New Energy Scout GmbH
Neuwiesenstrasse 95
CH-8400 Winterthur
Tel. +41 52 728 92 70
Fax +41 52 728 92 71
info@newenergyscout.com
www.newenergyscout.com

Windpotentialstudie

Kanton Thurgau

Teil 2:

Standortbeurteilung

im Auftrag des Kantons Thurgau

Departement für Inneres und Volkswirtschaft, Abt. Energie

10.09.2014

Auftraggeber:

Kanton Thurgau

Departement für Inneres und Volkswirtschaft

Abteilung Energie

Verwaltungsgebäude Promenadenstrasse 8

8510 Frauenfeld

Auftragnehmer:

New Energy Scout GmbH

Neuwiesenstrasse 95

CH- 8400 Winterthur

Erstellt von:	Michael Altherr
Geprüft von:	Auftraggeber
Projektnummer:	KTG0001
Bericht Nr.:	14-0015
Version:	03
Datum:	10.09.2014
Dokumentenname:	Windpotential-TG_Teil-2_2014-09-10_v3.docx

Inhalt

INHALT 3

1 ZUSAMMENFASSUNG 4

2 GLOSSAR 6

3 METHODIK 7

3.1 Übersicht 7
3.2 Einsetzbare Technologien (in Bezug auf den Typ der Windenergieanlage) 7
3.3 Windparklayout als Grundlage der Potentialanalyse 8
3.4 Energieertragsabschätzung 9
3.5 Logistik 9
3.6 Wirtschaftlichkeit 12
3.7 Landschaftsverträglichkeit und Flora/Fauna 14
3.8 Gesellschaftliche Aspekte 18

4 RESULTATE 23

4.1 Übersicht Windpotentialgebiete 23
4.2 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 1: Salen-Reutenen 24
4.3 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 2: Thundorf 34
4.4 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 3: Eschlikon/Littenheid 44
4.5 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 4: Braunau/Wuppenau 55
4.6 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 5: Ottenberg 66
4.7 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 6: Rodebärg 76
4.8 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 7: Cholfirst 85
4.9 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 8: Bichelsee/Fischingen 94

5 FAZIT 106

5.1 Windenergiepotential von Grosswindanlagen 106
5.2 Windenergiepotential von Kleinwindanlagen 108

6 LITERATURVERZEICHNIS 109

1 Zusammenfassung

In diesem 2. Teil der Windpotentialstudie Kanton Thurgau werden die im 1. Teil ausgeschiedenen Windpotentialgebiete dokumentiert und qualitativ bewertet. Windpotentialgebiete ausserhalb von BLN-Gebieten zeichnen sich dadurch aus, dass sie gute Windverhältnisse aufweisen und keine BLN-Gebiete tangieren. Windpotentialgebiete innerhalb von BLN-Gebieten weisen ebenfalls gute Windverhältnisse auf. Sie liegen jedoch teilweise oder vollständig in einem BLN-Gebiet.

Ein Windparklayout mit einem auf die Standortbegebenheiten zugeschnittenen Windenergieanlagentyp bildet die Grundlage für die Beurteilung jedes Potentialgebietes. Jeder potentielle Standort für eine Windenergieanlage ist vor Ort inspiziert worden, auch um die Möglichkeiten des Transportes der Turbinenkomponenten abschätzen zu können. Standorte, zu denen ein Transport nicht möglich oder zu aufwändig ist oder an denen das Gelände zu steil ist oder zu wenig Platz bietet, sind nachträglich gestrichen worden.

Mit den resultierenden Windparklayouts ist anhand der berechneten Windressourcen aus Teil 1 der Studie der jeweilige Energieertrag abgeschätzt worden. Dieser wiederum ist zusammen mit den Massnahmen für den Transport und den Netzanschluss der Turbinen (Logistik) in die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit eingeflossen. Eine Erschliessung ist bei den vorgeschlagenen Standorten überall mit unterschiedlichem Aufwand möglich.

Für die Beurteilung der Landschaftsverträglichkeit ist für jedes Potentialgebiet separat eine Sichtbarkeitsberechnung durchgeführt worden. Daraufhin sind die Potentialgebiete ausserhalb von BLN-Gebieten zusammen mit Vertretern der Abteilung Natur und Landschaft und des Forstamtes des Kantons Thurgau sowie dem Auftraggeber begangen worden, um die Vereinbarkeit von Windenergieanlagen mit den Zielsetzungen des Landschafts- und Waldschutzes zu beurteilen. Zudem ist anhand von Konfliktpotentialkarten der Vogelwarte Sempach der mögliche Einfluss der Windenergieanlagen auf die Vögel beurteilt worden. Ein Vermerk zur Lage von Wildtierkorridoren bildet den Abschluss dieses Kapitels.

Schattenwurf und Lärm von Windenergieanlagen ausgehend, sind weitere qualitative Beurteilungskriterien. Bei jedem Potentialgebiet wird darauf hingewiesen, wo es zu Konflikten mit dem Lärmschutz kommen könnte resp. wo die allgemein anerkannten Richtlinien des Bundes zum Schattenwurf von Windenergieanlagen verletzt werden könnten.

Eine zusammenfassende Beurteilung jedes Potentialgebietes ist jeweils zu Beginn der Standortdokumentation aufgeführt.

Kernaussage dieser Studie ist die Quantifizierung des Windenergiepotentials (nur mit Grosswindanlagen) im Kanton Thurgau. Werden nur die Standorte ausserhalb von BLN-Gebieten betrachtet, ist mit einem Potential von rund 90 MW oder ca. 145 GWh zu rechnen. Zusammen mit

den Standorten innerhalb von BLN-Gebieten erhöht sich das Potential auf rund 140 MW resp. 230 GWh. Im Vergleich zum Potential von Kleinwindanlagen ist dasjenige von Grosswindanlagen um ein Vielfaches grösser. Abschätzungen aus dem Jahre 2004 kommen auf ein Kleinwindpotential von maximal 2 GWh.

Die Stromgestehungskosten liegen unter den gegebenen Annahmen bei sämtlichen Potentialgebieten zwischen 17.8 Rp./kWh und 20.6 Rp./kWh.

2 Glossar

BLN: Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung

IEC-Windklassen: Zur Messung und Klassifizierung der Windgeschwindigkeit wird in der Windenergiebranche überwiegend die internationale Klassifikation der IEC-Windklassen verwendet, womit auch eine energetische Beschreibung des Standorts einer Windenergieanlage verbunden ist. Die IEC-Windklassen werden in vier Kategorien unterteilt, wobei die IEC-Windklasse IV diejenige mit der geringsten Windgeschwindigkeit ist, die IEC-Windklasse I beschreibt dagegen die Kategorie mit der höchsten Windgeschwindigkeit. Die Abkürzung IEC steht dabei für „International Electrotechnical Commission" (Internationale Elektrotechnische Kommission), die mit der Einführung der IEC-Windklassen quasi einen normenähnlichen und international gebräuchlichen Standard definiert hat.

ISOWA: Inventar schützenswerter Objekte im Wald

Kostendeckende Einspeisevergütung KEV: Die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) ist ein Instrument des Bundes, welches zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien eingesetzt wird. Die KEV deckt die Differenz zwischen Produktion und Marktpreis und garantiert den Produzentinnen und Produzenten von erneuerbarem Strom einen Preis, der ihren Produktionskosten entspricht.

RWP: Regionaler Waldplan

Wake-Effekt: Windenergieanlagen erzeugen Turbulenzen, die sich negativ auf die dahinter gelegenen Anlagen auswirken können (geringere Energieausbeute und auf Dauer höhere Wartungs- und Reparaturkosten).

3 Methodik

3.1 Übersicht

Die folgende Tabelle zeigt, nach welchen Kriterien die Windpotentialgebiete qualitativ beurteilt worden sind. Das Thema Landschaft und Wald ist für die Windpotentialgebiete ausserhalb von BLN-Gebieten ausführlicher behandelt worden als für diejenigen innerhalb von BLN-Gebieten.

Beurteilungskriterium	**Windpotentialgebiete**	
	Ausserhalb BLN-Gebiet	**Innerhalb BLN-Gebiet**
Einsetzbare Technologien (in Bezug auf den Typ der Windenergieanlage)	**X**	**X**
Windparklayout als Grundlage der Potentialanalyse	**X**	**X**
Energieertragsabschätzung	**X**	**X**
Logistik (Transport, Strassenbau, Netzanschluss)	**X**	**X**
Wirtschaftlichkeit	**X**	**X**
Landschaftsverträglichkeit		
Sichtbarkeit	**X**	**X**
Landschaft und Wald *	**X**	**(X)**
Brutvögel	**X**	**X**
Zugvögel	**X**	**X**
Gesellschaftliche Aspekte (Schattenwurf, Lärm)	**X**	**X**

**Standorte ausserhalb von BLN-Gebieten sind zusammen mit der Abteilung Natur und Landschaft und dem Forstamt begangen und beurteilt worden. Standorte innerhalb von BLN-Gebieten sind nur durch den Auftragnehmer begangen und beurteilt worden mit Ergänzung je einer schriftlichen Stellungnahme der beiden kantonalen Stellen.*

Tabelle 1: Übersicht der qualitativen Beurteilungskriterien.

3.2 Einsetzbare Technologien (in Bezug auf den Typ der Windenergieanlage)

Jedem Standort wird ein Windenergieanlagentyp zugrunde gelegt, welcher in Bezug auf die Logistik (Transport), die Windverhältnisse und andere regionale Bedingungen (Topografie, Bewuchs, Besiedlung etc.) als sinnvoll erscheint.

Es wird darauf hingewiesen, dass der gewählte Anlagentyp rein exemplarischer Natur ist und es keine expliziten Präferenzen für den jeweiligen Typ gibt. Ein Anlagentyp eines anderen Herstellers, welcher die Bedingungen erfüllt, ist ebenfalls denkbar. Auch die Wahl der Nabenhöhe hängt neben den diskutierten Parametern Wind, Sichtbarkeit, Schattenwurf von weiteren Fak-

toren ab wie z.B. Aktivität von Vögeln und Fledermäusen, Vereinbarkeit mit Flugsicherungsanlagen oder Akzeptanz in der Bevölkerung (Aufzählung nicht abschliessend).

3.3 Windparklayout als Grundlage der Potentialanalyse

Ausgehend vom gewählten Windenergieanlagentyp wird ein sogenanntes Windparklayout, d.h. eine Anordnung der Windenergieanlagen zu einem Windpark, erstellt. Die Windparklayouts beinhalten dabei eine maximal mögliche Anzahl Windenergieanlagen. Bei der Weiterentwicklung zu einem konkreten Windenergieprojekt müssen diverse weitere Kriterien erfüllt werden, was zum Streichen der einen oder anderen Turbine führen wird. Es ist deshalb sehr unwahrscheinlich, dass sämtliche Turbinen der hier präsentierten Windparklayouts zur Errichtung kommen. Bei der Erstellung der Windparklayouts werden die folgenden Bedingungen zugrundegelegt:

- Die Windenergieanlagen werden nur an Standorten mit einer minimalen Windgeschwindigkeit von 4.6 m/s auf 100 m über Boden platziert (entspricht einer Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe 120 m von knapp unter 5 m/s). Geringfügige Abweichungen können durch die Standortoptimierung resp. Verschiebung der Anlagenpositionen, welche mit Vertretern der Begleitgruppe vor Ort durchgeführt worden ist, entstehen.
- Das Windparklayout basiert auf der ersten Windressourcenkarte, welche im Rahmen des Zwischenberichts dieser Studie erstellt worden ist. Die für diesen Schlussbericht erstellte finale Windressourcenkarte, welche mit Windmessungen in der Region aktualisiert und verfeinert worden ist, zeigt in einigen Regionen leicht bessere Windverhältnisse als ursprünglich berechnet. Das erstellte Windparklayout könnte aus technisch-wirtschaftlicher Sicht deshalb punktuell mit weiteren Standorten ergänzt werden. Nachgelagerte Prozesse wie Energieertragsabschätzung, Berechnung der Wirtschaftlichkeit oder die Landschaftsverträglichkeit müssten daher neu beurteilt werden.
- Mögliche Standorte auf freiem Feld sind solchen im Wald vorgezogen worden. Wo dies im Einzelfall nicht zutrifft, ist dies mit Vertretern der Begleitgruppe vor Ort so besprochen worden.
- Die Abstände zwischen den Windenergieanlagen sind abhängig von der Verwirbelung der Luftströmungen, welche die Rotoren auf der windabgewandten Seite erzeugen. Als Planungsgrundlage wird in Gebieten wie dem Kanton Thurgau normalerweise von einem Minimalabstand von 5-mal dem Rotordurchmesser in angenommener Hauptwindrichtung und 3.5-mal Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung ausgegangen (bei einem Rotordurchmesser von z.B. 117 m also 585 m in Haupt- resp. 410 m in Nebenwindrichtung). In Waldgebieten sind diese Abstände im Allgemeinen grösser zu wählen. An-

genommene Hauptwindrichtung ist im gesamten Kanton Thurgau West-Südwest, was auch durch die Windmessungen bestätigt wird.

3.4 Energieertragsabschätzung

Die Energieertragsberechnung für die erstellten Windparklayouts ist mit der professionellen Planungssoftware für Windparks (WindPro 2.9) durchgeführt worden. Die Berechnungsbasis bilden das digitale Höhenmodell, das Rauhigkeitsmodell sowie die der Windressourcenkarte des Kantons Thurgau zugrunde liegenden Windstatistiken. Die Windstatistiken sind bei jedem Windpotentialgebiet distanzabhängig gewichtet worden.

Die Energieertragsberechnung mit WindPro erlaubt die Berücksichtigung der Beeinflussung der Windenergieanlagen untereinander (sog. Wake-Effekt). Nebst diesen Wake-Verlusten müssen üblicherweise diverse weitere Energieverluste, welche projektspezifisch sehr unterschiedlich zusammengesetzt sein können, vom Brutto-Energieertrag abgezogen werden. Solche Verluste können sein (Aufzählung nicht abschliessend):

- Kabel- und Transformatorverluste
- Verluste infolge Wartungsarbeiten
- Abschaltung der Anlagen infolge zu viel Schattenwurf, Vogelzug, Fledermausaktivitäten oder Eisansatz an den Rotorblättern
- Nächtliche Drosselung der Anlagenleistung infolge Überschreitung der Lärmschutzgrenzwerte
- etc.

Solche Verluste werden in dieser Studie für jedes Windpotentialgebiet pauschal mit 10 % abgeschlagen.

3.5 Logistik

<u>Transport, Strassenbau</u>

Für jedes Windpotentialgebiet ist eine mögliche Zufahrtsroute grob vor Ort inspiziert worden. Mögliche Zufahrtsroute bedeutet, dass es entlang der Route keine Passagen gibt, z.B. Tunnels oder enge Ortsdurchfahrten, welche eine Durchfahrt mit den Transportfahrzeugen verunmöglichen. Dies schliesst aber nicht aus, dass gewisse Strassenabschnitte ausgebaut resp. verbreitert werden müssen. Auch ist es üblich, dass für den Transport Hindernisse wie Verkehrsschilder oder Leitplanken temporär demontiert und unmittelbar danach wieder montiert werden. Bei engen Kurven oder Kreuzungen werden häufig temporär Stahlplatten verlegt, um einen Ausbau zu vermeiden.

Herkömmliche Transporte der grossen Anlagekomponenten wie Turmelemente, Gondel oder Rotorblätter werden hauptsächlich mittels Kesselbrücken, Flachbettbrücken oder Semi-Trailern durchgeführt. Diese Fahrzeuge erfordern breite Fahrbahnen (ca. 4 m auf gerader Strecke und bis zu 7 m in Kurven) resp. seitliche Hindernisfreiheit v.a. in Kurvenbereichen. Zudem muss die Strasse sehr eben sein, gerade wenn mit Kessel- oder Flachbettbrücken operiert wird. Für Windenergieanlagen, wie sie für den Kanton Thurgau vorgesehen werden könnten, ist mit herkömmlichen Transportfahrzeugen auf gerader Strecke eine Lichtraumhöhe von 4.5-6.0 m (je nach Transporttechnik) und eine Lichtraumbreite von 4.5 m nötig. In Kurvenbereichen kann die Lichtraumbreite deutlich grösser sein.

Abb. 1: Herkömmliche Transportfahrzeuge wie Kesselbrücken (oben links), Flachbettbrücken (oben rechts) und Semi-Trailer (unten); Quelle: Scheuerle.

Für den Transport in komplexem Gelände sind spezielle Fahrzeuge entwickelt worden. Beim Transport der Windenergieanlage Griessee (VS, Schweiz) kamen z.B. eine Transportkombination mit Schwanenhals- und Pendelachsauflieger zum Einsatz. Letztere ist äusserst wendig und kann sich unter minimaler Beanspruchung von zusätzlicher Fläche praktisch um die eigene Achse drehen. Kurvenradien werden weniger rasch zum limitierenden Faktor. Zusätzlich kann die Plattform sowohl vorwärts wie rückwärts operieren und muss eine Kurve nicht ausfahren.

Die Fahrzeuge sind zudem mit einer Breite von 3 m relativ schmal. Es ist einzig zu beachten, dass sich die Radachsen unter der Plattform befinden und so die Gesamthöhe der beladenen Einheit bei Höhenhindernissen (Unterführungen etc.) limitierend sein kann.

Die Rotorflügel können mittels eines Spezialadapters auf den Transportfahrzeugen montiert werden. Dabei sind die Flügel bis zu 60° zur Horizontalen kippbar, um Hindernisse wie Häuser,

Bäume oder Felsen zu umgehen. Zudem kann das Rotorblatt entlang seiner Längsachse um +/- 110° gedreht werden.

Turmteile können z.B. auf die selbstfahrende Plattform montiert werden, womit die Anlagenteile unabhängig von Länge, Grösse oder Gewicht transportierbar sind. Ähnlich dem Adapter für Rotorflügel ist auch ein Adapter für Turmelemente in Entwicklung, welcher die Neigung nach vorn und nach hinten erlauben soll. Vorteile: grössere Wendigkeit und grössere Bodenfreiheit gegenüber herkömmlichen Kesselbrücken oder Flachbrücken. Zudem ist die Ladefläche per Hydraulik höhenverstellbar. Nachteil: Zusatzaufwand durch Umladen von einem Transportgerät auf das andere.

Abb. 2: Spezielle Transportkombination mit Schwanenhals (links) und Selbstfahrer M4 (rechts); Quelle: New Energy Scout.

Dies sind nur einige Beispiele, wohin die Entwicklung der Logistik gehen wird, ohne Anspruch auf Vollständigkeit. Diese Transportkonzepte wurden nicht nur in komplexem, sondern auch in einfachem Gelände angewendet, z.B. für enge Ortsdurchfahrten oder Waldstrecken. Für die Transportinfrastruktur im Kanton Thurgau bedeutet dies Folgendes:

- Die Zufahrtswege müssen weniger breit sein als bei herkömmlichen Transportmethoden, insbesondere in Kurvenbereichen.
- Beidseits der Zufahrtswege muss ein kleinerer Bereich frei von Hindernissen sein.
- Enge Ortsdurchfahrten können (besser) passiert werden.
- Der Einfluss auf die Landschaft ist generell kleiner, insbesondere wird weniger Boden für die Strassenverbreiterung benötigt, zudem können Hindernisse wie z.B. Bäume am Strassenrand umfahren werden.
- Jeder Einzelstandort und jedes Teil der Windenergieanlage erfordert eine Analyse der Transportmöglichkeiten im Einzelfall. Eine sorgfältige Kosten-Nutzen-Analyse ist unerlässlich.
- Eine detailliertere Abklärung der Transportrouten inkl. konkreter Massnahmen zum Ausbau der Wege hin zu den Turbinenstandorten muss im Rahmen einer Transportstudie mit einem Transporteur durchgeführt werden.

- Antransportanalysen respektive Standortevaluationen, welche das Kriterium Zuwegung mit einbeziehen, haben nur eine beschränkte zeitliche Gültigkeit.

Netzanschluss

Unterwerke sind die üblichen Einspeisepunkte für Windparks (mehrere Windenergieanlagen). Die Netzebene, in welche der Windstrom eingespeist wird, hängt von der Anzahl Megawatt Windleistung ab. In der Regel wird in die Netzebenen 3 (Hochspannung 36-220 kV)) oder 5 (Mittelspannung 1-36 kV) eingespeist. Die genauen Anschlusspunkte müssen im Rahmen einer Detailuntersuchung ev. mit einer Netzberechnung durch den Elektrizitätsversorger abgeklärt werden. Deutsche Unterwerke kommen für einen Netzanschluss von Windkraftanlagen auf Schweizer Boden à priori nicht in Frage, da grenzüberschreitende Anschlüsse rechtlich aufwendig sind.

Stromleitungen sind weitere mögliche Einspeisepunkte für Windparks. Bei Einzelanlagen sind wegen der hohen Kosten für die Infrastruktur (v.a. Transformator) nur Stromleitungen der Netzebene 5, also bis zu einer Spannung von 1-36 kV, interessant. Windparks werden eher ans Hochspannungsnetz (Netzebene 3) angeschlossen.

Die Lage von Unterwerken und der Verlauf der Stromleitungen ist anhand der Karte „Mittelspannungsnetz im Kanton Thurgau“, Ausgabe Juni 2011, herausgelesen worden.

3.6 Wirtschaftlichkeit

Bei der Abschätzung der Wirtschaftlichkeit eines Windparks ist es wichtig zu beachten, dass die meisten Eingangsgrössen zum jetzigen Zeitpunkt nur geschätzt werden können und somit die Berechnung als grobe Indikation zu betrachten ist.

Die Wirtschaftlichkeit respektive Rentabilität hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Diese sind zum Teil Standort- und/oder Investorenabhängig. So ist nicht immer die Anlage/der Standort mit dem höchsten Ertrag automatisch die/der wirtschaftlichste.

Ertragsseite

Die Ertragsseite wird im Wesentlichen bestimmt durch:

- Windressourcen
- Anlagentyp, Ausfälle, Netzverluste
- Preis der Vergütung für die produzierte Energie

Ohne Windmessungen direkt am Projektstandort ist die Berechnung der Ertragsseite mit relativ grossen Unsicherheiten verbunden (vgl. Kapitel 3.4). Die im Rahmen dieser Studie modellierte Windressourcenkarte bietet jedoch eine Basis für eine erste Abschätzung.

Seit Anfang 2009 wird in der Schweiz Strom aus Windenergie mit der kostendeckenden Einspeisevergütung KEV gefördert. Der Vergütungssatz wird aufgrund eines Vergleichs mit einer Refe-

renzanlage berechnet. Aktuell gilt eine Anfangsvergütung von 21.5 Rp./kWh (brutto). Dieser Vergütungssatz wird für jede Windenergieanlage 5 Jahre nach Inbetriebnahme überprüft und kann dann je nach effektiver Elektrizitätsproduktion auf 13.5 Rp./kWh abgesenkt werden. Bei sehr windstarken Standorten erfolgt die Absenkung rasch, windschwache Standorte profitieren bis zu 15 Jahre von der erhöhten Anfangsvergütung. (Quelle: Medieninformation des UVEK vom 01.02.2012)

Kostenseite

Die Kostenseite bzw. der *Investitionsaufwand* kann sehr variabel sein. Sie beinhaltet oder ist abhängig von folgenden Faktoren:

- Windenergieanlagen und Fundamentkosten
- Erschliessungs- und Transportkosten (u.a. abhängig von der Länge der auszubauenden Wege, der Transportmittel und der Montageart))
- Netzanschlusskosten (u.a. abhängig von der Kabellänge)
- Planungs- und Genehmigungskosten
- Einzelanlage oder Windpark (bei Einzelanlage höherer Kostenanteil Planung, Erschliessung etc.)
- Ausgleichsmassnahmen
- Kosten der Finanzierung
- Spezielle Konditionen je nach Investor (z.B. Mengenrabatte)

Die Investitionskosten sind in grossem Masse abhängig von den Kosten der Windenergieanlage. Diese sind wiederum abhängig vom Standort, den aktuellen Bedingungen des Herstellers oder des aktuellen Rohstoffpreises für Stahl und generell vom Spiel von Angebot und Nachfrage auf dem Weltmarkt. Pauschal formuliert machen die Kosten der Windenergieanlagen 60-70% der gesamten Investitionskosten aus.

Während der Laufzeit der Windenergieanlagen entstehen *Betriebskosten*, welche ebenfalls je nach Anlagentyp variieren können. Einen grossen Einfluss haben auch die Kreditkosten bei Fremdfinanzierungen. Folgende Faktoren sind zu unterscheiden:

- Service und Unterhalt
- Kosten für Land (Baurechte, Dienstbarkeiten) und Leistungen der Gemeinde
- Versicherungen
- Fremdkapitalkonditionen (Zinssätze, Laufzeiten)
- Technische und kaufmännische Betriebsführung
- Steuern
- Kosten für Telefonanschluss, Werkzeug, Strom, Sicherheit etc.
- Rückstellungen für den Rückbau (falls über die Jahre aufgebaut)

Bei der Berechnung der Gestehungskosten sind allen Windpotentialgebieten die folgenden Finanzierungsbedingungen zugrunde gelegt worden:

- Eigenkapital / Fremdkapital: 20 / 80 %
- Zinssatz Fremdkapital 5 %. Gerechnet mit Annuitätenkredit über die gesamte Laufzeit von 20 Jahren
- Dividende 8 %

3.7 Landschaftsverträglichkeit und Flora/Fauna

Sichtbarkeit

Für jedes Windpotentialgebiet ist mittels der Software WindPro 2.9 eine Sichtbarkeitsberechnung erstellt worden. Dabei wird die Landschaft, bestehend aus dem digitalen Höhenmodell, 10 km um die Windenergieanlagen in ein Raster mit einer Rastergrösse von 25 x 25 m aufgeteilt (10 km ist zusammen mit Vertretern der Begleitgruppe festgelegt worden und repräsentiert ungefähr die Grenze, bei welcher Windenergieanlagen im Fernbereich noch als prägendes Landschaftselement wahrgenommen werden können). Für jeden Rasterpunkt wird berechnet, wie viele Windenergieanlagen von der Mitte des Rasterpunktes aus sichtbar sind. Wald gilt als Sichthindernis von durchschnittlich 30 m Höhe. Die Betrachtungshöhe im Raster beträgt 1.5 m (Augenhöhe).

Als Kriterium der Sichtbarkeit bei den Windenergieanlagen ist die Gondel resp. Nabenhöhe festgelegt worden. Grosse Nabenhöhen wirken in Bezug auf die Sichtbarkeit oder den Schattenwurf eher störend als kleine. In Absprache mit dem Auftraggeber ist deshalb entschieden worden, im dicht besiedelten Mittelland eine mittlere Nabenhöhe von 120 m als Grundlage zu wählen.

Landschaft und Wald

Sämtliche Windenergieanlagenstandorte der Windpotentialgebiete ausserhalb von BLN-Gebieten sind zusammen mit Vertretern der Abteilung Natur und Landschaft und des Forstamtes des Kantons Thurgau sowie dem Auftraggeber begangen worden, um die Vereinbarkeit von Windenergieanlagen mit den Zielsetzungen des Landschafts- und Waldschutzes zu beurteilen. Standorte innerhalb von BLN-Gebieten sind nur durch den Auftragnehmer begangen und beurteilt worden mit Ergänzung je einer schriftlichen Stellungnahme der beiden kantonalen Stellen.

Zusätzliche Bemerkungen zur Landschaft

Windenergieanlagen sind gross und dominant in der Landschaft und ihre Rotoren bewegen sich. Damit ist grundsätzlich klar, dass immer von einem starken Landschaftseingriff ausgegangen werden muss. Eingriffe dieser Intensität sind nach mehreren Bundesgesetzen (RPG, NHG) nur zulässig, wenn ein starkes öffentliches Interesse besteht, diese Anlagen zu bauen. Im Rah-

men der Energiewende und des Ausstiegs aus der Nukleartechnologie ist eine Entwicklung hin zu mehr öffentlichem Interesse der erneuerbaren Energieerzeugung feststellbar. Eine Interessenabwägung ist entsprechend nötig. Der vorliegende Bericht soll helfen, diese Abwägung zu machen.

Wertvolle Landschaften werden entweder mittels Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung (BLN), Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS) resp. Ortsbild- und Umgebungsschutzzonen, Geotop-Inventar des Kantons Thurgau oder mittels kantonalem Richtplan (Gebiete mit Vorrang Landschaft) geschützt. Sämtliche aufgezählten Inventare und Gebiete mit Vorrang Landschaft werden in dieser Studie als Kriterien mit Interessenabwägung behandelt.

Wichtig bei der Beurteilung des Einflusses von Windenergieanlagen auf die Landschaft ist ihre Sichtbarkeit (siehe Abschnitt weiter vorne):

- Sind die Anlagen knapp sichtbar resp. sind nur die Flügel, ist nur die Rotorfläche oder ist die ganze Anlage sichtbar?
- Würde die Turbine dominant wirken oder ist sie durch das Gelände resp. Wald grösstenteils verdeckt oder gegenüber einer Geländekante zurückversetzt?
- Ist die Landschaft relativ unberührt von menschlichen Eingriffen oder ist sie schon geprägt durch Siedlungen, Verkehrsinfrastruktur, Hochspannungsleitungen, Antennen etc.?

All diese Fragen können erst auf Stufe Projekt mittels Animationen und Fotomontagen beantwortet werden. Im Rahmen dieser Studie können lediglich Abschätzungen gemacht werden, zumal die Positionen der Turbinen in dieser Studie nicht fix sind, sondern einen Bereich repräsentieren, in welchem Windenergieanlagen errichtet werden könnten.

<u>Zusätzliche Bemerkungen zum Wald</u>

Wald ist für den Bund (Bundesamt für Umwelt BAFU) seit kurzem kein absolutes Ausschlusskriterium mehr für den Standort von Windenergieanlagen. Windenergieanlagen im Wald setzen eine Rodungsbewilligung voraus; grundsätzlich sind definitive Rodungsflächen andernorts zu ersetzen (Realersatz). Für die Erteilung einer Rodungsbewilligung müssen insbesondere der Bedürfnisnachweis erbracht sein (Feststellung, dass das Bedürfnis an der Windenergieanlage das öffentliche Interesse an einer ungeschmälerten Walderhaltung überwiegt) sowie die Standortgebundenheit gegeben sein (Feststellung, dass fundiert geprüfte Alternativen ausserhalb des Waldes ausscheiden).

Das BAFU sieht gemäss seiner „Vollzugshilfe Rodungen und Rodungsersatz 2014“ als Leitverfahren ein Nutzungsplanverfahren vor (Nutzungsplanpflicht für Windenergieanlagen), woran das oben genannte Rodungsbewilligungsverfahren angebunden wird.

Nationale Schutzgebiete im Wald (Auenschutzgebiete) und kantonale Waldreservate werden in dieser Windpotentialstudie als Ausschlussgebiete betrachtet. Ein weiteres wichtiges Beurteilungskriterium ist das Vorhandensein von sogenannten ISOWA-Biodiversitätsflächen. ISOWA ist das Inventar schützenswerter Objekte im Wald und kann als Grundlage für eine potentielle Ausscheidung von kantonalen Waldreservaten dienen. Im Weiteren sind die sogenannten Nutzungsverzichtsflächen zu nennen, wo - vertraglich festgelegt - auf die Nutzung von Holz verzichtet wird (Schaffung von Altholzinseln).

Der Regionale Waldplan (RWP) ist ein behördenverbindliches Planungsinstrument, in welchem die folgenden Vorrangfunktionen definiert sind: Biodiversität, Waldrandaufwertung, Ruhige Waldzone (RW).

Des Weiteren führt die Verordnung zum Gesetz über den Natur- und Heimatschutz (NHV) schützenswerte Waldgesellschaften auf.

Der Waldabstand beträgt für sämtliche Bauten und Anlagen - also auch für Windenergieanlagen - gemäss dem kantonalen Planungs- und Baugesetz grundsätzlich 25 m, bei den sogenannten Ufergehölzen (Wald im Rechtssinn) sind 15 m vorgeschrieben. Falls keine erheblichen öffentlichen Interessen entgegenstehenden, können diese Abstände im Einzelfall mit Zustimmung des Kantons unterschritten werden.

<u>Brutvögel</u>

Für die Erstellung der Konfliktpotentialkarte zwischen Windenergieanlagen und Brutvögeln wurde durch die Vogelwarte Sempach zuerst eine Liste von Vogelarten zusammengestellt, die für die Schweiz von besonderer Bedeutung sind. Anschliessend wurde aufgrund einer Literaturrecherche bestimmt, für welche dieser Arten eine erhebliche potentielle Bedrohung von Windenergieanlagen ausgeht.

Die Konfliktkategorien (siehe folgende Tabelle) zeigen auf, in welchen Gebieten der Schweiz bei der Nutzung der Windenergie in Bezug auf die 15 durch Windenergieanlagen potentiell gefährdeten Vogelarten von nationaler Bedeutung und der WZVV-Gebieten (WZVV = Verordnung über die Wasser- und Zugvogelreservate von internationaler und nationaler Bedeutung) mit Konflikten gerechnet werden muss. [1]

Konfliktkategorie	Farbgebung	Beschreibung der Kategorie
Konfliktpotenzial klein	grün	Durch ein WEA-Projekt sind keine durch WEA potenziell gefährdeten Vogelarten von nationaler Bedeutung betroffen..
Konfliktpotenzial vorhanden	gelb	Durch ein WEA-Projekt sind Auswirkungen auf durch WEA potenziell gefährdete Vogelarten von nationaler Bedeutung zu erwarten.
Konfliktpotenzial gross	orange	Durch ein WEA-Projekt sind Auswirkungen auf mehrere durch WEA potenziell gefährdete Vogelarten von nationaler Bedeutung oder Brutgebiete von grosser Bedeutung für eine potenziell durch WEA gefährdete Vogelart von nationaler Bedeutung zu erwarten..
Konfliktpotenzial sehr gross: Ausschluss	rot	Durch ein WEA-Projekt sind Auswirkungen auf ein vom Bartgeier besiedeltes Gebiet, auf ein Gebiet von sehr grosser Bedeutung für das Auerhuhn (1. Prioritätsgebiete) oder den Rotmilan (traditionelle grosse Winterschlafplätze), auf Vorkommen von mehreren durch WEA potenziell gefährdeten Arten von nationaler Bedeutung oder auf ein Vogelschutzgebiet gemäss WZVV zu erwarten. Die Vogelwarte empfiehlt, diese Gebiete von einer Windprojektplanung auszuschliessen.

Tabelle 2: Konfliktkategorien Windenergie und Brutvögel.

Zugvögel

Die „Konfliktpotenzialkarte Windenergie – Vögel Schweiz: Vogelzug“ der Vogelwarte Sempach unterscheidet 5 Risikokategorien (Konfliktpotential klein, Konfliktpotential vorhanden, Konfliktpotential gross, Konfliktpotential sehr gross und Ausschluss). Die Unterteilung basiert auf den geschätzten Zugintensitäten in den untersten 200 m über Boden für einen 1 km² Raster. Die Zugintensitäten in diesem Höhenbereich sind direkt proportional zum potentiellen Kollisionsrisiko (Risikopotential) von Zugvögeln mit Windenergieanlagen. [2]

In den grün markierten Gebieten ist mit einer durchschnittlichen Zugintensität von weniger als 50 Vögeln pro km und Stunde zu rechnen (MTR < 50). Es ist zu erwarten, dass bei diesen Zugintensitäten weniger als 10 Kollisionen pro Jahr und Anlage auftreten. In den gelb markierten Gebieten ist mit einer MTR von 50 bis 100 zu rechnen, was 10 bis 20 Kollisionen pro Jahr und Anlage erwarten lässt. In den orange markierten Gebieten ist aufgrund der überdurchschnittlich hohen Zugintensitäten (MTR > 100) mit mehr als 20 Kollisionen pro Anlage und Jahr zu rechnen. [2]

Die Vogelwarte Sempach erachtet die Anzahl von bis zu 10 Kollisionen pro Jahr und Anlage in Bezug auf den Vogelzug und die davon betroffenen Arten und Populationen als vorläufig vertretbar. Weiter ist sie der Meinung, dass an Standorten mit erheblichen Zugkonzentrationen (Risikokategorie gelb und orange) das Aufstellen von Windenergieanlagen nur in Zusammenhang mit direkten, kollisionsvermeidenden Massnahmen, konkret durch Abstellen der Anlagen in Zeiten hoher Zugaktivitäten, in Frage kommen kann. Zudem schlägt sie vor, dass Windkraftprojekte in Gebieten mit hoher Zugintensität (orange Gebiete) vorerst zurückgestellt werden, bis genauere Informationen über den Zusammenhang zwischen Zugintensität und Kollisionsraten vorliegen.

Weitere Flora und Fauna

Die Auswirkungen von Windenergieanlagen auf weitere Arten von Flora und Fauna wie z.B. Fledermäuse, Wild oder vom Aussterben bedrohte Pflanzen können erst auf Stufe eines konkreten Windenergieprojekts abgeklärt werden. Häufig lassen sich Konflikte durch geringfügige Verschiebung der Turbinen oder durch technische Lösungen vermeiden oder reduzieren. Es wird jedoch bei jedem Windpotentialgebiet erwähnt, ob es Wildtierkorridore von regionaler respektive überregionaler Bedeutung tangiert.

3.8 Gesellschaftliche Aspekte

Schattenwurf

Bei der Beurteilung von Schattenwurf durch Windenergieanlagen sind zwei Arten zu unterscheiden: Schattenwurf durch statische Elemente (z.B. Turm) und periodischer Schattenwurf durch die sich drehenden Rotorblätter. Der periodische Schattenwurf hat weit grössere Bedeutung, da er weiträumigere Auswirkungen hat und auf den Menschen störender wirkt. In der folgenden Abbildung ist ein beispielhafter Beschattungsbereich einer Windenergieanlage von 140 m Nabenhöhe und ca. 45 m Rotordurchmesser dargestellt. Südlich der Windenergieanlage ist ebenfalls Schattenwurf möglich, was auf die Neigung der Erdachse zurückzuführen ist. Sein Ausmass ist jedoch geringer als nördlich der Anlage. Die Belästigungsgrenze definiert sich u.a. durch die Fläche der Rotorblätter, welche die Sonne verdeckt. Bei Windenergieanlagen, wie sie im Kanton Thurgau erstellt werden könnten, liegt diese Grenze bei ca. 1.5 km. In grösserer Entfernung tritt zwar immer noch Schattenwurf auf, jedoch verdecken die Rotorblätter eine derart kleine Fläche der Sonnenscheibe, dass dieser nicht störend wirkt oder nicht mehr wahrgenommen werden kann.

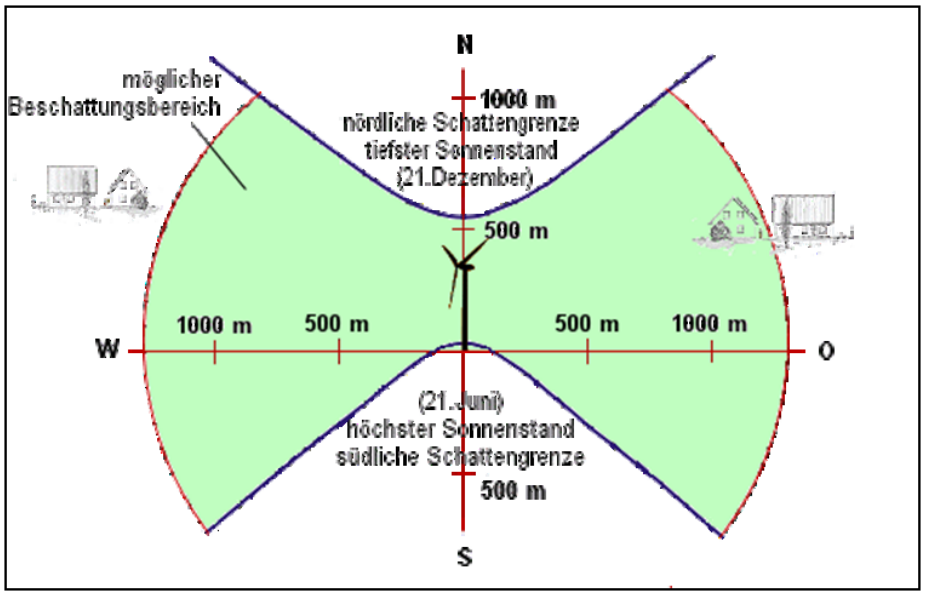

Abb. 3: Beispielhafter Schattenwurf in der Ebene (Quelle: Renewable Energy Concepts).

Die Schweiz kennt keine gesetzlich verankerten Grenzwerte für den an einem Immissionspunkt (Gebäude) maximal zulässigen Schattenwurf. In Anlehnung an die Grenzwerte in Deutschland gelten gemäss Vorgaben des Bundesamtes für Energie BFE die folgenden Werte, welche als Richtlinien zu verstehen sind [3]:

- Effektive Beschattungsdauer im Siedlungsgebiet <8 Stunden/Jahr und
- Effektive Beschattungsdauer im Siedlungsgebiet <30 Minuten/Tag

Falls diese Richtwerte überschritten werden, obliegt es den Bewilligungsbehörden zu entscheiden, ob technische oder planerische Massnahmen (Schattenabschaltmodul oder Versetzung des Turbinenstandortes) zur Reduzierung des Schattenwurfs ergriffen werden müssen. Dabei gilt es auch die Lage und Höhe von konkreten Sichthindernissen zwischen Windenergieanlage und Immissionspunkt wie z.B. Wald und Einzelbäume mit einzubeziehen.

Im Rahmen dieser Studie werden keine Schattenwurfmodellierungen durchgeführt. Dies ist Gegenstand der Abklärungen im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung. An dieser Stelle wird eine Einschätzung, basierend auf Erfahrungswerten, abgegeben, welche Rolle Schattenwurf an den jeweiligen Standorten spielen könnte.

<u>Lärm</u>

Während des Betriebs von Windenergieanlagen kann zwischen zwei Lärmquellen unterschieden werden: mechanische und aerodynamische Geräusche. Erstere entstehen im Getriebe und an anderen bewegten Teilen. Durch sorgfältige Schalldämmung des Turbinengehäuses sind mechanische Geräusche bei modernen Anlagen praktisch nicht mehr wahrnehmbar.

Aerodynamische Geräusche entstehen durch das Vorbeiziehen des Windes an den Rotorblättern. Je stärker der Wind weht, desto lauter ist dieses aerodynamische Geräusch. Dabei sind die Spitzen sowie die Profilhinterkante der Rotorblätter von entscheidender Bedeutung. Moderne Blattprofile zielen darauf ab, Turbulenzen zu vermeiden und somit gleichzeitig aerodynamische Geräusche zu minimieren und den Energieertrag zu steigern.

Das Umweltschutzgesetz (USG) und die darauf basierende Lärmschutzverordnung (LSV) sind die Rechtsgrundlagen des Lärmschutzes in der Schweiz. Für lärmempfindliche Räume bzw. Orte bestehen Vorschriften zum Schutz vor Lärm. Art. 7 der Lärmschutzverordnung regelt die Emissionsbegrenzungen bei neuen ortsfesten Anlagen, wonach Lärmimmissionen so weit begrenzt werden müssen, als dies technisch und betrieblich möglich sowie wirtschaftlich tragbar ist und wonach die von der Anlage allein erzeugten Lärmimmissionen die Planungswerte nicht überschreiten. Die Planungswerte gelten bei Gebäuden mit lärmempfindlichen Räumen (Wohnräume und Büros) sowie in noch nicht überbauten Bauzonen dort, wo solche erstellt werden dürfen. Der für einen Immissionsort geltende Planungswert ist bestimmt durch die Empfindlich-

keitsstufe (ES), welche diesem Ort in der baulichen Grundordnung (Zonenplan und Baureglement) je nach Nutzung zugeordnet ist.

Empfindlichkeitsstufe ES	Planungswert in dB(A)		In Flächenanalyse berücksichtigter Mindestabstand
	Tag	Nacht	
I	50	40	700 m
II	55	45	500 m
III	60	50	350 m
IV	65	55	-

Tabelle 3: Planungswerte für Industrie- und Gewerbelärm in Abhängigkeit von der Empfindlichkeitsstufe und der Tageszeit (Ziffer 2 Anhang 6 LSV).

In der Flächenanalyse dieser Studie ist der Lärmschutz bereits näherungsweise berücksichtigt worden, indem zu den Zonen oder Gebäuden der jeweiligen Empfindlichkeitsstufe ein Mindestabstand definiert worden ist (vgl. Tabelle 3). Die einzuhaltende Distanz zwischen Gebäuden mit lärmempfindlichen Räumen und Windenergieanlagen ist einerseits abhängig von Anzahl, Grösse und Typ der Anlagen und andererseits von der Topografie, Bodenbedeckung und den Windverhältnissen am Standort. Zudem spielen sog. Pegelkorrekturfaktoren für die Art der Lärmquelle und die Ton- resp. Impulshaltigkeit des Geräusches eine grosse Rolle. Diese werden von den kantonalen Bewilligungsbehörden vorgegeben. Alle diese Parameter werden mittels Lärmgutachten im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung berücksichtigt. In dieser Studie wird, basierend auf der Flächenanalyse und dem Windparklayout sowie gestützt auf Erfahrungswerte, abgeschätzt, ob in Bezug auf den Lärmschutz allenfalls grössere Distanzen zwischen Turbinen und bewohnten Gebäuden einzuhalten sind. Eine Alternative zu grösseren Abständen sind technische Lösungen, z.B. indem die Leistung der Windenergieanlagen gedrosselt wird um die Lärmemissionen an der Quelle zu begrenzen.

Optische Wahrnehmung

Ein Aspekt, welcher in dieser Studie nicht untersucht wird, aber dennoch erwähnt werden soll, ist die optische Wahrnehmung der Windenergieanlagen durch den Menschen. Damit ist nicht gemeint, dass Windenergieanlagen entweder als positiv oder negativ empfunden werden, sondern der Einfluss der Witterungsverhältnisse und der Jahreszeit auf das Erscheinungsbild der Anlagen. Bei klarem Himmel heben sich die Anlagen bspw. deutlicher vom Hintergrund ab als bei bedecktem Himmel. Von grosser Bedeutung ist auch die Feuchtigkeit in der Atmosphäre resp. die damit verbundenen Sichtverhältnisse. Weiter kommt es darauf an, ob die Anlagen gegen die Sonne oder mit der Sonne im Rücken betrachtet werden oder ob die Landschaft schneebedeckt ist und ob die Bäume Blätter haben. Es ist offensichtlich, dass es diverse Mischformen dieser Verhältnisse gibt. Dennoch ist in der folgenden Tabelle versucht worden, die optische Wahrnehmung der Windenergieanlagen nach Witterungsverhältnissen und jahreszeitlichen Bedingungen aufzuschlüsseln.

		Optische Wahrnehmung der Windenergieanlagen	
Kriterium	**Verhältnisse**	**Deutlich**	**Weniger deutlich**
Bewölkung	Keine Wolken	**X**	
	Viele Wolken		**X**
Sicht	Klar	**X**	
	Dunstig		**X**
Sonne	Hinter dem Rücken		**X**
	Gegenlicht	**X**	
Schnee	Landschaft mit Schnee		**X**
	Landschaft ohne Schnee	**X**	
Bäume	Mit Laub		**X**
	Ohne Laub	**X**	

Tabelle 4: Optische Wahrnehmung der Windenergieanlagen in Abhängigkeit der Witterungsverhältnisse resp. der jahreszeitlichen Bedingungen.

Auf der folgenden Seite sind zwei beispielhafte Fotomontagen desselben Ausschnitts eines fiktiven Windparks abgebildet, einmal bei leicht bedecktem Himmel und einmal bei schwer bedecktem Himmel. Der Unterschied der optischen Wahrnehmung ist eindeutig.

Abb. 4: Beispielhafte Fotomontage bei leicht bedecktem Himmel (Distanz Betrachter-nächste Turbine: 2.5 km).

Abb. 5: Beispielhafte Fotomontage bei stark bedecktem Himmel (Distanz Betrachter-nächste Turbine: 2.5 km).

4 Resultate

4.1 Übersicht Windpotentialgebiete

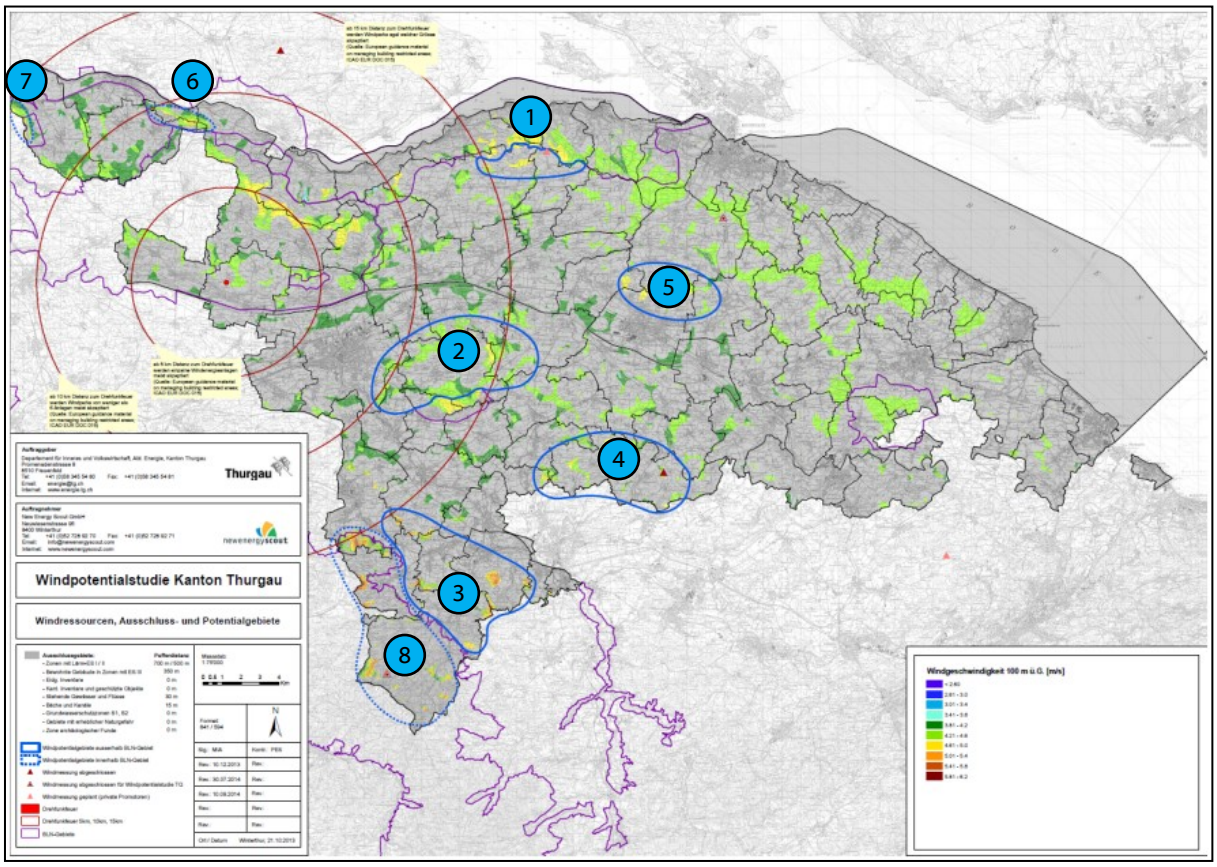

Abb. 6: Windpotentialgebiete (blau), Ausschlussgebiete (grau), und Windressourcen 100 m ü. Grund (Karte in Grossformat und besserer Auflösung im Anhang von Teil 1).

Nr.	Name	Lage zu BLN-Gebieten
1	Salen-Reutenen	Ausserhalb BLN-Gebiet
2	Thundorf	Ausserhalb BLN-Gebiet
3	Eschlikon/Littenheid	Ausserhalb BLN-Gebiet
4	Braunau/Wuppenau	Ausserhalb BLN-Gebiet
5	Ottenberg	Ausserhalb BLN-Gebiet
6	Rodebärg	Innerhalb BLN-Gebiet
7	Cholfirst	Teilweise innerhalb BLN-Gebiet
8	Bichelsee/Fischingen	Innerhalb BLN-Gebiet

Tabelle 5: Übersicht über die Windpotentialgebiete.

4.2 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 1: Salen-Reutenen

4.2.1 Vergleich mit Zwischenbericht

Im Vergleich zur ersten Windressourcenberechnung aus dem Zwischenbericht haben sich die Windverhältnisse überall leicht erhöht (Zunahme ca. 0.1 m/s). Dementsprechend hat sich auch die Fläche, wo ein wirtschaftlicher Betrieb von Windenergieanlagen möglich wäre, leicht vergrössert.

4.2.2 Zusammenfassung

In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten Punkte aus der qualitativen Standortbeurteilung zusammengefasst:

Leistungspotential	Max. 7 x 2.4 MW = 16.8 MW (je nach Turbinentyp mehr oder weniger)
Energiepotential	Windpark: 29 GWh (Netto) Durchschnitt pro Windenergieanlage: 4.15 GWh (Netto)
Logistik Transport	Sehr gut ausgebaute Wege vorhanden. Ausbau beschränkt sich auf die letzen paar hundert Meter zu den einzelnen Turbinen
Logistik Netzanschluss	Unterwerk in Steckborn 1.5 km von der nächsten Windenergieanlage entfernt
Wirtschaftlichkeit	Abgeschätzte Gestehungskosten 18.1 Rp./kWh
Landschaftsverträglichkeit und Fauna	Standorte auf offenem Feld: 5 Standorte im Wald: 2 Konfliktpotential mit Brutvögeln: vorhanden Konfliktpotential mit Zugvögeln: vorhanden Wildtierkorridore: keine Die nördlichen Turbinenstandorte SR-01, SR-06 und SR-07 sind aufgrund der Nähe zum BLN-Gebiet „Untersee-Hochrhein“ und ihrer umschliessenden Wirkung auf den Weiler Reutenen einer Interessenabwägung zu unterziehen
Gesellschaftliche Aspekte	Schattenwurf: bei den Weilern Salen und Reutenen wie auch bei den Gebäuden bei „Renedaal“ und „Muure“ von grosser Bedeutung Lärm: Renedaal und Reutenen sind von mehreren Turbinen umgeben, weshalb es absehbar ist, dass die Standorte von SR-04 bis SR-07 optimiert werden müssen oder weniger Standorte vorzusehen sind.

Tabelle 6: Zusammenfassung der Standortbeurteilung von Windpotentialgebiet Salen-Reutenen.

4.2.3 Einsetzbare Technologien (in Bezug auf den Typ der Windenergieanlage)

Am Standort Salen-Reutenen ist mit Windgeschwindigkeiten zwischen 4.6 und 5 m/s auf 100 m über Boden zu rechnen. Diese Windverhältnisse sind für diese Höhe als moderat zu bewerten. Um den Wind effizient zu nutzen, sollte deshalb eine Windenergieanlage gewählt werden, welche für schwache-mittlere Winde, also für IEC-Windklasse III, ausgelegt ist.

Eine solche Anlage ist bspw. die Nordex N117 mit 2.4 MW Leistung und einer Nabenhöhe zwischen 91 m und 141 m. Aufgrund der Geländebedingungen am Standort Salen-Reutenen mit relativ viel Wald und damit einhergehend eher erhöhter Turbulenzbildung in der Luftschicht direkt über den Baumkronen, sollte eine möglichst grosse Nabenhöhe gewählt werden, um die höheren laminaren Strömungen zu nutzen.

4.2.4 Energieertragsabschätzung

Mit dem oben beschriebenen Windenergieanlagentyp ist das in der folgenden Karte dargestellte Windparklayout erstellt worden. Das Windparklayout basiert auf der Windressourcenkarte des Zwischenberichts. Die für diesen Schlussbericht erstellte finale Windressourcenkarte, welche mit Windmessungen in der Region aktualisiert und verfeinert worden ist, zeigt u.a. in der Region Salen-Reutenen leicht bessere Windverhältnisse als ursprünglich berechnet. Das ursprünglich erstellte Windparklayout könnte aus technisch-wirtschaftlicher Sicht ev. mit einem weiteren Standort im Wald bei SR-02 und SR-03 ergänzt werden.

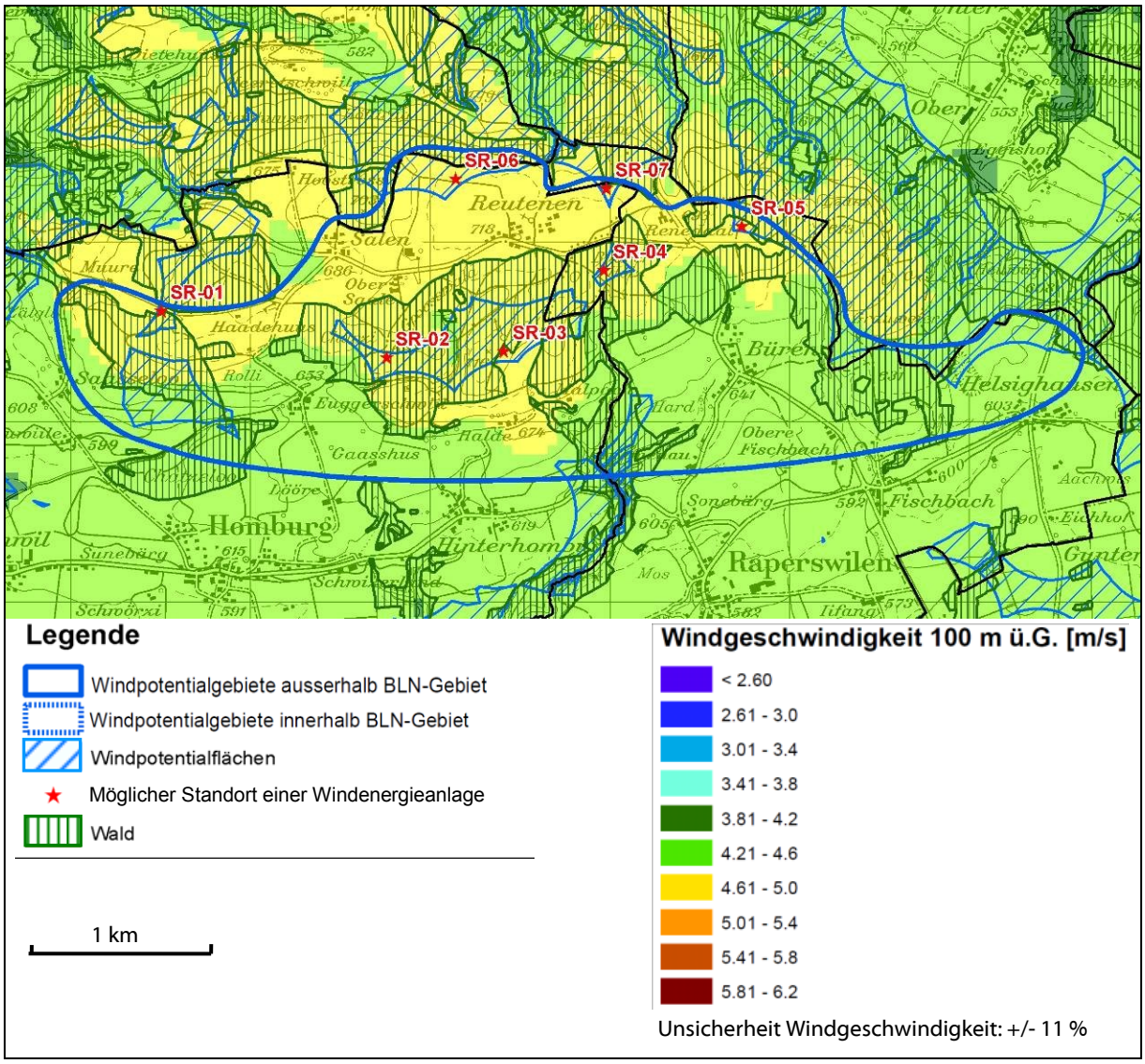

Abb. 7: Mögliches Windparklayout Salen-Reutenen als Grundlage der Potentialanalyse.

Der Energieertrag des Windparks mit einem Windparklayout wie in Abb. 7 dargestellt, ist in der folgenden Tabelle abgeschätzt:

Jährlicher Energieertrag Windpark (Brutto) (nach Wake-Verlusten)	32 GWh
Jährlicher Energieertrag Windpark (Netto) (nach Abzug von 10% des Bruttoertrags)	29 GWh
Durchschnittlicher jährlicher Netto-Energieertrag pro Windenergieanlage	4.15 GWh

Tabelle 7: Abgeschätzter Energieertrag am Standort Salen-Reutenen.

4.2.5 Logistik

<u>Transport, Strassenbau</u>

Eine mögliche Transportroute führt von der Autobahnausfahrt Kreuzlingen entweder über Ermatingen oder Hefenhausen nach Helsighausen und von dort via Fischbach und Büren hinauf ins Projektgebiet (siehe folgende Abbildung). Die Strasse bis zu den Weilern Salen und Reutenen ist breit und asphaltiert und muss wahrscheinlich nicht ausgebaut werden. Einzelne Ortsdurchfahrten (z.B. in Fischbach) können ev. nur mit Spezialtransportern (Rotorblatt kippen) oder speziellen Manövern passiert werden.

Bis auf SR-07 sind sämtliche Standorte bereits gut durch Wege erschlossen, welche teilweise ausgebaut und verbreitert werden müssten. Ein Neubau beschränkt sich somit auf eine Länge von ca. 200 m.

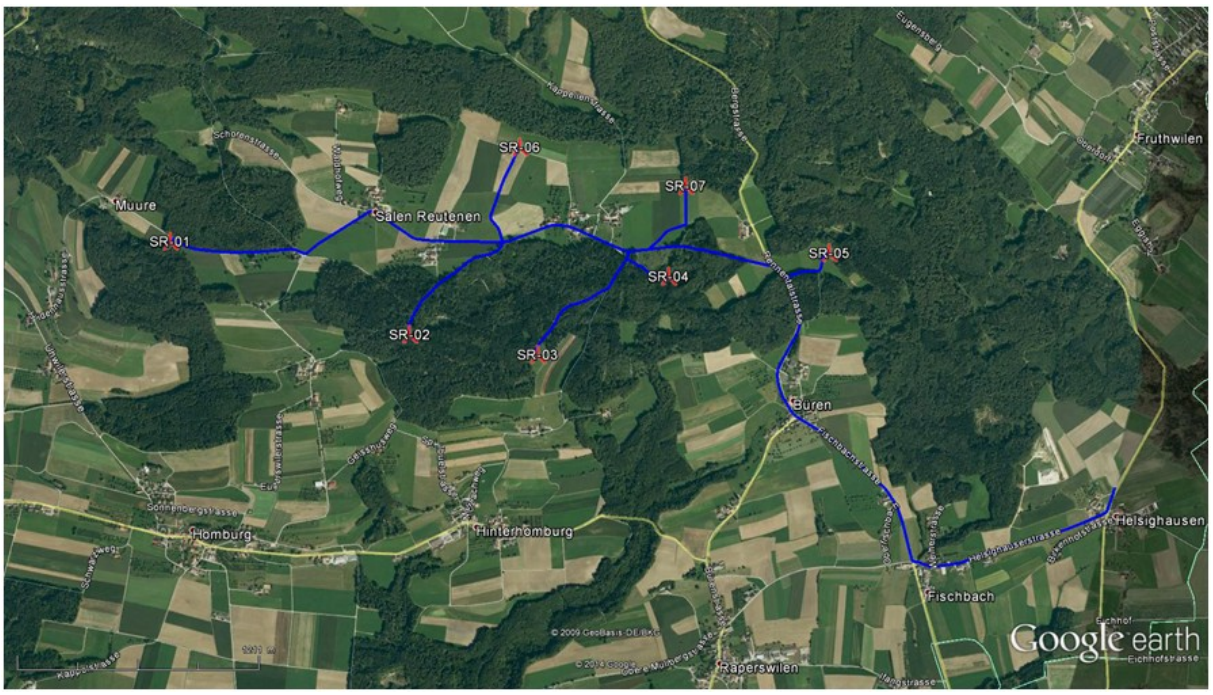

Abb. 8: Mögliche Zufahrt zu den Windenergieanlagen in Salen-Reutenen.

Netzanschluss

An den Standorten der Windenergieanlagen sind die folgenden Netzbetreiber für die Verteilung des Stroms zuständig:

Netzebene	Netzbetreiber
Höchstspannung (Netzebene 1)	- Axpo AG
Hochspannung (Netzebene 3)	- Axpo AG
Mittelspannung (Netzebene 5)	- EW Raperswilen - Elektra-Gesellschaft Homburg - EKT AG
Niederspannung (Netzebene 7)	- EW Raperswilen - Elektra-Gesellschaft Homburg

Tabelle 8: Netzbetreiber

Folgende Unterwerke befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Ort	Spannungsebenen	Distanz zum Windpotentialgebiet (Luftlinie)
Steckborn	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	1.5 - 4 km
Hasli	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	6 km

Tabelle 9: Unterwerke in der Region

Folgende Stromleitungen befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Leitung von - nach	Distanz (Luftlinie)	Spannungsebene
Homburg – Salen-Reutenen	Direkt am Standort	17 kV
UW Hasli – UW Steckborn	1 km zum am nächsten gelegenen Standort	50 kV (in Zukunft 110 kV)

Tabelle 10: Stromleitungen in der Region

4.2.6 Wirtschaftlichkeit

Die folgende Tabelle fasst die abgeschätzten Investitions- und Gestehungskosten zusammen. Die Investitionskosten und jährlichen Kosten sind auf 50'000 CHF gerundet.

Investitionskosten (7 Windkraftanlagen)	**52'450'000 CHF**
Windenergieanlagen inkl. Fundamente, Kranstellflächen, Montage	39'400'000 CHF
Wegebau (Ausbau und Neubau) und Spezialtransport	1'700'000 CHF
Netzanschluss	3'150'000 CHF
Planung, Gebühren, Studien	3'500'000 CHF
Reserve, Sonstiges	4'700'000 CHF
Jährliche Kosten	**5'250'000 CHF**
Betriebskosten	1'200'000 CHF
Annuität	3'200'000 CHF
Dividende	850'000 CHF
Gestehungskosten	**18.1 Rp./kWh**

Tabelle 11: Abgeschätzte Investitions- und Gestehungskosten.

4.2.7 Landschaftsverträglichkeit und Fauna

Sichtbarkeit, Landschaft und Wald

Sämtliche Windenergieanlagen sind von den Weilern Salen und Reutenen aus sichtbar, wobei v.a. die Offenlandstandorte im Norden (SR-06, SR-07) prägend sind (siehe folgende Abbildung). Vom deutschen Unterseeufer und von Reichenau aus sind ebenfalls alle Turbinen sichtbar, allerdings aus einer Entfernung von 4 km und mehr. Im Gegensatz dazu sind die Anlagen praktisch vom ganzen Unterseeufer auf Schweizer Seite aus nicht sichtbar; hingegen deutlich aus weiten Teilen des Thurtales.

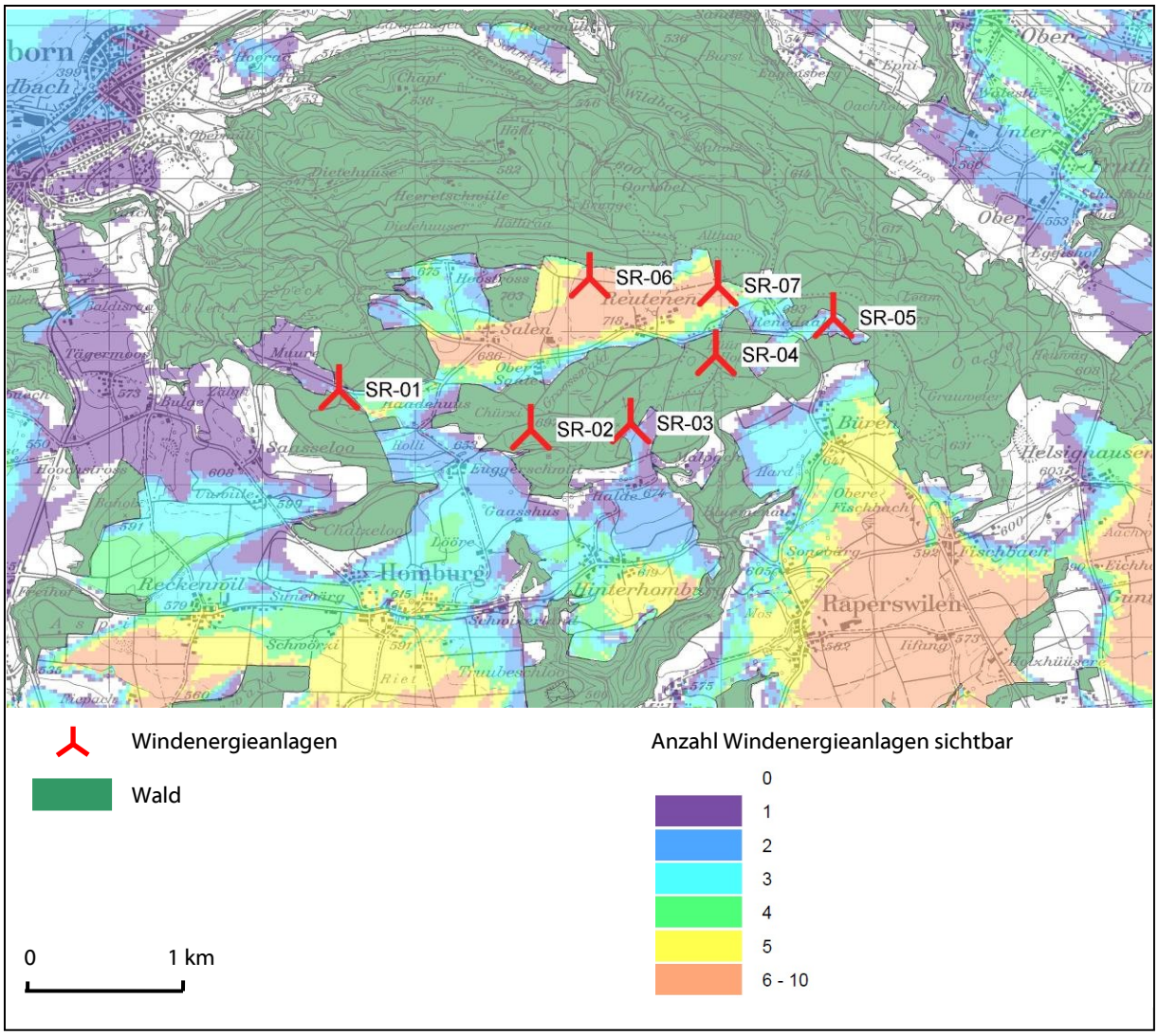

Abb. 9: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen von Salen-Reutenen im Nahbereich.

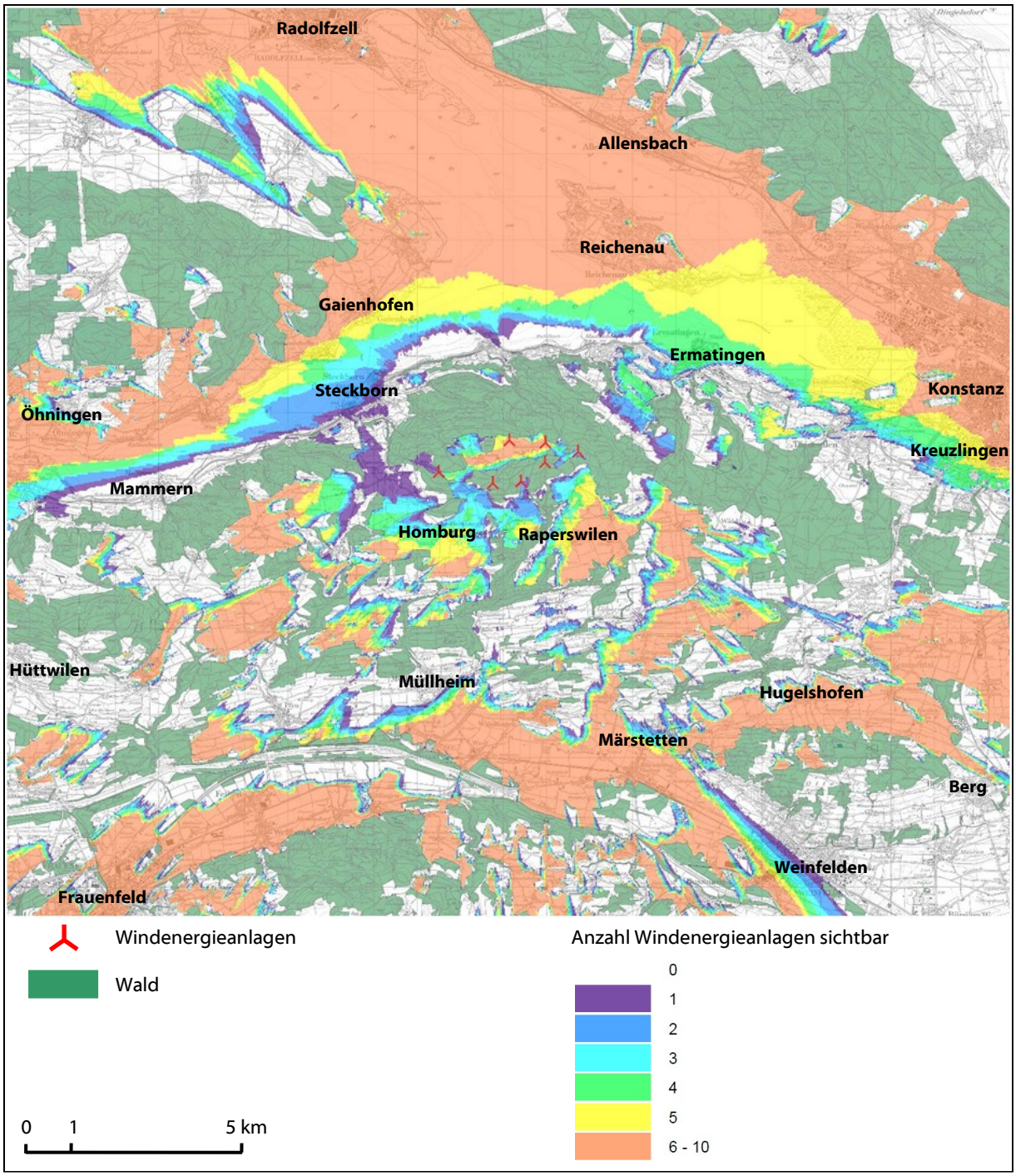

Abb. 10: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen von Salen-Reutenen 10 km um die Anlagen.

Generell wird die Turbinenreihe von SR-02 bis SR-05 als weniger problematisch in Bezug auf den Landschafts- und Waldschutz angesehen. Weiter sind die westlichen und nördlichen Turbinen wegen ihrer Nähe zur wertvollen Landschaft um den Untersee (BLN-Gebiet) und Reichenau eher problematisch als die Südlichen.

Die Standorte SR-01, SR-06 und SR-07 sind aufgrund der Nähe zum BLN-Gebiet „Untersee-Hochrhein“ und ihrer umschliessenden Wirkung auf den Weiler Reutenen als problematisch zu bezeichnen.

Im Einzelfall sieht die qualitative Standortbewertung folgendermassen aus:

Standort	Landschaftsschutz	Wald
SR-01	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Lage unmittelbar an Grenze zu BLN-Gebiet „Untersee-Hochrhein“ - Sehr gute Sichtbarkeit aus der Region um Stein am Rhein (>10 km entfernt) und vom deutschen Unterseeufer aus (mind. 4 km entfernt) - Direkt bei Langlaufloipe	- Waldabstand von 25 m kann knapp eingehalten werden
SR-02	- Von weitem sichtbar	- Standort liegt im Wald
SR-03	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Lage unmittelbar neben Antenne→ Möglichkeit der Zusammenlegung von Windenergieanlage und Richtfunkinstallationen ist zu prüfen und anzustreben	- Verschiebung in den Wald an den Antennenstandort und Zusammenlegung von Windenergieanlage und Richtfunkinstallationen ist zu begrüssen
SR-04	- Von weitem sichtbar	- Standort liegt im Wald
SR-05	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Unproblematischster Standort im Gebiet Salen-Reutenen, da weg von Restaurant Haidenhaus, Wanderwegen und Langlaufloipe	- Kein Vorbehalt
SR-06	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Lage unmittelbar an Grenze zu BLN-Gebiet „Untersee-Hochrhein“ - Sehr gute Sichtbarkeit von den Weilern Salen und Reutenen aus - Direkt bei Langlaufloipe	- Kein Vorbehalt
SR-07	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Lage unmittelbar an Grenze zu BLN-Gebiet „Untersee-Hochrhein“ - Sehr gute Sichtbarkeit von den Weilern Salen und Reutenen aus - Frontalansicht vom Wanderweg Heeretschwilen-Reutenen - Direkt bei Langlaufloipe	- Kein Vorbehalt

Tabelle 12: Qualitative Bewertung der Standorte nach den Kriterien Landschaft und Wald.

<u>Vögel</u>

Sowohl bei Brut- als auch bei Zugvögeln ist bei sämtlichen Turbinenstandorten Konfliktpotential vorhanden (Zweitniedrigste Stufe auf der 4-stufigen Skala Brutvögel und 5-stufigen Skala bei Zugvögeln, siehe folgende Abbildungen). Die Empfehlungen der Vogelwarte Sempach richten sich nach den Ausführungen in Kap. 3.7.

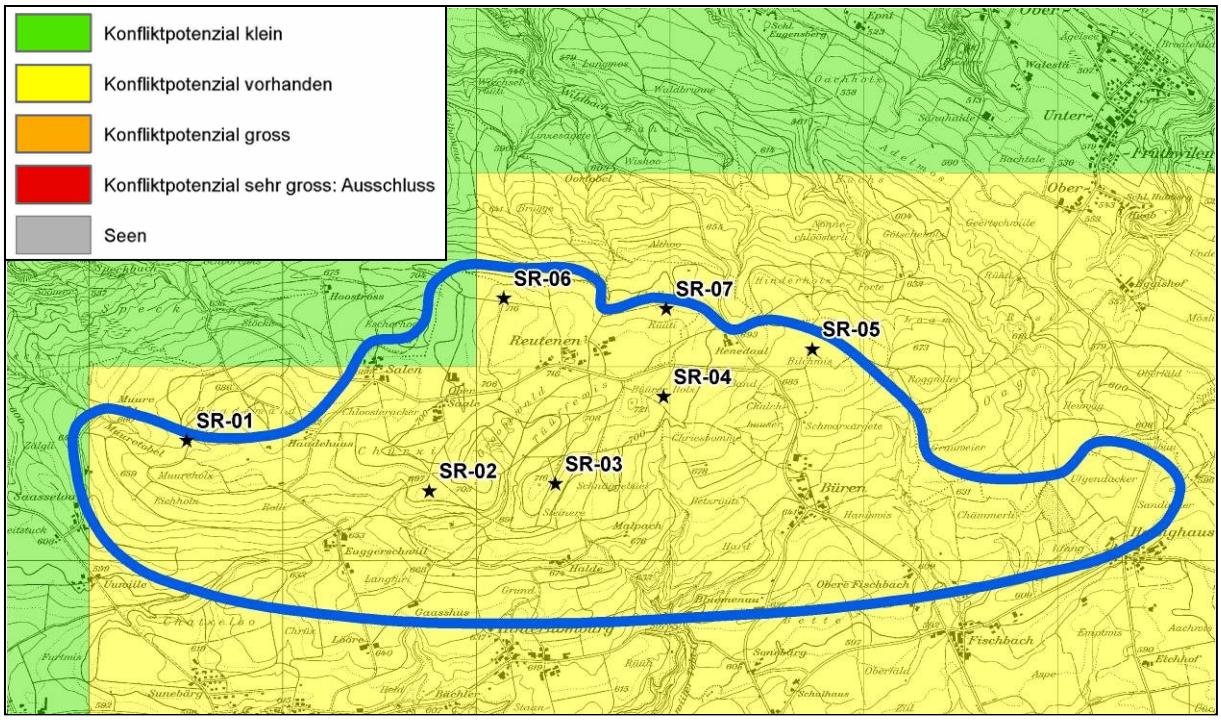

Abb. 11: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Brutvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

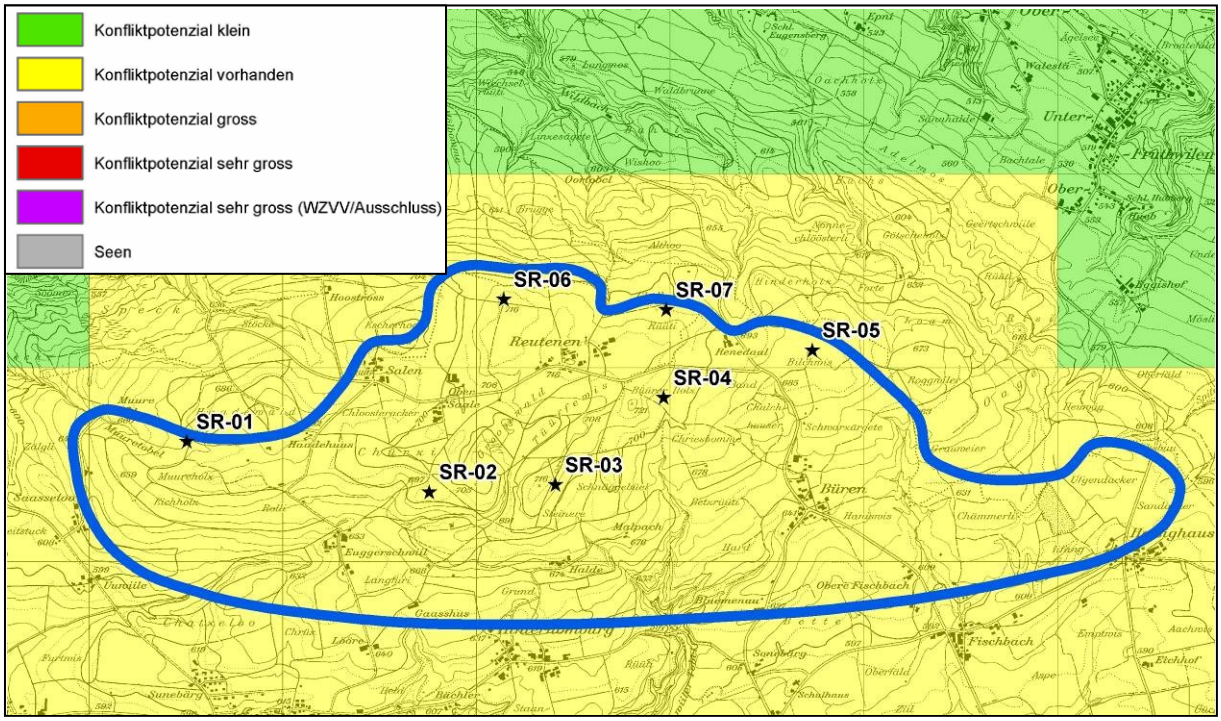

Abb. 12: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Zugvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

Wildtierkorridore

Im Windpotentialgebiet befinden sich weder regionale noch überregionale Wildtierkorridore.

4.2.8 Gesellschaftliche Aspekte

Schattenwurf

Mit dem hier definierten Windparklayout spielt Schattenwurf bei den Weilern Salen und Reutenen wie auch bei den Gebäuden bei „Renedaal“ und „Muure“ eine bedeutende Rolle. Die Ortschaften am Bodenseeufer (Steckborn, Berlingen, Ermatingen etc.) sind schon zu weit weg, als dass der Schattenwurf noch als relevant und störend empfunden werden könnte. Zudem sind dort meist nur die Rotorblätter einiger weniger Turbinen überhaupt sichtbar (vgl. Kapitel 4.2.7).

Südlich der Turbinen ist ebenfalls Schattenwurf möglich, was auf die Neigung der Erdachse zurückzuführen ist. Sein Ausmass ist jedoch geringer als nördlich der Anlagen. Beim Weiler Büren sollte deshalb der Schattenwurfthematik ebenfalls Beachtung geschenkt werden. In Hinterhomburg und Homburg dürfte diese keine Rolle mehr spielen.

Lärm

Da die bewohnten Gebäude in Renedaal und Reutenen von mehreren Turbinen umgeben sind, ist es absehbar, dass die Standorte von SR-04 bis SR-07 bei dem gewählten Maximalszenario optimiert oder technische Lösungen gefunden werden müssen.

4.3 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 2: Thundorf

4.3.1 Vergleich mit Zwischenbericht

Im Vergleich zur ersten Windressourcenberechnung aus dem Zwischenbericht haben sich die Windverhältnisse überall leicht erhöht (Zunahme <0.1 m/s). Dementsprechend hat sich auch die Fläche, wo ein wirtschaftlicher Betrieb von Windenergieanlagen möglich wäre, leicht vergrössert.

4.3.2 Zusammenfassung

In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten Punkte aus der qualitativen Standortbeurteilung zusammengefasst:

Leistungspotential	Max. 7 x 2.4 MW = 16.8 MW (je nach Turbinentyp mehr oder weniger)
Energiepotential	Windpark: 27.5 GWh (Netto) Durchschnitt pro Windenergieanlage: 3.9 GWh (Netto)
Logistik Transport	Gut ausgebaute Wege vorhanden. Ausbau beschränkt sich auf die letzen paar hundert Meter zu den einzelnen Turbinen
Logistik Netzanschluss	Unterwerk in Hasli 3.5 km von der nächsten Windenergieanlage entfernt
Wirtschaftlichkeit	Abgeschätzte Gestehungskosten 18.8 Rp./kWh
Landschaftsverträglichkeit und Fauna	Standorte auf offenem Feld: 2 Standorte im Wald: 5 Konfliktpotential mit Brutvögeln: klein (Ostteil); sehr gross (Westteil) Konfliktpotential mit Zugvögeln: klein (Nordteil); vorhanden (Südteil) Wildtierkorridore: überregionale Wildtierkorridore, welche von den möglichen Turbinenstandorten nicht tangiert werden Aus Sicht des Landschaftsschutzes sind die östlichen Standorte TD-05, TD-06 und TD-07 aufgrund ihrer sehr guten Sichtbarkeit aus der Achse Thundorf-Lustdorf auf das geschützte Ortsbild von Lustdorf als heikel zu bezeichnen
Gesellschaftliche Aspekte	Schattenwurf: In Hesebool und bei den Gebäuden „Grueb“ und „Held“ von grosser Bedeutung Lärm: geringere Bedeutung, da bereits relativ grosse Abstände zu bewohnten Gebäuden bestehen

Tabelle 13: Zusammenfassung der Standortbeurteilung von Windpotentialgebiet Thundorf.

4.3.3 Einsetzbare Technologien (in Bezug auf den Typ der Windenergieanlage)

Am Standort Thundorf ist an den höchsten Erhebungen mit Windgeschwindigkeiten zwischen 4.6 und 5 m/s auf 100 m über Boden zu rechnen. Diese Windverhältnisse sind als moderat zu bewerten. Um den Wind effizient zu nutzen, sollte deshalb eine Windenergieanlage gewählt werden, welche für schwache-mittlere Winde, also für IEC-Windklasse III, ausgelegt ist.

Eine solche Anlage ist bspw. die Nordex N117 mit 2.4 MW Leistung und einer Nabenhöhe zwischen 91 m und 141 m. Aufgrund der Geländebedingungen am Standort Thundorf mit relativ viel Wald und damit einhergehend eher erhöhter Turbulenzbildung in der Luftschicht direkt über den Baumkronen, sollte eine möglichst grosse Nabenhöhe gewählt werden, um die laminaren Strömungen in höheren Luftschichten zu nutzen.

4.3.4 Energieertragsabschätzung

Mit dem oben beschriebenen Windenergieanlagentyp ist das in der folgenden Karte dargestellte Windparklayout erstellt worden.

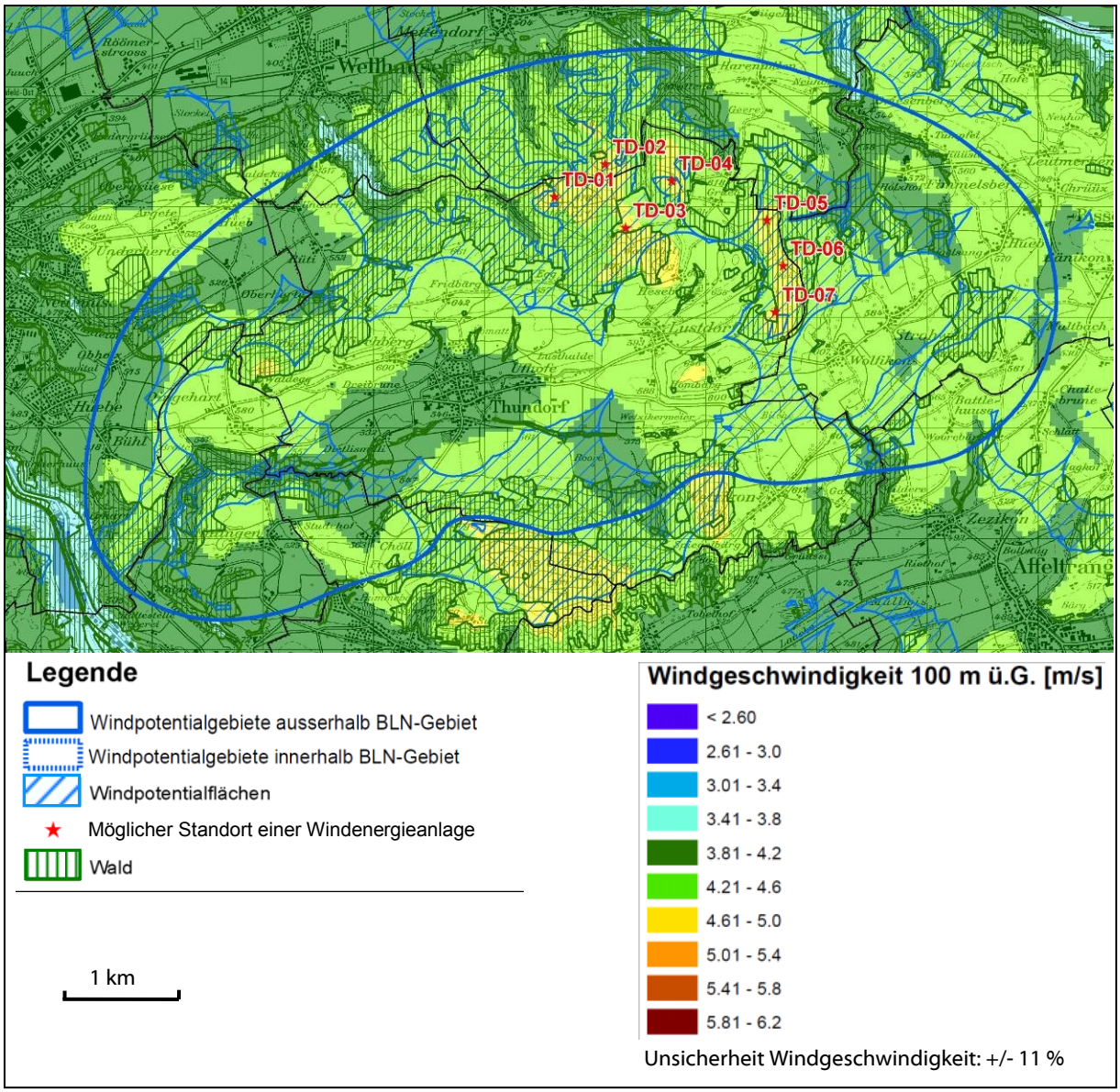

Abb. 13: Mögliches Windparklayout Thundorf als Grundlage der Potentialanalyse.

Der Energieertrag des Windparks mit einem Windparklayout wie in Abb. 13 dargestellt, ist in der folgenden Tabelle abgeschätzt:

Jährlicher Energieertrag Windpark (Brutto) (nach Wake-Verlusten)	30.5 GWh
Jährlicher Energieertrag Windpark (Netto) (nach Abzug von 10% des Bruttoertrags)	27.5 GWh
Durchschnittlicher jährlicher Netto-Energieertrag pro Windenergieanlage	3.9 GWh

Tabelle 14: Abgeschätzter Energieertrag am Standort Thundorf.

4.3.5 Logistik

Transport, Strassenbau

Eine mögliche Transportroute führt von der Autobahnausfahrt Müllheim über Bonau und Amlikon-Bissegg nach Lustdorf/Hesebool und von dort zu den einzelnen Turbinenstandorten (siehe folgende Abbildung). Die beschriebene Strasse ist breit und asphaltiert und muss nicht ausgebaut werden. Die S-Kurve in Amlikon sowie die Ortsdurchfahrten in Wolfikon und Lustdorf können nur mit Spezialtransportern (Rotorblatt kippen) passiert werden.

Sämtliche Standorte sind bereits gut durch Wege erschlossen, müssten aber teilweise ausgebaut und verbreitert werden. Ein Strassenneubau ist nicht absehbar.

Das letzte auszubauende Wegstück zur Turbine TD-04 beeinträchtigt möglicherweise eine Waldfläche, welche im Regionalen Waldplan (RWP) mit Ruhiger Waldzone als Vorrangfunktion klassiert ist.

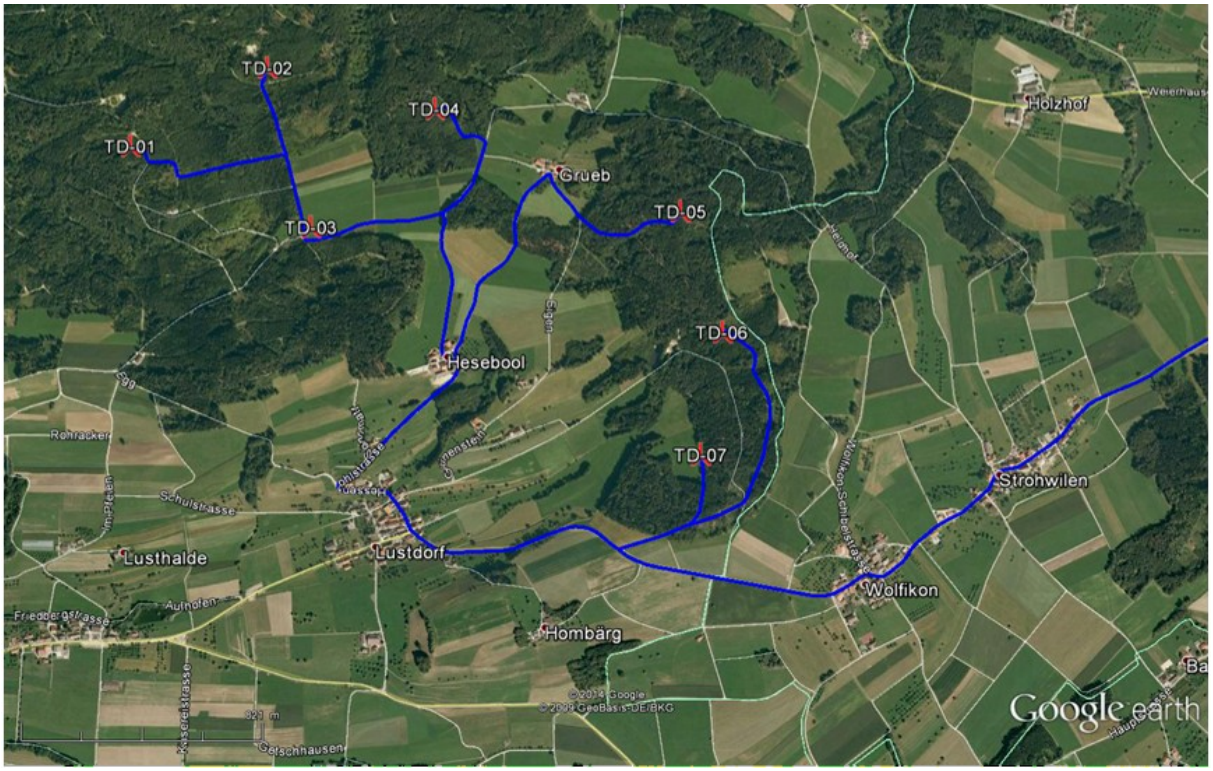

Abb. 14: Mögliche Zufahrt zu den Windenergieanlagen in Thundorf.

Netzanschluss

An den Standorten der Windenergieanlagen sind die folgenden Netzbetreiber für die Verteilung des Stroms zuständig:

Netzebene	Netzbetreiber
Höchstspannung (Netzebene 1)	- Axpo AG
Hochspannung (Netzebene 3)	- Axpo AG
Mittelspannung (Netzebene 5)	- EW Thundorf - EW Hüttlingen - EKT AG
Niederspannung (Netzebene 7)	- EW Thundorf - EW Hüttlingen

Tabelle 15: Netzbetreiber

Folgende Unterwerke befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Ort	Spannungsebenen	Distanz zum Windpotentialgebiet (Luftlinie)
Hasli	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	3.5 – 4.5 km
Frauenfeld Ost	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	5 – 7 km

Tabelle 16: Unterwerke in der Region

Folgende Stromleitungen befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Leitung von - nach	Distanz (Luftlinie)	Spannungsebene
Thundorf - Hesebool	0.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	17 kV
Eschikofen - Grueb	0.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	17 kV
UW Weinfelden – UW Wittenwil	2.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	220 kV

Tabelle 17: Stromleitungen in der Region

4.3.6 Wirtschaftlichkeit

Die folgende Tabelle fasst die abgeschätzten Investitions- und Gestehungskosten zusammen. Die Investitionskosten und jährlichen Kosten sind auf 50'000 CHF gerundet.

Investitionskosten (7 Windkraftanlagen)	**52'100'000 CHF**
Windenergieanlagen inkl. Fundamente, Kranstellflächen, Montage	39'500'000 CHF
Wegebau (Ausbau und Neubau) und Spezialtransport	1'000'000 CHF
Netzanschluss	3'350'000 CHF
Planung, Gebühren, Studien	3'500'000 CHF
Reserve, Sonstiges	4'750'000 CHF
Jährliche Kosten	**5'200'000 CHF**
Betriebskosten	1'150'000 CHF
Annuität	3'200'000 CHF
Dividende	850'000 CHF
Gestehungskosten	**18.8 Rp./kWh**

Tabelle 18: Abgeschätzte Investitions- und Gestehungskosten.

4.3.7 Landschaftsverträglichkeit und Fauna

Sichtbarkeit, Landschaft und Wald

Die östlichen Turbinen TD-05, TD-06 und TD-07 sind im Nahbereich von den Dörfern Thundorf und Lustdorf aus sehr gut sichtbar (siehe folgende Abbildungen) und wegen der geschützten Ansicht von der Strasse Thundorf-Lustdorf auf das Ortsbild von Lustdorf problematisch (Turbinen wären direkt oberhalb von Lustdorf). Die anderen Turbinen sind durch die Topografie und den Wald gut abgeschirmt.

Die Windenergieanlagen von Thundorf sind v.a. aus nördlicher und östlicher Richtung weit herum gut sichtbar, während der Imenberg im Südwesten die Turbinen aus dieser Richtung verdeckt.

Aus Sicht des Landschaftsschutzes sind die Standorte TD-05, TD-06 und TD-07 aufgrund ihrer sehr guten Sichtbarkeit aus der Achse Thundorf-Lustdorf auf das geschützte Ortsbild von Lustdorf als heikel zu bezeichnen.

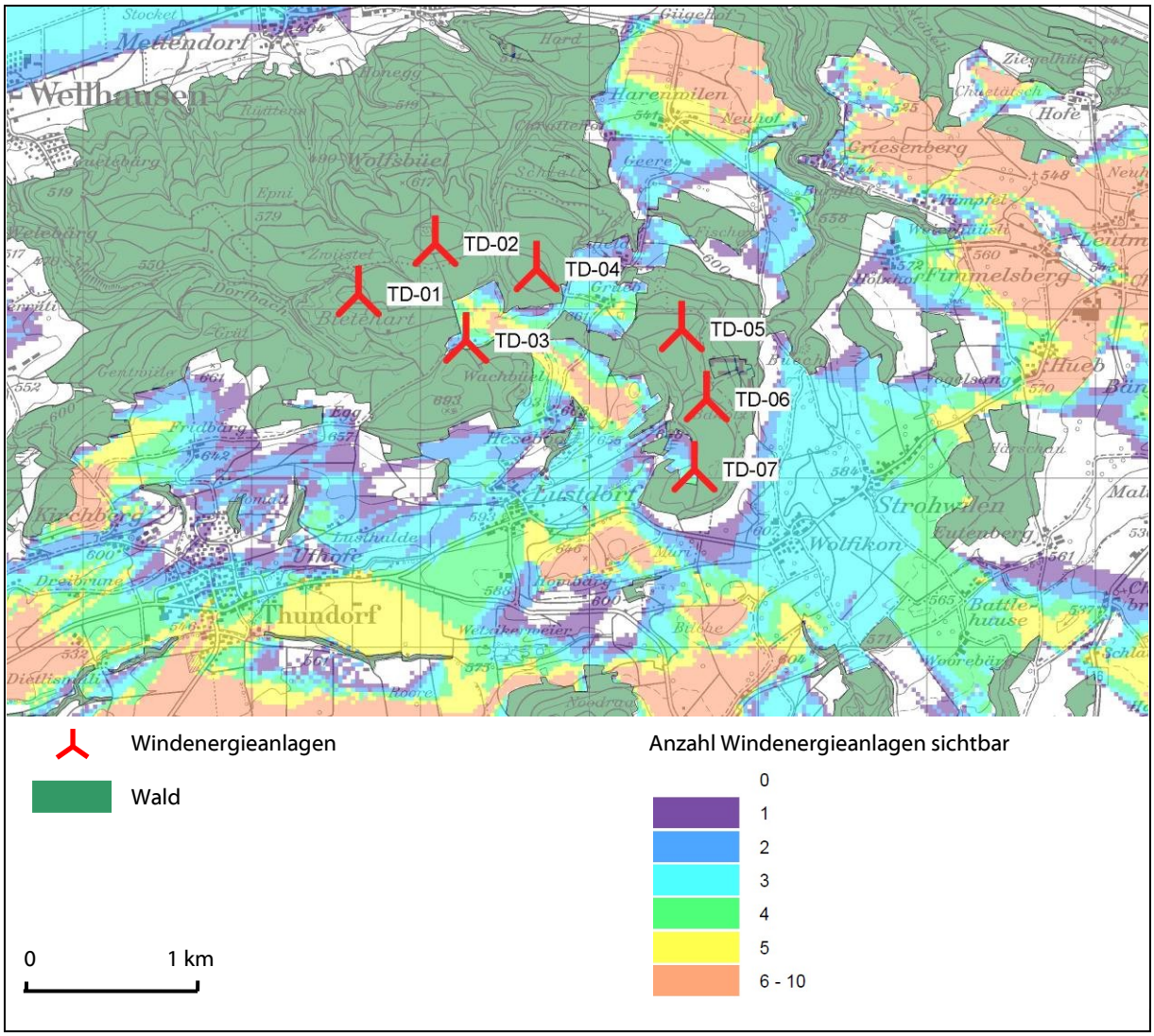

Abb. 15: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen von Thundorf im Nahbereich.

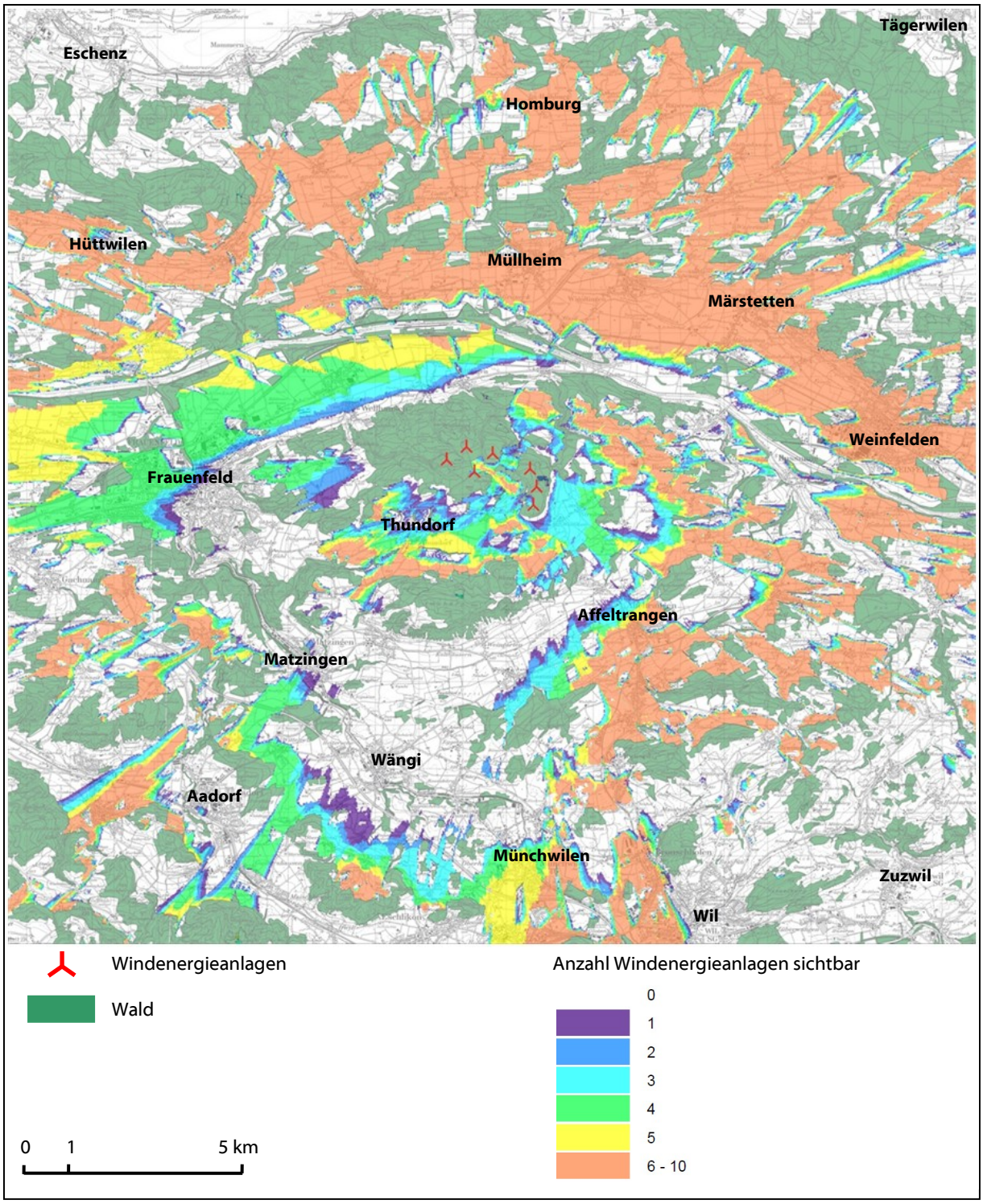

Abb. 16: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen von Thundorf 10 km um die Anlagen.

Im Einzelfall sieht die qualitative Standortbewertung folgendermassen aus:

Standort	Landschaftsschutz	Wald
TD-01	- Von Lustdorf aus nicht sichtbar	- Standort liegt im Wald - Liegt nahe an Waldreservat
TD-02	- Von Thundorf/Lustdorf aus nicht sichtbar	- Standort liegt im Wald - Ruhige Waldzone (RW) als Vorrangfunktion des RWP
TD-03	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Von Lustdorf aus nicht sichtbar	- Standort zuerst weiter im Süden im Langholz: Sichtbarkeit aus Lustdorf führte zum jetzigen Standort
TD-04	- Von Thundorf/Lustdorf aus nicht sichtbar	- Standort liegt im Wald - Liegt nahe an Waldreservat - Liegt auf der Grenze zu ISOWA-Flächen - Ruhige Waldzone (RW) als Vorrangfunktion des RWP - Orchideen-Buchenwald gemäss NHV
TD-05	- Von Thundorf/Lustdorf aus sehr gut sichtbar (direkt hinter geschütztem Ortsbild Lustdorf)	- Standort liegt im Wald - Liegt auf der Grenze zu ISOWA-Flächen - Ruhige Waldzone (RW) als Vorrangfunktion des RWP
TD-06	- Von Thundorf/Lustdorf aus sehr gut sichtbar (direkt hinter geschütztem Ortsbild Lustdorf)	- Standort liegt im Wald - Ruhige Waldzone (RW) als Vorrangfunktion des RWP
TD-07	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Von Thundorf/Lustdorf aus sehr gut sichtbar (direkt hinter geschütztem Ortsbild Lustdorf)	- Wald auf der einen Seite des Weges und Einzelbäume auf der anderen Seite bieten einen besonderen Anblick

Tabelle 19: Qualitative Bewertung der Standorte nach den Kriterien Landschaft und Wald.

Vögel

Bezüglich Brutvögel sind im westlichen Teil des Windpotentialgebietes (TD-01 knapp betroffen) sehr grosse Auswirkungen durch ein Windenergieprojekt zu erwarten (siehe folgende Abbildung). Bei den übrigen Windenergieanlagen TD-02 bis TD-07 ist ein kleines Konfliktpotential zu erwarten (niedrigste Stufe auf der 4-stufigen Skala Brutvögel).

Bezüglich Zugvögel ist bei den westlichen Turbinenstandorten ein kleines Konfliktpotential vorhanden (grüner Bereich; niedrigste Stufe auf der 5-stufigen Skala Zugvögel). Bei den östlichen Standorten existiert ein mittleres Konfliktpotential (gelber Bereich).

Die Empfehlungen der Vogelwarte Sempach richten sich nach den Ausführungen in Kap. 3.7.

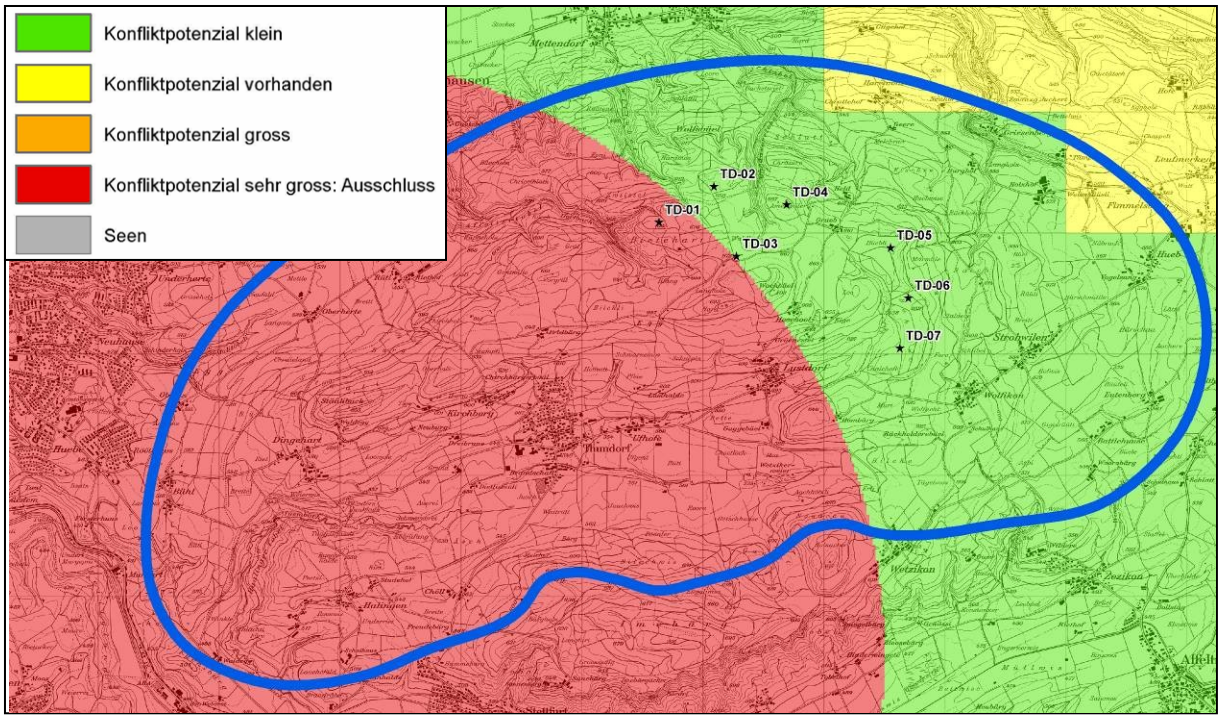

Abb. 17: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Brutvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

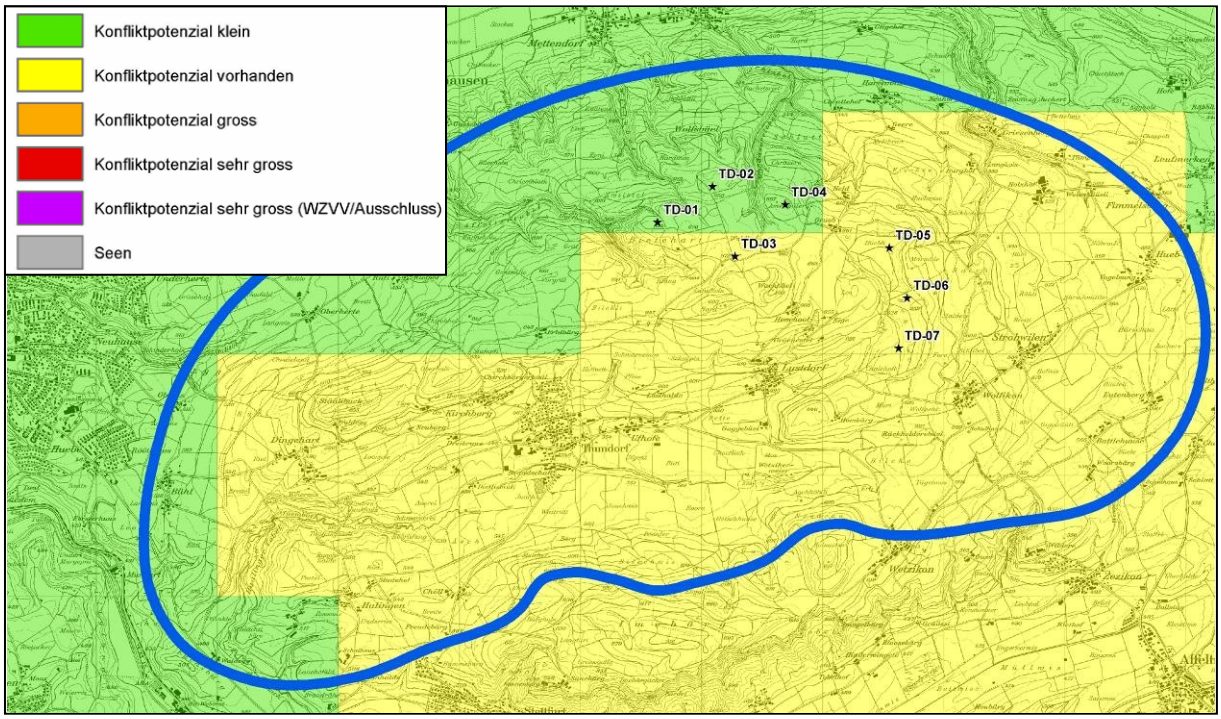

Abb. 18: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Zugvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

Wildtierkorridore

Westlich und südlich von Thundorf befinden sich überregionale Wildtierkorridore, welche von den möglichen Turbinenstandorten nicht tangiert werden.

4.3.8 Gesellschaftliche Aspekte

Schattenwurf

Mit dem hier definierten Windparklayout spielt Schattenwurf sicher beim Weiler Hesebool und bei den Gebäuden bei „Grueb“ und „Held“ eine bedeutende Rolle. Zu beachten ist dieser auch bei den Gebäuden „Holzhof“. Die Weiler Harenwilen, Griesenberg, Fimmelsberg und Hueb dürften nur noch marginal von Schattenwurf betroffen sein. Die Ortschaften im Thurtal sind schon zu weit weg, als dass der Schattenwurf noch als relevant und störend empfunden werden könnte.

Südlich der Turbinen ist ebenfalls Schattenwurf möglich, was auf die Neigung der Erdachse zurückzuführen ist. In Lustdorf, Wolfikon und Strohwilen ist Schattenwurf deshalb auch von Bedeutung. In Thundorf dürfte dieser keine Rolle mehr spielen.

Lärm

Alle Turbinen sind bereits so platziert, dass die Abstände zu bewohnten Gebäuden wahrscheinlich genügend gross sind, um die Vorgaben der Lärmschutzverordnung einzuhalten. Falls dies nicht zutreffen sollte (was am ehesten in Grueb zu erwarten wäre), ist innerhalb des Windpotentialgebietes genügend Raum für eine Standortoptimierung vorhanden.

4.4 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 3: Eschlikon/Littenheid

4.4.1 Vergleich mit Zwischenbericht

Im Vergleich zur ersten Windressourcenberechnung aus dem Zwischenbericht haben sich die Windverhältnisse überall deutlich erhöht (Zunahme auf den höchsten Erhebungen um 0.4-0.5 m/s). Dementsprechend hat sich auch die Fläche, wo ein wirtschaftlicher Betrieb von Windenergieanlagen möglich wäre, deutlich vergrössert. Im Hinterthurgau sind die Windressourcen jedoch mit einer grösseren Unsicherheit behaftet als im Thurgauer Mittelland.

4.4.2 Zusammenfassung

In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten Punkte aus der qualitativen Standortbeurteilung zusammengefasst:

Leistungspotential	8 x 2.3 MW = 18.4 MW (je nach Turbinentyp mehr oder weniger)
Energiepotential	Windpark: 28.5 GWh (Netto) Durchschnitt pro Windenergieanlage: 3.6 GWh (Netto)
Logistik Transport	Es ist kein Strassenneubau erforderlich, jedoch gibt es einige kritische Passagen zu bewältigen, welche mit einem grösseren Ausbau verbunden sein könnten. Da die Turbinen verstreut liegen, müssen relativ viele Wege ausgebaut werden.
Logistik Netzanschluss	Unterwerk in Ifwil 1 km von der nächsten Windenergieanlage entfernt
Wirtschaftlichkeit	Abgeschätzte Gestehungskosten 20.6 Rp./kWh
Landschaftsverträglichkeit und Fauna	Standorte auf offenem Feld: 2 Standorte im Wald: 6 Konfliktpotential mit Brutvögeln: klein Konfliktpotential mit Zugvögeln: vorhanden Wildtierkorridore: regionale Wildtierkorridore beim Landsbärg Die Standorte EL-04, EL-06, EL-07 und EL-08 sind aufgrund des grossen Sichtkonflikts mit der Schmelzwasserrinne „Littenheid-Bichselsee“ als heikel zu bezeichnen
Gesellschaftliche Aspekte	Schattenwurf: spielt speziell in Busswil und Littenheid eine grosse Rolle, aber auch in Teilen von Maischhuuse, Krillberg, Balterswil, Wallenwil, Wiezikon, Sirnach und Wilen sowie einigen Einzelgebäuden. Lärm: Spezielles Augenmerk gilt der Lärmsituation bei der Klinik Littenheid (Turbinen EL-04, EL-05, EL-06, EL-07). Bei weiteren bewohnten Gebäuden könnten die Planungswerte überschritten werden. Die Standorte der betreffenden Turbinen lassen sich jedoch optimieren.

Tabelle 20: Zusammenfassung der Standortbeurteilung von Windpotentialgebiet Eschlikon/Littenheid.

4.4.3 Einsetzbare Technologien (in Bezug auf den Typ der Windenergieanlage)

Am Standort Eschlikon/Littenheid ist auf den höchsten Erhebungen mit Windgeschwindigkeiten zwischen 4.6 und 5.5 m/s auf 100 m über Boden zu rechnen. Diese Windverhältnisse sind als moderat-gut zu bewerten. Um den Wind effizient zu nutzen, sollte deshalb eine Windenergie-

anlage gewählt werden, welche für schwache-mittlere Winde, also für IEC-Windklasse II-III, ausgelegt ist.

Da die Topografie komplex ist, ist auch der Transport der Windenergieanlagen nicht unproblematisch. Lange Rotorblätter von über 50 m Länge können zu Engpässen führen oder teurere Transportkonzepte verlangen.

Eine geeignete Anlage ist bspw. die Enercon E-92 mit 2.35 MW Leistung und einer Nabenhöhe zwischen 85 m und 138 m. Eine möglichst grosse Nabenhöhe ist nicht zwingend nötig, da der Wind mit zunehmender Höhe nicht allzu stark zunimmt, was mit dem komplexen Gelände zusammenhängt (sog. Speed-Up Effekt ist zu erwarten und kann bei der Windmessung Fischingen beobachtet werden). Eine Nabenhöhe von 108 m erscheint deshalb zweckmässig.

Es empfiehlt sich die Option, die wenigen langen Stahlturmsegmente durch viele kurze Betonsegmente zu ersetzen. Es ergeben sich dadurch zwar etwas mehr Lkw-Fahrten beim Transport, doch die Ausbaumassnahmen entlang der Transportroute können unter Umständen erheblich reduziert werden.

4.4.4 Energieertragsabschätzung

Mit dem oben beschriebenen Windenergieanlagentyp ist das in der folgenden Karte dargestellte Windparklayout erstellt worden. Das Windparklayout basiert auf der Windressourcenkarte des Zwischenberichts. Die für diesen Schlussbericht erstellte finale Windressourcenkarte, welche mit Windmessungen in der Region aktualisiert und verfeinert worden ist, zeigt u.a. in der Region Hinterthurgau deutlich bessere Windverhältnisse als ursprünglich berechnet. Das ursprünglich erstellte Windparklayout könnte aus technisch-wirtschaftlicher Sicht ev. mit drei weiteren Standorten ergänzt werden: östlich von Landsberg, nördlich von Bäritsriet und nördlich von Buewil (beim Skilift).

Nebst den markierten Standorten ist ein zusätzlicher Standort auf dem Geländevorsprung nördlich von EL-04 vor Ort geprüft worden. Wegen des steilen Geländes ist eine Erschliessung dieses Standorts als zu aufwändig eingestuft worden.

Der Energieertrag des Windparks mit einem Windparklayout wie in Abb. 19 dargestellt, ist in der folgenden Tabelle abgeschätzt. Es ist zu bemerken, dass die Windressourcen und somit auch der Energieertrag mit einer relativ hohen Unsicherheit behaftet sind.

Jährlicher Energieertrag Windpark (Brutto; nach Wake-Verlusten)	31.5 GWh
Jährlicher Energieertrag Windpark (Netto; nach Abzug von 10% des Bruttoertrags)	28.5 GWh
Durchschnittlicher jährlicher Netto-Energieertrag pro Windenergieanlage	3.6 GWh

Tabelle 21: Abgeschätzter Energieertrag am Standort Eschlikon/Littenheid.

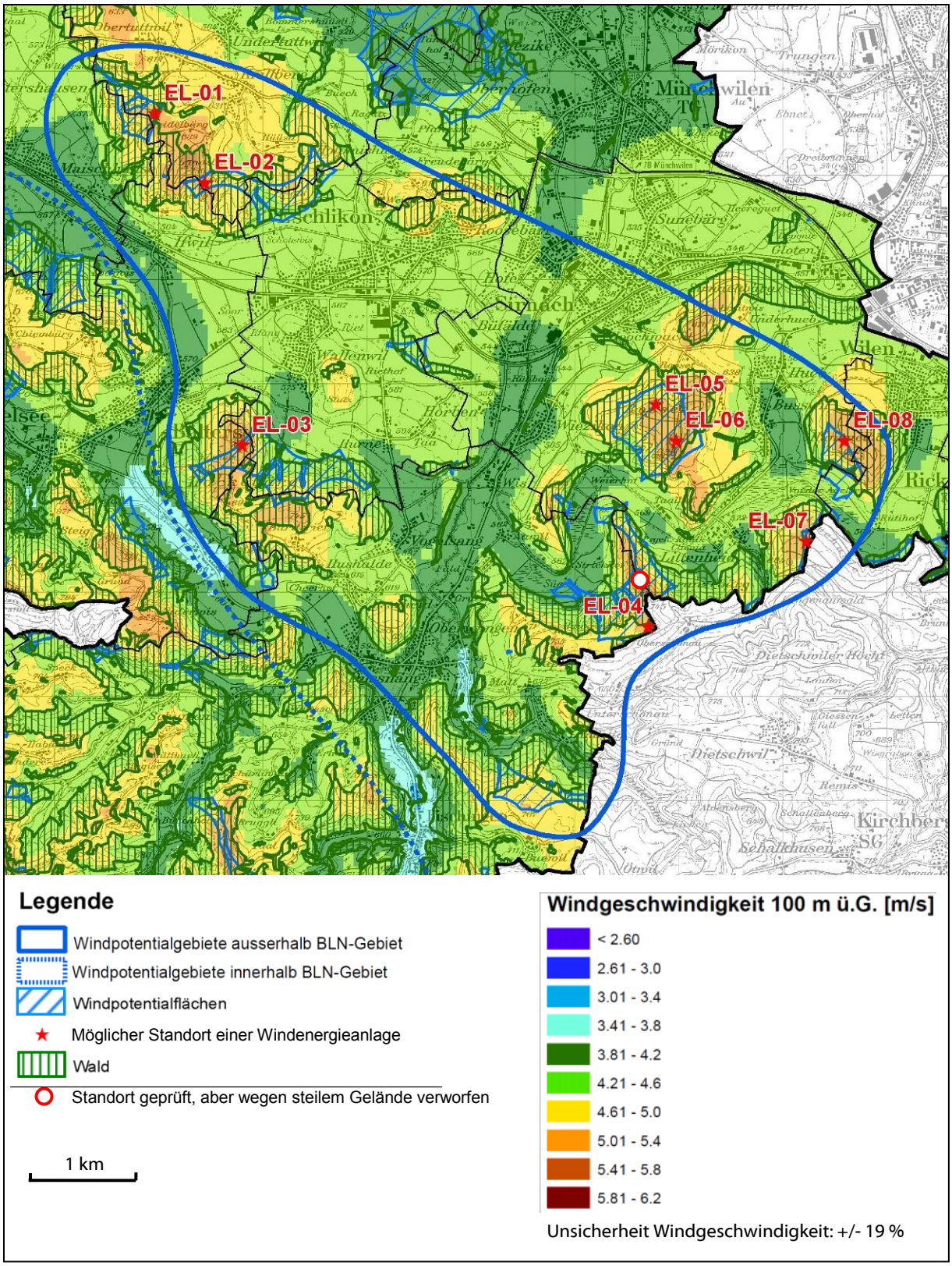

Abb. 19: Mögliches Windparklayout Eschlikon/Littenheid als Grundlage der Potentialanalyse.

4.4.5 Logistik

Transport, Strassenbau

Die Turbinen EL-01 und EL-02 erreicht man von der Autobahnausfahrt Münchwilen via Krillberg (siehe folgende Abb.). Die Abzweigung in Krillberg in Richtung Turbinenstandorte ist sehr eng, ev. muss eine Alternative gesucht werden. Die Rotorblätter sind ab da sicher nur noch mit Spezialtransportern (Rotorblatt kippen) transportierbar. Beide Turbinen befinden sich direkt am Wegrand. Die letzten paar hundert Meter Wege müssen ausgebaut werden.

Abb. 20: Mögliche Zufahrt zu den Windenergieanlagen in Eschlikon/Littenheid.

Zu den übrigen Turbinen gelangt man am besten ab der Autobahnausfahrt Wil. Auf den Hauptstrassen und den Ortsdurchfahrten sollten keine Transportschwierigkeiten auftreten. Der Standort EL-03 ist bis Bäritsriet gut machbar, danach muss die Strasse ausgebaut werden, wobei es 2-3 Passagen mit grösserem Ausbau gibt. Die Strasse hinauf zu EL-04 ist steil aber asphaltiert. Einige Bereiche in Kurven resp. Abzweigungen müssen (z.T. nur temporär) ausgebaut werden. EL-05 und EL-06 sind gut zu erreichen wobei die Waldstrasse z.T. sehr steil ist. Ev. müsste das steilste Stück asphaltiert werden. Ein Ausbau ab dem Aussichtsturm Rooset ist nötig. Die Turbine EL-07 wird über Brunberg transportiert. Bis zu diesem Weiler ist wahrscheinlich kein Ausbau der Strasse erforderlich. Die folgenden ca. 2 km müssen aber ausgebaut und verbreitert werden. Da sich dieser Abschnitt im Wald befindet, ist der Ausbau mit der Rodung von Bäumen entlang des Weges verbunden. Bei der Turbine EL-08 auf dem Hummelsberg sind ebenfalls die

letzten paar hundert Meter Weg auszubauen, ebenfalls verbunden mit der Rodung von Bäumen am Wegrand.

Zu sämtlichen Standorten ist kein Strassenneubau erforderlich resp. nur auf den letzten 50-100 m bis zu den Turbinen muss unbebautes Land für Kran und Montagefläche bereit gestellt werden.

Netzanschluss

An den Standorten der Windenergieanlagen sind die folgenden Netzbetreiber für die Verteilung des Stroms zuständig:

Netzebene	Netzbetreiber
Höchstspannung (Netzebene 1)	- Axpo AG
Hochspannung (Netzebene 3)	- Axpo AG
Mittelspannung (Netzebene 5)	- Technische Betriebe Wängi - Genossenschaft Werk Bichelsee-Balterswil - elektrizität & wasser dussnang - EW Sirnach AG - Littenheid Immobilien AG - Elektra-Genossenschaft Hub-Busswil - EKT AG
Niederspannung (Netzebene 7)	- Technische Betriebe Wängi - Genossenschaft Werk Bichelsee-Balterswil - elektrizität & wasser dussnang - EW Sirnach AG - Littenheid Immobilien AG - Elektra-Genossenschaft Hub-Busswil

Tabelle 22: Netzbetreiber

Folgende Unterwerke befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Ort	Spannungsebenen	Distanz zum Windpotentialgebiet (Luftlinie)	Bemerkung
Wängi	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	2.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	
Wittenwil	50 kV (in Zukunft 110 kV) 220 kV	2.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	
Ifwil	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	1 km zum am nächsten gelegenen Standort	
Neu-Münchwilen	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	2.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	
Bronschhofen	16 kV (in Zukunft 20 kV) 50 kV (in Zukunft 110 kV)	3 km zum am nächsten gelegenen Standort	Kanton SG
Wil	16 kV (in Zukunft 20 kV) 50 kV (in Zukunft 110 kV)	2 km zum am nächsten gelegenen Standort	Kanton SG

Tabelle 23: Unterwerke in der Region

Folgende Stromleitungen befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Leitung von - nach	Distanz (Luftlinie)	Spannungsebene
Diverse	Jeweils 1 km zu den Standorten	17 kV
UW Wil – UW Bazenheid	1 km zum am nächsten gelegenen Standort	50 kV (in Zukunft 110 kV)
UW Wittenwil – UW Neu-Münchwilen	1 km zum am nächsten gelegenen Standort	50 kV (in Zukunft 110 kV)

Tabelle 24: Stromleitungen in der Region

4.4.6 Wirtschaftlichkeit

Die folgende Tabelle fasst die abgeschätzten Investitions- und Gestehungskosten zusammen. Die Investitionskosten und jährlichen Kosten sind auf 50'000 CHF gerundet.

Investitionskosten (8 Windenergieanlagen)	**59'250'000 CHF**
Windenergieanlagen inkl. Fundamente, Kranstellflächen, Montage	41'150'000 CHF
Wegebau (Ausbau und Neubau) und Spezialtransport	2'400'000 CHF
Netzanschluss	6'300'000 CHF
Planung, Gebühren, Studien	4'000'000 CHF
Reserve, Sonstiges	5'400'000 CHF
Jährliche Kosten	**5'850'000 CHF**
Betriebskosten	1'300'000 CHF
Annuität	3'600'000 CHF
Dividende	950'000 CHF
Gestehungskosten	**20.6 Rp./kWh**

Tabelle 25: Abgeschätzte Investitions- und Gestehungskosten.

4.4.7 Landschaftsverträglichkeit und Fauna

<u>Sichtbarkeit, Landschaft und Wald</u>

Die Windenergieanlagen von Eschlikon/Littenheid sind v.a. aus nördlicher und östlicher Richtung gut sichtbar, da dort das Gelände flacher und weniger zerklüftet ist als im Westen und Süden (siehe folgende Abbildungen).

Die Landschaft um die Standorte EL-01, EL-02 und EL-03 ist als bereits vorbelastet einzustufen, da diese bereits stark von den Siedlungen Wängi, Aadorf, Guntershausen, Tuttwil, Eschlikon, Bichelsee-Balterswil, Dussnang und Sirnach beeinflusst ist. Mehrere Hochspannungsleitungen bilden ebenfalls eine landschaftliche Vorbelastung.

Die Standorte EL-04 bis EL-08 liegen direkt nördlich oder südlich der Schmelzwasserrinne Littenheid – Bichelsee, welche als Geotop von nationaler Bedeutung klassiert und landschaftlich entsprechend wertvoll ist. Zudem befinden sich dort 3 relativ grosse Flachmoore von nationaler Bedeutung, welche den Erholungswert dieser Landschaft unterstreichen. Aus Sichtrichtung Norden auf die genannten Turbinen ist die Landschaft durch die Siedlungen Wil, Bronschhofen, Münchwilen und Sirnach bereits stark beeinflusst.

Die Standorte EL-04, EL-06, EL-07 und EL-08 sind aufgrund des grossen Sichtkonflikts mit der Schmelzwasserrinne „Littenheid-Bichelsee" aus Aspekten des Landschaftsschutzes als heikel zu bezeichnen.

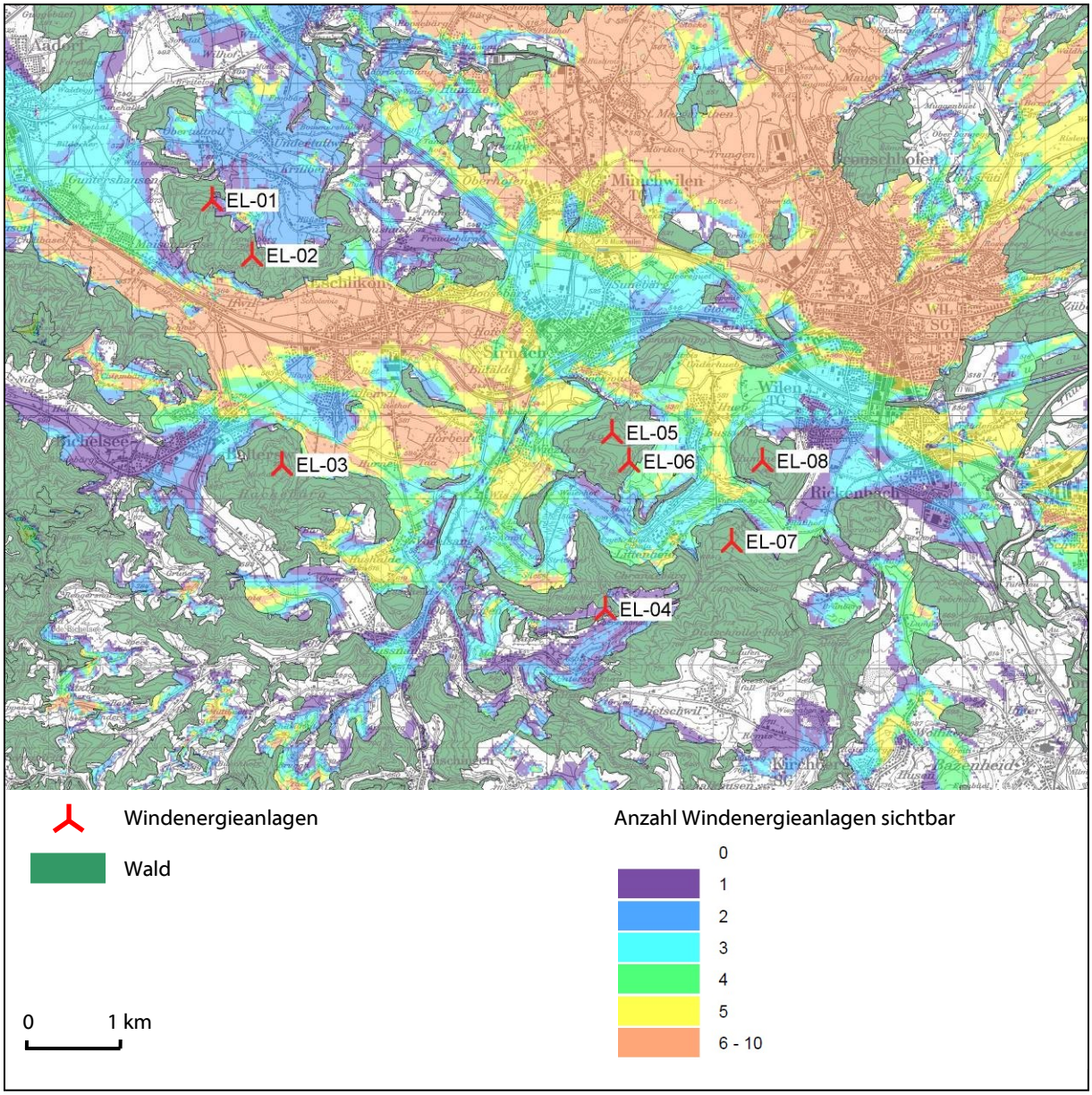

Abb. 21: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen von Eschlikon/Littenheid im Nahbereich.

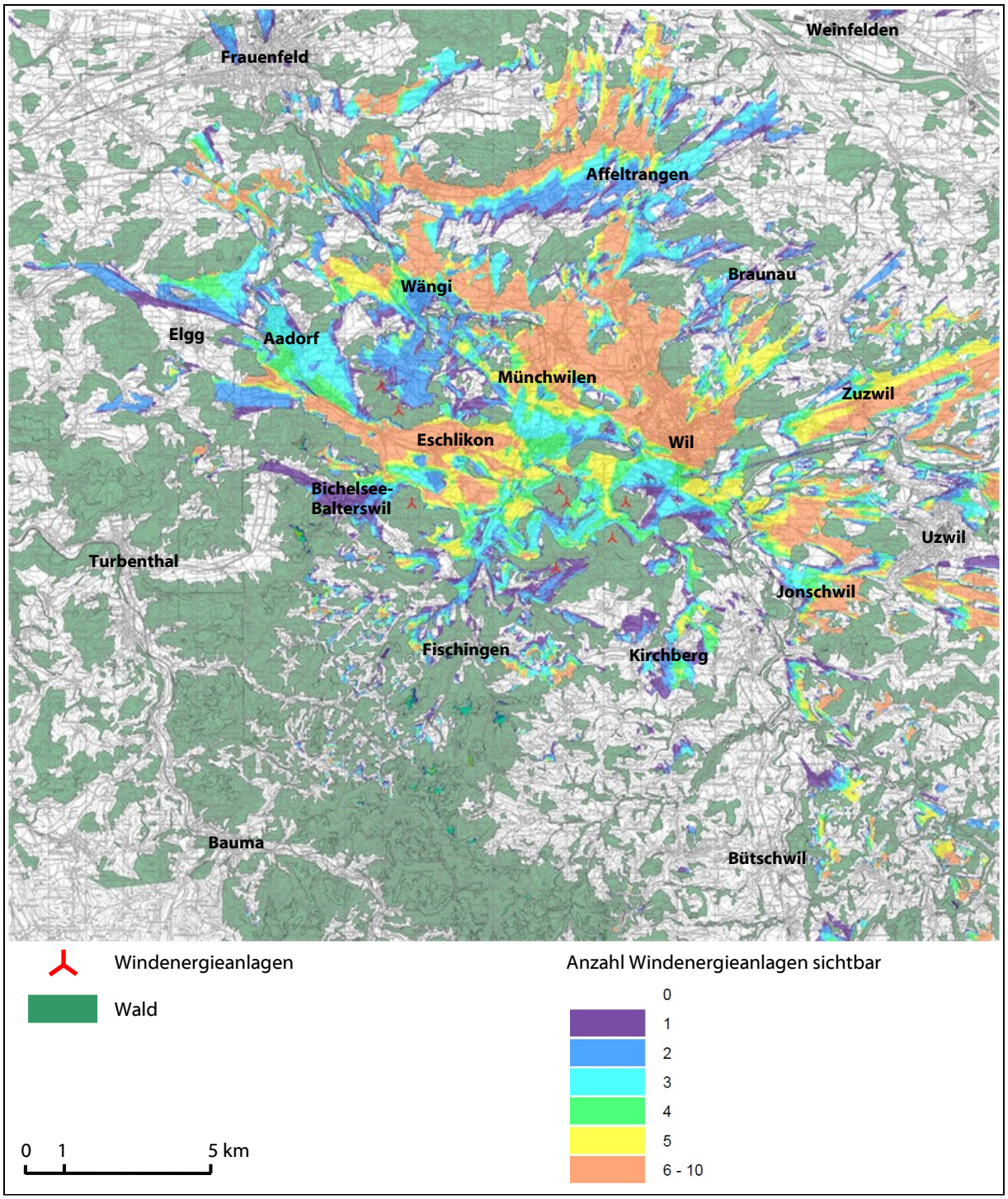

Abb. 22: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen von Eschlikon/Littenheid 10 km um die Anlagen.

Im Einzelfall sieht die qualitative Standortbewertung folgendermassen aus:

Standort	Landschaftsschutz	Wald
EL-01	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Nahbereich wertvoll (Erholungsgebiet), jedoch Richtfunkantenne beim Hof „Heidelberg"; Antenne ev. mit Turbine kombinierbar - Sicht aus Norden (Wängi): eher unproblematisch, wegen Häuser, Stromleitung, Autobahn, Funkantenne) - Sicht aus Aadorf/Guntershausen: Anlage sichtbar aber wahrscheinlich nicht dominant, da von Geländekante zurückversetzt und Wald dazwischen	- Kein Vorbehalt
EL-02	- Sicht aus Norden (Wängi): eher unproblematisch, wegen Häuser, Stromleitung, Autobahn, Funkantenne) - Sicht aus Aadorf/Guntershausen: Anlage sichtbar aber nicht dominant, da Landsbärg und Wald dazwischen	- Standort liegt im Wald - Biodiversität und Ruhige Waldzone (RW) als Vorrangfunktion des RWP - Orchideen-Buchenwald gemäss NHV
EL-03	- Von Eschlikon, Bichelsee, Balterswil aus gut sichtbar	- Standort liegt im Wald - Ruhige Waldzone (RW) als Vorrangfunktion des RWP
EL-04	- Grosser Sichtkonflikt mit Geotop (Schmelzwasserrinne) - Liegt auf flachem Moränenhügel (unberührte Landschaft)	- Kein Vorbehalt
EL-05	- Sichtkonflikt mit Geotop (Schmelzwasserrinne) - Restaurant Säntisblick (Eschlikon): Direkte Sichtbehinderung zum Säntis	- Standort liegt im Wald
EL-06	- Grosser Sichtkonflikt mit Geotop (Schmelzwasserrinne) - Restaurant Säntisblick (Eschlikon): Direkte Sichtbehinderung zum Säntis	- Standort liegt im Wald - ISOWA-Fläche - Orchideen-Buchenwald gemäss NHV
EL-07	- Grosser Sichtkonflikt mit Geotop (Schmelzwasserrinne)	- Standort liegt im Wald
EL-08	- Grosser Sichtkonflikt mit Geotop (Schmelzwasserrinne)	- Standort liegt im Wald - ISOWA-Fläche - Orchideen-Buchenwald gemäss NHV

Tabelle 26: Qualitative Bewertung der Standorte nach den Kriterien Landschaft und Wald.

<u>Vögel</u>

Bezüglich Brutvögel existiert an allen Turbinenstandorten ein kleines Konfliktpotential mit Windenergieanlagen (grüner Bereich auf der folgenden Abbildung).

Bezüglich Zugvögel ist bei sämtlichen Turbinenstandorten ein mittleres Konfliktpotential vorhanden (gelber Bereich).

Die Empfehlungen der Vogelwarte Sempach richten sich nach den Ausführungen in Kap. 3.7.

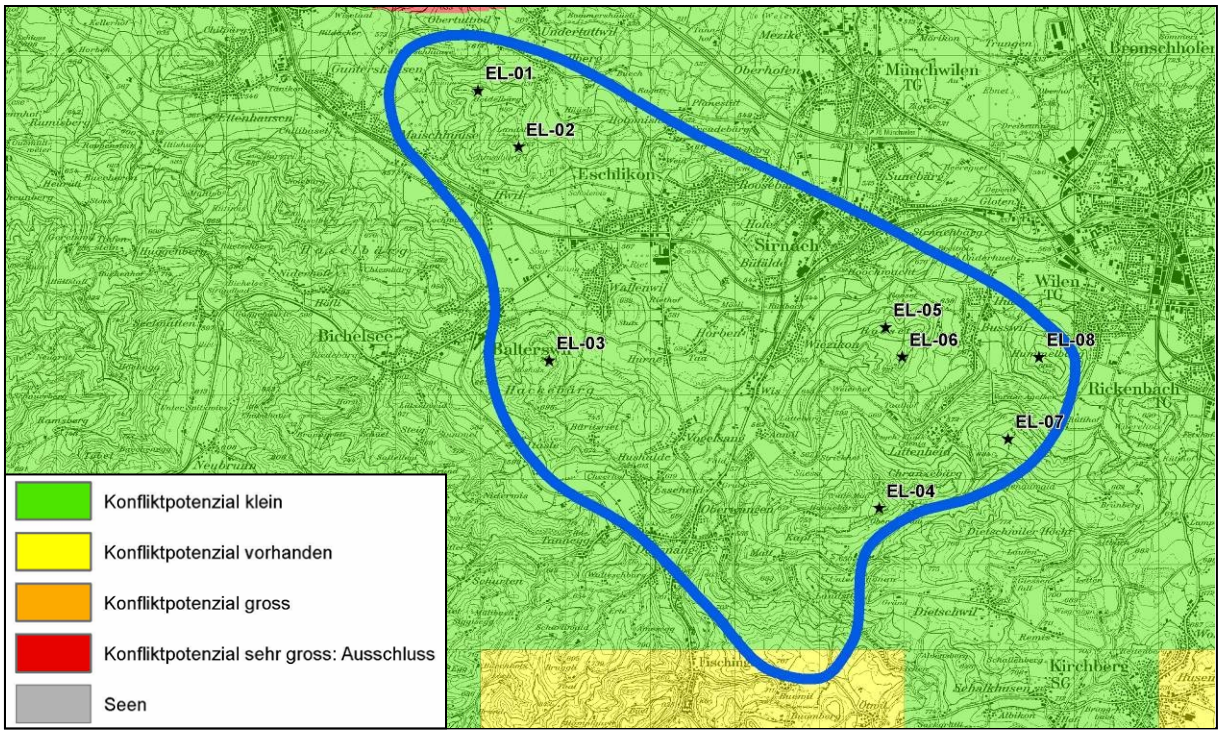

Abb. 23: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Brutvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

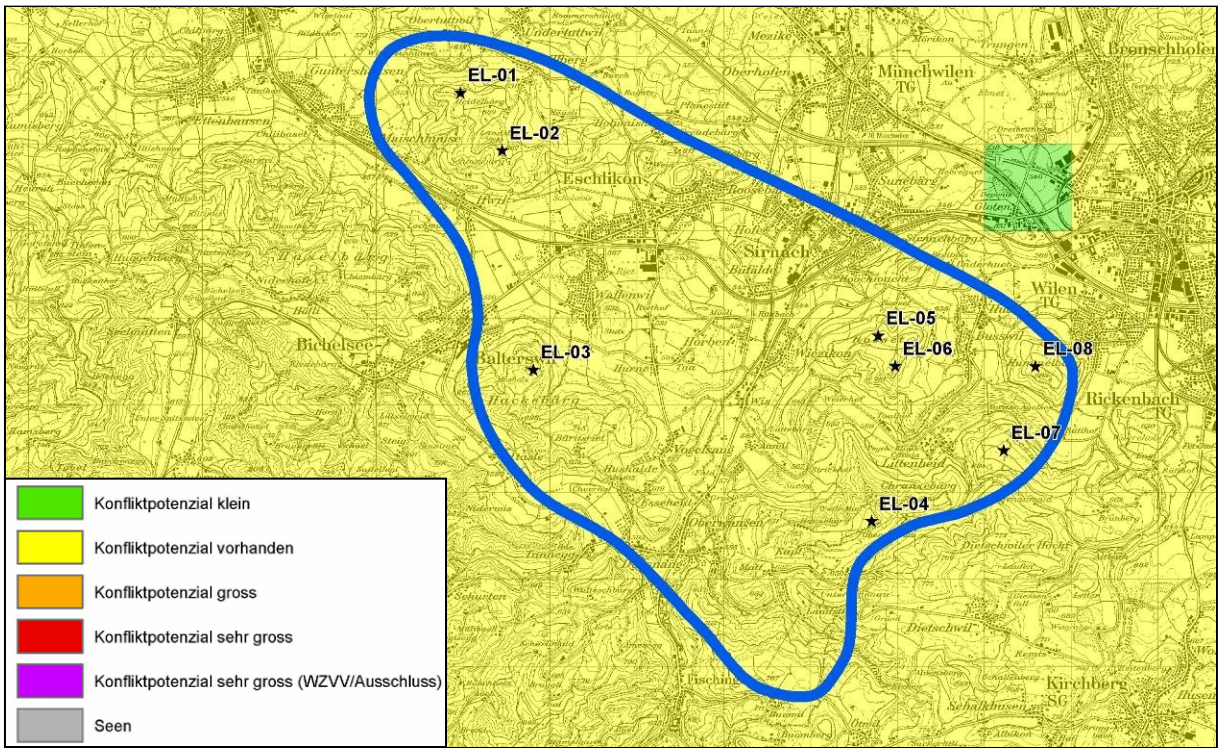

Abb. 24: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Zugvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

Wildtierkorridore

Beim Landsbärg, südwestlich und nordöstlich der Turbine EL-02, befinden sich regionale Wildtierkorridore.

4.4.8 Gesellschaftliche Aspekte

Schattenwurf

Mit dem hier definierten Windparklayout spielt Schattenwurf sicher in Teilen der Ortschaften Maischhuuse, Krillberg, Balterswil, Wallenwil, Wiezikon, Sirnach, Busswil, Wilen und Littenheid eine bedeutende Rolle. Speziell zu beachten ist die Situation in Busswil und Littenheid, da diese umgeben sind von mehreren Windenergieanlagen. Daneben wird Schattenwurf auch bei einigen Bauernhöfen und Einzelgebäuden von Bedeutung sein. Durch eine optimierte Standortwahl für die Turbinen können solch punktuelle Probleme meist entschärft werden.

In den dicht besiedelten Gebieten Wil, Münchwilen und Eschlikon dürfte Schattenwurf eine untergeordnete Rolle spielen.

Lärm

Beim Hof „Heidelbärg" sind die Abstände zu den Turbinen EL-01 und EL-02 ev. etwas grösser zu wählen (EL-01 steht momentan in einer Distanz von 350 m zu diesem Hof). Bei einer Verschiebung käme diese allerdings in den Wald zu stehen.

Die Turbine EL-03 ist als einzeln stehende Windenergieanlage zu bezeichnen. Die Wohnzonen mit ES II in Balterswil gilt es speziell zu berücksichtigen. Allenfalls ist die Anlage nach Süden zu verschieben, was problemlos möglich wäre.

Ähnlich verhält es sich mit EL-04, welche ebenfalls eine Einzelanlage ist. Sie steht 350 m vom Weiler Oberschönau entfernt und müsste allenfalls leicht nach Westen verschoben werden, was ebenfalls problemlos möglich wäre.

EL-05 und EL-06 stehen relativ weit von den nächsten bewohnten Gebäuden weg, weshalb keine Anpassungen wegen des Lärmschutzes zu erwarten sind. Diese beiden Anlagen sind zusammen mit den Anlagen EL-04 und EL-07 in die Detailuntersuchungen der Lärmsituation bei der Klinik Littenheid einzubeziehen.

Die Turbine EL-08 auf dem Hummelbärg könnte leicht nach Westen verschoben werden, falls die berechneten Planungswerte in den Wohnzonen in Wilen überschritten würden.

Klinik Littenheid

Die Standorte EL-04, EL-07 und EL-08 sind von der psychiatrischen Klinik Littenheid aus sehr gut sichtbar. Sie liegen alle innerhalb einer Distanz von 1.5 km. Lärm durch sichtbare Windenergieanlagen kann als störender empfunden werden als wenn die Turbinen nicht sichtbar sind. Es muss zudem beachtet werden, dass allein der Anblick von Windenergieanlagen, auch wenn keine Immissionen von Lärm oder Schattenwurf messbar sind, das Wohlbefinden von sehr sensiblen Personen beeinflussen kann.

4.5 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 4: Braunau/Wuppenau

4.5.1 Vergleich mit Zwischenbericht

Im Vergleich zur ersten Windressourcenberechnung aus dem Zwischenbericht haben sich die Windverhältnisse überall leicht erhöht (Zunahme <0.1 m/s). Dementsprechend hat sich auch die Fläche, wo ein wirtschaftlicher Betrieb von Windenergieanlagen möglich wäre, leicht vergrössert.

4.5.2 Zusammenfassung

In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten Punkte aus der qualitativen Standortbeurteilung zusammengefasst:

Leistungspotential	Max. 9 x 2.4 MW = 21.6 MW (je nach Turbinentyp mehr oder weniger)
Energiepotential	Windpark: 37 GWh (Netto) Durchschnitt pro Windenergieanlage: 4.1 GWh (Netto)
Logistik Transport	Gut ausgebaute Wege vorhanden. Ausbau beschränkt sich auf die letzen paar hundert Meter zu den einzelnen Turbinen
Logistik Netzanschluss	Unterwerk in Bronschhofen 2.5 km von der nächsten Windenergieanlage entfernt
Wirtschaftlichkeit	Abgeschätzte Gestehungskosten 18.0 Rp.kWh
Landschaftsverträglichkeit und Fauna	Standorte auf offenem Feld: 6 Standorte im Wald: 3 Konfliktpotential mit Brutvögeln: klein (Westteil); vorhanden (Ostteil) Konfliktpotential mit Zugvögeln: vorhanden Wildtierkorridore: keine Die Standorte BW-02 und BW-05 sind aufgrund der qualitativ hochwertigen, feinstrukturierten Landschaft im Nahbereich der Anlagen als heikel zu bezeichnen.
Gesellschaftliche Aspekte	Schattenwurf: von relativ grosser Bedeutung, da es einerseits viele mögliche Turbinenstandorte gibt und andererseits die vielen Bauernhöfe und Weiler rund um Braunau zu berücksichtigen sind. Lärm: bei den umliegenden Bauernhöfen und Weiler von zentraler Bedeutung. Umzingelung der Ortschaft Braunau aus lärmtechnischer Sicht problematisch.

Tabelle 27: Zusammenfassung der Standortbeurteilung von Windpotentialgebiet Braunau/Wuppenau.

4.5.3 Einsetzbare Technologien (in Bezug auf den Typ der Windenergieanlage)

Am Standort Braunau/Wuppenau ist mit Windgeschwindigkeiten zwischen 4.6 und 5 m/s auf 100 m über Boden zu rechnen. Diese Windverhältnisse sind als moderat zu bewerten. Um den Wind effizient zu nutzen, sollte deshalb eine Windenergieanlage gewählt werden, welche für schwache-mittlere Winde, also für IEC-Windklasse III, ausgelegt ist.

Eine solche Anlage ist bspw. die Nordex N117 mit 2.4 MW Leistung und einer Nabenhöhe zwischen 91 m und 141 m. Aufgrund der Geländebedingungen am Standort Braunau/Wuppenau

mit relativ viel Wald und damit einhergehend eher erhöhter Turbulenzbildung in der Luftschicht direkt über den Baumkronen, sollte eine möglichst grosse Nabenhöhe gewählt werden, um die laminaren Strömungen in höheren Schichten zu nutzen.

4.5.4 Energieertragsabschätzung

Mit dem oben beschriebenen Windenergieanlagentyp ist das in der folgenden Karte dargestellte Windparklayout erstellt worden. Das Windparklayout basiert auf der Windressourcenkarte des Zwischenberichts. Die für diesen Schlussbericht erstellte finale Windressourcenkarte, welche mit Windmessungen in der Region aktualisiert und verfeinert worden ist, zeigt u.a. in der Region um den Nollen bessere Windverhältnisse als ursprünglich berechnet. Das ursprünglich erstellte Windparklayout könnte aus technisch-wirtschaftlicher Sicht ev. mit einem weiteren Standort nordöstlich des Leubergs ergänzt werden.

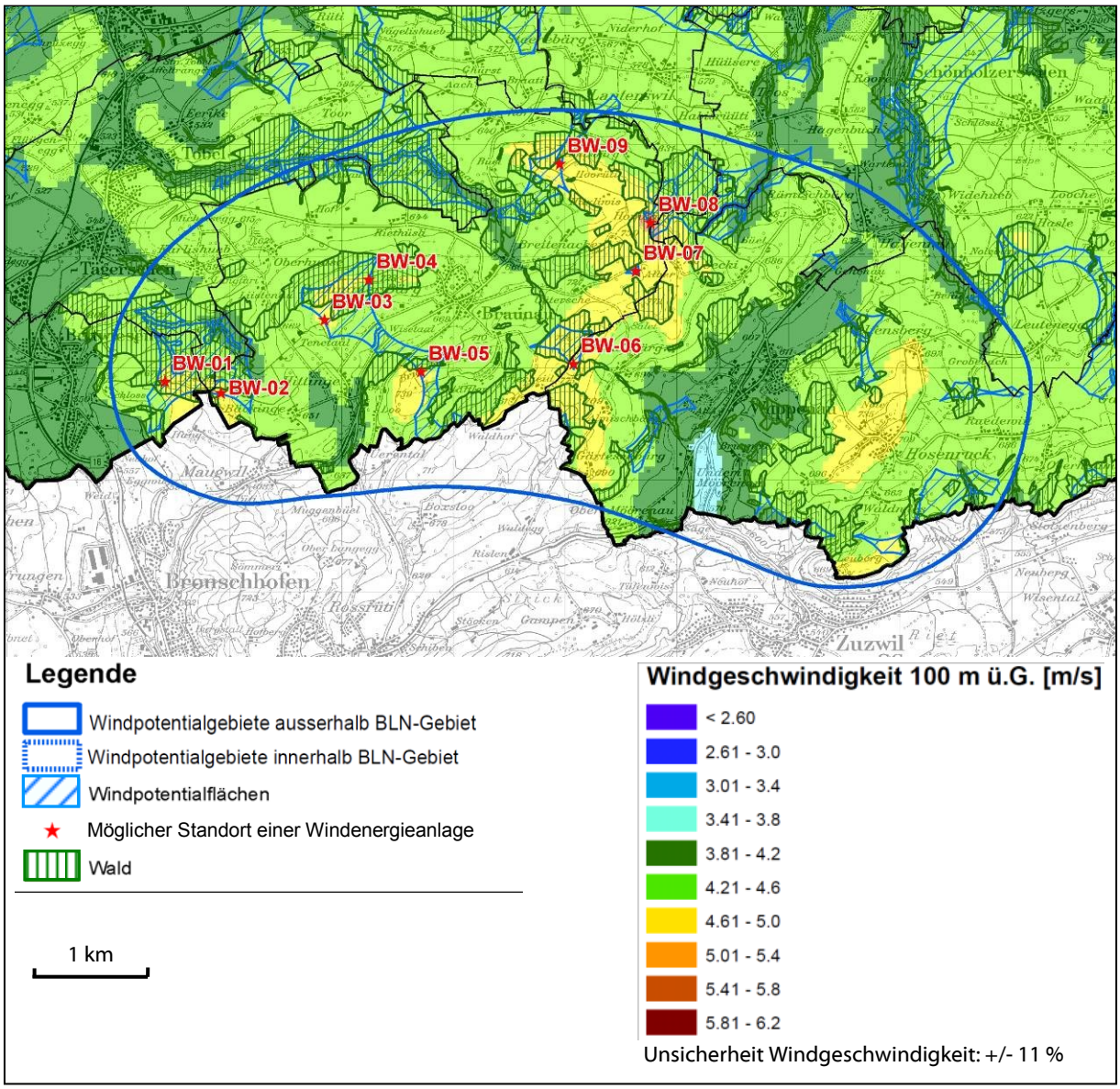

Abb. 25: Mögliches Windparklayout Braunau/Wuppenau als Grundlage der Potentialanalyse.

Der Energieertrag des Windparks mit einem Windparklayout wie in Abb. 25 dargestellt, ist in der folgenden Tabelle abgeschätzt:

Jährlicher Energieertrag Windpark (Brutto) (nach Wake-Verlusten)	41 GWh
Jährlicher Energieertrag Windpark (Netto) (nach Abzug von 10% des Bruttoertrags)	37 GWh
Durchschnittlicher jährlicher Netto-Energieertrag pro Windenergieanlage	4.1 GWh

Tabelle 28: Abgeschätzter Energieertrag am Standort Braunau/Wuppenau.

4.5.5 Logistik

<u>Transport, Strassenbau</u>

Der Transport erfolgt ab der Autobahnausfahrt Münchwilen über Tobel-Tägerschen bis Braunau. Zu den Turbinen BW-03 und BW-04 wird am besten bereits nach Tobel-Tägerschen rechts abgebogen und kurz vor Tenetaal der Weg entlang des Waldes hochgefahren. Die Abzweigung wie auch der gesamte Weg müssen voraussichtlich ausgebaut werden. Alle übrigen Standorte werden von Braunau aus über die zahlreich vorhandenen und gut ausgebauten Strassen/Wege angefahren. Meist müssen die letzten paar hundert Meter zu den Turbinen ausgebaut werden.

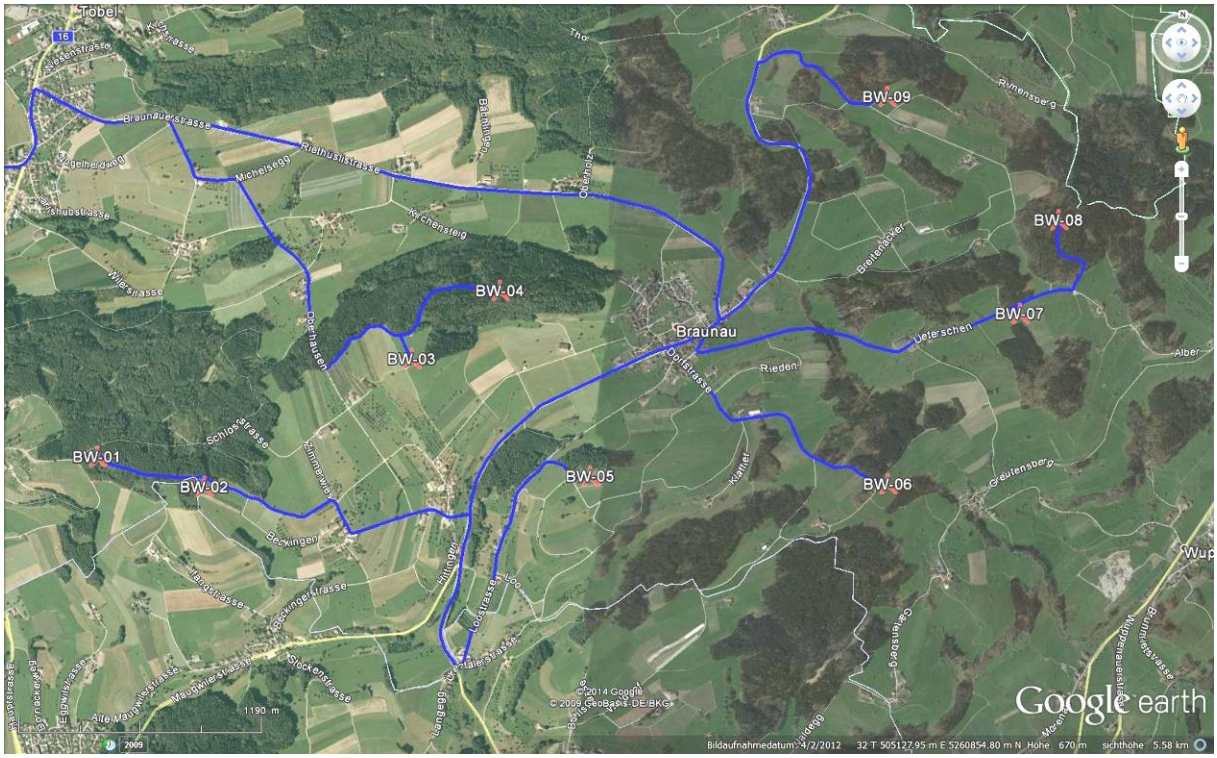

Abb. 26: Mögliche Zufahrt zu den Windenergieanlagen in Braunau/Wuppenau.

Netzanschluss

An den Standorten der Windenergieanlagen sind die folgenden Netzbetreiber für die Verteilung des Stroms zuständig:

Netzebene	Netzbetreiber
Höchstspannung (Netzebene 1)	- Axpo AG
Hochspannung (Netzebene 3)	- Axpo AG
Mittelspannung (Netzebene 5)	- Werkbetriebe Bettwiesen - Politische Gemeinde Braunau - Elektrizitätsversorgung Wuppenau - EKT AG
Niederspannung (Netzebene 7)	- Werkbetriebe Bettwiesen - Politische Gemeinde Braunau - Elektrizitätsversorgung Wuppenau

Tabelle 29: Netzbetreiber

Folgende Unterwerke befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Ort	Spannungsebenen	Distanz zum Windpotentialgebiet (Luftlinie)	Bemerkung
Neu-Münchwilen	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	4.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	
Bronschhofen	16 kV (in Zukunft 20 kV) 50 kV (in Zukunft 110 kV)	2.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	Kanton SG
Wil	16 kV (in Zukunft 20 kV) 50 kV (in Zukunft 110 kV)	3.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	Kanton SG
Weinfelden	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	5 km zum am nächsten gelegenen Standort	

Tabelle 30: Unterwerke in der Region

Folgende Stromleitungen befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Leitung von - nach	Distanz (Luftlinie)	Spannungsebene
Diverse	Max. 1 km zu den Standorten	17 kV
UW Bronschhofen – UW Weinfelden	Max. 1 km zu den Standorten	50 kV (in Zukunft 110 kV)

Tabelle 31: Stromleitungen in der Region

4.5.6 Wirtschaftlichkeit

Die folgende Tabelle fasst die abgeschätzten Investitions- und Gestehungskosten zusammen. Die Investitionskosten und jährlichen Kosten sind auf 50'000 CHF gerundet.

Investitionskosten (9 Windenergieanlagen)	**67'350'000 CHF**
Windenergieanlagen inkl. Fundamente, Kranstellflächen, Montage	50'650'000 CHF
Wegebau (Ausbau und Neubau) und Spezialtransport	1'400'000 CHF
Netzanschluss	4'750'000 CHF
Planung, Gebühren, Studien	4'500'000 CHF
Reserve, Sonstiges	6'050'000 CHF
Jährliche Kosten	**6'700'000 CHF**
Betriebskosten	1'500'000 CHF
Annuität	4'100'000 CHF
Dividende	1'100'000 CHF
Gestehungskosten	**18.0 Rp./kWh**

Tabelle 32: Abgeschätzte Investitions- und Gestehungskosten.

4.5.7 Landschaftsverträglichkeit und Fauna

Sichtbarkeit, Landschaft und Wald

Die westlichen Anlagen BW-01 bis BW-04 sind in Bezug auf die Sichtbarkeit aus dem dicht besiedelten Gebiet der Ortschaften Sirnach, Münchwilen, Wängi, Matzingen, Stettfurt, Lommis, Affeltrangen, Tobel-Tägerschen relativ exponiert (siehe folgende Abbildung). Aus Osten und Süden ist keine der Turbinen dank vorgelagerter Hügel gut sichtbar. Von Braunau aus sind praktisch alle Anlagen sichtbar.

Die Offenland-Standorte, welche auf dem südlichen Halbkreis um Braunau liegen (BW-02, BW-03, BW-05, BW-06, BW-07), sind aus Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes wertvoller als diejenigen auf dem nördlichen Halbkreis (BW-09).

Die Standorte BW-02 und BW-05 sind aufgrund der qualitativ hochwertigen, feinstrukturierten Landschaft im Nahbereich der Anlagen als heikel zu bezeichnen.

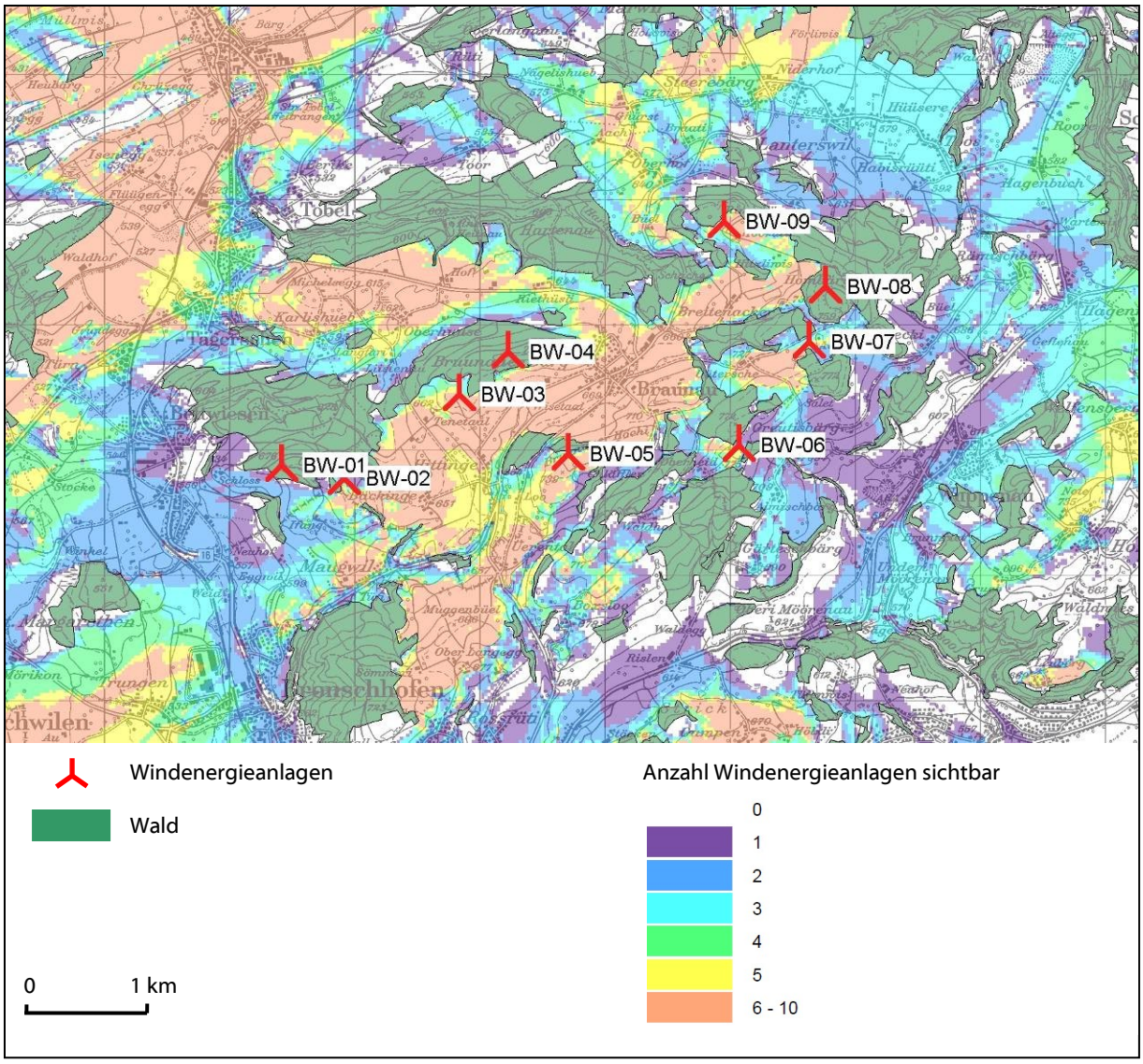

Abb. 27: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen von Braunau/Wuppenau im Nahbereich.

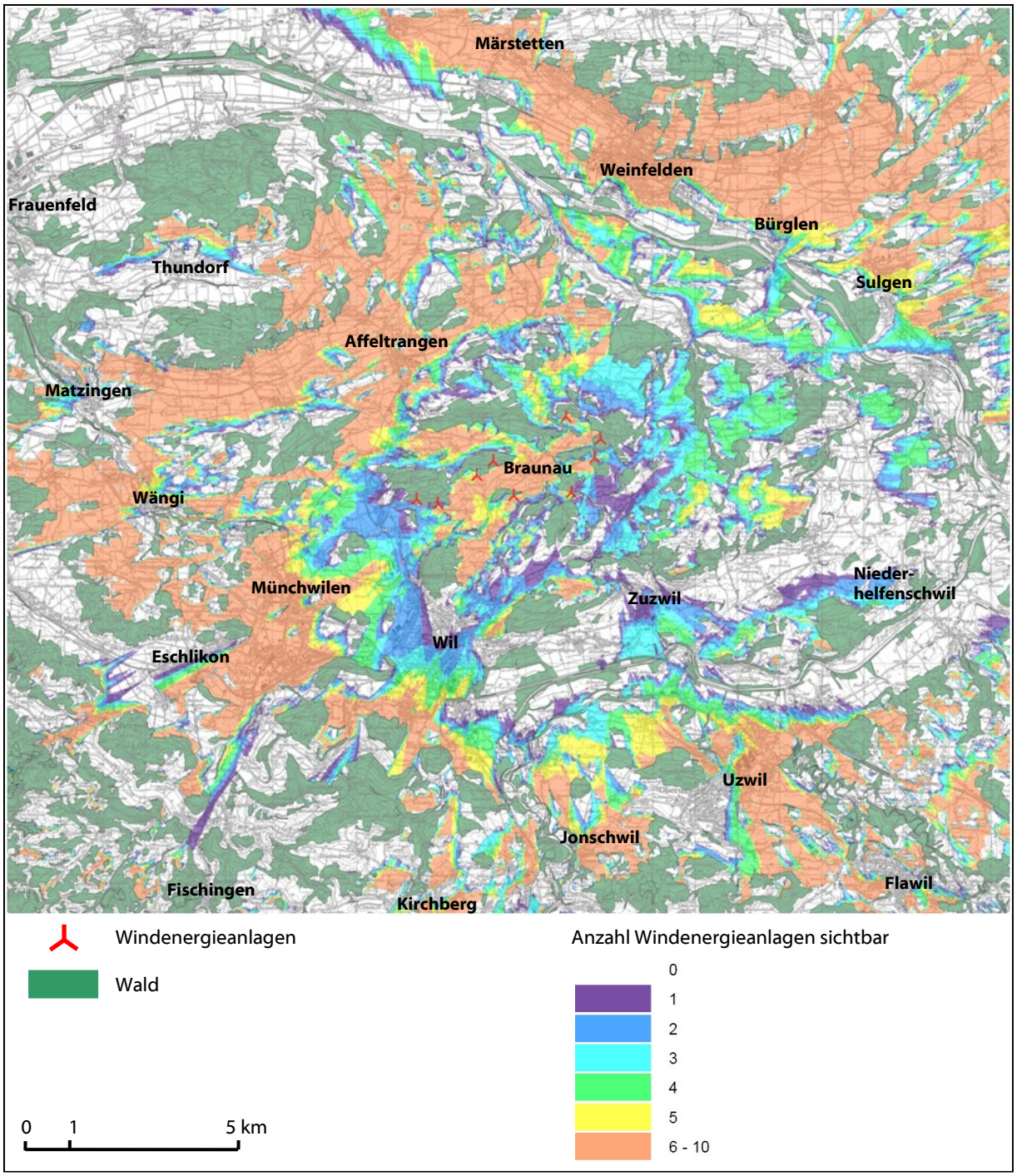

Abb. 28: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen von Braunau/Wuppenau 10 km um die Anlagen.

Im Einzelfall sieht die qualitative Standortbewertung folgendermassen aus:

Standort	Landschaftsschutz	Wald
BW-01	- Sehr gute Sichtbarkeit von den Ortschaften im Südwesten bis Norden aus - Schloss Sonnenberg (Stettfurt) 7 km im Nordwesten ist beliebter Aussichtspunkt	- Standort liegt im Wald - ISOWA-Flächen rund um den Standort, aber nicht direkt betroffen - Biodiversität als Vorrangfunktion des RWP
BW-02	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Qualitativ sehr wertvolle, feinstrukturierte Landschaft - Gute Sichtbarkeit von den Ortschaften im Südwesten bis Norden aus - Schloss Sonnenberg (Stettfurt) im Nordwesten als beliebter Aussichtspunkt (Entfernung bereits 7 km)	- Kein Vorbehalt
BW-03	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Gute Sichtbarkeit von den Ortschaften im Westen bis Norden aus	- Kein Vorbehalt
BW-04	- Gute Sichtbarkeit von den Ortschaften im Westen bis Norden aus	- Standort liegt im Wald - Standort liegt im nördlichen Grenzbereich einer ISOWA-Fläche, welche ev. zukünftig zu einem Waldreservat umgewandelt werden soll - Biodiversität als Vorrangfunktion des RWP
BW-05	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Qualitativ sehr wertvolle, feinstrukturierte Landschaft	- Kein Vorbehalt
BW-06	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Richtfunkantenne bei „Oberheid“ und Wasserreservoir schmälern den landschaftlichen Wert im Nahbereich - Höchster Standort; aber trotzdem nicht übermässig exponiert wegen umliegender Hügel	- Kein Vorbehalt
BW-07	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Standort nicht übermässig exponiert wegen umliegender Hügel	- Kein Vorbehalt
BW-08	- Standort nicht übermässig exponiert wegen umliegender Hügel	- Standort liegt im Wald - Ruhige Waldzone (RW) als Vorrangfunktion des RWP
BW-09	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Standort nicht übermässig exponiert wegen umliegender Hügel - Innerhalb des Gebietes Braunau/ Wuppenau landschaftlich am wenigsten wertvoll	- Kein Vorbehalt

Tabelle 33: Qualitative Bewertung der Standorte nach den Kriterien Landschaft und Wald.

Vögel

Sowohl mit Brut- als auch mit Zugvögeln ist Konfliktpotential vorhanden (siehe folgende Abbildungen).

Bezüglich Brutvögel sind bei den westlichen Turbinen keine durch Windenergieanlagen potentiell gefährdeten Vogelarten von nationaler Bedeutung betroffen. Bei den östlichen Turbinen sind Auswirkungen auf solche Vogelarten zu erwarten.

Bezüglich Zugvögel ist bei sämtlichen Turbinenstandorten ein mittleres Konfliktpotential vorhanden (gelber Bereich).

Die Empfehlungen der Vogelwarte Sempach richten sich nach den Ausführungen in Kap. 3.7.

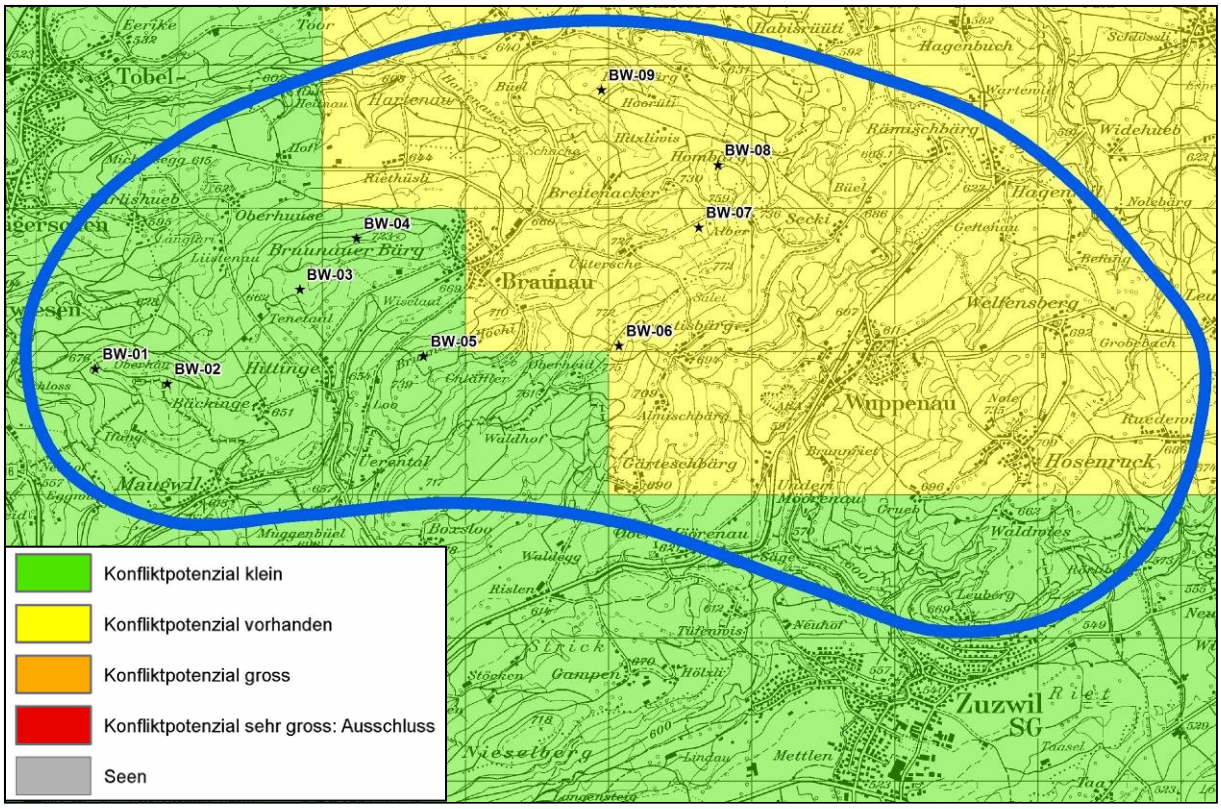

Abb. 29: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Brutvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

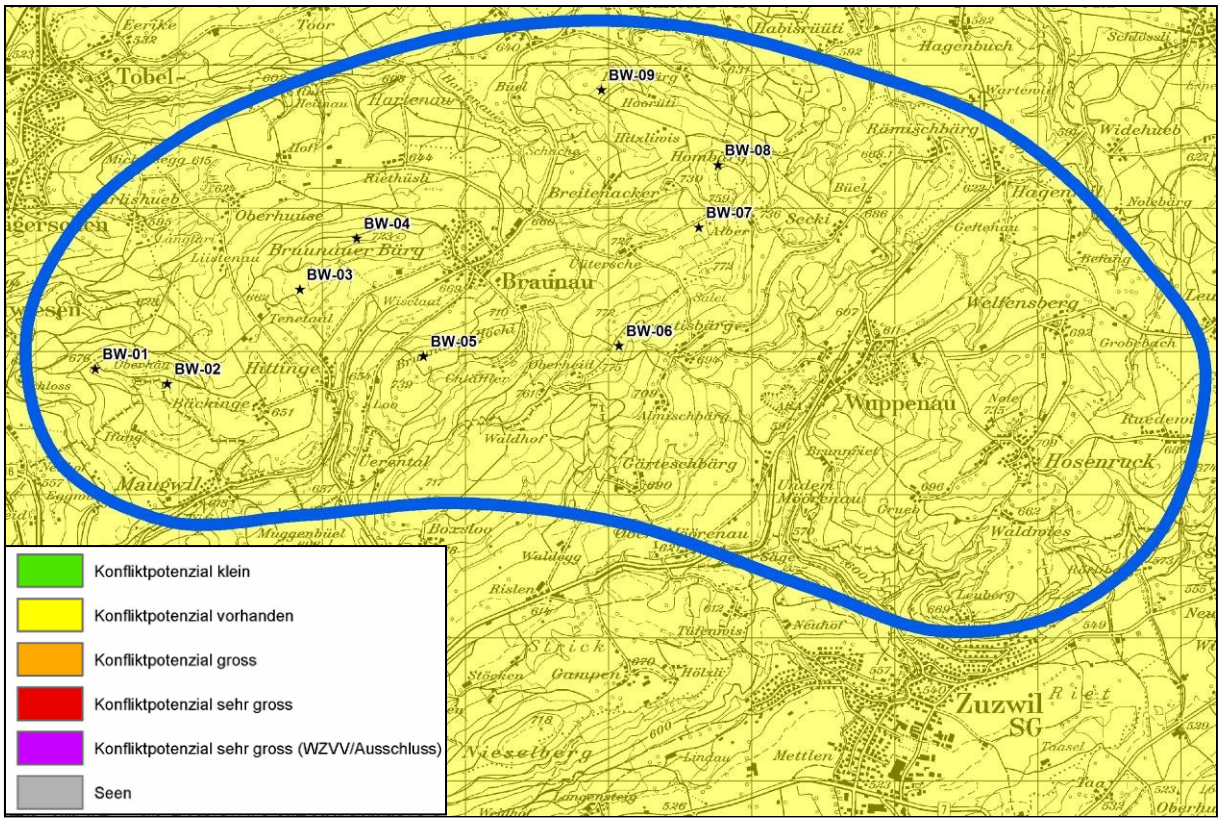

Abb. 30: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Zugvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

Wildtierkorridore

Im Windpotentialgebiet befinden sich weder regionale noch überregionale Wildtierkorridore.

4.5.8 Gesellschaftliche Aspekte

Schattenwurf

Generell ist in diesem Windpotentialgebiet das Thema Schattenwurf von relativ grosser Bedeutung, da es einerseits viele mögliche Turbinenstandorte gibt und andererseits die vielen Bauernhöfe und Weiler rund um Braunau zu berücksichtigen sind.

Diejenigen Orte oder Einzelgebäude, welche innerhalb einer Distanz von ca. 1 km von mehreren Turbinen umgeben sind, werden am meisten Schattenwurf erhalten: Braunau, Hittinge, Bäckinge, Tenetaal, Chläffler, Oberheid, Tobelacker, Üütersche, Alber, Breitenacker, Hitzliwis. Schattenwurf wird u.a. auch an folgenden Standorten von Bedeutung sein: Secki, Rimisbärg, Oberhof, Riethüsli, Bächlinge, Neuhüüsli, Oberhuuse, Liistenau, Bettwiesen.

Lärm

Eine Umzingelung der Ortschaft Braunau mit Windenergieanlagen ist aus lärmtechnischer Sicht als problematisch zu beurteilen. Auch bei einigen der umliegenden Bauernhöfe und Weiler spielt Lärm eine wichtige Rolle: Ifang, Tenetaal, Neuhüüsli, Waldhof, Loo, Oberheid, Greutisberg, Üütersche, Alber, Hölzli, Hitzliwis oder Hoorüti. Die Standorte der betreffenden Turbinen lassen sich zum Teil optimieren (BW-02, BW-03, BW-05, BW-06, BW-09). Bei anderen Turbinen sind eher technische Lösungen zu suchen (BW-04, BW-07, BW-08).

4.6 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 5: Ottenberg

4.6.1 Vergleich mit Zwischenbericht

Im Vergleich zur ersten Windressourcenberechnung aus dem Zwischenbericht haben sich die Windverhältnisse überall leicht erhöht (Zunahme <0.1 m/s). Dementsprechend hat sich auch die Fläche, wo ein wirtschaftlicher Betrieb von Windenergieanlagen möglich wäre, leicht vergrössert.

4.6.2 Zusammenfassung

In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten Punkte aus der qualitativen Standortbeurteilung zusammengefasst:

Leistungspotential	6 x 2.4 MW = 14.4 MW (je nach Turbinentyp mehr oder weniger)
Energiepotential	Windpark: 24.5 GWh (Netto) Durchschnitt pro Windenergieanlage: 4.1 GWh (Netto)
Logistik Transport	Sehr gut ausgebaute Wege vorhanden. Mit Ausnahme von OB-06 sind sämtliche Standorte bereits durch Wege erschlossen, welche aber teilweise ausgebaut und verbreitert werden müssten. Der Strassenneubau bei OB-06 beschränkt sich auf eine Länge von ca. 200 m.
Logistik Netzanschluss	Unterwerk in Weinfelden 2.5 km von der nächsten Windenergieanlage entfernt
Wirtschaftlichkeit	Abgeschätzte Gestehungskosten 18.1 Rp./kWh
Landschaftsverträglichkeit und Fauna	Standorte auf offenem Feld: 3 Standorte im Wald: 3 Konfliktpotential mit Brutvögeln: vorhanden Konfliktpotential mit Zugvögeln: klein (OB-01); vorhanden (übrige Turbinen) Wildtierkorridore: überregionaler und regionaler Wildtierkorridor im östlichen Gebietsteil Die Standorte OB-01, OB-02 und OB-03 sind aufgrund der im Westen relativ markanten Hügelform des Ottenbergs und der sehr guten Sichtbarkeit dieser Turbinen vom Thurtal aus als heikel zu bezeichnen.
Gesellschaftliche Aspekte	Schattenwurf: speziell bei den Weilern auf dem Ottenberg zu beachten: Alp, Ottebärg, Stelzehof, Wachtersbärg, Tattehueb und Raatwis Lärm: bei einigen Einzelgebäuden auf dem Ottenberg von Bedeutung. Es besteht bei sämtlichen Turbinenstandorten Optimierungspotential

Tabelle 34: Zusammenfassung der Standortbeurteilung von Windpotentialgebiet Ottenberg.

4.6.3 Einsetzbare Technologien (in Bezug auf den Typ der Windenergieanlage)

Am Standort Ottenberg ist mit Windgeschwindigkeiten zwischen 4.6 und 5 m/s auf 100 m über Boden zu rechnen. Diese Windverhältnisse sind als moderat zu bewerten. Um den Wind effizient zu nutzen, sollte deshalb eine Windenergieanlage gewählt werden, welche für schwache-mittlere Winde, also für IEC-Windklasse III, ausgelegt ist.

Eine solche Anlage ist bspw. die Nordex N117 mit 2.4 MW Leistung und einer Nabenhöhe zwischen 91 m und 141 m. Aufgrund der Geländebedingungen am Standort Ottenberg mit relativ viel Wald und damit einhergehend eher erhöhter Turbulenzbildung in der Luftschicht direkt über den Baumkronen, sollte eine möglichst grosse Nabenhöhe gewählt werden, um die laminaren Strömungen in höheren Schichten zu nutzen.

4.6.4 Energieertragsabschätzung

Mit dem oben beschriebenen Windenergieanlagentyp ist das in der folgenden Karte dargestellte Windparklayout erstellt worden. Das Windparklayout basiert auf der Windressourcenkarte des Zwischenberichts. Die für diesen Schlussbericht erstellte finale Windressourcenkarte, welche mit Windmessungen in der Region aktualisiert und verfeinert worden ist, zeigt u.a. in der Region um den Ottenberg bessere Windverhältnisse als ursprünglich berechnet. Das ursprünglich erstellte Windparklayout könnte aus technisch-wirtschaftlicher Sicht ev. mit einem weiteren Standort nördlich von Standort OB-01 ergänzt werden.

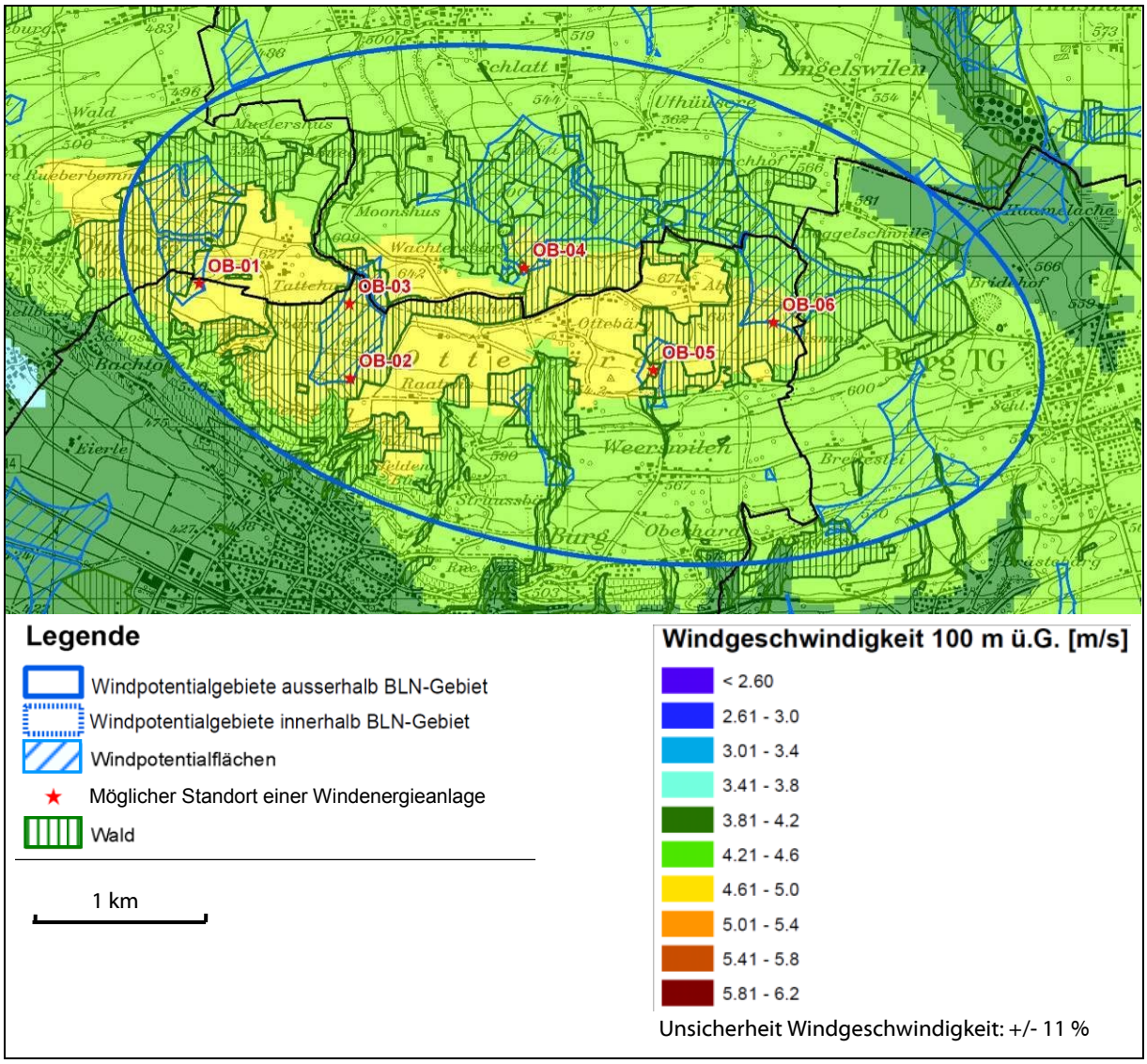

Abb. 31: Mögliches Windparklayout Ottenberg als Grundlage der Potentialanalyse.

Der Energieertrag des Windparks mit einem Windparklayout wie in Abb. 31 dargestellt, ist in der folgenden Tabelle abgeschätzt:

Jährlicher Energieertrag Windpark (Brutto) (nach Wake-Verlusten)	27.5 GWh
Jährlicher Energieertrag Windpark (Netto) (nach Abzug von 10% des Bruttoertrags)	24.5 GWh
Durchschnittlicher jährlicher Netto-Energieertrag pro Windenergieanlage	4.1 GWh

Tabelle 35: Abgeschätzter Energieertrag am Standort Ottenberg.

4.6.5 Logistik

Transport, Strassenbau

Eine mögliche Transportroute führt von der Autobahnausfahrt Kreuzlingen über Kemmental, Berg und Burg (Weinfelden) nach Ottenberg (siehe folgende Abbildung). Die beschriebene Strasse ist breit und asphaltiert und muss nicht ausgebaut werden. Einige Passagen oder Kurven wie z.B. die Ortsdurchfahrten in Berg oder Burg (Weinfelden) können ev. nur mit Spezialtransportern (Rotorblatt kippen) passiert werden.

Mit Ausnahme von OB-06 sind sämtliche Standorte bereits durch Wege erschlossen, welche aber teilweise ausgebaut und verbreitert werden müssten. Der Strassenneubau bei OB-06 beschränkt sich auf eine Länge von ca. 200 m.

Abb. 32: Mögliche Zufahrt zu den Windenergieanlagen in Ottenberg.

Netzanschluss

An den Standorten der Windenergieanlagen sind die folgenden Netzbetreiber für die Verteilung des Stroms zuständig:

Netzebene	Netzbetreiber
Höchstspannung (Netzebene 1)	- Axpo AG
Hochspannung (Netzebene 3)	- Axpo AG
Mittelspannung (Netzebene 5)	- Technische Betriebe Weinfelden - Technische Betriebe Kemmental - EKT AG
Niederspannung (Netzebene 7)	- Technische Betriebe Weinfelden - Technische Betriebe Kemmental

Tabelle 36: Netzbetreiber

Folgende Unterwerke befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Ort	Spannungsebenen	Distanz zum Windpotentialgebiet (Luftlinie)	Bemerkung
Weinfelden	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	2.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	

Tabelle 37: Unterwerke in der Region

Folgende Stromleitungen befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Leitung von - nach	Distanz (Luftlinie)	Spannungsebene
Diverse	Max. 1 km zu den Standorten	17 kV
UW Hasli – Kreuzlingen	2 km zum am nächsten gelegenen Standort	50 kV (in Zukunft 110 kV)
UW Weinfelden – Kreuzlingen	1 km zum am nächsten gelegenen Standort	50 kV (in Zukunft 110 kV)

Tabelle 38: Stromleitungen in der Region

4.6.6 Wirtschaftlichkeit

Die folgende Tabelle fasst die abgeschätzten Investitions- und Gestehungskosten zusammen. Die Investitionskosten und jährlichen Kosten sind auf 50'000 CHF gerundet.

Investitionskosten (6 Windenergieanlagen)	**44'750'000 CHF**
Windenergieanlagen inkl. Fundamente, Kranstellflächen, Montage	33'800'000 CHF
Wegebau (Ausbau und Neubau) und Spezialtransport	550'000 CHF
Netzanschluss	3'350'000 CHF
Planung, Gebühren, Studien	3'000'000 CHF
Reserve, Sonstiges	4'050'000 CHF
Jährliche Kosten	**4'450'000 CHF**
Betriebskosten	1'000'000 CHF
Annuität	2'750'000 CHF
Dividende	700'000 CHF
Gestehungskosten	**18.1 Rp./kWh**

Tabelle 39: Abgeschätzte Investitions- und Gestehungskosten.

4.6.7 Landschaftsverträglichkeit und Fauna

Sichtbarkeit, Landschaft und Wald

Die Turbinen sind mit Ausnahme des Ostsektors aus allen Sektoren sehr gut sichtbar (siehe folgende Abbildung). Die Sicht von Weinfelden her ist durch die Besiedlung und die grossen Industriegebiete bereits stark vom Menschen beeinflusst. Vom Seerücken aus betrachtet, zwischen Raperswilen und Neuwilen, stehen die Windenergieanlagen direkt vor dem Alpsteinmassiv.

Der Ottenberg, Naherholungsgebiet der Weinfelder Bevölkerung, ist zuoberst und gegen Osten ziemlich flach, während die Hänge im Süden und Westen relativ steil sind. Die Turbinen im Westteil wirken deswegen dominanter als diejenigen im Ostteil.

Die Standorte im Westen (OB-01, OB-02 und OB-03) sind aufgrund der dort relativ markanten Hügelform des Ottenbergs und der sehr guten Sichtbarkeit dieser Turbinen vom Thurtal aus als heikel zu bezeichnen.

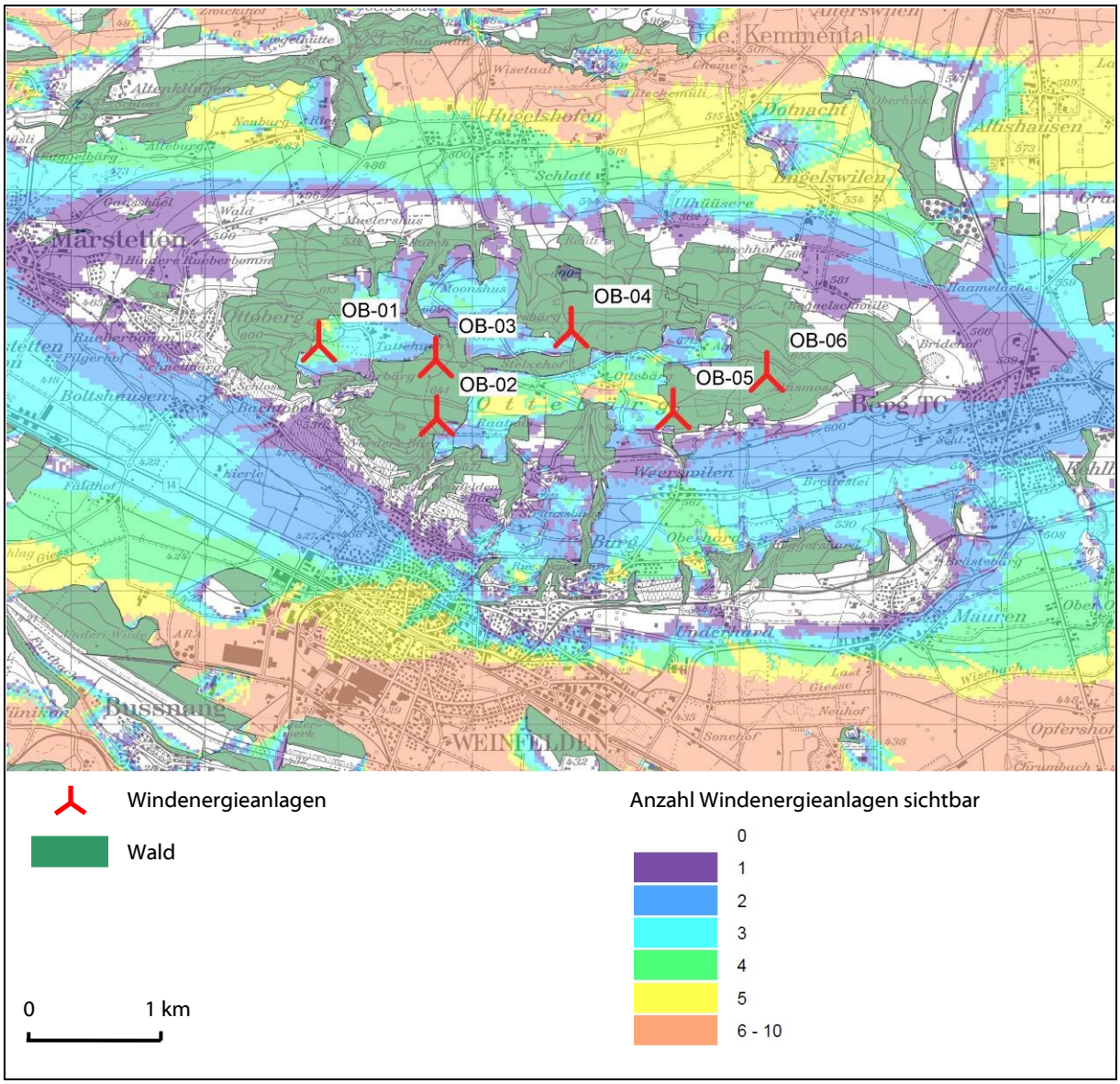

Abb. 33: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen von Ottenberg im Nahbereich.

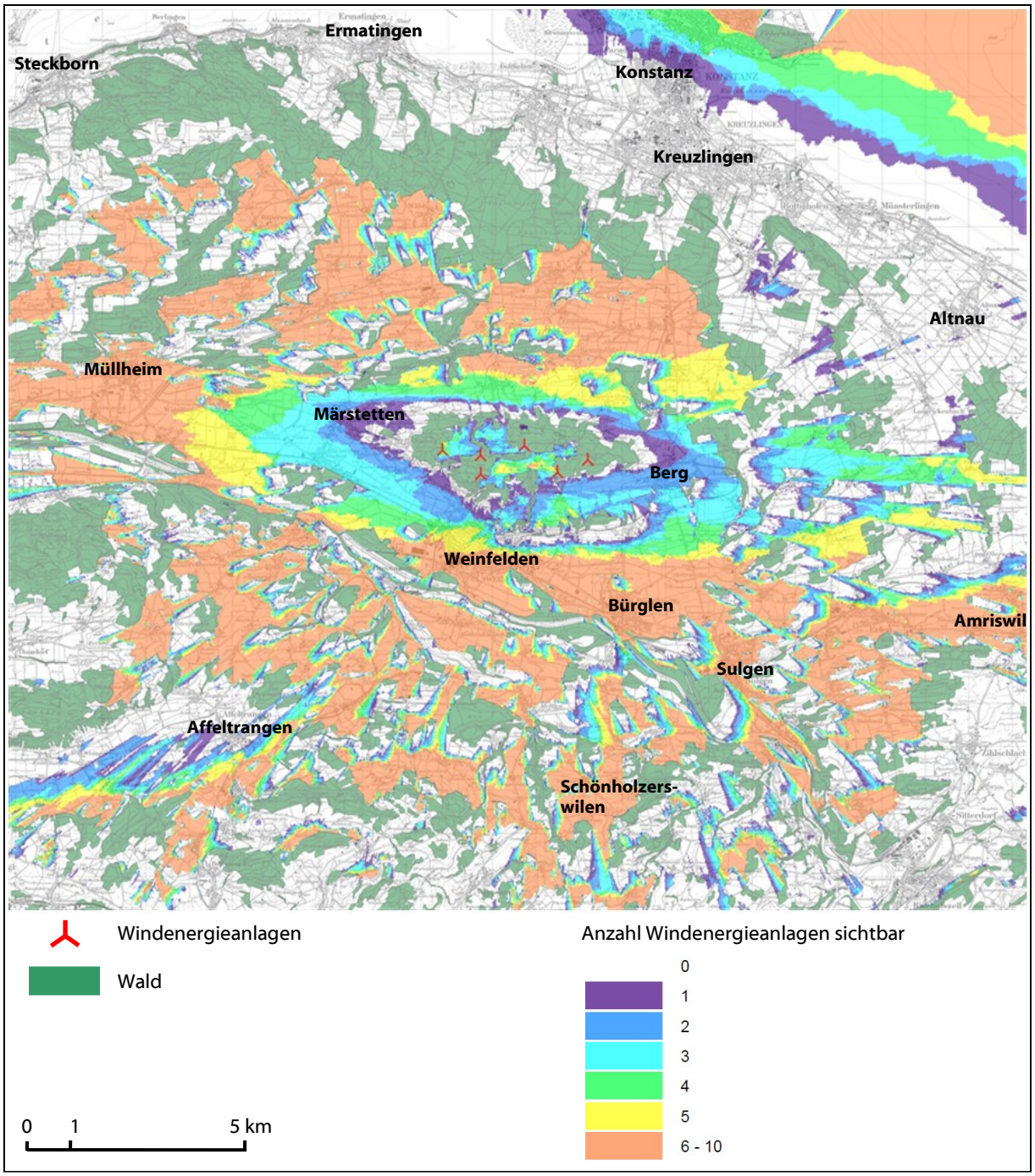

Abb. 34: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen von Ottenberg 10 km um die Anlagen.

Im Einzelfall sieht die qualitative Standortbewertung folgendermassen aus:

Standort	Landschaftsschutz	Wald
OB-01	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Sehr gute Sichtbarkeit von der Region Märstetten-Weinfelden aus - Markanter Abhang im Westen - Weiler „Tattehueb" im Sandwich der Turbinen OB-01 und OB-03	- Kein Vorbehalt
OB-02	- Sehr gute Sichtbarkeit von der Region Märstetten-Weinfelden aus	- Standort liegt im Wald
OB-03	- Gute Sichtbarkeit von der Region Märstetten-Weinfelden aus	- Standort liegt im Wald
OB-04	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Bezüglich Sichtbarkeit zusammen mit OB-06 am wenigsten problematisch in diesem Windpotentialgebiet	- Standort zuerst weiter im Osten im Spitaaler Holz: Nutzungsverzichtsflächen führten zur Verschiebung an den jetzigen Standort
OB-05	- Standort liegt in Gebiet mit Vorrang Landschaft - Antenne weiter im Norden (Richtfunkinstallationen ev. mit Turbine kombinierbar)	- Kein Vorbehalt
OB-06	- Bezüglich Sichtbarkeit zusammen mit OB-04 am wenigsten problematisch in diesem Windpotentialgebiet	- Standort liegt im Wald

Tabelle 40: Qualitative Bewertung der Standorte nach den Kriterien Landschaft und Wald.

<u>Vögel</u>

Sowohl mit Brut- als auch mit Zugvögeln ist Konfliktpotential vorhanden (siehe folgende Abbildungen).

Bezüglich Brutvögel sind bei sämtlichen Turbinenstandorten Auswirkungen auf potentiell gefährdete Vogelarten von nationaler Bedeutung zu erwarten (gelber Bereich).

Bezüglich Zugvögel ist im westlichen Teil des Ottenbergs ein kleines Konfliktpotential mit Windenergieanlagen vorhanden (grüner Bereich). Im zentralen und östlichen Teil existiert ein mittleres Konfliktpotential (gelber Bereich).

Die Empfehlungen der Vogelwarte Sempach richten sich nach den Ausführungen in Kap. 3.7.

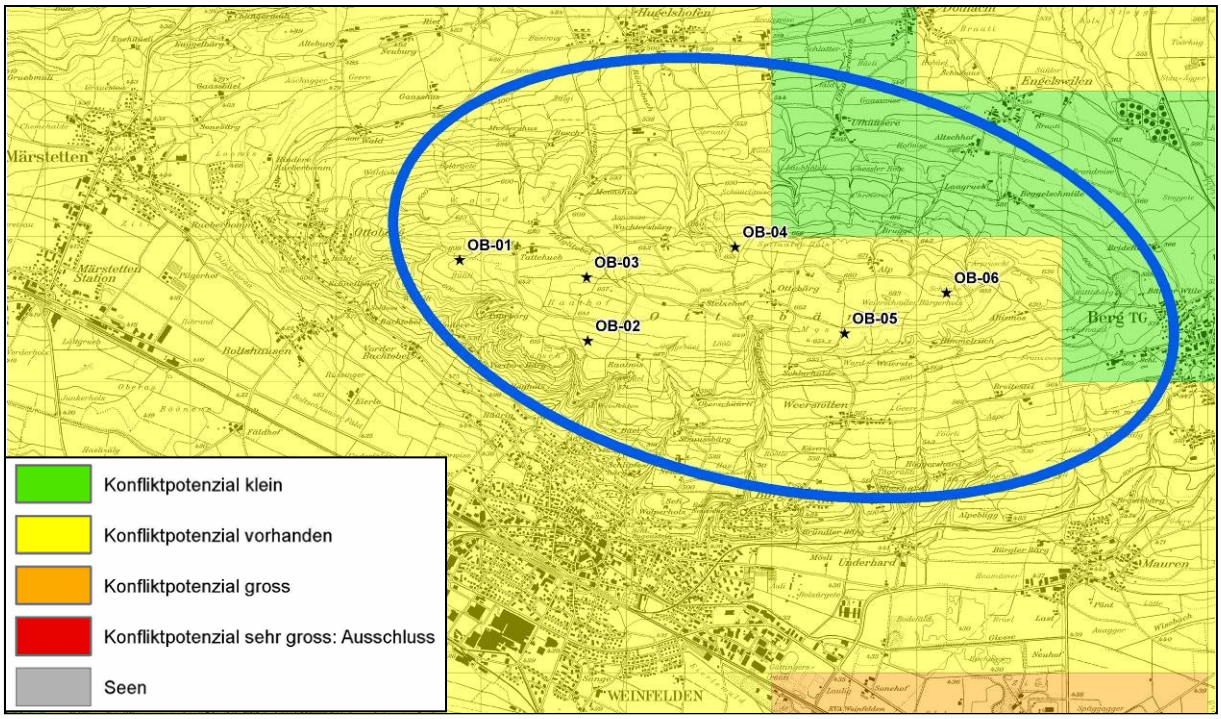

Abb. 35: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Brutvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

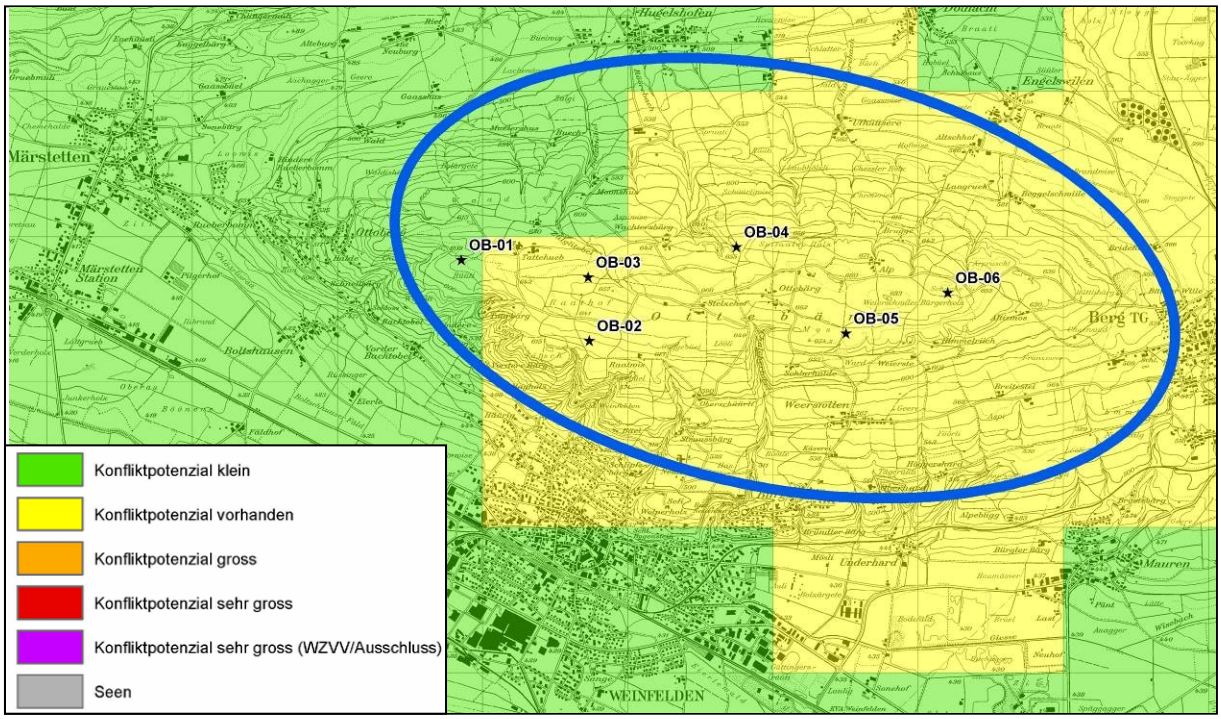

Abb. 36: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Zugvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

Wildtierkorridore

Nördlich der Turbine EL-06 befindet sich ein überregionaler Wildtierkorridor, südlich davon einer von regionaler Bedeutung.

4.6.8 Gesellschaftliche Aspekte

Schattenwurf

Die Weiler auf dem Ottenberg gilt es speziell zu beachten: Alp, Ottebärg, Stelzehof, Wachtersbärg, Tattehueb und Raatwis. Inwiefern das Aussichtsrestaurant Tuurbärg von Schattenwurf beeinflusst wird, muss im Detail untersucht werden. Die Ausrichtung der Fenster resp. der Terrasse sowie die umgebende Bestockung mit Bäumen und Sträuchern gilt es zu berücksichtigen. Die weiteren Höfe am Südhang des Ottenbergs wie z.B. Oberschüürli, Schlurhalde oder Weierste können ebenfalls Schattenwurf erhalten. Auch hier gilt es speziell die Ausrichtung der Fenster zu berücksichtigen, da diese tendenziell gegen Süden gerichtet sind.

Weinfelden wird vom Schattenwurf kaum betroffen sein. Berg auf der Ostseite des Ottenbergs ist bereits ca. 1.5 km von der am nächsten gelegenen Turbine entfernt, weshalb Schattenwurf dort von untergeordneter Bedeutung ist.

Auf der Nordseite kann Schattenwurf in Beggelschwiile und Ufhüüsere eine Rolle spielen, wobei an beiden Orten jeweils nur die obere Hälfte der Rotorfläche von einer Turbine zu sehen sein wird und dementsprechend auch der Schattenwurf gering ausfallen dürfte (vgl. Kapitel 4.6.7). Die Ortschaften Engelswilen, Dotnacht, Hugelshofen und Märstetten sind zu weit weg, um vom Schattenwurf ernsthaft betroffen zu sein.

In Ottoberg, am westlichen Ende des Ottenbergs, sind die Turbinen grösstenteils nicht sichtbar. Schattenwurf ist nur durch die Turbine OB-01 möglich, wobei von dieser Anlage nur ein Bruchteil der Rotorfläche zu sehen sein wird und dementsprechend auch Schattenwurf keine grosse Bedeutung haben dürfte.

Lärm

Die Lärmsituation sollte bei den folgenden Gebäuden im Detail analysiert werden: Tattehueb, Tuurbärg, Raatwis, Ottenberg, Himmelriich und Weierste. Bei sämtlichen Standorten der betreffenden Turbinen besteht Optimierungspotential.

4.7 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 6: Rodebärg

4.7.1 Vergleich mit Zwischenbericht

Im Vergleich zur ersten Windressourcenberechnung aus dem Zwischenbericht haben sich die Windverhältnisse überall leicht erhöht (Zunahme <0.1 m/s). Dementsprechend hat sich auch die Fläche, wo ein wirtschaftlicher Betrieb von Windenergieanlagen möglich wäre, leicht vergrössert.

4.7.2 Zusammenfassung

In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten Punkte aus der qualitativen Standortbeurteilung zusammengefasst:

Leistungspotential	Max. 4 x 2.4 MW = 9.6 MW (je nach Turbinentyp mehr oder weniger)
Energiepotential	Windpark: 16.5 GWh (Netto) Durchschnitt pro Windenergieanlage: 4.1 GWh (Netto)
Logistik Transport	Die Waldwege müssen ausgebaut werden was im Westteil aufwändig sein könnte, da der Nordhang sehr steil ist. Ein Strassenneubau ist nicht erforderlich, da sich alle Turbinen an bestehenden Wegen befinden.
Logistik Netzanschluss	Unterwerk in Schlattingen 1.5 km von der nächsten Windenergieanlage entfernt
Wirtschaftlichkeit	Abgeschätzte Gestehungskosten 18.0 Rp./kWh
Landschaftsverträglichkeit und Fauna *	Standorte auf offenem Feld: 0 Standorte im Wald: 4 Konfliktpotential mit Brutvögeln: sehr gross Konfliktpotential mit Zugvögeln: vorhanden Wildtierkorridore: überregionaler Wildtierkorridor, welcher von den möglichen Turbinenstandorten nicht tangiert wird Sämtliche Turbinen sind aus dem Tal des Hochrheins zwischen Stein am Rhein und Diessenhofen sehr gut sichtbar. Lage inmitten eines BLN-Gebietes und gleichzeitig Tourismus- und Naherholungsgebiet
Gesellschaftliche Aspekte	Schattenwurf: in Rheinklingen und Teilen von Schlattingen sowie ein paar Einzelgebäuden relevant Lärm: Bei der Wohnzone „Heerebärg“ oberhalb von Schlattingen relevant

**Standort innerhalb BLN-Gebiet: keine Ortsbegehung durch Abteilung Natur und Landschaft und Forstamt zur Analyse des Einflusses auf Landschaft und Wald*

Tabelle 41: Zusammenfassung der Standortbeurteilung von Windpotentialgebiet Rodebärg.

4.7.3 Einsetzbare Technologien (in Bezug auf den Typ der Windenergieanlage)

Am Standort Rodebärg ist mit Windgeschwindigkeiten zwischen 4.6 und 5 m/s auf 100 m über Boden zu rechnen, am Westhang des Rodebärgs teils mit über 5 m/s. Diese Windverhältnisse sind als moderat zu bewerten. Um den Wind effizient zu nutzen, sollte deshalb eine Windener-

gieanlage gewählt werden, welche für schwache-mittlere Winde, also für IEC-Windklasse III, ausgelegt ist.

Eine solche Anlage ist bspw. die Nordex N117 mit 2.4 MW Leistung und einer Nabenhöhe zwischen 91 m und 141 m. Aufgrund der Geländebedingungen am Standort Rodebärg mit viel Wald und damit einhergehend eher erhöhter Turbulenzbildung in der Luftschicht direkt über den Baumkronen, sollte eine möglichst grosse Nabenhöhe gewählt werden, um die laminaren Strömungen in höheren Schichten zu nutzen.

Dem steht gegenüber, dass der Rodebärg ein exponierter Hügel mit eher steilen Hängen ist, was lokale Windströmungen wie Speed-Up begünstigen könnte. Beim Speed-Up werden die bodennahen Luftströmungen beim Steigen über den Hügel beschleunigt, was auf der Hügelkuppe im Extremfall dazu führen kann, dass in Bodennähe höhere Windgeschwindigkeiten herrschen als z.B. auf 100 oder 120 m über Boden. In diesem Fall wäre eine kleinere Nabenhöhe sinnvoller. Aufschluss darüber können nur Windmessungen auf verschiedenen Höhen vor Ort geben.

4.7.4 Energieertragsabschätzung

Mit dem oben beschriebenen Windenergieanlagentyp ist das in der folgenden Karte dargestellte Windparklayout erstellt worden. Der Nordhang des Rodebärgs ist sehr steil und wahrscheinlich rutschgefährdet, weshalb die Turbine RB-01 nur mit relativ grossem technischen Aufwand und grösseren Terrainveränderungen zu erstellen wäre. Eine Ausweichmöglichkeit weg vom Hang in Richtung höchster Punkt des Hügels ist unwahrscheinlich, da die bewohnten Gebäude von Schlattingen relativ nah sind.

Der Energieertrag des Windparks mit einem Windparklayout wie in Abb. 7 dargestellt, ist in der folgenden Tabelle abgeschätzt:

Jährlicher Energieertrag Windpark (Brutto) (nach Wake-Verlusten)	18.5 GWh
Jährlicher Energieertrag Windpark (Netto) (nach Abzug von 10% des Bruttoertrags)	16.5 GWh
Durchschnittlicher jährlicher Netto-Energieertrag pro Windenergieanlage	4.1 GWh

Tabelle 42: Abgeschätzter Energieertrag am Standort Rodebärg.

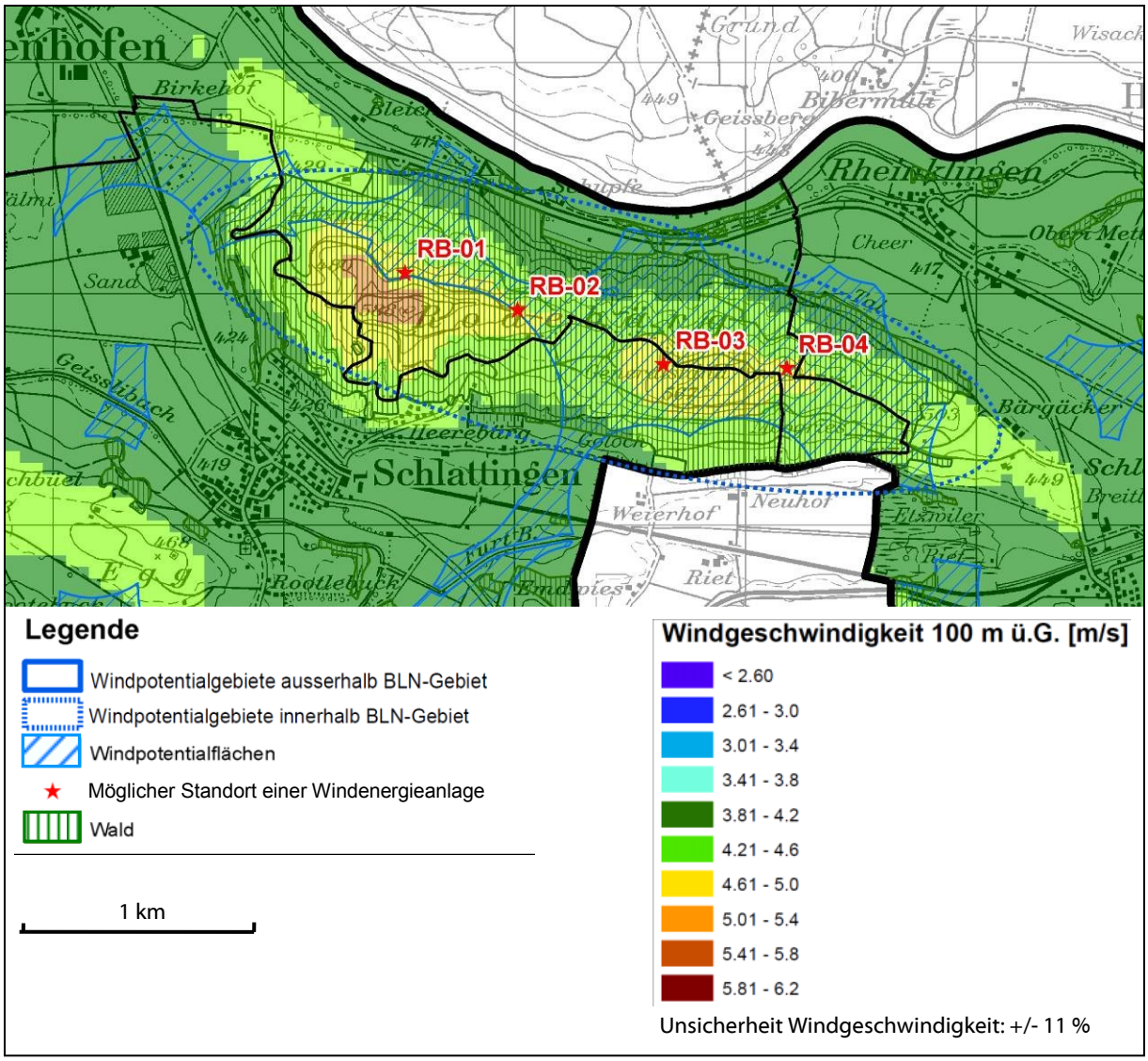

Abb. 37: Mögliches Windparklayout Rodebärg als Grundlage der Potentialanalyse.

4.7.5 Logistik

<u>Transport, Strassenbau</u>

Von Deutschland her kommend kann der Transport über Ramsen, Hemishofen, Rheinklingen und Diessenhofen bis nach Schlattingen relativ problemlos erfolgen. Am Ortsende von Schlattingen wird links abgebogen und unter der Bahnlinie hindurch zum Projektgebiet hoch gefahren. Die Waldwege müssen ausgebaut werden, was zwischen RB-01 und RB-02 aufwändig sein könnte, da wie oben erwähnt, der Nordhang sehr steil ist. Ein Strassenneubau ist nicht erforderlich, da sich alle Turbinen an bestehenden Wegen befinden.

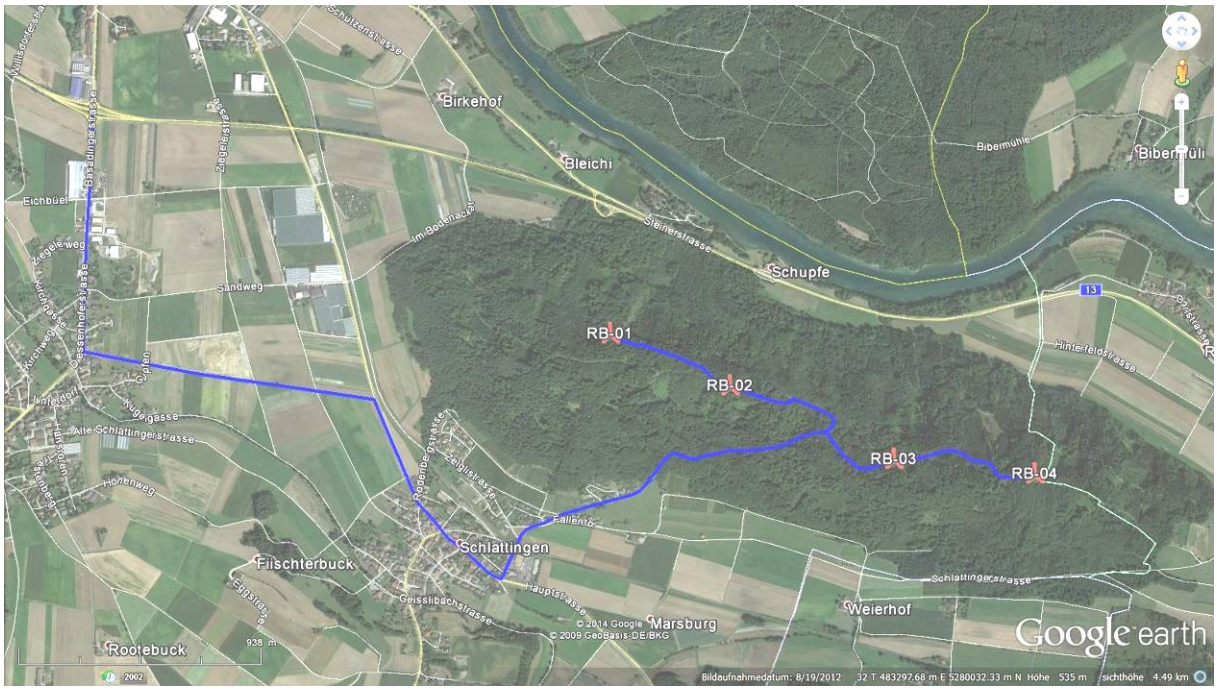

Abb. 38: Mögliche Zufahrt zu den Windenergieanlagen Rodebärg.

Netzanschluss

An den Standorten der Windenergieanlagen sind die folgenden Netzbetreiber für die Verteilung des Stroms zuständig:

Netzebene	Netzbetreiber
Höchstspannung (Netzebene 1)	- Axpo AG
Hochspannung (Netzebene 3)	- Axpo AG
Mittelspannung (Netzebene 5)	- Elektrizitätsversorgung Diessenhofen - Politische Gemeinde Basadingen-Schlattingen - EKT AG
Niederspannung (Netzebene 7)	- Elektrizitätsversorgung Diessenhofen - Politische Gemeinde Basadingen-Schlattingen

Tabelle 43: Netzbetreiber

Folgende Unterwerke befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Ort	Spannungsebenen	Distanz zum Windpotentialgebiet (Luftlinie)	Bemerkung
Schlattingen	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV) 220 kV	1.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	
Etzwilen	15 kV 132 kV	1.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	Unterwerk der SBB
Hemishofen	16 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	2.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	Kanton SH

Tabelle 44: Unterwerke in der Region

Folgende Stromleitungen befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Leitung von - nach	Distanz (Luftlinie)	Spannungsebene
Diverse	Max. 1 km zu den Standorten	17 kV
UW Schlattingen – UW Hemishofen	Max. 1.5 km zu den Standorten	50 kV (in Zukunft 110 kV)

Tabelle 45: Stromleitungen in der Region

4.7.6 Wirtschaftlichkeit

Die folgende Tabelle fasst die abgeschätzten Investitions- und Gestehungskosten zusammen. Die Investitionskosten und jährlichen Kosten sind auf 50'000 CHF gerundet.

Investitionskosten (4 Windenergieanlagen)	**29'400'000 CHF**
Windenergieanlagen inkl. Fundamente, Kranstellflächen, Montage	22'600'000 CHF
Wegebau (Ausbau und Neubau) und Spezialtransport	500'000 CHF
Netzanschluss	1'600'000 CHF
Planung, Gebühren, Studien	2'000'000 CHF
Reserve, Sonstiges	2'700'000 CHF
Jährliche Kosten	**3'000'000 CHF**
Betriebskosten	700'000 CHF
Annuität	1'800'000 CHF
Dividende	500'000 CHF
Gestehungskosten	**18.0 Rp./kWh**

Tabelle 46: Abgeschätzte Investitions- und Gestehungskosten.

4.7.7 Landschaftsverträglichkeit und Fauna

<u>Sichtbarkeit, Landschaft und Wald</u>

Sämtliche Turbinen dürften aus beiden Hauptsichtrichtungen Stein a. Rhein und Diessenhofen sehr dominant und mitten im BLN-Gebiet in Erscheinung treten, dies in einem wichtigen Tourismus- und Naherholungsgebiet. Eine zweite Sichtbarkeitsachse erstreckt sich in nordöstliche Richtung bis nach Singen (D). Im Sektor Süd bis West sind die Anlagen aus der nahe gelegenen Ebene zwischen Waltalingen, Stammheim, Schlattingen und Basadingen sehr gut sichtbar. Die vielen bewaldeten Hügel in Richtung Thurtal bilden ein sehr gutes Sichthindernis, so dass die Turbinen von weiter weg nicht oder nur punktuell sichtbar sind.

Die beiden Turbinen RB-02 und RB-03 stehen in ISOWA-Flächen. RB-03 ist im regionalen Waldplan zusätzlich mit Vorrangfunktion Biodiversität belegt. RB-02 steht ev. in einer Nutzungsverzichtsfläche.

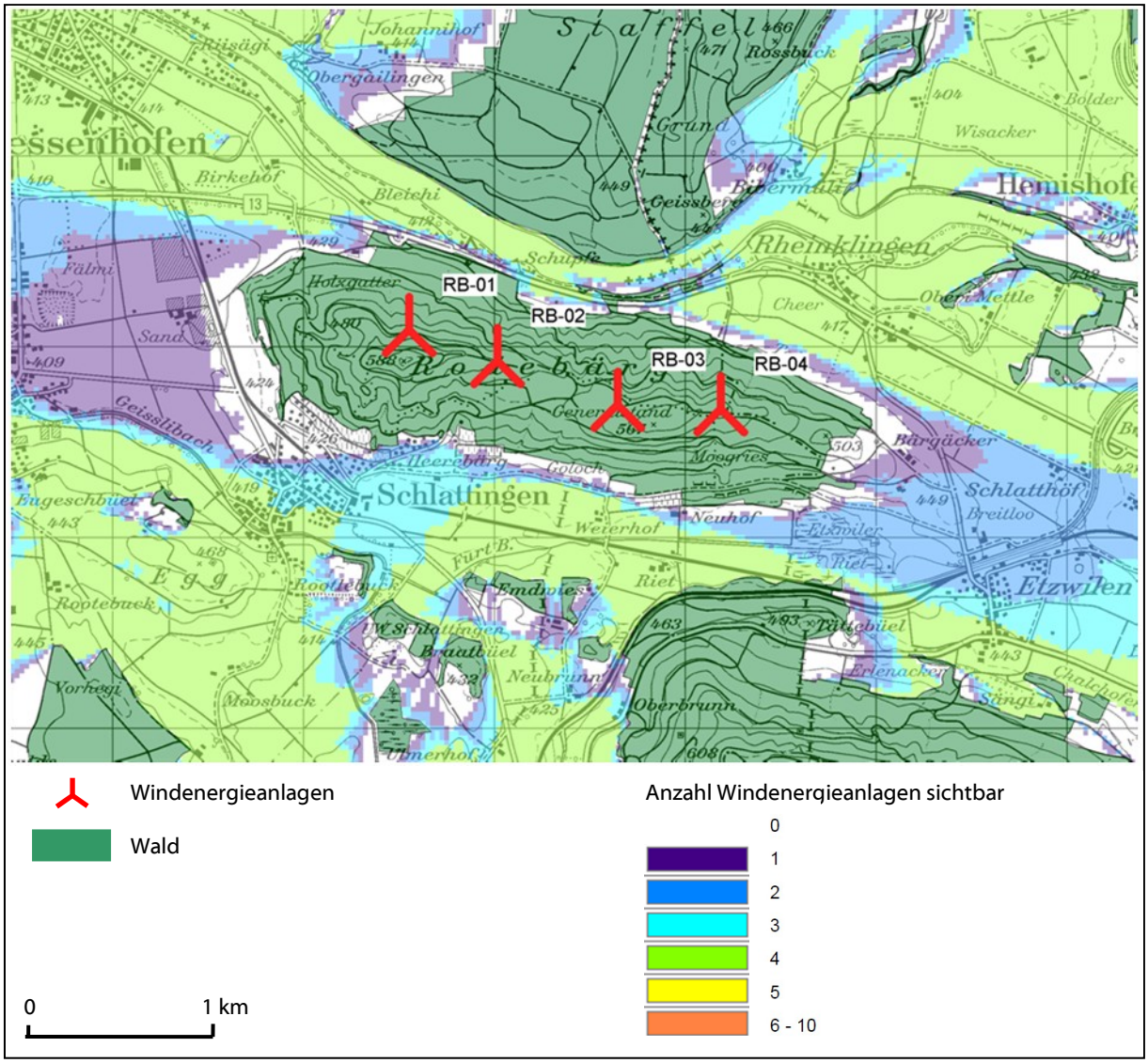

Abb. 39: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen Rodebärg im Nahbereich.

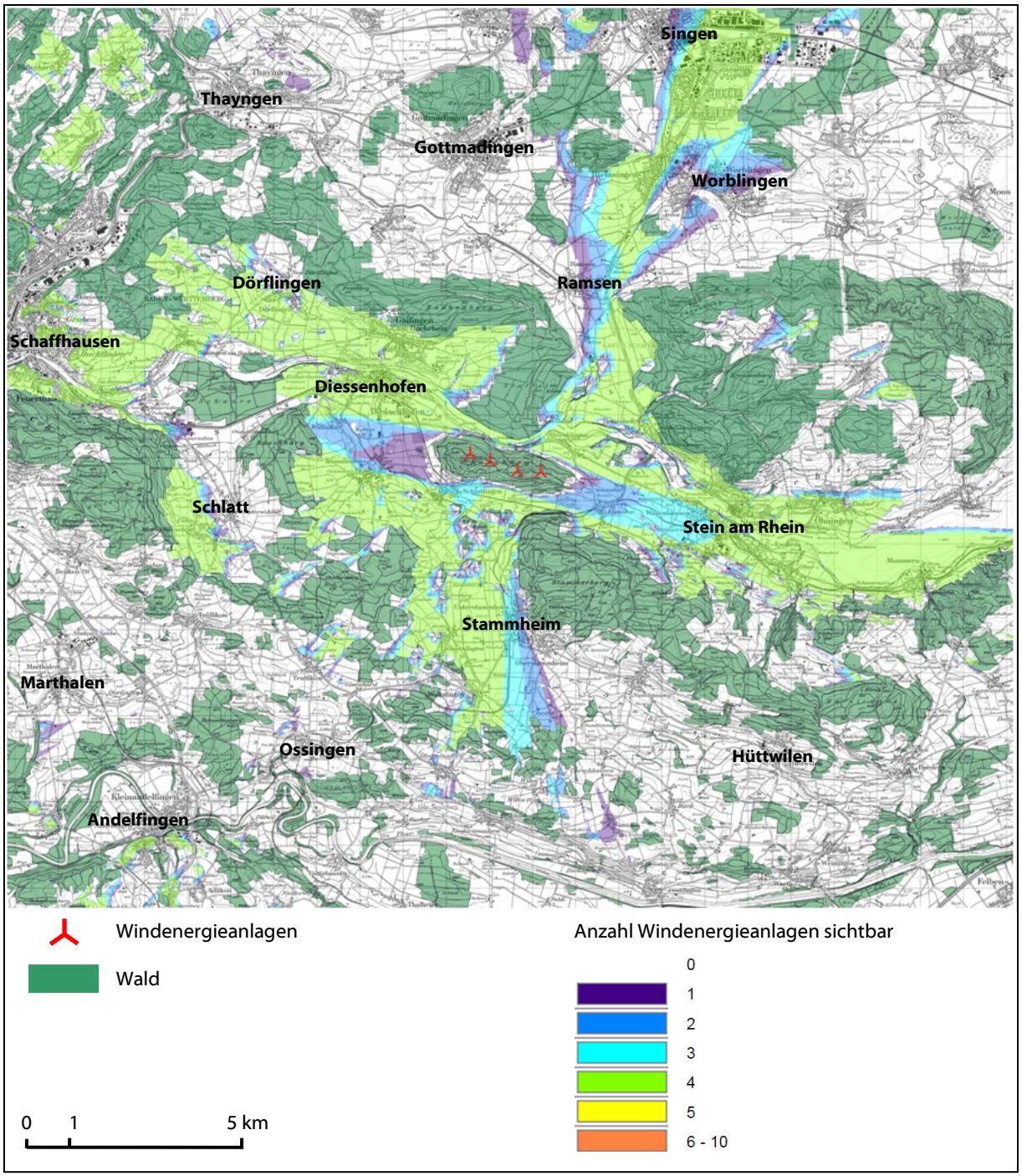

Abb. 40: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen Rodebärg 10 km um die Anlagen.

<u>Vögel</u>

Sowohl mit Brut- als auch mit Zugvögeln ist Konfliktpotential vorhanden (siehe folgende Abbildungen).

Bezüglich Brutvögel sind bei sämtlichen Turbinen sehr grosse Auswirkungen durch ein Windenergieprojekt zu erwarten (siehe folgende Abbildung). Die Vogelwarte Sempach empfiehlt, dieses Gebiet von einer Windenergieprojektplanung auszuschliessen, wahrscheinlich aufgrund eines traditionellen grossen Winterschlafplatzes von Rotmilanen.

Bezüglich Zugvögel ist bei sämtlichen Turbinenstandorten ein mittleres Konfliktpotential vorhanden (gelber Bereich).

Die Empfehlungen der Vogelwarte Sempach richten sich nach den Ausführungen in Kap. 3.7.

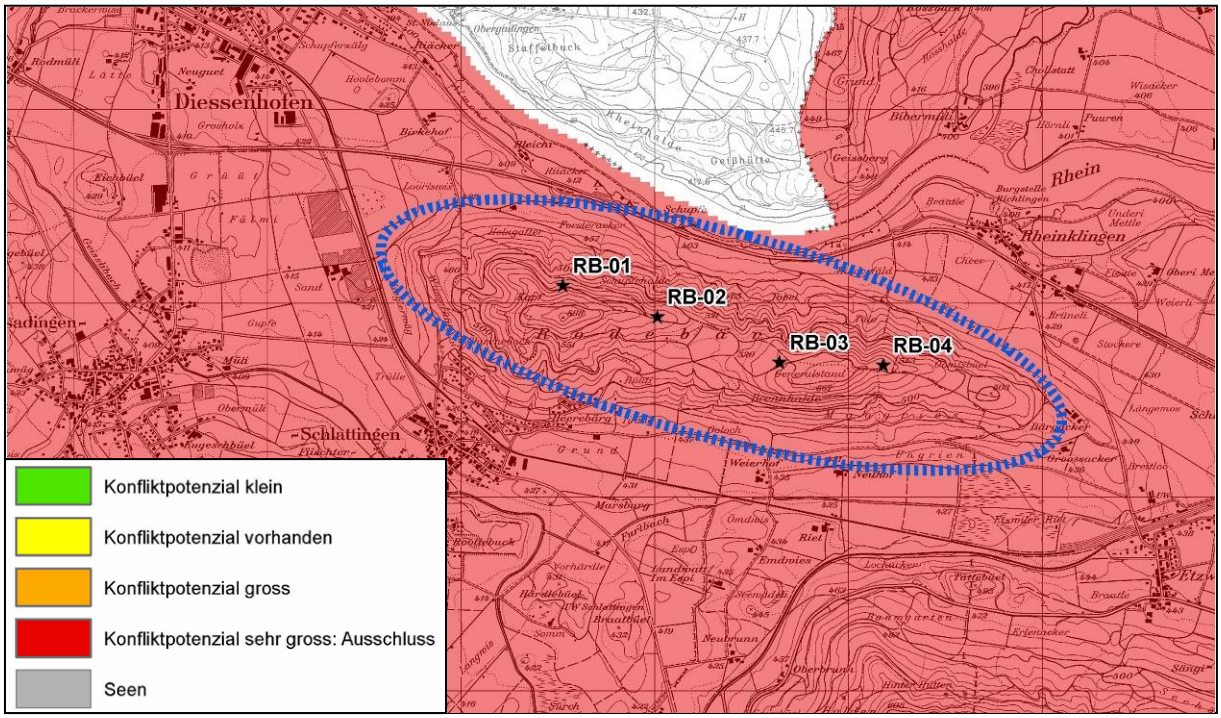

Abb. 41: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Brutvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

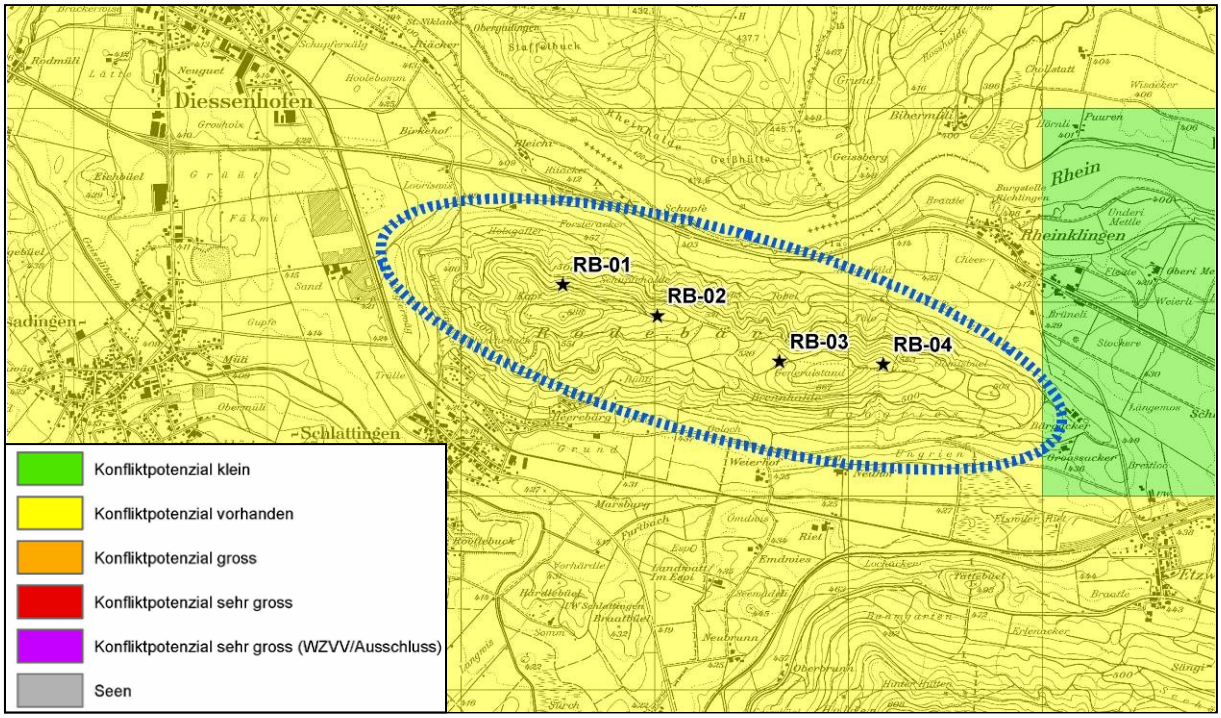

Abb. 42: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Zugvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

Wildtierkorridore

Im östlichen Teil des Windpotentialgebietes befindet sich ein überregionaler Wildtierkorridor, welcher von den möglichen Turbinenstandorten nicht tangiert wird.

4.7.8 Gesellschaftliche Aspekte

Schattenwurf

Relevanter Schattenwurf gilt es punktuell in Rheinklingen, in Teilen von Schlattingen sowie bei den Höfen Bleichi, Birkehof und ev. Bärgäcker und Weierhof zu beachten. Diessenhofen, Basadingen und Etzwilen sind schon zu weit weg als dass Schattenwurf von Bedeutung sein könnte.

Lärm

Die Wohnzone „Heerebärg“ oberhalb von Schlattingen ist im Detail zu analysieren, da sich die beiden westlichen Turbinen RB-01 und RB-02 ca. 500 m davon entfernt befinden. Die beiden östlichen Turbinen sind weit weg von den nächsten bewohnten Gebäuden, weshalb dort keine Anpassungen infolge Lärmschutzmassnahmen zu erwarten sind.

4.8 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 7: Cholfirst

4.8.1 Vergleich mit Zwischenbericht

Im Vergleich zur ersten Windressourcenberechnung aus dem Zwischenbericht haben sich die Windverhältnisse überall leicht erhöht (Zunahme <0.1 m/s). Dementsprechend hat sich auch die Fläche, wo ein wirtschaftlicher Betrieb von Windenergieanlagen möglich wäre, leicht vergrössert.

4.8.2 Zusammenfassung

In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten Punkte aus der qualitativen Standortbeurteilung zusammengefasst:

Leistungspotential	4 x 2.4 MW = 9.6 MW (je nach Turbinentyp mehr oder weniger)
Energiepotential	Windpark: 17 GWh (Netto) Durchschnitt pro Windenergieanlage: 4.25 GWh (Netto)
Logistik Transport	Es ist kein Strassenneubau erforderlich. Der Waldweg zu den einzelnen Turbinen, welcher z.T. auf Zürcher Kantonsgebiet verläuft, muss ausgebaut werden. Eine Transportroute mit einem Wegeausbau ausschliesslich auf Thurgauer Kantonsgebiet wäre möglich, ist aber mit grösserem Aufwand verbunden (Landschaftseingriff und finanziell).
Logistik Netzanschluss	Wasserkraftwerk in Schaffhausen 3.5 km oder Unterwerk in Marthalen 4 km von der nächsten Windenergieanlage entfernt
Wirtschaftlichkeit	Abgeschätzte Gestehungskosten 17.8 Rp./kWh
Landschaftsverträglichkeit und Fauna *	Standorte auf offenem Feld: 0 Standorte im Wald: 4 Konfliktpotential mit Brutvögeln: klein (Südteil); vorhanden (Nordteil) Konfliktpotential mit Zugvögeln: vorhanden Wildtierkorridore: keine Die vier Turbinen, davon drei in einem BLN-Gebiet, sind v.a. von Osten her und vom nördlichen Rheinufer (zwischen Diessenhofen und Feuerthalen) aus gut sichtbar. Aussicht vom Munot (Schaffhausen) in Richtung Alpen würde gestört.
Gesellschaftliche Aspekte	Schattenwurf: In Langwiesen, Neuparadies, Mett-Oberschlatt sowie bei den Gebäuden Galgebuck, Held, Schnäggenacker und Grüt von Bedeutung. Lärm: alle bewohnten Gebäude sind mind. 800 m von den Turbinen entfernt, weshalb Lärm keine grosse Relevanz hat

**Standort innerhalb BLN-Gebiet: keine Ortsbegehung durch Abteilung Natur und Landschaft und Forstamt zur Analyse des Einflusses auf Landschaft und Wald*

Tabelle 47: Zusammenfassung der Standortbeurteilung von Windpotentialgebiet Cholfirst.

4.8.3 Einsetzbare Technologien (in Bezug auf den Typ der Windenergieanlage)

Am Standort Cholfirst ist mit Windgeschwindigkeiten zwischen 4.6 und 5 m/s auf 100 m über Boden zu rechnen. Diese Windverhältnisse sind als moderat zu bewerten. Um den Wind effizient zu nutzen, sollte deshalb eine Windenergieanlage gewählt werden, welche für schwache-mittlere Winde, also für IEC-Windklasse III, ausgelegt ist.

Eine solche Anlage ist bspw. die Nordex N117 mit 2.4 MW Leistung und einer Nabenhöhe zwischen 91 m und 141 m. Aufgrund der Geländebedingungen am Standort Cholfirst mit viel Wald und damit einhergehend eher erhöhter Turbulenzbildung in der Luftschicht direkt über den Baumkronen, sollte eine möglichst grosse Nabenhöhe gewählt werden, um die laminaren Strömungen in höheren Schichten zu nutzen.

4.8.4 Energieertragsabschätzung

Mit dem oben beschriebenen Windenergieanlagentyp ist das in der folgenden Karte dargestellte Windparklayout erstellt worden (andere Windparklayouts sind ebenfalls denkbar).

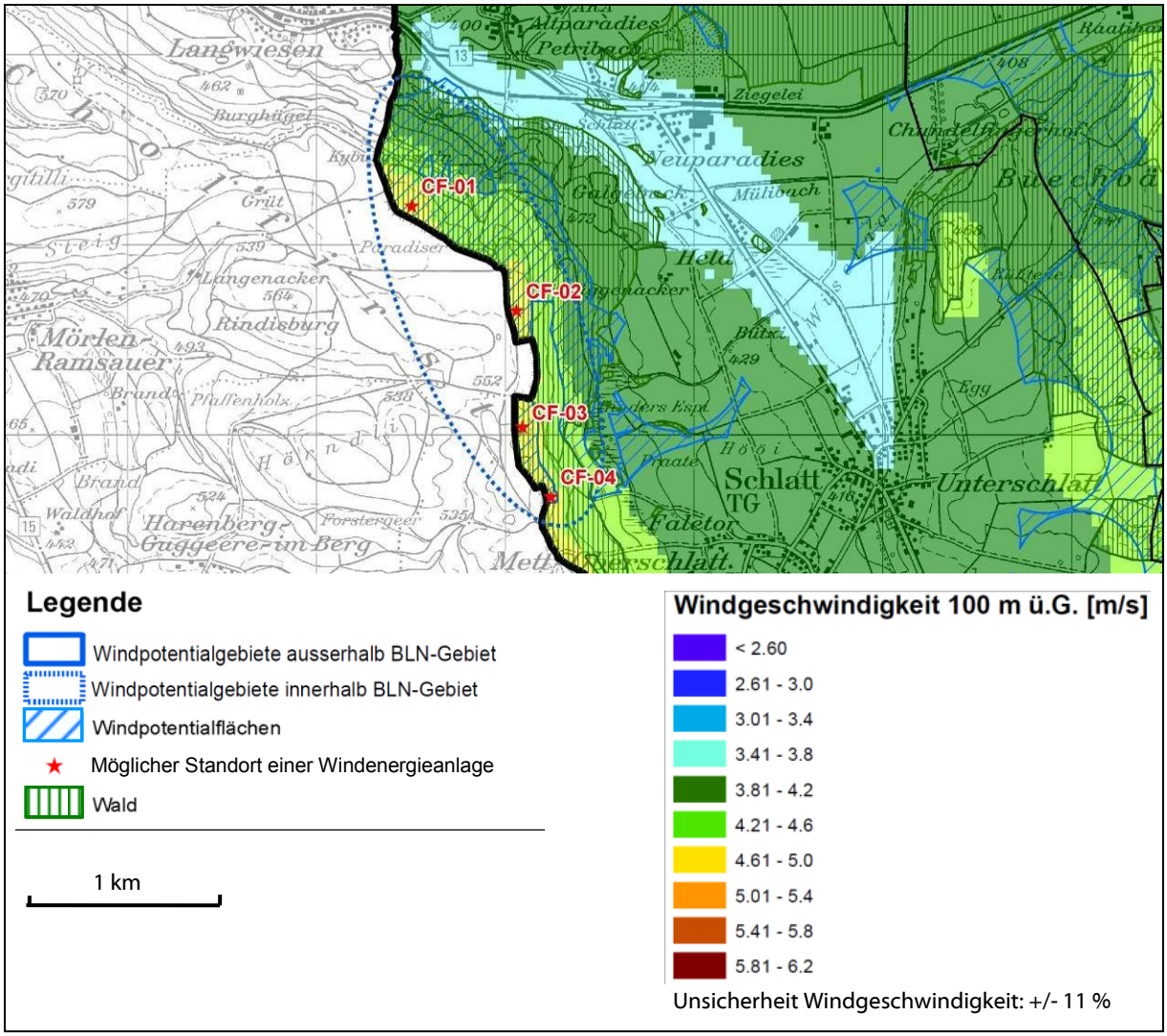

Abb. 43: Mögliches Windparklayout Cholfirst als Grundlage der Potentialanalyse.

Der Energieertrag des Windparks mit einem Windparklayout wie in Abb. 43 dargestellt, ist in der folgenden Tabelle abgeschätzt:

Jährlicher Energieertrag Windpark (Brutto) (nach Wake-Verlusten)	19 GWh
Jährlicher Energieertrag Windpark (Netto) (nach Abzug von 10% des Bruttoertrags)	17 GWh
Durchschnittlicher jährlicher Netto-Energieertrag pro Windenergieanlage	4.25 GWh

Tabelle 48: Abgeschätzter Energieertrag am Standort Cholfirst.

4.8.5 Logistik

<u>Transport, Strassenbau</u>

Von der Autobahnausfahrt Benken her kommend könnte der Transport über Schilling, Rudolfingen und Wildensbuch bis hinauf in Richtung Aussichtsturm Hochwacht relativ problemlos stattfinden. Der Waldweg vom Parkplatz des Aussichtsturms zu den Turbinenstandorten müsste ausgebaut und verbreitert werden. Ein Strassenneubau ist nicht erforderlich. Es müsste eine gemeinsame Planung mit dem benachbarten Kanton Zürich erfolgen, da sich diese Wege z.T. auf Zürcher Kantonsgebiet befinden. Eine Transportroute, bei welcher nur Waldwege auf Thurgauer Gebiet ausgebaut werden müssten, wäre Mettschlatt her denkbar, wobei der Ausbau mit mehr Aufwand verbunden wäre und auf einer längeren Strecke zu erfolgen hätte.

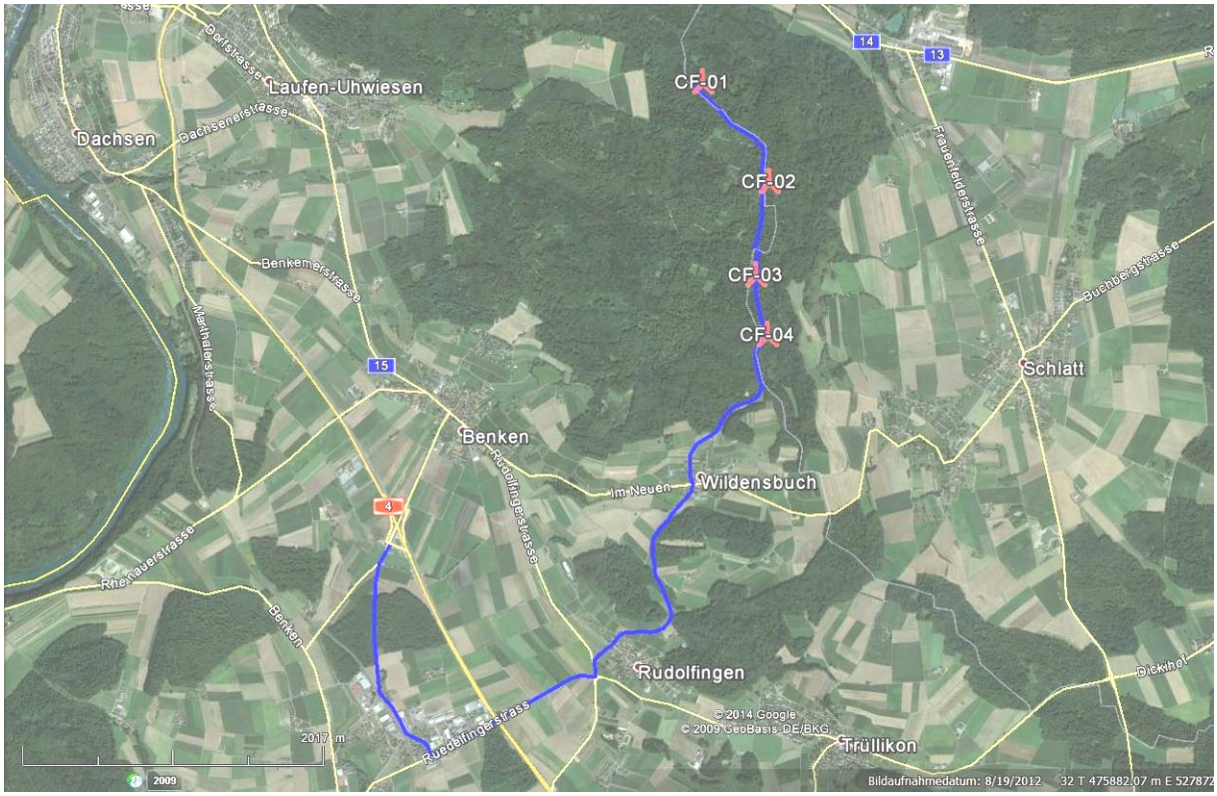

Abb. 44: Mögliche Zufahrt zu den Windenergieanlagen Cholfirst.

Netzanschluss

An den Standorten der Windenergieanlagen sind die folgenden Netzbetreiber für die Verteilung des Stroms zuständig:

Netzebene	Netzbetreiber
Höchstspannung (Netzebene 1)	- Axpo AG
Hochspannung (Netzebene 3)	- Axpo AG
Mittelspannung (Netzebene 5)	- Elektrizitätsversorgung Schlatt - EKT AG
Niederspannung (Netzebene 7)	- Elektrizitätsversorgung Schlatt

Tabelle 49: Netzbetreiber

Folgende Unterwerke befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Ort	Spannungsebenen	Distanz zum Windpotentialgebiet (Luftlinie)	Bemerkung
Schlattingen	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV) 220 kV	7-8 km zum am nächsten gelegenen Standort	
Marthalen	110 kV	4 km zum am nächsten gelegenen Standort	Kanton ZH
Schaffhausen	110 kV	3.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	Wasserkraftwerk; Kanton SH

Tabelle 50: Unterwerke in der Region

Folgende Stromleitungen befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Leitung von - nach	Distanz (Luftlinie)	Spannungsebene
Diverse	1 km zu den Standorten	17 kV
Schaffhausen - Marthalen	3 km zum am nächsten gelegenen Standort	110 kV
UW Schlattingen – UW Breite	6 km zum am nächsten gelegenen Standort	220 kV

Tabelle 51: Stromleitungen in der Region

4.8.6 Wirtschaftlichkeit

Die folgende Tabelle fasst die abgeschätzten Investitions- und Gestehungskosten zusammen. Die Investitionskosten und jährlichen Kosten sind auf 50'000 CHF gerundet.

Investitionskosten (4 Windenergieanlagen)	**29'850'000 CHF**
Windenergieanlagen inkl. Fundamente, Kranstellflächen, Montage	22'600'000 CHF
Wegebau (Ausbau und Neubau) und Spezialtransport	450'000 CHF
Netzanschluss	2'100'000 CHF
Planung, Gebühren, Studien	2'000'000 CHF
Reserve, Sonstiges	2'700'000 CHF
Jährliche Kosten	**3'000'000 CHF**
Betriebskosten	700'000 CHF
Annuität	1'800'000 CHF
Dividende	500'000 CHF
Gestehungskosten	**17.8 Rp./kWh**

Tabelle 52: Abgeschätzte Investitions- und Gestehungskosten.

4.8.7 Landschaftsverträglichkeit und Fauna

Sichtbarkeit, Landschaft und Wald

Die vier Turbinen, von welchen sich die drei südlichen in einem BLN-Gebiet befinden, sind v.a. von Osten her und vom nördlichen Rheinufer (zwischen Diessenhofen und Feuerthalen) aus gut sichtbar, da sie sich auch am östlichen Rand des Cholfirst befinden. Die Einwirkung auf das Schlattertal könnte allenfalls etwas gedämpft werden, wenn die Anlagen allesamt etwas von der Hangkante zurückgenommen und nach Westen verschoben würden, was bedeuten würde, dass die Anlagen auf Zürcher Kantonsgebiet zu stehen kommen.

Gegen Westen bildet das ausgedehnte Waldgebiet auf dem Hügel ein Sichthindernis, zumindest was den Nahbereich betrifft. In grossen Teilen von Schaffhausen sind nur die nördlichen Turbinen sichtbar, wobei diese die Aussicht vom Munot in Richtung Alpen stören würden. Von Neuhausen aus (Rheinfall) sind die Anlagen nicht sichtbar.

Die Turbinen CF-02 und CF-04 stehen in ISOWA-Flächen.

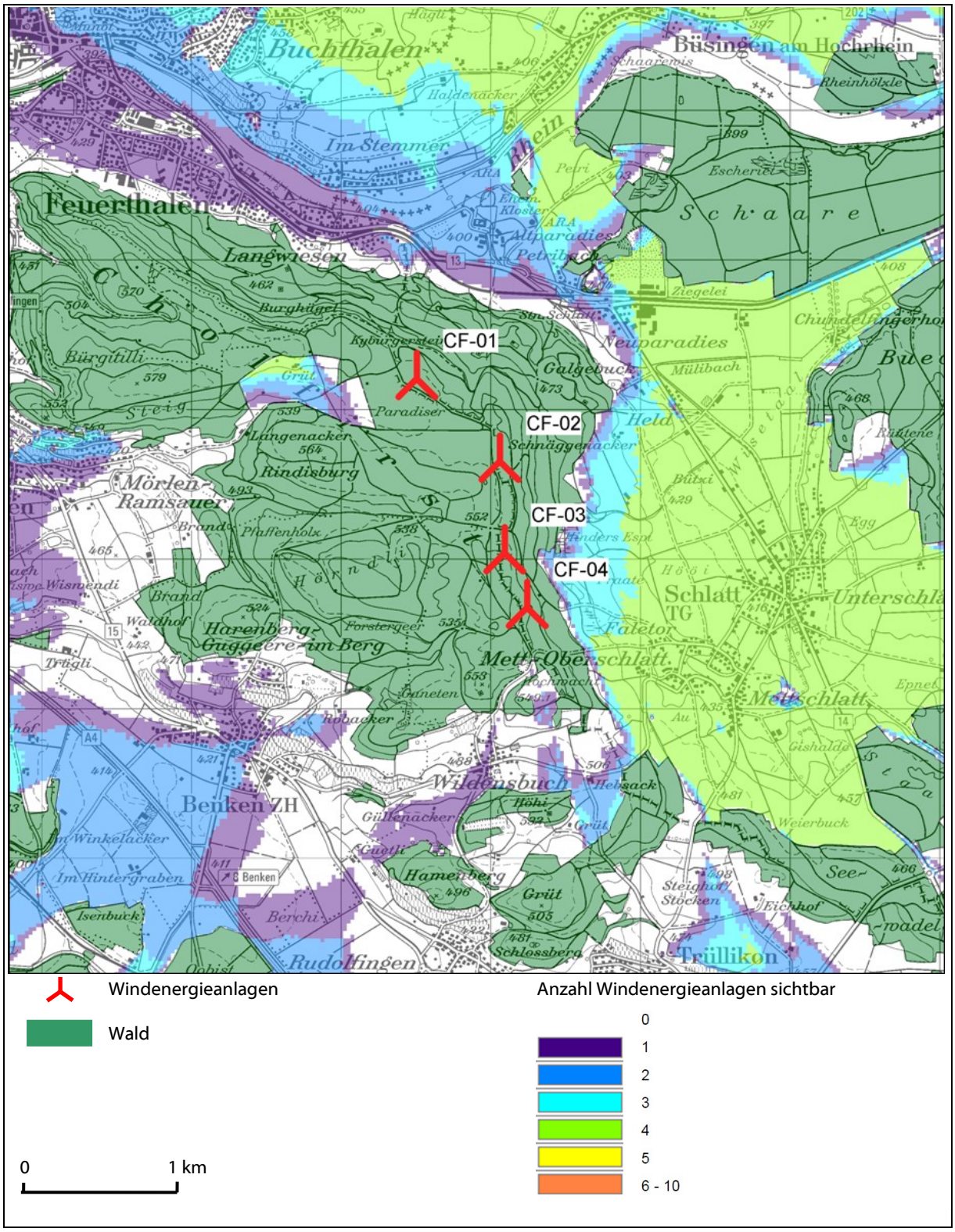

Abb. 45: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen Cholfirst im Nahbereich.

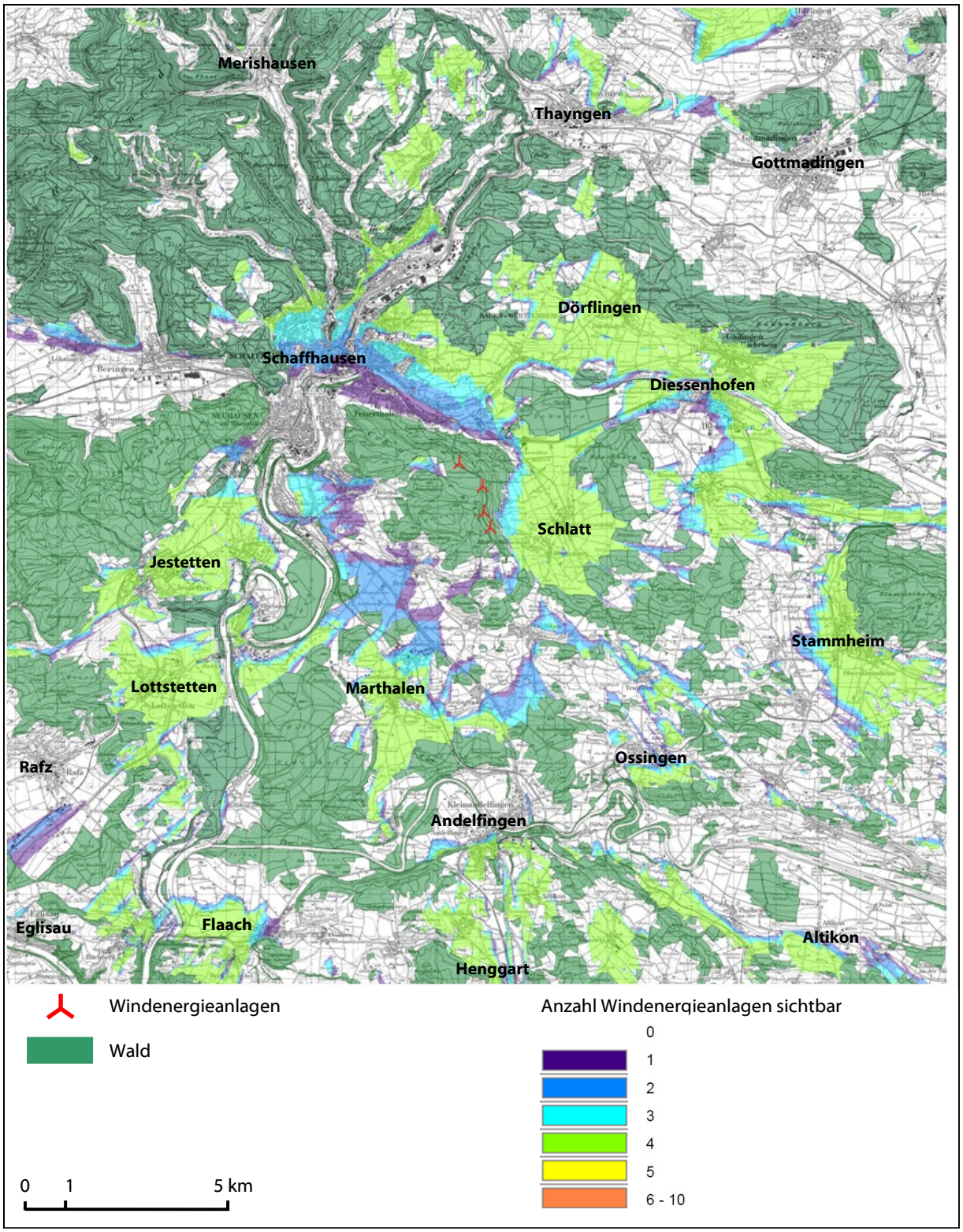

Abb. 46: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen Cholfirst 10 km um die Anlagen.

Vögel

Sowohl mit Brut- als auch mit Zugvögeln ist Konfliktpotential vorhanden (siehe folgende Abbildungen).

Bezüglich Brutvögel sind bei den südlichen Turbinen keine durch Windenergieanlagen potentiell gefährdeten Vogelarten von nationaler Bedeutung betroffen. Im nördlichen Teil sind Auswirkungen auf solche Vogelarten zu erwarten.

Bezüglich Zugvögel ist bei sämtlichen Turbinenstandorten ein mittleres Konfliktpotential vorhanden (gelber Bereich).

Die Empfehlungen der Vogelwarte Sempach richten sich nach den Ausführungen in Kap. 3.7.

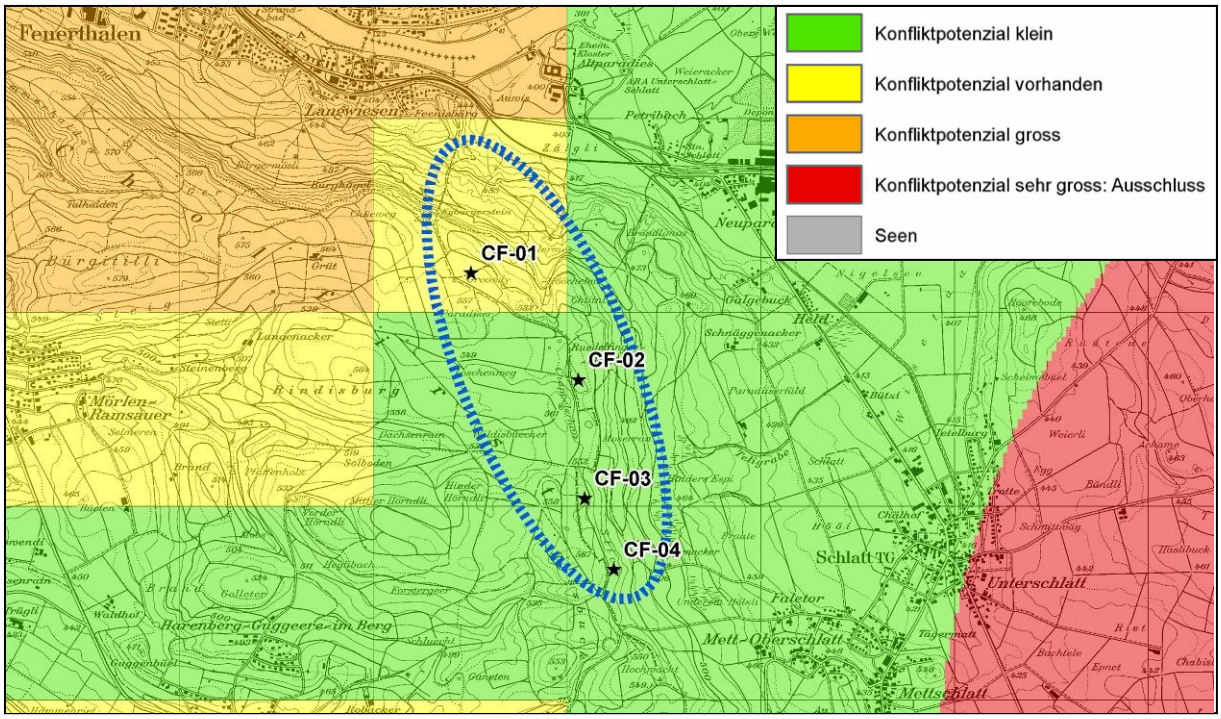

Abb. 47: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Brutvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

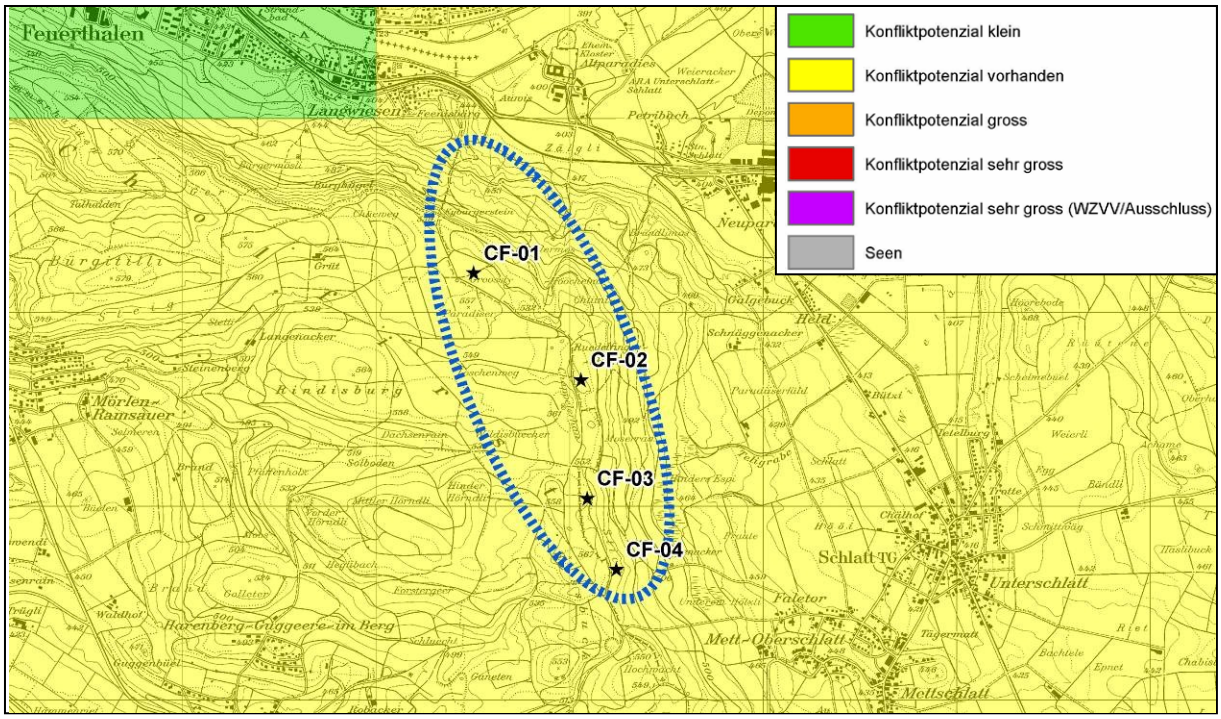

Abb. 48: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Zugvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

Wildtierkorridore

Im Windpotentialgebiet befinden sich weder regionale noch überregionale Wildtierkorridore.

4.8.8 Gesellschaftliche Aspekte

Schattenwurf

Schattenwurf wird im Norden und Nordosten des Windpotentialgebiets von Bedeutung sein: Langwiesen, Neuparadies sowie bei den Gebäuden Galgebuck, Held und Schnäggenacker. Durch eine optimierte Standortwahl für die Turbinen können Probleme voraussichtlich vermieden werden.

In Mett-Oberschlatt muss Schattenwurf sicher auch untersucht werden, während Schlatt bereits ca. 1.5 km von den Turbinen entfernt liegt und Schattenwurf demnach kaum mehr als störend empfunden wird (vgl. Kapitel 3.8).

Westlich der Turbinen spielt Schattenwurf wegen der ausgedehnten Waldfläche praktisch keine Rolle. Lediglich beim Hof „Grüt“ kann relevanter Schattenwurf vorkommen.

Lärm

Die nächsten bewohnten Gebäude (Grüt, Galgebuck, Schnäggenacker, Gebäude im Paradiiserfäld, Mett-Oberschlatt) befinden sich alle mindestens 800 m von den Windenergieanlagen entfernt. Eine Optimierung des Windparklayouts infolge Lärmschutzes ist nicht zwingend nötig.

4.9 Standortbeurteilung Windpotentialgebiet 8: Bichelsee/Fischingen

4.9.1 Vergleich mit Zwischenbericht

Im Vergleich zur ersten Windressourcenberechnung aus dem Zwischenbericht haben sich die Windverhältnisse überall deutlich erhöht (Zunahme auf den höchsten Erhebungen um 0.4-0.6 m/s). Dementsprechend hat sich auch die Fläche, wo ein wirtschaftlicher Betrieb von Windenergieanlagen möglich wäre, deutlich vergrössert. Im Hinterthurgau sind die Windressourcen jedoch mit einer grösseren Unsicherheit behaftet als im Thurgauer Mittelland.

4.9.2 Zusammenfassung

In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten Punkte aus der qualitativen Standortbeurteilung zusammengefasst:

Leistungspotential	14 x 2.3 MW = 32.2 MW (je nach Turbinentyp mehr oder weniger) Potentialgebiet könnte in 4 separate Windparks aufgeteilt werden
Energiepotential	Windpark: 51 GWh (Netto) Durchschnitt pro Windenergieanlage: 3.6 GWh (Netto)
Logistik Transport	Gut ausgebaute Strassen auf der Krete zwischen Sitzberg und Roopel, mit punktuellem Ausbau. Zubringerwege zu den einzelnen Turbinen müssen ausgebaut werden. Strassenneubau von ca. 1 km Länge.
Logistik Netzanschluss	Unterwerk in Ifwil 2.5 km von der nächsten Windenergieanlage entfernt
Wirtschaftlichkeit	Abgeschätzte Gestehungskosten 19.6 Rp./kWh
Landschaftsverträglichkeit und Fauna *	Standorte auf offenem Feld: 7 Standorte im Wald: 7 Konfliktpotential mit Brutvögeln: klein (Nord- und Westteil); vorhanden (Südostteil) Konfliktpotential mit Zugvögeln: vorhanden Wildtierkorridore: regionaler Wildtierkorridor, welcher von den möglichen Turbinenstandorten nicht tangiert wird Grösster visueller Einfluss der Turbinen auf die Gebiete Bichelsee (Naherholungsgebiet), Aadorf, Eschlikon, Münchwilen, Affeltrangen. Meist sind nicht alle Turbinen sichtbar, sondern einzelne Gruppen. Besonders heikel erscheinen die Standorte BF-01 bis BF-03 wegen der Nähe zum nationalen Flachmoor Hagelried. Alle Turbinen befinden sich in einem grossen zusammenhängenden und grenzübergreifenden BLN-Gebiet.
Gesellschaftliche Aspekte	Schattenwurf: Bei den Siedlungen Guntershausen, Bichelsee, Seelmatten und Neubrunn sowie bei Einzelgebäuden im Bereich von BF-07 bis BF-14 von Bedeutung. Lärm: Bei Haselbärg, Bränngrüti und Lehrüti sowie den Einzelgebäuden rund um die Turbinen BF-10, BF-11 und BF-12 von grosser Bedeutung.

**Standort innerhalb BLN-Gebiet: keine Ortsbegehung durch Abteilung Natur und Landschaft und Forstamt zur Analyse des Einflusses auf Landschaft und Wald*

Tabelle 53: Zusammenfassung der Standortbeurteilung von Windpotentialgebiet Bichelsee/Fischingen.

4.9.3 Einsetzbare Technologien (in Bezug auf den Typ der Windenergieanlage)

Am Standort Bichelsee/Fischingen ist mit Windgeschwindigkeiten zwischen 4.6 und 5.5 m/s, punktuell mit über 5.5 m/s auf 100 m über Boden zu rechnen. Diese Windverhältnisse sind als moderat-gut zu bewerten. Um den Wind effizient zu nutzen, sollte deshalb eine Windenergieanlage gewählt werden, welche für schwache-mittlere Winde, also für IEC-Windklasse II-III, ausgelegt ist. Zudem sollte die Windenergieanlage für erhöhte Turbulenz ausgelegt sein, da der Standort viele steile Hänge in allen Richtungen aufweist.

Da die Topografie komplex ist, ist auch der Transport der Windenergieanlagen nicht unproblematisch. Lange Rotorblätter von über 50 m Länge können zu Engpässen führen. Auch könnten grössere Landschaftseingriffe (z.B. Rodungen entlang der Zufahrtswege) die Folge sein.

Eine geeignete Anlage ist bspw. die Enercon E-92 mit 2.35 MW Leistung und einer Nabenhöhe zwischen 85 m und 138 m. Eine möglichst grosse Nabenhöhe ist nicht zwingend nötig, da der Wind mit zunehmender Höhe nicht allzu stark zunimmt, was mit dem komplexen Gelände zusammenhängt (sog. Speed-Up Effekt ist zu erwarten und kann bei der Windmessung Fischingen beobachtet werden). Eine Nabenhöhe von 108 m erscheint deshalb zweckmässig.

Es empfiehlt sich die Option, die wenigen langen Stahlturmsegmente durch viele kurze Betonsegmente zu ersetzen. Es ergeben sich dadurch zwar mehr Lkw-Fahrten beim Transport, doch die Ausbaumassnahmen entlang der Transportroute können unter Umständen erheblich reduziert werden.

4.9.4 Energieertragsabschätzung

Mit dem oben beschriebenen Windenergieanlagentyp ist das in der folgenden Karte dargestellte Windparklayout erstellt worden. Streng genommen sind die Turbinen in 4 kleinen Gruppen angeordnet, welche jede für sich als separater Windpark betrachtet werden können. Das Windparklayout basiert auf der Windressourcenkarte des Zwischenberichts. Die für diesen Schlussbericht erstellte finale Windressourcenkarte, welche mit Windmessungen in der Region aktualisiert und verfeinert worden ist, zeigt u.a. in der Region Hinterthurgau deutlich bessere Windverhältnisse als ursprünglich berechnet. Das ursprünglich erstellte Windparklayout könnte aus technisch-wirtschaftlicher Sicht ev. mit zwei weiteren Standorten ergänzt werden: westlich von Roopel und nördlich von Ootenegg.

Nebst den markierten Standorten sind zusätzliche Standorte nördlich des Haselbergs, nördlich des Riedebergs und nördlich von Allenwinden vor Ort geprüft worden. Wegen des steilen Geländes ist deren Erschliessung zu aufwändig.

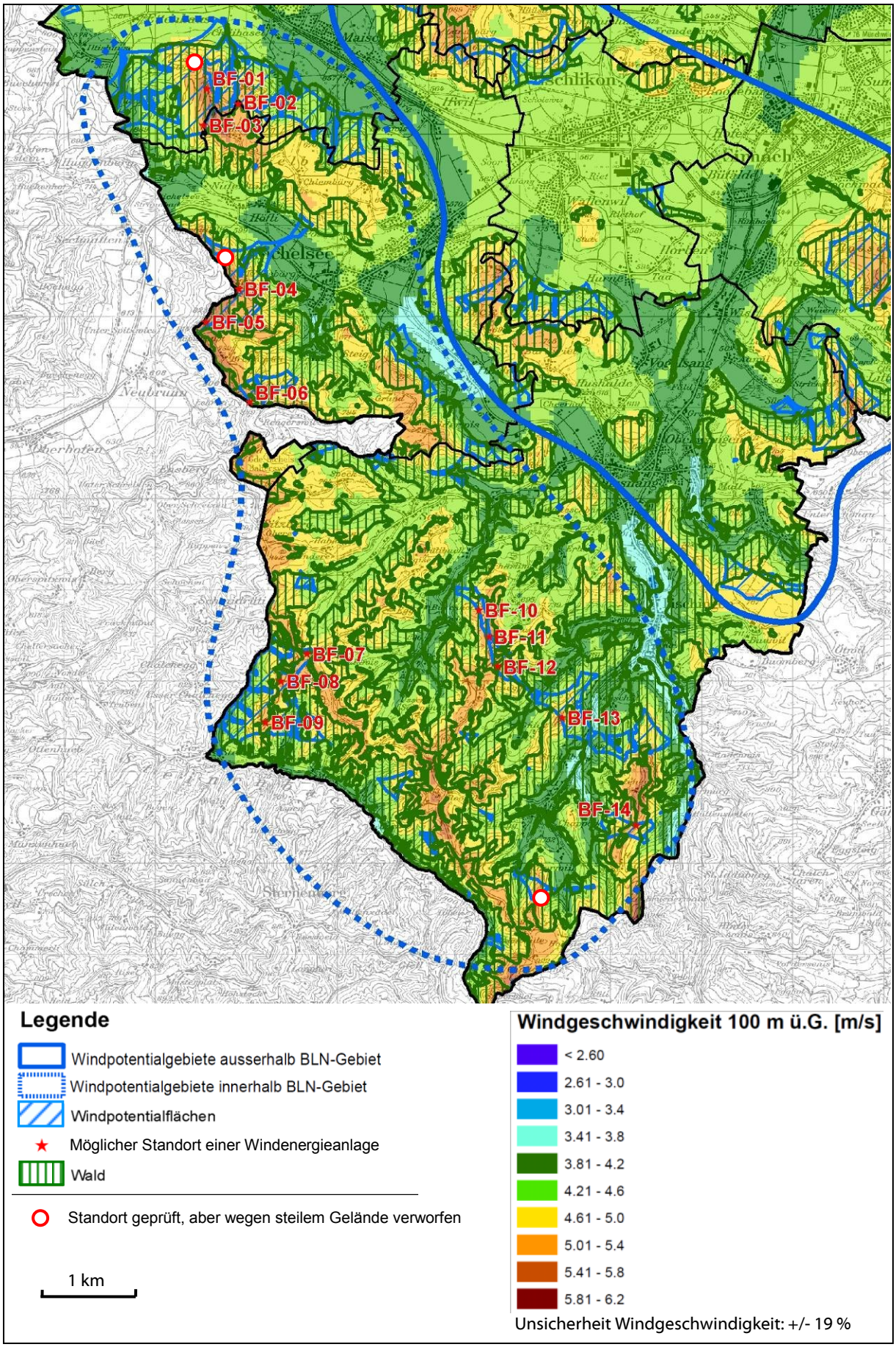

Abb. 49: Mögliches Windparklayout Bichelsee/Fischingen als Grundlage der Potentialanalyse.

Der Energieertrag des Windparks mit einem Windparklayout wie in Abb. 49 dargestellt, ist in der folgenden Tabelle abgeschätzt:

Jährlicher Energieertrag Windpark (Brutto) (nach Wake-Verlusten)	56.5 GWh
Jährlicher Energieertrag Windpark (Netto) (nach Abzug von 10% des Bruttoertrags)	51 GWh
Durchschnittlicher jährlicher Netto-Energieertrag pro Windenergieanlage	3.6 GWh

Tabelle 54: Abgeschätzter Energieertrag am Standort Bichelsee/Fischingen.

4.9.5 Logistik

Transport, Strassenbau

Sämtliche Turbinen können beispielsweise von der Autobahnausfahrt Münchwilen via Eschlikon und Balterswil zu den Standorten transportiert werden.

Zu den Standorten BF-01 bis BF-03 wird direkt nach dem Bichelsee rechts von der Hauptstrasse abgebogen und über den Rüetschberg zum kleinen „Passübergang“ gefahren. Auf der Passhöhe führt ein Waldweg rechts weg in Richtung der drei Turbinenstandorte, welcher auf der ganzen Länge ausgebaut werden muss. Zwischen BF-03 und BF-02 muss ein neuer Weg über die Wiese gebaut werden. Alternativ könnte die Zufahrt zu BF-02 von Balterswil über Chiemberg und Haselberg erfolgen. Ab dort muss aber in beiden Fällen ein neuer Weg erstellt werden.

BF-04 bis BF-06 können von Bichelsee über Steig und Rengerswil erreicht werden. Kurz nach Rengerswil zweigt ein relativ schmaler Schotterweg rechts ab zur Turbine BF-06. Dieses kurze Teilstück erfordert einen grösseren Ausbau. Die nachfolgende Strasse über Bränngrüti und Horn hinauf zu BF-04 und BF-05 muss verbreitert werden.

Zu den Standorten BF-07 bis BF-12 gelangt man über die gut ausgebaute und breite Strasse zwischen Balterswil, Dussnang, Schurten und Sitzberg. Der Krete folgend muss kurz vor Schmidrüti links abgebogen werden. Bei Ober-Sadelegg, wo sich BF-07 befindet, zweigt ein Feldweg zu BF-08 und BF-09 ab, welcher ausgebaut werden muss. Von BF-07 führt der Transport weiter entlang der Höhenstrasse bis nach Tingetschwil. Nach einer kurzen Steigung in Richtung Roopel zweigt eine Strasse links ab nach Buechegg. Ein auszubauender Weg führt von dort zu den Turbinenstandorten, wobei die kürzlich neu erstellte, auf der Karte nicht eingezeichnete, Strasse zum Kiesabbaugebiet bei BF-11 genutzt werden kann.

Die Standorte BF-13 und BF-14 werden von Dussnang über Fischingen angefahren. Ca. 1 km nach dem Kloster Fischingen zweigt eine Forststrasse rechts ab und führt hinauf zur Schoche-

negg. Der Waldweg muss auf der ganzen Länge ausgebaut werden. BF-14 wird über die Strasse von Au hinauf nach Hell erreicht. Diese muss stellenweise ausgebaut werden.

Insgesamt ist ein Strassenneubau von ca. 1 km Länge notwendig.

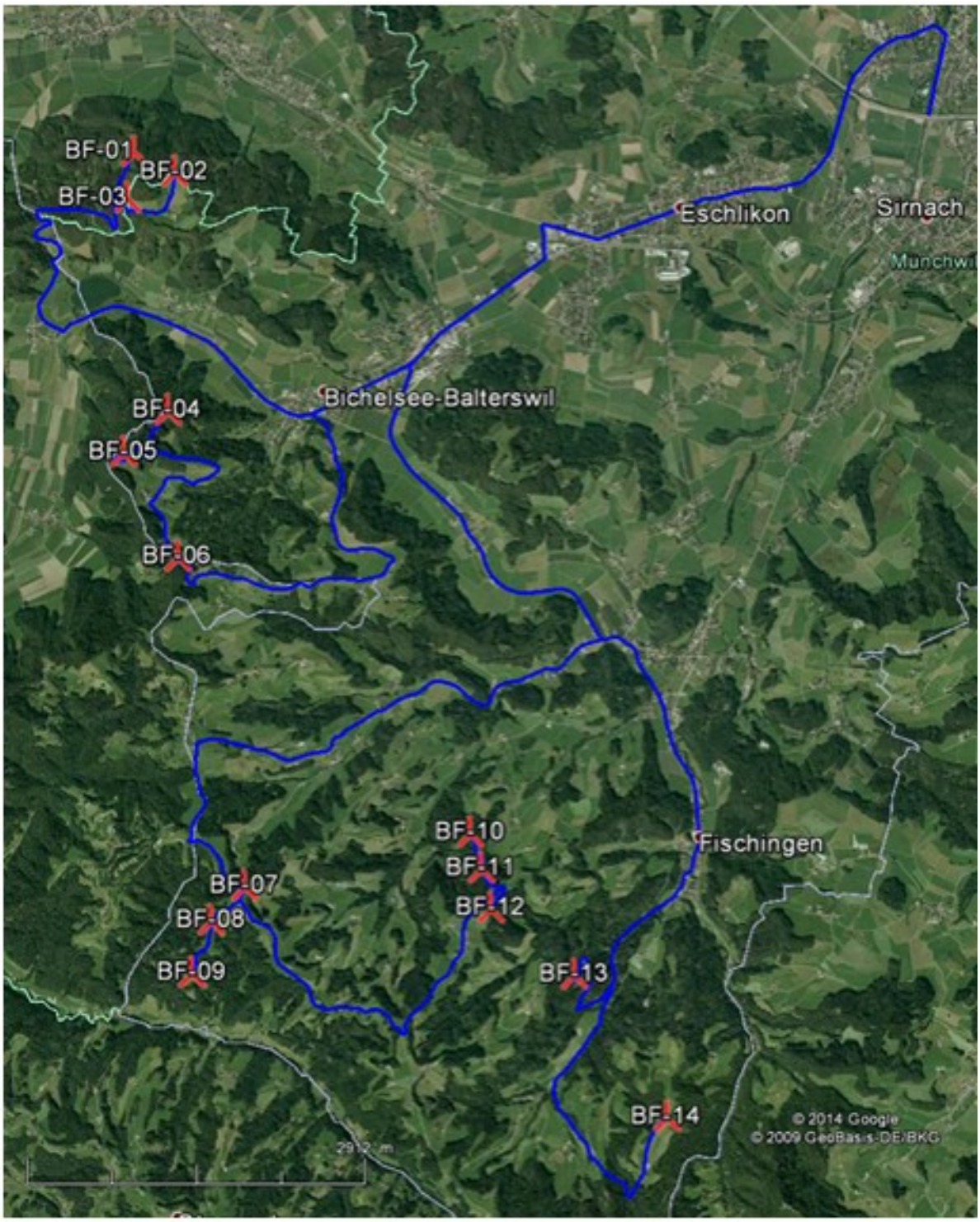

Abb. 50: Mögliche Zufahrt zu den Windenergieanlagen Bichelsee-Fischingen.

Netzanschluss

An den Standorten der Windenergieanlagen sind die folgenden Netzbetreiber für die Verteilung des Stroms zuständig:

Netzebene	Netzbetreiber
Höchstspannung (Netzebene 1)	- Axpo AG
Hochspannung (Netzebene 3)	- Axpo AG
Mittelspannung (Netzebene 5)	- EW Aadorf - Genossenschaft Werk Bichelsee-Balterswil - elektrizität & wasser dussnang - Elektra Au - EKT AG
Niederspannung (Netzebene 7)	- EW Aadorf - Genossenschaft Werk Bichelsee-Balterswil - elektrizität & wasser dussnang - Elektra Au

Tabelle 55: Netzbetreiber

Folgende Unterwerke befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Ort	Spannungsebenen	Distanz zum Windpotentialgebiet (Luftlinie)	Bemerkung
Ifwil	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	2.5 km zum am nächsten gelegenen Standort	
Saland	16 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	5 km zum am nächsten gelegenen Standort	Kanton ZH
Bazenheid	16 kV (in Zukunft 20 kV) 50 kV (in Zukunft 110 kV)	7 km zum am nächsten gelegenen Standort	Kanton SG

Tabelle 56: Unterwerke in der Region

Folgende Stromleitungen befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Leitung von - nach	Distanz (Luftlinie)	Spannungsebene
Diverse	Max. 1.5 km zu den Standorten	17 kV
UW Wittenwil – UW Töss	1 km zum am nächsten gelegenen Standort	220 kV

Tabelle 57: Stromleitungen in der Region

4.9.6 Wirtschaftlichkeit

Die folgende Tabelle fasst die abgeschätzten Investitions- und Gestehungskosten zusammen. Die Investitionskosten und jährlichen Kosten sind auf 50'000 CHF gerundet.

Investitionskosten (14 Windenergieanlagen)	**100'450'000 CHF**
Windenergieanlagen inkl. Fundamente, Kranstellflächen, Montage	71'900'000 CHF
Wegebau (Ausbau und Neubau) und Spezialtransport	2'900'000 CHF
Netzanschluss	9'200'000 CHF
Planung, Gebühren, Studien	7'000'000 CHF
Reserve, Sonstiges	9'450'000 CHF
Jährliche Kosten	**9'950'000 CHF**
Betriebskosten	2'200'000 CHF
Annuität	6'150'000 CHF
Dividende	1'600'000 CHF
Gestehungskosten	**19.6 Rp./kWh**

Tabelle 58: Abgeschätzte Investitions- und Gestehungskosten.

4.9.7 Landschaftsverträglichkeit und Fauna

<u>Sichtbarkeit, Landschaft und Wald</u>

Da die Turbinen in Gruppen angeordnet sind, welche sich in relativ grosser Entfernung zueinander befinden, sind aus den meisten Regionen im Nahbereich nur einzelne Gruppen sichtbar. Die Ausnahme bilden u.a. die höher gelegenen Kreten des Hinterthurgau. Am grössten dürfte der visuelle Einfluss der Turbinen im gewundenen Tal zwischen Bichelsee und Turbenthal sein, zumal dieses auch ein beliebtes Naherholungsgebiet ist.

Die Turbinen sind im Fernbereich v.a. aus der Region Aadorf, Eschlikon, Münchwilen bis Affeltrangen gut sichtbar. Aus den Kantonen Zürich und St. Gallen sind sie nur punktuell (z.B. von einzelnen Hügeln aus) sichtbar, da die komplexe Topografie mit viel Wald wie eine Sichtbarriere wirkt.

Besonders heikel erscheinen die Standorte BF-01 bis BF-03, die allesamt in einem Bereich des heute sehr ruhig gelegenen nationalen Flachmoores Hagelried liegen. Ganz klar ist aber, dass dieser hochwertige voralpine Erholungsbereich in einem grossen gemeinsamen BLN-Gebiet mit den Kantonen Zürich und St. Gallen liegt und somit eine gemeinsame Planung mit konkret anlagebezogenem Beteiligungsverfahren benötigt.

Die Turbinen BF-01, BF-02, BF-05, BF-09 und ev. BF-13 stehen in ISOWA-Flächen. Die folgenden Anlagen sind im regionalen Waldplan mit einer Vorrangfunktion belegt: BF-01 (Biodiversität und ruhige Waldzone), BF-02 (Ruhige Waldzone), ev. BF-03 (Ruhige Waldzone), BF-04 (Biodiver-

sität), BF-09 (Biodiversität und ruhige Waldzone). BF-04 steht ev. in einer Nutzungsverzichtsfläche.

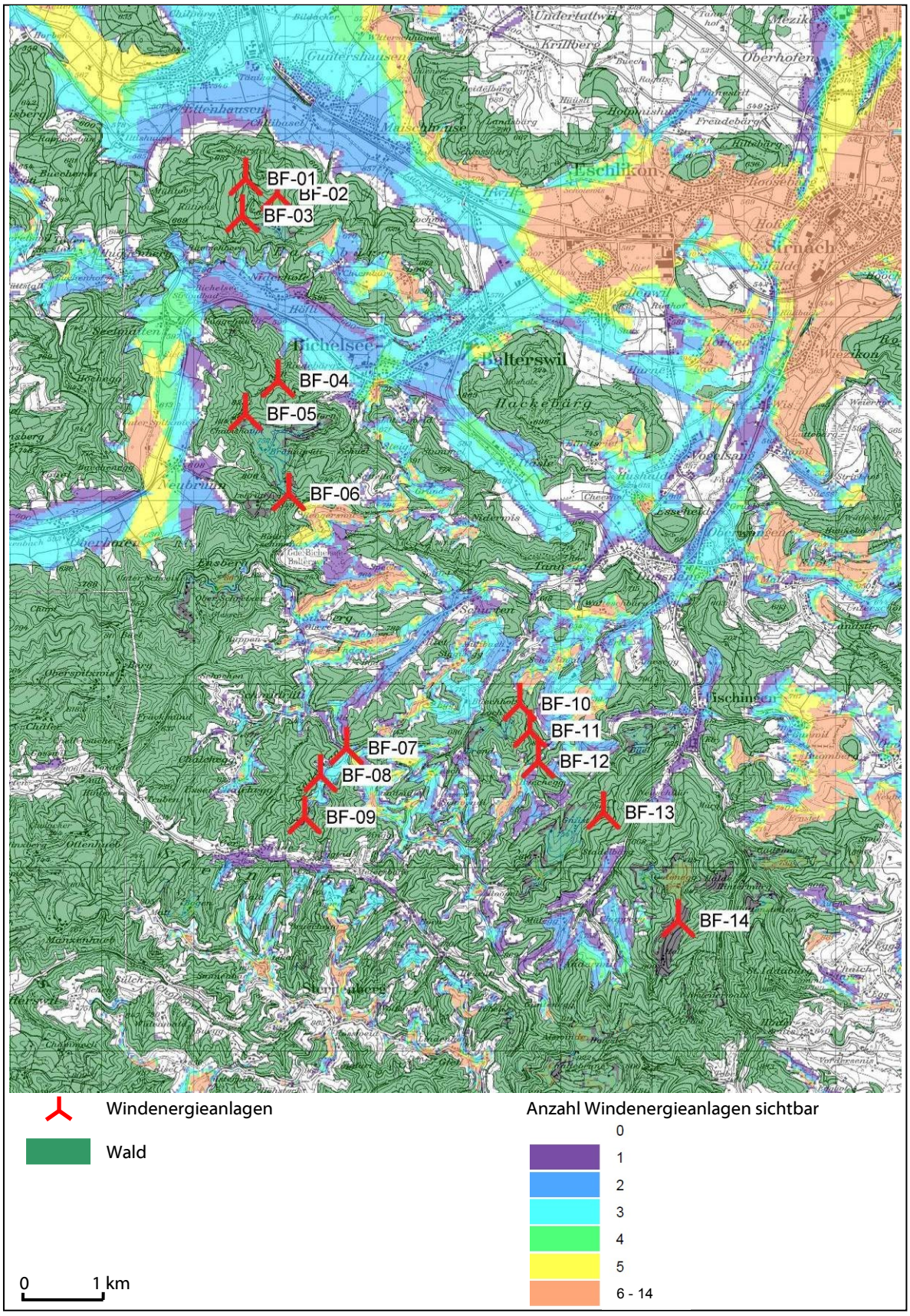

Abb. 51: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen von Bichelsee/Fischingen im Nahbereich.

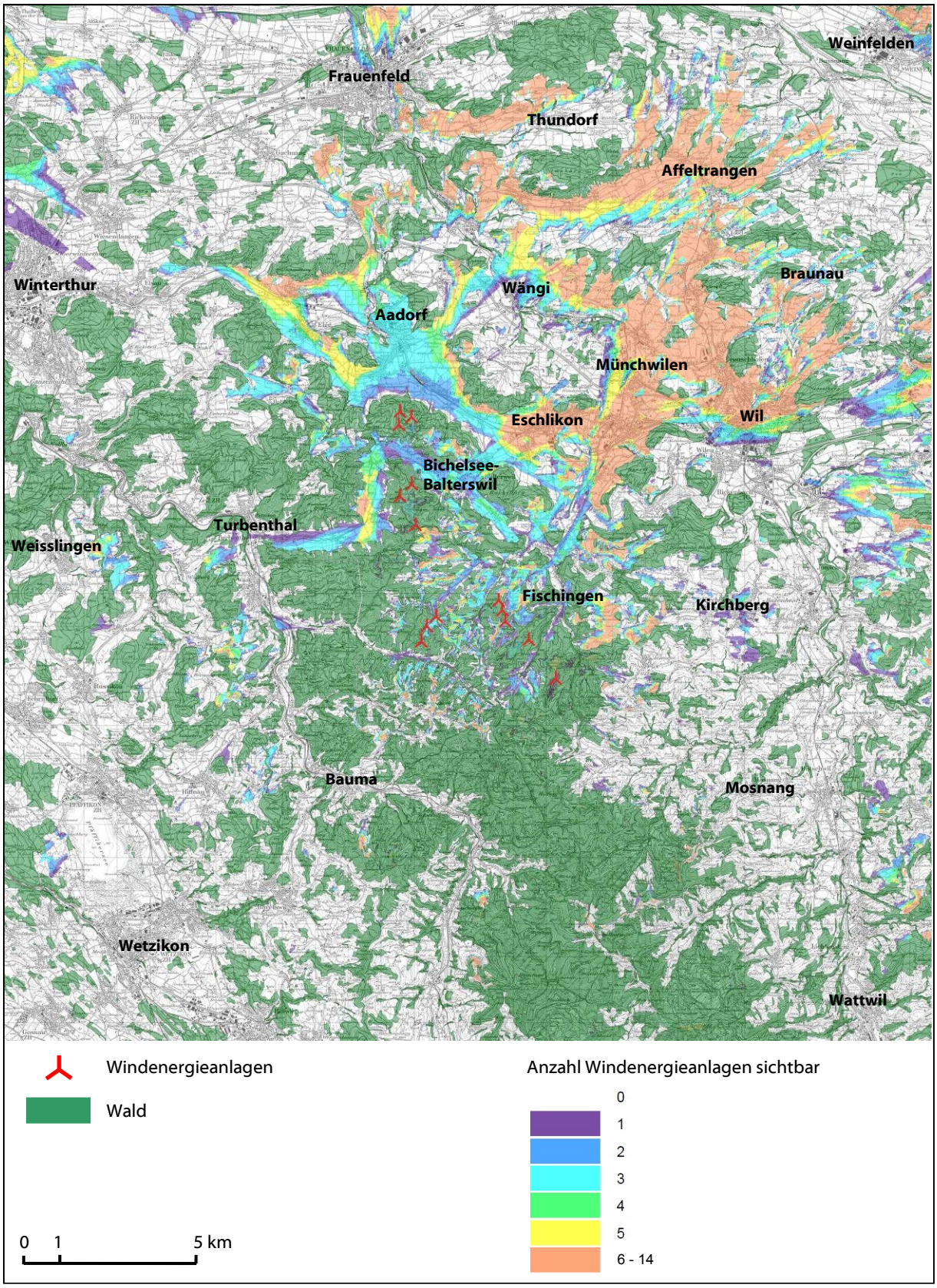

Abb. 52: Sichtbarkeit der Windenergieanlagen von Bichelsee/Fischingen 10 km um die Anlagen.

Vögel

Sowohl mit Brut- als auch mit Zugvögeln ist ein Konfliktpotential vorhanden (siehe folgende Abbildungen).

Bezüglich Brutvögel sind bei den Turbinen BF-01 bis BF-09 keine durch Windenergieanlagen potentiell gefährdeten Vogelarten von nationaler Bedeutung betroffen. Bei BF-10 bis BF-14 sind Auswirkungen auf solche Vogelarten zu erwarten.

Bezüglich Zugvögel ist bei sämtlichen Turbinenstandorten ein mittleres Konfliktpotential vorhanden (gelber Bereich).

Die Empfehlungen der Vogelwarte Sempach richten sich nach den Ausführungen in Kap. 3.7.

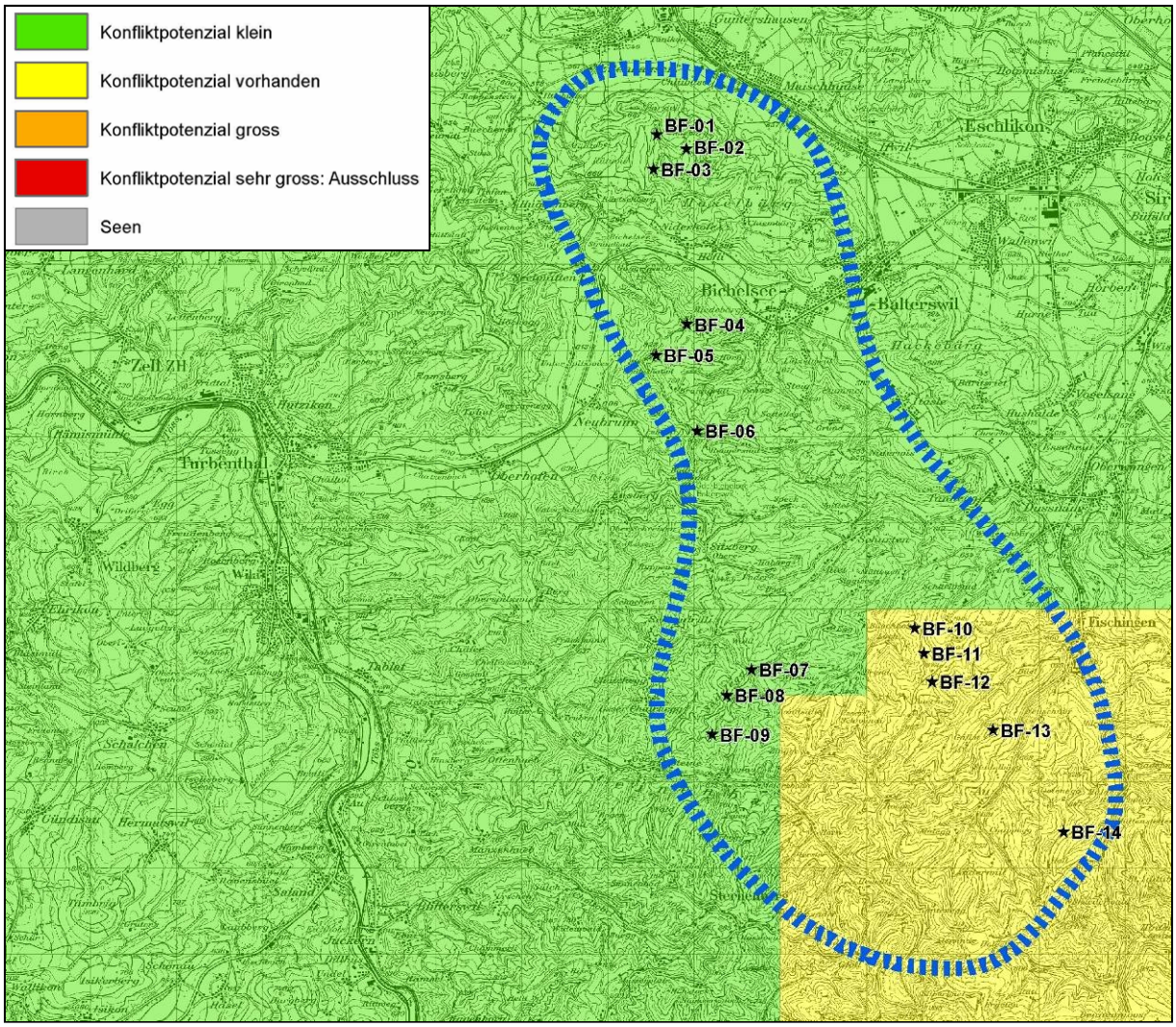

Abb. 53: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Brutvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

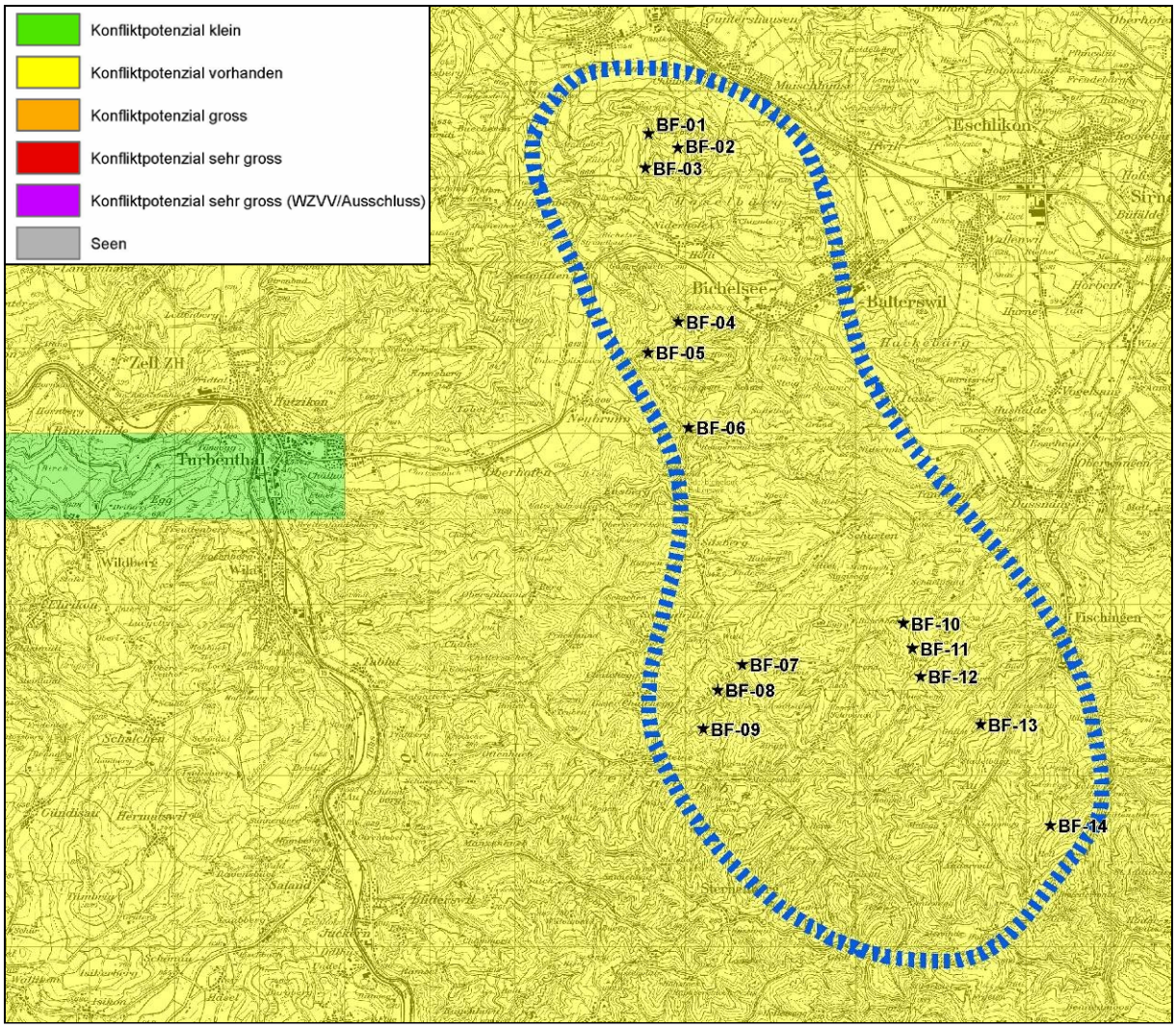

Abb. 54: Konfliktpotential im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Zugvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

Wildtierkorridore

Zwischen dem Haselbärg und dem Landsbärg befindet sich ein regionaler Wildtierkorridor, welcher von den möglichen Turbinenstandorten nicht tangiert wird.

4.9.8 Gesellschaftliche Aspekte

Schattenwurf

Bei den Siedlungen Guntershausen, Bichelsee, Seelmatten und Neubrunn ist Schattenwurf sicher ein Thema, welches gut untersucht werden muss. Des Weiteren können einzelne Gebäude im Bereich der Turbinen BF-07 bis BF-14 von Schattenwurf betroffen sein. Dies sind punktuelle Probleme, welche allenfalls durch eine optimierte Standortwahl entschärft werden können.

Lärm

Lärm durch die Windenergieanlagen muss bei den folgenden Weilern besonders beachtet werden: Haselbärg, Bränngrüti und Lehrüti. Diese Gebäude befinden sich nahe am hier definierten Mindestabstand von 350 m zu den Turbinen. Da diese Weiler jedoch von jeweils drei umliegenden Turbinen beschallt werden, könnte dieser Abstand zu klein sein. Ein Lärmgutachten würde Aufschluss darüber geben. Das Gleiche gilt für die Einzelgebäude rund um die Turbinen BF-10, BF-11 und BF-12.

5 Fazit

5.1 Windenergiepotential von Grosswindanlagen

Kernaussage dieser Studie ist die Quantifizierung des Windenergiepotentials (nur mit Grosswindanlagen) im Kanton Thurgau. Werden nur die Standorte ausserhalb von BLN-Gebieten betrachtet, ist mit einem Potential von rund 90 MW oder ca. 145 GWh zu rechnen. Zusammen mit den Standorten innerhalb von BLN-Gebieten erhöht sich das Potential auf rund 140 MW resp. 230 GWh (siehe folgende Tabellen).

Windpotentialgebiet	Anzahl Windenergieanlagen	Potential	
		[MW]	[GWh]
Salen-Reutenen	7	16.8	29
Thundorf	7	16.8	27.5
Eschlikon/Littenheid	8	18.4	28.5
Braunau/Wuppenau	9	21.6	37
Ottenberg	6	14.4	24.5
Gesamter Kanton Thurgau	**37**	**88**	**146**

Tabelle 59: Windenergiepotential der Standorte ausserhalb von BLN-Gebieten.

Windpotentialgebiet	Anzahl Windenergieanlagen	Potential	
		[MW]	[GWh]
Rodebärg	4	9.6	16.5
Cholfirst	4	9.6	17
Bichelsee/Fischingen	14	32.2	51
Gesamter Kanton Thurgau	**22**	**51**	**84**

Tabelle 60: Windenergiepotential der Standorte innerhalb von BLN-Gebieten.

Werden die in dieser Studie behandelten Windpotentialgebiete in den kantonalen Richtplan aufgenommen, so ist dies erst ein erster Filter auf dem Weg eines Projektes bis zu dessen Realisierung. Wie folgende Darstellung vereinfacht zeigt, existieren noch viele weitere nachgelagerte Prozesse und Kriterien, die ein Projekt noch zum Scheitern bringen können. Selbst bei umfassendsten Studien sind diese mit dem Schweizer Bewilligungs- und Instanzenweg nicht bereits auf Stufe Kanton abschliessend zu klären. Die Anzahl respektive der Umfang der realisierten Projekte, wie auch das in dieser Studie abgeschätzte Windenergiepotential werden mit sehr grosser Wahrscheinlichkeit um einiges kleiner ausfallen als hier angegeben. In diesem Zusam-

menhang muss darauf hingewiesen werden, dass sich mehr als die Hälfte aller möglichen Standorte für Windenergieanlagen im Wald befindet. Windenergieanlagen im Wald setzen eine Rodungsbewilligung voraus, d.h. der Bedürfnisnachweis muss erbracht sowie die Standortgebundenheit gegeben sein.

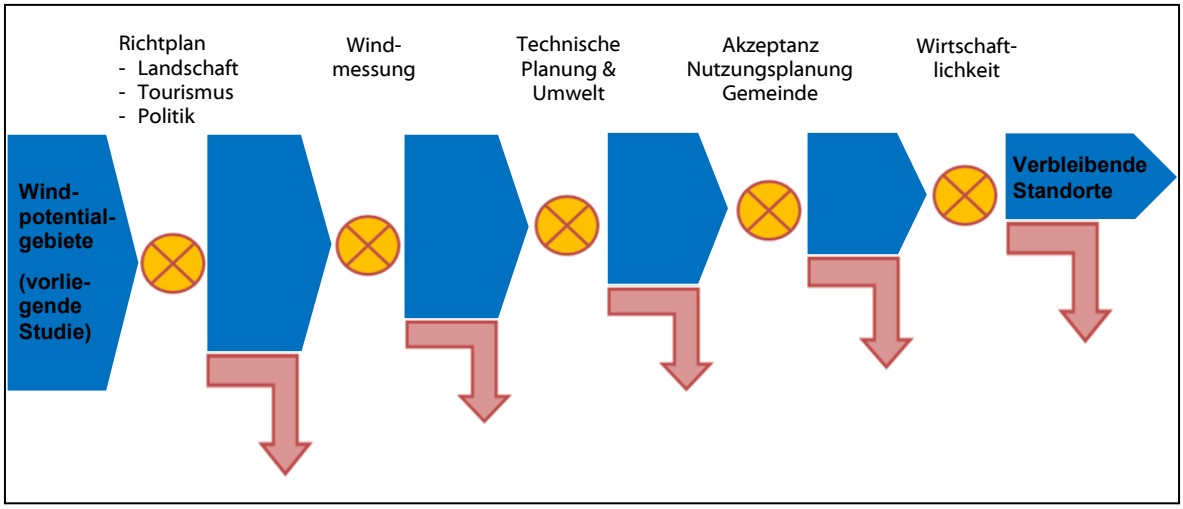

Abb. 55: Reduktion von Windenergieprojekten infolge weiterer Kriterien und Prozesse (schematisch).

Im „Grundlagenbericht: Konzept für einen Thurgauer Strommix ohne Kernenergie" wird von einem Windenergiepotential im Kanton Thurgau von 20-100 GWh ausgegangen, was wahrscheinlich in etwa dem realistischen Potential entsprechen dürfte.[4]

Ein Vergleich des Potentials von Grosswindanlagen im Kanton Thurgau mit demjenigen in umliegenden Kantonen zeigt, dass sich im Kanton Zürich tendenziell das grösste Windenergiepotential befindet, sowohl absolut betrachtet, als auch prozentual zur Kantonsfläche (siehe folgende Tabelle). Der Kanton Thurgau folgt dahinter, jedoch vor den kleineren Kantonen Schaffhausen und Appenzell Ausser- und Innerrhoden. Für den Kanton St. Gallen ist eine Windpotentialstudie zurzeit in Arbeit. Über das dortige theoretische Windenergiepotential können noch keine Angaben gemacht werden.

Kanton	**Theoretisches Windenergiepotential [GWh]** [1]	**Theoretisches Windenergiepotential / Kantonsfläche [GWh/km²]**
Zürich	450 - 750 [2]	0.26 – 0.43
St. Gallen	25 [3]	k. A.
Schaffhausen	27 - 57	0.09 – 0.19
Appenzell (AR und AI)	37	0.09
Kanton Thurgau	146 – 230	0.15 – 0.23

[1] Die Angaben des Windenergiepotentials sind den jeweiligen Windpotentialstudien entnommen worden resp. für den Kanton St. Gallen dem Energiekonzept – Teilbereich Strom vom 17. April 2013.
[2] Windenergiepotential im Szenario mit den grössten Einschränkungen
[3] Abgeschätztes realistisches Windenergiepotential

Tabelle 61: Windenergiepotential in umliegenden Kantonen.

5.2 Windenergiepotential von Kleinwindanlagen

Die Abschätzung des Windenergiepotentials für Kleinwindanlagen ist nicht Bestandteil dieser Studie, weil eine solche bereits im Jahre 2004 durchgeführt worden ist. Die Firma Aventa hat im Jahre 2004 in ihrer Studie ein theoretisches Windenergiepotential im Kanton Thurgau zwischen 0.4 und 2 GWh berechnet[5]. Basisannahme dafür waren Kleinwindanlagen mit einer Nennleistung von ca. 30 kW, konzentriert zu kleinen Windparks an 2-5 Standorten. Solche Anlagen waren damals noch nicht auf dem Markt, heute jedoch schon. Grundsätzlich ist anzumerken, dass Kleinwindanlagen ganz andere Kriterien erfüllen müssen, als Grosswindanlagen. Bei Kleinwindanlagen wird bspw. bewusst die Nähe zu Gebäuden und somit zu einem Anschluss ans Stromnetz gesucht, während Grosswindanlagen möglichst weit weg von bewohnten Gebäuden stehen sollen. Somit können die in dieser Studie vorgeschlagenen Windparklayouts nicht einfach für Kleinwindanlagen übernommen werden. Bei einem Vergleich kommt jedoch deutlich zum Vorschein, dass das Potential von Grosswindanlagen um ein Vielfaches grösser ist als dasjenige von Kleinwindanlagen. Hinzu kommt, dass die Stromgestehungskosten bei Kleinwindanlagen um einiges über denjenigen von Grosswindanlagen liegen.

6 Literaturverzeichnis

[1] H. P., «Konfliktpotenzialkarte Windenergie-Vögel Schweiz: Teilbereich Brutvögel, Gastvögel und Vogelschutzgebiete gemäss WZVV. Erläuterungsbericht. Aktualisierung 2013,» Schweizerische Vogelwarte Sempach, 2013.

[2] L. F., «Konfliktpotenzialkarte Windenergie-Vögel Schweiz: Teilbereich Vogelzug. Erläuterungsbericht. Aktualisierung 2013,» Schweizerische Vogelwarte Sempach, 2012.

[3] BFE, «Windkraftanlagen in der Schweiz - Leitfaden für die Analyse der Umweltauswirkungen,» Bern, 2008.

[4] E. B. &. P. AG, «Grundlagenbericht: Konzept für einen Thurgauer Strommix ohne Kernenergie,» Zollikon, 2013.

[5] Aventa, «Nutzung der Windenergie im Kanton Thurgau,» Winterthur, 2004.