

**Kajaanin kaupunki
Harsunlehdon tuulivoimapuiston osayleiskaava**

Osayleiskaavan liiteraportti

Päivämäärä
18.6.2025

Viite
1510054289-002

HARSUNLEHDON TUULIVOIMAPUISTON OSAYLEISKAAVA

VÄLKEMALLINNUS

Päivämäärä

18.6.2025

Laatija

Matias Mokko

Tarkastaja

Ville Virtanen

Sisältää Maanmittauslaitoksen Maastotietokannan vuoden 2025 aineistoa.

SISÄLTÖ

1.	Yleistä	1
2.	Vertailuarvot	1
3.	Vaikutusmekanismit	1
4.	Mallinnusmenetelmä ja lähtötiedot	2
4.1	Mallinnusohjelma ja laskentamalli	2
4.2	Väkelaskenta	2
4.3	Maastomalli	3
4.4	Tuulivoimalatiedot	3
4.5	Laskentojen epävarmuus	4
5.	Mallinnustulokset	4
5.1	Harsunlehdon välkemallinnus	4
5.2	Yhteisvälkemallinnus	5
6.	Yhteenveto ja johtopäätökset	6
LÄHTEET		7
LIITTEET		7

1. YLEISTÄ

Metsähallitus suunnittelee tuulivoimapuiston rakentamista Kajaanin Harsunlehdon alueelle. Tuulivoimahankkeen hankealueelle on suunniteltu 5 voimalan kokonaisuus.

Tuulivoimahankkeen ympäristövaikutusten arviointia varten laadittiin välkemallinnus, jossa tarkasteltiin Harsunlehdon tuulivoimapuiston välkevaikutuksia sekä yhteisvälkevaikutuksia muiden lähistöllä sijaitsevien tuulivoimahankkeiden välillä. Ympäristöministeriön Tuulivoimarakentamisen suunnittelu (Ympäristöhallinnon ohjeita 5/2016) -oppaan mukaisesti voimaloiden lapojen aiheuttamasta liikkuvasta varjosta puhutaan välkkeenä.

Välkemallinnusraportti on laadittu Metsähallituksen toimeksiannosta. Välkemallinnuksen ja raportoinnin on tuottanut Ramboll Finland Oy:n maankäytön asiantuntija 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 ^[1]. Eri maissa on annettu suunnittelu- tai raja-arvoja välkkeen määrälle asutukselle ja muille altistuville kohteille. Saksassa on annettu ohjeistus (WEA-Schattenwurf-Hinweise) välkevaikutusten 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, jonka 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, 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.

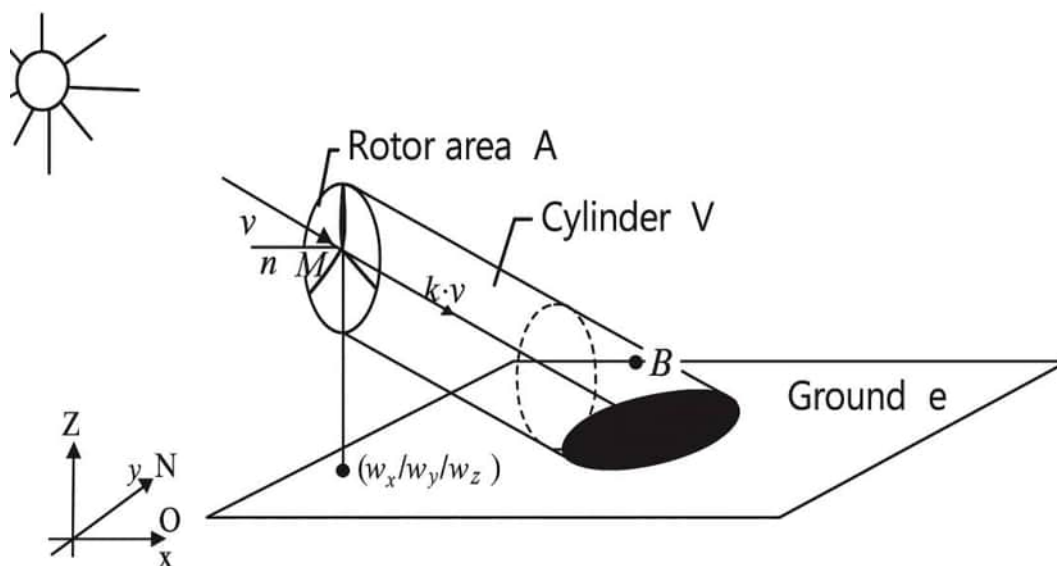
Laajimmalle varjo ulottuu, kun aurinko on matalalla. Toisaalta kun aurinko laskee riittävän matalalle, yhtenäistä varjoa ei enää muodostu. Tällöin valonsäteet joutuvat kulkemaan pitemmän matkan ilmakehän läpi, jolloin säteily hajaantuu. Vaikutusalueen koko riippuu tuulivoimalamallin dimensioista ja lavan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

4. MALLINNUSMENETELMÄ JA LÄHTÖTIEDOT

4.1 Mallinnusohjelma ja laskentamalli

Tuulivoimaloiden aiheuttaman välkkeen esiintymisalue ja esiintymistiheys laskettiin EMD WindPRO 4.0-ohjelman Shadow -moduulilla. Moduulia hyödyntäen lasketaan kuinka usein ja minkälaisina jaksoina tietty kohde on tuulivoimaloiden luoman liikkuvan varjon alaisena (Kuva 1). Ohjelma on yleisesti käytössä tuulivoimaloiden aiheuttaman välkkeen mallinnuksessa. Lisätietoja ohjelmasta ja laskentamallin kuvauksen saa internet-osoitteesta <http://www.emd.dk/> löytyvästä ohjelman 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

Laskentapisteen väliseksi etäisyydeksi määritettiin 1 metri. Laskennan tarkastelukorkeutena käytettiin maastomallissa 1,5 metriä, eli noin ihmisen silmäkorkeutta. Reseptoripisteen kohdalla laskennan tarkastelukorkeus asetettiin talon ikkunan yläaidan 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 (auringonnoususta auringonlaskuun) ja tuulivoimaloiden oletetaan käyvän koko ajan sekä tuulen suunnan seuraavan aurinkoa siten, että välkettä syntyy tarkastelupisteeseen aina maksimaalinen määrä. Worst Case -laskennan vuosi-arvot eivät siten vastaa tulevaa todellista vuositasaista välkevaikutusta tuulivoimaloiden ympäristössä.

Real Case -laskennoissa huomioidaan alueen tuulisuus- ja auringonpaistetiedot [7]. Worst case -tuloksista tehdään vähennykset auringonpaistetietoihin ja käyttötuntitietoihin (tuulensuunta sektoreittain) perustuen, josta saadaan Real case -tulos. Auringonpaisteisuustietona käytettiin Ilmatieteen laitoksen Oulun lentoaseman sääaseman keskiarvoisia auringonpaisteisuustietoja ilmastolliselta vertailukaudelta 1981–2010 (Taulukko 2). [6] Tuulivoimaloiden vuotuisiksi toiminta-ajaksi määritettiin Suomen Tuuliatlaksen tiedoista 96 % (Taulukko 3). Toiminta-ajat laskettiin 12 suuntasektorille olettaen, että tuulivoimalat toimivat tuulennopeuden ollessa napakorkeudella yli 3 m/s.

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

Tam	Hel	Maa	Huh	Tou	Kes	Hei	Elo	Syy	Lok	Mar	Jou
0,77	2,46	4,42	6,93	8,81	9,87	9,13	6,84	4,43	2,23	0,93	0,26

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
687	425	333	368	484	737	1079	1224	954	897	641	613	8442

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

Harsunlehdon välkemallinnuksessa laskenta suoritettiin 5 voimalan kokonaisuudelle. Lisäksi välke-raportissa tarkasteltiin lähimpänä sijaitsevan Luolakankaan 7 voimalan tuulivoimahankkeen välke-raporttia sekä yhteisvaikutustenarviointia potentiaalisten yhteisvaikutuksien tunnistamiseksi Harsunlehdon kanssa. Harsunlehdon sekä Luolakankaan voimaloiden sijainnit ovat esitetty jäljempänä olevissa taulukoissa (Taulukko 4 ja Taulukko 5).

Harsunlehdon voimaloiden napakorkeutena käytettiin 185 m ja roottorin halkaisijana 190 metriä. Luolakankaan voimaloiden napakorkeus on 200 m ja roottorin halkaisija 200 m. Roottorikoon ja napakorkeuden lisäksi myös lavan muoto ja leveys vaikuttavat maksimivälke-etäisyyteen, joka mallinnusohjelman mukaan Harsunlehdon laitosmallille noin 2 104 metriä. Harsunlehdon voimaloiden lavan leveystietoina käytettiin:

- Max blade width = 4,7 m
- Blade width for 90 % radius = 1,5 m

Taulukko 4. Harsunlehdon tuulivoimaloiden koordinaatit (ETRS-TM35FIN, koordinaatit pyöristetty kokonaisluvuiksi).

Tunnus	X	Y	Napakorkeus	Kokonaiskorkeus
1	496925	7099346	185	280
2	497917	7099624	185	280
3	498262	7098476	185	280
4	498790	7099307	185	280
5	498980	7098081	185	280

Taulukko 5. Luolakankaan tuulivoimaloiden koordinaatit (ETRS-TM35FIN, koordinaatit pyöristetty kokonaisluvuiksi).

Tunnus	X	Y	Napakorkeus	Kokonaiskorkeus
T1	499015	7106351	200	300
T2	499210	7105390	200	300
T3	499976	7105079	200	300
T4	499202	7104390	200	300

T5	500756	7104649	200	300
T6	502563	7104161	200	300
T7	503119	7103606	200	300

4.5 Laskentojen epävarmuus

Koska Worst Case -laskenta perustuu auringon asemaan suhteessa tuulivoimalaitokseen ja tarkastelupisteeseen, voidaan laskennan tarkkuutta pitää hyvinkin 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 siis vaihtelee eri vuosina, koska 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 syntymisen

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

5. MALLINNUSTULOKSET

5.1 Harsunlehdon välkemallinnus

Harsunlehdon voimaloiden välkkeen esiintymiskartat sekä reseptoripisteiden sijainti on esitetty välkeraportin liitteessä 1. Välkelaskennan tulokset käyvät ilmi jäljempänä esitettävästä taulukosta (Taulukko 6). Välkemallinnuksessa selvitetty välkkeen esiintymisajankohdat reseptoripisteissä ovat esitetty liitteessä 2.

Mallinnuksen perusteella vähäistä välkevaikutusta ulottuu yhteensä 2 lomarakennuksen alueelle (vuotuinen välkemäärä ylittää 0 h). Vaihtoehtojen VE1 välkevaikutukset lomarakennuksien osalta kohdistuvat voimaloiden pohjoispuolelle. Vuotuiset välkemäärät jäävät Harsunlehdon tuulivoimahankkeella kaikkien asuin- sekä lomarakennuksien kohdalla merkittävästi alle 8 tunnin, jota on Saksassa ja Ruotsissa käytetty välkkeen suositusarvona asutuksen ja loma-asutuksen osalta.

Taulukko 6. Harsunlehdon välkemallinnuksien reseptoristelaskentojen tulokset.

Reseptori	VE1 (Real Case, h/a*)	Reseptorin käyttötarkoitus
R1	0:00	Asuinrakennus
R2	0:00	Asuinrakennus
R3	1:20	Lomarakennus
R4	0:00	Asuinrakennus
R5	1:26	Lomarakennus
R6	0:00	Lomarakennus

5.2 Yhteisvälkemallinnus

Harsunlehdon suunnitellun tuulivoimapuiston läheisyyteen on suunnitteilla Luolakankaan Tuulipuisto Oy:n Luolakankaan tuulivoimahanke, joka koostuu 7 voimalasta. Luolakankaan voimaloiden enimmäiskokonaiskorkeus on 300 m. Tuulivoimaloiden tarkemmat tiedot löytyvät taulukosta 6. Luolakankaan suunnitellut voimat sijoituvat lähimmillään noin 4,9 kilometrin etäisyydelle Harsunlehdon suunnitelluista voimaloista.

Harsunlehdon ja Luolakankaan tuulivoimahankkeiden välkkeen yhteisvaikutusten arviointia varten laadittiin välkemallinnus. Välkevyöhykelaskennan lisäksi tehtiin laskentoja samoihin 6 reseptoripisteeseen, joita hyödynnettiin Harsunlehdon erillisessä mallinnuksessa. Välkelaskennan tulokset käyvät ilmi jäljempänä esitettävästä taulukosta (Taulukko 7). Yhteisvälkemallinnuksen välkekartta on esitetty liitteessä 3 ja välkkeen esiintymisajankohdat reseptoripisteissä ovat esitetty liitteessä 4.

Välkemallinnuksien tuloksia käsittelevästä taulukosta 8 käy ilmi Harsunlehdon ja Luolakankaan tuulivoimahankkeiden välkkeen yhteisvaikutusten tulokset reseptoripisteiden kohdalla. Harsunlehdon ympäristön lähimmille asuin- ja lomarakennuksille ei synny välkkeen yhteisvaikutuksia Luolakankaan voimaloiden kanssa, sillä lähimpien asuin- ja lomarakennuksien (reseptoripisteet) välkemäärät pysyvät muuttumattomina verrattuna Harsunlehdon erilliseen välkemallinnukseen.

Yhteisvälkekartasta (liite 3) havaitaan, etteivät hankkeiden vuotuisen välkkeen nollarajat ulotu toisiinsa, eivätkä hankkeet näin ollen aiheuta yhteisvälkevaikutuksia herkkiin kohteisiin. Vuotuiset välkemäärät Harsunlehdon ympäristössä jäävät yhteismallinnuksen perusteella kaikissa vaihtoehdoissa jokaisen asuin- sekä lomarakennuksen kohdalla alle 8 tunnin vuotuisen välkemäärän.

Taulukko 7. Yhteisvälkemallinnuksien reseptoripistelaskentojen tulokset (Harsunlehdon voimat sekä Luolakankaan tuulivoimapuisto).

Reseptori	Harsunlehto + Luolakangas (Real Case, h/a*)	Reseptorin käyttötarkoitus
R1	0:00	Asuinrakennus
R2	0:00	Asuinrakennus
R3	1:20	Lomarakennus
R4	0:00	Asuinrakennus
R5	1:26	Lomarakennus
R6	0:00	Lomarakennus

6. YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Välkemallinnuksella tarkasteltiin Kajaanin Harsunlehdon alueelle suunniteltujen tuulivoimaloiden välkevaikutuksia tuulivoimaloiden ympäristössä. Harsunlehdon välkemallinnus laadittiin 5 voimalan laajuiselle voimalakokonaisuudelle. Harsunlehdon laitosmallin napakorkeutena käytettiin 185 m ja roottorin halkaisijana 190 m, jotka yhdistettynä muodostavat voimalan enimmäiskokonaiskorkeuden 280 m. Voimaladimensioista roottorin läpimitalla ja lavan paksuudella, on merkittävin vaikutus välkemääriin ympäristössä. Mikäli rakennettava tuulivoimalaitos on mitoiltaan pienempi, ovat välkevaikutukset mallinnettuja vähäisempiä.

Suomessa ei ole määritetty sitovia ohje- tai raja-arvoja tuulivoimaloiden aiheuttamalle välkkeelle. Harsunlehdon tuulivoimahankkeen välkemallinnuksen tulosten mukaan hankkeen ympäristössä yksikään asuin- tai lomarakennus ei sijoitu välkevaikutusalueelle, jossa vuotuinen välkemäärä ylittää 8 tuntia (käytetty rajana Saksassa ja Ruotsissa). Vuotuinen välkemäärä ei ylitä 8 tunnin rajaa myöskään virkistyskäytössä olevien rakennuksien, tai muiden herkkien rakennuskohteiden, kuten koulujen ja päiväkotien kohdalla. Harsunlehdon tuulivoimahanke noudattaa välkkeen osalta tuulivoimarakentamisen suunnitteluoppaassa esitettyjä ohjeistuksia.

Harsunlehdon välkemallinnuksen lisäksi laadittiin yhteisvälkemallinnus Harsunlehdon sekä Luolakankaan suunnittelussa oleville tuulivoimahankkeille. Yhteisvälkemallinnuksella tarkasteltiin tuulivoimahankkeiden mahdollisia yhteisiä välkevaikutuksia hankkeiden ympäristössä. Yhteismallinnuksessa Harsunlehdon voimaloiden laitosmallin napakorkeutena käytettiin 185 m sekä roottorin halkaisijana 190 m, kokonaiskorkeuden ollessa 280 m. Luolakankaan tuulivoimahankkeen voimaloiden napakorkeutena käytettiin 200 m ja roottorin halkaisijana 200 m, kokonaiskorkeuden ollessa 300 m. Yhteisvälkemallinnuksen perusteella hankkeet eivät muodosta yhteisiä välkealueita, eikä Harsunlehdon hankkeen lähialueen asuin- ja lomarakennuksille tai muille herkille kohteille siten aiheudu yhteisvälkevaikutuksia.

Välkkeen vuotuisen tuntimäärän lisäksi myös välkynnän ajankohdalla (vuoden- ja kellonaika) sekä kohteen käyttötavalla ja -tarkoituksella on vaikutusta potentiaalisen häiriön kokemiseen. Vuosittaiseen todelliseen välkevaikutukseen vaikuttaa, kuinka tarkasti vuosittainen tuulivoimaloiden toiminta ja sääolosuhteet vastaavat mallinnuksessa käytettyjä arvoja. Lisäksi voimaloiden näkyminen tai näkyminen estyminen esimerkiksi puuston tai rakennusten vuoksi on vaikuttava tekijä välkevaikutuksen muodostumisessa. Jos tuulivoimalat eivät näy häiriintyvään kohteeseen, ei lähtökohteisesti välkettä aiheudu.

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 Immis-sionen 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://videnomvind.dk/wp-content/uploads/2020/07/Planl%C3%A6g_vejledning_06012015_web.pdf.
5. EMD International A/S. WindPRO 3.6. User Manual: Energy.
6. Ilmatieteen laitos. 2012. Tilastoja Suomen ilmastosta 1981–2010.
7. Ilmatieteen laitos. 2025. Suomen Tuuliatlas. Saatavilla osoitteesta: <http://tuuliatlas.fmi.fi/>.
8. Maanmittauslaitos. 2025. Korkeusmalli 2 m. Saatavilla osoitteesta <https://www.maanmittauslaitos.fi/kartat-ja-paikkatieto/aineistot-ja-rajapinnat/tuotekuvaukset/korkeusmalli-2-m>.

LIITTEET

- | | |
|---------|--|
| Liite 1 | Harsunlehdon tuulivoimahankkeen VE1 Real Case -laskennan välkevyöhykkeet |
| Liite 2 | Harsunlehdon tuulivoimahankkeen VE1 kalenterit välkkeen mahdollisen esiintymisen ajankohdista reseptoripisteissä |
| Liite 3 | Yhteismallinnuksen Harsunlehdon ja Luolakankaan Real Case -laskennan välkevyöhykkeet |
| Liite 4 | Yhteismallinnuksen Harsunlehdon ja Luolakankaan kalenterit välkkeen mahdollisen esiintymisen ajankohdista reseptoripisteissä |



RAMBOLL

Metsähallitus
Harsunlehdon tuulivoimahanke

Välkemallinnus
(WindPro 4.0)

Layout 5 WTG
Vestas V172-7.2
Napakorkeus (HH) 185 m
Roottorin halkaisija (RD) 190 m
Kokonaiskorkeus (TH) 280 m

Välketuntia vuodessa
Real Case -mallinnus

— 0
— 8
— 10
— 15
— 30

○ Reseptori
● Harsunlehdon
suunniteltu
tuulivoimala
● Asuinrakennus
● Lomarakennus

Mittakaava (A4): 1:40 000

0 0,5 1 2 km

18.6.2025 MM

SHADOW - Main Result

Calculation: Harsunlehto_5WTG_Shadow_18062025

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

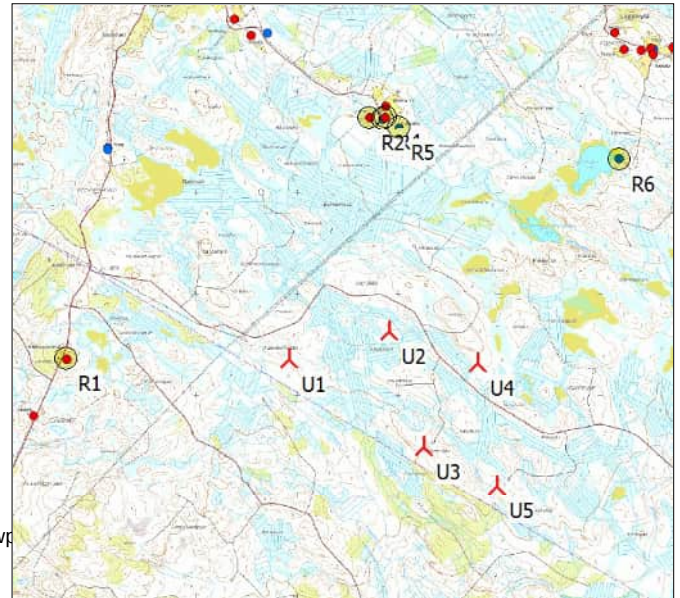
Minimum sun height over horizon for influence 3 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) []
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
0,77 2,46 4,42 6,93 8,81 9,87 9,13 6,84 4,43 2,23 0,93 0,26

Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
687 425 333 368 484 737 1 079 1 224 954 897 641 613 8 442

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: Harsunlehto_EMDGrid_0.wp
Receptor grid resolution: 1,0 m

All coordinates are in
Finish TM ETRS-TM35FIN-ETRS89



Scale 1:75 000
New WTG Shadow receptor

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]									
U1	496 925	7 099 346	208,1	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! ... Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	190,0	185,0	2 104	-
U2	497 917	7 099 624	212,8	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! ... Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	190,0	185,0	2 104	-
U3	498 262	7 098 476	204,3	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! ... Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	190,0	185,0	2 104	-
U4	498 790	7 099 307	216,6	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! ... Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	190,0	185,0	2 104	-
U5	498 980	7 098 081	206,1	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! ... Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	190,0	185,0	2 104	-

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	494 715	7 099 351	220,5	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R2	497 717	7 101 741	202,5	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R3	497 851	7 101 723	201,5	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R4	497 874	7 101 743	201,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R5	498 013	7 101 638	200,2	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R6	500 192	7 101 332	197,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0

Calculation Results

Shadow receptor				Shadow, expected values	
No.	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]	
R1	0:00	0	0:00	0:00	
R2	0:00	0	0:00	0:00	
R3	16:09	54	0:23	1:20	
R4	0:00	0	0:00	0:00	
R5	17:00	56	0:23	1:26	
R6	0:00	0	0:00	0:00	

Project:

Harsunlehto

Licensed user:

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

-
Matias Mokko / matias.mokko@ramboll.fi

Calculated:

18.6.2025 12.54/4.0.540

SHADOW - Main Result

Calculation: Harsunlehto_5WTG_Shadow_18062025

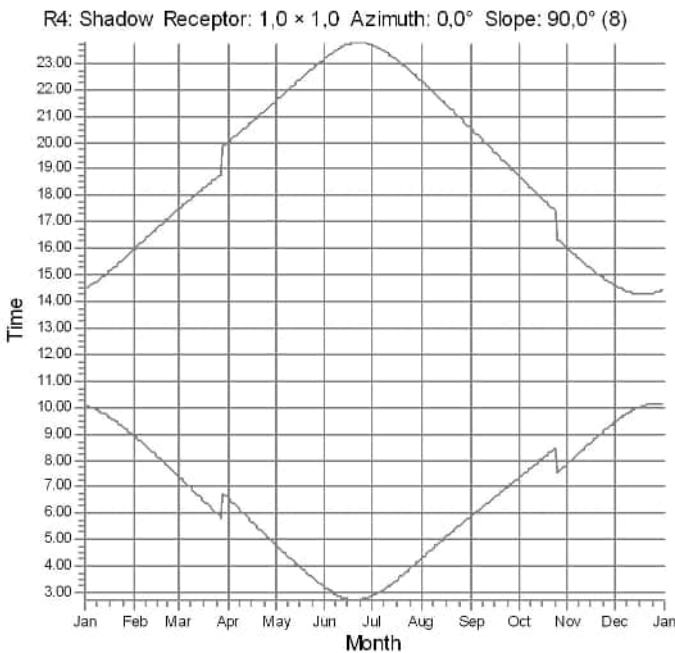
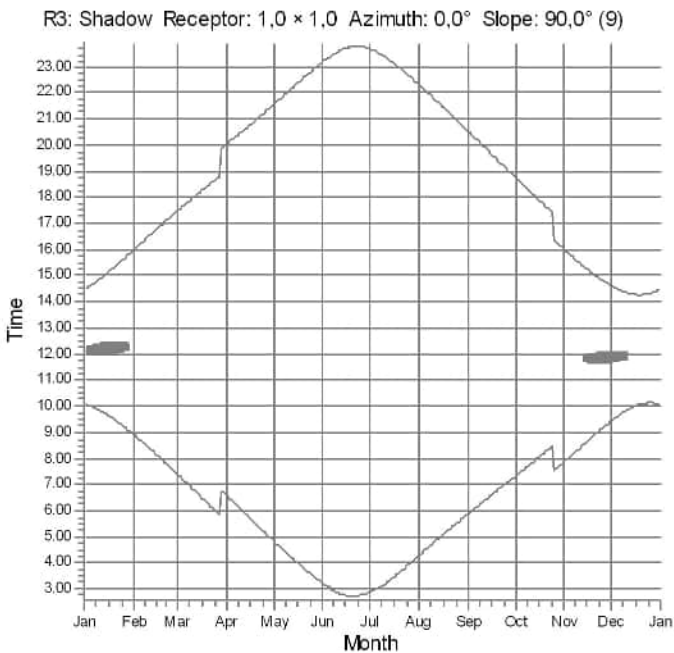
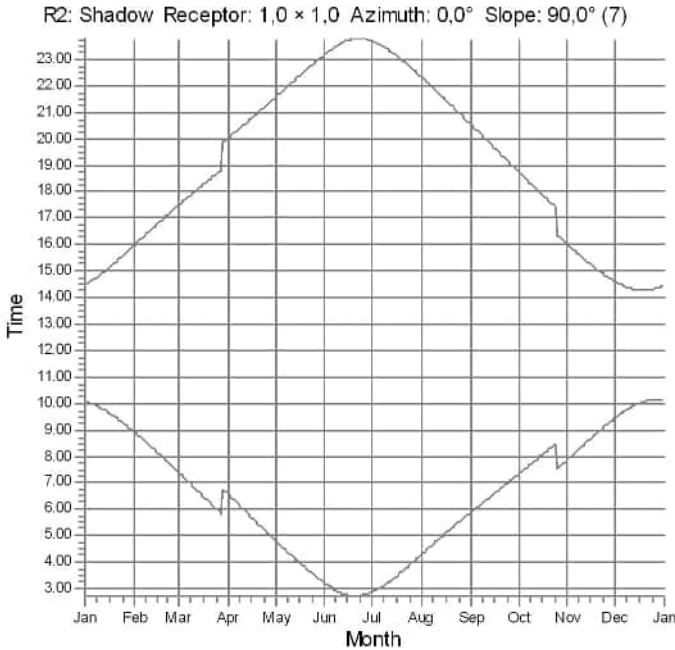
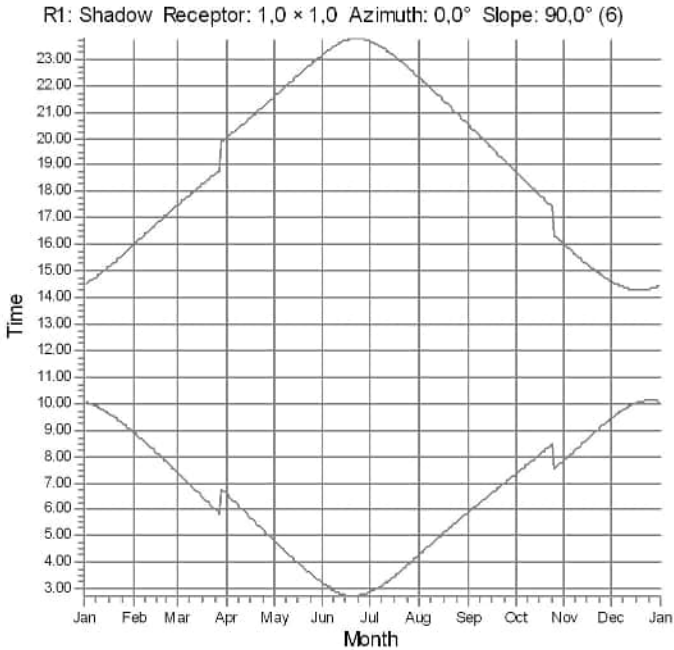
Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
U1	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! hub: 185,0 m (TOT: 280,0 m) (14)	0:00	0:00
U2	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! hub: 185,0 m (TOT: 280,0 m) (13)	32:08	2:41
U3	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! hub: 185,0 m (TOT: 280,0 m) (12)	0:00	0:00
U4	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! hub: 185,0 m (TOT: 280,0 m) (10)	0:00	0:00
U5	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! hub: 185,0 m (TOT: 280,0 m) (11)	0:00	0:00

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.

SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Harsunlehto_5WTG_Shadow_18062025

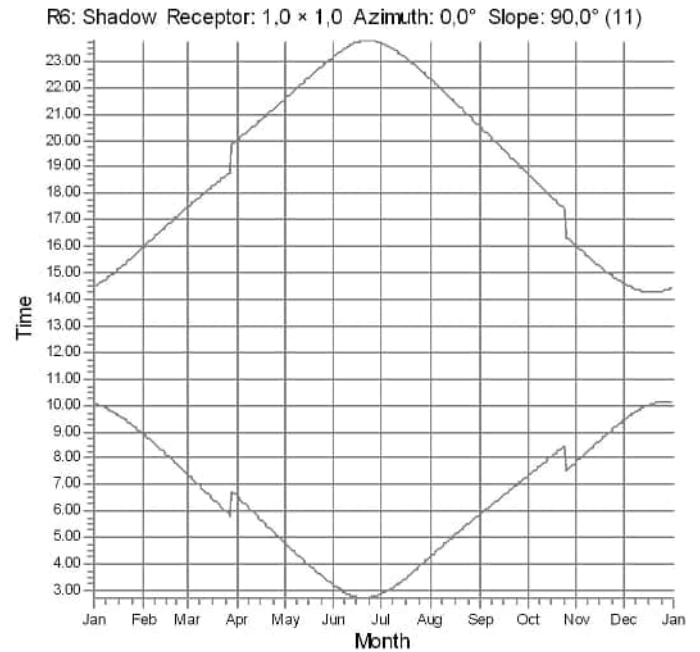
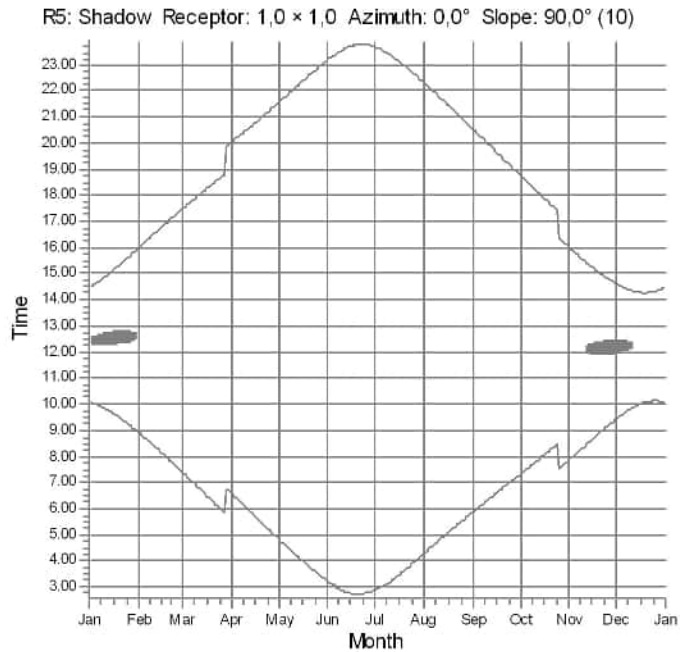


WTGs

U2: VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! hub: 185,0 m (TOT: 280,0 m) (13)

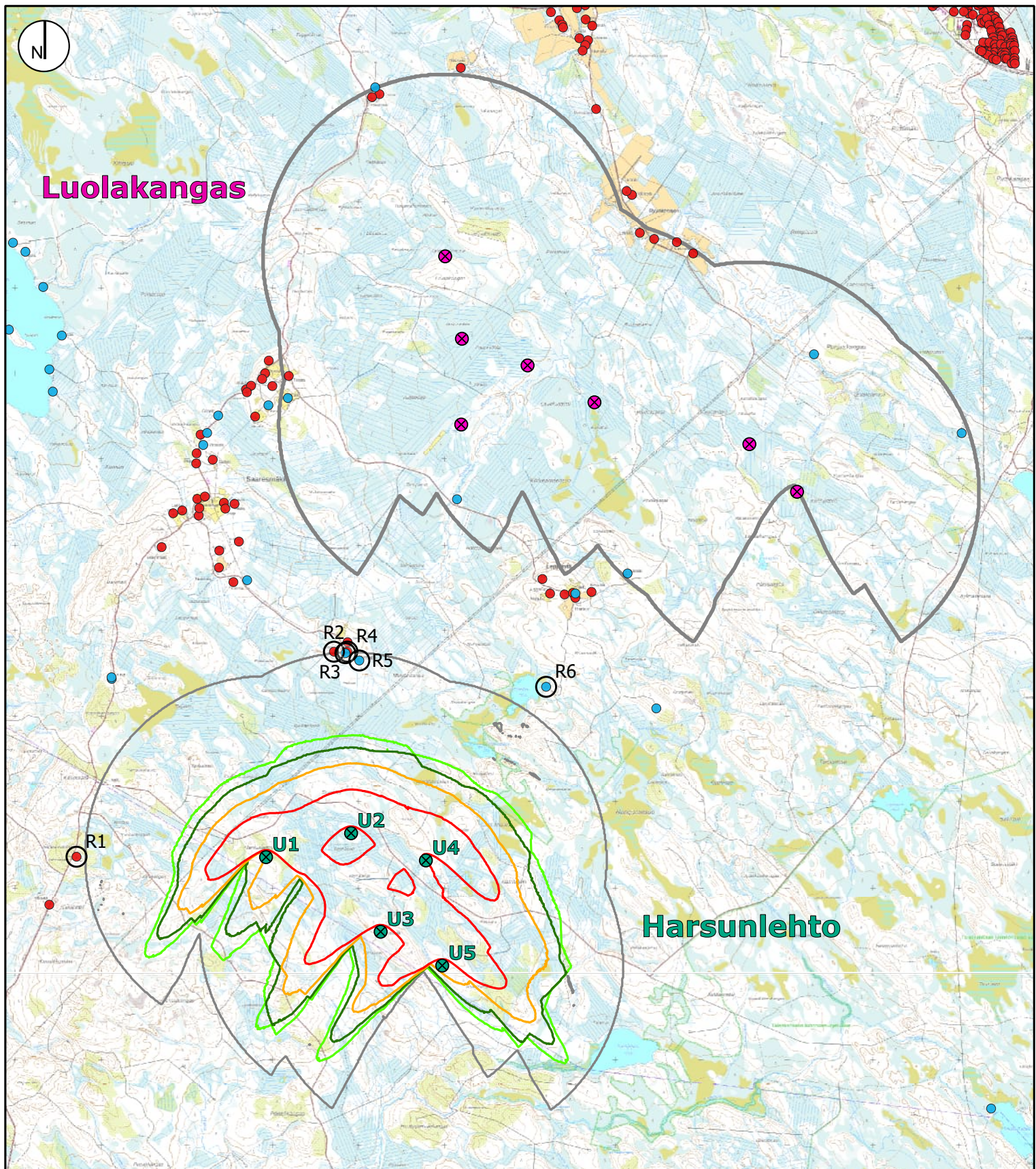
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Harsunlehto_5WTG_Shadow_18062025



WTGs

U2: VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! hub: 185,0 m (TOT: 280,0 m) (13)



RAMBOLL

Metsähallitus
Harsunlehdon ja Luolakankaan
tuulivoimahankkeen
yhteismallinnus

Mittakaava (A4): 1:60 000

0 0,75 1,5 3 km

Välkemallinnus
(WindPro 4.0)

Harsunlehto
Layout 5 WTG
Vestas V172-7.2
Kokonaiskorkeus (TH) 280 m

Luolakangas
Layout 7 WTG
Siemens Gamesa SG170 6.2
Kokonaiskorkeus (TH) 300 m

18.6.2025 MM

Välketuntia vuodessa
Real Case -mallinnus

— 0
— 8
— 10
— 15
— 30

— Luolakankaan
välkkeen 0-raja

○ Reseptori
⊗ Harsunlehdon
suunniteltu
tuulivoimala
⊗ Luolakankaan
suunniteltu
tuulivoimala
● Asuinrakennus
● Lomarakennus

SHADOW - Main Result

Calculation: Harsunlehto_5WTG_Luolakangas_7WTG_Shadow_18062025

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
0,77	2,46	4,42	6,93	8,81	9,87	9,13	6,84	4,43	2,23	0,93	0,26

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
687	425	333	368	484	737	1 079	1 224	954	897	641	613	8 442

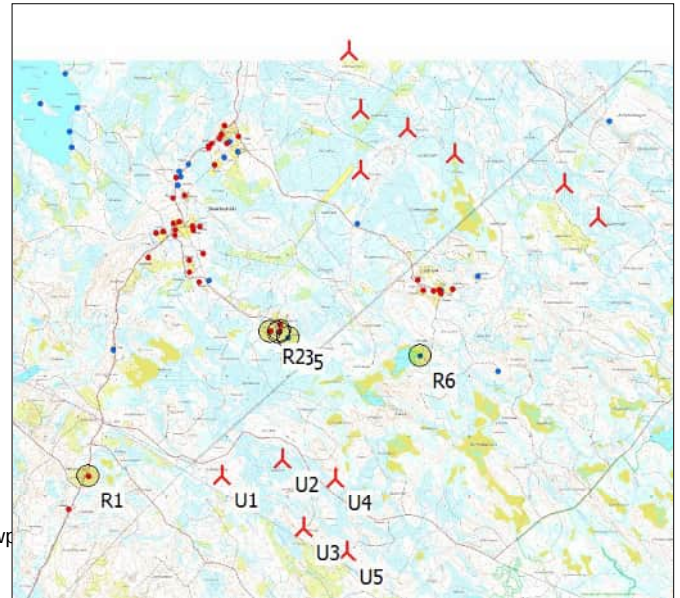
Monthly aggregation of real case reduction

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: Harsunlehto_EMDGrid_1.wpr
Receptor grid resolution: 1,0 m

All coordinates are in

Finish TM ETRS-TM35FIN-ETRS89



Scale 1:125 000

Scale 1:125 000

Shadow receptor

WTGs

	East	North	Z	Row data/Description	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.					Calculation distance [m]	RPM [RPM]
			[m]									
10	500 756	7 104 649	161,6	Siemens Gamesa SG 6.2-...	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.2-170-6 200	6 200	200,0	200,0	2 120	8,8
11	502 563	7 104 161	165,1	Siemens Gamesa SG 6.2-...	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.2-170-6 200	6 200	200,0	200,0	2 120	8,8
12	503 119	7 103 606	170,6	Siemens Gamesa SG 6.2-...	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.2-170-6 200	6 200	200,0	200,0	2 120	8,8
6	499 015	7 106 351	164,9	Siemens Gamesa SG 6.2-...	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.2-170-6 200	6 200	200,0	200,0	2 120	8,8
7	499 210	7 105 390	164,4	Siemens Gamesa SG 6.2-...	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.2-170-6 200	6 200	200,0	200,0	2 120	8,8
8	499 976	7 105 079	160,3	Siemens Gamesa SG 6.2-...	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.2-170-6 200	6 200	200,0	200,0	2 120	8,8
9	499 202	7 104 390	165,4	Siemens Gamesa SG 6.2-...	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.2-170-6 200	6 200	200,0	200,0	2 120	8,8
U1	496 925	7 099 346	207,9	VESTAS V172-7.2 7200 1...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	190,0	185,0	2 104	-
U2	497 917	7 099 624	212,9	VESTAS V172-7.2 7200 1...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	190,0	185,0	2 104	-
U3	498 262	7 098 476	203,8	VESTAS V172-7.2 7200 1...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	190,0	185,0	2 104	-
U4	498 790	7 099 307	215,9	VESTAS V172-7.2 7200 1...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	190,0	185,0	2 104	-
U5	498 980	7 098 081	207,1	VESTAS V172-7.2 7200 1...	Yes	VESTAS	V172-7.2-7 200	7 200	190,0	185,0	2 104	-

Shadow receptor-Input

No.	East	North	Z	Width	Height	Elevation	Slope of	Direction mode	Eye height
						a.g.l.	window		(ZVI) a.g.l.
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
R1	494 715	7 099 351	220,3	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R2	497 717	7 101 741	201,2	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R3	497 851	7 101 723	201,4	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R4	497 874	7 101 743	201,6	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R5	498 013	7 101 638	199,5	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R6	500 192	7 101 332	196,3	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0

Calculation Results

Shadow receptor

Shadow, worst case

Shadow, expected values

No.	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
R1	0:00	0	0:00	0:00
R2	0:00	0	0:00	0:00
R3	16:11	54	0:23	1:20

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Harsunlehto_5WTG_Luolakangas_7WTG_Shadow_18062025

...continued from previous page

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
R4	0:00	0	0:00	0:00
R5	16:55	57	0:23	1:26
R6	0:00	0	0:00	0:00

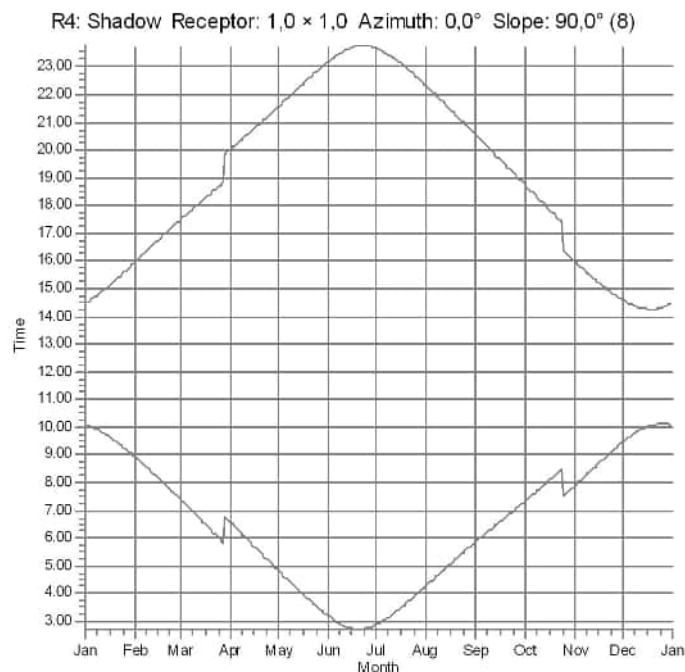
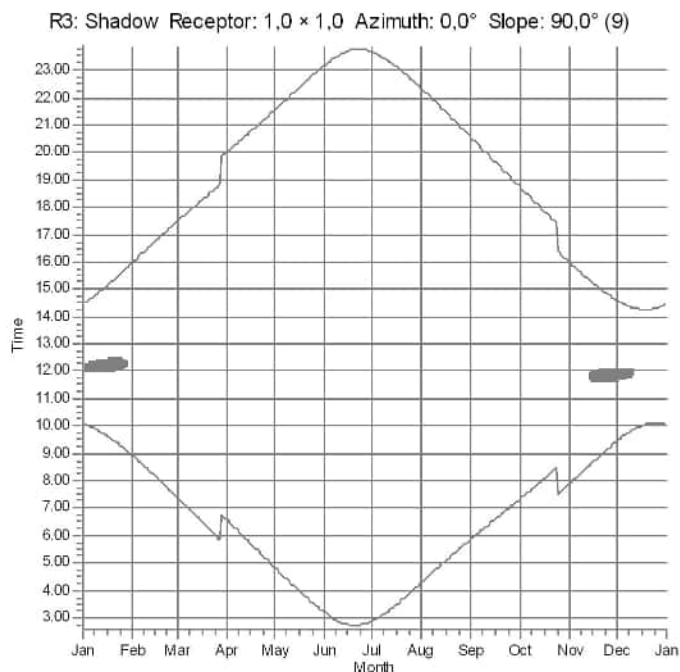
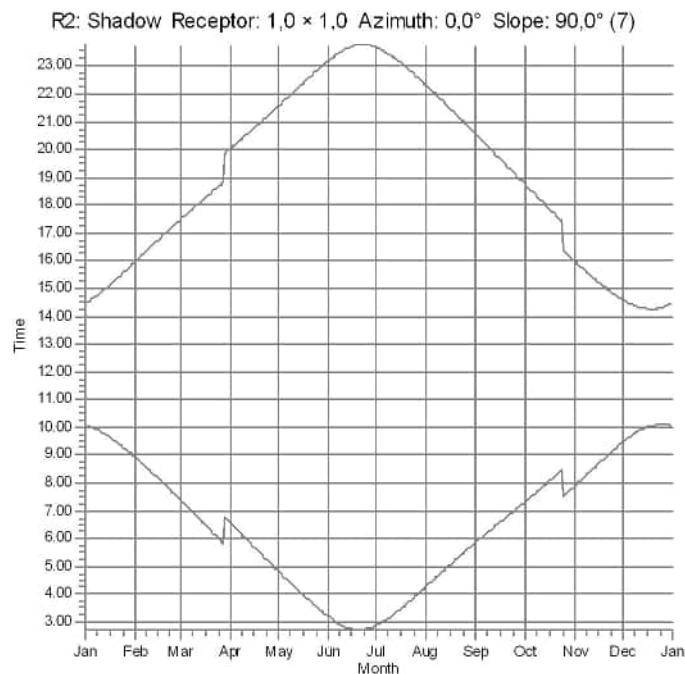
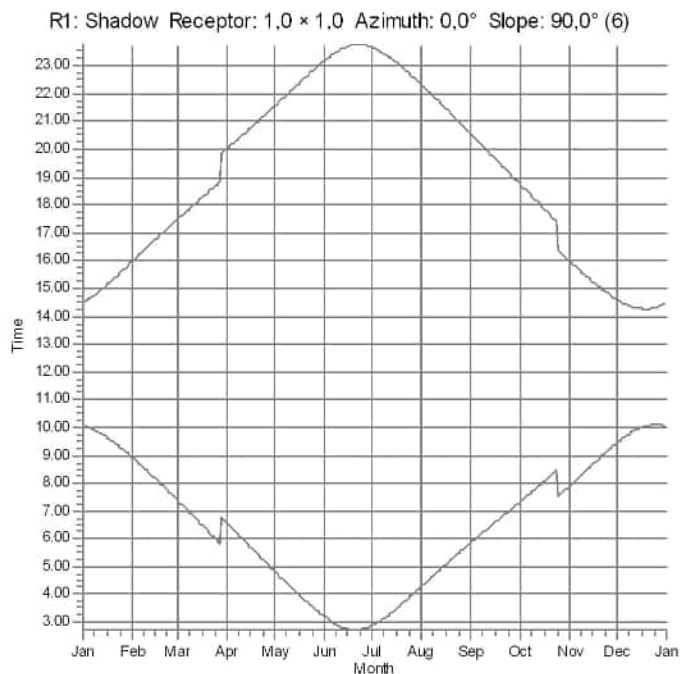
Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
10	Siemens Gamesa SG 6.2-170 6200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (19)	0:00	0:00
11	Siemens Gamesa SG 6.2-170 6200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (20)	0:00	0:00
12	Siemens Gamesa SG 6.2-170 6200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (21)	0:00	0:00
6	Siemens Gamesa SG 6.2-170 6200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (15)	0:00	0:00
7	Siemens Gamesa SG 6.2-170 6200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (16)	0:00	0:00
8	Siemens Gamesa SG 6.2-170 6200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (17)	0:00	0:00
9	Siemens Gamesa SG 6.2-170 6200 200.0 !O! hub: 200,0 m (TOT: 300,0 m) (18)	0:00	0:00
U1	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! hub: 185,0 m (TOT: 280,0 m) (14)	0:00	0:00
U2	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! hub: 185,0 m (TOT: 280,0 m) (13)	32:07	2:41
U3	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! hub: 185,0 m (TOT: 280,0 m) (12)	0:00	0:00
U4	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! hub: 185,0 m (TOT: 280,0 m) (10)	0:00	0:00
U5	VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! hub: 185,0 m (TOT: 280,0 m) (11)	0:00	0:00

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.

SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Harsunlehto_5WTG_Luolakangas_7WTG_Shadow_18062025

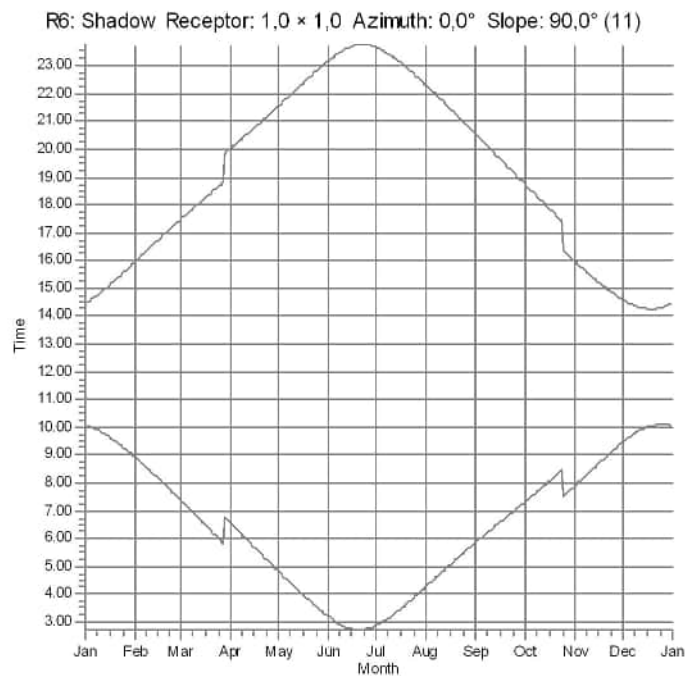
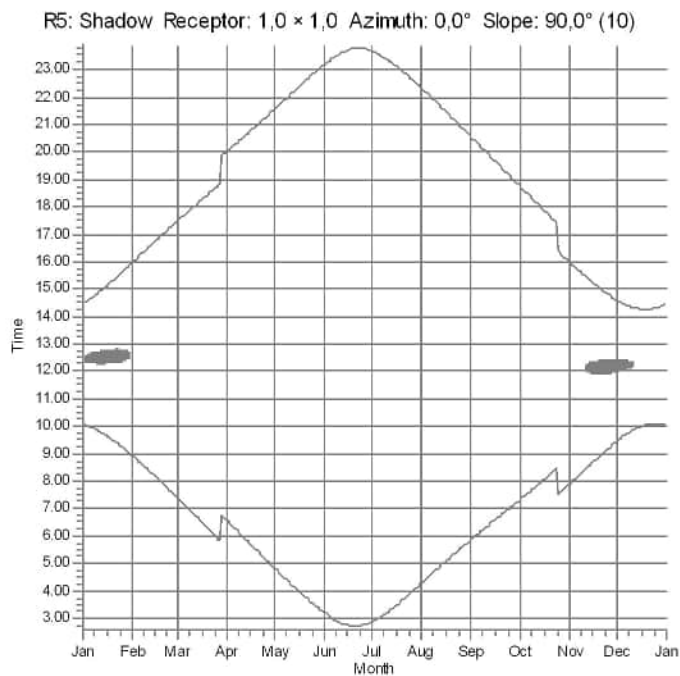


WTGs

U2: VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !OI! hub: 185,0 m (TOT: 280,0 m) (13)

SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Harsunlehto_5WTG_Luolakangas_7WTG_Shadow_18062025



WTGs

U2: VESTAS V172-7.2 7200 190.0 !O! hub: 185,0 m (TOT: 280,0 m) (13)