



Windenergieprojekt Oberegg

Vorprojekt

21. September 2023

Appenzeller Wind AG
Wiesstrasse 13
9413 Oberegg AI

Impressum

Projekt

Windenergieprojekt Oberegg

Projektant, Bauherrschaft und Betreiber

Appenzeller Wind AG, Wiesstrasse 13, 9413 Oberegg

Autor

Dr. Valentin Gerig, Appenzeller Wind AG

Datum

21. September 2023

Inhaltsverzeichnis

1	Standort	6
1.1	Standortbeschreibung	6
1.2	Veranlassung der Standortwahl	6
1.3	Standort im Richtplan AI	6
1.4	Variantenstudium / Einschränkungen durch Gelände und Siedlungsgebiete	7
1.5	Bestätigung des Projektstandortes durch den Volksentscheid vom 9. Mai 2021	8
1.6	Standortgebundenheit	8
1.7	Anlagenkoordinaten	9
1.8	Dokumentation	9
2	Anlagen	9
2.1	Variantenstudien und Auswahl für das Vorprojekt	9
2.2	Windpark-Layout	10
2.3	ENERCON E-138 EP3 E3 als Referenzanlage	11
2.4	Beschreibung der Referenzanlage	12
2.5	Dokumentation	15
3	Wind- und Energieerzeugungspotenzial am Projektstandort	15
3.1	Ausgangslage	15
3.2	Windgutachten	16
3.3	Dokumentation	21
4	Transport, Erschliessung und Montage	21
4.1	Transportstudie	21
4.2	Umladeplatz	31
4.3	Installationsflächen	31
4.4	Geländekorrekturen	33
4.5	Bodenmaterialbilanz	34
4.6	Montage	34
4.7	Krantechnik	35
4.8	Dokumentation	36
5	Einspeisung ins Stromnetz	36
5.1	Ausgangslage	36
5.2	Netzanschluss	36
5.3	Netzverstärkung	36
5.4	Netznutzung	37
5.5	NISV	37
5.6	Anlagensteuerung gemäss VSE Branchendokument NA/EEA	37
5.7	Energieabnahme	38
5.8	Dokumentation	38
6	Behördliche Beurteilungen	38
6.1	Bundesamt für Zivilluftfahrt BAZL	38
6.2	Bundesamt für Kommunikation BAKOM (inkl. Swisscom und SRG SSR)	40
6.3	Skyguide	42
6.4	Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie Meteoschweiz	42
6.5	Eidgenössisches Departement für Verteidigung, Bevölkerungsschutz und Sport VBS	43
7	Technische Belange	44

7.1	Baugrundverhältnisse	44
7.2	Hydrologie	45
7.3	Lärmschutz	47
7.4	Schattenwurf	61
7.5	Sichtbarkeit	64
7.6	Visualisierung / Fotomontagen	66
7.7	Eisfall und Eiswurf	69
8	Terminplan	71
9	Beilagen	72

Abkürzungen

BAFU	Bundesamt für Umwelt
BAZL	Bundesamt für Zivilluftfahrt
BFE	Bundesamt für Energie
CFD	Computational Fluid Dynamics (Software)
OKT	Oberkante Terrain
SAEN	Säntis
SAK	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke
SATN	St. Anton
SGAN	St. Gallen
SPMT	Self-Propelled Modular Transporter
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VSE	Verband Schweizerischer Energieunternehmen
WEA	Windenergieanlage
dB(A)	Masseinheit des Schalldruckpegels nach der international genormten Frequenzbewertungskurve A.

Zusammenfassung

Die Appenzeller Wind AG, Obereg, plant im Gebiet Oberfeld/Honegg im Bezirk Obereg die Realisierung und den Betrieb zweier Windenergieanlagen (WEA). Nach einer Anpassung des kantonalen Energiegesetzes im Jahr 2019 hat der Grosse Rat des Kantons Appenzell I.Rh. 2022 mit der definitiven Festsetzung des Projektgebiets die notwendige Voraussetzung im kantonalen Richtplan dafür geschaffen.

Aufgrund des im Richtplan vorgegebenen Projektperimeters und unter Berücksichtigung des Geländes und einem Abstand von mindestens 300 m zu bewohnten Häusern lassen sich im Oberfeld zwei grosse WEA realisieren. Dabei wurde mit der E-138 EP3 E3 von ENERCON ein Anlagentyp neuester Technologie als Referenzanlage unterstellt. Sie weist eine elektrische Leistung von 4.26 MW und eine Höhe von 200 m (inkl. Rotor) auf. Der Rotordurchmesser misst 138.25 m und die Naben liegt auf einer Höhe von 131 m. Eine der geplanten Anlagen steht auf einer offenen und bisher landwirtschaftlich genutzten Wiese, die andere kommt in den Wald zu stehen. Eigentümerin der genutzten Flächen ist die Rhode Kornberg, Altstätten. Mit ihr konnte bereits eine Baurechtsvertrag abgeschlossen werden.

Die 2015/16 vorgenommene Windmessung mit einem 99 m hohen Messmast bestätigte die guten Windverhältnisse. Die mittlere Windgeschwindigkeit beträgt am Standort der geplanten WEA 1 unter Berücksichtigung der gegenseitigen Windabschattung der beiden Anlagen (sog. Wake-Effekt) 6.03 m/s und am Standort der WEA 2 5.86 m/s.

Mit den Anlagen lassen sich unter Berücksichtigung weiterer technischer und Umwelt bedingter Verluste und einer Wahrscheinlichkeit von 50% 17'104'245 kWh erneuerbare elektrische Energie erzeugen. Die erwartete Stromproduktion entspricht dem Verbrauch von 3'800 4-Zimmer-Wohnungen mit Elektroherd und Elektroboiler¹. Rund 2/3 der erzeugten elektrischen Energie fällt in den Wintermonaten an.

Mit Hilfe einer Transportstudie wird aufgezeigt, mit welchen Massnahmen die grossen Anlagenteile ins Projektgebiet transportiert werden können. Dabei wird ab Rheinhafen Birsfelden von einem Just-in-time-Transport der Anlagenteile ins Projektgebiet Oberfeld ausgegangen, so dass auf einen nahe beim Projektgebiet gelegenen Umlade- und Lagerplatz für grössere Anlagenteile verzichtet werden kann. Das Umladen der grossen Anlagenteile (insbesondere Rotorblätter, Gondel und Turmelemente) auf Spezialtransportfahrzeuge kann auf einem dafür temporär gesperrten kurzen Strassenabschnitt in Berneck erfolgen. Für den letzten Streckenabschnitt von der Haggenstrasse ins Oberfeld muss die bestehende Waldstrasse ausgebaut, teilweise umgelegt und auch Wald gerodet werden.

Am Standort der WEA und für die Installations- und Montageplätze sind temporäre und definitive Waldrodungen vorzunehmen. Die Planungen dafür wurden zusammen mit der Grundeigentümerin und dem zuständigen Revierförster vorgenommen.

Im technischen Bericht zum Vorprojekt sind die Beurteilungen der Elektra Obereg als zuständige Netzbetreiberin und die behördlichen Stellungnahmen der zuständigen Bundesstellen (VBS, Skyguide, Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie, Bundesamt für Kommunikation (inkl. Swisscom und SRG SSR), Bundesamt für Zivilluftfahrt) zusammenfassend dargestellt. Es wurden keine Stellungnahmen abgegeben, welche die Realisierbarkeit des Projekts in Frage stellen würden. Dasselbe gilt für die Untersuchungen verschiedener technischer Belange wie zu den

¹ Entspricht der Verbrauchskategorie HR gemäss ECom (vgl. <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/strompreise/tarif-rohdaten-verteilnetzbetreiber.html>)

Baugrundverhältnissen, zur Hydrologie, zum Lärmschutz, zum Schattenwurf, zur Sichtbarkeit, zur Gefahr durch Eiswurf und Eisfall, für welche im Auftrag der Appenzeller Wind AG jeweils spezialisierte Fachgutachten erstellt wurden. Die Ergebnisse und Empfehlungen der Gutachter werden im Rahmen der weiteren Planungen, der Realisierung und des Betriebs der Windenergieanlagen umgesetzt, im Betrieb beispielsweise über ein geeignetes Betriebsregime, welches bei Überschreiten der vorgegebenen Grenzwerte für den Schattenwurf ein Abschalten der Anlagen vorsieht.

Der weitere Projektverlauf wird im Wesentlichen durch die massgebenden Verfahren und allfällige Einsprachen gegen den kantonalen Nutzungsplan und die Baubewilligung bestimmt. Sollten keinerlei Einsprachen gegen das Vorhaben vorgebracht werden, könnte mit einer Inbetriebnahme der ersten Anlage (T1 im offenen Gelände) im April/Mai 2025 und der zweiten Anlage (T2 im Wald) im April 2026 gerechnet werden. Es wird von einer Betriebsdauer von mindestens 25 Jahren ausgegangen.

1 Standort

1.1 Standortbeschreibung

Der geplante Standort der beiden Windenergieanlagen (WEA) befindet sich im oberen Teil der Honegg auf der Flur Oberfeld im Bezirk Oberegg im Kanton Appenzell I.Rh. und somit circa 10 - 12 km östlich von der Stadt St. Gallen. Er liegt circa 3 km südwestlich von Oberegg, 4 km nordwestlich vom Bahnhof Altstätten SG, 7.5 km nordöstlich vom Bahnhof Gais AR und 6 km östlich vom Bahnhof Speicher AR.

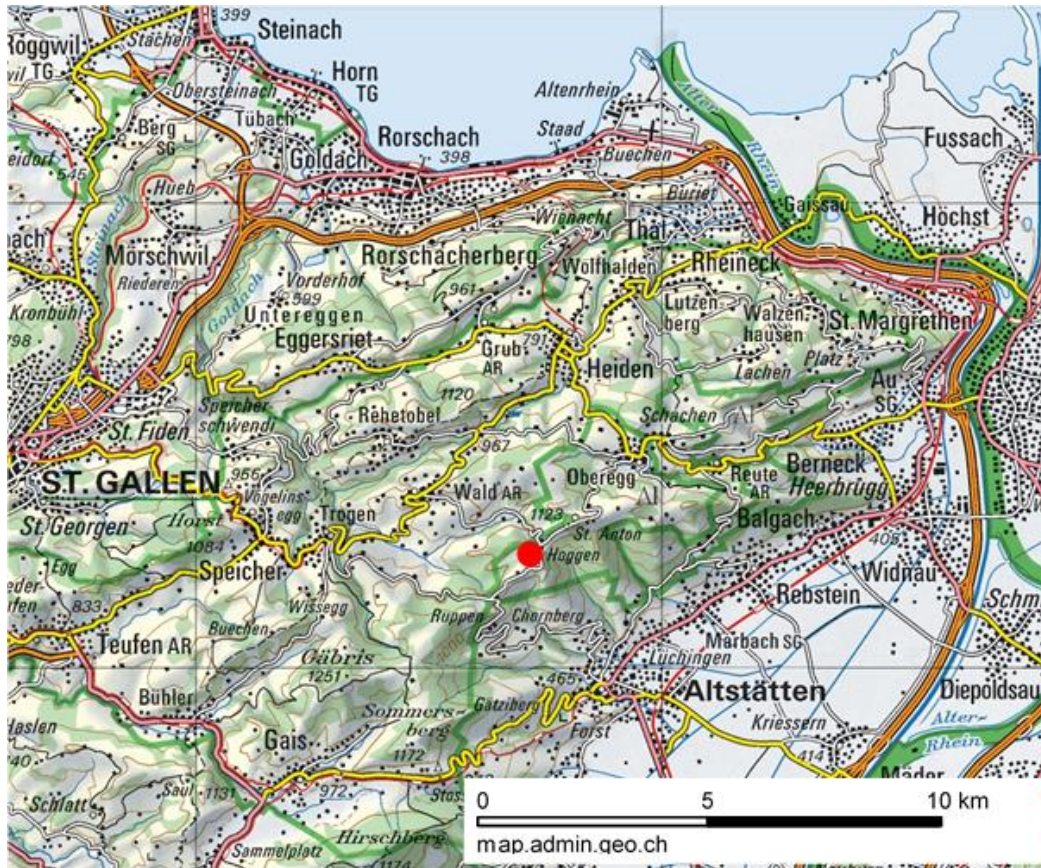


Abbildung 1: Standort Windenergieprojekt Oberegg

1.2 Veranlassung der Standortwahl

Anhand einer Grob beurteilung des Windenergiepotenzials im Kanton Appenzell I.Rh. wurden durch den Kanton vier potenzielle Standorte für Windparks provisorisch im Richtplan festgelegt.

Die Appenzeller Wind AG hat sich für ihr Projekt an dieser Vorauswahl orientiert und den Standort Honegg ausgewählt, weil sie für dieses Gebiet bereits 2014 eine erste Windmessung mit einem LIDAR-Gerät vorgenommen hatte.

1.3 Standort im Richtplan AI

Abbildung 2 zeigt den gemäss Richtplan definierten Windenergiestandort Honegg (schwarze Linie) und die Landschaftsschutzzonen (schraffiert). Das Gebiet A liegt grösstenteils in der Landschaftsschutzzone. Das Gebiet B zeichnet sich durch bewaldetes, steiles Gebirge sowie

Landschaftsschutzzonen im nördlichen Bereich des Gebietes aus. Beides schränkt die Wahl der Standorte für WEA stark ein.

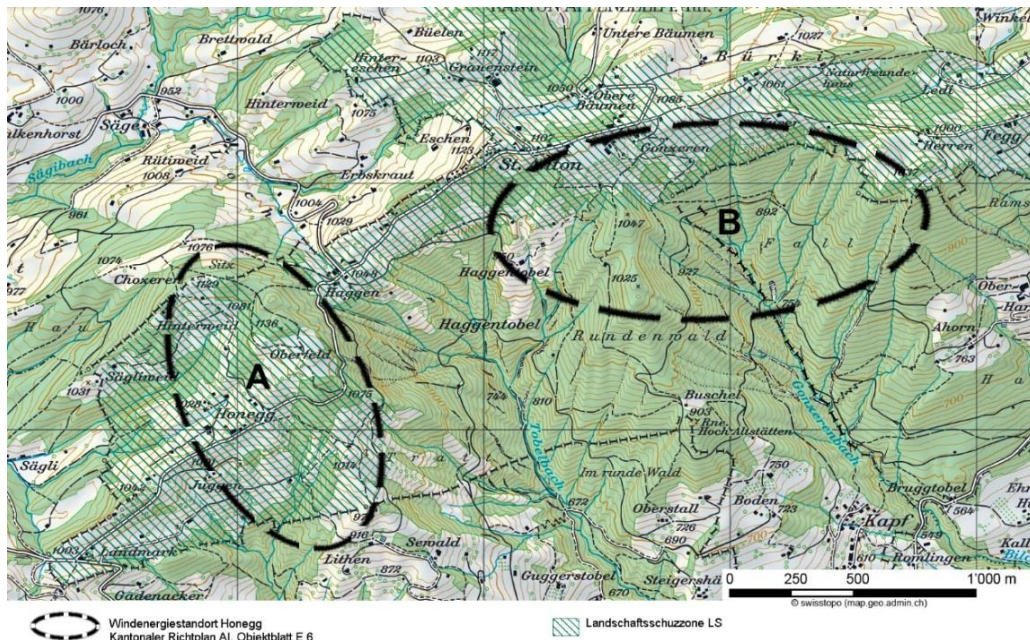


Abbildung 2: Windenergie Standort Honegg und Landschaftsschutzzone, Karte 1:25'000

Gemäss kantonalem Richtplan sind in einem für die Nutzung der Windenergie ausgeschiedenen Gebiets jeweils mindestens 2 WEA zu realisieren.

1.4 Variantenstudium / Einschränkungen durch Gelände und Siedlungsgebiete

Zur Bestimmung der Anzahl und der möglichen Positionen der WEA am Standort Honegg wurden die Teilgebiete A und B im Hinblick auf die Einhaltung eines Mindestabstands von 300 m zu Wohngebäuden und Weilern untersucht. Dieser Abstand entspricht den Empfehlungen des Bundes aus dem Jahr 2010 für die Planung von WEA. Dieser Mindestabstand wurde auch im Konzept Windenergie des Bundes von 2015 als minimale Distanz zu Wohnbauten ausserhalb der Bauzone übernommen.

Das Resultat zeigt:

- Am Standort A verbleiben zwei Flächen von kleinem Ausmass (in Abbildung 3 gelb), die das Kriterium des Mindestabstands von 300 m zu Wohngebäuden erfüllen. Beide Flächen bieten Platz für maximal je eine WEA (T1 und T2), wobei T2 im Wald liegt.
- Am Standort B gibt es keine Flächen ausserhalb des Waldes, welche die Mindestabstände zu Wohngebäuden von 300 m einhalten. Mögliche WEA wären alle im Wald, wobei sich diese wegen der topologischen Lage (steiles Gelände) nicht eignen.

Da im Gebiet A eine WEA ausserhalb des Waldes liegt, wird dieser Standort bevorzugt. Damit sind die provisorischen Positionen der zwei WEA T1 und T2 im Gebiet A begründet und die Standortgebundenheit der WEA T2 im Wald nachgewiesen.

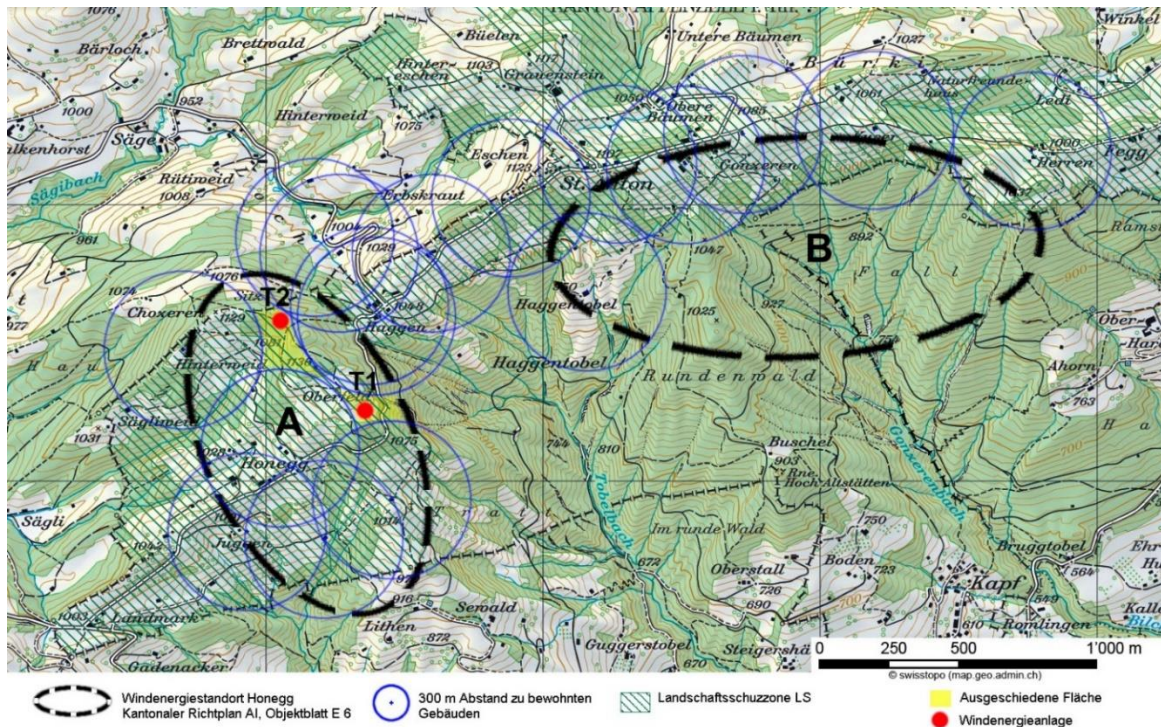


Abbildung 3: Windenergie Standort Honegg, Karte 1:25'000 mit Landschaftsschutzzone und Abstand zu bewohnten Gebäuden.

1.5 Bestätigung des Projektstandortes durch den Volksentscheid vom 9. Mai 2021

Das Appenzeller Stimmvolk bestätigte den vom Grossen Rat zur Abstimmung vorgelegte Gegenvorschlag zur Initiative «Pro Windenergie» am 9. Mai 2021 mit 69.2% der angegebenen Stimmen. Es stimmte der vorgeschlagenen Änderung des Energiegesetzes zu, womit auf Gesetzesstufe festgelegt wurde, dass das für den Kanton Appenzell I.Rh. nun vorgegebene minimale Ausbauziel für die Windenergie von jährlich mindestens 10 GWh in erster Linie am Standort Honegg zu realisieren ist (Art. 14c Abs. 1 und 2 EnerG).

1.6 Standortgebundenheit

Durch die bereits früher erfolgte provisorische Festsetzung des Projektstandortes im kantonalen Richtplan, der Ergänzung des kantonalen Energiegesetzes bzgl. der Priorisierung des Projektstandorts Honegg zur Erreichung der kantonalen Ausbauziele für Windenergie und die Entscheide des Grossen Rates zur Interessenabwägung und zur definitiven Festsetzung des Projektgebiets im kantonalen Richtplan vom 24. Oktober 2022 liegt die Standortgebundenheit, ein überwiegendes öffentliches Interesse und auch die Orientierung an der kantonalen Richtplanung vor.

Die Positionen der Anlagen sind weitgehend durch die Einschränkungen durch das Gelände und die Siedlungsgebiete bestimmt. Aufgrund dieser Einschränkungen sind die vorgesehenen Anlagenspositionen entstanden.

1.7 Anlagenkoordinaten

Die Anlagenstandorte wurden somit unter Berücksichtigung eines von ERERCON als mögliche Anlagelieferantin vorgegebenen Mindestabstandes von 400 m zwischen den beiden WEAs wie folgt festgelegt:

Koordinaten WEA			
	[X] m	[Y] m	[Z] m
T1	2'757'344	1'252'243	1'106 ²
T2	2'757'070	1'252'554	1'110
Rotordurchmesser		138.25 m	

Tabelle 1: Anlagenkoordinaten der geplanten zwei WEA

1.8 Dokumentation

- Kanton Appenzell I.Rh.: Botschaft der Ständekommission an den Grossen Rat des Kantons Appenzell I.Rh. zur Interessenabwägung für die definitive Festsetzung des Standorts Honegg im Richtplan, 1. März 2022.
- Kanton Appenzell I.Rh.: Botschaft der Ständekommission an den Grossen Rat des Kantons Appenzell I.Rh. zur definitiven Festsetzung des Standorts Honegg im Richtplan, 16. August 2022.
- Kanton Appenzell I.Rh.: Grossrätliche Kommission für öffentliche Bauten, Verkehr, Energie, Raumplanung Umwelt (BauKo): Windpark Honegg. Interessenabwägung zur definitiven Festsetzung des Standorts im kantonalen Richtplan, Fassung nach der ersten Lesung, o.D.
- Kanton Appenzell I.Rh.: Windpark Honegg. Interessenabwägung des Grossen Rates zur definitiven Festsetzung des Standorts im kantonalen Richtplan, Schlussfassung, o.D.
- Kanton Appenzell I.Rh.: Richtplan Kanton Appenzell I.Rh., Objektblatt Windenergie (Grossanlagen mit Nabenhöhe > 30 m) Januar 2015 rev. September 2022.
- Kanton Appenzell I.Rh.: Protokoll der Verhandlungen des Grossen Rates des Kantons Appenzell I.Rh. an der Session vom 24. Oktober 2022 im Rathaus Appenzell.

2 Anlagen

2.1 Variantenstudien und Auswahl für das Vorprojekt

Die Appenzeller Wind AG hat fünf Hersteller (ENERCON, Leitwind, Nordex, Siemens und Vestas) eingeladen, basierend auf den Projektdaten (Koordinaten, Messdaten und den Winddaten der Referenzstation Säntis) geeignete WEA für den Standort anzubieten.

Drei Hersteller (ENERCON, Nordex und Vestas) offerierten je 2-3 Modelle mit unterschiedlichen Nabenhöhen. Die Offerten wurden nach verschiedenen Kriterien ausgewertet und verglichen. In der folgenden Tabelle werden die 8 ursprünglich angebotenen Modellvarianten in Bezug auf ihre technischen Eigenschaften verglichen und die Offerten bewertet.

² Die Höhenangabe von 1106 m bezieht sich auf den bearbeiteten Niveaupunkt. Der heutige Geländepunkt liegt auf 1109 m.

Resultate der Auswertung									
Hersteller	ENERCON				Nordex			Vestas	
Model	E-115 / 3.0 MW mit TES		E-126 EP4	E-138 EP3 E3	N117	N131		V112	V126
Rotordurchmesser [m]	115	115	126 m	138.25	117	131	131	112	126
Nabenhöhe [m]	135.4	149	134.95	131	141	134	164	140	137
Gesamthöhe [m]	192.9	206.5	198.45	200	199.5	199.5	229.5	196.0	200.0
Leistung [kW]	3'000	3'000	4'200	4'260	3'000	3'300	3'300	3'300	3'300
RANG	2	3	1	Nachevaluation 2022	4	Keine Blattheizung		6	5

Tabelle 2: Bewertung von Offerten der Turbinenhersteller
(Interwind mit Ergänzung Appenzeller Wind AG)

Die Anlagen von ENERCON belegten im Vergleich die ersten drei Ränge. Aufgrund der langen Projektdauer wurde 2022 die neue ENERCON-Anlage E-138 EP3 E 3 nachevaluiert und in der Folge für die weiteren Planungsschritte als Referenzanlage ausgewählt. Sie entspricht dem aktuellen Stand der Technik. Es sind gegenüber den früheren Modellen verschiedene Optimierungen vorgenommen worden, u.a. in Bezug auf Lärmemissionen, aber auch Gewichtsreduktion im Bereich der Gondel, was sich insbesondere in der Bauphase positiv auf die Baulogistik und die Kosten auswirkt.

2.2 Windpark-Layout

Die exakten Anlagenstandorte wurden anhand verschiedener Auswahlkriterien definiert. Diese sind in der nachfolgenden Tabelle zusammenfassend dargestellt:

Kriterium	Prio	Wert (Minimum)	Begründung	“Flexibilität“
1) Kantonaler Richtplan 2015 und 2022	1	2 Anlagen 3 MW	- WEA nur im Richtplan vorgesehene Gebieten möglich	Keine
2) Abstand zu ganzjährig bewohnten Gebäuden	1	300 m	- Empfehlung Bund - Lärm - Schattenwurf	300 m muss eingehalten werden. Grenzwerte Lärm und Schattenwurf mit notwendigen Massnahmen einhalten
3) Rodung	1	Minimieren	- Gesetze - Einfluss auf Fauna und Flora, wobei ein Standort gezwungenermassen im Wald liegt.	Meist mehrere Möglichkeiten (diverse Varianten studiert, von Ingenieur und Hersteller)
4) Waldabstand	1	Maximieren	- Gesetze (wobei ein Standort gezwungenermassen im Wald liegt)	Diskussionen ARNAL und Forstamt, T1 entsprechend verschoben
5) Abstand zwischen Anlagen	2	Rotor-Durchmesser	- Abhängig von Windverhältnissen - Abschattungsverluste minimieren - Anlagenbelastung minimieren - Produktion maximieren	Entscheidung des Herstellers
6) Anforderungen an die Installation	2	Anlage abhängig	- Zuwegung - Einschränkungen, insbesondere Kraninstallation - Grösse der Arbeitsflächen	Entscheidung des Herstellers (diverse Varianten studiert, von Ingenieur und Hersteller)
7) Erdbewegungen	3	Minimieren	- Grössere Erdbewegungen bedeuten erhöhte Belastung von Natur und Nachbarschaft in der Bauphase - erhöhter Eingriff am Boden - erhöhte Baukosten → Kosten / kWh	Meist mehrere Möglichkeiten (diverse Varianten studiert, von Ingenieur und Hersteller)
8) Grundstück	4	Einverständnis	- Wünsche der Grundstückbesitzer - Positionierung T2, beeinflusst Abstand zwischen den Anlagen	Gespräche

Tabelle 3: Auswahlkriterien für Standorte der WEA (Interwind und Appenzeller Wind AG)



Abbildung 4: Vorgesehene Anlagenpositionen T1 und T2, sowie Position des Windmessmastes

2.3 ENERCON E-138 EP3 E3 als Referenzanlage

Für die Phase Nutzungsplan werden die Leistungs- und Kenndaten des Anlagentyps E-138 EP3 E3 von ENERCON als Referenzanlage verwendet. Aufgrund der zu erwartenden mehrjährigen Projektdauer lässt sich derzeit nicht mit Bestimmtheit festlegen, dass auch dieser Anlagentyp gebaut wird. Technische Fortschritte in der Anlagentechnologie sollen im Projekt nachvollzogen werden können, was unter Umständen einen anderen Anlagentypen in den Vordergrund rücken könnte. Ebenso sind Anpassungen im Produktprogramm des Anlagenanbieters möglich. Insofern stellen die hier dargestellten technischen Leistungs- und Kenndaten der Anlage wie auch der darauf aufbauende Umweltverträglichkeitsbericht und die Eingriffs- und Nutzungsberechnung jeweils untere oder obere Grenzwerte dar, welche auch von einem anderen Anlagentypen, der letztlich vielleicht realisiert wird, nicht über- oder unterschritten werden dürfen.

2.4 Beschreibung der Referenzanlage

2.4.1 Technische Daten

Die tatsächlich realisierte Anlage kann in Bauform von dieser hier beschriebenen Referenzanlage abweichen.

Allgemein	
Hersteller	ENERCON GmbH, D-26605 Aurich/Deutschland
Typenbezeichnung	E-138 EP3 E3
Nennleistung	4260 kW
Auslegungsdauer	25 Jahre
Rotordurchmesser	138,25 m
Rotor	
Drehrichtung	Uhrzeigersinn
Rotor-Anzahl	3
Rotorblatt-Länge	67,795 m
Überstrichene Rotorfläche	15011,36 m ²
Rotorblatt-Material	Glasfaser und Epoxidharz/Balsaholz/Schaumstoff
Untere Drehzahl Leistungseinspeisung	4,4 U/min
Nenn- und Söldrehzahl	11,1 U/min
Abregelungsgeschwindigkeit (mit Sturmregelung)	22 m/s (12-s-Mittel) – 28 m/s (10-min-Mittel)
Blattverstellungssystem	Je Rotorblatt ein autarkes elektrisches Stellsystem mit zugeordneter Notstromversorgung
Antriebsstrang bis Generator	
WEA-Anlagenkonzept	Getriebelos, variable Drehzahl, Vollumrichter
Rotornabe	Starre Verbindung mit Generator-Rotor
Lagerung	2 Kegelrollenlager
Generator	Direktgetriebener fremderregter Synchron-generator
Netzeinspeisung	ENERCON Wechselrichter mit hoher Taktfrequenz und sinusförmigem Strom
Steuerung	
Typ	Mikroprozessor
Fernüberwachung	ENERCON SCADA
Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	Integriert
Turm	
Nabenhöhe 131 m	Hybrid-Stahlurm

Tabelle 4: Technische Daten ENERCON E-138 EP3 E3 (ENERCON)

2.4.2 Getriebe

Das Antriebssystem der WEA besteht aus wenigen drehenden Bauteilen. Die Rotornabe und der Rotor des Generators sind ohne Getriebe als feste Einheit miteinander verbunden. Dadurch verringert sich die mechanische Belastung und die technische Lebensdauer wird erhöht. Der Wartungs- und Serviceaufwand wird verringert und die Betriebskosten sinken. Da das Getriebe und andere schnell-drehende Teile entfallen, werden die Energieverluste zwischen Rotor und Generator und die Geräuschemissionen verringert.

2.4.3 Rotorblätter

Die Rotorblätter haben wesentlichen Einfluss auf den Ertrag der Windenergieanlage sowie auf ihre Geräuschemissionen. Das Rotorblatt wird in Halbschalen- und Vakuuminfusionsbauweise gefertigt. Form und Profil der Rotorblätter wurden gemäss den folgenden Vorgaben entwickelt:

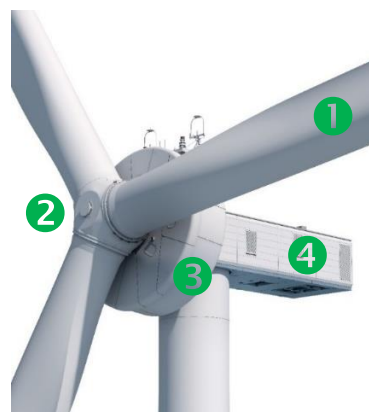
- hoher Leistungsbeiwert
- lange Lebensdauer
- geringe Geräuschemissionen
- niedrige mechanische Lasten
- effizienter Materialeinsatz

Die Rotorblätter der Windenergieanlage sind speziell für den Betrieb mit variabler Rotorblattverstellung und variabler Drehzahl ausgelegt. Die Oberflächenbeschichtung auf Polyurethanbasis schützt die Rotorblätter vor Umwelteinflüssen wie z.B. UV-Strahlung und Erosion.

Die drei Rotorblätter werden jeweils durch voneinander unabhängige mikroprozessorgesteuerte Rotorblattverstelleinheiten verstellt. Der eingestellte Blattwinkel wird über je zwei Blattwinkel-messungen ständig überprüft und die drei Blattwinkel werden miteinander synchronisiert. Dies ermöglicht eine schnelle und präzise Einstellung der Blattwinkel entsprechend den vorherrschenden Windverhältnissen.

Die Rotorblätter sind mit einem Zackenprofil in einem Teilbereich der Blatthinterkante ausgestattet. Dieser Hinterkantenkamm verkleinert die Turbulenzen an der Blatthinterkante und mindert damit die Schallemission.

2.4.4 Gondel



① Rotorblatt	③ Ringgenerator
② Rotornabe	④ Maschinenhaus

Abbildung 5: Gondel ENERCON E-138 EP3 E3 (ENERCON)

Die Rotornabe dreht sich auf zwei Rotorlagern um den feststehenden Achszapfen. An der Rotornabe sind u.a. die Rotorblätter und der Generator-Rotor befestigt. Der Schleifringübertrager befindet sich an der Spitze des Achszapfens. Er überträgt über Schleifkontakte elektrische Energie und Daten zwischen dem feststehenden und dem rotierenden Teil der Gondel.

Das tragende Element des feststehenden Generator-Stators ist der Statorträger mit sechs Tragarmen. Der Statorträger ist über den Statortragstern fest mit dem Maschinenträger verbunden. An den Enden der Tragarme ist der Statorring mit den Aluminiumwicklungen angebracht, in denen der elektrische Strom induziert wird.

Der Maschinenträger ist das zentrale tragende Element der Gondel. An ihm sind alle Teile des Rotors und des Generators befestigt. Der Maschinenträger ist über das Azimutlager drehbar auf dem Turmkopf gelagert. Mit den Azimutantrieben kann die gesamte Gondel gedreht werden, damit der Rotor stets optimal zum Wind ausgerichtet ist.

Die Maschinenhausverkleidung besteht aus Aluminium. Sie ist aus mehreren Teilstücken gefertigt und mittels Stahlprofilen an der Gondelbühne befestigt.

2.4.5 Ringgenerator

In der WEA kommt ein hochpoliger, fremderregter Synchrongenerator (Ringgenerator) zum Einsatz. Zur optimalen Ausnutzung des Windenergiepotentials bei allen Windgeschwindigkeiten arbeitet die WEA mit variabler Drehzahl. Dadurch produziert der Ringgenerator Wechselstrom mit schwankender Spannung, Frequenz und Amplitude.

Die Wicklungen im Stator des Ringgenerators bilden mehrere voneinander unabhängige Drehstromsysteme. Diese Systeme werden in der Gondel aktiv gleichgerichtet und anschliessend von den Wechselrichtern wieder in Drehstrom mit netzkonformer Spannung, Frequenz und Phasenlage umgerichtet. Der Transformator in der Gondel transformiert die erzeugte Spannung auf das Niveau des Stromnetzes, in das der Strom eingespeist wird.

Über die Mittelspannungsschaltanlage im Turmfuss wird der Transformator mit dem aufnehmenden Stromnetz zusammengeschaltet. Demzufolge ist der Ringgenerator nicht direkt mit dem aufnehmenden Stromnetz des Energieversorgungsunternehmens verbunden, sondern durch den Vollumrichter vom Netz entkoppelt.

Die Generatorverkleidung besteht aus Glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK). Sie ist aus mehreren Teilstücken gefertigt und mittels Stahlprofilen am Statorträger, Generator-Stator und Generator-Rotor befestigt.

2.4.6 Turm

Der Turm der WEA ist ein Hybrid-Stahlurm oder ein Stahlrohrurm. Der Stahlurm wird bereits im Werk mit dem fertigen Anstrich bzw. Witterungs- und Korrosionsschutz versehen, sodass nach der Montage diesbezüglich keine weiteren Arbeiten anfallen.

Der *Hybrid-Stahlurm* (Beton- und Stahlelemente) ist im oberen Bereich eine Röhre aus Stahlblech bestehend aus wenigen grossen Stahlsektionen. Je nach Turmvariante können die Stahlsektionen einteilig oder in mehrere Längselemente unterteilt sein. Die Längselemente werden zunächst am Aufstellort zu Stahlsektionen zusammengeschraubt. Die einzelnen Stahlsektionen werden am Aufstellort aufeinandergestellt und miteinander verschraubt. Dies geschieht bei den längsgeteilten Stahlsektionen durch Verbindungsbleche und bei den einteiligen Stahlsektionen durch Flanschverbindungen. Die Verbindung zum Fundament wird mithilfe eines Fundamentkorbs hergestellt.

Der *Stahlrohrurm* ist eine Röhre aus Stahlblech, die sich nach oben hin linear verjüngt. Er wird in wenigen grossen Sektionen im Werk vorgefertigt. An den Enden der Sektionen sind Flansche

mit Bohrungen für die Montage angeschweisst. Die Turmsektionen werden am Aufstellort aufeinandergestellt und miteinander verschraubt. Die Verbindung zum Fundament wird mithilfe eines Fundamentkorbs hergestellt.

2.5 Dokumentation

Für die Ausarbeitung der UVP-Unterlagen wird das UVP-Handbuch des BAFU verwendet.

- ENERCON: Technische Beschreibung ENERCON Windenergieanlage E-138 EP 3 E3.
- ENERCON: Technische Beschreibung Fundamente. E-138-EP3 E2-HAST-131-FB-C-01.
- ENERCON: Technisches Datenblatt. Netztechnische Leistungsmerkmale ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 / 4260 kW / FT.
- ENERCON: Technisches Datenblatt. Rotorblatt E-138 EP3 E3-RB-02 mit Hinterkantenkamm (TES) der Windenergieanlage E-138 EP3 E2.
- ENERCON: Technisches Datenblatt. Leistungsoptimierte Schallbetriebe ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 / 4260 kW mit TES.
- ENERCON: Technisches Datenblatt. Betriebsmodi 0 s, I s, II s und leistungsreduzierte Betriebe. ENERCON Windenergieanlage E-138 EP 3 E2 (4200 kW mit TES (Trailing Edge Serrations)).
- ENERCON: Technisches Datenblatt. Terzbandpegel Betriebsmodus 0 s ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 / 4620 kW mit TES (Trailing Edge Serrations).
- ENERCON: Technisches Datenblatt. Oktavbandpegel Betriebsmodus 0 s ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 / 4620 kW mit TES (Trailing Edge Serrations).

3 Wind- und Energieerzeugungspotenzial am Projektstandort

3.1 Ausgangslage

Bereits in der Machbarkeitsstudie, welche für die definitive Festsetzung des Projektstandortes im kantonalen Richtplan einzureichen war, musste eine mittlere Windgeschwindigkeit von mindestens 4.5 m/s nachgewiesen werden. Dazu wurden 2015 und 2016 Messungen mit einem 99 m Windmessmast vorgenommen.

Die Windverhältnisse am Standort wurden damit auf 2/3 der Nabenhöhe der geplanten Anlagen gemessen. Solche Messungen sind im komplexen Gelände für Installationen bis zu 2 km vom Messstandort repräsentativ. Voruntersuchungen im Gebiet Oberfeld mittels einer LIDAR-Messung von September – Dezember 2014 ergaben erste Anhaltspunkte zum Windenergiepotenzial. Sie ersetzen jedoch die notwendigen Anemometer Messungen nicht. Anemometer-Messungen liefern weitere Daten zu relevanten Standortparametern, wie Turbulenzintensität, Extremwerte der Windgeschwindigkeit und Vereisungshäufigkeit. Diese Parameter sind Grundlage für die Auswahl der für den Standort geeigneten Anlagen und für die Bestimmung betrieblicher und technischer Massnahmen für einen sicheren Betrieb und eine optimale Produktion.

Die gemessenen Werte wurden pro WEA auf die vorgesehene Nabenhöhe und Anlagestandorte extrapoliert und ergeben Resultate für die gemessene Periode, in diesem Fall eine Momentaufnahme für das Messjahr. Durch Abgleich dieser Daten mit einer geeigneten Meteorostation mit Langzeitdaten werden die Langzeitressourcen am Standort ermittelt (=Bruttoproduktion). Nach Abzug verschiedener technischer und weiterer Umwelt bedingter Abzüge wird die Nettostromproduktion ermittelt, welche ins Netz des lokalen Stromversorgungsunternehmens eingespielen wird.

3.2 Windgutachten

3.2.1 Vorgehensweise

Basierend auf den gemessenen Daten und dem Gelände wurde von JH Wind in einem Umkreis 2 km um die WEA-Standorte ein digitales Geländemodell erstellt und die Verdrängungshöhen des Windes um die WEA berechnet.

Im Umkreis von 30 km um die WEA-Standorte wurden Bewuchs, Siedlungen und Gewässer kartiert und die Rauigkeiten ermittelt. Rauigkeiten stellen den Einfluss dar, den die Geländeoberflächen auf die Windgeschwindigkeit ausübt. Damit konnte schliesslich die Strömung des Windes in einem Raum mit Radius 34 km um die WEA-Standorte und 14 km Höhe simuliert werden.

Die gemessenen Winddaten lagen als zehn Minuten Mittelwerte vor, ihre Verfügbarkeit lag nach dem Verwerfen von unplausiblen Daten bei mehr als 95%.

Messhöhe	Daten roh			Daten gefiltert			Weibull Daten			Leistungs- dichte
	Daten	Ver- füg.	Vm	Daten	Ver- füg.	Vm	Vm	A	K	
			m/s			m/s	m/s	m/s		
99,00 m - A	56.056	98,2%	5,35	54.572	95,6%	5,47	5,44	6,03	1,512	264,2
90,00 m - C	56.060	98,2%	5,31	54.992	96,4%	5,37	5,49	6,08	1,504	274,0
80,00 m - D	56.059	98,2%	5,05	55.104	96,6%	5,13	5,09	5,64	1,494	221,1
60,00 m - F	56.059	98,2%	4,71	55.080	96,5%	4,78	4,73	5,23	1,484	178,6
40,00 m - G	56.059	98,2%	4,12	54.566	95,6%	4,22	4,16	4,61	1,497	120,5

Tabelle 5: Gemessene Datensätze auf fünf Höhen (JH Wind)

Die Erträge der WEA und die Windverhältnisse an den WEA-Standorten wurden mit einem langzeitkorrigierten Datensatz der Messreihe auf 99 m Höhe berechnet.

Für das Windgutachten hat JH Wind dazu verschiedene Realanalysedatensätze geprüft und einen zur Berechnung der Leitzzeitdaten ausgewählt.

Höhe u. Grund	Berechnungsmethode	Ber.	Weibull-Daten			Leistungs- dichte
Am Mast		Vm	Vm	A	K	
		m/s	m/s	m/s		
131,00 m – M Scale	Skalierung CFD-Modell	5,82	5,82	6,47	1,5603	309,9
131,00 m – J Synth	Berechnet aus Messhöhen 60 D- 99 A	5,91	5,88	6,52	1,5056	337,5
131,00 m – K Synth	Berechnet aus Messhöhen 80 D- 99 A	5,94	5,92	6,56	1,5023	344,5
99,00 m – Langzeit	MCP Siehe Kap. Langzeit	5,71	5,68	6,3	1,5164	300,8
131,00 m – L Scale	Skalierung CFD von Langzeit MCP	6,17	6,15	6,85	1,5675	364,0

Tabelle 6: Datensätze langzeitkorrigiert und auf die Höhe von 131 m an der Mastposition umgerechnet (JH Wind)

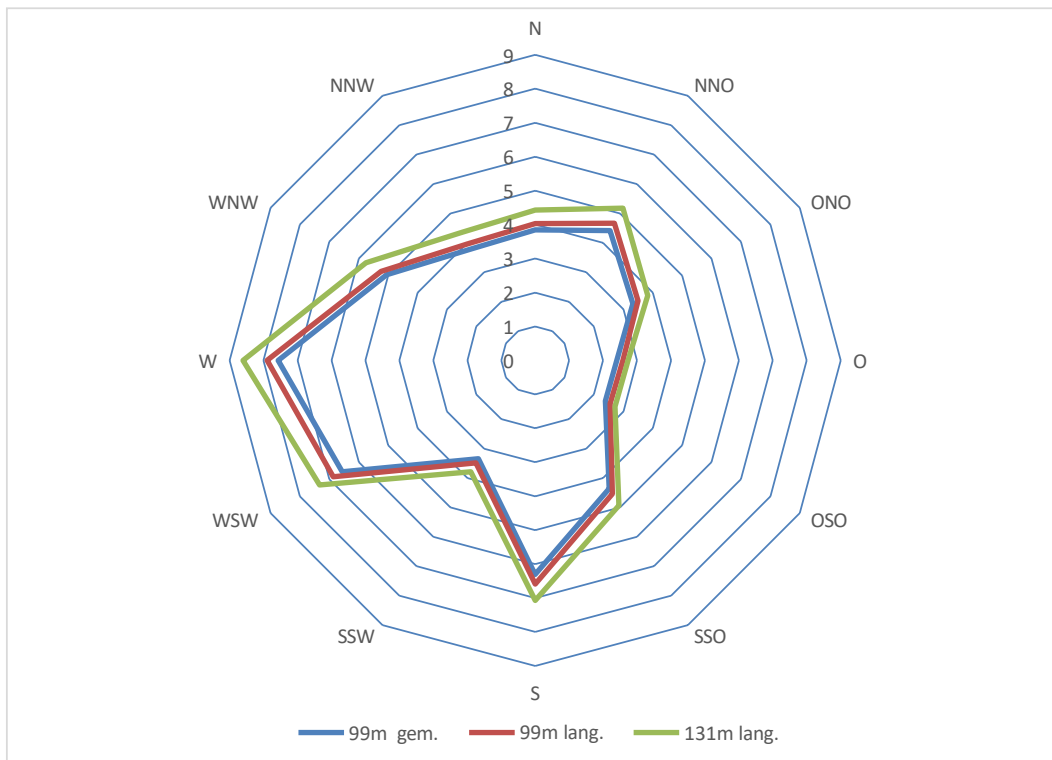


Abbildung 6: Diagramm gemessene und langzeitkorrigierte Windgeschwindigkeiten jeweils 99 m und 131 m (JH Wind)

Datensätze	99.00 m - A	99 m - Langzeit	131 m - L Scale
N	3,84	4,03	4,43
NNO	4,42	4,66	5,18
ONO	3,33	3,50	3,83
O	2,41	2,59	2,74
OSO	2,39	2,55	2,72
SSO	4,36	4,55	4,93
S	6,30	6,59	7,07
SSW	3,34	3,49	3,79
WSW	6,56	6,87	7,33
W	7,57	7,90	8,60
WNW	5,04	5,24	5,76
NNW	3,79	3,96	4,35
Alle	5,44	5,68	6,15

Tabelle 7: Gemessene und langzeitkorrigierte Windgeschwindigkeiten 99 und 131 m (JH Wind)

Da eine WEA dem Wind Energie entzieht, wird auch die Windgeschwindigkeit hinter der Windturbine reduziert.

Diese Energieentnahme erfolgt nicht gleichmässig, was zu Schwankungen der Windgeschwindigkeit führt. Die dadurch verursachten Turbulenzen im Nachlauf der Turbine führen zu einer unregelmässigeren Anströmung und zu höheren Belastungen der WEA im Nachlauf. Turbinen, die durch diese Nachlaufeffekte - Wake genannt - beeinflusst werden, produzieren weniger Energie und verschleissen schneller.



Abbildung 7: Mittlere Windgeschwindigkeiten an den Nabenhöhen der WEA (JH Wind)

	WEA 1		WEA 2	
	frei	Wake red.	frei	Wake red.
	m/s	m/s	m/s	m/s
N	4,3	4,3	4,3	4,3
NNO	5,0	5,0	5,1	5,1
ONO	3,9	3,9	3,8	3,8
O	2,8	2,8	2,6	2,6
OSO	2,7	2,7	2,6	2,3
SSO	4,8	4,8	4,7	4,1
S	7,0	7,0	6,8	6,8
SSW	3,8	3,8	3,7	3,7
WSW	7,1	7,1	6,9	6,9
W	8,5	8,5	8,2	8,2
WNW	5,8	5,5	5,6	5,6
NNW	4,3	3,5	4,1	4,1
Gesamt	6,1	6,0	5,9	5,8

Tabelle 8: Windgeschwindigkeiten an den Nabenhöhen frei und mit Parkwirkung (Wake reduziert) (JH Wind)

3.2.2 Ertragsminderungen

Eine Reihe von Faktoren vermindern die berechneten Bruttoerträge, die Angaben wurden vom Anlagenlieferanten übernommen.

Verluste beide WEA	[%]
Verfügbarkeit ³	3,0
Degradation Rotorblätter	0,5
Degradation bei Vereisung	0,5
Rotorblattheizung Hysterese	0,8
Energieverlust für Rotorblattheizung	1,0
Elektrische Verluste	2,0
Leistungskurve	2,0
Summe	9,8

Tabelle 9: Verluste beide WEA (JH Wind)

Verluste Umweltauflagen und Parkwirkung	WEA 1 (%)	WEA 2 (%)
Fledermäuse	1,26	1,33
Vögel	6,31	6,33
Schattenwurf	0,85	1,06
Parkwirkung	1,34	0,92
Schall	-0,01	1,24
Summe	9,76	10,89
Summe Gleichzeitigkeit berücksichtigt	8,17	9,54

Tabelle 10: Verluste Umweltauflagen Park pro WEA (JH Wind)

Aufgrund des Schallgutachtens wird WEA 2 zwischen 19:00 und 07:00 Uhr schallreduziert betrieben. Am Tag werden beide WEA ohne Schallreduktion betrieben. Wird WEA 2 nachts aufgrund der Schallreduktion abgeschaltet, verursacht diese bei WEA 1 kein Parkwirkung. Das verursacht etwas höhere Erträge bei WEA 1 (-0.01%).

3.2.3 Ergebnis der Ertragsberechnungen

Mit Hilfe der errechneten Windverhältnisse wurden die Erträge berechnet.

	Nur Parkwirkung	Parkwirkung inkl. Verluste	Parkwirkung, inkl. Verluste und Umweltauflagen	Mittlere Windgeschwindigkeit	
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	Frei [m/s]	Park [m/s]
WEA 1	10'638'562	9'774'265	8'816'387	6.09	6.03
WEA 2	10'151'148	9'188'313	8'287'858	5.90	5.86
Park	20'789'710	18'962'577	17'104'245	6.00	5.95

Tabelle 11: Ergebnisse der Ertragsberechnungen pro WEA (JH Wind)

3.2.4 Unsicherheiten

In den Ertragsberechnungen des vorstehenden Kapitels sind noch keine Unsicherheiten berücksichtigt. Hierzu wird von folgenden Unsicherheitsfaktoren ausgegangen:

³ Ohne durch ordentlichen Service bedingte Stillstandszeiten.

Windmessung	
Kalibrierung	1,0
Klassifikation	1,0
Datenerfassung und Verarbeitung	1,5
Datenintegrität	1,5
Datenkorrekturen	1,0
	2,7
Langzeitanalysen	
Konsistenz der Langzeitdaten	1,8
Schluss von Langzeit- auf Kurzzeitdaten	1,5
Datenzeitraum	1,0
Vertretung in der Vergangenheit	1,0
Schluss auf die Zeit des WEA-Betriebs	2,5
Aussagemöglichkeit für den Standort	1,2
	3,9
Modellierung	
Topographie	3,0
Rauigkeiten Hindernisse	2,0
Übertragung horizontal	2,0
Übertragung vertikal	2,6
	4,9
Parkwirkung	
der alten auf die geplanten Anlagen	0,0
der geplanten Anlagen untereinander	1,0
	1,0
technische Daten WEA	
Leistungskennlinie	8,1
Abweichungen vom Serienschnitt	2,0
Leistungskennlinie am Standort	5,0
unterschiedliche Steuerungsparameter	1,5
	9,8
Gesamtunsicherheit	12,01

Tabelle 12: Unsicherheiten (JH Wind)

Ausgehend von den Ertragsberechnungen in Kapitel 3.2.3 und den Unsicherheiten in Kapitel 3.2.4 ermittelte JH Wind die Überschreitungswahrscheinlichkeiten (P-Werte). Der P-Wert bezeichnet die Überschreitungswahrscheinlichkeiten, d.h. es kann im Fall eines Werts P50 mit einer Wahrscheinlichkeit von 50% davon ausgegangen werden, dass die langjährig zu erwartenden mittleren Erträge mit einer Wahrscheinlichkeit von jeweils 50% unter- oder überschritten werden. Ein P-Wert von 90 heisst, dass dieser Wert mit 90-prozentiger Wahrscheinlichkeit nicht unterschritten wird und mit 10-prozentiger Wahrscheinlichkeit geringere Erträge erzielt werden.

Wahrscheinlichkeit der Überschreitung	Abweichung vom errechneten Wert	WEA 1	WEA 2	Park
95%	-19,8%	7.074.375	6.650.277	13.724.652
90%	-15,4%	7.459.137	7.011.973	14.471.109
85%	-12,5%	7.718.733	7.256.007	14.974.741
80%	-10,1%	7.925.053	7.449.958	15.375.011
75%	-8,1%	8.102.056	7.616.350	15.718.407
70%	-6,3%	8.261.011	7.765.776	16.026.787
65%	-4,6%	8.408.306	7.904.241	16.312.547
60%	-3,0%	8.548.075	8.035.631	16.583.706
55%	-1,5%	8.683.303	8.162.752	16.846.055
50%	0,0%	8.816.387	8.287.858	17.104.245
45%	1,5%	8.949.471	8.412.964	17.362.434
40%	3,0%	9.084.698	8.540.085	17.624.783
35%	4,6%	9.224.467	8.671.475	17.895.942
30%	6,3%	9.371.762	8.809.940	18.181.702
25%	8,1%	9.530.717	8.959.365	18.490.082
20%	10,1%	9.707.721	9.125.758	18.833.478
15%	12,5%	9.914.040	9.319.709	19.233.749
10%	15,4%	10.173.637	9.563.743	19.737.380
5%	19,8%	10.558.398	9.925.439	20.483.837
Gesamtunsicherheit	12,01			
	Erträge P 50	8.816.387	8.287.858	17.104.245

Tabelle 13: P-Werte (JH Wind)

3.3 Dokumentation

- JH Wind: Ermittlung des Windenergiepotentials am Standort Oberfeld. Ertragsberechnungen für zwei Windenergieanlagen. Freiburg i. Breisgau, 07.09.2023

4 Transport, Erschliessung und Montage

4.1 Transportstudie

4.1.1 Ausgangslage

Bei der Realisierung der beiden geplanten WEA ist inkl. der Vorbereitungsarbeiten (Zuwegung, Bereitstellung Bauplätze usw.) von folgenden Transporten auszugehen:

Gewerk	Anzahl	Transport	Gesamtgewicht	Länge der Fracht
Strassen und Plätze	Ca 5 Ca 200	Rodung Strasse und Plätze	<40 t <40 t	<25 m <25 m
Fundamentbau	Ca 440 Ca 40 Ca 4	Beton Sonstige Rammgerät	<40 t <40 t bis zu 160 t	<25 m <25 m Ca 38 m
Hybrid-Stahlurm	44	Turmsektionen aus Beton und Stahl, Fundamentkörbe, Box mit Montage-material, Turmbolzen, Verbindungsplatten usw.	1'058.2 t	Bis 28.6 m
WEA Komponenten	2 6 4 2 2 6 2 2 2	Maschinenhaus Rotorblätter Stator Naben auf Stahlträger Montagematerial Generator-Elemente Boxen mit Netzanschluss- Material Turmkabel Treppe für Stahlurm	160.0 t 142.2 t 136.0 t 80.0 t 12.0 t 108.0 t 12.2 t 17.0 t 20.0 t	Ca 14 m 68.6 m 8.85 m 3.82 m Ca 6.1 m 9.23 m 8.5 m 6.1 m 6.1 m
Kran	Ca 80	Krankomponenten	bis zu 120 t	25 m

Tabelle 14: Abschätzung des Transportaufkommens (Hersche Ingenieure AG, EMIL EGGER AG basierend auf Kollilliste ENERCON)

Die Dimensionen der Transportgüter bedingen entsprechende Zufahrtstrassen bis zum Grundstück und innerhalb desselben. Massgebend sind insbesondere:

- Lichtraumprofile Strassen, Erschliessung innerhalb Parzellen
- Steigungen und Gefälle
- Kurvenradien, auch vertikale Radien für „Kuppen und Täler“

Die Vorgaben dazu sind in der Technischen Spezifikation Zuwegung und Baustellen von ENERCON im Detail vorgegeben.

4.1.2 Zielsetzung der Studie

Die Appenzeller Wind AG hat EMIL EGGER, St. Gallen mit der Erstellung einer Transportstudie beauftragt. Damit soll der Nachweis der Transportierbarkeit und Erschliessbarkeit des Projektgrundstücks für Schwertransporte erbracht und eine Streckenprüfung vorgenommen und notwendige temporäre bzw. bleibende Massnahmen aufgezeigt werden.

4.1.3 Ergebnisse

a) Transport von der Schweizer Grenze bis Berneck

Bereits im Rahmen der Machbarkeitsstudie zum Windenergieprojekt Oberegg zeigte sich anhand eines Transportgutachtens des von ENERCON 2016 beigezogenen Transportunternehmens Setreo GmbH, dass die Strecke Basel-Zürich-Au keinerlei Probleme für den Transport der grossen Anlagenteile bietet. Es handelt sich hier um eine ausgewiesene Schwertransportstrecke.

Wie sich bei einem neuen von der Appenzeller Wind AG bei EMIL EGGER, St. Gallen, in Auftrag gegebenen und auf den evaluierten Anlagentyp E-138 EP3 E3 von ENERCON ausgerichteten Streckengutachten zeigte, bestehen zwei neuralgische Punkte auf der Strecke Autobahnausfahrt Au bis zum Umladepplatz in Berneck, wo die grossen Anlagenteile auf Spezialfahrzeuge umgeladen werden. Geprüft wurde insbesondere die Transportierbarkeit des Maschinenhauses

(Ladungsabmessung je Maschinenhaus 14 x 4.99 x 3.4 m, 80 t Gewicht) und der Rotorplätter (Ladungsabmessung je Rotorplatt 68.62 x 3.92 x 3.35 m, 23.7 t Gewicht).

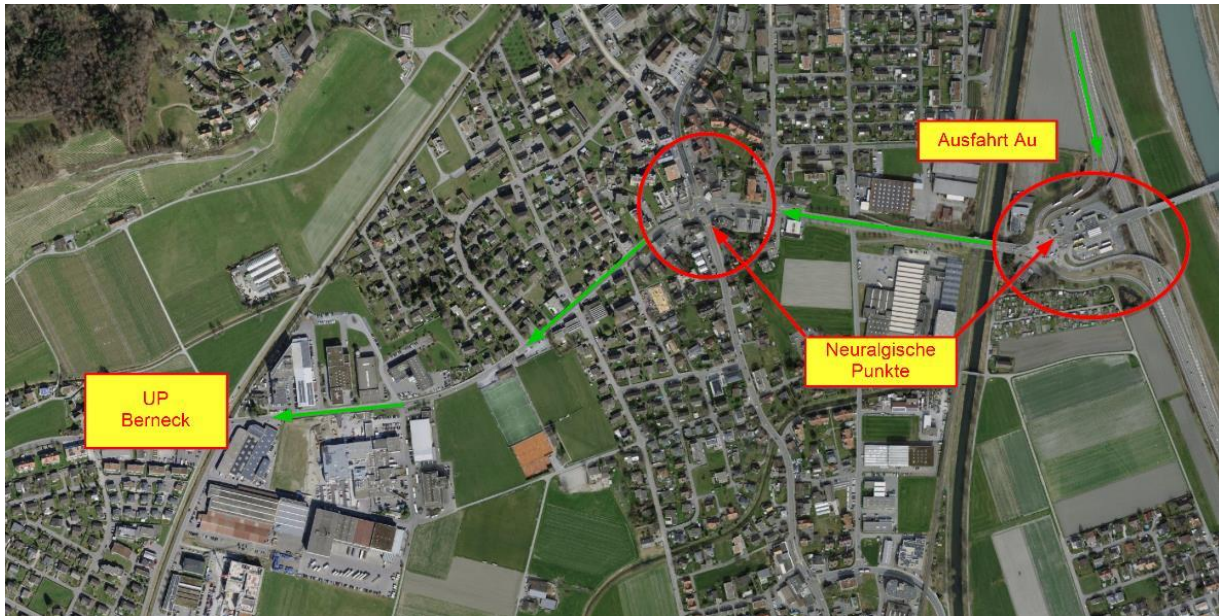


Abbildung 8: Transportstrecke Autobahnausfahrt Au bis Umladeplatz Berneck (EMIL EGGER)

Im Ergebnis ergeben sich für das Maschinenhaus und die Rotorblätter unterschiedliche zu befahrende Routen. Als Möglichkeit, Transporte mit dem Maschinenhaus als Ladung durchzuführen, erweist sich die Strecke Ausfahrt Au von St. Gallen kommend Richtung Sargans (normale) Ausfahrt als geeignet, während der Transport der sechs Rotorblätter von St. Gallen kommend an der Autobahnausfahrt Au vorbei und die Autobahneinfahrt (Richtung Sargans) rückwärts via Kreisel und Au bis zum Umladeplatz in Berneck zum Kreisel erfolgen muss.

Für den Transport müssen diverse Schilder und Kandelaber temporär demontiert werden, währenddessen, die beiden Kreisel bei der Autobahnausfahrt Au und im Dorfzentrum von Au voraussichtlich umfahren oder überstrichen werden können.



Abbildung 9: Transport Rotorblatt (EMIL EGGER)

b) Transport Umladeplatz Berneck zum Projektgelände

Für den Transport vom Umschlagplatz Berneck zum Projektgelände wurde von der EMIL EGGER eine spezifische Streckenprüfung durchgeführt. Dabei wurden für den Transport der grössten Abmasse der Anlagenteile vier neuralgische Stellen identifiziert (Engstelle 1-4):

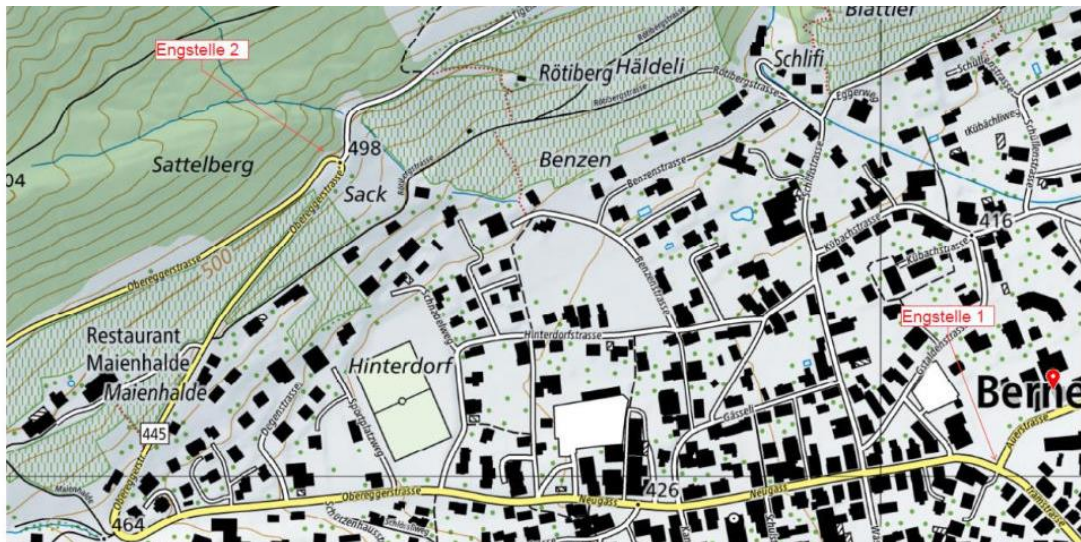


Abbildung 10: Neuralgische Engstellen 1 und 2 aus der Streckenprüfung (EMIL EGGER)

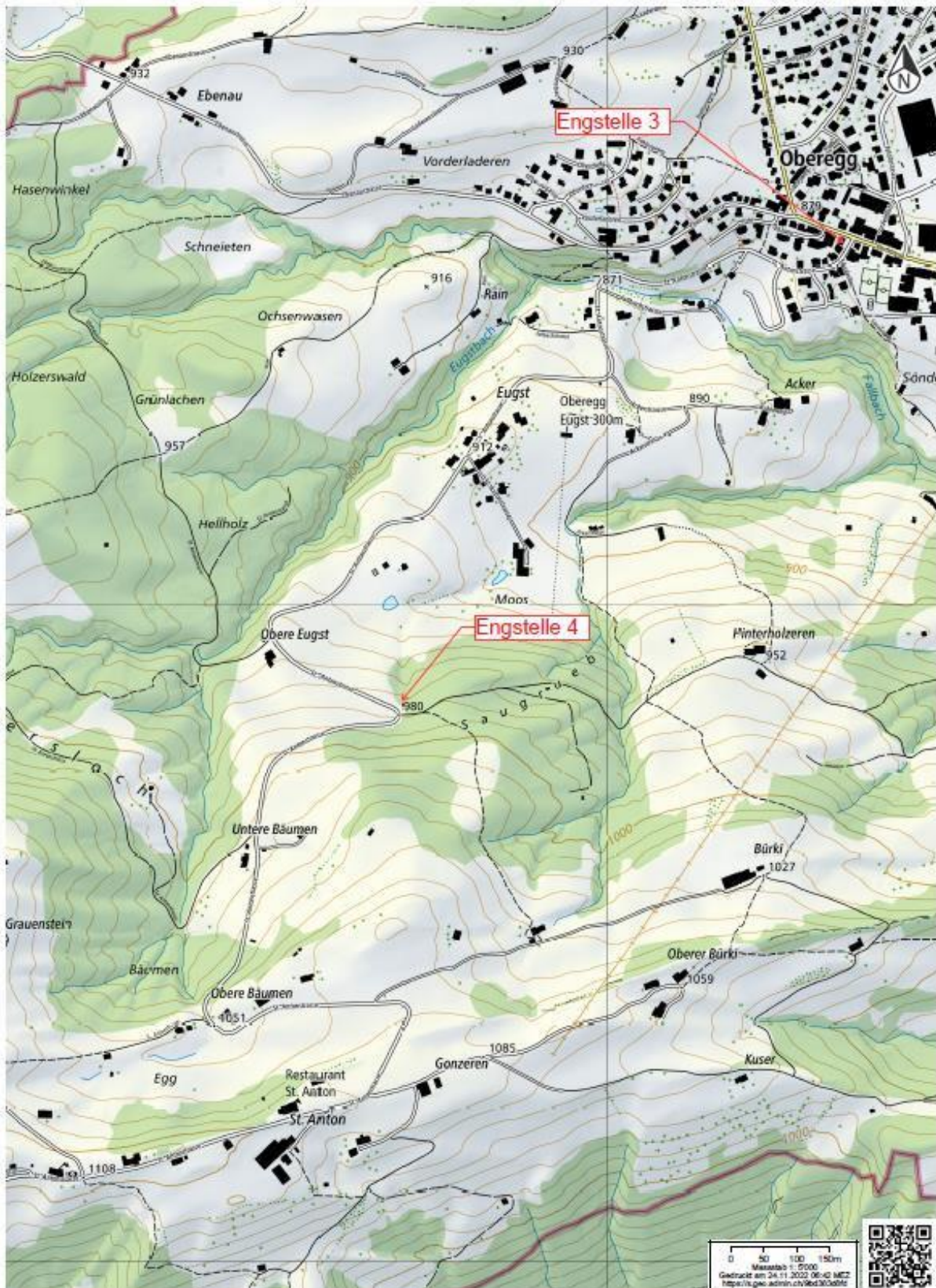


Abbildung 11: Neuralgische Engstellen 3 und 4 aus der Streckenprüfung (EMIL EGGER)

Aus heutiger Sicht ist die Strecke vom Umschlagplatz Berneck bis zum Projektgebiet nur mit Self-Propelled Modular-Transporter (SPMT) durchgehend befahrbar. Einige wenige Hindernisse wie Kandelaber und Verkehrszeichen müssen für die Durchfahrt demontiert werden. Detaillierte Angaben dazu sind der Streckprüfsimulation der EMIL EGGER zu entnehmen.



Abbildung 12: Transport Turmelement mit SPMT



Abbildung 13: Transport Gondel mit SPMT



Abbildung 14: Transport Rotorblatt mit SPMT

Die bestehende Waldstrasse von der St. Antonstrasse bis zum Projektgelände ist für den Transport der Anlagenteile und für die spätere Bewirtschaftung des Waldes ungeeignet. Sie weist stellenweise mehr als 20% Steigung auf. Auch die Einfahrt zur Kantonsstrasse (St. Antonstrasse - Oberfeld) ist für die Schwertransporte ungeeignet und muss angepasst werden.

4.1.4 Massnahmen

a) Transport Schweizer Grenze bis Umladeplatz Berneck:

- Temporäre bauliche Massnahme im Gebiet Au/SG bis Umladeplatz (Entfernen von Strassenschildern, Kandelaber usw.) im Gebiet Autobahnausfahrt Au/SG bis Umladeplatz Berneck gemäss Streckenerkundungsplan EMIL EGGER.

b) Transport Umladeplatz bis Projektgelände

- Temporäre bauliche Massnahme im Gebiet Au/SG bis Umladeplatz Berneck gemäss Streckenerkundungsplan EMIL EGGER.
- Neubau der Zufahrtstrasse ab Honeggstrasse mit max. 9% Steigung bis Standort WEA T1 und Anpassung des bestehenden Weges WEA T1 bis WEA T2.
- Erstellen von zwei Montageplätzen von insgesamt ca. 6140 m² im Projektgebiet.
- Temporäre Rodungen ca 9'074 m² und definitive Rodung ca 2'653 m² inklusive Waldstrasse, 2'653 m² Ersatzaufforstung auf Parzelle 547.

c) Neubau Erschliessungsstrasse

Aufgrund der Geländetopografie (Honeggstrasse – Installationsplatz WEA T1) wurden unter Einbezug der Rhode Kornberg (Landeigentümerin) und des Ingenieurbüros Hersche, Obereggen, verschiedene Erschliessungsvarianten geprüft und zuletzt die Linienführung gemäss nachfolgender Abbildung festgelegt. Dabei wurden die Vorgaben des Anlagenlieferanten ENERCON gemäss Technischer Spezifikation Zuwegung und Baustellenflächen berücksichtigt.

Die beanspruchten Flächen für den Strassenbau betragen:

- Strasse mit Belag: 1880 m²
- Strassen ohne Belag: 870 m²
- Bankette: 1390 m²

Der für den Strassenbau notwendige Materialtransport beläuft sich auf

- Kiessand: 6900 m³ lose
- Belag: 380 t (der Felsabbau wird für die Strassenfundation verwendet).

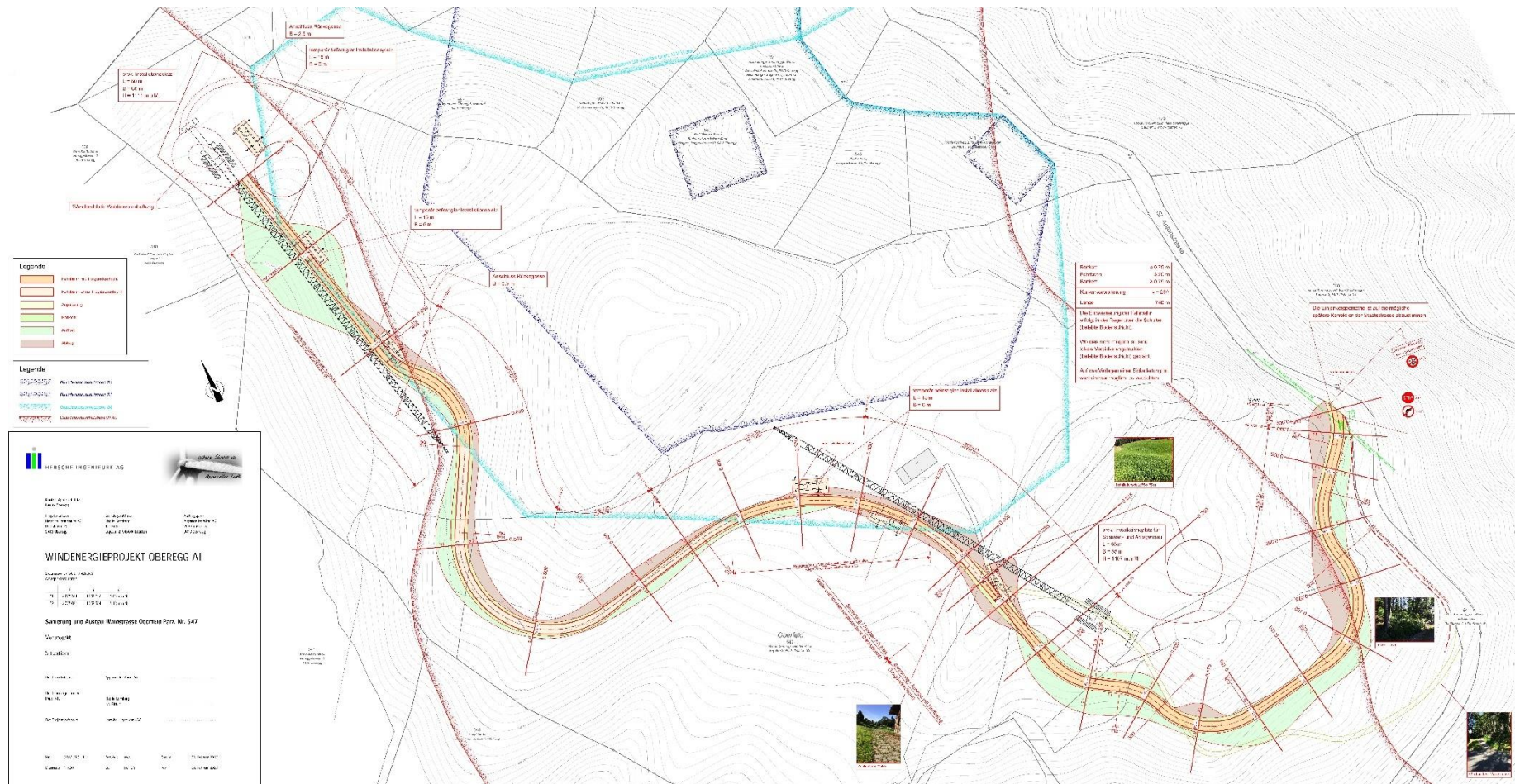


Abbildung 24: Layout neue Zuwegung und Installationsplatz für WEA 1 und 2 (Hersche Ingenieure AG, vgl. Plan 1:500 in Beilage 21).

4.2 Umladeplatz

Aktuell wird davon ausgegangen, dass der Transport der WEA ab Werk bis Basel/Birsfelden per Schiff erfolgt und die Anlagenteile von da bis zum Projektgebiet mit Lastwagen resp. Spezialtransportfahrzeugen (SPMT). Die Details der Anlieferung werden im Rahmen der Ausführungsplanung zwischen Anlagenlieferant und beauftragtem Transporteur festgelegt. Grundsätzlich ist es möglich, die Anlagenteile dem Baufortschritt der WEA entsprechend just in time anzuliefern, womit kein Umladeplatz notwendig ist, auf welchem die Anlagenteile über eine längere Zeit zwischengelagert werden. Das Umladen der grossen Anlagenteile (insbes. der Rotoren) von Lastwagen auf SPMT kann diesfalls auf einem dafür gesperrten Strassenabschnitt erfolgen.

Optional stehen derzeit in Berneck mehrere ausreichend grosse Flächen zur Verfügung, welche temporär als Umladeplatz oder Zwischenlager verwendet werden können. Je nach Verweildauer der Anlagenteile (bis zu mehreren Wochen/Monaten) müsste dieser zunächst bearbeitet werden (mit Abhumusierung, Koffierung mit bis zu 60 cm Kieskoffer und Rekultivierung). Zur Vermeidung dieses Aufwandes ist derzeit geplant, dass die Anlagenteile in Birsfelden zwischengelagert und von da just in Time ins Projektgebiet geliefert werden.

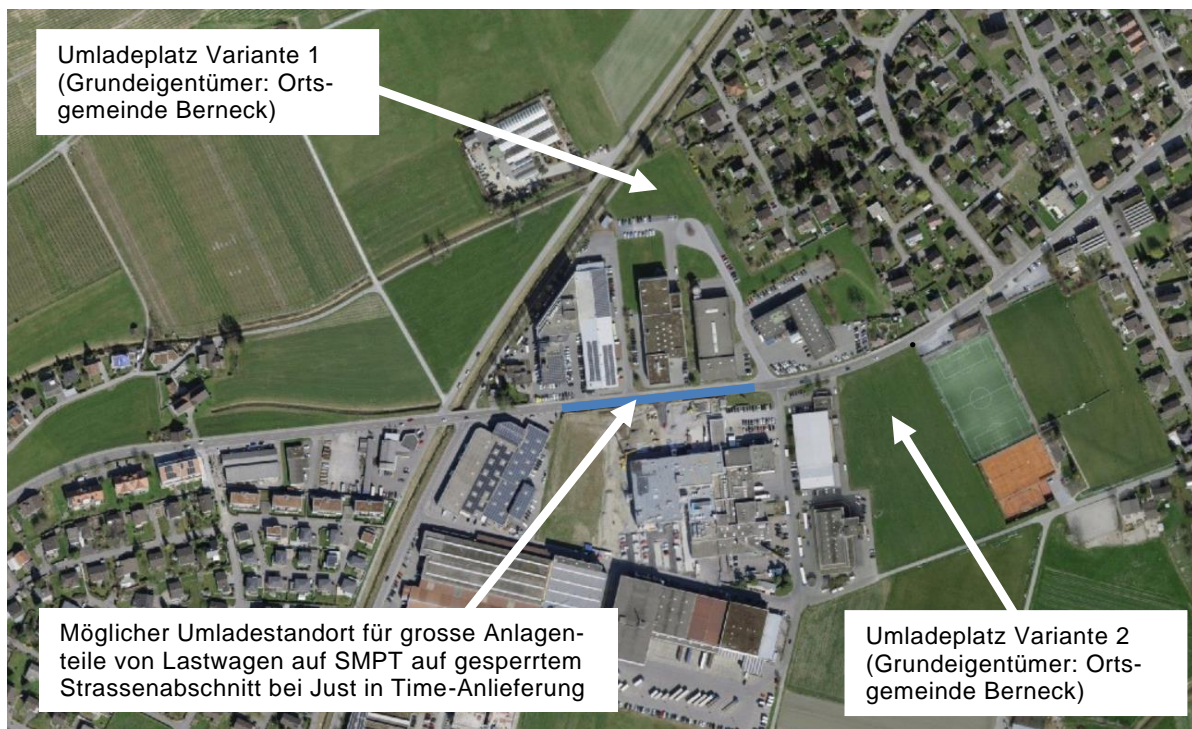
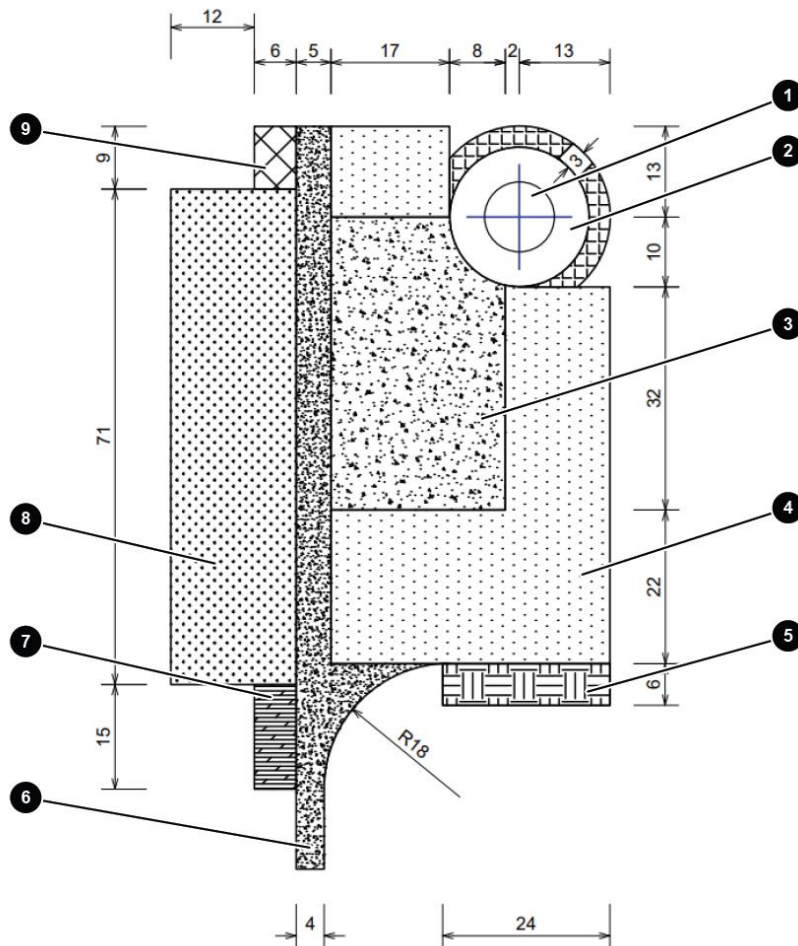


Abbildung 16: Mögliche Standorte für Umladeplätze/-standorte in Berneck

4.3 Installationsflächen

Im Arbeitsbereich am Standort der zu errichtenden WEA werden unterschiedliche Tätigkeiten durchgeführt. Dies reicht vom Fundamentbau bis hin zum Aufsetzen der Gondel auf den Turm. Der Arbeitsbereich besteht aus verschiedenen Baustellenflächen zur Montage und Lagerung von WEA-Komponenten, für die unterschiedliche Anforderungen gelten. Ausreichend gross dimensionierte und tragfähige Baustellenflächen sind daher für einen sicheren und wirtschaftlichen Projektlauf zwingend notwendig.

Der Anlagenlieferant ENERCON spezifiziert die Einrichtung der Installationsfläche wie nachfolgend dargestellt. Dabei gelten die Flächen als Orientierung und können je nach Hersteller und Anlagenmodell variieren.



1 Turm	2 Fundament
3 Kranstellfläche	4 Montagefläche
5 Containerfläche	6 Zuwegung
7 Parkfläche	8 Lagerfläche
9 Müllsammelplatz	

Abbildung 17: Arbeitsbereich am WEA-Standort, Baumasse (ENERCON)

Bei einem Durchmesser des Betonfundaments von 21.6 m ergibt sich eine Fundamentfläche von 366.4 m² pro WEA. Unter Berücksichtigung eines 3 m zusätzlichen Abstandes (Schalung, Aufschüttung) kann eine Eingriffsfläche 598 m² pro WEA ermittelt werden, davon die Hälfte im Wald und die andere Hälfte auf landwirtschaftlich genutztem Land.

Bei der Errichtung von WEA in Waldgebieten (im vorliegenden Projekt WEA 2) wird rings um den Arbeitsbereich am WEA-Standort und um das Fundament eine Fläche freigehalten bzw. gerodet. Die Rodungszone kann zum Teil nach der Errichtung der WEA wieder aufgeforstet werden. Im Fall eines Komponententauschs oder Rückbaus muss ein Teil dieser Fläche wieder gerodet werden. Grösse und Abmessungen werden im Rahmen der Ausführungsplanung mit dem ENERCON General Project Manager abgestimmt.

Um die Rotorblätter während des Hubvorgangs zu führen, werden sie mittels Seile und Winden abgespannt und in Position gebracht. Die Fixierung der Winden erfolgt am Boden in einem Mindestabstand von 1x Turmhöhe in Metern zur Rotorblattspitze. Abhängig von der lokalen Beforstungsdichte können zusätzliche temporäre Rodungsschneisen zur Abspannung nötig sein. Dies wird mit dem ENERCON General Project Manager im Rahmen der Ausführungsplanung abgestimmt.

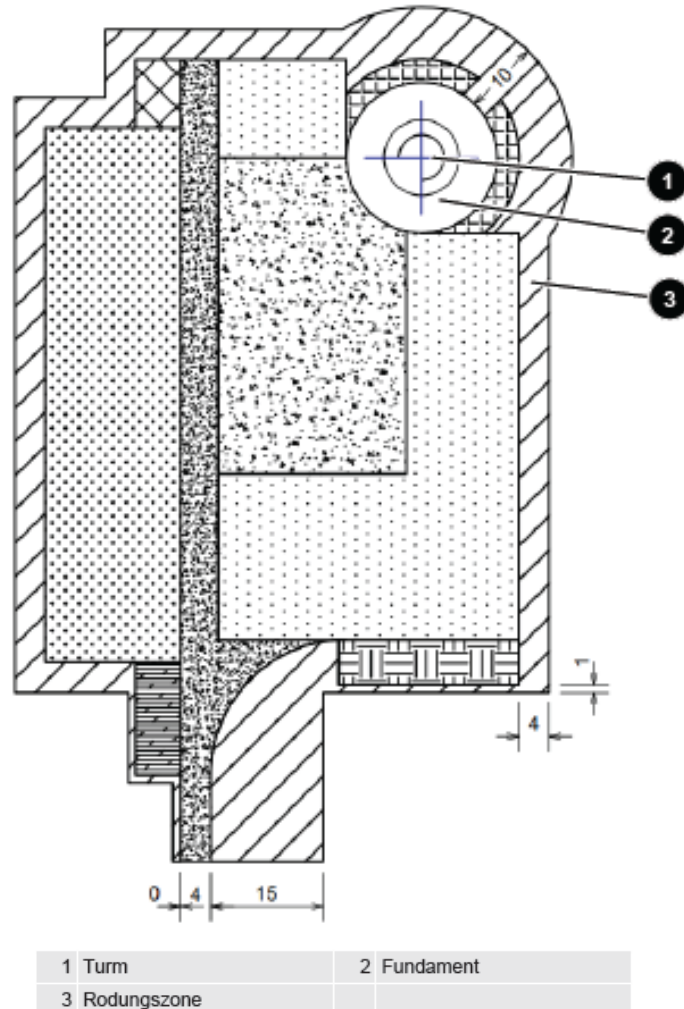


Abbildung 18: Arbeitsbereich am WEA-Standort in Waldgebieten, Baumass (ENERCON)

4.4 Geländekorrekturen

Da die bestehende Waldstrasse für den Transport der Anlageteile und für die spätere Bewirtschaftung des Waldes auf Grund der Steigung ungeeignet ist, muss die Erschliessungsstrasse auf ganzer Länge neu angelegt werden. Für die Geländekorrekturen kann dafür das entstehende Aushubmaterial verwendet werden. Der Abtrag besteht gemäss der von Hersche Ingenieure erstellen Massenbilanz aus rund 4'920 m³ Aushubmaterial. Ein Grossteil des anfallenden Aushubmaterials (3'270 m³) wird vor Ort für den Strassenbau wiederverwendet. Das Felsabraummaterial soll dabei als Brechschotter, als Wandkies oder als Ersatz für Wandkies eingesetzt werden.

Die Geländekorrekturen (Abtrag, Auftrag) finden sowohl auf landwirtschaftlich genutztem Boden als auch im Wald statt und betreffen v.a. den Bereich der bestehenden resp. neuen Wegabschnitte und die Installationsplätze.

Durch den Bau der neuen Erschliessungsstrasse sowie der WEAs werden rund 4'870 m² Boden dauerhaft beansprucht. Zusätzlich werden während der Bauphase für die Erstellung der Erschliessungsstrasse (Abtragungen und Aufschüttungen) sowie für Installationsplätze rund 11'500 m² Boden temporär beansprucht. Die temporär beanspruchten Flächen werden im Anschluss an die Bauarbeiten rekultiviert.

Eingriffsflächen	Beanspruchte Bodenfläche (m ²)		
	insgesamt	davon dauerhaft	davon temporär
Strasse mit Belag	1'880	1'880	-
Strasse ohne Belag	870	870	-
Bankette (unbefestigt)	1'390	1'390	-
Böschungen und Abtrag	6'090	-	6'090
Installationsplätze (inkl. Fundamente)	6'140	730	5'410
Eingriffsfläche total (m²)	16'370	4'870	11'500

Tabelle 15: Übersicht über die ungefähren Eingriffsflächen (gerundet auf 10 m²) (ARNAL, UVB).

4.5 Bodenmaterialbilanz

Insgesamt werden ca. 2'400 m³ Oberboden sowie 12'300 m³ Unterboden inkl. Waldboden abgetragen. Der Bodenaufbau der zu rekultivierenden Flächen (temporäre Beanspruchung) wird so geplant, dass sämtliches anfallendes Bodenmaterial vor Ort wiederverwendet werden kann.

Als Grundlage für die Berechnung der Bodenmaterialbilanz dienen unter anderem Angaben zur Bodenmächtigkeit aus dem geologischen Gutachten von Andres Geotechnik AG. Darin ist allerdings die räumliche Variabilität der Bodenmächtigkeit nicht berücksichtigt. Daher sind erhebliche Abweichungen von der geschätzten Bodenmaterialbilanz wahrscheinlich.

	Bodenabtrag		
	Fläche (m ²)	OB (m ³)	UB (m ³)
Offenland	7'900	2'400	5'500
Waldareal	8'500	0	6'800
Total	16'400	2'400	12'300

Tabelle 16: Grob geschätzte Bodenmaterialbilanz. Als Berechnungsgrundlagen wurden die Eingriffsflächen dem Waldareal bzw. Offenland zugeordnet. Zur Abschätzung der Bodenmächtigkeit wurden aufgrund des geologischen Gutachtens von Andres Geotechnik AG folgende Annahmen getroffen: im Waldareal 0 cm OB und 80 cm UB; im Offenland 30 cm OB und 70 cm UB (OB = Oberboden, UB = Unterboden).

4.6 Montage

4.6.1 Montage der WEA

Der Aufbau der WEA erfolgt in mehreren Abschnitten: Fundamentbau, ggf. die Tiefgründung, Aufbau und Montage des Turms und der Gondel. Um wirtschaftlich in kurzer Zeit die Fertigstellung der WEA zu ermöglichen, wird im Rahmen der Ausführungsplanung vom ENERCON General Project Manager ein projektbezogenes Aufbaukonzept entwickelt. Somit können die Arbeitsschritte parallel im Windpark durchgeführt werden.

4.6.2 Fundament

Je nach Ausführung kann das Fundament von den nachfolgenden Angaben noch variieren. Jedes Fundament besteht aus einem kreisringförmigen Sporn mit innenliegendem Sockel, der als

Auflager für den Stahlurm dient. ENERCON spezifiziert das Fundament in der Technischen Beschreibung Fundamente. Die Fundamente werden aus Beton C35/45 hergestellt. Unter den Fundamenten befindet sich eine 0.10 m dicke Sauberkeitsschicht aus Beton C12/15.

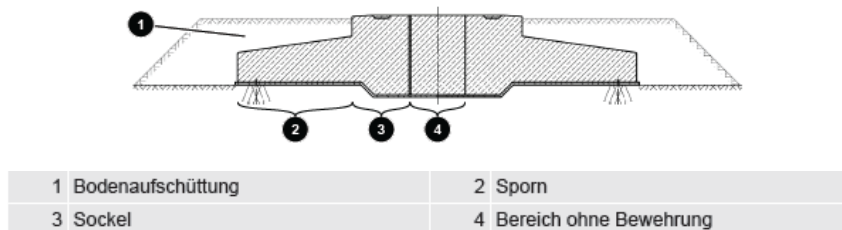


Abbildung 19: Fundament für Stahlurm mit Aufschüttung und Sohlvertiefung (ENERCON)

In der Sockelmitte ist der Fundamentkorb einbetoniert. Innerhalb des Fundamentkorbs befindet sich ein Bereich ohne Bewehrung mit einem Durchmesser von 2.85 m, der als Leerrohrdurchführung dient. Auf den Sporn wird eine dauerhafte Bodenaufschüttung aufgebracht, die bis auf 0.15 m unter die Sockeloberkante reicht. Die Sockeloberkante liegt 2.80 m über der Geländeoberkante.

Kreisförmige Flachgründung (mit Auftriebswirkung)

Der Aussendurchmesser des Sporns beträgt 21.60 m, der Aussendurchmesser des Sockels beträgt 8.60 m. Die Spornhöhe beträgt innen 2.05 m und aussen 0.70 m. Die Gesamthöhe inklusive der Vertiefung beträgt 3.20 m.

Für diese Gründung ist ein Grundwasserstand bis zur Geländeoberkante zulässig.

4.6.3 Anlieferung des Turms und der WEA-Komponenten

Die Anlieferung erfolgt abhängig vom Aufbaukonzept auf die dafür vorgesehene Baustellenfläche. Die Turm-Anlagenkomponenten werden vorab geliefert. Die Lagerung erfolgt nach einem festgelegten Stauplan.

4.6.4 Montage des Turms

Abhängig vom Turmtyp und vom Aufbaukonzept kann die Montage auf verschiedene Art erfolgen. Je nach Turmtyp kann eine Vormontage nötig sein. Dies geschieht in einem separaten Gewerk direkt auf der vorgesehenen Stellfläche. Die vormontierten Sektionen werden auf der Baufläche zwischengelagert oder direkt nach der Vormontage montiert. Die Turmmontage erfolgt je nach Aufbaukonzept und Turm mit geeigneter Krantechnik.

4.6.5 Montage der Gondel

Die Gondel-Komponenten werden direkt zu den vorgesehenen Stellflächen angeliefert (z.B. Montagefläche). Nach Abschluss der Vormontage wird die vormontierte Gondel mit der einzusetzenden Krantechnik angehoben und auf dem Turm montiert.

4.7 Krantechnik

Die Auswahl der jeweiligen Krantypen erfolgt bei der Planung des Windparkkonzepts durch den Anlagenlieferanten. Die maximale Bodenpressung unterhalb der Kranketten bzw. Kranpratzen wird mit Lastverteilungsplatten begrenzt. Die maximal zulässige Bodenpressung ist durch geotechnische Berechnungen nachzuweisen. Beim Einsatz von Raupenkrantechnik ist es u.a. möglich, eingerüstet von Standort zu Standort fahren. Dazu muss auf dem Krantrasse die Tragfähigkeit des Bodens und das Lichtraumprofil sichergestellt sein.

Zur Anlagenerrichtung wird ein Kran mit Gittermast verwendet. Diese Krantechnik stellt besondere Anforderungen an die Kranstellfläche und benötigt ausreichend Platz zur Gittermastmontage. Das Grundgerät und die einzelnen Kranteile (z. B. Gittermaststücke, Ballast, Anbauteile) werden in der benötigten Anzahl von LKW-Transporten in den Windpark geliefert.

4.8 Dokumentation

- ENERCON: Zuwegung und Baustellenflächen. ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E2 / 131 m Hybrid-Stahlurm.
- ENERCON: Stücklisten zu WEA E-138 EP3 E3, D-Aurich, 10.12.2020 und 26.02.21.
- EMIL EGGER AG: Streckenprüfung Autobahnausfahrt Au SG bis UP Berneck, St. Gallen, 19.01.2023 mit 4 Prüfberichten Fahrsimulation in der Beilage.
- EMIL EGGER AG: Streckenprüfung UP Berneck bis Projektgelände, St. Gallen, 10.12.2022.
- Ingenieurbüro Hersche AG: Sanierung und Ausbau Waldstrasse Oberfeld Parz. Nr. 547. Vorprojekt. Technischer Bericht. Oberegg, 03.02.2023.
- Ingenieurbüro Hersche AG: Sanierung und Ausbau Waldstrasse Oberfeld Parz. Nr. 547. Vorprojekt. Massenbilanz. Oberegg, 03.02.2023.
- Ingenieurbüro Hersche AG: Pläne Sanierung und Ausbau Waldstrasse Oberfeld Parzelle 547 MSST 1:500. Situation, Längenprofil und Querprofile. Oberegg, 03.02.2023.

5 Einspeisung ins Stromnetz

5.1 Ausgangslage

Die Anschlussbeurteilung wurde im Auftrag des lokalen Netzbetreibers im Projektgebiet, der Elektra Oberegg, durch EVU-Beratung AG, Goldach, vorgenommen. Sie erfolgte gemäss dem eingereichten Technischen Anschlussgesuch sowie dem Technischen Datenblatt der ENERCON zur WEA E-138 EP3 E3.

5.2 Netzanschluss

Die Netzanschlussituation hat sich durch die Vorbereitungsmaßnahmen und Verkabelung der 20 kV Freileitungen in den letzten Jahren verbessert. Der Einspeisepunkt der beiden WEA ist die Trafostation Haggen Netzebene 5 ab Versorgungsnetz Oberegg. Das Technische Anschlussgesuch für den Netzanschluss WEA 2x4.26 MVA kann gemäss EVU-Beratung AG mit Vorbehalt bewilligt werden. Die Anschlussbedingungen richten sich nach dem abzuschliessenden Netzanschlussvertrag und der Bewilligung des Eidg. Starkstrominspektorats.

5.3 Netzverstärkung

Eine Netzverstärkung ist gemäss EVU-Beratung AG nach aktuellem Stand vom Einspeisepunkt Elektra Oberegg TS Haggen bis MS Dorf mit einem Kabel 20 kV 3x1x150 notwendig. Die Verkabelung der 20 kV Freileitung erfolgte bis TS Haggen. Die Vorbereitung eines Kabelschutzrohrs für eine notwendige Netzverstärkung ist in diesem Abschnitt vorhanden. Für die 20 kV Kabelleitung SAK MS Dorf bis Mast Rutlen ist eine Netzverstärkung notwendig. Der Grund dazu liegt nicht allein in den beiden WEA, sondern auch im erwarteten Ausbau der Stromproduktion mittels Photovoltaik: Die installierte Rücklieferleistung Photovoltaik hat sich im Versorgungsgebiet Oberegg von 2017 bis 2022 verdoppelt und liegt aktuell bei 2 MW. Bei einer zeitgleichen Einspeisung von Photovoltaik und Windkraftwerk müssen neu 10.4 MW vom Netz aufgenommen werden. Ein 20 kV Kabel XKDT 3x1x150 hat eine Übertragungsleistung im Dauerbetrieb von maximal 10.4 MVA und im Notbetrieb von 16.1 MVA. Bei einem zukünftigen Ausbau von Photovoltaik im Versorgungsgebiet Oberegg gemäss Ausbaupfad Energiestrategie 2050, kann die

notwendige Netzverstärkung zwischen MS Dorf bis Beton-Mast Rutlen deshalb zu weiteren Ausbaurkosten (Tiefbau) führen.

Die erste Beurteilung der Netzverstärkung erfolgte gemäss Elcom Weisung 2/2015. Diese wurde später durch die Weisung 01/2019 ersetzt. Bei der neuen Prüfung ist der Nachweis der Variante Einsatz einer intelligenten Steuer- und Regeleinheit gemäss Art. 17b StromVG gefordert (bspw. Reduktion der Wirkleistung). Stimmt der Produzent dem Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems zu, ist zu vereinbaren, wie der Einsatz des Systems vergütet wird (Art. 8c Abs. 1 StromVV). Die Vergütung muss dabei auf sachlichen Kriterien beruhen und darf nichtdiskriminierend erfolgen (Art. 8c Abs. 2 StromVV). Kommt keine Einigung zu Stande, ist dies in geeigneter Form nachzuweisen. Die Reduktion der Wirkleistung kann dann relevant werden, wenn die Gesamtproduktion Photovoltaik stark zunimmt (theoretisch 8 MW Photovoltaik und 16 MW Windenergie). Der Einsatz einer Steuerung wird nach Massgabe des Branchendokuments des VSE im Netzanschlussvertrag vereinbart.

Ein weiterer Variantenvergleich der notwendigen Netzverstärkung von anderen Verteilnetzbetreibern SAK und TB Altstätten wurde nicht mehr geprüft.

5.4 Netznutzung

Nach dem aktuellen Netznutzungsmodell dürfen für Rücklieferungen keine Netznutzungsgebühren erhoben werden. Eine Blindleistungsregelung für den Betrieb wird zwischen der Elektra Obereggen und der Appenzeller Wind AG vereinbart und im Netzanschlussvertrag geregelt werden.

5.5 NISV

Die NISV-Situation verbessert sich im Bereich der WEA, weil die Transformatoren in der Gondel installiert werden. Es besteht somit kein Ort mit empfindlicher Nutzung (OMEN) bei den WEA für Personen und somit sind auch keine Massnahmen notwendig.

5.6 Anlagensteuerung gemäss VSE Branchendokument NA/EEA

5.6.1 Analoger Eingang zur Blindleistungsregelung

Die Steuerung der WEA muss mindestens einen analogen Eingang haben, über den der Verteilnetzbetreiber die Blindleistung (z.B. $\cos\phi$) am Anschlusspunkt steuern kann. Wann und in welchem Bereich die Blindleistung geregelt werden soll und wie die Schnittstelle technisch realisiert wird, muss noch projektspezifisch festgelegt und vertraglich geregelt werden.

5.6.2 Steuerung der Wirkleistung nach Sollwert

Die Steuerung der WEA muss mindestens folgende Binäreingänge aufweisen, über die der Verteilnetzbetreiber im Notfall (z.B. zur Verhinderung eines Netzzusammenbruchs) die Erzeugungsanlage abschalten oder die Einspeiseleistung reduzieren kann:

- ein Binäreingang für 60% der Nennleistung
- ein Binäreingang für 30% der Nennleistung
- ein Binäreingang für 0% der Nennleistung

Ausserdem müssen Erzeugungsanlagen in der Lage sein, ihre Wirkleistung in Stufen von mind. 10% der maximalen Wirkleistung zu reduzieren. Die Reduktion der Wirkleistung muss bei jedem Betriebszustand und aus jedem Betriebspunkt auf den von der Elektra Obereggen vorgegebenen Sollwert möglich sein.

5.6.3 Blindleistungsregelung (statische Netzstützung)

Energieerzeugungsanlagen müssen unter normalen Betriebsbedingungen in der Lage sein, induktive bzw. kapazitive Blindleistung in folgenden Leistungsfaktorbereichen abzugeben resp. aufzunehmen: $\cos\varphi = 0.9_{\text{untererregt}}$ bis $\cos\varphi = 0.9_{\text{übererregt}}$.

Davon abweichende Werte (z.B. für Synchronmaschinen) sind vertraglich mit der Elektra Obereggen zu regeln.

5.7 Energieabnahme

Die erzeugte elektrische Energie kann von der Appenzeller Wind AG im Energiemarkt frei verkauft werden. Dazu werden ein oder mehrere Power Purchase Agreement (PPA) mit Stromabnehmern abgeschlossen werden. Ein Direktverkauf des erzeugten Windstroms an Endkunden liegt nicht im Interesse der Appenzeller Wind AG, weil dazu eine eigene Bilanzgruppe aufgebaut und betrieben werden müsste. Somit steht der Stromverkauf an einen Kunden mit eigener Bilanzgruppe (oder Subbilanzgruppe oder einem Abrechnungskreis) im Vordergrund.

Die lokale Netzbetreiberin Elektra Obereggen trifft keine Übernahmespflicht für die von der Appenzeller Wind AG erzeugte Windenergie. Die Übernahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiberin ist auf Anlagen mit Leistungen von bis zu 3 MW oder eine Jahresproduktion von bis zu 5 GWh begrenzt.

5.8 Dokumentation

- EVU-Beratung AG: Stellungnahme zu Projektänderung, neue Anschlussbeurteilung vom 8.1.2022 mit ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3.
- Mail Andreas Lutz vom 14. November 2022 an Werner Geiger, Appenzeller Wind AG
- Technisches Anschlussgesuch (TAG) vom 08.11.2022.
- EVU-Beratung AG/Elektra Obereggen: Projektplan M 1:1000 20 kV Kabelleitung TS Haggen-WEA 1.
- EVU-Beratung AG/Elektra Obereggen: Projektplan M 1:1000 20 kV WEA 1 – WEA 2.
- EVU-Beratung AG/Elektra Obereggen: Disposition Trafostation Haggen.
- EVU-Beratung AG/Elektra Obereggen: Prinzipschema Trafostation Haggen.

6 Behördliche Beurteilungen

Der Guichet Unique Windenergie im Bundesamt für Energie hat bei verschiedenen Bundesämtern Stellungnahmen zum geplanten Windenergieprojekt eingeholt und diese der Appenzeller Wind AG zugestellt.

6.1 Bundesamt für Zivilluftfahrt BAZL

6.1.1 Stellungnahme

Mit Schreiben vom 17.0.2022 teilt die Abteilung Sicherheit Infrastruktur des BAZL eine positive Stellungnahme zu den geplanten WEA mit. Es hat in Bezug auf die Kompatibilität der geplanten WEA mit den Hindernisbegrenzungsflächen-Katastern (HBK) sowie bestehenden An- und Abflugrouten (inkl. Anflugsektoren) im Bereich von Flugplätzen keine Konflikte identifiziert.

6.1.2 Massnahmen

Es bestehen Vorschriften in Bezug auf die Markierung und Befuerung von Windenergieanlagen. Für Anlage mit einer Gesamthöhe von mehr als 150 m sind folgende Vorschriften für die Bau- und Betriebsphase relevant:

Bauphase

Bauvisiere

Abwechselnd rot / weiss / rote Bänder, wobei das oberste und das unterste Band rot sein müssen. Die Breite und die Anzahl der Bänder sind proportional zur Höhe des Hindernisses zu halten. Spezifikation (Farbraum wie bei Kranen, siehe nachfolgend).

Krane

Für Markierung und Befuerung von Baukränen mit einer Höhe >100 m gelten die Vorschriften der Richtlinie AD I-006 D Luftfahrthindernisse des BAZL. In jedem Fall ist die Anbringung oranger Manschetten (Grösse mind. 2x1 m) oder oranger kugel- oder birnenförmiger Markierungen auf der Spitze und/oder dem Ausleger und dem Gegenausleger (je nach Krantyp) notwendig. Die Spezifikation der Farbräume ist dieselbe wie für die Windenergieanlagen in der Betriebsphase (siehe nachfolgend).

In jedem Fall ist eine Befuerung der Kräne notwendig. Dazu sind Niederleistungs-Hindernisse an den Spitzen und/oder dem Ausleger und dem Gegenausleger (je nach Krantyp) erforderlich. Für die Umsetzung und Details der Befuegungsvarianten gelten die Anhänge B1 - B3 der Richtlinie AD I-006 D Luftfahrthindernisse.

Betriebsphase

Markierung (für Anlagen > 150 m Gesamthöhe)

- Rote Bänder auf den Rotorblattspitzen, Bandbreite 7 m

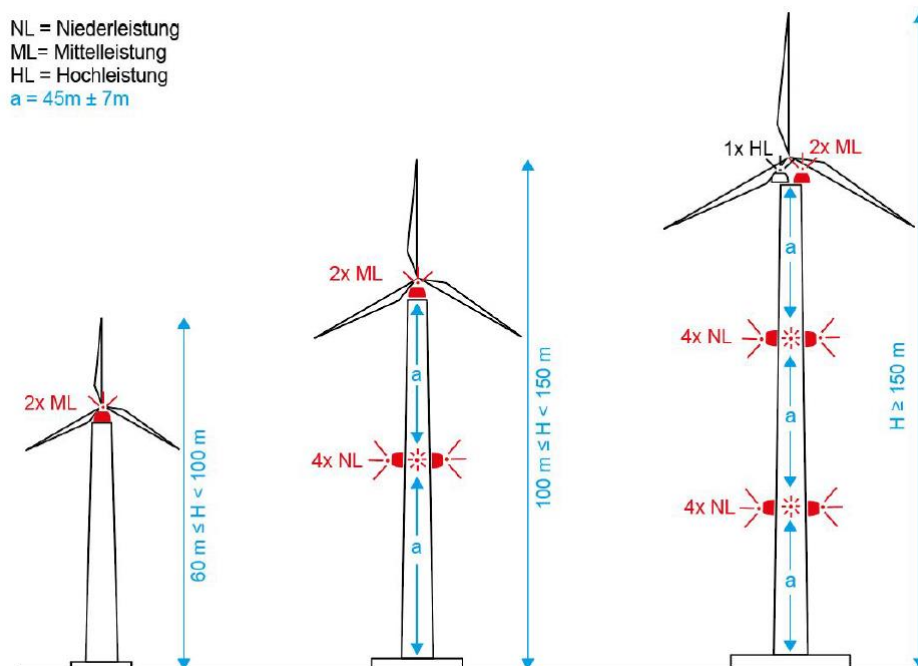


Abbildung 20: Markierung Windenergieanlagen > 150 m (BAZL, Richtlinie Luftfahrthindernisse)

- Farbraum:

	Farbbereich Normalfarbtafel					RAL Beispiele zu Farbbereiche Normalfarbtafel
Weiss	x	0.3000	0.2900	0.3400	0.3500	9003, 9010, 9016 ⁽¹⁾
	y	0.3100	0.3200	0.3700	0.3600	
Orange	x	0.6497	0.6143	0.5656	0.5955	2004 ⁽¹⁾ , 2009
	y	0.3500	0.3852	0.3744	0.3445	
Rot	x	0.5954	0.5693	0.6549	0.6900	3020, 3024 ⁽¹⁾
	y	0.3146	0.3408	0.3448	0.3098	
⁽¹⁾ 9016, 2004 und 3024 sind Empfehlungen, die sich für eine Tagesmarkierung am besten eignen						

Tabelle 17: Farbbereiche Markierung (BAZL, Richtlinie Luftfahrthindernisse)

Befeuerung

- Tages- und Nachtbefeuerung
- Farbbereiche rote/weisse Befeuerung

	Farbbereich Normalfarbtafel				
Weiss	x	0.4400	0.3200	0.3200	0.4400
	y	0.4329	0.3558	0.2922	0.3831
Rot	x	0.7347	0.6648	0.6450	0.7210
	y	0.2653	0.3350	0.3350	0.2590

Tabelle 18: Farbbereiche Befeuerung (BAZL, Richtlinie Luftfahrthindernisse)

6.1.3 Dokumentation

- Bundesamt für Zivilluftfahrt: Aktennotiz Abteilung Sicherheit Infrastruktur BAZL vom 17.10.2022.
- Bundesamt für Zivilluftfahrt, Abteilung Sicherheit Infrastruktur: Richtlinie AD I-006 D Luftfahrthindernisse.

6.2 Bundesamt für Kommunikation BAKOM (inkl. Swisscom und SRG SSR)

6.2.1 Stellungnahme

Das BAKOM stellt in seinem Schreiben vom 10.10.2022 zu Händen Guichet Unique Windenergie des BFE zum Windenergieprojekt Oberegg fest, dass sich im angegebenen Projektperimeter einige Richtfunkstrecken befinden, welche durch die Windturbinen gestört werden. Für eine detaillierte Absprache wird auf die Konzessionärin der Richtfunkstrecken, die SRG SSR, verwiesen.

Bereits im Rahmen der Machbarkeitsstudie zum Windenergieprojekt Oberegg wurde festgestellt, dass die geplante WEA 1 ein Störer für die Teilstrecke Nr. G0000056 der SRG darstellt. Die geplante WEA T1 verursacht eine Totalunterbrechung der bestehenden Richtfunkverbindung SAEN – SATN (Säntis – St. Anton) von Swisscom. Diese dient der SRG als Radio- und TV Programm-Zubringer.

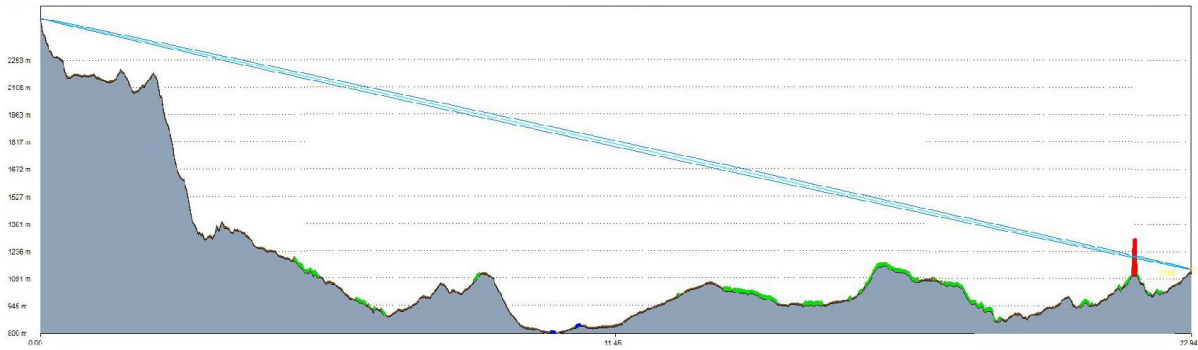


Abbildung 21: Störung des Richtfunks der SRG Sântis – St. Anton

Die WEA T1 kann deshalb nur gebaut werden, wenn die Appenzeller Wind AG die Kosten für eine Umlegung der Richtfunk-Verbindung von heute SAEN – SATN auf **neu SAEN – SGAN – SATN** übernimmt.

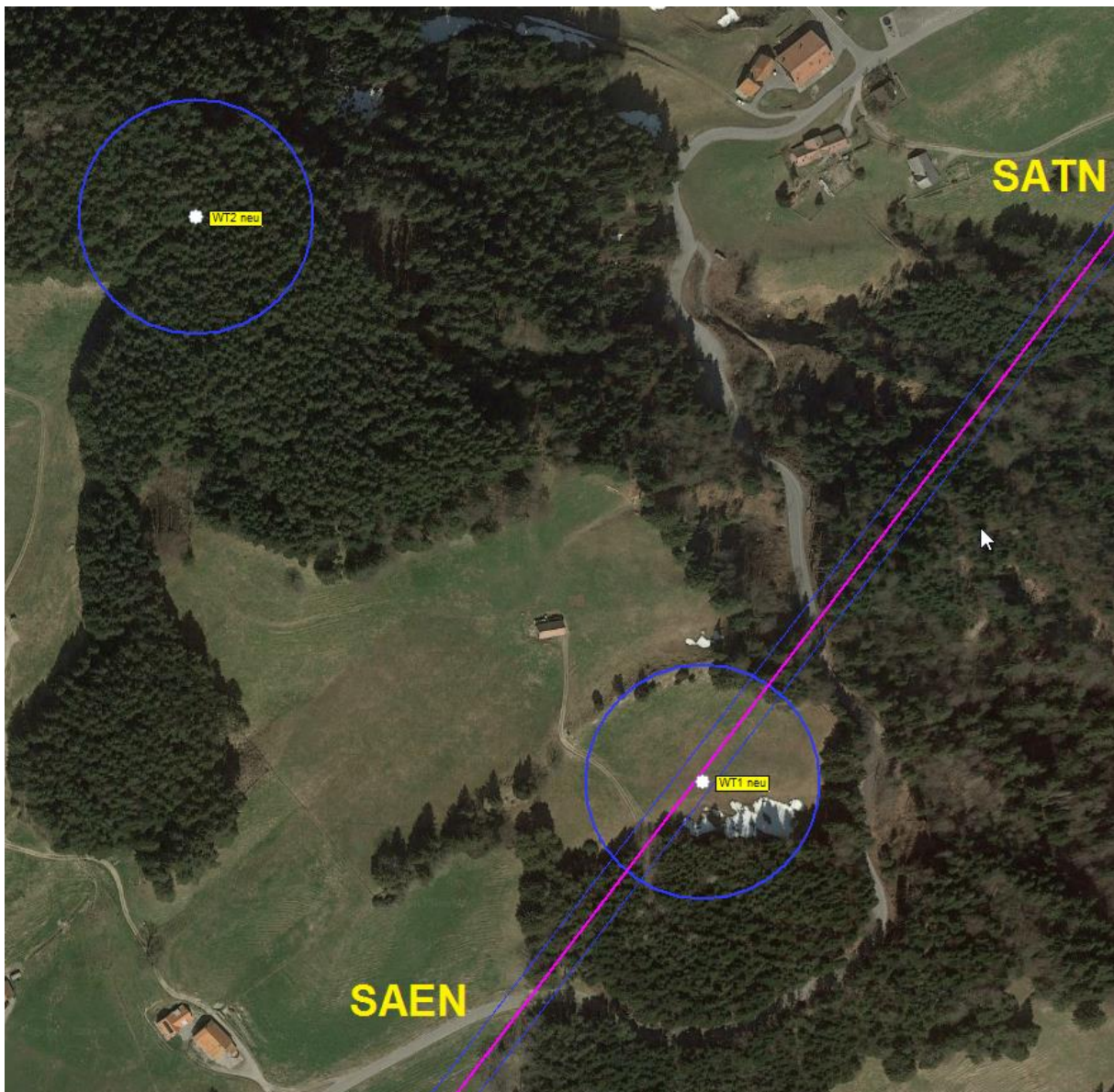


Abbildung 22: Störung des Richtfunks der SRG Sântis-St. Anton

6.2.2 Massnahme

Die Richtfunkverbindung Säntis – St. Anton muss vor Baubeginn unter Kostenfolge für die Appenzeller Wind AG umgeleitet werden.

6.2.3 Dokumentation

- Schreiben BAKOM vom 10. Oktober 2022: Beurteilung Richtfunk zu Windpark TBV/Oberegg/ID-Nr. 40.
- Schreiben BAKOM vom 21. Juli 2015.
- Bescheid der Swisscom zu den aktuellen Koordinaten, Mailantwort von Urs Keller, Swisscom Broadcast AG, Bettingen, 21.2.2017.
- Mail Roberto Moro, Schweizerische Radio- und Fernsehgesellschaft, vom 10. März 2023.

6.3 Skyguide

6.3.1 Stellungnahme

Der Windpark Oberegg AI befindet sich innerhalb der Schutzzone des Primärradars Holberg (HL2P) sowie des Funkpeilers (VHF Direction Finder VDF) des Flughafens St. Gallen Altenrhein.

Eine Störung des Primärradars HL2P wird von Skyguide ausgeschlossen, da keine Sichtverbindung besteht. Die Störung des Funkpeilers Altenrhein wird als akzeptabel bewertet.

Skyguide spricht in Bezug auf seine CNS-Systeme eine positive Stellungnahme für den Windpark Oberegg AI aus.

In Bezug auf das Instrumentenflugverfahren (LSZR MSA, Flugplatz Altenrhein Minimum Safe Altitude Sector 4900 ft) wird ein Einfluss festgestellt. Der genannte Sektor muss auf 5300 ft erhöht werden, um die Hindernisfreiheit und Verträglichkeit mit der Flugsicherung herzustellen. Dazu muss die Appenzeller Wind AG ein Jahr vor Baubeginn resp. spätestens bei der Einreichung des Gesuchs für eine BAZL-Luftfahrthindernisbewilligung gemäss Art. 63 ff. VIL mit Skyguide Kontakt aufnehmen, damit diese Anpassung in den Publikationen vorgenommen werden können.

6.3.2 Dokumentation

- Skyguide: IFP Report, Wind Turbine Assessment – Oberegg, 16.01.2023.
- Skyguide: Windpark Oberegg AI – Beurteilung des Einflusses des Windparks Oberegg AI auf die CNS-Anlagen von Skyguide. 15.02.2023.

6.4 Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie Meteoschweiz

6.4.1 Stellungnahme

Basierend auf den gemeldeten technischen Kenndaten hat das Bundesamt keine Vorbehalte zu den geplanten Windenergieanlagen. Die Auswirkungen auf die meteorologischen Instrumente des Bundesamtes (Niederschlagsradar, Windradare und Bodenmessstationen) seien gleich Null oder sehr gering.

6.4.2 Dokumentation

- Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie Meteo Schweiz: Schreiben vom 9. November 2022 an Guichet Unique Windenergie «Betriebsstörung der meteorologischen Instrumente durch Windkraftanlagen; Standort/analysiertes Projekt: «Windenergieprojekt Oberegg AI» ID Nr. 40.

6.5 Eidgenössisches Departement für Verteidigung, Bevölkerungsschutz und Sport VBS

6.5.1 Stellungnahme

Das Generalsekretariat VBS stimmt mit Schreiben vom 30. November 2022 den geplanten Windenergieanlagen des Windparkprojekts Oberegg unter folgenden - hier zusammengefasst dargestellten - Auflagen zu:

1. Sämtliche Windenergieanlagen des Parkprojekts müssen nachts erkennbar sein.
2. Die Windenergieanlagen sind mit Rotorblättern mit minimalstem Radarquerschnitt gemäss dem neuesten Stand der Technik zum Zeitpunkt der Bestellung der Anlagen auszustatten.
3. Sollten sich nach Inbetriebnahme einer Windenergieanlage negative Auswirkungen auf VBS-Systeme bemerkbar machen, sind dem VBS auf Verlangen die erforderlichen Online-Telemetriedaten auszuhändigen.
4. Die Windenergieanlagen sind mit einem System zur Abschaltung bei besonderen und ausserordentlichen Ereignissen / einer Notsituation im Luftraum auszustatten. Hierfür ist die Prozedur festzulegen.
5. Bei nicht planbaren subsidiären Einsätzen nach Naturkatastrophen oder zur Unterstützung von zivilen Behörden (vgl. Art.1 MG) müssen die Windenergieanlagen innerhalb von 18 Stunden ausser Betrieb genommen werden können.
6. Der Projektträger hat vor Realisierung des Projektes gegenüber der Führungsunterstützungsbasis der Armee (FUB) die Einhaltung der folgenden Normen und Regelungen nachzuweisen:
 - a. IEC 61000-6-3 / EN 50081-1
 - b. IEC 61000-6-4 / EN 50081-2
 - c. IEC 61400-40
 - d. Verordnung über die elektromagnetische Verträglichkeit (VEMV, Stand 01.01.2022).
7. Geometrische Anpassungen im Projektverlauf (Veränderung der geografischen Lage und der Objektdimensionen) bedürfen einer erneuten Beurteilung und Stellungnahme durch das VBS.

6.5.2 Massnahmen

Das VBS weist darauf hin, dass zur Vermeidung von elektromagnetischen Störungen (EMV) Mitigationsmassnahmen umgesetzt werden sollten (z.B. Vermeidung resp. kontinuierliche Abführung elektrostatischer Ladungen, Minimierung elektromagnetischer Störungen durch wirksame Abschirmung und Filterung, Leistungselektronik wie Umrichter beim Mastfuss anstatt in der Gondel, vorzügliche Erdung, unterirdische Erschliessung ans Stromnetz, usw.).

6.5.3 Dokumentation

- Generalsekretariat VBS: Stellungnahme des VBS. Schreiben Abteilung Raum und Umwelt vom 30. November 2022: ID-40 Windparkprojekt Oberegg (AI).

7 Technische Belange

7.1 Baugrundverhältnisse

7.1.1 Ausgangslage

Bereits im Rahmen der Machbarkeitsstudie hat die Appenzeller Wind AG Andres Geotechnik AG, St. Gallen, mit einem Gutachten zu den Baugrundverhältnissen am Standort der beiden geplanten WEA beauftragt.

7.1.2 Zielsetzung und Vorgehensweise

Untersuchung und Dokumentation der Baugrundverhältnisse im Umkreis von 200 m um die Standorte der geplanten WEA. Dazu wurden einerseits öffentlich zugängliches Kartenmaterial konsultiert, aber auch mehrere Gebietsbegehungen und Handbohrungen im Bereich der WEA vorgenommen.

7.1.3 Resultate

Das Projektgebiet ist vom Felsen/Felsrelief der Unteren Süsswassermolasse (Aquitaniens) geprägt. In der Umgebung des Projektgebietes handelt es sich dabei lithologisch um eine alternierende Abfolge von Nagelfluhbänken und Abschnitten aus plattigen Sandsteinen, wobei die verwitterungsresistenteren Partien/Schichtbereiche markante und weitläufige Geländekanten und Kreten bilden, welche von abgestuften parallelen Schichtflächen gesäumt werden. Diese grossflächig regelmässig abfallenden Geländeflächen widerspiegeln oft grossmassstäblich das Streichen und Fallen der Felsschichtung. Die Schichten/Einheiten sind in diesem verschuppten Teil der subalpinen Molassezone steil aufgestellt und fallen meist «rückwärts», d.h. gegen den inneralpinen Raum (Südosten) ein.

Die Nagelfluhbänke treten meist massig mit Bankstärken zwischen 1-2 m und 10-15 m auf. Bei mittleren bis grossen Einheiten können innerhalb der Nagelfluhbänke vereinzelt sandige Zwischenschichten im cm- bis dm-Bereich auftreten, welche im aufgeschlossenen Gestein (z.B. Felsanschnitte) deutlich schneller verwittern und sodann leicht wellige Schichtfugen mit einer undeutlicheren Schichtung freigeben. Der Nagelfluh ist relativ verwitterungsresistent, resp. meist nur wenige Zentimeter tief verwittert/angewittert.

Zwischen den einzelnen Nagelfluhbänken treten im Projektgebiet durchwegs plattige (gebankte) Sandsteine auf. Die Mächtigkeit der einzelnen Sandsteinschichten/-bänke bewegt sich überwiegend im cm- bis untersten dm-Bereich (ca. 1-15 cm), seltener treten lokale Partien mit mächtigeren Sandsteinschichten bis etwa 40-50 cm auf. Die ausgeprägte Bankung basiert auf mm-starken Zwischenschichten aus feinkörnigeren Sedimentgesteinen (Silt-/Tonsteine, Mergel), welche sich im Aufschluss als Schichtfugen mit geringerer Verwitterungsresistenz zeigen. Der Sandstein kann im Vergleich zur Nagelfluh etwas tiefgründiger verwittert vorliegen und zeigt planar und rechtwinklig zur Schichtung/Bankung ein anisotropes Verwitterungsverhalten. In der Regel dürfte jedoch auch beim Sandstein innert einiger weniger Dezimeter der Übergang zum unverwitterten Fels stattfinden.

Der Molassefels weist im Projektgebiet lediglich eine marginale Lockergesteinbedeckung auf, welche sich überwiegend aus einer belebten Bodenschicht (Pedogenese) zusammensetzt (Humuskruste, Waldboden). Meist dürfte es sich bei der Sedimentüberdeckung des Molassefels um Stärken von 0-80 cm handeln, in Senken mit etwas grösserer Sedimentakkumulation oder am Fuss vom erosionsgefährdeten Hängen sind vereinzelt mächtigere Bereiche bis ca. 1.0-1.5 m denkbar. In den Bereichen der beiden WEA-Standorte wurde die Lockergesteinsschicht mittels Handbohrung aufgeschlossen. Bei der östlichen/talseitigen T1 folgt zunächst eine rund 30 cm starke Humuskruste gefolgt von rund 70 cm Unterboden. Der Molassefels (Sandstein) setzt in

rund 1.0 m Tiefe ein, ist jedoch noch einige Dezimeter verwittert/angewittert. Gemäss Bohrung bis 1.2 m ab OKT dürfte der kompakte gesunde Fels mutmasslich in rund 1.3-1.5 m Tiefe zu erwarten sein. Beim bergseitigen Standort T2 wurde der unterlagernde angewitterte Nagelfluhfels in rund 80 cm Tiefe angetroffen (darüber Waldboden/Unterboden).

Aufgrund der untielen Lage des festen/unverwitterten Molassefels (<1.5 m ab OKT) ist gegen eine konventionelle Gründung (Flachfundation mit ggf. Zugpfählen oder dgl.) in den Felsen nichts einzuwenden.

7.1.4 Massnahmen

a) Baugrubenausbildung, -sicherung und Foundation

Die Details zur Gründung und zur Baugrubenausbildung und -sicherung sind zu gegebener Zeit und nach Vorliegen der konkreten Fundationspläne mit dem Ingenieur abzusprechen.

b) Bodenaushub

Für den anfallenden Bodenaushub (Humus / Oberboden / A-Horizont, Unterboden / B-Horizont) besteht aufgrund der bisherigen Nutzung (Wiesland, Waldflächen) kein Verdacht auf potenzielle Belastungen, so dass sich keine Einschränkungen in der Wiederverwertung des Bodenaushubs abzeichnen (Verwertung im Rahmen von Rekultivierungen etc. ohne besondere geotechnische Ansprüche). Es sind die üblichen Massnahmen zur Vermeidung von Bodenverdichtung (kein Befahren mit schweren Maschinen und Geräten, insbesondere in feuchtem Zustand, maximale Depothöhen, etc.) zu beachten.

c) Felsabraum

Das anfallende Felsabraummaterial (Sandstein, Nagelfluh) kann als Primärmaterial in Form von Brechsotter oder gebrochenem Wandkies z.B. vor Ort (Schüttungen) oder bei entsprechender Nachfrage auf dem Markt verwertet werden. Je nach Abbaumethode (sprengen, fräsen, hämmern) und Verwendungszweck muss das Material eventuell jedoch zusätzlich aufbereitet werden (brechen, sieben, waschen).

d) Kontroll- und Überwachungsmassnahmen

Jedes Bauvorhaben ist grundsätzlich mit gewissen Risiken verbunden. Der beigezogene Geologe rät, vor Baubeginn eine Risikoanalyse zu erstellen und ein umfassendes Kontrollkonzept zu erarbeiten. Im Kontrollkonzept sind Überwachungsmassnahmen, Messintervalle, Zuständigkeiten, Informationswege, Alarmwerte sowie die möglichen Massnahmen bei deren Überschreitung zu definieren.

Ferner wird der Abschluss einer Bauherrenhaftpflicht- und einer Bauwesenversicherung unter Einschluss von Grund- und Bodenmasse empfohlen.

7.1.5 Dokumentation

- Andres Geotechnik AG: Baugrundverhältnisse – generelle geotechnische Empfehlungen. Kurbericht, 31. März 2016.

7.2 Hydrologie

7.2.1 Ausgangslage

Andres Geotechnik, St. Gallen, welche im Auftrag der Appenzeller Wind AG die Baugrundverhältnisse im Bereich der WEA-Standorte untersucht hat, gab auch eine Beurteilung zur Hydrologie im Projektgebiet ab.

7.2.2 Zielsetzung und Vorgehensweise

Untersuchung der Hydrologie im Projektgebiet/am Standort der geplanten beiden WEA. Gleiche Vorgehensweise analog der Untersuchung der Baugrundverhältnisse.

7.2.3 Resultate

Gemäss Grundwasserkarte befindet sich das Projektgebiet weit ausserhalb bekannter Grundwasservorkommen.

Bedingt durch die unterschiedlich harten/verwitterungsresistenten regelmässigen Felsschichten haben sich im Lauf der Zeit parallel zur Streichrichtung (rechtwinklig zur Fallrichtung) Nordost, resp. Südwest gerichtete kleinere Bachtobel ausgebildet, welche auf der Felsoberfläche gestautes Schmelz- und Niederschlagswasser sammeln und ableiten.

Im Projektgebiet befinden sich mehrere (private) Quellwasserfassungen, welche mutmasslich für Viehtränken und als Trinkwasserversorgung, für die aus erschliessungstechnischer Sicht teils abgelegenen Höfe genutzt werden. Die Quellen befinden sich dabei meist innerhalb der gegebenen Geländerinnen, wo sich das Hangwasser sammelt und dürften demzufolge wahrscheinlich in geringer Tiefe das Wasser fassen (auf der Felsoberfläche oder innerhalb der obersten Schichtfugen im Felsen). Aufgrund der wichtigen Bedeutung der diversen Quellen für die Trinkwasserversorgung der umliegenden Gehöfte wurden diese gesamthaft einer provisorischen Grundwasserschutzzone sowie dem Gewässerschutzbereich A zu geordnet, welche grosse Teile des Projektgebietes samt des talseitigen WEA-Standes T1 erfasst.

Grundsätzlich ist durch den Betrieb der WEA nicht mit einer Beeinflussung der Quellen, resp. der Grundwasserverhältnisse zu rechnen, sofern die technischen Möglichkeiten zur Betriebssicherheit nach Stand der Technik ausgeschöpft werden (getriebeloses System, Trockentransformator, ausgereiftes Brandschutzkonzept). Für den talseitigen Standort T1 innerhalb einer provisorischen Grundwasserschutzzone ist das damit einhergehende generelle Bauverbot gemäss GSchV/Wegleitung Grundwasserschutz zu beachten (Ausnahmen beschränkt möglich). In einer allfälligen zukünftigen rechtskräftigen Grundwasserschutzzone ist ein Anlagenbau grundsätzlich nicht (Zone S1) oder nur in begründeten Ausnahmefällen (Zone S2) möglich.

7.2.4 Empfehlungen/Massnahmen

Die Wasserhaltung dürfte sich gemäss Gutachter aufgrund fehlender Grundwasservorkommen auf das Sammeln und Ableiten des anfallenden Niederschlagswassers beschränken und deshalb problemlos «offen» mittels Drainagegräben und Pumpensümpfen zu bewerkstelligen sein.

Im Hinblick auf den qualitativen und quantitativen Schutz der Quellen ist allerdings der Problematik Baustellenabwasser ↔ Quellen eine besondere Bedeutung beizumessen. Grundlegend sind dabei genauere Angaben aus den noch durchzuführenden Detailabklärungen betreffend die Quellen (Schutzonenplan, Quellmessungen).

Der Gutachter empfiehlt, dass projektseitig für die provisorische Grundwasserschutzzone die Erarbeitung eines Schutzonenberichts mit Schutzonenplan in Auftrag gegeben wird, damit geklärt werden kann, ob der Standort T1 in der für die Machbarkeit erforderlichen Zone S3 (oder lediglich Au) zu liegen kommt.

Des Weiteren empfiehlt der Geologe im Hinblick auf die Ausfallrisiken und damit verbundene privatrechtliche Streitigkeiten vor der Bauphase die effektive Nutzung, sowie die Qualität und Ergiebigkeit der Quellen im Projektgebiet über wiederholte Messungen / Analysen zu bestimmen. Deshalb hat die Appenzeller Wind AG das Geologiebüro Lienert & Häring AG, Sitterdorf, beauftragt, ab Februar 2023 monatliche Messungen an insgesamt 11 verschiedenen Messstellen bei Quellen im Gebiet Oberfeld vorzunehmen.

7.2.5 Dokumentation

- Andres Geotechnik AG: Baugrundverhältnisse – generelle geotechnische Empfehlungen. Kurzbericht, 31. März 2016.

7.3 Lärmschutz

7.3.1 Bauphase

7.3.1.1 Grundlagen Lärmbeurteilung Bauphase

Die lärmrelevanten Prozesse der Bauphase und Definition der Schutzstufe wurden gemäss Baulärm-Richtlinie (BAFU, 2006) beurteilt. Ebenfalls berücksichtigt wurde die Anwendungshilfe zur Baulärm-Richtlinie. Für UVP-pflichtige Projekte wird für die Beurteilung der Bautransporte (tagsüber) folgende Formel verwendet: F_t (zusätzlicher Strassenverkehr durch Bautransporte) = B_t (Anzahl Bautransporte während der totalen Bauzeit) / T (Totale Bauzeit in Wochen).

Für die Massnahmenstufe A (tagsüber, ES II und III) muss F_t bei Sammelstrassen unter 330, bei Erschliessungsstrassen unter 770 und bei Hauptverkehrsstrasse unter 940 liegen. Nachfolgende Tabellen zeigen die Kriterien auf, welche bezüglich Bauarbeiten für eine Einteilung in die Massnahmenstufen A, B oder C gelten.

Lärmempfindlichkeit (ES)	Lärmige Bauphase		
	1 bis 8 Wochen	9 Wochen bis 1 Jahr	mehr als 1 Jahr
ES I	B	B	C
ES II und III	A	B	B
ES IV	A	A	A

Tabelle 19: Ermittlung der Massnahmenstufe für Bauarbeiten

Lärmempfindlichkeit (ES)	Dauer der lärmintensiven Bauarbeiten		
	1 bis 8 Wochen	9 Wochen bis 1 Jahr	mehr als 1 Jahr
ES I	C	C	C
ES II und III	B	B	C
ES IV	A	A	A

Tabelle 20: Ermittlung der Massnahmenstufe für lärmintensive Bauarbeiten.

Gemäss LSV werden die Empfindlichkeitsstufen folgendermassen beschrieben:

- die Empfindlichkeitsstufe I in Zonen mit einem erhöhten Lärmschutzbedürfnis, namentlich in Erholungszonen;
- die Empfindlichkeitsstufe II in Zonen, in denen keine störenden Betriebe zugelassen sind, namentlich in Wohnzonen sowie Zonen für öffentliche Bauten und Anlagen;
- die Empfindlichkeitsstufe III in Zonen, in denen mässig störende Betriebe zugelassen sind, namentlich in Wohn- und Gewerbebezonen (Mischzonen) sowie Landwirtschaftszonen;
- die Empfindlichkeitsstufe IV in Zonen, in denen stark störende Betriebe zugelassen sind, namentlich in Industriezonen.

7.3.1.2 Untersuchungsperimeter

Für den Umweltbereich Lärm wurden der engere und mittlere Untersuchungsperimeter inkl. Zufahrtsstrassen berücksichtigt.

7.3.1.3 Resultate

Während der Bauphase sind Lärmemissionen durch Bautransporte und Arbeiten auf den Baustellen zu erwarten. Erschütterungen werden verursacht durch Bautransporte und Bauarbeiten. Lärm durch Bautransporte betrifft die Anlieger der Zufahrtsstrassen. Der grösste Teil der Bauarbeiten findet jedoch abseits von bewohntem Gebiet statt.

a) Bautransporte

Für nachfolgende Einstufungen wurde das gesamte Projektgebiet berücksichtigt. Die Anzahl Fahrten wird auf rund 850 geschätzt, was bei einer Bauzeit von rund 30 Wochen einen Wert für die zusätzlichen Fahrten tagsüber (Ft) von 28.3 ergibt. Es gilt daher die Massnahmenstufe A (bei einer Lärmempfindlichkeit ES II und III). Grundsätzlich finden alle Transporte zwischen 07.00 bis 19.00 Uhr statt. Falls nicht anders möglich, müssen ca. 12 Fahrten mit übergrossen Bauteilen in der Nacht durchgeführt werden. Auch hier würde die Massnahmenstufe A gelten, da der Wert für die zusätzlichen Fahrten nachts (Fn) unter 20 liegt.

b) Bauarbeiten

Bezüglich Massnahmen für die Bauarbeiten werden die lärmigen sowie die Dauer der lärmintensiven Bauarbeiten betrachtet. Als lärmintensive Bauarbeiten im Sinne der Baulärm-Richtlinie des BAFU gelten folgende Arbeiten (welche allenfalls bei vorliegendem Projekt ausgeführt werden):

- Einschlagen von Rammgut (allg. lärmintensives Schlagen);
- das lärmintensive Schlagen von Baggerlöffeln zum Lösen von festgeklebtem Material;
- Abbrechen mit Bohr-, Druckluft- oder Hydraulikhammer.

Durch die Bauarbeiten werden im engeren und mittleren Untersuchungsperimeter lärmempfindliche Räume der Empfindlichkeitsstufe (ES) III tangiert. Die Arbeiten finden ausserhalb des Siedlungsgebietes statt. Da die lärmintensiven Arbeiten unter einem Jahr liegen, die lärmigen Arbeiten aber länger als 8 Wochen dauern, gilt Massnahmenstufe B.

7.3.1.4 Massnahmen

a) Vermeidungsmassnahmen

- Die Transporte sollen durch den Unternehmer gesamtheitlich geplant und die Transportkapazitäten optimal genutzt werden. Leerfahrten sollen vermieden werden.
- Die Verwendung des Abbruchmaterials auf der neuen Strassenführung für die Schüttung reduziert die Anzahl Transportfahrten deutlich.

b) Minderungsmassnahmen

- Die Arbeitszeiten sollen maximal von 07:00 bis 12:00 Uhr und von 13:00 bis 19:00 Uhr dauern.
- Lärmintensive Arbeiten, welche besiedeltes Gebiet tangieren, sind auf 8 Stunden oder weniger pro Tag (07:00 bis 12:00 Uhr und 14:00 bis 17:00 Uhr) einzuschränken.
- Maschinen und Geräte haben einem zulässigen Schalleistungspegel gemäss dem anerkannten Stand der Technik zu genügen.
- Transportfahrzeuge haben der Normalausrüstung zu entsprechen (sie müssen in einem einwandfreien Zustand sein).

- Lärmbezogene Vorgaben sollen bei der Ausschreibung und in Werkverträgen festgelegt werden.
- Die Projektleitung zusammen mit der Bauleitung und der Umweltbaubegleitung soll die Betroffenen über die lärmigen Arbeiten informieren, sind Anlaufstelle für Beschwerden und verantwortlich für zusätzliche Massnahmen.
- Projektleitung und Umweltbaubegleitung sind verantwortlich für Überwachung und Kontrolle.

7.3.2 Betriebsphase

7.3.2.1 Ausgangslage

Der engere und weitere Projektperimeter befindet sich im ländlichen Raum in einem wenig Lärm belasteten Gebiet. Eine geringe Lärmbelastung besteht durch den Verkehr, v.a. auf der Haggen- resp. Honeggstrasse und auf den Strassen «Loch» und «Kälberschachen».

Von WEA gehen in der Betriebsphase Lärmemissionen aus, welche allerdings bei Windgeschwindigkeiten von rund 8 m/s von den Hintergrundgeräuschen überdeckt werden.

Für die Lärmemissionen gelten die Grenzwerte der Lärmschutzverordnung und die Belastungsgrenzwerte des BAFU. Sie wurden dem nachfolgend dargestellten Gutachten von JH Wind zugrunde gelegt.

Empfindlichkeitsstufe (ES)		Planungswert (PW) in dB(A)		Immissionsgrenzwert (IGW) in dB(A)		Alarmwert (AW) in dB(A)	
		Tag	Nacht	Tag	Nacht	Tag	Nacht
I	Erholung	50	40	50	40	65	60
II	Wohnen	55	45	55	45	70	65
III	Wohnen/Gewerbe	60	50	60	50	70	65
IV	Industrie	65	55	65	55	75	70

Tabelle 21: Belastungsgrenzwerte gemäss BAFU

Für die Gebäude, die in der Nähe der WEA-Standorte liegen und das untersuchte Gebiet gilt die Empfindlichkeitsstufe III. Es handelt sich hierbei um Gebäude, welche Wohnung und Landwirtschaft und vereinzelt Gewerbe genutzt werden.

7.3.2.2 Zielsetzung und Vorgehensweise

Die Appenzeller Wind AG beauftragte JH Wind GmbH, Freiburg im Breisgau, mit den Schallberechnungen für die beiden geplanten WEA am Standort Oberfeld. Dazu hat JH Wind die Berechnungsmethode ISO-9613-2 angewendet und das Modul DEZIBEL der Software WindPro eingesetzt. Gemäss EMPA ist die Methode nach ISO-9613-2 ein anerkannter internationaler Standard. Damit wird die Dämpfung des Schalls bei der Ausbreitung im Freien mit einer dB(A) Skala berechnet, einem gemäss EMPA auch in der Schweiz zulässigen Verfahren. Berechnet wird der Schalldruckpegel an einem Immissionspunkt. Dazu wurde ein digitales Geländemodell erstellt. Die Ausbreitung des Schalls wurde darauf basierend mit der international anerkannten Methode berechnet. Dazu wurden die von ENERCON als Herstellerin der geplanten WEA gelieferten Schalldaten eingesetzt und folgende Dämpfungen (A) berücksichtigt:

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

A_{div}	Dämpfung aufgrund der geometrischen Ausbreitung	$A_{div} = 20 \lg(d/1m) + 11 \text{ dB}$, mit d = Abstand zw. Quelle und Immissionspunkt
A_{atm}	Dämpfung durch die Luftabsorption	$A_{atm} = \alpha \cdot 500 \cdot d / 1000$ Mit $\alpha \cdot 500$: Absorptionskoeffizient der Luft (1,9 dB/km) bei günstigen Schallausbreitungsbedingungen (Temp. 10 und relative Luftfeuchtigkeit von 70%)
A_{gr}	Bodendämpfung	$A_{gr} = (4,8 - (2h_m / d) [17 + (300 / d)])$ Mit: h_m : mittlere Höhe (in Meter) des Schallausbreitungsweges über dem Boden $h_m = (h_s + h_r) / 2$ Mit: h_s : Quellhöhe (Nabenhöhe); h_r : Aufpunkthöhe 5 m
A_{bar}	Dämpfung aufgrund der Abschirmung (Schallschutz), wird in diesem Verfahren nicht berücksichtigt	$A_{bar} = 0$
A_{misc}	Dämpfung aufgrund verschiedener weiterer Effekte (Bewuchs, Bebauung, Industrie), kann ebenfalls in diesem Verfahren nicht berechnet werden.	$A_{misc} = 0$

Tabelle 22: Verfahren nach ISO 9613-2 (JH Wind)

Die Schallwerte wurden als Immissionswerte für insgesamt 24 Immissionsorte im Umkreis von ca. 3 km um die geplanten WEA ermittelt. Für die detaillierten Parametern, die bei den Berechnungen verwendet wurden, wird auf das Schallgutachten von JH Wind in Beilage 37 verwiesen. Bei den Berechnungen wurde keine Abschirmung des Schalls durch Hecken oder Gebäude berücksichtigt. Ebenso wenig wurden andere Geräusche wie Verkehr, Menschen und Geräusche, die der Wind an Gegenständen verursacht, berücksichtigt.

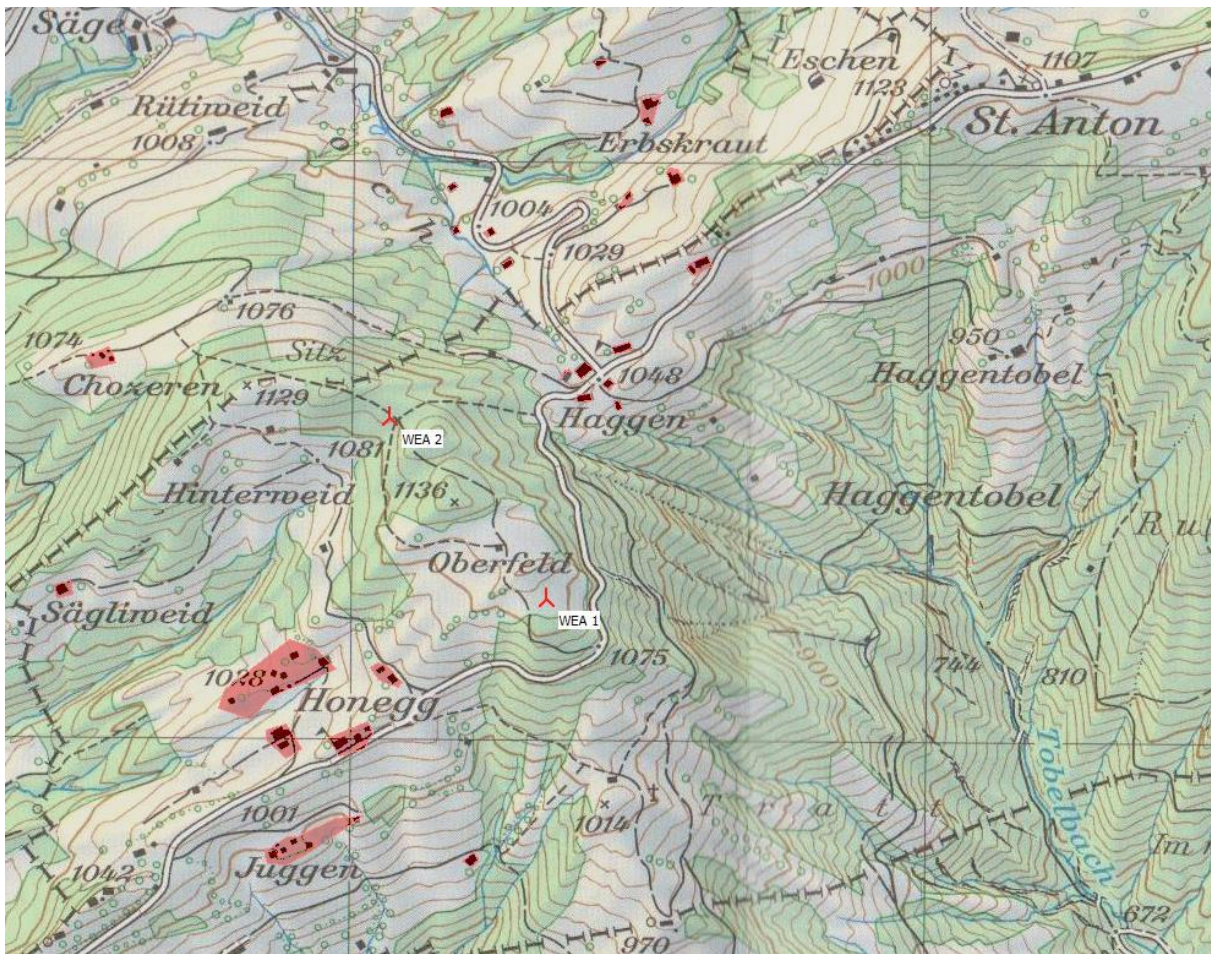


Abbildung 23: Karte der Immissionsobjekte (JH Wind)

7.3.2.3 Resultate

Für die Immissionsobjekte werden bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten die in der nachfolgenden Tabelle gezeigten Immissionen in dB(A) berechnet, Dabei zeigen die Tabellen 23 und 24 für die zehn Windgeschwindigkeitsklassen von 3 bis 12 m/s die Schallwerte bei den Immissionsobjekten. Tabelle 23 zeigt die Werte ohne jegliche Schallreduktion und Tabelle 24 die Immissionswerten, welche resultieren, wenn WEA 2 schallreduziert betrieben wird. Tabelle 25 zeigt dann die Differenzwerte und somit den Effekt eines schallreduzierten Betriebs bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeitsklassen. In den unteren Windgeschwindigkeitsklassen 3 bis 5 bestehen keine Differenzen. Ein Effekt ist erst ab 6 m/s feststellbar, und zwar bis -0.9 dB(A).

Nr.	Name	m/s	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
A	Honegg 1 (1)	dB(A)	36,4	40,4	44,6	47,3	47,4	47,5	47,4	47,4	47,4	47,4
B	Honegg 2 (2)		34,5	38,5	42,7	45,4	45,5	45,6	45,5	45,4	45,4	45,5
C	Honegg 3 (3)		35,0	39,0	43,3	46,0	46,1	46,1	46,1	46,0	46,0	46,0
D	Honegg 4 (4)		32,2	36,2	40,5	43,2	43,3	43,4	43,3	43,2	43,2	43,2
E	Haggen 1 (7)		36,8	40,8	45,0	47,7	47,8	47,9	47,8	47,8	47,8	47,8
F	Haggen 2 (8)		36,8	40,8	45,0	47,7	47,8	47,9	47,8	47,8	47,8	47,8
G	Haggen 3 (9)		36,2	40,2	44,4	47,1	47,2	47,3	47,2	47,2	47,2	47,2
H	Haggen 4 (10)		35,8	39,8	44,1	46,8	46,9	46,9	46,9	46,8	46,8	46,8
I	Haggen 5 (11)		35,9	39,9	44,1	46,8	46,9	47,0	46,9	46,8	46,8	46,9
J	Haggen 6 (12)		34,9	38,9	43,2	45,8	45,9	46,0	45,9	45,9	45,9	45,9
K	Erbskraut 1 (13)		34,4	38,4	42,7	45,4	45,4	45,5	45,5	45,4	45,4	45,4
L	Erbskraut 2 (13)		33,6	37,6	41,9	44,6	44,7	44,7	44,7	44,6	44,6	44,6
M	Erbskraut 5 (13)		30,8	34,8	39,1	41,8	41,9	41,9	41,9	41,8	41,8	41,8
N	Erbskraut 3 (13)		33,8	37,8	42,1	44,7	44,8	44,9	44,8	44,8	44,8	44,8
O	Erbskraut 4 (13)		32,4	36,4	40,6	43,3	43,4	43,5	43,4	43,3	43,3	43,4
P	Haggen 8 (18)		31,8	35,8	40,1	42,8	42,9	43,0	42,9	42,8	42,8	42,8
Q	Erbskraut 6 (19)		30,0	34,1	38,3	41,0	41,1	41,2	41,1	41,0	41,0	41,0
R	Erbskraut 7 (20)		28,8	32,8	37,1	39,8	39,9	40,0	39,9	39,8	39,8	39,8
S	Erbskraut 7 (21)		28,5	32,5	36,8	40	39,6	39,7	39,6	39,5	39	39,5
T	Erbskraut 8 (22)		30,4	34,5	38,7	41,4	41,5	41,6	41,5	41,4	41,4	41,4
U	Juggen (23)	31,4	35,4	39,7	42,3	42,4	42,5	42,4	42,3	42,3	42,4	
V	Sägliweid (24)	28,7	32,8	37,1	39,7	39,8	39,9	39,8	39,7	39,7	39,7	
W	Choxeren (25)	30,4	34,4	38,7	41,3	41,4	41,5	41,4	41,3	41,3	41,4	
X	Juggen 2 (26)	30,5	34,5	38,8	41,5	41,6	41,7	41,6	41,5	41,5	41,5	

Tabelle 23: Berechnung der Schallimmissionen bei den Immissionsobjekten nach Windgeschwindigkeitsklassen, beide WEA ohne Schallreduktion (L0) (JH Wind)

Nr.	Immissionsorte	m/s	dB(A)									
			3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
A	Honegg 1 (1)		36,4	40,4	44,6	47,1	47,2	47,2	47,2	47,1	47,1	47,1
B	Honegg 2 (2)		34,5	38,5	42,7	45,2	45,3	45,3	45,2	45,2	45,2	45,2
C	Honegg 3 (3)		35,0	39,0	43,3	45,6	45,7	45,7	45,6	45,5	45,5	45,6
D	Honegg 4 (4)		32,2	36,2	40,5	42,9	42,9	43,0	42,9	42,8	42,8	42,8
E	Haggen 1 (7)		36,8	40,8	45,0	47,3	47,3	47,3	47,3	47,2	47,2	47,2
F	Haggen 2 (8)		36,8	40,8	45,0	47,3	47,4	47,4	47,3	47,3	47,3	47,3
G	Haggen 3 (9)		36,2	40,2	44,4	46,7	46,8	46,8	46,7	46,6	46,6	46,7
H	Haggen 4 (10)		35,8	39,8	44,1	46,4	46,4	46,5	46,4	46,3	46,3	46,3
I	Haggen 5 (11)		35,9	39,9	44,1	46,5	46,5	46,6	46,5	46,4	46,4	46,5
J	Haggen 6 (12)		34,9	38,9	43,2	45,4	45,5	45,5	45,4	45,4	45,4	45,4
K	Erbskraut 1 (13)		34,4	38,4	42,7	44,7	44,8	44,8	44,7	44,6	44,6	44,6
L	Erbskraut 2 (13)		33,6	37,6	41,9	43,9	44,0	43,9	43,9	43,8	43,8	43,8
M	Erbskraut 5 (13)		30,8	34,8	39,1	41,3	41,3	41,3	41,2	41,1	41,1	41,1
N	Erbskraut 3 (13)		33,8	37,8	42,1	44,1	44,1	44,1	44,0	43,9	43,9	44,0
O	Erbskraut 4 (13)		32,4	36,4	40,6	42,7	42,7	42,7	42,6	42,5	42,5	42,5
P	Haggen 8 (18)		31,8	35,8	40,1	42,4	42,5	42,5	42,4	42,3	42,3	42,3
Q	Erbskraut 6 (19)		30,0	34,1	38,3	40,5	40,6	40,6	40,5	40,4	40,4	40,4
R	Erbskraut 7 (20)		28,8	32,8	37,1	39,3	39,3	39,3	39,2	39,1	39,1	39,1
S	Erbskraut 8 (21)		28,5	32,5	36,8	38,9	39,0	39,0	38,9	38,8	38,7	38,8
T	Erbskraut 9 (22)		30,4	34,5	38,7	40,8	40,8	40,8	40,7	40,6	40,6	40,6
U	Juggen (23)		31,4	35,4	39,7	42,2	42,2	42,3	42,2	42,1	42,1	42,2
V	Sägliweid (24)		28,7	32,8	37,1	39,2	39,3	39,3	39,2	39,1	39,1	39,1
W	Choxeren (25)		30,4	34,4	38,7	40,7	40,7	40,7	40,6	40,5	40,5	40,6
X	Juggen 2 (26)		30,5	34,5	38,8	41,4	41,5	41,5	41,5	41,4	41,4	41,4

Tabelle 24: Berechnung der Schallimmissionen bei den Immissionsobjekten nach Windgeschwindigkeitsklassen, WEA 1 ohne Schallreduktion (L0), WEA 2 mit Schallreduktion (JH Wind)

Nr.	Immissionsorte	m/s	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
A	Honegg 1 (1)	dB(A)	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3
B	Honegg 2 (2)		0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,3
C	Honegg 3 (3)		0,0	0,0	0,0	-0,4	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5	-0,5	-0,4
D	Honegg 4 (4)		0,0	0,0	0,0	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
E	Haggen 1 (7)		0,0	0,0	0,0	-0,4	-0,5	-0,6	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6
F	Haggen 2 (8)		0,0	0,0	0,0	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
G	Haggen 3 (9)		0,0	0,0	0,0	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6	-0,5
H	Haggen 4 (10)		0,0	0,0	0,0	-0,4	-0,5	-0,4	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
I	Haggen 5 (11)		0,0	0,0	0,0	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
J	Haggen 6 (12)		0,0	0,0	0,0	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
K	Erbskraut 1 (13)		0,0	0,0	0,0	-0,7	-0,6	-0,7	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8
L	Erbskraut 2 (13)		0,0	0,0	0,0	-0,7	-0,7	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8
M	Erbskraut 5 (13)		0,0	0,0	0,0	-0,5	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7
N	Erbskraut 3 (13)		0,0	0,0	0,0	-0,6	-0,7	-0,8	-0,8	-0,9	-0,9	-0,8
O	Erbskraut 4 (13)		0,0	0,0	0,0	-0,6	-0,7	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,9
P	Haggen 8 (18)		0,0	0,0	0,0	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Q	Erbskraut 6 (19)		0,0	0,0	0,0	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
R	Erbskraut 7 (20)		0,0	0,0	0,0	-0,5	-0,6	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7
S	Erbskraut 8 (21)		0,0	0,0	0,0	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7
T	Erbskraut 9 (22)		0,0	0,0	0,0	-0,6	-0,7	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8
U	Juggen (23)	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	
V	Sägliweid (24)	0,0	0,0	0,0	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	
W	Choxeren (25)	0,0	0,0	0,0	-0,6	-0,7	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	
X	Juggen 2 (26)	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	

Tabelle 25: Reduktion der Schallimmissionen bei Schallreduktion bei WEA 2 (Differenz der Tabellen 23 und 24) (JH Wind)

Mit der Methode nach ISO 9613-2 werden die jeweils möglichen lautesten Werte für die jeweiligen Immissionsorte errechnet. Alle Planwerte und Immissionsgrenzwerte werden eingehalten. Die Ergebnisse dieser Berechnung beinhalten allerdings noch keine Unsicherheiten, wie sie von der Lärmschutzverordnung vorgegeben werden. Die Spalte Distanz zum Richtwert bedeutet, dass der Immissionsstandort noch um die Distanz in Meter näher an den Emissionsquellen (den WEA) liegen könnte und dabei der Planwert noch eingehalten würde.

Immissionsorte (IO)		Anforderungen Nacht		Schall	Distanz	Anforderungen Nacht	
		Belastungsgrenzwerte		berechnet	zum	erfüllt ja/nein	
		Planwert	Immissionsgrenzwert	ISO 9613-2 Ohne Unsicherheitszuschläge	Richtwert	Planwert	Immissionsgrenzwert
Lr in dB(A) /2/nach /8/ LSV	(m)						
Nr.	Name	Planwert	Immissionsgrenzwert	dB(A)	(m)		
A	Honegg 1 (1)	50	55	47,5	95	ja	ja
B	Honegg 2 (2)	50	55	45,6	186	ja	ja
C	Honegg 3 (3)	50	55	46,1	181	ja	ja
D	Honegg 4 (4)	50	55	43,4	295	ja	ja
E	Haggen 1 (7)	50	55	47,9	96	ja	ja
F	Haggen 2 (8)	50	55	47,9	100	ja	ja
G	Haggen 3 (9)	50	55	47,3	130	ja	ja
H	Haggen 4 (10)	50	55	46,9	154	ja	ja
I	Haggen 5 (11)	50	55	47,0	142	ja	ja
J	Haggen 6 (12)	50	55	46,0	202	ja	ja
K	Erbskraut 1 (13)	50	55	45,5	162	ja	ja
L	Erbskraut 2 (13)	50	55	44,7	203	ja	ja
M	Erbskraut 5 (13)	50	55	41,9	388	ja	ja
N	Erbskraut 3 (13)	50	55	44,9	187	ja	ja
O	Erbskraut 4 (13)	50	55	43,5	260	ja	ja
P	Haggen 8 (18)	50	55	43,0	385	ja	ja
Q	Erbskraut 6 (19)	50	55	41,2	450	ja	ja
R	Erbskraut 7 (20)	50	55	40,0	503	ja	ja
S	Erbskraut 8 (21)	50	55	39,7	543	ja	ja
T	Erbskraut 9 (22)	50	55	41,6	376	ja	ja
U	Juggen (23)	50	55	42,5	321	ja	ja
V	Sägliweid (24)	50	55	39,9	440	ja	ja
W	Choxeren (25)	50	55	41,5	284	ja	ja
X	Juggen 2 (26)	50	55	41,7	301	ja	ja

Tabelle 26: Berechnete Ergebnisse der lautesten Werte ohne schallreduzierten Betrieb und ohne Berücksichtigung von Unsicherheiten (JH Wind)

Neben der Berechnung von dB(A) Werten an den Immissionsobjekten für einzelne Windgeschwindigkeitsklassen wird bei den Karten mit Isophonen, Linien gleichen Schallwerts, die jeweilige Verbreitung des Schalls im Gelände deutlich. Dabei wird in den nachfolgend dargestellten Schallkarten der Modus ohne schallreduzierten Betrieb dargestellt. Die Darstellung des Unterschiedes zum schallreduzierten Betrieb wäre auf den Karten kaum sichtbar, weshalb auf die Darstellung hier verzichtet wird.

Bei den Windgeschwindigkeiten von 3 bis 6 m/s steigt die Ausbreitung des Schalls im Gelände bei 7 bis 8 m/s ist die Ausbreitung des Schalls ähnlich. Bei den weiteren Windgeschwindigkeiten ist der Unterschied der Isophonen gering, und es sind nur leichte Unterschiede zu erkennen.

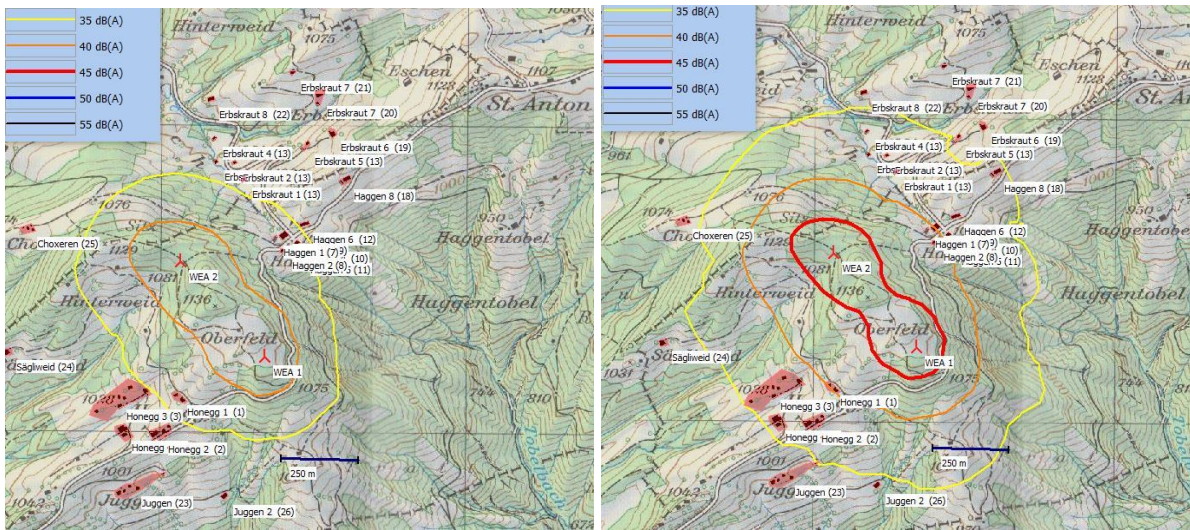


Abbildung 24: Isophonen Karten für 3 m/s (links) und 4 m/s (rechts)

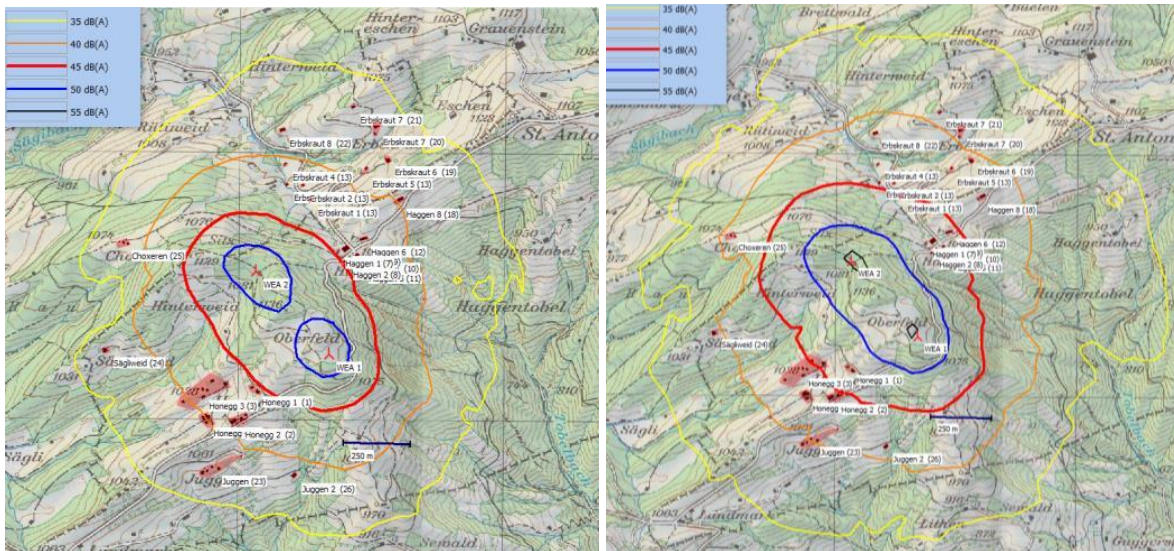


Abbildung 25: Isophonen Karten für 5 m/s (links) und 6 m/s (rechts)

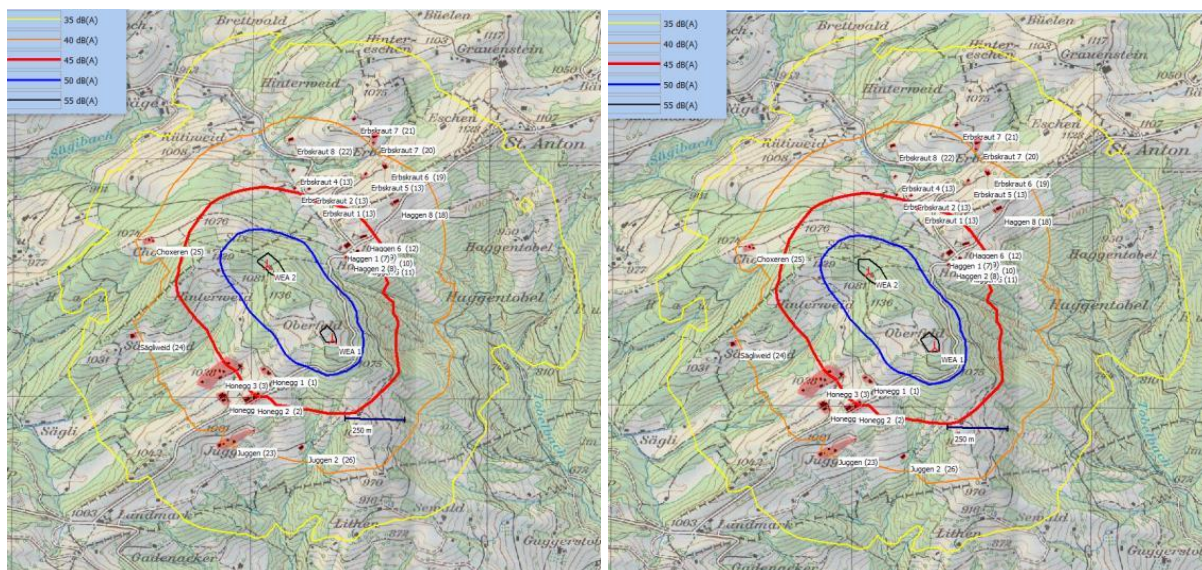


Abbildung 26: Isophonen Karten für 7 m/s (links) und 8 m/s (rechts)

Einer Empfehlung der EMPA zufolge ist bei Schallberechnungen von WEA die Unsicherheit mit zu berücksichtigen. Dabei soll die Gesamtunsicherheit einerseits die Unsicherheiten des Berechnungsmodells und andererseits die Unsicherheiten der Schallkennlinien der Hersteller der WEA beinhalten.

Insgesamt wurde eine Unsicherheit von 10 dB(A) in der Berechnung berücksichtigt, was konservativ ist und sich wie folgt begründet:

Allgemeiner Unsicherheitszuschlag (K1)	5 dB(A) (gemäss EMPA)
Einzeltonzuschlag (K2)	0 dB(A) (gemäss EMPA für moderne Anlagen). Gemäss ENERCON beträgt dieser für die Referenzanlage 0.
Empulshaltigkeit (K3)	4 dB(A) (gemäss Empfehlung EMPA)
Bodenreflexion (K _B)	1 dB(A)
Gesamtunsicherheit	10 dB(A)

Tabelle 27: Unsicherheiten bei den Berechnungen des Schallgutachtens (JH Wind)

Unter Berücksichtigung der Unsicherheiten werden am Tag bei allen Immissionsobjekten sowohl die Planwerte wie auch die Immissionsgrenzwerte ohne Schallreduktion eingehalten (vgl. Tab. 28). In der Nacht werden die Planwerte bei 15 Immissionsobjekten zwischen 0.3 und 5.2 dB(A) überschritten. Zwei Immissionsgrenzwerte werden mit je 0.2 dB(A) auch in der Nacht überschritten (vgl. Tab. 29).

Immissionsorte (IO)		Anforderungen Tag		Anforderungen erfüllt		
		Belastungsgrenzwerte		Tag ohne Schallreduktion (LO)		
		Empfindlichkeitsstufe III, Lr in dB(A) nach LSV /2/, /8/		berechnet + Unsicherheiten	Planwert	Immissions- grenzwert
Nr.	Name	Planwert	Immissions- grenzwert	dB(A)		
A	Honegg 1 (1)	60	70	54,1	ja	ja
B	Honegg 2 (2)	60	70	52,2	ja	ja
C	Honegg 3 (3)	60	70	52,8	ja	ja
D	Honegg 4 (4)	60	70	50,0	ja	ja
E	Haggen 1 (7)	60	70	54,5	ja	ja
F	Haggen 2 (8)	60	70	54,5	ja	ja
G	Haggen 3 (9)	60	70	53,9	ja	ja
H	Haggen 4 (10)	60	70	53,6	ja	ja
I	Haggen 5 (11)	60	70	53,6	ja	ja
J	Haggen 6 (12)	60	70	52,7	ja	ja
K	Erbskraut 1(13)	60	70	52,2	ja	ja
L	Erbskraut 2(13)	60	70	51,4	ja	ja
M	Erbskraut 5(13)	60	70	48,6	ja	ja
N	Erbskraut 3(13)	60	70	51,6	ja	ja
O	Erbskraut 4(13)	60	70	50,1	ja	ja
P	Haggen 8 (18)	60	70	49,6	ja	ja
Q	Erbskraut 6(19)	60	70	47,8	ja	ja
R	Erbskraut 7(20)	60	70	46,6	ja	ja
S	Erbskraut 8(21)	60	70	46,3	ja	ja
T	Erbskraut 9 (22)	60	70	48,2	ja	ja
U	Juggen (23)	60	70	49,1	ja	ja
V	Sägliweid (24)	60	70	46,5	ja	ja
W	Choxeren (25)	60	70	48,1	ja	ja
X	Juggen 2 (26)	60	70	48,3	ja	ja

Tabelle 28: Erfüllung Plan- und Immissionsgrenzwerte bei Tag ohne Schallreduktion (JH Wind)

Immissionsorte (IO)		Anforderungen Nacht		Anforderungen erfüllt		
		Belastungsgrenzwerte		Nacht ohne Schallreduktion		
		Empfindlichkeitsstufe III, Lr in dB(A) nach LSV /2/ /8/		berechnet + Unsicherheiten	Planwert	Immissions- grenzwert
Nr.	Name	Planwert	Immissions- grenzwert	dB(A)		
A	Honegg 1 (1)	50	55	54,8	nein	ja
B	Honegg 2 (2)	50	55	52,9	nein	ja
C	Honegg 3 (3)	50	55	53,5	nein	ja
D	Honegg 4 (4)	50	55	50,7	nein	ja
E	Haggen 1 (7)	50	55	55,2	nein	nein
F	Haggen 2 (8)	50	55	55,2	nein	nein
G	Haggen 3 (9)	50	55	54,6	nein	ja
H	Haggen 4 (10)	50	55	54,3	nein	ja
I	Haggen 5 (11)	50	55	54,3	nein	ja
J	Haggen 6 (12)	50	55	53,4	nein	ja
K	Erbskraut 1(13)	50	55	52,9	nein	ja
L	Erbskraut 2(13)	50	55	52,1	nein	ja
M	Erbskraut 5(13)	50	55	49,3	ja	ja
N	Erbskraut 3(13)	50	55	52,3	nein	ja
O	Erbskraut 4(13)	50	55	50,8	nein	ja
P	Haggen 8 (18)	50	55	50,3	nein	ja
Q	Erbskraut 6(19)	50	55	48,5	ja	ja
R	Erbskraut 7(20)	50	55	47,3	ja	ja
S	Erbskraut 8(21)	50	55	47,0	ja	ja
T	Erbskraut 9 (22)	50	55	48,9	ja	ja
U	Juggen (23)	50	55	49,8	ja	ja
V	Sägliweid (24)	50	55	47,2	ja	ja
W	Choxeren (25)	50	55	48,8	ja	ja
X	Juggen 2 (26)	50	55	49,0	ja	ja

Tabelle 29: Erfüllung Plan- und Immissionsgrenzwerte ohne Schallreduktion bei Nacht (JH Wind)

7.3.2.4 Massnahmen

Der Betrieb bei Tag bedarf keinerlei Massnahmen zur Verhinderung oder Reduktion der auf die beiden WEA zurückzuführenden Schallimmissionen. Zur Reduktion der Überschreitungen der Schallimmissionen in der Nacht lässt die gewählte Referenzanlage einen schallreduzierten Betriebsmodus zu, mit dem alle Immissionsgrenzwerte eingehalten werden.

Immissionsorte (IO)		Anforderungen Nacht		Anforderungen erfüllt		
		Belastungsgrenzwerte		Nacht Schallreduziert WEA 1(L0) und WEA 2(L1)		
		Empfindlichkeitsstufe III, Lr in dB(A) nach LSV /2/ /8/		berechnet + Unsicherheiten	Planwert	Immissions- grenzwert
Nr.	Name	Planwert	Immissions- grenzwert	dB(A)		
A	Honegg 1(1)	50	55	54,6	nein	ja
B	Honegg 2 (2)	50	55	52,7	nein	ja
C	Honegg 3 (3)	50	55	53,1	nein	ja
D	Honegg 4 (4)	50	55	50,4	nein	ja
E	Haggen 1 (7)	50	55	54,8	nein	ja
F	Haggen 2 (8)	50	55	54,9	nein	ja
G	Haggen 3 (9)	50	55	54,2	nein	ja
H	Haggen 4 (10)	50	55	53,9	nein	ja
I	Haggen 5 (11)	50	55	54,0	nein	ja
J	Haggen 6 (12)	50	55	53,0	nein	ja
K	Erbskraut 1(13)	50	55	52,3	nein	ja
L	Erbskraut 2(13)	50	55	51,5	nein	ja
M	Erbskraut 5(13)	50	55	48,8	ja	ja
N	Erbskraut 3(13)	50	55	51,6	nein	ja
O	Erbskraut 4(13)	50	55	50,2	nein	ja
P	Haggen 8 (18)	50	55	49,9	ja	ja
Q	Erbskraut 6 (19)	50	55	48,0	ja	ja
R	Erbskraut 7 (20)	50	55	46,8	ja	ja
S	Erbskraut 8 (21)	50	55	46,5	ja	ja
T	Erbskraut 9 (22)	50	55	48,3	ja	ja
U	Juggen (23)	50	55	49,7	ja	ja
V	Sägliweid (24)	50	55	46,8	ja	ja
W	Choxeren (25)	50	55	48,2	ja	ja
X	Juggen 2 (26)	50	55	48,9	ja	ja

Tabelle 30: Erfüllung Plan- und Immissionsgrenzwerte bei Nacht mit schallreduziertem Betrieb (JH Wind)

Nach wie vor werden an 14 Immissionsobjekten die Planwerte zwischen 0.2 und 4.9 dB(A) überschritten. In Bezug auf die Notwendigkeit der Einhaltung der Planwerte kann die Vollzugsbehörde gemäss Art. 7 Abs 2 LRV Erleichterungen gewähren, sofern die Immissionsgrenzwerte eingehalten werden und soweit die Einhaltung der Planwerte zu einer unverhältnismässigen Belastung für die Anlage führen und ein überwiegendes öffentliches Interesse, namentlich auch raumplanerisches Interesse an der Anlage besteht. Dieses ist im vorliegenden Fall gegeben.

7.3.3 Dokumentation

- JH Wind GmbH: Schallgutachten für den Standort Oberfeld AI. Schallberechnungen für zwei Windenergieanlagen, 4.08.2023.

7.4 Schattenwurf

7.4.1 Ausgangslage

Weder die Schweiz noch der Kanton Appenzell I.Rh. kennen eigene rechtliche Vorschriften bzgl. dem Schattenwurf von WEA. Im Pflichtenheft zur Machbarkeitsstudie des Windenergieprojekts Oberegg wurde aber darauf verwiesen, dass auch im Kanton Appenzell I.Rh. – wie in Deutschland – gelte, dass der Schattenwurf auf maximal 8 Stunden im Jahr und 30 Minuten am Tag zu begrenzen sei. Auch auf der Homepage von suisse éole wird auf diese Werte verwiesen. Es ist somit zu prüfen, ob diese Grenzwerte überschritten werden und ob gegebenenfalls mit einer Abschaltautomatik eine Belastung durch Schattenwurf verhindert werden muss.

7.4.2 Vorgehensweise

Die Appenzeller Wind AG hat JH Wind GmbH, Freiburg im Breisgau, mit der Erstellung eines Schattenwurfgutachtens für das Windenergieprojekt Oberegg beauftragt. Diese hat den Gang des Schattens mit dem Modul SHADOW der WindPro Software Version 3.6.355 für den Rotor einer WEA des Typs ENERCON E-138 EP3 E3 jeweils in Abständen von 2 Minuten für ein Jahr berechnet.

Für die geplanten Windenergieanlagen werden aufgrund einer «worst case»-Berechnung die täglichen und jährlichen Zeiten des Schattenwurfs für 14 umliegende Immissionspunkte um die geplanten WEA berechnet. Hierbei kamen Orte in Frage, die innerhalb eines Gebiets lagen, in dem die Schattenwurfdauer die erwähnten Grenzwerte überschreiten könnte. Es wird davon ausgegangen, dass der Himmel nie bewölkt ist, die Windenergieanlagen immer in Betrieb sind und die Windrichtung den Schattenwurf begünstigt.

7.4.3 Resultate

Von einer WEA wird durch den drehenden Rotor Schattenwurf verursacht, der für Menschen eine Beeinträchtigung darstellen kann. Der Schattenwurf tritt periodisch auf. Je nach Drehzahl der WEA werden Lichtwechsel verursacht, die im Frequenzbereich von 0.5 bis 3 Hz (Lichtwechsel pro Sekunde) betragen können.

Es wird zwischen Kernschatten, bei dem das Rotorblatt das einfallende Sonnenlicht völlig abdeckt, und dem Halbschatten, bei dem das Rotorblatt einen Teil des einfallenden Sonnenlichts abdeckt, unterschieden. Bei schmalen Rotorblättern tritt der Kernschatten nur in einer Entfernung von ca. 150 m zur WEA auf. Mit zunehmender Entfernung werden die Helligkeitsschwankungen geringer, d.h. ein immer geringerer Teil des Sonnenlichts wird durch das Rotorblatt verdeckt. Werden weniger als 20% des Sonnenlichts abgedeckt, sind die auftretenden Helligkeitsschwankungen zu vernachlässigen.

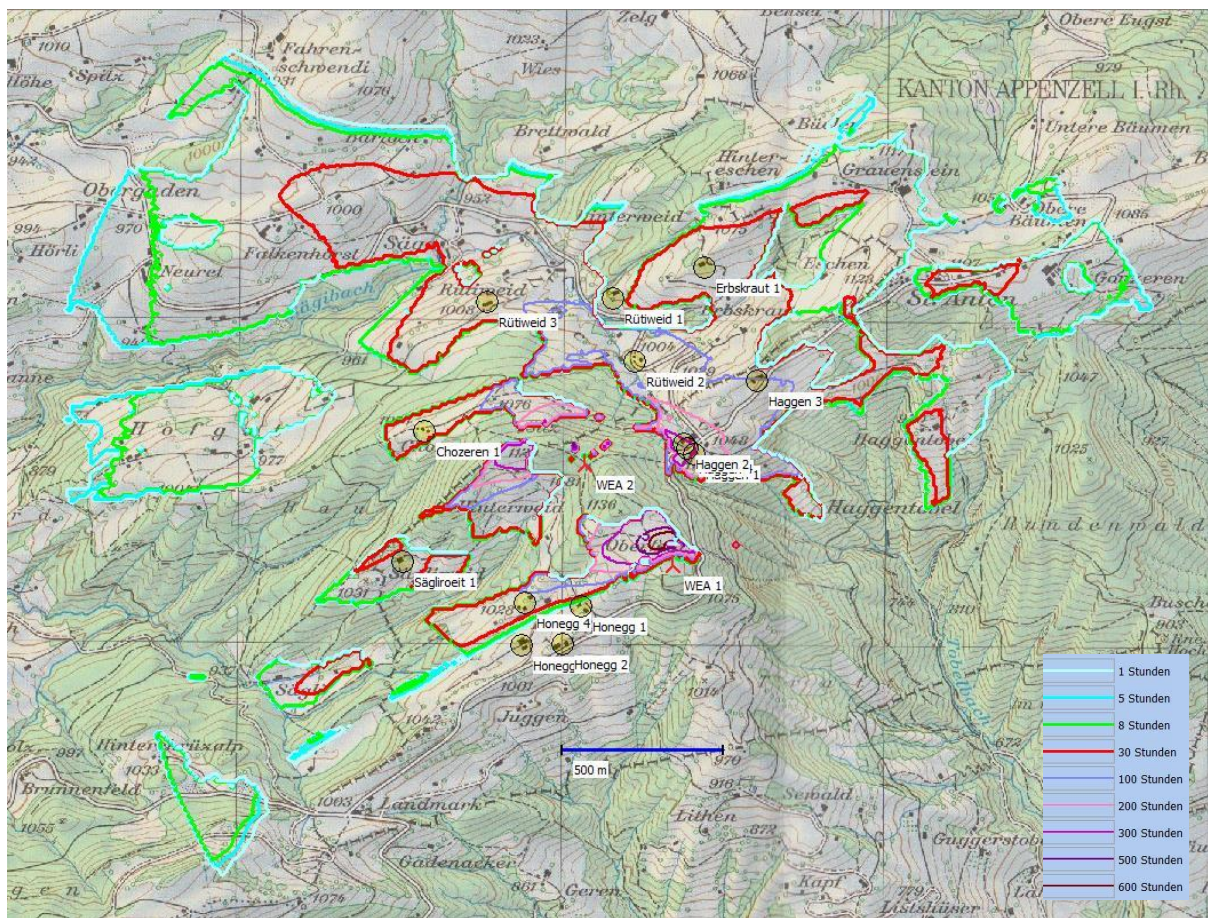


Abbildung 27: Astronomisch maximal mögliche Schattenwurfdauer in Stunden/Jahr (JH Wind)

Die astronomisch maximal mögliche Schattenwurfdauer beschreibt den höchstmöglichen Schattenwurf (immer volle Sonne, WEA gegen das Gebäude ausgerichtet im Vollbetrieb). Aus der Karte in Abbildung 26 kann entnommen werden, dass die Grenzwerte von 8 Stunden pro Jahr häufig in den rot umrandeten Gebieten mit Siedlungen überschritten werden.

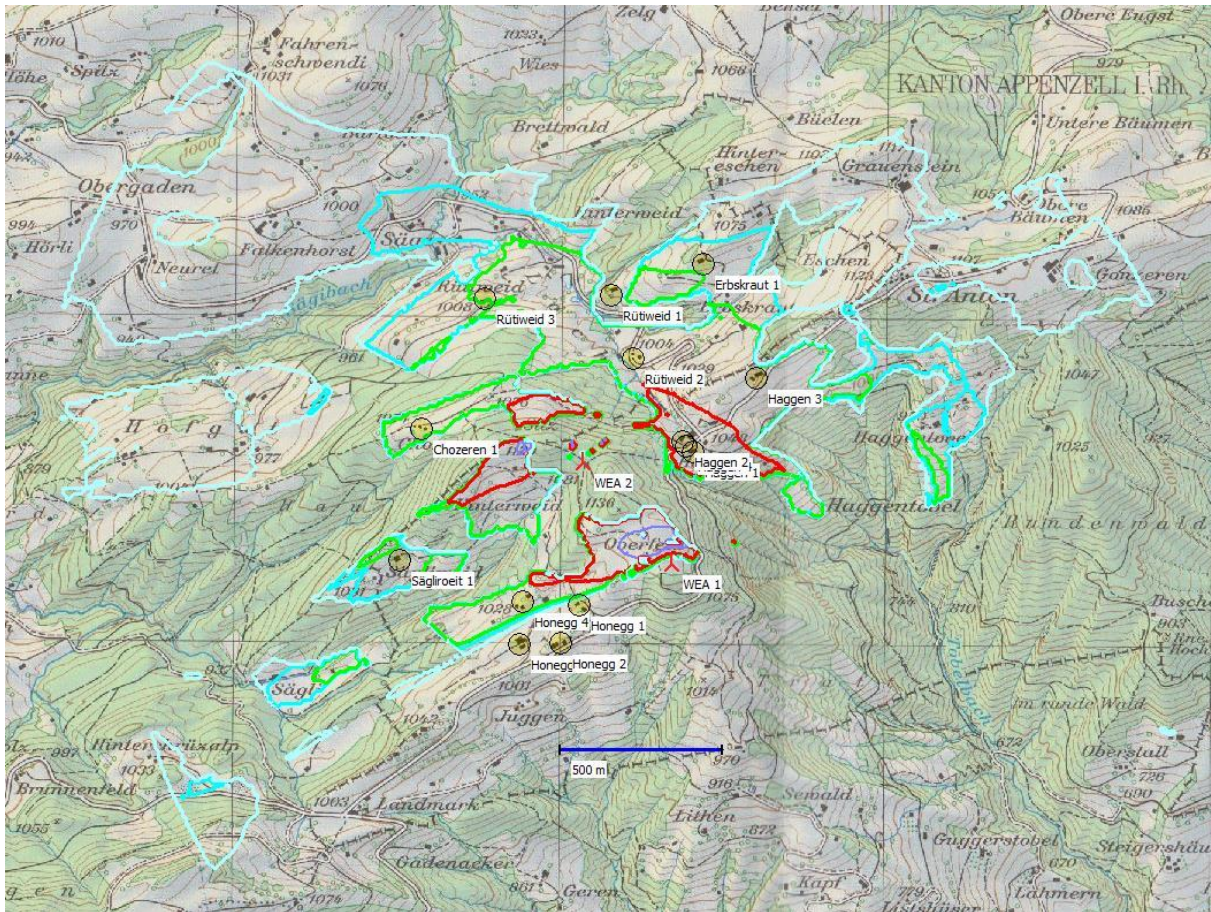


Abbildung 28: Meteorologisch wahrscheinliche Schattenwurfdauer in Stunden/Jahr (JH Wind)

Die meteorologisch wahrscheinliche Schattenwurfdauer bezeichnet den zu erwartenden Schattenwurf nach Berücksichtigung der Witterungsverhältnisse (Wolken, Nebel etc). Aus den in Abbildung 27 dargestellten Berechnungen ist erkennbar, dass eine Überschreitung bei der Berechnung der meteorologisch wahrscheinlichen Schattenwurfdauer in wenigen Gebieten vorhanden ist. Dies lässt darauf schliessen, dass die Anzahl der Gebäude, die betroffen sein könnten, gering ist und dass mit einer Abschaltautomatik für den WEA-Betrieb Vorkehrungen getroffen werden können.

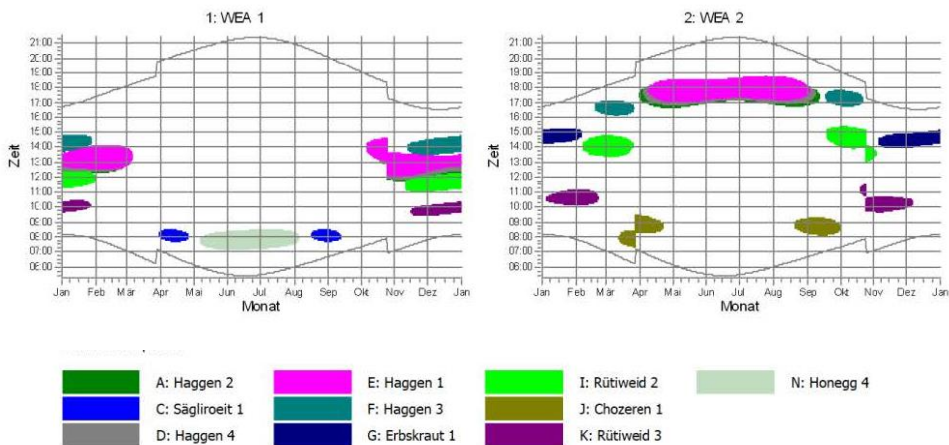


Abbildung 29: Grafischer Kalender zum Schattenwurf (JH Wind)

Immissionsorte		Astronomisch maximal möglich		meteorologisch wahrscheinlich	
Name	Rezeptor Nr.	[Std/Jahr]	[Tage/Jahr]	[Std/Tag]	[Std/Jahr]
Haggen 2	A	347:03:00	298	01:29	60:35:00
Honegg 1	B	00:00	0	00:00	00:00
Sägliweid 1	C	26:51:00	54	00:39	06:14
Haggen 4	D	351:21:00	297	01:28	61:45:00
Haggen 1	E	339:11:00	296	01:27	60:12:00
Haggen 3	F	107:47:00	145	00:56	14:43
Erbskraut 1	G	65:34:00	92	00:48	07:01
Rütiweid 1	H	00:00	0	00:00	00:00
Rütiweid 2	I	156:52:00	174	01:18	21:28
Chozeren 2	J	65:06:00	82	01:02	14:13
Rütiweid 3	K	101:24:00	126	01:05	11:28
Honegg 2	L	00:00	0	00:00	00:00
Honegg 3	M	00:00	0	00:00	00:00
Honegg 4	N	85:24:00	90	01:09	19:04

Tabelle 31: Schatten an den Rezeptoren (JH Wind)

7.4.4 Massnahmen

Installation einer Abschaltautomatik bei den WEA zur Reduktion des Schattenwurfs.

7.4.5 Dokumentation

- JH Wind GmbH: Schattenwurfgutachten für das Windprojekt Oberfeld AI. 27.01.2023.
- JH Wind GmbH: Shadow – Hauptergebnis, Kalender, Grafischer Kalender, Kalender pro WEA, Shadow Karte. 26.01.2023.

7.5 Sichtbarkeit

7.5.1 Ausgangslage

WEA mit einer Gesamthöhe von ca. 200 m sind je nach Witterung und aufgrund der Rotorbewegung bei Tag auch aus der Ferne deutlich zu sehen. Ausserdem ist die Befeuerng auf Nabenhöhe bei Nacht ein neues Element, das bei guten Sichtverhältnissen deutlich erkennbar ist. Dies ist aber auch der Zweck einer Hindernisbefeuerng. Sowohl aus der Ferne wie auch aus der Nähe ist eine Varianz in der effektiv realisierten Anlagenhöhe von +/- 10 m von blossen Auge nicht feststellbar.

7.5.2 Vorgehensweise

Es gilt, die Sichtbarkeit der Anlagen in Bezug auf den Nah-, den Mittel- und Fernbereich zu dokumentieren. Die Appenzeller Wind AG hat dazu ARNAL, Herisau, mit der Erstellung der Landschaftsstudie beauftragt. Eine Grundlage dazu bildete die von JH Wind GmbH erstellte Sichtbeziehungsstudie. Diese wurde mit Hilfe deines digitalen Geländemodells und der Software Wind-Pro angefertigt. Zugrunde gelegt wurden Höhenlinien mit einem Abstand von jeweils 10 Metern. Die Berechnung erfolgt für eine Fläche von 28 x 28 km, im Zentrum der Projektstandort Oberfeld.

7.5.3 Resultate

Die Sichtbarkeit einer Windanlage ist grundsätzlich nicht nur vom Standort und der Distanz des Betrachters abhängig, sondern auch vom Wetter und den meteorologischen Verhältnissen. Atmosphärische Streuung und Absorption reduzieren den Kontrast eines Objekts relativ zur Umgebung (Lichtdämpfung). Der Kontrast hängt exponentiell von der Entfernung und einem Absorptionskoeffizienten ab. Wie gut ein Objekt sichtbar ist, hängt somit auch von der meteorologischen Sichtweite ab. Bei klaren Wetterbedingungen beispielsweise liegt diese Sichtweite bei 20 km. Es gilt aber auch zu berücksichtigen, dass die Landschaftsbeeinträchtigung durch die Windanlage

bei schlechteren Wetterverhältnissen geringer eingestuft werden kann als dies in dieser Beurteilung gemacht wurde.

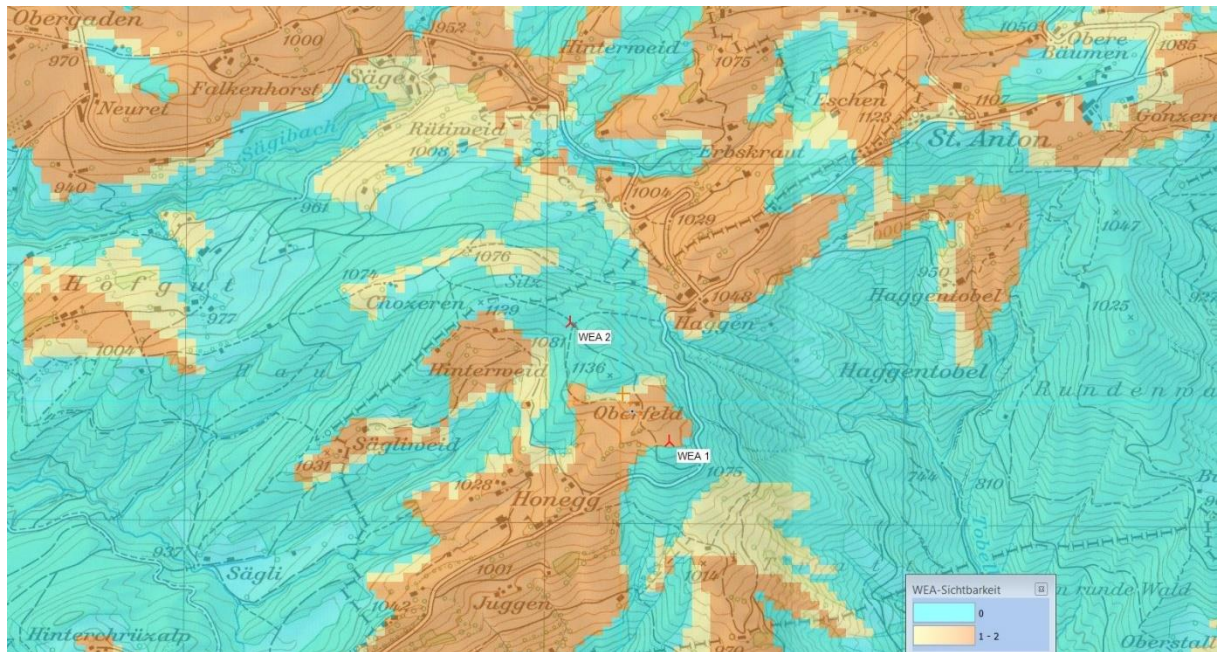


Abbildung 30: Sichtbarkeit der WEA in der näheren Umgebung, Berechnungsmodus Gesamthöhe (JH Wind)

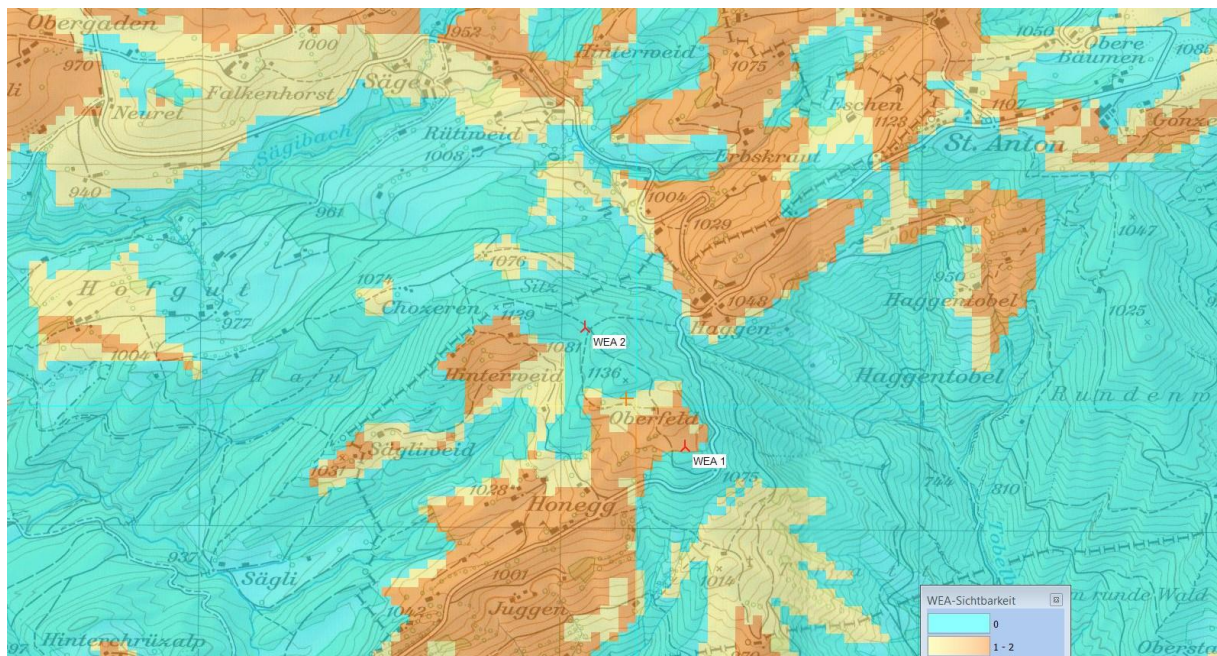


Abbildung 31: Sichtbarkeit der WEA in der weiteren Umgebung, Berechnungsmodus Nabenhöhe (JH Wind)

7.5.4 Massnahmen

Keine

7.5.5 Dokumentation

- Sichtbeziehungsstudie für den Standort Oberfeld, JH Wind GmbH, D-Kirchzarten, 7.12.2016.

7.6 Visualisierung / Fotomontagen

7.6.1 Ausgangslage

Die Veränderung der Landschaft durch Windenergieanlagen betrifft Gebiete ausserhalb der Siedlungen wie auch durch Siedlungen geprägte Räume. Die Sichtbarkeit der Anlagen kann für die Bevölkerung wichtige identitätsbildende Landschaftsbereiche und Bauten tangieren. Auswirkungen auch im Hinblick auf gesellschaftliche Aspekte sind zu erwarten. Für die visuelle Beurteilung wurden verschiedene Fotomontagen erstellt.

7.6.2 Zielsetzung

Anhand von Fotomontagen sind die vorstehend erwähnten Auswirkungen visuell zu überprüfen und zu dokumentieren.

7.6.3 Methode

Die Fotostandorte wurden in Absprache mit dem Kanton Appenzell I.Rh. festgelegt. Um die Auswirkung der Anlagen auf die Landschaft und Kulturgüter zu erfassen, wurden aus Sicht der Betroffenen die wichtigen Blickpunkte im Nah-, Mittel- und Fernbereich erfasst. Fotostandorte in der Nachbarschaft der Anlagen visualisieren den unmittelbar betroffenen Nahbereich. Das Amt der Vorarlberger Landesregierung schlug in seiner Stellungnahme vor, Fotostandorte jeweils auch im Bereich der Grenzübergänge der Gemeinden Meiningen, Koblach, Mäder, Altach, Hohenems, Lustenau-Hasenfeld auszuwählen und entsprechende Visualisierungen zu erstellen.

Fotostandorte in der nahen Umgebung, z.B. bei Gebäuden in der Nachbarschaft, die auch in den Schattenwurf- und Lärmstudien als Betroffene näher untersucht werden, gestatten die Beurteilung der kumulierten Auswirkungen des Windparks bezüglich Sichtbarkeit der Anlagen und Schattenwurf.

Um die visuellen Auswirkungen der Anlagen im Landschaftsbild zu beurteilen, werden diese mit Hilfe einer 3D-Visualisierung realitätsnah dargestellt. Dabei werden 3-D Modelle der geplanten Anlagen massstabsgetreu in einem virtuellen Modell platziert. Ergebnis ist eine realistisch wirkende Fotomontage.

2018 wurden für die beim Kanton Appenzell I.Rh. eingereichte Machbarkeitsstudie von insgesamt 25 Fotostandorten aus Fotomontagen für die damals in der Projektplanung angenommenen Referenzanlage E-126 EP4 der Firma ENERCON erstellt. 2022 wurde der Anlagentyp E-138 EP3 E 3 von ENERCON nachevaluiert. Sie gilt für das Nutzungsplanverfahren als Referenzanlage. Beide Anlagentypen sind praktisch gleich hoch (neu 200 m anstelle 198.455 m). Neu beträgt die Nabenhöhe 131 m anstelle 134.95 m und die Länge der Rotorblätter 67.795 m anstelle 59.7 m.

Weil die Unterschiede aus der Distanz nicht wahrnehmbar sind, wurde darauf verzichtet, für das Nutzungsplanverfahren sämtliche Fotomontagen neu zu erstellen. Nur die Ansichten aus dem Nahbereich wurden auf den neuen Anlagentypen hin von der Firma JH Wind GmbH aktualisiert.

7.6.4 Resultate

Die 25 erstellten Fotomontagen decken ein Gebiet von 27 km x 23 km ab, ausgehend vom Säntis bis Lustenau. 6 Fotostandorte befinden sich an der Grenze zu Österreich.

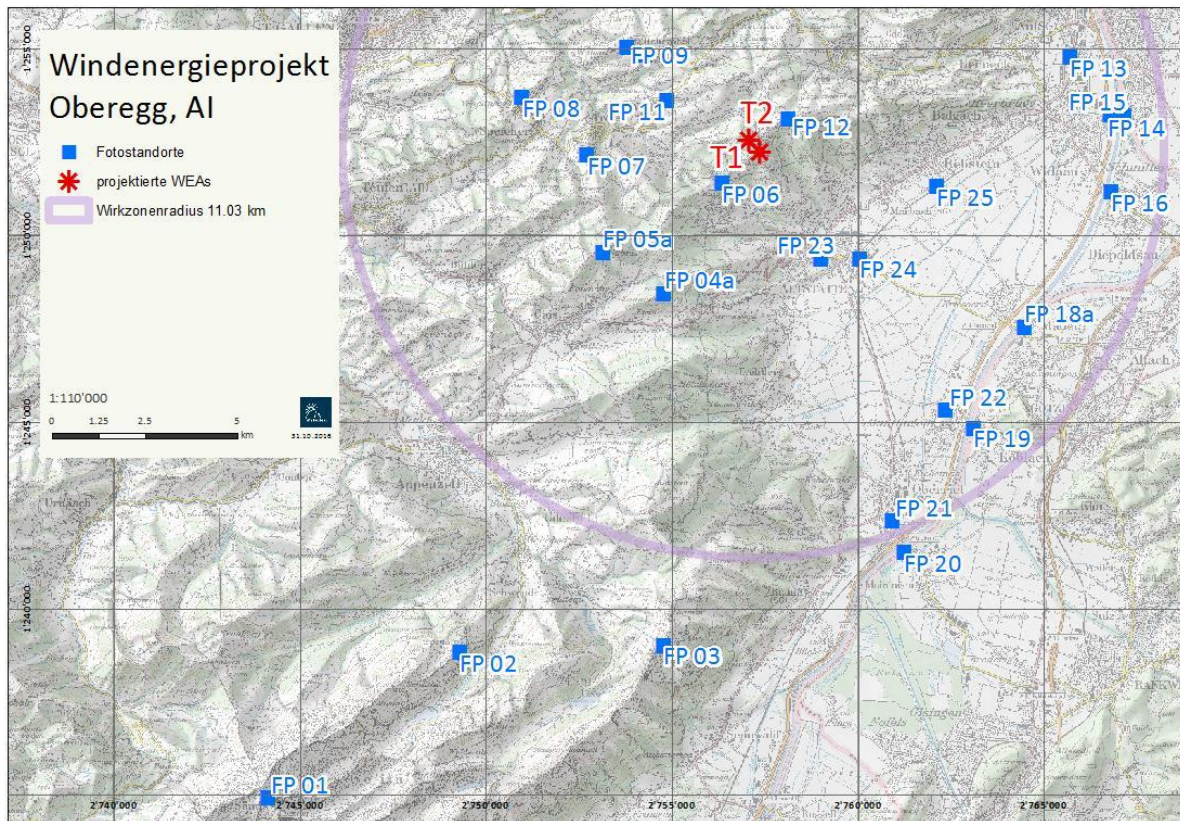


Abbildung 32: Fotostandorte für die Visualisierung des Windenergieprojekts Oberegge (Meteotest)



Aus Sicht Landmark



Aus Sicht Trogen



Aus Sicht Speicher



Aus Sicht Rehetobel (Sonderstrasse)

Aus Sicht Wald



Aus Sicht Oberegg (St. Anton Kapelle)

Abbildung 33: Auswahl Fotomontagen 1 (Appenzellerland)

In der Landschaftskammer «Rheintal» sind die WEA von sehr vielen Orten her sichtbar (ca. 80 %). Sie wirken dabei mehrheitlich landschaftsnah (nicht landschaftstypisch) und werden meist als «wenig beeinträchtigt» bis «beeinträchtigt» wahrgenommen.



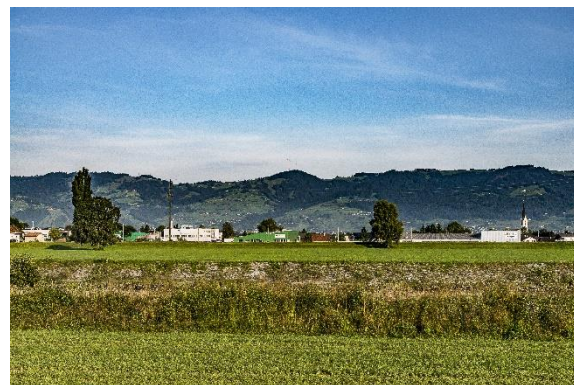
Aus Sicht Diepoldsau



Aus Sicht Altstätten (Bahnhof)



Aus Sicht Rebstein



Aus Sicht Mäder

Abbildung 34: Auswahl Fotomontagen 2 (Rheintal)

7.6.5 Massnahmen

Keine.

7.6.6 Dokumentation

- Gerig & Partner AG: Fotomontagen Windenergieprojekt Oberegg, Zuzwil, 09.02.2023

7.7 Eisfall und Eiswurf

7.7.1 Ausgangslage

Abhängig von den Vereisungsbedingungen kann es auf dem Rotorblatt einer WEA zu starken Vereisungen kommen, woraus in der Folge eine Gefahr durch sich lösende bis zu mehreren Kilogramm schweren Eisstücken entsteht.

Während des Betriebs der WEA erfahren diese Eisstücke einen deutlichen Anfangsimpuls durch das rotierende Blatt. In diesem Fall wird von Eiswurf gesprochen. Während des Stillstands der WEA trudelt diese mit deutlich niedrigeren Drehzahlen. In diesem Fall wird von Eisfall gesprochen.

7.7.2 Vorgehensweise

Zur Ermittlung allfälliger Risiken von Eisfall und Eiswurf wurde Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG, Hamburg, mit einem Fachgutachten und einer Risikobeurteilung beauftragt.

7.7.3 Ergebnisse

In der Umgebung der geplanten WEA befinden sich die Honeggstrasse/Haggenstrasse zwei Wanderwege, welche als Schutzobjekte zu betrachten sind. Im Gutachten werden anhand verschiedener Datengrundlagen (z.B. bzgl. der Wind- und Vereisungsverhältnisse, aber auch der Verweildauer/Fortbewegungsgeschwindigkeit usw.) mögliche Personenschäden auf Fahrzeuginsassen, Velofahrer und Fussgänger betrachtet. Dabei wird ein potenzieller Gefährdungsbereich vom 1.5fachen der Summe aus Nabenhöhe (131 m) und Rotordurchmesser (138.3 m) angenommen, was einen Radius von 403.9 m um WEA 1 resp. WEA 2 ergibt. Weil reine Sachschäden im Vergleich zu Personenschäden vernachlässigbar sind, werden diese nicht weiter bewertet.

Beide geplanten WEA sind mit dem ENERCON-Eiserkennungssystem ausgestattet. Dieses entspricht dem Stand der Technik und viele Indizien sprechen gemäss Gutachter dafür, dass eine Eisdicke erkannt wird, die geringer ist als die kritische Eisdicke. Erst ab einer kritischen Eisdicke besteht Gefahr für ungeschützte Personen. Solche Systeme schliessen den Betrieb bei potenziell gefährlichem Eisansatz aus. Ein signifikantes Risiko aus Eiswurf kann somit ausgeschlossen werden. Weil aber auch ein vorhandenes System zur Eiserkennung einen Eisfall (Abfallen von Eisstücken von einer stillstehenden bzw. trudelnden WEA) nicht ausschliessen kann, wurde eine standortspezifische Risikoanalyse vorgenommen.

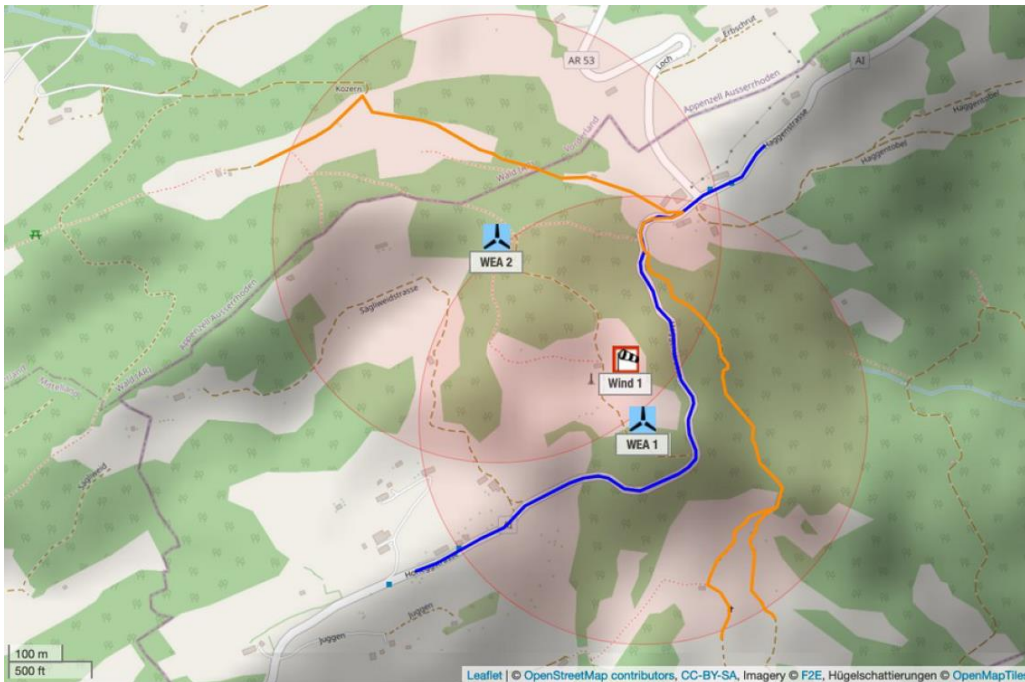


Abbildung 35: Potenzielle Gefährdungsgebiete der WEA 1 und 2 und Schutzobjekte am Standort Oberegg (blau: Honeggstrasse/Haggenstrasse; orange: Wanderwege) (Fluid & Energy Engineering)

Die WEA 1 und 2 sind zusätzlich mit einer Rotorblattheizung zur Prävention und Enteisung ausgestattet. Eine exakte Quantifizierung des Einflusses einer Rotorblattheizung auf das Eisfallrisiko ist gemäss Gutachter nicht möglich. Im Allgemeinen kann aber davon ausgegangen werden, dass die Berechnungen zum Eisfallrisiko auch den Einsatz der Rotorblattheizung im Trudelbetrieb bzw. bei Stillstand der WEA und manuellem Wiederanfahren abdecken und der Einsatz der Rotorblattheizung zulässig ist.

Die Gutachter gehen von folgenden Vereisungsbedingungen am Projektstandort aus:

WEA	Vereisungshäufigkeit [%]	Vereisungstage pro Jahr	Eisstücke pro Jahr und WEA	
			Eisfall	Eiswurf
1+2	7.2	26	2670	---

Tabelle 32: Vereisungsbedingungen am Projektstandort (Fluid & Energy Engineering)

Die Gefährdung durch Eisfall wird wie folgt beurteilt:

WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
1	Honeggstrasse/ Haggenstrasse	Tolerierbar – Massnahmen in der Regel nicht erforderlich	Tolerierbar – Massnahmen sind in Betracht zu ziehen
	Wanderwege	---	Tolerierbar – Massnahmen in der Regel nicht erforderlich
2	Honeggstrasse/ Haggenstrasse	vernachlässigbar	Allgemein akzeptabel
	Wanderwege	---	Tolerierbar – Massnahmen in der Regel nicht erforderlich
Bewertung additiver Risiken			
1, 2	Honeggstrasse/ Haggenstrasse	tolerierbar	Tolerierbar

Tabelle 33: Beurteilung Gefährdung durch Eisfall (Fluid & Energy Engineering)

9 Beilagen

Definitive Festsetzung des Projektstandortes im kant. Richtplan

1. Kanton Appenzell I.Rh.: Botschaft der Standeskommission an den Grossen Rat des Kantons Appenzell I.Rh. zur Interessenabwägung für die definitive Festsetzung des Standorts Honegg im Richtplan, 1. März 2022
2. Kanton Appenzell I.Rh.: Botschaft der Standeskommission an den Grossen Rat des Kantons Appenzell I.Rh. zur definitiven Festsetzung des Standorts Honegg im Richtplan.
3. Kanton Appenzell I.Rh.: Grossrätliche Kommission für öffentliche Bauten, Verkehr, Energie, Raumplanung Umwelt (BauKo): Windpark Honegg. Interessenabwägung zur definitiven Festsetzung des Standorts im kantonalen Richtplan.
4. Kanton Appenzell I.Rh.: Windpark Honegg. Interessenabwägung des Grossen Rates zur definitiven Festsetzung des Standorts im kantonalen Richtplan.
5. Richtplan Kanton Appenzell I.Rh., Objektblatt Windenergie (Grossanlagen mit Nabenhöhe > 30 m) Januar 2015 rev. September 2022.
6. Kanton Appenzell I.Rh.: Protokoll der Verhandlungen des Grossen Rates des Kantons Appenzell I.Rh. an der Session vom 24. Oktober 2022 im Rathaus Appenzell.

Technische Beschreibung der Windenergieanlage und Datenblätter (Abgabe digital)

7. ENERCON, Technische Beschreibung. ENERCON Windenergieanlage E-138 EP 3 E3.
8. ENERCON, Technische Beschreibung Fundamente. E-138-EP3 E2-HAST-131-FB-C-01.
9. ENERCON, Technisches Datenblatt. Netztechnische Leistungsmerkmale ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 / 4260 kW / FT.
10. ENERCON, Technisches Datenblatt. Rotorblatt E-138 EP3 E3-RB-02 mit Hinterkantenkamm (TES) der Windenergieanlage E-138 EP3 E2.
11. ENERCON, Technisches Datenblatt. Leistungsoptimierte Schallbetriebe ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 / 4260 kW mit TES (Trailing Edge Serrations)
12. ENERCON, Technisches Datenblatt. Betriebsmodi 0 s, I s, II s und leistungsreduzierte Betriebe. ENERCON Windenergieanlage E-138 EP 3 E2 (4200 kW mit TES (Trailing Edge Serrations)).
13. ENERCON, Technisches Datenblatt. Terzbandpegel Betriebsmodus 0 s ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 / 4620 kW mit TES (Trailing Edge Serrations).
14. ENERCON, Technisches Datenblatt. Oktavbandpegel Betriebsmodus 0 s ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 / 4620 kW mit TES (Trailing Edge Serrations).

Erschliessung, Transport, Montage

15. ENERCON, Zuwegung und Baustellenflächen. ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E2 / 131 m Hybrid-Stahlurm.
16. ENERCON: Stücklisten zu WEA E-138 EP3 E3, D-Aurich, 10.12.2020 und 26.02.21.\$
17. EMIL EGGER AG: Streckenprüfung Autobahnausfahrt Au SG bis UP Berneck, St. Gallen, 19.01.2023 mit 4 Prüfberichten Fahrsimulation in der Beilage.
18. EMIL EGGER AG: Streckenprüfung UP Berneck bis Projektgelände, St. Gallen, 10.12.2022.
19. Ingenieurbüro Hersche AG: Sanierung und Ausbau Waldstrasse Oberfeld Parz. Nr. 547. Vorprojekt. Technischer Bericht. Oberegg, 03.02.2023.
20. Ingenieurbüro Hersche AG: Sanierung und Ausbau Waldstrasse Oberfeld Parz. Nr. 547. Vorprojekt. Massenbilanz. Oberegg, 03.02.2023.
21. Ingenieurbüro Hersche AG: Pläne Sanierung und Ausbau Waldstrasse Oberfeld Parzelle 547 MSST 1:500. Situation, Längenprofil und Querprofile. Oberegg, 03.02.2023.

Einspeisung ins Stromnetz

22. EVU-Beratung AG: Stellungnahme zu Projektänderung, neuen Anschlussbeurteilung vom 8.1.2022 mit ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3.
23. Mail Andreas Lutz vom 14. November 2022 an Werner Geiger, Appenzeller Wind AG.
24. Technisches Anschlussgesuch (TAG) vom 08.11.2022.
25. EVU-Beratung AG/Elektra Oberegg: Projektplan M 1:1000 20 kV Kabelleitung TS Haggen-WEA 1.
26. EVU-Beratung AG/Elektra Oberegg: Projektplan M 1:1000 20 kV WEA 1 – WEA 2.
27. EVU-Beratung AG/Elektra Oberegg: Disposition Trafostation Haggen.
28. EVU-Beratung AG/Elektra Oberegg: Prinzipschema Trafostation Haggen.

Wind- und Energieerzeugungspotenzial

29. JH Wind: Ermittlung des Windenergiepotenzials am Standort Oberfeld, Freiburg i. Br., 07.09.2023

Technische Beurteilung

30. Schreiben Abteilung Raum und Umwelt des Generalsekretariats VBS vom 30. November 2022: ID-40 Windparkprojekt Oberegg (AI) – Stellungnahme des VBS. Aktennotiz Abteilung Sicherheit Infrastruktur BAZL vom 17.10.2022.
31. BAZL, Abteilung Sicherheit Infrastruktur: Richtlinie AD I-006 D Luftfahrthindernisse.
32. Schreiben BAKOM vom 10. Oktober 2022: Beurteilung Richtfunk zu Windpark TBV/Oberegg/ID-Nr. 40.
33. Swisscom und SRG SSR: Mailverkehr bzgl. Verträglichkeit mit Richtfunk.
34. Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie Meteo Schweiz: Schreiben vom 9. November 2022 an Guichet Unique Windenergie «Betriebsstörung der meteorologischen Instrumente durch Windkraftanlagen; Standort/analysiertes Projekt: «Windenergieprojekt Oberegg AI» ID Nr. 40.
35. Beurteilung des Einflusses des Windparks Oberegg AI auf die CNS-Anlagen von Skyguide. Stellungnahme Skyguide vom 15.02.2023.

Baugrundverhältnisse und Hydrologie

36. Andres Geotechnik AG: Baugrundverhältnisse – generelle geotechnische Empfehlungen. Kurbericht, 31. März 2016.

Lärmschutz, Sichtbarkeit und Schattenwurf

37. JH Wind GmbH: Schallgutachten für den Standort Oberfeld AI. Schallberechnungen für zwei Windenergieanlagen, 04.08.2023.
38. JH Wind GmbH: Schattenwurfgutachten für das Windprojekt Oberfeld AI. 27.01.2023.
39. JH Wind GmbH: Shadow – Hauptergebnis, Kalender, Grafischer Kalender, Kalender pro WEA, Shadow Karte. 26.01.2023.
40. Sichtbeziehungsstudie für den Standort Oberfeld, JH Wind GmbH, D-Kirchzarten, 7.12.2016.

Visualisierung

41. Gerig & Partner AG: Fotomontagen Windenergieprojekt Oberegg, Zuzwil, 9.2.2023

Eisfall und Eiswurf

42. Fluid & energy Engineering GmbH & Co. KG, Gutachten und Risiken durch Eiswurf und Eisfall am Standort Oberegg AI, Hamburg, 23.12.2022.