

Vastaanottaja
Fortum Oyj

Asiakirjatyyppi
Raportti

Päivämäärä
5.7.2022

Viite
1510058864-010

BREDÅSEN TUULIVOIMA- PUISTO, NÄRPIÖ VÄLKEMALLINUS

BREDÅSEN TUULIVOIMAPUISTO, NÄRPIÖ VÄLKEMALLINUS

Päivämäärä **5.7.2022**
Laatija **Ville Virtanen**
Tarkastaja **Jari Hosiokangas**

Tuulivoimahankkeen välkemallinnus

Sisältää Maanmittauslaitoksen Maastotietokannan 1/2022 aineistoa.

Viite 1510054073-011

SISÄLTÖ

1.	Yleistä	1
2.	Vertailuarvot	1
3.	Vaikutusmekanismit	1
4.	Mallinnusmenetelmä ja lähtötiedot	2
4.1	Mallinnusohjelma ja laskentamalli	2
4.2	Välkelaskenta	2
4.3	Maastomalli	3
4.4	Tuulivoimatiedot	3
4.5	Laskentojen epävarmuus	4
5.	Mallinnustulokset	5
6.	Yhteenveto ja johtopäätökset	5
LÄHTEET		6
LIITTEET		6

1. YLEISTÄ

Tämän työn tarkoituksena on ollut selvittää Närpiön Bredåsenin alueelle suunniteltujen tuulivoimalaitosten aiheuttamat välkevaikutukset. Selvitys on laadittu ympäristövaikutustenarvioinnin tausta-aineistoksi.

Työ on tehty Fortum Oyj:n toimeksiannosta, josta yhteyshenkilö on ollut Hans Vadbäck. Välkeselvityksen laadinnasta on vastannut projektipäällikkö ins. AMK Ville Virtanen.

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 suunnitteluarvoja tai raja-arvoja välkkeen määrälle asutukselle tai muille altistuville kohteille. Saksassa on annettu ohjeistus (WEA-Schattenwurf-Hinweise) mallintamiseen sekä raja-arvot maksimivälkeatilanteessa sekä todellisessa tilanteessa [2]. Ruotsalaisessa suunnitteluohjeistuksessa viitataan saksalaiseen ohjeistukseen ja suositukset perustuvat pitkälti tähän [3]. Tanskassa on ohjeistuksena annettu, että vuotuinen todellinen välkemäärä tulee rajoittaa kymmeen 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 tiettyssä katselupisteessä vain tiettyjen valaistusolosuhteiden täytyessä ja tiettyinä aikoina vuorokaudesta ja vuodesta. Välkettä ei esiinny, kun aurinko on pilvessä tai 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.

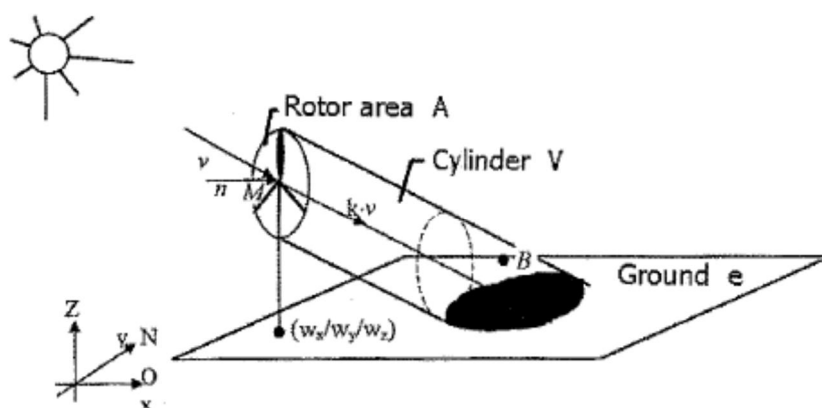
Laajimmalle varjo ulottuu, kun aurinko on matalalla. Toisaalta kun aurinko laskee riittävän matalalle, yhtenäistä varjoa ei enää muodostu. Tällöin valonsäteet joutuvat kulkemaan pitemmän matkan ilmakehän läpi, jolloin säteily hajaantuu. Vaikutusalueen koko riippuu tuulivoimalamallin dimensioista ja lavan 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 3.3 -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 kuvauksen saa internet-osoitteesta <http://www.emd.dk/> löytyvästä ohjelman käyttöohjeesta [5].

Ohjelmalla voidaan tehdä kahdentyyppisiä laskentoja, ns. Pahin tilanne (*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 10 metriä. Laskennan tarkastelukorkeutena käytettiin 1,5 metriä, eli noin ihmisen silmäkorkeutta. Laskennassa käytetyn saksalaisen ohjeituksen (joka on yleisesti käytössä oleva laskentatapa) 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].

Mallinnuksissa 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 vuosiarvot eivät siten vastaa tulevaa todellista vuositaitaista välkevaikutusta tuulivoimaloiden ympäristössä.

Real Case -laskennoissa huomioidaan alueen tuulisuus- ja auringonpaistetiedot. Worst case -tuloksista tehdään vähennykset auringonpaistetietoihin ja käyttötuntitietoihin (tuulensuunta sektoreittain) perustuen, josta saadaan Real case -tulos. Auringonpaisteisuustietona käytettiin Ilmatieteen laitoksen Valassaaren sääaseman keskiarvoisia auringonpaisteisuustietoja ilmastolliselta vertailukaudesta 1981–2010 [6]. Tuulivoimaloiden vuotuisiksi toiminta-ajaksi määritettiin Fortumin pitkäaikaismittauksiin perustuvien tuulisuusustietojen pohjalta 99 %. Toiminta-ajat laskettiin 12 suunta- sektorille 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
1,03	2,62	3,97	6,77	9,52	10,2	9,52	7,58	5,07	2,61	1,2	0,65

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
734	491	433	404	551	970	1331	1163	692	608	582	670	8629

Real Case -välkevyöhykelaskennan lisäksi laskentoja tehtiin myös yksittäisiin reseptoripisteisiin hankealueen ympäristössä.

4.3 Maastomalli

Maastomalli on laadittu Maanmittauslaitoksen maastotietokannan aineistosta. Maastomallissa ei huomioitu puustoa tai rakennuksia.

4.4 Tuulivoimatiedot

Laskennoissa huomioitiin vaihtoehdossa VE1 43 tuulivoimalaa sekä vaihtoehdossa VE2 42 tuulivoimalaa taulukon 4 mukaisilla sijainneilla.

Mallinnus tehtiin Nordex N163-5.X laitosmallille, jonka roottorin halkaisija on 200 metriä ja napakorkeus 190 m molemmissa vaihtoehdoissa. Roottorikoon ja napakorkeuden lisäksi myös lavan muoto ja leveys vaikuttavat maksimivälke-etäisyyteen, joka on mallinnusohjelman mukaan tälle laitosmallille noin 2039 metriä. Lavan leveystiedot:

- Max blade width = 4,32 m
- Blade width for 90 % radius = 1,69 m

Taulukko 4. Tuulivoimalaitoksen koordinaatit (ETRS-TM35FIN).

Voimala	E / lon	N / lat	Voimala	E / lon	N / lat
VE1			VE2		
1	218236	6938576	1	218236	6938576
2	218911	6938469	2	218950	6938452
3	219378	6937818	3	219378	6937818
4	219630	6938707	4	219630	6938707
5	218740	6939296	5	218740	6939296
6	217812	6939028	6	217904	6939201
7	218587	6939961	7	218413	6939847
8	217254	6940108	8	217254	6940108
9	218253	6940630	9	218253	6940630
10	219064	6940719	10	219064	6940719
11	220182	6939891	11	220182	6939891
12	219834	6940618	12	219834	6940618
13	220545	6941106	13	220545	6941106
14	220904	6941983	14	220904	6941983
15	219924	6941596	15	219924	6941596
16	220287	6942388	16	220287	6942388
17	221005	6942915	17	221005	6942915
18	219780	6942795	18	219780	6942795
19	219276	6943184	19	219276	6943184
20	219004	6942365	20	219004	6942365
21	218877	6941469	21	218877	6941469
22	218332	6942675	22	218332	6942675
23	218311	6941841	23	218311	6941841
24	217647	6941111	24	217647	6941111
25	218101	6943686	25	218101	6943686
26	216054	6944384	26	216054	6944384
27	217910	6944412	27	217910	6944412
28	218543	6945077	28	218543	6945077
29	219113	6943922	29	219113	6943922
30	219919	6944188	30	219919	6944188
31	220214	6943574	31	220214	6943574
32	217781	6945309	32	217781	6945309
33	218422	6946010	33	218105	6946395
34	219344	6944893	34	219344	6944893
35	219405	6945725	35	219405	6945725
36	219194	6946455	36	219194	6946455
37	218323	6946722	37	217249	6946409
38	217249	6946409	38	216835	6944790
39	216835	6944790	39	216250	6943711
40	216250	6943711	40	217094	6943163
41	217094	6943163	41	217042	6945557
42	217042	6945557	42	219440	6939372
43	219440	6939372			

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 -tulokset 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

Välkkeen esiintymiskartat on esitetty liitteessä 1. Välkevyöhykelaskennan lisäksi tehtiin laskentoja 22 reseptoripisteeseen, joiden sijainnit on esitetty liitteenä olevassa välkekartassa ja tulokset taulukossa 5.

Taulukko 5. Reseptoripistelaskentojen tulokset

Reseptori	Real Case, h/a* VE1	Real Case, h/a* VE2
A	4:38	4:38
B	7:09	7:09
C	7:36	7:36
D	6:23	6:23
E	6:15	6:15
F	3:01	3:01
G	3:25	3:25
H	3:15	3:15
I	3:21	3:21
J	0:00	0:00
K	0:00	0:00
L	0:00	0:00
M	0:00	0:00
N	0:00	0:00
O	4:38	4:24
P	6:55	0:00
Q	9:00	7:28
R	0:00	0:00
S	0:00	0:00
T	5:30	5:30
U	5:53	5:53
V	7:51	7:51
W	7:26	7:25
X	11:23	6:29

6. YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Mallinnuksella tarkasteltiin Närpiön Bredåsenin alueelle suunniteltujen tuulivoimalaitosten aiheuttamat välkevaikutukset kahdessa vaihtoehdossa, VE1, jossa huomioitiin 43 voimalaa ja VE2 jossa huomioitiin 42 voimalaa. Tarkasteltava laitosmallina oli Nordex N163-5.X, jossa roottorin halkaisija on 190 m ja napakorkeus 200 m molemmissa vaihtoehdoissa.

Suomen säädöksissä ei ole määritetty sitovia ohje- tai raja-arvoja tuulivoimaloiden aiheuttamalle välkkeelle. Mallinnuksen mukaan vuotuinen välkemäärä ylittää 8 tuntia (rajana Saksassa ja Ruotsissa) vaihtoehdossa VE1 yhden asuinrakennuksen ja yhden lomarakennuksen kohdalla (Reseptoripiste Q ja X). Vaihtoehdossa VE2 ylitystä ei tapahdu yhdenkään asuin- tai lomarakennuksen kohdalla.

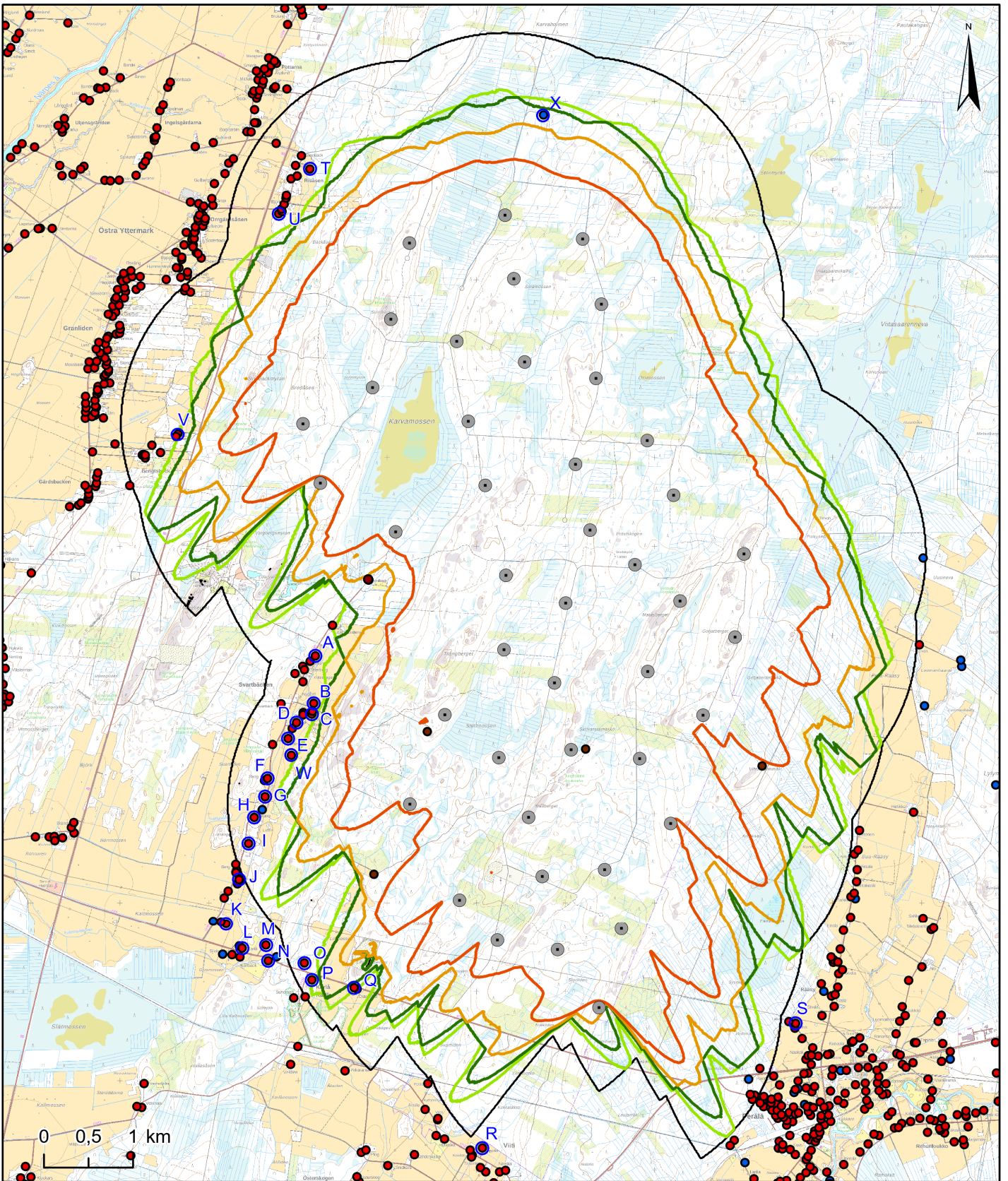
Mallinnus antaa laskennallisen tuloksen ympäristöön kohdistuvasta välkevaikutuksesta. Vuosittaiseen todelliseen välkevaikutukseen vaikuttaa, kuinka tarkkaan vuosittainen tuulivoimaloiden toiminta ja sääolosuhteet vastaavat mallinnuksessa käytettyjä arvoja, sekä lisäksi muun muassa voimaloiden näkyminen tai näkymisen estyminen esimerkiksi puuston tai rakennusten vuoksi. Puustoa tai ympäristön asuin- ja lomarakennuksia ei ole huomioitu mallissa. Puuston on kuitenkin oltava riittävän tiheää ja korkeata sekä suojata altistuvaa kohdetta kattavasti. Myös vuodenajan vaihtelut on huomioitava puuston kyvyssä rajoittaa tuulivoimaloiden näkyvyyttä. Jos tuulivoimalat eivät näy häiriintyvään kohteeseen, ei myöskään välkettä aiheudu.

LÄHTEET

1. Tuulivoimarakentamisen suunnittelu, Ympäristöhallinnon ohjeita 5/2016
2. Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen, WEA-Shattenwurf-Hinweise
3. Vindkraftshandboken - Planering och prövning av vindkraftverk på land och i kustnära vattenområden, Boverket 2009
4. Vejledning om planlægning for og tilladelse til opstilling af vindmøller, Naturstyrelsen, Miljøministeriet 2015
5. WindPRO 3.3 User Manual
6. Ilmatieteen laitos, Tilastoja Suomen ilmastosta 1981–2010, Raportteja 2012:1
7. Suomen Tuuliatlas

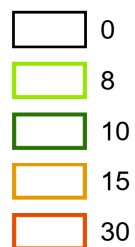
LIITTEET

- Liite 1 Real Case -laskennan välkevyöhykkeet, VE1 ja VE2
- Liite 2 Kalenterit välkkeen mahdollisen esiintymisen ajankohdista reseptoripisteissä



Bredåsen, Närpiö
 Vätkemallinnus
 (WindPro 3.3)

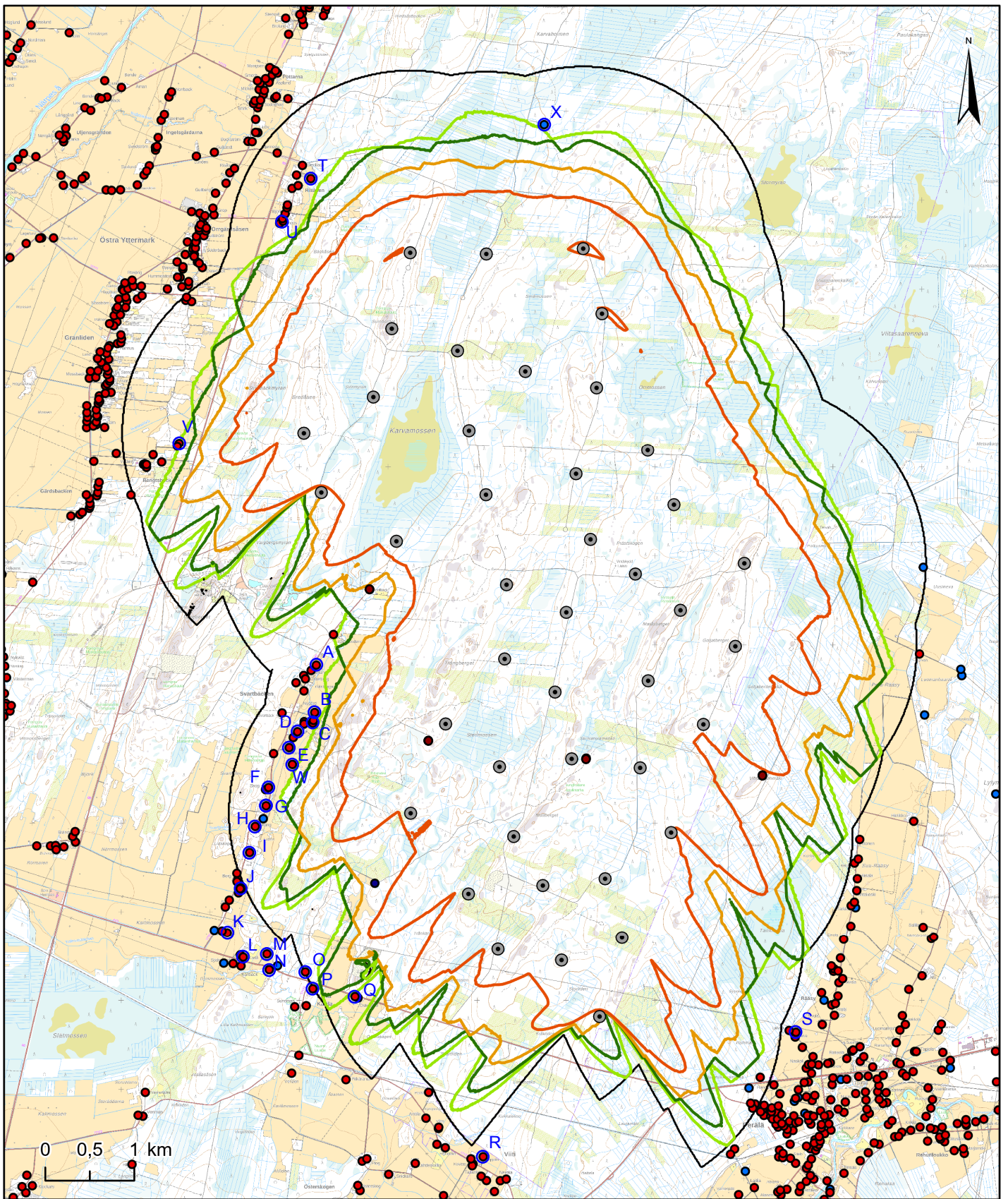
Real Case mallinnus
 Vätketuntia vuodessa, h/v



- Tuulivoimala
- Asuinrakennus
- Lomarakennus
- Metsästysmaja, sauna tms. rakennus
- Reseptoripisteet

5.7.2022

Napakorkeus 190 m
 Roottorin halkaisija 200 m
 Maksimivälke-etäisyys 2039 m



Bredåsen, Närpö
 Vätkemallinnus
 (WindPro 3.3)

Real Case mallinnus
 Vätketuntia vuodessa, h/v



- Tuulivoimala
- Asuinrakennus
- Lomarakennus
- Metsästysmaja, sauna tms. rakennus
- Reseptoripisteet

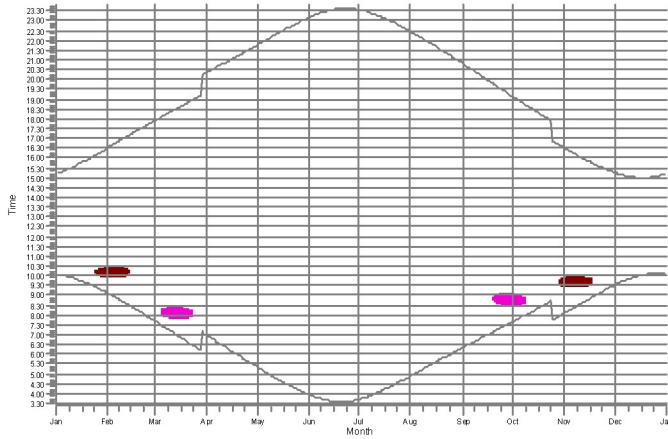
5.7.2022

Napakorkeus 190 m
 Roottorin halkaisija 200 m
 Maksimivälke-etäisyys 2039 m

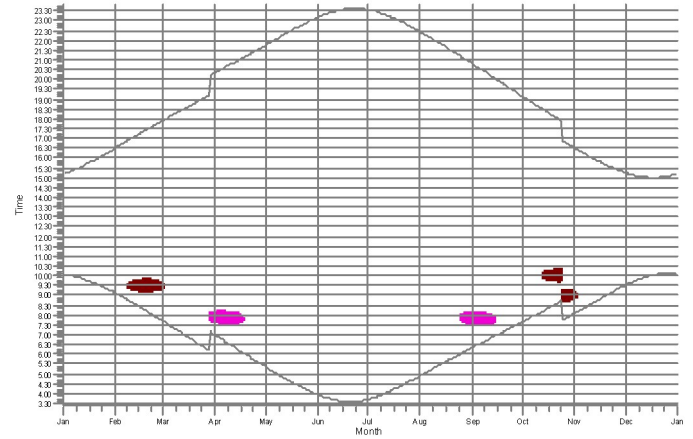
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: FORTUM res FORTUM 2022-05-07 VE1 H190 D200 43WTG

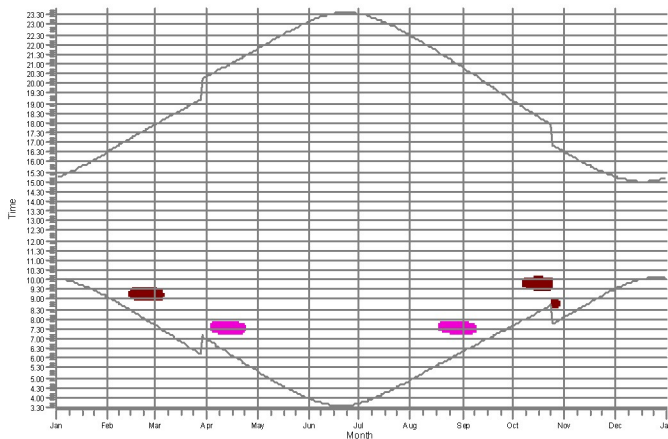
A: A: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (99)



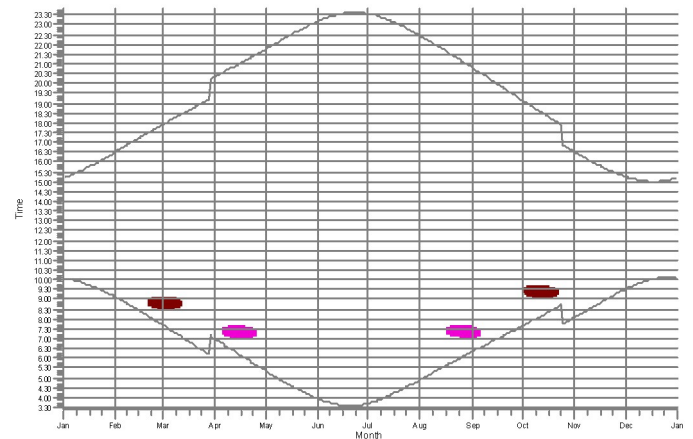
B: B: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (100)



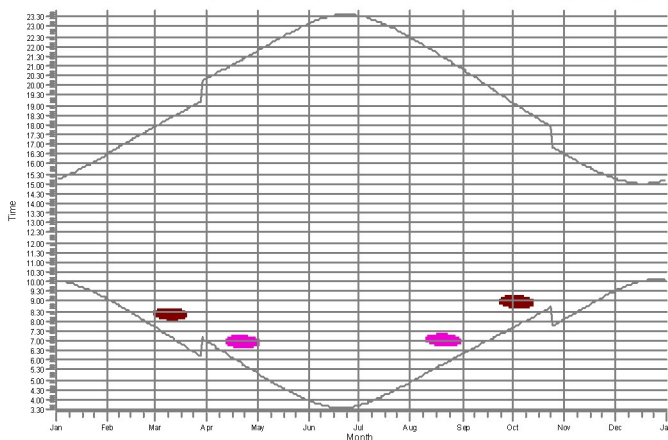
C: C: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (101)



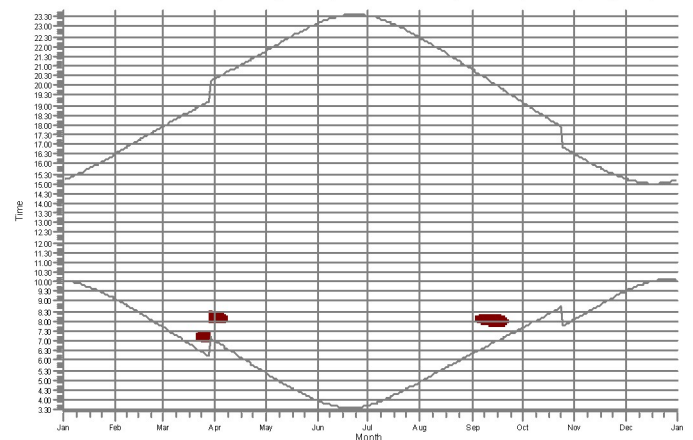
D: D: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (102)



E: E: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (103)



F: F: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (104)



WTGs

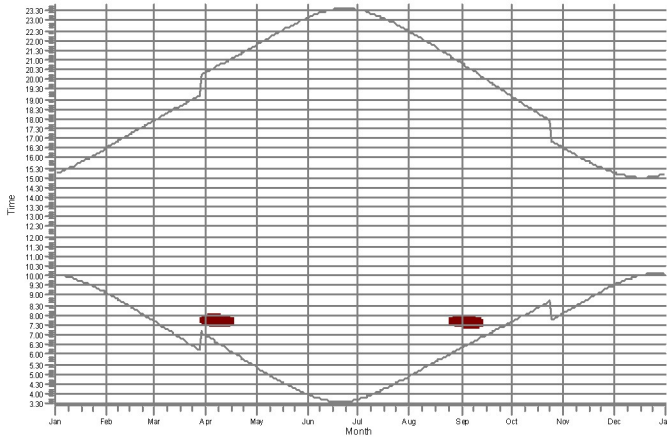
8: Generic RD200 5600 200.0 IOI hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (562)

24: Generic RD200 5600 200.0 IOI hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (578)

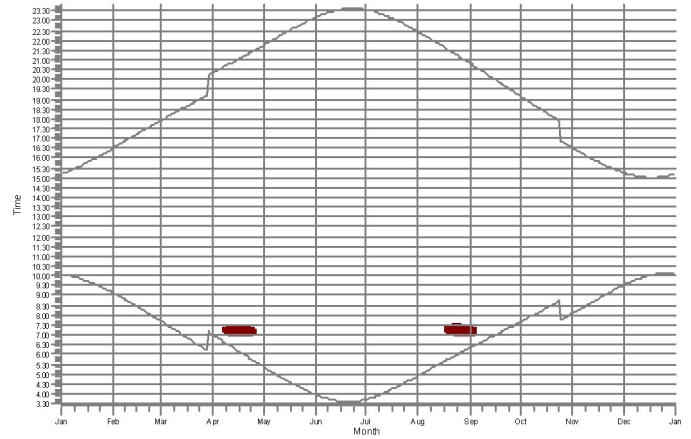
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: FORTUM res FORTUM 2022-05-07 VE1 H190 D200 43WTG

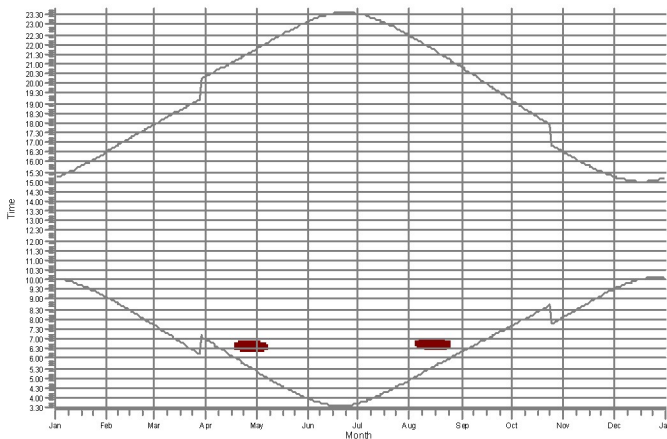
G: G: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (105)



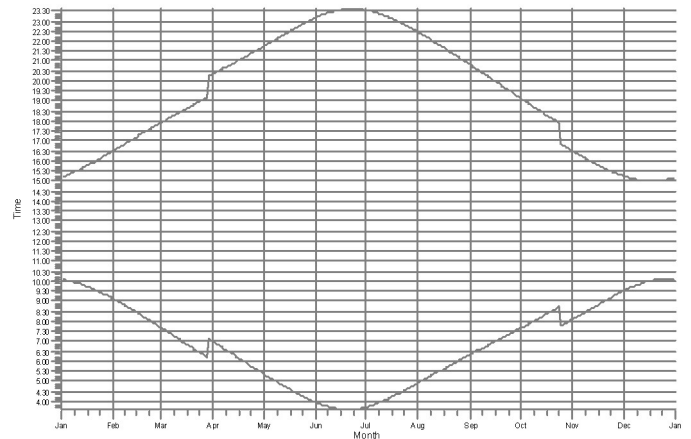
H: H: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (106)



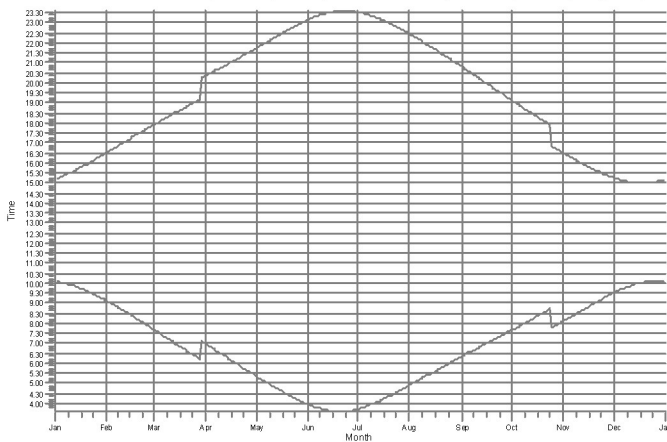
I: I: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (107)



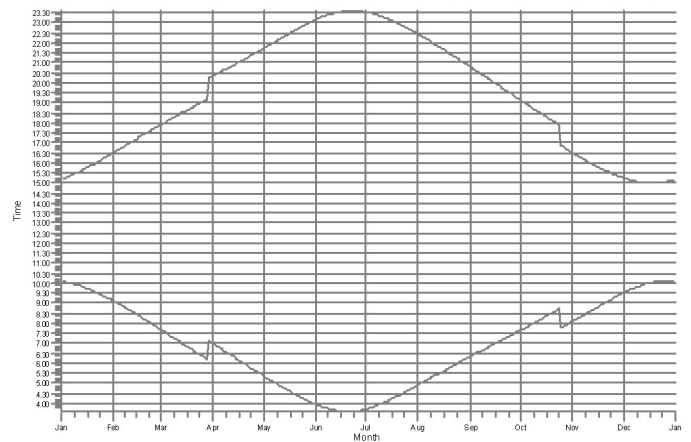
J: J: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (108)




K: K: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (109)



L: L: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (110)



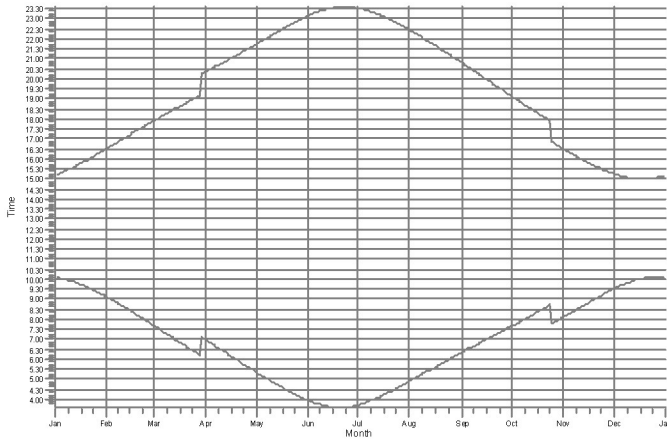
WTGs

 8: Generic RD200 5600 200.0 10! hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (562)

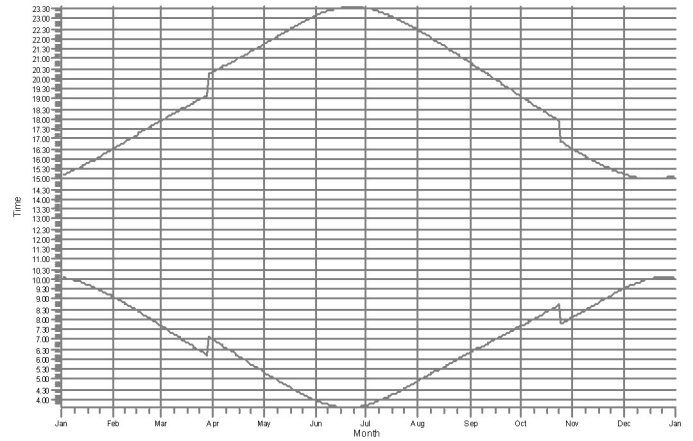
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: FORTUM res FORTUM 2022-05-07 VE1 H190 D200 43WTG

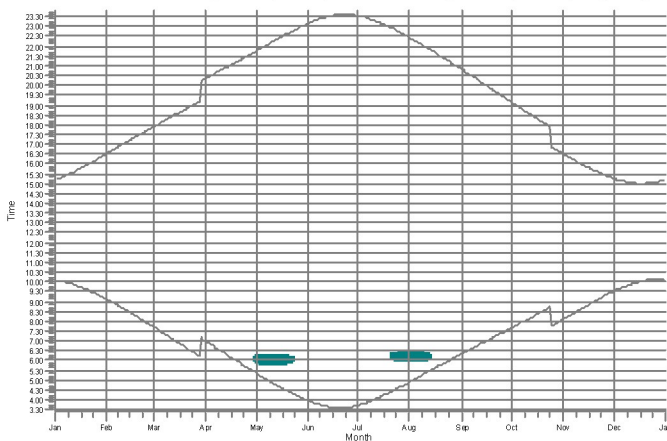
M: M: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (111)



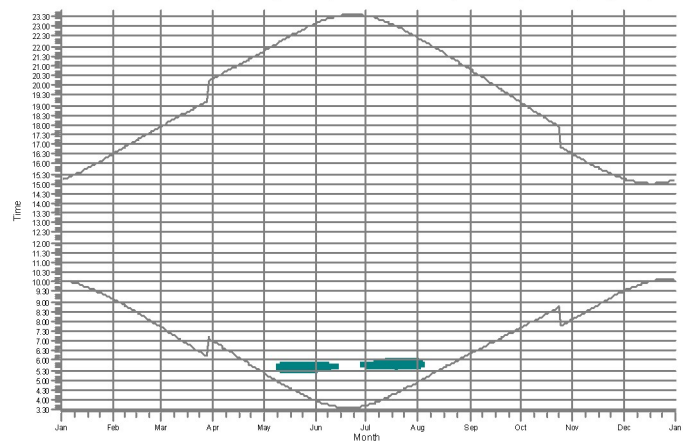
N: N: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (112)



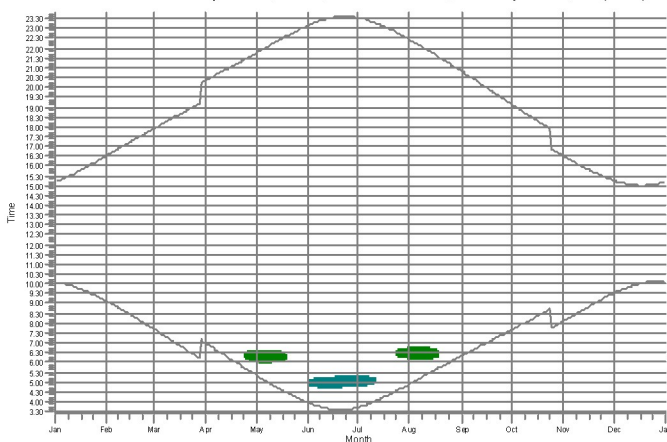
O: O: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (113)



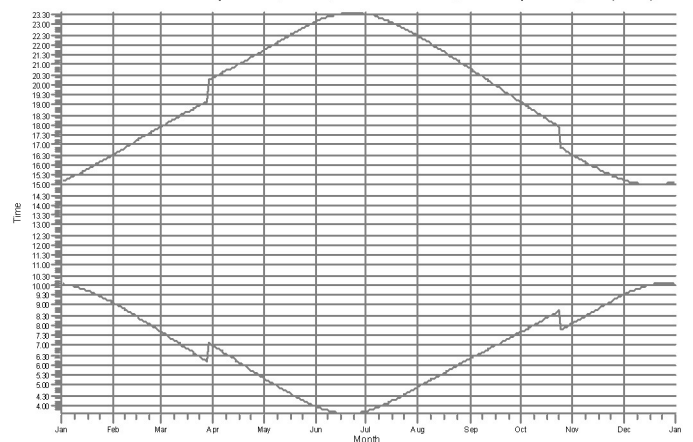
P: P: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (114)



Q: Q: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (115)



R: R: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (116)



WTGs

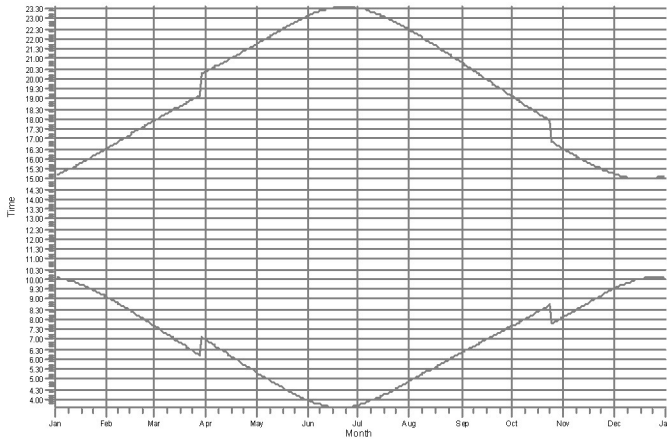
1: Generic RD200 5600 200.0 IØI hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (555)

6: Generic RD200 5600 200.0 IØI hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (560)

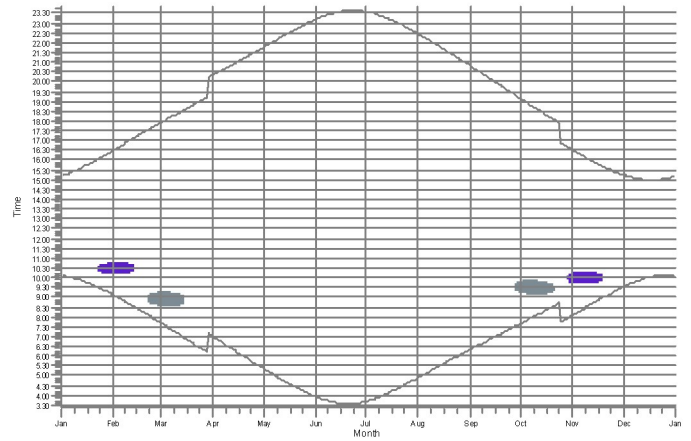
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: FORTUM res FORTUM 2022-05-07 VE1 H190 D200 43WTG

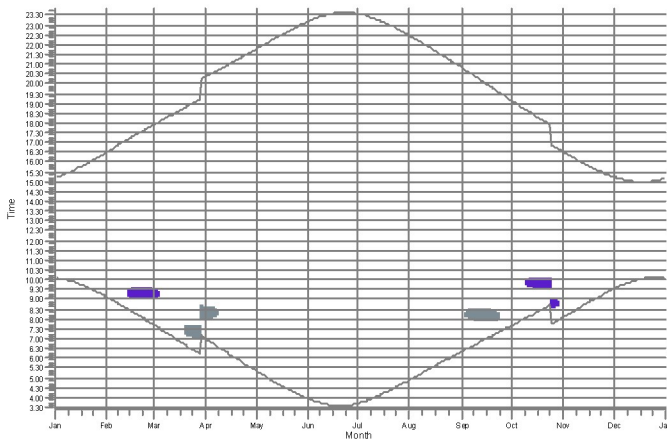
S: S: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (117)



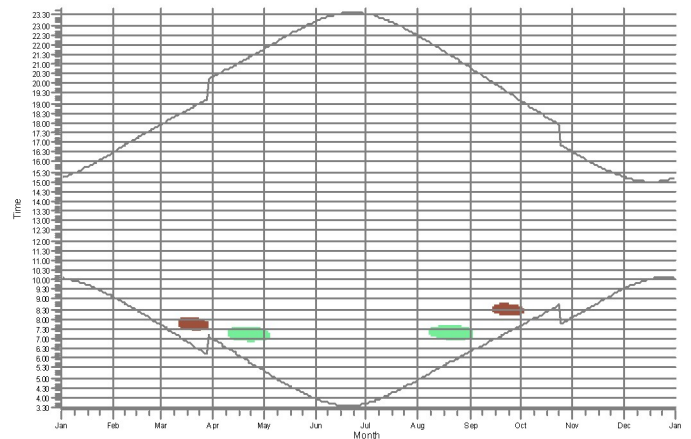
T: T: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (118)



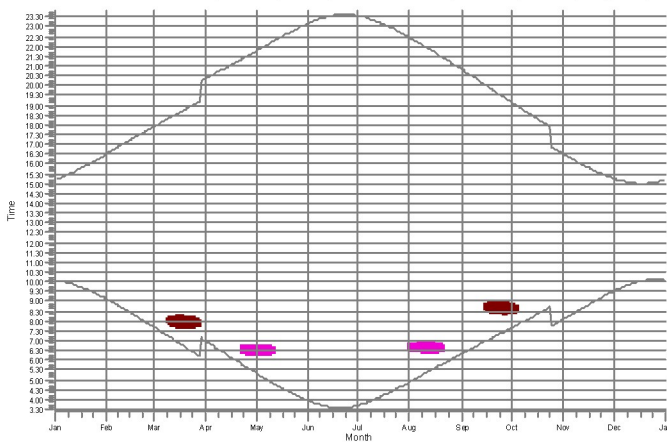
U: U: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (119)



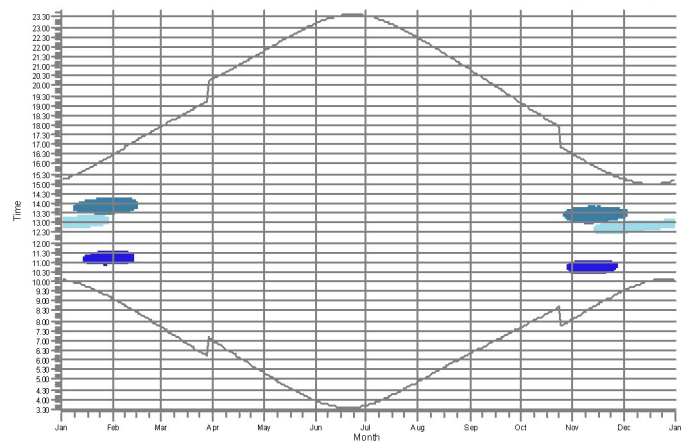
V: V: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (120)



W: W: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (126)



X: X: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (127)



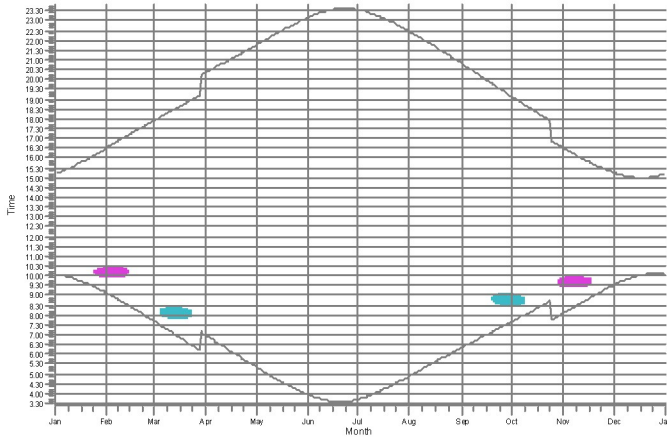
WTGs

- | | | |
|--|--|--|
| 8: Generic RD200 5600 200.0 IOI hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (562) | 33: Generic RD200 5600 200.0 IOI hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (587) | 38: Generic RD200 5600 200.0 IOI hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (592) |
| 24: Generic RD200 5600 200.0 IOI hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (578) | 36: Generic RD200 5600 200.0 IOI hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (590) | 40: Generic RD200 5600 200.0 IOI hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (594) |
| 26: Generic RD200 5600 200.0 IOI hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (580) | 37: Generic RD200 5600 200.0 IOI hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (591) | 42: Generic RD200 5600 200.0 IOI hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (596) |

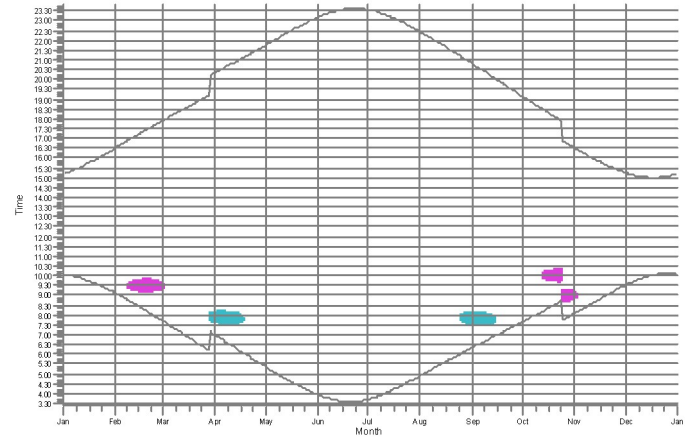
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: FORTUM res FORTUM 2022-06-14 VE2 H190 D200 42WTG

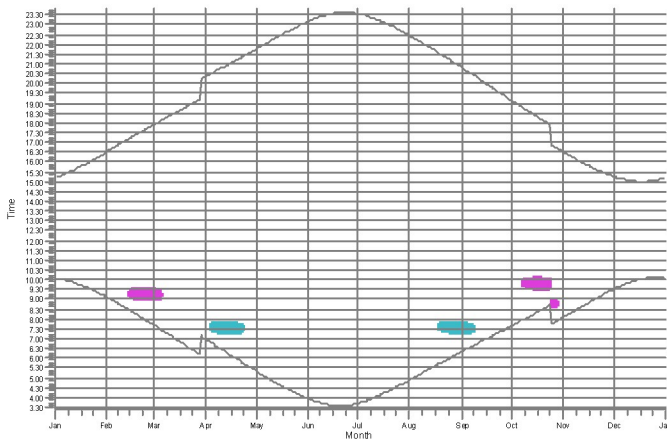
A: A: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (99)



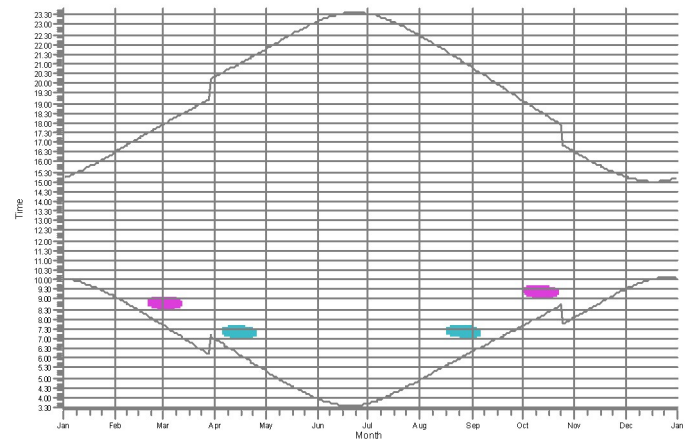
B: B: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (100)



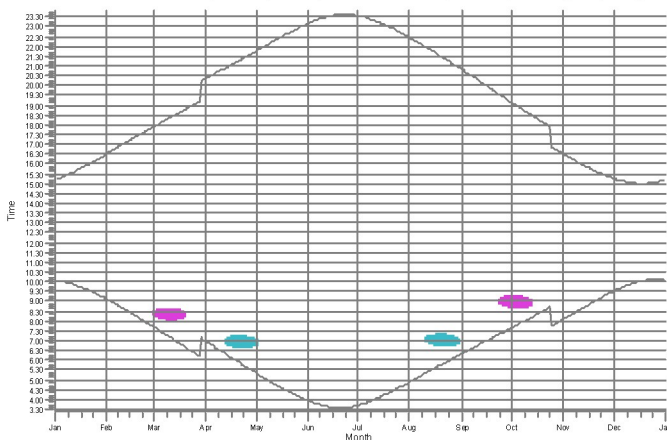
C: C: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (101)



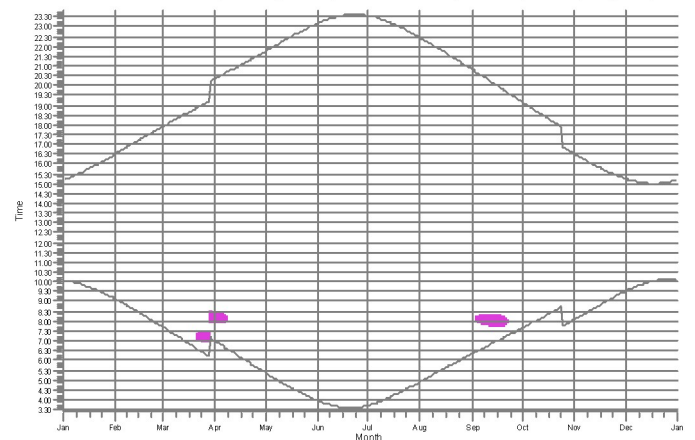
D: D: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (102)



E: E: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (103)



F: F: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (104)



WTGs

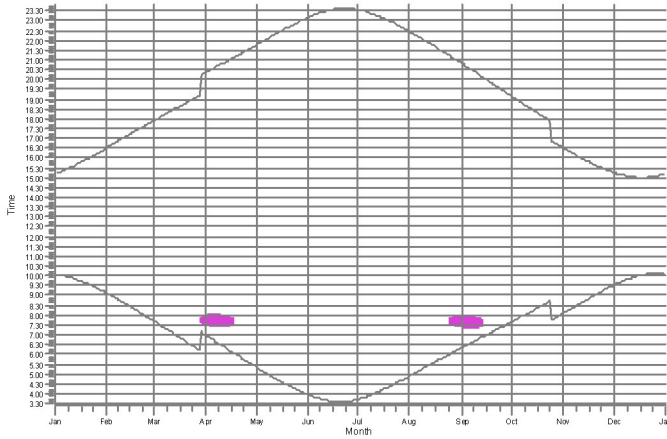
19: Generic RD200 5600 200.0 !OI! hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (704)

35: Generic RD200 5600 200.0 !OI! hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (720)

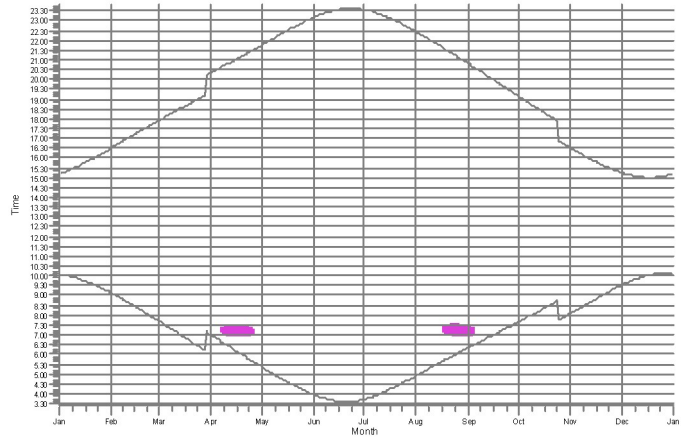
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: FORTUM res FORTUM 2022-06-14 VE2 H190 D200 42WTG

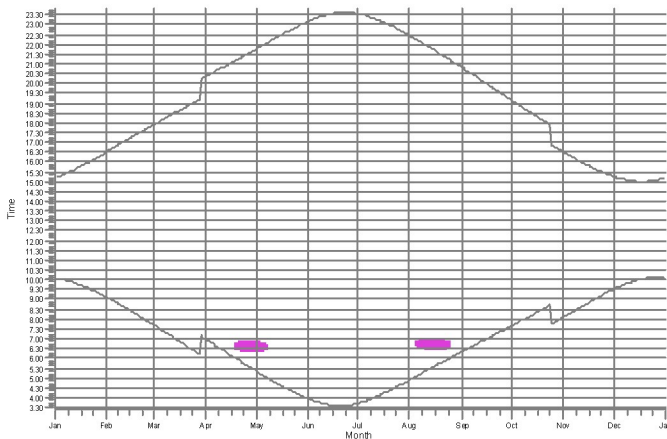
G: G: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (105)



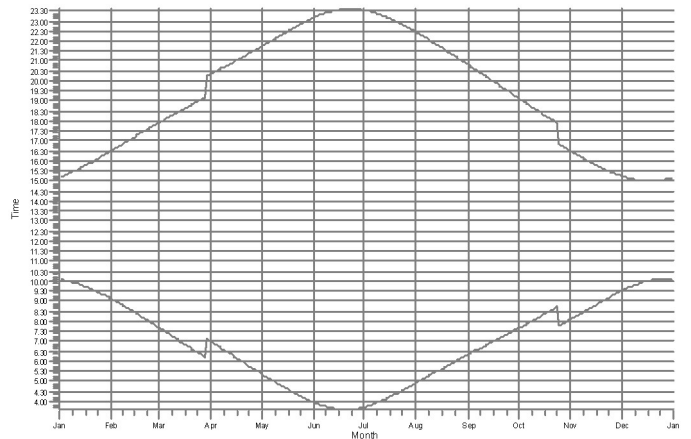
H: H: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (106)



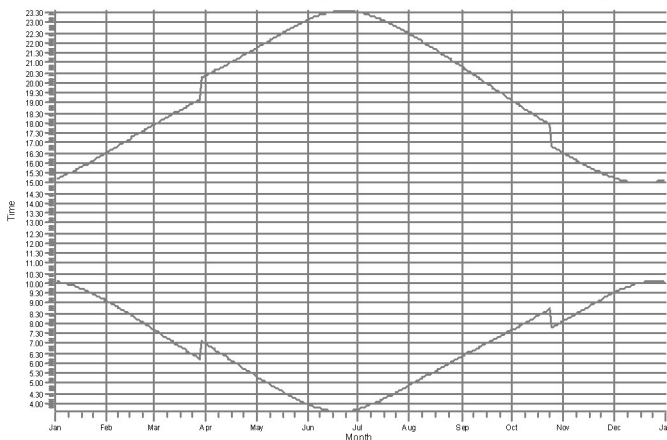
I: I: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (107)



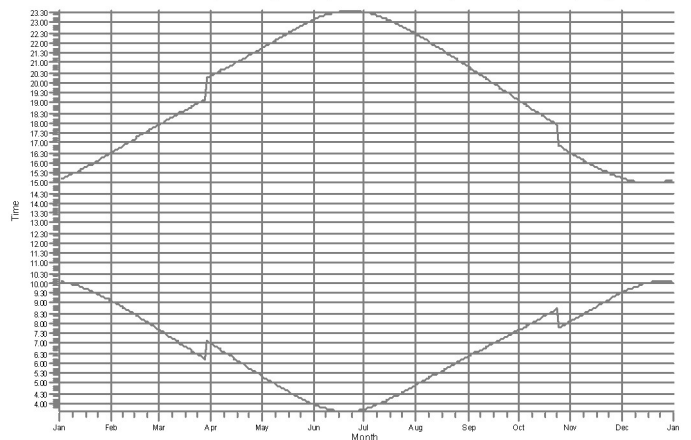
J: J: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (108)



K: K: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (109)



L: L: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (110)



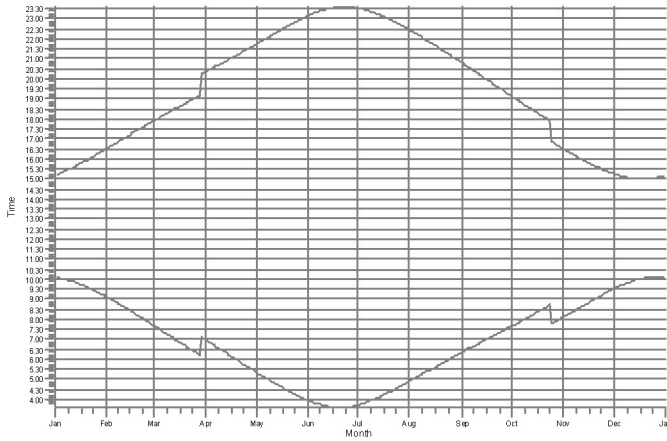
WTGs

35: Generic RD200 5600 200.0 !OI! hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (720)

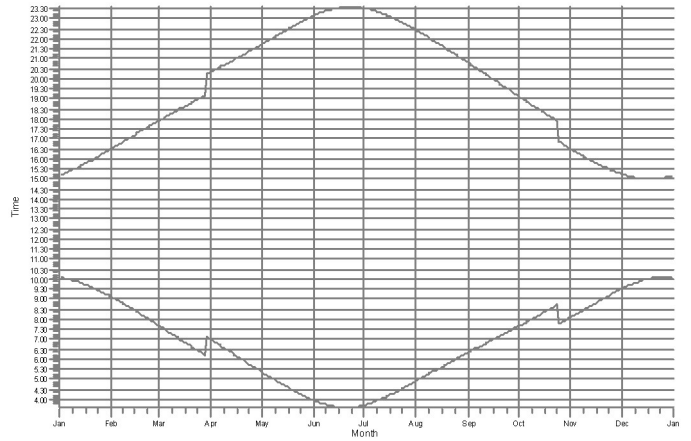
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: FORTUM res FORTUM 2022-06-14 VE2 H190 D200 42WTG

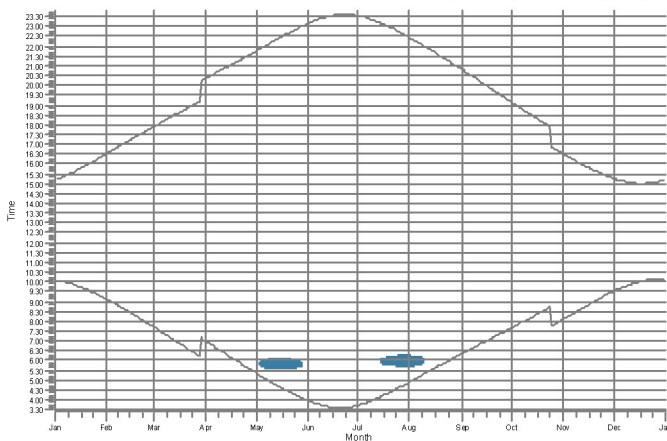
M: M: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (111)



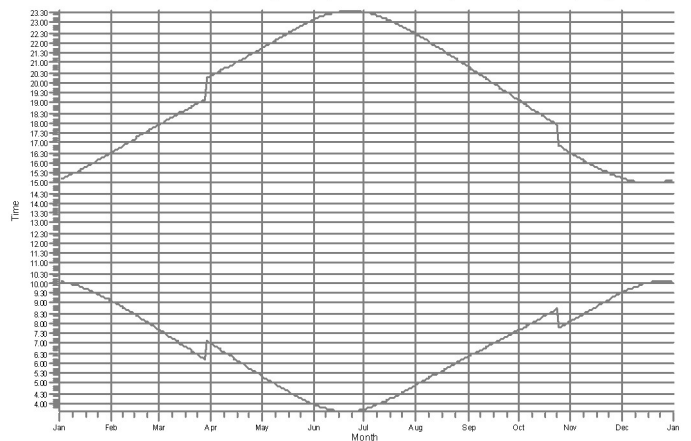
N: N: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (112)



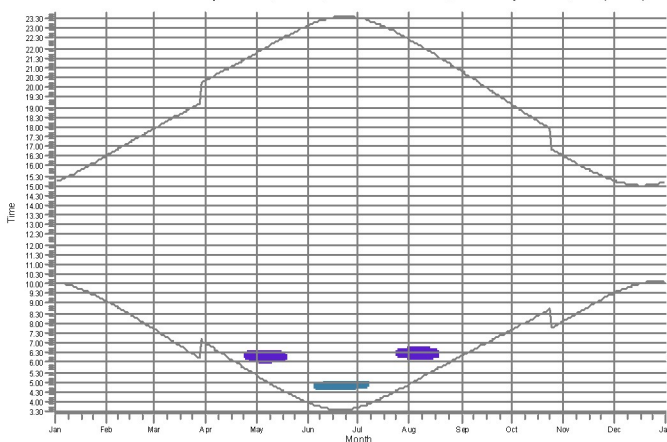
O: O: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (113)



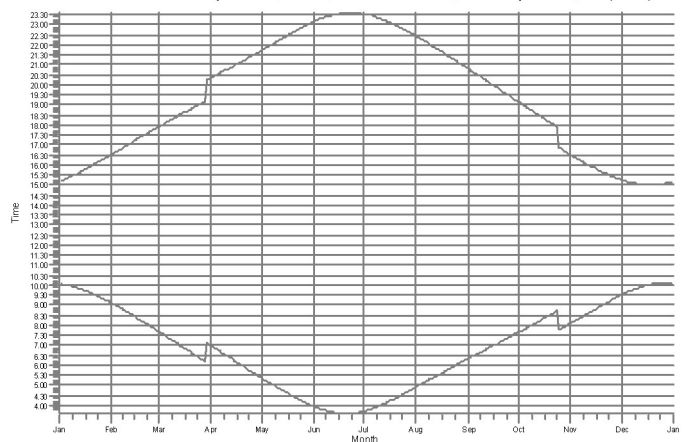
P: P: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (114)



Q: Q: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (115)



R: R: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (116)



WTGs

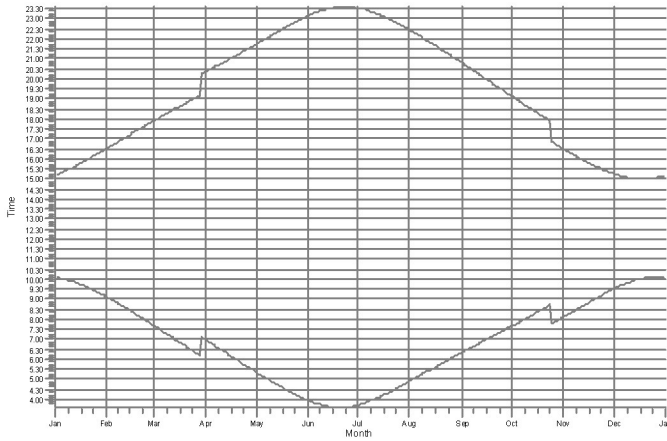
37: Generic RD200 5600 200.0 !OI! hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (722)

42: Generic RD200 5600 200.0 !OI! hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (727)

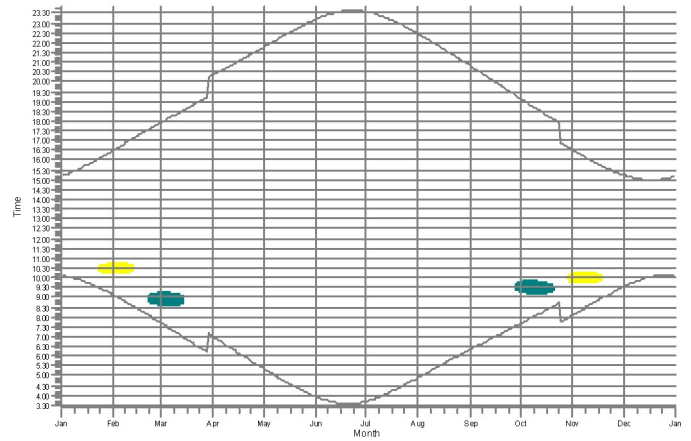
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: FORTUM res FORTUM 2022-06-14 VE2 H190 D200 42WTG

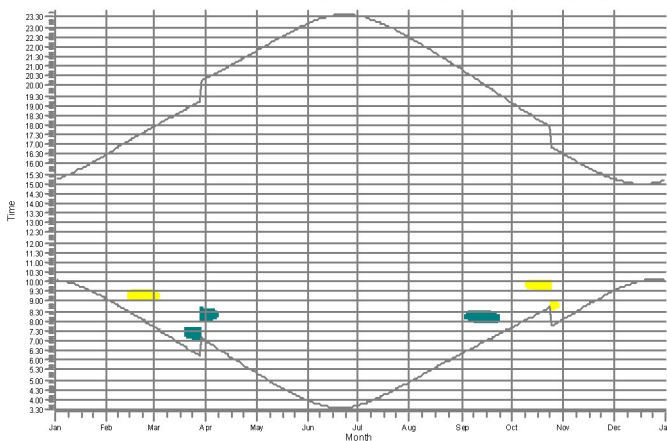
S: S: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (117)



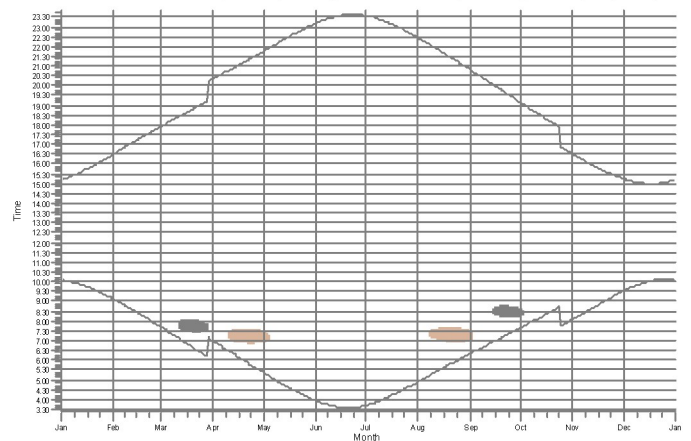
T: T: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (118)



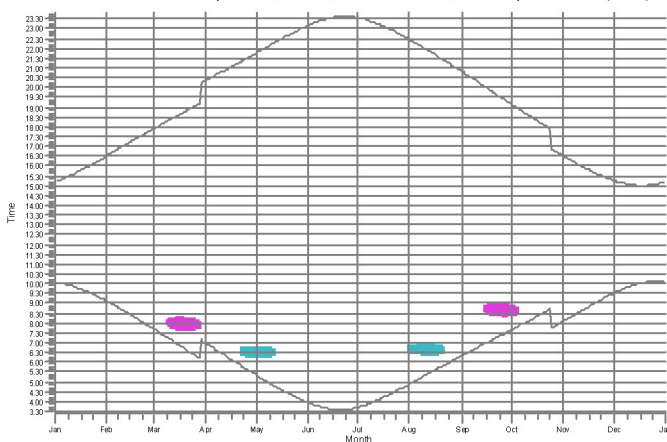
U: U: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (119)



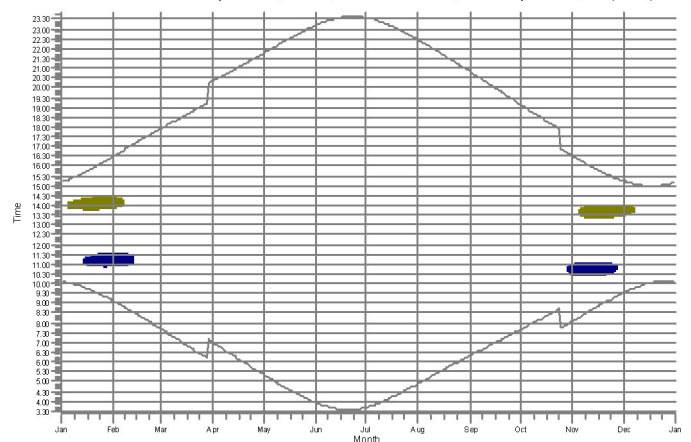
V: V: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (120)











W: W: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (126)



X: X: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (127)



WTGs

- | | | |
|---|--|--|
|  2: Generic RD200 5600 200.0 IO! hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (687) |  7: Generic RD200 5600 200.0 IO! hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (692) |  19: Generic RD200 5600 200.0 IO! hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (704) |
|  4: Generic RD200 5600 200.0 IO! hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (689) |  10: Generic RD200 5600 200.0 IO! hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (695) |  35: Generic RD200 5600 200.0 IO! hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (720) |
|  6: Generic RD200 5600 200.0 IO! hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (691) |  17: Generic RD200 5600 200.0 IO! hub: 190,0 m (TOT: 290,0 m) (702) | |