

Vastaanottaja
Takajärven Tuulivoima Oy

Asiakirjatyyppi
Raportti

Päivämäärä
28.2.2025

Viite
1510076023-003

TAKAJÄRVEN TUULIVOIMAHANKE

VÄLKEMALLINNUSRAPORTTI

Päivämäärä **28.2.2025**
Laatija **Matias Mokko**
Tarkastaja **Ville Virtanen**

Sisältää Maanmittauslaitoksen Maastotietokannan aineistoa
(2023 ja 2025).

Viite 1510076023-003

SISÄLTÖ

1.	Yleistä	3
2.	Vertailuarvot	3
3.	Vaikutusmekanismit	3
4.	Mallinnusmenetelmä ja lähtötiedot	4
4.1	Mallinnusohjelma ja laskentamalli	4
4.2	Väkelaskenta	4
4.3	Maastomalli	5
4.4	Tuulivoimalatiedot	5
4.5	Laskentojen epävarmuus	6
5.	Mallinnustulokset	6
6.	Yhteenveto ja johtopäätökset	7
Lähteet	8	
Liitteet	8	

1. YLEISTÄ

Takajärven Tuulivoima Oy suunnittelee Kokemäen kaupunkiin Sääksjärven lähialueelle Takajärven tuulipuistoa. Tuulipuiston hankealueelle on suunniteltu vaihtoehdossa VE1 11 voimalaa ja vaihtoehdossa VE2 8 voimalaa.

Tuulipuiston ympäristövaikutusten arviointia varten laadittiin välkemallinnuksia, joissa tarkasteltiin Takajärven hankkeen välkevaikutuksia. Ympäristöministeriön Tuulivoimarakentamisen suunnittelu (Ympäristöhallinnon ohjeita 5/2016) oppaan mukaisesti voimaloiden lapojen liikkuvasta varjosta puhutaan välkkeenä.

Selvitys on laadittu Takajärven Tuulivoima Oy toimeksiannosta. Välkemallinnuksen ja raportoinnin on tuottanut Ramboll Finland Oy:n maankäytön suunnittelija ins. (DI) Matias Mokko.

2. VERTAILUARVOT

Tuulivoimaloista aiheutuvalle välkkeelle ei ole määritelty Suomessa raja- tai ohjearvoja. Ympäristöministeriön julkistamassa Tuulivoimarakentamisen suunnittelu (Ympäristöhallinnon ohjeita 5/2016) oppaassa suositellaan käyttämään apuna muiden maiden suosituksia välkkeen rajoittamisesta (Taulukko 1). ^[1]

Eri maissa on annettu suunnittelu- tai raja-arvoja välkkeen määrälle asutukselle ja muille altistuville kohteille. Saksassa on annettu ohjeistus (WEA-Schattenwurf-Hinweise) välkevaikutuksien mallintamiseen sekä raja-arvot maksimivälketilanteessa (Worst Case) sekä todellisessa tilanteessa (Real Case) ^[2]. Ruotsalaisessa suunnitteluohjeistuksessa viitataan saksalaiseen ohjeistukseen ja suositukset perustuvat pitkälti saksalaiseen ohjeistukseen ^[3]. Tanskan laatimassa ohjeistuksessa vuotuinen todellinen välkemäärä (Real Case) tulee rajoittaa kymmeneen tuntiin vuodessa ^[4].

Taulukko 1. Esimerkkejä muiden maiden suosituksista ja raja-arvoista välkkeen esiintymisen osalta

Maa	Real Case	Worst Case
Saksa	8 tuntia/vuosi	30 tuntia/vuosi 30 min/päivä
Ruotsi	8 tuntia/vuosi 30 min/päivä	-
Tanska	10 tuntia/vuosi	-

3. VAIKUTUSMEKANISMIT

Toiminnassa olevat tuulivoimalat voivat aiheuttaa liikkuvaa varjoa eli välkettä ympäristöönsä, kun auringon säteet suuntautuvat tuulivoimalan lapojen takaa tiettyyn katselupisteeseen. Tällöin roottorin lapojen pyöriminen aiheuttaa liikkuvan varjon ja varjojen liikkumisnopeus riippuu roottorin pyörimisnopeudesta.

Välkevaikutus syntyy sääolojen, vuodenajan ja vuorokauden ajan mukaan, joten välkettä on havaittavissa tietyssä katselupisteessä vain tiettyjen valaistusolosuhteiden täyttyessä ja tiettyinä aikoina vuorokaudesta ja vuodesta. Välkettä ei esiinny, kun aurinko on pilvessä, kun tuulivoimala ei ole käynnissä, tai auringon asema on välkkeen muodostumiselle epäedullinen. Myös tuulen suunnalla on vaikutusta varjon muodostukselle. Poikittain aurinkoon oleva voimala aiheuttaa erilaisen varjon kuin kohtisuoraan aurinkoon suuntautunut voimala.

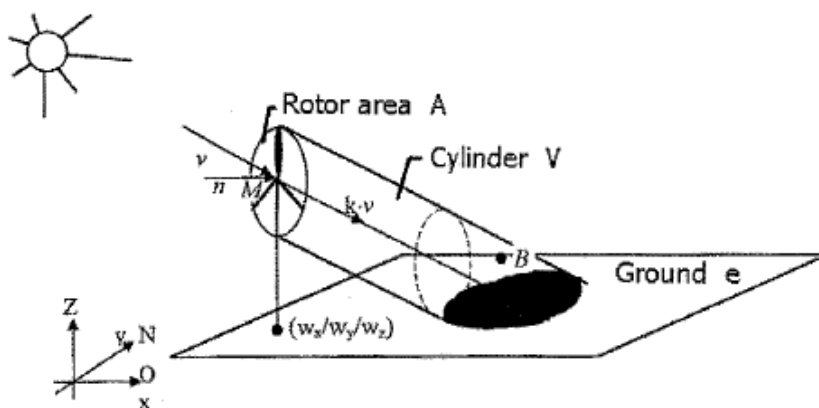
Laajimmalle varjo ulottuu, kun aurinko on matalalla. Toisaalta kun aurinko laskee riittävän matalalle, yhtenäistä varjoa ei enää muodostu. Tällöin valonsäteet joutuvat kulkemaan pitemmän matkan ilmakehän läpi, jolloin säteily hajaantuu. Vaikutusalueen koko riippuu tuulivoimalamallin dimensioista, lavan muodosta, alueellisista sääolosuhteista sekä maasto-olosuhteista (metsä, maki jne.).

4. MALLINNUSMENETELMÄ JA LÄHTÖTIEDOT

4.1 Mallinnusohjelma ja laskentamalli

Tuulivoimaloiden aiheuttaman välkkeen esiintymisalue ja esiintymistiheys laskettiin EMD International A/S:n WindPRO 4.0 -ohjelman Shadow -moduulilla, joka laskee kuinka usein ja minkälaisina jaksoina tietty kohde on tuulivoimaloiden luoman liikkuvan varjon alaisena. Ohjelma on yleisesti käytössä tuulivoimaloiden aiheuttaman välkkeen mallinnuksessa. Lisätietoja ohjelmasta ja laskentamallin toiminnasta on saatavilla internet-osoitteesta <http://www.emd.dk/> löytyvästä ohjelmaa koskevasta käyttöohjeesta [5].

WindPRO-ohjelmalla voidaan tehdä kahdentyyppisiä laskentoja, niin sanottuja äärimmäinen tapaus (*Worst Case*) - ja todellinen tilanne (*Real Case*) -laskelmia. Välkevyöhykekartan lisäksi ohjelmalla voidaan laskea yksittäisiin reseptoripisteisiin kohdistuvaa välkevaikutusta.



Kuva 1. Tuulivoimalan aiheuttaman liikkuvan varjon alue. [5]

4.2 Välkelaskenta

Laskentapisteidenväliseksi etäisyydeksi määritettiin 1 metri. Laskennan tarkastelukorkeutena käytettiin maastomallissa 1,5 metriä, eli noin ihmisen silmäkorkeutta. Reseptoripisteiden kohdalla laskennan tarkastelukorkeus asetettiin talon ikkunan ylälaidan lähetyville 2 metrin korkeuteen. Laskennassa käytetyn saksalaisen ohjeistuksen yleisesti käytössä olevan laskentatavan mukaan välkevaikutusta laskettaessa auringonpaistekulman raja horisontista on kolme astetta, jonka alle menevää auringon säteilyä ei oteta huomioon ja laskennassa roottorin lavan tulee peittää vähintään 20 % auringosta [2].

Mallinnuksessa ei huomioida puuston ja rakennusten aiheuttamaa peittovaikutusta, jotka voivat rajoittaa merkittävästi välkkeen esiintyvyyttä maanpinnan tasolla.

Worst Case –laskenta antaa teoreettisen maksimivälkemäärän. Laskenta olettaa auringon paistavan koko ajan (auringon noususta auringonlaskuun) ja tuulivoimaloiden oletetaan käyvän koko ajan sekä tuulen suunnan seuraavan aurinkoa siten, että väkettä syntyy tarkastelupisteeseen aina maksimaalinen määrä. Worst Case -laskennan vuosiarvot eivät siten vastaa tulevaa todellista vuosittaista väkevaikutusta tuulivoimaloiden ympäristössä.

Real Case -laskennoissa huomioidaan alueen tuulisuus- ja auringonpaistetiedot. Worst Case -tuloksista tehdään vähennykset auringonpaistetiitoihin ja käyttötuntitietoihin (tuulensuunta sektoreittain) perustuen, josta saadaan Real case -tulos. Auringonpaisteisuustietona käytettiin Ilmatieteen laitoksen Jokioisen sääaseman keskiarvoisia auringonpaisteisuustietoja ilmastolliselta vertailukaudelta 1991–2020 (Taulukko 2)^[6]. Tuulivoimaloiden vuotuiset toiminta-ajat laskettiin Suomen Tuuliatlaksen tietoihin perustuen 12 suuntasektorille olettaen, että tuulivoimalat toimivat tuulen nopeuden ollessa napakorkeudella yli 3 m/s. Laskennan perusteella voimaloiden vuotuinen toiminta-aika on noin 96 % (Taulukko 3).

Taulukko 2. Real Case -laskennassa käytetyt keskimääräiset auringonpaisteisuustunnit eri kuukausina (tuntia päivässä)

Tam	Hel	Maa	Huh	Tou	Kes	Hei	Elo	Syy	Lok	Mar	Jou
1,16	2,43	4,65	6,33	8,35	8,63	8,52	6,90	4,67	2,48	0,93	0,71

Taulukko 3. Real Case -laskennassa käytetty vuotuinen toiminnallinen aika (tuntia vuodessa) tuulen-suuntasektoreittain

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
606	421	428	422	487	628	936	1098	1093	747	839	705	8410

Real Case -välkevyöhykelaskennan lisäksi laskentoja tehtiin myös yksittäisiin reseptoripisteisiin hankealueen ympäristössä. Reseptoripisteiksi on valittu lähimpänä voimaloita sijaitsevat asuin- ja lomarakennukset.

4.3 Maastomalli

Maastomalli on laadittu Maanmittauslaitoksen korkeusmalliaineistosta. Korkeusmallin ruutukoko on 2 m x 2 m korkeustiedon tarkkuuden ollessa 0,3–1 metriä ^[8]. Maastomallissa ei huomioitu puustoa tai rakennuksia.

4.4 Tuulivoimalatiedot

Laskennoissa huomioitiin Takajärven tuulipuiston vaihtoehtojen VE1 ja VE2 mukaiset voimalat (Taulukko 4 ja Taulukko 5). Vaihtoehtoisissa VE1 ja VE2 voimalamallina toimi Vestas V172-7.2. Voimaloiden napakorkeutena käytettiin 200 metriä, roottorin halkaisijana 200 metriä ja voimalan kokonaiskorkeutena 300 metriä. Roottorikoon ja napakorkeuden lisäksi myös lavan muoto ja leveys vaikuttavat maksimivälke-etäisyyteen, joka mallinnusohjelman mukaan on tälle laitosmallille noin 2 137 metriä. Lavan leveystietoina käytettiin:

- Max blade width = 4,8 m
- Blade width for 90 % radius = 1,5 m

Taulukko 4. Tuulivoimalaitosten ETRS-TM35FIN-koordinaatit vaihtoehdossa VE1 (11 voimalaa).

Voimalanumero	X	Y
1	252088	6811717
2	252179	6812497
3	252816	6811000
4	253065	6812492
5	253514	6810327
6	253827	6812767
7	253831	6811177
8	254178	6812077
9	254225	6810455
10	254944	6812585
11	251443	6812392

Taulukko 5. Tuulivoimalaitosten ETRS-TM35FIN-koordinaatit vaihtoehdossa VE2 (8 voimalaa).

Voimalanumero	X	Y
12	251878	6812007
13	253100	6811142
14	253134	6812257
15	253610	6812767
16	253767	6810348
17	253833	6811848
18	254274	6812687
19	254926	6812573

4.5 Laskentojen epävarmuus

Worst Case -laskenta perustuu auringon asemaan suhteessa tuulivoimalaitokseen sekä tarkastelupisteeseen ja laskennan tarkkuutta voidaan pitää luotettavana, kun määritetään välkkeen mahdollisia esiintymisajankohtia. Kun tarkoituksena on ennustaa todellista välkkeen esiintyvyyttä alueella vuoden aikana, ei Worst Case -mallinnus vastaa todellisuutta.

Real Case -mallinnuksessa käytetään keskimääräisiä auringonpaisteisuustietoja ja Tuuliatlaksen mukaan määritettyjä tuulen suuntien toiminnallisia aikoja. Mallinnuksen mukainen Real case -tulos kuvaa tavanomaisen vuoden tilannetta. Välkevaikutusten todellinen tilanne vaihtelee eri vuosina, sillä välkkeen esiintyminen tietyssä katselupisteessä tietyllä hetkellä edellyttää, että

- aurinko paistaa tuulivoimalaitosten roottorin takaa tarkastelupisteeseen
- tuulivoimala pyörii ja tuulivoimalan roottorin asento mahdollistaa liikkuvan varjon syntymisen takana olevaan tarkastelupisteeseen
- ilman kirkkaus mahdollistaa varjon syntyminen

Real Case -mallinnuksessa tuotetaan paras mahdollinen ennuste tulevasta välke-tilanteesta alueella. Mallissa ei kuitenkaan huomioida rakennusten ja puuston peitevaikutusta. Mikäli tuulivoimalat eivät ole nähtävissä, eivät ne aiheuta välkevaikutuksia.

5. MALLINNUSTULOKSET

Takajärven tuulipuiston välkkeen esiintymiskartat ja potentiaaliset esiintymisajankohdat ovat esitetty liitteissä 1–4. Välkevyöhykelaskennan lisäksi tehtiin laskentoja 13 reseptoripisteeseen, joiden sijainnit on esitetty jäljempänä liitteinä olevissa välkekartoissa (Liite 1 ja Liite 3) sekä taulukoissa (Taulukko 6 ja Taulukko 7). Reseptoripisteiksi on valittu lähimpänä voimaloita sijaitsevat asuin- ja lomarakennukset.

Taulukko 6. Reseptoripistelaskentojen tulokset ilman puuston suojavaikutuksen huomioimista. Matalimman suositusarvon (Real Case, 8 h) ylittävät laskennat esitetty tummennettuna.

Reseptori	VE1 Real Case, h/a*	VE2 Real Case, h/a*
R1	4:27	7:21
R2	9:07	0:00
R3	9:33	3:53
R4	14:30	6:20
R5	11:47	7:52
R6	11:04	8:24
R7	2:43	4:11
R8	5:34	8:05
R9	8:21	8:15
R10	10:01	8:35
R11	3:37	0:00
R12	0:00	0:00
R13	0:00	0:00

*tuntia vuodessa

Tuulipuiston ympäristössä sijaitsevat asuin- ja lomarakennukset jäävät mallinnuksen mukaan pääosin verrokkimaissa käytetyn matalimman suositusarvon 8 h/a välkealueen ulkopuolelle. Välkemäärä (8 h/a) ylittyy enimmäishankevaihtoehdossa VE1 yhteensä 3 asuinrakennuksen ja 4 lomarakennuksen kohdalla.

Hankevaihtoehdossa VE2 välkemäärä (8 h/a) ylittyy yhteensä 5 asuinrakennuksen ja 1 lomarakennuksen kohdalla. VE2 mallinnuksessa ylitykset ovat 5–35 minuuttia yli 8 h/a välkerajan. Välkemäärien jakautuminen asuin- ja lomarakennuksien kohdalla ilmenee tarkemmin jäljempänä esitetystä taulukosta (Taulukko 7).

Välkemallinnuksissa esitetyillä 8 h/a välkealueilla ei sijaitse kummassakaan hankevaihtoehdossa virkistyskäytössä olevia rakennuksia, tai muita herkkiä rakennuskohteita, kuten kouluja ja päiväkoteja.

Taulukko 7. Välkemäärien jakautuminen asuin- ja lomarakennuksille Takajärven hankevaihtoehtojen VE1 ja VE2 osalta. Puuston tai ympäristön suojavaikutuksia ei huomioitu.

Välkevyöhyke	Asuinrakennus VE1	Lomarakennus VE1	Asuinrakennus VE2	Lomarakennus VE2
0-8 h/a	45	43	35	29
8-10 h/a	2	1	5	1
10-20 h/a	1	3	0	0
> 20 h/a	0	0	0	0

Etäisyys Takajärven tuulipuistosta lähimpänä sijaitseviin suunniteltuihin tuulivoimahankkeisiin sekä olemassa oleviin tuulivoimaloihin on yli 15 kilometriä. Lähin rakennettu tuulivoimala sijaitsee Marjamäenvuoren alueella noin 16 kilometrin etäisyydellä Takajärven voimaloista ja lähin suunniteltu hanke Ruotanansuo, on noin 15,5 kilometrin etäisyydellä Takajärven voimaloista. Takajärven välkemallinnuksessa käytetyn laitosmallin enimmäisvälke-etäisyys on mallinnusohjelman mukaan noin 2 137 metriä. Enimmäisvälke-etäisyydestä ja lähimpien tuulivoimapuistojen kaukaisesta sijainnista johtuen Takajärven tuulivoimahanke ei aiheuta yhteisvälkevaikutuksia alueella sijaitsevien tuulipuistojen kanssa.

6. YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Välkemallinnuksella tarkasteltiin Kokemäen kaupungin Takajärven alueelle suunniteltujen tuulivoimaloiden välkevaikutuksia voimaloiden ympäristössä. Erilliset mallinnukset laadittiin 11 voimalan laajuiselle hankevaihtoehdolle VE1 sekä 8 voimalan laajuiselle hankevaihtoehdolle VE2. Laitosmallin napakorkeutena käytettiin molemmissa hankevaihtoehdoissa 200 metriä ja roottorin halkaisijana 200 metriä, jotka yhdistettynä muodostavat voimalan kokonaiskorkeuden 300 metriä. Voimaladimensioista roottorin läpimitalla ja lavan paksuudella, on merkittävin vaikutus välkemääriin ympäristössä. Mikäli rakennettava tuulivoimalaitos poikkeaa mitoiltaan tai malliltaan YVA-selostusvaiheen välkemallinnuksesta, päivitetään mallinnus tarpeen mukaan myöhemmissä vaiheissa. Jos rakennettava voimala on mitoiltaan pienempi, ovat välkevaikutukset mallinnettuja vähäisempiä.

Suomen säädöksissä ei ole määritetty sitovia ohje- tai raja-arvoja tuulivoimaloiden aiheuttamalle välkkeelle. Takajärven tuulipuiston välkemallinnuksen tulosten mukaan vuotuinen välkemäärä jää pääosin alle 8 h/a (rajana Saksassa ja Ruotsissa) välkemäärän asuin- ja lomarakennusten osalta.

Ilman lieventäviä toimenpiteitä hankevaihtoehdossa VE1 välkemäärä 8 h/a ylittyy yhteensä 3 asuinrakennuksen ja 4 lomarakennuksen kohdalla. Vaihtoehdossa VE2 välkemäärä 8 h/a ylittyy yhteensä 5 asuinrakennuksen ja 1 lomarakennuksen kohdalla. Välkemallinnuksessa ei ole huomioitu puuston peitteisyyttä, joka voi potentiaalisesti rajoittaa välkevaikutuksen syntymistä alueella. Rakennusten ohella puustovyöhykkeet rajoittavat välkevaikutuksia ympäristössä, mikäli puusto on riittävän tiheää ja korkeaa sekä suojaa altistuvaa kohdetta kattavasti. Puuston kyvyssä rajoittaa tuulivoimaloiden välkevaikutuksia, tulee huomioida myös vuodenaikojen vaihtelut.

Välkemallinnuksissa esitetyillä 8 h/a välkealueilla ei sijaitse kummassakaan hankevaihtoehdossa virkistyskäytössä olevia rakennuksia, tai muita herkkiä rakennuskohteita, kuten kouluja ja päiväkoteja. Enimmäisvälke-etäisyydestä ja lähimpien tuulivoimapuistojen sijoittumisesta yli 15 kilometrin etäisyydelle johtuen Takajärven tuulivoimahanke ei aiheuta yhteisvälkevaikutuksia alueella sijaitsevien tuulipuistojen kanssa.

Vuosittaiseen todelliseen välkevaikutukseen vaikuttaa, kuinka tarkasti vuosittainen tuulivoimaloiden toiminta ja sääolosuhteet vastaavat mallinnuksessa käytettyjä arvoja. Lisäksi voimaloiden näkyminen tai näkymisen estyminen esimerkiksi puuston tai rakennusten vuoksi on vaikuttava tekijä välkevaikutuksen muodostumisessa. Jos tuulivoimalat eivät näy häiriintyvään kohteeseen, ei lähökohtaisesti välkettä aiheudu. Mikäli tuulivoimaloiden todetaan aiheuttavan välkettä eniten altistuvien kohteiden luona puuston peitteisyyden vähäisyydestä johtuen yli sallitun rajan, on mahdollista arvioida tiettyjen voimaloiden toiminnan rajoittamista välkevaikutuksien vähentämiseksi. Rajoitustoimet voidaan tällöin kohdistaa voimaloihin, joilla on suurin vaikutus välkealueen ympäristön asuinrakennusten välkemäärään.

Välkkeen syntyy voidaan vaikuttaa tuulivoimalaan liitettävällä teknisellä ohjauksella. Järjestelmä monitoroi jatkuvasti ja automaattisesti välkkeen muodostumista voimalan nasellin päälle tai runkoon asennettavilla valosensoreilla. Järjestelmä laskee muodostumisen mahdollisuutta tietyssä suunnassa valoisuuden ja roottorin asennon mukaan ja järjestelmä pysäyttää tuulivoimalan, kun ennalta asetettu välkemäärän raja saavutetaan. Ohjaustarve on vuositasolla ajallisesti vähäinen, mikä vähentää vaikutusta voimalan vuotuisen sähkön tuottoon.

LÄHTEET

1. Ympäristöministeriö. 2016. Tuulivoimarakentamisen suunnittelu. Saatavilla osoitteesta https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/79057/OH_5_2016.pdf?sequence=1.
2. Umweltbundesamt. 2019. Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windkraftanlagen: WKA-Schattenwurfhinweise.
3. Boverket. 2009. Vindkraftshandboken - Planering och prövning av vindkraftverk på land och i kustnära vattenområden. Saatavilla osoitteesta: <https://www.boverket.se/globalassets/publikationer/dokument/2013/vindkraftshandboken.pdf>.
4. Naturstyrelsen & Miljøministeriet. 2015. Vejledning om planlægning for og tilladelse til opstilling af vindmøller. Saatavilla osoitteesta: https://videnombvind.dk/wp-content/uploads/2020/07/Plan%C3%A6g_vejledning_06012015_web.pdf.
5. EMD International A/S. WindPRO 3.6. User Manual: Energy.
6. Ilmatieteen laitos. 2021. Tilastoja Suomen ilmastosta 1991–2020.
7. Ilmatieteen laitos. 2023. Suomen Tuuliatlas. Saatavilla osoitteesta: <http://tuuliatlas.fmi.fi/fi/>.
8. Maanmittauslaitos. 2023. Korkeusmalli 10 m. Saatavilla osoitteesta <https://www.maanmittauslaitos.fi/kartat-ja-paikkatieto/aineistot-ja-rajapinnat/tuotekuvaukset/korkeusmalli-10-m>.

LIITTEET

- | | |
|---------|--|
| Liite 1 | Takajärven tuulipuiston Real Case -laskennan välkevyöhykkeet VE1 |
| Liite 2 | Takajärven tuulipuiston kalenterit välkkeen mahdollisen esiintymisen ajankohdista reseptoripisteissä VE1 |
| Liite 3 | Takajärven tuulipuiston Real Case -laskennan välkevyöhykkeet VE2 |
| Liite 4 | Takajärven tuulipuiston kalenterit välkkeen mahdollisen esiintymisen ajankohdista reseptoripisteissä VE2 |



RAMBOLL

Takajärven Tuulivoima Oy
Takajärven tuulivoimahanke

Mittakaava (A4): 1:50 000

0 0,5 1 2 km

Välkemallinnus
(WindPro 4.0)

Layout 11 WTG
Vestas V172-7.2
Napakorkeus (HH) 200 m
Roottorin halkaisija (RD) 200 m
Kokonaiskorkeus (TH) 300 m

Ramboll MM, 13.1.2025

Välketuntia vuodessa
Real Case -mallinnus

— 0
— 8
— 10
— 15
— 30

📍 Suunniteltu tuulivoimala VE1
○ Reseptori
● Asuinrakennus
● Lomarakennus

SHADOW - Main Result

Calculation: Takajarvi_11WTG_TH300_receptor_result_13012025

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence

Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade

Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence

3 °

Day step for calculation

1 days

Time step for calculation

1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1,16	2,43	4,65	6,33	8,35	8,63	8,52	6,90	4,67	2,48	0,93	0,71

Operational time

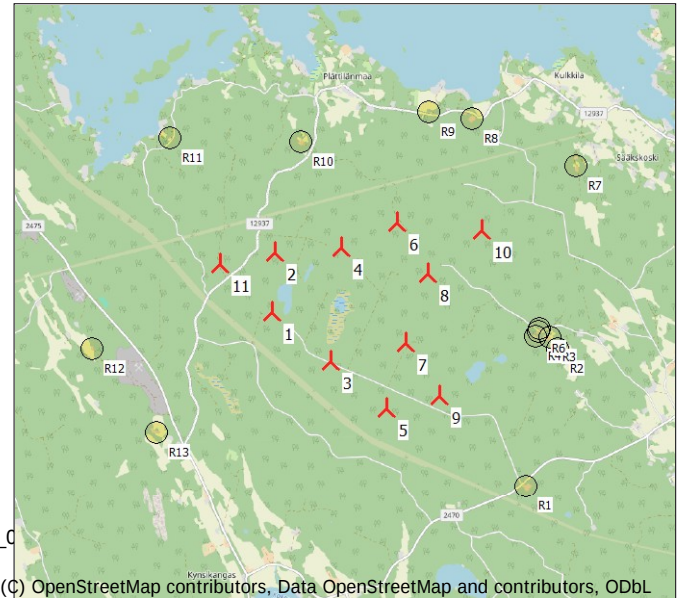
N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
606	421	428	422	487	628	936	1 098	1 093	747	839	705	8 410

Monthly aggregation of real case reduction

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:

Height contours used: Elevation Grid Data Object: Takajarvi_valke_EMDGrid_0

Receptor grid resolution: 1,0 m



All coordinates are in

Finish TM ETRS-TM35FIN-ETRS89

WTGs

	East	North	Z	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
			[m]									
1	252 088	6 811 717	62,1	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
2	252 179	6 812 497	63,1	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
3	252 816	6 811 000	59,2	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
4	253 065	6 812 492	61,0	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
5	253 514	6 810 327	57,3	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
6	253 827	6 812 767	69,6	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
7	253 831	6 811 177	63,3	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
8	254 178	6 812 077	67,1	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
9	254 225	6 810 455	61,9	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
10	254 944	6 812 585	66,5	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
11	251 443	6 812 392	61,5	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-

Shadow receptor-Input

No.	East	North	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
R1	255 284	6 809 171	67,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R10	252 629	6 813 937	56,7	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R11	250 905	6 814 109	54,3	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R12	249 665	6 811 401	56,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R13	250 454	6 810 234	57,6	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R2	255 838	6 810 955	64,7	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R3	255 747	6 811 119	67,3	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R4	255 551	6 811 137	68,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R5	255 592	6 811 212	69,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R6	255 616	6 811 235	69,3	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R7	256 255	6 813 358	67,3	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R8	254 925	6 814 083	68,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R9	254 347	6 814 200	59,5	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0

SHADOW - Main Result

Calculation: Takajarvi_11WTG_TH300_receptor_result_13012025

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours	Shadow days	Max shadow	Shadow hours
	per year	per year	hours per day	per year
	[h/year]	[days/year]	[h/day]	[h/year]
R1	16:13	65	0:23	4:27
R10	93:19	137	1:27	10:01
R11	34:21	98	0:30	3:37
R12	0:00	0	0:00	0:00
R13	0:00	0	0:00	0:00
R2	37:26	117	0:27	9:07
R3	40:34	120	0:28	9:33
R4	60:12	168	0:31	14:30
R5	50:24	136	0:30	11:47
R6	47:47	132	0:29	11:04
R7	16:06	41	0:30	2:43
R8	55:09	108	0:47	5:34
R9	86:26	92	1:23	8:21

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case	Expected
		[h/year]	[h/year]
1	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (2)	0:00	0:00
2	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (3)	47:18	4:48
3	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (4)	0:00	0:00
4	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (5)	40:53	4:08
5	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (6)	12:26	3:27
6	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (7)	63:34	7:16
7	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (8)	26:49	6:09
8	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (9)	67:25	15:02
9	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (10)	44:38	8:33
10	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (11)	76:14	8:30
11	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (1)	37:49	3:47

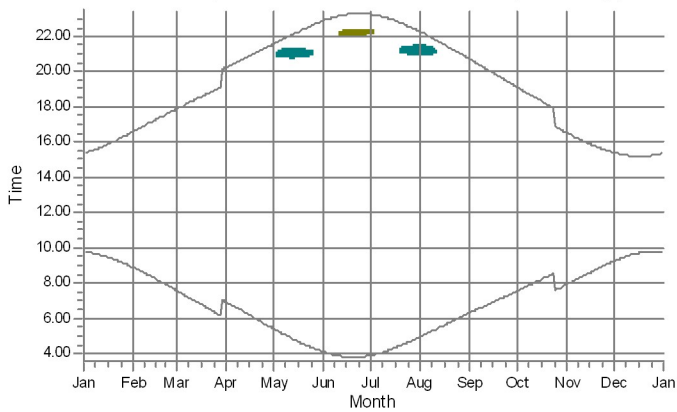
Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

The calculation of the total expected values for a given receptor assumes a weighted average directional reduction for all WTGs contributing to shadow flicker within the same day. In the case where shadow flicker from different WTGs is not concurrent within the day, the total expected time at a given receptor may deviate marginally from the individual flicker time caused by each turbine separately.

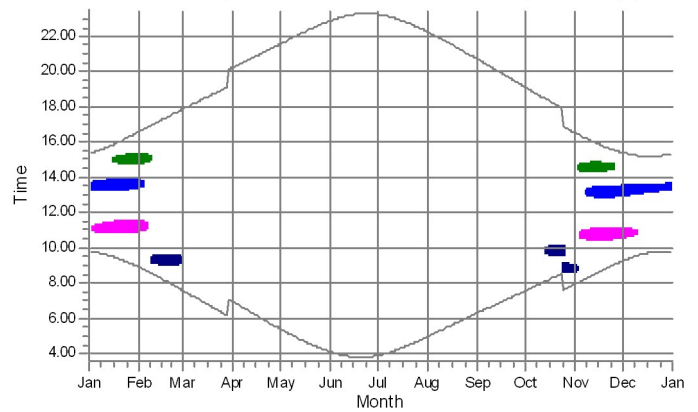
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Takajarvi_11WTG_TH300_receptor_result_13012025

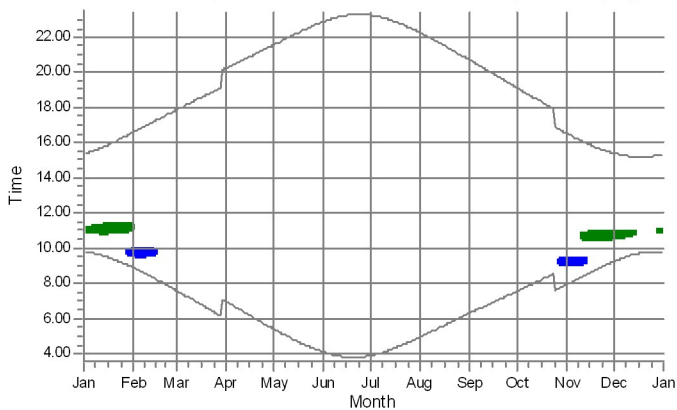
R1: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (1)



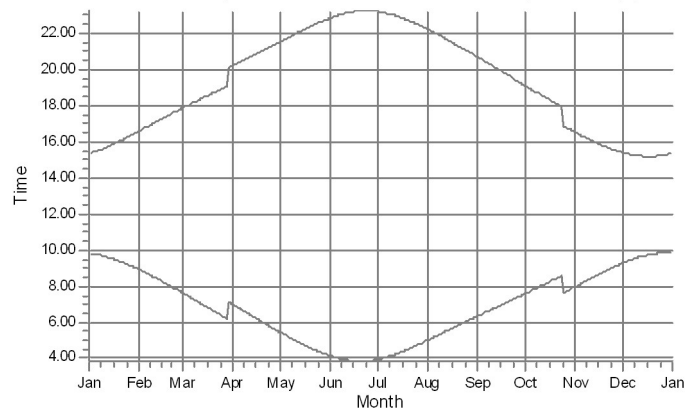
R10: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (8)



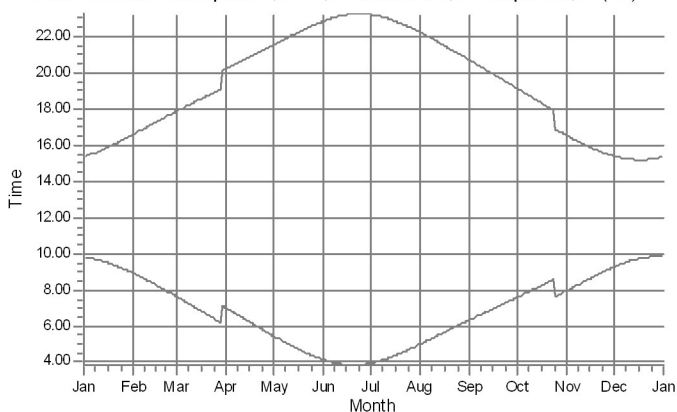
R11: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (12)



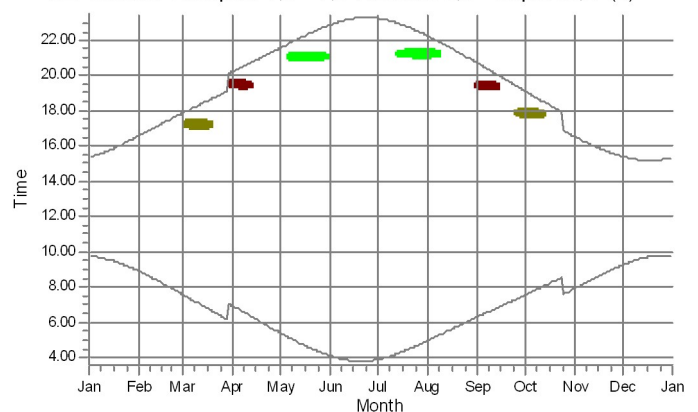
R12: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (9)



R13: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (13)



R2: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (2)



WTGs

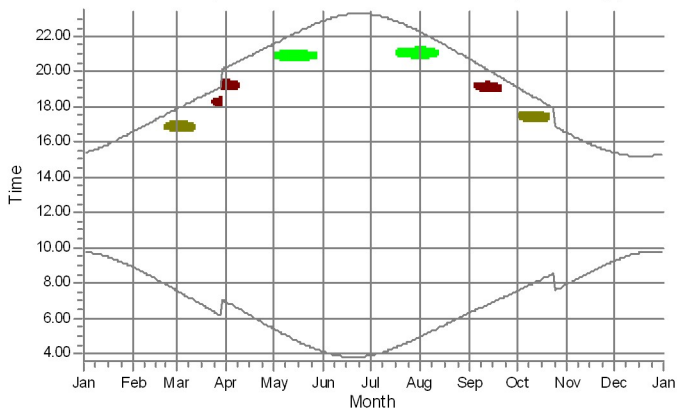
- 11: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (1)
- 2: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (3)
- 4: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (5)
- 5: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (6)

- 6: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (7)
- 7: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (8)
- 8: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (9)
- 9: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (10)

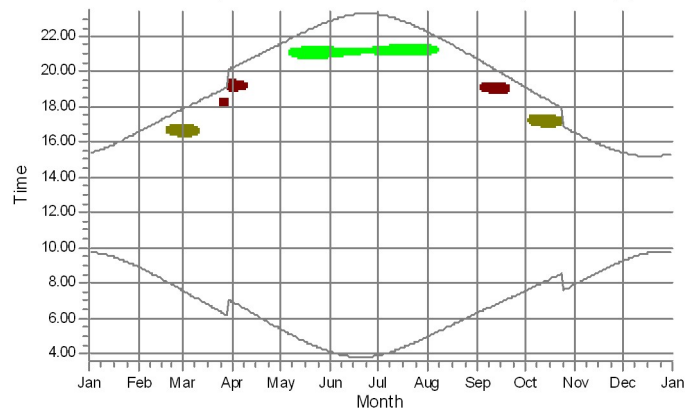
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Takajarvi_11WTG_TH300_receptor_result_13012025

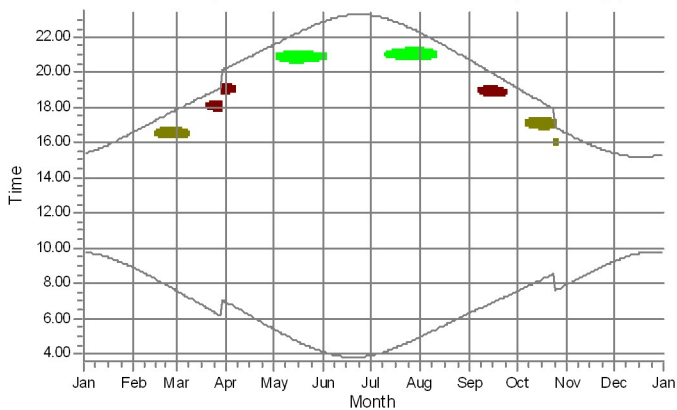
R3: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (3)



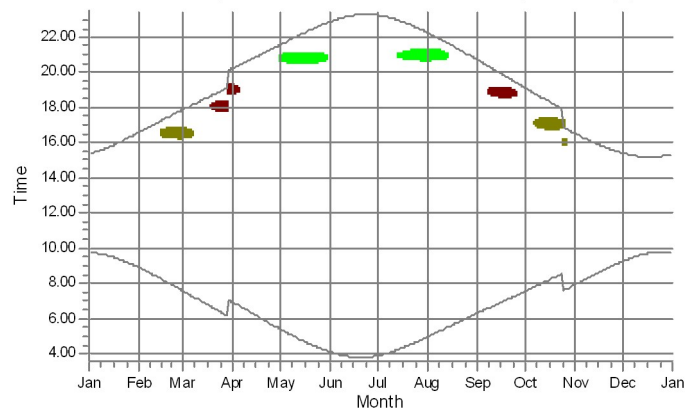
R4: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (4)



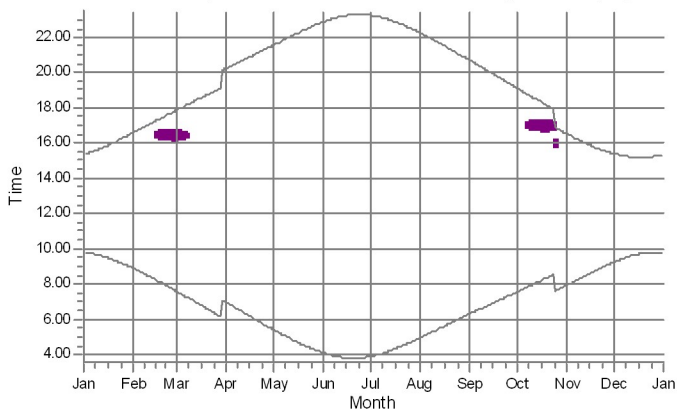
R5: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (5)



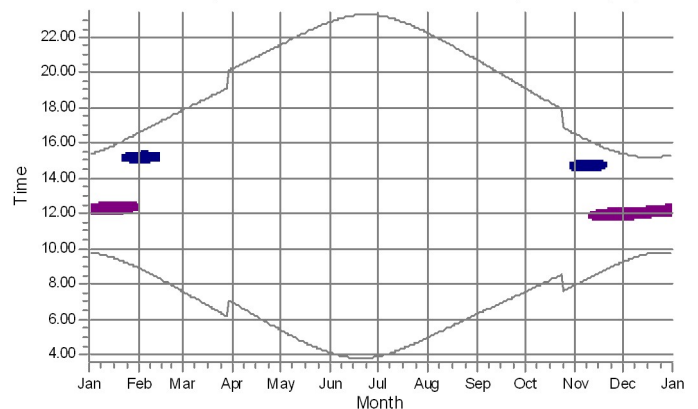
R6: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (6)



R7: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (11)



R8: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (10)



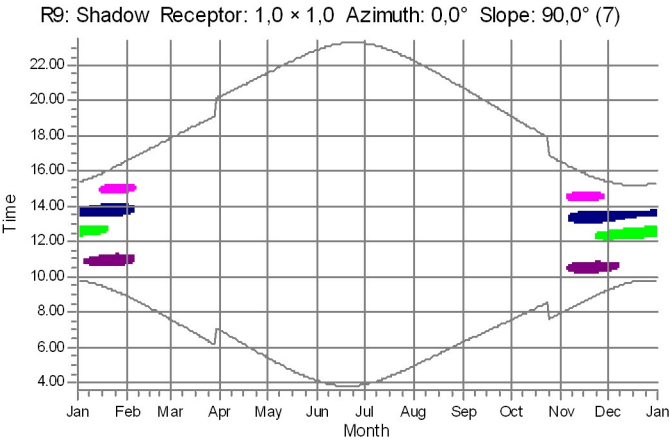
WTGs

- 6: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (7)
- 7: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (8)
- 8: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (9)

- 9: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (10)
- 10: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (11)

SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Takajarvi_11WTG_TH300_receptor_result_13012025



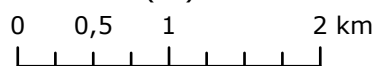
WTGs

	4: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (5)		8: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (9)
	6: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (7)		10: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (11)



Takajärven Tuulivoima Oy
Takajärven tuulivoimahanke

Mittakaava (A4): 1:50 000

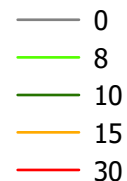


Välkemallinnus
(WindPro 4.0)

Layout 8 WTG
Vestas V172-7.2
Napakorkeus (HH) 200 m
Roottorin halkaisija (RD) 200 m
Kokonaiskorkeus (TH) 300 m

Ramboll MM, 14.1.2025

Välketuntia vuodessa
Real Case -mallinnus



- Suunniteltu tuulivoimala VE2
- Reseptori
- Asuinrakennus
- Lomarakennus

Project:

Takajarvi_valke

Licensed user:

Ramboll Deutschland GmbH
Elisabeth-Consruch-Straße 3
DE-34131 Kassel

Matias Mokko / matias.mokko@ramboll.fi

Calculated:

14.1.2025 11.28/4.0.540

SHADOW - Main Result

Calculation: 8WTG_TH300_14012025

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence

Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade

Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence

3 °

Day step for calculation

1 days

Time step for calculation

1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1,16	2,43	4,65	6,33	8,35	8,63	8,52	6,90	4,67	2,48	0,93	0,71

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
606	421	428	422	487	628	936	1 098	1 093	747	839	705	8 410

Monthly aggregation of real case reduction

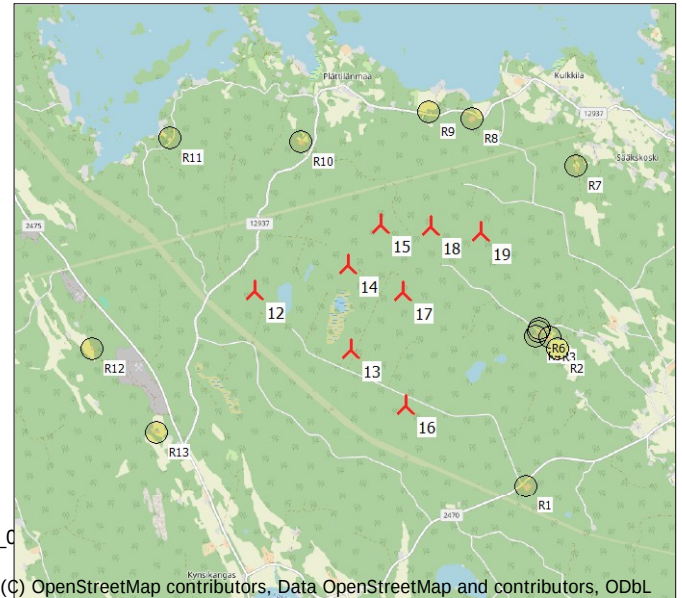
A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:

Height contours used: Elevation Grid Data Object: Takajarvi_valke_EMDGrid_0

Receptor grid resolution: 1,0 m

All coordinates are in

Finish TM ETRS-TM35FIN-ETRS89



WTGs

	East	North	Z	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
			[m]									
12	251 878	6 812 007	64,9	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
13	253 100	6 811 142	60,8	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
14	253 134	6 812 257	60,2	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
15	253 610	6 812 767	65,3	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
16	253 767	6 810 348	64,0	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
17	253 833	6 811 848	62,7	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
18	254 274	6 812 687	68,7	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-
19	254 926	6 812 573	66,6	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! h...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	200,0	200,0	2 137	-

Shadow receptor-Input

No.	East	North	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
R1	255 284	6 809 171	67,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R10	252 629	6 813 937	56,7	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R11	250 905	6 814 109	54,3	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R12	249 665	6 811 401	56,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R13	250 454	6 810 234	57,6	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R2	255 838	6 810 955	64,7	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R3	255 747	6 811 119	67,3	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R4	255 551	6 811 137	68,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R5	255 592	6 811 212	69,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R6	255 616	6 811 235	69,3	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R7	256 255	6 813 358	67,3	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R8	254 925	6 814 083	68,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R9	254 347	6 814 200	59,5	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0

SHADOW - Main Result

Calculation: 8WTG_TH300_14012025

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours	Shadow days	Max shadow	Shadow hours
	per year [h/year]	per year [days/year]	hours per day [h/day]	per year [h/year]
R1	26:22	84	0:26	7:21
R10	76:14	140	0:50	8:35
R11	0:00	0	0:00	0:00
R12	0:00	0	0:00	0:00
R13	0:00	0	0:00	0:00
R2	0:00	0	0:00	0:00
R3	17:40	62	0:23	3:53
R4	27:33	99	0:26	6:20
R5	33:27	111	0:26	7:52
R6	35:13	113	0:25	8:24
R7	23:46	53	0:45	4:11
R8	79:44	112	1:03	8:05
R9	84:23	94	1:29	8:15

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
12	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (28)	23:33	2:08
13	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (29)	0:00	0:00
14	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (30)	25:52	2:28
15	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (31)	55:48	6:42
16	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (32)	42:45	10:15
17	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (33)	21:02	5:19
18	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (34)	101:21	14:15
19	VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (35)	75:42	8:24

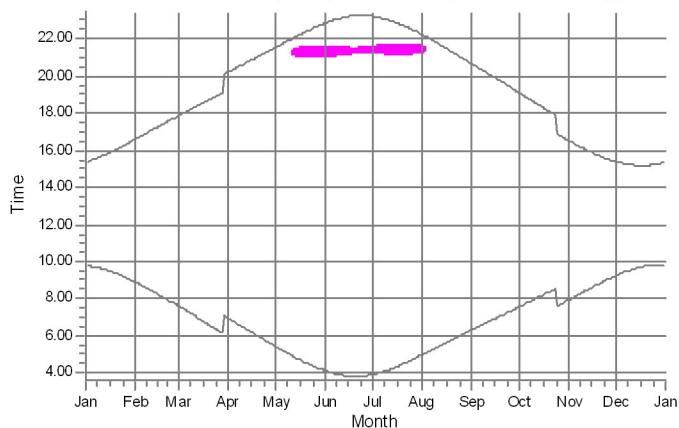
Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

The calculation of the total expected values for a given receptor assumes a weighted average directional reduction for all WTGs contributing to shadow flicker within the same day. In the case where shadow flicker from different WTGs is not concurrent within the day, the total expected time at a given receptor may deviate marginally from the individual flicker time caused by each turbine separately.

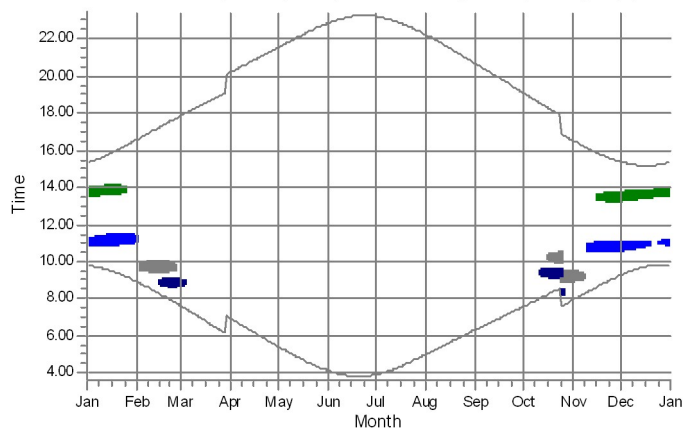
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: 8WTG_TH300_14012025

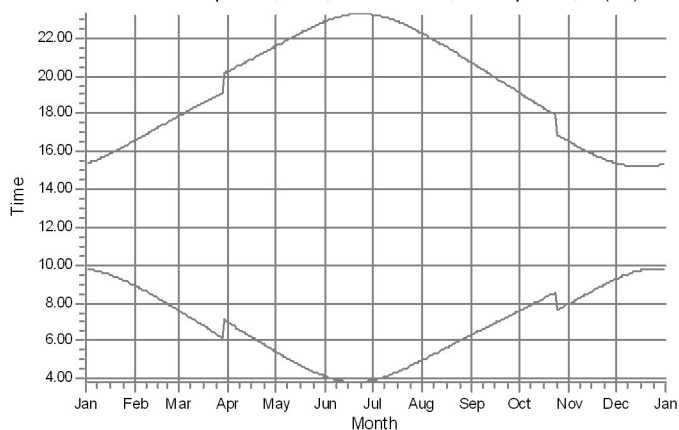
R1: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (1)



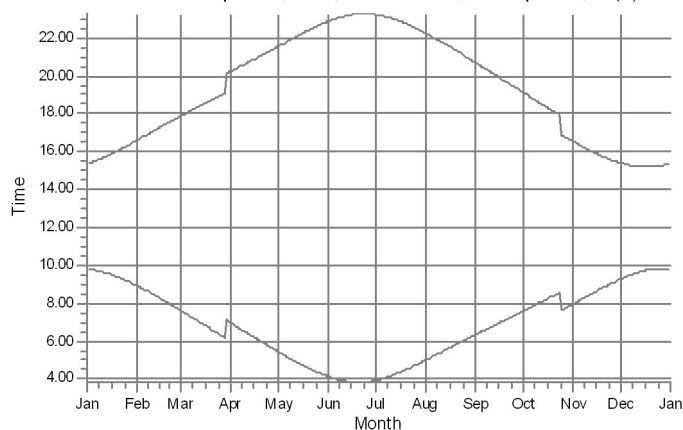
R10: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (8)



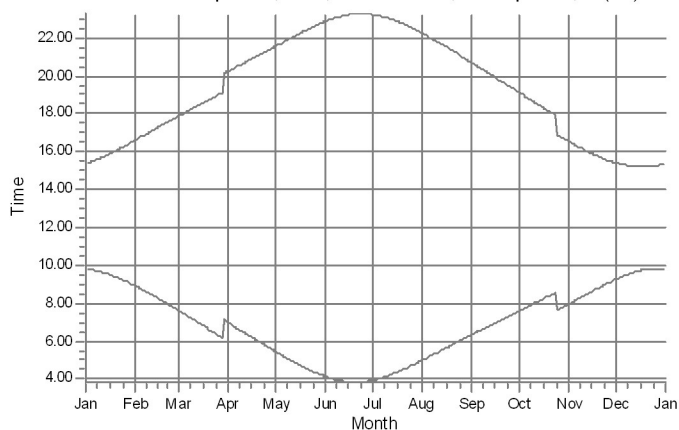
R11: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (12)



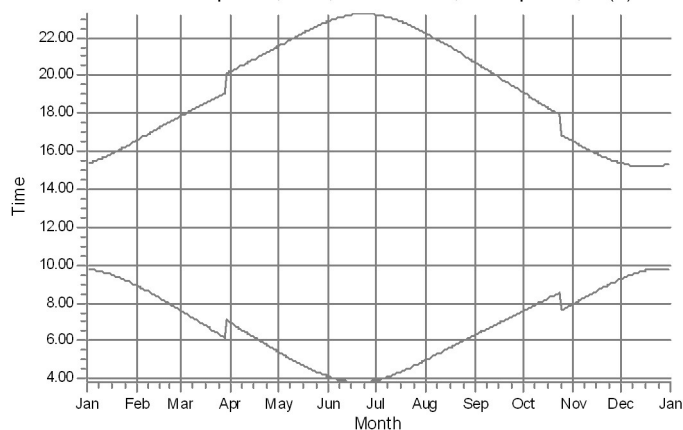
R12: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (9)



R13: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (13)



R2: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (2)



WTGs

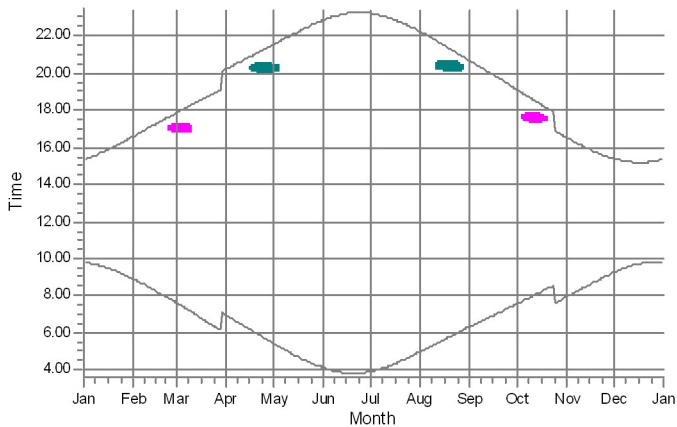
12: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (28)
 14: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (30)
 15: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (31)

16: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (32)
 18: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (34)

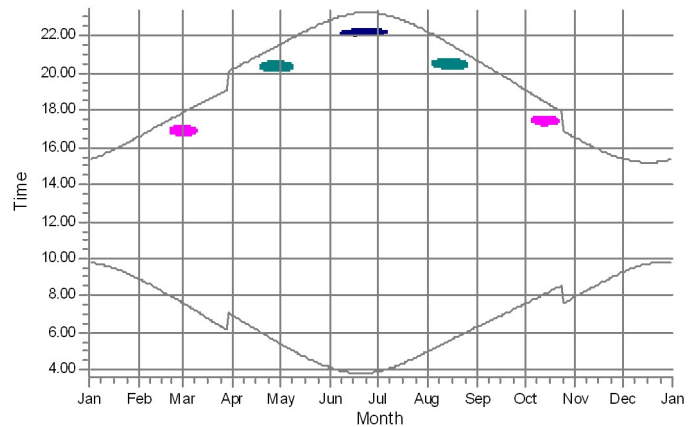
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: 8WTG_TH300_14012025

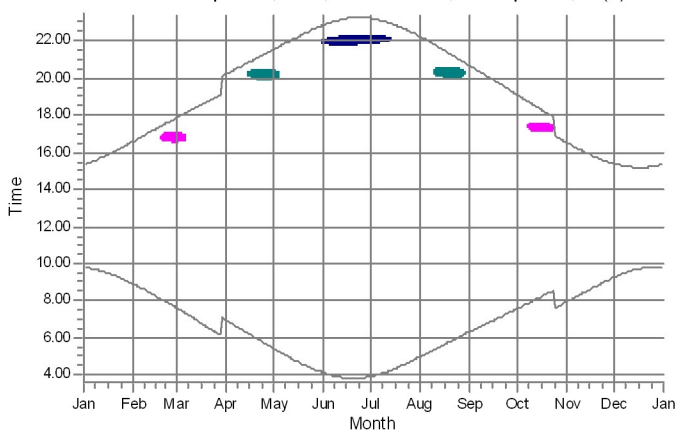
R3: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (3)



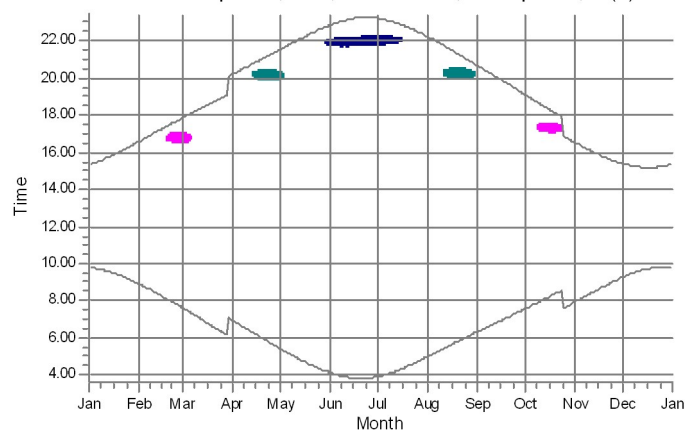
R4: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (4)



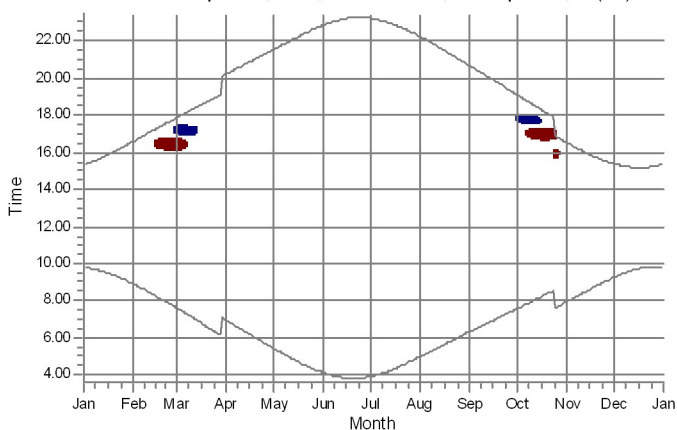
R5: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (5)



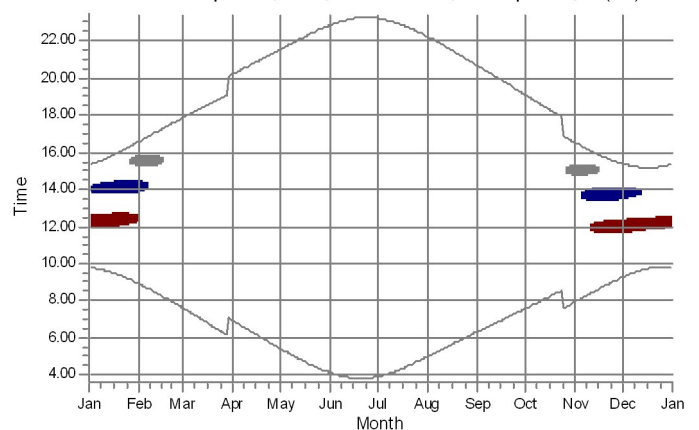
R6: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (6)



R7: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (11)



R8: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (10)



WTGs

15: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 IO! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (31)
16: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 IO! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (32)
17: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 IO! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (33)

18: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 IO! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (34)
19: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 IO! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (35)

Project:

Takajarvi_valke

Licensed user:

Ramboll Deutschland GmbH
Elisabeth-Consruch-Straße 3
DE-34131 Kassel

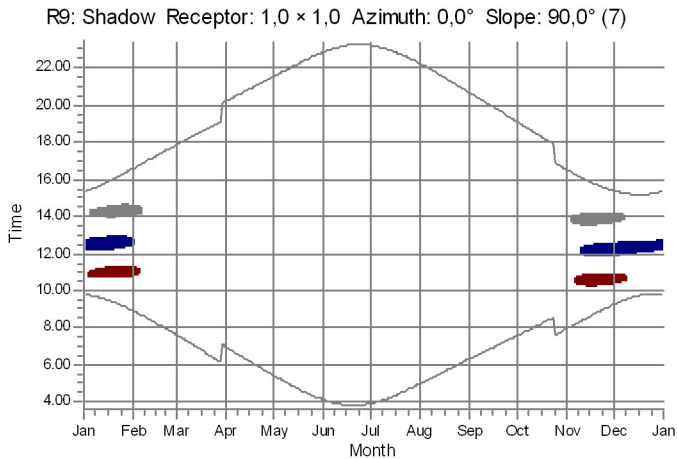
Matias Mokko / matias.mokko@ramboll.fi

Calculated:

14.1.2025 11.28/4.0.540

SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: 8WTG_TH300_14012025



WTGs

15: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (31)
18: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (34)

19: VESTAS V172-7.2 7200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (35)