

**ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI  
FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ**

**KATEDRA ELEKTROENERGETIKY A EKOLOGIE**

# **DIPLOMOVÁ PRÁCE**

**Návrh větrné elektrárny v Kryštofových Hamrech**

ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI  
Fakulta elektrotechnická  
Akademický rok: 2014/2015

**ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE**  
(PROJEKTU, UMĚLECKÉHO DÍLA, UMĚLECKÉHO VÝKONU)

Jméno a příjmení: **Bc. Petr MATĚJKA**  
Osobní číslo: **E13N0149P**  
Studijní program: **N2612 Elektrotechnika a informatika**  
Studijní obor: **Komerční elektrotechnika**  
Název tématu: **Návrh větrné elektrárny**  
Zadávací katedra: **Katedra technologií a měření**

Z á s a d y p r o v y p r a c o v á n í :

1. Popište druhy větrných elektráren a technické vybavení.
2. Popište výstavbu základů a druhy připojení k síti.
3. Navrhněte větrnou elektrárnu pro větrný rozsah v lokalitě Kryštofovy Hamry.
4. Vypočtěte ekonomickou návratnost návrhu.
5. Posudte negativní vlivy na elektrizační soustavu a životní prostředí.

Rozsah grafických prací: podle doporučení vedoucího  
Rozsah pracovní zprávy: 30 - 40 stran  
Forma zpracování diplomové práce: tištěná/elektronická  
Seznam odborné literatury:

**Student si vhodnou literaturu vyhledá v dostupných pramenech podle doporučení vedoucího práce.**

Vedoucí diplomové práce: **Ing. Jana Jiříčková, Ph.D.**  
Katedra elektroenergetiky a ekologie

Datum zadání diplomové práce: **15. října 2014**  
Termín odevzdání diplomové práce: **11. května 2015**

  
Doc. Ing. Jirí Hammerbauer, Ph.D.  
děkan



  
Doc. Ing. Vlastimil Skočil, CSc.  
vedoucí katedry

V Plzni dne 15. října 2014

## **Abstrakt**

Předkládaná diplomová práce je zaměřena na návrh větrné elektrárny v oblasti Kryštofovy Hamry. V úvodu práce je seznámení s principem a technickým vybavením větrných elektráren. Dále jsou popsány různé druhy připojení k síti podle typu výrobce. Hlavním úkolem této práce je návrh větrné elektrárny s výpočtem vyrobené roční elektrické energie a výpočtem doby návratnosti investice. V závěru práce jsou pak rozebrány negativní vlivy na elektrizační soustavu a životní prostředí.

## **Klíčová slova**

Větrná elektrárna, generátor, rotorové listy, výkon, investice, elektrizační soustava, ekonomická návratnost.

## **Abstract**

This study is focused on the design of wind turbine in Kryštofovy Hamry area. In the beginning of the thesis there is an introduction of the principles and technical equipment of wind turbines. The following part describes the different types of network connections according to the type of manufacturer. The main task of this work is to design wind turbine and the calculation of the electrical energy which the wind turbine produces in a year as well as the calculation of the payback period of the investment. The conclusion then discussed the negative impacts of the wind turbines on the electricity grid and the environment.

## **Key words**

Wind power plant, generator, rotor blades, performance, investment, electricity system, economic return.

## Prohlášení

Prohlašuji, že jsem tuto diplomovou práci vypracoval samostatně, s použitím odborné literatury a pramenů uvedených v seznamu, který je součástí této diplomové práce.

Dále prohlašuji, že veškerý software, použitý při řešení této bakalářské/diplomové práce, je legální.

.....  
podpis

V Plzni dne 6.5.2015

Bc. Petr Matějka

## **Poděkování**

Tímto bych rád poděkoval vedoucímu diplomové práce Ing. Janě Jiříčkové, Ph.D. za cenné profesionální rady, připomínky a metodické vedení práce.

Dále bych chtěl poděkovat celé mé rodině, která mě podporovala při studiu na vysoké škole.

# Obsah

<b>OBSAH</b> .....	<b>8</b>
<b>SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK</b> .....	<b>10</b>
<b>ÚVOD</b> .....	<b>11</b>
<b>1 PROVEDENÍ VĚTRNÝCH ELEKTRÁREN</b> .....	<b>12</b>
1.1. VĚTRNÉ MOTORY PRACUJÍCÍ NA ODPOROVÉM PRINCIPU .....	12
1.2. VĚTRNÉ MOTORY PRACUJÍCÍ NA VZTLAKOVÉM PRINCIPU .....	14
1.3. REGULACE VÝKONU VĚTRNÉ ELEKTRÁRNY .....	16
1.3.1 Regulace <i>STALL</i> .....	16
1.3.2 Regulace <i>PITCH</i> .....	17
1.3.3 Regulace <i>ACTIVE STALL</i> .....	17
1.4. TECHNICKÉ VYBAVENÍ .....	18
1.4.1 Rotor.....	18
1.4.2 Gondola.....	22
1.4.3 Stožár.....	26
<b>2 DRUHY PŘIPOJENÍ K SÍTI A STAVBA ZÁKLADŮ</b> .....	<b>28</b>
2.1. PŘIPOJENÍ ASYNCHRONNÍHO GENERÁTORU S KOTVOU NAKRÁTKO .....	28
2.2. PŘIPOJENÍ ASYNCHRONNÍHO GENERÁTORU S KOTVOU KROUŽKOVOU .....	29
2.3. PŘIPOJENÍ SYNCHRONNÍHO GENERÁTORU S PŘEVODOVKOU A VARIÁTOREM .....	30
2.4. PŘIPOJENÍ SYNCHRONNÍHO GENERÁTORU BEZ PŘEVODOVKY .....	31
2.5. VÝSTAVBA ZÁKLADŮ .....	32
<b>3 NÁVRH VĚTRNÉ ELEKTRÁRNY</b> .....	<b>34</b>
3.1. REALIZACE PROJEKTU VĚTRNÉ ELEKTRÁRNY .....	34
3.2. PODMÍNKY PRO VHODNÉ UMÍSTĚNÍ VĚTRNÉ ELEKTRÁRNY .....	35
3.2.1 Lokalita s větrným potenciálem.....	35
3.2.2 Drsnost povrchu okolí a geologické složení podloží.....	36
3.2.3 Připojení do rozvodné sítě.....	37
3.2.4 Doprava materiálu .....	37
3.2.5 Omezení pro stavbu .....	37
3.3. NÁVRH VĚTRNÉ ELEKTRÁRNY V KRYŠTOFOVÝCH HAMRECH.....	38
3.3.1 Poloha umístění větrné elektrárny.....	38
3.3.2 Větrný potenciál.....	38
3.3.3 Drsnost povrchu a geologické složení podloží .....	39
3.3.4 Připojení k rozvodné síti.....	39
3.3.5 Doprava materiálu .....	39
3.4. NÁVRH TYPU VĚTRNÉ ELEKTRÁRNY .....	40
3.4.1 Technická specifikace <i>ENERCON E-82 E2</i> .....	40
3.5. TEORETICKÝ VÝPOČET ROČNÍ ENERGETICKÉ BILANCE.....	41
<b>4 EKONOMICKÁ NÁVRATNOST</b> .....	<b>48</b>
4.1. INVESTIČNÍ NÁKLADY .....	48
4.2. PROVOZNÍ NÁKLADY .....	49
4.3. ZISK.....	49
4.4. VÝPOČET EKONOMICKÉ NÁVRATNOSTI.....	50
4.4.1 Roční tržby.....	50
4.4.2 Náklady na odpisy .....	51
4.4.3 Celkové roční náklady .....	52
4.4.4 Zisk .....	53
4.4.5 Peněžní příjem .....	53



4.4.6	Čistá současná hodnota.....	54
4.4.7	Vnitřní výnosové procento IRR.....	55
4.4.8	Doba návratnosti.....	56
4.4.9	Ekonomické zhodnocení .....	57
<b>5</b>	<b>NEGATIVNÍ VLIVY NA ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVU A PROSTŘEDÍ .....</b>	<b>57</b>
5.1.	PODMÍNKY PŘIPOJENÍ VTE DO DS.....	58
5.1.1	Zvýšené napětí .....	59
5.1.2	Změny napětí při spínání.....	62
5.1.3	Připojování synchronních generátorů.....	64
5.1.4	Připojování asynchronních generátorů.....	65
5.2.	ZPĚTNÉ VLIVY VTE NA DISTRIBUČNÍ SÍŤ .....	65
5.2.1	Změny napětí .....	66
5.2.2	Vyšší harmonické proudy.....	68
5.2.3	Ovlivnění zařízení HDO .....	70
5.3.	NEGATIVNÍ VLIVY NA ŽIVOTNÍ PROSTŘEDÍ .....	72
5.3.1	Stroboskopický efekt .....	73
5.3.2	Hluk VTE.....	73
5.3.3	Vliv VTE na faunu .....	73
5.3.4	Rušení krajinného rázu.....	74
	<b>ZÁVĚR.....</b>	<b>75</b>
	<b>SEZNAM LITERATURY A INFORMAČNÍCH ZDROJŮ.....</b>	<b>77</b>

## Seznam symbolů a zkratek

$P$ [W].....	Výkon
$S$ [m <sup>2</sup> ].....	Plocha rotoru
$r$ [m].....	Poloměr rotoru
$C_p$ [-].....	Výkonový součinitel
$v$ [m/s].....	Rychlost větru
$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ].....	Hustota vzduchu
VTE.....	Větrná elektrárna
DS.....	Distribuční soustava
PS.....	Přenosová soustava
PDS.....	Provozovatel distribuční soustavy
PPS.....	Provozovatel přenosové soustavy
ERÚ.....	Energetický regulační úřad
HDO.....	Hromadné dálkové ovládání
NN.....	Nízké napětí
VN.....	Vysoké napětí
$U_n$ .....	Jmenovité napětí sítě
Tzv.....	Tak zvaně
Atd.....	A tak dále

## Úvod

Diplomová práce se zaměřuje na návrh větrné elektrárny pro větrný rozsah v Kryštofových Hamrech s výpočtem ekonomické návratnosti. Toto téma jsem si vybral, jelikož se zajímám o problematiku větrných elektráren a v období střední školy jsme s otcem postavili malou větrnou elektrárnu s 3f synchronním generátorem s neodymovými magnety. Dalším důvodem výběru tohoto tématu je také budoucí zájem o práci v problematice větrných elektráren. Tuto práci jsem rozdělil do pěti částí, které jsou podle mého názoru nutné pro zasvěcení do oblasti návrhu a funkce větrných elektráren.

V první části práce popisují princip větrné elektrárny podle použitého principu otáčení, který může pracovat na odporovém nebo vztlakovém principu. Dále je v této kapitole popsána regulace pomocí natáčení lopatek a konstrukční a přístrojové vybavení celé větrné elektrárny.

V druhé části se věnuji nejpoužívanějším koncepcím větrných elektráren s různým připojením k síti podle typu použité koncepce. Nedílnou součástí výstavby větrné elektrárny je betonový základ, kterému také v práci dávám patřičnou pozornost.

Třetí část se zabývá vlastním návrhem větrné elektrárny v Kryštofových Hamrech nacházející se v Ústeckém kraji. V této kapitole popisují proces od plánování až po samotnou stavbu s vhodnými podmínkami pro umístění. Pro tuto lokalitu navrhu větrnou elektrárnu pro daný větrný rozsah a vypočítám roční energetickou bilanci.

Ve čtvrté části se věnuji ekonomické bilanci, ve které popisují investiční a provozní náklady a počítám základní parametry určující efektivnost a výhodnost projektu spolu s celkovou dobou návratnosti investice.

V poslední páté části popisují podmínky pro připojení větrné elektrárny k síti a zpětné vlivy na síť, které mohou nastat v průběhu provozu. Dále jsou stručně popsány hlavní negativní vlivy na životní prostředí.

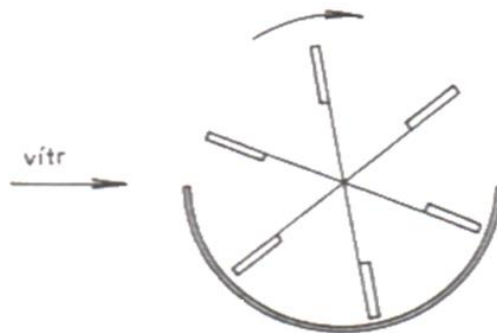
# 1 Provedení větrných elektráren

Větrné motory jsou děleny podle mnoho kritérií, avšak nejdůležitější věcí je aerodynamický princip, který má pro činnost větrného motoru největší význam. Podle něj se provedení větrných motorů dělí na odporové a vztlakové.

## 1.1. Větrné motory pracující na odporovém principu

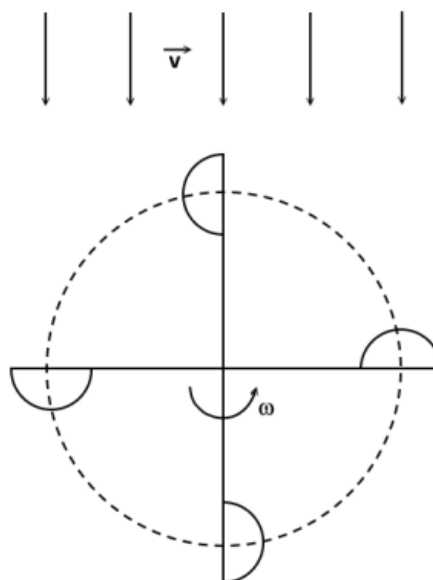
Tento typ principu patří mezi nejstarší a větrné motory tak mohou mít jak svislou tak i vodorovnou osu otáčení. Zda-li mají svislou, či vodorovnou osu otáčení není tak podstatné, podstatné je, že princip je vždy stejný. Proud vzduchu je zpomalován nastavenou plochou, která mu klade aerodynamický odpor a síla na plochu je vyvozována většinou na mechanický rotační pohyb hřídele a otáčená plocha se pohybuje o něco málo menší rychlostí než rychlost vzduchu. [1]

Jednoduchý rotor fungující na odporovém principu je zhotoven například z šesti plochých lopatek s krycím štítem pro lopatky, které se pohybují proti směru větru. Tento krycí štít však musí být natáčen podle směru větru. Pokud je ovšem rotor s vodorovnou osou, musí se celý větrný motor natáčet podle směru větru. [1]



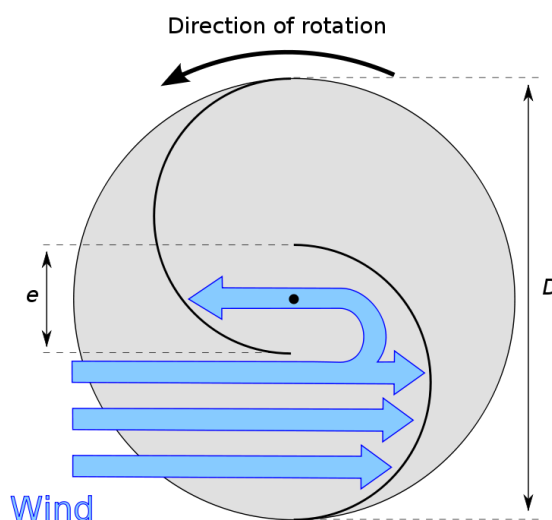
Obr. 1.1 Rotor s krycím štítem [1]

Na odporový princip funguje například anemometr, který je složen z několika polokulovitých lopatek. Lopatky jsou polokulovitého tvaru z důvodu zmenšení odporu při zpětném pohybu lopatky. Proud vzduchu je hnán do dutiny lopatky, která mu klade 3,5 krát větší odpor nežli polokoule s vypuklou částí, tento jev se nazývá Robinsonův. [1]



Obr. 1.2 Miskový anemometr [1]

Na podobném principu funguje také rotor nazývaný Savonius. Konstruktivní uspořádání je složeno ze dvou polo-válcovitých lopatek, které jsou vzájemně a opačně přesazeny a mezi nimiž prochází osa rotoru. Lopatky jsou usazené tak aby jejich překrývání bylo v rozmezí zhruba 20-30% průměru rotoru. Proud vzduchu pohlcuje návětrná strana lopatky a část energie vzduchu proudí na závětrnou stranu lopatky přes vzájemné přesazení. Proudění a uspořádání znázorňuje následující obrázek. [3]



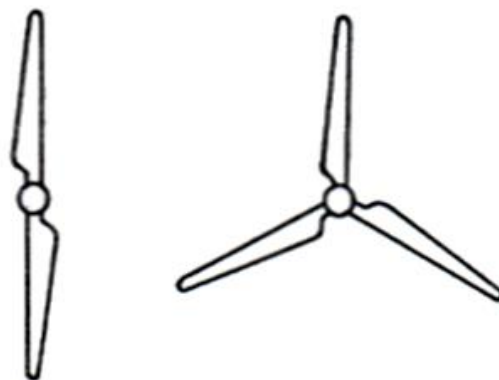
Obr. 1.3 Proudění vzduchu rotorem [3]

Jednoduchá konstrukce umožňuje snadnou výrobu a manipulaci při údržbě, či výměně generátoru, který se nachází ve spodní části konstrukce. Vzhledem k nižším otáčkám rotoru se používá generátor s permanentními magnety nebo se využívá síla krouticího momentu na jiný mechanický pohyb. Nesmírnou výhodou těchto rotorů je, že se nemusí jakkoliv natáčet se směrem větru a odpadá tak složitost řešení natáčení. [3]

## 1.2. Větrné motory pracující na vztlakovém principu

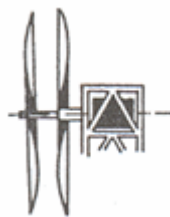
Na vztlakovém principu funguje v současnosti již většina větrných motorů ve dvou a třílistém provedení s vodorovnou osou, které jsou orientovány svojí rovinou otáčení kolmo ke směru proudění vzduchu. Jelikož listy se otáčejí pomocí síly vztlaku, je třeba zajistit, aby proud vzduchu měl správný úhel náběhu na list. Tohoto se dosáhne správným aerodynamickým tvarováním listu a jeho celém natáčení.

Jak už bylo řečeno, nejvíce se vyskytující větrné motory vyráběny ve dvou a třílistém provedení, dnes už převážně v třílistém, jak je možno vidět na obrázku 1.4.



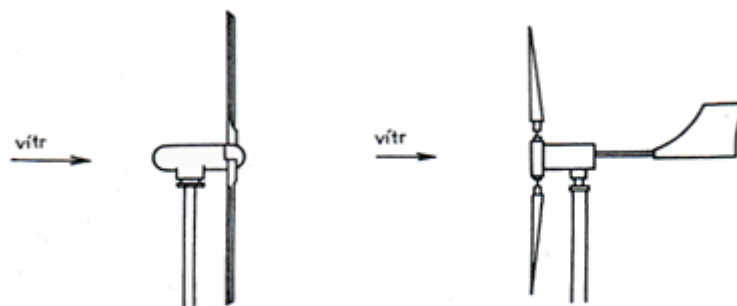
Obr. 1.4 Dvoulisté a třílisté uspořádání [1]

V minulosti byly instalovány i větrné elektrárny s protiběžnými lopatkami a to tak, že jedna sada lopatek byla připevněna na rotor a druhá sada lopatek na stator generátoru. Tyto sady se tak pohybovaly proti sobě a vyráběly střídavý proud s dvojnásobnou frekvencí, než kdyby stator byl pevně umístěný. [1]



Obr. 1.5 Větrný motor s protiběžným rotorem a statorem [1]

Dalším typem větrné elektrárny je gondola s rotorem, který je umístěn na závětrné straně a natáčení osy rotoru do směru větru se děje samovolně. Druhým typem je konstrukce, kdy rotor je umístěn na návětrné straně a gondola za ním. V tomto případě však k orientaci směru větru nelze dosáhnou samovolně a je potřeba orientačního zařízení. U malých typů větrných elektráren je směrovost vyřešena kormidlem, u velkých typu je potřeba řídicí systém určující směr a rychlost větru. [1]



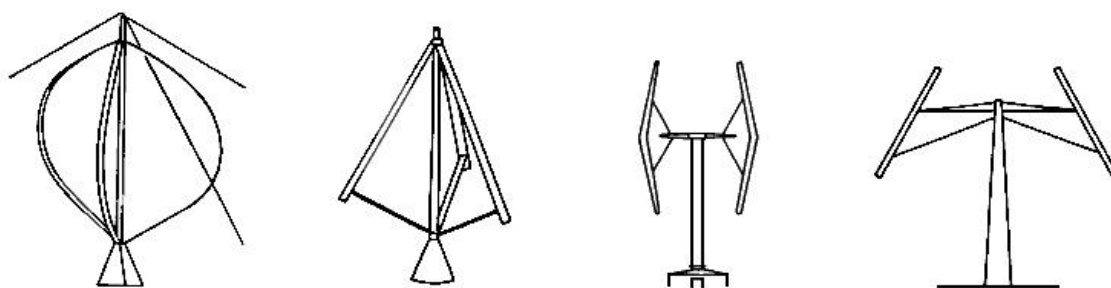
Obr. 1.6 Umístění rotoru na závětrné straně [1] Obr. 1.7 Umístění rotoru na návětrné straně s kormidlem [1]

Ke zvýšení výkonu větrné elektrárny se před rotor umísťuje konfuzor, který zrychluje proud vzduchu, nebo naopak se za rotor umísťuje difuzor, který snižuje rychlost odtoku vzduchu a tím se zvyšuje tlakový spád. Taková provedení ovšem nejsou prakticky použitelná v masovém měřítku, jelikož jejich cena a konstrukční komplikace nepřevyšují celkový přínos výkonu, který lze relativně snadno navýšit zvětšením průměru rotoru.[1]



Obr. 1.8 Větrná elektrárna s konfuzorem a difuzorem

Na principu vztlaku také funguje rotor nazývaný Darrius, který je stavěn s vertikální osou v provedení se dvěma, třemi, ale i čtyřmi listy. Tyto listy jsou vyrobeny aerodynamicky tak aby namáhání odstředivými silami bylo co nejmenší v ohybu listu. Darrieusovy rotory jsou vyráběny nejčastěji ve čtyřech provedení: rotor se svislou osou se zakřivenými listy ve tvaru  $\Phi$ , dále listy poskládané do tvaru  $\Delta$ , listy poskládané do tvaru H a jako poslední rotor s prizmatickými listy, které umožňují regulovat výkon tím, že listy jsou schopné změny sklonu, čímž se zmenší či zvětší plocha rotoru. Výhodou tohoto větrného motoru je jednoduchost provedení a snadná montáž a údržba generátoru, který je umístěný na stožáru u země. Naopak problémovější je regulace výkonu a první roztočení při slabém větru. To lze ovšem vyřešit přidáním rotorem typu Savonius fungujícím na odporovém principu. [1]



Obr. 1.9 Darrieův rotor provedený s  $\Phi$ ,  $\Delta$ , H a prizmatickými listy [1]

### 1.3. Regulace výkonu větrné elektrárny

Regulovat výkon větrné elektrárny můžeme v současné době třemi způsoby. První způsob regulace je STALL, který je nejjednodušší s principem odtrhávání proudu vzduchu. Druhým způsobem regulace je PITCH, který spočívá v natáčení listů a poslední regulací je regulace ACTIVE STALL. Všechny tyto způsoby regulace jsou popsány v následujících kapitolách.

#### 1.3.1 Regulace STALL

Tento způsob regulace je nejvíce využíván u větrných elektráren s nominálním výkonem do 1000 kW. Lopatky jsou zde pevně připevněny k rotorovému náboji a tak není možné s nimi jakkoliv natáčet. Regulace stall spočívá vhodným tvarováním rotorových listů. Při zvyšující se rychlosti větru se mění elasticky tvar konce listu, to zapříčiní rostoucí úhel náběhu na konci listu a proud vzduchu se postupně odtrhne. To znamená, že proudění, které bylo laminární, se změní na turbulentní. Turbulentní proudění zapříčiní náhlý pokles vztlaku a



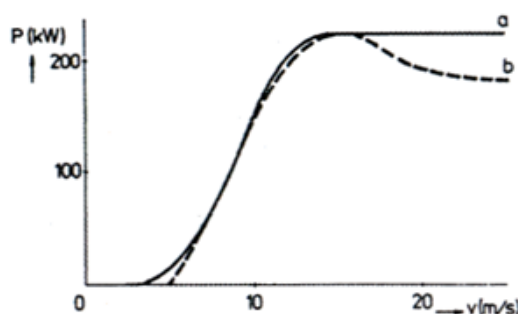
tím pádem i pokles momentu na hřídeli. Z obrázku 2. je vidět, že s rostoucí rychlostí větru výkon větrné elektrárny klesá, což je pro nás ztráta výroby elektrické energie. Další nevýhodou této regulace je, že při slabém větru se větrná elektrárna sama nerozeběhne a je třeba jí roztočit elektromotorem. [7]

### 1.3.2 Regulace PITCH

Tento způsob regulace spočívá v aktivním natáčení rotorových listů, podle vstupního signálu s informací o aktuálním výkonu. Pokud je výkon na maximální hodnotě, řídicí systém vyšle signál hydraulickému systému natáčení rotorových listů ke změně úhlu náběhu proudu vzduchu. Tím se sníží síla vztlaku a vzroste radiální odpor listů a pokles momentu na hřídeli. V opačném případě, kdy rychlost větru klesne, listy se natočí na úhel náběhu, který zajistí maximální sílu vztlaku a tím pádem vzrůstající moment na hřídeli. K natáčení rotorových listů se nejčastěji používají krokové motory pro přesné natáčení. Regulaci pitch je možné využít i k rozběhu větrné elektrárny již při nízkých rychlostech větru a není tak nutné rotor roztáčet. Tato regulace slouží především k omezování výkonu při vysokých rychlostech větru, tak aby nedocházelo k příliš velkému poklesu výkonu. Regulace je ovšem velmi pomalá v oblastech kdy dochází k přetěžování generátoru vlivem poryvů větru a proto je v tomto ohledu rychlejší regulace active stall. [7]

### 1.3.3 Regulace ACTIVE STALL

Tento způsob regulace je stejný jako regulace pitch při nízkých rychlostech větru a při rozběhu. V případě vyšších rychlostí proudu je řízení opačné. Rotorové listy se budou natáčet opačně než je tomu u regulace pitch. Tímto způsobem se docílí zvětšení úhlu náběhu proudu vzduchu a vlivem geometrického tvarování konce listů se proud vzduchu odtrhne a síla vztlaku klesne. Tento princip regulace je mnohem rychlejší než u regulace pitch, jelikož změna úhlu není natolik velká a tím je regulace podstatně rychlejší na náhlé zvýšení rychlosti větru. [7]



Obr. 2 Výkonové charakteristiky větrného motoru: a) s regulací PITCH [1]  
b) s regulací STALL

## 1.4. Technické vybavení

Technické vybavení větrné elektrárny se skládá ze čtyř základních částí. Jednou z nich je gondola, která je srdcem celé elektrárny. Aby mohla elektrárna vyrábět elektrickou energii, je potřeba hnacího ústrojí, kterým je rotor se třemi listy spojenými na rotorovém náboji. K tomu abychom zajistili dostatečný větrný výkon, je nutno gondolu a rotor postavit na tubus, který je různě vysoký podle typu větrné elektrárny. Poslední částí a to velice důležitou je kvalitně postavený betonový základ, který je popsán v druhé kapitole zadání.

### 1.4.1 Rotor

Rotor je složen z rotorového náboje, na kterém jsou připevněny obvykle tři rotorové listy pomocí několika desítek šroubů zalaminovanými přímo do stěny rotorového listu. List je kompozitová skořepina vyztužená nosníkem, který je složený z uhlíkových, či kevlarových vláken. Rotorové listy se vyrábějí z kompozitních materiálů nejčastěji metodou laminování, kdy tato metoda spočívá v prosycování tkaniny pojivem, kde tkaninu tvoří skelná vlákna, pojivo pak tvoří epoxidová pryskyřice smíchaná v poměru s tvrdidlem. Výroba listu spočívá ve skládání tkanin v různých směrech a s různou orientací vláken do předem vyrobené preformy. Výroba se provádí do dvou preforem a po vytvrzení se horní a spodní část listu slepí. [2]



Obr. 2.1 Uchycovací šrouby listu [2]

#### 1.4.1.1 Aerodynamika rotoru

V této části podkapitoly bych chtěl přiblížit aerodynamiku rotoru, tzn. princip otáčení a základní parametry vztlaku. Popis aerodynamiky rotoru bude uváděn na skutečné větrné elektrárně Vestas V90 s průměrem rotoru 90 metrů o maximálním výkonu 2MW a pracovními otáčkami 15ot/min. při konstantní rychlosti větru 13m/s. [2]

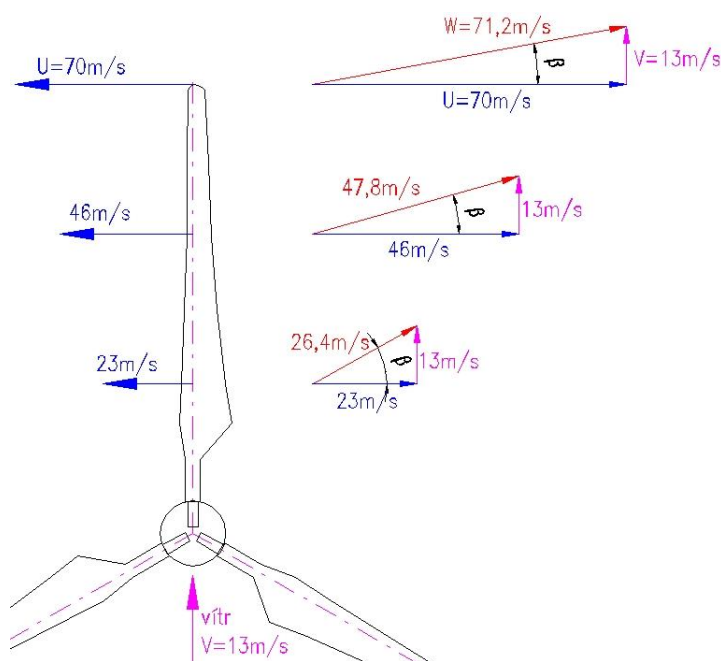
Pro maximální sílu vztlaku je důležité pod jakým úhlem a rychlostí nabíhá proud vzduchu na náběžnou hranu listu. To ovšem není jediná důležitá věc, sílu vztlaku určuje především aerodynamické tvarování listu, protože náběžné rychlosti proudu vzduchu a velikost úhlu  $\beta$  se mění po celé délce listu, proto je nutné list aerodynamicky tvarovat. Nejprve si, ale spočteme obvodovou rychlost  $U$  v 1/3, 2/3 listu a na konci, která se se zvětšujícím průměrem také zvětšuje. Jelikož chceme zjistit rychlost nabíhajícího proudu vzduchu  $W$ , musíme vektorově sečíst konstantní rychlost větru  $V$  a obvodovou rychlost rotorového listu  $U$ . [2]

Pro výpočet obvodové rychlosti na konci listu volíme jednoduchý vzorec:

$$U = \frac{(\pi * D * n)}{60} = \frac{(\pi * 90 * 15)}{60} = 70 \text{ m/s}$$

Pro výpočet výsledné rychlosti proudu vzduchu na náběžnou hranu listu:

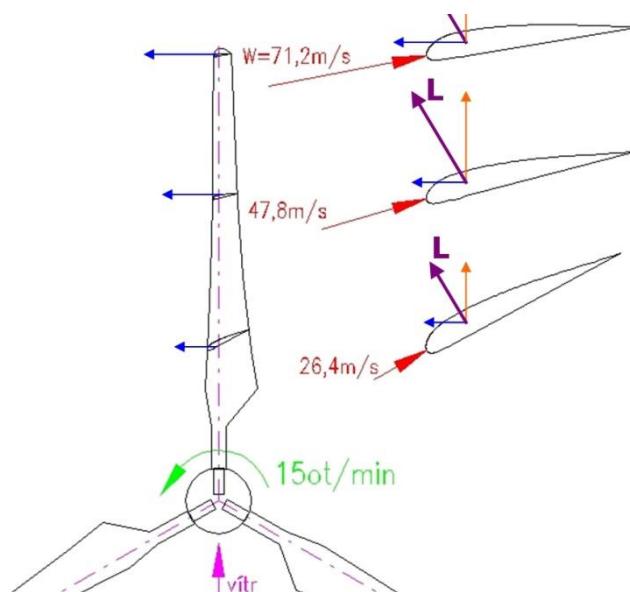
$$W = \sqrt{U^2 + V^2} = \sqrt{70^2 + 13^2} = 71,2 \text{ m/s}$$



Obr. 2.2 Obvodová rychlost rotoru a vektorový součet rychlosti [2]

Na dalším obrázku 2.3 je znázorněn směr otáčení doleva modrou šipkou na rotorovém listu. Protože výsledná síla vztlaku musí být vždy kolmá na náběžný proud vzduchu, je na obrázku značena fialovou barvou písmenem L. Tento výsledný vztlak se však dělí ještě na

složku vztakovou a složku odporovou. Z obrázku 2.3 je také vidět rychlost nabíhajícího proudu vzduchu  $W$  a natočení profilu rotorového listu po celé délce. [2]



Obr. 2.3 Vznik vztaku na rotorovém listu [2]

Aerodynamickým profilem je zvyšována efektivita vztaku a tím pádem i výkon větrné elektrárny. Správný profil listu také snižuje hladinu emisního hluku, která je důležitá především u výstavby blízko obydlí. Výrobci větrných elektráren si proto svůj vlastní profil velice dobře utajují. [2]

#### 1.4.1.2 Průměr rotorového listu

Velikost, tedy průměr rotorových listů závisí především na zadání o výkonové velikosti větrné elektrárny a také na lokalitě s průměrnou rychlostí větru vyhovující tomuto výkonu.

Budeme vycházet z výkonové rovnice: 
$$P = \frac{1}{2} * \rho * v^3 * C_p * S \text{ [W]} \quad (1),$$

kde si vyjádříme plochu  $S$ : 
$$S = \frac{2 * P}{\rho * v^3 * C_p} \text{ [m}^2\text{]} \quad (2),$$

pro obsah kruhu platí: 
$$S = \pi * r^2 \text{ [m}^2\text{]} \quad (3),$$

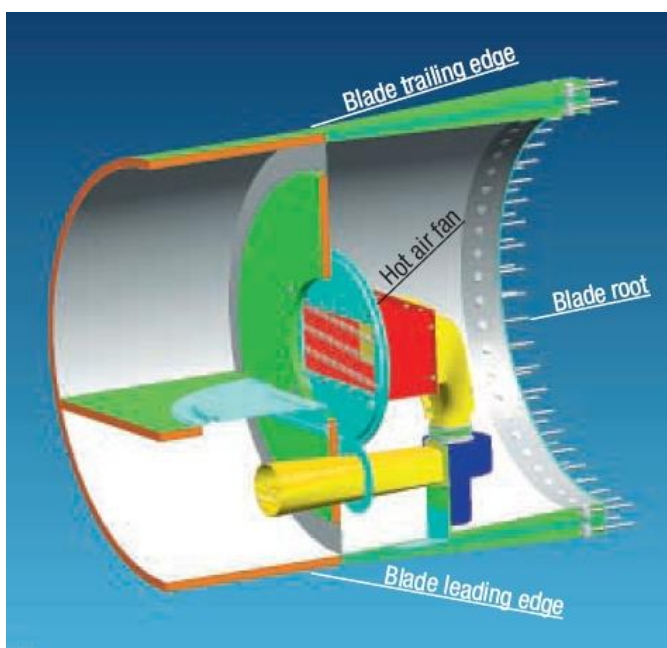
dosazením do vzorce pro plochu a úpravě dostaneme poloměr rotoru:

$$r = \sqrt{\frac{2 \cdot P}{\rho \cdot v^3 \cdot c_p \cdot \pi}} \text{ [m]}. \quad (4)$$

### 1.4.1.3 Vyhřívání rotorových listů

Tvorba námrazy na náběžných hranách rotorových listů se tvoří zejména při teplotách pod bodem mrazu a při vysoké vzdušné vlhkosti. Na náběžných hranách rotorových listů se začne tvořit nepravidelně námraza různé velikosti a rotorové listy budou nevyvážené, což může způsobit vznik vibrací. Při malé námraze je provoz nepřerušen, avšak dochází ke snížení výkonu. Při větší námraze je nutno větrnou elektrárnu odstavit, jelikož odlétající kusy ledu mohou ohrozit bezpečnost okolí, hlavně v blízkosti obydlí a silnic. [2]

Firma Enercon nabízí vyhřívání rotorových listů pomocí ventilátoru s topným tělesem. Takto ohřátý vzduch proudí podél náběžné hrany a na konci listu proudí zpět po odtokové hraně zpátky do ventilátoru, kde je vzduch znovu ohříván. Námraza je takto odstraněna, ale pod podmínkou velké energetické náročnosti. [5]

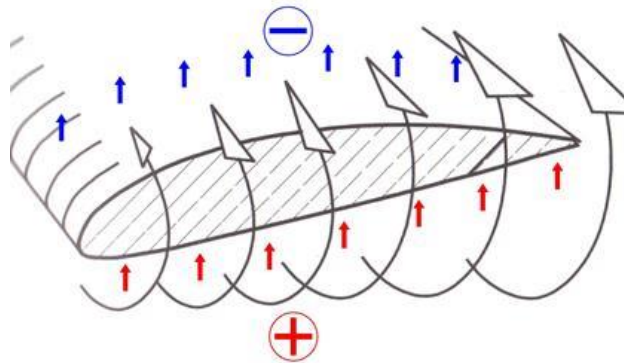


Obr. 2.4 Systém vyhřívání rotorových listů [2]

### 1.4.1.4 Indukovaný odpor na rotorových listech

Při proudění vzduchu na rotorový list vzniká na spodní straně listu přetlak a na horní straně listu vzniká podtlak. Výsledkem těchto dvou tlakových polí je pak výsledná síla

nazývaná vztlak. Tyto tlaková pole jsou po celé délce listu a až za odtokovou hranou listu se tento rozdíl tlaků vyrovnává. Jiné to je ovšem na konci listu, kdy k vyrovnání tlaků dojde tzv. přes horní hranu. Dochází k vyrovnávání tlaku ze spodní strany na horní a tím dochází ke vzniku okrajového víru, který je původce indukovaného odporu. [2]



Obr. 2.5 Vyrovnávání tlaku na konci rotorového listu [2]

Důsledkem indukovaného odporu je celkové zvýšení odporu rotorového listu a také zvýšení hladiny vydávaného hluku. Zmenšením indukovaného odporu a tím pádem zvýšení výkonu a snížení hluku, dosáhneme vhodným tvarováním konce rotorového listu. Výrobci rotorových listů tvarují konce listů do špičky nebo se na konci listu vyrobí tzv. winglet. Winglet lze charakterizovat jako tzv. "plot", který brání v přetékání vzduchu ze spodní strany listu na horní. [2]

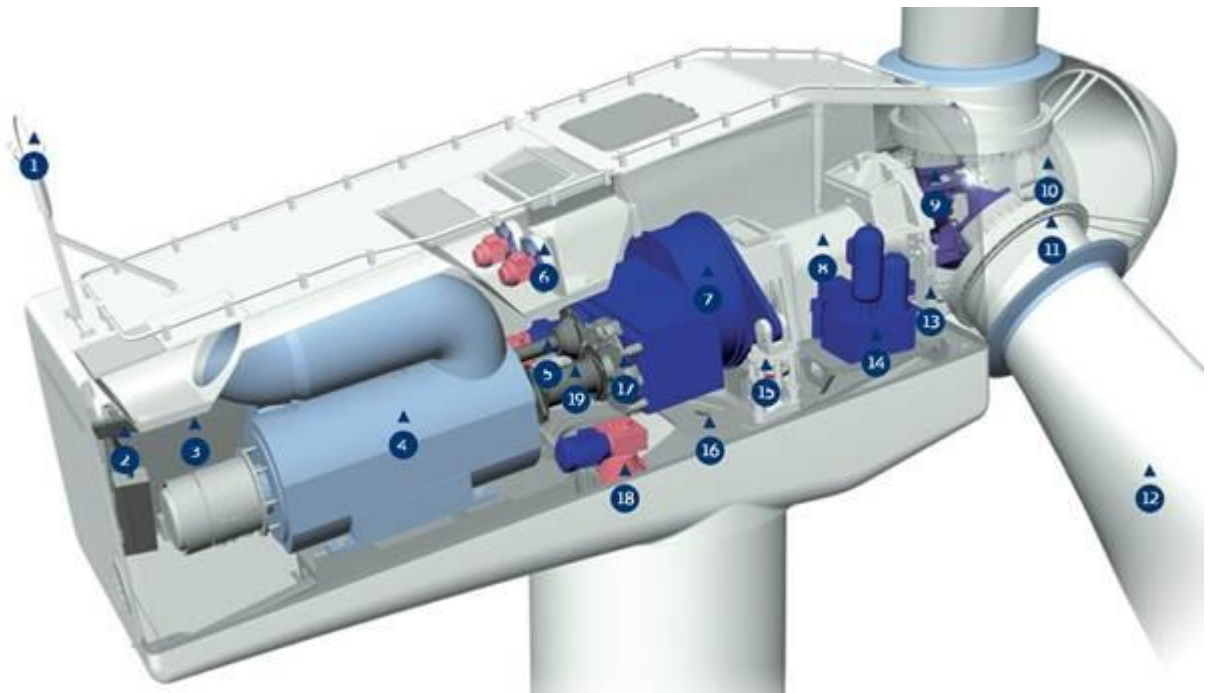


Obr. 2.6 Rotorový list s tzv. wingletem [9]

#### 1.4.2 Gondola

Strojovna je pomyslné "srdce" větrné elektrárny, které se nachází vždy ve sklolaminátové gondole. Vybavení strojovny se však liší podle výrobců, kteří používají různé druhy soustrojí.

V gondole nejčastěji najdeme hřídel s mechanickou brzdou, která je spojena s rotorem k přenosu veškeré mechanické energie do převodovky. Za převodovkou je opět hřídel s brzdou, která je schopna v případě potřeby zastavit rotor do několika sekund a ochránit tak celé soustrojí. Tato hřídel je připojena ke generátoru, který může být nejčastěji typu asynchronní generátor nebo synchronní generátor. Celé soustrojí a vybavení je umístěno na nosném rámu strojovny. K nosnému rámu strojovny jsou také připevněny elektropohony, které natáčí celou gondolou. Systémy jako například brzda hřídele a rotoru, aretace natáčení strojovny či natáčení lopatek mohou být ovládána hydraulicky, tudíž je potřeba dalších komponent jako je čerpadlo, olejová nádrž a tlakové rozvody. Na obr. 2.7 níže je schéma strojovny větrné elektrárny Vestas V52 o výkonu 850 kW a její celkové vybavení. [2]



Obr. 2.7 Schéma strojovny Vestas V52 [2]

**Legenda:**

- 1 – ultrazvukový anemometr
- 2 – servisní výtah
- 3 - VMP regulátor s konvertorem
- 4 – asynchronní generátor OptiSpeed
- 5 – hydraulický válec natáčení rotorových listů
- 6 – ventilátory chlazení
- 7 – převodovka
- 8 – hlavní hřídel
- 9 – systém natáčení rotorových listů
- 10 – rotorová hlava
- 11 – ložisko rotorového listu
- 12 – rotorový list
- 13 – systém aretace rotoru (pro servisní účely)
- 14 – hydraulický agregát
- 15 – držák převodovky zachycující kroutící moment
- 16 – nosným rám strojovny
- 17 – mechanická kotoučová brzda
- 18 – pohon natáčení strojovny větrné elektrárny
- 19 - kompozitová gondola větrné elektrárny

**1.4.2.1 Systém natáčení strojovny**

Vlivem změn směru větru, je také potřeba natáčet celou strojovnu kolmo na proudící vítr a to umožňuje systém natáčení strojovny. Řídicí systém napojený na ultrazvukový anemometr a elektropohony dává povely na otáčení doprava či doleva v závislosti na vyhodnocení směru větru anemometrem. Celá strojovna je pak posazena v otočném kuličkovém ložisku, kde vnější prstenec ložiska je přimontován k tubusu. Na tomto vnějším prstenci ložiska je vyfrézováno přímé ozubení k otáčení pomocí elektromotoru. Vnitřní prstenec ložiska je přimontován k nosnému rámu strojovny. Elektropohony jsou rozmístěny po obvodu nosného rámu v počtu 2, 4, nebo 6 kusů v závislosti na velikosti větrné elektrárny. Tyto elektropohony se skládají z elektromotoru o výkonu 2 - 2,5 kW a několikastupňové planetové převodovky s pastorkem. Elektropohony pouze natočí celou strojovnu směrem na proudící vítr a poté polohu strojovny zafixují čelistovými brzdami, které jsou umístěny na vrcholu tubusu. [2]



Obr. 2.8 Elektromotor s planetovou převodovkou [2]



### 1.4.2.2 Převodovka větrné elektrárny

Nejsložitější konstrukční zařízení větrné elektrárny je bezpochyby převodovka. Ta bývá zkonstruována v různých konstrukcích, avšak záleží na daném typu větrné elektrárny. Jelikož je velmi namáhána zatížením a rázy od rotoru vlivem poryvů větru musí být převodovka navrhována s vysokým koeficientem bezpečnosti. Hlavním úkolem převodovky je přenést požadovaný výkon z rotorových listů na hřídel generátoru avšak dalším úkolem je tento výkon přenést v tichosti. To se dosáhne kalením, nitridováním a cementováním kol a broušením zubů. Převodovka by měla zvládnout pracovat v teplotách  $-40^{\circ}\text{C}$  až  $+45^{\circ}\text{C}$ . [2]



Obr. 2.9 Dvoustupňová planetová převodovka Redulus GPV pro výkon 2MW od firmy Bosch Rexroths výstupním koaxiálním stupněm [2]

U větrných elektráren s výkonem nad 500 kW, se otáčky rotoru pohybují v rozmezí 5–20 ot/min., pracovní otáčky podle typu generátoru mají hodnotu 1000, 1500 či 3000 ot/min., a převodové poměry se dělají v rozmezí 1:70 – 1:200. Nejvíce se však používají několikastupňové planetové převodovky či kombinované několikastupňové převodovky, které mají první stupeň planetové a poslední stupeň či dva koaxiální. [2]

### 1.4.2.3 Generátory větrné elektrárny

Nejvíce užívanými generátory větrných elektráren jsou asynchronní a synchronní generátory, ale v současnosti se také začíná používat varianta mnohapólového generátoru. Celková koncepce soustrojí však zůstává na výrobci větrných elektráren. V koncepci soustrojí, převodovka – generátor se používá asynchronní generátor s kotvou nakrátko a

s vinutým rotorem. Dalším typem soustrojí je převodovka s variátorem – synchronní generátor s přímým připojením do elektrizační soustavy. Posledním představitelem nejpoužívanějších koncepcí soustrojí je synchronní generátor bez převodovky s frekvenčními měniči. Tyto čtyři koncepce jsou však popsány v druhé kapitole s připojením do elektrizační soustavy. [2]

### 1.4.3 Stožár

Stožáry větrných elektráren se dnes pohybují ve výškách začínající od 30 do 120 metrů, mohou být však vyšší i nižší. V současnosti se používají pro výstavbu větrných elektráren tři typy stožárů, z nichž má každý zcela jinou konstrukci.

#### 1.4.3.1 Ocelový tubusový stožár

Tento typ stožáru je v Evropě nejpoužívanější s výškou tubusu od 40 do 110 metrů. Jelikož takto dlouhý tubus není možné přepravovat, musí se rozdělit na segmenty, které jsou schopné přepravy. Tyto segmenty jsou přibližně dlouhé 10 až 25 metrů v závislosti na velikosti větrné elektrárny. Segmenty jsou vyráběny z plechu o tloušťce 12 – 45 mm, přičemž u paty stožáru bývá tloušťka 30 – 45 mm a na vrcholu stožáru bývá tloušťka minimálně 12 mm. Tyto plechové pláty jsou skružovány do prstence a spoje následně svařeny. U segmentů do velikosti 10 metrů se povrchová úprava provádí žárovým zinkem z důvodu omezení velikostí vany, do které je segment ponořen. U větších segmentů se jako povrchová úprava volí nátěr barvou. [2]



Obr. 3 Ocelové tubusy při převozu [6]

### 1.4.3.2 Příhradový stožár

Tento typ stožáru se v Evropě prakticky nevyskytuje, spíše se staví v Číně a Indii. Výhodou těchto stožárů je bezproblémová doprava na místo stavby větrné elektrárny a ekonomická výhodnost při výškách stožáru větších jak 100 metrů na úspore materiálu zhruba o 20%. Tento stožár se staví pomocí ocelových profilů ve tvaru L, které jsou žárově zinkovány. Jednotlivé ocelové profily jsou k sobě přišroubovány pevnostními šrouby. Další výhodou příhradových stožárů je jednoduchost základové desky, která tvoří pouze čtyři betonové patky k upevnění ocelové konstrukce. [2]



Obr. 3.1 Příhradový stožár větrné elektrárny [2]

### 1.4.3.3 Prefabrikovaný betonový stožár

Technologie stavby prefabrikovaných betonových stožárů, která je poměrně nová a kterou rozvíjí firma Enercon se skládá z betonových dílců. Tyto dílce jsou betonové skořepiny s výztuží, která je z oceli. Stejně jako u příhradového stožáru, tak i tady odpadá složitost s dopravou, jelikož jednotlivé dílce se dají přizpůsobit na omezení, která mohou být na cestě k větrné elektrárně. Jeden kruhovitý prstenec tak může být složen z 1, 2, 3, 4, či vícero dílců. Všechny díly, které dosedají na stožár, jsou připevněny dlouhými předepjatými šrouby. [2]

Výhodou těchto stožárů je velká variabilita, co se týče výšky stožáru a velmi dlouhá životnost s minimálními náklady na údržbu. Hlavním faktorem je zde vysoká odolnost proti korozi a podstatně lepší tlumící vlastnosti s porovnáním ocelového tubusu, kde je vyšší provozní hluk a větší únava rotoru vlivem vibrací. [2]



Obr. 3.2 Prefabrikovaný betonový stožár – spodní díl pro vstup do elektrárny

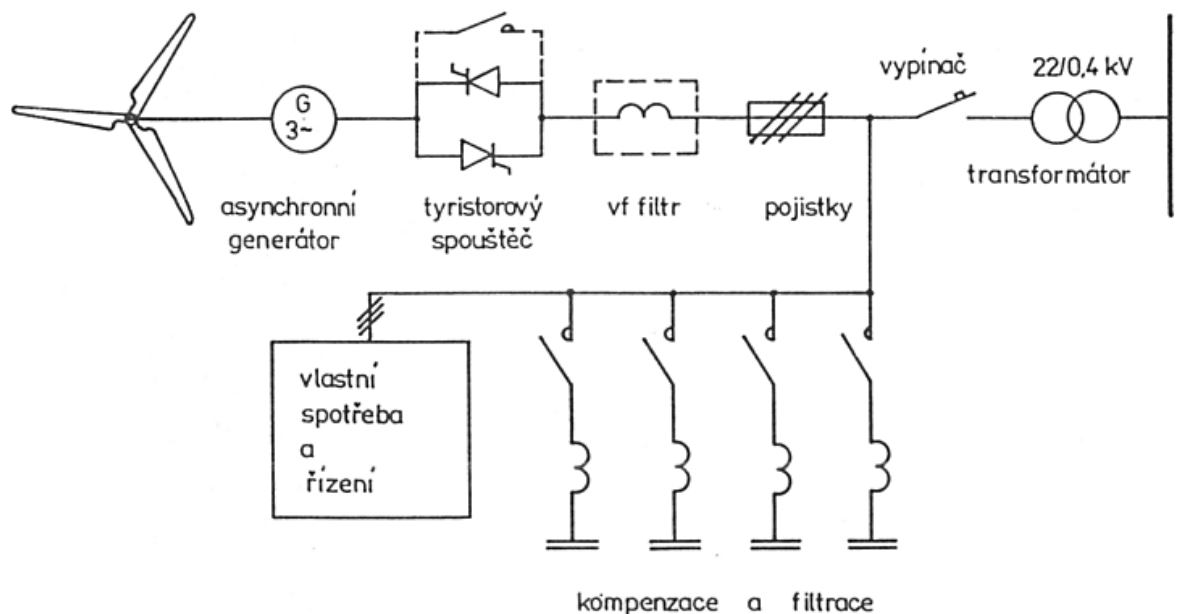
## 2 Druhy připojení k síti a stavba základů

Tato kapitola je zaměřená na způsoby připojení větrné elektrárny do elektrizační soustavy, které závisí na typu použitého generátoru a jeho zapojení. A jako poslední bod této kapitoly je neméně důležitá stavba základů.

### 2.1. Připojení asynchronního generátoru s kotvou nakrátko

Připojení asynchronního generátoru s kotvou nakrátko je nejpoužívanějším typem generátoru pro větrné elektrárny do 300 kW. Nad touto výkonovou hranicí se používají spíše asynchronní generátory s kotvou kroužkovou nebo synchronní generátory. Avšak s porovnáním se synchronními generátory disponují jednodušším řídicím systémem a odpadá nutnost použití synchronizačního zařízení k připojení do elektrizační soustavy, jelikož napětí

a frekvence asynchronního generátoru je dána sítí, ke které je připojen. Protože asynchronní generátor potřebuje magnetizační proud k magnetizaci magnetického obvodu, odebírá ze sítě jalový výkon a tím zhoršuje účinnost sítě. Proto je nutné provést kompenzaci účinnosti, která se realizuje připojením paralelních kondenzátorů, rozdělených do několika stupňů. Tyto stupně jsou spínány automaticky podle zatížení, tak aby účinnost neklesla pod hodnotu 0,95. Při připojování asynchronního generátoru k síti dochází ke vzniku přechodového děje, který způsobuje proudový ráz a nárůst momentu. Z tohoto důvodu se při připínání asynchronního generátoru k síti používá tyristorový spouštěč, který omezuje proudový ráz na hodnotu, která je nižší jak dvojnásobek jmenovitého proudu. Po úspěšném připojení je tyristorový spouštěč překlenut spínačem. Nastává i situace kdy tyristorový spouštěč je stále připojen ke generátoru a to z důvodu omezení proudových špiček, které vytváří proměnlivé nárazy větru. Při opačné situaci, kdy rychlost větru klesne na takovou hodnotu, že otáčky klesnou pod synchronní je obvod vybaven systémem zamezujícím vznik motorického momentu. [1]

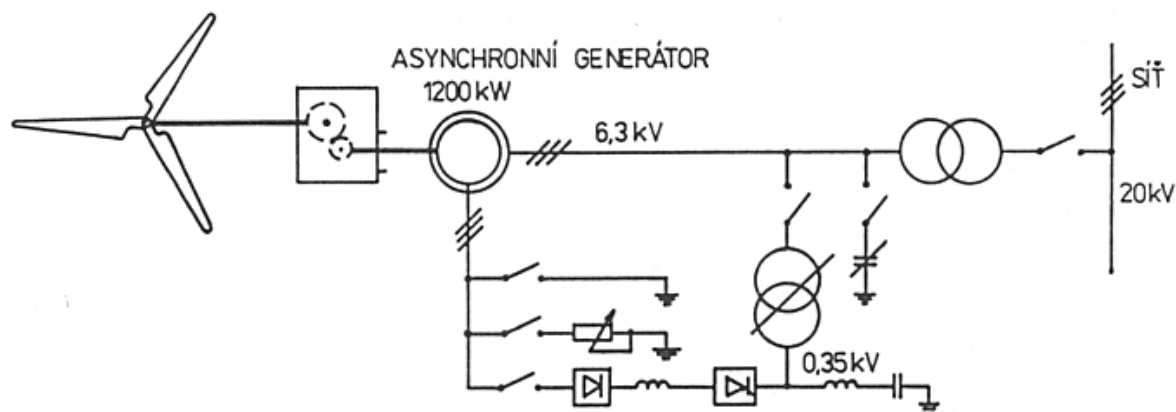


Obr. 3.3 Jednopolové schéma v zapojení s asynchronním generátorem s kotvou nakrátko [1]

## 2.2. Připojení asynchronního generátoru s kotvou kroužkovou

Realizace asynchronního generátoru s kotvou kroužkovou se používá u větrných elektráren velkých výkonů. Tento typ koncepce: převodovka – asynchronní generátor nejčastěji používá ve svých větrných elektrárnách dánská firma Vestas. Asynchronní generátor s kotvou kroužkovou pracuje s frekvenčním měničem v kaskádním zapojení, kde

rotor generátoru je napájen frekvenčním měničem přes kroužky. Plynulé změny otáček se dosáhne změnou skluzu v rotorovém obvodu. Poněvadž rotorová energie v závislosti na otáčkách rotoru má proměnlivou frekvenci a napětí, je měničem upravena a dodána do sítě nebo se přemění v teplo. Takovéto zapojení se používá u větrných elektráren, kde je potřeba měnit otáčky v malém rozsahu a tedy malém skluzu. V tomto případě frekvenční měnič nemusí být dimenzován na plný výkon, jako je to u asynchronního generátoru s kotvou nakrátko, jelikož měničem prochází jen malá část výkonu, která je úměrná skluzu. Z obrázku 3.4 je možné vidět tři druhy spínání v rotorovém obvodu. Pokud je asynchronní generátor zapojen v nadsynchronní polovodičové kaskádě, je stator připojen přímo do elektrizační soustavy a generátor tak dodává výkon do sítě jako asynchronní generátor s kotvou nakrátko. Rotorové vinutí je pak připojené k frekvenčnímu měniči s regulací skluzu a do sítě je dodáván jen zlomek energie, který je úměrný této velikosti skluzu. Pokud ovšem vypadne možnost regulace skluzu pomocí měniče z důvodu poruchy, je v záloze druhá možnost regulace skluzu pomocí regulovatelného trojfázového odporu. V tomto případě se energie nevrací do sítě, ale je přeměněna v odporu na teplo. Ve třetím případě je zapojení rotoru nakrátko, kde odpadá možnost regulace skluzu a generátor pracuje jako asynchronní generátor s kotvou nakrátko. K omezení proudových rázů se statorové vinutí generátoru přepíná Y – D. [1]



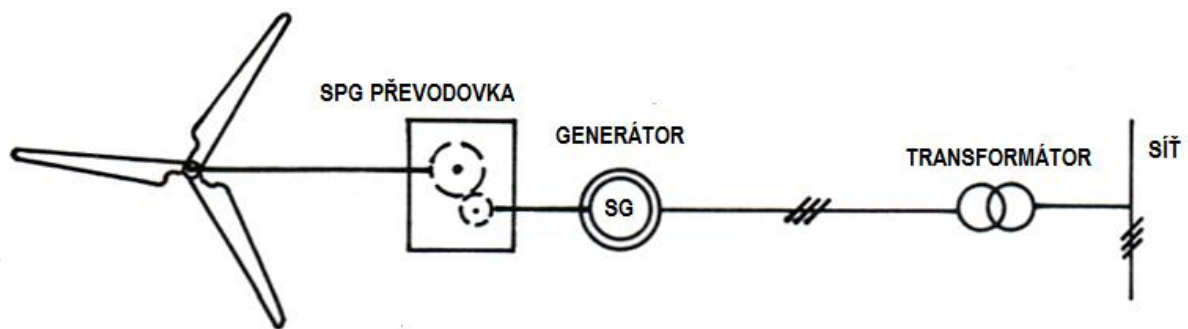
Obr. 3.4 Jednopolové schéma zapojení asynchronního generátoru s kotvou kroužkovou [1]

### 2.3. Připojení synchronního generátoru s převodovkou a variátorem

Koncept větrné elektrárny se synchronním generátorem a převodovkou s variátorem aplikovala česká firma Wikov. Jedná se o převodovku SPG (Super Positron Gear) s proměnlivým převodovým poměrem. [2]

"Regulace proměnlivého převodového poměru (SPG) je zajištěna speciálním vysoce sensitivním hydraulickým regulačním systémem. V případě, že poryvy větru způsobí nárůst přenášeného krouticího momentu ve vztahu k daným otáčkám, potom automaticky dojde ke snížení převodového poměru a tím je umožněno rychlejší otáčení rotoru elektrárny v závislosti na síle a rychlosti větru. Toto umožňuje pohlcovat náhlé výkyvy větrné energie akcelerací rotoru na vyšší otáčky a zároveň tak dochází k ochraně celého pohonného soustrojí před destruktivními výkyvy přenášeného krouticího momentu." [4]

Výstupem z SPG převodovky jsou tak konstantní otáčky rotoru pro synchronní generátor, který je přímo připojený k síti a může dodávat elektrickou energii do elektrizační soustavy bez jakýchkoliv úprav pomocí měničů. Tento koncept by tak teoreticky měl mít nejvyšší účinnost ze všech čtyř popsaných konceptů větrných elektráren. Největším úskalím však může být SPG převodovka, která je složena z mnoha konstrukčních dílů, které jsou extrémně zatěžovány proměnlivým mechanickým momentem z rotoru. [2]

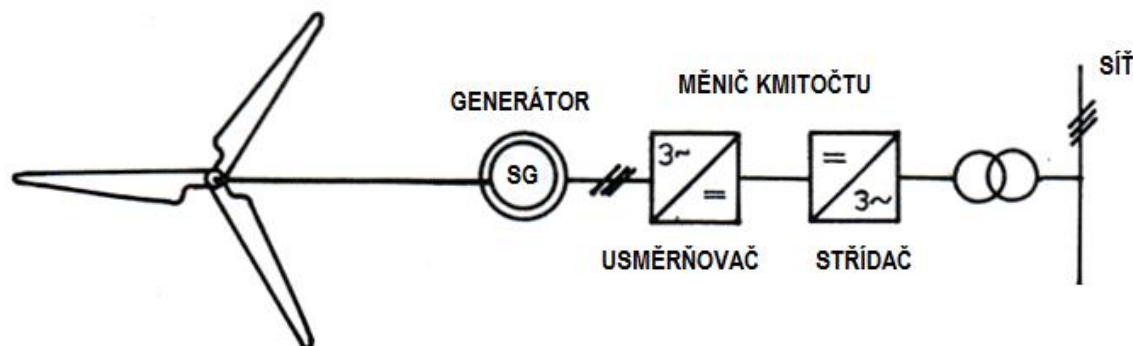


Obr. 3.5 Připojení synchronního generátoru s SPG převodovkou [1]

## 2.4. Připojení synchronního generátoru bez převodovky

Uspořádání mnohápólového synchronního generátoru bez převodovky s usměrňovačem a střídačem je koncept od začátku vzniku německé firmy Enercon. Vynecháním převodovky se zmenšila hmotnost gondoly, snížil se hluk, ztráty v převodovce a odstranily se potenciální poruchy převodovky, které jsou na opravu zdlouhavé a náročné. Generátor tvoří prstenec mnoha pólů na rotoru a druhý prstenec s póly na statoru. Jelikož je generátor složen z mnoho pólových párů je rychlost otáčejícího se rotoru malá. Při zvyšující se rychlosti větru jsou postupně spínány pólové dvojice až po sepnutí všech pólových dvojic. Výstupní napětí a frekvence se mění s rychlostí větru, proto je nutné výstupní veličiny upravit pro elektrizační

soustavu, tak aby byly splněny podmínky provozovatele distribuční soustavy. Měření parametrů sítě probíhá na straně nízkého napětí mezi střídačem a transformátorem, kde je větrná elektrárna regulována dle parametrů sítě pomocí multiprocesoru. [2]



Obr. 3.6 Připojení synchronního generátoru s usměrňovačem a střídačem [1]

## 2.5. Výstavba základů

Betonové základy jsou nejdůležitější částí větrné elektrárny, poněvadž bez dobrých základů by nemohla být větrná elektrárna postavená. Betonové základy se musejí postavit již několik týdnů před samotnou stavbou větrné elektrárny, jelikož úplné vyschnutí betonu trvá až pět týdnů.

V začátcích budování základové desky se musí nejprve provést průzkum stability zemského podloží. Pokud by zemina byla příliš měkká a nestabilní, může se větrná elektrárna odklonit od svislé osy vzhledem k její velké hmotnosti. V takovém případě je nutné zeminu vybrat do hloubky cca. 70 cm a promíchat s cementem a zpět uložit. Na takto zhutněnou spáru je poté možno vybudovat základovou desku, která je vysoká zhruba 8 cm. Základová deska je pro vytvoření roviny, na kterou se usadí ocelový fundament stožáru spolu s ocelovým armováním a vylití veškerého betonu. [2]



Obr. 3.7 Základová deska s usazeným ocelovým fundamentem na distančních šroubech [2]



Abychom měli představu o velikosti a hmotnosti betonových základů, uveďme si parametry na konkrétním příkladu větrné elektrárny Vestas V90 o výkonu 2 MW.

Tato větrná elektrárna bude mít betonový základ o čtvercovém rozměru 15,9 x 15,9 metrů s výškou ve středu 2 metry a na krajích 1,8 metru pro spád vody směrem od ocelového fundamentu. Ocelový tubus větrné elektrárny je dlouhý 105 metrů a váží 225 tun. V porovnání váží gondola 68 tun a váha rotoru má hmotnost 38 tun. Na stavbu betonových základů je tak potřeba zhruba 500 m<sup>3</sup> betonu o celkové váze 1 144 tun a ocelové armovací výztuže o hmotnosti 40 tun. [2]



Obr. 3.8 Hotové armovací výztuže s bedněním [2]

Po vytvrzení základové desky se do středu desky usadí ocelový fundament stožáru o průměru 4 metry s hmotností 28 tun. Tento ocelový kruh neboli fundament má předem připravené díry pro armování a vývod kabeláže pomocí plastových trubek. Jelikož fundament se musí usadit do přesné vodorovné polohy s tolerancí 1 mm, jsou na fundamentu umístěny distanční šrouby. Po distanci fundamentu se armuje celý základ s vývodem plastových trubek pro kabely a celá armatura se uzemní. Kolem armatury se postaví bednění, které se potom celé vylije betonem. Vylití betonu musí proběhnout v kuse, tak aby byla zajištěná celistvost betonu. Po vytvrzení betonu se betonový základ natře asfaltovým penetračním nátěrem a místa spojení betonu a fundamentu se natrou tzv. plastickým nátěrem, který zamezí vniku vody či vlhkosti. Předposledním krokem je protažení kabelů skrz plastové trubky a na závěr se betonový základ zasype zeminou. [2]



Obr. 3.9 Hotový železobetonový základ [2]

### 3 Návrh větrné elektrárny

V této kapitole je popsán postup projektu výstavby větrné elektrárny od záměru stavby po ostrý provoz. V další podkapitole jsou popsány podmínky pro výstavbu větrné elektrárny spolu s vlastním výpočtem teoretické výkonové bilance.

#### 3.1. Realizace projektu větrné elektrárny

Na začátku projektu stojí nápad investora postavit větrnou elektrárnu, či celou farmu elektráren. Po vybrání určité lokality musí proběhnout průzkum několika podmínek, které určí, zdali je právě tato lokalita vhodná pro stavbu větrné elektrárny. První podmínkou a to velice důležitou je dostatečný větrný potenciál. To lze zjistit například pomocí automatických hydrometeorologických stanic, které se nacházejí blízko lokality, či podle větrné mapy Ústavu fyziky atmosféry Akademie věd ČR. Dalším kritériem je ohledání okolí, zdali se nevyskytují v blízkosti lesy a kopce, kvůli drsnosti povrchu a jeho překážkám. Daná lokalita se však nesmí nacházet v chráněné oblasti a v blízkosti obydlí. Posledními avšak také důležitými podmínkami je zhodnocení možnosti dopravy materiálu na místo stavby, tak aby bylo možné bez komplikací přivést materiál a dostupnost připojení k elektrickému vedení a jeho kapacita k připojení větrné elektrárny.

Po vypracování projektu se investor obrátí na příslušnou obec. Ta uspořádá místní referendum mezi obyvateli obce a v případě kladného rozhodnutí se investor pouští do

přípravy podkladů a povolení. Ty zahrnují zahájení vlastního měření rychlosti větru na místě stavby po období minimálně jednoho roku. Patří sem i možnost připojení do sítě a zjištění stavu kapacity sítě a zajištění souhlasu majitelů pozemků. V neposlední řadě musí investor požádat o posouzení vlivu na životní prostředí – EIA. V tomto posouzení se zohledňuje dopad větrné elektrárny na blízké a vzdálené okolí, což je např. dopad na rostliny, zvířata, krajinný ráz, blízké obyvatelé a jejich zdraví.

Současně při procesu EIA může investor požádat o změnu územního plánu obce, tak aby byl v souladu s výstavbou větrné elektrárny, pokud tomu tak není. Je-li územní plán shodný s projektem výstavby, zažádá investor o rezervaci příslušné kapacity v síti. Ještě než mu bude kapacita v síti přidělena, nechá vypracovat studii připojitelnosti, která zkontroluje pomocí výpočtů bezpečnost a spolehlivost sítě po připojení větrné elektrárny. Následně je zahájeno územní řízení, které se stará o podmínky umístění a provedení stavby. Po úspěšném územním řízení, kdy investor dostane územní rozhodnutí o umístění stavby, zažádá si o stavební povolení. Pokud investor dostane pravomocné stavební povolení, objednáva už závazně větrnou elektrárnu za pomoci bankovního úvěru.

Doba od návrhu projektu až po platné stavební povolení se pohybuje v rozmezí 3 až 5 let, ovšem někdy i více. Samotná stavba větrné elektrárny pak trvá přibližně 3 až 5 dní podle povětrnostních podmínek. Po úspěšném postavení a připojení k síti následuje několikaměsíční zkušební provoz, kterým se zjišťují případné vlivy na síť a doladují nastavení. Skončí-li zkušební provoz tak stavební úřad ověří v kolaudačním řízení, zdali byla stavba uskutečněna podle dokumentace a případně stanoví podmínky a následně povolí spuštění do ostrého provozu, kde je maximální předpokládaná doba životnosti 20 let.

### **3.2. Podmínky pro vhodné umístění větrné elektrárny**

V následujících pěti podkapitolách jsou popsány nutné podmínky pro vhodné umístění větrné elektrárny z různých hledisek.

#### **3.2.1 Lokalita s větrným potenciálem**

Nejdůležitějším kritériem pro návrh větrné elektrárny je zjištění větrného potenciálu v daném místě stavby. Data o rychlosti větru můžeme získat z bližších automatických meteorologických stanic, avšak taková data nejsou příliš přesná. Meteorologická stanice může

být v jiné nadmořské výšce či v okolí stanice bude jiný koeficient drsnosti povrchu v závislosti na složení vegetace, než je v místě plánované stavby. Rychlost větru můžeme také získat z okolních již postavených větrných elektráren. V každém případě je, ale nutné zahájit vlastní měření po dobu nejméně jednoho roku. K vlastnímu měření rychlosti větru se používá meteorologická stavebnice, která obsahuje 50 metrový stožár složený z tří metrových tubusů, měřicí přístroje, solární panel, dataloger pro sběr dat, záložní baterii a osvětlení stožáru. Aby tak dlouhý stožár, který má základovou desku o velikosti 1,2 x 1,2 metru mohl pevně stát, je připevněn sadou kotvicích lan. Ovšem viděl jsem i meteorologický stožár, který neodolal síle větru a celý stožár se rozlámал, pak záleží nejspíše na odborné montáži kotvicích lan a jejich napnutí. Rychlost větru pro výšku osy náboje větrné elektrárny se přepočítá podle vzorce:

$$v = v_0 \left( \frac{h}{h_0} \right)^n \quad (5)$$

Kde:  $v$  [m/s] je průměrná rychlost větru ve výšce osy náboje  $h$ .

$v_0$  [m/s] je průměrná rychlost větru v referenční výšce  $h_0$ .

$h$  [m] je výška osy náboje.

$h_0$  [m] je referenční výška měření.

$n$  [-] je koeficient drsnosti povrchu.

Větrné elektrárny a celé farmy větrných elektráren se staví nejčastěji v horských oblastech a na pobřeží, kde koeficient drsnosti hladiny moře je nejmenší.

### 3.2.2 Drsnost povrchu okolí a geologické složení podloží

Při hledání vhodného místa pro stavbu větrné elektrárny se musí brát zřetel i na okolí stavby. Právě složení lesů, křovinných plodin, vysokých trav či blízkost vesnic nám zpomalí rychlost větru. Čím vyšší a širší překážky jsou, tím více se vítr o tyto překážky zpomaluje. Proto je vhodné umisťovat větrné elektrárny například na návětrné straně svahu těsně před vrcholem, kde se proudnice vzduchu zhušťují nebo na kopcích či horských hřebenech, které jsou orientovány kolmo na převládající směr větru. Při výpočtu průměrné rychlosti větru ve výšce  $h$  ve vzorci (5) se uplatňuje koeficient drsnosti  $n$ , který nám určuje jak je daný povrch drsný. Nejméně energie větru nám odebírá vodní hladina či písek, naopak nejvíce energie nám odebírají lesy a vesnice.

Tab. 1.1 Koeficient drsnosti povrchů [1]

Druh povrchu:	n
a - hladký povrch - vodní hladina, písek	0,14
b - louka s nízkým travnatým porostem nebo oranice	0,16
c - vysoká tráva, nízké obilné porosty	0,18
d - porosty vysokých kulturních plodin, nízké lesní	0,21
e - lesy s mnoha stromy	0,28
f - vesnice a malá města	0,48

V místě stavby a jeho přilehlém okolí je také důležité provést geologický průzkum kvality a stability zemského podloží. Pokud by nebyla zem stabilní, znamenalo by to při budování betonových základů zpevnění zeminy v jeho okolí. Dalším problémem z hlediska nestability podloží by mohl nastat v pohybu těžké dopravní techniky. Z tohoto důvodu by musela být zhotovena zpevněná cesta nebo dokonce i silnice, která ovšem zvedá celkové finanční náklady.

### 3.2.3 Připojení do rozvodné sítě

V návrhu větrné elektrárny je nutno počítat i s připojením do elektrizační soustavy. Proto je vhodné hledat také místa s blízkým vedením, pokud není v blízkosti elektrické vedení, je třeba jej vybudovat což je velice finančně náročné. Pokud máme možnost připojení, je třeba zjistit, zdali je vedení schopné námi vyráběný výkon přenést a poté si podat žádost o rezervaci příslušné elektrické kapacity.

### 3.2.4 Doprava materiálu

Při dopravě materiálu je nutné brát v potaz cestu od výrobce k místu stavby. Pokud jsou po plánované trase prudké zatáčky, je nutné naplánovat jinou trasu, nebo zatáčky upravit tak aby bylo možné se s dlouhým přívěsem vytočit. Pokud je v místě stavby nestabilní cesta, je nutné ji pro těžkou dopravní techniku a jeřáby zpevnit, či dokonce vybudovat silnici.

### 3.2.5 Omezení pro stavbu

Poslední podmínkou a to omezující je zákaz stavby větrných elektráren v chráněných oblastech jako jsou například národní parky, národní přírodní památky a mnoho dalších. Dalším zákazem jsou stavby v blízkosti lidských obydlí do 500 metrů a ve vzdušných cestách velkých tažných ptáků.

### 3.3. Návrh větrné elektrárny v Kryštofových Hamrech

Pro návrh větrné elektrárny jsem si vybral lokalitu v okolí Kryštofových Hamrů. Kryštofovy Hamry se nacházejí v Ústeckém kraji v okrese Chomutov. Navrhované místo stavby větrné elektrárny je vzdálené cca. 21 km od Chomutova a nachází se v blízkosti vodní nádrže Přísečnice. V této lokalitě se taktéž nachází největší farma větrných elektráren s 28 větrnými elektrárnami o celkovém výkonu 53,2 MW.

#### 3.3.1 Poloha umístění větrné elektrárny

Větrnou elektrárnu jsem umístil na protější kopec od větrného parku přes silnici č. 223 vedoucí z Chomutova. Větrná elektrárna je umístěná v nadmořské výšce 856 metrů. Na obrázku číslo 4 je vidět stávající větrná farma pomocí červených bodů a mnou umístěná nová větrná elektrárna pod červenou šipkou.



Obr. 4 Mapa umístění větrné elektrárny [15]

#### 3.3.2 Větrný potenciál

Tato lokalita disponuje velice dobrým větrným potenciálem s průměrnou roční rychlostí větru od 7,2 do 7,5 m/s. Tyto hodnoty byly naměřeny ze stávajících větrných elektráren ve výšce 78 metrů v nadmořské výšce pohybující se od 800 do 860 metrů nad mořem.

### 3.3.3 Drsnost povrchu a geologické složení podloží

Z mapy umístění můžeme vidět složení povrchu okolo větrné elektrárny. Povrch převážně tvoří louku s nízkým travnatým porostem a s nízkými lesními porosty, proto koeficient drsnosti povrchu volím  $n = 0,21$ . Převládající směr větru vane při pohledu na mapu ze severozápadního směru.

Podle geologické mapy složení v místě stavby se nachází metamorfované horniny, jako jsou parabřidlice nazývané svor a pararula, které jsou z převážné části složené z křemene, živce a slídy. Podle takového složení se předpokládá vcelku pevná zemina a není proto nutné zeminu v okolí betonového základu zhutňovat. [8]

### 3.3.4 Připojení k rozvodné síti

Připojení k rozvodné síti bude provedeno podzemním kabelem. Kabel bude připojen k již stávajícímu kabelovému systému větrné farmy společnosti Ecoenerg Windkraft GmbH & Co. KG, která je provozována na hladině 20 kV. Kabely jsou vyvedeny až u předávací rozvodny v Měděnci, kde se přes transformátor přenesou výkon do sítě 110 kV.

### 3.3.5 Doprava materiálu

Doprava dílů větrné elektrárny bude dopravena po silnici č. 223 směrem od Chomutova a cesta ze silnice k místu stavby bude zpevněna pomocí hrubého kameniva s jemným štěrkem o šířce 4 metrů a délce 20 metrů a upravena válcováním. Tímto způsobem bude i zhotoven povrch okolo betonových základů ve velikosti 40 x 22 metrů.

### 3.4. Návrh typu větrné elektrárny

K tomu abychom mohli určit, jaký typ větrné elektrárny lze umístit do lokality v Kryštofových Hamrech nám pomůže tabulka s větrnými třídami. Pod každou ze čtyř tříd je průměrná roční rychlost měřená v 10 minutových intervalech  $v_{ave}$  [m/s] a maximální rychlost  $v_{ref}$  [m/s], která byla překročena jednou za 50 let v průměrném 10 minutovém intervalu.

Tab. 3.4.1 Wind Turbine Generator System Classes [9]

WTGS Class	I.	II.	III.	IV.
$v_{ref}$ [m/s]	50	42,5	<b>37,5</b>	30
$v_{ave}$ [m/s]	10	8,5	<b>7,5</b>	6

V našem případě pro průměrnou rychlost větru 7,2 až 7,5 m/s se pohybujeme ve III. třídě, která je definována od 6 do 7,5 m/s. Z nabídky všech větrných elektráren jsem zvolil německou firmu Enercon, která používá koncept mnohapólového synchronního generátoru bez převodovky s frekvenčními měniči. Z nabízených větrných elektráren firmy Enercon proto volím typ s označením E-82 E2 s výkonem 2 300 kW.

#### 3.4.1 Technická specifikace ENERCON E-82 E2

##### Technická data

Jmenovitý výkon:	2 300 kW
Průměr rotoru:	82 m
Výška osy náboje:	78 m
Třída větrné turbíny:	III.
Koncept zařízení:	Bezpřevodový Variabilní otáčky Natáčení lopatek

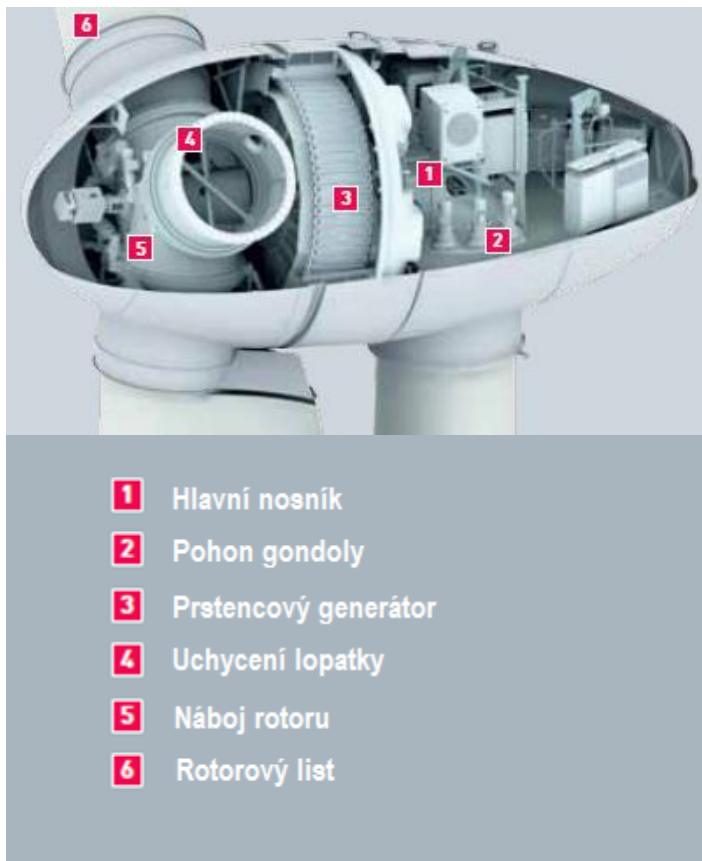
##### Rotor

Typ rotoru:	Proti větru s aktivním natáčením lopatek
Směr otáčení:	Ve směru hodinových ručiček
Počet lopatek:	3
Plocha rotoru:	5 281 m <sup>2</sup>
Materiál listů:	Epoxidový sklolaminát s integrovaným bleskosvodem
Počet otáček:	Proměnný, 6 - 18 ot/min Automatický systém
Natáčení lopatek:	ENERCON Lopatky se záložním napájením



**Hnací ústrojí s generátorem**

Hlavní ložisko:	Dvouřadé kuželové/Válečkové ložisko
Generátor:	Mnohapólový prstencový synchronní generátor
Dodávka do sítě:	ENERCON střídače
Brzdový systém:	Hlavní brzda rotoru Aretace rotoru
Vypínací rychlost:	28 - 34 m/s
Vzdálený monitoring:	ENERCON SCADA



Obr. 4.1 Gondola větrné elektrárny Enercon E-82 [5]



Obr. 4.2 VTE Enercon E-82 E2 [5]

**3.5. Teoretický výpočet roční energetické bilance**

Abychom mohli určit ekonomickou návratnost větrné elektrárny, je velice důležité nejprve spočítat celkovou energii, kterou je schopen větrný motor vyrobit za rok. Takového výpočtu se může dosáhnout, známe-li časové rozdělení rychlosti větru změřené za delší období přímo v ose rotoru. Pokud máme k dispozici výkonovou charakteristiku větrného motoru, odečteme hodnoty výkonu  $P_{vi}$  při jednotlivých rychlostech větru  $v_i$  a ty poté vynásobíme dobou  $t_{vi}$  po, kterou vítr vanul těmito rychlostmi. Výsledná hodnota energie je pak dána součtem všech jednotlivých energií pro každou rychlost větru. Tento výpočet

probíhá v rozmezí, kdy se větrný motor rozbíhá při rychlosti  $v_{\min}$  a zastavuje při rychlosti  $v_{\max}$ , dle následujícího vzorce:

$$E = \sum E v_i = \sum_{v_{\min}}^{v_{\max}} t v_i * P v_i \text{ [Wh]} \quad (6)$$

Kde: E [Wh] je celková energie.

$v_{\min}$  [m/s] je minimální rychlost rozběhu VtE.

$v_{\max}$  [m/s] je maximální rychlost při, které se VtE odstavuje.

t [s] je čas po, kterou vítr vane danou rychlostí.

P [W] je výkon při jednotlivých rychlostech větru.

Data o výkonové charakteristice větrného motoru v závislosti na rychlosti není těžké získat, avšak údaje o časovém rozdělení rychlostí větru je takřka nemožné získat. Proto jsem zvolil druhý způsob výpočtu pomocí výkonové charakteristiky větrné elektrárny Enercon E-82 a tabulky četností rychlostí větru při známé průměrné roční rychlosti větru 7,5 m/s pomocí následujícího vzorce:

$$E_R = N_0 * \sum_i P(v_i) * f(v_i) \text{ [Wh]} \quad (7)$$

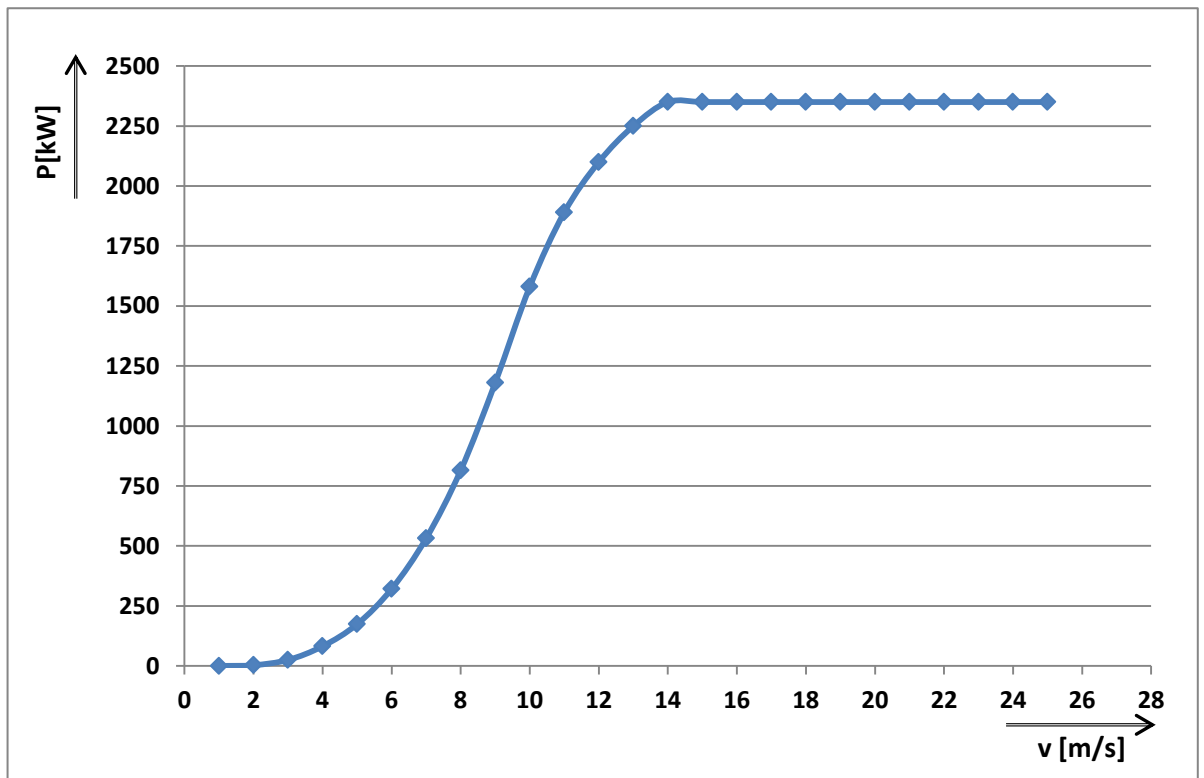
Kde: ER [Wh] je celková vyrobená energie za rok.

$N_0$  [h] je počet hodin v roce.

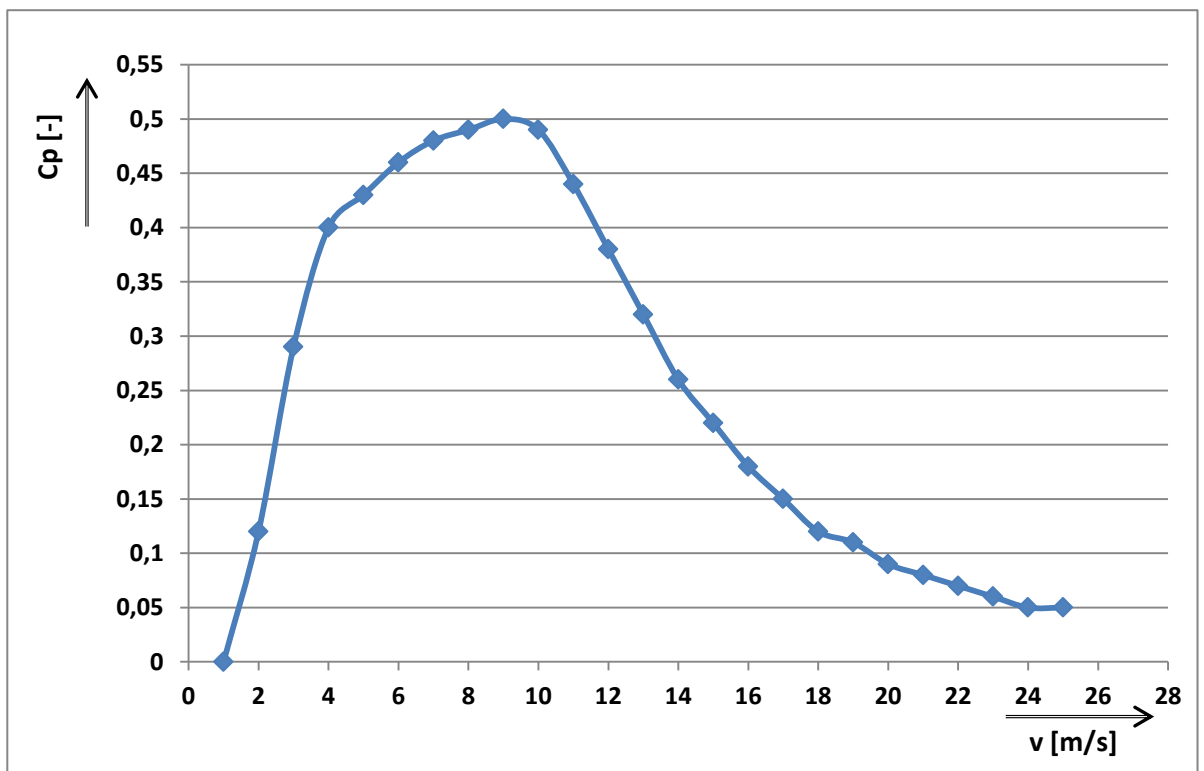
P [W] je výkon.

f [%] je četnost rychlostí větru.

Při výpočtu celkově vyrobené energie musíme znát hodnoty výkonu větrného motoru při každé rychlosti větru. Tyto hodnoty nám poskytla firma Enercon a výkonovou charakteristiku můžeme vidět níže. Spolu s výkonovou charakteristikou se pojí také výkonový koeficient  $C_p$ , který nám ukazuje, s jak velkou účinností přeměňuje větrný motor kinetickou energii větru na mechanickou energii, potažmo elektrickou. To znamená, že ze 100% kinetické energie se nám může využít maximálně 59,3% a ostatních 40,7% kinetické energie je nevyužito. Výkonový koeficient  $C_p$  s hodnotou 0,59 je maximální možný a dnešní moderní větrné elektrárny dosahují 75 – 85% této hodnoty. Na grafu 3.5.2 je možno vidět závislost výkonového koeficientu na rychlosti větru s maximálním výkonovým koeficientem  $C_p = 0,50$  elektrárny Enercon E-82 E2. [10]



Graf 3.5.1 Výkonová charakteristika větrné elektrárny Enercon E-82 E2



Graf 3.5.2 Závislost výkonového součinitele na rychlosti větru

Jelikož v tabulce četnosti rychlostí větru 3.5.1 není hodnota naší průměrné roční rychlosti větru 7,5 m/s v ose rotoru, musel jsem proto spočítat vyrobenou roční energii i pro okolní průměrné rychlosti větru, tj. pro 6, 7, 8 a 9 m/s v tabulkách 3.5.2-3.

Tab. 3.5.1 Četnost rychlostí větru v procentech

Měřené rychlosti větru do [m/s]	Průměrná rychlost větru [m/s]			
	6	7	8	9
0,5	1,96	1,48	1,17	0,95
1	7,2	5,06	4,54	3,42
2	10,6	8,55	7,1	5,93
3	11,9	9,9	8,4	7,1
4	11,6	11	8,85	7,75
5	10,6	9,8	8,8	8
6	9,25	8,9	8,45	7,65
7	7,75	8	7,7	7,4
8	6,4	6,85	6,85	6,85
9	5,13	5,9	6,05	6,28
10	4,1	5,5	5,4	5,6
11	3,2	4	4,7	5
12	2,5	3,2	3,9	4,35
13	1,9	2,6	3,3	3,78
14	1,6	2,16	2,7	3,2
15	1,14	1,7	2,3	2,74
16	0,8	1,42	1,9	2,3
17	0,68	1,14	1,6	2
18	0,45	0,85	1,4	1,71
19	0,34	0,66	1,13	1,48
20	0,23	0,41	0,85	1,25
21	0,2	0,31	0,68	0,97
22	0,17	0,25	0,57	0,85
23	0,11	0,19	0,4	0,68
24	0,05	0,17	0,28	0,57
25	0	0,11	0,25	0,45

V následující tabulce 3.5.2 jsou použita data z výkonové charakteristiky spolu s daty z tabulky četnosti rychlostí větru v procentech. Hodnoty výkonu  $P$  jsou vynásobeny procentní četností  $f$  a všechny tyto jednotlivé energie při jednotlivých rychlostech větru sečteny. Celková vyrobená energie za rok je označena jako  $E_R$  v MWh.

Tab. 3.5.2 Výpočet roční vyrobené energie pro rychlosti 6 a 7 m/s

		Četnost rychlostí f [%]			
v [m/s]	P [kW]	f (6 m/s)	f (7 m/s)	P*f (6)[kW]	P*f (7)[kW]
1	0	7,2	5,06	0	0
2	3	10,6	8,55	31,8	25,65
3	25	11,9	9,9	297,5	247,5
4	82	11,6	11	951,2	902
5	174	10,6	9,8	1844,4	1705,2
6	321	9,25	8,9	2969,25	2856,9
7	532	7,75	8	4123	4256
8	815	6,4	6,85	5216	5582,75
9	1180	5,13	5,9	6053,4	6962
10	1580	4,1	5,5	6478	8690
11	1890	3,2	4	6048	7560
12	2100	2,5	3,2	5250	6720
13	2250	1,9	2,6	4275	5850
14	2350	1,6	2,16	3760	5076
15	2350	1,14	1,7	2679	3995
16	2350	0,8	1,42	1880	3337
17	2350	0,68	1,14	1598	2679
18	2350	0,45	0,85	1057,5	1997,5
19	2350	0,34	0,66	799	1551
20	2350	0,23	0,41	540,5	963,5
21	2350	0,2	0,31	470	728,5
22	2350	0,17	0,25	399,5	587,5
23	2350	0,11	0,19	258,5	446,5
24	2350	0,05	0,17	117,5	399,5
25	2350	0	0,11	0	258,5
			<b>E<sub>R</sub> [MWh]</b>	<b>5001,70</b>	<b>6427,87</b>

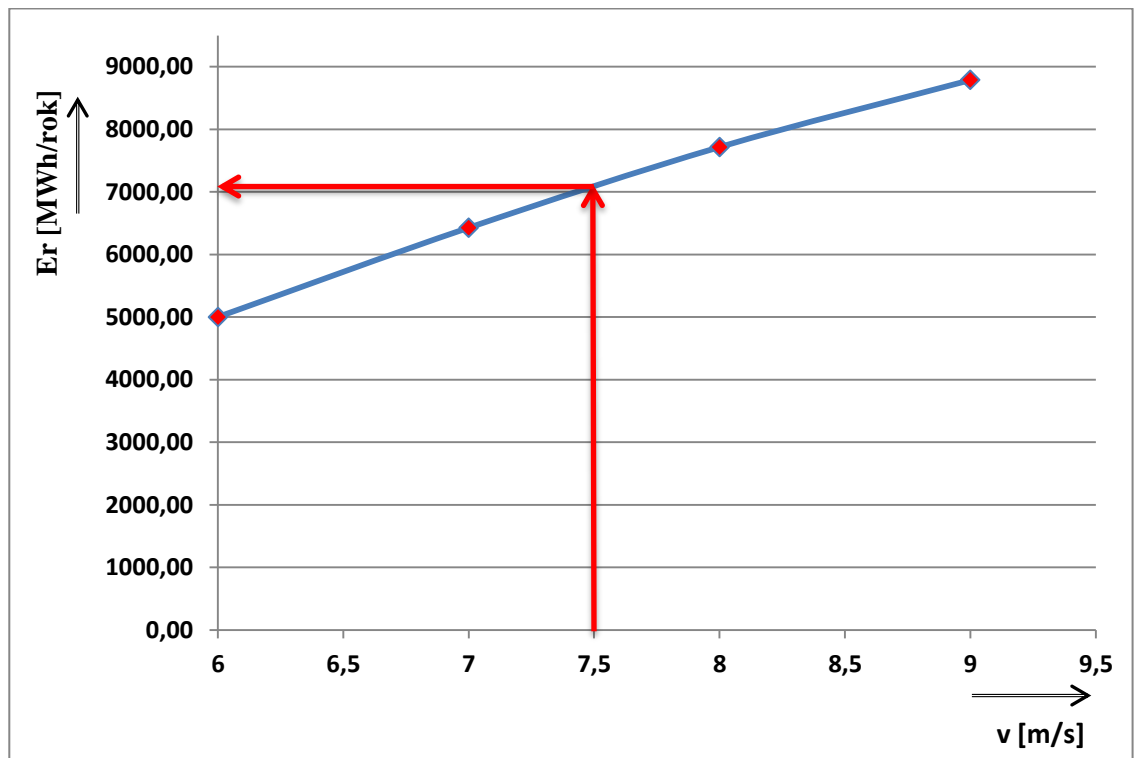
Výpočet:

$$E_R = N_0 \sum_i P(v_i) * f(v_i) = (8760 * (31,8 + 297,5 + 951,2 + 1844,4 + 2969,25 + 4123 + 5216 + 6053,4 + 6478 + 6048 + 5250 + 4275 + 3760 + 2679 + 1880 + 1598 + 1057,5 + 799 + 540,5 + 470 + 399,5 + 258,5 + 117,5)) / 100000 = 5001,7 \text{ MWh}$$

Tab. 3.5.3 Výpočet roční vyrobené energie pro rychlosti 8 a 9 m/s

		Četnost rychlostí f [%]			
v [m/s]	P [kW]	f (8 m/s)	f (9 m/s)	P*f (8)[kW]	P*f (9)[kW]
1	0	4,54	3,42	0	0
2	3	7,1	5,93	21,3	17,79
3	25	8,4	7,1	210	177,5
4	82	8,85	7,75	725,7	635,5
5	174	8,8	8	1531,2	1392
6	321	8,45	7,65	2712,45	2455,65
7	532	7,7	7,4	4096,4	3936,8
8	815	6,85	6,85	5582,75	5582,75
9	1180	6,05	6,28	7139	7410,4
10	1580	5,4	5,6	8532	8848
11	1890	4,7	5	8883	9450
12	2100	3,9	4,35	8190	9135
13	2250	3,3	3,78	7425	8505
14	2350	2,7	3,2	6345	7520
15	2350	2,3	2,74	5405	6439
16	2350	1,9	2,3	4465	5405
17	2350	1,6	2	3760	4700
18	2350	1,4	1,71	3290	4018,5
19	2350	1,13	1,48	2655,5	3478
20	2350	0,85	1,25	1997,5	2937,5
21	2350	0,68	0,97	1598	2279,5
22	2350	0,57	0,85	1339,5	1997,5
23	2350	0,4	0,68	940	1598
24	2350	0,28	0,57	658	1339,5
25	2350	0,25	0,45	587,5	1057,5
			<b>E<sub>R</sub> [MWh]</b>	<b>7716,67</b>	<b>8787,72</b>

Výsledné hodnoty vyrobené energie jsem vynesl do grafu a proložil křivkou. Výslednou hodnotu roční vyrobené energie  $E_R$  pro průměrnou rychlost 7,5 m/s jsem z grafu odečetl graficky. Po přesném zaměření pomocí přímek a jemného měřítka, vyšla vyrobená roční energie při průměrné rychlosti 7,5 m/s,  $E_R = 7092$  MWh.



Graf 3.5.2 Grafický výpočet roční vyrobené energie

Abychom zjistili, jaké skutečné vyžití má větrná elektrárna spočítáme si tzv. kapacitní faktor neboli koeficient ročního využití výkonu  $k_r$ . Tento koeficient nevypovídá nic o účinnosti přeměny energie, jako to bylo u výkonového součinitele  $C_p$ , ale vyjadřuje na kolik % se blíží průměrný výkon k jmenovité hodnotě výkonu za časové období jednoho roku. Výpočet provedeme podle následujícího vzorce:

$$k_r = \frac{E_r}{P_{inst} \cdot t_r} * 100 \quad [\%] \quad (8)$$

Kde:  $k_r$  [%] je koeficient ročního využití výkonu.

$E_r$  [MWh] je skutečně vyrobená energie za rok.

$P_{inst}$  [MWh] je instalovaný výkon větrné elektrárny.

$t_r$  [h] je počet hodin v roce.

Roční využití výkonu je možné takto spočítat pro jednu elektrárnu, ale i pro celou větrnou farmu.

Výpočet koeficientu ročního využití  $k_r$ :

$$k_r = \frac{E_r}{P_{inst} \cdot t_r} * 100 = \frac{7092}{2,3 \cdot 8760} * 100 = 35,2 \%$$

V dnešní době se kapacitní faktor pohybuje v rozmezí 25 – 28%, takže námi vypočítaná hodnota 35,2% je vcelku velká, ale ve výsledné roční produkci energie  $E_r$  nejsou započítány ztráty. Tyto ztráty mohou vznikat v motoru a v elektronických střídačích, přes které jde veškerá vyrobená energie generátorem. Dalším důvodem proč je kapacitní faktor takto vysoký je ten, že hodnoty v tabulce četnosti rychlostí větru nejsou přímo z místa větrné elektrárny.

## 4 Ekonomická návratnost

Ve čtvrté kapitole ekonomické návratnosti si ukážeme, jaké jsou výše investičních nákladů, ročních provozních nákladů a také jaký zisk z výroby elektrické energie je možné získat. Jako poslední téma této kapitoly je samotný výpočet ekonomické návratnosti, který je důležitý z hlediska realizace projektu. Tato návratnost je závislá na mnoha parametrech ovlivňující její dobu. Typickými parametry ovlivňující dobu návratnosti je například klesání výkupné cenu za jednu kWh, poruchovost vlivem technické závady či vlivem atmosférických vlivů nebo nedostatečná rychlost větru za delší časové období. To jsou parametry, které zvyšují dobu návratnosti směrem nahoru. Pokud by návratnost byla vyšší jak celková životnost větrné elektrárny, projekt by byl nevhodně navržený a nevyplatil by se.

### 4.1. Investiční náklady

Výše investičních nákladů se neskládá jen z pořízení větrné elektrárny jako technologie, nýbrž z mnohem více věcí. Investiční náklady za prvé zahrnují náklady pro plánování veškeré projektové dokumentace. Teprve poté je v nákladech zahrnut nákup technologických zařízení větrné elektrárny, kterými je nákup tubusu, gondoly, rotorových listů, elektronických měničů atd. Dalším velkým nákladem je cena a výstavba betonového základu spolu s přípravou zemních prací okolo větrné elektrárny. To je například vybudování příjezdových cest, zpevnění podloží v případě nestability v místě betonových základů a následná finální úprava po dokončení stavby a instalace elektrárny. K tomu abychom mohli stavět, potřebujeme pozemek, takže se do nákladů zahrnuje i investice do koupě pozemku. V připojení do distribuční sítě je v nákladech zahrnuta případná výstavba elektrického vedení, pokud není v blízkosti stavby. Pokud je v blízkosti, tak se provádí investice do úpravy přípojného místa,



vybudování kabelové přípojky a elektrické rozvodny. V tomto případě platí, že investice do elektrického připojení jsou levnější při budování větrné farmy než jedné elektrárny. Další investicí může být jednorázová odměna příslušné obci nebo provize bance za zřízení bankovního úvěru při částečném či plném financování.

Abychom měli představu o podílu finanční náročnosti jednotlivých částí z investice do větrné elektrárny, tak například stožár a rotorové listy zaujímají podíl okolo 24% z celkových nákladů. Náhon a převodovka okolo 18%, generátor představuje 10% a gondola 8% z ceny nákladů na větrnou elektrárnu.

## 4.2. Provozní náklady

Provozní náklady jsou náklady, které se účtují neustále, tzn. každý měsíc, ale spíše se vyhodnocují jako roční provozní náklady. Do těchto nákladů se zahrnuje servis větrné elektrárny, ať už od společnosti poskytující elektrárnu, či společností samostatnou. Dalšími náklady jsou administrativní služby, pod kterými se nachází mzdy zaměstnanců a zabezpečení VTE. Monitorování VTE pomocí datových služeb mobilních operátorů, roční celkové pojištění, dále vlastní spotřeba VTE na natáčení elektropohonů, měření, komunikaci a signalizaci. Další náklady připadají na finanční rezervu, která se uplatní v případě nepravidelných výdajů, dále se pak může připočítat rezerva na vzniklé velké opravy, která však už nesmí být použita na nic jiného. Toto byl výčet těch nejzákladnější a nejvíce používaných provozních nákladů, které se vyskytují. Tyto provozní náklady se pohybují v rozmezí 1 - 3% z celkových investičních nákladů VTE.

## 4.3. Zisk

Cílem každého investora VTE je produkovat každý měsíc ziskové hodnoty a nepohybovat se v červených číslech. Tento zisk je ovlivněn několika faktory. Těmito jsou například provozní výtěžnost za rok, kde v dobrých vnitrozemních a horských lokalitách se výtěžnost pohybuje kolem 2000 hodin/rok. Dalším faktorem je výkupní cena za kWh, tu stanovuje každý rok Energetický regulační úřad. Pro tento rok byla stanovena cena 1,98 Kč za kWh. V porovnání s rokem 2008 je pokles ceny o celých 0,48 Kč na kWh a tento trend klesání bude stále pokračovat. Zisk může také ovlivnit poruchovost, kde dojde k delšímu odstavení VTE a následným finančním výdajům za opravu a růst ztrát z přerušení provozu.

#### 4.4. Výpočet ekonomické návratnosti

V této podkapitole si rozebereme a vypočteme finanční analýzu návrhu větrné elektrárny. Určíme, zdali je tento projekt výnosný či rizikový a vypočteme celkovou návratnost investice. V následujících tabulkách jsou hodnoty, s nimiž je počítáno ve výpočtech.

Tab. 4.1 Investiční náklady

Investiční náklady $K_i$	Cena bez DPH:
Pořízení VTE vč. základů:	68 450 000 Kč
Přípojka do DS:	1 250 000 Kč
Stavební práce:	1 480 000 Kč
<b>Celkem:</b>	<b>71 180 000 Kč</b>

Tab. 4.2 Roční provozní náklady

Roční provozní náklady $N_i$	Cena bez DPH:
328,6 Kč/MWh:	2 330 430 Kč
Pojištění VTE:	355 900 Kč
Režijní náklady:	400 000 Kč
<b>Celkem:</b>	<b>3 086 330 Kč</b>

Tab. 4.3 Hodnoty k výpočtům

Investiční náklady $K_i$	<b>71 180 000 Kč</b>
Provozní náklady $N_i$	<b>3 086 330 Kč</b>
Výkupní cena elektřiny VC:	<b>1980 Kč/MWh</b>
Celková roční výroba energie:	<b>7092 MWh</b>
Životnost:	<b>20 let</b>
Požadovaná míra výnosnosti $i$ :	<b>5%</b>

##### 4.4.1 Roční tržby

Prvotním výpočtem pro hrubý peněžní příjem si vypočteme celkové tržby za daný rok, od kterého se budou odvíjet další výpočty. Tržby vypočítáme dle vzorce:

$$T_j = E_r * VC \text{ [Kč]} \quad (9)$$

Kde:  $T_j$  [Kč] je tržba v j-tém roce.

$E_r$  [MWh] je vypočtená roční produkce energie.

$VC$  [Kč/MWh] je výkupní cena elektrické energie.

$$T_1 = E_r * VC = 7092 * 1980 = 14\,042\,160 \text{ Kč}$$

#### 4.4.2 Náklady na odpisy

Každý hmotný majetek, tedy zařízení má svoji udávanou životnost, po kterou je schopno vykonávat svoji funkci. V našem případě je to větrná elektrárna, která má životnost 20 let. Odpisy nám udávají opotřebení majetku a snižují tak jeho celkovou hodnotu. V našem případě můžeme říci, že tyto odpisy tvoří část majetku, která přestoupila do hodnoty výrobku, na kterém se výrobně podílela, tedy výroby elektrické energie za časové období jeden rok. Cílem odpisů je rozprostřít pořizovací cenu větrné elektrárny jako náklady do období 20 let.[11]

Výpočet provedeme pomocí zákona č. 586/1992 Sb. o daních z příjmů. Podle §30 v tabulce pro odpisové skupiny vybereme podle doby životnosti odpisovou skupinu č. 4.

Tab. 4.4.2 Odpisové skupiny [16]

Odpisová skupina	Doba odpisování
1	3 roky
2	5 let
3	10 let
<b>4</b>	<b>20 let</b>
5	30 let
6	50 let

Dále podle §31, v tabulce pro rovnoměrné odpisování hmotného majetku vybereme čtvrtou odpisovou skupinu pro první rok odpisování se sazbou 2,15% a pro další roky odpisování sazbu 5,15%.

Tab. 4.4.2 Sazby pro rovnoměrné odpisování hmotného majetku [16]

Odpisová skupina	V prvním roce odpisování [%]	V dalších letech odpisování [%]
1	20	40
2	11	22,25
3	5,5	10,5
<b>4</b>	<b>2,15</b>	<b>5,15</b>
5	1,4	3,4
6	1,02	2,02

Výpočet se provede podle následujících vztahů:

$$N_{odp1} = \frac{K_i * S_{odp1}}{100} \text{ [Kč]} \quad (10)$$

$$N_{odp2} = \frac{K_i * S_{odp2}}{100} \text{ [Kč]} \quad (11)$$

Kde:  $N_{odp1}$  [Kč] jsou náklady na odpisy v prvním roce odpisování.

$N_{odp2}$  [Kč] jsou náklady na odpisy v 2. až 20. roce odpisování.

$K_i$  [Kč] jsou investiční náklady.

$S_{odp1}$  [%] je odpisová sazba pro první rok.

$S_{odp2}$  [%] je odpisová sazba pro 2. až 20. rok.

$$N_{odp1} = \frac{K_i * S_{odp1}}{100} = \frac{71\,180\,000 * 2,15}{100} = 1\,530\,370 \text{ Kč}$$

$$N_{odp2} = \frac{K_i * S_{odp2}}{100} = \frac{71\,180\,000 * 5,15}{100} = 3\,665\,770 \text{ Kč}$$

#### 4.4.3 Celkové roční náklady

Do celkových ročních nákladů zahrnujeme provozní náklady, které představují údržbu, pojištění a režijní náklady. Částka režijních nákladů je připravena k použití nenadálých poruch a závad. U této větrné elektrárny jsou provozní náklady 1,2 Cent/kWh, což při převodu s kurzem za euro 27,38 Kč je 2 330 430 Kč. V těchto provozních nákladech je zahrnuta i údržba. Dále je nutné do celkových nákladů započítat odpisy. Celkové roční náklady se vypočítají podle vzorce: [11]

$$N_j = N_{pj} + N_{odp1,2} \text{ [Kč]} \quad (12)$$

Kde:  $N_j$  [Kč] jsou náklady v j-tém roce.

$N_{pj}$  [Kč] jsou roční provozní náklady v j-tém roce.

$N_{odp1,2}$  [Kč] jsou náklady na odpisy pro první rok a pro 2. a 20. rok.

$$N_1 = N_{p1} + N_{odp1} = 3\,086\,330 + 1\,530\,370 = 4\,616\,700 \text{ Kč}$$

#### 4.4.4 Zisk

Pro výpočet hrubého zisku se využívá vzorce:

$$Z_{hj} = T_j - N_j \text{ [Kč]} \quad (13)$$

Kde:  $Z_{hj}$  [Kč] je hrubý zisk v j-tém roce.

$T_j$  [Kč] je tržba v j-tém roce.

$N_j$  [Kč] jsou náklady v j-tém roce.

$$Z_{h1} = T_1 - N_1 = 14\,042\,160 - 4\,616\,700 = 9\,425\,460 \text{ Kč}$$

Pro čistý zisk je vzorec upraven o odečet daně ze zisku o 19%.

$$Z_{\check{c}j} = Z_{hj} * (1 - d) \text{ [Kč]} \quad (14)$$

Kde:  $Z_{\check{c}j}$  [Kč] je čistý zisk v j-tém roce.

$Z_j$  [Kč] je zisk v j-tém roce.

$d$  [%] je daň ze zisku.

$$Z_{\check{c}1} = Z_1 * (1 - d) = 9\,425\,460 * (1 - 0,19) = 7\,634\,623 \text{ Kč}$$

#### 4.4.5 Peněžní příjem

Peněžní příjmy získáme součtem čistého zisku a nákladů na odpisy za daný rok podle následujícího vztahu:

$$P_j = Z_{\check{c}j} + N_{odp1,2} \text{ [Kč]} \quad (15)$$

Kde:  $P_j$  [Kč] je peněžní příjem v  $j$ -tém roce.

$Z_{\check{c}j}$  [Kč] je čistý zisk v  $j$ -tém roce.

$N_{odp1,2}$  [Kč] jsou náklady na odpisy pro první rok a pro 2. a 20. rok.

$$P_1 = Z_{\check{c}1} + N_{odp1} = 7\,634\,623 + 1\,530\,370 = 9\,164\,993 \text{ Kč}$$

Pro aktualizovaný peněžní příjem pak platí vztah s požadovanou mírou výnosnosti investice:

$$P_j^A = \frac{P_j}{(1+i)^j} \text{ [Kč]} \quad (16)$$

Kde:  $P_j^A$  [Kč] je aktualizovaný peněžní příjem v  $j$ -tém roce.

$P_j$  [Kč] je peněžní příjem v  $j$ -tém roce.

$i$  [-] je požadovaná míra výnosnosti z investice.

$j$  [-] je rok provozu VTE.

$$P_1^A = \frac{P_1}{(1+i)^1} = \frac{9\,164\,993}{(1+0,05)^1} = 8\,728\,564 \text{ Kč}$$

#### 4.4.6 Čistá současná hodnota

Pomocí čisté současné hodnoty můžeme určit, zdali je investiční projekt přijatelný s požadovanou mírou výnosnosti či nikoliv. Je to v podstatě rozdíl celkových aktualizovaných příjmů a investičních nákladů. Pokud je  $NPV < 0$ , tak projekt nezajišťuje požadovanou míru výnosnosti a je nepřijatelný. Naopak je-li  $NPV > 0$ , diskontované příjmy jsou větší jak investiční náklady a projekt splňuje míru výnosnosti a je proto přijatelný. Výpočet se provede podle vzorce: [11]

$$NPV = \sum_{j=1}^n \frac{P_j}{(1+i)^j} - K_i \text{ [Kč]} \quad (17)$$

Kde: NPV [Kč] je čistá současná hodnota projektu.

$n$  [rok] doba životnosti.

$P_j$  [Kč] je peněžní příjem v  $j$ -tém roce.

$i$  [-] je požadovaná míra výnosnosti z investice.

$j$  [-] je rok provozu VTE.

$K_i$  [Kč] jsou investiční náklady.

$$NPV = \sum_{j=1}^{20} \frac{P_j}{(1 + 0,05)^j} - K_i = 118\,885\,903 - 71\,180\,000 = 47\,705\,903 \text{ Kč}$$

Pokud bychom například porovnávali dva či více investičních projektů, tak bychom vybrali projekt, který má největší hodnotu NPV. Tento projekt by byl nejefektivnější.

#### 4.4.7 Vnitřní výnosové procento IRR

Vnitřní výnosové procento IRR nám říká, jak moc je investiční projekt výnosný. Je to trvalý roční výnos naší investice. Pokud je procento vyšší jak námi stanovená míra výnosnosti, znamená to, že projekt je výnosnější než jsme požadovali. Vnitřní výnosové procento IRR se vypočítá podle následujícího vztahu: [11]

$$\sum_{j=1}^n \frac{P_j}{(1+IRR)^j} = K_i \text{ [%]} \quad (18)$$

Kde:  $n$  [roky] je životnost VTE

$P_j$  [Kč] je peněžní příjem v  $j$ -tém roce.

IRR [%] vnitřní výnosové procento

$j$  [roky] je rok provozu VTE.

$K_i$  [Kč] jsou investiční náklady.

Protože veličinu IRR není lehké vyjádřit, vypočítám jí pomocí funkce míra výnosnosti v programu Microsoft Excel.

#### 4.4.8 Doba návratnosti

Doba návratnosti udává, za jak dlouho se splatí investice z peněžních příjmů, které vyprodukovala. Vypočte se podle následujícího vztahu:

$$T_n = \frac{K_i}{Z_{\check{c}} + N_{odp2}} \text{ [roky]} \quad (19)$$

Kde:  $T_n$  [roky] je celková doba návratnosti.

$K_i$  [Kč] jsou investiční náklady.

$Z_{\check{c}j}$  [Kč] je čistý zisk v  $j$ -tém roce.

$N_{odp2}$  [Kč] jsou náklady na odpisy pro 2. a 20. rok.

$$T_n = \frac{K_i}{Z_{\check{c}} + N_{odp2}} = \frac{71\,180\,000}{5\,904\,949 + 3\,655\,770} = 7,44 \text{ roku}$$

Tab. 4.4.3 Hodnoty jednotlivých výpočtů a aktualizovaný peněžní příjem

Rok	1] $T_j$ [Kč]	2] $N_{odp}$ [Kč]	3] $N_j$ [Kč]	4] $Z_{hj}$ [Kč]	5] $Z_{\check{c}j}$ [Kč]	6] $P_j$ [Kč]	7] $P^A_j$ [Kč]
1	14 042 160 Kč	1 530 370 Kč	4 616 700 Kč	9 425 460 Kč	7 634 623 Kč	9 164 993 Kč	8 728 564 Kč
2	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	8 680 924 Kč
3	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	8 267 547 Kč
4	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	7 873 854 Kč
5	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	7 498 908 Kč
6	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	7 141 818 Kč
7	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	6 801 731 Kč
8	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	6 477 839 Kč
9	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	6 169 371 Kč
10	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	5 875 591 Kč
11	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	5 595 801 Kč
12	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	5 329 334 Kč
13	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	5 075 556 Kč
14	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	4 833 863 Kč
15	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	4 603 679 Kč
16	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	4 384 456 Kč
17	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	4 175 673 Kč
18	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	3 976 831 Kč
19	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	3 787 458 Kč
20	14 042 160 Kč	3 665 770 Kč	6 752 100 Kč	7 290 060 Kč	5 904 949 Kč	9 570 719 Kč	3 607 103 Kč



Tab. 4.4.4 Konečné hodnoty investice

$\Sigma P^A_j$ :	118 885 903 Kč
NPV :	47 705 903 Kč
IRR :	6,66 %
$T_N$ :	7,44 roku
$T_{DN}$ :	12 let

#### 4.4.9 Ekonomické zhodnocení

Při výpočtech ekonomického zhodnocení jsem se snažil vypočítat základní věci, které nám řeknou jak je projekt výhodný pro realizaci či nikoliv. Investiční náklady byly financovány z vlastních kapitálů a projekt je tak ušetřen vysokými úroky z bankovního úvěru. Míru výnosnosti investice jsem si stanovil na 5%. Doba životnosti větrné elektrárny je 20 let. V příkladech jsem neuvažoval míru inflace a počítal jsem tak s konstantními cenami, které jsem uváděl bez DPH. V tabulce 4.4.3 je přehled všech výpočtů za 20 let, žlutě vyznačeny jsou hodnoty, které jsem počítal jako vzorové. Čistá současná hodnota NPV > 0 zajišťuje tak požadovanou míru výnosnosti 5%. Při výpočtu vnitřního výnosového procenta IRR pomocí funkce MÍRA VÝNOSNOSTI v Excelu, vyšla hodnota vnitřního procenta na 6,66%, což je větší jak požadovaná míra výnosnosti 5% a projekt můžeme považovat za efektivní, výnosný a přijatelný k realizaci. Investiční náklady budou splaceny za 7,44 roků, tento výpočet návratnosti však neuvažuje fakt, že finanční prostředky mohou být vloženy do jiných investičních projektů. Veličina  $T_{DN}$  je diskontovaná doba návratnosti, která oproti prosté době návratnosti uvažuje o možnosti investování finančních prostředků do jiného projektu se stejně rizikovou investicí, proto je diskontovaná doba návratnosti 12 let.

## 5 Negativní vlivy na elektrizační soustavu a prostředí

Větrné elektrárny nám produkují obnovitelnou energii za cenu nestabilního výkonu a tvorbu negativních vlivů na elektrizační soustavu. Proto si v této kapitole rozebereme možné negativní vlivy na síť, které vyplývají z provozu VTE. Uvedeme podmínky pro připojení do distribuční sítě a popíšeme si také velmi diskutované negativní vlivy na životní prostředí. Všechny problémy týkajících se negativních vlivů na životní prostředí si myslím, že jsou nadnesené a medializované v neprospěch jejich výstavby.

## 5.1. Podmínky připojení VTE do DS

Na začátku cesty k připojení větrné elektrárny do distribuční sítě je řada náležitostí, jako jsou formuláře a žádosti. Prvním krokem pro připojení VTE je poslání požadavku o připojení výroby podle vyhlášky ERÚ 51/2006 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě provozovateli distribuční sítě, dále jen (PDS). S tímto požadavkem je ovšem nutné také předat katastrální mapu s vyznačeným místem výroby a s tím i výpis z katastru nemovitostí, dále informace o zkratové odolnosti předávací stanice, soupis druhů ochran a jejich funkce a zapojení, informaci jaký bude příspěvek výroby k počátečnímu zkratovému proudu v místě připojení k síti, zkušební protokoly o očekávaných harmonických prouděch střídačů, měničů kmitočtu a synchronních generátorech, které jsou buzené s napájenými usměrňovači. U větrných elektráren je to pak především protokol a osvědčení k očekávaným zpětným vlivům podle normy ČSN EN 61400-21, část 21 o měření a stanovení kvality elektrických výkonových charakteristik větrných elektráren připojených do elektrické rozvodné soustavy. Na základě těchto předběžných požadavků, poskytne PDS žadateli orientační informace o podmínkách připojení do DS a podklady, které musí žádost o připojení k DS obsahovat. Investor tedy podle informací PDS sepíše žádost o připojení, ke které doloží například tyto podklady: souhlas majitelů pozemků, kterých se týká výstavba VTE, velikost požadované hodnoty rezervovaného výkonu a příkonu, údaje o stávající hodnotě rezervovaného výkonu a příkonu a územně – plánovací informace. Pokud by žadatel tedy investor neměl vyplněné a doložené všechny podklady, nebude se PDS touto žádostí zabývat a žadatel bude vyzván k doplnění. Po správném obdržení žádosti o připojení výroby posoudí PDS připojitelnost k navrhovanému místu s ohledem na dvě kritéria. První kritérium zohledňuje rezervovaný výkon předávacího místa mezi PS a DS a velikost připojitelného výkonu odběrného místa PDS, kterou stanovil provozovatel PS. Ke stanovení bilanční hodnoty připojitelného výkonu větrné elektrárny se počítá se soudobostí 0,8, pokud není uvedeno jinak ve smlouvě mezi PPS a PDS. Druhým kritériem je brán zřetel na volnou kapacitu na úrovni transformace 110kV/vn. Abychom mohli stanovit maximální mezní hodnotu připojitelného výkonu pro danou oblast, použijeme vzorec: [12]

$$P_{MEZ} = (\sum P_{i_{N-1}} * k_{TR} + P_{BILANCE}) * k_E \quad (20)$$

Kde:  $\Sigma P_{i_{N-1}}$  [W] je součet instalovaných výkonů transformátorů 110kV/vn s vyloučením stroje o největším výkonu (N-1), v případě, že se v transformovně nachází pouze jeden transformátor, uvažuje se 50% Pi transformátoru.

$k_{TR}$  [-] je redukční koeficient, který zohledňuje optimální zatížení transformátoru a volí se zpravidla 0,9 není-li uvedeno jinak.

$P_{BILANCE}$  [W] je výkonová bilance oblasti

$k_E$  [-] je redukční koeficient (zpravidla s hodnotou 0,9) drobné rozptýlené výroby, který poskytuje výkonovou rezervu pro zdroje, které se budou připojovat v budoucnu podle vzorce:

$$P_{VOLNA\_KAPACITA} = P_{MEZ} - P_{AKTIVNI} \text{ [W]} \quad (21)$$

Kde:  $P_{MEZ}$  [W] je maximální mezní připojitelný výkon.

$P_{AKTIVNI}$  [W] je součet instalovaných výkonů výroben, které doposavad nebyly uvedeny do provozu.

Dále se PDS rozhoduje, zdali je nutné vyhotovit studii připojitelnosti. Tato studie posuzuje technické možnosti připojení výroby, v našem případě VTE. Studie posuzuje technické možnosti s ohledem na napěťové poměry ve všech posuzovaných uzlech sítě, dále posuzuje jaká je zatížitelnost prvků sítě a zachování hodnot zpětných vlivů na distribuční síť, kterými jsou například: změny napětí za provozu, změny napětí při spínání, velikost flikru, ovlivnění signálu HDO a tvorbu vyšších harmonických. V případě, že je studie připojitelnosti odsouhlasena PDS, vyhotoví se návrh smlouvy o připojení výroby do distribuční sítě. [12]

### 5.1.1 Zvýšené napětí

K tomu abychom zabránily šíření zpětného napětí do DS, je nutné se zaopatřit technickými prostředky, aby připojení VTE k DS bylo možné jen v případě, že jsou všechny fáze pod napětím. K připojení VTE je použit spínač, který spíná celé zařízení výroby se sítí a i spínač, který připojí generátor se zbylým zařízením. Tento spínač však musí být blokován do té doby, dokud není na každé fázi napětí alespoň takové, které bude nad hranicí podpěťové ochrany. K další ochraně se ještě doporučuje časové zpoždění mezi obnovovacím napětím sítě a napětím VTE. [12]

Pro výroby, tedy větrné elektrárny s přípojným místem v síti vn a 110kV nesmí zvýšení napětí způsobené provozem překročit hodnotu 2% v porovnání se stavem napětí, kdy nejsou připojeny, a zároveň hodnoty napětí nesmí překročit napětí v předávacím místě podle normy ČSN EN 50160. [12]

$$\Delta U_{vn,110} \leq 2\% \quad (22)$$

V sítích nízkého napětí nesmí hodnota v přípojném místě výroby překročit 3%.

$$\Delta U_{nn} \leq 3\% \quad (23)$$

Pokud je ovšem v síti nn a vn jen jedno přípojně místo, posuzuje se podle zkratových poměrů výkonu podle vzorce:

$$k_{k1} = \frac{S_{kV}}{\Sigma S_{Amax}} [-] \quad (24)$$

Kde:  $S_{kV}$  [kVA] je zkratový výkon v místě přípojněho bodu.

$\Sigma S_{Amax}$  [kVA] je součet maximálních zdánlivých výkonů všech připojených/plánovaných výkonů výroben.

K výpočtu  $\Sigma S_{Amax}$  se u větrných elektráren vychází z maximálního zdánlivého výkonu jednotlivého zařízení  $S_{Emax}$  podle vzorce:

$$S_{Emax} = S_{nG} * p_{10min} = \frac{P_{nG}}{\lambda} * p_{10min} [kVA] \quad (25)$$

Kde:  $S_{nG}$  [kVA] je jmenovitý zdánlivý výkon generátoru.

$P_{nG}$  [kW] je jmenovitý činný výkon generátoru.

$p_{10min}$  [s] je maximální střední výkon v intervalu 10 minut z protokolu.

$\lambda$  [-] je účinník.

Pokud na hladině vn bude jedno předávací místo, bude podmínka pro zvýšení napětí vždy dodržena, pokud zkratový poměr výkonů  $k_{k1}$  bude:

$$k_{k1vn} \geq 50 \quad (26)$$

Následovně to bude i v předávacích místech v síti nn:

$$k_{k1nn} \geq 33 \quad (27)$$

V případě, že síť na hladinách nn a vn je induktivního charakteru musíme počítat s komplexní hodnotou impedance s fázovým úhlem  $\psi_{kV}$ , jelikož posouzení pomocí zkratových poměrů výkonu není příliš přesné z důvodu omezení výkonu, které je zapotřebí k dodržení zvýšeného napětí. Výpočet pro maximální zdánlivý výkon s předávacím místem v síti vn je:

$$S_{Amax} \leq \frac{2\% \cdot S_{kV}}{|\cos(\psi_{kV} - \varphi)|} = \frac{S_{kV}}{50 \cdot |\cos(\psi_{kV} - \varphi)|} \quad (28)$$

A pro maximální zdánlivý výkon s předávacím místem v síti nn:

$$S_{Amaxnn} \leq \frac{3\% \cdot S_{kV}}{|\cos(\psi_{kV} - \varphi)|} = \frac{S_{kV}}{33 \cdot |\cos(\psi_{kV} - \varphi)|} \quad (29)$$

Kde:  $S_{kV}$  [kVA] je zkratový výkon v místě přípojného bodu.

$\psi_{kV}$  [°] je fázový úhel zkratové impedance.

$\varphi$  [°] je fázový úhel mezi proudem a napětím výroby při  $S_{Amax}$ .

Zdroje a výroby, jako jsou přebuzené synchronní generátory nebo pulzní měniče, dodávají do sítě jalový výkon a platí pro ně následující podmínka:

$$P > 0 \text{ a } Q > 0$$

$$0^\circ \leq \varphi_E \leq 90^\circ$$

Naopak u zdrojů a výroben typu asynchronní generátor, podbuzený synchronní generátor a síť řízený střídač, nám ze sítě jalový výkon odebírají a proto pro ně platí následující podmínka:

$$P > 0 \text{ a } Q < 0$$

$$270^\circ \leq \varphi_E \leq 360^\circ$$

Pokud v rovnici člen  $\cos(\psi_{kV} - \varphi)$  vyjde nižší než 0,1, pak se se zřetelem na nejistoty výpočtu stanoví na 0,1.

Nastává ovšem i situace, kdy maximální připojitelný výkon  $S_{Amax}$  známe a je nutné zjistit velikost zvýšení napětí v místě přípojného bodu pomocí vztahu:

$$\Delta u_{AV} = \frac{S_{Amax} \cdot \cos(\psi_{kV} - \varphi)}{S_{kV}} [V] \quad (30)$$

Kde:  $S_{Amax}$  [kVA] je maximální zdánlivý výkon výrobní.

$\psi_{kV}$  [°] je fázový úhel zkratové impedance.

$\varphi$  [°] je fázový úhel mezi proudem a napětím výrobní při  $S_{Amax}$ .

$S_{kV}$  [kVA] je zkratový výkon v místě přípojného bodu.

### 5.1.2 Změny napětí při spínání

Pokud změna napětí při připojování a odpojování větrných elektráren ve společném napájecím bodě nepřekročí hodnotu změny napětí 3% v síti nn, neprojeví se nepřijatelné zpětné vlivy na síť.

$$\Delta u_{max\_nn} \leq 3\% \quad (31)$$

Pro větrné elektrárny s předávacím místem v síti vn nesmí změna napětí překročit 2%.

$$\Delta u_{max\_vn} \leq 2\% \quad (32)$$

Tyto dvě podmínky platí v případě, že spínání není častější jak jednou za 90 sekund. Pokud je spínání velmi řídké, třeba jednou za den, může PDS povolit větší změny napětí, pokud to ovšem dovolí napěťové poměry v distribuční síti. Současně se změnou napětí musí být dodrženy hodnoty napětí  $\pm 10\% U_n$  při spínání zdrojů v síti nn a vn. [12]

Pro zdroje/výrobní, které jsou připojené k síti 110 kV, platí při spínání:

Za normálního provozu pro jednotlivou větrnou elektrárnu při spínání:

$$\Delta u_{max} \leq 0,5\% \quad (33)$$

Při spínání celého větrného parku za normálního provozu pak platí:

$$\Delta u_{max} \leq 2\% \quad (34)$$

Při poruchovém stavu platí pro změnu napětí výroby:

$$\Delta u_{max} \leq 5\% \quad (35)$$

Abychom mohli odhadnout změnu napětí jednotlivé výroby, použijeme závislost zkratového výkonu  $S_{kV}$  v síti PDS a jmenovitý zdánlivý výkon  $S_{nE}$ :

$$\Delta u_{max} = k_{imax} * \frac{S_{nE}}{S_{kV}} [V] \quad (36)$$

Kde:  $S_{nE}$  [kVA] je jmenovitý zdánlivý výkon jedné výroby.

$S_{kV}$  [kVA] je zdánlivý zkratový výkon v síti PDS.

$k_{imax}$  [-] je největší spínací ráz

Tento největší spínací ráz udává podle následujícího vzorce poměr proudu  $I_a$ , který se vyskytuje ve spínacím pochodu ke jmenovitému proudu generátoru  $I_{nG}$ .

$$k_{imax} = \frac{I_a}{I_{nG}} [-] \quad (37)$$

Kde:  $I_a$  [A] je proud který se nachází ve spínacím pochodu.

$I_{nG}$  [A] je jmenovitý proud generátoru.

Jednotlivé hodnoty zapínacího rázu:

$k_{imax} = 1$ .....synchronní generátory s jemnou synchronizací, střídače.

$k_{imax} = 4$ .....asynchronní generátory připojované s 95 – 105% synchronních otáček.

$k_{imax} = 8$ .....pokud není znám zapínací ráz  $I_a$ .

$$k_{imax} = \frac{I_a}{I_{nG}} \dots \dots \text{asynchronní generátory motoricky rozbíhané ze sítě.}$$

Asynchronní generátory mohou způsobit při připojování krátký pokles napětí. Tento pokles může dosáhnout dvojnásobné hodnoty změny napětí než je u přípustných hodnot. U sítě nn je to 6% a u sítě vn jsou to 4%.

$$\Delta u_{\max\_nn} \leq 6\% \quad (38)$$

$$\Delta u_{\max\_vn} \leq 4\% \quad (39)$$

U větrných elektráren platí tzv. činitel spínání  $k_{i\psi}$ , který je závislý na síti. Tento činitel popisuje spínání a sním spojené krátké přechodové jevy. Popisuje také výši a časový průběh proudu v průběhu přechodného děje. Pomocí tohoto činitele můžeme spočítat fiktivní změnu napětí:

$$\Delta u_{ers} = k_{i\psi} * \frac{S_{nE}}{S_{kV}} [V] \quad (40)$$

Kde:  $k_{i\psi}$  [-] je činitel spínání u VTE, deklarovaný výrobcem.

$S_{nE}$  [kVA] je jmenovitý zdánlivý výkon jedné výrobní jednotky.

$S_{kV}$  [kVA] je zdánlivý zkratový výkon v síti PDS.

Tato fiktivní změna napětí  $\Delta u_{ers}$  má stejné limitní podmínky změny napětí, jako je to u sítě nn a vn. Abychom minimalizovali zpětné vlivy na síť, je u větrných parků či výroben časové odstupňování spínání, které je závislé na vyvolaných změnách napětí. Pro maximální přípustnou hodnotu výkonu generátoru je odstup minimálně 90 sekund. [12]

### 5.1.3 Připojování synchronních generátorů

Při připojování synchronního generátorů musíme dbát na to, aby v okamžiku připojení nedošlo k proudovému rázu a k elektromechanickému vyrovnávacímu pochodu. K tomu nám pomůže fázovací souprava, která se postará o všechny podmínky fázování. Při úspěšném fázování k síti musejí být stejné okamžité hodnoty napětí sítě a generátoru, dále musí být stejná frekvence sítě a generátoru. Třetí podmínkou je stejný fázový posun mezi napětím sítě



a generátoru, pokud tomu tak není, dojde k proudovému rázu. A poslední podmínkou je stejný sled fází sítě a generátoru. Toto jsou čtyři fázovací podmínky, které by měly být dodrženy s co možná největší přesností. Při fázování si můžeme dovolit maximálně tyto odchylky: [12]

- Rozdíl napětí.....  $\Delta U < \pm 10\% U_n$
- Rozdíl frekvence.....  $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$
- Rozdíl fáze.....  $< \pm 10^\circ$

#### 5.1.4 Připojování asynchronních generátorů

U větrných elektráren, které používají asynchronní generátory se realizuje připojení k síti bez napětí a pouze tehdy jeli rotor roztočen na 95% – 105% synchronních otáček. U generátorů, které jsou v ostrovním provozu pod napětím je zapotřebí splnit podmínky připojování, jako jsou pro synchronní generátory. [12]

#### 5.2. Zpětné vlivy VTE na distribuční síť

V dnešní době, kdy se rozrůstá podíl obnovitelných zdrojů a stoupá tak koncentrace výroben s proměnlivým výkonem, je zapotřebí hlídat míru zpětných vlivů na distribuční síť. Těmito zpětnými vlivy může být například ovlivňování úrovně napětí, kolísání napětí, emise vyšších harmonických, míra flikru a velikost ztrát. Aby nebyly rušeny zařízení ostatních odběratelů a zařízení PDS, je potřeba redukovat míru zpětných vlivů výroben na minimum. K posuzování zpětných vlivů je třeba vycházet z jejich zásad a dodržovat velikosti přípustných mezí. Bez kontroly zpětných vlivů mohou být připojena k síti taková zařízení, která mají poměr zkratového výkonu sítě  $S_{kV}$  ke jmenovitému výkonu zařízení  $S_{rA}$  větší než 500. [12]

$$\frac{S_{kV}}{S_{rA}} > 500 \quad (41)$$

U větrných elektráren je potřeba doložit certifikát a zkušební protokol o očekávaných zpětných vlivech. Pro posouzení zpětných vlivů jednotlivých či více výroben je potřeba vycházet z následující mezních podmínek. [12]

### 5.2.1 Změny napětí

Pokud změna napětí větrných elektráren či jiných výroben ve společném napájecím bodě nepřekročí hodnotu změny napětí 3% v síti nn, neprojeví se nepřijatelné zpětné vlivy na distribuční síť.

$$\Delta u_{\max\_nn} \leq 3\% \quad (42)$$

Pro větrné elektrárny s předávacím místem v síti vn a 110 kV nesmí změna napětí překročit 2%. [12]

$$\Delta u_{\max\_vn\_110} \leq 2\% \quad (43)$$

#### 5.2.1.1 Flikr

Kolísání napětí je definováno jako sled rychlých změn napětí jdoucí rychle za sebou nebo rychle se měnící perioda napětí. Takové změny napětí se pohybují v rozmezí  $\pm 10\% U_n$ . Právě tyto kolísavé změny napětí nám způsobují nepříznivý jev zvaný flikr. Flikr se definuje jako postřehnutelné kolísání světelného toku světelných zdrojů lidským okem. V důsledku kolísání napětí se mění i kolísání světelného toku. Změny napětí jsou způsobené u větrných elektráren změnou vyráběného výkonu vlivem změn proudící rychlosti větru. Parametry určující flikr, se nazývají míra vjemu flikru P a činitel flikru A. Negativním účinkům flikru můžeme být vystaveni po krátkou dobu s veličinou  $P_{st}$ , která se měří v časovém intervalu 10 minut a dlouho dobu s veličinou  $P_{lt}$ , která se vymezuje pro interval dvou hodin. Teoreticky lze říci, že čím více má větrná elektrárna rotorových listů, tím je míra vjemu flikru P menší. [12]

#### 5.2.1.2 Dlouhodobý flikr

Při posuzování dlouhodobého vjemu flikru  $P_{lt}$  v jednom předávacím místě je potřeba udržet hodnotu 0,46 ve společném napájecím bodě sítě nn a vn.

$$P_{lt} \leq 0,46 \quad (44)$$

A ve společném napájecím bodě pro síť 110 kV hodnotu:

$$P_{lt} \leq 0,37 \quad (45)$$

V praxi se také dlouhodobá míra flikru  $P_{lt}$  určuje pomocí činitele flikru  $c$ , podle následujícího vzorce:

$$P_{lt} = c * \frac{S_{nG}}{S_{kV}} [-] \quad (46)$$

Kde:  $c [-]$  je činitel flikru.

$S_{nG}$  [kVA] je jmenovitý výkon generátoru.

$S_{kV}$  [kVA] je zdánlivý zkratový výkon v síti PDS.

Výpočet výsledné hodnoty  $P_{lt}$  v napájecím bodě s několika jednotlivými zařízeními vypočítáme podle vzorce:

$$P_{ltres} = \sqrt{\sum_i P_{lti}^2} [-] \quad (47)$$

U zařízení s několika stejnými jednotkami  $n$  se výsledná hodnota vjemu flikru spočítá pomocí:

$$P_{ltres} = \sqrt{n} * P_{lt} = \sqrt{n} * c * \frac{S_{nG}}{S_{kV}} [-] \quad (48)$$

Kde:  $n$  [počet] je počet stejných výrobních zařízení.

$c [-]$  je činitel flikru.

$S_{nG}$  [kVA] je jmenovitý výkon generátoru.

$S_{kV}$  [kVA] je zdánlivý zkratový výkon v síti PDS.

Činitel flikru  $A$  a míra vjemu flikru  $P$  jsou vzájemně provázány podle vzorce:

$$A = P^3 \quad (49)$$

Pokud budeme chtít vypočítat míru vjemu flikru pro několik nesynchronních zdrojů, použijeme tento vztah:

$$P_{celk} = \sqrt[3]{P_1^3 + P_2^3 + \dots + P_n^3} \quad (50)$$

S provázaností podle vzorce  $A=P^3$ , platí pro činitel flikru A následující vztah:

$$A_{celk} = A_1 + A_2 + \dots + A_n \quad (51)$$

### 5.2.2 Vyšší harmonické proudy

Vyšší harmonické proudy většinou produkují zařízení, jako jsou střídače nebo měniče kmitočtu. Tyto hodnoty emitujících harmonických proudů musí dodat výrobce zprávou o typové zkoušce. V sítích vn je pouze jedno předávací místo ve kterém lze určit přípustné harmonické proudy z vypočítaných vztažných proudů  $i_{vpř}$ , z tabulky 5.1, které jsou násobené zkratovým výkonem  $S_{kV}$  ve společném napájecím bodě podle vzorce: [12]

$$I_{vpř} = i_{vpř} * S_{kV} \quad (52)$$

Kde:  $i_{vpř}$  [A] je vztažný proud harmonické.

$S_{kV}$  [kVA] je zdánlivý zkratový výkon v síti PDS.

V případě, že bude v napájecím bodě připojeno několik zařízení, určí se přípustné proudy harmonických pro jednotlivá zařízení podle vzorce:

$$I_{vpř} = I_{vpř} * \frac{S_A}{S_{AV}} = i_{vpř} * \frac{S_A}{S_{AV}} \quad (53)$$

Kde:  $i_{vpř}$  [A] je vztažný proud harmonické.

$S_A$  [kVA] je zdánlivý výkon zařízení.

$S_{AV}$  [kVA] je celkový připojitelný/plánovaný výkon.

Následující tabulka 5.1 zobrazuje přípustné harmonické proudy v síti vn vztažené na zkratový výkon. Proudů jsou způsobeny zařízením, která jsou připojené přímo do sítě.

Tab. 5.1 Vztažné proudy harmonických [12]

Řád harmonické $\mu, \nu$	Přípustný vztažný proud harmonických		
	síť 10 kV	$i_{\mu, \nu \text{pr}} \text{ [A/MVA]}$ síť 22 kV	síť 35 kV
5	0,115	0,058	0,033
7	0,082	0,041	0,023
11	0,052	0,026	0,015
13	0,038	0,019	0,011
17	0,022	0,011	0,006
19	0,016	0,009	0,005
23	0,012	0,006	0,003
25	0,01	0,005	0,003
>25 nebo sudé	0,06/ $\nu$	0,03/ $\nu$	0,017/ $\nu$

V případě, že dojde k překročení přípustných hodnot harmonických proudů, je potřeba provést podrobnější posudek. Vztažné hodnoty proudu jsou navoleny tak, že platí i u vyšších kmitočtů pro induktivní impedanci sítě, což jsou venkovní sítě. V případě kabelových sítí je síťová impedance nižší a proto se mohou připustit vyšší hodnoty harmonických proudů. Dalším předpokladem jsou výpočty harmonických napětí ve společném napájecím bodu. Proto je nutné dodržet podmínku, že v napájecím bodu nepřekročí napětí 2% při rozsahu frekvencí 2000 – 9000 Hz. [12]

### 5.2.2.1 Negativní účinky vyšších harmonických

Negativní tvorba vyšších harmonických proudů a napětí v elektrizační soustavě, ovlivňuje činnost rozvodné sítě a všech zařízení, která jsou k ní připojena. K těm nejvýznamnějším negativním účinkům patří vznik přídavných ztrát, které zhoršují účinnost přenosu elektrické energie. Tyto přídavné ztráty způsobené harmonickými proudy se podílejí na oteplování přenosových prvků sítě a i spotřebičů. Přídavné ztráty si můžeme vyjádřit jako:

$$\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2 * R_h \quad (54)$$

Kde  $I_h$  je daný proud harmonické a  $R_h$  odpor prvku sítě při frekvenci dané harmonické. V magnetických obvodech elektrických strojů se zvyšují ztráty v železe, jelikož ty jsou úměrné druhé mocnině frekvence. Dalším nepříznivým účinkem je pomalé snižování

životnosti kondenzátorů, transformátorů a motorů účinkem tepelného namáhání při průchodu zvětšeného proudu a zvýšení dielektrického namáhání izolace vlivem harmonických napětí v napájecí síti. Při měření elektrické energie mohou vznikat chyby vlivem přítomnosti vyšších harmonických. Dále mohou špatně fungovat a reagovat elektrické ochrany a vznikat rušivé vlivy na komunikační zařízení. [13]

### 5.2.2.2 Omezení vyšších harmonických

Opatření, která nám omezí negativní vlivy vyšších harmonických je hned několik. V první řadě je na místě volba vhodného připojení a projektu rozvodných sítí. V tomto způsobu se snažíme zvýšit zkratový výkon (tedy snížit impedanci napájecí sítě) v místě, kde je připojené rušící zařízení. Tím tak omezíme deformaci napětí, která je způsobena právě pronikáním harmonických proudů do sítě od rušícího zařízení. Dalším způsobem je vhodná volba zapojení vinutí napájecího transformátoru, který bude zapojen jako D/yn a zabrání tak vzniku třetí harmonické. Jako třetí způsob zamezení či omezení vyšších harmonických je použití pasivních filtrů, které odstraňují jen ty harmonické, na něž byly přesně navrženy. Opakem pasivních filtrů je použití aktivních filtrů, které se umí přizpůsobit generovaným harmonickým proudům. Tyto aktivní filtry využívají řízené střídače s pulsně šířkovou modulací. Mohou být zapojeny jak paralelně tak i sériově. Aktivní filtry zapojené paralelně k rušící zátěži generují tytéž harmonické proudy, které produkuje rušící zařízení, akorát v protifázi. Proudů filtru a rušícího zařízení se tak navzájem vyruší a zařízení se jeví jako by regenerovalo žádné harmonické proudy. Úplně se proudy nevyruší a do sítě pouze proudí zbytkové harmonické proudy, které jsou už ale v rozmezí přípustných harmonických proudů. Aktivní filtr zapojený sériově mezi rušící zátěží a sítí představuje generátor napětí, který generuje harmonická napětí v protifázi a ty se tak navzájem vyruší s harmonickým síťovým napětím. U svorek zátěže se tak objevuje čistý sinusový průběh bez nežádoucích harmonických napětí. [13]

### 5.2.3 Ovlivnění zařízení HDO

Hromadné dálkové ovládání funguje na principu superpozice napětí impulsů tónového kmitočtu na napětí sítě. Díky těmto impulsům jsou spínána v určitých časových okamžicích relé přijímačů HDO, které jsou připojena k síti. Mezi frekvencemi 183,3 a 283,3 Hz jsou zařízení HDO obvykle provozována, avšak použitou frekvenci na daném místě je nutné zjistit u PDS. Vysílací úroveň HDO je v rozmezích 1,6% až 2,5%  $U_n$ . HDO pak nejvíce ovlivňují

právě výrobní a zařízení pro kompenzaci účinníku. Vysílače HDO se dimenzují na takové zatížení, které odpovídá síti, ve které se signál HDO vysílá. Výrobní, které mají jako primární zdroj energie vítr, slunce či voda mohou způsobovat tyto tři zpětné vlivy na HDO: [12]

- 1) Vyšší zatížení vysílačů HDO svou vlastní impedancí a impedancí ostatních zařízení zákazníků
- 2) Snížení signálu HDO v přípojném bodě
- 3) Vysílání rušivých frekvencí do sítě

Pokud jsou do sítě zapojeny motory a generátory, tak představují pro kmitočty HDO induktivní zatížení. V případě připojení do přípojnice, do které se signál HDO vysílá, způsobuje tato induktivní reaktance značné zatížení vysílačů HDO, které závisí na jejich výkonu. V případě připojení generátorů velkých výkonů, dojde k poklesu úrovně signálu HDO, který je závislý na impedanci generátoru a také na podélné impedanci přípojného bodu sítě vůči vysílači HDO. U výrobních zařízení, která jsou připojována do sítě nn, vn a 110 kV mohou snížit úroveň signálu HDO maximálně o 5%. Tato hodnota musí být dodržena i při mimořádných zapojeních sítě. K síti je možné bez posouzení zpětných vlivů na signál HDO připojit generátory, které mají výkon v přípojném bodě maximální hodnoty podle tabulky: [14]

Tab. 5.2 Hodnoty připojení bez snížení úrovně HDO [14]

Úroveň napětí sítě [kV]	Celkový výkon výrobních zařízení	
	V přípojném bodu	V síťové oblasti
0,4	5 kVA FVE 20 kVA	10 kVA FVE 40 kVA
vn	0,5 MVA	1 MVA
110	5 MVA	10 MVA

Pro kmitočty mezi 183,3 – 283,3 Hz platí tyto přípustné nejmenší úrovně signálu HDO:

Tab. 5.3 Úrovně řídicího napětí pro napěťové hladiny [14]

Minimální úroveň řídicího napětí $U_{f \min}$ vztahená k funkčnímu napětí přijímače $U_f = 100\%$	
Úroveň napětí sítě [kV]	Frekvence $f_f = 183,3 - 283,3 \text{ Hz}$
0,4	150% $U_f$
vn	190% $U_f$
110	200% $U_f$

Funkční napětí přijímače se pohybuje v rozmezí 0,8% až 0,9%  $U_n$ . Mimo omezení poklesu hladiny signálu HDO, které jsou způsobené výrobkami a kompenzačními zařízeními, nesmí být také produkována rušivá napětí. Rušivá napětí mohou produkovat střídače a ty poté mohou způsobit chybnou funkci přijímačů HDO. Rušivá napětí na kmitočtu HDO, které bylo vytvořeno zařízením zákazníka, nesmí překročit hodnotu 0,1%  $U_n$ . Rovněž chybnou funkci přijímačů mohou způsobit rušivá napětí s odstupem  $\pm 100 \text{ Hz}$  od frekvence HDO, které jsou způsobena zařízením zákazníka. V tomto případě nesmí být rušivá napětí větší než 0,3%  $U_n$ . V případě, že dojde k porušení všech předchozích hodnot, je nutné se dohodnout s PDS na nutném opatření, která omezí rušení signálu HDO. [14]

### 5.3. Negativní vlivy na životní prostředí

V poslední kapitole si rozebereme možné čtyři druhy negativních vlivů větrných elektráren v jejich blízkosti. Tyto vlivy jsou však velmi diskutabilní a záleží pouze na rozdílných názorech každého člověka. Ten kdo je odpůrcem větrných elektráren, bude mít vždy mnoho argumentů proč větrné elektrárny nestavit a naopak je to s příznivcem větrných elektráren. Následující čtyři negativní vlivy jsou v dnešní době velice diskutovatelné a omílané téma, proto si je jen stručně popíšeme a názor negativních vlivů necht' si udělá každý sám.



### 5.3.1 Stroboskopický efekt

Stroboskopický efekt nastává v případě, že je slunce těsně nad horizontem krajiny a sluneční svit dopadá na VTE. Pokud se nachází v okolí VTE vesnice či město do vzdálenosti 700 metrů, může stroboskopický efekt dopadat na onu vesnici či město. Stroboskopický efekt se vyznačuje kmitáním stínu vlivem osvětlených rotujících listů rotoru. Jelikož se lopatky VTE otáčejí relativně pomalu, tak frekvence kmitání není nijak velká avšak i přesto může obtěžovat obyvatele. S tímto efektem se už musí počítat při projektování výstavby a většina staveb VTE se umísťuje alespoň jeden kilometr od obydlených míst, kde by tento jev neměl nastat, jelikož se projevuje maximálně do 700 metrů.

### 5.3.2 Hluk VTE

Při provozu VTE vznikají dva druhy hluku, aerodynamický a mechanický. Aerodynamický hluk vzniká prouděním vzduchu kolem lopatek a vlivem vznikajících vírů na hranách a koncích lopatek. Mechanický hluk pak vzniká provozem převodovky, generátoru a provozem motorů při natáčení gondoly. Limity maximálního vydávajícího hluku deklaruje výrobce VTE. Velikost a šíření hluku je závislé na proudící rychlosti a směru větru. Dále se při zkušebním provozu provádějí měření hluku, zdali jsou v hygienických limitech či nikoliv. Pokud by naměřený hluk byl větší, než udává hygienická norma, muselo by dojít k omezení výkonu pomocí natočení lopatek. Většina VTE je dneska už bez převodovky a tvarování listů je aerodynamické, čímž se velikost hluku velmi snižuje.

### 5.3.3 Vliv VTE na faunu

Dobře umístěné VTE nepředstavují pro faunu jakékoliv závažné nebezpečí, ačkoliv většina názorů si myslí, že rotující listy VTE jsou pro ptáky smrtelné. Za denního světla je riziko střetu velmi malé, řekl bych skoro až nepravděpodobné. Jiné je to však, pokud je tma či mlha, to je pro ptactvo nebezpečnější. Zvláště v období na podzim je úmrtí ptactva větší v důsledku stěhování do teplých krajín. Z tohoto důvodu se VTE nesmějí stavět v cestách tažných ptáků. Vzhledem k tomu kolik se usmrtí ptactva vlivem autodopravy, drátů vysokého napětí, či velkými plochami skel je v porovnání s úmrtím pomocí VTE jen zlomek. Větší důraz se spíše klade na rušení ptactva, zvířat a jejich následné přemísťování či úplné lokální vymizení některých druhů. Na rušení akustické a vizuální je citlivý například tetřívka obecná, chřástal polní a křepelka polní do vzdálenosti 200 až 500 metrů od VTE.

### 5.3.4 Rušení krajinného rázu

Vliv rušení krajinného rázu je velmi diskutabilní, neboť neexistují žádné výpočty jak moc VTE zasahuje do krajinného rázu přírody či nikoliv. Existují pouze pohledové studie, které zohledňují místo stavby a okolí. Z tohoto důvodu se větrné elektrárny nesmějí stavět v chráněných krajinných oblastech, národních parcích a přírodních rezervacích atd. Mohou však narušovat krajinu, která má hezké panorama a je na příslušné obci a ohlasů obyvatel zdali souhlasí s výstavbou. VTE je stavba dočasná, která má životnost 20 až 25 let a poté se místo upraví do původního stavu. Je otázkou, zdali je rušení krajinného rázu větší nežli rušení stožárů elektrického vedení. Podle mého názoru je rušení krajinného rázu větrnými elektrárnami velmi malé, neboť si časem člověk na stavbu zvykne a místo se tak může stát atraktivnější a vzhledově zajímavější.

## Závěr

V první části této práce jsem popisoval rozdělení větrných motorů fungujících na odporovém a vztakovém principu, přičemž v dnešní době jsou převážně využívány větrné motory pracující na vztakovém principu. Dále v této kapitole popisují regulaci výkonu pomocí pevných lopatek a lopatek natáčivých, které se lépe přizpůsobí větrnému rozsahu a jsou schopné dobré regulace výkonu. Zde jsem popisoval i veškeré technické vybavení VTE.

V části druhé jsem uváděl čtyři druhy dnes používaných koncepcí od různých výrobců. K výrobě elektrické energie se dnes používají ve větrných elektrárnách asynchronní generátory s kotvou kroužkovou a synchronní generátory. Tyto generátory mohou být ve spojení s převodovkou nebo bez převodovky. V mém návrhu jsem zvolil koncepci bez převodovky, jelikož si myslím, že převodovka je největším úskalím VTE. Pokud by se jedna část z mnoha set dílů převodovky rozbila, znamenalo by to značné náklady na opravu a příliš dlouhé stání bez výroby elektrické energie než se převodovka vymění či opraví.

Třetí část spolu se čtvrtou částí byla hlavním úkolem této práce. Navrhnout VTE do oblasti Kryštofovy Hamry v Krušných horách. Do zvolené lokality jsem navrhnul větrnou elektrárnu Enercon E-82 E2 s výkonem 2 300 kW bez převodovky se synchronním mnohápólovým generátorem s vyvedením výkonu přes usměrňovače a střídače. Pro tuto VTE a průměrnou rychlost 7,5 m/s v 78 metrech jsem vypočítal celkovou roční výrobu elektrické energie. Výsledek této roční výroby je hrubý a neuvažuje ztráty generátoru a měničů. Dalším důvodem proč je tento výsledek hrubý je ten, že nepočítá s přesně naměřenými hodnotami rychlostí větru v místě stavby, nýbrž je počítán z tabulky četnosti rychlostí větru.

Ve čtvrté části jsem počítal ekonomickou bilanci a návratnost investice do větrné elektrárny. Prostá doba návratnosti vyšla 7,44 let, což je vcelku rychlá návratnost, ale vzhledem k hrubému výsledku roční výrobě elektrické energie a oproštění od úroků případného bankovního úvěru si myslím, že by se doba návratnosti vyšplhala na 10 let a dále by diskontovaná doba návratnosti nebyla 12, ale 15 let. Od projektu jsem požadoval míru výnosnosti 5%. Při výpočtu výnosového procenta IRR, vyšla míra na 6,66%, což je více jak požadovaná míra výnosnosti a projekt je proto výnosnější.

V poslední páté části jsem se zabýval negativními vlivy na distribuční síť a životní prostředí. Uvedl jsem, jaké jsou podmínky pro připojení VTE do distribuční sítě a popsal možné zpětné vlivy na síť. V případě použití střídačů a frekvenčních měničů se do sítě zanášejí vyšší harmonické a spínáním, odpojováním a změnou výkonu větrných elektráren dochází ke kolísání napětí, které způsobuje tzv. flickr. O negativních vlivech na životní prostředí si člověk musí udělat názor sám, neboť argumenty o úhynu ptactva, rušení krajinného rázu a vzniku hlukových emisí jsou podle mého názoru medializované a odpůrci VTE často omílané, avšak právě negativní vlivy opomíjí. Hlavní nevýhodou větrných elektráren je jejich malá vytíženost a výkonová nestálost. S přibývajícím počtem větrných elektráren se bude muset také navyšovat kapacita stálých a připravených zdrojů k výrobě elektrické energie, neboť pokud nebude foukat vítr, bude muset být výkon z větrných elektráren nahrazen výkonem z tepelné a paroplynové elektrárny, což má za následek zdražování elektrické energie.

## Seznam literatury a informačních zdrojů

- [1] RYCHETNÍK, Václav, Jiří PAVELKA a Josef JANOUŠEK. Větrné motory a elektrárny. 1. vyd. Praha: ČVUT, 1997, 199 s. ISBN 80-010-1563-7.
- [2] Česká společnost pro větrnou energii. [online]. [cit. 2015-04-26]. Dostupné z: <https://www.csve.cz>
- [3] KLEČKA, Jiří. Větrná elektrárna se Savoniovým rotorem pro výrobu elektrické energie [online]. Brno, 2009 [cit. 2015-04-26]. Dostupné z: [https://www.vutbr.cz/www\\_base/zav\\_prace\\_soubor\\_verejne.php?file\\_id=15203](https://www.vutbr.cz/www_base/zav_prace_soubor_verejne.php?file_id=15203). Diplomová. VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ. Vedoucí práce Ing. Petr Mastný, Ph.D.
- [4] Wikov Industry a.s. [online]. [cit. 2015-04-26]. Dostupné z: [http://www.wikov.com/wind/index\\_cz.php?page=produkty-w2000\\_spg](http://www.wikov.com/wind/index_cz.php?page=produkty-w2000_spg)
- [5] Enercon: Energie für die Welt. ENERCON. [online]. [cit. 2015-04-26]. Dostupné z: <http://www.enercon.de/de-de/>
- [6] KV VENTI: Specialista na větrné elektrárny - vítr měníme v energii [online]. [cit. 2015-04-26]. Dostupné z: <http://www.vetrnaelektrarna.cz/Page/Pavlov03.html>
- [7] MASTNÝ, Petr, Jiří DRÁPELA, Stanislav MIŠÁK, Jan MACHÁČEK, Michal PTÁČEK, Lukáš RADIL, Tomáš BARTOŠÍK a Tomáš PAVELKA. *Obnovitelné zdroje elektrické energie*. Vyd. 1. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011, 254 s. ISBN 978-80-01-04937-2.
- [8] Česká geologická služba: Mapová aplikace [online]. [cit. 2015-04-26]. Dostupné z: [http://www.geology.cz/app/ciselniky/lokalizace/show\\_map.php?mapa=g50&y=824334&x=989786&s=1](http://www.geology.cz/app/ciselniky/lokalizace/show_map.php?mapa=g50&y=824334&x=989786&s=1)
- [9] BAU, Erich. *Windkraftanlagen : Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. Berlin: Springer Vieweg, 2014. ISBN 9783642288760.
- [10] Tzbinfo: Roční využití výkonu větrných elektráren v České republice Zdroj: <http://oze.tzb-info.cz/vetrna-energie/11077-rocni-vyuziti-vykonu-vetrnych-elektraren-v-ceske-republice> [online]. [cit. 2015-04-26]. Dostupné z: <http://oze.tzb-info.cz/vetrna-energie/11077-rocni-vyuziti-vykonu-vetrnych-elektraren-v-ceske-republice>
- [11] VÁNIŠ, Jiří. *EKONOMICKÁ EFEKTIVNOST PROJEKTU VĚTRNÉ ELEKTRÁRNY* [online]. Brno, 2011 [cit. 2015-04-26]. Dostupné z: [https://dspace.vutbr.cz/xmlui/bitstream/handle/11012/8409/Ekonomicka\\_efektivnost\\_projektu\\_VTE\\_xvanis00.pdf?sequence=1](https://dspace.vutbr.cz/xmlui/bitstream/handle/11012/8409/Ekonomicka_efektivnost_projektu_VTE_xvanis00.pdf?sequence=1). Diplomová. VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ. Vedoucí práce Ing. JAN MACHÁČEK, Ph.D.
- [12] Česká Republika. Pravidla provozování distribučních soustav: Příloha 4. Pravidla pro paralelní provoz zdrojů se sítí provozovatele distribuční soustavy. In: PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV, 2014.
- [13] TESAŘOVÁ, Miloslava. *Průmyslová elektroenergetika* [online]. Plzeň: Západočeská univerzita, 2000 [cit. 2015-04-26]. ISBN Tesařová M. – Průmyslová elektroenergetika, ZČU v.

- 
- [14] PNE 33 3430-6. *Parametry kvality elektrické energie Část 6: OMEZENÍ ZPĚTNÝCH VLIVŮ NA HROMADNÉ DÁLKOVÉ OVLÁDÁNÍ*. 3. vyd. 2011.
- [15] Google Mapy. [online]. [cit. 2015-04-26]. Dostupné z: <https://www.google.cz/maps/@50.4513931,13.1580833,4558m/data=!3m1!1e3>
- [16] Česká republika. Předpis č. 586/1992 Sb. Zákon o daních z příjmů. In: *Zákon o daních z příjmů (úplné znění)*. roč. 1992. Dostupné z: <http://www.podnikatel.cz/zakony/zakon-c-586-1992-sb-o-danich-z-prijmu/uplne/#p-30>