

## Vorhabensbeschreibung

zum Antrag auf Genehmigung nach § 17 UVP-G 2000

# WINDPARK KÖNIGSWIESEN – ST. GEORGEN AM WALDE



Konsenswerberin: WE Königswiesen – St. Georgen am Walde GmbH  
Greinburg 1  
4360 Grein an der Donau  
Prinz Hubertus von Sachsen-Coburg und Gotha

Projektentwicklung: Professional Energy Services GmbH  
Lerchenfelder Gürtel 55A/1  
1160 Wien  
DI Martin Krill

Technische Planung: Energiewerkstatt Verein  
Heiligenstatt 23  
5211 Friedburg  
Tel.: +43 7746 28212  
office@energiewerkstatt.org  
DI Andreas Krenn  
Dipl.-Phys. Claas Rittinghaus  
Hannes Styhler

KPP Consulting GmbH  
Wiener Straße 127  
3500 Krems  
consulting@kpp.at  
Ing. Reinhard Schwaighofer  
Tobias Flesch

---

Revision Nr. 03                      Konsolidierte Fassung

Friedburg, 25. März 2026

## Inhaltsverzeichnis

1.	Beschreibung des Vorhabens.....	5
1.1	Aufgabenstellung.....	5
1.2	Grundzüge und Kenndaten des Vorhabens.....	6
1.3	Umfang und Grenzen des Vorhabens.....	7
2.	Lage des Vorhabengebietes.....	9
2.1	Gemeinden und Nachbargemeinden.....	9
2.2	Raumordnung.....	10
2.3	Lage in Relation zu Siedlungen und Wohnbauland.....	11
2.4	Lage in Relation zu naturschutzrechtlich relevanten Gebieten.....	12
2.5	Lageplan und Koordinaten.....	14
3.	Eigentumsverhältnisse und Rechte Dritter.....	16
3.1	Eigentümlerverzeichnisse.....	16
3.2	Rechte Dritter.....	17
3.3	Bestehende Windkraftanlagen im Umfeld.....	17
4.	Standort.....	18
4.1	Allgemeine klimatische Verhältnisse.....	18
4.2	Blitzdichte.....	19
4.3	Vereisungspotential.....	19
4.4	Windverhältnisse.....	19
4.5	Erdbeben.....	21
4.6	Baugrundverhältnisse.....	22
4.7	Grundwasserverhältnisse.....	23
5.	Geplante Windkraftanlagen.....	24
5.1	Anlagenbezogene Kenndaten der Windkraftanlagen.....	24
5.2	Darstellung der Windkraftanlage.....	27
5.3	Kennzeichnung als Luftfahrthindernis.....	27
5.4	Zertifizierungsstatus der eingesetzten Windkraftanlage.....	30
5.5	Windzone der eingesetzten Windkraftanlage.....	31
5.6	Energieerzeugung unter standortspezifischen Bedingungen.....	33
5.7	Dimensionierung der Fundamente.....	35
5.8	Schallemissionen der Windkraftanlage.....	36
5.9	Auslegungslasten für Erdbebeneinwirkung.....	36
6.	Infrastruktur.....	37
6.1	Elektrische Komponenten der Windkraftanlage.....	37
6.2	Windparkinterne Verkabelung.....	39
6.3	30-kV-Schalt- und Kompensationsstation.....	40
6.4	Netzableitung.....	41
6.5	Zuwegung, Kranstell- und Montageflächen.....	45
7.	Verkehrskonzept.....	47
7.1	Regionale Verkehrsführung.....	47
7.2	Verkehrsführung im Windparkgelände.....	48

8.	Flächenbedarf des Vorhabens.....	50
8.1	Rodungsbedarf.....	50
9.	Darstellung der Bauphase.....	53
9.1	Infrastruktureinrichtungen in der Bauphase.....	53
9.2	Erdkabelverlegung und Errichtung elektrotechnischer Einrichtungen.....	53
9.3	Errichtung der Zuwegung.....	54
9.4	Errichtung der Kranstellplätze und Fundamente.....	54
9.5	Errichtung der Anlagen.....	55
9.6	Zeit- und Ablaufplan.....	56
9.7	Rückstände und Abfälle.....	57
9.8	Verkehrsaufkommen.....	60
9.9	Luftschadstoffemissionen.....	64
10.	Darstellung der Betriebsphase.....	67
10.1	Wartung.....	67
10.2	Rückstände und Abfälle.....	67
10.3	Verkehrsaufkommen.....	68
10.4	Luftschadstoffemissionen.....	68
10.5	Änderung des Netzanschlusspunktes.....	69
10.6	Ende der Nutzungsdauer.....	70
11.	Stör- und Unfälle.....	71
11.1	Mechanischer Störfall.....	71
11.2	Elektrischer Störfall.....	71
11.3	Blitzschlag.....	71
11.4	Brand.....	72
12.	Sicherheitsvorkehrungen für den Anlagenbetrieb.....	73
12.1	Betriebsüberwachung und Steuerung.....	73
12.2	Not-Stopp-System.....	73
12.3	Maßnahmen zur Eiserkennung.....	74
12.4	Bewertung des Eisfallrisikos der geplanten Windkraftanlagen.....	75
12.5	Aufstieg/Fallschutzsystem.....	75
12.6	Erdung und Blitzschutz.....	75
12.7	Internes Stromversorgungssystem und Notversorgung.....	77
12.8	Brandschutz und mögliche Brandlasten.....	78
12.9	Schutzvorkehrungen zur Brandvermeidung.....	79
12.10	Schutzvorkehrungen bei Wartungsarbeiten.....	81
12.11	Maßnahmen zur Erlangung der Ausnahmegewilligung nach § 11 ETG 1992.....	82
13.	Abbildungsverzeichnis.....	83
14.	Tabellenverzeichnis.....	84

## 1. Beschreibung des Vorhabens

### 1.1 Aufgabenstellung

Die WE Königswiesen – St. Georgen am Walde GmbH plant auf den Gemeindegebieten von Königswiesen und St. Georgen am Walde die Errichtung eines Windparks mit zehn Windkraftanlagen des Typs Vestas V172 mit 7,2 MW Nennleistung. Die maximale Gesamtleistung des Windparks Königswiesen beträgt 72 MW.

Das gegenständliche Vorhaben mit der Bezeichnung "Windpark Königswiesen – St. Georgen am Walde" (Akronym WP KW) umfasst folgende Bestandteile:

- Errichtung und Betrieb von **zehn Windkraftanlagen des Typs Vestas V172** mit einem Rotordurchmesser von 172 m, einer installierten Generatorleistung von 7,2 MW und einer Nabenhöhe von 175 m.
- Errichtung der windparkinternen Verkabelung und einer 30-kV-Schaltstation zum Anschluss der Anlagen an die geplante Netzableitung des WP KW.
- Errichtung der Netzableitung von der windparkinternen Schaltstation zum Umspannwerk Friensdorf. Die Einspeisung der erzeugten Elektrizität erfolgt auf der 26-kV-Ebene im Umspannwerk Friensdorf.
- Errichtung von Kranstell- und Montageflächen sowie einer geeigneten Zuwegung für Transport, Montage und Betrieb der Windkraftanlagen.
- Errichtung von Eiswarn-Tafeln und Leuchten inkl. Verkabelung.

## 1.2 Grundzüge und Kenndaten des Vorhabens

Die Standorte des geplanten Vorhabens Windpark Königswiesen – St. Georgen am Walde liegen etwa 6 Kilometer östlich der Ortschaft Königswiesen und etwa 6,5 km nördlich der Ortschaft St. Georgen am Walde auf dem Gemeindegebiet von Königswiesen im Bezirk Freistadt und St. Georgen am Walde im Bezirk Perg im oberösterreichischen Mühlviertel.

Zweck des geplanten Vorhabens ist die nachhaltige, risikoarme und klimaschonende Erzeugung elektrischer Energie durch die Nutzung von Windenergie.

Genehmigungswerber	WE Königswiesen – St. Georgen am Walde GmbH Greinburg 1 4360 Grein an der Donau
Anzahl der Windkraftanlagen	10
Anlagentyp	Vestas V172-7.2 MW
Rotordurchmesser	172 m
Nabenhöhe	175 m
Nennleistung	7.200 kW
Gesamtleistung	72 MW
Netzableitung	Windparkinterne 30-kV-Leitungen zur Schaltstation nahe der WKA KW-04, von dort aus über drei 30-kV-Erdkabelsysteme zum Umspannwerk
Einspeisepunkt	Umspannwerk Friendsdorf
Einspeisekapazität	Begrenzt auf 60 MW im Umspannwerk
Netzbetreiber	Linz Netz GmbH
Gemeinden	Königswiesen (WKA Standorte, windparkinterne Verkabelung, Netzableitung, Zuwegung und Eiswarnleuchten) Pierbach (Netzableitung) Bad Zell (Netzableitung) Tragwein (Netzableitung) Pregarten (Netzableitung) Hagenberg im Mühlkreis (Netzableitung) Wartberg ob der Aist (Netzableitung)
Verwaltungsbezirk	Freistadt
Gemeinde	St. Georgen am Walde (WKA Standorte, windparkinterne Verkabelung, Zuwegung und Eiswarnleuchten) Allerheiligen im Mühlkreis (Netzableitung)
Verwaltungsbezirk	Perg
Bundesland	Oberösterreich

Gemeinde	Altmelon (Zuwegung)
Verwaltungsbezirk	Zwettl
Bundesland	Niederösterreich

### 1.3 Umfang und Grenzen des Vorhabens

Das Vorhaben umfasst im Wesentlichen folgende Bestandteile

#### 1.3.1 Errichtung und Betrieb von zehn Windkraftanlagen

Das Vorhaben besteht aus zehn Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von **72 MW**:

- **Zehn Windkraftanlagen des Typs Vestas V172-7.2 MW** mit einem Rotordurchmesser von 172 m, einer installierten Generatorleistung von 7,2 MW und einer Nabenhöhe von 175 m.

Die Spannung der von den Windkraftanlagen erzeugten elektrischen Energie wird mittels eines Transformators in den Gondeln der Windkraftanlagen auf 27,5 kV transformiert und über 30-kV-Trossenkabel zu den Mittelspannungs-Schaltanlagen im Turmfuß der Anlagen geleitet, mit welchen die Anlagen vom Netz getrennt werden können.

#### 1.3.2 Verkabelung zur windparkinternen Schaltstation

Die Windkraftanlagen KW-01 bis KW-10 werden über windparkinterne 30-kV-Verkabelungen (inkl. Datenleitungen) mit einer neu zu errichtenden Schaltstation in der Nähe der WKA KW-04 verbunden. Von dort aus erfolgt gesammelt die Ableitung der erzeugten elektrischen Energie in Richtung des Umspannwerks zum 110-kV-Verteilnetz der Linz Netz GmbH.

#### 1.3.3 Netzableitung zum Umspannwerk

Die Netzableitung umfasst drei neu zu errichtende 30-kV-Erdkabelsysteme die von der windparkinternen Schaltstation zum großen Teil entlang bzw. in unmittelbarer Nähe der Landesstraße B124 bis zum Umspannwerk Friendsdorf verlegt werden.

Details zur Netzableitung finden sich in den eigenständigen Einreichunterlagen im Ordner *B4 Netzableitung* des Einreichoperats.

#### 1.3.4 Errichtung der Zuwegung

Die Zufahrt zu den Anlagenstandorten erfolgt etwa 3 km südwestlich der Ortschaft Kleinpertenschlag in der niederösterreichischen Gemeinde Altmelon nahe der Kapelle zum Eisernen Bild von der Landesstraße B119 aus. Die bestehenden Wege im Projektgebiet müssen hinsichtlich des Wegeaufbaues, der Kurvenradien und Ausbaubreiten teilweise adaptiert und ausgebaut werden. Darüber hinaus werden Teile der Zufahrten zwischen dem bestehenden Wegenetz und den Montageplätzen neu errichtet.

Weitere Details zur Ausführung der Zuwegung finden sich in *Kap. 9.3*.

### 1.3.5 Errichtung der Montage- und Kranstellflächen

Für die Montage der Windkraftanlagen und gegebenenfalls für Reparaturen und Wartungen während des Betriebs werden dauerhaft befestigte Kranstellplätze und temporäre Montage- und Lagerflächen errichtet. Des Weiteren wird ein dauerhaft befestigter Zufahrtsweg für das Betriebs- und Service-Personal angelegt.

Details zu den Montage- und Kranstellflächen finden sich in *Kap. 6.5*.

### 1.3.6 Eigentums- und Vorhabensgrenzen

Die Einspeisung der erzeugten Elektrizität erfolgt von der geplanten Schaltstation bei WKA KW-04 über drei neu zu errichtende 30-kV-Erdkabelsysteme in die 26-kV-Ebene des Umspannwerks Friendsdorf. Als **elektrotechnische Eigentums- und Vorhabensgrenze** zwischen der Konsenswerberin und der Linz Netz GmbH sind die Kabelendverschlüsse der vom Windpark kommenden 30-kV-Erdkabelsysteme im Umspannwerk Friendsdorf anzusehen. Alle aus Sicht des Windparks diesen Anschlussklemmen nachgeschalteten Einrichtungen und Anlagen im Umspannwerk Friendsdorf sind nicht Gegenstand des Vorhabens.

Gegebenenfalls erforderliche Adaptionen im Umspannwerk Friendsdorf werden von der Linz Netz GmbH durchgeführt. Die Messung der im Windpark erzeugten elektrischen Energie erfolgt im Umspannwerk Friendsdorf.

Als **bautechnische Vorhabensgrenzen** ist die Ein- und Ausfahrt zum Vorhabensgebiet von der Landesstraße B119 anzusehen. Das vom Baustellenverkehr beanspruchte und zu ertüchtigende öffentliche und private Güterwegenetz innerhalb des Vorhabensgebietes ist dem Vorhaben zuzuordnen. Für die Benützung dieser Wege werden mit den Gemeinden Königswiesen und St. Georgen am Walde sowie betroffenen Privatpersonen entsprechende Dienstbarkeitsverträge abgeschlossen.

Nicht zum Vorhaben gehören die Routen der Sondertransporte auf dem übergeordneten Straßennetz. Für die Benützung der Ein- und Ausfahrten von und zur Landesstraße wird eine Vereinbarung mit der NÖ Landesstraßenverwaltung abgeschlossen.

## 2. Lage des Vorhabengebietes

### 2.1 Gemeinden und Nachbargemeinden

Die geplanten Anlagenstandorte des Windparks Königswiesen liegen auf den Gebieten der Gemeinden Königswiesen und St. Georgen am Walde. Neben den Fundamenten der Windkraftanlagen befinden sich hier auch ein Großteil der für die Errichtung und den Betrieb der Anlage erforderlichen Infrastruktureinrichtungen. Diese umfassen im Wesentlichen die Kranstellplätze, temporäre Montageflächen, die windparkinterne Verkabelung und Schaltstation sowie Eiswarnleuchten. Teile des Zufahrtswegs zum Windpark befinden sich auf dem Gemeindegebiet von Altmelon.

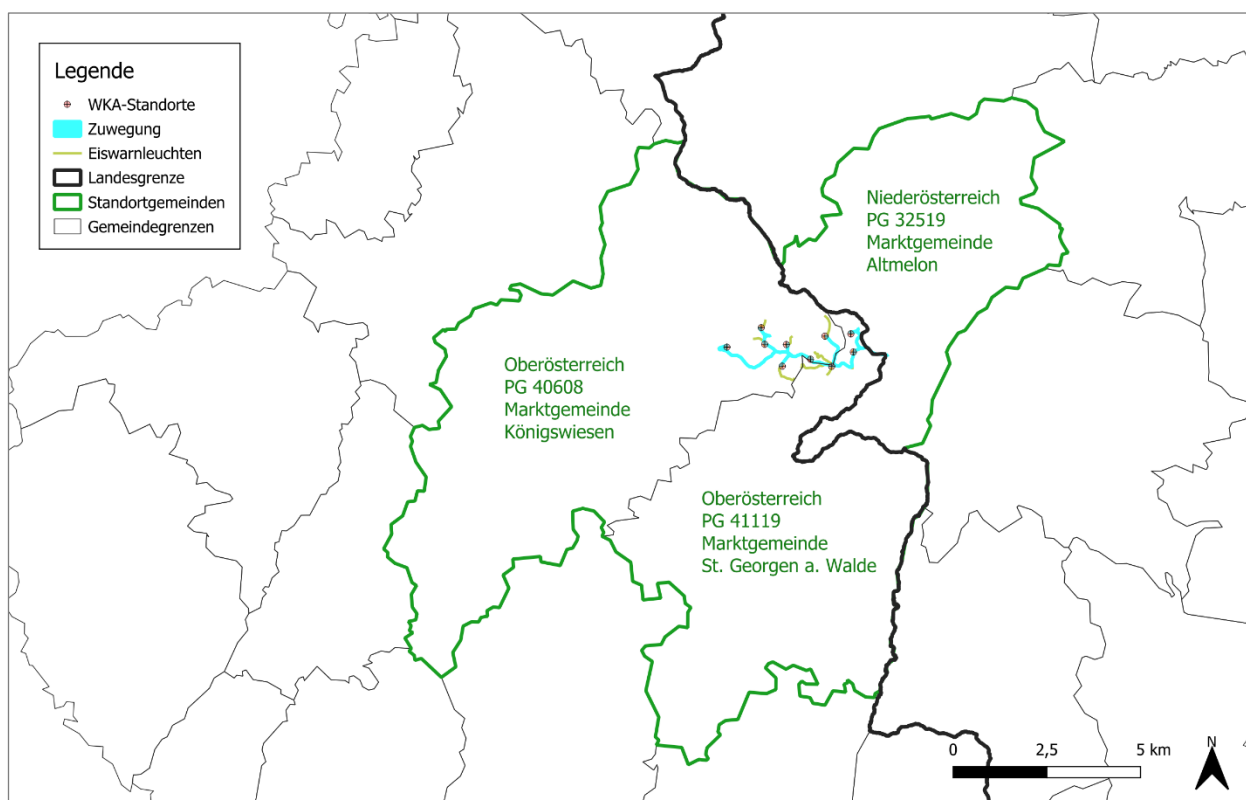


Abb 1: Übersichtsplan der von Errichtung und Betrieb des Windparks betroffenen Gemeinden [Kartenquelle: BEV]

WKA-Standorte, windparkinterne Verkabelung und Schaltstation, Zuwegung, Eiswarnleuchten:

Katastralgemeinde	KG 41214 Paroxedt
Politische Gemeinde	PG 40604 Königswiesen
Verwaltungsbezirk	Freistadt
Katastralgemeinde	KG 43006 Henndorf
Politische Gemeinde	PG 41119 St. Georgen am Walde
Verwaltungsbezirk	Perg

Zuwegung:

Katastralgemeinde	KG 24142 Kleinpertenschlag
Politische Gemeinde	PG 32519 Altmelon
Verwaltungsbezirk	Zwettl

Die Netzableitung vom Windparkgelände zum Umspannwerk Friensdorf verläuft gänzlich auf oberösterreichischem Landesgebiet über die Gebiete der Gemeinden Königswiesen, Pierbach, Bad Zell, Allerheiligen im Mühlkreis, Tragwein, Pregarten, Hagenberg und Wartberg.

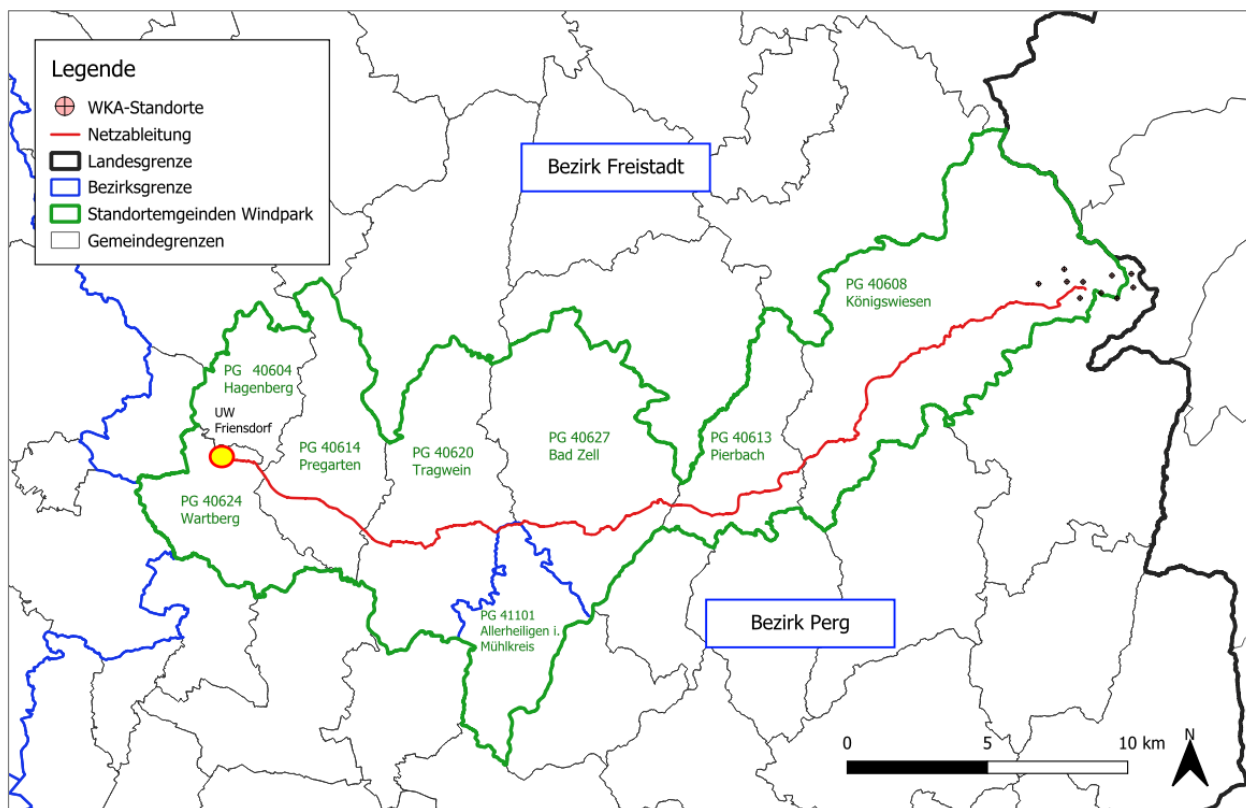


Abb 2: Übersichtsplan der von Errichtung und Betrieb der Netzableitung betroffenen Gemeinden [Kartenquelle: BEV]

Das zusammenfassende Verzeichnis sämtlicher Standortgemeinden findet sich in Dokument C1 10 des Einreichoperats.

## 2.2 Raumordnung

Da im Bundesland Oberösterreich keine aktuelle überörtliche Windenergieraumplanung im Sinne des § 4a Abs 3 iVm § 4a Abs UVP-G 2000 vorliegt, d. h. keine Windenergieraumplanung, die ausreichend bestimmte Flächen in Form von Vorrangs- bzw. Eignungszonen verbindlich festlegt, die geeignet sind das anteilige Ziel des § 4 EAG zu erreichen, hat die Konsenswerberin im Zuge der Umweltverträglichkeitsprüfung die Zustimmung der Standortgemeinden, auf deren Gemeindegebiet die Fundamente der Windkraftanlagen errichtet werden sollen, nachzuweisen. Entsprechende Zustimmungserklärungen werden in den Gemeinden Königswiesen und St. Georgen am Walde in Kürze zur Beschlussfassung im jeweiligen Gemeinderat eingebracht. Die unterschriebenen Zustimmungserklärungen werden alsbald möglich dem Einreichoperat als Dokument C5 01 für die Gemeinde Königswiesen und Dokument C5 02 für die Gemeinde St. Georgen am Walde nachgereicht samt zugehörigem Übersichtslageplan des Projektgebiets mit den WKA-Standorten als Dokument C5 03.

## 2.3 Lage in Relation zu Siedlungen und Wohnbauland

Der Abstand zwischen den geplanten Windkraftanlagen und den nächstgelegenen als Bauland gewidmeten Flächen bzw. überwiegend für Wohnzwecke genutzten Gebäuden im Grünland beträgt mindestens 1.069 m auf dem Gemeindegebiet von Königswiesen und mindestens 1.050 m dem Gebiet der Gemeinde St. Georgen am Walde. Auf niederösterreichischem Landesgebiet beträgt der geringste Abstand mindestens 1.033 m auf dem Gebiet der Gemeinde Altmelon. Somit wird der gemäß § 12 Abs (2) OÖ EIWOG 2006 erforderliche Abstand von mindestens 1.000 m bei Neuerrichtung von Windparks eingehalten. Siehe dazu Planzeichnung B2 02 des Einreichoperats.

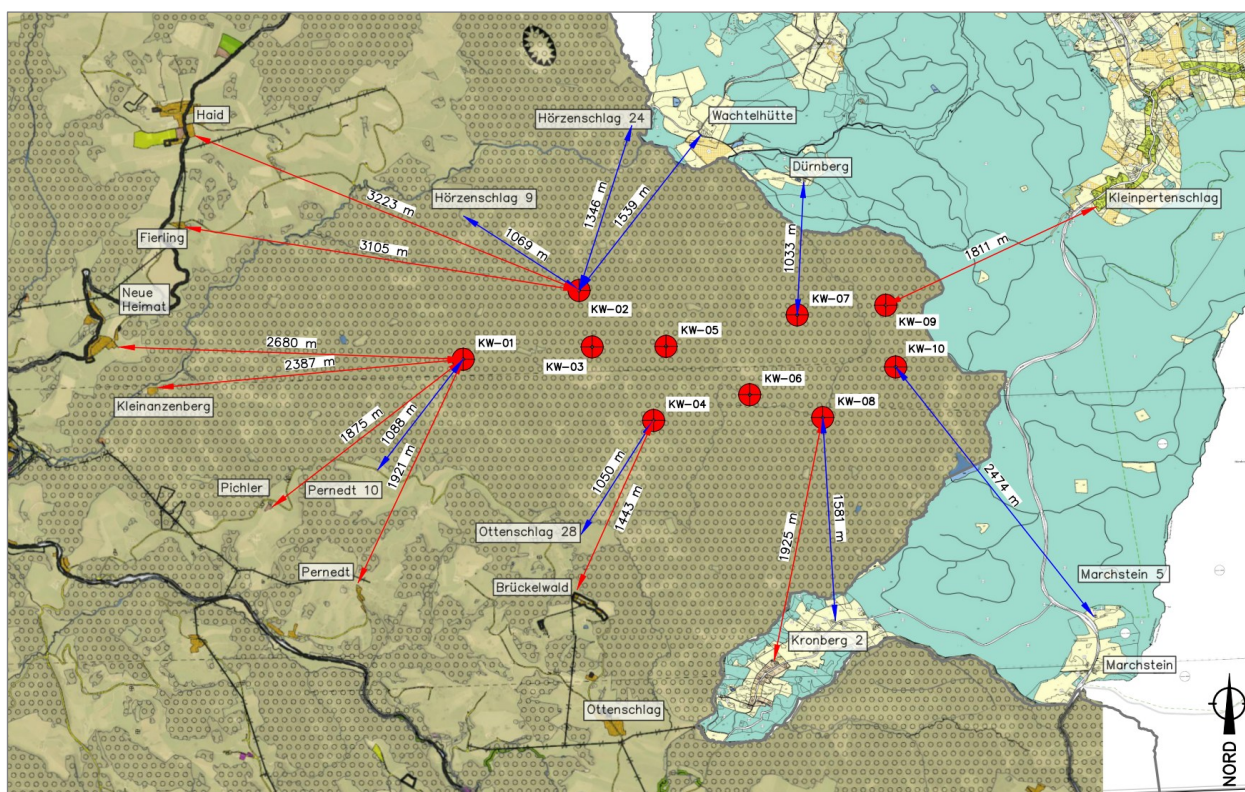


Abb 3: Flächenwidmungspläne mit Anlagenpositionen und Abständen vom Mittelpunkt der geplanten Windkraftanlagen zu den nächstgelegenen Bauland-Widmungen (rote Bemaßungspfeile) sowie überwiegend für Wohnzwecke genutzten Gebäuden im Grünland (blaue Bemaßungspfeile).  
[Quelle: Oberösterreich-GIS, Niederösterreich-GIS; Bearbeitung: Energiewerkstatt]

## 2.4 Lage in Relation zu naturschutzrechtlich relevanten Gebieten

Das Projektgebiet liegt in keiner naturschutzrechtlich ausgewiesenen Zone. In näherer Umgebung sowie im Umkreis von fünf beziehungsweise zehn Kilometern befinden sich drei FFH-Gebiete, ein Naturschutzgebiet, ein Landschaftsschutzgebiet sowie diverse Naturdenkmäler, die in Tab 1 und Abb. 5 verzeichnet sind. Die möglichen Auswirkungen auf die in diesen Bereichen vorhandenen Schutzbestände und weitere umweltfachliche Fragestellungen werden in den Fachbeiträgen zum Naturschutz untersucht.

Schutzgebietskategorie	Bezeichnung des Schutzgebietes	Geringster Abstand
<b>Oberösterreich</b>		
Naturdenkmal	Blutbuche in Stifting	ca. 0,5 km
Landschaftsschutzgebiet	Moorwiese Unterweg	ca. 3,5 km
Naturdenkmal	„250-jährige Linde“ in Haid	ca. 3,7 km
Naturdenkmal	Wackelstein	ca. 6,7 km
Naturdenkmal	Bücherständer in Mönchsorf	ca. 7,5 km
Naturdenkmal	"Ahorn" in Unterweißenbach	ca. 7,8 km
FFH Gebiet (Natura2000)	Europaschutzgebiet Waldaist und Naarn	ca. 8,7 km
FFH Gebiet (Natura2000)	Wiesengebiete im Freiwald	ca. 9,0 km
Naturdenkmal	Einsiedlermauer	ca. 9,4 km
<b>Niederösterreich</b>		
FFH Gebiet (Natura2000)	Waldviertler Teich-, Heide- und Moorlandschaft	ca. 1,6 km
Naturdenkmal	Große Felsengruppe und Blockmeer bei Kleinpertenschlag	ca. 2,1 km
Naturdenkmal	Felsgruppe mit 6 "Findlingen"	ca. 2,6 km
Naturschutzgebiet	Melonener Au	ca. 3,4 km

Tab 1: Schutzgebiete und gemeldete Erweiterungsflächen in der Nähe des Projektgebietes  
[Quelle: DORIS/NÖGIS, Zusammenfassung: Energiewerkstatt]

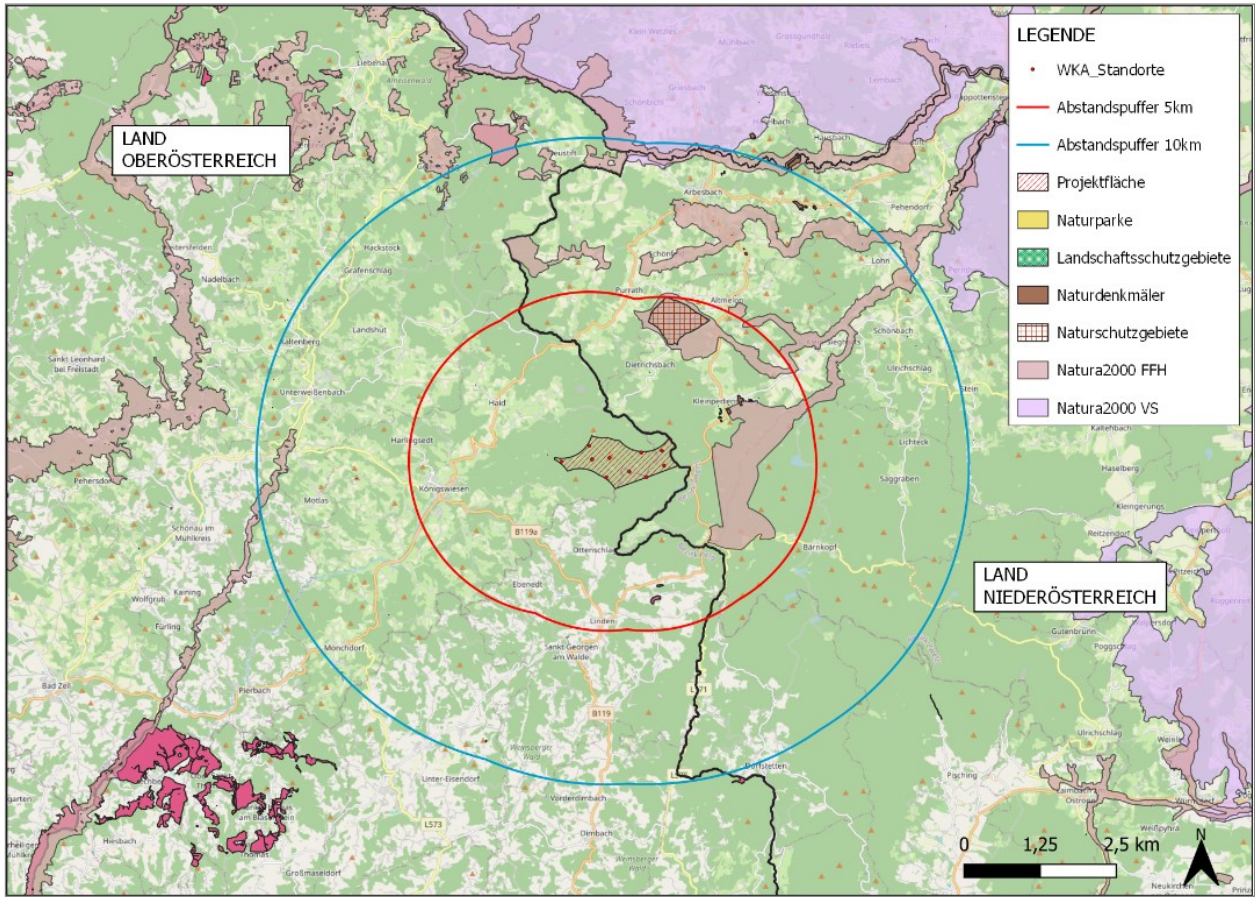


Abb 4: Lage zu Schutzgebieten [Quelle: data.gv.at, Kartenquelle: OpenStreetMap, Darstellung: Energiewerkstatt]

## 2.5 Lageplan und Koordinaten

In der folgenden Abbildung sind die Positionen der Fundamente sowie die überstrichenen Rotorflächen der geplanten Windkraftanlagen auf Katasterplan dargestellt. Die von den geplanten Windkraftanlagen und der Schaltstation berührten Grundparzellen sind in der Abbildung grafisch gekennzeichnet und im Ordner *C1 Berührte Rechte* gelistet.

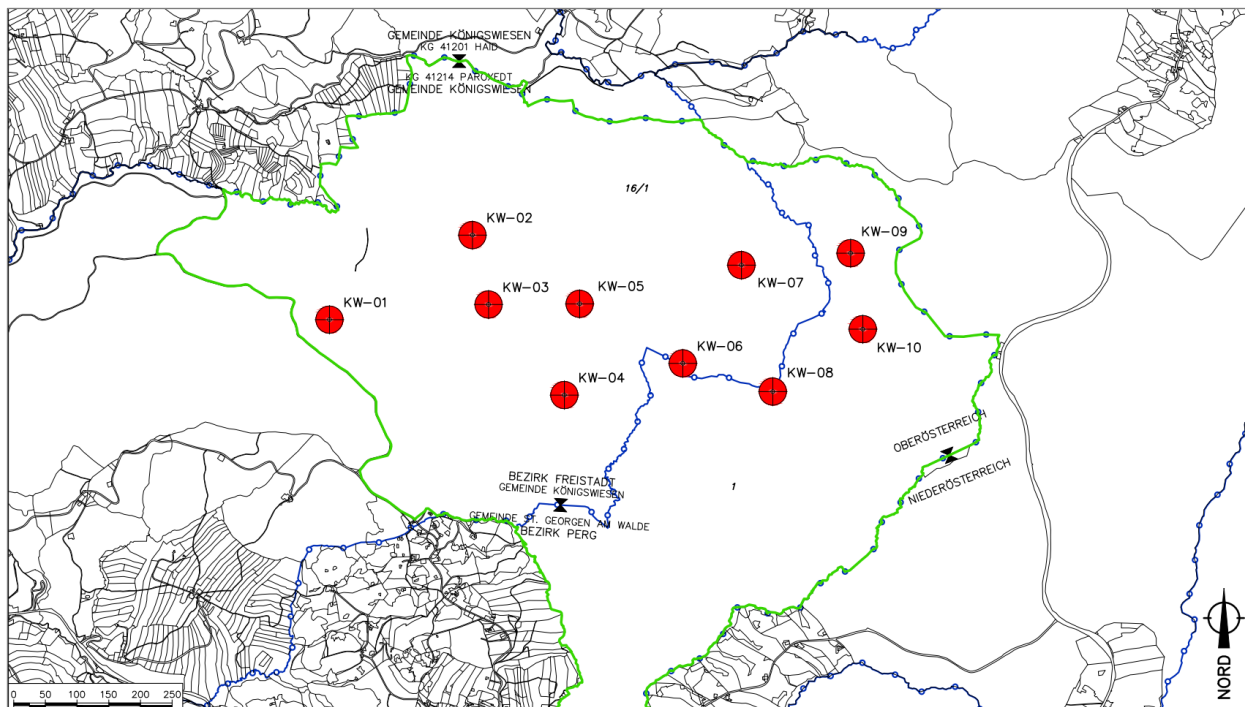


Abb 5: Lageplan mit Anlagenpositionen und berührten Grundstücken [Kartenquelle: BEV]

Koordinaten und Fußpunkthöhen der geplanten Anlagenstandorte (siehe *Ordner B5 Koordinaten*):

WKA	Nabenhöhe	Rotordurchmesser	Fundamentunterkante	Blattspitzenhöhe	Koordinaten (Geografisch WGS-84)	
	[m]	[m]	[m ü. A]	[m ü. A]	Längengrad	Breitengrad
KW-01	175,0	172,0	838,0	1099,3	14°53'32,48"	48°24'55,08"
KW-02			867,5	1128,8	14°54'16,86"	48°25'11,80"
KW-03			873,5	1134,8	14°54'21,39"	48°24'57,53"
KW-04			859,0	1120,3	14°54'44,05"	48°24'38,70"
KW-05			882,5	1143,8	14°54'49,38"	48°24'57,28"
KW-06			875,5	1136,8	14°55'20,64"	48°24'44,67"
KW-07			855,5	1116,8	14°55'39,27"	48°25'04,54"
KW-08			868,0	1129,3	14°55'48,06"	48°24'38,56"
KW-09			862,5	1123,8	14°56'12,80"	48°25'06,48"
KW-10			886,0	1147,3	14°56'16,06"	48°24'50,90"

Tab 2: Geographische Daten und Windkraftanlagenbezeichnung der geplanten Standorte

Die folgende Tabelle beinhaltet den jeweiligen Abstand zur nächstgelegenen Nachbaranlage:

WKA	Nächstgelegene Nachbar-WKA	Abstand
		[m]
KW-01	KW-03	1.008
KW-02	KW-03	450
KW-03	KW-02	450
KW-04	KW-05	584
KW-05	KW-03	575
KW-06	KW-05	751
KW-07	KW-06	723
KW-08	KW-06	595
KW-09	KW-10	486
KW-10	KW-09	486

Tab 3: Abstände zur jeweils nächstgelegenen Nachbaranlage

### 3. Eigentumsverhältnisse und Rechte Dritter

Von der Errichtung des Windparks und den dafür notwendigen Infrastrukturmaßnahmen (Wegeerschließung, Montageflächen und Teile der Netzableitung) sind sowohl Grundstücke von Privatpersonen als auch öffentliche Grundstücke berührt.

Mit den jeweiligen Grundstückseigentümern wurden Verträge abgeschlossen, in denen die Zustimmung für die Errichtung und den Betrieb der Windkraftanlagen mit allen erforderlichen Bauwerken, Leitungen und Anlagenteilen sowie für die Zufahrt zu den Anlagen, für die Kranstellflächen und/oder für die Verkabelung erteilt wird. Alle abgeschlossenen Verträge und Vereinbarungen können der Behörde auf Verlangen vorgelegt werden.

Die Eigentümer der vom Vorhaben betroffenen Grundstücke sind in den Eigentümerverzeichnissen in dem Ordner *C1 Berührte Rechte* angeführt.

#### 3.1 Eigentümerverzeichnisse

##### 3.1.1 Eigentümerverzeichnis WKA-Grundstücke

Das Dokument *C1 01 Grundeigentümerverzeichnis Windkraftanlagen* gibt Auskunft, inwieweit eine Betroffenheit der Parzelle durch das Fundament und/oder durch den Rotor im Luftraum gegeben ist.

##### 3.1.2 Eigentümerverzeichnis Anrainer

In dem Dokument *C1 02 Anrainerverzeichnis* sind die in einem Umkreis von 500 m um die geplanten Anlagenstandorte direkt an die von den Baumaßnahmen betroffenen Grundstücke angrenzenden Grundstücke gelistet.

##### 3.1.3 Eigentümerverzeichnis der Kabeltrassen und Schaltstation

Das Dokument *C1 03 Grundeigentümerverzeichnis Kabeltrassen und Schaltstation* listet alle Eigentümer der Parzellen, welche von den Kabeltrassen zur windparkinternen Netzableitung und den Eiswarnleuchten betroffen sind. Des Weiteren ist in dieser Tabelle auch das Grundstück gelistet, auf dem die Schaltstation errichtet wird.

Das Dokument *C1 11 Grundeigentümerverzeichnis Netzableitung* listet alle Eigentümer der Parzellen, welche von der Kabeltrasse der Netzableitung von der windparkinternen Schaltstation zum Umspannwerk Friendsdorf betroffen sind.

##### 3.1.4 Eigentümerverzeichnis für Zufahrtswege inkl. der Kurvenradien

In dem Verzeichnis *C1 04 Grundeigentümerverzeichnis Zuwegung* sind die Eigentümer jener Grundstücke aufgelistet, auf welchen die Zufahrt zu den einzelnen Windkraftanlagenstandorten innerhalb des Windparks erfolgt.

##### 3.1.5 Eigentümerverzeichnis Rodungsflächen

In dem Verzeichnis *C1 05 Grundeigentümerverzeichnis Rodungsflächen* sind die Eigentümer jener Grundstücke aufgelistet, auf welchen dauerhafte und temporäre Rodungen erforderlich sind sowie die Eigentümer angrenzender Waldbestände in einem Abstand bis zu 40 m zu den Rodungsflächen.

### 3.2 Rechte Dritter

Im Zuge der Erarbeitung der gegenständlichen Unterlagen wurden folgende Institutionen und Leitungsträger angefragt, ob Einbauten oder andere relevante Infrastruktur im Projektgebiet bzw. im Bereich der Kabeltrassen vorhanden sind.

- A1 Telekom Austria AG
- ASFINAG
- Austrian Power Grid AG
- EVN Geoinfo GmbH
- Gas Connect Austria GmbH
- OMV Austria Exploration & Production GmbH
- Linz Netz AG
- Marktgemeinde Königswiesen
- Marktgemeinde St. Georgen am Walde
- Militär
- ORS
- RAG Austria AG
- Trans Austria Gasleitung GmbH

#### **Einbauten innerhalb des Projektgebietes**

Die Stellungnahmen der angefragten Institutionen und Leitungsträger sind im Ordner *C5 Sonstige Dokumente und Bescheide* abgelegt.

Es befinden sich keinerlei Einbauten im direkten Umfeld der Anlagenstandorte.

#### **Einbauten entlang der Netzableitung**

Einbauträger und Querungen entsprechender Infrastruktur im Verlauf der Netzableitung sind im technischen Bericht zur Netzableitung der Firma Megawatt Group GmbH aufgeführt, siehe Dokument *B4 01* des Einreichoperats.

### 3.3 Bestehende Windkraftanlagen im Umfeld

Es befinden sich keinerlei bestehende oder bewilligte Windkraftanlagen in der näheren Umgebung des Projektgebiets.

## 4. Standort

### 4.1 Allgemeine klimatische Verhältnisse

Das Vorhabensgebiet des Windparks Königswiesen liegt im oberösterreichischen Mühlviertel und gehört zur Raumeinheit Freiwald und Weinsberger Wald. Das Mühlviertel gehört zur österreichischen Klimaprovinz des mitteleuropäischen Übergangsklimas, welches durch Nordstaulagen der Westwinde an Alpen und böhmischer Masse geprägt ist, die für ganzjährig verteilte Niederschlagsmengen mit einem Maximum im Sommer sorgen. Im unteren Mühlviertel nimmt der ozeanische Klimaeinfluss nach Osten hin ab. Der kontinentale Klimaeinfluss mit seinen geringer werdenden mittleren Niederschlagsmengen und den niedrigeren mittleren Temperaturen nimmt hingegen zu. Das Klima der Hochlagen wie dem Freiwald und Weinsberger Wald ist rau und kühl, allerdings viel niederschlagsärmer als in Orten gleicher Höhe in den Nordalpen. Sie liegen ca. 30...40 % unter dem alpinen Höhenmittel. Die Winter zeichnen sich durch besondere Strenge aus, eine Folge von Einbrüchen kontinentaler Kaltluft aus dem Norden (Böhmischer Wind).

#### Temperatur

Die durchschnittliche Jahrestemperatur liegt im Freiwald und Weinsberger Wald ca. zwischen 5 bis 7°C, wobei die mittleren Monatswerte zwischen -5°C (Jänner) und +16°C (Juli) schwanken. Die Wärmeverhältnisse der einzelnen Standorte werden neben der Lufttemperatur vor allem von der Strahlung (diese sind wiederum abhängig von Sonnenscheindauer, Höhenlage, Exposition und Hangneigung), dem Untergrund (kalte und warme Böden, Vegetation) und zum Teil von den hydrologischen Verhältnissen bestimmt. Die Temperaturverhältnisse der Raumeinheit entsprechen in etwa jenen der nördlichen Kalkalpenausläufer.

Die Auswertung der am Standort zu erwartenden Temperaturbedingungen wurde auf Basis der langjährigen Klimadaten des Zeitraum 1991 bis 2020 der nächstgelegenen Station der ZAMG in Freistadt durchgeführt. Es ergaben sich für das Vorhaben folgende Temperaturwerte:

Absolutes Tagesmaximum	35,5 °C
Höchstes mittleres Monatsmaximum	23,8 °C
Mittlere jährliche Lufttemperatur	8,2 °C
Tiefstes mittleres Monatsminimum	-5,5 °C
Absolutes Tagesminimum	-23,8 °C

Tab 4: Lufttemperaturwerte der ZAMG für die Station Freistadt

#### Nebel

In der westlich angrenzenden Raumeinheit des Aist-Naarn-Kuppenlands liegen die Nebeltage bei ca. 75 pro Jahr. Im Spätherbst ist die Nebelhäufigkeit aufgrund der Thermik der Hanglagen besonders hoch. Aufgrund der Höhenlage des Standorts am südwestlichen Rand des Weinsberger Waldes fallen die Nebeltage jedoch geringer aus.

## Niederschlag

Die jährlichen Niederschläge liegen im Freiwald und Weinsberger Wald bei ca. 800 – 900 mm. Diese relativ geringe Niederschlagsmenge weist bereits stark auf den kontinentalen Einfluss von Osten her hin. Die Messstationen zeigen eine Häufung der Niederschläge in den Monaten April bis August (56 % der Niederschläge). Niederschlagsarm sind der Vorfrühling und der Herbst. Generell kann gesagt werden, dass in vielen Gebieten der Raumeinheit die Niederschläge nicht ausreichen würden, um eine Grünlandwirtschaft zu ermöglichen. Durch hohe Grundwasserstände, zahlreiche Quellen und hohen Hangwasserdruck erfolgt ein Ausgleich. Trockenstandorte konzentrieren sich daher auf isolierte Kuppen und Hangkanten.

Zur Abschätzung der Niederschlagsmengen am Standort wurden die langjährigen Klimadaten von umliegenden Klimastationen der ZAMG des Zeitraums 1991 bis 2020 herangezogen.

Freistadt	756 l/m <sup>2</sup>
Stift Zwettl	613 l/m <sup>2</sup>
Bärnkopf (ab 2004)	984 l/m <sup>2</sup>

Aus den Niederschlagswerten dieser Stationen lässt sich schließen, dass im Vorhabengebiet mit einer durchschnittlichen Niederschlagsmenge von etwa 900 l/m<sup>2</sup> pro Jahr gerechnet werden kann.

## 4.2 Blitzdichte

Die jährlich zu erwartende Blitzhäufigkeit wurde aufbauend auf den Daten des Austrian Lightning Detection & Information System (ALDIS) ermittelt. Die durchschnittlich auftretende Blitzdichte im Vorhabengebiet beträgt ca. 1 Blitz pro Quadratkilometer und Jahr. Damit weist das Vorhabengebiet eine geringe Blitzdichte auf.

## 4.3 Vereisungspotential

Anhand der im Rahmen des Forschungsprojekts „R.Ice“ erarbeiteten österreichischen Vereisungskarte ([www.eisatlas.at](http://www.eisatlas.at)) kann das Vorhabensgebiet der IEA Vereisungsklasse 3 zugeordnet werden, mit einer durchschnittlichen Anzahl von ca. 24 Vereisungsereignissen pro Jahr und einer durchschnittlichen Gesamtdauer der instrumentellen Vereisung von ca. 902 Stunden pro Jahr, jeweils bezogen auf eine Höhe von 150 m über Grund.

Weitere detaillierte Ausführungen zum Vereisungspotential am Standort können dem Eisfallgutachten, das der UVP beigelegt ist, entnommen werden (vgl. Dokument D3 03 des Einreichoperats).

## 4.4 Windverhältnisse

Die Ermittlung der standortbezogenen Windverhältnisse innerhalb des Windparkgebiets wurde mit dem Berechnungsprogramm WAsP auf der Grundlage der langjährig bewerteten Daten einer zwölfmonatigen Mastwindmessung sowie zwei jeweils dreimonatiger Lidarmessungen im Projektgebiet vorgenommen. Die mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten der geplanten Windkraftanlagen sind für die Nabenhöhe von 175 m nachfolgend grafisch als Windressourcenkarte bei freier Anströmung (ohne WAKE-Effekte) abgebildet.

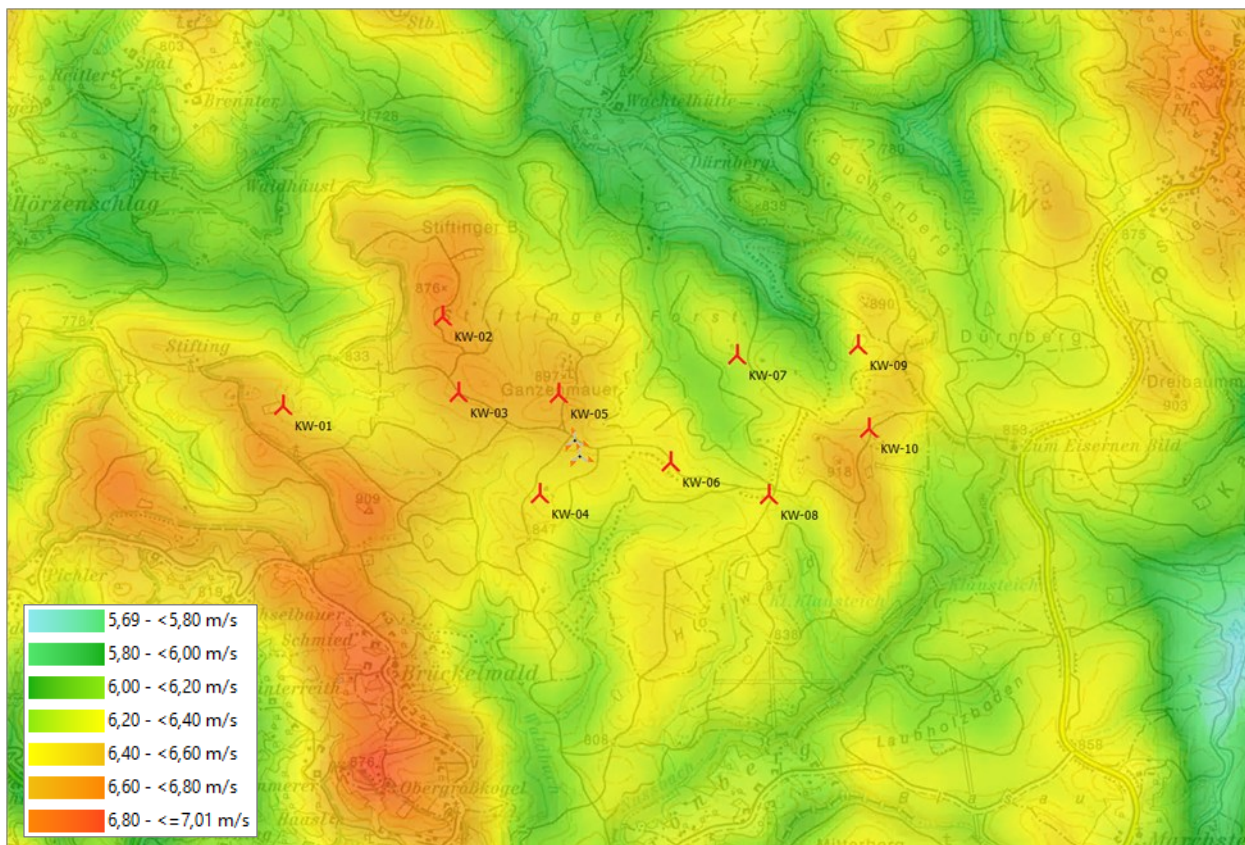


Abb 6: Ressourcenkarte der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit für 175 m Höhe [Quelle: WAsP]

Die folgende Tabelle beinhaltet die wesentlichsten Kennzahlen zu den Windverhältnissen an den einzelnen Anlagenstandorten in Nabenhöhe.

Bezeichnung	Anlagentyp	Nabenhöhe	V mittel	Weibull A	Weibull k	Leistungsdichte*
		[m]	[m/s]	[m/s]	[-]	[W/m²]
KW-01	V172-7.2 MW	175	6,58	7,43	2,295	270
KW-02			6,79	7,67	2,256	300
KW-03			6,70	7,56	2,279	286
KW-04			6,46	7,29	2,283	256
KW-05			6,67	7,53	2,307	279
KW-06			6,43	7,26	2,322	249
KW-07			6,28	7,09	2,311	233
KW-08			6,37	7,20	2,283	245
KW-09			6,39	7,21	2,240	252
KW-10			6,56	7,41	2,248	271

\* berechnet mit standortspezifischer Luftdichte

Tab 5: Windpark Königswiesen – Windverhältnisse am Anlagenstandort

Die folgende Abbildung zeigt die langjährige bewertete Windrichtungs- und -häufigkeitsverteilung der durchgeführten Mastwindmessung in 120 m Höhe in Form einer Windrose.

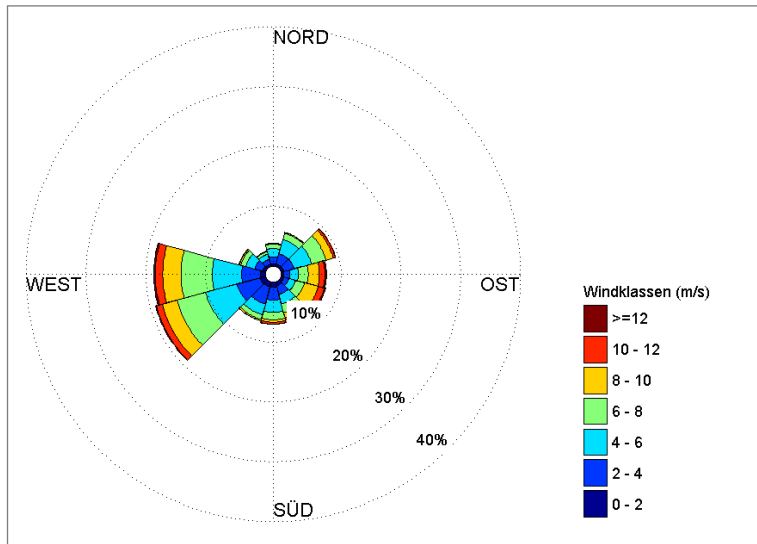


Abb 7: Windrose der langjährig bewerteten Mastwindmessung in 120 m Höhe

#### 4.5 Erdbeben

Österreich zählt zu den Ländern Europas, welche einer mittleren Erdbebengefährdung ausgesetzt sind. Die Erdbebenwirkung weist infolge der tektonischen Vorgänge in Österreich regionale Unterschiede auf. Jedes Jahr werden in Österreich ca. 50 leichte Erdbeben verspürt. In der Zonenkarte der ÖNORM EN 1998-1:2017 ist ersichtlich, in welchen Regionen Österreichs die höchsten Bodenbewegungen durch Erdbeben zu erwarten sind (siehe Abbildung). Demnach liegt das geplante Projektgebiet an der Grenze zwischen den Erdbebengefährdungszonen 0 und 1 mit einer effektiven horizontalen Bodenbeschleunigung von 0,00 – 0,50 m/s<sup>2</sup>.

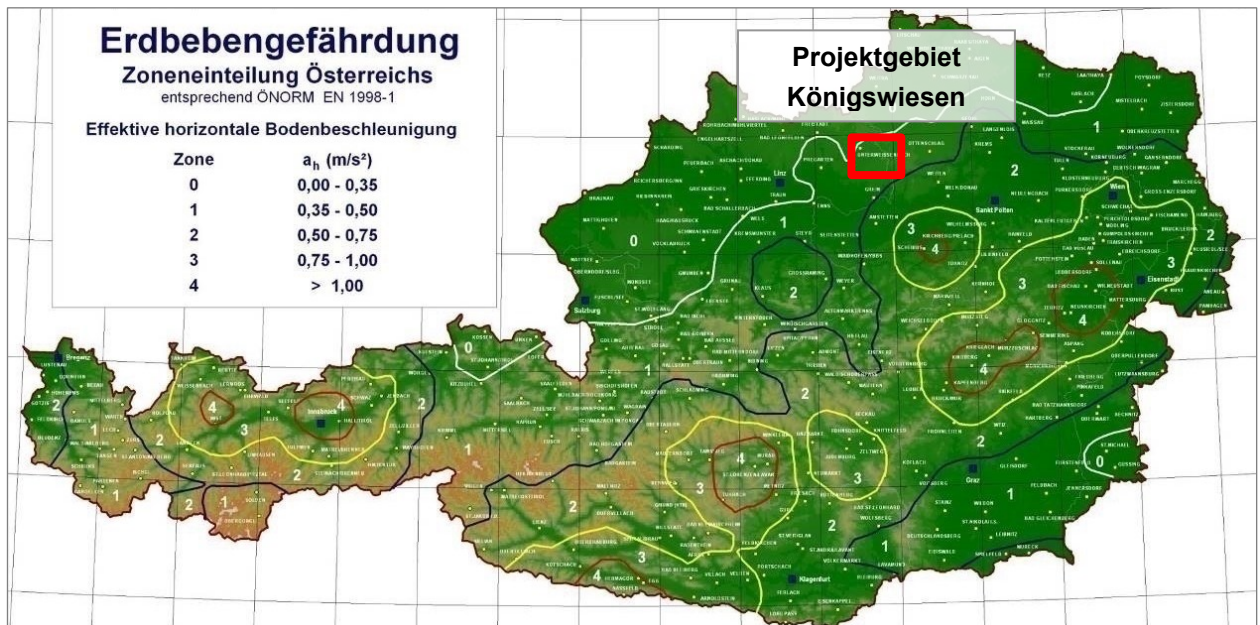


Abb 8: Zoneneinteilung Erdbebengefährdung in Österreich [Quelle: ZAMG]

#### 4.6 Baugrundverhältnisse

Von Januar bis März 2024 wurden von der Firma GEO TEST GmbH jeweils geotechnische Untersuchung mittels Rammsondierungen und Schürfgruben an den WKA-Standorten sowie der zu querenden Mulde im Bereich der neu zu errichtenden Zufahrt zu Anlage KW-01 durchgeführt. Die Ergebnisse der Baugrunduntersuchung sind im geotechnischen Gutachten vom Juni 2024 zusammengefasst und als Dokument C2 01 dem Einreichoperat beigelegt.

Die Ergebnisse der Rammsondierungen zeigen, dass sich der Untergrund im Bereich der geplanten Windkraftanlage grundlegend in vier Schichtkomplexe aufteilen lässt, wobei der dritte Schichtkomplex zwei Unterklassen aufweist.

Standort GOK [m ü. A.]	UK SK I [m u. GOK] / [m ü. A.]	UK SKII [m u. GOK] / [m ü. A.]	UK SKIIIa [m u. GOK] / [m ü. A.]	UK SK IIIb [m u. GOK] / [m ü. A.]	UK SK IV [m u. GOK] / [m ü. A.]
WKA01 838,0	-	1,10 / 836,90	2,00 / 836,00	12,20 / 825,80	>12,20 / <825,80
WKA02 865,0	0,60 / 864,40	1,10 / 863,90	-	2,70 / 862,30	> 2,70 / < 862,30
WKA03 873,5	0,40 / 873,10	0,90 / 872,60	-	~ 4,60 / 868,90	~ >4,60 / ~ <868,90
WKA04 861,5	1,00 / 860,50	1,70 / 859,80	3,00 / 858,80		~ >3,00 / ~ <858,80
WKA05 887,4	-	-	1,20 / 886,20	~ 2,80 / 884,60	~ >2,80 / ~ <884,60
WKA06 875,9	-	1,30 / 874,60	1,80 / 874,10 2,70 / 873,20	2,20 / 873,70 ~ 4,00 / 871,90	~ >4,00 / ~ <8871,90
WKA07 857,3	-	1,20 / 856,10	1,30 / 856,00	~ 3,20 / 854,10	~ >3,20 / ~ <854,10
WKA08 865,0	-	-	0,90 / 864,10 2,30 / 862,70	1,80 / 864,20 ~ 6,70 / 858,30	~ >6,70 / ~ <858,30
WKA09 861,9	-	1,05 / 860,85	-	~ 4,00 / 857,90	~ >4,00 / ~ <857,90
WKA10 888,0	-	2,00 / 886,00	-	~ 3,00 / 885,00	~ >3,00 / ~ <885,00

Tab 6: Höhe der Unterkanten der jeweiligen Schichtenkomplexe  
[Quelle: GEOTEST GmbH]

Schichtenkomplex	Bodenklasse / Fels	Bodenzustand	Kohäsion $c^1)$ [kN/m <sup>2</sup> ]	Reibungswinkel $\phi$ [°]	Kohäsion undr. Boden $c_u$ [kN/m <sup>2</sup> ]	Wichte $\gamma/\gamma_b$ [kN/m <sup>3</sup> ]	Durchlässigkeitsbeiwert $k_f$ [m/s]	Steifemodul $E_{oed}$ [MN/m <sup>2</sup> ]
SK I	Si,N	halbfest	5,0	30,0	50,0	19,0 / 9,0	$5,0 \times 10^{-7} + 1,0 \times 10^{-8}$	~ 10,0
SK II	si Sa; si Gr; Si/Sa; Si/Gr	sehr locker bis locker (mitteldicht)	0,0	35,0	-	18,5 + 20,0 / 8,5 + 10,0	$1,0 \times 10^{-5} + 1,0 \times 10^{-7}$	10,0 + 25,0
SK IIIa	si' Gr; si Gr; Gr,W	sehr locker bis locker	0,0	35,0	-	21,0 / 11,0	$5,0 \times 10^{-3} + 1,0 \times 10^{-4}$	20,0 + 35,0
SK IIIb	si' Gr; si Gr; Gr,W	mitteldicht bis sehr dicht	0,0	35,0	-	22,0 / 12,0	$1,0 \times 10^{-3} + 1,0 \times 10^{-4}$	45,0 – 100,0
SK IV	Übergangsgestein zum Granit	-	0,0	35,0	-	24,0 / 14,0	$< 1,0 \times 10^{-8}$	> 100,0

<sup>1)</sup> für Bauzustände kann eine zusätzliche Verzahnungskohäsion von 2,5 kN/m<sup>2</sup> angesetzt werden

Tab 7: Charakteristischen Bodenkennwerte für den jeweiligen Schichtenkomplex  
[Quelle: GEOTEST GmbH]

Es ist anzumerken, dass die Materialien des Schichtenkomplexes SK I unter Zutritt von Oberflächen- und/oder Niederschlagswasser zum Aufweichen neigen, wodurch sich die geotechnischen Bodeneigenschaften maßgeblich verschlechtern können.

Das Gelände im Bereich der geplanten Standorte der Windkraftanlagen weist eine geringe Hangneigung auf (bis zu ca. 7,0°). Mit der seitens des Herstellers beschriebenen Einbindung in den Untergrund kommen die Gründungsunterkanten überwiegend in den Schichtenkomplexen SK I bis SK IIIa zu liegen. Diese Schichten weisen eine zu hohe Komprimierbarkeit auf, womit unter den Flachgründungen zusätzliche Bodenaustauschzonen bis in den Schichtenkomplex SK IIIb bzw. SK IV herzustellen sind. Durch die oberflächennahe Situierung der Fundamentunterkante und die bestehenden Hangneigungen sind Auftriebserscheinung auf die Flachgründungen nicht zu erwarten. Die angedachten Bodenaustauschtiefen bezogen auf die Geländeoberkante können der folgenden Tabelle entnommen werden.

Standort	Bodenaustausch bis [m u. GOK]	Standort	Bodenaustausch bis [m u. GOK]
WKA01	~ 2,0	WKA06	~ 2,5 ÷ 3,0
WKA02	~ 1,20	WKA07	~ 1,5
WKA03	~ 2,0 ÷ 2,5	WKA08	~ 2,5 ÷ 3,0
WKA04	~ 2,5 ÷ 3,0	WKA09	~ 1,5
WKA05	~ 2,0 ÷ 2,5	WKA10	~ 2,0

Tab 8: Empfohlene Tiefen u. GOK des Bodenaustauschs für die einzelnen WKA-Standorte [Quelle: GEO TEST GmbH]

#### 4.7 Grundwasserverhältnisse

Gemäß dem Baugrundgutachten der GEO TEST GmbH konnten in den niedergebrachten Schürfgruben keine Wasserstände und -zutritte beobachtet werden. Auf Basis dieser Beobachtung und den weiteren Angaben des Gutachtens zum Nichtvorhandensein von Grundwasser-Messpegeln kann davon ausgegangen werden, dass die Fundamentkörper nicht im Grundwasser bzw. im Grundwasserschwankungsbereich zu liegen kommen.

## 5. Geplante Windkraftanlagen

### 5.1 Anlagenbezogene Kenndaten der Windkraftanlagen

Der Anlagentyp **Vestas V172-7.2 MW** ist ein Luvläufer mit Pitch-Regulierung, aktiver Windnachführung und einem Dreiblattrotor. Die Drehzahl des Rotors von max. 12,1 U/min wird mittels eines Getriebes für den Generator erhöht. Für die Netzeinspeisung wird die vom Synchrongenerator erzeugte Spannung mit variabler Frequenz von der Vollumrichteranlage auf Netzfrequenz umgerichtet und noch im Maschinenhaus auf 27,5 kV hochtransformiert. Der Transformator befindet sich im Seitenraum der Maschinengondel und ist vom Hauptmaschinenhaus durch zwei vollmetallische Trennwände samt einer absperrbaren Eingangstür hermetisch abgetrennt. Über ein Trossenkabel wird der erzeugte Strom über den Turm zur Schaltanlage im Turmfuß geführt.

In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten technischen Spezifikationen (siehe Dokumente *B3 02* und *B3 03* des Einreichoperats) entsprechend den Herstellerangaben zusammengefasst.

#### Allgemeine Kenndaten

Anlagentyp	<b>Vestas V172-7.2 MW</b>
Anzahl Anlagen	10
Standorte	KW-01 bis KW-10
Hersteller	Vestas Wind Systems A/S
Nennleistung	7.200 kW
Rotordurchmesser	172 m
Nabenhöhe	175 m
Gesamthöhe	261 m

#### Anlagensteuerung

Steuerungssystem	Vestas Multi Processor (VMP) 8000
Fernüberwachung	Zeitgesteuertes Ethernet-Netzwerk (TTEthernet)
Einschaltwindgeschwindigkeit	3 m/s
Nennwindgeschwindigkeit	12,6 m/s
Abschaltgeschwindigkeit	25 m/s (10-Minuten Mittelwert)
Leistungsregelung	Blattwinkel- und Drehzahlregelung

**Rotor**

Rotorbauart	Luvläufer mit aktiv verstellbaren Rotorblättern
Blattanzahl	3
Rotorblattlänge	84,35 m
Blattmaterial	Glasfaserverstärktes Polyester, Karbonfasern und metallische Ableitstreifen
Farbgebung	RAL 7035 (Hellgrau), ggf. RAL 3020 (Verkehrsrot) und RAL 9010 (Weiß) für luftfahrtrechtlich erforderliche Tagesmarkierung, Lackierung erfolgt in matter Ausführung zur Minderung von Lichtreflexionen
Blitzschutz	Metallspitze (SMT), zusätzliche Blitzrezeptoren sowie Streckmetallfolie an den Rotorblättern
Rotorblattverstellung	Drei unabhängige, hydraulisch aktivierte Pitch-Zylinder mit eigener Notversorgung
Überstrichene Fläche	23.235 m <sup>2</sup>
Drehzahl, dynamischer Betriebsbereich	4,3 - 12,1 U/min
Windnachführung	Aktives Gleitlagersystem mit mehrstufigem Planetengetriebe
Mechanische Bremse	Scheibenbremse (Feststellbremse)
Aerodynamische Bremsen	Volle Fahnenstellung der Rotorblätter mit Notverstelleinheit für jedes einzelne Rotorblatt

**Maschinenhaus, Getriebe, Generator und Umrichter**

Gondelaufbau	Gusseiserner Grundrahmen und GFK-Verkleidung (glasfaserverstärkter Kunststoff, Epoxidharz)
Farbgebung	RAL 7035 (Hellgrau), ggf. RAL 3020 (Verkehrsrot) für luftfahrtrechtlich erforderliche Tagesmarkierung, Lackierung erfolgt in matter Ausführung zur Minderung von Lichtreflexionen
Getriebe	Zweistufiges Planetengetriebe
Generator	Dreiphasen-Permanentmagnet-Synchrongenerator
Nennleistung	Bis zu 7600 kW
Frequenz / Spannung	0 - 126 Hz / 3 x 800 V (bei Nenndrehzahl)
Drehzahlbereich Generator	0 - 420 U/min
Netzaufschaltung	Vollumrichter
Nennspannung Generatorseite	800 V

## Turm

Bauart	Konischer Stahlbetonturm mit Stahlrohraufsatz
Type / Hersteller	CHT (Concrete-Hybrid-Tower) / Max Bögl
Farbgebung	RAL 7023 (Betongrau) für den Betonteil, RAL 7035 (Hellgrau) für den Stahlteil, ggf. RAL 3020 (Verkehrsrot) für luftfahrtrechtlich erforderliche Tagesmarkierung, Lackierung erfolgt in matter Ausführung zur Minderung von Lichtreflexionen
Windklasse	DIBt WZ S
Freie Länge / Durchmesser	169,73 m / 9,43 m (Turmfuß), 3,67 m (Turmkopfflansch)
Aufstieg	Innenliegende Leiter und Servicelift
Eingangstür	Tür mit Panikverschluss und Zylinderschloss
Sicherheitsbeleuchtung	Feuchtraumwannenleuchten, unterbrechungsfreie Spannungsversorgung für mindestens 60 Minuten, erforderliche Lichtintensität entsprechend EN 50172
Turmverankerung	Ankerstangen und -platten

## Fundament

Ausführung	Kreisrundes Plattenfundament
Außendurchmesser	25,50 m
Durchmesser Sockel	11,88 m
Höhe Fundament	2,90 m

## Transformator und Schaltanlage

Transformator	In Flüssigkeit eingetauchter Ökodesign-Transformator mit zwei Wicklungen
Übersetzung	0,72 kV / 22,1...33,0 kV
Nennleistung	8.400 kVA
Bauart Schaltanlage	Drei bzw. vierfeldrige SF6-Gas-isolierte Kompaktschaltanlage im Turmfuß
Typ	Siemens, ABB oder ähnliche
Max. Spannung	36 kV

Tab 9: Kenndaten der Windkraftanlage Vestas V172-7.2 MW [Quelle: Vestas]

## 5.2 Darstellung der Windkraftanlage

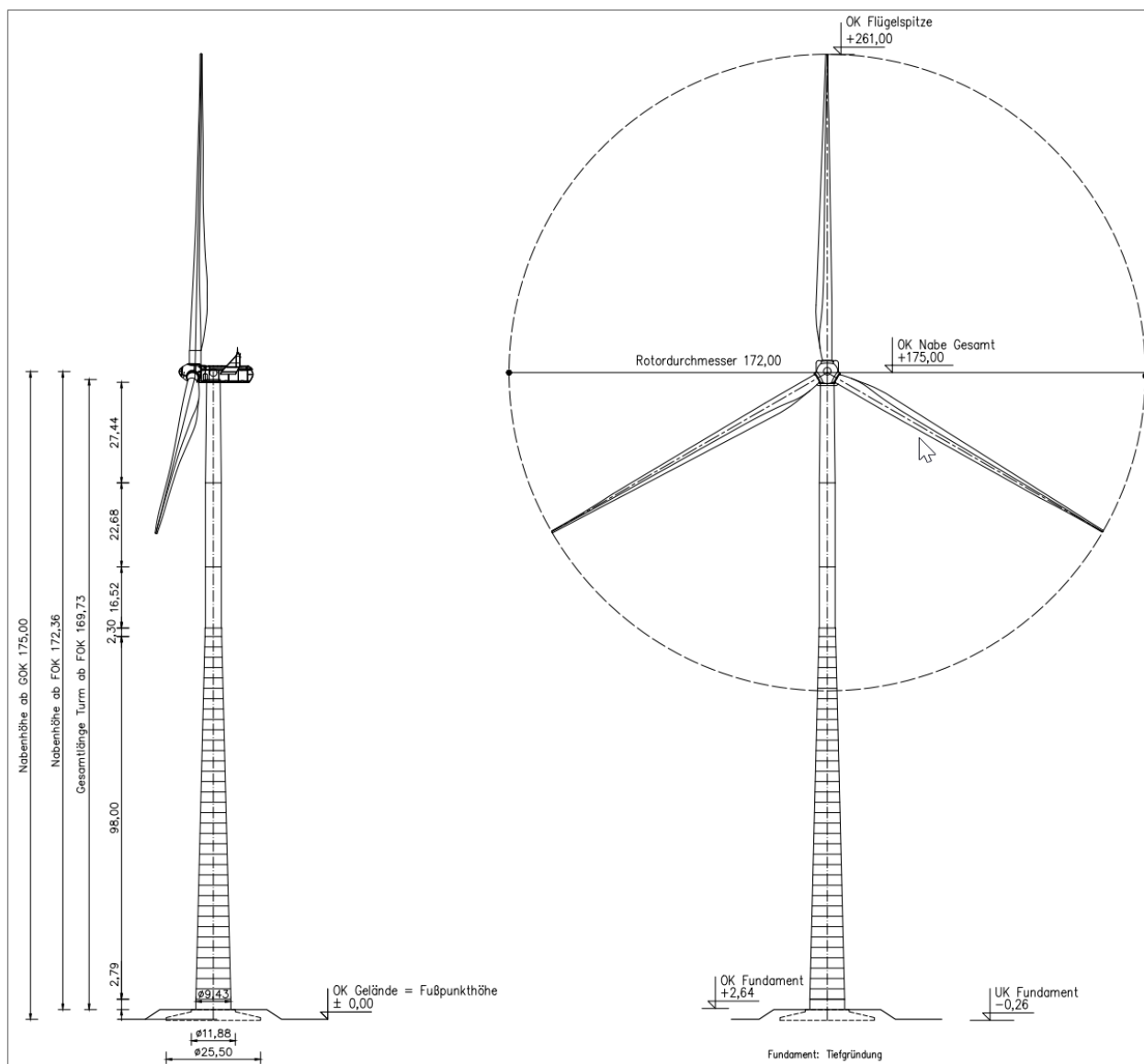


Abb 9: Darstellung der Windkraftanlage Vestas V172-7.2 MW [Quelle: Vestas, Darstellung: EW]

## 5.3 Kennzeichnung als Luftfahrthindernis

### 5.3.1 Nachtkennzeichnung

Als Nachtkennzeichnung werden auf der Windkraftanlage zwei Gefahrenfeuer „Feuer W-rot“ vorgesehen. Diese Feuer werden an einer Trägerkonstruktion auf dem Dach des Maschinenhauses versetzt installiert, sodass bei stillstehenden Rotorblättern mindestens ein Feuer aus jeder Richtung sichtbar ist. Vorgesehen ist der Einsatz des Produktes ORGA L550-GFW-ES-IRG-G, welches mit LED-Leuchtmitteln ausgestattet ist (siehe Dokument C3 25 des Einreichoperats).

Das Feuer wird mit einer Ausfallsicherung bei Stromunterbrechung versehen und hat eine Betriebslichtstärke von mindestens 100 cd. Das Feuer wird getaktet betrieben: 1 s hell – 0,5 s dunkel – 1 s hell – 1,5 s dunkel und wird ggf. mit den Gefahrenfeuern umliegender Windparks auf GPS-Basis synchronisiert. Zusätzlich zu den LEDs im sichtbaren Lichtspektrum sind auch Infrarot-LEDs enthalten die

mit einer Wellenlänge von ca. 850 nm mit der gleichen Taktfolge wie die sichtbaren LEDs aufleuchten. Bei Ausfall von mehr als 25 % der LED wird das System ausgetauscht. Der Umfang eines Ausfalls wird durch Messung der Stromstärke ermittelt.

Am unteren Abschnitt des Turms aus Beton werden in einer Höhe von ca. 58 m vier Hindernisfeuer mit einer effektiven Betriebslichtstärke von 10 cd am Turm um je 90° versetzt angebracht. In dieser Höhe kann keine Abdeckung der Befeuerebene durch die Rotorblätter erfolgen. Weitere vier Hindernisfeuer werden in gleicher Weise auf einer zweiten Höhe von ca. 116 m im Abschnitt des Turms aus Stahl angebracht. Die beiden Höhen entsprechen dabei näherungsweise einem bzw. zwei Dritteln der Nabenhöhe von 175 m. Vorgesehen ist der Einsatz des Produktes HF102r1/850, welches mit LED-Leuchtmitteln ausgestattet ist (siehe Dokument C3 26 des Einreichoperats).

Sämtliche Feuer werden bei einer Unterschreitung der Tageshelligkeit von 150 Lux aktiviert. Die Leuchtmittel im sichtbaren Spektrum werden zusätzlich nach § 123a LFG durch das von der Austro Control GmbH (ACG) entwickelte und betriebene Erfassungs- und Schaltsystem zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung<sup>1</sup> angesteuert.

Im Falle der Feststellung seitens der ACG, dass sich kein Luftfahrzeug innerhalb des Sicherheitsabstands zur WKA bzw. einer definierten Hindernisgruppe befindet, sendet das System eine Meldung, die die zeitweilige Deaktivierung der Leuchtmittel im sichtbaren Spektrum erlaubt. Diese Meldung wird an der von der ACG definierten Schnittstelle durch die Anlagensteuerung abgerufen und zum Abschalten der Leuchtmittel genutzt. Die Meldung wird durch das System der ACG alle 4 Sekunden aktualisiert und hat jeweils eine Gültigkeit von 10 Sekunden.

Sollte die Meldung nicht in der Anlagensteuerung ankommen oder nicht dekodiert werden können, wird durch das Steuerungssystem sichergestellt, dass die Leuchtmittel im sichtbaren Spektrum aktiviert werden bzw. bleiben. Der Betrieb der infraroten Leuchtmittel bleibt von der bedarfsgerechten Ansteuerung gänzlich unberührt.

Der Einsatz der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung wird nach den Vorgaben der ACG im Vorfeld mit dieser abgestimmt und die Inbetriebnahme mit entsprechendem Vorlauf dieser angekündigt.

### 5.3.2 Tagesmarkierung

Der äußere Bereich jedes Rotorblattes wird rundum mit einer Tagesmarkierung in Form von fünf Farbfeldern versehen, jeweils im Wechsel rot und weiß. Die Höhe der Farbfelder beträgt ca. 10% der Rotorblattlänge von 84,35 m, wobei von der Rotorblattspitze beginnend das erste Farbfeld rot ausgeführt wird. Das Maschinenhaus der Windkraftanlage wird umlaufend, durchgängig mit einem 2 m hohen roten Farbstreifen in der Mitte des Maschinenhauses versehen. Der Turm der Windkraftanlage wird in einer Höhe von ca. 65 m über Grund mit einem 3 m hohen roten Farbring versehen.

Die Farbwerte für die jeweiligen Warnstriche sind:

- rot – RAL 3000 (feuerrot) oder RAL 3020 (verkehrsrot)
- weiß – RAL 9010 (reinweiß)

---

<sup>1</sup> Siehe Festlegungen im österreichischen Nachrichtenblatt für Luftfahrer (ÖNfL) vom 01.10.2025:

[https://www.austrocontrol.at/jart/prj3/ac/data/dokumente/FINALFestlegungzu123aLFG2025\\_09\\_29\\_2025-10-01\\_1010180.pdf](https://www.austrocontrol.at/jart/prj3/ac/data/dokumente/FINALFestlegungzu123aLFG2025_09_29_2025-10-01_1010180.pdf)

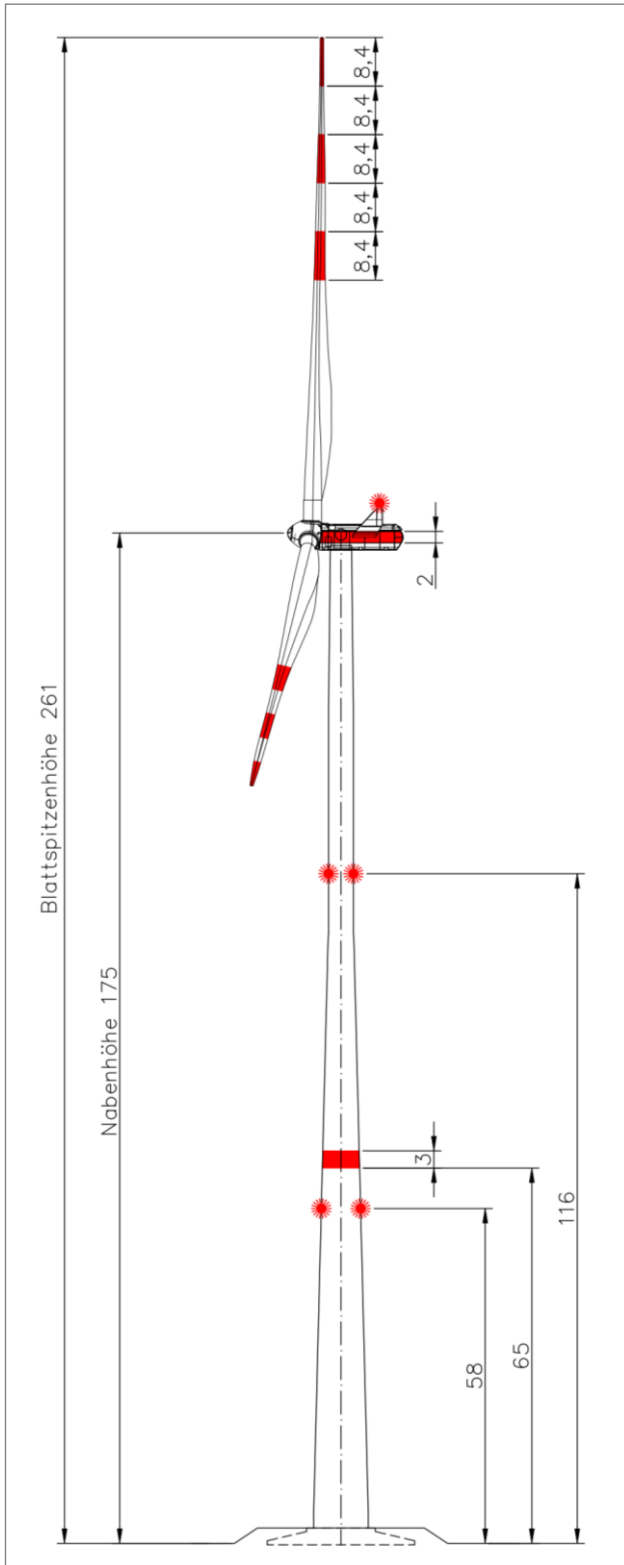


Abb 10: Schematischer Überblick zur Nachtkennzeichnung und Tagesmarkierung der Vestas V172-7.2 MW mit 175 m Nabenhöhe  
 [Quelle: Vestas, Darstellung: Energiewerkstatt]

## 5.4 Zertifizierungsstatus der eingesetzten Windkraftanlage

Der Betonhybridturm mit einer Gesamtlänge von 169,73 m und der zugehörige Flachgründungskörper mit einer Höhe von 2,90 m und einem Durchmesser von 25,50 m wurden durch den TÜV Süd einer Typenprüfung unterzogen (siehe Dokumente C3 07, C3 08 und C3 37 des Einreichoperats). Diese bestätigt, dass die Anlage bei einer Nabenhöhe von 175 m die Anforderungen der Windzone S nach der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt) „Richtlinie für Windenergieanlagen; Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ (2012) erfüllt.

Den behördlichen Bewilligungsunterlagen wurde neben den Berichten und dem Bescheid zur Typenprüfung eine gutachterliche Stellungnahme von DNV GL zur Dimensionierung des Turmes beigelegt (siehe Dokument C3 09 des Einreichoperats). In diesem Dokument wird bestätigt, dass der CHT-Turm mit 175 m Nabenhöhe gemäß der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen (2012) den Anforderungen der Windzone S und Erdbebenzone 3 entspricht.

Ergänzend zur Typenprüfung des Turms und Fundaments wurde dem Einreichoperat ein Prüfzertifikat des DNV-GL vom 13.03.2025 beigelegt, das gutachterliche Stellungnahmen zu den maschinenbaulichen Komponenten, den Rotorblättern, den elektrotechnischen Komponenten, den Sicherheitseinrichtungen und zu betrieblichen Maßnahmen (Bedienungsanleitung, Inbetriebnahmeprotokoll und Wartungspflichtenbuch) enthält. Die Begutachtung bezieht sich dabei zum einen auf die Anforderungen nach IEC 61400-1 Ed. 4:2019 "Wind turbines – Part 1: Design requirements" sowie zum anderen auf die DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen (2012). Darüber hinaus erfüllt das Überwachungs- und Sicherheitssystem den Standard der ISO 13849-1 Ed. 4:2023. Das sog. Maschinengutachten wurde dem Einreichoperat als vertrauliches Dokument C4 01 beigelegt.

Des Weiteren wurde durch einen vom Hersteller beauftragten unabhängigen Ziviltechniker ein Prüfzeugnis zur elektrotechnischen Ausführung sowie zur Erdungsanlage der V172-7.2 MW erstellt. Dieses Gutachten bestätigt die Übereinstimmung der Ausführung der elektrischen Ausstattung der Windkraftanlage hinsichtlich der in der Elektrotechnikverordnung aufgelisteten „Elektrotechnischen Sicherheitsvorschriften“. Das Prüfzeugnis ist dem Einreichoperat als vertrauliches Dokument C4 07 beigelegt.

Die EU-Konformitätserklärung zur Vestas V172 Plattform wurde mit Bezug zur Maschinenrichtlinie 2006/42/EG, der EMV-Richtlinie 2014/30/EU und der Druckgeräterichtlinie 2014/68/EU erstellt (siehe Dokument C3 39 des Einreichoperats). Die zugehörige Risikoanalyse dazu ist dem Einreichoperat als Dokument C3 18 beigefügt.

## 5.5 Windzone der eingesetzten Windkraftanlage

Die eingesetzte Windkraftanlage Vestas V172-7.2 MW mit einer Nabenhöhe von 175 m ist nach DiBt Richtlinie für Windenergieanlagen (2012) für **Windzone S** zertifiziert (siehe Dokumente C3 07, C3 08 und C3 37 des Einreichoperats).

Die entsprechenden Auslegungswerte der Windparameter laut Typenprüfung sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Prüfparameter	Grenzwerte für Windzone S
Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit $v_{ave}$	7,2 m/s
Windverteilung bei 8,0 m/s	9,2%
Effektive Turbulenzen $I_{eff}$ bei 10 m/s ( $m = 10$ )	21,6%
Neigung der Anströmung $\varphi$	8,0°
Windscherung $\alpha$	0,27
Maximalgeschwindigkeit $v_{ref}$ (50-Jahres-Wind)	38,0 m/s
90% Umgebungsturbulenz (NTM) bei 15 m/s	14,2%
Extreme Umgebungsturbulenz (ETM) bei 15 m/s	24,9%
Max. 90% Turbulenz Wake-Mitte (ETM) bei 15 m/s	24,9%

Tab 10: Grenzwerte laut Zertifizierung der Windkraftanlage nach DiBt Richtlinie

Für die gegenständliche Windkraftanlage liegt eine gutachterliche Stellungnahme zu den Lastannahmen zur Turmberechnung des Herstellers für eine Entwurfslebensdauer von 25 Jahren unter den angegebenen Windbedingungen vor (siehe Dokument C3 09 des Einreichoperats).

Zur Prüfung der Standorteignung wurde von der Energiewerkstatt ein Windzonengutachten für das gegenständliche Projekt ausgearbeitet, siehe Dokument C2 02 des Einreichoperats.

Die Ergebnisse des Windzonengutachtens sind nachfolgend den Grenzwerten des geplanten Windkraftanlagentyps gegenübergestellt.

Prüfparameter	Grenzwert nach DIBt Windzone S	Berechnungsergebnis am Standort	Prüfergebnis
Komplexität des Geländes	Keine, low, medium, high	Keine	OK
Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit $V_{ave}$	7,2 m/s	6,28 bis 6,79 m/s	OK
Windverteilung bei 8,0 m/s	9,2%	9,9 bis 10,5%	Überschreitung
Effektive Turbulenzen $I_{eff}$ bei 10 m/s (m=10)	21,6%	18,8 bis 23,8%	Überschreitung
Neigung der Anströmung $\varphi$	8,0°	-2,8 bis 3,1°	OK
Windscherung $\alpha$	0,27	0,33 bis 0,38	Überschreitung
<b>Überprüfung von Extremlasten</b>			
Maximalgeschwindigkeiten $V_{ref}$	38,0 m/s	24,9 bzw. 27,8 m/s	OK
90% Umgebungsturbulenz (NTM) bei 15 m/s	14,2%	15,7 bis 16,8%	Überschreitung
Extreme Umgebungsturbulenz (ETM) bei 15 m/s	24,9%	27,7 bis 29,7%	Überschreitung
Max. 90% Turbulenz Wake-Mitte (ETM) bei 15 m/s	24,9%	24,0 bis 28,9%	Überschreitung

Tab 11: Übersichtstabelle zur Windzoneneignung mit den Bewertungsergebnissen

Für das Windzonengutachten standen die Daten der zwölfmonatigen Mastwindmessung sowie zwei jeweils dreimonatiger Lidarmessungen im Projektgebiet und Referenzdaten des ERA-Projektes für den langjährigen Abgleich der Messperiode zur Verfügung. Das Dokument beinhaltet eine gutachterliche Stellungnahme zu den Windverhältnissen sowie eine Prüfung der Designparameter nach IEC 61400-1:2019. Die Ergebnisse des Windzonengutachtens zeigen, dass der geplante Anlagentyp grundsätzlich für den Einsatz im Projektgebiet geeignet ist.

Aufgrund von geringfügigen Abweichungen bei einzelnen Parametern (Windverteilung, Windscherung und Turbulenzen), wurde von den Gutachtern empfohlen, eine Lastberechnung des Herstellers Vestas anzufordern, um die Standorteignung der Windkraftanlage zu beurteilen. In der Antwort des Herstellers (siehe Dokument C5 21 der Einreichunterlagen) wird bestätigt, dass auch unter Berücksichtigung der Eingangsparameter für die Lastberechnung laut Windzonengutachten die Entwurfslebensdauer der Windkraftanlage 25 Jahre beträgt, sofern die im Dokument beschriebenen Betriebsparameter eingehalten werden. Diese erfordern ein sog. Windsektormanagement aller Anlagen bei Wind aus den Richtungen 255° bis 345° mit einer Abschaltung ab Windgeschwindigkeiten  $\geq 18$  m/s sowie bei Wind aus den Richtungen 345° bis 15° mit einer Abschaltung ab Windgeschwindigkeiten  $\geq 0$  m/s. Ein Vergleich mit der Windrose in Abb 7 zeigt, dass Winde dieser Richtungen bzw. dieser Geschwindigkeitsbereiche nur einen sehr geringen Anteil des Winddargebots ausmachen. Ein Winkel von 0° entspricht dabei der Himmelsrichtung Nord.

### 5.6 Energieerzeugung unter standortspezifischen Bedingungen

Auf Basis der in Kap. 4.4 dargestellten langjährig bewerteten Windverhältnisse ergeben sich folgende Dauerlinie sowie Jahrgang der Windenergieerzeugung des Windparks unter standortspezifischen Bedingungen.

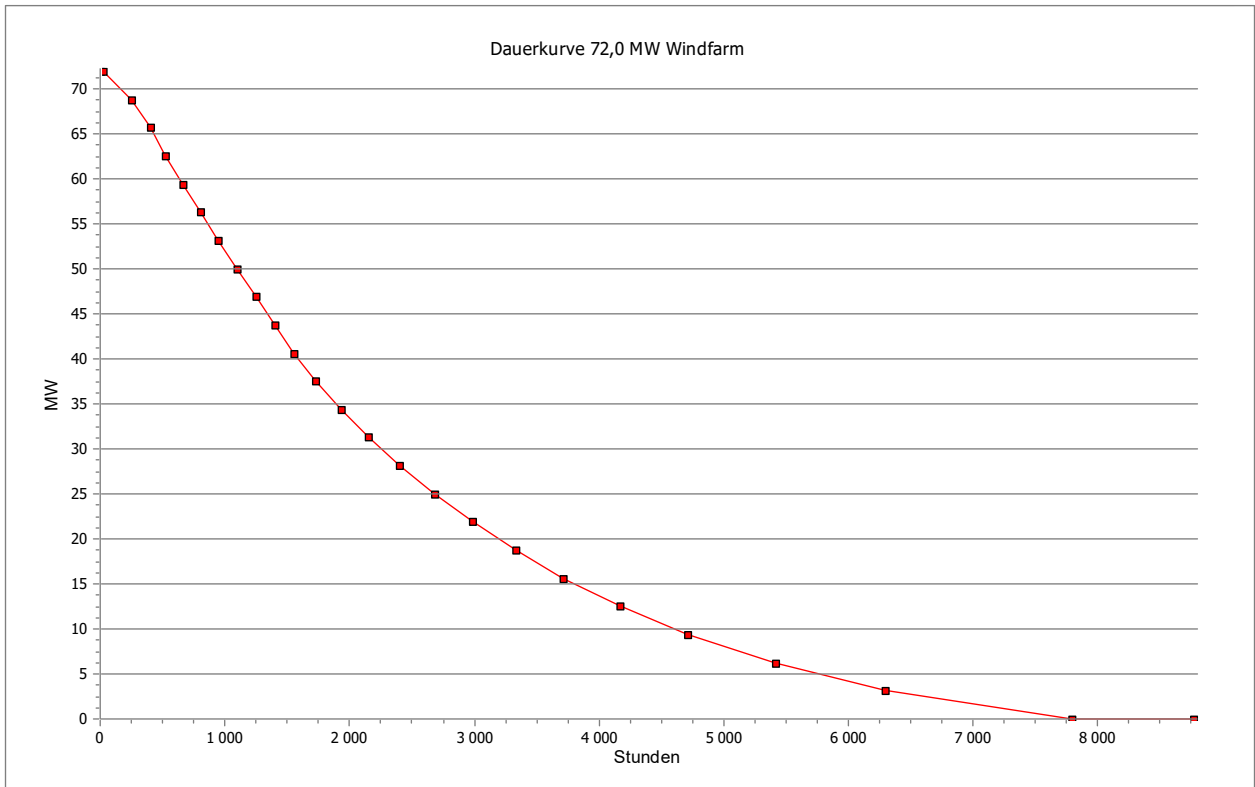


Abb 11: Dauerlinie der Windenergieerzeugung für das geplante Layout am Projektstandort [Quelle: WindPRO]

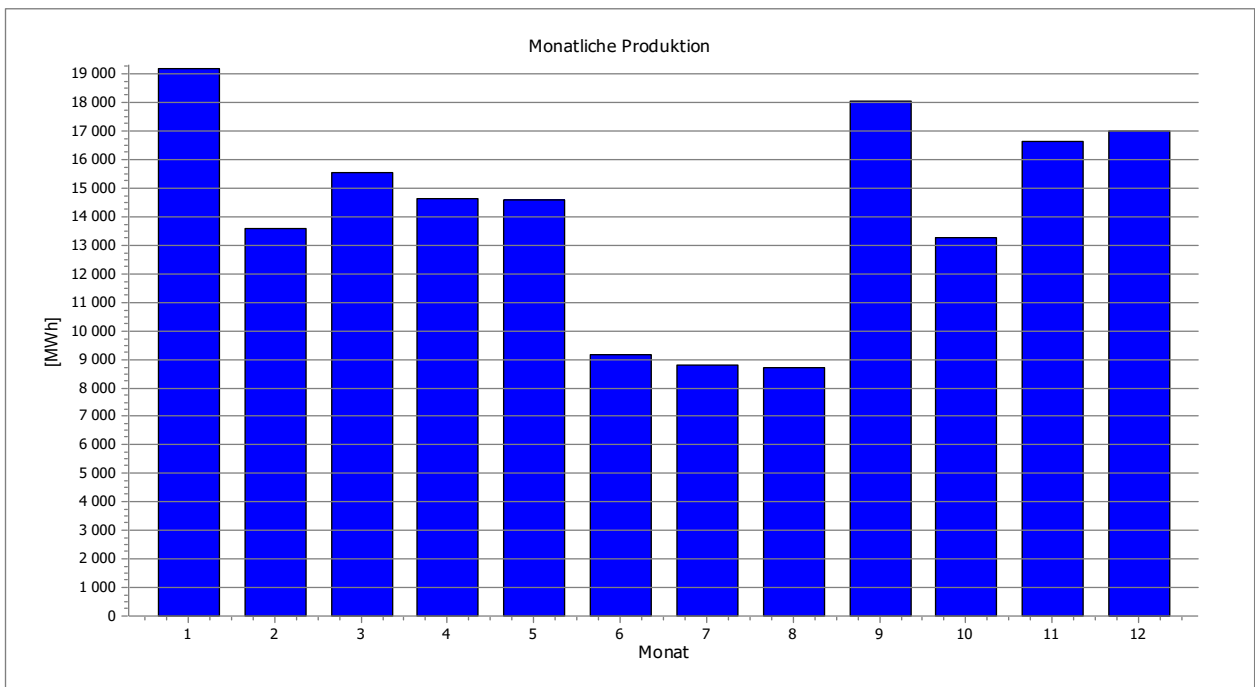


Abb 12: Jahrgang der Windenergieerzeugung für das geplante Layout am Projektstandort [Quelle: WindPRO]

Die dargestellten Bruttoerträge beziehen nur Verluste durch gegenseitige Abschattung (Wake-Effekte) mit ein, keine umweltbedingten Verluste (Abschattung aufgrund von Eisfall, zum Schutz von Fledermäusen, zur Reduzierung der Schallemissionen etc.), technischen Verluste (technische Verfügbarkeit der Anlage, elektrische Verluste, Windsektormanagement etc.) oder Einspeisebeschränkungen. Die einbezogenen Abschattungsverluste entsprechen einem Parkwirkungsgrad von ca. 87,8% für das geplante Layout. Für weitere Details siehe Dokument C5 23 des Einreichoperats mit den Ergebnissen des Berechnungsprogramms WindPRO.

Für die Prognose eines Nettoertrags wurden folgende Abschätzungen der einzelnen Verlustkategorien vorgenommen:

<b>Brutto-Energieertrag Windpark</b>	<b>[MWh]</b>	<b>169.891</b>
Spezifischer Brutto-Energieertrag	[kWh/m <sup>2</sup> ]	731
Parkwirkungsgrad der Windkraftanlagen [%]	[%]	87,81

Verfügbarkeitsverluste	[%]	3,19
Elektrische Effizienz		3,37
Leistungsverhalten der Anlagen		0,00
Umgebungsbedingungen		2,00
Leistungseinschränkungen		8,55
- Windsektormanagement		2,39
- Netzbedingte Leistungseinschränkungen (60 MW)		1,74
- Genehmigungsrechtliche Einschränkungen (Schall)		5,12
- Reduktion der Abschattungsverluste durch Betriebseinschränkungen		-0,70
<b>Gesamte Verluste</b>		<b>[%]</b>
	<b>[MWh]</b>	<b>24.461</b>

<b>Netto-Energieertrag Windpark P50</b>	<b>[MWh]</b>	<b>142.430</b>
Spezifischer Netto-Energieertrag P50	[kWh/m <sup>2</sup> ]	613

\* Der Prozentsatz der gesamten Verluste ergibt sich als Differenz zwischen dem verlustlosen Betrieb (100%) und dem Produkt der Nicht-Eintrittswahrscheinlichkeiten der einzelnen Verlustkategorien ((100%-VK1)·(100%-VK2)·...).

Tab 12: Verlustabschätzung und Netto-Ertragsprognose des geplanten Layouts am Projektstandort.

Die Verlustkategorie elektrische Effizienz sowie der Unterpunkt der Verlustkategorie Leistungseinschränkungen zur begrenzten Einspeiseleistung von 60 MW entsprechen dabei den Ergebnissen der Verlustberechnung zur Netzableitung, die die Verluste von der Spannungsumwandlung in den Windkraftanlagen über die Kabelverluste der Windparkstränge und Netzableitung bis zum Netzanschlusspunkt im UW Friensdorf berücksichtigt, siehe dazu Dokument B4 13 ff des Einreichoperats.

Die Verlustkategorie „Umgebungsbedingungen“ beinhaltet u. a. Verluste durch Abschaltungen aufgrund von Vereisung der Rotorblätter. Die Abschätzung dieser Verluste berücksichtigt den Einsatz eines Rotorblattheizungssystems (siehe Kap. 12.3), welches eine proaktive Heizung während des Betriebs ermöglicht und so die Zeiträume, in denen dennoch eine Abschaltung notwendig ist, minimiert.



## 5.8 Schallemissionen der Windkraftanlage

Die Firma Vestas gibt folgende Schalleistungspegel für den Windkraftanlagentyp V172-7.2 MW mit leistungsoptimierten Modus PO7200, einer Nennleistung von 7.200 kW und Rotorblättern mit Sägezahn-Hinterkante an (siehe Dokument B3 03 des Einreichoperats).

Schalleistungspegel in Nabenhöhe, V172-7.2 MW – NH 175 m – Mode PO7200 (Rotorblätter mit Sägezahn-Hinterkante)		
Bedingungen für Schalleistungspegel:	Messnorm	IEC 61400-11 ed. 3
	max. Turbulenz in NH	30%
	Einströmwinkel (senkrecht)	0 +/- 2°
	Luftdichte	1,225 kg/m <sup>3</sup>
Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	Schalleistungspegel in Nabenhöhe [dB(A)]	
3 m/s	97,6	
4 m/s	97,6	
5 m/s	97,7	
6 m/s	99,5	
7 m/s	102,2	
8 m/s	105,0	
9 m/s	107,1	
10 m/s	107,8	
11 m/s	107,8	
12 m/s	107,8	
13 m/s	107,8	
14 m/s	107,8	
15 - 20 m/s	107,8	

Tab 13: Schalleistungspegel der Windkraftanlage Vestas V172-7.2 MW NH 175 m [Quelle: Vestas]

Detaillierte Informationen zu den Schallemissionen sind den beiden Dokumenten B3 03, B3 08 und B3 09 des Einreichoperats zu entnehmen.

## 5.9 Auslegungslasten für Erdbebeneinwirkung

Die Zertifizierung der Windkraftanlage erfolgte anhand von Typenprüfungen des Fundaments und des Turms des TÜV Süd sowie anhand einer gutachterlichen Stellungnahme von DNV zu den Lastannahmen der Turmberechnung, siehe Kap. 5.4. Diese beziehen sich jeweils auf die Erdbebenezone 3 nach DIN EN 1998-1/NA:2023 mit einem Spitzenwert der Bodenbeschleunigung von 0,8 m/s<sup>2</sup>, die von den Anlagen schadlos aufgenommen werden kann. Wie in Kap. 4.5 ausgeführt, liegt das Projektgebiet zwischen Erdbebenezone 0 und 1 nach ÖNORM B 1998-1:2017 mit einer effektiven horizontalen Bodenbeschleunigung von 0,00 bis 0,50 m/s<sup>2</sup>. Der Lastfall Erdbeben ist somit nicht maßgebend am gegenständlichen Standort.

## 6. Infrastruktur

Für die Errichtung und den Betrieb der Windkraftanlage ist die Schaffung einer geeigneten Infrastruktur erforderlich. Die geplante Infrastruktur umfasst im Wesentlichen die Netzableitung mit den erforderlichen elektrischen Anlagen und die Verkehrserschließung mit der Zufahrt und der Errichtung einer Kranstellfläche und von temporären Montage- und Lagerflächen.

### 6.1 Elektrische Komponenten der Windkraftanlage

Im Maschinenhaus der Windkraftanlage befinden sich die elektrischen Hauptkomponenten einschließlich Generator, Umrichter, Niederspannungsschaltanlage und Mittelspannungstransformator. Zur Verringerung der Leitungsverluste wird die vom Umrichter erzeugte Spannung von 720 V bereits im Maschinenhaus der Windkraftanlagen auf eine Spannung von 27,5 kV transformiert. Der Traforaum befindet sich im Seitenraum der Maschinengondel und ist vom Hauptmaschinenhaus durch zwei vollmetallische Trennwände samt einer absperrbaren Eingangstür hermetisch abgetrennt. Die erzeugte elektrische Energie wird über 30-kV-MS-Kabel (Trossenkabel) zu der im Turmfuß angeordneten dreifeldrigen SF<sub>6</sub>-MS-Schaltanlage geführt.

#### 6.1.1 Technische Daten der elektrischen Komponenten in Maschinenhaus und Turm

<b>Generator</b>	
Generatortyp	Permanentmagnet-Synchrongenerator
Nennleistung	Bis zu 7.600 kW
Frequenz / Spannung	0 - 126 Hz / 800 V
Nenndrehzahl Generator	0 - 420 U/min
<b>Umrichter</b>	
Umrichtertyp	Vollumrichter
Nennscheinleistung	7.750 kVA
Nennspannung Netzseite	3 x 720 V
Nennspannung Generatorseite	3 x 800 V
Nennstrom Netz	6.488 A
<b>Transformator</b>	
Typbeschreibung	In Flüssigkeit eingetauchter Ökodesign-Transformator
Transformator	Dreiphasiger Transformator mit zwei Wicklungen
Übersetzung	0,72 kV / 22,1...33,0 kV
Nennleistung	8.400 kVA
Schaltgruppe	Dyn11
<b>Trossenkabel</b>	
Typenbezeichnung	Windflex-S Power 20/35 kV
Bauart	(N)TSCGEHXOEU, 3 x 70 / 70 mm <sup>2</sup>
<b>Schaltanlage</b>	
Bauart	Drei- bzw. vierfeldrige SF <sub>6</sub> -Gas isolierte Kompaktschaltanlage im Turmfuß

Tab 14: Elektrotechnische Komponenten der Windkraftanlage Vestas V172-7.2 MW [Quelle: Vestas]

### 6.1.2 Mittelspannungsschaltanlage im Turmfuß

Die Windkraftanlage verfügt über eine drei bzw. vierfeldrige SF<sub>6</sub>-Schaltanlage im Turmfuß mit deren Hilfe die Anlage im Bedarfsfall vom 27,5 kV-Netz getrennt werden kann. Die Schaltanlage verfügt über einen Leistungsschalter im Schaltfeld zum Transformator im Maschinenhaus, einen Lasttrennschalter in Richtung Netzableitung und einen Lasttrennschalter in den Kabelabgängen zur möglichen Verbindung mit einer anderen WKA. Das in der SF<sub>6</sub>-Schaltanlage untergebrachte Überstromzeitschutz-Relais gewährt eine Gesamtabschaltzeit im Erd- und Kurzschlussfall von max. 180 ms. Die Windkraftanlage ist mit einem Lichtbogen-Nachweissystem einschließlich mehrerer Lichtbogendetektoren ausgestattet, die im Transformatorraum und im Umrichterschrank angeordnet sind. Das Nachweissystem ist über ein speziell dafür vorgesehenes Lichtbogendetektorrelais an das Sicherheitssystem der Windkraftanlage angeschlossen, wodurch sichergestellt wird, dass die Mittelspannungsschaltanlage sofort öffnet, wenn ein Lichtbogen festgestellt wird. Sollte es innerhalb des SF<sub>6</sub>-Behälters zu einem Lichtbogenfehler kommen, so löst der Druckwächter des Lichtbogenzeitbegrenzers automatisch innerhalb von Millisekunden die Kurzschlussvorrichtung der Einspeisung(en) aus und überbrückt damit den Lichtbogen. Der Lichtbogen erlischt, ohne dass es zur Emission von heißen Gasen kommt und der Kurzschluss wird vom vorgeschalteten Leistungsschalter unterbrochen. Zusätzlich kommt im Kabelanschlussraum eine Lichtbogenüberwachung mittels Lichtsensor zum Einsatz, welche über ein Schutzrelais eine Abschaltung bei Lichtbogenerkennung in Kurzzeit ermöglicht. Eine Druckentlastung bzw. Ausblasung erfolgt durch den Druckabsorberkanal in 2,5 m Höhe hinter der Schaltanlage. An der Schaltanlage und in der Eingangsebene wird der Füllstand der SF<sub>6</sub>-Schaltanlage durch eine Druckanzeige visualisiert (Kontrollpflicht bei Betreten). Für das Betreten des Schaltanlagenraumes bestehen besondere Verhaltensvorschriften, welche im Dokument *C3 19* des Einreichoperats näher dargelegt sind.

Gemäß ÖVE/ÖNORM R 1000-3:2019 muss für die Unterbringung des Mittelspannungs-Transformators im Maschinenhaus eine Ausnahmegewilligung beantragt werden. Details zu den getroffenen Maßnahmen zur Erlangung der Ausnahmegewilligung finden sich in *Kap. 12.11*.

Weitere Detailinformationen zu den elektrischen Komponenten der Anlage finden sich in den Ordnern *B3 WKA-Unterlagen*, *B4 Netzableitung*, *C3 WKA-Unterlagen allgemein* und *C4 WKA-Unterlagen vertraulich* des Einreichoperats.

## 6.2 Windparkinterne Verkabelung

Die vom Generator der Windkraftanlage erzeugte elektrische Energie wird mittels des Transformators bereits im Maschinenhaus auf eine Spannung von 27,5 kV transformiert und über ein Trossenkabel zur Schaltanlage im Turmfuß geleitet. Die Ableitung der Energie erfolgt von der Schaltanlage im Turmfuß über Erdkabelsysteme zur neu zu errichtenden Schaltstation nahe der WKA KW-04.

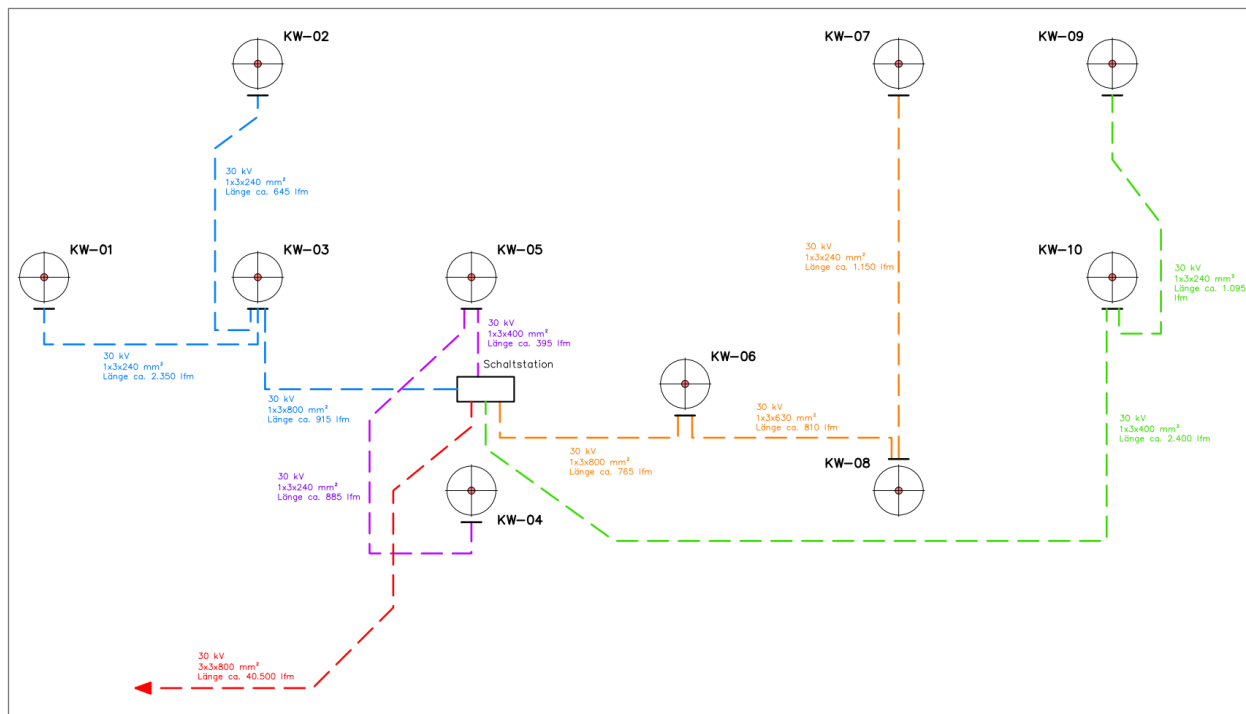


Abb 14: Schema der windparkinternen Verkabelung des Windpark Königswiesen – St. Georgen am Walde  
[Quelle: e2solution Schitz GmbH, Darstellung: Energiewerkstatt]

Die Dimensionierung der Erdkabelleitungen wurde von der Firma e2solution Schitz GmbH durchgeführt. Die Unterlagen zur Netzberechnung mit den Angaben zu den Leitungsquerschnitten, den Längen der Verbindungsleitungen und den Berechnungsergebnissen zu verschiedenen Betriebsfällen sowie das Einlinienschalbild sind im Ordner *B4 Netzableitung* des Einreichoperats zu finden.

Die Ausführung der windparkinternen Verkabelung erfolgt mit Alu-Einzel-Leiterkabeln vom Typ E-A2XHCJ2Y. Darüber hinaus werden Begleiterder, PE-Leerrohre inkl. Lichtwellenleiterkabel und ein Leitungswarnband mitverlegt. Bei der Verlegung wird entsprechend den Vorgaben der Norm OVE E 8120:2017 eine Verlegetiefe von mindestens 80 cm auf Wegen und 100 cm auf Land- und Forstwirtschaftsflächen eingehalten. Soweit die Bodenverhältnisse es zulassen, wird das Kabelsystem eingepflügt.

Die einzelnen Leitungsabschnitte weisen folgende Details auf:

Leitungsführung	Leitungslänge	Kabeldimensionierung
KW-01 – KW-03	2.350 lfm	30 kV E-A2XHCJ2Y 1 x 3 x 240 mm <sup>2</sup>
KW-02 – KW-03	645 lfm	30 kV E-A2XHCJ2Y 1 x 3 x 240 mm <sup>2</sup>
KW-03 – Schaltstation	915 lfm	30 kV E-A2XHCJ2Y 1 x 3 x 800 mm <sup>2</sup>
KW-04 – KW-05	885 lfm	30 kV E-A2XHCJ2Y 1 x 3 x 240 mm <sup>2</sup>
KW-05 - Schaltstation	395 lfm	30 kV E-A2XHCJ2Y 1 x 3 x 400 mm <sup>2</sup>
KW-07 – KW-08	1.150 lfm	30 kV E-A2XHCJ2Y 1 x 3 x 240 mm <sup>2</sup>
KW-08 – KW-06	810 lfm	30 kV E-A2XHCJ2Y 1 x 3 x 630 mm <sup>2</sup>
KW-06 - Schaltstation	765 lfm	30 kV E-A2XHCJ2Y 1 x 3 x 800 mm <sup>2</sup>
KW-09 – KW-10	1.095 lfm	30 kV E-A2XHCJ2Y 1 x 3 x 240 mm <sup>2</sup>
KW-10 – Schaltstation	2.400 lfm	30 kV E-A2XHCJ2Y 1 x 3 x 400 mm <sup>2</sup>

Tab 15: Leitungslängen und Kabeltypen des neu zu errichtenden 30-kV-Windparknetzes

### 6.3 30-kV-Schalt- und Kompensationsstation

Für die Netzableitung der Anlagen KW-01 bis 10 ist die Errichtung einer Schalt- und Kompensationsstation erforderlich. Diese Station ist im Nahbereich der WKA KW-04 auf dem Grundstück 16/1, KG 41214 Paroxedt geplant und dient als Schnittstelle zwischen dem Umspannwerk Friensdorf und den Erzeugungsanlagen.

Die geplante fabrikfertige 30-kV-Schaltstation weist eine verbaute Fläche von 12,18 m x 6,78 m und eine Höhe von ca. 3,2 m vom fertigen Niveau bis zum höchsten Punkt des Flachdaches auf. Der Baukörper besteht aus drei Raumzellen (Mittelspannungs-, Niederspannungs- und SCADA-Raum) und wird mitsamt der Fundamentwanne aus mind. 100 mm starkem Stahlbeton fugenlos gegossen. Die Dachkonstruktion besteht aus 120 mm starkem, wasserundurchlässigen Stahlbeton und wird als Wannenfachdach inklusive 50 mm Kiesauflage, mit Betonattika und 60 mm Dachüberstand gefertigt. Der Zwischenboden besteht aus druckfest verriegelten Mehrschichtplatten.

Die Aufstellung der Stationskörper erfolgt auf einer Beton-Sauberkeitsschicht als Fundament. Für den Anschluss notwendiger Erdungsmaßnahmen sind an der Station entsprechende Anschlusspunkte vorgesehen.

Als Oberflächenbehandlung im Sichtbereich dient ein Kunstharz-Reibputz.

Die elektrische Ausstattung besteht aus einem Transformator für den Eigenbedarf (Betriebsart: ONAN), aufgestellt auf Laufschiene mit einer Leistung von 100 kVA, 30/0,4 kV. Der Betriebsraum ist für bis zu max. 1600 kVA ausgelegt.

Im Mittelspannungsraum befindet sich des Weiteren eine metallgekapselte, fabrikfertige, luftisolierte Mittelspannungsschaltanlage zur Innenraumaufstellung, typengeprüft nach ÖVE EN 62271-200.

- Bemessungsspannung 36 kV
- Bemessungs-Frequenz 50 Hz
- Bemessungsstehblitzstoßspannung 170 kV
- Bemessungsstrom 2000 A
- Bemessungs-Kurzzeitstrom 31,5 kA, 3 s
- Schutzgrad IP3X
- Störlichtbogenqualifikation IAC AFL 31,5 kA\*1s

Die Schaltanlage beinhaltet dabei vier Leistungsschalterfelder ausgerüstet mit Vakuum Leistungsschalter, Strom- u. Spannungswandler für Mess- und Schutzzwecke sowie ein Transformatorschaltfeld ausgerüstet mit einer Lastschalter-Sicherungs-Kombination inkl. HH-Sicherungen.

Die Niederspannungsseite wird entsprechend der eingesetzten Trafoleistung bestückt.

Weitere technische Details zur Ausstattung der Station sowie dem Anschluss der Anlagen finden sich in den Unterlagen im Ordner *B4 Netzableitung* des Einreichoperats.

## 6.4 Netzableitung

Der zuständige örtliche Verteilnetzbetreiber Ebner Strom GmbH wurde im Zuge der Projektplanung um Bekanntgabe eines technisch geeigneten Anschlusspunkts gebeten. Laut Stellungnahme der Ebner Strom GmbH (siehe Dokument *C5 19* des Einreichoperats) ist der Anschluss eines Windparks mit der geplanten Anschlussleistung an das von ihr betriebene Mittelspannungs-Verteilnetz technisch nicht möglich, da volatile Leistungen dieser Größenordnung direkt an ein 110-kV-Umspannwerk angeschlossen werden müssen, insbesondere dann, wenn eine 110-kV-Abstützung des Verteilnetzes regional nicht vorhanden ist. Die örtlich nächstgelegenen Umspannwerke befinden sich in Friensdorf und Baumgartenberg im Netz der Linz Netz GmbH.

Die Zählpunktreservierung der Linz Netz GmbH für den Anschluss des Windparks an das ihrige Verteilnetz ist dem Einreichoperat als Dokument *C5 17* beigelegt. Sie sieht für den Anschluss der geplanten Windkraftanlagen zwei mögliche Netzanschlusskonzepte vor, zum einen den Anschluss der vollen Nennleistung von 72 MW im sich in Planung befindlichen Umspannwerk Mühlviertel Ost auf Netzebene 3 und zum anderen den vorübergehenden Anschluss einer auf 60 MW begrenzten Einspeiseleistung im Umspannwerk Friensdorf auf Netzebene 4 bei einer Nennspannung von 26 kV. Dieser vorübergehende Anschluss trägt dem Umstand Rechnung, dass der derzeit vorgesehene Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Umspannwerks Mühlviertel Ost laut Netzentwicklungsplan der Linz Netz GmbH erst im Jahr 2033 liegt, siehe Dokument *C5 20* des Einreichoperats. Da die Konsenswerberin von einer Inbetriebnahme des Windparks im Verlauf des Jahres 2029 ausgeht, beruht die gegenständliche Planung auf der Inanspruchnahme des vorübergehenden Netzanschlusskonzepts im Umspannwerk Friensdorf in der Netzebene 4 mit einer Übertragungsspannung in Höhe der max. seitens des Netzbetreibers für die Einspeisung akzeptierten Spannung von 27,5 kV zur möglichst verlustarmen Energieübertragung. Ein Abwarten der Fertigstellung und Inbetriebnahme des Umspannwerks Mühlviertel Ost würde das Ausbleiben von jährlich ca. 142,5 Mio. kWh erneuerbarer Energieerzeugung bedeuten und damit den Zielen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes sowie den Zielen der klimaneutralen Stromerzeugung bis 2030 sowie der gesamten Klimaneutralität Österreichs bis 2040 entgegenstehen. Siehe dazu auch die Ausführungen im *Fachbeitrag Energiewirtschaft*, welcher dem Einreichoperat als Dokument *C2 03* beigelegt ist.

Aufgrund der hauptsächlichen Führung der Netzableitungstrasse entlang der Landesstraße B 124, die von Königswiesen bis nach Friensdorf führt, verläuft die Trasse auch durch die Gemeinden Pierbach und Bad Zell, zwischen denen sich der derzeit geplante Standort des Umspannwerks Mühlviertel Ost im Nahbereich der B 124 befindet, ca. 3,5 km westlich der Ortschaft Pierbach und 3 km östlich der Ortschaft Bad Zell. Die vorgesehene Änderung des Netzanschlusspunktes kann daher mit geringstmöglichem Aufwand stattfinden, in dem die bis dahin genutzte Netzableitung nach Friensdorf entsprechend aufgetrennt und an das neue Umspannwerk angeschlossen wird. Unter Annahme dieses Standorts beträgt die Länge des Leitungsabschnitts vom Windpark zum neuen Umspannwerk knapp 22 km.

Nach Fertigstellung des Umspannwerks Mühlviertel Ost wird die Änderung des Netzanschlusspunkts dorthin über ein Änderungsvorhaben im Sinne des UVP-G 2000 beantragt. Wie in der Zählpunktreservierung angegeben, erfolgt der Anschluss auf Netzebene 3 und ermöglicht eine netzirksame Einspeiseleistung in Höhe der vollen Nennleistung des Windparks von 72 MW. Der Transformator zur Umspannung von der Mittel- auf die Hochspannungsebene wird vonseiten der Konsenswerberin bereitgestellt und betrieben. Dadurch kann die Übertragungsspannung im Vergleich zum Anschluss auf Netzebene 4 im Umspannwerk Friensdorf von 27,5 auf 32 kV erhöht werden.

Die Kabel des nicht mehr benötigten Leitungsabschnitts werden einer Nachnutzung zugeführt, u. a. durch die Linz Netz GmbH zur Netzabstützung auf Mittelspannungsebene zwischen den Umspannwerken. Des Weiteren können sie zur Einspeisung der erzeugten Energie von PV-Anlagen sowie der Einbindung von Energiespeichern in der näheren Umgebung dienen.

Die Ableitung der Energie von der Schaltstation im Windpark zum Umspannwerk Friensdorf erfolgt über drei parallele, neu zu errichtende 30-kV-Erdkabelsysteme. Die Trasse verläuft ausgehend vom UW Friensdorf entlang von privaten Grundstücksgrenzen, in Gemeinde- und Wirtschaftswegen der Gemeinden Königswiesen, Pierbach, Bad Zell, Allerheiligen im Mühlkreis, Tragwein, Pregarten, Hagenberg im Mühlkreis und Wartberg sowie in Landesstraßen des Landes OÖ. Weiters sind Querungen einiger Fließgewässer notwendig, welche im Spülbohrverfahren ausgeführt werden.

Der genaue Trassenverlauf ist den beigelegten Trassenplänen *B4 08a* bis *y* zu entnehmen.

- Trassenlänge: ca. 40,5 km
- Kabeltype: E-A2XHCJ2Y bzw. E-2XHCJ2Y im Bereich der Spülbohrungen
- Nennspannung: 18/30 kV
- Kabelquerschnitt: 3 x 3 x 1 x 800 mm<sup>2</sup>
- Art der Verlegung:
  - Standardverlegung: 1,25 m tief, in Schutzrohr 1 x DN 200 mm
  - Spülbohrung: Min. 1 m unterhalb der Gewässersohle, Durchmesser 600 mm

Folgende Abbildung zeigt den vorgesehenen Künettenquerschnitt für die Verlegung in offener Bauweise sowie für die Abschnitte der Spülbohrungen.

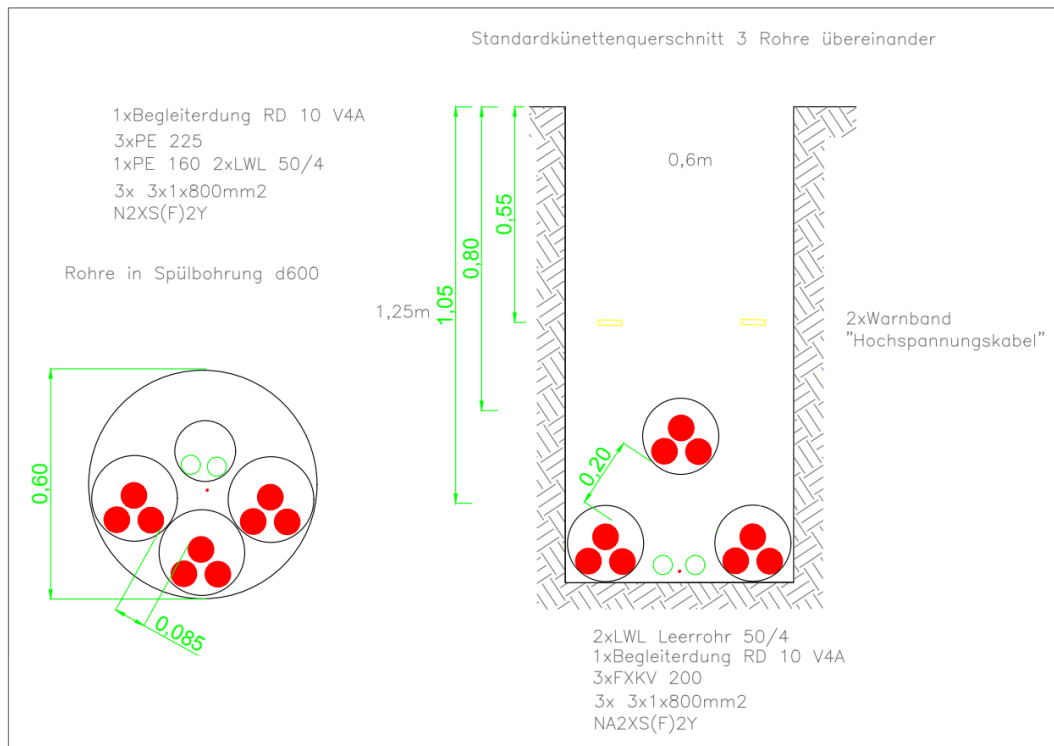


Abb 15: Künettenquerschnitt der Netzableitung [Quelle: Megawatt Group GmbH]

Als Eigentumsgrenze zwischen der Konsenswerberin und dem Netzbetreiber sind die Kabelanschlussbolzen der im Zuge des Netzausbaukonzepts seitens Linz Netz GmbH zu errichtenden 26-kV-Kabelzelle im Umspannwerk vorgesehen. Die Messung der eingespeisten elektrischen Energie erfolgt auf Messebene 4 (Messung im Umspannwerk).

#### 6.4.1 Alternativenprüfung zur Konzeption der Netzableitung

Im Zuge der Planungsphase wurden neben der beantragten Variante im Rahmen einer Alternativenprüfung zum einen die Übertragung auf der 110-kV-Ebene per Erdkabelsystem vom Windpark zum Umspannwerk mit einem Anschluss auf Netzebene 3 sowie zum anderen die Erweiterung der beantragten Variante um ein viertes paralleles 30-kV-Erdkabelsystem geprüft. Der Vergleich der Übertragungsverluste und der Errichtungskosten zeigt eindeutig, dass die beantragte Variante die geringsten Kosten bei vernachlässigbar größeren Übertragungsverlusten aufweist und damit als effizienteste Lösung zu betrachten ist.

##### 6.4.1.1 Variante 1 (beantragt) – Übertragung auf der 30-kV-Ebene mit drei parallelen Erdkabelsystemen

Entsprechend dem Netzanschlusskonzept der Linz Netz GmbH erfolgt zunächst der vorübergehende Anschluss im Umspannwerk Friensdorf auf Netzebene 4 bei Übertragung mit drei parallelen 30-kV-Erdkabelsystemen. Aufgrund der Betriebsspannung von 26 kV im Umspannwerk Friensdorf ist am Anschlusspunkt eine max. Übertragungsspannung von 27,5 kV zulässig. Den Spannungsabfall entlang der Netzableitung eingerechnet entspricht dies einer Betriebsspannung der Transformatoren in den Windkraftanlagen von ca. 29 kV. Diese decken in der Ausführung mit einer max. netzseitigen Spannung

von  $U_m = 36,0$  kV einen möglichen Betriebsspannungsbereich von 22,1 – 33,0 kV ab, siehe Dokument B3 02 des Einreichoperats.

Nach Fertigstellung des Umspannwerks Mühlviertel-Ost erfolgt die Auftrennung der bisherigen Netzableitung nahe des zukünftigen Umspannwerkstandorts und die Verlegung entsprechender Verbindungsstücke zum Anschluss der beiden Leitungsabschnitte an das Umspannwerk. Der Leitungsabschnitt vom UW Friensdorf zum UW Mühlviertel-Ost wird zur Abstützung des Verteilnetzes auf der Mittelspannungsebene genutzt. Der Leitungsabschnitt vom Windpark zum UW Mühlviertel-Ost wird über einen seitens der Konsenswerberin bereitzustellenden und zu betreibenden 110/32-kV-Transformator samt entsprechender Mittelspannungsschaltanlage zur Einspeisung der im Windpark erzeugten elektrischen Energie auf Netzebene 3 mit einer netzwirksamen Leistung von 72 MW genutzt. Den Spannungsabfall entlang der Netzableitung eingerechnet ergibt sich eine Betriebsspannung der Transformatoren in den Windkraftanlagen von ca. 33 kV. Die geänderte Betriebsspannung wird entsprechend an den Transformatoren eingestellt.

#### **6.4.1.2 Variante 2 – Übertragung auf der 110-kV-Ebene mit einem Erdkabelsystem**

Im Vergleich zur beantragten Variante wird die windparkinterne Schaltstation um einen 110/32-kV-Transformator sowie eine entsprechende 110-kV-Schaltanlage erweitert. Von dort aus erfolgt die Übertragung über ein 110-kV-Erdkabelsystem zum Umspannwerk Friensdorf. Der Anschluss dort erfolgt entsprechend den Vorgaben der Linz Netz GmbH über einen 110/110-kV-Trenntransformator samt entsprechender 110-kV-Schaltanlage zur Einspeisung auf Netzebene 3.

Nach Fertigstellung des Umspannwerks Mühlviertel-Ost erfolgt die Auftrennung der bisherigen Netzableitung nahe des Umspannwerkstandorts und die Verlegung eines entsprechenden Verbindungsstücks zum Anschluss des vom Windpark kommenden Leitungsabschnitts an das Umspannwerk. Für den Anschluss dieses Leitungsabschnitts wird der Trenntransformator samt Schaltanlage vom UW Friensdorf zum UW Mühlviertel-Ost umgezogen. Der Leitungsabschnitt vom UW Friensdorf zum UW Mühlviertel-Ost kann keiner sinnvollen Nachnutzung zugeführt werden, da ein Betrieb zur Abstützung zwischen den beiden Umspannwerken nur über weitere Trenntransformatoren erfolgen könnte. Die hohen Investitionskosten dafür übersteigen bei weitem den funktionellen Nutzen. Der Leitungsabschnitt verbleibt somit im Boden bzw. muss zurückgebaut werden.

#### **6.4.1.3 Variante 3 – Übertragung auf der 30-kV-Ebene mit vier parallelen Erdkabelsystemen**

Siehe *Kap. 6.4.1.1*. Anstelle von drei parallelen Kabelsystemen werden bei dieser Variante vier errichtet.

## 6.4.1.4 Variantenvergleich

		Variante 1	Variante 2	Variante 3
Windpark-Bruttoertrag	[MWh/a]	169.891		
Übertragungs- und Einspeiseverluste UW Friensdorf (60 MW)	[MWh/a]	4.964	2.728	3.999
	[%]	2,92	1,61	2,35
Entgangene Einnahmen durch Verluste pro Jahr (2029-2033)	[EUR/a]	446.760	245.520	359.910
Errichtungskosten	[EUR]	20.009.600	32.023.900	27.369.000
Übertragungsverluste UW MV-Ost (72 MW)	[MWh/a]	2.345	1.729	1.924
	[%]	1,38	1,02	1,13
Entgangene Einnahmen durch Verluste pro Jahr (2034-2048)	[EUR/a]	211.050	156.510	173.160
Umzugskosten	[EUR]	3.910.900	2.435.550	4.107.100
Barwert der Einsparungen über 20 Jahre Laufzeit		0	738.802	679.283
<b>Kostendifferenz</b>	<b>[EUR]</b>	<b>0</b>	<b>9.800.148</b>	<b>6.680.117</b>

Tab 16: Variantenvergleich im Zuge der Alternativenprüfung zur Konzeption der Netzableitung, siehe dazu Dokumente B4 13 bis 16 des Einreichoperats. Für die Berechnung des Barwerts der jährlichen Einsparungen wurden Einnahmen auf Basis eines Einspeisetarifs in Höhe eines anzulegenden Wertes von 90 EUR/MWh im Rahmen der EAG-Marktprämienverordnung zugrunde gelegt und mit 6% über eine Laufzeit von 20 Jahren abgezinst.

Weitere Informationen zur Netzableitung von der windparkinternen Schaltstation zum Umspannwerk Friensdorf sind den Unterlagen im Ordner *B4 Netzableitung* des Einreichoperats zu entnehmen.

## 6.5 Zuwegung, Kranstell- und Montageflächen

Bei den gegenständlichen Windkraftanlagen müssen Stellflächen für den Montagekran und die Hilfskräne sowie temporäre Montageflächen errichtet werden. Diese Flächen dienen im Zuge der Errichtung der Anlage zur Aufstellung des Montagekrans, als Rangierfläche für Hilfskräne sowie als Montage- und Lagerfläche für aufzubauende Anlagen- und Turmteile. Nur die Stellplätze für den Montagekran werden dauerhaft befestigt, die temporären Montageflächen werden vorübergehend als geschotterte Flächen ausgeführt. Als temporäre Lagerflächen der Rotorblätter werden zwei horizontale Streifen mit einer Länge von 20 m und einer Breite von 3 m bzw. 6 m in einem Abstand von 52,85 m zueinander benötigt. Für das Anheben der Rotorblätter durch den Montagekran müssen diese auf ähnlichem Niveau wie die Kranstellfläche liegen. Bei stark abschüssigem Gelände werden die Ablageflächen daher in der Regel über Aufschüttungen und/oder ggf. Holzbohlen bzw. Containergruppen im Niveau angeglichen.

Für Kranstellflächen und Zuwegungen kann fallweise ein Bodenaustausch notwendig werden, um die Tragfähigkeiten zu gewährleisten. In Summe sind zur Errichtung der Windkraftanlagen temporär befestigte Zuwegungs-, Montage und Lagerflächen in einem Ausmaß von etwa 64.816 m<sup>2</sup> erforderlich. Zur Errichtung

der Windkraftanlagen bzw. für Wartungsarbeiten und Reparaturen während des Betriebs der Anlagen wird je ein dauerhaft befestigter Kranstellplatz im unmittelbaren Umfeld der Anlagen errichtet, mit einem Ausmaß von etwa 945 m<sup>2</sup> bzw. 1.066 m<sup>2</sup>, je nach Lage des Fundaments zum Kranstellplatz. Die dauerhafte Zuwegung von der Windparkeinfahrt zu den Anlagenstandorten beansprucht zusammengerechnet etwa 56.572 m<sup>2</sup>. Der überwiegende Teil davon entfällt auf bereits bestehende Forststraßen, die im Zuge der Errichtung nach Bedarf erweitert und befestigt werden.

## 7. Verkehrskonzept

### 7.1 Regionale Verkehrsführung

Der Antransport der WKA-Komponenten von den jeweiligen Produktionsstätten der Fa. Vestas nach Österreich erfolgt per Autobahn über Deutschland. Die Transporte der WKA-Komponenten auf dem regionalen Straßennetz erfolgen als Sondertransporte, für welche seitens des Anlagenherstellers bzw. eines beauftragten Unternehmens bei den zuständigen Behörden Genehmigungen eingeholt werden.

Für den optimalen Antransport von Anlagen mit einem Rotordurchmesser von 172 m wurde bereits eine Streckenstudie erstellt. Der Antransport der Anlagen soll über die Schnellstraße S 33 Kremser Schnellstraße, ASt. Traismauer Nord erfolgen. Von dort verläuft die Route über die B 37a bzw. B 37 Kremser Straße und die B 38 Böhmerwald Straße in Richtung Zwettl und weiter über die B 124 Königswiesener Straße und die B 119 Greiner Straße zur Einfahrt in das Projektgebiet nahe der Kapelle zum Eisernen Bild.

Die Anfahrt für Beton- und Erdmaterialtransporte sowie von anderen Baufahrzeugen erfolgt abhängig von den beauftragten bauausführenden Unternehmen über das regionale Straßennetz. Allerdings erfolgt auch hier die Zufahrt in das Windparkareal über die B119 aus nördlicher oder südlicher Richtung.

Die Zufahrtsmöglichkeit zum Windpark muss in vergleichbarer Weise für die Betriebsphase erhalten bleiben, da Reparaturen den Antransport der jeweiligen WKA-Komponenten zwingend erforderlich machen können.

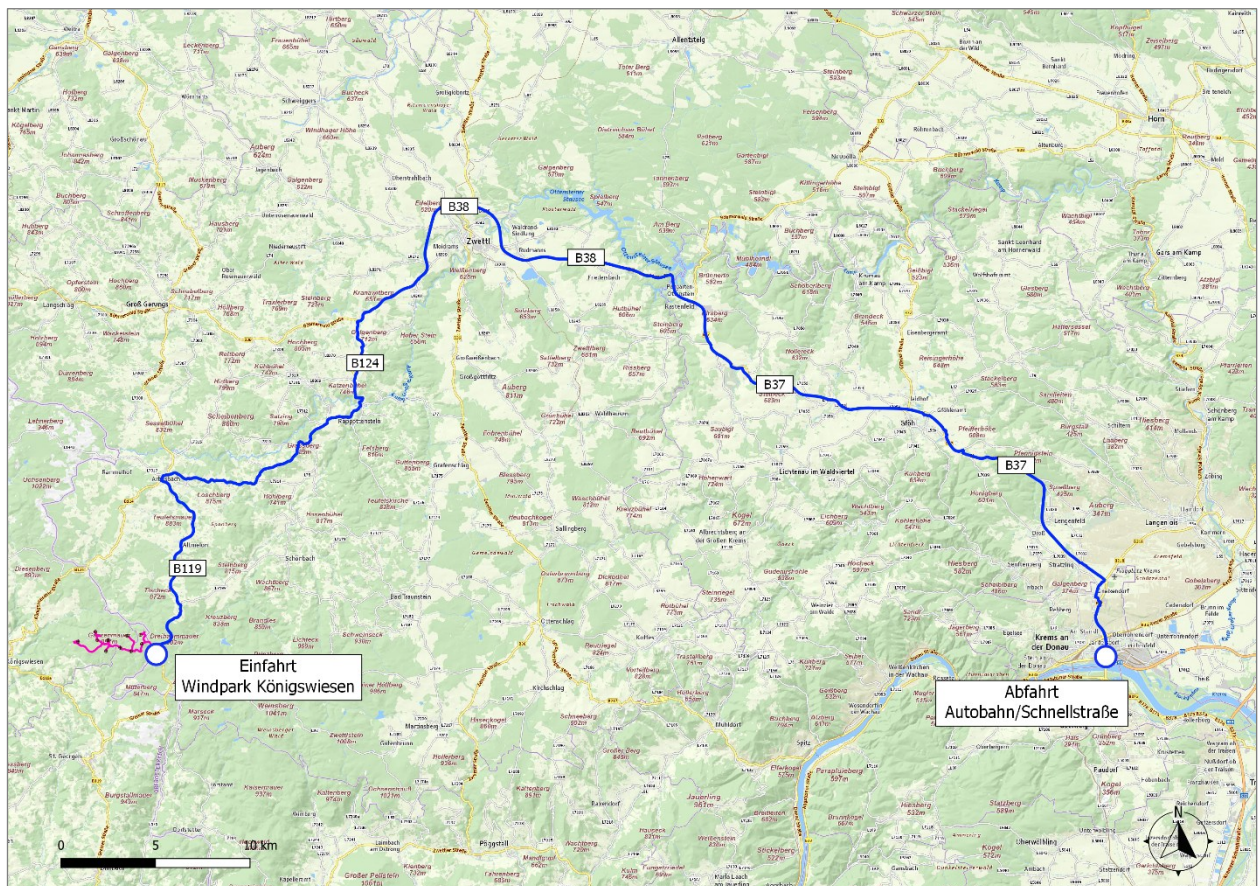


Abb 16: Skizze der geplanten Route der Sondertransporte zum Windparkgelände [Kartenquelle: BaseMap]

## 7.2 Verkehrsführung im Windparkgelände

Die Verkehrsführung im Windparkgelände verläuft zum Teil über bestehende Wirtschaftswege der forstwirtschaftlich genutzten Flächen sowie über neu zu errichtende Zufahrten zu den Anlagenstandorten. Die bereits bestehenden Forststraßen samt Trompeten werden zum Teil verbreitert und adaptiert, um den Transportanforderungen, Lastklassen und Kurvenradien der Sondertransporte zu entsprechen. Da der Antransport der Rotorblätter per Selbstfahrer (Bladelifter) erfolgt, ist der maximal notwendige Kurvenradius auf 45 m begrenzt.

Um die Zuwegung zu den Anlagen während der weiteren Betriebsphase und für den Wartungs- und Servicebetrieb zu gewährleisten, bleiben die notwendigen Adaptionen und Befestigungen bestehen. Weitere Informationen zur Errichtung der Zuwegung sind *Kap 9.3* zu entnehmen.

Die folgende Abbildung gibt eine graphische Übersicht des Zuwegungskonzepts. Eine detaillierte Darstellung kann den Plänen B2 03a bis c des Einreichoperats entnommen werden. Der Flächenbedarf für die Zuwegung ist u.a. in Kap. 8 aufgelistet.

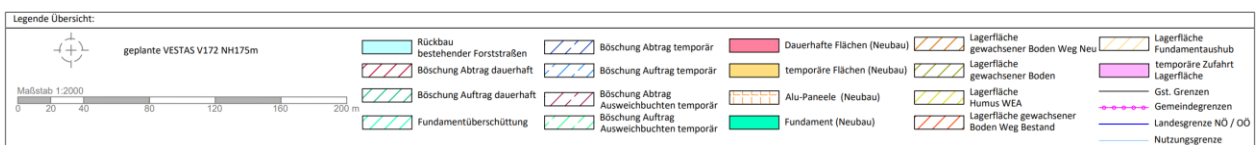
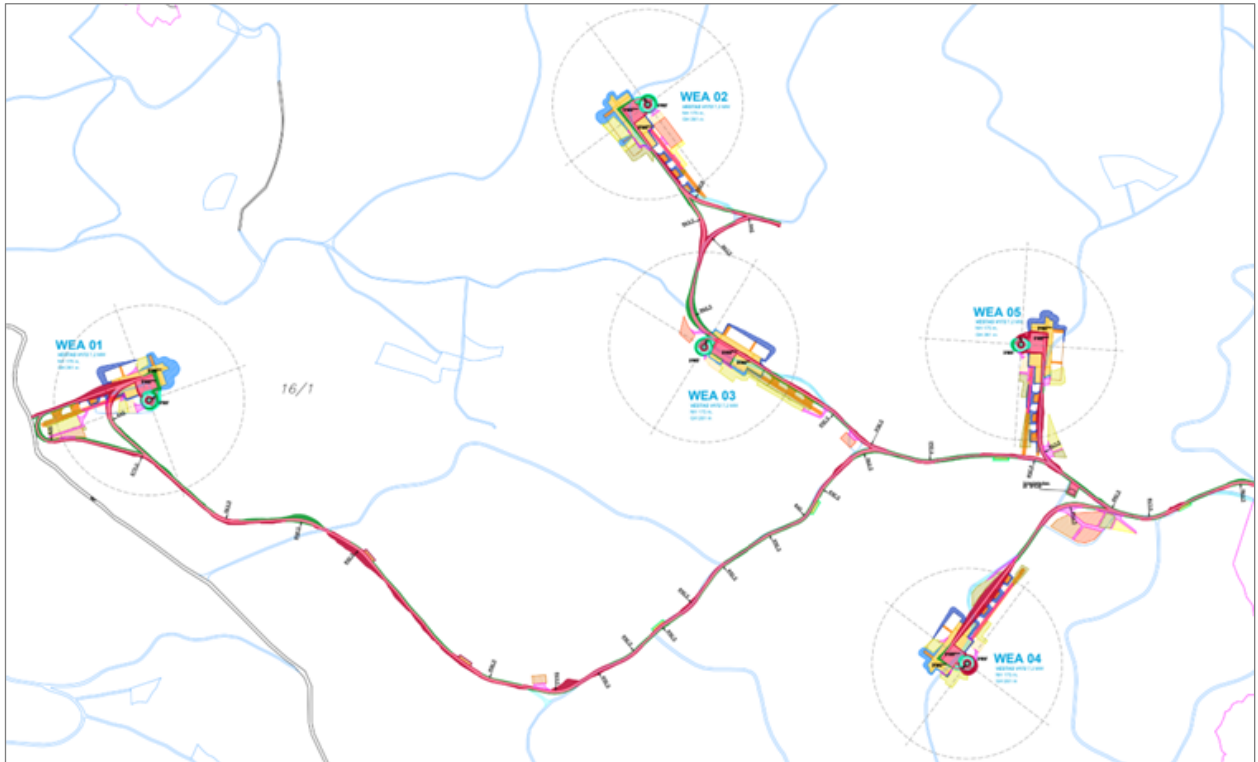


Abb 17: Übersicht der geplanten Zuwegung im Windparkgelände [Quelle: KPP Consulting GmbH]

## 8. Flächenbedarf des Vorhabens

Die für die Errichtung und den Betrieb der Windkraftanlagen und der notwendigen Infrastruktur benötigten Gesamflächen werden in folgender Tabelle zusammenfassend dargestellt.

Flächenkategorien	Flächen temporär	Flächen dauerhaft
	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]
Kranstellplätze		10.030
Fundament inkl. Rampe und Umfahrung		6.192
Lager-/Montageflächen, Office-Fläche davon lediglich Lastverteilungsplatten	75.510 (8.753)	
Zuwegung	229	56.572
Schaltstation		372
Kabeltrassen windparkintern (temporär bezogen auf 3 m Bearbeitungsbreite, dauerhaft bezogen 0,6 m Trassenbreite, abzgl. Überdeckung mit vorherigen Kategorien)	2.943	762
Kabeltrasse Netzableitung (temporär bezogen auf 3 m Bearbeitungsbreite, dauerhaft bezogen 0,6 m Trassenbreite, abzgl. Überdeckung mit vorherigen Kategorien)	93.539	23.389
<b>Summe</b>	<b>172.221</b>	<b>97.317</b>

Tab 17: Flächenbedarf des Vorhabens aufgeschlüsselt nach temporärer und dauerhafter Beanspruchung

### 8.1 Rodungsbedarf

Zweck der nachfolgend im Detail dargestellten Rodungen ist die Errichtung und der Betrieb des Windparks Königswiesen – St. Georgen am Walde sowie die Verlegung von Erdkabelsystemen zur elektrischen Anbindung der WKAs und Eiswarnleuchten. Dies inkludiert die Errichtung der Fundament- und Montageflächen sowie die Gewährleistung der Zufahrtsmöglichkeit zum Windpark für Sondertransporte, welche auch in der Betriebsphase aufrechtzuerhalten ist.

Das Ausmaß der dauerhaften und befristeten Rodungen im Bereich des Windparks ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Detaillierte Rodungspläne, die auch die Trasse der Netzableitung umfassen, sind als Planzeichnungen B2 04a bis q dem Einreichoperat beigelegt.

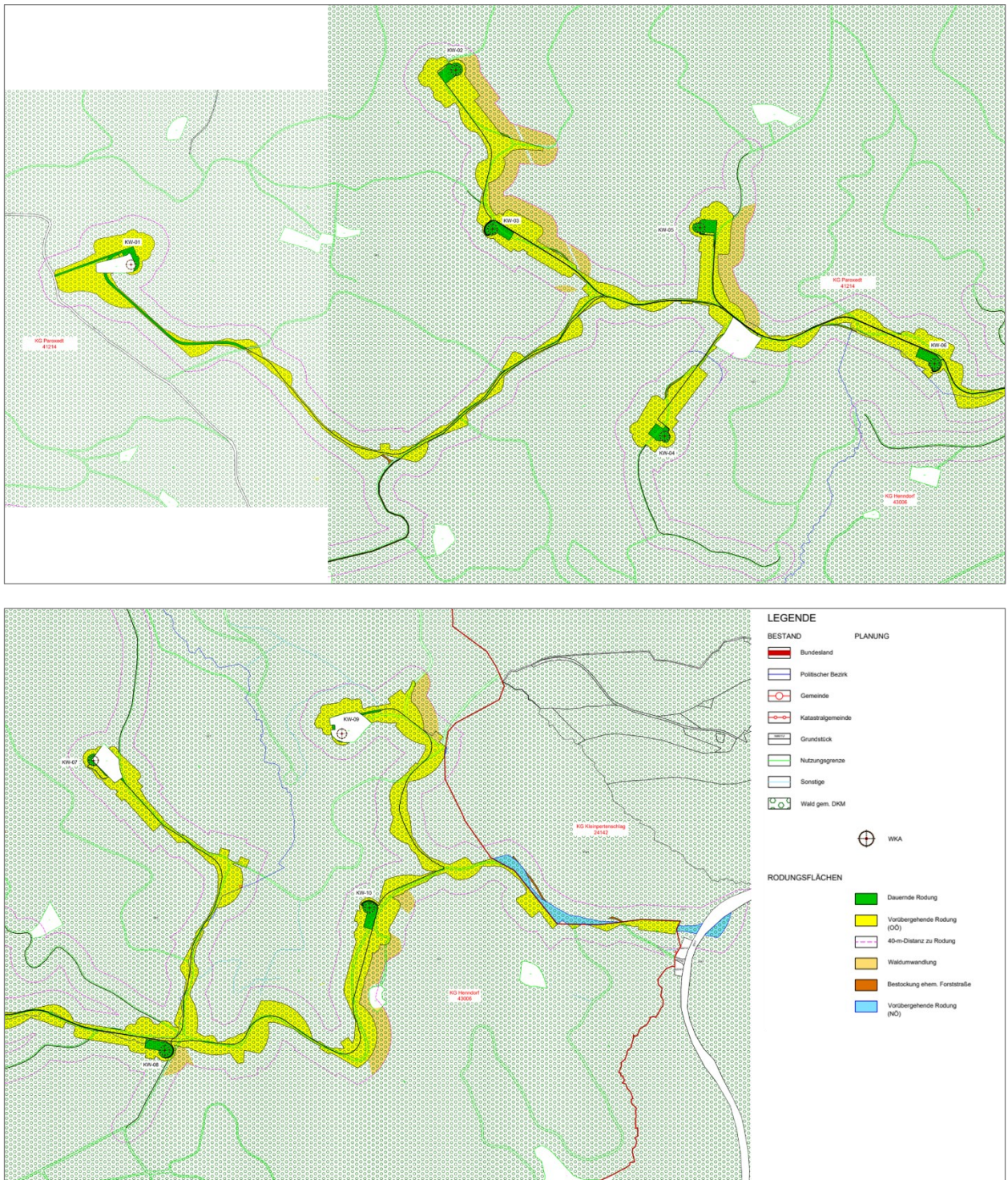


Abb 18: Übersicht über den Bedarf an befristeten und dauerhaften Rodungen für Errichtung und Betrieb der Windkraftanlagen des Windparks Königswiesen – St. Georgen am Walde [Quelle: REGIOPLAN Ingenieure Salzburg GmbH]

Dauerhafte Rodungen sind für folgende Gewerke des Vorhabens erforderlich:

- Fundamente der Windkraftanlagen
- dauerhaft befestigte Kranstellplätze
- Kabeltrassen für die windparkinterne Verkabelung
- Kabeltrasse für die Energieableitung zum UW Friensdorf

Befristete Rodungen sind für folgende Bereiche des Vorhabens erforderlich:

- Zuwegung von der Windparkeinfahrt zu den Anlagenstandorten
- Arbeitsstreifen entlang der Kabeltrassen für die windparkinterne Verkabelung
- Arbeitsstreifen entlang der Kabeltrasse für die Energieableitung zum UW Friensdorf
- Lichtraum für Sondertransporte
- Temporäre Montage- und Lagerflächen

Die infolge der Rodung berührten Rechte unter Berücksichtigung eines 40 m Abstandes zu den Rodungsflächen inkl. der je Parzelle betroffenen Flächen finden sich in Dokument *C1 05 Grundeigentümerverzeichnis Rodungsflächen* des Einreichoperats.

Eine Gesamtbetrachtung der Rodungen, Waldbeanspruchung und zugehöriger Maßnahmen erfolgt im Zuge der Umweltverträglichkeitserklärung (Dokument *D1 01* des Einreichoperats).

## 9. Darstellung der Bauphase

Die Errichtung und Inbetriebnahme der neuen Anlagen verläuft chronologisch in folgenden Schritten, wobei sich abhängig von der spezifischen Standortsituation, vom Verlauf der Arbeiten oder im Falle der Errichtung mehrerer Anlagen im selben Areal durchaus Überschneidungen der einzelnen Arbeitsphasen oder geringfügige Änderungen ergeben können:

1. Verlegung der Erdkabel
2. Adaptierung der Zufahrtswege
3. Errichtung der Kranstellflächen
4. Errichtung der Fundamente
5. Montage bzw. Errichtung der Anlagen
6. Inbetriebnahme und Testbetrieb
7. Rekultivierung

Es werden für die Ausführung der baulichen Maßnahmen ausschließlich qualifizierte Unternehmen beauftragt, die alle Normen, Richtlinien und Arbeitsschutzmaßnahmen einhalten. Dabei kommen für solche Vorhaben übliche Baumaschinen zum Einsatz.

### 9.1 Infrastruktureinrichtungen in der Bauphase

Die Stromversorgung während der Bauphase erfolgt über mobile Dieselaggregate. Die dabei eingesetzten Geräte haben den Elektrotechnischen Sicherheitsvorschriften gemäß ETV 2020 zu entsprechen. Sanitäre Einrichtungen werden von der bauausführenden Firma zur Verfügung gestellt. Die bauausführende Firma ist zudem für die Entsorgung verantwortlich. Als Aufenthaltsräume stehen Baucontainer zur Verfügung. Die nicht ortsansässigen Beschäftigten werden, soweit erforderlich, in den nahegelegenen Ortschaften untergebracht.

### 9.2 Erdkabelverlegung und Errichtung elektrotechnischer Einrichtungen

Die Kabelverlegung erfolgt in Übereinstimmung mit den aktuell gültigen Richtlinien und Normen im Bereich von Landwirtschaftsflächen in mindestens 100 cm Tiefe und unter Wegen in mindestens 80 cm Tiefe. Oberhalb des Kabels kommen aus sicherheitstechnischen Gründen jedenfalls ein Erder (Blitzschutz) und ein Kabelwarnband zu liegen.

Um den Eingriff auf Grund und Boden zu minimieren, ist für die Bereiche, wo keine Einbauten zu erwarten sind und sofern der Untergrund dies erlaubt, die Verlegung der Kabel mittels Pflügetechnik geplant. Der dabei entstehende Schlitz wird nach der Verlegung des Kabelbündels wieder geschlossen und durch Walzen geebnet.

Auf Strecken, bei denen ein Einpflügen beispielsweise aufgrund der Bodenverhältnisse oder wegen benachbarter Nutzung nicht möglich ist, werden die Kabel in offener Bauweise verlegt. Bei den Grabungsarbeiten zur Errichtung der Künette wird auf die separate Zwischenlagerung des Mutterbodens geachtet, sodass beim Wiederauffüllen der Künette nach Abschluss der Grabungsarbeiten der Bodenaufbau weitestgehend wiederhergestellt werden kann.

### 9.3 Errichtung der Zuwegung

Die für die Errichtungsphase erforderliche Zuwegung wird nach Vorgaben des Anlagenherstellers ausgebaut und befestigt. Für die Betriebsphase, Wartungs- und Servicearbeiten sowie die forstwirtschaftliche Nutzung ist diese dauerhaft zu belassen. Die größtenteils dem bestehenden Forststraßennetz folgenden befestigten Zufahrtswege sind in den Plänen *B2 03a* bis *c* des Einreichoperats dargestellt.

Für die permanent zu befestigenden Zufahrten wird 50 cm Erdmaterial ausgebaggert, die Wegesohle mit Vlies ausgelegt und ein tragfähiger Aufbau mit 40 cm Frostschutzmaterial (etwa „Bruchschotter“ oder Betonbruch) der Körnung 0 - 63 mm mit nachfolgender Verdichtung aufgebracht. Als oberste Schicht mit einer Mächtigkeit von 10 cm wird im Allgemeinen eine mechanisch stabilisierte Tragschicht aus feinerem Material, z. B. „Bruchschotter“ der Körnung 0 - 16 mm, mit geeignetem Feuchtigkeitsgehalt aufgebracht und verdichtet. Eine Versiegelung vergleichbar mit Asphaltbelägen oder Beton findet nicht statt.

### 9.4 Errichtung der Kranstellplätze und Fundamente

#### Montageflächen und Kranstellplätze

Pro Anlage sind je temporäre Montageflächen und ein permanenter Kranstellplatz zu errichten, wobei diese Plätze eben zu gestalten sind und an die jeweiligen Standorte angepasst werden.

Für den Aufbau dieser Flächen wird der Mutterboden bis zu einer Tiefe von 50 cm abgezogen und für eine allfällige Wiederaufbringung seitlich gelagert. Nach Abzug des Mutterbodens wird auf diesen Flächen zunächst ein Vlies ausgelegt, dann 40 cm Bruchschotter und anschließend 10 cm mechanisch stabilisierte Tragschicht aufgebracht und verdichtet. Erforderlichenfalls ist bei geneigten Flächen ein entsprechender Hangausgleich durchzuführen, wodurch Böschungen entstehen können. Bei der Planung und Situierung der Montageflächen wurde darauf geachtet, dass der erforderliche Niveaueausgleich minimal ist und ein möglichst geringer Materialtransport und Materialaufwand entsteht.

Die vom Anlagenhersteller definierten Anforderungen an Transportwege, Zufahrten, Montageflächen und Kranstellflächen sind im Dokument *C3 10* sowie dessen Anlagen *C3 10a* bis *c* des Einreichoperats dargestellt.

## **Fundamente**

Die Errichtung der Fundamente erfolgt gemäß Typenprüfung nach geltenden Normen und dem aktuellen Stand der Technik. Für die Güte der Werkstoffe, deren Lieferung, Herstellung, Verarbeitung und Überwachung sind die in Österreich gültigen und die darüber hinaus vorgeschriebenen europäischen bzw. internationalen Normen und Vorschriften in ihrer letztgültigen Fassung maßgebend. Die Bewehrung wird laut ÖNORM verlegt und verbunden.

Vor Beginn des Aushubs wird der Mutterboden abgetragen und seitlich gelagert. Anschließend erfolgt der Aushub der Baugrube. Jenes Aushubmaterial, welches später für die Hinterfüllung und Überschüttung benötigt wird, wird nahe des Standorts an geeigneter Stelle seitlich gelagert, damit dieses nach Fertigstellung der Arbeiten wieder an Ort und Stelle aufgebracht werden kann.

Die Bodenverhältnisse im Planungsgebiet und die daraus abgeleiteten Gründungsempfehlungen sind in *Kap. 4.6* näher beschrieben. Die Fundamente werden gemäß Typenprüfung ausgeführt (vgl. Dokumente *C3 07* und *C3 08* des Einreichoperats).

## **9.5 Errichtung der Anlagen**

Sobald das Fundament ausreichend ausgehärtet ist, erfolgt die Errichtung der Windkraftanlagen durch die Fa. Vestas bzw. durch von Vestas beauftragte Unternehmen. Die Bestimmungen gemäß Typenprüfung sind einzuhalten (vgl. Dokumente *C3 07* und *C3 08* des Einreichoperats).

### **Kranaufbau**

Der Aufbau des Krans geschieht in der Form, dass an dem bereits auf der Montagefläche positionierten Raupenkran der Ausleger in seiner vollen Länge von voraussichtlich 200 m angebracht wird. Das Auslegen und die Errichtung des Auslegers für den Montagekran erfolgen entlang eines Zufahrtsweges, um das Ausmaß zusätzlich erforderlicher Flächen möglichst gering zu halten.

### **Montage des Hybrid-Turmes**

Die einzelnen Segmente des Hybrid-Turmes werden mit Sondertransporten zur Baustelle geliefert, wo sie mit Hilfe des Montagekrans nacheinander in der entsprechenden Reihenfolge versetzt und mit dem Ankerkorb oder dem jeweils darunter stehenden Segment verschraubt werden.

### **Montage des Maschinenhauses**

Mittels Raupenkran werden Maschinenhaus und Generator ohne Rotornabe und Rotorblätter angehoben und installiert.

### **Montage des Rotors und der Rotorblätter**

Der Rotor und die Rotorblätter werden in Einzelteilen (Einzelblattmontage) montiert. Alle dazu erforderlichen Hebevorgänge erfolgen unter Beibehaltung einer konstanten Sicherung mittels angeschlagenen Seilen an den Anlagenteilen (Rotornabe bzw. Rotorblätter). Dadurch wird verhindert, dass sich die jeweiligen Anlagenteile verdrehen bzw. dass die Rotorblätter während des Hebevorgangs am Turm anschlagen und Schaden nehmen könnten. Nach genauer Justierung wird jeweils die Verbindung der Anlagenteile mit den entsprechenden Befestigungspunkten am Maschinenhaus mittels HV-Schrauben hergestellt. Nachfolgend wird das jeweilige Lastaufnahmegeschirr gelöst und der Kraneinsatz abgeschlossen. Alle Schraubverbindungen werden auf aufzubringende Anziehmomente überprüft.

### 9.6 Zeit- und Ablaufplan

Folgende Tabelle zeigt den Zeit- und Ablaufplan zur Errichtung des Windparks Königswiesen – St. Georgen am Walde in einer Übersichtsdarstellung. Der Bauzeitplan wurde in Bezug auf Richtwerte und Erfahrungswerten aus umgesetzten Projekten abgeschätzt. Die Fertigstellung des Windparks ist ca. 96 Wochen (480 Tage) nach Baubeginn vorgesehen. Diese vorläufige Abschätzung beinhaltet keinerlei bautechnische oder bzgl. der Bauaktivität einschränkend wirkende Auflagen, welche wiederum zu einer Verlängerung der abgeschätzten Gesamtdauer führen können.

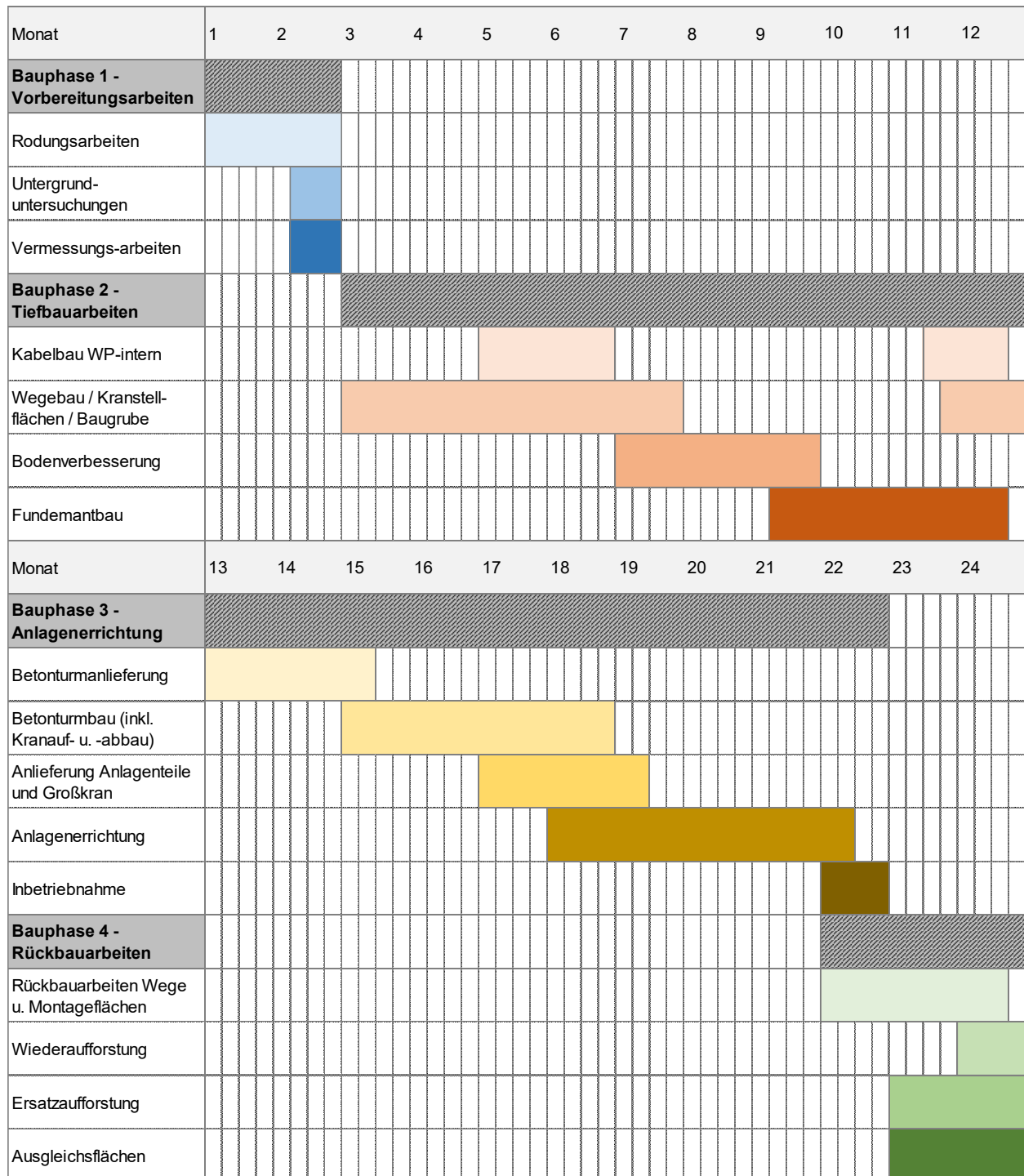


Abb 19: Ablaufplan zur Errichtung des Windparks [Quelle: KPP Consulting / Energiewerkstatt]

## 9.7 Rückstände und Abfälle

Abfälle entstehen vor allem während der Bauphase der Anlagen in Form von Bodenaushub der Erd- und Tiefbauarbeiten sowie bei der anschließenden Rekultivierung der lediglich temporär benötigten Flächen. Des Weiteren fallen bei der eigentlichen Errichtung der Anlagen selbst geringfügige Mengen Abfall verschiedener Art an.

Sämtliche Angaben bzgl. Produktions- und Verarbeitungsprozesse durch Bautätigkeiten und Anlagenbau wurden anhand einer genauen Massenermittlung des gegenständlichen Projektes aufgelistet.

Die bei der Errichtung des neuen Windparks anfallenden Aushubmengen und die benötigten Mengen an Baumaterialien sind in der folgenden Tabelle dargestellt. Die Mengen wurden auf Grundlage der Abmessungen der windparkinternen Verkabelung, Fundamente, Montageplätze und Wege ermittelt.

	Einheit	Gesamt	Lagerung	Abtransport	Anlieferung
<b>Errichtung der windparkinternen Verkabelung und Eiswarnleuchten</b>					
Kabellänge	[m]	34.230			34.230
Leerrohr	[m]	20.880			20.880
Kabelsand	[m <sup>3</sup> ]	992			992
Bodenaushub	[m <sup>3</sup> ]	992		992	
<b>Errichtung der Kranstell-/Montageflächen und Zuwegung</b>					
Abtrag Oberboden	[m <sup>3</sup> ]	41.664	36.000	5.664	
Abtrag Schüttmaterial	[m <sup>3</sup> ]	112.035	18.295		
Auftrag Schüttmaterial	[m <sup>3</sup> ]	93.740			
Tragschicht dauerhaft befestigte Flächen	[m <sup>3</sup> ]	28.904			28.904
Tragschicht temporär befestigte Flächen	[m <sup>3</sup> ]	14.525			14.525
<b>Errichtung der Fundamente</b>					
Aushub Baugrube	[m <sup>3</sup> ]	22.750	9.000		
Fundamentüberschüttung	[m <sup>3</sup> ]	13.750			
Tragschicht aufgrund notwendiger Bodenverbesserung	[m <sup>3</sup> ]	16.828			16.828
Beton	[m <sup>3</sup> ]	9.000			9.000
Stahl	[t]	1.300			1.300
<b>Rückbau und Rekultivierung</b>					
Rückbau Tragschicht temporär befestigter Montageflächen	[m <sup>3</sup> ]	14.525		14.525	
Auftrag Oberboden	[m <sup>3</sup> ]	36.000			
Rückbau Aufschüttungen	[m <sup>3</sup> ]	56.017	10.919	45.098	
Rückbau Abtragungen	[m <sup>3</sup> ]	38.214			

Tab 18: Materialmengen Verkabelung, Wegebau, Kranstellflächen, Montageflächen und Fundamente  
[Quelle: KPP Consulting GmbH]

Wie aus der Aufstellung in Tab 18 ersichtlich, wird ein Großteil der im Zuge der Bauphase anfallenden Aushubmengen an Ort und Stelle gelagert und für notwendige Aufschüttungen genutzt. Der ausgehobene Oberboden wird ebenfalls in der Menge gelagert, wie er für die Rekultivierung der lediglich temporär befestigten Flächen benötigt wird. Die dafür vorgesehenen Lagerflächen sind aus den Planzeichnungen B2 03a bis c ersichtlich. Die bei den vorgelagerten Rodungsarbeiten anfallenden Wurzelstöcke werden ebenfalls gelagert und im Zuge der Rekultivierung in den Randbereichen der Eingriffsflächen gleichmäßig verteilt.

Die darüber hinaus gehenden Mengen an zu entsorgendem Material aus den Erd- und Tiefbauarbeiten sowie dem Rückbau der temporär befestigten Flächen im Bereich des Windparks sind in der folgenden Tabelle aufgelistet.

	Einheit	Menge
Bodenaushub Verkabelung, dauerhaft befestigte Flächen und Wege, Fundament, Rückbau Aufschüttungen	[m³]	51.754
Rückbau Tragschicht temporär befestigter Montageflächen	[m³]	14.525

Tab 19: Abfallmengen im Zuge der Erd- und Tiefbauarbeiten im Bereich des Windparks  
[Quelle: KPP Consulting GmbH]

Im Bereich der Netzableitung vom Windpark zum Umspannwerk fallen folgende überschüssige Aushubmengen und Baurestmassen je nach Art der Verlegung bzw. Oberfläche an.

Art der Verlegung/Oberfläche	Einheit	Länge/Menge
<b>Geplante Trassenlänge in Asphalt</b>	<b>[m]</b>	<b>6.230</b>
Baurestmasse Fräsgut Asphaltoberfläche	[m³]	685
Bodenaushub Überschuss	[m³]	667
<b>Geplante Trassenlänge in Wiesengelände</b>	<b>[m]</b>	<b>21.590</b>
Bodenaushub Überschuss	[m³]	2.310
<b>Geplante Trassenlänge in befestigter Oberfläche (Schotter)</b>	<b>[m]</b>	<b>10.420</b>
Bodenaushub Überschuss	[m³]	1.115
<b>Geplante Trassenlänge Spülbohrverfahren</b>	<b>[m]</b>	<b>2.010</b>
Gewonnenes Bohrmaterial	[m³]	567
Spülung	[m³]	150

Tab 20: Abfallmengen im Zuge der Verlegung der Netzableitung [Quelle: Megawatt Group GmbH]

Für die jeweiligen Bereiche, in denen der Aushub anfällt bzw. Bodenaustausch stattfindet, werden im Zuge der Bauplanung Vorerhebungen zur Beschreibung des Bodenaufbaus und Ermittlung allfälliger Schadstoffgehalte durchgeführt um darauf aufbauend geeignete Entsorgungsstätten auszuwählen. Die Vorerhebung sämtlicher betroffener Grundstücke anhand des Verdachtsflächenkatasters der Abteilung Anlagen-, Umwelt- und Wasserrecht des Amtes der oberösterreichischen Landesregierung hat ergeben, dass keines der Grundstücke als Verdachtsfläche bzw. Altlast registriert ist (siehe Dokument C5 18 des Einreichoperats). Bei den für die Tragschicht der temporär befestigten Montageflächen zum Einsatz kommenden Schottern, die im Anschluss wieder abgetragen und entsprechenden Entsorgungs- bzw. Aufbereitungsbetrieben zugeführt werden, handelt es sich sämtlich um Materialien natürlichen Ursprungs bei denen ein Verbleib von Restmengen nach dem Abtrag als unbedenklich zu bewerten ist.

Die bei der Montage der Neuanlagen anfallenden Abfälle und Reststoffe sind in einer vom Hersteller verfassten Zusammenstellung dargestellt (vgl. Dokument C3 28 des Einreichoperats). Folgende Tabelle zeigt Art und Menge der zu erwartenden Abfälle.

Material	AVV-Code	Menge pro WKA	Gesamtmenge einmalig
		[m <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]
<b>Abfallverwertung</b>			
Karton	150101	1,3	13
Folie Polyethylen	150102	2,5	25
Holz	150103	5	50
Styropor	150102	0,04	0,4
Kabelreste	170411	0,05	0,5
Kabelbinderreste	150102	0,03	0,3
<b>Abfallbeseitigung</b>			
Verschmutzte Papiertücher	150203	0,03	0,3

Tab 21: Art und Menge anfallender Reststoffe im Zuge der Errichtung der Windkraftanlagen [Quelle: Vestas]

Die anfallenden Abfallmengen werden entsprechend sortenrein in dafür vorgesehen Mulden oder Containern im Bereich der temporär befestigten Lager- und Montageflächen bzw. im Bereich der Baustelleneinrichtungsfläche gelagert. Für die fachgerechte Entsorgung dieser Materialien werden vom Hersteller ausschließlich zertifizierte Unternehmen beauftragt.

Sollten wider Erwarten im Zuge der Vorerhebungen oder der Bauarbeiten selbst neue Verdachtsflächen oder Altlasten zutage treten wird umgehend eine detaillierte Vorgehensweise bzgl. der Bewertung, Bergung und Entsorgung kontaminierter Materialien auf Grundlage der ÖNORM-Serie 2088 erarbeitet und bekannt gegeben.

## 9.8 Verkehrsaufkommen

Das Verkehrsaufkommen durch den Bau des Windparks Königswiesen – St. Georgen am Walde wurde aufbauend auf den Materialmengen des vorangegangenen Kapitels berechnet. Dabei wurde zwischen leichten Nutzfahrzeugen (Fahrzeuge bis zu einem höchstzulässigen Gesamtgewicht von 3,5 Tonnen zählen zu den leichten Nutzfahrzeugen (LNF)) und schweren Nutzfahrzeugen (LKW und Sondertransporte (SNF)) unterschieden. Darüber hinaus wurden je nach Material unterschiedliche Transportkapazitäten angenommen.

Fahrzeugkategorie	Transportkapazität pro Fahrt
Schwere Nutzfahrzeuge (SNF)	
Kabel	4 Trommeln à 900 lfm
Leerrohr	8 Trommeln à 1.000 lfm
Boden / Schotter	12 m <sup>3</sup>
Beton	8 m <sup>3</sup>
Stahl	14 t
Leichte Nutzfahrzeuge (LNF)	
Mannschaftswagen, PKW	5 Personen

Tab 22: Transportkapazitäten [Quelle: KPP Consulting GmbH]

Basierend auf der Massenermittlung und den unterschiedlichen Transportkapazitäten ist mit folgendem Verkehrsaufkommen zu rechnen:

Verkehrsaufkommen und dessen zeitliche Verteilung					
	SNF		Sondertransporte		LNF
	beladen	leer	beladen	leer	Fahrten
Bauaufsicht					960
<b>Bauphase 1 – Vorbereitungsarbeiten</b>					
Rodung	325	325			160
Untergrunduntersuchung	15	15			30
Vermessungsarbeiten					30
<b>Bauphase 2 – Tiefbauarbeiten</b>					
Verkabelung	179	179			260
Wegebau / Kranstellflächen / Baugrube	4.092	4.092			500
Bodenverbesserung	1.403	1.403			120
Fundamentbau	1.218	1.218			280
Div. Materialanlieferungen	240	240			
An-/Abtransport Sondergeräte	65	65			
<b>Bauphase 3 – Anlagenerrichtung</b>					
Turmbau	750	750	30	30	480
Turbinenbau			70	70	540
Inbetriebnahme	10	10			80
Div. Materialanlieferungen	120	120			
An-/Abtransport Sondergeräte	96	96			
<b>Bauphase 4 – Rückbauarbeiten</b>					
Rückbau / Rekultivierung	4.969	4.969			220
Wieder-/Ersatzaufforstung und Ausgleichsflächen	100	100			240
Div. Materialanlieferungen	20	20			
An-/Abtransport Sondergeräte	20	20			
<b>Gesamte Bauzeit</b>					
<b>Summe</b>	<b>13.622</b>	<b>13.622</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>3.900</b>

Tab 23: Gesamtverkehrsaufkommen [Quelle: KPP Consulting GmbH / Energiewerkstatt]

Zur Darstellung des zu erwartenden täglichen Verkehrsaufkommens sowie des Gesamtverkehrsaufkommens dienen die jeweiligen ausgewiesenen Gesamtfahrten. Diese Werte dividiert durch die Gesamtmontagedauer von ca. 96 Wochen (5 Arbeitstage/Woche) (vgl. Kap. 9.6) ergeben eine tägliche Zusatzbelastung während der Bauphase von:

**Tägliches Aufkommen leichter Nutzfahrzeuge:**

- 3.900 Fahrten / 480 Montagetage entspricht durchschnittlich 8 Fahrten/Tag

**Tägliches Aufkommen schwerer Nutzfahrzeuge / Sondertransporte:**

- 27.444 Fahrten / 480 Montagetage entspricht durchschnittlich 57 Fahrten/Tag

**Tägliches Gesamtverkehrsaufkommen:**

- 31.344 Fahrten / 480 Montagetage entspricht durchschnittlich 65 Fahrten/Tag

Die Transportroute verläuft zum derzeitigen Projektstand über die Schnellstraße S33 bis zur Anschlussstelle Traismauer Nord und in weiterer Folge über die B37a, Kremser Schnellstraße, bzw. die B37, Kremser Bundesstraße, sowie die B38, Böhmerwaldstraße, in Richtung Zwettl. Weiter der B38 folgend wird nach der Ortsdurchfahrt von Merzenstein auf die B124, Königswiesener Straße, nach Süden abgezwiegt. Nach der Ortsdurchfahrt von Arbesbach wird wiederum gen Süden auf die B119, Greiner Straße, abgezwiegt. Von dort erfolgt nach der Ortsdurchfahrt von Kleinpertenschlag die Einfahrt in das Projektgebiet nahe der Kapelle Zum Eisernen Bild in westlicher Richtung. Die Transportroute hat von der Abfahrt der S33 bis zum Verlassen des öffentlichen Straßennetzes eine Länge von 96,5 km.

Die Beurteilung des induzierten Verkehrsaufkommens durch die Errichtung des Windparks erfolgt auf Basis von Verkehrszählungen für Landesstraßen durch die niederösterreichische Landesregierung und Zählungen für das Autobahn- und Schnellstraßennetz durch die ASFiNAG. Das Verkehrsaufkommen pro Tag ist in der nachfolgenden Tabelle dargestellt und, soweit verfügbar, aufgeteilt in die Fahrzeugkategorien bis 3,5 Tonnen und darüber.

<b>Straße</b>	<b>Zählpunkt</b>	<b>Straßenkilometer</b>	<b>Erhebungs-jahr</b>	<b>KFZ ≤ 3,5t pro Tag</b>	<b>LKW &gt; 3,5t pro Tag</b>	<b>Entfernung zum Projekt [km]</b>
S33 Nord	441	16,7	2023	13.839 (MO-FR)	1.780 (MO-FR)	103
S33 Süd	441	16,7	2023	14.303 (MO-FR)	1.809 (MO-FR)	103
B37a	B37a.024	23,9	2019	18.688 (MO-SO)	1.513 (MO-SO)	94
B37	B37.004	3,7	2019	23.416 (MO-SO)	1.600 (MO-SO)	86
B37	B37.020	19,7	2019	11.816 (MO-SO)	945 (MO-SO)	70
B37	B37.033	33,1	2019	7.817 (MO-SO)	704 (MO-SO)	57
B38	B38.029	28,6	2019	8.724 (MO-SO)	866 (MO-SO)	55
B38	B38.044	44,0	2019	6.588 (MO-SO)	596 (MO-SO)	39
B124	B124.068	67,7	2019	2.063 (MO-SO)	194 (MO-SO)	27
B119	B119.050	50,0	2019	955 (MO-SO)	73 (MO-SO)	9

Tab 24: Verkehrsaufkommen entlang der Transportroute [Quelle: ASFiNAG / NÖ Landesregierung]

Die zusätzlich anfallenden LKW-Transporte (Schwere Nutzfahrzeuge) (57 Fahrten/Tag) erhöhen den Schwerlastverkehrsanteil im Bereich der S33 kurzfristig um ca. 3,2%, die gesamten zusätzlich anfallenden Fahrten (65 Fahrten/Tag) erhöhen den Gesamtverkehr an der gleichen Zählstelle um ca. 0,4%. Analog betrachtet ergibt sich für den Schwerlastverkehrsanteil auf der B37 für den Abschnitt mit der geringsten Verkehrsdichte eine Erhöhung um ca. 8,1% und eine Erhöhung des Gesamtverkehrsaufkommens um

ca. 0,8%. Für die B38 wiederum erhöht sich der Schwerlastverkehrsanteil im Abschnitt mit der geringsten Verkehrsdichte um ca. 9,6% und das Gesamtverkehrsaufkommen entsprechend um ca. 0,9%. Für die B124 erhöht sich der Schwerlastverkehrsanteil im betrachteten Abschnitt um ca. 29,4% und das Gesamtverkehrsaufkommen entsprechend um ca. 2,9%. Für die B119 wiederum erhöht sich der Schwerlastverkehrsanteil im betrachteten Abschnitt um ca. 78,1% und das Gesamtverkehrsaufkommen entsprechend um ca. 6,3%. Das betroffene Teilstück der B119 hat dabei eine Länge von ca. 11,3 km.

Der Bezug des gesamten Verkehrsaufkommens auf die dargestellte Anfahrtsroute entspricht einer Worst-Case-Betrachtung, da reguläre Antransporte von Baumaterialien oder Abtransporte zu Deponien sowie An- und Abfahrt von Baustellen- und Betriebspersonal auch über diverse weitere Verkehrsrouten im Umfeld des Projektgebiets stattfinden wird. Dies wird den Schwerlastverkehrsanteil speziell auf dem betrachteten Abschnitt der B119 deutlich verringern. Eine entsprechend gleichmäßige Aufteilung auf einzelne Verkehrsrouten, die die Zusatzbelastung in den betroffenen Ortschaften auf ein möglichst geringes Maß begrenzt, wird bei der Ausschreibung und Beauftragung der jeweiligen Gewerke im Zuge der Ausführungsplanung berücksichtigt.

Der Bezug auf Verkehrszählungsdaten für die gesamte Kalenderwoche im Gegensatz zu Werktagen trägt ebenfalls zur Worst-Case-Betrachtung bei, da der Schwerlastverkehrsanteil an Werktagen in der Regel höher ausfällt.

Das zu erwartende zusätzliche Verkehrsaufkommen hat somit aufgrund der begrenzten Dauer der Bauphase und der in weiten Teilen geringen Zusatzbelastung, welche sich auf den Tageszeitraum beschränkt, bezüglich der Auslastung der genutzten Verkehrswege sowie hinsichtlich der dort ansässigen Bevölkerung nur geringfügige Auswirkungen.

Aus der Relation des ermittelten Baustellenverkehrs zu den von der NÖ Landesregierung und der ASFiNAG übermittelten Verkehrszahlen des angrenzenden regionalen Straßennetzes werden keine unzumutbaren Beeinträchtigungen des öffentlichen Verkehrs hinsichtlich der Leichtigkeit und Flüssigkeit erwartet. Vor Beginn der Bauphase wird durch das/die bauausführenden Unternehmen entsprechende Ansuchen gem. § 90 StVO für die Baustellenaus- und -einfahrt gestellt, und durch die zuständige Behörde allenfalls vorgeschriebene Maßnahmen zur Absicherung der Baustellenaus- und -einfahrt vorgenommen.

## 9.9 Luftschadstoffemissionen

Hauptverantwortlich für Luftschadstoffemissionen während der Bauphase sind Baumaschinen und Nutzfahrzeuge unterschiedlicher Kategorien deren Abgasemissionen den Großteil der beeinträchtigenden Auswirkungen darstellen.

Folgende Tabelle beinhaltet eine Abschätzung der Volllaststunden der jeweils in den einzelnen Bauphasen zum Einsatz kommenden Baumaschinen.

	Bauphase 1	Bauphase 2	Bauphase 3	Bauphase 4
Rückewagen	640			
Harvester	373			
Bagger 25 t		2.083		660
Kleinbagger		507		413
Vibrationswalze		753		37
Radlader		1.340		440
Planierraupe		927		293
Grader		967		147
Kabelpflug		43		
Steinbrecher		307		
Betonpumpe		140		
Betonmischer		747		
Hilfskran 100 t		47		
Hilfskräne 300 t			1.027	
Gabelstapler			453	
Manitou			640	
Kran 800 t			453	
Kran 1200 t			240	
<b>Gesamt</b>	<b>1.013</b>	<b>7.861</b>	<b>2.813</b>	<b>1.990</b>
	<b>13.677</b>			

Tab 25: Volllaststunden der eingesetzten Baumaschinen nach Bauphasen  
[Quelle: KPP Consulting GmbH / Energiewerkstatt]

Während der ca. zwei Jahre dauernden Bauphase ist vorübergehend mit einer Zunahme der Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen im Nahbereich des Windparks bzw. entlang der Transportrouten zu rechnen.

Die durch den Bau des Windparks anfallenden Luftschadstoff-Emissionsberechnungen basieren auf den direkten Emissionsfaktoren des Umweltbundesamtes für den Verkehrsbereich<sup>2</sup>. Für Baumaschinen sind die Grenzwerte für Stickoxide und Feinstaub der EU-Verordnung 2016/1628 zu Emissionsgrenzwerten bei der Typgenehmigung für Verbrennungsmotoren für nicht für den Straßenverkehr bestimmte mobile Maschinen und Geräte entnommen (Motorenunterklassen NRE-v/c-5/6)<sup>3</sup>. Die CO<sub>2</sub>-Emissionsäquivalente der Baumaschinen wurden wiederum anhand des Kraftstoffverbrauchs berechnet, da es für derlei Fahrzeuge keine verbindlichen Emissionsfaktoren gibt<sup>4</sup>.

Emissionsfaktor Fahrzeugkategorien	CO <sub>2eq</sub>	NO <sub>x</sub>	Feinstaub (PM)
	[g/km]	[g/km]	[g/km]
Leichte Nutzfahrzeuge ≤ 3,5 t (Diesel)	216,2	0,90	0,018
Schwere Nutzfahrzeuge > 18 t (Diesel)	744,1	2,15	0,023
	[g/kWh]	[g/kWh]	[g/kWh]
Baumaschinen (Diesel)	255	0,4	0,015
	[g/l]	[g/l]	[g/l]
Baumaschinen (Diesel, 11,67 kWh/kg, 0,84 kg/l)	2.500	3,9	0,15

Tab 26: Emissionsfaktoren der eingesetzten Fahrzeugkategorien [Quelle: Umweltbundesamt GmbH / EU-Kommission]

Der Abzweig von der B38 auf die B124 wurde wiederum als Grenze des Untersuchungsraumes zur Ermittlung der Auswirkungen durch Luftschadstoffemissionen definiert. Ziel der Abgrenzung ist, dass eine Bearbeitung fokussiert erfolgen kann, jedoch die wesentlichen Auswirkungen durch die Abgrenzungen nicht verloren gehen. Die zusätzliche Verkehrsbelastung im Schwerlastbereich übersteigt in diesem Abschnitt erstmals deutlich die Signifikanzschwelle von 10%. Die mit dem Vorhaben verbundenen Fahrbewegungen zwischen der Grenze des Untersuchungsraumes und dem Windparkgelände verlaufen damit auf einer Streckenlänge von ca. 30 Kilometern.

Auf Basis der Fahrten von Nutzfahrzeugen und den abgeschätzten Betriebsstunden der eingesetzten Baumaschinen wurden die Luftschadstoffemissionen während der Bauphase berechnet. Die Gesamtemissionen, welche einerseits aus dem erhöhten Verkehrsaufkommen, andererseits aus den eingesetzten Baumaschinen resultieren, können folgender Tabelle entnommen werden.

<sup>2</sup> Umweltbundesamt: Emissionsfaktoren für Verkehrsmittel:

<https://www.umweltbundesamt.at/umweltthemen/mobilitaet/mobilitaetsdaten/emissionsfaktoren-verkehrsmittel>

Die verwendeten Faktoren entsprechen dem Stand von Juli 2023. Inzwischen wurden aktualisierte Faktoren mit Stand Mai 2025 veröffentlicht. Die Faktoren des neuen Stands sind sämtlich niedriger als die des alten Stands. Auf eine Aktualisierung der Berechnungen in der Vorhabensbeschreibung sowie der UVE wurde verzichtet, da die Berechnung mit den höheren Faktoren als konservative Abschätzung anzusehen ist.

<sup>3</sup> Verordnung (EU) 2016/1628: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32016R1628>

<sup>4</sup> Harmonisierte österreichische direkte und indirekte THG-Emissionsfaktoren für relevante Energieträger und Technologien: <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0888.pdf>

Fahrzeugkategorie	Anzahl Fahrten	Strecke Fahrt	Strecke gesamt	Luftschadstoffemissionen		
				CO <sub>2eq</sub>	NO <sub>x</sub>	PM
	[n]	[km]	[km]	[t]	[kg]	[kg]
<b>Schwere Nutzfahrzeuge (LKW und Sondertransporte)</b>	27.244	30	817.320	608,2	1.757,2	18,8
<b>Leichte Nutzfahrzeuge (Gesamt Gewicht &lt;3,5t)</b>	3.900	30	117.000	25,3	105,3	2,1
				Luftschadstoffemissionen		
Fahrzeugkategorien	Betriebsstunden	Treibstoffverbrauch		CO <sub>2eq</sub>	NO <sub>x</sub>	PM
	[h]	[l/h]	[l]	[t]	[kg]	[kg]
<b>Baumaschinen (Bagger, Kräne, Raupen,... )</b>	13.677	18,9	258.495	646,2	1.008,1	38,8
<b>Emissionen gesamt</b>				<b>1.279,7</b>	<b>2.870,7</b>	<b>59,7</b>

Tab 27: Luftschadstoffemissionen der eingesetzten Fahrzeugkategorien [Quelle: Energiewerkstatt]

Während der Bauphase kann eine den Bau- und Transporttätigkeiten entsprechende und unter anderem auch von den Witterungsbedingungen abhängige Staubbelastung auftreten. Allerdings werden Staubemissionen von nichtasphaltierten Zufahrtsstraßen bei witterungsbedingter Trockenheit durch bedarfsgerechtes Wässern weitestgehend vermieden.

## 10. Darstellung der Betriebsphase

Der Betrieb der Anlagen erfolgt vollautomatisch. Mit der Firma Vestas oder einer gleichwertig befähigten Firma wird ein Vollwartungsvertrag abgeschlossen, der eine regelmäßige, werterhaltende Betreuung der Anlagen vorsieht. Die Windkraftanlagen sind auf eine Lebensdauer von zumindest 25 Jahren ausgelegt. Nach diesem Zeitraum können Anlagenteile nach entsprechendem gutachterlichem Nachweis und behördlicher Bewilligung weiterbetrieben bzw. erneuert werden, oder die gegenständlichen Anlagen abgetragen und ggf. neue Windkraftanlagen errichtet werden.

### 10.1 Wartung

Der Anlagenhersteller Vestas sieht jeweils vierteljährlich und jährlich bzw. mehrjährig Überprüfungen und Wartungsarbeiten an den Anlagen vor. Die vierteljährlichen Wartungsarbeiten finden allen voran in Form von Sichtprüfungen und dem Überprüfen und Nachziehen von einzelnen Schraubverbindungen zwischen den Komponenten der Anlage statt. Die jährliche Inspektion beinhaltet darüber hinaus eine Überprüfung der Einrichtungen für die funktionale Sicherheit sowie der Sicherheitsausrüstung. Der Wechsel von Batterien, Filtern, Schmiermitteln sowie der Austausch bestimmter Komponenten und das Überprüfen und Nachziehen weiterer ausgewählter Schraubverbindungen ist teils in mehrjährigen Abständen vorgesehen. Die Vorlagen der Wartungs- und Prüfprotokolle sind dem Einreichoperat als Dokumente C3 34 und C3 35 beigefügt.

### 10.2 Rückstände und Abfälle

Während der Betriebsphase der Anlagen ist das Abfallaufkommen ebenfalls gering, da die Konstruktionsweise der Anlagen als wartungsarm zu bezeichnen ist. Lediglich einige Schmierstoffe sowie Getriebe- und Hydrauliköle müssen mit jährlichem bzw. mehrjährigem Abstand im Zuge geplanter Wartungseinsätze ausgetauscht werden.

Die in der Betriebsphase anfallenden Abfälle und Reststoffe sind in einer vom Hersteller verfassten Zusammenstellung dargestellt (vgl. Dokument C3 28 des Einreichoperats). Folgende Tabelle zeigt Art und Menge der zu erwartenden Abfälle in bzw. nach der Betriebsphase.

Materialtyp	Abfallmenge pro WKA	Anfallhäufigkeit	Rechn. Jahresmenge im Projekt	AVV-Code
Hydrauliköl	613 l	n. Befund ca. 5-jährlich	1.226 l	130110
Getriebeöl (Hauptgetriebe)	880 l	n. Befund ca. 5-jährlich	1.760 l	130206
Getriebeöl (Azimutsystem)	105 l	kein Austausch	-	
Isolierflüssigkeit	3.500 l	kein Austausch	-	130309
Schmierfett (Azimutsystem)	3,6 kg	jährlich (max.)	36 kg	120112
Schmierfett (Nabe, Blattlager)	13,5 kg	jährlich (max.)	135 kg	
Kühlflüssigkeit	760 l	5-jährlich	1.520 l	160114

Tab 28: Art und Menge anfallender Abfälle in der Betriebsphase [Quelle: Vestas]

Diese Abfälle werden unmittelbar bei deren Anfall direkt von den Montage-, Service- und Wartungsarbeiten durchführenden Unternehmen übernommen und fachgerecht entsorgt.

Da es sich bei den genannten Betriebsmitteln um wassergefährdende Stoffe handelt, verfügt jede der gegenständlichen Windkraftanlagen über entsprechende Rückhaltevorrichtungen.

Sämtliche Systeme, die zu Flüssigkeitsaustritten führen können (Hydraulik, Kühlung, Getriebe) sind mit Niveauschaltern ausgestattet, die bei Leckage eine Fehlermeldung abgeben und in der Folge einen Not-Stopp auslösen. Dabei wird unter anderem der betroffene Kreislauf durch Abstellen von Pumpen und Spannungsfreischaltung von Magnetventilen gesperrt und ein Nachlaufen von austretenden Flüssigkeiten verhindert. Vorbeugend wird eine Vielzahl von Druck- und Temperaturständen laufend überwacht, wodurch bereits geringe Verluste von Betriebsmitteln erkannt und weitere Verluste verhindert werden können.

Im Betrieb der Windkraftanlage fallen keine festen Abfälle an. Etwaige Ersatzteile und deren Verpackungsmaterial werden seitens der Lieferanten zurückgenommen und ordnungsgemäß entsorgt.

### 10.3 Verkehrsaufkommen

Während der Betriebsphase beschränkt sich das Verkehrsaufkommen auf Fahrten zu Reparatur und Wartungszwecken sowie Fahrten durch das Betriebspersonal. Die Fahrten werden dabei mit leichten Nutzfahrzeugen sowie PKW durchgeführt. Pro Jahr ist mit ca. 108 Fahrten zu rechnen.

Verkehrsaufkommen während der Betriebsphase		
	Leichte Nutzfahrzeuge	PKW
	Fahrten / Jahr	Fahrten / Jahr
Wartung und Reparatur	100	
Mühlenwart		8
Gesamt	100	8

Tab 29: Darstellung der Fahrten in der Betriebsphase [Quelle: Energiewerkstatt]

### 10.4 Luftschadstoffemissionen

Das folgende Kapitel behandelt die Luftschadstoff-Emissionen durch die Verkehrsbelastung während der Betriebsphase. Während der Betriebsphase ist durch die geplanten Windkraftanlagen mit keinerlei Luftschadstoffemissionen zu rechnen, lediglich durch das Verkehrsaufkommen im Zuge von Fahrten zu Reparatur und Wartungszwecken, Besucherführungen und durch das Betriebspersonal treten Emissionen auf, die in ihrer Größenordnung jedoch vernachlässigbar sind. Die durch den Betrieb des Windparks anfallenden Luftschadstoffemissionsberechnungen basieren auf den folgend dargestellten Emissionskoeffizienten für das Jahr 2020 ([www.hbefa.net](http://www.hbefa.net)).

Fahrzeugkategorie	Emissionsfaktor	Emissionsfaktor	Emissionsfaktor
	CO <sub>2eq</sub>	NO <sub>x</sub>	PM
	[g/km]	[g/km]	[g/km]
Leichte Nutzfahrzeuge (Gesamt Gewicht < 3,5 t)	216,2	0,9	0,018
PKW (Benzin/Diesel Mix)	165,9	0,5	0,006

Tab 30: Emissionsfaktoren der eingesetzten Fahrzeugkategorien [Quelle: Umweltbundesamt GmbH]

Die im Untersuchungsraum anfallenden Schadstoffemissionen während der Betriebsphase können folgender Tabelle entnommen werden.

Fahrzeugkategorien	Anzahl Fahrten	Strecke Fahrt	Strecke gesamt	Luftschadstoffemissionen		
				CO <sub>2eq</sub>	NO <sub>x</sub>	PM
	[n]	[km]	[km]	[kg]	[g]	[g]
<b>Leichte Nutzfahrzeuge (Gesamt Gewicht &lt;3,5t)</b>	100	30	3.000	648,6	2.700	54
<b>PKW</b>	8	30	240	39,8	120	1,4
<b>Emissionen gesamt</b>				<b>688,4</b>	<b>2.820</b>	<b>55,4</b>

Tab 31: Darstellung der Fahrten und der Emissionen in der Betriebsphase [Quelle: Energiewerkstatt]

## 10.5 Änderung des Netzanschlusspunktes

Wie in Kap. 6.4 beschrieben, bezieht sich der gegenständlich geplante Anschluss des Windparks an das Umspannwerk Friendsdorf auf ein vorübergehendes Netzanschlusskonzept des Verteilnetzbetreibers Linz Netz GmbH. Nach Inbetriebnahme des sich in Planung befindlichen Umspannwerks Mühlviertel Ost, welche laut Netzentwicklungsplan der Linz Netz GmbH (siehe Dokument C5 20 des Einreichoperats) im Jahr 2033 vorgesehen ist, soll die Netzableitung des Windparks auf diesen Netzanschlusspunkt geändert werden. Als derzeit geplanter Standort für das neue Umspannwerk wurde seitens der Linz Netz GmbH das Grst. 321 in der Katastralgemeinde Pierbach angegeben. Der Trassenverlauf der Netzableitung zum UW Friendsdorf wurde in unmittelbarer Nähe zu diesem Grundstück geplant (siehe Planzeichnung B4 08o), um den Änderungsaufwand und den Umfang der notwendigen Eingriffe möglichst gering zu halten. Zum Zeitpunkt der Änderung werden drei neue Kabelsysteme vom Umspannwerk Mühlviertel Ost zu einem geeigneten Kreuzungspunkt mit der bisherigen Netzableitung verlegt. Die Länge dieser neuen Kabelsysteme wird je nach gewähltem Kreuzungspunkt ca. 300 bis 500 m betragen. Am Kreuzungspunkt werden die bestehenden Kabel aufgetrennt und über Muffen mit den neuen Kabeln verbunden. Die Kabel des nicht mehr benötigten Leitungsabschnitts sollen nach Möglichkeit einer Nachnutzung zugeführt werden, z. B. durch die Linz Netz GmbH zur Netzabstützung auf Mittelspannungsebene zwischen den Umspannwerken oder zur Einspeisung der erzeugten Energie von PV-Anlagen sowie der Einbindung von Energiespeichern in der näheren Umgebung. Im ersten Fall würden entsprechend weitere Kabelsysteme zwischen Umspannwerk und Kreuzungspunkt verlegt werden, um auch den Leitungsabschnitt vom UW Friendsdorf kommend an das neue Umspannwerk anzuschließen.

Das Netzanschlusskonzept der Linz Netz GmbH sieht die Einspeisung im Umspannwerk Mühlviertel Ost auf Netzebene 3 vor. Für die Umspannung auf die 110-kV-Ebene wird im Zuge der Errichtung des Umspannwerks die Unterbringung eines entsprechenden Transformators für die Einspeisung des Windparks vorgesehen. Da dieser Transformator vonseiten der Konsenswerberin bereitzustellen ist, kann die Mittelspannung frei gewählt werden. Für eine bestmögliche Übertragungseffizienz wird die Spannung auf 32 kV festgelegt, was einem Ausnutzen der max. Nennspannung der Transformatoren der Windkraftanlagen von 33 kV entspricht. Im Zuge der Änderung des Netzanschlusspunkts wird der dortige Spannungsabgriff entsprechend angepasst. Nach endgültiger Festlegung des Standorts des Umspannwerks durch die Linz Netz GmbH wird im Zuge der Planung der Änderung des Netzanschlusspunkts eine aktualisierte Netzberechnung angestellt, die die erhöhte Einspeiseleistung, die erhöhte Übertragungsspannung sowie die kürzere Trassenlänge berücksichtigt und eine ggf. notwendige Kompensationsinduktivität definiert.

## 10.6 Ende der Nutzungsdauer

Am Ende der Nutzungsdauer der Windkraftanlagen können zwei Varianten zur Anwendung kommen:

- Verkauf der WKA

Die WKA werden vom Betreiber verkauft. Der Käufer wird folgend die WKA demontieren und die Anlagenteile abtransportieren, um diese entweder an einem anderen Standort, ggf. in einem anderen Land, wieder zu errichten und dort erneut zu betreiben, oder die Einzelteile als Ersatzteile für noch in Betrieb befindliche WKA des gleichen Typs einzusetzen bzw. nicht weiterzuverwendende Teile in seinem Verantwortungsbereich einer Verwertung bzw. Entsorgung zuzuführen.

- Verwertung bzw. Entsorgung der WKA durch den Betreiber

Der Betreiber demontiert und verwertet bzw. entsorgt die WKA in Eigenverantwortung und auf eigene Kosten. Dabei werden die meisten Materialien einem Recycling zugeführt. Die WKA besteht aus Grundstoffen, die am Altstoffmarkt verkauft werden können. So zum Beispiel die Stahlsegmente des Turms oder das Getriebe, der Generator sowie der Transformator, welche u. a. hochwertige Metalle enthalten.

Der Beton des unteren Turmsegments und der Fundamente wird zerkleinert und in der Bauwirtschaft eingesetzt werden. Armierungseisen wird vom Beton getrennt werden und einem Altmetallrecycling (Einschmelzen) zugeführt.

Die Rotorblätter werden nach derzeitigem Stand der Technik geschreddert und in der Zementindustrie eingesetzt. Es befinden sich aktuell Recyclingverfahren in Entwicklung, um auch die Bestandteile der Rotorblätter zukünftig einer Wiederverwertung zuführen zu können.

Sämtliche Maßnahmen zum Abbau und der Wiederverwertung von Komponenten des Windparks nach Ende der Nutzungsdauer erfolgen den geltenden gesetzlichen Vorschriften entsprechend.

Alle oberirdischen Teile der WKA werden somit am Ende der Nutzungsdauer zurückgebaut, lediglich die Verkabelung verbleibt im Erdreich, sofern gesetzliche Vorgaben oder Auflagen eine Entfernung nicht verpflichtend vorschreiben.

## 11. Stör- und Unfälle

Beim Betrieb einer Windkraftanlage können elektrische oder mechanische Störfälle und Störfälle durch Blitzschlag oder Brand an der Anlage entstehen.

### 11.1 Mechanischer Störfall

Eine unmittelbare Gefahr für Menschen besteht bei mechanischen Störfällen nur dann, wenn Teile der Anlage (z.B. Rotorblätter) abbrechen oder die Anlage selbst umstürzt.

Die Windkraftanlage wurde einer Typenprüfung unterzogen, wodurch grundlegende Sicherheitsstandards eingehalten werden. Darauf aufbauend werden an den Windkraftanlagen in regelmäßigen Abständen Service- und Wartungsmaßnahmen durchgeführt, bei denen die wesentlichen mechanischen Komponenten einer Sicht- und Funktionskontrolle unterzogen werden. Dadurch können mechanische Störfälle soweit als möglich vermieden werden.

### 11.2 Elektrischer Störfall

Elektrische Störfälle entstehen im Wesentlichen durch Kurzschlüsse an den elektrischen Komponenten der Windkraftanlage (z.B. Trafo, Generator, Wechselrichter, Schaltanlage). Als mögliche Folge eines Kurzschlusses oder sonstiger elektrischer Störfälle können Anlagenteile in Brand geraten. Im Fall von Kurzschlüssen werden die entsprechenden Anlagenteile automatisch spannungsfrei geschaltet und außer Betrieb gesetzt. Im Maschinenhaus der Anlagen ist darüber hinaus ein automatisches Feuerlöschsystem installiert.

Grundsätzlich werden alle strombetriebenen Komponenten mehrfach überwacht (Überwachung der Überströme, Differenzstromüberwachung bzw. Erdschlusserkennung), wodurch Störfälle frühzeitig erkannt und ev. daraus resultierende Folgeschäden verhindert werden können. Sowohl beim Auftreten von mechanischen, als auch elektrischen Störfällen wird ein Notbremsvorgang eingeleitet. Dabei wird auf die Notversorgungseinheiten umgeschaltet und die Blattschnellverstellung ausgelöst. Je nach Auslöseursache wird parallel dazu die Haltebremse aktiviert, die eine Quittierung durch das Betriebspersonal für das Lösen erfordert.

### 11.3 Blitzschlag

Als weitere mögliche Störfallquelle kann Blitzschlag an der Anlage angeführt werden. Als Folge eines Blitzschlags können elektrische und mechanische Komponenten der Windkraftanlage zerstört oder im Extremfall auch in Brand gesetzt werden. Die Windkraftanlage verfügt über ein speziell konzipiertes und nach Norm IEC 61400-24:2019 geprüftes und damit dem Stand der Technik entsprechendes Blitzableitungssystem, welches in der Lage ist, Blitzeinschläge an den exponierten Teilen der Anlage (Rotorblatt, Maschinengondel) zuverlässig und möglichst schadlos in den Fundament der Anlage abzuleiten und dadurch Folgeschäden zu verhindern. Im Maschinenhaus der Anlagen ist darüber hinaus ein automatisches Feuerlöschsystem installiert.

Detaillierte Informationen zum Thema Blitzschutz sind dem Dokument C3 02 des Einreichoperats zu entnehmen.

## 11.4 Brand

Brandfälle in der Maschinengondel oder im Turmfuß können durch Blitzschlag, Kurzschlüsse, Überhitzung von Anlagenteilen oder Fehler bei Service- und Reparaturarbeiten (z.B. Schweißarbeiten) entstehen. Ein möglicher Brand in der Windkraftanlage stellt für betriebsfremde Personen, denen das Betreten der Anlage untersagt ist, keine direkte Gefährdung dar, weil eine Windkraftanlage im Brandfall von weitem sichtbar ist und dementsprechende Ausweichmöglichkeiten bestehen. Hingegen besteht für Betriebspersonal ein entsprechendes Risiko, wenn während des Aufenthalts in der Windkraftanlage ein Brand ausbricht. Diese Personen werden daher entsprechend geschult und unterwiesen. Im Maschinenhaus der Anlagen ist darüber hinaus ein automatisches Feuerlöschsystem installiert.

Für die Gesamtbetrachtung des Windparks, insbesondere bzgl. der Situierung im Wald, wurde seitens der Energiewerkstatt ein Brandschutzgutachten erstellt, siehe Dokument C2 04 des Einreichoperats. Laut diesem überwiegt die Minderung des natürlichen Waldbrandrisikos durch die Blitzschutz-Wirkung der Windkraftanlagen für den umliegenden Waldbestand deutlich die Erhöhung des Risikos durch potenzielle Brandfälle der Anlagen. Für die Löschwasserversorgung im Falle eines Brandes ist neben der Entnahme aus natürlichen Gewässern (LWES-01 bis 03) in der Umgebung die Errichtung zweier gedeckter Löschwasserbehälter (LWES-04 und 05) entlang der Hauptzuwegung des Windparks vorgesehen, um ausreichend geringe Löschschlauchlängen sowie eine direkte Erreichbarkeit der jeweiligen Anlagenstandorte ohne Kreuzung des Sicherheitsbereichs zu gewährleisten.

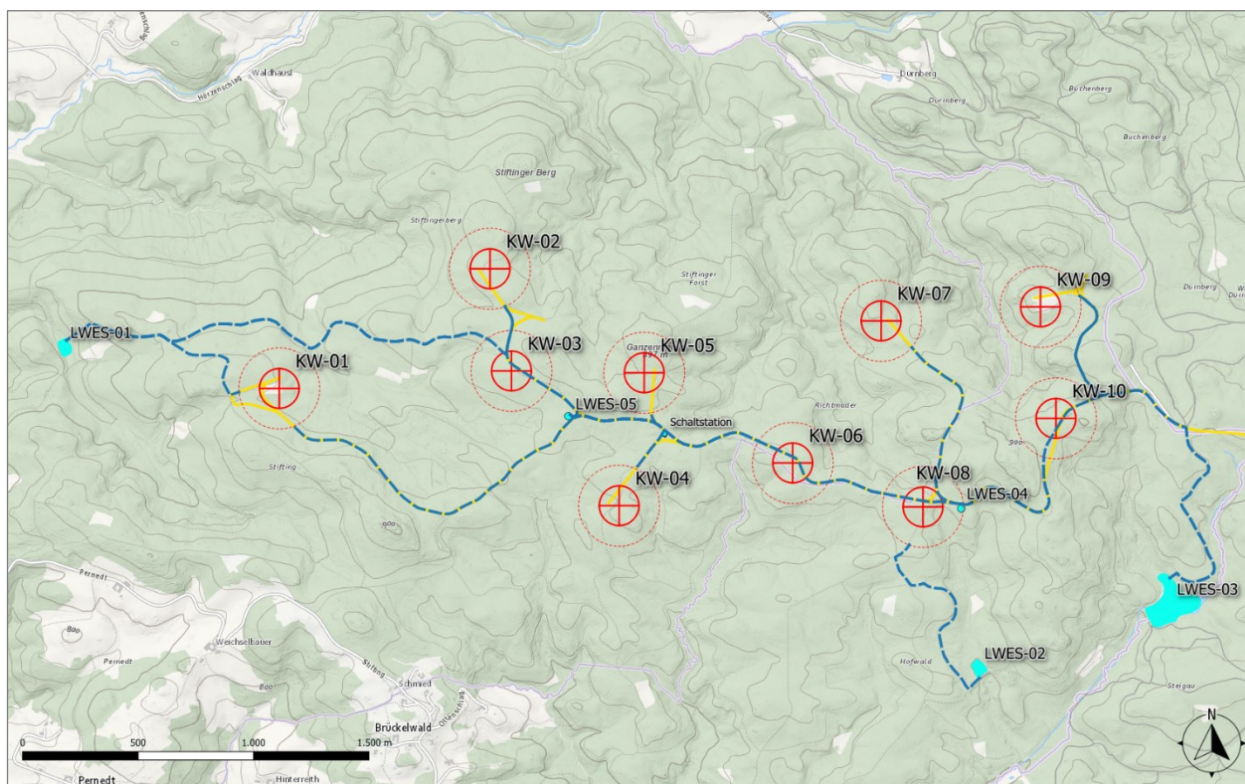


Abb 20: Löschwasserentnahmestellen (türkis), Löschschlauchwege (blau strichliert) sowie Sicherheitsbereiche um die WKA mit einem Radius von 175 m (rot strichliert). [Kartenquelle: Basemap]

Detaillierte Informationen zum Thema Brandschutz finden sich in den Dokumenten C3 12 bis 14 des Einreichoperats. Eine Baurichtlinie für gedeckte Löschwasserbehälter ist als Dokument C5 24 beigelegt.

## 12. Sicherheitsvorkehrungen für den Anlagenbetrieb

### 12.1 Betriebsüberwachung und Steuerung

Der Betrieb der Windkraftanlagen erfolgt vollautomatisch auf Basis von definierten Betriebsparametern. Die Steuerungseinheit jeder WKA überwacht die wesentlichen Parameter der Anlage und des Stromnetzes und schaltet diese ab, sobald definierte Grenzwerte über- oder unterschritten werden. Es ist ein permanenter Fernzugriff auf die Steuerungseinheit der WKA gewährleistet.

Innerhalb des Windparks sind die Windkraftanlagen über erdverlegte LWL-Datenleitungen mit einem zentralen Windparkrechner verbunden. Der zentrale SCADA-Rechner verfügt über einen Telefon- und Internetzugang. Über dieses integrierte SCADA-System wird die Überwachung des gesamten Windparks durch die Servicezentrale und die zuständige Betriebsführung des Windparkbetreibers gewährleistet.

Technische Daten Ein- / Abschaltsystem		
Einschaltgeschwindigkeit		3 m/s
Ausschaltgeschwindigkeit	10-Minuten Exponentialdurchschnitt	25 m/s
Wiedereinschaltgeschwindigkeit	10-Minuten Exponentialdurchschnitt	23 m/s

Tab 32: Parameter für den Ein- und Abschaltprozess der Windkraftanlage [Quelle: Vestas]

### 12.2 Not-Stopp-System

Die Windkraftanlage ist mit Notstopp-Tastern ausgestattet, welche vom Betriebspersonal im Notfall manuell bedient werden können. Davon befindet sich ein Taster im Turmfuß und zwei an der Rückseite des Maschinenhauses. Sechs Taster sind im vorderen Bereich des Maschinenhauses angeordnet und zwei Taster sind in der Nabe situiert.

Bei Betätigung eines Not-Aus-Tasters werden die Rotorblätter bis zu einer Generatordrehzahl von unter 100 U/min aerodynamisch gebremst (Notfahnenstellung). Ab dem Unterschreiten einer Generatordrehzahl von 100 U/min sowie einem Pitchwinkel  $> 90^\circ$  wird zusätzlich die mechanische Bremse an der Generatorwelle betätigt und die Motoren im Maschinenhaus werden umgehend angehalten. Die Leistungsschalter des Generators lösen ab Unterschreiten einer Drehzahl von 75 U/min aus.

Bei Betätigung der Notstopp-Taster bleibt die Anbindung der Windkraftanlage an das übergeordnete Mittelspannungsnetz bestehen, weil eine autarke Stromversorgung über die USV nur zeitlich begrenzt und in eingeschränktem Umfang möglich wäre. Kleinere Motoren, wie interne Schaltschrank-Kühlerlüfter mit einem Energieverbrauch von weniger als 100 W, werden nicht von der Stromversorgung getrennt.

Für die manuelle Unterbrechung der Anbindung an das Mittelspannungsnetz befindet sich jeweils ein Taster zur Auslösung der Leistungsschalter der Mittelspannungsschaltanlage am Steuerschrank im Maschinenhaus sowie am Steuerschrank des Turmfußes. Der im Maschinenhaus installierte Mittelspannungstransformator ist in einem eigens abgeschlossenen Raum situiert, wobei ein Betreten dieses Raumes nur nach vorheriger Freischaltung und Erdung des Trafos und der Mittelspannungskabel erlaubt ist.

Weiterführende Informationen können dem Dokument C3 16 des Einreichoperats entnommen werden.

### 12.3 Maßnahmen zur Eiserkennung

Für die Erkennung von Eisansatz an den Windkraftanlagen, sind die Anlagen standardmäßig mit folgender Sensorik ausgerüstet:

- Erkennung von Unwuchten und Vibrationen
- Erkennung von unplausiblen Betriebsparametern durch Analyse der Leistungskennlinie
- Erkennung von unterschiedlichen Windmesswerten

Darüber hinaus sind die gegenständlich geplanten Anlagen mit dem Eiserkennungssystem „Vestas Ice Detection (VID)“ ausgestattet, das die Windkraftanlage bei Eisansatz an den Rotorblättern verlässlich stoppt.

Zur Vermeidung von unzulässigen Gefährdungen von Personen im Umfeld werden die Anlagen bei der Erkennung von Eisansatz außer Betrieb genommen und dadurch ein Abwerfen von Eisstücken vom sich drehenden Rotor verhindert. Die Anlage wird nach Abschaltung infolge von Eisansatz automatisch wieder in Betrieb gesetzt, sobald das Vestas Eiserkennungssystem wiederum eine Eisfreiheit detektiert hat.

Eine detaillierte Beschreibung der Funktionsweise des Systems findet sich in Dokument C3 20, das Prüfzertifikat ist als Dokument C3 21 dem Einreichoperat beigelegt.

Des Weiteren sollen die geplanten Windkraftanlagen mit einem Rotorblattheizungssystem ausgestattet werden, um die Zeiträume der Vereisungsabschaltung und die damit verbundenen Ertragseinbußen zu minimieren. Für den geplanten Anlagentyp Vestas V172-7.2 MW liegen noch keine Unterlagen zu einem solchen System vor. Es kann allerdings davon ausgegangen werden, dass das System vergleichbar zu dem des nächstkleineren Anlagentypen V162-6.2 MW ausgeführt wird. Die Herstellerbeschreibung des Systems ist als Dokument C3 41 dem Einreichoperat beigelegt.

#### Eiswarnkonzept

Um Personen im Bereich des Windparks von dem allfälligen Vorliegen einer potentiellen Eisfallgefahr zu warnen, ist in dem Vorhaben ein Eiswarnkonzept mit Eiswarnleuchten an den Wegen in den Windpark vorgesehen. Diese bestehen aus einer Hinweistafel, welche mit Aufschriften wie „Achtung möglicher Eisfall! Bei Warnlicht Lebensgefahr!“ auf die Gefahr des möglichen Eisfalls hinweisen, und einer Warnleuchte, welche bei Eiserkennung an den Anlagen automatisch aktiviert wird. Als Eiswarneinrichtungen werden entweder kabelgebundene Leuchten oder mobile Eiswarnleuchten zum Einsatz kommen. Die Eiswarnleuchten wurden in einem Abstand von den WKA, der einer Auftreffwahrscheinlichkeit für Eisstücke pro Quadratmeter und Jahr von  $10^{-3}$  entspricht, an neuralgischen Wegpunkten positioniert. Dieser Abstand beruht auf den Ergebnissen des Forschungsprojekts R.Ice, das von 2016 bis 2019 im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2015 durchgeführt wurde<sup>5</sup>. Wenn sich in Hinsicht auf bestehende Leuchten, Anzahl der Leuchten, oder Sichtbarkeit der Leuchten Vorteile ergeben, werden die Leuchten abweichend davon auch in größeren Abständen zu den Anlagen positioniert.

Die Lage der Eiswarneinrichtungen kann dem Plan *B2 05 Eiswarnkonzept* entnommen werden. Weiterführende Informationen zur Eiserkennung sind im Dokument C3 20 des Einreichoperats zu finden.

---

<sup>5</sup> R.Ice: Risikoanalysen für Folgen der Eisbildung an Windkraftanlagen, Endbericht, Energiewerkstatt, 2019, [www.eisatlas.at](http://www.eisatlas.at)

## 12.4 Bewertung des Eisfallrisikos der geplanten Windkraftanlagen

Zur Bewertung des Eisfallrisikos der geplanten Windkraftanlagen wurde von der Energiewerkstatt ein Eisfallgutachten (siehe Dokument *D3 03* des Einreichoperats) für den geplanten Windpark ausgearbeitet.

Eine detaillierte Bewertung des Eisfallrisikos in Bezug auf das Schutzgut Mensch erfolgt im Umweltbericht, Ordner *D1 Umweltverträglichkeitserklärung* des Einreichoperats.

## 12.5 Aufstieg/Fallschutzsystem

Die Ausführung der Steigleiter und des Fallschutzes richtet sich nach den aktuell gültigen Normen. Gleiches gilt für die bei Vestas eingesetzte persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz.

Der Aufstieg in das Maschinenhaus der Windkraftanlage erfolgt entweder über eine durch den Turm installierte Leiter oder über einen Servicelift.

Der Aufstieg über die Leiter ist durch das Fallschutz-System des Herstellers Avanti Wind Systems A/S gesichert. Das Fallschutzsystem beinhaltet eine an der Leiter montierte Fallschutzschiene und einen Klapp-Läufer, der auf die Schiene aufgesetzt werden kann. Im Turm sind mehrere Zwischenpodeste montiert.

Die Windkraftanlage ist zusätzlich mit einem Servicelift ausgestattet, welcher dazu dient, Personen und ihre Arbeitsmittel bei Wartungen und Kontrollfahrten durch den Turm auf- und ab zu befördern. Die Tragfähigkeit des Servicelifts liegt bei 240 kg.

Darüber hinaus befindet sich im Maschinenhaus eine Abstiegsvorrichtung zum gleichzeitigen Abseilen von bis zu zwei Personen aus der Gondel über die Servicekranluke im hinteren Bereich.

Weiterführende Informationen zum Fallschutz und zum Servicelift sind in den Dokumenten *C3 15* und *C3 17* des Einreichoperats zu finden.

## 12.6 Erdung und Blitzschutz

### Erdungsanlage

Aufgabe des Erdungssystems ist die sichere Entladung von Blitzen in den Boden und die Gewährleistung des Potenzialausgleichs zwischen den einzelnen Anlagenteilen. Das Vestas Erdungssystem besteht aus einzelnen Erdungselektroden, die zu einem gemeinsamen Erdungssystem verbunden sind:

- Ringelektroden (Fundamenterder)
- Horizontale Erdungselektroden (Länge mindestens 80 m)

Der Fundamenterder besteht laut den Anforderungen der Firma Vestas aus einem Kupferseil mit einem Querschnitt von 50 mm<sup>2</sup>. Dieses Kupferseil ist innerhalb des Fundamentes ringförmig verlegt und in Abständen von mindestens 5 m leitend mit der Bewehrung verbunden. Seitlich werden jeweils zwei Anschlussfahnen für die horizontalen Erdungselektroden aus der Fundamentplatte geführt. In der Mitte des Fundamentes werden die Erdungselektroden aus dem Sockel herausgeführt und mit der Haupterdungsschiene verbunden. Die Haupterdungsschiene ist auf der Rückseite der Mittelspannungsschaltanlage am Grundrahmen verschraubt. Die Schaltanlage ist wiederum auf dem Fundamentsockel montiert, wo sich ebenfalls der Kabeleintritt der Zuleitungen zur Windkraftanlage befindet. Die Haupterdungsschiene wird über Potentialausgleichsverbinding in Form von Kupferseilen von min. 50 mm<sup>2</sup> Querschnitt zur Armierung des Turms und zu allen Zu- und Ableitungen der Windkraftanlage

verbunden. Alle elektrisch leitfähigen Teile wie Befestigungseisen, Türen, Lüftungsgitter, usw. werden mit der Erdungsanlage verbunden.

Die Erdungsanlage der Vestas Windkraftanlagen entspricht den Auslegungsanforderungen der IEC 61400-1:2019 und der IEC 61000-6-4:2018.

## Blitzschutzsystem

Alle Vestas-Windkraftanlagen sind mit einem Blitzschutzsystem ausgestattet, um Schäden an mechanischen Komponenten, Elektrik und Steuerungen möglichst gering zu halten. Das System ist nach der Schutzklasse I der Norm IEC 61400-24:2019 ausgelegt und erfüllt somit die höchsten Anforderungen, die an den Blitzschutz gestellt werden. Es besteht aus einem äußeren und einem inneren Blitzschutzsystem.

Das äußere Blitzschutzsystem nimmt einen direkten Blitzschlag auf und leitet den Blitzstrom direkt in das Erdungssystem unterhalb des Turms. Beispielsweise zählen die Stange an der Rückseite des Maschinenhauses und die Blitzrezeptoren der Blätter zu den äußeren Blitzschutzkomponenten. Wenn ein Blitz in ein Rotorblatt einschlägt, wird der Strom über den Blatableiter und über die Blitzstrom-Übertragungseinheit (LCTU) zwischen Rotor und Maschinengondel zu den Strukturteilen des Maschinenhauses geleitet. Dann erfolgt die Ableitung der elektrischen Energie des Blitzes über die Blitzstrom-Übertragungseinheit (LCTU) vom Maschinenhaus zum Turm und über den Turm in das Erdungssystem.

Das innere Schutzsystem leitet den Blitzstrom sicher in das Erdungssystem. Außerdem beseitigt es die durch Blitzschlag verursachten magnetischen und elektrischen Induktionsfelder. Zum inneren Blitzschutzsystem gehören EMV/Blitzschutzabdeckungen, geschirmte Kabel und Überspannungsschutzgeräte.

Die Beschreibung des Erdungs- und Blitzschutzsystems sowie des Erdungskonzeptes findet sich in den Dokumenten C3 02 und C3 03 des Einreichoperats.

## 12.7 Internes Stromversorgungssystem und Notversorgung

Sämtliche Hilfsaggregate, Steuerungseinheiten, Pumpen, Lüfter, Heizungen und die Beleuchtung der Windkraftanlage werden von zwei Transformatoren gespeist:

- Einen 720/400 V-Transformator im Maschinenhaus für die 400 V-Verbraucher.
- Einen 400/230 V-Steuertransformator im Turmfuß für die Versorgung des USV-Schranks.

In der Windkraftanlage stehen folgende Anschlüsse zur Verfügung (siehe Dokument B3 02 des Einreichoperats):

Stromanschlüsse	
Einphasig (Maschinenhaus)	230 V (16 A) (Standard)
	110 V (16 A) (Option)
Einphasig (Turmplattformen)	230 V (16 A) (Standard)
	110 V (16 A) (Option)
Dreiphasig (Maschinenhaus)	3 x 400 V (16 A)

Tab 33: Stromanschlüsse in der Windkraftanlage Vestas V172-7.2 MW [Quelle: Vestas]

### Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)

Um die Betriebssicherheit der Windkraftanlage und die Sicherheit des Betriebspersonals jederzeit gewährleisten zu können, ist die Windkraftanlage Vestas V172-7.2 MW mit drei unterbrechungsfreien Stromversorgungssystemen ausgestattet:

- 230-VAC-USV als Reservespannungsversorgung für das Maschinenhaus und die Nabensteuerungssysteme mit einer Backup-Zeit von bis zu 30 Minuten.
- 230-VAC-USV als Reservespannungsversorgung für die Innenbeleuchtung im Turm, Maschinenhaus und in der Nabe mit einer Backup-Zeit von 60 Minuten.
- 24-VDC-USV als Reservespannungsversorgung für die Steuerungssysteme im Turmfuß mit einer Backup-Zeit von bis zu 30 Minuten und für das RtoP-System<sup>6</sup> mit einer Backup-Zeit von 7 Tagen. Die Steuerungssysteme umfassen die Windenergieanlagensteuerung (VMP8000), die Mittelspannungsschaltanlagen-Funktionen sowie die Fernüberwachungssysteme.

Die zentrale Notstromversorgungsanlage ist im Steuerschrank des Turmfußes untergebracht. Der modulare Aufbau der Batteriesysteme erlaubt eine bedarfsorientierte Erweiterung der Backup-Dauer für die zu versorgenden Systeme.

### 12.8 Brandschutz und mögliche Brandlasten

Grundsätzlich geht von Windkraftanlagen aufgrund der Beschaffenheit der verwendeten Materialien eine geringe Brandgefahr aus. Sämtliche tragenden Teile des Maschinenhauses der Anlage Vestas V172-7.2 MW und der Turm der Windkraftanlage sind aus Stahl bzw. Gusseisen sowie Stahlbeton gefertigt. Die im Maschinenhaus befindlichen mechanischen Komponenten (Nabe, Hauptwelle, Hauptlager, Getriebe, Bremse, Hydraulikanlagen, Kühl- und Klimaanlage...) sind aus unterschiedlichen Metallen gefertigt und können aufgrund der in diesen Teilen eingesetzten Öle, Schmierstoffe und Kühlflüssigkeiten gemäß DIN 4102-1:1998 als „nicht brennbar mit Anteilen von brennbaren Baustoffen“ (Baustoffklasse A2) eingestuft werden. Die im Maschinenhaus und im Turmfuß befindlichen elektrische Komponenten (Generator, Umrichter, Schaltschränke, Transformator, Schaltanlage...) sind aus metallischen Baustoffen und Kunststoffen gefertigt und ebenfalls der Baustoffklasse A2 zuzuordnen.

Teile der elektrischen Ausstattung (Kabelisolierungen, einzelne Maschinenbestandteile aus Kunststoffen...) sind der Kategorie „normal entflammbar“ (Baustoffklasse B2) zuzuordnen. Das 30 kV-Trossenkabel zwischen dem Transformator im Maschinenhaus und der Schaltanlage im Turmfuß ist nach IEC 60332-1-2:2004 auf Brandverhalten geprüft und kann als flammwidrig und selbstverlöschend eingestuft werden. Flammwidrig (selbstverlöschend) werden Kabel bezeichnet, die zwar durch eine Zündflamme gemäß der Prüfanordnung nach IEC 60332-1-1:2017 zum Brennen gebracht werden können, deren Brand sich aber beim Einzelkabel nur wenig über den Brandbereich hinaus ausbreitet und nach Entfernen der Zündflamme von selbst erlöscht. Aufgrund des schwer entflammbaren Kabelmantels und der Materialeigenschaften kann das Trossenkabel in die Kategorie „schwer entflammbar“ (Baustoffklasse B1) eingeordnet werden.

---

<sup>6</sup> Das optionale RtoP-System (Ready-to-Protect-System) stellt sicher, dass das Brandmeldesystem einen Zwischenfall während der Inbetriebnahme der Windenergieanlage feststellen kann, bevor die Schaltanlage verbunden ist. Die RtoP-Funktion ist ein integraler Bestandteil der Steuerung der Windenergieanlage und der Mittelspannungsschaltanlage. Diese Funktion verhindert, dass die Anlage mit Strom versorgt wird, bevor das gesamte Schutzsystem der Mittelspannungsanlage betriebsbereit ist.

Beim Transformator im abgetrennten Bereich des Seitenraums der Maschinengondel handelt es sich um einen in Isolierflüssigkeit getauchten und versiegelten Transformator, der der Baustoffklasse B1 zugeordnet werden kann. Die IEC 60076-14:2013 für flüssigkeitsgefüllte Leistungstransformatoren sieht aufgrund des hohen Flammpunktes von  $> 300^{\circ}\text{C}$  des als Isolationsmedium eingesetzten synthetischen bzw. natürlichen Esters keine speziellen Prüfungen in Bezug auf die Brandklasse der Einsatzumgebung vor. Um ein unkontrolliertes Ausfließen des Esters bei Leckagen zu verhindern, befinden sich im unteren Bereich der des Maschinenhauses Auffangwannen, welche austretende Flüssigkeiten auffangen. Die Auffangwannen bestehen aus Stahl und fassen ein Volumen von rund 5.560 Litern. Der Kühlkreislauf des Transformators fasst rund 3.500 Liter. Um Leckagen frühzeitig zu erkennen, wird der Kühlkreislauf zusätzlich mittels Druck- und Füllstandscharter überwacht. Der Transformator ist als schwer entflammbar und selbstverlöschend zu klassifizieren und ist somit für den Einsatz in Umgebungen der Brandklasse F1 geeignet, sofern in unmittelbarer Nähe eine automatische Branderkennungs- und -meldeanlage installiert ist, die eine netzseitige Trennung auslöst und einen entsprechenden Alarm ausgibt. Transformatoren für den Einsatz in Umgebungen Brandklasse F1 gelten aufgrund ihrer schweren Brennbarkeit nicht als gefährliche Brandlast und müssen nicht durch die Schaffung von Brandabschnitten von anderen Bauteilen getrennt werden. Jedoch muss in Bezug auf Löschmaßnahmen bei bereits entstandenen Bränden auf eine Begrenzung der Brandgefahr geachtet und die Abgabe von giftigen Stoffen und sichtbehinderndem Rauch auf ein Mindestmaß herabgesetzt werden.

Die eingesetzten Hydraulik- und Schmieröle sind nach DIN 4102-1:1998 als „leicht entflammbar“ (Baustoffklasse B3) zu kategorisieren. Aufgrund der geschlossenen und kompakten Bauweise des Triebstrangs/Generators wird ein beginnendes Feuer jedoch bereits durch die begrenzte Menge an Luft (Sauerstoff) eingedämmt. Die für Getriebe, Hydraulikanlagen, Generator und Umrichter verwendeten Kühlflüssigkeiten können als nicht brennbar eingestuft werden.

Weiterführende Informationen zu Brandschutz und Brandlasten sind in den Dokumenten C3 12 und C3 13 des Einreichoperats zu finden.

## 12.9 Schutzvorkehrungen zur Brandvermeidung

Die Windkraftanlage Vestas V172-7.2 MW ist standardmäßig bzw. optional mit folgenden Schutzvorkehrungen zur Vermeidung von Bränden ausgerüstet:

### **Blitzschutzsystem**

Als exponierteste Bauteile der Windkraftanlage sind die Rotorblätter sowie der Tragrahmen für die Windmessgeräte und die Luftsicherheitsbefehrerung auf der Gondel mit einem Blitzschutzsystem ausgestattet, welches Blitzeinschläge schadlos über den Turm in das Erdungssystem ableitet und somit eine Überhitzung und ggf. Entzündung dieser Anlagenteile weitgehend verhindert (vgl. Dokument C3 02 des Einreichoperats).

## Brandüberwachung

Die Windkraftanlage Vestas V172-7.2 MW wird in jenen Bereichen, bei denen eine hohe Entzündungswahrscheinlichkeit besteht, mit diversen Wärme-, Rauch- und Lichtbogensensoren überwacht.

- **Lichtbogensensoren**

Die Windkraftanlage ist mit Lichtbogendetektoren ausgestattet, die sich im Transformatorraum sowie dem Umrichterschrank befinden. Das Lichtbogen-Nachweissystem ist in die Anlagensteuerung eingebunden und sorgt dafür, dass die Windkraftanlage unmittelbar nach Detektion eines Lichtbogens über die Mittelspannungs-Schaltanlage vom Netz getrennt und stromfrei geschaltet wird.

- **Rauch- und Wärmemelder**

Die Rauch- und Wärmemeldeanlage überwacht alle wichtigen Teilsysteme der Windkraftanlage im Maschinenhaus auf übermäßige Wärmeentwicklung und Rauch. Zur Meldeanlage gehören optische Rauchsensoren und Thermistor-Temperatursensoren. Diese Sensoren sind im Maschinenhausraum, im Transformatorraum, im Maschinenhaus-Schaltschrank sowie im Umrichterschrank angeordnet. Zusätzlich ist ein Sensor im Bereich der Schaltanlage im Turmfuß installiert. Die Temperatur- und Wärmesensoren überwachen somit die gefährdeten Anlagenteile und sind in die Anlagensteuerung eingebunden.

## Branderkennung und -meldung

Der Betrieb der Windkraftanlage wird im Zusammenspiel zwischen den Rauch- und Temperatursensoren und unter Einbindung der Signale der Lichtbogensensoren kontinuierlich überwacht. Bei Erkennung eines Lichtbogens wird die Anlage in weniger als 100 Millisekunden abgeschaltet und vom Netz getrennt. Dadurch kann die von einem Lichtbogen ab einer Dauer von 100 Millisekunden ausgehende Feuergefahr unterbunden werden. Die Signale der Rauch- und Wärmesensoren werden nach einem definierten Algorithmus kombiniert und ausgewertet. Unmittelbar nach Erkennung von Wärme oder Rauch werden zunächst Vorwarnungen an die Anlagensteuerung abgegeben und bei Bedarf werden Teilsysteme der Windkraftanlage abgeschaltet. Erst bei Erreichen einer vordefinierten Störungserkennung wird die automatische Abschaltung der Windkraftanlage eingeleitet. Im Fall eines detektierten Lichtbogen- oder Brandalarms wird die Windkraftanlage durch Öffnen des Leistungsschalters in der SF<sub>6</sub>-Schaltanlage im Turmfuß vom Mittelspannungsnetz getrennt und somit stromfrei geschaltet. Gleichzeitig ertönt innerhalb der Anlage ein akustisches Warnsignal und über das SCADA System wird eine Störungsmeldung zur Betriebsüberwachungszentrale gesendet. Das Brandmeldesystem ist an die Backup-Stromversorgung der Windkraftanlage angeschlossen und arbeitet auch nach einer Netzentkopplung der Windkraftanlage.

Weitere Informationen zur Branderkennung und -meldung sind im Dokument C3 11 des Einreichoperats angeführt.

## Feuerlöschsystem

Die Windkraftanlage ist mit einer automatischen Feuerlöscheinrichtung (Vestas Bezeichnung „FSS - fire suppression system“) ausgestattet. Das fix installiertes System wird im Falle einer Rauchdetektion elektrisch aktiviert, indem das Flaschenventil automatisch durch den Aktuator geöffnet wird und das Löschmittel (3M Novec 1230) folglich über das installierte Rohrsystem in den vom Brand betroffenen Raum oder Bauteil eingebracht wird. Vor Auslösung gibt der Druckschalter, welcher an allen Druckzylindern angebracht ist, ein Signal an die Steuerung der WKA um einen Alarm der Feuerlöscheinrichtung zu setzen.

Die Gefahrenzonen gliedern sich wie folgt:

- Maschinenhaussteuerung (Nacelle Controller) Schaltschränke
- Umrichter (Converter) Schaltschränke
- Trafo-Bereich

Das Brandschutzkonzept sieht eine individuelle Branderkennung vor, daher soll die automatische Feuerlöscheinrichtung den Brand punktuell im Bereich der Entstehung bekämpfen und dadurch ein Übergreifen auf weitere Komponenten verhindern.

Weitere Informationen zum Feuerlöschsystem sind im Dokument C3 14 des Einreichoperats angeführt.

## 12.10 Schutzvorkehrungen bei Wartungsarbeiten

Der Turm und das Maschinenhaus werden mehrmals im Jahr von geschulten Monteuren für Service- und Wartungszwecke bestiegen. Die Anlage darf nur nach deren Abschaltung bestiegen werden und es muss die Fernüberwachung manuell deaktiviert sein, um zu gewährleisten, dass die Anlage nicht durch Dritte in Betrieb genommen werden kann. Vor dem Betreten der Windenergieanlage muss zunächst der ordnungsgemäße Betriebszustand der Anlage selbst, insbesondere aber der Schaltanlage erfolgen. Insbesondere bezieht sich dies auf den Zustand der SF<sub>6</sub>-Gas-Befüllung. Dafür wird zunächst am Schaltschrank die Kontrollleuchte überprüft. Die grüne Betriebsanzeige (Leuchte) signalisiert den ordnungsgemäßen Zustand der Schaltanlage, es sind grundsätzlich keine SF<sub>6</sub>-Leckagen vorhanden.

Der Einstieg in den Turm erfolgt über eine Tür in Höhe der Fundamentüberdeckung. Beim Betreten der WEA ist die Turmbeleuchtung einzuschalten. Nunmehr ist die Anlage in den Betriebsmodus 4 zu versetzen. Die WEA stoppt, fährt automatisch in den Betriebszustand PAUSE. Die Außentüre ist geöffnet und arretiert zu lassen um eine ausreichende Belüftung der Eingangsplattform zu gewährleisten. Ein unbefugter Zutritt von Personen zur WEA wird über die zweite Person im Eingangsbereich verhindert. Halten sich beide Servicemonteure zu Wartungs- bzw. Reparaturarbeiten im oberen Bereich der WEA auf, so wird eine kontinuierliche Belüftung des unteren Turmbereiches während der Wartungsarbeiten durch die Belüftungsschlitze in der Eingangstür der WEA gewährleistet, die vor einem Besteigen der WEA verschlossen werden muss, damit ein Betreten durch unbefugte Personen verhindert wird. Durch das verbaute Panikschloss besteht dennoch jederzeit die Möglichkeit die Tür von innen zu öffnen.

Der Zugang zur oberen Plattform erfolgt über eine Leiter mit Ruhepodesten oder den Serviceaufzug. Der Zugang zum Maschinenhaus erfolgt von der oberen Plattform aus über eine Leiter. Der Transformatorraum befindet sich innerhalb des Maschinenhauses in einem abgeschlossenen Raum.

Das Wartungspersonal muss beim Betreten des Maschinenhauses die persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz benützen, damit im Fluchtfall sowohl die Absturzsicherheit als auch das schnelle Herunterklettern gewährleistet ist. Im Fall der Verrauchung des Turmes steht dem Servicepersonal die im Maschinenhaus vorhandene Rettungsausrüstung zum Abseilen im Außenbereich der Anlage zur Verfügung. Als Ausgänge aus dem Maschinenhaus können die Kranluke, eine Öffnung im Dach des Maschinenhauses sowie die öffenbare Spinnernase genutzt werden.

Zum Schutz des Servicepersonals im Fall von unvorhergesehenen Anlagenstörungen stehen verschiedene NOT-Stopp-Taster und ein steuerungsgekoppeltes Brandmeldesystem mit akustischem Warnsignal zur Verfügung.

### **Löschhilfen für das Servicepersonal**

Laut Beschreibung der Brandschutzvorkehrungen (vgl. Dokument *C3 21* des Einreichoperats) sind für die Sofortbekämpfung von Bränden im Maschinenhaus ein Handfeuerlöschgerät (5-6 kg CO<sub>2</sub> oder vergleichbares Gerät), eine Feuerlöschdecke und ein Erste-Hilfe-Kasten bereitgestellt. Im Turmfuß befinden sich ein weiteres Handfeuerlöschgerät und eine Feuerlöschdecke.

Nähere Informationen zu Schutzvorkehrungen bei Wartungsarbeiten sind in den Dokumenten *C3 11*, *C3 12* und *C3 31* des Einreichoperats zu finden.

### **12.11 Maßnahmen zur Erlangung der Ausnahmegewilligung nach § 11 ETG 1992**

In den gegenständlich geplanten Anlagentypen ist der Transformator im Maschinenhaus positioniert, das Mittelspannungskabel verläuft im Turm und die MS-Schaltanlage ist im Turmfuß positioniert. Aufgrund dieser Situierung fallen diese Bereiche unter die in Österreich verbindlich einzuhaltenden Vorschriften OVE Richtlinie R1000-3:2019 Wesentliche Anforderungen an Hochspannungsanlagen.

Der aus der Situierung resultierende Fluchtweg überschreitet die nach OVE Richtlinie R1000-3:2019 maximal zulässige Fluchtweglänge von 20 m. Es sind daher Maßnahmen zur Erlangung einer Ausnahmegewilligung nach § 11 ETG 1992 zu ergreifen.

#### **Maßnahmen zur Erlangung der Ausnahmegewilligung nach § 11 ETG 1992**

Es kommt eine SF<sub>6</sub> Schaltanlage mit erhöhtem Anlagen- und Personenschutz im Falle eines Störlichtbogens zum Einsatz. Zusätzlich sind Störlichtbogenbegrenzer mit Auslöseeinheit im SF<sub>6</sub> Tank und im Kabelanschlussraum vorgesehen. Weiters wird eine Gesamtabschaltzeit im Falle eines Erdschluss- oder Kurzschlussfalls < 180 ms gewährleistet, die eingesetzten Trossenkabel sind selbstverlöschend ausgeführt. Zudem sind organisatorische Maßnahmen zur weiteren Erhöhung der Sicherheit vorgesehen. Zusammenfassend kann davon ausgegangen werden, dass aufgrund der ergriffenen Maßnahmen die elektrotechnische Sicherheit gewährleistet ist.

Weitere Details dazu finden sich im Dokument *B5 01* des Einreichoperats und den darin referenzierten Dokumenten.

### 13. Abbildungsverzeichnis

Abb 1:	Übersichtsplan der von Errichtung und Betrieb des Windparks berührten Gemeinden [Kartenquelle: BEV] .....	9
Abb 2:	Übersichtsplan der von Errichtung und Betrieb der Netzableitung berührten Gemeinden [Kartenquelle: BEV] .....	10
Abb 3:	Flächenwidmungspläne mit Anlagenpositionen und Abständen vom Mittelpunkt der geplanten Windkraftanlagen zu den nächstgelegenen Bauland-Widmungen (rote Bemaßungspfeile) sowie überwiegend für Wohnzwecke genutzten Gebäuden im Grünland (blaue Bemaßungspfeile). [Quelle: Oberösterreich-GIS, Niederösterreich-GIS; Bearbeitung: Energiewerkstatt] .....	11
Abb 4:	Lage zu Schutzgebieten [Quelle: data.gv.at, Kartenquelle: OpenStreetMap, Darstellung: Energiewerkstatt] .....	13
Abb 5:	Lageplan mit Anlagenpositionen und berührten Grundstücken [Kartenquelle: BEV] .....	14
Abb 6:	Ressourcenkarte der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit für 175 m Höhe [Quelle: WAsP] .....	20
Abb 7:	Windrose der langjährig bewerteten Mastwindmessung in 120 m Höhe .....	21
Abb 8:	Zoneneinteilung Erdbebengefährdung in Österreich [Quelle: ZAMG] .....	21
Abb 9:	Darstellung der Windkraftanlage Vestas V172-7.2 MW [Quelle: Vestas, Darstellung: EW] .....	27
Abb 10:	Schematischer Überblick zur Nachtkennzeichnung und Tagesmarkierung der Vestas V172-7.2 MW mit 175 m Nabenhöhe [Quelle: Vestas, Darstellung: Energiewerkstatt] .....	29
Abb 11:	Dauerlinie der Windenergieerzeugung für das geplante Layout am Projektstandort [Quelle: WindPRO] .....	33
Abb 12:	Jahresgang der Windenergieerzeugung für das geplante Layout am Projektstandort [Quelle: WindPRO] .....	33
Abb 13:	Schnittbild des Flachgründungskörpers [Quelle: Vestas] .....	35
Abb 14:	Schema der windparkinternen Verkabelung des Windpark Königswiesen – St. Georgen am Walde [Quelle: e2solution Schitz GmbH, Darstellung: Energiewerkstatt] .....	39
Abb 15:	Künnettenquerschnitt der Netzableitung [Quelle: Megawatt Group GmbH] .....	43
Abb 16:	Skizze der geplanten Route der Sondertransporte zum Windparkgelände [Kartenquelle: BaseMap] .....	47
Abb 17:	Übersicht der geplanten Zuwegung im Windparkgelände [Quelle: KPP Consulting GmbH] .....	49
Abb 18:	Übersicht über den Bedarf an befristeten und dauerhaften Rodungen für Errichtung und Betrieb der Windkraftanlagen des Windparks Königswiesen – St. Georgen am Walde [Quelle: REGIOPLAN Ingenieure Salzburg GmbH] .....	51
Abb 19:	Ablaufplan zur Errichtung des Windparks [Quelle: KPP Consulting / Energiewerkstatt] .....	56
Abb 20:	Löschwasserentnahmestellen (türkis), Löschschlauchwege (blau strichliert) sowie Sicherheitsbereiche um die WKA mit einem Radius von 175 m (rot strichliert). [Kartenquelle: Basemap] .....	72

## 14. Tabellenverzeichnis

Tab 1:	Schutzgebiete und gemeldete Erweiterungsflächen in der Nähe des Projektgebietes [Quelle: DORIS/NÖGIS, Zusammenfassung: Energiewerkstatt].....	12
Tab 2:	Geographische Daten und Windkraftanlagenbezeichnung der geplanten Standorte .....	14
Tab 3:	Abstände zur jeweils nächstgelegenen Nachbaranlage .....	15
Tab 4:	Lufttemperaturwerte der ZAMG für die Station Freistadt .....	18
Tab 5:	Windpark Königswiesen – Windverhältnisse am Anlagenstandort .....	20
Tab 6:	Höhe der Unterkanten der jeweiligen Schichtenkomplexe [Quelle: GEOTEST GmbH].....	22
Tab 7:	Charakteristischen Bodenkennwerte für den jeweiligen Schichtenkomplex [Quelle: GEOTEST GmbH] .....	23
Tab 8:	Empfohlene Tiefen u. GOK des Bodenaustauschs für die einzelnen WKA-Standorte [Quelle: GEO TEST GmbH] .....	23
Tab 9:	Kenndaten der Windkraftanlage Vestas V172-7.2 MW [Quelle: Vestas] .....	26
Tab 10:	Grenzwerte laut Zertifizierung der Windkraftanlage nach DiBt Richtlinie .....	31
Tab 11:	Übersichtstabelle zur Windzoneneignung mit den Bewertungsergebnissen.....	32
Tab 12:	Verlustabschätzung und Netto-Ertragsprognose des geplanten Layouts am Projektstandort. ....	34
Tab 13:	Schallleistungspegel der Windkraftanlage Vestas V172-7.2 MW NH 175 m [Quelle: Vestas].....	36
Tab 14:	Elektrotechnische Komponenten der Windkraftanlage Vestas V172-7.2 MW [Quelle: Vestas] .....	37
Tab 15:	Leitungslängen und Kabeltypen des neu zu errichtenden 30-kV-Windparknetzes .....	40
Tab 16:	Variantenvergleich im Zuge der Alternativenprüfung zur Konzeption der Netzableitung, siehe dazu Dokumente <i>B4 13 bis 16</i> des Einreichoperats. Für die Berechnung des Barwerts der jährlichen Einsparungen wurden Einnahmen auf Basis eines Einspeisetarifs in Höhe eines anzulegenden Wertes von 90 EUR/MWh im Rahmen der EAG-Marktprämienverordnung zugrunde gelegt und mit 6% über eine Laufzeit von 20 Jahren abgezinst. ....	45
Tab 17:	Flächenbedarf des Vorhabens aufgeschlüsselt nach temporärer und dauerhafter Beanspruchung.....	50
Tab 18:	Materialmengen Verkabelung, Wegebau, Kranstellflächen, Montageflächen und Fundamente [Quelle: KPP Consulting GmbH] .....	57
Tab 19:	Abfallmengen im Zuge der Erd- und Tiefbauarbeiten im Bereich des Windparks [Quelle: KPP Consulting GmbH] .....	58
Tab 20:	Abfallmengen im Zuge der Verlegung der Netzableitung [Quelle: Megawatt Group GmbH] .....	58
Tab 21:	Art und Menge anfallender Reststoffe im Zuge der Errichtung der Windkraftanlagen [Quelle: Vestas] .....	59
Tab 22:	Transportkapazitäten [Quelle: KPP Consulting GmbH] .....	60
Tab 23:	Gesamtverkehrsaufkommen [Quelle: KPP Consulting GmbH / Energiewerkstatt] .....	61
Tab 24:	Verkehrsaufkommen entlang der Transportroute [Quelle: ASFINAG / NÖ Landesregierung] .....	62
Tab 25:	Volllaststunden der eingesetzten Baumaschinen nach Bauphasen [Quelle: KPP Consulting GmbH / Energiewerkstatt].....	64
Tab 26:	Emissionsfaktoren der eingesetzten Fahrzeugkategorien [Quelle: Umweltbundesamt GmbH / EU-Kommission] .....	65
Tab 27:	Luftschadstoffemissionen der eingesetzten Fahrzeugkategorien [Quelle: Energiewerkstatt] .....	66
Tab 28:	Art und Menge anfallender Abfälle in der Betriebsphase [Quelle: Vestas].....	67
Tab 29:	Darstellung der Fahrten in der Betriebsphase [Quelle: Energiewerkstatt] .....	68
Tab 30:	Emissionsfaktoren der eingesetzten Fahrzeugkategorien [Quelle: Umweltbundesamt GmbH] .....	68
Tab 31:	Darstellung der Fahrten und der Emissionen in der Betriebsphase [Quelle: Energiewerkstatt] .....	69
Tab 32:	Parameter für den Ein- und Abschaltprozess der Windkraftanlage [Quelle: Vestas] .....	73
Tab 33:	Stromanschlüsse in der Windkraftanlage Vestas V172-7.2 MW [Quelle: Vestas] .....	77