

Dokumentation

zuhanden

anlässlich

www.aelpligenwind.ch

Verein zum Schutz des Älpli Krinau vor Windkraftanlagen



zusammengestellt von:

Benoit Kunz, Vorstandsmitglied
Brigitta Schönbächler, Präsidentin
Kurt Müller, Vorstandsmitglied
Ulrich Reimer, Aktuar

Inhalt:	Seite:
Ziele von Gesprächen	1
Die folgenden Punkte sprechen gegen den Windpark auf dem Älpli ob Krinau	1 – 5
Anhang 1: Energiestrategie 2050 BFE/UBS	6
Anhang 2: Karte geo.admin Standorte	7
Anhang 3: Fotomontage Krinau Sommer	8
Anhang 4: Fotomontage Krinau Winter	9
Anhang 5: Karte geo.admin BLN-Schutzgebiete	10
Anhang 6: Karte geoportal Kerngebiete	11
Anhang 7: Karte goe.admin Gewässerschutz	12
Anhang 8: Tabelle siusséole Windstärken	13
Anhang 9: Grafik Leistungskurve	14
Anhang 10: Grafik Enercon	15
Anhang 11: Tabelle M. Jäger Jahresproduktion	16
Anhang 12: Diagramm Volllaststunden	17
Anhang 13: Grafik LUBW Infraschall	18
Anhang 14: Karte MS Schattenwurf	19
Anhang 15: Karte MS Zuwegung	20
Anhang 16: NZZ Bericht vom 8.9.2018	21

Abkürzungen:

WKA	Windkraftanlage
WEA	Windenergieanlage
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
GW	Gigawatt
GWh/a	Gigawattstunden pro Jahr
MS	Machbarkeitsstudie

Ziele von Gesprächen:

- Vermittlung der Gründe, warum sich der Verein gegen den geplanten Windpark engagiert.
- Förderung einer offenen Diskussion über das Für und Wider des Windparks in der Bevölkerung.
- Werbung um Unterstützung bei diversen Institutionen, den geplanten Windpark zu verhindern.

Die folgenden Punkte sprechen aus der Sicht des Vereins gegen den geplanten Windpark auf dem Äpli ob Krinau:

Energiestrategie 2050:

- starker Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Windkraft -> Grafik BFE/UBS

Unsere Meinung: Wir stellen uns nicht generell gegen Windkraftanlagen. Es kann durchaus sinnvoll sein, an Standorten mit genug Distanz zu Behausungen, die Menschen und Tiere nicht krankmachen und die Natur und die Landschaft nicht zerstören, Strom aus Windkraft zu produzieren. Generell gilt jedoch, dass die Schweiz kein Windland ist. Deshalb wird der Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung in der Schweiz nie einen bedeutenden Anteil erlangen.

Zu den zu optimistischen 5 – 7% Produktionsanteil in der BFE-Energiestrategie 2050 stellt die UBS eine weitaus realistischere Prognose von 1.4% gegenüber. Dieser geringe Anteil an Windenergie liesse sich mit anderen Anteilen mühelos kompensieren. Gleichwohl würde für diesen kleinen Prozentsatz an Windenergie das wertvolle Gut der Schweizer Landschaft grossflächig zerstört mit entsprechenden Folgen für Mensch, Natur und nicht zuletzt den Tourismus!

Verfahren: Richtplananpassung 18, Kanton St. Gallen

- Vorgesehener Koordinationsstand: "Festsetzung"

Unsere Meinung: Namhafte Organisationen beantragen im Vernehmlassungsverfahren die Streichung des Eintrages oder die Zurückstufung in den Koordinationsstand «Zwischenergebnis» im Richtplananpassungsentwurf 18. Ein Eintrag als «Vororientierung» oder «Zwischenergebnis» ermöglicht ein Gutachten der Eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission (ENHK). Verschiedene Konfliktpotenziale, die auf Richtplanebene gelöst sein müssten, sollten nicht an den Nutzungsplan delegiert werden.

Standort:

- Geografische / topografische Lage -> Karte geo.admin / -> 2 Fotomontagen

Unsere Meinung: Das Gebiet Älpli Krinau ist eine weitgehend intakte Landschaft mit wertvoller Fauna und Flora. Insbesondere fehlen industrielle Betriebe oder andere grössere Bauten und Anlagen. Die Errichtung des Windparks bewirkt einen massiven Eingriff ins Landschaftsbild. Die intakte Landschaft gehört zu unserer Heimat und zur Toggenburger Identität.

- Schutzgebiete -> Karte geo.admin / Karte geoportal

Unsere Meinung: Der Projektperimeter liegt zwar ausserhalb des BLN-Schutzgebietes, grenzt jedoch unmittelbar an dieses: Zwei der geplanten WEA haben einen Abstand von nur 30 – 50 m zu dieser Grenze. Es gibt zwar keine besonderen Regelungen über einen Mindestabstand von WEA zu BLN-Schutzgebieten, doch läuft der Standort der Anlagen den Schutzziele des BLN-Gebiets zuwider, u.a. dem Ziel, die unverbauten Kreten zu erhalten.

Alle drei geplanten Windräder stehen im Kerngebiet von Lebensräumen bedrohter Arten. Auerhuhn, Steinadler, Habicht, Rotmilan u.a. sind national prioritäre Arten, die dort vorkommen. Davon betroffen sind auch andere Zug- und Brutvögel, ebenso die Fledermäuse.

- Sichtbarkeit / Optische Bedrängung

Unsere Meinung: Das Hörnli-Bergland – Älpli – Tweralpispitz ist ein beliebtes Wander- und Erholungsgebiet mit vielen begangenen Aussichtspunkten. Die Auswirkungen des geplanten Windparks auf diesen Landschaftsraum sind enorm. Die Sichtbarkeit der Anlagen auf den umgebenden Anhöhen und bis weit ins Alpsteingebiet hinein wäre sehr deutlich! Die Topografie des Thurtales ist nicht so, dass man die Räder an den meisten Orten des Tales nicht sehen würde.

- Gewässerschutz -> Karte geo.admin

Unsere Meinung: Eine der geplanten Anlagen, WEA "süd", steht eindeutig im Gewässerschutzgebiet in der Schutzzone 3 (nur wenige Meter neben Schutzzone 2, das Fundament dieser WEA würde diese Zone betreffen) und darf nicht gebaut werden, da sie eine besondere Gefahr für das Grundwasser darstellt. Die beiden anderen Anlagen stehen im übrigen Bereich (üb).

Wirtschaftlichkeit:

- Windverhältnisse -> Tabelle suisséole

Unsere Meinung: Die Wirtschaftlichkeit der Stromproduktion hängt direkt von den herrschenden Windverhältnissen ab. Mit dem Windgradienten, berechnet aus der LIDAR-Messung und dem langjährigen Abgleich der Messdaten am Windmessmast, ist laut Machbarkeitsstudie mit Windgeschwindigkeiten von 4.6 m/s auf 50 m Höhe, 5.9 m/s auf 120 m Höhe und 6.2 m/s auf 140 m Höhe

zu rechnen. Diese Daten sind sogar leicht tiefer als die Werte in der zu optimistisch bemessenen Windkarte der Schweiz und liegen eher im schwachen bis mässigen Bereich für das effiziente Wirken einer WEA. Man kann **nicht** von überverhältnismässig hohen Windgeschwindigkeiten sprechen!

- Grösse der Anlagen -> Grafik Leistungskurve
-> Grafik Enercon

Unsere Meinung: Für einen Windpark von nationalem Interesse braucht es eine Jahresproduktion von mindestens 20 GWh. Dazu sind auf dem Äpli 3 WEA mit einer Nennleistung von mindestens 4-5 MW mit entsprechend hoher Nabenhöhe und Rotorlänge (Gesamthöhe über 220m) nötig. Derartige Windräder gibt es noch gar nicht; einzig das brandneue und noch wenig erprobte Enercon E-141 liegt mit 4.2 MW knapp in diesem Bereich. Bei Windgeschwindigkeiten von 5-8 m/s liegt die Leistung dieser Anlagen gerade mal bei knapp 50%. Die 20 GWh/a sind deshalb kaum zu erreichen. So grosse Windräder sind in der Schweiz bisher noch nicht gebaut worden, man kann **nicht** von einer Realisierung eines kleinen Windparks sprechen!

- Effizienz von Schweizer Anlagen -> Tabelle M. Jäger
-> Diagramm Volllaststunden

Unsere Meinung: Die in der Machbarkeitsstudie aufgeführte Anzahl der Volllaststunden pro Jahr mit 1700 liegt im Vergleich mit den heute bestehenden Anlagen (->Tabelle) nur im mittleren Bereich. Unter Berücksichtigung zusätzlicher Abschaltungen infolge von Auflagen bezüglich Schutz von Mensch und Tier ist eher von einem tieferen Wert von ca. 1400 Stunden pro Jahr auszugehen. Die in der Schweiz bestehenden, grösseren Anlagen weisen im Vergleich zu den Windkraftanlagen in Deutschland relativ wenig Volllaststunden aus, was zu einer geringen Ausnutzung der möglichen Produktionskapazität führt (20 - 25%). Das ist im Verhältnis zum grossen Aufwand für die Erstellung und den Betrieb sowie die negativen Auswirkungen der Anlagen ein deutlich zu bescheidener Stromertrag. Grundsätzlich hat sich gezeigt, dass Anlagen unter 2000 Volllaststunden kaum wirtschaftlich betrieben werden können.

- Flatterstrom

Unsere Meinung: Der von Windkraftanlagen erzeugte Flatterstrom ist weder kumulierbar noch speicherbar. Für jeden Windpark muss ein für seine Leistung entsprechendes «Schatten»-Kraftwerk ständig betriebsbereit gehalten werden, um eine stabile Bandbreite zu garantieren. Wenn der Wind für Stunden oder nicht selten gleich Tage lang am Stück ausfällt, muss elektrische Energie trotzdem verfügbar sein.

- Marktsituation – Strompreis -> NZZ Bericht vom 8.9.2018

Neue Untersuchungen von Schweizer Ökonomen bezweifeln die Marktfähigkeit von Windstrom in nächster Zukunft.

Emissionen:

- Lärm

Unsere Meinung: Der durch die WKAs entstehende Lärm mag auf den ersten Blick von den Dezibel-Angaben her nicht dramatisch wirken. Im extrem ruhigen, ländlichen Gebiet von Libingen und Krinau ist das jedoch eine erhebliche Lärmbelastung, die subjektiv (vor allem nachts) wesentlich grösser ist als in einer eher städtischen Umgebung. Hinzu kommt, dass rein topografisch die Landschaft um das Dorf Krinau herum und ganz ähnlich auch auf der Libinger Seite Schalltrichter bildet, die den Schall bündeln und verstärken.

- Infraschall -> Videolink / -> Grafik LUBW

Unsere Meinung: Die Auswirkungen des gepulsten Infraschalls auf Mensch und Tier können aufgrund von neueren Untersuchungen und Forschungsergebnissen nicht mehr ignoriert werden (vgl. auch den Vortrag von Prof. Dr. W. Roos am 6. Juli 2018 im Thurpark). Die mittlerweile gut untersuchten und dokumentierten Effekte des gepulsten Infraschalls wirken sich auf die Gesundheit aus und führen bei einem Teil der Bevölkerung zu ernsthaften Krankheitsbildern, die nachweislich nichts mit Einbildung (Nocebo Effekt) zu tun haben.

<https://www.zdf.de/dokumentation/planet-e/planet-e-infraschall---unerhoerter-laerm-100.html>

- Schattenwurf -> Karte MS

Unsere Meinung: Erhebliche Teile von Libingen und Krinau werden vor allem im Winterhalbjahr durch den Schatten der sich drehenden Rotoren beeinträchtigt. Bedrängungsgefühl und psychische Störungen können die Folgen sein.

- Eisschlag

Unsere Meinung: Im Winterhalbjahr besteht bei Minustemperaturen die Gefahr, dass sich Eisteile von den Anlagen im Betrieb und/oder im Stillstand lösen - dies trotz vorgesehener Rotorblattheizungen. Das Kraftwerkgebiet muss weiträumig abgesperrt sein, und beliebte Winterwander- und Schneeschuhrouten können nicht mehr begangen werden.

Bau und Erschliessung:

- Zuwegung -> Karte MS

Unsere Meinung: Die bauliche Erschliessung des Projektgebietes soll übers Loh zum Kapf hochführen. Der Aufwand für den Ausbau der Lohstrasse und der Neubau einer Zufahrtsstrasse zum Älpli, die den Anforderungen zum Transport und Aufbau von WEA'n genügen, sind unverhältnismässig hoch. Abgesehen davon führt diese Zuwegung durch BLN-Schutzgebiet.

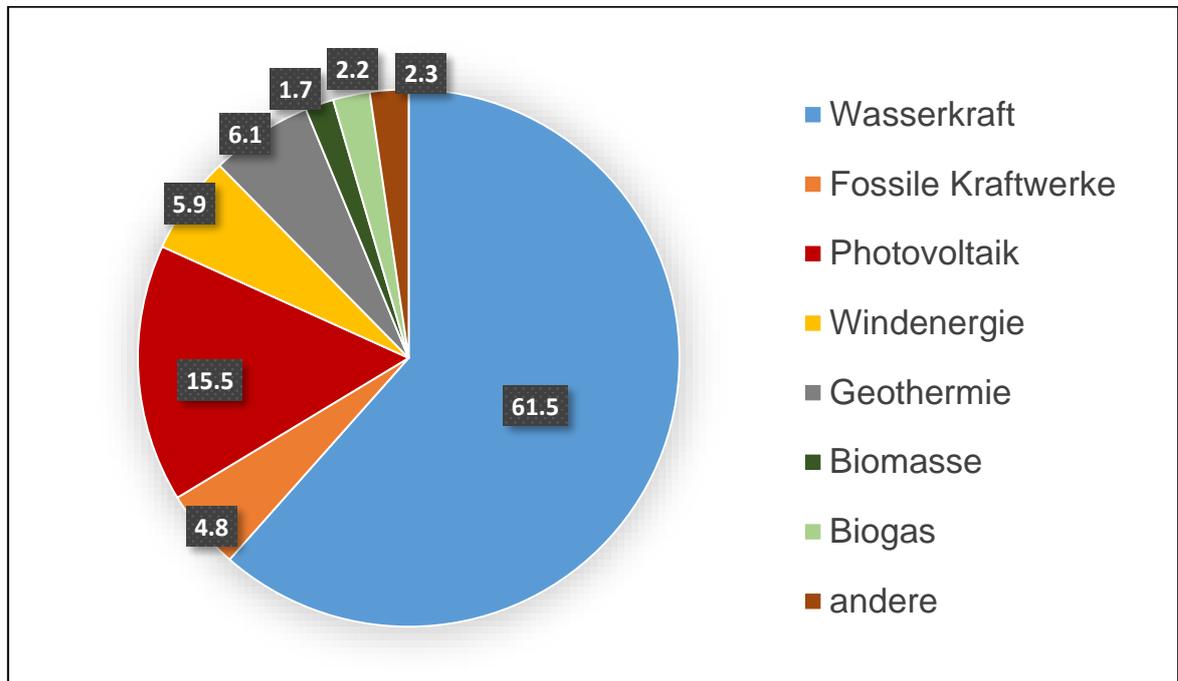
- Baustellen und Verkehr

Unsere Meinung: Die Erdbewegungen für den Bau der Fundamente und die Kranstellflächen von ca. 1 ha pro Anlage zerstören vorhandene seltene Pflanzengemeinschaften irreparabel. Der Schwerverkehr für die Baustellen wird die Zufahrtsstrassen über Kengelbach oder Krinau so stark belasten, dass diese vorgängig ausgebaut oder nachträglich komplett saniert werden müssen.

- Rückbau und Repowering

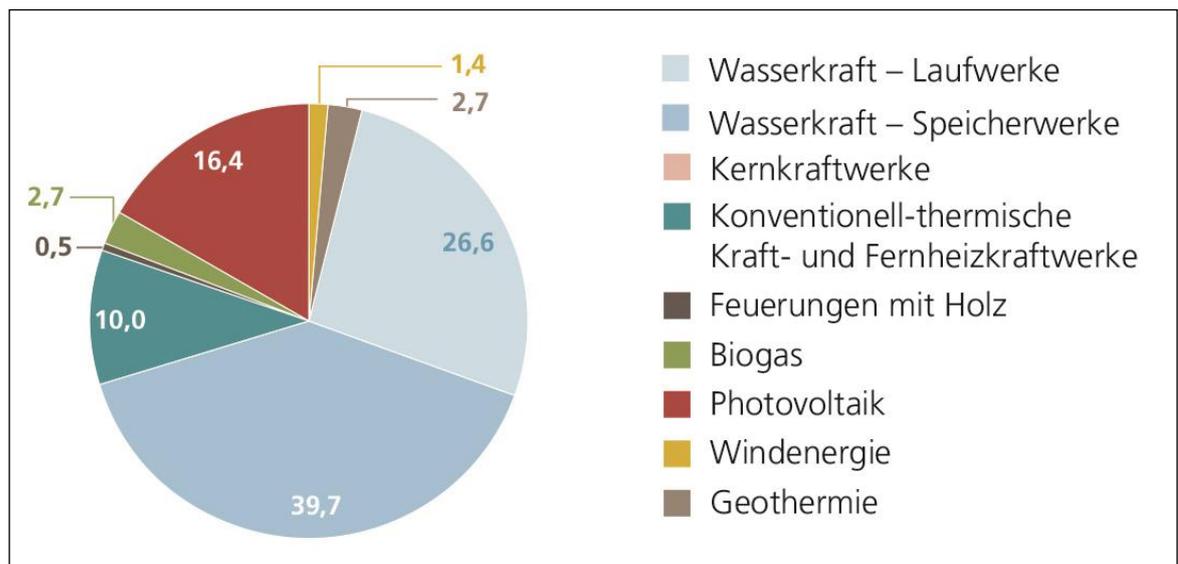
Unsere Meinung: Die gängige Praxis sieht vor, nach Ablauf der voraussichtlichen Lebensdauer der Anlagen, die oberirdischen Teile zurückzubauen oder die Anlagen zu erneuern. Im Falle des Rückbaus bleiben die Fundamente im Boden und werden mit Erde wieder zugedeckt, da der Aufwand für die komplette Beseitigung und Wiederherstellung der Landschaft nicht wirtschaftlich ist. Im Falle der Erneuerung ist davon auszugehen, dass die Fundamente vergrössert und die Erschliessungswege erneut ausgebaut werden müssten.

BFE Bundesamt für Energie – Energieperspektive 2050
 Szenario "Neue Energiepolitik", Variante E
 Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern in Prozent

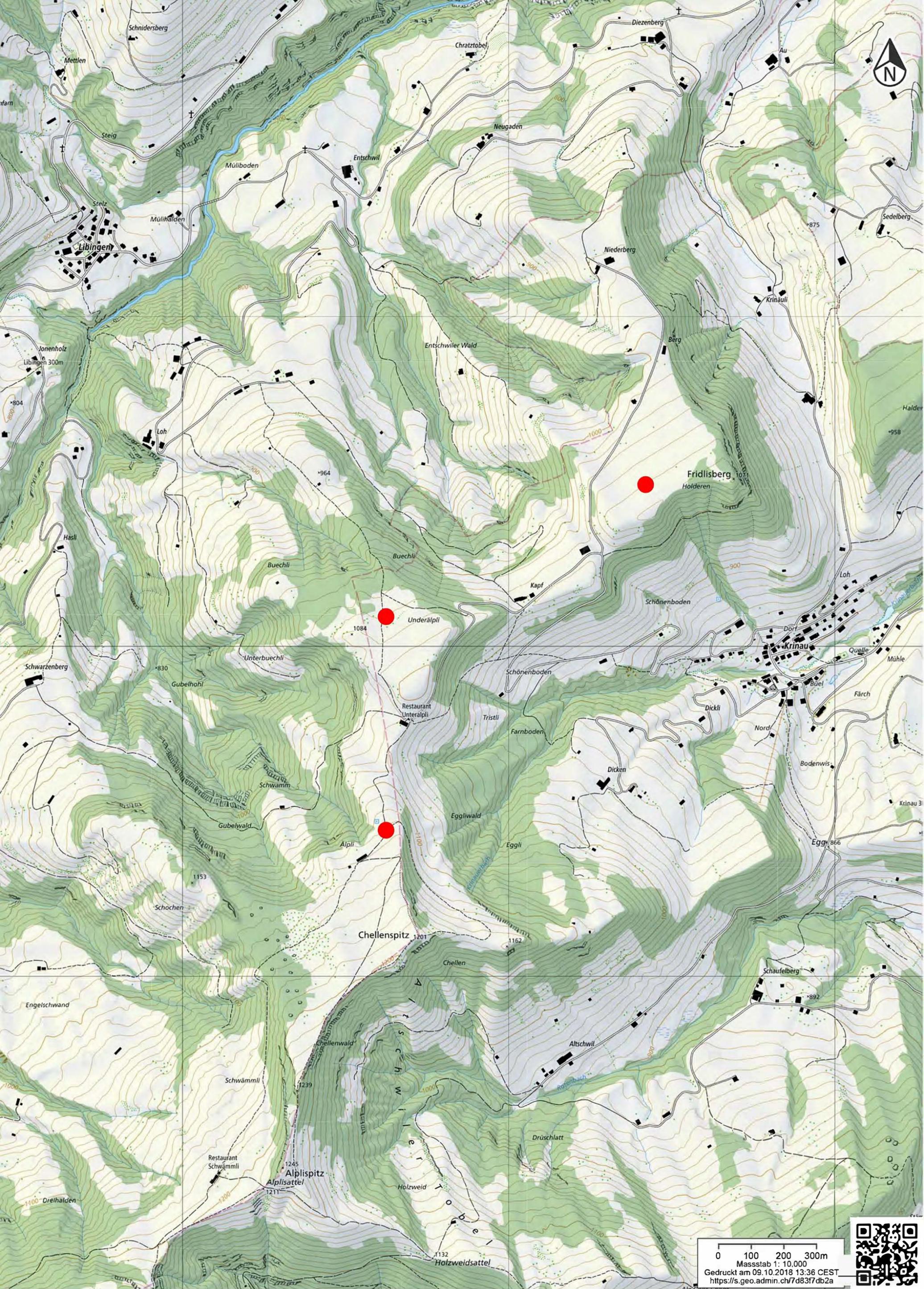


Datenquelle: BFE, Grafik: ÄlpliGegenwind

Prognose UBS: "Neue Energie für die Schweiz"
 Anteil der Stromquellen am Schweizer Stromerzeugungsmix 2050 in Prozent



Bildquelle: UBS

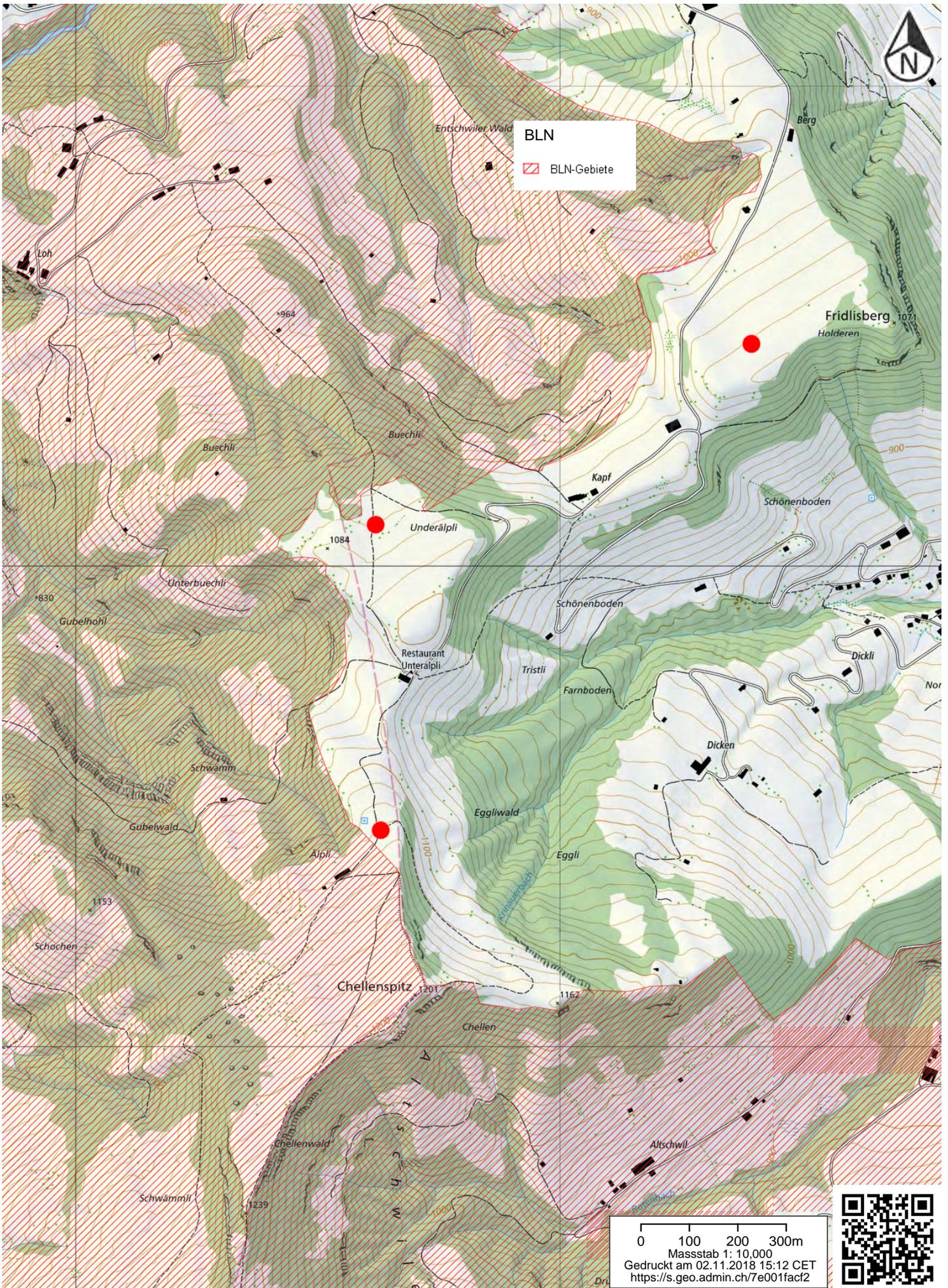


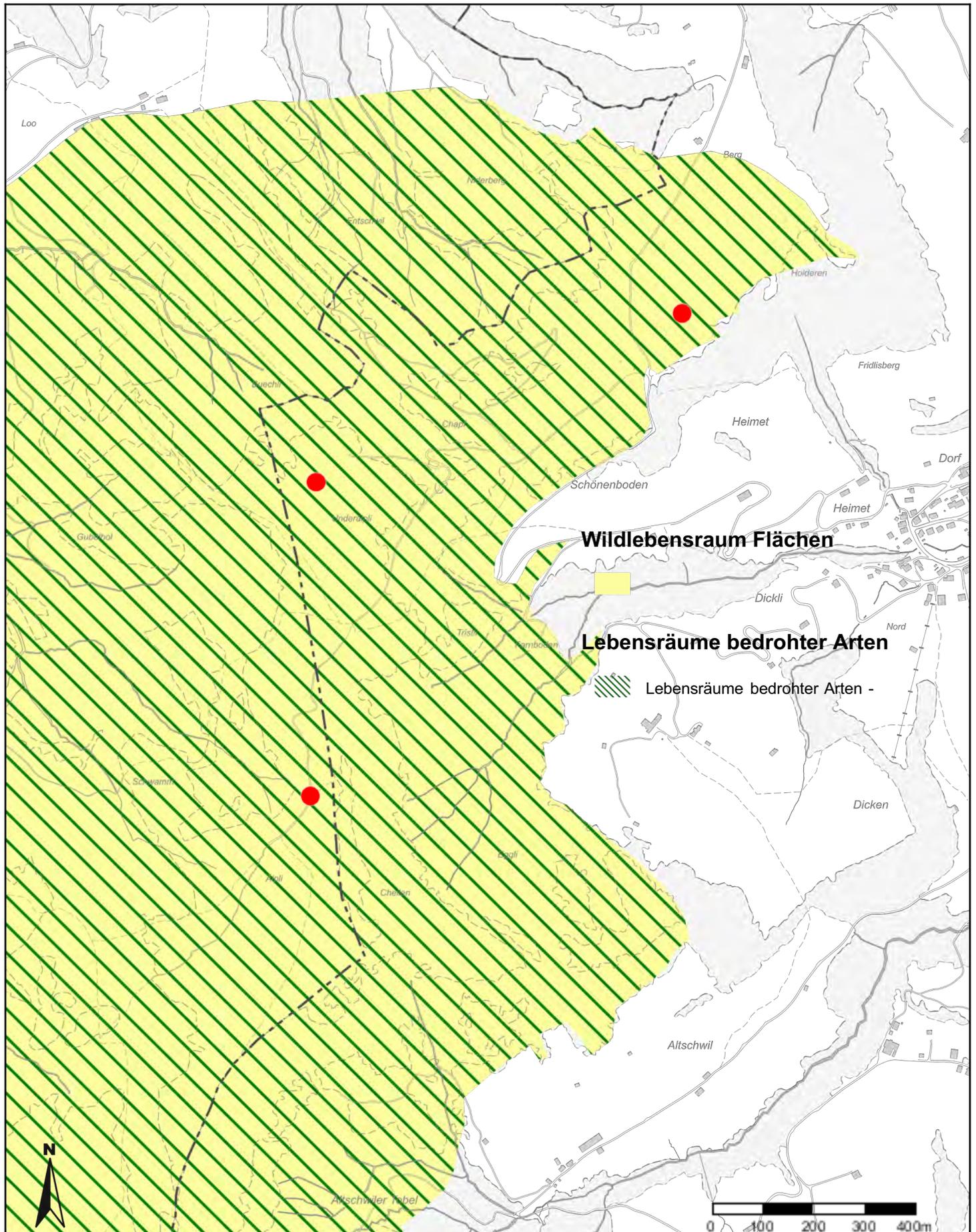
0 100 200 300m
Massstab 1: 10.000
Gedruckt am 09.10.2018 13:36 CEST
<https://s.geo.admin.ch/7d8317db2a>

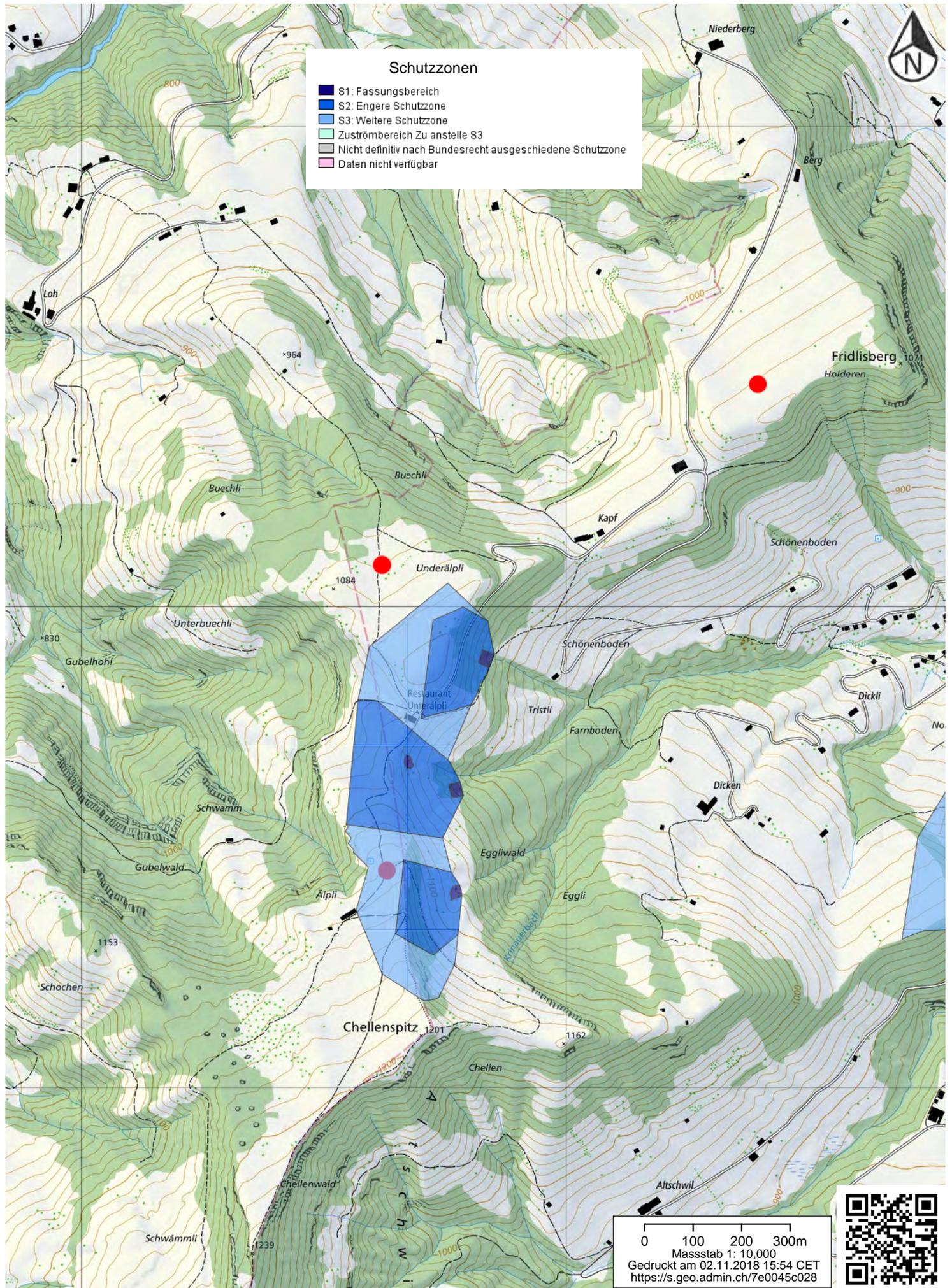












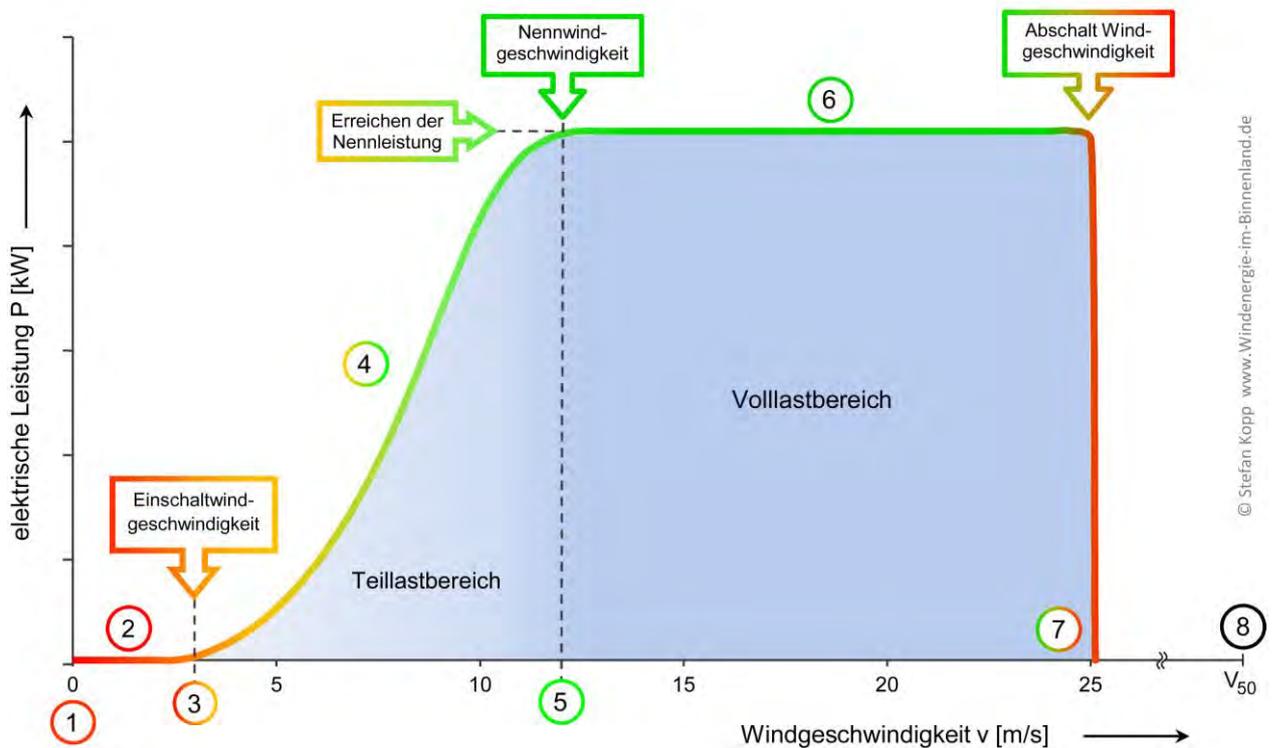
Einteilung der Windstärken für die Stromproduktion:

Bft	km/h	m/s	Bezeichnung
0	< 1	0 - 0,2	Stille
1	1 - 5	0,3 - 1,5	schwacher Wind
2	6 - 11	1,6 - 3,3	schwacher Wind
3	12 - 19	3,4 - 5,4	schwacher Wind
4	20 - 28	5,5 - 7,9	mäßiger Wind
5	29 - 38	8,0 - 10,7	frischer Wind
6	39 - 49	10,8 - 13,8	starker Wind
7	50 - 61	13,9 - 17,1	starker Wind
8	62 - 74	17,2 - 20,7	Sturm
9	75 - 88	20,8 - 24,4	Sturm
10	89 - 102	24,5 - 28,4	schwerer Sturm
11	103 - 117	28,5 - 32,6	orkanartiger Sturm
12	> 117	> 32,7	Orkan

Quelle: suisséole

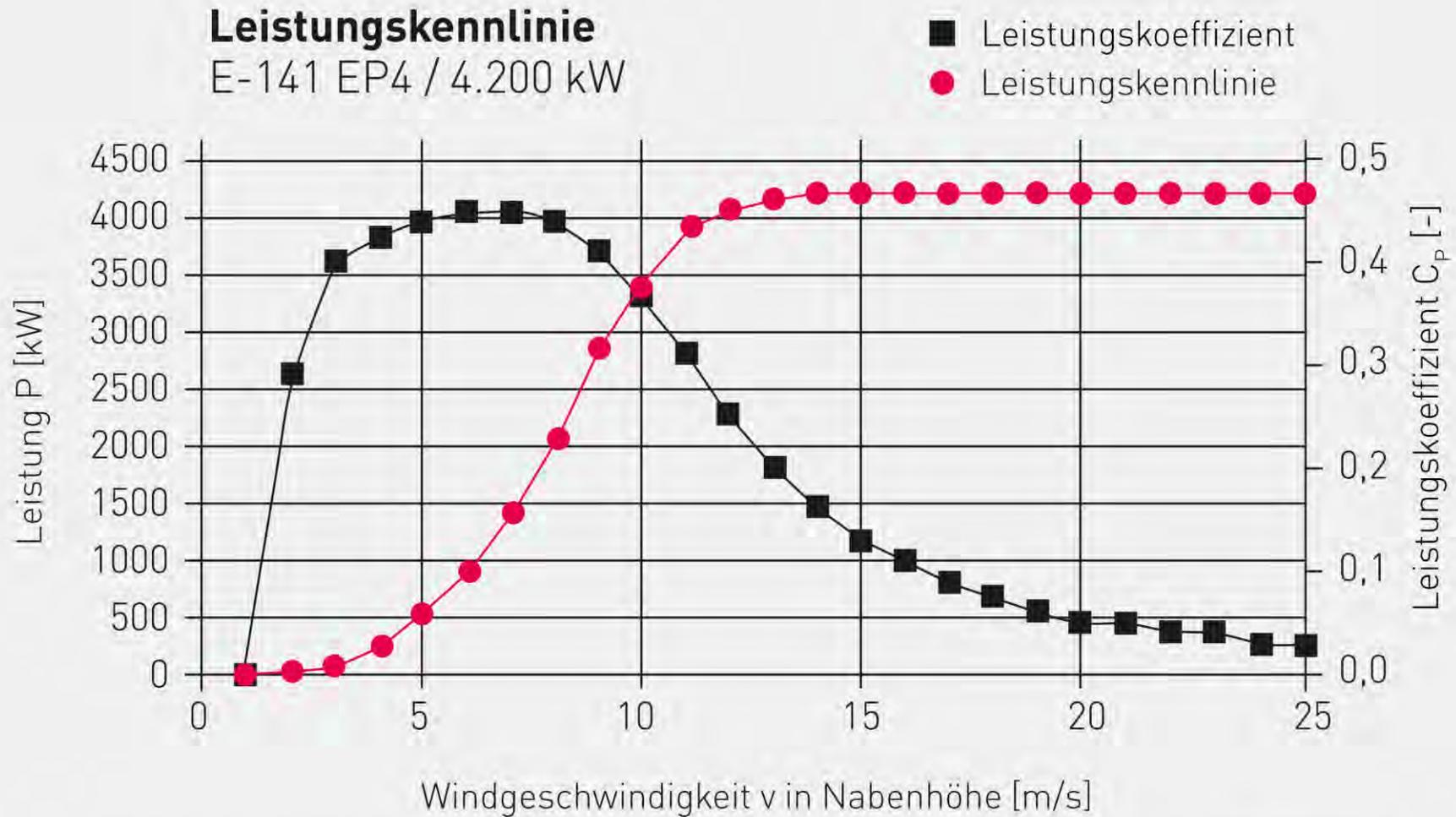
Charakteristische Punkte einer Leistungskurve:

Auf dem Bild sehen Sie die typische Leistungskurve einer modernen pitchgeregelten Windkraftanlage mit allen wichtigen Kenngrößen. In Worten ausgedrückt bedeutet die Kurve, dass die abgegebene elektrische Leistung P überproportional mit steigender Windgeschwindigkeit v zunimmt.



- ① **Windstille $v_{\text{Wind}}=0$ m/s:** Das einzige was sich hier dreht sind die Pumpen und Lüfter in der WEA-Gondel. Kein Wind -> keine kinetische Energie -> der Rotor steht! Zur Versorgung der Steuerung, Computer, Ölheizung, Hydraulik, Befuerung usw. nimmt die Anlage Energie aus dem Versorgungsnetz auf. Dieser Eigenenergiebedarf liegt bei ca. 11.000kWh/a für eine 2MW Anlage und bei ca. 15.000kWh/a für eine 2.5MW Anlage.
- ② **v_{Wind} unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit:** Solange der Wind zu schwach weht, um die Reibungs- und Trägheitsmomente der Anlage zu überwinden, steht die Windenergieanlage still. Wenn der Wind zunimmt und es schafft die Reibungskräfte der Massen des Rotors, des Getriebes und des Generators zu überwinden, beginnt sich der Rotor langsam frei zu drehen. Die WEA ist im Leerlauf- oder Trudelbetrieb.
- ③ **Einschaltwindgeschwindigkeit / Cut-in speed $v \geq 3$ m/s:** Wenn die Windgeschwindigkeit etwa 3 m/s erreicht, startet die Windrichtungsnachführung und dreht die WEA-Gondel in den Wind. Dabei wird die Bewegungsenergie des Windes auf die Rotorblätter übertragen und der Rotor beginnt sich schneller zu drehen.
- ④ **Teillastbereich mit flexibler Rotor- & Generatordrehzahl:** Da der Wind noch nicht stark genug weht, um die Nennleistung der Anlage zu erreichen, nennt man diesen Betriebsbereich Teillastbereich. Um eine maximale Leistungsausbeute zu erreichen, wird die Drehzahl der Anlage in diesem Bereich flexibel auf das optimale Verhältnis zwischen Umfangsgeschwindigkeit des Rotors und Windgeschwindigkeit eingestellt.
- ⑤ **Nennwindgeschwindigkeit:** Das ist die Windgeschwindigkeit von ca. 12-13m/s, bei der die Anlage gerade ihre elektrische Nennleistung erreicht. Die Nennleistung jedes Windrades wird immer vom Generator und seiner Bauart vorgegeben und entspricht seiner maximal dauerhaft abzugebenden elektrischen Leistung. Der Generator ist also das beschränkende Element jeder Windkraftanlage.
- ⑥ **Nennleistung - Vollastbereich $v > 12$ m/s mit konstanter Rotor- & Generatordrehzahl:** Um den Generator vor Überdrehzahl zu schützen werden ab Erreichen der Nennwindgeschwindigkeit die Pitchwinkel der Flügel "abgeregelt". Der Generator wird ab jetzt mit konstanter Windleistung und Drehzahl versorgt.
- ⑦ **Abschaltwindgeschwindigkeit / Cut-out speed 20 - 25m/s:** Überschreitet die Windgeschwindigkeit diesen Wert, gibt die Anlagensteuerung den Befehl, die Rotorblätter aus dem Wind zu drehen. In dieser "Fahnenstellung" (Pitchwinkel 90°) erzeugen die Blätter keinen Auftrieb mehr und der Rotor kommt zum Stillstand. Der Sturm kann ungehindert hindurchströmen und der WEA keinen Schaden zufügen.
- ⑧ **Überlebenswindgeschwindigkeit:** Dies ist die maximale Windgeschwindigkeit, für die das Bauwerk aus Fundament, Turm, Gondel und Rotor ausgelegt werden muss. Je nachdem für welche IEC Windklasse / DIBt Windzone die WEA zertifiziert ist, kann die geforderte Überlebenswindgeschwindigkeit bis zur doppelten Orkanstärke (67m/s) gehen! Bei dieser Windstärke bleibt in der Regel kein Baum mehr stehen.

Leistungskennlinie E-141 EP4 / 4.200 kW



Die Informationen zur Leistungskennlinie sind unverbindlich. Es gelten die Angaben auf den offiziellen Datenblättern (erhältlich über den ENERCON Vertrieb).

■ **C_p -Kennlinie: Leistungsbeiwert oder Windwirkungsgrad:** Der **Rotor-Leistungsbeiwert C_{pR}** gibt an, wie viel Energie des anströmenden Windes vom Windrotor in Rotationsenergie umgewandelt werden kann: Die c_p -Werte in der Grafik sind bereits Anlagen-Leistungsbeiwerte und nicht nur auf den Wind-Rotor bezogen.

Jahresproduktion aus www.wind-data.ch 2017

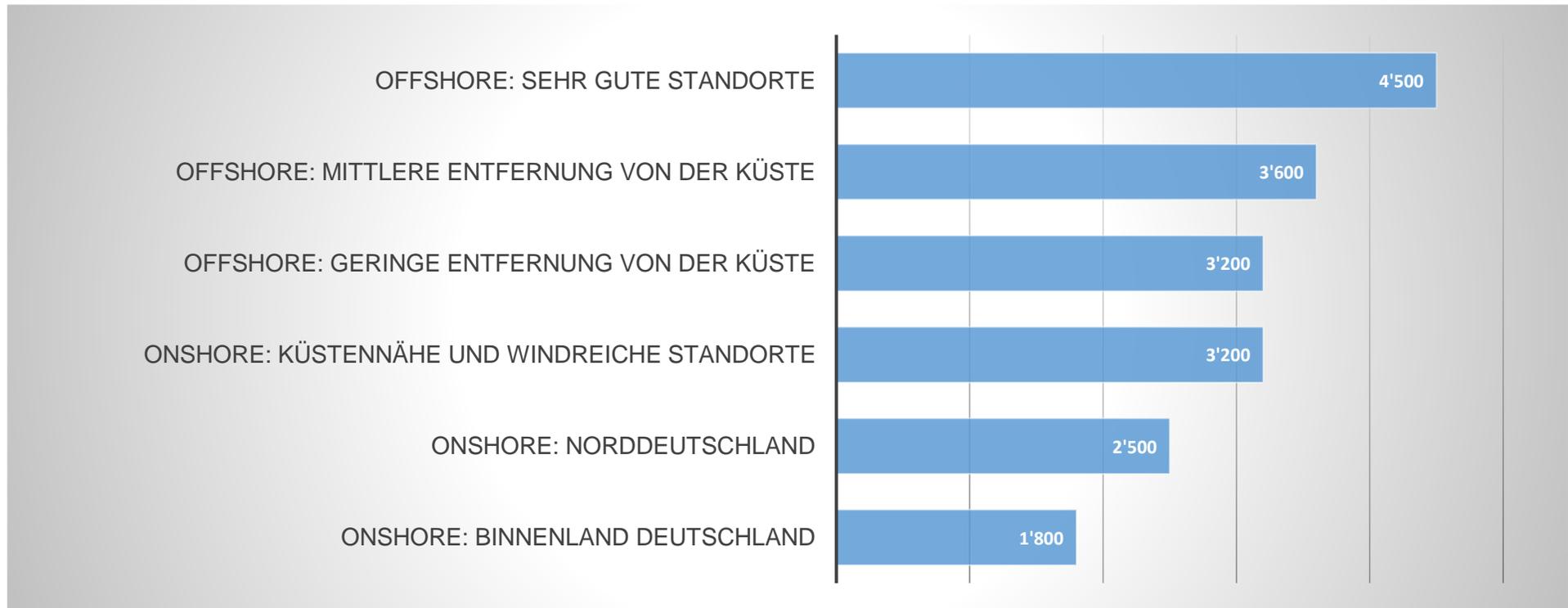
Standortname (link)	WKA Typ(en)	Inst. Leistung kW	Anz. Turbinen	Produktion 2017 kWh	Vollast 2017 Std./Jahr	Wirkungsgrad in Prozent
Martigny	Enercon E-82	2 000.0	1	5 195 469	2 598	29.9%
Charrat VS, Adonis	Enercon E-101	3 000.0	1	7 052 745	2 351	27.1%
Collonges	Enercon E-70/E4	2 000.0	1	4 395 713	2 198	25.3%
Mt. Crosin	Vestas V52	37 200.0	16	74 041 716	1 990	22.9%
Peuchapatte	Enercon E-82	6 900.0	3	12 900 000	1 870	21.5%
St. Brais	Enercon E-82	4 000.0	2	7 002 574	1 751	20.1%
Gütsch	Enercon E-40	3 300.0	4	5 046 885	1 529	17.6%
Lutersarni	Enercon E-82	2 300.0	1	3 190 630	1 387	16.0%
Haldenstein	Vestas V112	3 000.0	1	4 137 628	1 379	15.9%
Gries (Nufenenpass)	Enercon E-70/E92	9 360.0	4	7 792 916	833	9.6%
Feldmoos/Rengg	NEG Micon NM 52/900	1 850.0	2	1 240 000	670	7.7%
11 Standorte			36	132 000 000	Ø 1 687	Ø 19.4%

Zum Vergleich: Jahresproduktion von Kehrlichtverbrennungsanlagen im Jahr 2017:

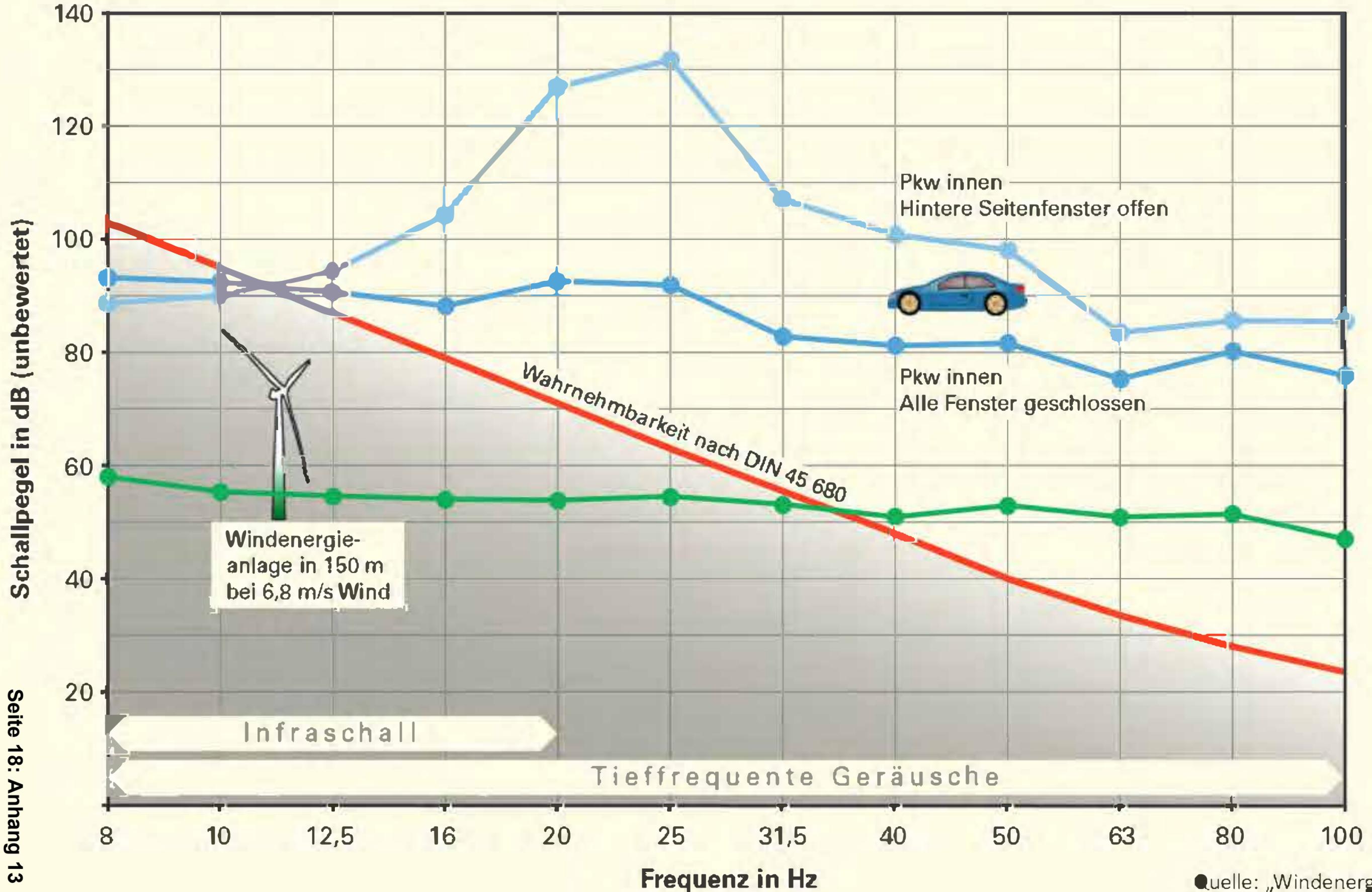
KVA-Linthgebiet Bilten:	73'826'000 kWh
ZAB Bazenheid:	71'167'000 kWh
KVA Buchs:	101'949'700 kWh
KEZO Hinwil:	134'428'000 kWh

Anzahl der Wind-Volllaststunden nach typischen Standorten für Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2018 (in Stunden pro Jahr)

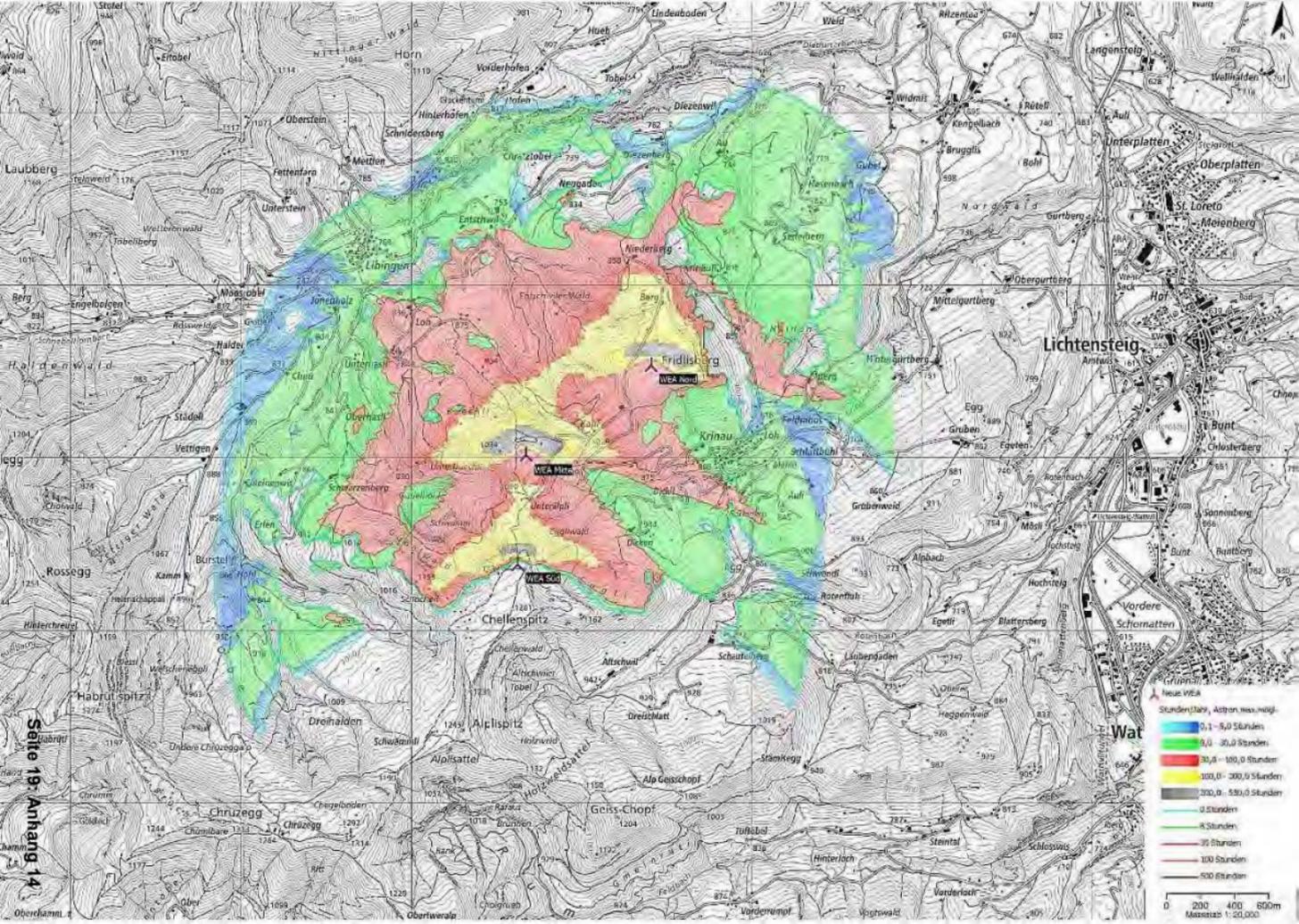
Die Statistik zeigt die Anzahl der Wind-Volllaststunden pro Jahr nach typischen Standorten für Windenergieanlagen in Deutschland. Die Volllaststunden resultieren aus dem Windangebot am Kraftwerksstandort. Ein Jahr (ohne Schalttag) hat 8.760 Stunden.



Datenquelle: Tableau Statista.com 2018, Grafik: ÄpliGegenwind

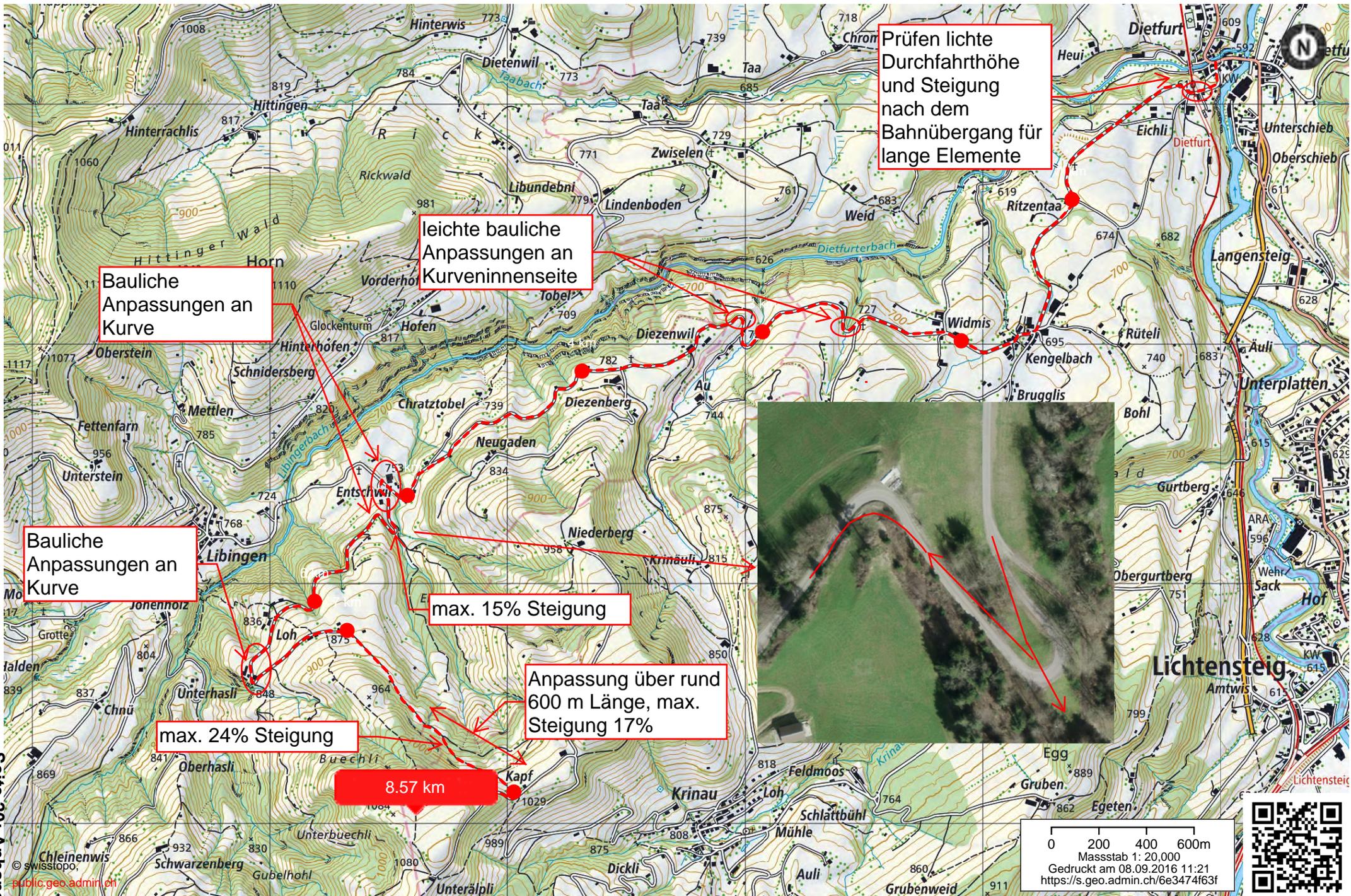


Infraschall ist allgegenwärtig. Das Bild links zeigt die spektrale Verteilung des Schalls zwischen 8 Hz und 100 Hz für zwei Situationen im Inneren eines schnell fahrenden Pkw: Oben bei geöffneten hinteren Seitenfenstern (hellblau), darunter bei geschlossenen Fenstern (dunkelblau). Die grüne Kurve zeigt die Einwirkungen durch eine Windenergieanlage der Leistungsklasse 2 Megawatt. Die Messung erfolgte im Außenbereich in 150 m Abstand, der Wind wehte mit 6,8 m/s. Die rote Linie markiert die Wahrnehmbarkeit nach DIN 45 680. Der Infraschall der untersuchten Anlage liegt am Messort weit unterhalb der Wahrnehmungsschwelle (Quelle der Daten: LUBW).



Seite 16: Anhang 14





Prüfen lichte Durchfahrthöhe und Steigung nach dem Bahnübergang für lange Elemente

leichte bauliche Anpassungen an Kurveninnenseite

Bauliche Anpassungen an Kurve

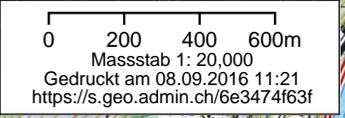
Bauliche Anpassungen an Kurve

max. 15% Steigung

Anpassung über rund 600 m Länge, max. Steigung 17%

max. 24% Steigung

8.57 km



Der Pferdefuss der Energiestrategie 2050

Solar- und Windstrom werden in der Schweiz niemals marktfähig. Von Silvio Borner und Bernd Schips

Worin besteht der Test für die Marktfähigkeit? Jeder Unternehmer kennt ihn: Die erwarteten Markterlöse müssen längerfristig die Investitions- und Betriebskosten übersteigen, so dass die Gewinnerwartung positiv wird. Nur so lohnt es sich, Risiken einzugehen. Wie steht es aber um die Marktfähigkeit des mit Photovoltaik- und Windkraftanlagen erzeugten Stroms?

Technischer Fortschritt und Skalenerträge führten zu sinkenden Kosten für diese Anlagen, und die Grenzkosten der Erzeugung tendierten gegen null. So argumentieren die Befürworter. Diese Feststellungen treffen zwar zu, doch für die Rentabilität ist das allein nicht ausschlaggebend. Entscheidend sind die zu erwartenden Erlöse auf dem Markt und die Kosten auf der Systemebene. Marktfähig ist die Stromerzeugung mit Sonne oder Wind erst dann, wenn weder für die Produktionsanlagen noch für die produzierte Elektrizität Subventionen ausgerichtet werden müssen und auf einen Einspeisevorrang verzichtet wird.

Ein Geburtsfehler

Physikalisch ist der Strom im Netz völlig homogen. Bei der Stromerzeugung generieren verschiedene Produktionstechniken jedoch sehr unterschiedliche Werte für das Versorgungssystem. Relevant für eine sichere Stromversorgung sind weder die installierten Produktionskapazitäten noch die Jahresproduktionen von Photovoltaik- und Windkraftanlagen, sondern es ist die Netzstabilität für die Stromverbraucher zu jeder Tages- und Jahreszeit.

Solar- und Windstromanlagen haben hier einen unüberwindbaren Geburtsfehler. Die witterungsabhängige Stromproduktion (Flutterstrom) ist nicht nur auf rund 10 bzw. 20% der Stunden eines Jahres beschränkt, sondern sie ist – und das ist viel gravierender – weder plan- noch steuerbar. Wind und Sonne produzieren im Verhältnis zur Nachfrage anfänglich meist zu wenig, aber mit steigendem Ausbau der Kapazitäten immer häufiger temporär zu viel. Daraus entstehen Kosten für die Intermittenz (Intermittency-Costs),

die verursachergerecht zu den Produktionskosten hinzuaddiert werden müssen.

Solar- und Windstrom werden erst marktfähig, wenn sie so «veredelt» werden, dass sie auch bedarfsgerecht verfügbar sind. Eine ehrliche Kosten-Nutzen-Analyse muss deshalb den durchschnittlichen Erlös pro Kilowattstunde (kWh) bzw. die mittel- bis langfristigen Grenzkosten auf der Systemebene mit den durchschnittlichen Erlösen von Wind- und Solarstrom vergleichen. Dabei spielt der Anteil von flatterhaftem Solar- und Windstrom am Strombedarf die entscheidende Rolle. Der Grenzwert pro Kilowattstunde des Wind- und Solarstroms nimmt mit



Silvio Borner
Ökonom



Bernd Schips
Ökonom

steigendem Anteil an der Stromerzeugung ab, weil die überdimensionierten Kapazitäten die Investitions- und Betriebskosten erhöhen, aber die Dunkel- und Windflauten nicht reduzieren. Das erhöht die Intermittency-Costs und/oder senkt die Netzstabilität.

Electricité de France (EdF) hat schon 2015 für verschiedene Länder Berechnungen zu den Lücken zwischen dem jährlichen Durchschnittspreis und dem Markterlös für Wind- und Solarstrom durchgeführt. Die Befunde sind für die Beurteilung der Marktfähigkeit von Photovoltaik- und Windkraftanlagen besonders relevant, weil die EdF als vertikaler integrierter Konzern die Intermittenzkosten automatisch berücksichtigt. Die wesentlichen Ergebnisse sind:

■ Die ersten Installationen von Photovoltaik- oder Windkraftanlagen haben

noch keine spürbaren Lücken zur Folge, sondern sind für Italien und Spanien sogar leicht positiv. Die Intermittenzkosten sind weitgehend vernachlässigbar.

■ Mit steigendem Anteil von witterungsabhängigem Flutterstrom wird diese Lücke zunehmend negativ, weil die Grenzerlöse von Solar- und Windstrom schneller abnehmen als die durchschnittlichen Preise (Kannibalisierung).

■ Diese Lücke ist in Europa für Solarstrom grösser als für Windstrom, weil sich die Produktion mit Photovoltaikanlagen auf weniger Stunden beschränkt und im Winter weitgehend ausfällt.

■ Der Nutzenunterschied zwischen Band- und Flutterstrom für das System führt bei Solar- und Windstrom zu einem Wertverlust dieser Anlagen. Bei einem Einspeisevorrang von Solar- und Windstrom sinkt jedoch gleichzeitig auch die Rentabilität von konventionellen Kraftwerken.

■ Die Markterlöslücke erreicht bei einem Anteil von 40% Solar- und Windstrom bereits Werte bis –30%. Die Schweiz dürfte als Schwachwindland mit langen Dunkelflauten im Winter noch deutlich schlechter abschneiden.

Die Wettbewerbsfähigkeit im Markt nimmt also mit steigender Penetration von Photovoltaik- und Windkraftanlagen ab und wird ab einem 40%-Anteil definitiv prohibitiv. Weil die Markterlöse die Investitions- und Betriebskosten zunehmend nicht mehr decken, muss der Staat subventionieren oder direkt investieren und entgegen dem weit verbreiteten Wunschdenken mit steigendem Anteil immer mehr und nicht weniger Geld zum Fenster hinaus werfen.

Weil zumindest für die nächsten 20, 30 Jahre kein Geschäftsmodell für den saisonalen Ausgleich absehbar ist, wird die Stromproduktion mit konventionellen Kraftwerken unverzichtbar bleiben. Ein forciertes Ausbau von Photovoltaik- und

Windkraftanlagen führt so gesehen nicht nur zu sinkenden Marktwerten dieser Anlagen, sondern auch zu steigenden Puffer-, Speicher- und Netzkosten. Zwar plant auch Frankreich den Ausbau von Solar- und Windstrom, aber nur mit einer Rückversicherung von 50% aus Kernkraftwerken. In der Schweiz ist die Mehrheit sowohl gegen Kernkraft- als auch Gaskraftwerke. Weil die Möglichkeiten zur Stromerzeugung mit Wasserkraft weitgehend ausgereizt sind, bilden Stromimporte die einzige – aber politisch, technisch und wirtschaftlich – höchst unsichere Reserve.

Ernüchterndes Fazit

Die Moral der Analyse ist einfach, aber vernichtend: Je mehr in Photovoltaik- und Windkraftanlagen investiert wird, desto unrentabler werden sie – richtig gerechnet – für die Anbieter und, wie im Fall Deutschland bereits ersichtlich, teurer für die Verbraucher. Subventionen sind keine Markterlöse, sondern Zusatzkosten für Nachfrager und/oder Steuerzahler. In Deutschland sind die Subventionen inzwischen auf über 25 Mrd. € pro Jahr (EEG-Umlage minus Markterlöse) gestiegen. Die Markterlöse haben sich in den letzten zehn Jahren beim Windstrom von 45% der Produzenteneinnahmen auf rund 20% mehr als halbiert. Der Solarstrom blieb sogar bei mageren 10% stehen.

Von beiden Nachbarländern könnten wir viel lernen. Unsere Chance besteht darin, das Grundproblem zu erkennen. Die Energiestrategie 2050 setzt vor allem auf Solar- und Windstrom. Allerdings sind bis Ende 2017 bei der Photovoltaik erst 12% und bei der Windkraft sogar bloss 3% der für 2050 angestrebten Zielgrössen erreicht worden. Bei der Geothermie sind (und bleiben) es 0%. Rasches Umdenken ist unsere Chance, weil wir auf dem Weg in die Sackgasse noch nicht so weit wie Deutschland vorgedrungen sind.

Die beiden Ökonomen **Silvio Borner** und **Bernd Schips** sind Gründungsmitglieder des liberalen Carnot-Cournot-Netzwerks.

Quellenverzeichnis:

- Bundesamt für Energie BFE: Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, PDF
- UBS Switzerland AG, Neue Energie für die Schweiz, PDF
- <https://map.geo.admin.ch>
- <https://www.geoportal.ch/ktsg>
- Verein ÄlpliGegenwind
- <https://www.suisse-eole.ch/de/windenergie/faq/bei-welchen-windgeschwindigkeiten-produzieren-windenergieanlagen-strom-71/>
- <http://www.windenergie-im-binnenland.de/powercurve.php>
- <https://www.enercon.de/produkte/ep-4/e-141-ep4/>
- <https://wind-data.ch/messdaten/list.php>
- <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-volllaststunden-nach-standorten-fuer-wea/>
- <https://www.suisse-eole.ch/de/windenergie/einfluss-auf-menschen/infraschall/>
- Windpark Krinau: Machbarkeitsstudie Emch+Berger, i.A. Thurwerke AG
<https://www.windenergie-krinau.ch/de/home#medien-downloads>
- Neue Zürcher Zeitung NZZ: Borner/Schips, 8.9.2018