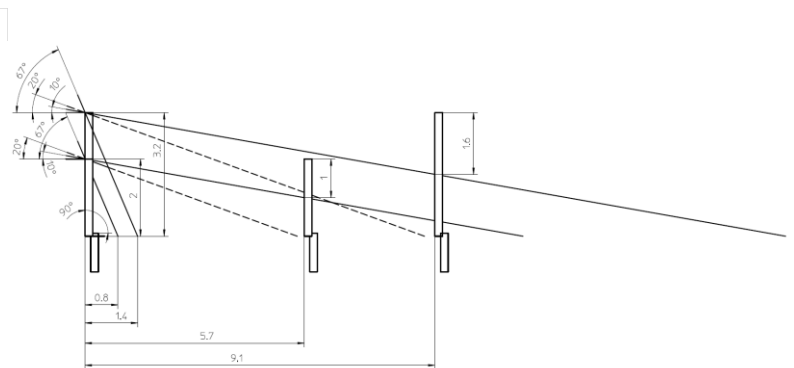
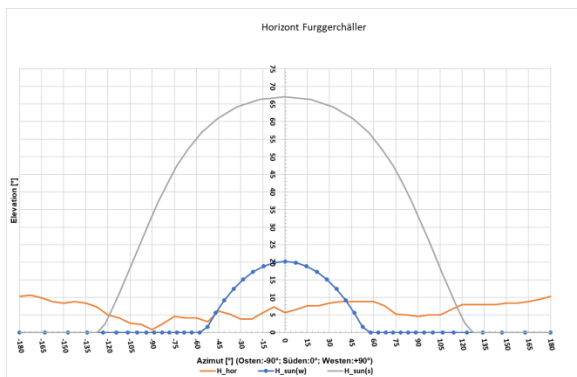
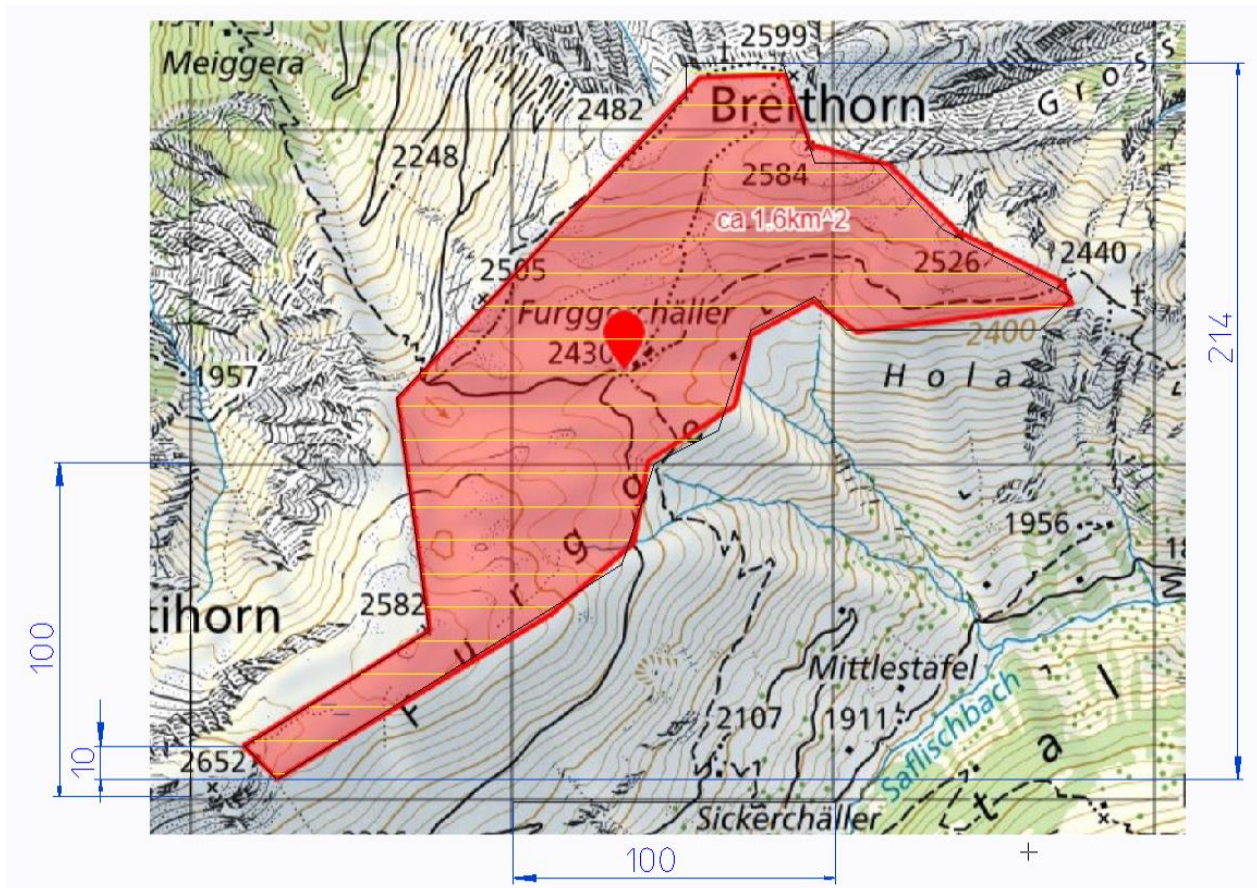


# PV Furggen 2022\_A2



## Motivation Zusammenfassung

### Einschränkung / Motivation

Um es gleich vorweg zu nehmen bin ich aufgrund meiner Ausbildung (Lehre als Konstruktionsschlosser, Maschinenbau Ing. HTL und Kunststoff Ing. NDS) weder qualifiziert noch befähigt konkrete Angaben zu dem Thema zu machen.

In meiner über dreissigjährigen Tätigkeit als Maschinenbauer im Bereich von Konstruktion und Entwicklung ist es mir allerdings gelegentlich vorgekommen, dass mögliche Fehler (inklusive Fehlbedienungen) während der Auslegung bei der Risikobeurteilungen als „hypothetisch möglich und äusserst unwahrscheinlich“ klassiert wurden, im Laufe der Zeit dann mit entsprechenden Erfahrungen im Betrieb dann an Brisanz gewonnen haben und im Extremfall zu „brennenden Themen“ wurden.

Ich bin in Zenhäusern auf einem kleinen Landwirtschaftsbetrieb aufgewachsen und wir hatten die Voralpe im Saflischgarten. Von daher habe ich meine Erfahrungen machen können, wie rabiät die Unwetter zuschlagen konnten, auch wenn sie vom Süden „durchgebrochen“ sind und welche Schlamm- und Schuttfluten sich dann in den sonst fast trockenen Gräben ausbilden konnten.

Ebenfalls hatte ich in der Zeit auch noch die Feststellung machen können, wie empfindlich sich die Grasnarbe sich auf geänderte Bedingungen (Sonne, Wasser, mechanische Belastung, ...) eingestellt.

Und genau in diesem Bereich sehe ich eine der grössten Gefahren, die sich bei einer Photovoltaikanlage auf Furggen mit dem angedachten Ausmass ausbilden könnte.

Durch geänderte Sonneneinstrahlung und Wärmeeintrag in die oberste Bodenschicht könnte die Grasnarbe geschädigt werden, das Wurzelwerk, das aktuell die oberste Bodenschicht vor der Erosion schützt könnte im Verlauf der Jahre ihre jetzige Funktion nicht mehr erfüllen und es könnte eine Erosion des gesamten von der Anlagen überbauten Bereichs eintreten. Selbst das Gebiet unterhalb der Anlage könnte dann bis auf den blanken Fels abgetragen werden da es von oben nicht mehr geschützt ist.

Auch sehe ich bei diesem Effekt die grösste Gefahr, dass er durch Diskussion um optischen Einflüsse durch Reflektionen mit Vogelschlag oder Verschandelung der Umwelt und die Biodiversität übersehen wird und sich dann erst im Laufe der Zeit (nach Jahren oder Jahrzehnten) mit Gewalt ins Bewusstsein bringt.

Ziel dieser Zusammenstellung ist somit, einer möglichen Fehleinschätzung zur Bodenerosion entgegenzuwirken und im Idealfall eine fundierte und qualifizierte Einschätzung von Experten in der vorgesehenen Umweltverträglichkeitsprüfung zu erhalten.

### Zusammenfassung installierte Leistung und zu erwartender Jahresertrag

Für die Betrachtung bin ich davon ausgegangen, dass nur der obere flachere Teil (Schrota, Furgerchäller, Furgertola, Chalti Wasser) genutzt wird. Damit wird eine Fläche von ca 1.6km<sup>2</sup> abgedeckt.

Unter der Berücksichtigung, das

- vor allem Winterstrom produziert werden soll
- die Panele gegen Süden ausgerichtet werden
- und die Panele senkrecht angebracht sind

ergibt sich eine installierte Leistung von ca 60MWp und eine **Jahresausbeute von ca 60 GWh/J**

Diese Zahlen sind nicht als konkrete Werte zu verstehen sondern sollen einfach als Grössenordnungen angesehen werden.

Schalbatter Dionys,  
29.Sept.2022

A2	Abschnitt 2.3.5. hinzugefügt (Betrachtung Einstrahlung auf vertikale Panele)	SD, 15.11.2022
----	--	----------------

# Inhaltsverzeichnis

Motivation Zusammenfassung .....	2
Einschränkung / Motivation .....	2
Zusammenfassung installierte Leistung und zu erwartender Jahresertrag .....	2
1 Abschätzung Energieertrag.....	5
1.1 Geeignete Fläche .....	5
1.2 Spezifische Abschätzung gemäss PVGIS-Tool .....	5
1.2.1 Berechnungseingaben .....	5
1.2.2 Berechnungsausgaben.....	6
1.2.2.1 Optimierte Ausrichtung .....	6
1.2.2.2 Spezifische Erträge (pro installiertem kWp) .....	6
1.2.2.3 Horizont .....	7
1.3 Energieertrag .....	8
1.3.1 Flächenbedarf für 1kWp .....	8
1.3.1.1 Geschätzter Wirkungsgrad für bifaziale Panele .....	8
1.3.1.2 Einstrahlung und Flächenbedarf für 1kWp.....	8
1.3.2 Installierte Leistung .....	8
1.3.3 Zu erwartende Jahresmenge an produzierter elektrischer Energie .....	8
1.4 Verluste.....	8
1.4.1 Eigenerwärmung.....	8
1.4.2 Reflektionen.....	9
2 Ausrichtung, Neigungswinkel und Abstand der Reihen .....	9
2.1 Ausrichtung / Azimut .....	9
2.2 Neigungswinkel.....	9
2.2.1 Ganzjahresoptimum .....	9
2.2.2 Optimum in den Wintermonaten .....	10
2.2.3 Senkrechte Anordnung .....	10
2.2.4 Zusammenstellung spezifische Erträge (pro kWp) .....	11
2.3 Abstand der Reihen .....	12
2.3.1 Auslegung auf Ganzjahresoptimum (32°).....	12
2.3.2 Auslegung auf Winteroptimum 75° .....	13
2.3.3 Senkrechte Auslegung .....	13
2.3.3.1 Ohne Eigenverschattung.....	13
2.3.3.2 Mit teilweiser Eigenverschattung .....	14
2.3.4 Installierte Leistung und Jahresertrag unter Berücksichtigung der Reihenabstände.....	15
2.3.5 Alternative Betrachtung zur installieren Leistung und Jahresertrag .....	15
3 Aufständigung .....	15
3.1 Oberirdisch .....	15

3.2	Unterirdisch / Fundamente .....	16
3.2.1	Angenommener Bodenaufbau .....	16
3.2.2	Fundamente.....	16
4	Mögliche Einfüsse auf die Umwelt .....	17
4.1	Umweltverträglichkeitsprüfung UVP.....	17
4.1.1	Definition .....	17
4.1.2	Was ist eine Voruntersuchung?.....	17
4.1.3	Fazit zur Vorgaben der UVP .....	17
4.2	Mindmap und Textliste der möglichen Einflüsse .....	17
4.2.1	Mindmap .....	18
4.2.2	Textliste .....	19
4.3	Reflektionen.....	19
4.3.1	Winter, Sonnenuntergang ca 15:00, nördlichster Punkt.....	20
4.3.2	Winter, Sonnenuntergang ca 15:00, Furggerchäller .....	21
4.3.3	Winter, Sonnenuntergang ca 15:00, südlichster Punkt.....	21
4.4	Grasnarbe und Erosion .....	21
4.4.1	Einstrahlung Sonnenlicht / Fotosynthese.....	22
4.4.2	Wärmehaushalt .....	22
4.4.2.1	Systemträgheit.....	22
4.4.2.2	Thermik.....	22
4.4.2.3	Abstrahlung während der Nacht .....	22
4.4.3	Konsequenz.....	23
4.4.4	Flächenvergleich .....	23
5	Abschliessende Bemerkungen.....	24

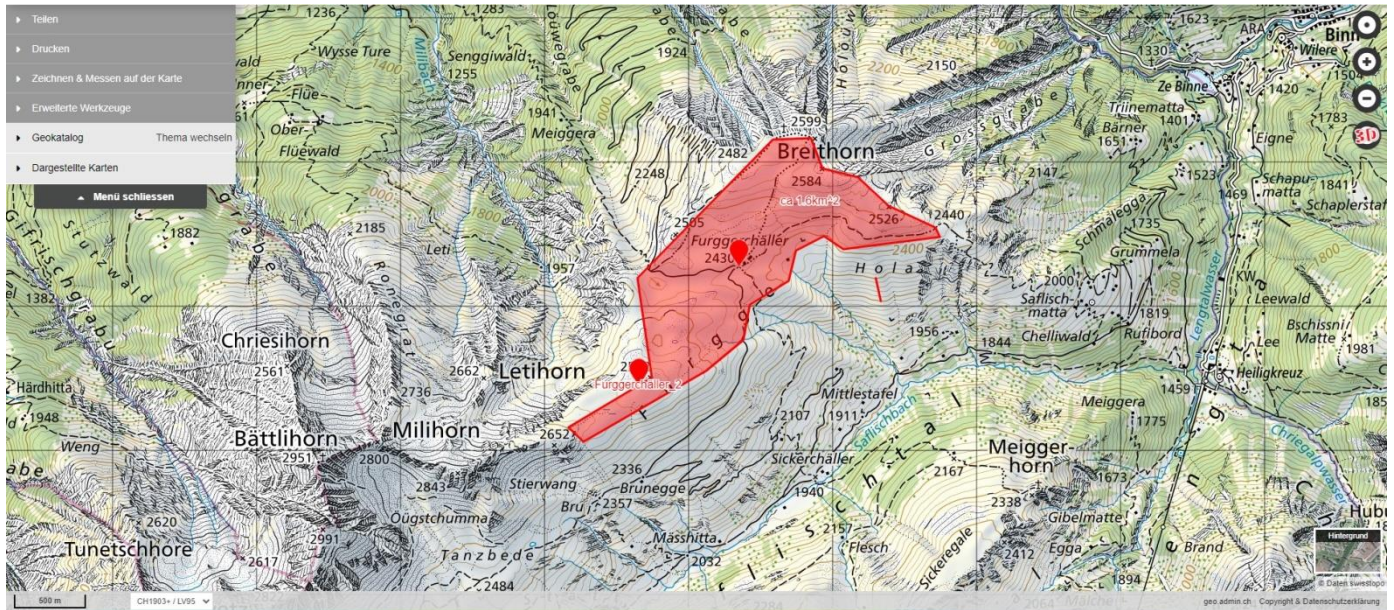


# 1 Abschätzung Energieertrag

## 1.1 Geeignete Fläche

Aufgrund der Topografie reduziert sich die nutzbare Fläche auf ca 1.6 km<sup>2</sup>.

Begrenzung bildet dabei auf der Südost-Seite das steil abfallende Gelände, während dem auf der Nordost-, Nord- und Nordwestseite das Gebiet durch den Grat begrenzt wird.



## 1.2 Spezifische Abschätzung gemäss PVGIS-Tool

Als Basis für die Abschätzung wird der Punkt beim Furggerchäller (Latitude (deg.): 46.349, Longitude (deg.): 8.132, Strassenkehre) betrachtet.

Als Basis wird eine installierte Leistung von 1 kWp mit konventionellen Solarzellen angenommen. Die Installation ist als „Fix installiert (nicht nachgeführt)“ eingegeben und sowohl die Ausrichtung der Panele als auch die Neigung werden vom PVGIS Tool optimiert.

[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)

### 1.2.1 Berechnungseingaben

Geografische Koordinaten: 46.349, 8.132

Horizont wird berechnet

Solar radiation database: PVGIS-Sarah2

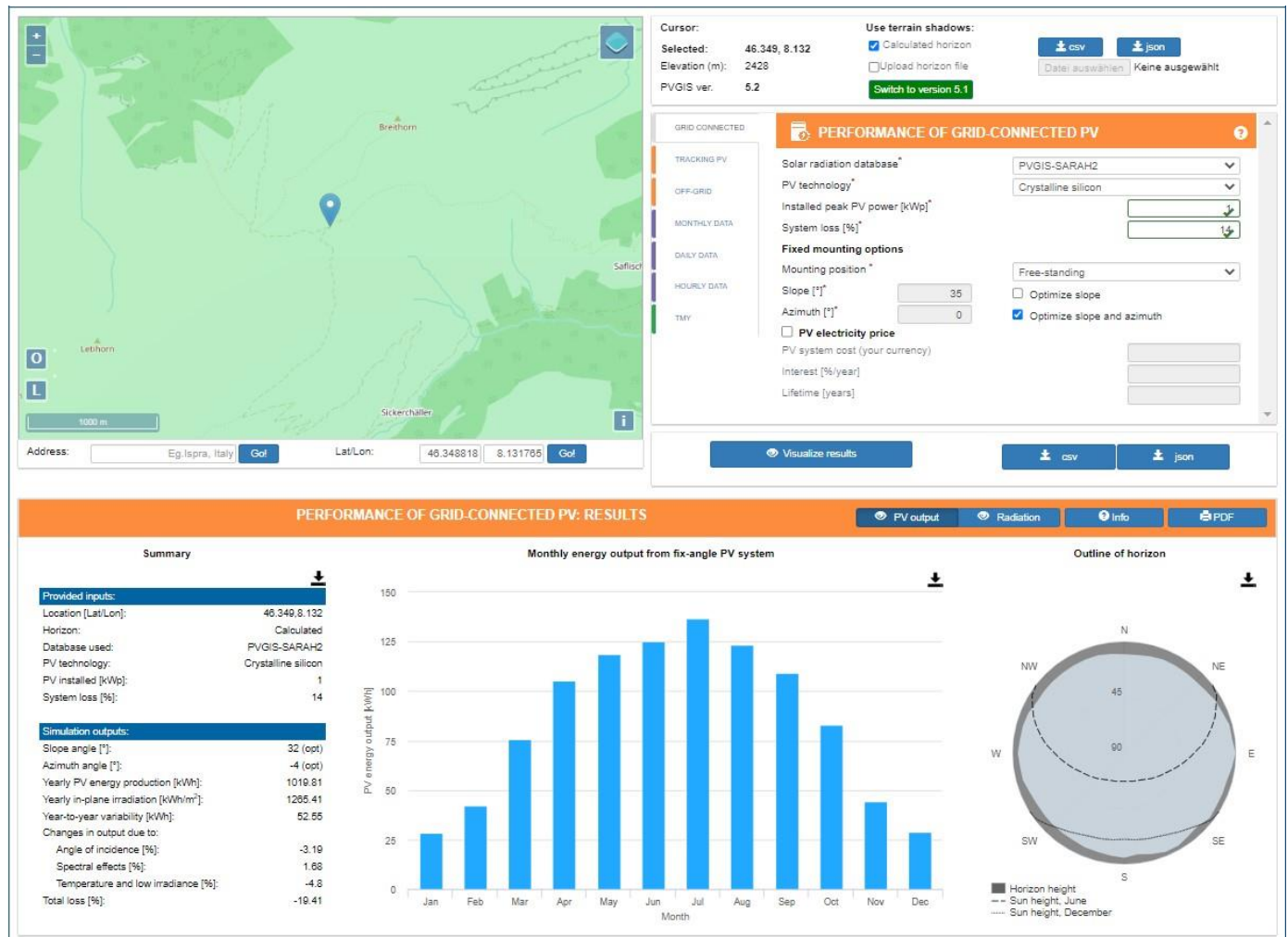
PV Technology: Crystalline silicon

Installierte Spitzenleistung [kWp]: 1

Fixe Anordnung, freistehend.

Ausrichtung und Neigung wird vom Programm optimiert

## 1.2.2 Berechnungsausgaben



### 1.2.2.1 Optimierte Ausrichtung

Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	32 (opt)
Azimuth angle [°]:	-4 (opt)

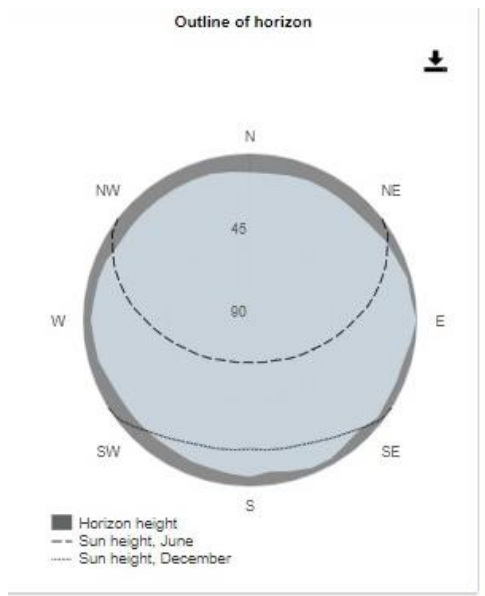
Optimale Ausrichtung der Panele: 4° von Süden aus gegen Osten ausgerichtet und eine Abweichung von 32° zur Horizontalen

### 1.2.2.2 Spezifische Erträge (pro installiertem kWp)

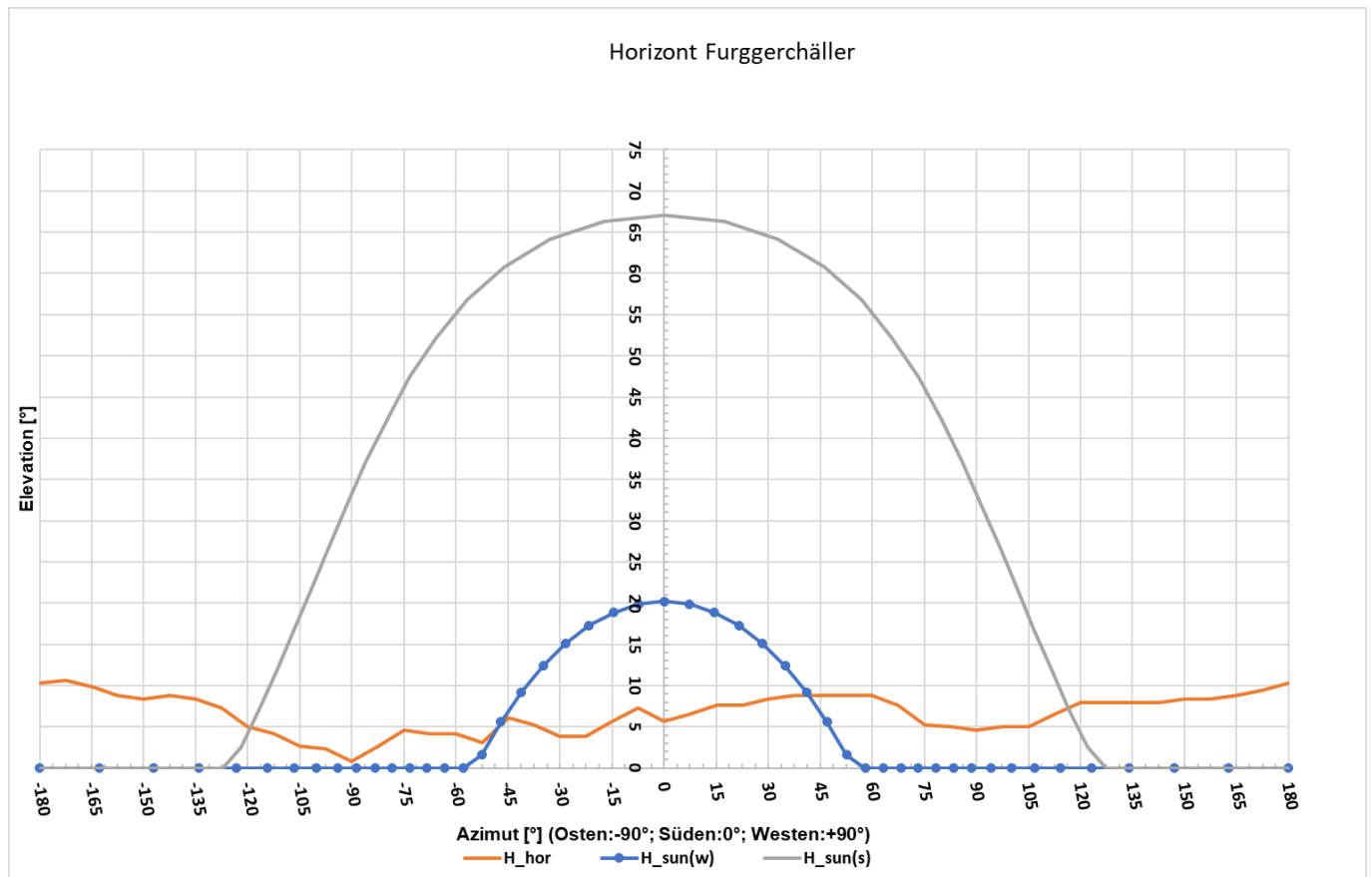
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	32 (opt)
Azimuth angle [°]:	-4 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	1019.81
Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]:	1285.41
Year-to-year variability [kWh]:	52.55
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-3.19
Spectral effects [%]:	1.68
Temperature and low irradiance [%]:	-4.8
Total loss [%]:	-19.41

Bei einer installierten Leistung von 1 kWp können also 1020 kWh pro Jahr erwartet werden.

### 1.2.2.3 Horizont



Daten umgelegt auf ein X-Y Diagramm:



H\_hor: Höhe des Horizontes

H\_sun(w): Höhe der Sonne im Winter (Dez)

H\_sun(s): Höhe der Sonne im Sommer (Juni)

Die 15° Teilung der X-Achse entspricht einer Stunde. Somit ginge im Dezember die Sonne um ca 09:00 mit ca 5° über der Horizontalen auf, erreicht um 12:00 den Höchststand von ca 20° und würde um ca 14:45 mit ca 9° über der Horizontalen wieder untergehen.

Für den Sommer ergibt sich ein Sonnenaufgang um ca 04:15 mit ca 5° über der Horizontalen, Sonnenhöchststand um 12:00 bei ca 67° und Sonnenuntergang um ca 19:45 bei ca 7° über der Horizontalen.



## 1.3 Energieertrag

### 1.3.1 Flächenbedarf für 1kWp

Aus dem Wirkungsgrad der Panele und der Einstrahlung lässt sich die Fläche abschätzen, die benötigt wird um 1 kWp zu generieren.

#### 1.3.1.1 Geschätzter Wirkungsgrad für bifaziale Panele

Herkömmliche Solarzellen erreichen einen Wirkungsgrad von ca 15%.

Für bifaziale Panele wird eine Wirkungsgraderhöhung von 30% angegeben.

In der Kombination kann also von einem Wirkungsgrad für bifaziale Panele von  $15\% \cdot 1.3 = 19.5 \approx 20\%$  ausgegangen werden.

#### 1.3.1.2 Einstrahlung und Flächenbedarf für 1kWp

Als Einstrahlung kann ca  $1100 \text{ Wp/m}^2$  ( $1.1 \text{ kWp/m}^2$ ) angenommen werden.

Mit einem angenommenen Wirkungsgrad von 0.2 (20%) ergibt sich ein Ertrag von  $1.1 \text{ kWp/m}^2 \cdot 0.2 = 0.22 \text{ kWp/m}^2$ .

Der Kehrwert entspricht der Fläche, die benötigt wird um 1kWp zu produzieren.

Somit ergibt sich ein Flächenbedarf von  $1/0.22 \text{ kWp/m}^2 = 4.5 \text{ m}^2/\text{kWp}$

### 1.3.2 Installierte Leistung

Bei einer Gesamtfläche von ca  $1.6 \text{ km}^2$  und mit  $4.5 \text{ m}^2/\text{kWp}$  ergibt sich also eine installierte Leistung von:

$$1.6 \text{ km}^2 / 4.5 \text{ m}^2/\text{kWp} = 3.6 \text{ E5 kWp} = \mathbf{360 \text{ MWp}}$$

### 1.3.3 Zu erwartende Jahresmenge an produzierter elektrischer Energie

Der Jahresertrag nach Pkt 1.2.2.2 „Spezifische Erträge (pro installiertem kWp)“ von  $1020 \text{ kWh/kWp/J}$  kann also mit der installierten Leistung von 360MWp ( $360'000 \text{ kWp}$ ) multipliziert werden und **es ergibt sich eine Jahresmenge an produziertem elektrischer Energie von  $367'200'000 \text{ kWh/J}$  ( $367 \text{ GWh/J}$ )**

## 1.4 Verluste

### 1.4.1 Eigenerwärmung

Durch die Sonneneinstrahlung und durch die elektrischen Widerstände innerhalb der Sonnenzellen entsteht Wärme. Für diese anteilige Wärmeerzeugung liegen mir keine direkten Angaben vor. Bei Hinweisen für Aufdachanlagen wird aber darauf hingewiesen, dass die Panele einen Mindestabstand von 10 cm zum bestehenden Dach haben sollte und dass sich durch diese Hinterlüftung ein Kaminzug ausbildet. Wenn nun als Vergleich eine Aufdachanlage mit einem Meter Breite und 6 Meter Sparrenlänge angeschaut wird, sind das ca  $6 \text{ m}^2$  und entsprechend können damit ca  $1 \text{ kW}$  elektrischer Strom erzeugt werden. Wenn in der Vorstellung nun ein Heizstrahler von  $1 \text{ kW}$  in die Hinterlüftung gehängt wird ist dadurch kein grosser Kaminzug zwischn Panele und Dach zu erwarten. Deshalb kann wohl davon ausgegangen werden, dass selbst auf der Rückseite der Panele ein Mehrfaches an Wärme anfällt, als dass elektrischer Strom generiert wird.

Auf der Oberseite, wo die Sonnenstrahlen direkt auftreffen wird wohl ebenfalls zusätzliche Wärme erzeugt.

Somit kann wohl mit gutem Gewissen angenommen werden, dass bei einem Wirkungsgrad von ca 20% für die elektrische Energie weitere 60% bis 70% (also das 3.5 fache!) an Wärme anfällt.

Für die installierte Leistung von 360 MWp **wären das also  $1'260 \text{ MWp}$  an Wärme, die an die Umgebung abgegeben werden muss.**

In einem Beitrag im Internet wird die Aussage gemacht, dass bei Solarzellen auf einem Scheunendach die Abwärme das Vier- bis Fünffache der produzierten elektrischen Energie betrage und diese Abwärme für die Heutrocknung benutzt wurde. <https://www.oekoenergieblog.at/2012/03/neue-konzepte-machen-abwaerme-von-photovoltaik-anlagen-nutzbar>

Als Vergleich wird für das Kernkraftwerk Leibstadt mit einer Nennleistung von  $1'245 \text{ MW}$  eine Kühlleistung von  $2'350 \text{ MW}$  angegeben. ([https://www.kkl.ch/fileadmin/seiteninhalt/Dateien/01\\_Unternehmen/E\\_Publikationen/technische\\_beschreibung\\_kkl.pdf](https://www.kkl.ch/fileadmin/seiteninhalt/Dateien/01_Unternehmen/E_Publikationen/technische_beschreibung_kkl.pdf))



Somit würde durch die PV-Anlage in etwa die Hälfte der Kühlleistung des Kernkraftwerkes Leibstadt als Abwärme produziert.

### 1.4.2 Reflektionen

Unter den oben genannten Betrachtungen und Annahmen (20% elektrische Wirkungsgrad, 70% Abwärme) bleiben dann noch ca 10 % übrig, von denen angenommen wird, dass die als Reflektionen verlustig gehen.

## 2 Ausrichtung, Neigungswinkel und Abstand der Reihen

### 2.1 Ausrichtung / Azimut

Aufgrund der Ausgabe nach Pkt.1.2.2.1“Optimierte Ausrichtung“ können die Panele im Durchschnitt wohl gegen Süden ausgerichtet werden. Allenfalls bedingt die örtliche Topografie leichte Anpassungen um lokale Gegebenheiten auszugleichen.

### 2.2 Neigungswinkel

Als Neigungswinkel (Slope) wird gemäss der Definition des PVGIS-Rechners der Winkel zwischen der Horizontalen und dem Panel bezeichnet.

Inclination angle or slope

✕

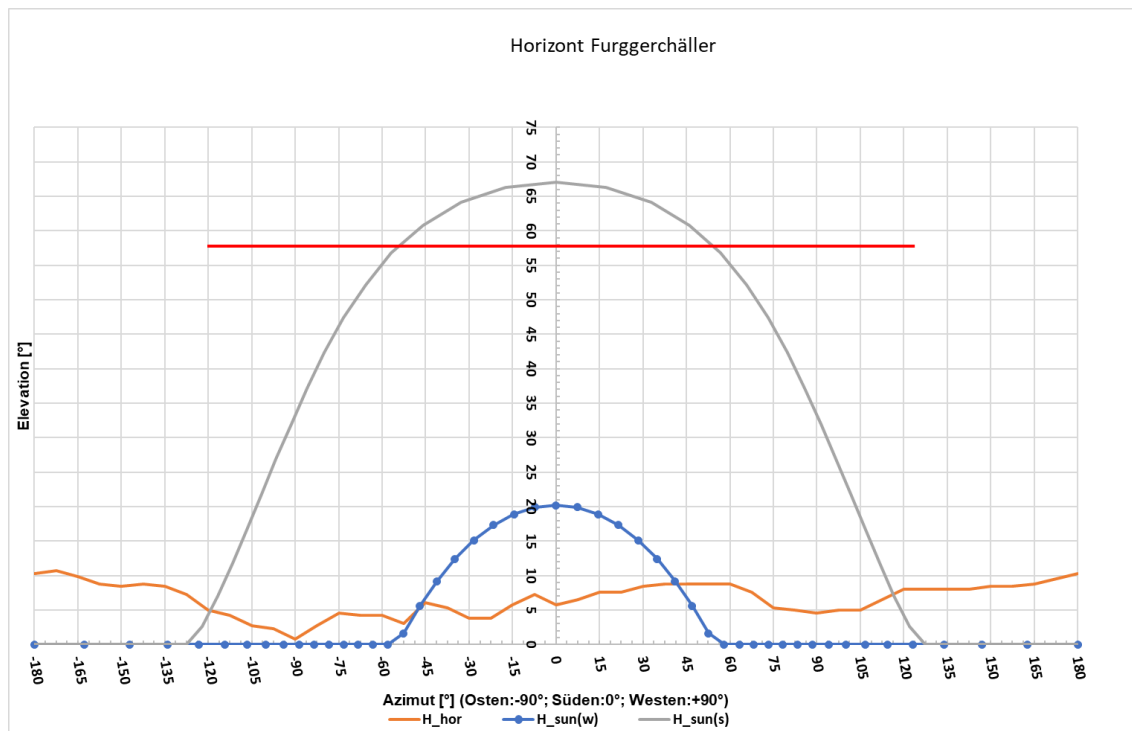


This is the angle of the PV modules from the horizontal plane, for a fixed (non-tracking) mounting.

For some applications the slope and orientation angles will already be known, for instance if the PV modules are to be built into an existing roof. However, if you have the possibility to choose the slope and/or azimuth (orientation), this application can also calculate for you the optimal values for slope and orientation (assuming fixed angles for the entire year).

#### 2.2.1 Ganzjahresoptimum

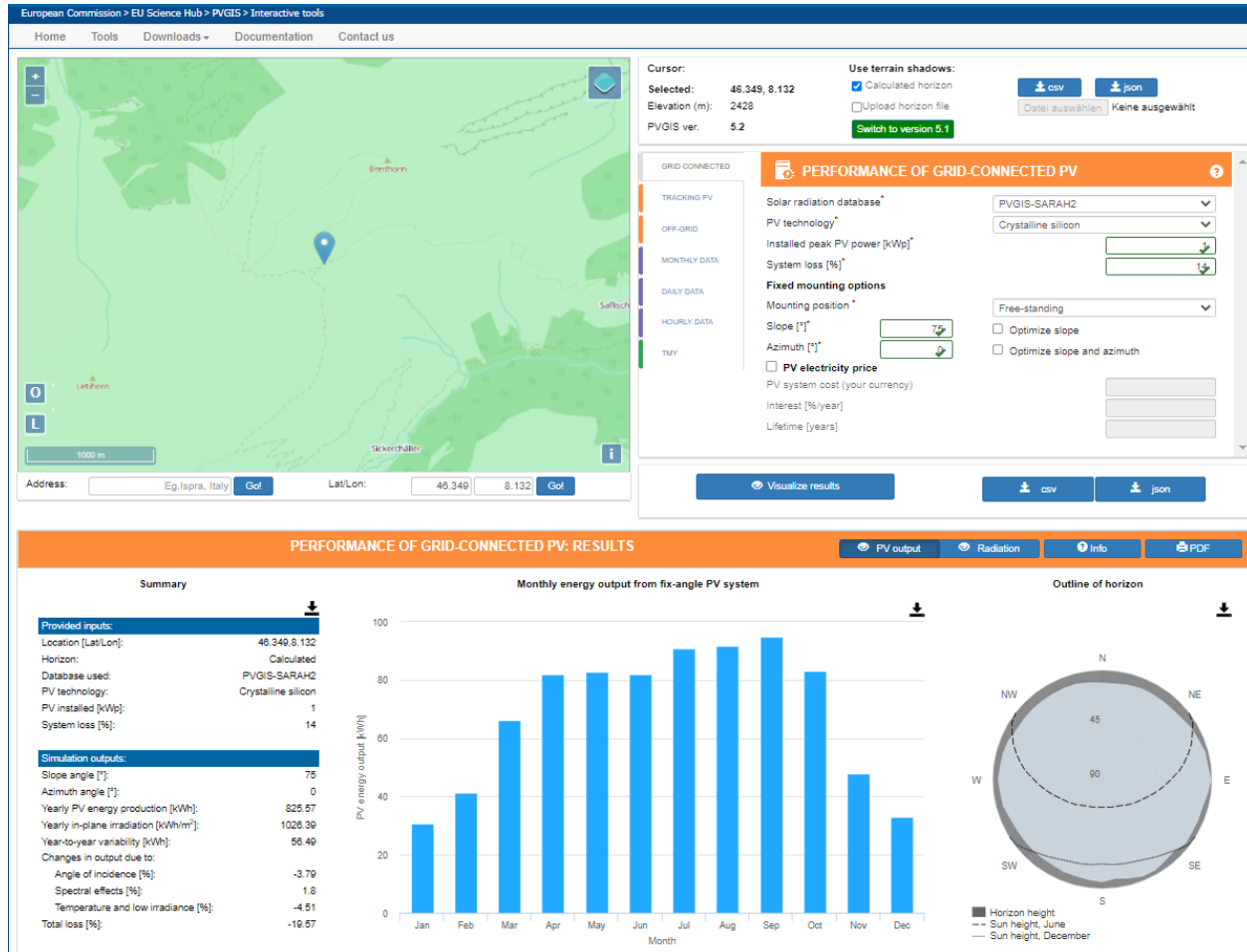
Hierzu gibt Pkt.1.2.2.1“Optimierte Ausrichtung“ einen optimierten Winkel von 32° aus. Diese 32° beziehen sich auf die Optimierung der Jahresmenge. Bei einem Sommer-Sonnenhöchststand von ca 67° steht damit die Sonne ca 9° höher als die Normale ( $90^\circ - 32^\circ = 58^\circ$ ) auf der mit dem Neigungswinkel von 32° angestellten Panele. Auf der Panele reflektierte Strahlen bei Sommer-Sonnenhöchststand würden also mit ca 49° zur Horizontalen gegen oben reflektiert.



### 2.2.2 Optimum in den Wintermonaten

Wenn aber, wie mehrfach in den Medien erklärt, speziell der Strom im Winter benötigt wird, müsste die Neigung der Panele an den Sonnenstand in den Wintermonaten angepasst werden.

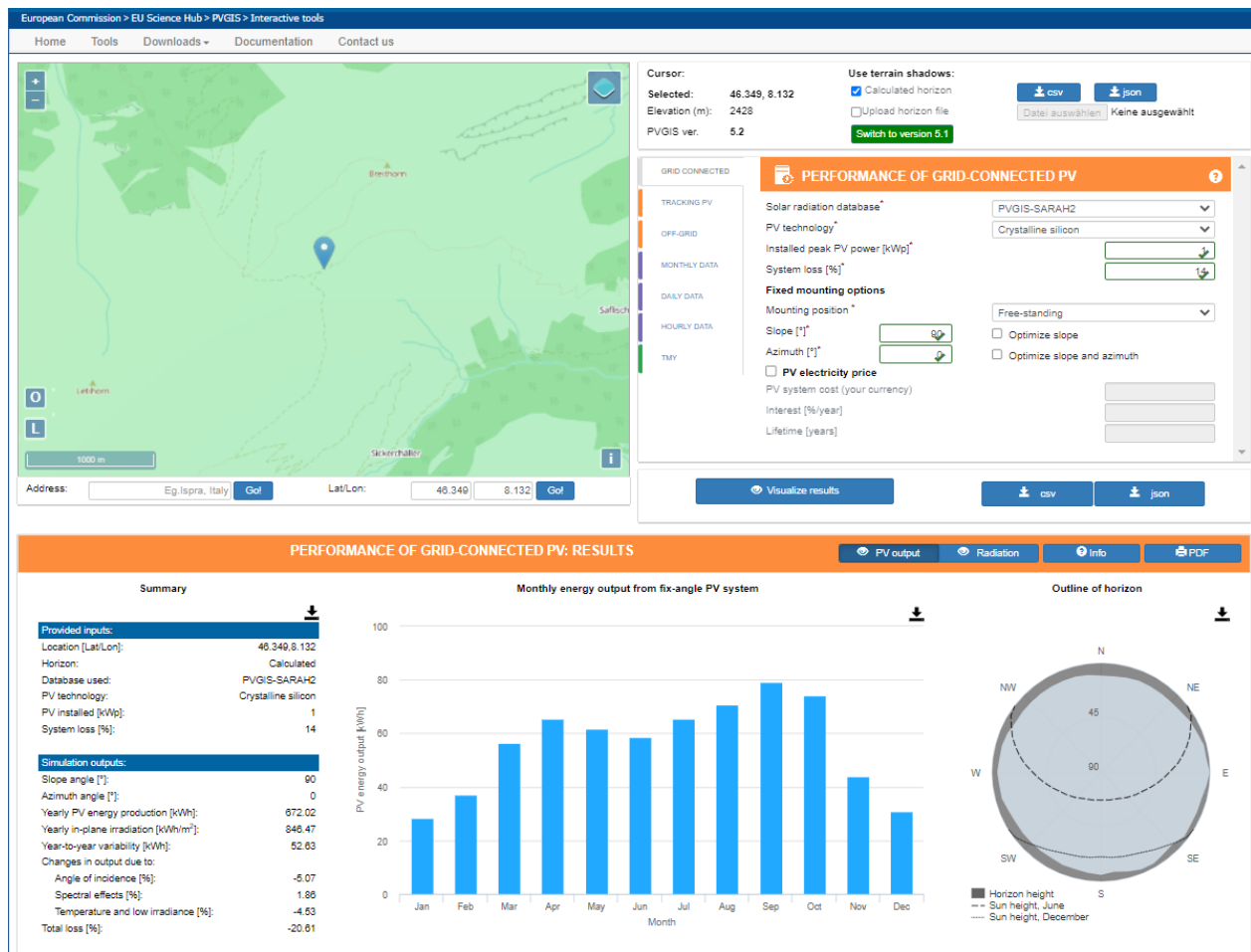
Gemäss den Angaben nach Pkt. 1.2.2.3 "Horizont" kommt die Sonne im Winter mit einem maximalen Stand von 20° rein. Um möglichst viel Energie aus der Anlage in diesem Zustand entnehmen zu können müssten die Panele also mit einem grösseren Winkel angestellt werden damit die Sonneneinstrahlung möglichst senkrecht auf die Panelenoberfläche trifft. Der Sonnenstand für die Optimierung des Winter-Sonnenhöchststandes beträgt also ca 15°. (ca 15°, damit sowohl die auf- und gehende Sonne als auch deren Höchststand möglichst gut einstrahlt). Dies entspricht einem Neigungswinkel der Panele von  $(90^\circ - 15^\circ = 75^\circ)$ .



Bei einem Neigungswinkel von 75° geht der spezifische Jahresertrag zwar von 1020 kWh/kWp bei der optimierten auf 826 kWh/kWp zurück. Der Monatsertrag für den Dezember nimmt aber von 28.9 kWh/kWp bei der optimierten auf 32.8 kWh/kWp zu.

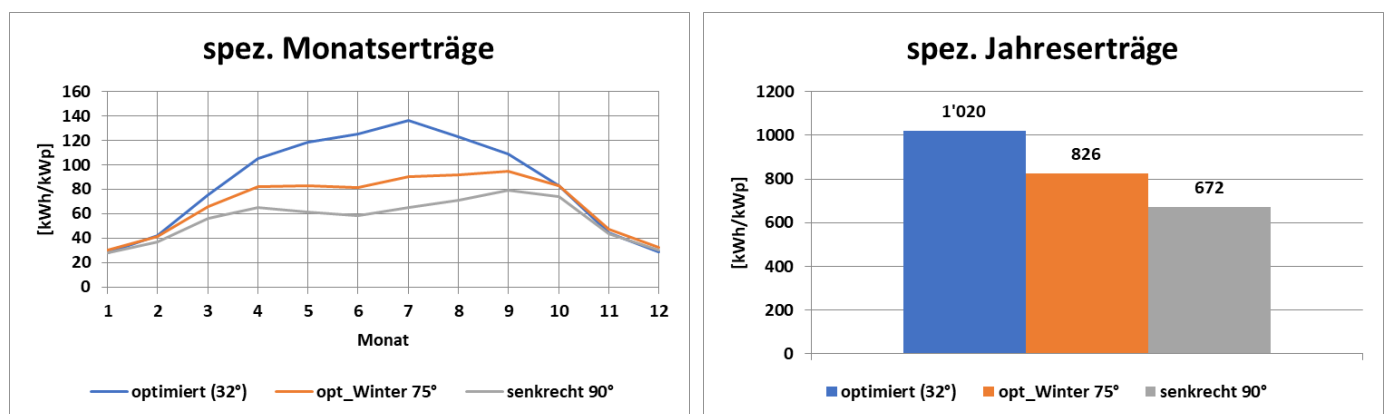
### 2.2.3 Senkrechte Anordnung

Als dritte Möglichkeit kann die Anordnung auch vertikal (Slope=90°) angeordnet werden, wobei sich durch den vergrösserten Einfallswinkel der Sonnenstrahlen auch grössere Reflektionsanteile (und damit Verluste) ergeben, die wohl nur zum Teil durch die bifazialen Effekte kompensiert werden können.

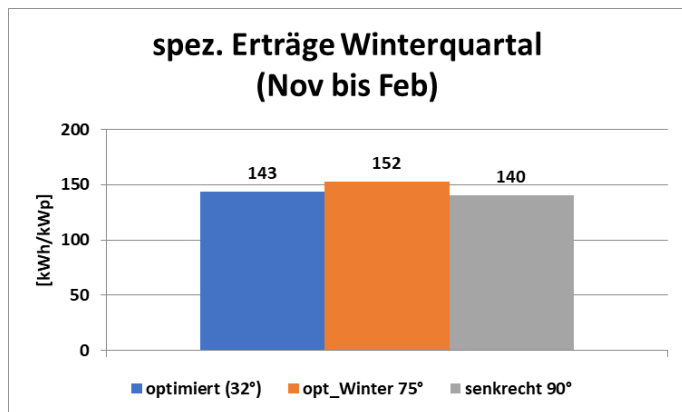


Bei einer senkrechten Anordnung (Neigungswinkel von 90°) geht der spezifische Jahresertrag zwar von 1020kWh/kWp bei der optimierten auf 672 kWh/kWp zurück. Der spezifische Monatsertrag für den Dezember nimmt aber von 28.9 kWh/kWp bei der optimierten auf 30.7 kWh/kWp zu.

## 2.2.4 Zusammenstellung spezifische Erträge (pro kWp)



In den über das ganze Jahr aufsummierten spezifischen Erträgen erreicht die senkrechte Anordnung mit 672kWh/kWp circa 66% der vom PVGIS-Rechner optimierten Anordnung mit 32° Panelneigung.



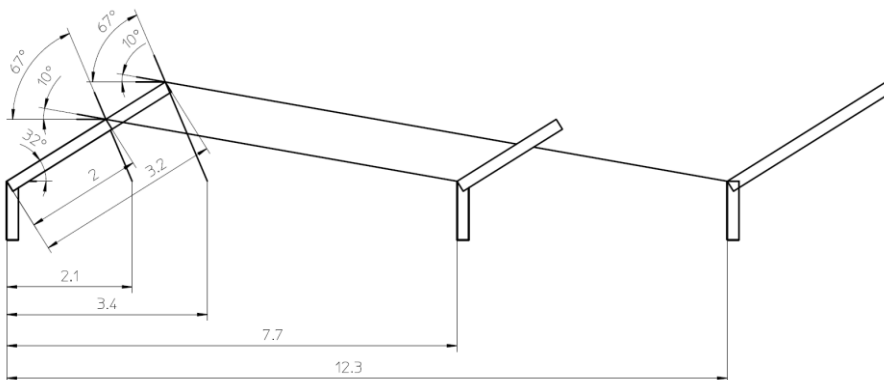
Wenn aber das Winterquartal (die Monate November, Dezember, Januar und Februar) aufsummiert wird, erreicht die senkrechte Ausführung mit 140 kWh/kWp nahezu die Werte der vom PVGIS-Rechner optimierten Variante.

## 2.3 Abstand der Reihen

Wenn die Reihen zu nahe zusammen stehen, werden die hinteren Panele durch den Schattenwurf der vorderen Panele teilweise abgedeckt. Dadurch ergeben sich Leistungseinbussen, die unter Umständen grösser als der Anteil Schatten ist, der auf die hinteren Panele geworfen wird, weil sich deren Leiterwiderstand durch die teilweise Beschattung erhöht und somit grössere Spannungsverluste durch den erhöhten Widerstand zu erwarten sind. Um die Eigenverschattung abschätzen zu können sind sowohl die Länge als auch die Neigungswinkel der Panele zu berücksichtigen.

Als Panellänge werden für die folgenden Betrachtungen zwei Masse betrachtet: einmal eine Länge von 2m und einmal eine Panellänge von 3.2m. Als Variable bleiben die Neigungswinkel und der Sonnenstand im Verlauf des Tagesganges.

### 2.3.1 Auslegung auf Ganzjahresoptimum (32°)



Damit bei einem Sonnenstand von 10° (Sonnenauf- und -untergang) sich die Panele bei einer Neigung von 32° nicht selber verschatten, müssten die 2m lange Panele in einem horizontalen Abstand von ca 7.7m stehen.

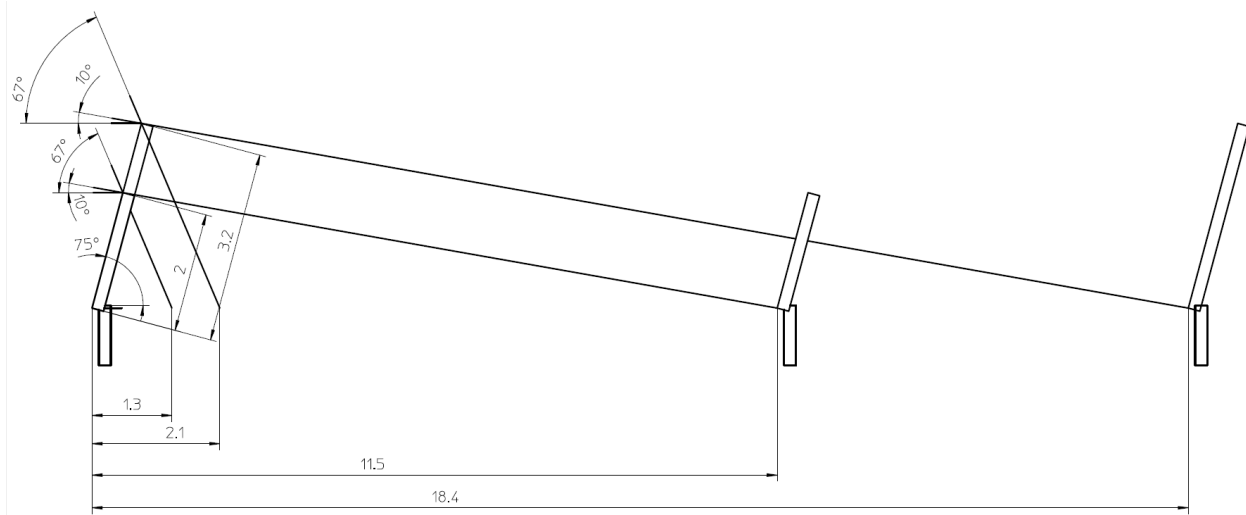
Bei den 3.2m langen Panelelen erhöht sich der Abstand auf 12.3m.

Bei Sommer-Sonnenhöchststand (67° Einfallswinkel) beträgt bei den 2m Panelelen der Abstand ca 2.1m bzw. bei den 3.2m Panelelen wäre ein Abstand von ca 3.4m nötig um keine Verschattung der hinteren Panele zu haben.

Somit wäre mit einem Abstand von 7.7m für die 2m Panele, bzw. 12.3m für die 3.2m langen Panele nur ca ¼ der Grundfläche genutzt.



### 2.3.2 Auslegung auf Winteroptimum 75°

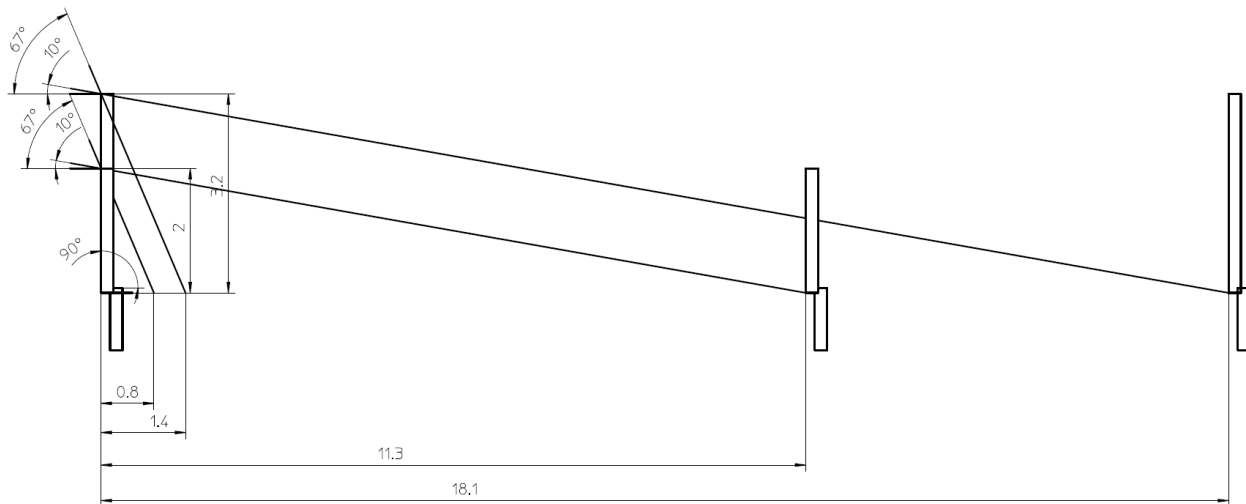


Damit bei einem Sonnenstand von 10° sich die Panele bei einer Neigung von 75° nicht selber verschatten, müssten 2m lange Panele in einem horizontalen Abstand von ca 11.5m stehen. Bei 3.2m langen Paneelen erhöht sich der Abstand auf 18.4m.

Bei Sommer-Sonnenhöchststand wäre damit nur ca 1/9 der Grundfläche genutzt.

### 2.3.3 Senkrechte Auslegung

#### 2.3.3.1 Ohne Eigenverschattung

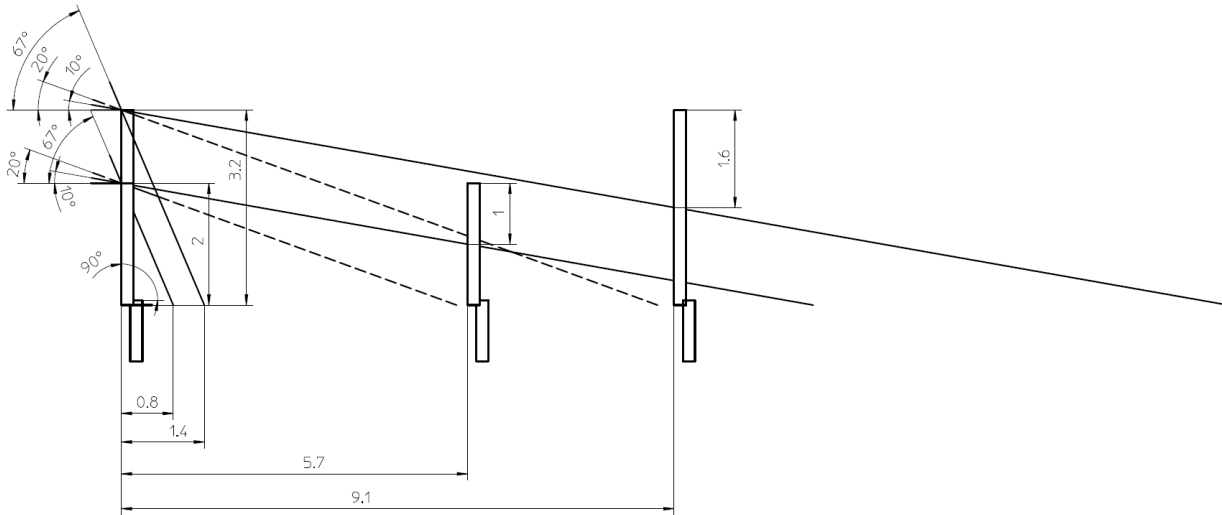


Damit bei einem Sonnenstand von 10° sich die Panele bei der senkrechten Anordnung nicht selber verschatten, müssten die 2m lange Panele in einem horizontalen Abstand von ca 11.3m stehen.

Bei 3.2m langen Paneelen erhöht sich der Abstand auf 18.1m.

Bei Sommer-Sonnenhöchststand wäre damit ebenfalls nur ca 1/13 der Grundfläche genutzt.

### 2.3.3.2 Mit teilweiser Eigenverschattung



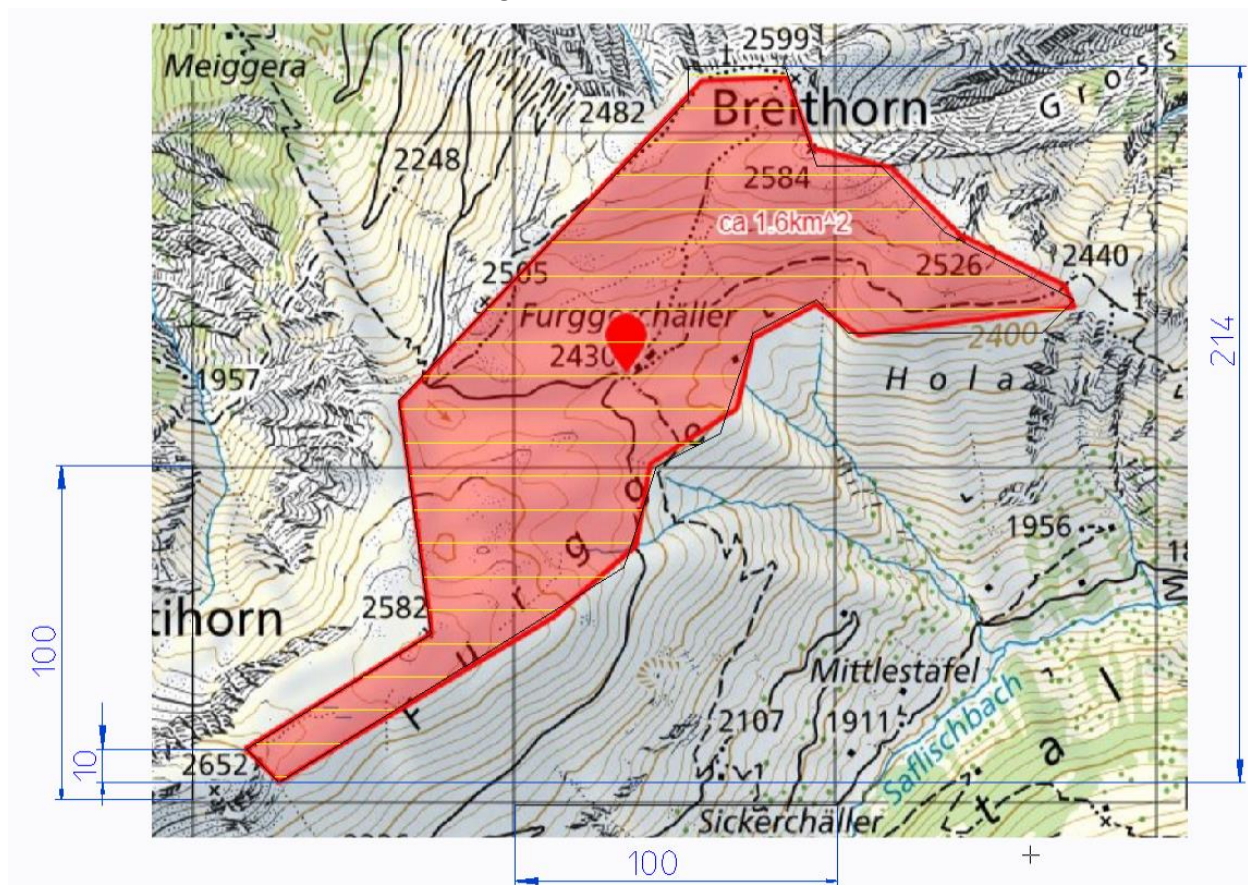
Wenn bei einem Sonnenstand von  $10^\circ$  (Winter Sonnenauf und -untergang) eine teilweise Verschattung zugelassen wird, müssten bei der senkrechten Anordnung die 2m lange Panele in einem horizontalen Abstand von ca 5.7m stehen. Bei 3.2m langen Panele erhöht sich der Abstand auf 9.1m.

Bei Winter-Sonnenhöchststand (bei  $20^\circ$ ; als unterbrochene Linie dargestellt) gäbe es keine Verschattung.

Bei Sommer-Sonnenhöchststand wäre bei 3.2m langen Panele ein Reihenabstand von 1.4 m erforderlich.

Bei einem Reihenabstand für die 3.2m langen Panele von 10m wäre damit ca 1/6 der Grundfläche genutzt, was zu einer entsprechenden Ertragseinbusse führen würde.

Mit einem Reihenabstand von ca 10 m ergäben sich auf dem Gebiet ca 200 Reihen.



Die gelben Linien stellen zum einen die Ausrichtung Süd (Azimut  $0^\circ$ ) dar und vom Masstab her entspricht deren Abstand ca 10 Reihen. Die Reihen sind vereinfacht als Linien auf die Horizontale projiziert, ohne dass die Topografie berücksichtigt wurde.

Bei einem Reihenabstand von 10m werden pro Laufmeter der Reihe eine Fläche von  $10\text{m}^2$  abgedeckt. Mit einer Gesamtfläche von  $1.6\text{km}^2$  ( $1.6\text{E}6\text{m}^2$ ) würden sich somit eine aufsummierte Reihenlänge von  $1.6\text{E}6\text{m}^2/10\text{m}^2/\text{lm}=1.6\text{E}5\text{lm}=160\text{tkm}$  ergeben sich.

**Es ergäben sich also eine aufsummierte Reihenlänge von 160km.**

Mit Panelen von  $1\text{m}\times 1.6\text{m}$ , die über die 1.6m doppelt geschichtet würden (Panelenlänge 3.2m) würden also über die aufsummierte Reihenlänge eine Anzahl von 320'000 Panelen benötigt.

### 2.3.4 Installierte Leistung und Jahresertrag unter Berücksichtigung der Reihenabstände

Wie unter Pkt.2.3.3.2 „Mit teilweiser Eigenverschattung“ aufgeführt, ergibt sich für einen Reihenabstand von ca 10m bei einer Panellänge von 3.2m eine Flächenauslastung von ca 1/6 (16%).

Die aus der Anordnung resultierende Teilverschattung bringt zwar eine zusätzliche Reduktion des Energieertrages, da sich diese Reduktion auf Sonnenaufgang und Sonnenuntergang in den Wintermonaten, nicht aber auf die Sonnenhöchststände bezieht dürfte sich diese zusätzliche Reduktion in Grenzen halten.

Um diesen Anteil ist dann auch die unter Pkt 1.3.2 „Installierte Leistung“ und 1.3.3 „Zu erwartende Jahresmenge an produzierter elektrischer Energie“ zu reduzieren.

Daraus ergibt sich somit eine installierte Leistung von  $360\text{MWp}\times 16\%=57.6\text{MWp}\equiv 60\text{MWp}$

und eine zu erwartende Jahresmenge an produzierter elektrischer Energie von

$367\text{ GWh/J}\times 16\%=58.7\text{ GWh/J}\equiv 60\text{ GWh/J}$  (was etwa 3% (ein Dreissigstel) der oft genannten  $2\text{TWh/J}=2'000\text{GWh/J}$  entspräche)

### 2.3.5 Alternative Betrachtung zur installieren Leistung und Jahresertrag

Die vorhergehende Betrachtung bezieht sich auf die Grundfläche, die, um die Eigenverschattung im Winter in einem annehmbaren Bereich zu halten, nicht vollständig ausgenutzt wird.

Bei der folgenden Betrachtung wird die Einstrahlung auf die senkrecht stehenden Panele abgeschätzt, die in einem Reihenabstand von 10m stehen und bei denen 2 Panele mit den Abmessungen von  $1.0\text{m}\times 1.6\text{m}$  über die längere Seite übereinander angeordnet sind.

Bei der angenommenen Anordnung von 2 übereinander angeordneten Panelen von je 1.6 m ergibt sich pro Reihenlaufmeter eine vertikale Fläche von  $3.2\text{m}^2$ .

Bei den unter Pkt. 1.3.1.1 „Geschätzter Wirkungsgrad für bifaziale Panele“ abgeschätzten  $200\text{Wp}/\text{m}^2$  ergibt sich also eine Nennleistung der Panele auf den Laufmeter bezogen von  $(3.2\text{m}^2/\text{lm}\times 200\text{Wp}/\text{m}^2)=640\text{Wp}/\text{lm}$ . Über die abschätzten 160 km Reihenlänge (bei einem Reihenabstand von 10 m) ergäbe sich also ein installierte Nennleistung von  $640\text{Wp}/\text{lm}\times 160'000\text{lm}=102'400'000\text{Wp}=102'400\text{ kWp}$

Gemäss Pkt. 2.2.3 „Senkrechte Anordnung“ ergibt sich ein Jahresertrag bei der senkrechten Anordnung von  $672\text{ kWh}/\text{kWp}$ .

Somit kann bei dieser Betrachtung der jährliche Ertrag an produzierter elektrischer Energie von  $(672\text{kWh}/\text{kWp}\times 102'400\text{kWp})=68'812'800\text{ kWh}\equiv 69\text{ GWh/J}$  abgeschätzt werden.

Dieser Wert liegt mit  $69\text{GWh/J}$  in einem ähnlichen Bereich wie die Abschätzung nach dem Grundflächenbedarf unter Pkt 2.3.4 „Installierte Leistung und Jahresertrag unter Berücksichtigung der Reihenabstände“, bei dem sich ein abgeschätzter Jahresertrag von 60 GWh ergeben hat.

Da es sich bei dieser Betrachtung nur um eine grobe Schätzung handelt, können die beiden Werte wohl als gleichwertig angesehen werden.

## 3 Aufständigung

### 3.1 Oberirdisch

Da die Topografie sowohl in Süd-Nordrichtung als auch in West-Ostrichtung eine muldenartige Vertiefung aufweist und die Niederschläge vor allem aus diesen zwei Richtungen kommen, müssen die Ständerhöhen wohl mindestens auf 3 bis 4 m ausgelegt werden damit die Unterkante der horizontalen Ständerträger nicht im Schnee versinkt.

Solange die horizontalen Ständerträger oberhalb des Schnees sind kann davon ausgegangen werden, dass der Wind zwischen den Trägern und der Schneeoberfläche noch durchbläst und damit sich ein gewisser Abtrag des Schnees ergibt. Dadurch sollte das Einschneien der Unterkante der Panele reduziert werden. Sobald diese Öffnung zwischen Panele und Schneeoberfläche geschlossen ist, muss davon ausgegangen werden, dass sich der Schnee sehr schnell auf den Panele aufbaut und dann bei schönem Wetter relativ lange brauchen wird, bis er geschmolzen wird und die Solaranlage wieder die grösstmögliche Leistung bringt.

Die Oberkante der Panele würde mit dieser Betrachtung im Sommer also durchschnittlich 6 bis 7m oberhalb des Bodens liegen.

## 3.2 Unterirdisch / Fundamente

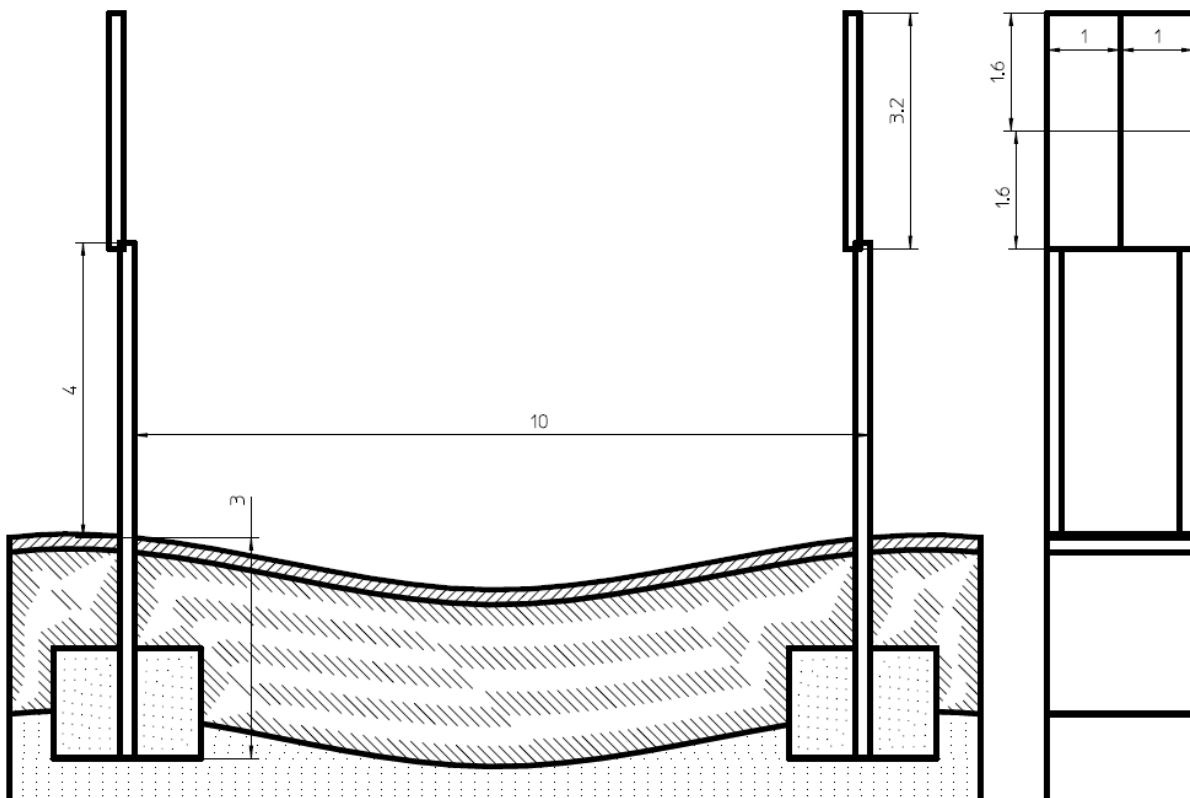
### 3.2.1 Angenommener Bodenaufbau

Aufgrund der aktuellen Oberflächen (und Einschnitten von der Strasse) ist für den überbaubaren Bereich wohl davon auszugehen, dass unter der, mit Wurzeln durchsetzten Grasnarbe von ca 10 bis 20 cm noch 2 bis 3 m steiniges Geröll liegen, bevor dann der schieferige Fels erreicht wird.

### 3.2.2 Fundamente

Die Fundamente müssten also durchschnittlich auf einer Tiefe von 2 bis 3 m in den schieferigen Fels fixiert werden. Auf die Fundamentsohle betrachtet ergeben sich also 2 bis 3 m steiniges Geröll, darüber ca 3 bis 4 m bis zur Unterkante der Panele und dann noch 3.2 m Panele. In Summe also eine Höhe von 8 bis 10 Metern, wobei an den obersten ca 3.5m geschlossener Panel- und Ständerfläche Windlasten angreifen. Bei Süd- oder Nordwind würde ein Staudruck generiert und bei Ost-oder Westwind wird die Hauptbelastung wohl irgendwelche Eigenschwingungen sein, da dieser Wind mehr oder weniger an den Panelflächen vorbeistreichen würde. Zusätzlich zu den aufgeführten Windrichtungen gibt es natürlich jede mögliche Kombination der Windrichtung und Turbulenzen.

Neben der rechnerischen Auslegung der Fundamente muss dann auch noch der Aushub gemacht werden, dass bei den vorherrschenden Verhältnissen ein sicheres Arbeiten am Fundament (in der angenommenen Tiefe von 2 bis 3 m) überhaupt möglich ist.





Ständerfeld mit 10 m Reihenabstand (Teilverschattung im Winterquartal gem. Pkt2.3.3.2 „Mit teilweiser Eigenverschattung“) mit einer Panelenlänge von 3.2m; 4m aufgeständert. Ca 20cm dicke Grasnarbe, darunter ca 2.5m loses Gestein und Schutt und darunter schieferiger Fels, auf welchem die Fundamente zu platzieren sind. Wenn nun angenommen wird, dass die Fundamentsohle in 3m Tiefe eine Breite von 2m aufweist und damit da unten noch gearbeitet werden kann noch ein zusätzlicher Meter Platz um das Fundament herum frei ist muss der Aushub an der Fundamentsohle also ca 4 m breit sein. Mit einem Böschungswinkel von 45° und 3m Höhe ergibt sich eine Aushubbreite von  $4m + 2 \times 3m = 10m$ . Damit wird also die gesamte Grasnarbe zwischen den Reihen für die Fundamentarbeiten umgegraben.

## 4 Mögliche Einfüsse auf die Umwelt

### 4.1 Umweltverträglichkeitsprüfung UVP

#### 4.1.1 Definition

<https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/uvp.html>

*[Was wird geprüft? Mit der UVP wird die Einhaltung der umweltrechtlichen Vorschriften überprüft]*

- ⇒ Per Definition werden also entgegen dem Namen nicht zwingend die Verträglichkeit des Projektes auf die Umwelt überprüft, sondern nur ob die umweltrechtlichen Vorschriften erfüllt sind.
- ⇒ Wenn also keine umweltrechtlichen Vorschriften gefordert werden kann die UVP nach der Definition „mit gutem Gewissen“ mit der Feststellung, dass alle umweltrechtlichen Vorschriften vollumfänglich geprüft und erfüllt wurden, abgeschlossen werden.

#### 4.1.2 Was ist eine Voruntersuchung?

<https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/uvp/inkuerze/was-ist-eine-voruntersuchung-.html>

*[Die Voruntersuchung mit einem Pflichtenheft stellt das erste Resultat im Rahmen der Berichterstattung zur UVP dar. Sie soll aufzeigen, welches die voraussichtlich wichtigen Fragen sind, die in der UVP beantwortet werden müssen.]*

*Im Rahmen der Voruntersuchung zeigt der Gesuchsteller auf, welche Umweltbereiche im Hinblick auf den Bericht über die Umweltverträglichkeit (UVB) weiterer Untersuchungen und/oder Abklärungen bedürfen. So kann mit geringem Aufwand vermieden werden, dass in der UVP einerseits keine durch das Bauvorhaben stark beeinträchtigten Umweltbereiche vergessen und andererseits keine nur schwach tangierten Bereiche in den Vordergrund gerückt werden.*

*In der Regel werden im Rahmen der Voruntersuchung nicht alle Umweltauswirkungen abschliessend ermittelt, deshalb muss der Gesuchsteller bei der Umweltschutzfachstelle ein Pflichtenheft für den UVB vorlegen. In diesem Fall stellt das Resultat der Voruntersuchung im Wesentlichen die Vorgaben für die Erarbeitung des UVB dar.*

*Falls aber in der Voruntersuchung die Auswirkungen des Vorhabens auf die Umwelt und die Umweltschutzmassnahmen bereits abschliessend ermittelt und dargestellt werden können, so gelten die Ergebnisse der Voruntersuchung als UVB. Die Berichterstattung kann sich somit bei kleineren, unproblematischen Vorhaben auf einen Voruntersuchungsbericht beschränken.]*

#### 4.1.3 Fazit zur Vorgaben der UVP

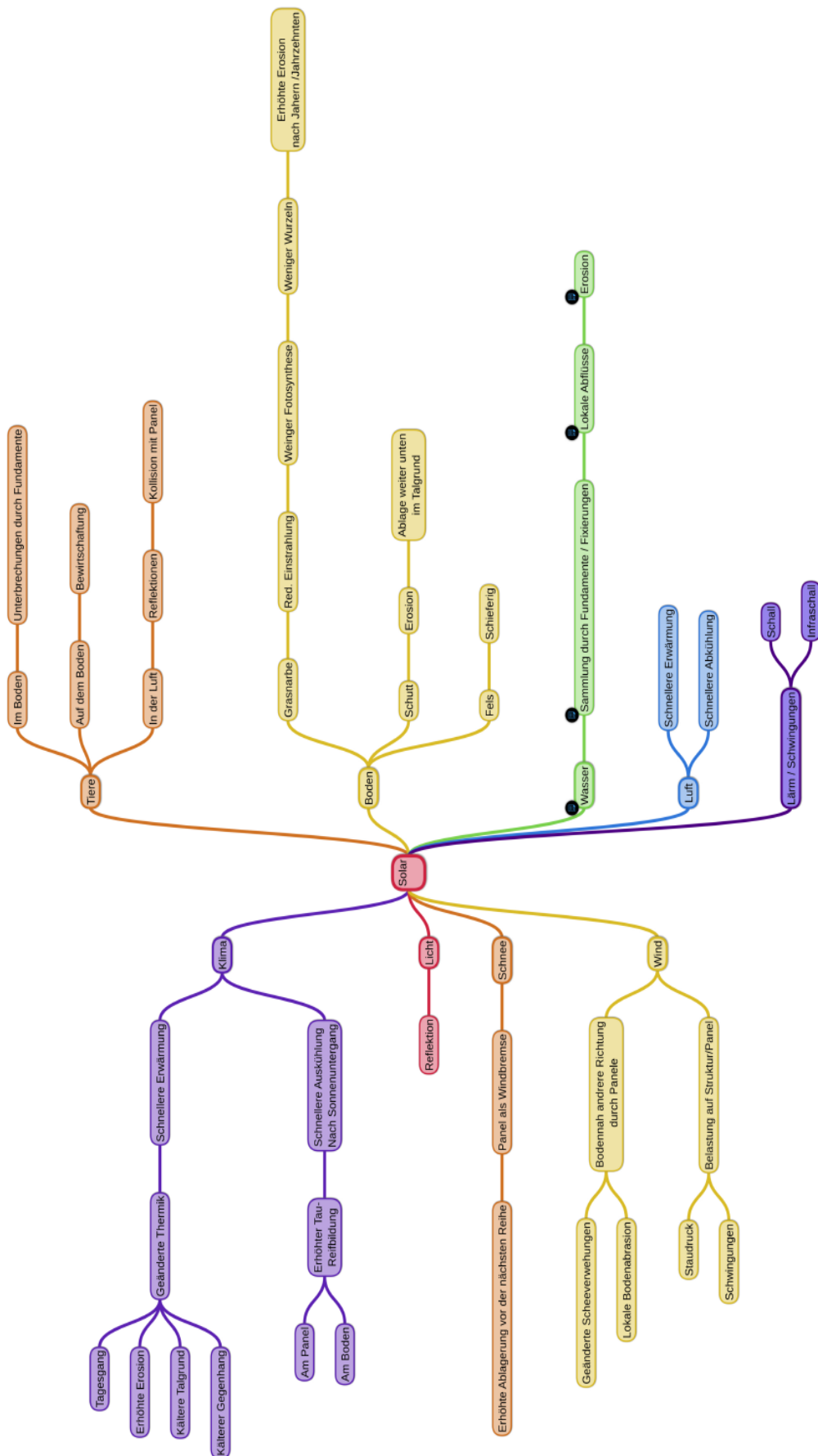
Somit ist meine Zielsetzung dieser Betrachtungen, dass der eine oder andere Punkt allenfalls im Pflichtenheft für den UVB nicht vergessen geht oder allenfalls etwas höher gewichtet wird.

Dies trifft in meiner aktuellen Einschätzung im Besondern auf die Bodenerosion zu, zu welcher unter Pkt 4.4 „Grasnarbe und Erosion“ noch ein paar zusätzliche mögliche Einflüsse und Auswirkungen zusammengetragen sind.

## 4.2 Mindmap und Textliste der möglichen Einflüsse

Mindmap/Liste ohne Anspruch auf Vollständigkeit!

## 4.2.1 Mindmap



Zur besseren Lesbarkeit ist das MindMap nachfolgend noch als Testliste abgebildet

## 4.2.2 Textliste

Die nachfolgende Textliste ist aus dem vorhergehenden Mindmap abgeleitet um die Lesbarkeit der einzelnen Punkte zu erleichtern.

### Solar

- 1: Tiere
  - 1.1: Im Boden
    - 1.1.1: Unterbrechungen durch Fundamente
  - 1.2: Auf dem Boden
    - 1.2.1: Bewirtschaftung
  - 1.3: In der Luft
    - 1.3.1: Reflektionen
      - 1.3.1.1: Kollision mit Panel
- 2: Boden
  - 2.1: Grasnarbe
    - 2.1.1: Red. Einstrahlung
      - 2.1.1.1: Weniger Fotosynthese
        - 2.1.1.1.1: Weniger Wurzeln
          - 2.1.1.1.1.1: Erhöhte Erosion nach Jahren oder Jahrzehnten
  - 2.2: Schutt
    - 2.2.1: Erosion
      - 2.2.1.1: Ablage weiter unten im Talgrund
  - 2.3: Fels
    - 2.3.1: Schieferig
- 3: Wasser
  - 3.1: Sammlung durch Fundamente / Fixierungen
    - 3.1.1: Lokale Abflüsse
      - 3.1.1.1: Erosion
- 4: Luft
  - 4.1: Schnellere Erwärmung
  - 4.2: Schnellere Abkühlung
- 5: Lärm / Schwingungen
  - 5.1: Schall
  - 5.2: Infraschall/Schwingungen
- 6: Klima
  - 6.1: Schnellere Erwärmung
    - 6.1.1: Geänderte Thermik
      - 6.1.1.1: Tagesgang
      - 6.1.1.2: Erhöhte Erosion
      - 6.1.1.3: Kälterer Talgrund
      - 6.1.1.4: Kälterer Gegenhang
  - 6.2: Schnellere Auskühlung nach Sonnenuntergang
    - 6.2.1: Erhöhter Tau- und Reifbildung
      - 6.2.1.1: Am Panel
      - 6.2.1.2: Am Boden
- 7: Licht
  - 7.1: Reflektion
- 8: Schnee
  - 8.1: Panel als Windbremse
    - 8.1.1: Erhöhte Ablagerung vor der nächsten Reihe
- 9: Wind
  - 9.1: Bodennah andere Richtung durch Panele
    - 9.1.1: Geänderte Schneeverwehungen
    - 9.1.2: Lokale Bodenabrasion
  - 9.2: Belastung auf Struktur/Panel
    - 9.2.1: Staudruck
    - 9.2.2: Schwingungen

## 4.3 Reflektionen

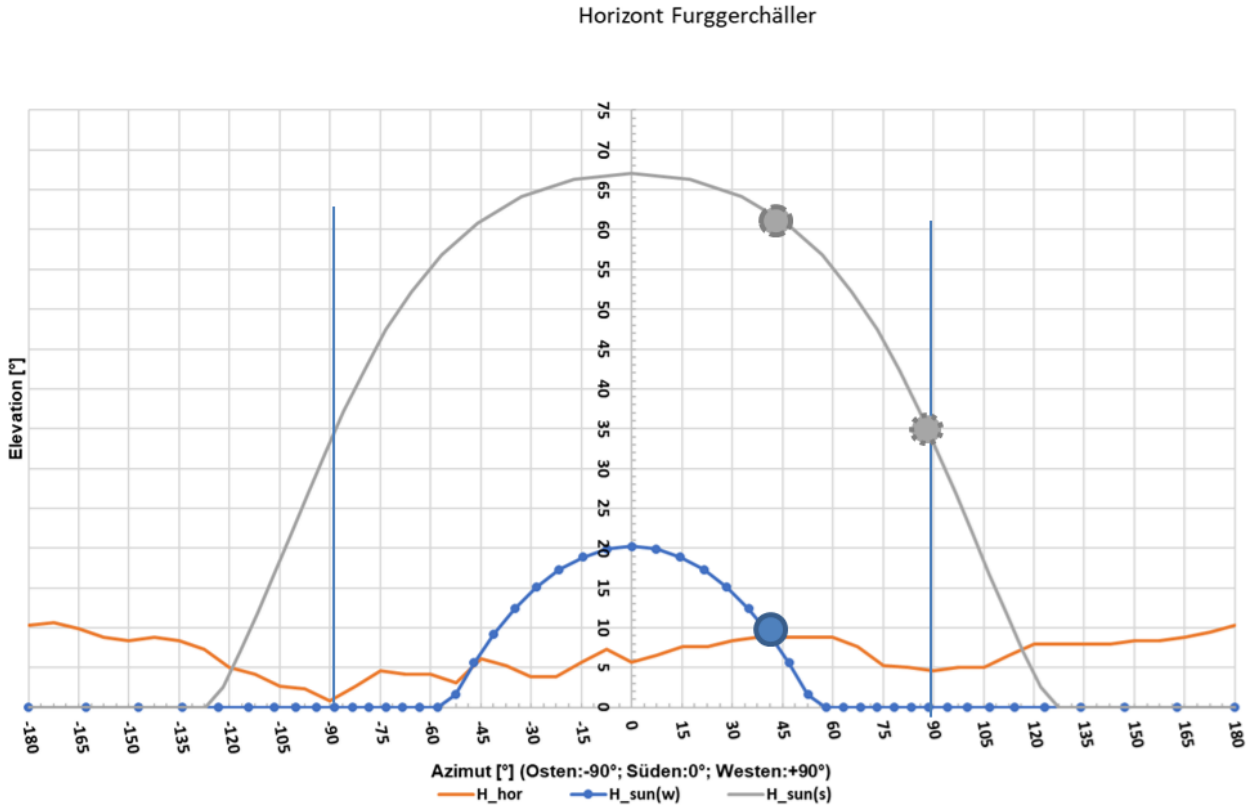
Bei senkrechter Anordnung und Ausrichtung der Panele nach Süden werden die Sonnenstrahlen beim Sonnenaufgang von den Panele nach Westen und nach unten reflektiert und treffen somit vor allem auf den überbauten Boden auf.

Zur Mittagszeit werden die auftreffenden Sonnenstrahlen von den Panele zurück gegen Süden und je nach Sonnenhöhe aufwärts oder abwärts reflektiert. Da werden also dann die Nordhänge unterhalb der Anlage indirekt besonnt, was dann eine neue „Belastung“ für diese Zonen mit möglichen Einflüssen auf Fauna und Flora darstellt. Nachmittags, wenn die Sonne gegen Südwesten wandert werden die Strahlen dann gegen Südosten und abwärts reflektiert.

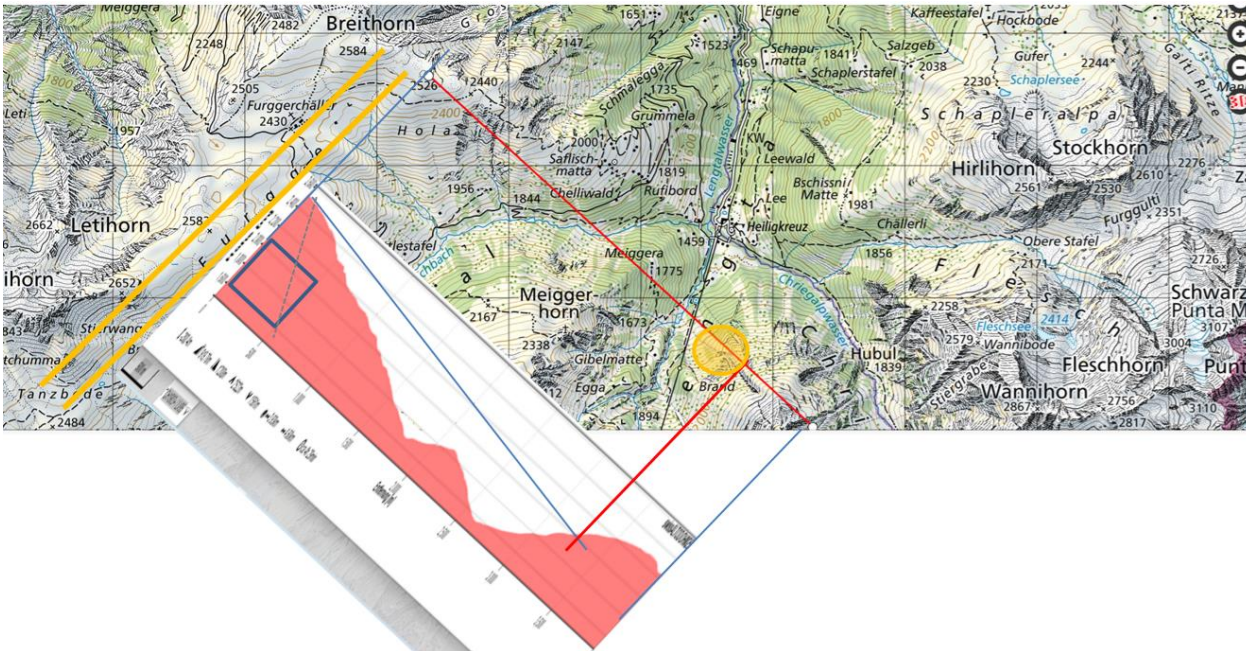
Wenn die Sonne den Westen überschritten hat (Azimut > 90°) treffen die Strahlen dann auf der Rückseite der bifazialen Panele auf.

Je tiefer die Sonne steht, umso höher treffen die gespiegelten Strahlen auf den gegenüberliegenden Hängen auf. Somit ist zu erwarten, dass die grössten Distanzen bei tiefem Sonnenstand erreicht werden.

Nachfolgend wurde versucht, die Reflektionen der Sonnenstrahlen abzubilden. Als Bezug wurde der Sonnenstand am kürzesten Tag kurz vor dem Sonnenuntergang (Azimut ca 45°, Elevation ca 10°) angenommen. (Blaue Markierung im nachfolgenden Horizontdiagramm)



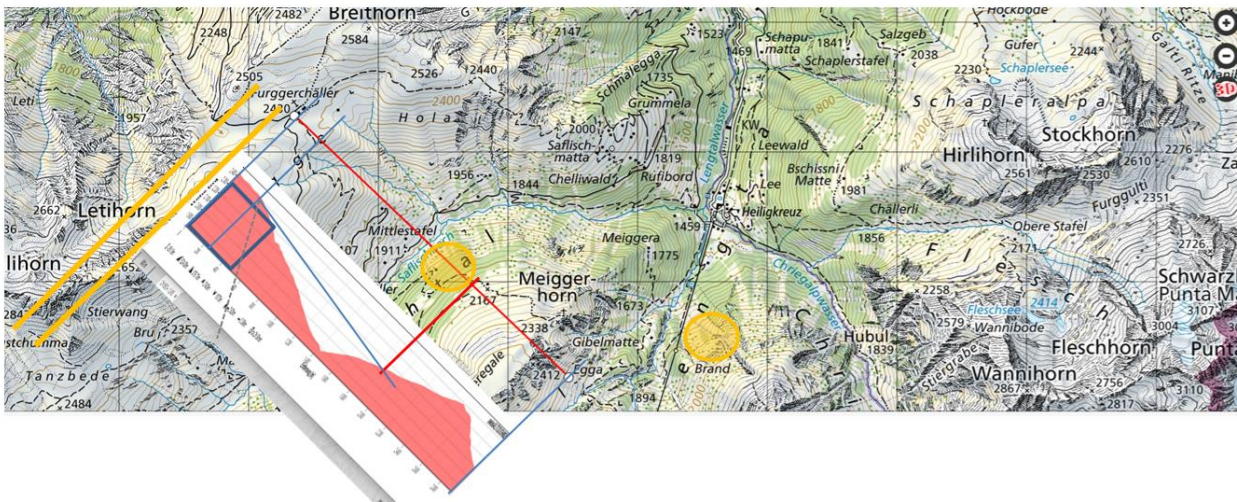
#### 4.3.1 Winter, Sonnenuntergang ca 15:00, nördlichster Punkt



Für den nördlichsten Punkt der Anlage treffen die reflektierten Strahlen im Bereich Brand (am Helsenhorn) auf

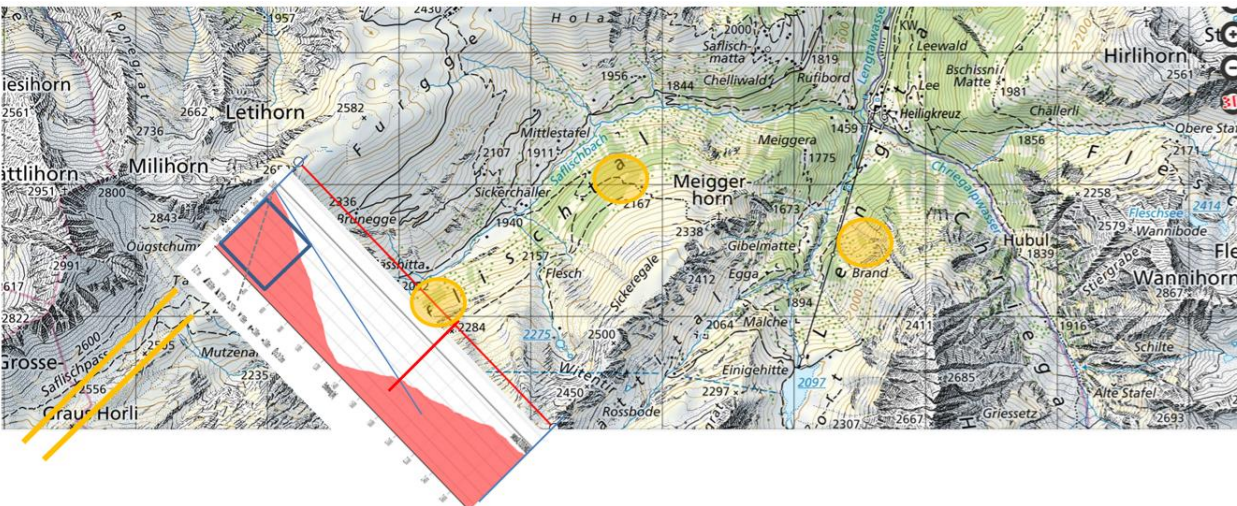


### 4.3.2 Winter, Sonnenuntergang ca 15:00, Furggerchäller



Für den Bereich um den Furggerchäller treffen die reflektierten Strahlen am gegenüberliegenden Talhang im Bereich Niwi Hitta (Punkt 2167) auf.

### 4.3.3 Winter, Sonnenuntergang ca 15:00, südlichster Punkt



Für den südlichsten Punkt der Anlage treffen die reflektierten Strahlen am gegenüberliegenden Talhang unterhalb des Punktes 2284 auf.

Somit ist anzunehmen, dass das ganze rechtsseitige Saflischtal, vor bis zu den Moosschlecht bis auf eine Höhe von ca 2200 m im Winter kurz vor Sonnenuntergang auf Furggen von der reflektierten Strahlen getroffen wird. Weiter vorn im Saflischtal überqueren die reflektierten Strahlen die Meigghera und treffen im Bereich Brand (am Helsenhorn) auf den Hang.

Bei etwas höheren Sonnenständen kann wohl auch noch davon ausgegangen werden, dass die Region ums Hirlihorn (Schappleralpa, Bschißmatta, und Teile vom Fleisch) von den reflektierten Strahlen getroffen werden.

## 4.4 Grasnarbe und Erosion

Neben der direkten Beschädigung der Grasnarbe während der Bauphase (Aushub für Fundamente, Zu- und Abtransport von Material, ...) und der mechanische Belastung für den Betrieb und Unterhalt der Anlage gibt es wohl noch andere Einflussgrößen, welche die Grasnarbe belasten.

Dadurch kann die Tragfähigkeit der Grasnarbe reduziert werden und es könnte zu einer erhöhten Erosion des Bodens kommen.

Einige dieser Einflüsse sollen im Folgenden kurz angeschnitten werden.

Über allem muss das Bewusst sein stehen, dass die Region auf dem Breithorn bereits jetzt im Grenzbereich der Vegetation liegt und zusätzliche Belastungen können zu einer Verschiebung der Vegetationsgrenze nach unten führen.

#### **4.4.1 Einstrahlung Sonnenlicht / Fotosynthese**

Durch die Photovoltaikanlage wird die Sonneneinstrahlung auf die Grasnarbe reduziert. Somit kommt weniger direkte Sonneneinstrahlung an den Pflanzen an, wodurch deren Wachstum eingeschränkt wird und sich das Wurzelwerk über die Zeit (Jahre oder Jahrzehnte) anpassen und zurückbilden wird.

Das Wurzelwerk bildet zum einen direkten Wasserpuffer, in dem Sinn, dass das Wasser in der Grasnarbe aufgenommen wird und nicht sofort oberflächlich abfließt oder in den sandigen oder steinigen Boden versickert und zum andern hält es auch den Boden zusammen, indem über es Zugbelastungen übertragen kann und somit bis zu einem gewissen Grad den dahinter liegenden Schutt „festhält“.

Wenn sich der Bewuchs an der Oberfläche durch die reduzierte direkte Sonneneinstrahlung reduziert muss wohl auch davon ausgegangen werden, dass sich das Wurzelwerk anpasst (in diesem Fall reduziert) wodurch auch die Schutzfunktion verloren geht oder zumindest reduziert wird.

#### **4.4.2 Wärmehaushalt**

Das auf den Boden auftreffende Sonnenlicht erzeugt neben der Fotosynthese in den Pflanzen auch eine Erwärmung der obersten Bodenschicht (ca 10cm bis 20cm tief). Der Boden erwärmt sich im Verlaufe des Tages und gibt die Wärme dann während der kälteren Tages- oder Jahreszeit wieder ab.

##### **4.4.2.1 Systemträgheit**

Wenn nun über eine so grosse Fläche die direkte Sonneneinstrahlung über die Panele abgefangen wird, heizen sich diese innerhalb von wenigen Minuten auf und nach dem Sonnenuntergang werden die Panele auch wieder schnell abkühlen. Damit reagierten die Panele viel schneller auf die Veränderung bei der Sonneneinstrahlung, weisen nicht den thermischen Puffereffekt von der Bodenmasse auf und somit werden die grösseren Temperaturschwankungen an die Umgebung übergeben.

##### **4.4.2.2 Thermik**

Klassisch bilden sich die thermischen Aufwinde erst nach Stunden der Sonneneinstrahlung aus. Oberhalb von blanken Felsen tritt der Effekt schneller auf als über bewachsenen Flächen. Die aufsteigenden warmen Luftmassen bewirken ein nachströmen der kälteren Luft vom Talgrund oder von der gegenüberliegenden Talseite. Nachts dreht sich dieser Effekt durch ein schnelleres Abkühlen der Bergflanken um und die Luft fällt dann zurück in Richtung Tal und steigt dann über dem wärmeren Talgrund auf.

Bei einem mit Solarpanelen überbauten Berghang tritt fast sofort nach dem die Sonne auf die Panele trifft und die Anlage mit der Stromproduktion beginnt eine Eigenerwärmung der Panele auf, welche die produzierte elektrische Leistung um ein mehrfaches übertrifft (s. Pkt. 1.4.1 „Eigenerwärmung“).

Diese Eigenerwärmung generiert dann eine eigene Thermik („Kaminzug“) und übergibt den grössten Teil der Wärme an die Umgebungsluft. Der Boden wird dabei kaum erwärmt. Im Gegenteil, durch die Thermik, welche durch die aufgeständerten Panels erzeugt wird, bildet sich auf Bodenhöhe ein Luftstrom aus, der kalte Luft nachführt.

Wenn die Sonneneinstrahlung auf die Panele aufhört, wird die Stromproduktion von diesen eingestellt und innerhalb von wenigen Minuten kühlen die Panele dann auf Umgebungstemperatur ab.

Da der Boden während der Sonneneinstrahlung auf die Panele nicht aufgewärmt wurde kann er nun auch keine Wärme abgeben somit seine Funktion als thermische Puffer nicht ausüben.

##### **4.4.2.3 Abstrahlung während der Nacht**

Die Abstrahlung während der Nacht, die zu einem Abkühlen der bodennahen Oberfläche führt und selbst bei Lufttemperaturen oberhalb des Gefrierpunktes zum sogenannten Bodenfrost führen kann wird von der eigentlichen Bodentemperatur nur wenig beeinflusst. Bei dem Effekt sind die absoluten Temperaturen bestimmend



(der absolute Nullpunkt liegt bei 0K, bzw. bei  $-273.15^{\circ}\text{C}$ ). Die abgestrahlte Leistung ist proportional zur absoluten Temperatur in der vierten Potenz. ( $T^4$ )

Damit reduziert sich zum Beispiel die abgestrahlte Leistung nur um ca 7% wenn die abstrahlende Oberfläche eine Temperatur von  $0^{\circ}\text{C}$  statt  $5^{\circ}\text{C}$  hat.  $(273/278)^4 = 0.98^4 = 0.9299 = 93\%$

#### 4.4.3 Konsequenz

Als Konsequenz müsste sich also eine Reduktion der Temperatur an der Grasnarbe im Bereich der Photovoltaikanlage ergeben, da weniger direkte Sonneneinstrahlung bis auf den Boden dringt, durch den sich einstellenden Thermikeffekt kühlere Luft von der noch nicht besonnten angrenzenden und gegenüberliegenden Talhängen über den Boden streicht und nachts die Auskühlung durch Abstrahlung in den Weltraum quasi unverändert bleibt.

Tiefere Temperaturen in der Grasnarbe und reduzierte Sonneneinstrahlung müsste zu einer Veränderung der Vegetation führen und sich auf das Wurzelwerk auswirken, das dann allenfalls nach Jahren oder Jahrzehnten seine Schutzfunktion nicht mehr übernehmen kann. Dies kann dann zu erhöhter Erosion führen.

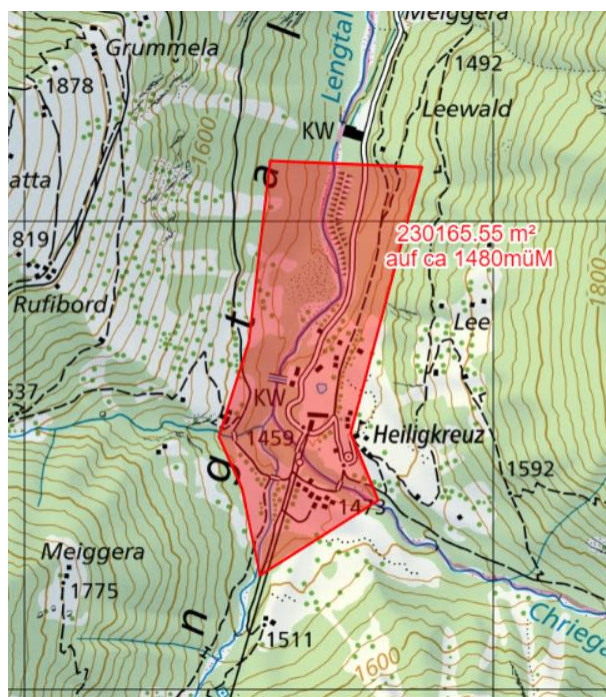
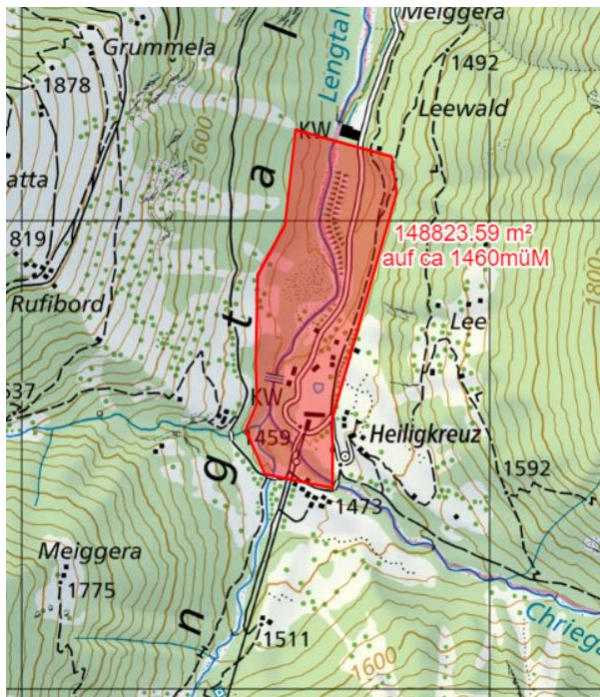
Bei der Grössenordnung der Solaranlage muss wohl davon ausgegangen werden, selbst am gegenüberliegenden Talhang durch die ausgeprägtere Thermik (aufsteigende Luft über den beschienenen warmen Panels) sich eine Art Fallwind ausbilden kann, der ebenfalls von oben kältere Luft über die Grasnarbe zieht und sich diese somit auch weniger erwärmen kann und somit die Vegetation auch am Gegenhang beeinflusst wird.

#### 4.4.4 Flächenvergleich

Die Seilbahnstation und der Parkplatz im Lengtal liegen auf einer Höhe von ca 1460 müM, während die grosse Zentrale auf ca 1400 müM steht.

Der Talkessel vom Lengtal weist bis vor zum Kraftwerk auf einer Quote von ca 1460m eine Fläche von ca 150'000  $\text{m}^2$  auf; also ca  $1/6 \text{ km}^2$ .

Auf einer Quote von ca 1480 müM sind es 230'000  $\text{m}^2$  (ca  $1/4 \text{ km}^2$ )



Auf Höhe der oberen Parkplätze bei der Kapelle wird eine Quote von ca 1470müM angezeigt.

Angenommen, dass auf dieser Höhe auch etwa die mittlere Flächen der beiden Quoten liegt, ergibt sich auf 1470müM eine Fläche von  $(150'000 + 230'000)/2 = 190'000 \text{ m}^2$ ; also ca  $1/5 \text{ km}^2$

## 5 Abschliessende Bemerkungen

Ich denke, dass es unbestritten ist, das „Grenziols Solar“ ein gigantisches und visionäres Projekt ist.

Allerdings sollte man sich durch die scheinbare Dringlichkeit und gute Medienpräsenz nicht „Hals über Kopf“ in etwas hineinreiten, das dann in einigen Jahren oder Jahrzehnten zu einem Kater (oder sogar zu einer Katastrophe) führt.

Mein Ziel dieser Zusammenstellung ist, allenfalls einige Gedankenanstösse zu liefern, falls das alles nicht sowieso schon überall mit berücksichtigt ist.

Neben den Gedankenanstössen wollte ich mir selber auch über ein paar Punkte klarer werden und selber eine Grössenordnung zu den Ausmassen, Energieausbeuten und möglichen Einflüssen machen.

In dem Sinn ist diese Zusammenstellung auch weder als „Hochglanzpräsentation“ oder „wissenschaftlicher Bericht“ mit genauen fundierten Angaben zu interpretieren, sondern als (hoffentlich halbwegs) nachvollziehbare Sammlung von meinen Ideen und Notizen aufzufassen.

Ich wünsche uns allen von Herzen „Gutes Gelingen“ zu diesem Projekt.

Haag, 29.9.2022

Schalbetter Dionys