korrekturfaktoren zur Ermittlung des anzulegenden Werts gemäß § 36h Abs. 1 EEG 2017

Zur feineren Auflösung ist eine Interpolation der Werte zulässig.

5. Vergleich Immissionen

Für alle Windparkkonfigurationen hat das Ingenieurbüro Holst Prognosen hinsichtlich der zu erwartenden Immissionen erstellen.

Dazu wurden die im GIS ermittelten WEA-Standorte in das Berechnungsprogramm WindPro 3.1 übertragen.

Auf die Berücksichtigung des Schattenwurfs ist für diese Ausfertigung verzichtet worden. Überschreitungen der zulässigen Schattenbelastung bei einzelnen Immissionsorten würden im konkreten Planungsfall im Rahmen der Beantragung der BImSchG-Genehmigung gutachterlich festgestellt werden und nach Errichtung des Parks in sogenannten Schattenwurfmoduln in den WEA hinterlegt werden. Diese können präzise die Abschaltung der einzelnen WEA zu den kritischen Zeiten steuern. Die daraus resultierenden Ertragsverluste sind als gering einzustufen und werden in unserer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durch Erfahrungswerte mitberücksichtigt.

Zwingend zu betrachten sind die Schallimmissionen bei der Parkplanung. Dabei ist die Betrachtung der Windparkumgebung essenziell. Darüber wird bestimmt, an welchen Immissionspunkten die maßgeblichen Grenzwerte anzulegen sind.

Als Berechnungsrichtlinie wird die Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm - TA Lärm in der Anpassung gemäß LAI-Hinweisen vom 30.06.2016 in Verbindung mit der Methode DIN ISO 9613-2 „Dämpfung des Schalls bei der Ausbreitung im Freien“ verwendet.

Gemäß TA Lärm ist nachts ein oberer Grenzrichtwert von Schallbelastung am Immissionsort von 45 dB(A) im Außenbereich, 40 dB(A) in allgemeinen Wohngebieten und 35 dB(A) in reinen Wohngebieten anzulegen.

Da Umfeld des Windparks ist durch eine zersiedelte Wohnstruktur geprägt. Es befinden sich keine allgemeinen Wohngebiete im 40 dB(A)-Einflussbereich der Windenergieanlagen, sowie keine reinen Wohngebiete im 35 dB(A)-Einflussbereich.

Auch die Vorbelastung durch den Windpark Loose ist in der Berechnung berücksichtigt. Es findet hierdurch keine Erhöhung der Schallpegel in den nächstliegenden Wohngebieten statt.

In den Prognosen sind demnach alle umliegenden Wohnhäuser im Außenbereich aufgeführt. Hierzu erfolgte durch das Ingenieurbüro Holst am 12. April 2018 eine Begehung, um im Umfeld die Immissionsorte korrekt aufzunehmen.

Die Prognosen aller vier Varianten ergeben, dass für den nächtlichen Betrieb der jeweiligen Windparks keine Reduktion der Schalleistungspegel notwendig sind. Die WEA würden also permanent im sogenannten „offenen Betrieb“ fahren können.

Die Ergebnisse der Schallprognosen sind in zusammengefasster Form dem Anhang dieser Ausarbeitung zu entnehmen (Anhang Nr. 2).

6. Zusammenfassung der Ertragsberechnungen

Zur Ertragsberechnung der vom Ingenieurbüro Holst geplanten Windparkkonfigurationen für das Windpotentialgebiet im Gemeindegebiet Rieseby sind Angebote folgender [drei] Büros angefragt worden:



Vom Auftraggeber wurde die [redacted] ausgewählt. Die Berechnungen erfolgten gemäß den Anforderungen der *Technischen Richtlinie für Windenergieanlagen – Teil 6*.

Entsprechend dieser Anforderung wurden ebenfalls Winddaten von Messstationen, die im Umfeld des Standortes liegen, aufgenommen und auf Plausibilität und Übertragbarkeit überprüft. Die Überprüfung erfolgte anhand verschiedener Indizes, bspw. Betreiberdatenbank-Index (BDB-Index; Ertragsindex), MERRA-Index (Modern Era Retrospective Analysis for Research an Application; Langzeit-Winddatenindex) und ERA-Index (European Reanalysis; ebenfalls Langzeit-Winddatenindex).

Die Berechnungen berücksichtigten zudem Verluste durch Abschattungen der WEA untereinander (wake-Effekt).

Weitere mögliche Verluste wurden für diese Berechnung wie folgt hinzugezogen:

| Art des Verlustes | Verlust [%] | Quelle |
|---|-------------|--|
| Verfügbarkeit (zeitliche Verfügbarkeit) | 3 | Annahme [redacted] |
| Elektrische Effizienz (innerhalb des Windparks) | 2 | Annahme [redacted] |
| Leistungsverhalten der WEA (Cut-out / Re Cut-in) | 0 | Annahme [redacted] (Häufigkeit Windgeschwindigkeit > v _{out} kleiner 0,05 %) |
| Leistungsdegradation ohne Vereisung (Rotorblattdegradation etc.) | 0,5 | Annahme [redacted] |
| Vereisung (Veränderung der aerodynamischen Eigenschaften, Abschaltung aufgrund von Unwucht) | 0 | Annahme [redacted]; Verluste inhärent in Ertragsdaten von Vergleichs-WEA enthalten |
| WEA Performance (Eignung der Leistungskurve, etc.) | 0 | - |

Abbildung 10: "weitere berücksichtigte Verluste", Prüfbericht [redacted], 2018

Darüber hinaus erfolgte eine Standortbegehung durch den Gutachter, um einen Überblick über die Rauigkeit des Umfeldes und weitere eventueller landschaftlicher Begebenheiten zu bekommen, die bei der Berechnung berücksichtigt werden müssen. Dazu erfolgte im Nachhinein eine Geländemodellierung (Orographie), sowie eine Anpassung der digitalen Grundlagendaten zur Rauigkeit (CORNIE Landcover Datensatz).

Die Eingangsdaten für die einzelnen Park-Varianten wurden wie folgt gewählt:

| WEA-Typ | | |
|--|---|---|
| Nennleistung [MW] | 2,35 | 2,35 |
| Nabenhöhe [m] | 59 | 84 |
| Rotordurchmesser [m] | 82 | 92 |
| Leistungsregelung | pitch | pitch |
| Leistungskurveermittlung | berechnet (D0388015-1 / DA) | vermessen (), Auszug MP15 011 aus dem Prüfbericht MP15 012) |
| Anemometer bei Leistungskurvenvermessung | - | Thies First Class Adv. |
| Schubbeiwertkurve | typenspezifisch | typenspezifisch (D0351439) |
| Unsicherheiten | Ersatzwerte, () | angegeben |
| Luftdichtekorrektur | unter Berücksichtigung der Naben- und Geländehöhe sowie der Lufttemperatur von 9° C | unter Berücksichtigung der Naben- und Geländehöhe sowie der Lufttemperatur von 9° C |
| Betriebsmodus | - | - |
| Besonderes | mit TES (Trailing Edge Serrations) | - |

| WEA-Typ | | |
|--|---|---|
| Nennleistung [MW] | 3,6 | 4,2 |
| Nabenhöhe [m] | 91 | 110 |
| Rotordurchmesser [m] | 118 | 140 |
| Leistungsregelung | pitch | pitch |
| Leistungskurveermittlung | berechnet (SD-3.13-WT.PC.00-A-DE-A) | berechnet (SD_3.52-WT.PC.16-A-DE-A) |
| Anemometer bei Leistungskurvenvermessung | - | - |
| Schubbeiwertkurve | typenspezifisch | typenspezifisch |
| Unsicherheiten | Ersatzwerte, () | Ersatzwerte () |
| Luftdichtekorrektur | unter Berücksichtigung der Naben- und Geländehöhe sowie der Lufttemperatur von 9° C | unter Berücksichtigung der Naben- und Geländehöhe sowie der Lufttemperatur von 9° C |
| Betriebsmodus | - | - |
| Besonderes | mit Soft Cut-Out | projektspezifisch für Deutschland |

Abbildung 11: Eingangsdaten Ertragsberechnung, Prüfbericht (), 2018

Die Ergebnisse der Berechnungen werden im Folgenden tabellarisch zusammengefasst:

| | | Variante 1 | Variante 2 |
|---|---------|---|---|
| Konfiguration | | 6 WEA ██████████ $h_N = 59 \text{ m}$ | 6 WEA ██████████ $h_N = 84 \text{ m}$ |
| Mittlere Windgeschwindigkeit in Nabhöhe am Berechnungspunkt | [m/s] | 6,1 | 6,7 |
| Nettoenergieertrag (P50) (Abschattungsverluste und genehmigungsrechtliche Verluste berücksichtigt) | [MWh/a] | 27.406 | 37.192 |
| Real-Nettoenergieertrag (P50) (Abschattungsverluste, genehmigungsrechtliche Verluste sowie sonstige Verluste berücksichtigt) | [MWh/a] | 25.922 | 35.178 |
| Gesamtverlust (ohne Abschattungsverlust) | [MWh/a] | 1.484 | 2.014 |
| Standardunsicherheit | [%] | 17,2 | 15,6 |
| Real-Nettoenergieertrag (P75) (Abschattungsverluste, genehmigungsrechtliche Verluste sowie sonstige Verluste berücksichtigt) | [MWh/a] | 22.922 | 31.467 |
| Real-Nettoenergieertrag (P90) (Abschattungsverluste, genehmigungsrechtliche Verluste sowie sonstige Verluste berücksichtigt) | [MWh/a] | 20.221 | 28.127 |

| | | Variante 3 | Variante 4 |
|---|---------|---|--|
| Konfiguration | | 6 WEA ██████████ $h_N = 91 \text{ m}$ | 6 WEA ██████████ $h_N = 110 \text{ m}$ |
| Mittlere Windgeschwindigkeit in Nabhöhe am Berechnungspunkt | [m/s] | 6,8 | 7,1 |
| Nettoenergieertrag (P50) (Abschattungsverluste und genehmigungsrechtliche Verluste berücksichtigt) | [MWh/a] | 60.478 | 86.175 |
| Real-Nettoenergieertrag (P50) (Abschattungsverluste, genehmigungsrechtliche Verluste sowie sonstige Verluste berücksichtigt) | [MWh/a] | 57.203 | 81.508 |
| Gesamtverlust (ohne Abschattungsverlust) | [MWh/a] | 3.275 | 4.667 |
| Standardunsicherheit | [%] | 16,7 | 16,5 |
| Real-Nettoenergieertrag (P75) (Abschattungsverluste, genehmigungsrechtliche Verluste sowie sonstige Verluste berücksichtigt) | [MWh/a] | 50.775 | 72.459 |
| Real-Nettoenergieertrag (P90) (Abschattungsverluste, genehmigungsrechtliche Verluste sowie sonstige Verluste berücksichtigt) | [MWh/a] | 44.990 | 64.315 |

Abbildung 12: Ergebniszusammenfassung Ertragsgutachten, alle Varianten, Prüfbericht ██████████, 2018

Wird die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe betrachtet, so ist zwischen der niedrigsten Konfiguration (NH = 59 m) und der höchsten (NH = 110 m) eine Anhebung von mehr als 16 % festzustellen.

Zusammen mit der zunehmenden Rotorkreisfläche bei größeren Nabenhöhen, sowie leistungsfähigeren Generatoren zeigt sich bei der Ertragsprognose noch deutlicher eine Zunahme mit steigender Höhe der WEA. Der Real-Nettoenergieertrag (P75-Wert) steigt insgesamt um ca. 216 %.

Der deutlichsten Zusammenhang ist hierbei zwischen Ertrag und Rotorkreisfläche zu erkennen:

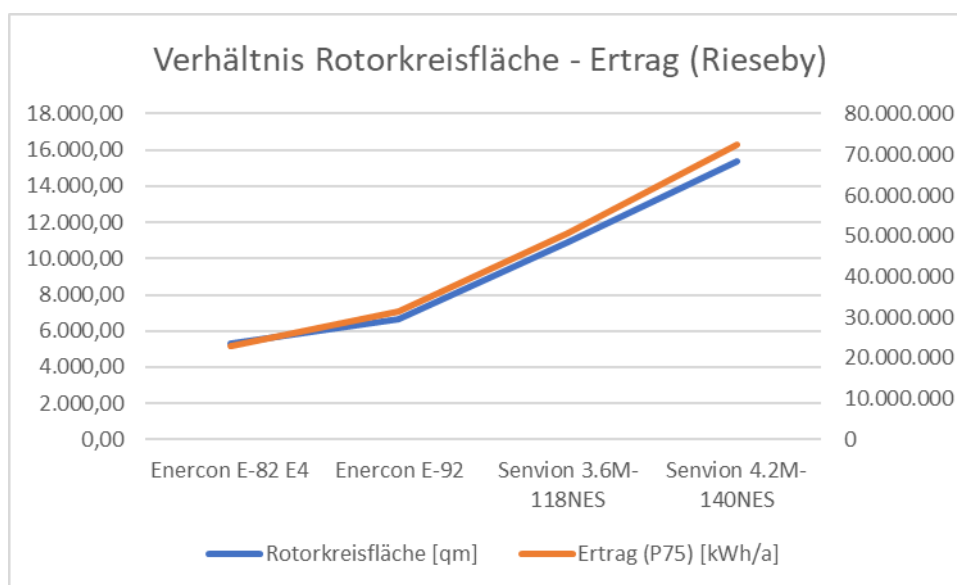


Abbildung 13: Verhältnis zunehmende Rotorkreisfläche - Mehrertrag im Fall Rieseby (eigene Darstellung)

Indirekt zieht eine zunehmende Rotorkreisfläche aufgrund der wachsenden Rotorblattlänge die Notwendigkeit höherer Nabenhöhen mit sich. Auch der Generator sollte bei gleichbleibender Windzone und zunehmender Rotorkreisfläche in seiner Dimensionierung zunehmen, um die Lasten effektiv aufnehmen zu können.

Hier zeigt sich ein beeinflussender Effekt des Referenzertragsmodells gemäß EEG 2017: je größer die WEA dimensioniert wird, desto mehr steigt deren potenzielle Erzeugungsfähigkeit, der Referenzertrag. Wird dieser nun ins Verhältnis gesetzt mit den gutachterlich tatsächlich ermittelten, vom Standort abhängigen Ertragsprognosen, zeigt sich bei größer werdenden Anlagen eine schlechter werdende Standortgüte, die durch höhere Korrekturfaktoren ausgeglichen wird (siehe Abbildung 12).

7. Vergleich der Wirtschaftlichkeit verschiedener WEA-Gesamthöhen

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der vier gewählten Varianten ähneln sich stark. Kostenpunkte, die streng von den Anlagendimensionen abhängig sind, wurden bei den Berechnungen angepasst. Dazu gehören Ausgleich, Größe der Kranstellflächen und Kabelauslegung. Auch der Netzanschluss und die Wegedimensionierung wurden im Verhältnis zu den mit den Anlagendimension steigenden Ansprüchen leicht hochskaliert.

Auch der typenspezifische Referenzertrag und dessen Auswirkung auf den anzulegenden Korrekturfaktor spielt für die tatsächliche Vergütungshöhe eine wesentliche Rolle und stellt einen erheblichen Faktor dar.

Nach Vereinheitlichung der Wirtschaftlichkeitsberechnungen untereinander lässt sich der Vergleich ziehen.

Erwartungsgemäß nimmt der EK-Rückfluss über 20 Jahre mit steigender WEA-Gesamthöhe deutlich zu. Maßgeblich dafür ist jedoch nicht allein die größer werdende Nabenhöhe, sondern besonders die überproportional wachsende Rotorkreisfläche in Verbindung mit der steigenden Generatorleistung.

Zum Vergleich der Wirtschaftlichkeit wurde grundsätzlich der prognostizierte durchschnittlichen mengengewichtete Mittelwert der Jahre 2019 bis 2021 als Vergütungswert hinzugezogen. Es wird darauf hingewiesen, dass ein Vergütungswert oberhalb des durchschnittlichen mengengewichtete Mittelwerts möglich ist. Einen Wert bis zur Höhe des zulässigen Höchstwerts zu erhalten unterliegt dem unternehmerischen Risiko des Teilnehmers der Ausschreibungsrunde. Ein Wert in der Größenordnung des hier hinzugezogenen Prognosewerts ist aufgrund der Wettbewerbssituation wahrscheinlich.

Wie unter Punkt 4. angenommen, wird als Richtwert zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines Projekts eine EK-Rückfluss über 20 Jahre von mindestens 300 % angenommen.

Das Ergebnis stellt sich wie folgt dar:

| <u>EK-Rückfluss nach 20 Jahren bei unterschiedlichen Annahmen Vergütung, Jahr 2018 - 2021</u> | | | |
|---|--|--|--|
| <u>Jahr</u> | <u>2019</u> | <u>2020</u> | <u>2021</u> |
| <u>Typ</u> | <u>Ø-gewichtetes Mittel (Prognose)</u> | <u>Ø-gewichtetes Mittel (Prognose)</u> | <u>Ø-gewichtetes Mittel (Prognose)</u> |
| | 4,99 | 4,49 | 4,04 |
| █ (100 m GH) | -105,00% | -194,00% | -273,00% |
| █ (130 m GH) | 168,00% | -8,00% | -110,00% |
| █ (150 m GH) | 456,00% | 317,00% | 187,00% |
| █ (180 m GH) | 691,00% | 536,00% | 396,00% |

Abbildung 14: Vergleich EK-Rückfluss anhand Prognosewerte für die Jahre 2019 - 2021 (eigene Darstellung)

Zudem gibt die einzelne Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Rückschluss auf einen Bedarfswert für die einzelne Variante, um die 300 % EK-Rückfluss zu erhalten:

| <u>Typ</u> | <u>Break-Even-Point für 300% EK-Rückfluss</u> | <u>zulässiger Höchstwert 2020</u> |
|-----------------|---|-----------------------------------|
| | <u>ct/kWh</u> | <u>ct/kWh</u> |
| 6x █ (100 m GH) | 7,36 | 5,10 |
| 6x █ (130 m GH) | 5,58 | 5,10 |
| 6x █ (150 m GH) | 4,43 | 5,10 |
| 6x █ (180 m GH) | 3,74 | 5,10 |

Abbildung 15: Bedarfswert der einzelnen Varianten für 300% EK-Rückfluss; Vergleich zu Höchstwert 2020 (eigene Darstellung)

Dem gegenübergestellt sei der zulässige Höchstwert der Ausschreibungen im Jahr 2020.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die 6x █ mit 59 m Nabenhöhe ist deutlich zu entnehmen, dass für **100 m Gesamthöhe** die Möglichkeit eines wirtschaftlichen Betriebs in den Jahren 2019 bis 2021 nicht mehr gegeben sein wird. Mit Blick auf die benötigte Mindestvergütung von 7,36 ct/kWh wird sogar klar, dass der Betrieb mit gegebener Stückzahl nach EEG 2017 zu keinem Zeitpunkt möglich wäre – sogar der zulässige Höchstpreis des Jahres 2017 lag mit 7,00 ct/kWh deutlich darunter.

Die Betrachtung der Variante 6x █ mit 84 m Nabenhöhe und **130 m Gesamthöhe** zeigt ebenfalls, dass mit dem zugrunde gelegtem Prognosewert die Wirtschaftlichkeit in keinem der drei Jahre gewährleistet ist. Mit einem notwendigen

Mindestwert von 5,58 ct/kWh wäre ein wirtschaftlicher Betrieb gemäß EEG 2017 lediglich im Jahr 2018 möglich (zulässiger Höchstwert von 6,3 ct/kWh), jedoch wird das Jahr 2018 in dieser Ausarbeitung nicht berücksichtigt, da eine Umsetzung in diesem Zeitraum auszuschließen ist.

Die 6x [REDACTED] mit einer Nabenhöhe von 91 m und **150 m Gesamthöhe** werden in den Jahren 2019 und 2020 bei einer Vergütung durch den prognostizierten Wert noch wirtschaftlich zu betreiben sein. Jedoch wird die EK-Rentabilität noch im Folgejahr 2021 deutlich unter die 300%-Marke fallen und die Wirtschaftlichkeit dadurch verloren gehen. Grundsätzlich muss die berechnete Variante eine Mindestvergütung von 4,43 ct/kWh erhalten, um wirtschaftlich betrieben werden zu können.

Die Variante mit **180 m Gesamthöhe** und den 6x [REDACTED] wird in jedem der drei Jahre wirtschaftlich umzusetzen sein. Hier ließ sich ein Mindestwert von 3,74 ct/kWh errechnen.

Wie bereits erwähnt ist ein höherer Vergütungswert bis hin zum Höchstwert im einzelnen Fall möglich. Es muss davon ausgegangen werden, dass es sich bei den tatsächlich auf dem Gemeindegebiet Rieseby planenden Gesellschaften nicht um Bürgerenergiegesellschaften handelt, die aufgrund des § 36g Abs. 5 EEG 2017 und des „uniform-pricings“ das höchste noch bezuschlagte Gebots desselben Gebotstermins erhalten. Die planenden Gesellschaften müssen als reguläre Bieter angenommen werden, die gemäß des „pay-as-bid“-Verfahrens mit dem Preis vergütet werden, mit dem sie an der Ausschreibung teilgenommen haben.

8. Fazit

Die Anfertigung einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unterliegt der Anwendung zahlreicher Prämissen, die stark abhängig sind vom Einzelfall einer Planung.

Die in diesen Betrachtungen getroffenen Annahmen sind ohne Gewähr, entspringen jedoch der langjährigen Erfahrung eines Ingenieurbüros, das auch auf Referenzprojekte in der näheren Umgebung zum Standort Rieseby zurückgreifen konnte, um die Berechnungen auf Plausibilität zu prüfen und zu validieren.

Die Ertragsberechnungen wurden zur Sicherung der Aussagequalität von einem externen Gutachter vorgenommen.

Anhand dieser Eingangsdaten ist die Wirtschaftlichkeit der Windparkszenarien mit je sechs WEA verschiedener Gesamthöhen einheitlich geprüft worden. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wurde ein Grenzwert von 300 % Eigenkapital-Rückfluss nach 20 Jahren festgelegt. Es ist ein Realisationszeitraum für den Erhalt eines Zuschlags bei den Ausschreibungsrunden nach EEG 2017 von 2019 bis 2021 gewählt worden.

Die Auswertung zeigt auf, dass der Verlauf des Ausschreibungsregimes des EEG 2017 ein ausschlaggebender Faktor bei der Bewertung künftiger Projekte ist. So ist die Aussage über die Wirtschaftlichkeit einer Gesamthöhe auch abhängig vom betrachteten Jahr der Zuschlagserteilung bei den Ausschreibungen. Auch der Einfluss des Referenzertragsmodells durch die Ermittlung eines Korrekturfaktors auf die Vergütungshöhe und die Eigenschaft, dass dadurch insbesondere hohe Generatorleistungen und große Rotorkreisflächen begünstigt werden, wurde beschrieben.

Final stellte sich heraus, dass für eine Anlagenkonfiguration mit 100 und 130 m Gesamthöhe die Wirtschaftlichkeit bei einer Umsetzung in den Jahren 2019 bis 2021 nicht gegeben ist.

Die Variante mit 150 m Gesamthöhe lässt sich bei Erhalt eines Vergütungszuschlags im Jahr 2019 und 2020 wirtschaftlich darstellen, jedoch sinkt die EK-Rentabilität im Jahr 2021 deutlich unter den 300%-Wert.

Eine Windparkkonfiguration von 6x 180 m Gesamthöhe lässt sich im kompletten Betrachtungszeitraum wirtschaftlich abbilden.

Der Zeitpunkt des Inkrafttretens des Bebauungsplans Nr. 17 beeinflusst also unmittelbar die Spielräume bei der Festsetzung der zu beschließenden Gesamthöhenbeschränkung.

Impressum



Ingenieurbüro Holst

GmbH & Co. KG

Industriestraße 14 · 25813 Husum
04841 98100 · info@ing-holst.de

Ingenieurbüro Holst GmbH & Co. KG

Geschäftsführer: Henning Holst & Jens Godau

Adresse: Industriestraße 14, 25813 Husum

Tel.: 04841/9810-0

Mail: info@ing-holst.de