

# Windklimaat industrieterrein Aarschot

---

Prof. dr. Mark Runacres, Vakgroep Industriële ingenieurswetenschappen, Faculteit ingenieurswetenschappen, Vrije Universiteit Brussel, Pleinlaan 2, 1050 Brussel, Belgium

21 december 2015, revisie 11 februari 2016

## 1 Inleiding

Dit rapport geeft de resultaten weer van een meetcampagne in Aarschot. De metingen zijn gestart op 17 juli 2014 en afgelopen op 31 juli 2015 (12 maanden). De meetprocedure en setup worden in het eerste deel van dit rapport (paragrafen 2 en 3) beschreven. De verzamelde data wordt geanalyseerd in paragraaf 4. In paragraaf 5 worden de langetermijnverwachtingen, die werden voorspeld aan de hand van *Measure-Correlate-Predict* (MCP), voorgesteld. Aan de hand van deze langetermijndata wordt de meest geschikte kleine en middelgrote windturbine voor de site gekozen. De verwachte energieopbrengst met een economische analyse van de windturbine op deze site wordt weergegeven in paragraaf 6. Tot slot volgen de conclusies in paragraaf 7.

## 2 Meetopstelling

De horizontale windsnelheid is gemeten door vier cup anemometers op twee verschillende hoogtes. Door per meethoogte twee anemometers te gebruiken, wordt de verstoring van de wind door de mast op de anemometer vermeden. Door twee verschillende meethoogtes te gebruiken kan de windsnelheid geëxtrapoleerd worden naar andere hoogtes. Om de nauwkeurigheid van deze extrapolatie te bewaren, moet de 2/3 regel worden gebruikt. Dit betekent de windsnelheid geëxtrapoleerd kan worden naar een hoogte die maximaal 50% hoger ligt dan de bovenste meethoogte.

De windvaan meet de windrichting en is zo dicht mogelijk tegen de bovenste twee anemometers geplaatst zonder de wind op de anemometers te beïnvloeden. Voor het meten van de windrichting wordt gebruik gemaakt van 2 windvanen. Het hoogteverschil tussen de sensoren is gekozen op basis van de IEC 61400 normen. De windsnelheid en windrichting zijn gemeten met een frequentie van 1 Hz. Per interval van 1 minuut, wordt de gemiddelde waarde, maximale waarde en standaarddeviatie geregistreerd. Deze data worden opgeslagen op een datalogger die verbonden is met de sensoren. Elke week werden de gegevens verzonden via een GPRS module. De apparatuur wordt getoond in figuur 1.



**Figuur 1: Met de klok mee vanaf linksboven: Thies first class anemometer, Thies compact wind vane, Thies baro transmitter, Genpro 20e GSM/GPRS serial transmitter, Campbell Scientific CR 800 and Thies compact temperature sensor**

De site is gelegen op een industrieterrein te Aarschot (zie figuur 2). Op de site is een vakwerktoren van 36 m aanwezig. De meetapparatuur werd op deze vakwerktoren aangebracht. De windsnelheid wordt gemeten op 30 m en op 22 m. De windrichting wordt gemeten op 26 m.



**Figuur 2: Meetsite in Aarschot**



**Figure 3: Meetmast met anemometers en windvanen**

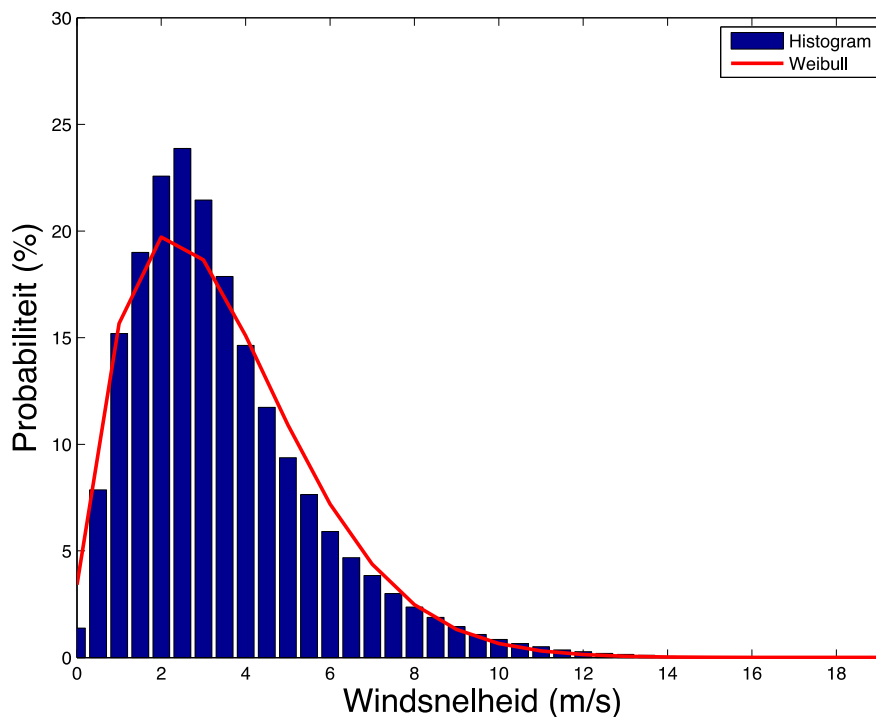
## 4 Data-analyse

### 4.1 Algemeen

De data-analyse is gebaseerd op een meetperiode van 17 juli 2014 tot 31 juli 2015. In tabel 1 worden de gemiddelde windsnelheid op elke meethoogte, de dominante windrichting en de Weibullparameters voor deze meetperiode getoond. In de tabel wordt ook de gemiddelde windsnelheid na een extrapolatie naar 45 m hoogte weergegeven. In figuur 4, wordt het histogram samen met de Weibullverdeling getoond.

Parameter	Waarde
Gemiddelde windsnelheid op 30 m	3.4 m/s
Gemiddelde windsnelheid op 22 m	2.8 m/s
Geëxtrapolerde gemiddelde windsnelheid op 45 m	4.3 m/s
Dominante windrichting	ZW
Vormparameter Weibull $k$	1.65
Schaalparameter Weibull $A$	3.85 m/s

Tabel 1: Windsnelheid en -richting, en de parameters die een Weibullbenadering beschrijven van de metingen



Figuur 4: Histogram en Weibullverdeling van de windsnelheid

## 4.2 Analyse per maand

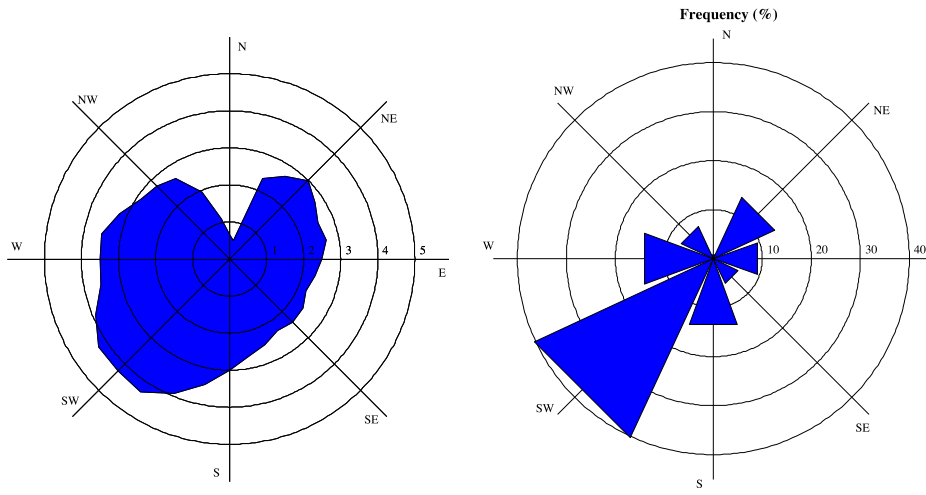
In tabellen 2 en 3 worden de maandelijkse gemiddelde en maximale windsnelheden getoond per meethoogte. De gemiddelde turbulentie-intensiteit en de dominante windrichting worden getoond in de tabellen. Er wordt opgemerkt dat juli 2014 geen volledige maand aan data bevat aangezien de data-analyse is uitgevoerd vanaf 17 juli 2014, en dus niet is opgenomen in de tabel.

Maand	V <sub>gem,boven</sub>	V <sub>max,boven</sub>	Tl <sub>boven</sub>	V <sub>gem,onder</sub>	V <sub>max,onder</sub>	Tl <sub>onder</sub>	windrichting
	m/s	m/s	%	m/s	m/s	%	
<b>Aug.2014</b>	3.15	13	16.7	2.55	11.7	21	ZW
<b>Sep.2014</b>	2.07	8.25	16.2	1.63	7.52	20.2	ZW
<b>Oct.2014</b>	3.45	14.4	15.7	2.84	11.5	19.8	ZW
<b>Nov.2014</b>	2.53	15	15.6	2.06	14.1	18.9	O
<b>Dec.2014</b>	5.16	17.2	15	4.28	15.5	19.6	ZW
<b>Jan.2015</b>	4.63	17.1	14.6	3.86	14.5	19.5	ZW
<b>Feb.2015</b>	3.45	18.1	15.2	2.89	15.5	20.2	ZW
<b>Mar.2015</b>	3.79	18.1	15.7	3.11	15.8	20.2	ZW
<b>Apr.2015</b>	3.18	12.5	16.1	2.63	10.9	20.2	NO
<b>May.2015</b>	3.54	19.2	16.4	2.9	16.9	20.9	ZW
<b>Jun.2015</b>	3.31	14.3	17.1	2.71	12	21.3	ZW
<b>Jul.2015</b>	3.51	14.4	17	2.9	13.4	20.7	ZW
<b>Totaal</b>	3.4	19.2	15.9	2.8	16.9	20.2	ZW

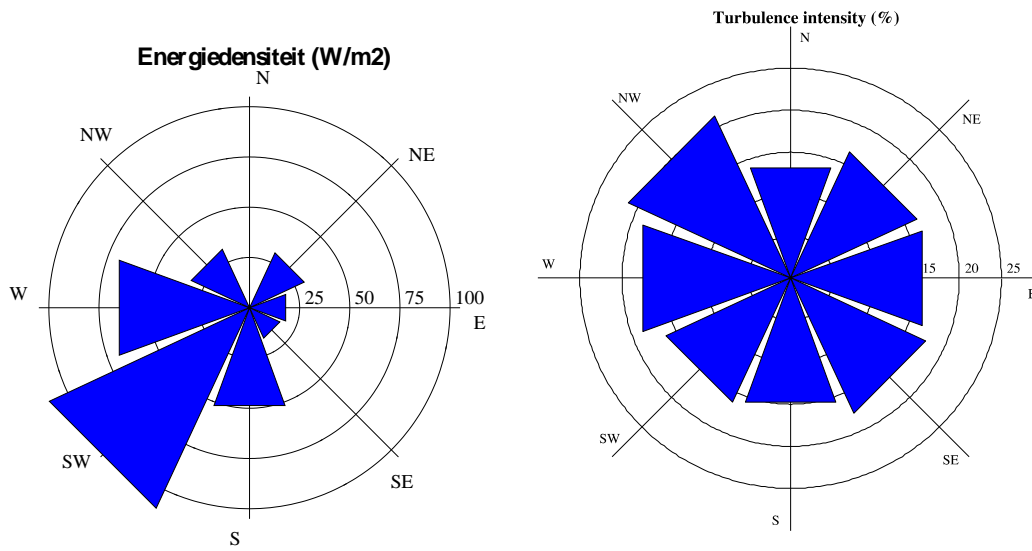
Tabel 2: Maandelijkse gemiddelde en maximale windsnelheid, turbulentie-intensiteit en dominante windrichting voor meethoogte van 30 m

## 4.3 Analyse per windrichting

In figuren 5 en 6 worden windrozen van de windsnelheid, windrichting, energie en turbulentie-intensiteit getoond. De windsnelheidsroos geeft per windrichting de gemiddelde windsnelheid weer. De windrichtingen noord, oost en zuidoost bevatten de lagere gemiddelde windsnelheden, terwijl de hogere gemiddelde windsnelheden uit west, zuid en zuidwestelijke richtingen werden gemeten. De windrichtingenroos geeft per windrichting de frequentie van voorkomen weer. Op deze figuur is duidelijk de dominantie van de zuidwestelijke windrichting te zien. De energieroos geeft per windrichting de energie die beschikbaar is per m<sup>2</sup> rotoroppervlak weer over de meetperiode. Aangezien de wind dominant zuidwest is en hier ook de gemiddelde windsnelheid hoog is, bevat deze windrichting ook de meeste energie. De turbulentieroos geeft per windrichting de turbulentie-intensiteit weer. De turbulentie-intensiteit is quasi onafhankelijk van de windrichting, en eerder aan de hoge kant.



**Figuur 5: Windrozen van de windsnelheid en de windrichting**



**Figuur 6: Windrozen van de vermogensdichtheid en de turbulentie-intensiteit**

## 5 Windpotentieel over lange periode

Om het gemiddelde windpotentieel te schatten over de verwachte levensduur van een windturbine (20 jaar) worden de metingen gecorreleerd met metingen van een meetstation waarvoor lange-termijn metingen beschikbaar zijn. Dit gebeurt via de Measure Correlate Predict (MCP) methode [1].

Voor deze methode werden weerstations van het KNMI (Koninklijke Nederlandse Meteorologisch Instituut) gebruikt. De correlatie met de metingen in Aarschot is voldoende voor MCP [2]. De gemiddelde gemeten windsnelheid, de gemiddelde windsnelheid van de langetermijndata (gebruik makende van de MCP methode), de correlatiecoëfficiënt en de parameters van de Weibullverdeling (vormparameter  $k$ ) en schaalparameter ( $c$ ) van de langetermijndata worden weergegeven in tabel 3.

Meetsite	Referentiesite	Corr.coëff	$V_{gem}$ (m/s)	$V_{LT}$ (m/s)	$k$	$c$
Aarschot	EII	0.76	3.4	3.5	1.88	3.99

Tabel 3: Resultaten van de MCP methode voor het voorspellen van langtermijn wind potentieel.

## 6 Economische analyse

In deze paragraaf wordt een economische analyse uitgevoerd voor zowel een kleine als een middelgrote windturbine op de site. De gekozen windturbines komen uit een database waarin meer dan 750 kleine en middelgrote windturbines zijn opgenomen. Om een betrouwbare voorspelling van de opbrengst te kunnen maken, wordt er enkel gebruik gemaakt van windturbines met onafhankelijk geteste vermogenscurves [3]. De twee gekozen windturbines zijn diegene die het beste presteren onder de heersende windomstandigheden.

De gekozen kleine windturbine heeft een nominaal vermogen van 7.5 kW en een rotordiameter van 6 m. Gebruik makende van de gegevens in tabel 5 kunnen de interne opbrengstvoet (*internal rate of return*, IRR) en de statische en dynamische (verdisconteerde) terugverdientijd van de 7.5 kW windturbine berekend worden. Dit levert een negatieve IRR op en een terugverdientijd die langer is dan de verwachte levensduur van de turbine.

De middelgrote windturbine heeft een ashoogte van 43 m, een nominaal vermogen van 50 kW en een rotordiameter van 19 m. In tabel 6 zijn de gegevens van de middelgrote windturbine gegeven. Er zijn twee verschillende situatie die kunnen voorkomen rekening houdende met de hoeveelheid opgewekte energie. In het eerste geval wordt alle opgewekte energie zelf verbruikt. Dit betekent dat jaarlijks, 133 MWh elektriciteit niet moeten worden aangekocht. Dit leidt tot een IRR van 12.1 %, een statische terugverdientijd van 9 jaar en een dynamische (verdisconteerde) van 10 jaar.

Indien niet alle energie wordt opgebruikt en er rekening gehouden wordt met het gemiddelde jaarlijks energieverbruik van een KMO (50 MWh), dan betekent dit dat er

jaarlijks 83 MWh teveel wordt geproduceerd. Deze extra energie wordt aan de netbeheerder verkocht, zei het wel aan een lager tarief dan de aankooprijs. Als hiermee rekening wordt gehouden, dan is de IRR nog maar 3.4 % en de statische en dynamische (verdisconteerde) terugverdientijd respectievelijk 21 en 22 jaar.

<b>Parameter</b>	<b>Waarde</b>
Jaarlijkse energieproductie	4608 kWh/jaar
Jaarlijkse gemiddelde windsnelheid op ashoogte	3.5 m/s
Elektriciteitsprijs (aankoop)	0.19 EUR/kWh
Stijging van elektriciteitsprijs (/jaar)	3.50 %
Feed-in tarief	6.33 cEUR/kWh
Discontovoet	4 %
Aankooprijs windturbine	EUR 30 350
Installatieprijs	EUR 6500
Onderhoudskosten	2 % van investeringskost
Windturbine levensduur	20 jaar

Tabel 4: Economische parameters voor een 7.5 kW windturbine

<b>Parameter</b>	<b>Waarde</b>
Jaarlijkse energieproductie	133 MWh/jaar
Jaarlijkse gemiddelde windsnelheid op ashoogte	5.3 m/s
Elektriciteitsprijs (aankoop)	0.19 EUR/kWh
Stijging van elektriciteitsprijs (/jaar)	3.50 %
Feed-in tarief	6.33 cEUR/kWh
Discontovoet	4 %
Aankooprijs windturbine	EUR 207 000
Installatieprijs	EUR 93 000
Onderhoudskosten	2 % van investeringskost
Windturbine levensduur	20 jaar

Tabel 5: Economische parameters voor een 50 kW windturbine

Uit de bovenstaande analyse blijkt dat het rendement van een kleine windturbine op de gekozen site, met de huidige economische randvoorwaarden, niet rendabel is. De vraag kan gesteld worden, wat de jaarlijkse opbrengst van een kleine windturbine zou moeten zijn, om de investering rendabel te maken. Daarvoor herhalen we de analyse met hypothetische jaarlijkse energieproducties van 10, 15 en 20 MWh/jr. De resultaten worden getoond in de onderstaande tabel. De terugverdientijd in de tabel is de verdisconteerde (dy-



namische) terugverdiëntijd.

AEP (MWh/jr)	LCOE (cEUR/kWh)	terugverdiëntijd	IRR (%)
10	39	> 20 jr	4
15	26	10	10
20	19	7	15

Tabel 6 Haalbaarheid van een kleine windturbine voor hypothetische jaarlijkse energieproducties

Wanneer we het verwachte vermogen behouden, maar de kostprijs van de turbine halveren, vinden we een LCOE van 0.42 cEUR/kWh, een verdisconteerde terugverdiëntijd die groter is dan 20 jaar, en een IRR van 3%. Uit informele contacten met turbinefabrikanten weten we dat een daling van de kostprijs met 30% mogelijk zou zijn bij grotere productie-volumes. Het is dus zeer onwaarschijnlijk dat de prijs van een kleine windturbine in de nabije toekomst met meer dan 50% zou dalen.

Een stijging van de elektriciteitsprijs zou uiteraard een positief effect hebben op de rendabiliteit van hernieuwbare energie, en dus ook op die van kleine windturbines. Voor een gevoeligheidsanalyse van de haalbaarheid van kleine windturbines die o.a. het effect van de elektriciteitsprijs bespreekt, verwijzen we naar het doctoraatsproefschrift van Jochem Vermeir [3].

## 7 Conclusies

De windsnelheid werd gemeten op een hoogte van 22 m en 30 m. Tijdens de meetperiode was de gemiddelde windsnelheid op 22 m en 30 m respectievelijk 2.8 m/s en 3.4 m/s. Aan de hand van een extrapolatie werd een gemiddelde windsnelheid van 4.3 m/s gevonden op een hoogte van 43 m. Gebruik makende van de Measure Correlate Predict methode, werden 20-jaar gemiddelde windsnelheden van respectievelijk 3.5 m/s en 5.3 m/s gevonden op hoogtes van 30 en 43 m. Deze langetermijndata werden gebruikt tijdens de economische analyse van een 7.5 kW en een 50 kW windturbine met verschillende ashogtes op de site. Voor de 7.5 kW windturbine zijn de terugverdiëntijden boven de levensduur van de windturbine, de IRR is negatief. Het installeren van een kleine windturbine op deze site is onder de huidige omstandigheden niet economisch rendabel is. Zelfs het zakken van de aankoopprijs van een kleine windturbine met 30 % zal onvoldoende zijn om het project rendabel te maken in Aarschot.

Indien alle opgewekte energie van de 50 kW windturbine wordt opgebruikt, heeft het project, onder de gemaakte aannames, een geschatte IRR van 12.1 %, een statische terugverdiëntijd van 9 jaar en een verdisconteerde (dynamische) terugverdiëntijd van

10 jaar. Indien dit niet het geval is wordt het project niet economische rendabel, met terugverdientijden boven de levensduur van de windturbine en een IRR van 3 %. Het is dus van groot belang dat de afname van elektriciteit in balans is met de productie. In die omstandigheden kan de site in Aarschot mogelijk in aanmerking komen voor windturbine van ongeveer 50 kW. Er zijn in dit segment verschillende goede turbines op de markt.

## **Referenties**

[1] Manwell, F.J., McGowan, J.G., and Rogers, A.L., 2009. *Wind Energy Explained*. John Wiley & Sons.

[2] Moon, D. 2006. *Alternate sources of long-term wind reference data*. In proceedings of the Windpower conference. AWEA.

[3] Vermeir J.J., 2015. *Feasibility and performance assessment of small and medium-sized wind turbines*. PhD Dissertation, Vrije Universiteit Brussel. VUBPRESS.