



M Ű E G Y E T E M 1 7 8 2

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM
GÉPÉSZMÉRNÖKI KAR

DARRIEUS SZÉLTURBINÁK EGYMÁSRA HATÁSÁNAK VIZSGÁLATA

Készítette:

Tomor András

Mechatronikai mérnöki alapszak
IV. évfolyam (7. félév)

Konzulens:

Dr. Sente Viktor, tudományos munkatárs

A dolgozat bemutatását a TÁMOP - 4.2.2.B-10/1--2010-0009 "Új
tehetséggondozó programok és kutatások a Műegyetem tudományos műhelyeiben"
című program támogatta.

KIVONAT

A manapság még széles körben elterjedt atomenergia és fosszilis energiahordozók használata több olyan problémát is felvet, melyek nincsenek összhangban a fenntartható fejlődéssel. Ezért mindenképpen szükség van rá, hogy a megújuló energiaforrások - így a szélenergia - jobban előtérbe kerüljenek.

A szélturbinák két nagy csoportját, a vízszintes és a függőleges tengelyű szélturbinákat összehasonlítva azt mondhatjuk, hogy bár önmagában egy mai korszerű vízszintes tengelyű szélturbinával (megfelelő kialakítás esetén) magasabb hatásfok érhető el, mint egy függőleges tengelyűvel, a függőleges tengelyű szélturbinákat egymáshoz meglehetősen közel lehet elhelyezni anélkül, hogy ez jelentős teljesítménymoratóriumot eredményezne. Így értelmet nyer a függőleges tengelyű szélturbinák csoportosan történő vizsgálata, hiszen egy függőleges tengelyű szélturbina farm nagyobb teljesítménysűrűségű lehet, mint egy ugyanakkora alapterületen elhelyezkedő vízszintes tengelyű szélturbina farm.

Célom többek között az volt, hogy az Áramlástan Tanszék laboratóriumában található nagy vízszintes szélcsatornában méréseket tudjak végezni Darrieus szélturbinákkal, ezek egymásra hatását megvizsgáljam különböző elrendezések esetén. Vizsgálni akartam, hogy két szélturbina egymáshoz képesti elhelyezkedése hogyan befolyásolja azok teljesítményét, valamint több szélturbinát felhasználva különféle elrendezéseket akartam létrehozni, és ezek teljesítménysűrűségét vizsgálni.

Ahhoz, hogy ezeket a méréseket meg tudjam valósítani, terveznem kellett egy Darrieus típusú szélturbinát. A tervezés során figyelembe kellett vennem, hogy (mivel szélcsatornában akartam mérni) megfelelően kisméretű, de mérhető teljesítményt leadó, költséghatékonyan legyártható, sokszorosítható szélturbinára volt szükségem. A tervezés után meg kellett építenem a szélturbinát, majd jött az elengedhetetlen tesztelés és a sokszorosítás. A méréshez szükséges generátorok és egyéb elektronikai eszközök beszerzése után következhetett a mérés.

Először egy szélturbina jellemzőit mértem ki, ugyanis az épített szélturbina jellemzőinek ismerete elengedhetetlen volt ahhoz, hogy megállapításokat tehessünk több szélturbina egymásra hatására vonatkozóan. Az egymásra hatás vizsgálatát először két szélturbinával kezdtem, majd a teljesítménysűrűséget több szélturbinából álló elrendezésekre határoztam meg.

Végül következett az elkészített szélturbina, mérőrendszer, mérési módszer kritikai elemzése, az ötletek felsorakoztatása a továbbfejlesztési lehetőségekre és az esetleges új kutatási lehetőségek számbavétele hasonló témakörben.

ABSTRACT

Nowadays' popular consumption of nuclear energy and fossil energy sources raises several problems that do not comply with the requirements of sustainable development. Accordingly, it would be highly necessary that renewable energy sources – like wind energy – come more into prominence.

When comparing the two main types of the wind turbines, namely horizontal and vertical axis wind turbines with each other, we can state the following: although a modern horizontal axis wind turbine can individually reach (in case of a good design) higher efficiency than a vertical axis wind turbine, we can install vertical axis wind turbines sufficiently much closer to each other without resulting in a significant reduction of efficiency. So the cluster examination of vertical axis wind turbines becomes sense, because a vertical axis wind turbine farm can reach a higher power density than a horizontal axis wind turbine farm located on an equivalent area.

One of my objectives was to make measurements with Darrieus wind turbines in the large horizontal wind tunnel of the laboratory of the Department of Fluid Mechanics and to examine the interaction of these turbines using different types of arrangements. I wanted to examine the effect of the arrangement of two wind turbines on their power output, and I wanted to set up different arrangements by using more wind turbines and examine their power density.

To be able to accomplish these measurements, I had to design a Darrieus type wind turbine. In the course of the design I had to take in account -as I wanted to do measurements in a wind tunnel- that I need a wind turbine that is suitably small, but still can produce measurable power, can be constructed and multiplied at a low cost. After designing, I had to construct the wind turbine, which was followed by the necessary testing and multiplying procedures. After I had purchased the necessary generators and electronic devices, the measurement could begin.

First, I had measured the parameters of one single wind turbine, because knowing these parameters is necessary to make statements in the subject when more turbines are in interaction. Then I started with the examination of the interaction of two wind turbines, and in the followings I determined the power density of arrangements with more turbines.

Finally, the critical analysis of the constructed wind turbine, measuring device, and measurement method came, followed by the possible research and development facilities within this area.

TARTALOMJEGYZÉK

KIVONAT	I
ABSTRACT	II
TARTALOMJEGYZÉK	III
JELÖLÉSJEGYZÉK.....	IV
1 BEVEZETÉS.....	1
1.1 Szélenergia	1
1.2 Szélteljesítmény és fajlagos szélteljesítmény	1
1.3 Szélturbinák típusai	1
1.3.1 Vízszintes tengelyű szélturbinák	2
1.3.2 Függőleges tengelyű szélturbinák.....	2
1.4 Célok és az elérésükhöz vezető út	3
2 ELŐZMÉNYEK FELTÁRÁSA.....	5
2.1 Darrieus szélturbina	5
2.1.1 Önindulási problémák.....	7
2.1.2 Darrieus szélturbina működése.....	8
2.1.3 Tip Speed Ratio	10
2.1.4 Solidity Ratio.....	11
2.2 Függőleges tengelyű szélturbinák egymásra hatása	11
3 TERVEZÉS ÉS MEGVALÓSÍTÁS	16
3.1 A Darrieus szélturbina típusának megválasztása.....	16
3.2 Lapátszám meghatározása	16
3.3 Szárnyprofil kiválasztása.....	16
3.4 Gyártási technológia	17
4 A MÉRÉS.....	24
4.1 Generátor beszerzése	24
4.2 A mérés.....	25
4.2.1 A szélturbina jellemzőinek kimérése	26
4.2.2 Két szélturbina egymásra hatásának vizsgálata	32
4.2.3 Több szélturbinából álló elrendezések vizsgálata.....	36
5 KRITIKAI ELEMZÉS, TOVÁBBFEJLESZTÉSI LEHETŐSÉGEK.....	40
IRODALOMJEGYZÉK	42

JELÖLÉSJEGYZÉK

a	távolság [m]
A	felület [m^2]
A_{array}	teljes farm alapterülete [m^2]
A_e	elrendezés alapterülete [m^2]
A_{iso}	egy turbina alapterülete [m^2]
b	távolság [m]
c	távolság [m]
C_{AP}	elrendezési teljesítménytényező [-]
C_e	ellenálláserő tényező [-]
C_f	felhajtóerő tényező [-]
C_P	teljesítménytényező [-]
C_{PD}	teljesítménysűrűség tényező [-]
D	rotor-átmérő [m]
D_P	teljesítménysűrűség [W/m^2]
F_e	ellenálláserő [N]
F_f	felhajtóerő [N]
I	áramerősség [A]
K_e	a motor egy állandója [rpm/V]
l	jellemző hossz méret [m]
n	fordulatszám [$1/min$]
p	nyomás [Pa]
P	teljesítmény [W]
P_0	szélteljesítmény [W]
P_{array}	farm turbináinak átlagteljesítménye [W]
P_{iso}	egyedül álló turbina teljesítménye [W]
P_f	fajlagos szélteljesítmény [W/m^2]
R	sugár [m]
R_a	motor ellenállása [Ω]
Re	Reynolds-szám [-]
R_s	specifikus gázállandó [$J/(kg \cdot K)$]
T	abszolút hőmérséklet [K]
U	feszültség [V]
U'	szélsébség a földhöz viszonyítva [m/s]
U_R	szárnyhoz viszonyított szélsébség [m/s]
U_∞	zavartalan áramlási sebesség [m/s]
v	áramlási sebesség [m/s]

GÖRÖG BETŰS JELÖLÉSEK

λ	gyorsjárási tényező [-]
ν	kinematikai viszkozitás [m^2/s]
ρ	sűrűség [kg/m^3]
σ	Solidity Ratio [-]
ω	szögsebesség [rad/s]

1 BEVEZETÉS

1.1 Szélenergia

Napjaink egyik kulcsfontosságú kérdése, hogy az egyre fejlődő technológiához és egyre magasabb életszínvonalhoz szükséges energiát miből, hogyan, és milyen áron tudjuk előállítani. Ár alatt érthetjük a költséget, azaz hogy mennyibe kerül az általunk felhasznált energia, de érthetjük azt is ezalatt, hogy milyen áldozatok árán vagyunk képesek számunkra megfelelően hasznosítható energiát előállítani.

A manapság még széles körben elterjedt atomenergia és fosszilis energiahordozók használata több olyan problémát is felvet, melyek nincsenek összhangban a fenntartható fejlődéssel. Ezért mindenképpen szükség van rá, hogy a megújuló energiaforrások jobban előtérbe kerüljenek. Többek között ezért is indokolt a témával foglalkozni.

A megújuló energiaforrások csoportjának egyik fontos tagja a szélenergia. A szélenergia-hasznosítás olyan energiahasznosítási módszer, amely folyamatosan megfelelő erősségű szél által átvitt területeken, közvetlen munkavégzésre vagy elektromos energia előállítására kialakított szélérőgéppel történik. [1]

Mindjárt az elején meg kell ismerkednünk két fontos fogalommal, a szélteljesítménnyel és a fajlagos szélteljesítménnyel. A szélteljesítménnyel többször találkozni fogunk a dolgozat későbbi részeiben.

1.2 Szélteljesítmény és fajlagos szélteljesítmény

A fajlagos szélteljesítmény a levegő áramlási irányára merőleges egységnyi felületen egységnyi idő alatt áthaladó levegő tömegének mozgási energiája. A fajlagos szélteljesítmény számítási módja:

$$P_f = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (1.1)$$

Ahol P_f a fajlagos szélteljesítmény, ρ a levegő sűrűsége, v a levegő áramlási sebessége (szélesebesség). A szélturbina rotorja által súrolt felülettel azonos keresztmetszeten áthaladó levegő teljesítménye az alábbi összefüggés segítségével határozható meg (1.2):

$$P_0 = \left(\frac{1}{2} \rho v^2 \right) v A = \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad (1.2)$$

Ahol P_0 a szélteljesítmény, A pedig a rotor által súrolt felület.

A következőkben a szélturbinák néhány típusát, ezek előnyeit és hátrányait taglalom. Ennek segítségével rávilágítok arra is, hogy miért kezdtem el foglalkozni az adott témával.

1.3 Szélturbinák típusai

A szélturbinákat forgástengelyük alapján alapvetően két csoportba soroljuk. Az egyik csoportba tartoznak a vízszintes tengelyű szélturbinák, a másikba a függőleges tengelyű szélturbinák.

1.3.1 Vízszintes tengelyű szélturbinák

A vízszintes tengelyű szélturbinák alkotják a szélturbinák közismertebb csoportját. Az emberek többségének a szélturbina szó hallatán eleve ez a típus ugrik be, sőt van, aki kizárólag ezt a fajta szélkereket ismeri. Nem csoda, hiszen a világon széles körben elterjedt, mondhatni a szélturbinák uralkodó típusa a vízszintes tengelyű. Ez többek között annak köszönhető, hogy önmagában egy vízszintes tengelyű szélturbinával megfelelő kialakítás esetén jobb hatásfok érhető el, mint a függőleges tengelyűvel.

A leírtakon kívül számos előnye van még a vízszintes tengelyű szélturbinának:

- A Föld felszíne felett kialakuló atmoszférikus határrétegben felfelé haladva az áramló szél sebessége nő. A rotor egy magas torony tetején helyezkedik el, így lehetőség nyílik arra, hogy nagyobb legyen a lapátokat érő szélsébség, ezzel együtt a bejövő szél teljesítmény. (az (1.2) összefüggés alapján)
- A lapátok mozgása (persze megfelelő rotor állás esetén) gyakorlatilag mindig merőleges a bejövő szél áramlási irányára, így a rotor a teljes forgás során, bármely szögállásban azonos irányú forgatónyomatékot kap, valamint a lapátok a teljes súrolt felületen mindenhol kölcsönhatásban vannak az áramló (előzetesen meg nem zavart) széllal. Többek között ezért van lehetőség magas hatásfok eléréséhez.
- Mivel ez a típus elterjedt, régóta foglalkoznak vele, jól kifejlesztett gyártási technológia áll rendelkezésre.

Hátrányok:

- Rendkívül masszív konstrukcióra van szükség, hogy a nehéz elemeket (például a lapátokat) megfelelően tartsa
- Az egyéb kellékeket (generátor, rotor tengely, fékrendszer) megfelelő pozícióba, a magasba célszerű tenni. Amennyiben ezeket alulra teszik, a mechanizmus ára és vesztesége miatt kevésbé gazdaságos a megoldás.
- A táj szépségét nagymértékben ronthatják (nagy méretük miatt szembetűnőek)
- Ki kell egészíteni megfelelő forgató mechanizmussal, mely mindig szélirányba forgatja, vagy túl nagy szélnél kitéríti a szél elől a rotort (a vízszintes tengelyű szélturbina nem irányfüggetlen)
- Általában szükség van fékre, mely túl nagy szélsébségnél fékezi, illetve leállítja a turbinát
- Ütemes, nagy zaj

A számunkra legfontosabb hátrány az, hogy a vízszintes tengelyű szélturbinákat a megfelelő működés érdekében egymástól meglehetősen távol kell elhelyezni. Ez a távolság az áramlás irányában a rotor-átmérő 5-10-szerese, oldalirányban pedig a rotor-átmérő legalább 3-szorosa [2]. Egy ennek fényében kialakított elrendezés adott szélsébség és szélirány mellett meghatároz egy adott teljesítménysűrűséget. Az elrendezést lehet optimalizálni, általában a lehető legnagyobb teljesítménysűrűség elérése a cél. Az alapterületre vetített teljesítménysűrűség megadja, hogy mennyi az egységnyi alapterületen a rajta elhelyezkedő szélturbinák által leadott összteljesítmény.

1.3.2 Függőleges tengelyű szélturbinák

A függőleges tengelyű szélturbinák alkotják a kevésbé elterjedt csoportját a szélturbináknak. A függőleges tengelyű szélturbináknak két fő típusa van. A két fő típust az alapján különböztetjük meg egymástól, hogy a forgást előidéző forgatónyomaték a lapátokra ható ellenálláserő (Savonius szélturbina) vagy pedig a lapátokra ható felhajtóerő

következményeként (Darrieus szélturbina) alakul ki. A Savonius típussal most nem foglalkozunk részletesen. Ugyan ezt házilag egyszerűen el lehet készíteni, de rosszabb hatásfokú, mint a Darrieus típusú szélturbina. Találkozhatunk olyan megoldással is, melynél a Darrieus rotort kiegészítik egy Savonius rotorral, ez az úgynevezett hibrid megoldás. Ezzel sem foglalkozunk most. A Darrieus típusú szélturbina áll dolgozatomban középpontjában, éppen ezért mélyre hatóan meg fogunk ismerkedni vele. Először megnézzük általánosságban a függőleges tengelyű szélturbinák hátrányait és előnyeit, majd később meg fogunk ismerkedni részletesen a Darrieus típussal.

A függőleges tengelyű szélturbina hátrányai:

- Alacsonyabb hatásfok, mely többek között annak köszönhető, hogy a forgás közben bizonyos pozíciókban járulékos ellenállásérő hat a lapátra, ez pedig a forgásiránnyal ellentétes irányú forgatónyomatékokat eredményez, mely rontja a hatásfokot. Ezen kívül a lapát a szélirányban hátrébb lévő pozíciókban minőségileg rosszabb szelet kap, ugyanis a hátrébb lévő pozíciókig eljutó áramlás előzetesen meg lett zavarva (a lapátok által).
- A rotor alacsonyan helyezkedik el, ahol a szélesebbesség is alacsonyabb, így nem tudja kihasználni a magas részekben lévő nagyobb szélesebbesség előnyeit. Amennyiben a rotort mégis magasabbra tennék, más, jelentősebb hátrányokkal kellene szembenézni, ezért általában a függőleges tengelyű szélturbinák alacsonyabbak.
- Mivel kevésbé elterjedt és nincs akkora tapasztalat ezzel a típussal kapcsolatban, különös, váratlan dolgok fordulhatnak vele elő. (üzemzavar, meghibásodás)

A függőleges tengelyű szélturbina előnyei:

- A függőleges tengelyű szélturbina irányfüggetlen, tehát nincs szükség szélirányba forgató mechanizmusra. (valamint jól viselkedik erősen változó szélviszonyok között is)
- Nem jelent akkora gondot, hogy alacsonyabban helyezkedik el a rotor, viszont ha a rotor alacsonyan van, az egész szélturbina is alacsonyabb, így kisebb problémát jelent a nehezebb alkatrészek megtartása.
- Alacsonyabb lehet az indulási szélesebbesség, és magasabb a túlélési szélesebbesség, mint a vízszintes tengelyű szélturbinánál
- Olyan helyekre is telepíthető, ahová a vízszintes tengelyű szélturbinák telepítése elképzelhetetlen. Például: Talajhoz közel, fennsíkokra, hegytetőkre, vagy akár szűk, huzatos helyekre (épületek közé) és háztetőkre is. Ezeknél ki is használható az adott hely előnye, például a lokálisan megnövekvő szélesebbesség.

Továbbá a számunkra legfontosabb előny az, hogy a függőleges tengelyű szélturbinákat egymáshoz meglehetősen közel lehet elhelyezni anélkül, hogy ez jelentős teljesítményromlást eredményezne. A korábban már említett teljesítménysűrűsége egy függőleges tengelyű szélturbina farmnak nagyobb lehet (akár 10-szerese is) [2], mint egy ugyanakkora alapterületen elhelyezkedő vízszintes tengelyű szélturbina farmnak, annak ellenére, hogy önmagában egy mai modern vízszintes tengelyű szélturbina magasabb hatásfokkal rendelkezik, mint egy függőleges tengelyű. Ezzel kapcsolatban meglehetősen kevés szakirodalom és kutatási eredmény áll a rendelkezésünkre, éppen ezért indokoltnak láttam, hogy az adott témában kutatást végezzek.

1.4 Célok és az elérésükhöz vezető út

Céлом többek között az volt, hogy az Áramlástan Tanszék laboratóriumában található nagy vízszintes szélcsatornában méréseket tudjak végezni Darrieus szélturbinákkal, ezek

egymásra hatását megvizsgáljam különböző elrendezések esetén. Vizsgálni akartam, hogy két szélturbina egymáshoz képesti elhelyezkedése hogyan befolyásolja azok teljesítményét, valamint több szélturbinát felhasználva különféle elrendezéseket akartam létrehozni, és ezek teljesítménysűrűségét vizsgálni.

Ahhoz, hogy ezeket a méréseket meg tudjam valósítani, terveznem kellett egy Darrieus típusú szélturbinát. A tervezés során a következő szempontokat kellett figyelembe vennem:

- A szélturbina a lehető legkisebb méretű legyen, hogy egyszerre minél több beférjen a szélcsatornába, lehetőleg minél kisebb blokkolási tényező mellett.
- A szélturbina túl kicsi sem lehet, hiszen rá kell kötni egy generátort, és mérhető teljesítményt kell produkálnia.
- A tervezett szélturbina legyártható legyen. (a mi szűkös technológiai lehetőségeink mellett)
- Nagyon olcsó (költséghatékony) legyen a megvalósítás.

Tulajdonképpen egyéb szempont nem volt, nem volt szükség például nagyon magas hatásfokú szerkezetre. Valójában nekem arányszámokra volt csak szükségem. Ehhez teljesen megfelelő egy 10 % körüli hatásfokú szélturbina.

Miután a tervezéssel elkészültem, meg kellett építenem a tervezett szélturbinát, majd tesztelés után sokszorosítanom kellett. Olyan gyártási eljárást kellett találnom, mellyel olcsón, viszonylag jó minőségben tudtam elkészíteni több szélturbinát. Erről később részletesen írni fogok.

Végül a méréshez szükséges (a szélturbinák méreteihez megfelelő) generátorokat és egyéb elektronikai eszközöket kellett beszerezni. Ezután következhetett a mérés.

Dolgozatom következő részeiben először részletesen bemutatom a Darrieus típusú szélturbinát, feltárom az előzményeket (irodalomkutatás, hasonló alkotások), levonom a következtetéseket. Ezután fog következni a tervezés és a gyártás lépéseinek részletes ismertetése, a választott megoldások indoklása. Ezt a mérés bemutatása, az eredmények kiértékelése fogja követni. Végül az elkészített szélturbina, mérőrendszer, mérési módszer kritikai elemzése következik, ötletek felsorakoztatása a továbbfejlesztési lehetőségekre, esetleges új kutatási lehetőségek számbavétele hasonló témakörben.

2 ELŐZMÉNYEK FELTÁRÁSA

2.1 Darrieus szélturbina

Korábban már szó volt róla, hogy a Darrieus típusú szélturbina olyan függőleges tengelyű szélturbina, melynél a forgást előidéző forgatónyomaték a lapátokra ható felhajtóerő következményeként alakul ki. A Darrieus szélturbina lapátja szárnyprofillal rendelkezik, így a lapát lényegében egy szárny, melyre a bejövő szél hatására felhajtóerő hathat. Ez tehát ugyanolyan elven működik, mint a repülőgépek szárnya, csak éppen a szélturbinánál a szárny egy függőleges tengelyhez van rögzítve, gyakorlatilag ezzel rákényszerítve egy forgó mozgásra. Az a sík, melyben a szárnyprofil elhelyezkedik, merőleges a forgástengelyre, a szélturbina tengelyére. A 2.1 ábra egy manapság használt, korszerű Darrieus szélturbinát ábrázol.



2.1 ábra: Egy korszerű Darrieus szélturbina (H-rotor) [3]

Természetesen többféle Darrieus rotor típus létezik. Csak szemléltetés céljából, egy-egy ábrát mutatok róluk. Az egyik típus a H-rotor, a 2.1 ábra éppen ilyen típust ábrázol. Később ezzel a típussal fogunk sokat foglalkozni.

A 2.2 ábra az úgynevezett „habverő” rotort ábrázolja.



2.2 ábra: „Habverő” alakú Darrieus rotor [4]

A 2.3 ábra ábrázolja a spirális Darrieus rotort.



2.3 ábra: Spirális Darrieus rotor [5]

A következő az úgynevezett Mariah szélturbina (2.4 ábra).



2.4 ábra: Mariah szélturbina [6]

2.1.1 Önindulási problémák

A Darrieus típusú szélturbina egy jelentős hátránya, hogy önindulási problémái vannak. Ez tulajdonképpen azt jelenti, hogy hiába van a működéshez elvileg elegendő nagyságú szél, álló helyzetből a rotor vagy egyáltalán nem képes forgásnak indulni, vagy csak bizonyos állásszögek esetén képes elindulni. Ezért a Darrieus szélturbinák forgásnak indulását valamilyen módon elő kell segíteni. Több megoldás ismert arra, hogy a Darrieus szélturbina önindulási problémáit áthidaljuk. Így például [8]:

- Terelő szárnyak alkalmazása
- A már említett hibrid megoldás, melynél a Darrieus rotort kiegészítik egy Savonius rotorral (mivel a Savonius rotor képes önindulásra)
- Kiegészítő mechanizmus alkalmazása a szárny állásszögének állítására
- Olyan szárnyak alkalmazása, melyek változtatják az alakjukat működés közben
- Olyan speciális szárnyprofilok alkalmazása, melyek önindulásra alkalmassá teszik a szélturbinát
- A generátort motor üzemmódban használják az indulásnál, ezzel felpörgetik a turbinát üzemi fordulatszámra, majd átkapcsolják generátor üzemmódba [3]

Ha a Darrieus rotor elindult, utána már forgásban tud maradni és képes üzemszerű működésre, akár egészen kis szélsébségek mellett is. Az indítást azonban meg kell valahogyan oldani.

2.1.2 Darrieus szélturbina működése

Ahogy azt már említettem, a Darrieus szélturbina működése a szárnyprofilra ható felhajtóerőn alapszik. A szárnyra azért hat felhajtóerő, mert nyomáskülönbség alakul ki a szárny felső és alsó része között. A felhajtóerő számítására alkalmas összefüggés:

$$F_f = C_f \frac{\rho}{2} v^2 A \quad (2.1)$$

C_f a felhajtóerő tényező, A pedig a szárny húr hosszának és a szárny hosszának a szorzata.

Nem szabad figyelmen kívül hagyni, hogy a lapátokra ellenálláserő is hat. Az ellenálláserő számítására alkalmas összefüggés:

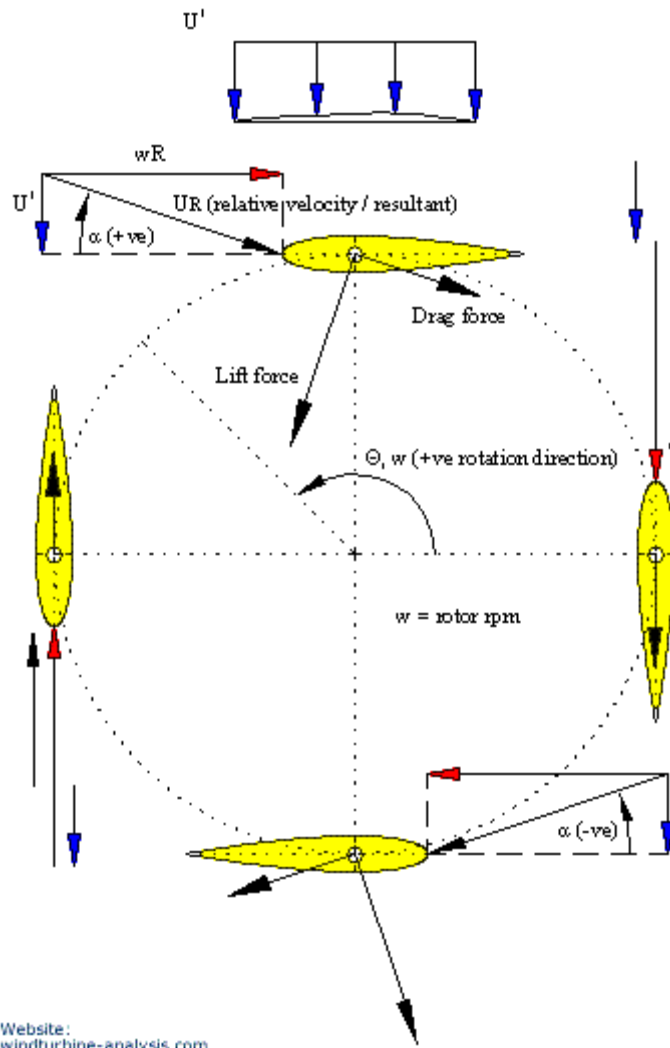
$$F_e = C_e \frac{\rho}{2} v^2 A \quad (2.2)$$

C_e az ellenálláserő tényező.

Az ellenálláserő merőleges a felhajtóerőre. A szárnyra ható eredő erő ennek a két erőkomponensnek a vektori összege. A lapát (szárny) körmozgást végez, körpályán mozog. A lapátokra ható eredő erő érintő irányú komponense fogja lehetővé tenni a forgatónyomaték kialakulását. Mivel a felhajtóerő merőleges a zavartalan (megfűvási) sebességre, ha nullától eltérő az állásszög, a felhajtóerőnek lesz egy nem nulla értékű érintő irányú komponense. Azonban az ellenálláserőnek is hasonló módon lesz egy érintő irányú komponense, ami viszont ellentétes irányú a felhajtóerő érintő irányú komponensével. Így a két érintő irányú komponens különbsége lesz az, ami lehetővé teszi a forgatónyomaték kialakulását.

Nem mindegy azonban, hogy milyen irányú lesz a kialakult forgatónyomaték. Számunkra megfelelő állásszögek esetén az ellenálláserő lényegesen kisebb a felhajtóerőnél. Ekkor nyilvánvalóan a felhajtóerő dominál, ennek megfelelően forog a rotor. Ha azonban a teljes forgás során bizonyos pozícióban az állásszög nem esik bele a számunkra megfelelő tartományba, az ellenálláserő tényező megnövekszik, a felhajtóerő tényező lecsökken, és így az eredő erővektor is lecsökken (a nyomatékkal együtt), sőt előfordul, hogy a forgásiránnyal ellentétes irányú forgatónyomaték alakul ki. Ez számunkra egyértelműen rossz, ha forgásban van a rotor és fennmarad a forgás, mindenképpen hatásfokromlást okoz, de többek között eredményezheti azt is, hogy egyáltalán nem tud magától elindulni a rotor.

A következő ábra (2.5 ábra) segítséget nyújt annak megértéséhez, hogy hogyan alakulnak ki a szárnyra ható erők. Felülnézetből nézzük a lapátot, az ábra négy különböző pozícióban mutatja a sebesség vektorokat, valamint a szárnyra ható erőket a forgás során.



2.5 ábra: Darrieus szélturbina lapátjára ható erők felülnézetből a forgás során [7]

A (2.5 ábra) jelölései a következők:

U' – szélssebesség a földhöz viszonyítva (csak itt jelöljük így, egyébként v a jele)

ωR – a szárny belépőélének kerületi sebességvektorának ellentettje

U_R – szárnyhoz viszonyított eredő szélssebesség

Lift force – felhajtóerő

Drag force – ellenálláserő

Két számunkra fontos sebességkomponens van: a kerületi sebességvektor (illetve ennek ellentettje) valamint a földhöz viszonyított szélssebesség. Ennek a két vektornak az eredője adja a szárnyhoz viszonyított eredő szélssebességet. Az eredő szélssebességvektor és a szárny húrja által bezárt szög az állásszög. Az állásszög adott szárnyprofilnál (adott Re szám mellett) meghatározza a felhajtóerő tényező és az ellenálláserő tényező értékét, számunkra azok az állásszögek jók, melyeknél a felhajtóerő tényező lényegesen nagyobb az ellenálláserő tényezőnél. Erről korábban már írtam.

Tegyük fel, hogy a fújó szél iránya (és akár nagysága is) állandó. (Például ideális szélsatornás körülményeket feltételezünk, így könnyebben megérthető a probléma.) A probléma az, hogy mivel forgásról beszélünk, a kerületi sebességvektor iránya folyamatosan változik. Így az eredő szélssebességvektor iránya és nagysága is folyamatosan változik a forgás során, természetesen eltérő állásszögeket eredményezve. Nem megfelelő beállítások mellett többek között az lesz a gond, hogy a forgás során kevés olyan helyzete

(pozíciója) lesz a lapátoknak, melyben olyan állásszögünk és eredő szélsébségünk lesz, hogy megfelelően nagy felhajtóerő és megfelelően kicsi ellenálláserő ébredhessen. Ebben az esetben a hatásfok rendkívül alacsony lesz, előfordulhat, hogy még az 1 %-ot sem éri el. Így nem megfelelő beállítások mellett a szélturbinánk gyakorlatilag használhatatlan. Később ennek nagy jelentősége lesz.

2.1.3 Tip Speed Ratio

Ebből adódóan meg kell ismerkednünk egy fogalommal, a gyorsjárási tényezővel. Angolul ezt Tip Speed Ratio-nak hívják (TSR). Szokásos jelölése λ -val történik. Darrieus szélturbinák esetében a Tip Speed Ratio a szárny (lapát) belépőélének kerületi sebességének és a szélsébségnek a hányadosa. Tehát a TSR meghatározására szolgáló összefüggés:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (2.3)$$

Ahol R a rotor sugara, ω a szögsebesség és v a szélsébség.

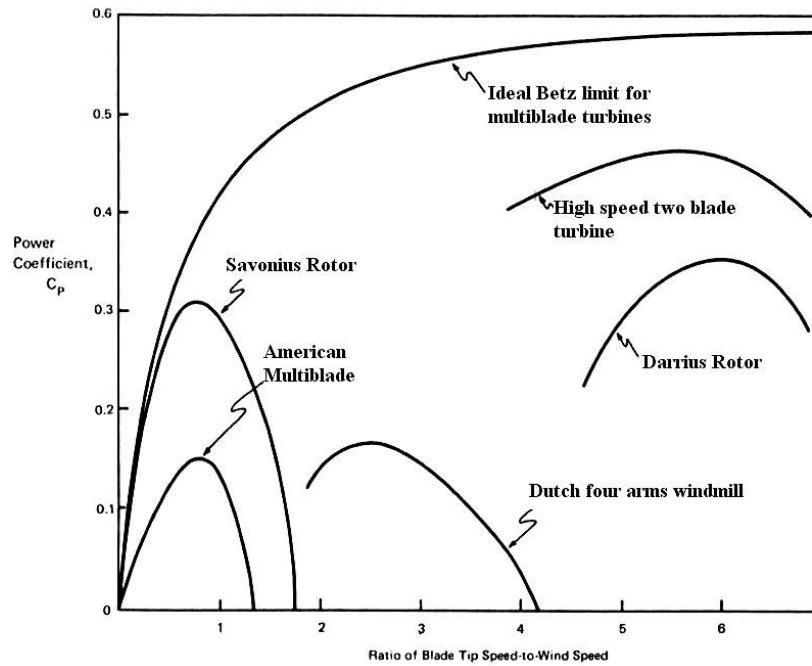
A TSR nagyon fontos arányszám, ugyanis kapcsolatban áll a hatásfokkal. A hatásfokot 100-al elosztva kapjuk a teljesítménytényezőt. A teljesítménytényező számítására szolgáló összefüggés:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho v^3 A} \quad (2.4)$$

Ahol P a szélturbina teljesítménye. A nevezőben található összefüggés a már ismert szélteljesítmény. Ebből adódóan:

$$C_p = \frac{P}{P_0} \quad (2.5)$$

A teljesítménytényezőt gyakran ábrázolják a TSR függvényében. A teljesítménytényezőt a TSR függvényében ábrázolva különböző szélturbina típusok esetén a következőkhöz hasonló görbéket kapunk (2.6 ábra):



2.6 ábra: Teljesítménytényező a TSR függvényében különböző szélturbina típusok esetén [9]

A 2.6 ábrán látható görbéken jól látszik, hogy a teljesítménytényezőnek valahol maximuma van, azaz van egy optimális TSR érték, melynél a szélturbina hatásfoka maximális. Meg szoktak határozni egy TSR tartományt, melyen belül a szélturbinát alkalmasnak tekintik megfelelő teljesítmény leadására. Ennek a tartománynak az alsó és felső határa az a TSR érték, melyhez például a 0,1 értékű teljesítménytényező (azaz 10 %-os hatásfok) tartozik.

2.1.4 Solidity Ratio

A következő fontos fogalom, melyről mindenképpen szót kell ejteni, a Solidity Ratio. (Magyarul talán tömörségtényezőnek nevezhetnénk, de maradjunk az angol névnél.) A Solidity Ratio a lapátok jellemző felületének (mely a szárny húrhosszának és a szárny hosszának a szorzata) összegének és a rotor által súrolt felületnek a hányadosa [10]. Szokásos jelölése σ -val történik. A rotor által súrolt felület H-rotorral rendelkező Darrieus szélturbinák esetében a rotor átmérőjének és a lapát hosszának a szorzata. (Tehát gyakorlatilag a rotor áramlási irányra merőleges vetülete.)

A Solidity Ratio értékének változása hatással van a teljesítménytényező – TSR görbére. Ha növeljük a Solidity Ratio értékét, az optimális TSR értéke (ahol a teljesítménytényező maximális) kisebb lesz. Ezen kívül egy idő után csökkenni fog a maximális teljesítménytényező értéke is, valamint a teljesítménytényező görbe élesebb csúccsal fog rendelkezni, ami azt fogja eredményezni, hogy a turbina hatásfoka érzékenyebb lesz a szél megváltozására. Ha csökkentjük a Solidity Ratio-t, szélesíteni tudjuk azt a tartományt, melyen belül a turbina megfelelő teljesítmény leadására képes, de egy szint elérése után szintén csökken a maximális teljesítménytényező értéke [11]. Ezt is érdemes figyelembe venni egy szélturbina tervezése során.

2.2 Függőleges tengelyű szélturbinák egymásra hatása

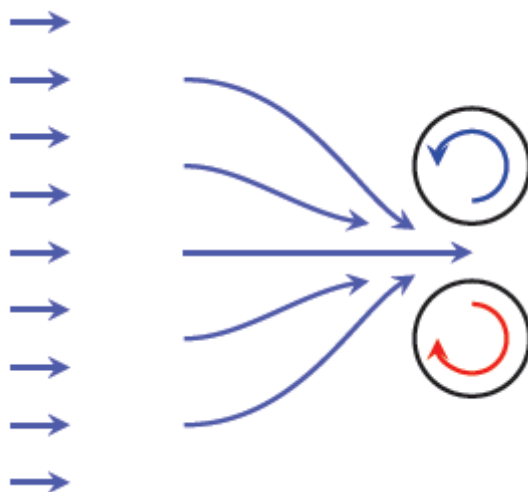
Mint korábban már szó volt róla, a függőleges tengelyű szélturbinák egymásra hatásának vizsgálata áll dolgozatom középpontjában. Ezzel kapcsolatban rendelkezésünkre állnak

kutatási eredmények. A szélturbinák egymásra hatásának vizsgálata többek között azért fontos, mert a szélturbinák egymásra hatásának pontos ismerete alapot nyújthat egy szélturbina farm optimális megtervezéséhez.

Az egyik kutatás [12] során a két vizsgált Darrieus szélturbina tengelyének távolsága a rotor átmérő 1,5-szerese volt. Ezt a távolságot megtartva a rotorok középpontjait összekötő képzeletbeli egyenes szélirányhoz képesti helyzetét változtatták. Több megállapítást tettek:

- A szélirányban hátrébb elhelyezkedő szélturbina teljesítmény csökkenése csak abban az esetben volt jelentős, ha a rotorok középpontjait összekötő képzeletbeli egyenes párhuzamos volt a szél áramlási irányával
- A szélirányban hátrébb elhelyezkedő szélturbina teljesítménye nagyobb mértékben csökkent, ha növeltük a TSR értékét
- A szélirányban hátrébb elhelyezkedő szélturbina teljesítmény csökkenése jobbra az előidézett áramlási irányeltéréseknek köszönhető, és kevésbé a hátrébb elhelyezkedő turbina közelében bekövetkező sebességcsökkenésnek

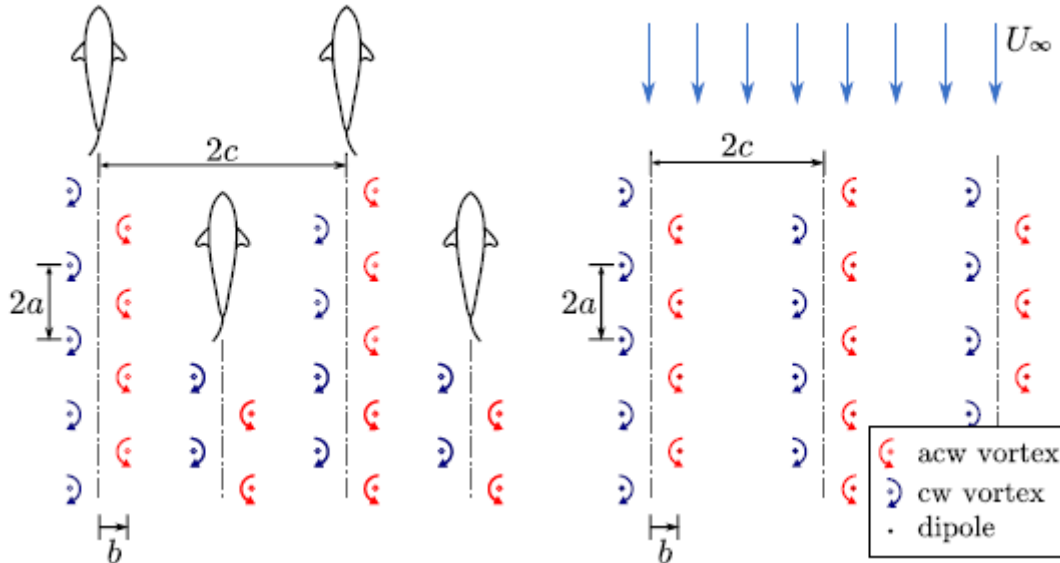
Egy másik kutatás során [13] arra a nagyszerű eredményre jutottak, hogy a szélirányban hátrébb elhelyezkedő szélturbina teljesítménye javítható, ha a turbinák egymáshoz képesti forgásirányát megfelelően választják meg. Ismert dolog, hogy egy áramcső szűkebb keresztmetszetében az áramlási sebesség nagyobb, mint a nagyobb keresztmetszetben, ha a sűrűség állandó. (Kontinuitás tétele) Ennek megfelelően fog viselkedni az áramló levegő, amikor két, egymáshoz közel elhelyezett, egymással ellentétes irányban forgó szélturbina közé ér (2.7 ábra).



2.7 ábra: Áramlási sebesség növekedése két ellentétesen forgó szélturbina között [14]

Az áramlási sebesség a turbinák közötti részen megnő. Alapvetően ez a jelenség felelős a szélturbinák teljesítmény növekedéséért.

A legújabb kutatás [2] az úgynevezett Fish Schooling elméletet használja fel a függőleges tengelyű szélturbina farm tervezéséhez. Ez az elmélet nagyon röviden arról szól, hogy a természetben, a vízben rajokban mozgó halak között pozitív kölcsönhatás van. Az elől úszó hal uszonycsapásaival örvényeket kelt, ezzel valósággal maga után húzza a hátrébb úszót, melynek ezáltal kisebb erőt kell kifejtenie a haladáshoz. Ez ad elméleti alapot a függőleges tengelyű szélturbinák csoportos viselkedésének vizsgálatához. Ezt szemlélteti a 2.8 ábra.



2.8 ábra: Fish Schooling, a függőleges tengelyű szélturbina farm tervezésének alapja [2]

Az ábra jobb oldalán minden „dipole” és „vortex” pár egy turbinát jelöl.

Bevezettek egy fontos tényezőt, az elrendezési teljesítménytényezőt. Ennek jelölése: C_{AP} . Számítására alkalmas összefüggés:

$$C_{AP} = \frac{\bar{P}_{array}}{P_{iso}} \quad (2.6)$$

Ahol $\bar{P}_{array}$ az adott farm (elrendezés) turbináinak átlagteljesítménye, P_{iso} pedig az eredetileg egyedül álló turbina teljesítménye.

Egy másik fontos tényező a teljesítménysűrűség tényező, jele: C_{PD} . Számítására alkalmas összefüggés:

$$C_{PD} = \left(\frac{P_{array}}{A_{array}} \right) / \left(\frac{P_{iso}}{A_{iso}} \right) \quad (2.7)$$

Ahol A_{array} a teljes farm alapterülete, A_{iso} egy turbina alapterülete, önkényesen D^2 -nek választva [2]. (D a rotor-átmérő)

Numerikus szimulációval 16x16-os elrendezést vizsgáltak. (256 turbinából álló farmot) A paraméterek következő tartományában vizsgáldtak:

$$1D \leq a \leq 8D; \quad -1,5D \leq b \leq 1,5D; \quad c = 2D.$$

Ezeknek megfelelően meg lehet határozni olyan elrendezést, melynél az elrendezési teljesítménytényező maximális. Ez egyébként $a = 8D$ és $b = -1,5D$ -nél érhető el, itt $C_{AP} = 1,4$. Azonban a teljesítménysűrűség tényező nem itt lesz maximális. A teljesítménysűrűség tényező maximális értékéhez olyan elrendezéseknél leszünk közel, melyek paraméterei a rajban úszó halak tipikus paramétereinek felelnek meg. Ez a következő arányokat jelenti:

$$\frac{c}{D} = 2; \quad \frac{b}{a} = 0,3; \quad \frac{c}{b} \geq 2$$

Így a vizsgált irodalomban: $a = 1,2D$; $b = 0,4D$; $c = 2D$; $C_{AP} = 0,61$ paraméterekkel rendelkező elképzelt elrendezéseket hoztak létre. Ezekkel körülbelül 10-szeres teljesítménysűrűséget értek el a már működő vízszintes tengelyű szélturbina farmokhoz képest. (A vizsgálódások mindig $v=3$ [m/s] –os szélsébség mellett történtek)

Megállapították tehát, hogy egy farmot vizsgálva az egységnyi alapterületre eső legnagyobb teljesítmény nem a maximális C_{AP} értéknél lesz, azaz nem kizárólag az a cél, hogy a turbinák átlagteljesítményét növeljük.

Ezek az eredmények nagy segítségemre voltak a kutatásom során. Céлом többek között az volt, hogy először az említett jelenségeket én is megtapasztaljam, valamilyen szinten reprodukáljam az eredményeket. Két turbinát felhasználva a következő méréseket akartam végrehajtani:

- A rotorok középpontjait összekötő képzeletbeli egyenes a zavartalan áramlási irányra merőleges, a forgásirány azonos. Így egy egymástól távoli pozícióból elindulva folyamatosan közelítve a szélturbinákat mérem azok teljesítményét.
- Ugyanilyen módon mérem a szélturbinák teljesítményét, csak éppen ellentétes forgásirány mellett.
- A rotorok középpontjait összekötő képzeletbeli egyenes a zavartalan áramlási iránnyal párhuzamos, a szélturbinák teljesítményét mérem (elsősorban a szélirányban hátrébb elhelyezkedő szélturbina teljesítménye az érdekes) először azonos, majd eltérő forgásirány mellett, szintén különböző távolságok esetén.
- Egy olyan helyzetben is érdemes mérni, melynél a rotorok középpontjait összekötő képzeletbeli egyenes a zavartalan áramlási iránnyal valamilyen 0° -nál nagyobb, de 90° -nál kisebb (pl.: 45° -os) szöget zár be.

Ezt követően több turbinát felhasználva már kicsit bonyolultabb elrendezéseket is létrehozhatunk. Először mindenképpen a már említett kutatás [2] során meghatározott elrendezést akartam megvalósítani. ($a = 1,2D$; $b = 0,4D$; $c = 2D$)

Ezután a következő paraméterekkel rendelkező elrendezést akartam létrehozni:

$$a = D; \quad b = D; \quad c = 2D$$

Az adott irodalomban [2] megtalálható, hogy elméletileg ennek a második elrendezésnek még nagyobb a teljesítménysűrűsége, de jobbra csak az első elrendezéssel foglalkoztak. Ezért úgy gondoltam, mindenképpen érdemes megnézni, hogy az én turbinám esetén melyik paraméterek mellett nagyobb a teljesítménysűrűség. Fontos megjegyezni, hogy néhány egyéb paraméter (például cirkuláció) valószínűleg teljesen eltérő a mi esetünkben, ez befolyással van az eredményeinkre.

További lehetőségeket láttam abban is, hogy c értékét változtatjuk a vizsgálódás során. Ezt ugyanis végig állandón tartották.

Nem szabad elfelejteni, hogy ők végig 3 m/s –on vizsgálódtak, nyilvánvalóan más szélsébségekre más paraméterekkel rendelkező elrendezés lesz optimális, ezért érdemes vizsgálni nagyobb szélsébségeken is. A szélirány változásának figyelembevétele pedig még komplexebb, gyakorlatban még jobban hasznosítható eredményt adna. Éppen ezért végső céloknak azt tűztem ki, hogy egy adott szélsébség és szélirány esetén nagy teljesítménysűrűségű elrendezés teljesítménysűrűségét más szélsébségek és szélirányok esetére is megvizsgáljam. Ugyanis sok olyan hely létezik, ahol folyamatosan, megfelelő erősségű szél fúj, de a szélsébség és a szélirány gyakran változik. Egy ilyen helyen figyelembe kell venni a szél megváltozását, és a szélturbina farmot ennek megfelelően kell megtervezni, hogy a teljesítménysűrűség lehetőleg minden lehetséges szélsébség és szélirány esetén magas legyen.

Komoly lehetőségeket látok abban, hogy az adott témakörhöz kapcsolódóan további kutatásokat végezzek a jövőben. Ezeknek a jövőbeli kutatásoknak megalapozása ez a

munkám. Elsődleges céljaim között volt megvizsgálni azt, hogy az általam megépített mérési rendszer alkalmas-e arra, hogy ilyen kis méretben, szélcsatornás körülmények között függőleges tengelyű szélturbinák csoportos vizsgálatát elvégezzem. Amennyiben a módszereim alkalmasak erre, azaz reális mérési eredményeket vagyok képes produkálni az épített szélturbinákkal, van jogosultsága továbbhaladni az adott témakörben. Az elmúlt egy-két évben jelentős kutatási eredmények születtek a témában, de még mindig nagyon sok nyitott kérdés van. A téma tehát korántsem tekinthető lezártnak.

3 TERVEZÉS ÉS MEGVALÓSÍTÁS

Mint ahogy már szó volt róla, a Darrieus szélturbina „lelke” a szárnyprofil. A megfelelő működés érdekében a szélturbina szárnyprofilját rendkívül gondosan kell megválasztani. Szokványos esetben, ha egy komoly szélturbinát akarunk építeni, a gyártást hosszas szimulációk előzik meg annak érdekében, hogy a szélturbina paramétereit számunkra optimálisra (vagy ahhoz közelire) tudjuk beállítani. Ilyen módon a szárnyprofil megfelelő megválasztására is lehetőség van.

Az én esetem azonban lényegesen eltért a szokványostól, már csak azért is, mert még nem tanultam CFD szoftvert használni. A korlátozott gyártási lehetőségek sok opciótól megfosztottak, de egyúttal egy nyomvonalat is kijelöltek a tervezésben, így akár pozitívumként is felfogható ez.

3.1 A Darrieus szélturbina típusának megválasztása

A tervezés első lépéseként ki kellett választanom a Darrieus szélturbinák csoportján belül, hogy melyik típusú turbinával akarok foglalkozni. A választásban nagy segítségemre volt az, hogy szűkös technológiai lehetőségtár állt a rendelkezésemre. Így nem volt kérdés, hogy a lehető legegyszerűbb konstrukciót kell megalkotnom, tehát a legegyszerűbb típust, a H-rotort választottam. A „habverő” és a spirális rotor görbülő illetve csavart lapátja túlzottan bonyolult lett volna. A Mariah szélturbina pedig igazából több H-rotor egymásra rakásaként fogható fel.

A választott H-rotor meglehetősen egyszerű felépítésű. A lapátja lényegében egy egyenes szárny, mely több konstrukciónál még állandó keresztmetszetű is. A függőleges helyzetben lévő lapát általában egy vagy két vízszintes tartóelemmel van rögzítve a tengelyhez. Lényegében innen kapta a H-rotor elnevezést, ugyanis például a két lapáttal, lapátonként egy vízszintes tartóelemmel rendelkező rotor úgy néz ki, mint egy nagy „H” betű.

3.2 Lapátszám meghatározása

A következő lépés a lapátok számának meghatározása volt. Lapátszám szempontjából is többféle konstrukció ismert világszerte. Így többnyire kettő, három, öt és esetleg egyéb, páratlan lapátszámú konstrukciók terjedtek el. A kétlapátos, és összességében a páros lapátszámú konstrukciók nem túlzottan szerencsések. Ez többek között a szimmetriának köszönhető, de ennek részletes elemzésétől most eltekintek. A lapátszám növelésével nyilvánvalóan nőnek a költségek, például több lapát gyártásához több anyagra van szükség. A felsorolt szempontokat figyelembe véve a háromlapátos konstrukciót találtam számomra optimálisnak.

3.3 Szárnyprofil kiválasztása

Az egyik legfontosabb lépés a szárnyprofil kiválasztása volt. Mint ahogy azt már korábban írtam, a Darrieus szélturbinák önindulási problémákkal rendelkeznek. Azonban ezek a problémák áthidalhatók, például megfelelő szárnyprofil alkalmazásával [8]. Amennyiben egy Darrieus szélturbina lapátja állandó geometriájú szimmetrikus szárnyprofillal rendelkezik, képes lehet önmagától elindulni atmoszférikus körülmények

(szél) mellett [15]. A Darrieus típusú szélturbináknál régóta alkalmaznak szimmetrikus szárnyprofilokat a NACA négy számjegyű sorozatából, leginkább a NACA0012, NACA0015 és a NACA0018 szárnyprofilok terjedtek el, melyeket egyébként repülési alkalmazásra fejlesztettek ki [3]. A fő probléma az említett szárnyprofilokkal az alacsony indulási nyomaték (kis sebességek mellett).

Azt is tudjuk, hogy a szárnyprofil vastagításával az önindulási jellemzők javulnak, de egy vastag szárnyprofilnál, magasabb TSR értékeknél az ellenállás megnövekszik, ez viszont a teljesítmény csökkenéséhez vezet [8].

Ennek fényében úgy gondoltam, hogy idő hiányában, mindenféle hosszas szimuláció nélkül, a gyakorlatban bevált szárnyprofilok közül egy számomra megfelelőt választok ki. Mivel nem volt céлом se nagyon jó hatásfokú szerkezetet építeni, se tökéletes önindulási jellemzőkkel rendelkező konstrukciót alkotni, ezért egy köztes megoldást választva, a NACA0015 szárnyprofil mellett döntöttem. Ebben megerősített egy munka [16], melyben szintén ilyen profilt használtak.

3.4 Gyártási technológia

A szárnyprofil kiválasztását követően kezdtem el számomra megfelelő gyártási technológia után nézni. Tudtam, hogy nagyságrendileg 50 cm az a maximális rotor magasság (ezáltal a maximális lapáthossz), mely még elfogadható blokkolási tényezőt eredményez a nagy szélcsatornában. Természetesen a rotor-átmérőnek is ebbe a nagyságrendbe kell esnie, így a húr hossz a néhány cm-es tartományba esik. A gyártás szempontjából a szűk keresztmetszet a szárny elkészítése volt. A kisméretű turbinám összes többi alkatrésze gond nélkül legyárthatónak bizonyult, de egy szárny ilyen méretben történő gyártása rendkívül problémás.

A szélturbinák lapátjait - éppúgy, mint a repülőgépek szárnyait - kompozitból készítik. Ezért mindenképpen valamilyen polimertechnikai eljárásról gondolkodtam. Nekem azonban nem volt szükségem kompozit szárnyra, hiszen nem akartam akkora igénybevételeknek kiténni a turbináimat, hogy erre szükség legyen. A műanyag termékek gyártásában elterjedt extrudálás illetve fröccsöntés minőségileg megfelelt volna, de a szerszám elkészítése hihetetlenül drága lett volna (akár milliós nagyságrend). Gondolkodtam még a kézi laminálási eljárásról, de az ehhez szükséges szerszám elkészítése szintén vagy nagyon drága lett volna, vagy pedig (véleményem szerint) nem lett volna kellő pontosságú.

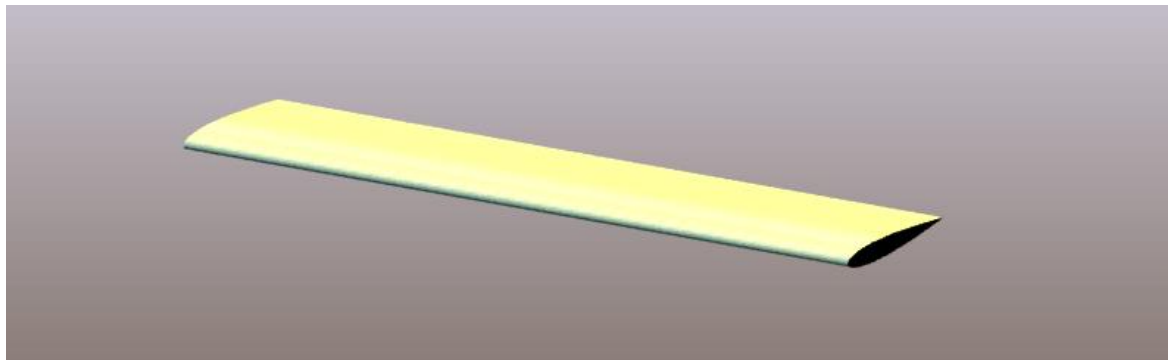
Egy manapság egyre jobban előtérbe kerülő, rendkívül hatékony technológia a 3D nyomtatás. A 3D nyomtatás a gyors prototípuskészítés legújabb eszköze. A 3D nyomtatók olyan gyors prototípus készítő gépek, melyek a számítógépen tervezett 3D-s modellnek szinte tökéletes mását hozzák létre. Azaz egy valóságos térbeli tárgyat készítenek el. A mai modern gépek akár néhány tíz mikronos pontosságra is képesek. Nagy előnye, hogy jóval olcsóbb, mint más prototípusgyártási technológiák, és könnyű pótolni a prototípust vagy módosítani azon. Természetesen a mi szűkös keretünkhöz meglehetősen drága ez az eljárás is.

Négy turbinára volt szükségem. A leggyorsabb és legegyszerűbb megoldás az lett volna, ha ennek a 4 turbinának megfelelően 12 szárnyat kinyomtatattatok. Első körben a BME Polimertechnika Tanszékén próbálkoztam. Nagyon készségesen álltak rendelkezésemre, azonban így is túl sokba került volna a kivitelezés. Sikertelenül azonban egy számomra megfelelő megoldást találni, melyről hamarosan írni fogok.

A Polimertechnika Tanszékén található 3D nyomtató (Objet – Alaris 30) modellterének mérete 300x200x150 mm. Azonban az illetékes tanszéki munkatárs azt javasolta, hogy 250 mm-nél hosszabb munkadarabot ne készítsünk vele, megoldható, de a szélső részek lehet,

hogy torzulnának. Ez számunkra ismét egy korlát, lényegében a szárnyunk hosszát pontosan meghatározta. Így 25 cm-es szárnyunk lett.

Ezután a szárny húr hosszát kellett meghatározni. A Solidity Ratio beállítása a szárny húr hosszának kiválasztása után is megtörténhet a rotor-átmérő változtatásával. Arányossági szempontokat és az anyagköltséget figyelembe véve a húr hosszát 34 mm-nek választottam meg. (A Reynolds-szám így várhatóan 20000 feletti.) Így a szárnyunk összes paraméterét meghatároztuk. Elkészítettem a szárny 3D-s modelljét (3.1 ábra).



3.1 ábra: A tervezett szárny 3D-s modellje

Az elkészített modell körülbelül 30 gramm lett volna (támaszanyag nélkül). A 12 darab nyomtatásához így legalább 1 kg anyagot kellett volna vásárolni. Ennek ára 320 Euró lett volna, azaz körülbelül 90 ezer Forint, és ez csak az anyagköltség.

Kovács Norbert Krisztián, a Polimertechnika Tanszék munkatársa nagyon nagy segítségemre volt a projektem megvalósításában. Az általa javasolt módon rendkívül költséghatékonyan, számomra megfelelő pontossággal tudtam legyártani az alkatrészeimet.

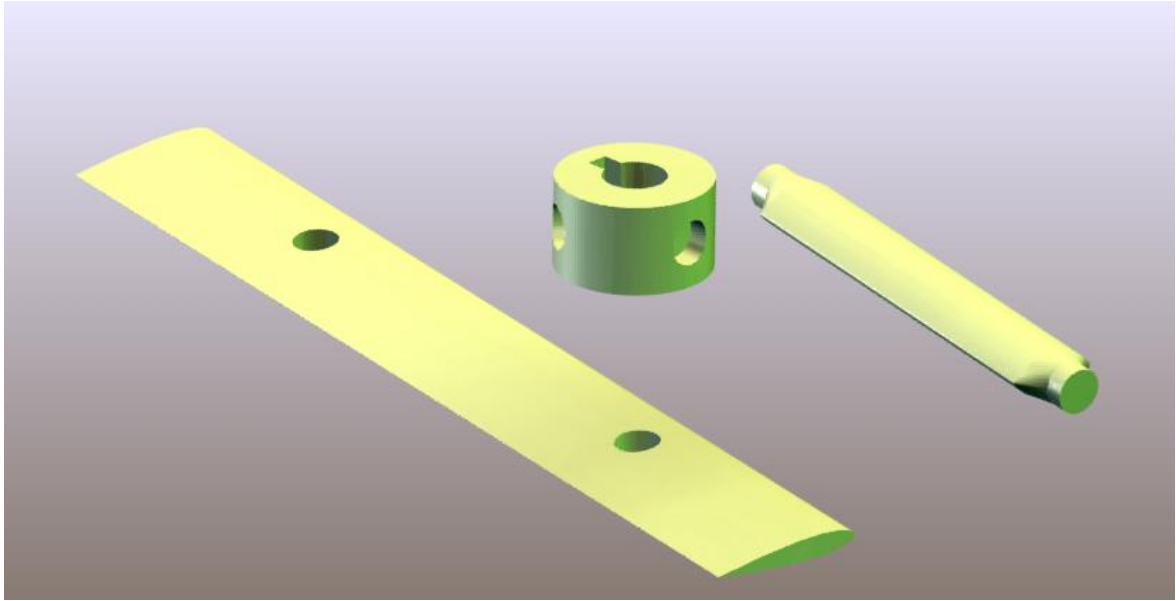
Ennek a módszernek a lényege, hogy a tervezett modellt elég egy példányban kinyomtatni. A kinyomtatott modell az ősminta, mely köré két szerszámfélből álló szilikon szerszámot öntünk. (Indirekt szerszámozási technika.) Ez pontosan körbeveszi az ősmintát, azaz a szilikon anyagban benne lesz az ősminta negatívja. Ezután gravitációs úton öntjük bele a szerszámba az anyagot. Két (vagy több) helyen kifúrjuk a szilikon szerszámot, az egyik a beöntés helye, a másikon a levegő távozik. Az öntéshez többféle polimer használható, elterjedt például a poliuretán használata.

A teljes rotoron három szárny található. Ezeket vízszintes tartóelemek tartják, összesen hat darab. A vízszintes tartóelemeknek a szárnyhoz és a tengelyhez is valamilyen módon csatlakozniuk kell. Úgy gondoltam, hogy érdemes egy olyan alkatrészt is elkészíteni, ami lényegében egy gyűrű. Ezt a tengelyre ráhúzzuk, és ehhez csatlakoznak a vízszintes tartóelemek. A gyűrű és a tengely nyomatékkötését retesszel biztosítjuk.

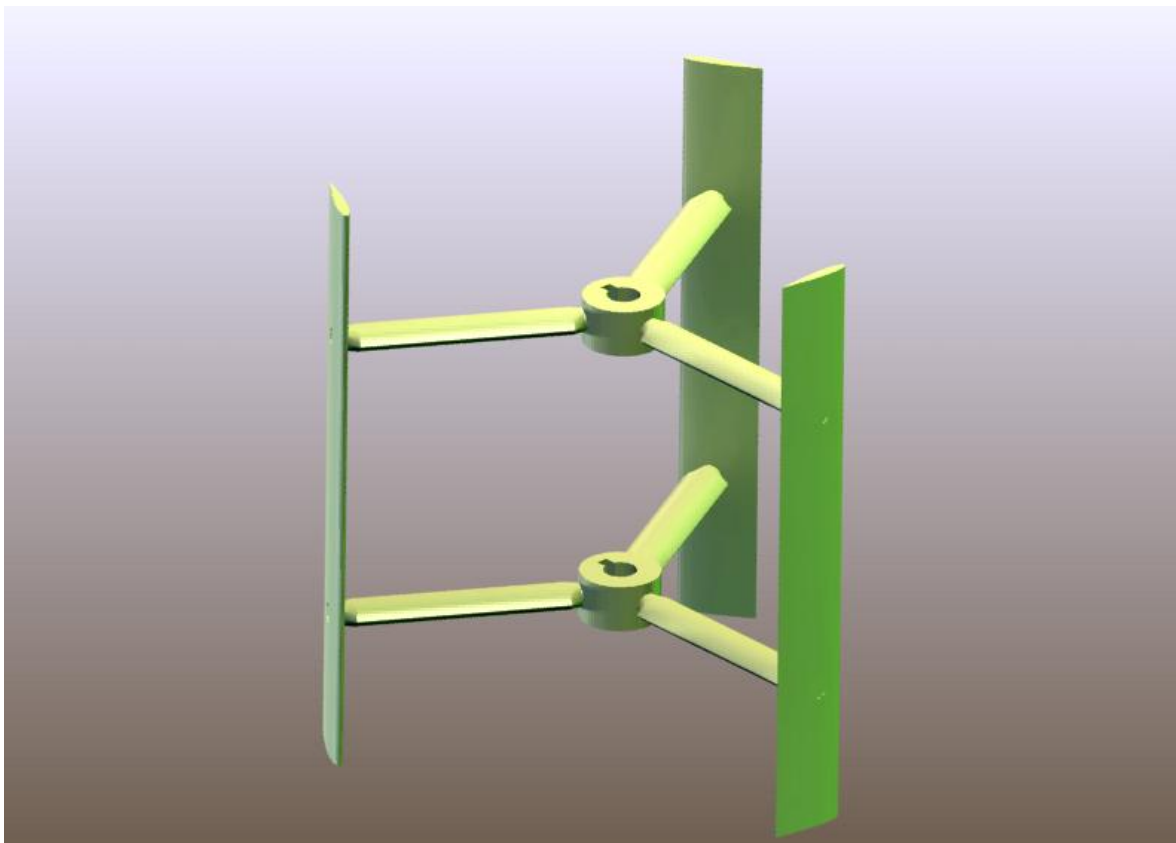
Mivel a vízszintes tartóelemet és a gyűrűt is le kellett gyártanom, méghozzá több példányban, úgy döntöttem, hogy ezeket is az előbbieken leírt módon fogom elkészíteni. A másik lehetőség az lett volna például, hogy a szükséges alkatrészeket fémből készítjük el, de ez időigényesebb és nehezebben megvalósítható vagy pedig az elkészült alkatrész rosszabb minőségű lett volna.

Következő lépésként jött a teljes rotor megtervezése. Egy közepes Solidity Ratio-val rendelkező turbinát terveztem. Ennek megfelelően választottam meg a rotor-átmérőt, mely így $D = 239\text{mm}$ -re adódott. (A Solidity Ratio értéke 0,43.)

Az alkatrészek egymáshoz történő rögzítését szoros illesztéssel és ragasztással kívántam megvalósítani. A tervezett rotor három különböző alkatrészének 3D-s modellje a 3.2 ábrán, a teljes rotor a 3.3 ábrán látható.



3.2 ábra: A tervezett rotor három különböző alkatrészének 3D-s modellje

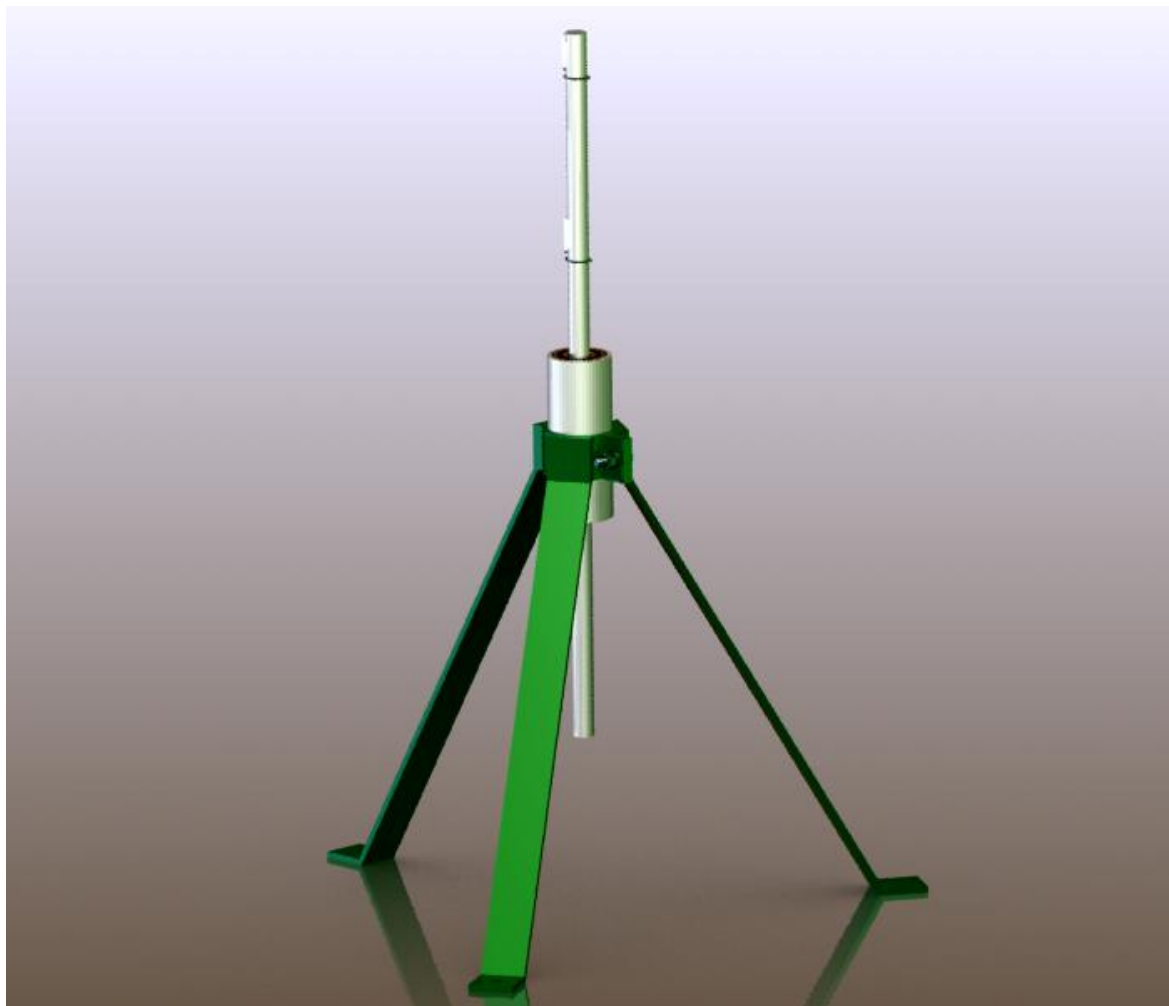


3.3 ábra: A tervezett rotor 3D-s modellje

A szélturbina többi részének tervezése már egyszerűbben ment. Az Áramlástan Tanszék műhelyében 14 mm-es átmérőjű acélrúd rendelkezésre állt, ez meghatározta a tengelyátmérőt. (Ez határozta meg a már említett gyűrű furatátmérőjét is.) A már említett módon a gyűrű és a tengely nyomatékkötését fészkes retesszel biztosítottuk. Tudtam, hogy a rotorunk valamilyen polimer (várhatóan poliuretán) anyagból fog készülni, ebből

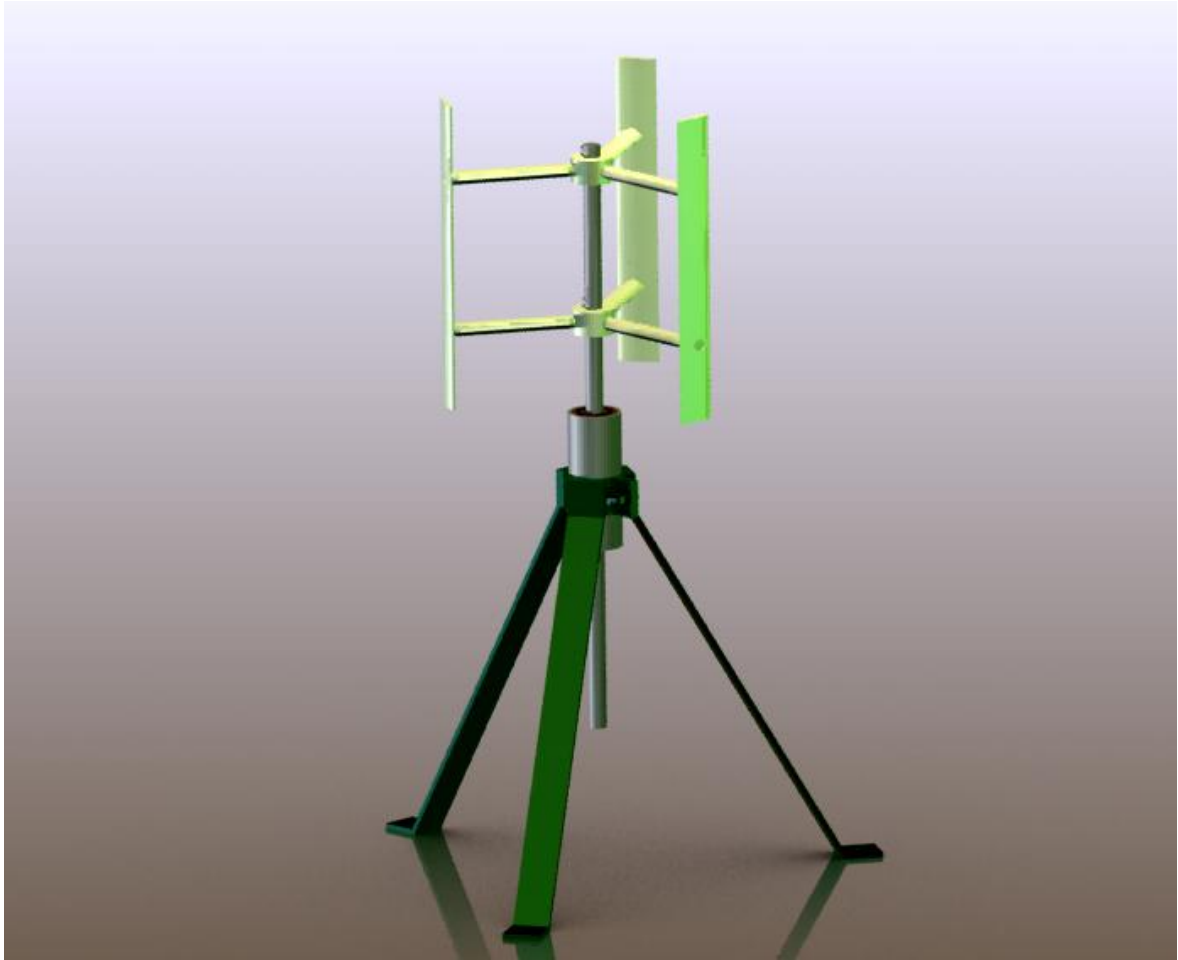
adódóan nagyon könnyű lesz. Így alulról Seeger gyűrűvel terveztem megtámasztani a rotort.

A tengelyünk csapágyazásához két darab egysoros, radiális, mélyhornyú golyóscsapágyat használtam, a csapágyház lényegében egy cső. A csapágyházat egy három lábbal rendelkező állványhoz kívántam rögzíteni, melynek lábait csavarral tudjuk rögzíteni a talajhoz. A csapágyazott tengelyt állvánnyal a 3.4 ábrán láthatjuk.



3.4 ábra: A csapágyazott tengely állvánnyal (3D-s modell)

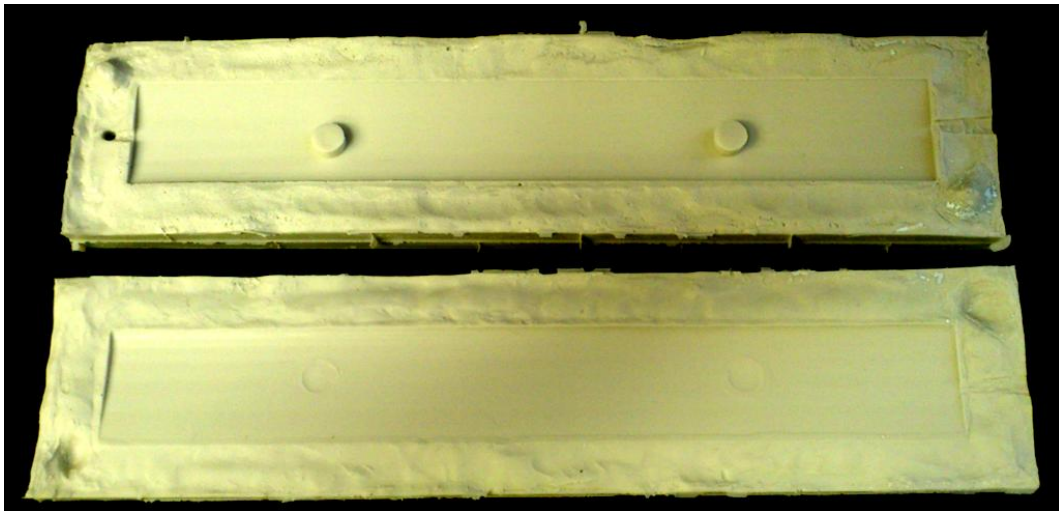
A tengelyre pedig már csak rá kellett „húzni” a rotort, és készen volt a generátor nélküli szélturbina. A teljes (generátor nélküli) szélturbina 3D-s modelljét láthatjuk a 3.5 ábrán.



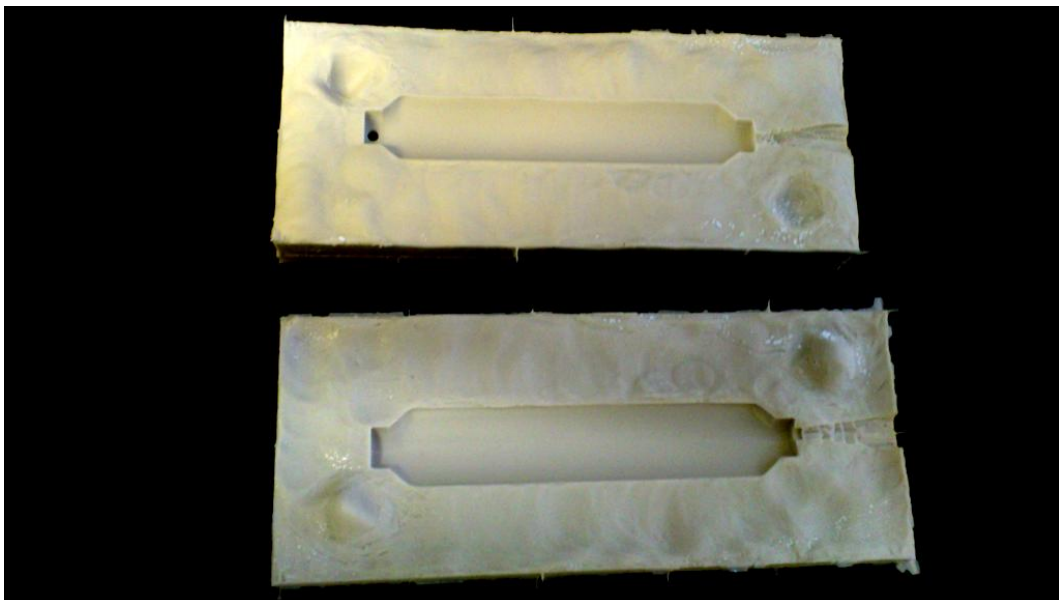
3.5 ábra: A teljes (generátor nélküli) szélturbina 3D-s modellje

A 3D-s modellek elkészítése után következhetett a nyomtatás. A Polimertechnika Tanszéken kívül több 3D nyomtatással foglalkozó céget felkerestem, ajánlatot is kaptam tőlük, azonban mindegyik ajánlat túllépte azt a keretet, melyet erre a célra tudtunk volna fordítani. Végül egy soproni cég segítségével valósulhatott meg a projektem. Az NYME-ERFARET Nonprofit Kft. 3D Tech laboratóriumában kerültek kinyomtatásra a modelljeim. Ez a cég nagymértékben támogatja az oktatási és kutatási tevékenységet, ezért a laboratóriumvezető, Vigh Előd közreműködésével egy rendkívül kedvezményes csomagban részesültem. Így a piaci ár kevesebb, mint feléért, szinte azonnal a kezemből tarthattam az általam tervezett alkatrészeket.

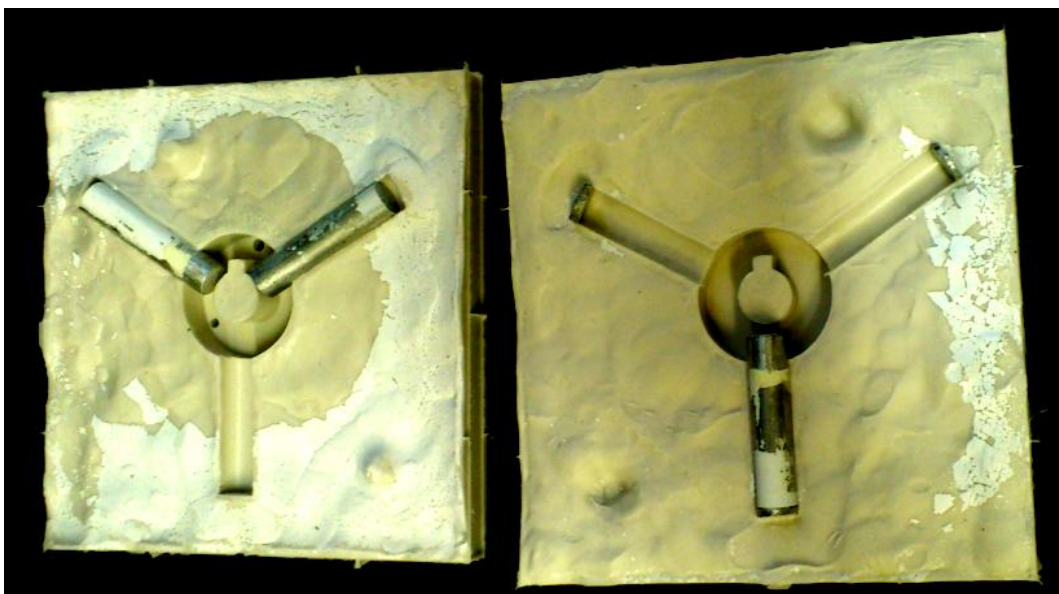
Ezután a Polimertechnika Tanszéken megkezdődhetett az előzetesen kinyomtatott modellek sokszorosítása a már említett technológiával. A következő ábrákon az elkészített szilikon szerszámok láthatók. A 3.6 ábrán láthatjuk a szárny, a 3.7 ábrán a vízszintes tartóelem, a 3.8 ábrán a gyűrű szerszámát.



3.6 ábra: A szárny szerszáma



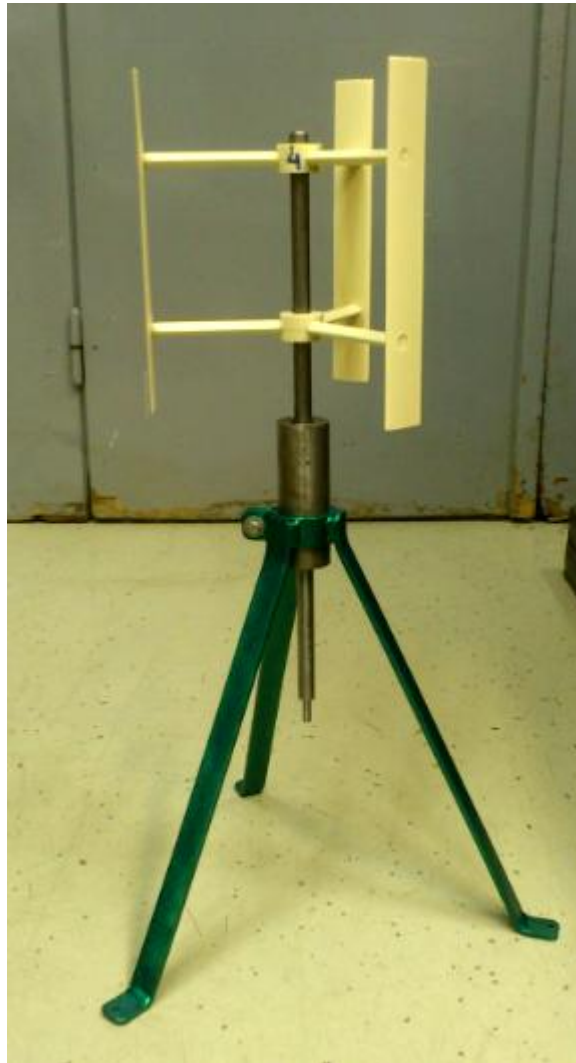
3.7 ábra: A vízszintes tartóelem szerszáma



3.8 ábra: A gyűrű szerszáma

Az alkatrészek poliuretánból készültek. Ez az anyag az adott célra teljesen megfelelt. Használata praktikus volt, egyrészt ehhez a technológiához jól használható, másrészt a Polimertechnika Tanszéken nagy mennyiségben rendelkezésre állt. Azok a körülmények, melyek mellett vizsgáldtam nem követelték meg, hogy kompozit lapátokat használjak. Nem volt szükség nagyon masszív alkatrészekre, így a poliuretán tulajdonságai elfogadhatónak bizonyultak.

A rotorral párhuzamosan készült a többi alkatrész is, így mire a rotor elkészült, az állvány és a csapágyazott tengely is rendelkezésemre állt. A valóságban így néz ki (generátor nélkül) az összeszerelt szélturbina (3.9 ábra):



3.9 ábra: A szélturbina (generátor nélkül)

A főbb geometriai méretek tehát:

lapáthossz: 250 mm ; húr hossz: 34 mm; rotor-átmérő: 239 mm;
tengelyátmérő: 14 mm; szélturbina magassága: állítható 593 mm és 673 mm között
Szárnyprofil: NACA0015

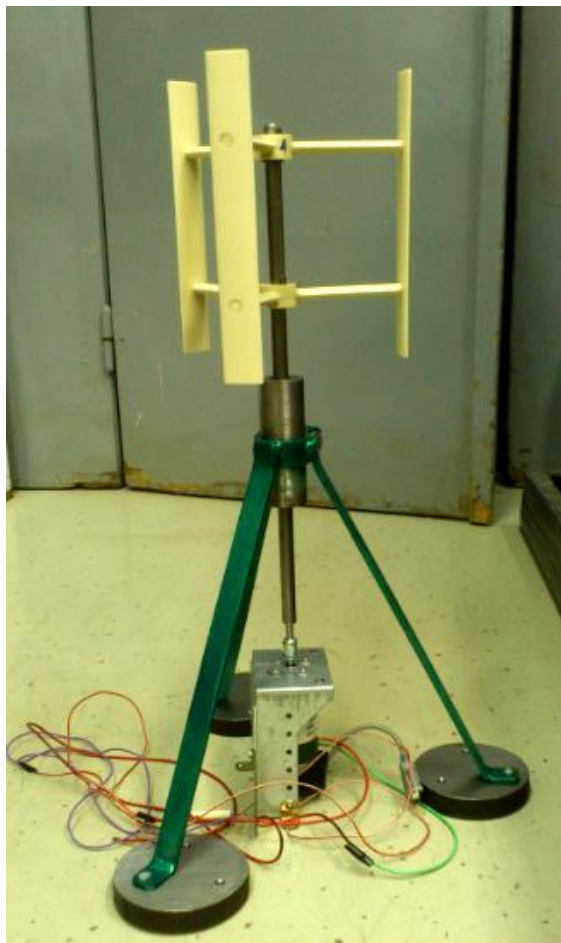
Az elkészült, összeszerelt szélturbinát az Áramlástan Tanszéken található határréteg szélcsatornában leteszteltem. Itt még csak a működőképességét néztem meg, tehát azt, hogy egyáltalán képes-e forogni szél hatására. A szélturbina megfelelt a teszten, így megindulhatott a maradék három szélturbina elkészítése. Ezzel párhuzamosan intéztem a szükséges generátorok és egyéb elektronikai eszközök beszerzését.

4 A MÉRÉS

4.1 Generátor beszerzése

Ahhoz, hogy az épített szélturbinák teljesítményét mérni tudjam, elengedhetetlen volt valamilyen generátor alkalmazása. Igazából a teljesítmény méréséhez jó lett volna az a módszer, hogy a dinamikus nyomatékot és a fordulatszámot (szögsebességet) mérjük, de egy dinamikus nyomatékmérő berendezés beszerzése milliós nagyságrendű összegbe került volna. Így maradt a generátoros módszer, ami egy teljesen jó megoldásnak tűnt.

A mi méreteinknek megfelelő generátor beszerzése szinte azonnal megtörtént, ugyanis sikerült kapcsolatba kerülnöm az Automatizálási és Alkalmazott Informatikai Tanszék Elektrotechnika Csoportjának egyik munkatársával, Stumpf Péterrel, aki nagyon sokat segített. Nemcsak a szükséges eszközöket biztosította számomra, hanem sokszor a mérésekben is segített nekem. Rendelkezésemre bocsátott egy 52,8 Watt névleges teljesítményű egyenáramú motort (Transmotec D54103-24). Ennek tengelye 7 mm átmérőjű. Rendelkezésre állt egy holtjátékmentes körmös tengelykapcsoló, mely két 7 mm-es átmérőjű tengely között tud kapcsolatot megvalósítani. Ezért a szélturbinám 14 mm átmérőjű tengelyének végét leesztorgáltuk 7 mm-esre. Ezután áttétel nélkül, a tengelykapcsoló segítségével valósult meg a motor és a szélturbina tengelyének kapcsolata. A teljes, generátorral felszerelt szélturbina a 4.1 ábrán látható.



4.1 ábra: A generátorral felszerelt szélturbina

4.2 A mérés

Az első méréseket a határréteg szélcsatornában végeztem el. Azt tapasztaltam, hogy a szélturbinám nem képes forgásba lépni, ezáltal nem képes megforgatni a rászerezelt generátort, még 16 [m/s] sebességű szél hatására sem. Ez mondhatni várható volt, már csak azért is, mert a Darrieus szélturbinák (ahogy arról már többször szó volt) önindulási problémákkal rendelkeznek. Mindenképpen szem előtt kell tartani, hogy a TSR értéke adott szélsébség mellett meghatározza a hatásfok értékét. Az általam épített szélturbina nagyon kicsi méretű, ezzel együtt a rotor-átmérő is nagyon kicsi. Ha megnézzük a TSR kiszámítására szolgáló összefüggést (2.3), láthatjuk, hogy amennyiben állandó értéken akarjuk tartani a TSR-t, a rotor sugarának csökkentése esetén a szögsebességet növelnünk kell. Ebből következik, ha például tizedrészére csökkentjük a rotor-átmérőt, tízszeresére kell a fordulatszámot növelni, hogy ugyanazt a TSR értéket kapjuk. Amennyiben nem a számunkra megfelelő TSR tartományban vagyunk, rendkívül rossz hatásfokon üzemel a turbinánk. Előfordulhat 1 % alatti hatásfok is. Mivel a rotor által súrolt felületünk (a lapáthossz és a rotor-átmérő szorzata) nagyon kicsi, ezért a teljesítménytényező számítására alkalmas összefüggés (2.4) alapján azt mondhatjuk, hogy amennyiben a hatásfok, ezzel együtt a teljesítménytényező nagyon kicsi, nagyobb szélsébségek esetén is milliwatt nagyságrendű a szélturbina teljesítménye. Ennek bizonyítása céljából 10 m/s sebességű szél mellett, 1 %-os hatásfok esetére kiszámoltam a szélturbina teljesítményét. (Most csak a szemléltetés a cél, ezért a sűrűséget az egyszerűség kedvéért 1,2 [kg/m³]-nek vettem.)

$$P = C_p \frac{1}{2} \rho v^3 A = 0,01 \cdot \frac{1}{2} \cdot 1,2 [\text{kg} / \text{m}^3] \cdot 10 [\text{m} / \text{s}]^3 \cdot 0,25 [\text{m}] \cdot 0,239 [\text{m}] = 0,3585 [\text{W}] \quad (4.1)$$

Az ilyen kicsi teljesítményekkel az a baj, hogy tulajdonképpen a veszteségek legyőzésére sem elegendők. Így a turbina nem képes megforgatni a generátort.

Ebből kifolyólag elengedhetetlen, hogy olyan TSR értéktartományban üzemeljen a turbina, mely mellett a hatásfok kellően magas. Ez azonban ilyen kis rotor-átmérőnél, mint amilyen nekünk van, rendkívül magas fordulatszámot jelent. Azt, hogy különböző szélsébségek mellett pontosan mekkora fordulatszámoknál lesz az optimális TSR, hogy mennyi lesz az optimális TSR értéke és mekkora lesz a maximális hatásfok, méréssel tudtuk meghatározni.

Korábban már említettem, hogy az egyik gyakorlatban bevált módszer a Darrieus szélturbinák önindulási problémáinak áthidalására, hogy a generátort motor üzem módban használjuk az induláskor, és a turbina üzemi fordulatszámának elérése után átkapcsoljuk generátor üzem módba [3]. Mivel rendelkezésemre állt egy megfelelő DC motor, motor üzem módban magas ($n=1000$ [1/min]) fordulatszámra pörgettem a turbinát. A motor táplálásához labor tápegységet használtam. Digitális oszcilloszkóp segítségével - mely a teljesítményt is kirajzolta - azt vizsgáltam, hogy az adott fordulatszámon a szélsébséget folyamatosan növelve hogyan változik a motor által felvett teljesítmény. Azt tapasztaltam, hogy egy bizonyos szélsébséget elérve a motor által felvett teljesítmény elkezd látványosan csökkenni. Tovább növelve a szélsébséget, ez a teljesítménycsökkenés elér egy maximumot, (tehát a motor által felvett teljesítmény elér egy minimumot), majd még tovább növelve a szélsébséget, a motor által felvett teljesítmény ismét eléri azt az értéket, melyet szél nélkül vesz fel a motor. A maximális teljesítménykülönbség azonban kisebb, mint a motor által szél nélkül felvett teljesítmény. Ez pedig nem jelent mást, mint hogy a turbina ezen a fordulatszámon nem képes forgásban maradni, folyamatosan hajtani kell motor üzem módban.

Összefoglalva elmondhatjuk: Az a probléma, hogy a vizsgálódási körülményeink mellett a szélturbina megfelelő hatásfokon történő működéséhez relatíve magas fordulatszámok szükségesek. Az, hogy ezeket a magas fordulatszámokat biztosítsuk, nagyobb teljesítményfelvételt jelent a motornak, mint amekkora teljesítményt a szélturbina ki tud nyerni az ehhez a fordulatszámhoz optimális szélből.

A leírtakból következik, hogy kénytelen voltam kizárólag motor üzemmódban vizsgálni. A mérési módszerem lényege a következő:

A turbináról leszerelem a rotort, (a rotort egy tömeggel helyettesítem), és a tengelyre a már ismertetett módon rászerezem az egyenáramú motort. A tengelyt hajtva kimérem a motor teljesítmény-fordulatszám karakterisztikáját szél nélkül. Ezután hasonló módon kimérem a motor teljesítmény-fordulatszám karakterisztikáját, de a rotort visszaszerelve, szél mellett történik ez a mérés. A szél mellett kimért görbénél az tapasztalható, hogy egy bizonyos fordulatszám után (amikor belépünk a számunkra megfelelő TSR tartományba) láthatóan csökkenni kezd a motor által felvett teljesítmény a szél (és rotor) nélküli esethez képest. Tovább növelve a fordulatszámot, a motor által felvett teljesítmény eléri azt az értéket, amit rotor nélkül vett fel a motor az adott fordulatszámon. Szél mellett vizsgálódva a motor által felvett teljesítmény bizonyos fordulatszám elérése után azért kezd el csökkenni a szél nélküli esethez képest, mert a szél „besegít” a motornak, azaz a számunkra megfelelő TSR tartományba lépve a hatásfok nagyobb lesz, ezáltal a szélturbina elkezd jelentősebb teljesítményt produkálni, és emiatt a motor kisebb teljesítményt fog igényelni az adott forgás fenntartásához. A két teljesítménygörbe – a szél (és rotor) nélküli és a szél melletti – különbsége éppen a szélturbinánk által produkált teljesítményt adja meg a fordulatszám függvényében. Azt feltételezem, hogy a veszteségek egyenlők a két esetben. Ez jó közelítésnek tűnik, mert ugyan a csapágyveszteségek valószínűleg nem egyenlők a két esetben, hiszen amikor a szelet ráadom a szerkezetre, egy járulékos nyomaték alakul ki, ami növeli a csapágyveszteségeket, ez azonban olyannyira kismértékű veszteségnövekedést eredményez (főleg kis szélesebségek mellett), hogy elhanyagolhatónak tekintem. Hátránya a módszernek, hogy körülményesebb a mérés, mintha generátor üzemmódban mérhetnék.

4.2.1 A szélturbina jellemzőinek kimérése

Az első igazán komoly mérés az általam épített szélturbina jellemzőinek kimérése volt. Ahogy azt már említettem, ezeknek a jellemzőknek az ismerete elengedhetetlen ahhoz, hogy megállapításokat tehessek több szélturbina egymásra hatására vonatkozóan.

A mérés során a következő feladatokat tűztem ki célul:

- A szélturbina optimális TSR értékének meghatározása különböző szélesebségek esetén
- A szélturbina maximális teljesítménytényezőjének meghatározása különböző szélesebségek esetén
- A szélturbina teljesítménytényező – TSR görbéjének ábrázolása különböző szélesebségek esetén
- A szélturbina teljesítmény – fordulatszám görbéjének ábrázolása különböző szélesebségek esetén

A mérés az Áramlástan Tanszéken található nagy vízszintes szélcsatornában a következőképpen zajlott:

A DC motort rászereztem a turbinára. A szélturbina állványának lábaira acélkorongokat rögzítettem, melyek rendkívül stabilan tartották a turbinát. Így kellően mobilis lett a szerkezet. A motort labortáppal tápláltam. A motor által felvett teljesítményt a feszültség és az áramerősség szorzatából számoltam ki, a feszültség és áramerősség mérésére itt

digitális multimétert használtam. (Alapvetően kétfajta multimétert használtam: METEX-M3650CR valamint METEX-3860M.) A korábban használt oszcilloszkóp lényegesen nagyobb értékű, és az Automatizálási és Alkalmazott Informatikai Tanszék Elektrotechnika Csoportja kevésbé tudta volna nélkülözni, így áttértem a szintén tökéletesen megfelelő digitális multiméterek használatára.

Először a már említett módon a motor teljesítmény – fordulatszám karakterisztikáját akartam meghatározni, méghozzá rotor (és szél) nélkül. A motor fordulatszáma összefüggésben van a feszültségével és az áramerősségével. A motor ellenállása: $R_a = 2,14[\Omega]$; ezen kívül pedig van egy állandó: $K_e = 155,52[rpm/V]$. (A motor adatlapján található adatokból meg tudjuk ezeket határozni.) Ezek és a mért feszültség és áramerősség segítségével a fordulatszám a következőképpen határozható meg (4.2):

$$n = (U - R_a I) K_e \quad (4.2)$$

Ahol n a fordulatszám (mértékegysége: $[1/min]$), U a motoron eső feszültség, I az áramerősség. A labortáp segítségével a motor feszültségét tudjuk beállítani. Ehhez mindig tartozik egy áramerősség érték, és az imént leírt módon ezekből adódik a fordulatszám.

A motor által felvett teljesítményt a (4.3) összefüggés segítségével számíthatjuk ki:

$$P = UI \quad (4.3)$$

Így lényegében elmondható, hogy csak a feszültség és az áramerősség mérésére van szükség ahhoz, hogy a motor által felvett teljesítményt meghatározzuk a fordulatszám függvényében. A feszültség és áramerősség mérésére használt mérőeszközök (multiméterek) mérési hibája DC állásban a következő: Feszültség hibája: $\pm(0,3\% + 1 \text{ digit})$; áramerősség hibája: $\pm(1,5\% + 5 \text{ digits})$. Ezeket figyelembe kell vennünk mind a teljesítmény, mind a fordulatszám hibájának meghatározása során. Ebből adódóan a feszültség abszolút hibájának meghatározása a (4.4) összefüggés alapján, az áramerősség abszolút hibájának meghatározása a (4.5) összefüggés alapján történik.

$$\delta U = 0,003 \cdot U + 0,01 \quad (4.4)$$

$$\delta I = 0,015 \cdot I + 0,005 \quad (4.5)$$

A szélturbinánk teljesítményét tehát a következőképpen határozzuk meg: A már említett módon a tengellyel összeszerelt motor teljesítmény - fordulatszám karakterisztikájának pontjait kimérjük szél nélkül. Ezután kimérjük rotorral, szél mellett is a karakterisztika pontjait. Az adott fordulatszámokhoz tartozó teljesítmény értékek különbségét képezzük, egészen pontosan a rotor nélkül kapott értékekből vonjuk ki a rotorral, szél mellett kapott értékeket. Így megkapjuk a szélturbina teljesítményét az adott fordulatszámokon (adott szél mellett).

Fennáll azonban egy probléma. A turbinával összeszerelt motor teljesítmény – fordulatszám karakterisztikája időben kismértékben változik. Ha kimérjük az adott karakterisztikát, majd egy idő múlva ismét elvégezzük a mérést, azt tapasztaljuk, hogy a második görbe kissé „elcsúszik” az elsőhöz képest. Itt meglehetősen kis számokról van szó (100 [mW] körüli eltérések), ez azonban nálunk korántsem elhanyagolható. A hibaszámítást ennek figyelembevételével kell elvégezni.

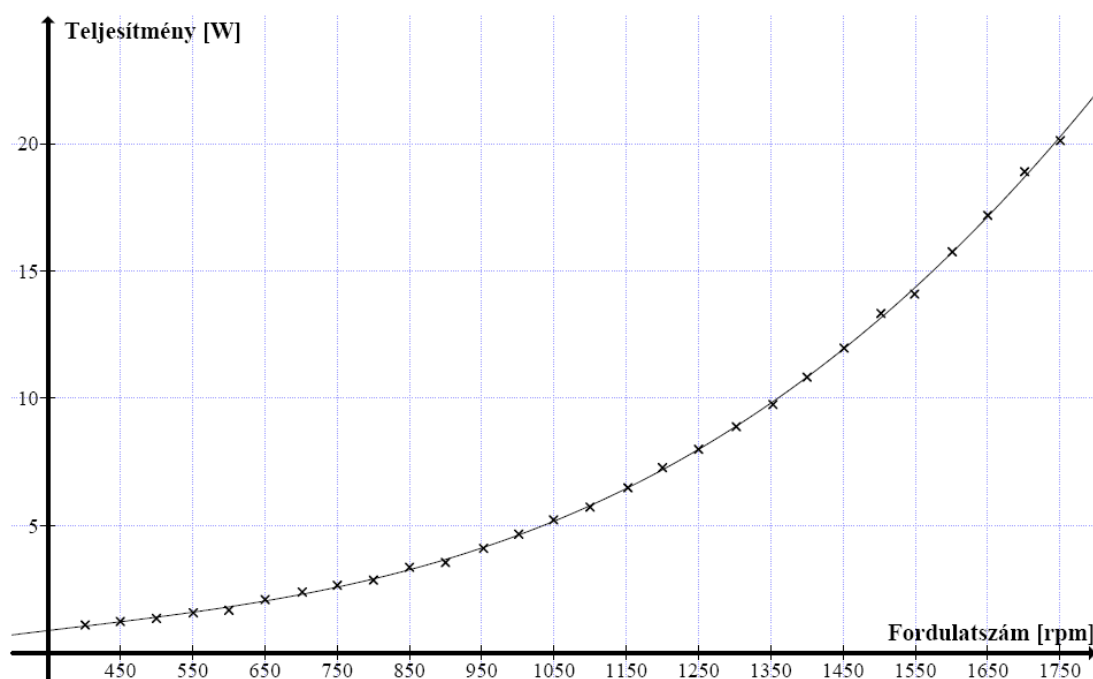
Úgy gondoltam, hogy az imént említett jelenséget a következő módon veszem figyelembe: Kimérem a tengellyel összeszerelt motor teljesítmény – fordulatszám karakterisztikáját, majd ezt a mérést 1 órán keresztül folyamatosan, többször megismétlem.

Az első görbét veszem referenciának, képezem ennek a görbének és a többi görbének a különbségét (egyenként). A különbség abszolút értékének mindegyik görbe esetén van egy maximuma. Ezek közül a legnagyobbat választom ki, és ezt állapítom meg a teljesítménygörbe mérési hibájának, amennyiben a karakterisztika kimérése után 1 órán belül elvégzem a mérést. Ha mérünk, az 1 óra letelte után ismét ki kell mérni a karakterisztikát, így a hibahatár újra érvényes a mérésünkre.

Ezt az 1 órás mérést 3-szor elvégeztem. Ebből a három mérésből kapott legnagyobb különbséget határoztam meg a hibának. Ennek értéke: $\delta P_e = 105,2[mW]$. Ennél nagyobb eltérés nem volt. Feltételezem, hogy ennél nagyobb hiba nem fordul elő a teljesítménygörbe elcsúszásából adódóan, amennyiben a mérést a szél nélküli karakterisztika kimérése után 1 órán belül elvégzem.

A fordulatszám pontos beállítása nehezen valósítható meg, ugyanis csak a feszültség beállítására van lehetőségünk, de ennek állításával változik az áramerősség is. Így a tapasztalatom az, hogy $\pm 5 [1/min]$ pontossággal tudtam beállítani az adott fordulatszámokat. ($\delta n_b = 5[1/min]$) Ezt szintén figyelembe vettem a hibaszámítás során.

Ezt követően indulhatott meg ténylegesen a mérés, melyet a szél nélküli karakterisztika kimérésével indítottam. A tengellyel összeszerelt motor teljesítmény - fordulatszám karakterisztikája (szél nélkül) a 4.2 ábrán látható:



4.2 ábra: A tengellyel összeszerelt motor teljesítmény – fordulatszám karakterisztikája (szél nélkül)

A nagy vízszintes szélcsatornában történő mérések alkalmával a szélcsatornába felszerelt Prandtl-cső segítségével történik az áramlási sebesség meghatározása/beállítása. Ebből adódóan a szélesebbesség beállítása kissé nehézkes. Úgy gondoltam, hogy körülbelül $4 [m/s]$ az a minimális szélesebbesség, amely mellett már elegendően nagy a turbina teljesítménye, és $7 [m/s]$ az a maximális szélesebbesség, amely mellett még biztonságosan vizsgálható a szélturbina. Így a következő szélesebbességeken vizsgálgódtam:

- $4,20 [m/s]$
- $4,85 [m/s]$
- $5,66 [m/s]$
- $6,55 [m/s]$

A Prandtl-csőes sebességmérés során a sebesség meghatározása a (4.6) összefüggés alapján történik:

$$v = \sqrt{2 \cdot \frac{\Delta p}{\rho}} \quad (4.6)$$

Ahol v az áramlási sebesség, ρ a közeg sűrűsége, Δp a mért nyomáskülönbség. A nyomáskülönbséget EMB-001 digitális nyomásmérő segítségével mértem, melynek mérési hibája (a mérési tartományon belül): $\delta \Delta p = 2[Pa]$. Ezt figyelembe kell venni a hibaszámítás során. A sűrűség meghatározására szolgáló összefüggés (4.7):

$$\rho = \frac{p}{R_s T} \quad (4.7)$$

Ahol p a légköri nyomás, R_s a specifikus gázállandó, T az abszolút hőmérséklet. A légköri nyomás mérési hibája: $\delta p = 100[Pa]$. A hőmérséklet mérési hibája: $\delta T = 0,1[K]$. Ezeket is figyelembe vehetjük, azonban olyannyira kis hibát okoznak, hogy ezeket a hibaszámítás során elhanyagoltam. (Az eredmény adott tizedes jegyre történő kerekítése miatt gyakorlatilag észrevehetetlen a hatásuk.)

Fontos megjegyezni, hogy már magának a szélesebességnek is jelentős hibája volt. A szélesebesség abszolút hibája a (4.8) összefüggés alapján számítható:

$$\delta v = \sqrt{\left(\delta \Delta p \cdot \frac{\partial v}{\partial \Delta p} \right)^2} \quad (4.8)$$

A szélteljesítmény meghatározására alkalmas összefüggésből (1.2) látható, hogy a szélteljesítmény a szélesebesség függvénye, ezért a szélteljesítménynek szintén jelentős hibája volt. A szélteljesítmény abszolút hibája a (4.9) összefüggés alapján számítható:

$$\delta P_0 = \sqrt{\left(\delta \Delta p \cdot \frac{\partial P_0}{\partial \Delta p} \right)^2} \quad (4.9)$$

A szélesebességek és a hozzájuk tartozó szélteljesítmények számeredményeit, valamint a relatív hibák értékeit a 4.1 táblázat tartalmazza:

4.1 táblázat: Szélesebességek és a hozzájuk tartozó szélteljesítmények számeredményei

Szélesebesség [m/s]	Szélesebesség relatív hibája [%]	Szélteljesítmény [W]	Szélteljesítmény relatív hibája [%]
$4,20 \pm 0,40$	9,52	$2,639 \pm 0,754$	28,57
$4,85 \pm 0,35$	7,14	$4,063 \pm 0,871$	21,43
$5,66 \pm 0,30$	5,26	$6,424 \pm 1,014$	15,79
$6,55 \pm 0,26$	3,92	$9,987 \pm 1,175$	11,76

Jól látható, hogy a szélesebesség növelésével jelentősen csökkenthető a relatív hiba értéke mind a szélesebesség, mind a szélteljesítmény esetén.

A TSR meghatározására alkalmas összefüggésből (2.3) látható, hogy a TSR szintén a szélesség függvénye. Ezen kívül a TSR a fordulatszám függvénye is, így a TSR hibája a szélesség és a fordulatszám hibájából adódik. A TSR abszolút hibája a (4.10) összefüggés alapján számítható:

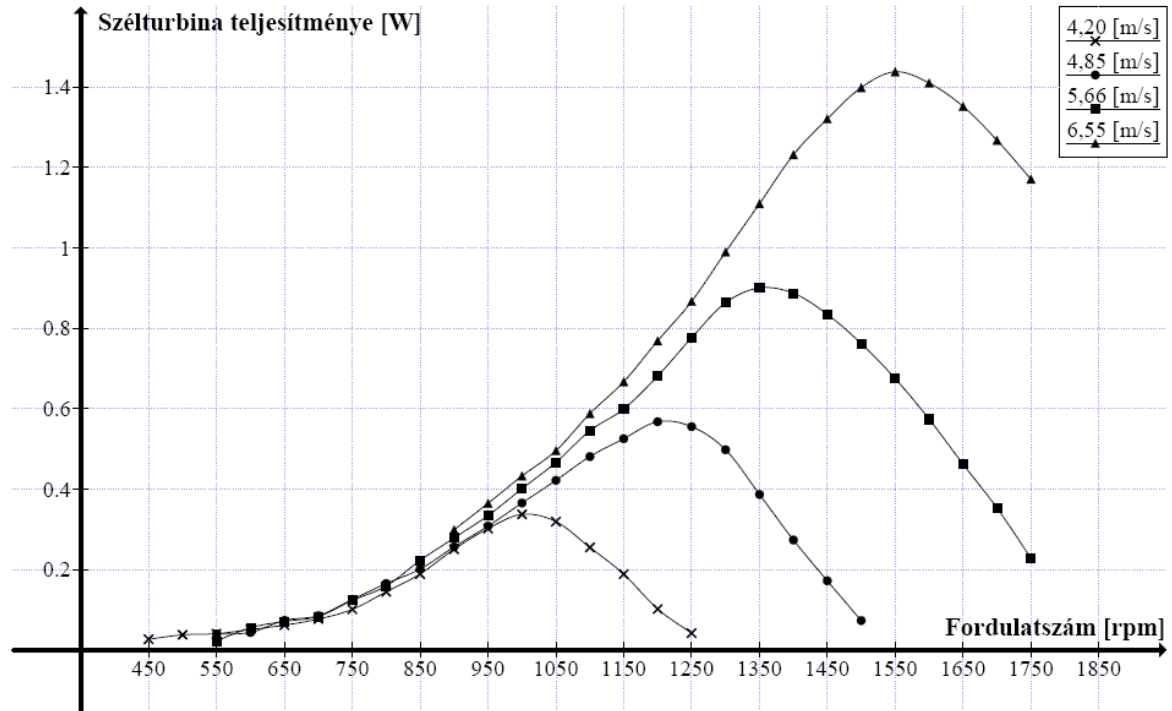
$$\delta\lambda = \sqrt{\left(\delta\Delta p \cdot \frac{\partial\lambda}{\partial\Delta p}\right)^2 + \left(\delta n_b \cdot \frac{\partial\lambda}{\partial n}\right)^2 + \left(\delta U \cdot \frac{\partial\lambda}{\partial U}\right)^2 + \left(\delta I \cdot \frac{\partial\lambda}{\partial I}\right)^2} \quad (4.10)$$

A teljesítménytényező számítására alkalmas összefüggés (2.4) alapján elmondható, hogy a teljesítménytényező értéke a szélességtől és a turbina teljesítményétől is függ, esetünkben a teljesítménytényező hibája elsősorban e két mennyiség hibájától függ. A teljesítménytényező abszolút hibája a (4.11) összefüggés alapján számítható:

$$\delta C_p = \sqrt{\left(\delta\Delta p \cdot \frac{\partial C_p}{\partial\Delta p}\right)^2 + \left(\delta P_e \cdot \frac{\partial C_p}{\partial P}\right)^2 + \sum_{i=1}^2 \left(\delta U_i \cdot \frac{\partial C_p}{\partial U_i}\right)^2 + \sum_{i=1}^2 \left(\delta I_i \cdot \frac{\partial C_p}{\partial I_i}\right)^2} \quad (4.11)$$

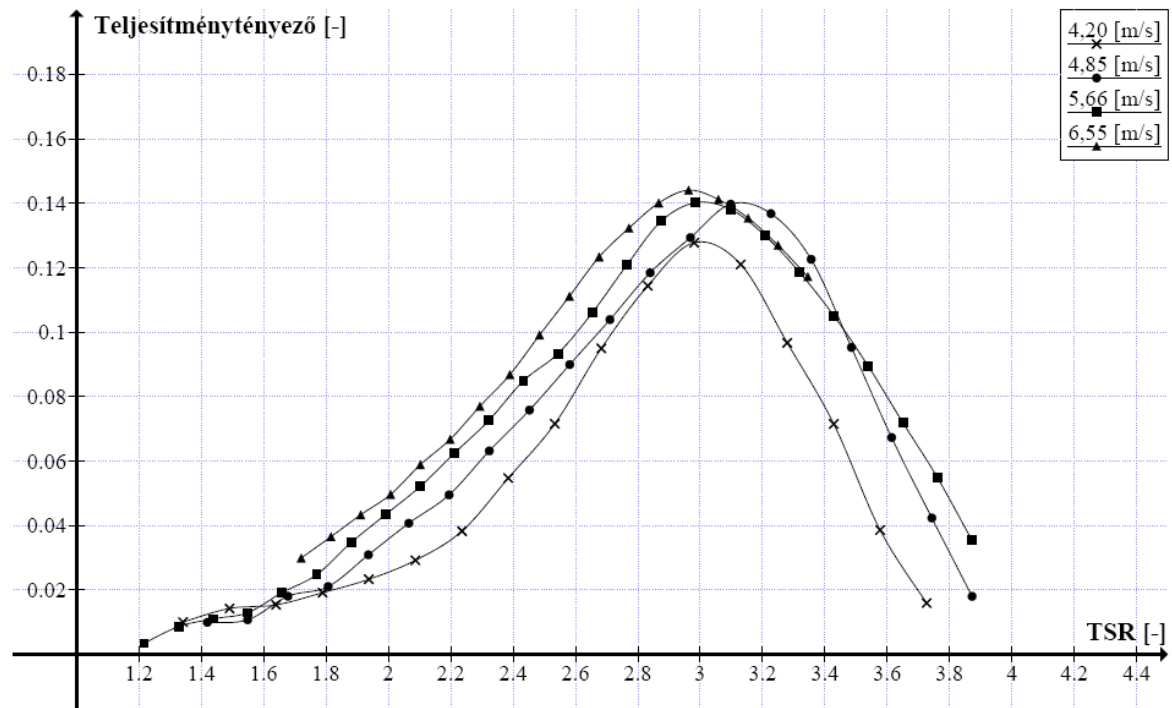
A feszültség és az áramerősség értékének leolvasása kétszer történik meg (a különbségképzés miatt), ezért a hibaszámításnál ennek megfelelően kell eljárni.

Az említett szélességek mellett kimértem a komplett turbinával összeszerelt motor teljesítmény – fordulatszám görbét, majd a már említett módon képeztem a különbségét a szél (és rotor) nélküli és szél melletti esetben mért görbének, ez adta a szélturbina teljesítménygörbét. A 4.3 ábrán láthatjuk a szélturbina teljesítmény - fordulatszám görbét az említett szélességek mellett. Csak az a tartomány került ábrázolásra, melyen a turbina szempontjából értelmezhető (pozitív) teljesítmény adódott, illetve a magasabb fordulatszámokhoz tartozó értékek azért nem láthatók, mert $n=1750$ [1/min] volt a maximális fordulatszám, melyen vizsgáltam. Megjegyzendő azonban, hogy ugyan ezt a fordulatszámot még kibírta a szerkezet, a mérés közben tapasztalható jelenségek miatt (például rezgések) úgy állapítottam meg, hogy a későbbiekben $n \approx 1300$ [1/min] lesz az a maximális fordulatszám, amelynél vizsgálni fogok. Ezen a fordulatszámmon még biztonságosan vizsgálhatóak a turbináim.



4.3 ábra: A szélturbina teljesítménye a fordulatszám függvényében adott szélesebességek mellett

Ezek alapján ábrázolható a teljesítménytényező a TSR függvényében az adott szélesebességek mellett. A teljesítménytényező – TSR görbék a 4.4 ábrán láthatók.



4.4 ábra: A szélturbina teljesítménytényezője a TSR függvényében adott szélesebességek mellett

Az adott szélesebességek mellett optimális TSR értékeket és a hozzájuk tartozó teljesítménytényezőket a 4.2 táblázat tartalmazza.

4.2 táblázat: Adott szélességek mellett optimális TSR értékek és a hozzájuk tartozó teljesítménytényezők

Szélesség [m/s]	Optimális TSR [-]	TSR relatív hibája [%]	Maximális teljesítmény- tényező [-]	Teljesítmény- tényező relatív hibája [%]
$4,20 \pm 0,40$	$2,981 \pm 0,285$	9,55	$0,1278 \pm 0,0743$	58,16
$4,85 \pm 0,35$	$3,098 \pm 0,223$	7,18	$0,1397 \pm 0,0596$	42,64
$5,66 \pm 0,30$	$2,986 \pm 0,160$	5,35	$0,1402 \pm 0,0500$	35,69
$6,55 \pm 0,26$	$2,963 \pm 0,120$	4,06	$0,1440 \pm 0,0408$	28,32

A 4.2 táblázatból is jól látható, hogy a szélesség növelése egyértelműen pozitív hatású. A szélesség növelésével egyrészt csökken a relatív hiba, másrészt a teljesítménytényező értéke növekvő trendet mutat. Az a TSR tartomány, amelyen belül a turbinát megfelelő teljesítmény leadására alkalmasnak tekintem: $2,4 \leq \lambda \leq 3,5$.

Összességében elmondható, hogy az elkészített turbinákkal történő vizsgálatokat célszerű minél nagyobb szélességek mellett végezni. Így nagyobb teljesítményértékek adódnak, és kisebb a relatív hiba. Azonban a túl magas fordulatszámok elkerülése miatt kénytelen voltam kisebb szélességek mellett vizsgálni. Úgy állapítottam meg, hogy maximálisan körülbelül $n \approx 1300$ [1/min] az a fordulatszám, amelynél még biztonságosan vizsgálhatóak a turbinám. Ez az optimális TSR értékkel számolva körülbelül $v \approx 5,5$ [m/s] szélesség melletti vizsgálódást jelent. Láthatjuk, hogy ilyen és ennél kisebb szélességeknél még viszonylag jelentős relatív hibával kell számolnunk. Az ideális az lenne, ha 7 [m/s] feletti szélességek mellett tudnánk vizsgálni, de ez az említett okok miatt nem megoldható.

A felmerült problémák (nagy relatív hiba, kis teljesítmény, túl nagy fordulatszám) mind azt vetítik előre, hogy a későbbiekben a méretek növelésére lesz szükség. Erről részletesen később fogok írni.

4.2.2 Két szélturbina egymásra hatásának vizsgálata

Több szélturbina vizsgálatához további egyenáramú motorok beszerzésére volt szükség. A három új motor közül kettő teljesen egyforma volt (DOGA DO 162.4101.2B.00). Ezek ellenállása: $R_a = 0,381[\Omega]$; Állandójuk: $K_e = 306,25[rpm/V]$. A harmadik motor ezekről eltérő típusú (Baldor MT-2240-ACYAN). Ennek ellenállása: $R_a = 6[\Omega]$; Állandója: $K_e = 110,62[rpm/V]$.

Az újonnan beszerzett (tengellyel összeszerelt) motorok teljesítmény – fordulatszám karakterisztikáit is kimértem. Erre olyan szempontból nem is lett volna feltétlenül szükség, hogy a továbbiakban már mindig egy adott fordulatszámon (az optimális TSR környékén) vizsgáltam a szélturbinákat, így elég volt azon az egy fordulatszámon ismerni a tengellyel összeszerelt motor teljesítményét. Ebből következik, hogy elkerülhető volt a teljes karakterisztika többszöri kimérése, mindig csak egy fordulatszámhoz tartozó teljesítményt kellett kimérni. Mivel ez kevésbé körülményes, gyakrabban elvégeztem az adott fordulatszám melletti teljesítmény kimérését rotor nélkül is, így a korábban említett jelenség (a karakterisztika elcsúszása) által bekövetkező hibát ezúttal elhanyagoltam.

Így a turbina teljesítményének abszolút hibája a (4.12) összefüggés alapján számítható:

$$\delta P = \sqrt{\sum_{i=1}^2 \left(\delta U_i \cdot \frac{\partial P}{\partial U_i} \right)^2 + \sum_{i=1}^2 \left(\delta I_i \cdot \frac{\partial P}{\partial I_i} \right)^2} \quad (4.12)$$

Két szélturbina egymásra hatását szintén a nagy vízszintes szélsatornában vizsgáltam. A következő eseteket vizsgáltam:

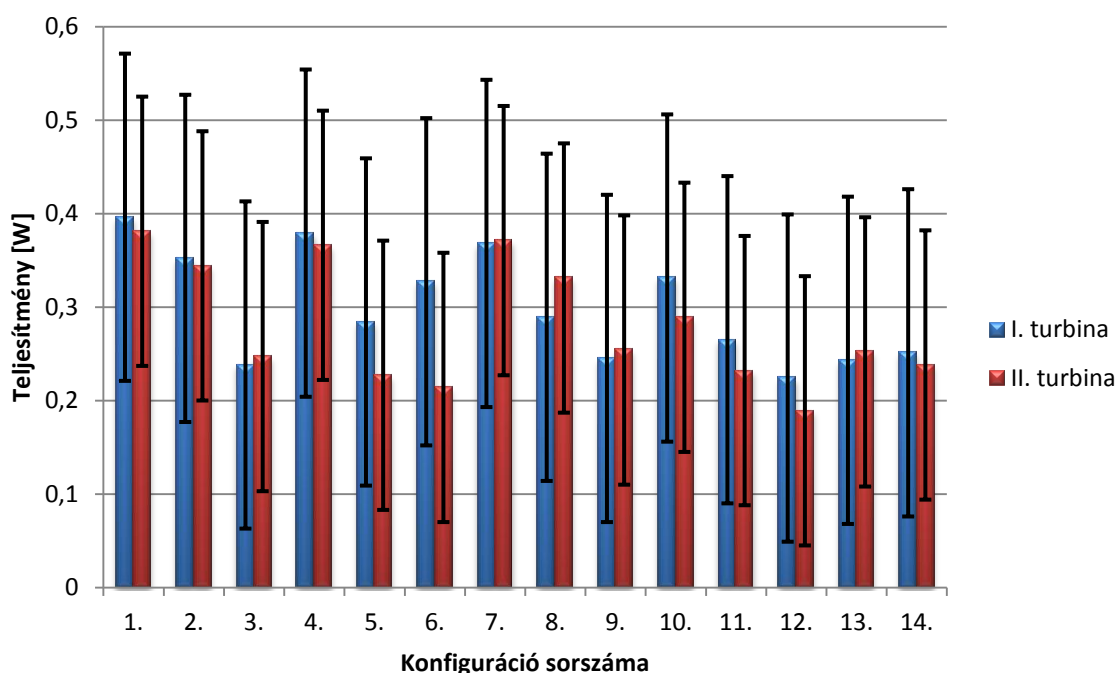
- A rotorok középpontjait összekötő képzeletbeli egyenes a zavartalan áramlási irányra merőleges. A két turbina tengelyének távolsága először a rotor-átmérő 3,5-szerese, majd közelítem őket egymáshoz, először 2,5D, majd 1,5D távolságra. Mindkét turbina forgásiránya az óramutató járásával megegyezik.
- A rotorok középpontjait összekötő képzeletbeli egyenes a zavartalan áramlási iránnyal párhuzamos. A két turbina tengelyének távolsága szintén először 3,5D, majd 2,5D és 1,5D. Mindkét turbina forgásiránya az óramutató járásával megegyezik.
- A rotorok középpontjait összekötő képzeletbeli egyenes a zavartalan áramlási irányra merőleges. A tengelyek távolsága szintén 3,5D, 2,5D és 1,5D. Áramlási iránnyal szemben állva a bal oldali turbina forgásiránya az óramutató járásával megegyezik, a jobb oldali forgásiránya ellentétes vele.
- A rotorok középpontjait összekötő képzeletbeli egyenes a zavartalan áramlási iránnyal párhuzamos. A távolságok ugyanúgy 3,5D, 2,5D és 1,5D. A szélirányban hátrébb elhelyezkedő turbina forgásiránya az óramutató járásával ellentétes, az elől lévő forgásiránya az óramutató járásával megegyezik.
- A rotorok középpontjait összekötő képzeletbeli egyenes a zavartalan áramlási irányra merőleges. A tengelyek távolsága 1,5D. Áramlási iránnyal szemben állva a jobb oldali turbina forgásiránya az óramutató járásával megegyezik, a bal oldali forgásiránya ellentétes vele.
- A rotorok középpontjait összekötő képzeletbeli egyenes a zavartalan áramlási iránnyal 45°-os szöget zár be. A két tengely távolsága 1,5D. A szélirányban hátrébb elhelyezkedő turbina forgásiránya az óramutató járásával ellentétes, az elől lévő forgásiránya az óramutató járásával megegyezik.

Az említett esetek mindegyikét két különböző szélssebesség mellett vizsgáltam: 4,41 [m/s] és 5,30 [m/s] mellett. A fordulatszámot 4,41 [m/s] -nál 1050 [1/min] -re, 5,30 [m/s] -nál 1270 [1/min] -re állítottam be. A 4,41 [m/s] -hoz tartozó eredményeket a 4.3 táblázatban, az 5,30 [m/s] -hoz tartozó eredményeket a 4.4 táblázatban foglaltam össze. (Amennyiben a turbinákat összekötő egyenes nem merőleges a zavartalan áramlási irányra, mindig a II. turbina helyezkedik el szélirányban hátrébb, valamint áramlási iránnyal szemben állva a II. turbina helyezkedik el jobb oldalon.)

4.3 táblázat: 4,41 [m/s] szélesebbesség melletti eredmények (két szélturbina vizsgálata)

	I. turbina forgás-iránya	II. turbina forgás-iránya	Turbinákat összekötő egyenes helyzete	Turbinák távolsága [m]	Teljesítmény [W]	
					I. turbina	II. turbina
1.	↺	↺	Szélirányra ⊥	3,5D	0,396±0,175	0,381±0,143
2.	↺	↺	Szélirányra ⊥	2,5D	0,352±0,175	0,344±0,143
3.	↺	↺	Szélirányra ⊥	1,5D	0,238±0,176	0,247±0,144
4.	↺	↺	Széliránnyal ∥	3,5D	0,379±0,175	0,366±0,143
5.	↺	↺	Széliránnyal ∥	2,5D	0,284±0,176	0,227±0,145
6.	↺	↺	Széliránnyal ∥	1,5D	0,327±0,176	0,214±0,145
7.	↺	↻	Szélirányra ⊥	3,5D	0,368±0,175	0,371±0,143
8.	↺	↻	Szélirányra ⊥	2,5D	0,289±0,176	0,331±0,143
9.	↺	↻	Szélirányra ⊥	1,5D	0,245±0,176	0,254±0,144
10.	↺	↻	Széliránnyal ∥	3,5D	0,331±0,175	0,289±0,144
11.	↺	↻	Széliránnyal ∥	2,5D	0,265±0,176	0,232±0,144
12.	↺	↻	Széliránnyal ∥	1,5D	0,224±0,176	0,189±0,145
13.	↻	↺	Szélirányra ⊥	1,5D	0,243±0,176	0,252±0,144
14.	↺	↻	45°	1,5D	0,251±0,176	0,238±0,144

A 4.3 táblázatban található eredményeket diagramon is ábrázoltam. Ez látható a 4.5 ábrán.



4.5 ábra: 4,41 [m/s] szélesebbesség melletti eredmények oszlopdiagramon ábrázolva

A szélturbina teljesítményének jelentős relatív hibája van kis szélesebbességek mellett. A 4.3 táblázat alapján megállapítható, hogy ebben az esetben előfordulhat akár 78,57 [%] –os relatív hiba is. A mérési eredmények kvantitatív megállapításokra nem alkalmasak, azonban a kvalitatív viselkedésre lehet következtetni. Az például megállapítható, hogy a

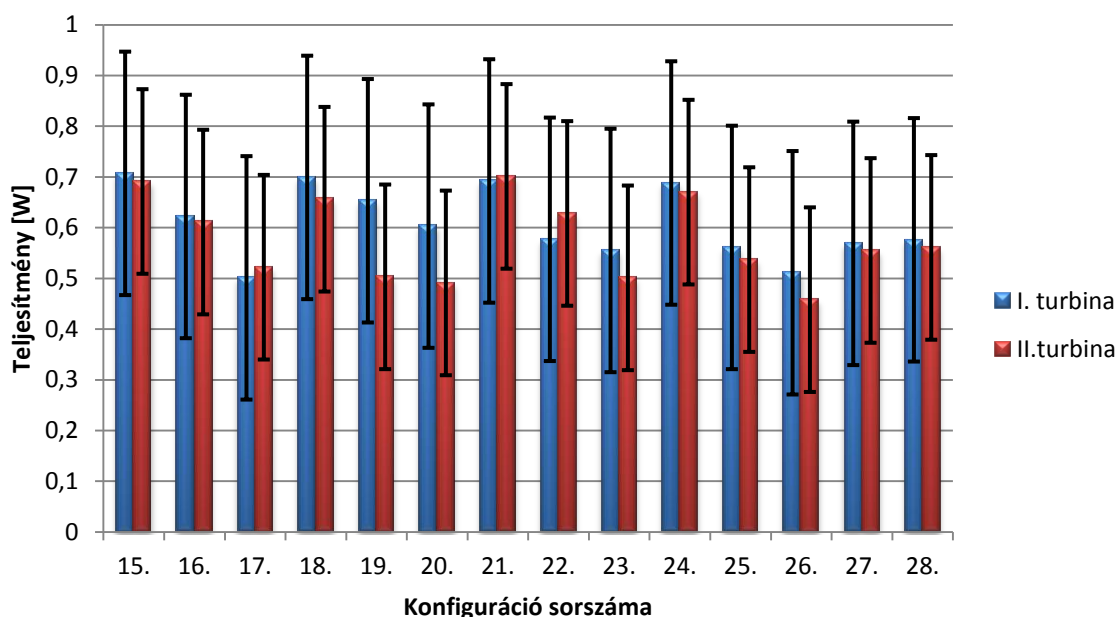
turbinák távolságának csökkentése negatív hatással van a teljesítményükre. Fontos megemlíteni, hogy a II. turbina motorjának az I. turbina motorjához képest ugyanazon a fordulatszámon jelentősen eltérő volt a feszültsége és az áramfelvétele. Ezzel magyarázható az, ha a két turbina teljesítménye hasonló, a teljesítményük abszolút hibája mégis jelentősen eltér egymástól.

A 4.4 táblázat (ahogy azt már említettem) az 5,30 [m/s] –hoz tartozó eredményeket tartalmazza.

4.4 táblázat: 5,30 [m/s] szélesség melletti eredmények (két szélturbina vizsgálata)

	I. turbina forgás- iránya	II. turbina forgás- iránya	Turbinákat összekötő egye- nes helyzete	Turbinák távol- sága [m]	Teljesítmény [W]	
					I. turbina	II. turbina
15.	↻	↻	Szélirányra ⊥	3,5D	0,707±0,239	0,691±0,181
16.	↻	↻	Szélirányra ⊥	2,5D	0,622±0,240	0,611±0,182
17.	↻	↻	Szélirányra ⊥	1,5D	0,501±0,241	0,522±0,184
18.	↻	↻	Széliránnyal ∥	3,5D	0,699±0,239	0,656±0,182
19.	↻	↻	Széliránnyal ∥	2,5D	0,653±0,240	0,503±0,184
20.	↻	↻	Széliránnyal ∥	1,5D	0,603±0,240	0,491±0,184
21.	↻	↻	Szélirányra ⊥	3,5D	0,692±0,239	0,701±0,181
22.	↻	↻	Szélirányra ⊥	2,5D	0,577±0,240	0,628±0,182
23.	↻	↻	Szélirányra ⊥	1,5D	0,555±0,241	0,501±0,184
24.	↻	↻	Széliránnyal ∥	3,5D	0,688±0,239	0,670±0,182
25.	↻	↻	Széliránnyal ∥	2,5D	0,561±0,241	0,537±0,183
26.	↻	↻	Széliránnyal ∥	1,5D	0,511±0,241	0,458±0,184
27.	↻	↻	Szélirányra ⊥	1,5D	0,569±0,241	0,555±0,183
28.	↻	↻	45°	1,5D	0,576±0,240	0,561±0,183

A 4.4 táblázatban található eredményeket szintén ábrázoltam diagramon is. Ez látható a 4.6 ábrán.



4.6 ábra: 5,30 [m/s] szélesség melletti eredmények oszlopdiagramon ábrázolva

A 4.4 táblázat alapján megállapítható, hogy a szélesség kismértékű növelésével jelentősen csökkent a turbina teljesítményének relatív hibája, azonban még mindig elérheti akár a 48,10 [%] –ot is. Ez már valamelyest jobb, mint 4,41 [m/s] mellett, azonban még mindig jelentős. A kapott eredményekből az alábbi következtetéseket vontam le:

- Amennyiben a rotorok középpontjait összekötő egyenes a szélirányra merőleges, a turbinák tengelyeinek egymástól mért távolsága pedig $3,5D$, a turbinák teljesítménye alig csökken az egyedül álló (elszigetelt) turbina teljesítményéhez képest.
 - A turbinák tengelyeinek egymástól mért távolságát csökkentve csökken a teljesítményük.
 - A legnagyobb teljesítménycsökkenés a szélirányban hátrébb elhelyezkedő turbinánál, még hozzá azokban az esetekben volt megfigyelhető, amikor a rotorok középpontjait összekötő egyenes a széliránnyal párhuzamos volt, a turbinák tengelyeinek egymástól mért távolsága pedig $1,5D$ volt.
 - A turbinák egymáshoz képesti forgásiránya befolyással van a teljesítményükre.
- Az eredmények alapján a méréssel kapcsolatban a következő megállapításokat tettem:
- A mérési eredmények összhangban vannak a szakirodalom korábbi eredményeivel.
 - A relatív hibák jelentősek, így nehezen lehet kvantitatív következtetéseket levonni az eredményekből.

4.2.3 Több szélturbinából álló elrendezések vizsgálata

A mérés utolsó szakaszában négy szélturbinából álló elrendezéseket hoztam létre, és meghatároztam ezeknek az elrendezéseknek a teljesítménysűrűségét különböző szélességek mellett. A teljesítménysűrűség a (4.13) összefüggés alapján számítható.

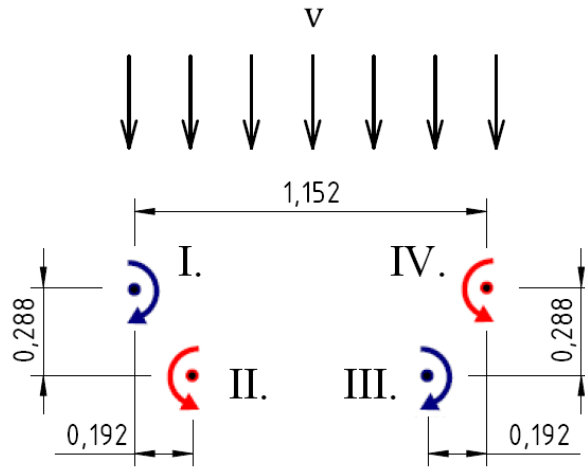
$$D_p = \frac{\sum_{i=1}^4 P_i}{A_e} \quad (4.13)$$

Ahol D_p a teljesítménysűrűség, P_i az i -edik szélturбина teljesítménye, A_e az elrendezés alapterülete. A teljesítménysűrűség hibája a (4.14) összefüggés alapján számítható:

$$\delta D_p = \sqrt{\sum_{i=1}^8 \left(\delta U_i \cdot \frac{\partial D_p}{\partial U_i} \right)^2 + \sum_{i=1}^8 \left(\delta I_i \cdot \frac{\partial D_p}{\partial I_i} \right)^2} \quad (4.14)$$

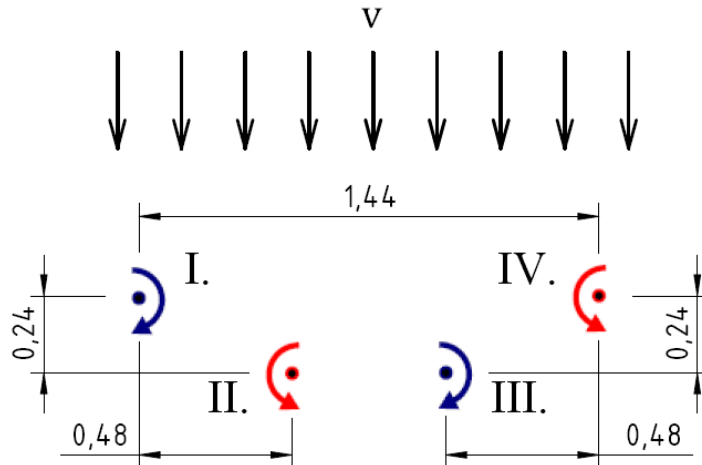
Mivel négy turbinánk van, mind a feszültség, mind az áramerősség értékének leolvasása 8-szor történik meg a teljesítménysűrűség meghatározásához. A hibaszámításnál ennek megfelelően kell eljárni.

Az első elrendezés sematikus ábráját a 4.7 ábrán láthatjuk:



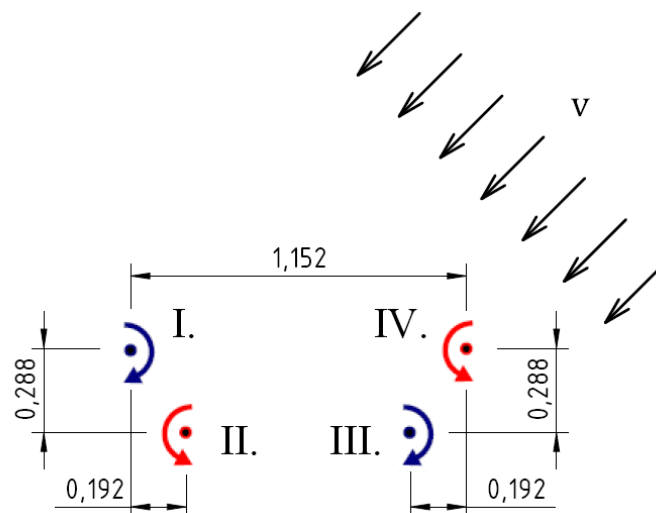
4.7 ábra: Az első elrendezés sematikus ábrája

A távolságok mértékegysége: [m]. A római számok a turbinák sorszámaikat jelölik, v a zavartalan áramlási sebesség, ennek iránya jól látható az ábrán. A második elrendezés sematikus ábrája a 4.8 ábrán látható.



4.8 ábra: A második elrendezés sematikus ábrája

Ezt követően egy harmadik elrendezést is megvizsgáltam, melynél a turbinák egymáshoz képesti elhelyezkedése megegyezett az első elrendezéssel, de az egész elrendezést 45°-kal elforgattam a szélirányhoz képest. Ez egy kezdeti lépés annak vizsgálatához, hogy az adott elrendezés teljesítménysűrűsége mennyire függ a széliránytól. A harmadik elrendezés sematikus ábrája látható a 4.9 ábrán.



4.9 ábra: A harmadik elrendezés sematikus ábrája

Mindhárom elrendezést a következő két szélsősebesség mellett vizsgáltam:

- 5,12 [m/s]
- 5,50 [m/s]

Az 5,12 [m/s] -hoz tartozó eredményeket a 4.5 táblázatban foglaltam össze. Ennél a szélsősebességnél a fordulatszámokat 1220 [1/min] –re állítottam be.

4.5 táblázat: 5,12 [m/s] szélsősebesség melletti eredmények (teljesítménysűrűség meghatározása)

Elrendezés sorszáma	1.	2.	3.
I. turbina teljesítménye [W]	0,501±0,330	0,496±0,330	0,497±0,330
II. turbina teljesítménye [W]	0,449±0,331	0,491±0,330	0,477±0,330
III. turbina teljesítménye [W]	0,521±0,231	0,552±0,231	0,450±0,232
IV. turbina teljesítménye [W]	0,492±0,177	0,519±0,177	0,505±0,177
Alapterület [m ²]	0,7350	0,8064	0,7350
Teljesítménysűrűség [W/m ²]	2,671±0,758	2,552±0,690	2,624±0,758

Az 5,50 [m/s] –hoz tartozó eredményeket a 4.6 táblázatban foglaltam össze. Ennél a szélsősebességnél a fordulatszámokat 1310 [1/min] –re állítottam be.

4.6 táblázat: 5,50 [m/s] szélssebesség melletti eredmények (teljesítménysűrűség meghatározása)

Elrendezés sorszáma	1.	2.	3.
I. turbina teljesítménye [W]	0,622±0,459	0,601±0,459	0,587±0,460
II. turbina teljesítménye [W]	0,598±0,459	0,609±0,459	0,576±0,460
III. turbina teljesítménye [W]	0,623±0,278	0,598±0,278	0,551±0,278
IV. turbina teljesítménye [W]	0,615±0,216	0,611±0,216	0,599±0,216
Alapterület [m ²]	0,7350	0,8064	0,7350
Teljesítménysűrűség [W/m ²]	3,344±1,005	3,000±0,916	3,147±1,006

Az elrendezések vizsgálata során kapott eredményekből szintén nehezen lehet kvantitatív következtetéseket levonni. Az azonban megállapítható, hogy a vizsgált elrendezések hasonló teljesítménysűrűséggel rendelkeznek. Ezen kívül megállapítható, hogy a harmadik esetben nem romlott jelentősen a teljesítménysűrűség, tehát az adott elrendezés az adott 45°-os szélirányváltásra nem igazán érzékeny. Továbbá elmondható, hogy a szélssebesség kismértékű növelésével nőtt az elrendezések teljesítménysűrűsége. Kérdéses azonban, hogy ez a növekvő trend mekkora szélssebességekig jellemző. Ez ebből a mérésből nem derül ki.

A 4.10 ábrán az első elrendezés látható. A valóságban így nézett ki ez az elrendezés:

**4.10 ábra:** Az első elrendezés

5 KRITIKAI ELEMZÉS, TOVÁBBFEJLESZTÉSI LEHETŐSÉGEK

A mérések befejeztével, az eredmények ismeretében lehetőség nyílik az épített szélturbina, mérőrendszer, valamint a mérési módszer alapos kritikai elemzésére és a továbbfejlesztési lehetőségek számbavételére. Az értékelést a szélturbinával kezdem.

Az épített szélturbina a kitűzött céljainak megfelelt, hiszen tudtam vele méréseket végezni. A mérés során tapasztaltakból megállapítható, hogy van lehetőség függőleges tengelyű szélturbinák csoportos vizsgálatát szélcsatornás körülmények között vizsgálni. Nyilvánvalóan a nyílt terepen tapasztalható sajátosságokkal nem találkozunk a szélcsatornában, azonban egy jól működő mérőrendszerben komoly lehetőségek vannak akár ilyen körülmények között is.

A későbbiekben azonban mindenképpen fontos lenne, hogy a turbina a rászerelt generátort is képes legyen forgásban tartani. Egyrészt egy szélgenerátort mindenképpen generátor üzemmódban célszerű vizsgálni. Másrészt, ha motor üzemmódban vizsgálódunk, kénytelenek vagyunk a teljesítmények különbségét képezni, és így a mért értékeket kétszer kell leolvasni. Ez növeli a hibát. Eleve kis teljesítményértékeink vannak, ez a tény már önmagában nagyobb relatív hibalehetőséget hordoz magában. A leírtak alapján megállapítható, hogy a szerkezet méreteinek növelésére van szükség.

A szerkezet méreteinek növelése sok előnnyel jár. Ezeket az előnyöket ismertetem:

- A szerkezet méreteinek növelésével nő a rotor által súrolt felület, ezáltal a szélteljesítmény ((1.2) összefüggés). Így ugyanakkora határfok mellett nagyobb a szélturbina teljesítménye. Ezáltal kisebb lehet a relatív hiba, valamint a turbina képes lehet forgásban tartani a rászerelt generátort.
- Ha növeljük a rotor-átmérőt, ugyanakkora TSR értékekhez kisebb fordulatszámok elegendőek. Ez mindenképpen előnyös, többek között kisebbek a veszteségek. A szerkezet nem bír ki akármekkora fordulatszámot. A méréseimnél ez szabott gátat annak, hogy 7 [m/s] -nál nagyobb szélsébségek mellett vizsgálódjak. Ha növeljük a rotor átmérőt, egy adott fordulatszám nagyobb szélsébséghez lesz optimális. A szélsébség növekedésével nő a szélteljesítmény, így az adott fordulatszámon nagyobb teljesítményt képes leadni a turbina.
- A húr hossz növelésének több előnye is van. A húr hossz növelésével állandó átmérő mellett nő a Solidity Ratio. Ha növeljük a Solidity Ratio értékét, az optimális TSR értéke kisebb lesz. Ez szintén azt eredményezi, hogy adott szélsébség mellett kisebb lesz az optimális fordulatszám. Ennek az előnyeit az imént ismertettem. A húr hossz növelésével (állandó szárnyhossz mellett) nő a szárny felülete, ez pedig nagyobb felhajtóerő kialakulását teszi lehetővé.

Fontosnak tartom megemlíteni a Reynolds-számot. A Reynolds-szám meghatározására szolgáló összefüggés (5.1):

$$Re = \frac{v \cdot l}{\nu} \quad (5.1)$$

Ahol v az áramlási sebesség, l egy jellemző hossz méret, ν a kinematikai viszkozitás. A probléma az, hogy az enyémhez hasonló szélturbina a valóságban tízszer akkora, mint az én turbinám. A turbinám szárnyának húr hossza is tizedrésze a nagy turbina szárnyának. Ez azt jelenti, ha a Reynolds-számot állandón akarnám tartani, az áramlási sebességet a

tízszeresére kellene növelni. Ez gyakorlatilag nem megoldható, így a Reynolds-számot nem tudtam állandón tartani.

Az állásszög adott szárnyprofilnál, adott Reynolds-szám mellett meghatározza a felhajtóerő tényező és az ellenálláserő tényező értékét. Ha a Reynolds-szám bizonyos mértékben megváltozik, egy adott szárnyprofilnál, ugyanannál az állásszögnél a felhajtóerő tényező és ellenálláserő tényező is meg fog változni.

Az általam épített szélturbina NACA0015 szárnyprofillal rendelkezik. Ez a szárnyprofil viszonylag magasabb Reynolds-számoknál kedvező tulajdonságokkal rendelkezik. Kisebb Reynolds-számoknál is működik, de itt valamivel rosszabb jellemzőkkel bír. Vizsgálódásaim során a Reynolds-szám értéke $Re \approx 40000$ környékén volt. Ennek körülbelül a tízszeresénél már nagyon kedvező jellemzőkkel rendelkezik a NACA0015 szárnyprofil, $Re \approx 40000$ környékén kevésbé. Többek között ez is okozhatta a szélturbinám viszonylag gyenge hatásfokát. A húrhossz növelésével a Reynolds-számot is növelni tudjuk, mely javíthatja a választott szárnyprofil jellemzőit. Természetesen választhatunk olyan szárnyprofilt is, ami alacsonyabb Reynolds-számokon rendelkezik jobb jellemzőkkel.

A későbbiekben mindenképpen szeretnék egy olyan szélturbinát építeni, amely szélszélű körülményekhez optimális paraméterekkel rendelkezik. A meglévő turbinám méreteinél valamelyest nagyobb méretekkel, valamint megfelelően beállított paraméterekkel rendelkező szélturbinát akarok építeni, melynek gyártását előzetes szimulációk fogják megelőzni. Azt szeretném elérni, hogy a tervezett turbina legalább 20 [W] körüli teljesítményt legyen képes produkálni.

Ezen kívül tervezem a meglévő mérőrendszer automatizálását. Mivel a fordulatszám beállítása kifejezetten nehézkesen volt megvalósítható, érdemes lenne egy olyan automatizált mérőrendszert megvalósítani, melynél a turbinák önmaguktól beállnak az adott szélszélűséghez optimális fordulatszámra.

Amennyiben a felsorolt továbbfejlesztéseket megvalósítom, lehetőségem nyílik a turbinák egymásra hatásának vizsgálatát olyan pontossággal végrehajtani, hogy a mérések eredményeiből kvantitatív megállapításokat is tehessek.

A mérési módszernek több nehézsége is van. Éppen ezért a jövőben nagyobb súlyt szeretnék fektetni a CFD vizsgálatokra. A mérés remekül felhasználható CFD modellek validálására, és a validált CFD modellekkel már egészen összetett szimulációk is futtathatók. Ilyen módon lehetőség nyílna komoly kutatási eredmények elérésére az adott témakörben.

Úgy gondolom, eredményes munkát végeztem, a továbbiakban is foglalkozni szeretnék a témával.

IRODALOMJEGYZÉK

- [1] LÁNG I. (2007): Környezetvédelem II. Akadémiai Kiadó, Budapest
- [2] IOPSCIENCE (2010): Fish schooling as a basis for vertical axis wind turbine farm design. <http://iopscience.iop.org/1748-3190/5/3/035005> (2012.04.24.)
- [3] CHINCHILLA, R., GUCCIONE, S. & TILLMAN, J. (2011): Wind Power Technologies: A Need for Research and Development in Improving VAWT's Airfoil Characteristics. Journal of Industrial Technology Vol.27. No.1. pp.1-6.
- [4] SYMSCAPE (2007): Vertical-Axis Wind Turbines. http://www.symscape.com/blog/vertical_axis_wind_turbine (2012.09.28.)
- [5] SHOWROOM411 (2012): Vertical axis Wind Turbines. <http://www.showroom411.com/dir/alternative-home-energy/Vertical-Access-Wind-Turbines.html> (2012.09.22.)
- [6] WINDSPIRE ENERGY (2012): <http://www.windspireenergy.com/> (2012.09.25.)
- [7] DECOSTE, J., SMITH, A., WHITE, D., BERKVEN, D. & CRAWFORD, J. (2004): Self-Starting Darrieus Wind Turbine. <http://www.webalice.it/acecere48/finalreport.pdf> (2012.07.29.)
- [8] INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGIES AND POWER QUALITY (2011): Self-Start Performance Evaluation in Darrieus-Type Vertical Axis Wind Turbines: Methodology and Computational Tool Applied to Symmetrical Airfoils. <http://www.icrepq.com/icrepq'11/302-batista.pdf> (2012.07.23.)
- [9] INTECH OPEN (2011): Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio. <http://www.intechopen.com/books/fundamental-and-advanced-topics-in-wind-power/wind-turbines-theory-the-betz-equation-and-optimal-rotor-tip-speed-ratio> (2012.08.02.)
- [10] MCMASTER UNIVERSITY (2008): Medium-solidity Vertical Axis Wind Turbines for use in Urban Environments. http://www.eng.mcmaster.ca/~stullis/index_files/WWEA%202008%20Paper_TULLIS.pdf (2012.08.04.)
- [11] INTERNATIONAL INSTITUTE OF INFORMATICS AND SYSTEMICS (2012): Vertical Axis Micro Wind Turbine Design for Low Tip Speed Ratios http://www.iiis.org/CDs2012/CD2012IMC/DEMSET_2012/PapersPdf/DC885ZU.pdf (2012.08.01.)
- [12] SCHATZLE, P. R., KLIMAS, P. C. & SPAHR, H. R. (1980): Aerodynamic interference between two darrieus wind turbines. Wind Energy Conf. pp.8-13.

- [13] RAJAGOPALAN, R. G., KLIMAS, P. C. & RICKERL, T. R. (1990): Aerodynamic interference of vertical axis wind turbines. Journal of Propulsion and Power Vol.6. No.5. pp.645-653.

- [14] WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION (2010): Innovative concepts: Fish Schooling as a Basis for Vertical Axis Wind Turbine Farm Design. http://www.wwindea.org/home/images/stories/pdfs/innovative_concepts_fish_schooling_as_a_basis_for_vertical_axis_wind_turbine_farm_designrobert_whittlesey.pdf (2012.04.28.)

- [15] NILA, I., BOGATEANU, R. & STERE M. (2012): Small power wind turbine (Type DARRIEUS). INCAS BULLETIN Vol.4. No.1. pp.135-142.

- [16] CLEANFIELD ENERGY (2007): Performance Testing of a Small Vertical-Axis Wind Turbine. <http://www.cleanfieldenergy.com/pdfs/2007%20VAWT%20performance%20testing.pdf> (2012.03.28.)