

VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky a
komunikačních technologií

DIPLOMOVÁ PRÁCE

Brno, 2021

Bc. Robert Vávra



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

TECHNICKO-EKONOMICKÉ POSOUZENÍ VHODNOSTI VYBUDOVÁNÍ PŘEČERPÁVACÍ VODNÍ ELEKTRÁRNY NA ŘECE SMĚDÁ

TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF THE SUITABILITY OF BUILDING A PUMPED STORAGE
HYDROELECTRIC POWER PLANT ON THE RIVER SMĚDÁ

DIPLOMOVÁ PRÁCE

DIPLOMA THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Robert Vávra

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Lukáš Radil, Ph.D.

BRNO 2021

Diplomová práce

magisterský navazující studijní program **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Student: Bc. Robert Vávra

ID: 186228

Ročník: 2

Akademický rok: 2020/21

NÁZEV TÉMATU:

Technicko-ekonomické posouzení vhodnosti vybudování přečerpávací vodní elektrárny na řece Smědá

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Návrh umístění horní a dolní nádrže PVE a objektů elektrárny
2. Návrh základního technického řešení stavebních objektů a provozních souborů
3. Stručný obchodní model využití PVE pro elektrizační soustavu ČR (případně EU)
4. Stručný odhad pořizovacích nákladů, výnosů a provozních nákladů PVE
5. Vliv PVE na regulaci průtoku vody řeky Smědá
6. Základní ekonomické analýzy projektu PVE
7. Závěry a doporučení

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího diplomové práce

Termín zadání: 8.2.2021

Termín odevzdání: 24.5.2021

Vedoucí práce: Ing. Lukáš Radil, Ph.D.

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.
předseda rady studijního programu

UPOZORNĚNÍ:

Autor diplomové práce nesmí při vytváření diplomové práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č.40/2009 Sb.

ABSTRAKT

Cílem této diplomové práce, je vytvoření technicko-ekonomického posouzení vhodnosti vybudování PVE Smědavský vrch. Práce obsahuje technologický návrh PVE, vyvedení výkonu elektrárny a celkové ekonomické řešení projektu s ohledem na výstavbu i provoz.

KLÍČOVÁ SLOVA

Přečerpávací; elektrárna; technologické; ekonomické, řešení; vyhodnocení

ABSTRACT

The objective of this thesis is creation of technical and economic assessment of the suitability of pumped storage hydroelectric power plant Smědavský vrch. Thesis contain's technological design, power output and whole economic solution of the project with regard to construction and business.

KEYWORDS

Pumped storage; powerplant; technical; economic; solution; evaluation

VÁVRA, Robert. *Technicko-ekonomické posouzení vhodnosti vybudování přečerpávací vodní elektrárny na řece Smědá*. Brno, 2021, 105 s. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce: Ing. Lukáš Radil, Ph.D.

PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že svou diplomovou práci na téma „Technicko-ekonomické posouzení vhodnosti vybudování přečerpávací vodní elektrárny na řece Smědá“ jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucího diplomové práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autor uvedené diplomové práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této diplomové práce jsem neporušil autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a/nebo majetkových a jsem si plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon), ve znění pozdějších předpisů, včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb.

Brno

.....

podpis autora

PODĚKOVÁNÍ

Rád bych poděkoval vedoucímu diplomové práce panu Ing. Lukáši Radilovi, Ph.D. a Ing. Miroslavu Kopřivovi, CSc. za odborné vedení, konzultace, trpělivost a podnětné návrhy k práci.

Brno

.....

podpis autora

Obsah

Seznam symbolů, veličin a zkratk	12
Úvod	15
1 Cíle práce	16
1.1 Lokalita výstavby	16
1.2 Stavební a technologické řešení	16
1.3 Chování PVE při provozu	16
1.4 Ekonomická stránka projektu	16
1.5 Zhodnocení projektu	16
2 Lokalita výstavby PVE Smědavský vrch	17
2.1 Umístění přečerpávacích elektráren	17
2.1.1 Zvolená lokalita	18
2.1.2 Protipovodňová ochrana	18
2.1.3 Podloží	20
2.1.4 Chráněné krajinné oblasti a vliv na životní prostředí	21
2.1.5 Vyhodnocení vlivu na životní prostředí EIA (Environmental Impact Assessment)	23
2.1.6 Pozemková držba	24
3 Stavební a technologické řešení	26
3.1 Návrh nádrží	26
3.1.1 Technická provedení hrází	28
3.1.2 Kamenité a balvanité nádrže	29
3.1.3 Návrh horní nádrže	30
3.1.4 Návrh dolní nádrže	31
3.1.5 Energetický potenciál nádrží	32
3.2 Přivaděče	33
3.2.1 Uzavírací orgány přivaděčů	35
3.3 Servisní tunely	37
3.4 Koncepce strojovny	38
3.4.1 Motogenerátory	38
3.4.2 Vyvedení výkonu	39
3.4.3 Havarijní řešení a řízení	40
3.5 Výhody konfigurace DFIG	45

4	Připojení na síť	48
4.1	Volba trasy připojení	49
4.2	Zatížení působící na trasu	50
4.2.1	Zatížení větrem	51
4.2.2	Zatížení námrazou	52
5	Využití PVE pro energetickou soustavu	54
5.1	Podpůrné služby (PpS)	54
5.1.1	Proces automatické regulace frekvence (FCP)	54
5.1.2	Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP)	54
5.1.3	Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRP5)	55
5.1.4	Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRP15+/mFRP15-)	55
5.1.5	Proces náhrady záloh (RRP)	55
5.1.6	Sekundární regulace U/Q (SRUQ)	55
5.1.7	Ostrovní provoz (OP)	56
5.1.8	Start ze tmy (BS)	56
5.2	Havarijní dodávky regulační energie	56
5.3	Využití PpS v rámci PVE SV	56
6	Ekonomické zhodnocení	58
6.1	Náklady	58
6.1.1	Pořizovací náklady	58
6.1.2	Provozní náklady	60
6.2	Výnosy	63
6.3	Porovnání technologií a režimů	65
6.3.1	Scénář č.1	67
6.3.2	Scénář č.2	72
6.3.3	Scénář č.3	77
6.3.4	Citlivostní analýza	82
7	SWOT analýza	91
7.1	Přecherpací vodní elektrárna Smědavský vrch	91
7.2	Dvojitě napájený asynchronní generátor	93
8	Harmonogram výstavby	95
9	Závěr	98

Literatura	102
Seznam příloh	104
A Přílohy	105
A.1 Příloha 1	105
A.2 Příloha 2	105

Seznam obrázků

2.1	Lokalita nádrží	18
2.2	Mapa důlních děl	21
2.3	Mapa chráněných oblastí	22
2.4	Schéma procesu EIA [6]	25
3.1	Průměrné teploty a reletivní vlhkost vzduchu v roce 2020	27
3.2	Složení současně používaného asfaltového těsnění	30
3.3	Zobrazení rozvržení horní nádrže	31
3.4	Zobrazení rozvržení dolní nádrže	32
3.5	Zobrazení uspořádání přivaděčů	36
3.6	Přední pohled strojovny	41
3.7	Uspořádání synchronních soustrojí	42
3.8	Uspořádání DFIG	43
3.9	Jednopolové schéma zapojení	44
3.10	Porovnání provozních limitů klasické PVE ku GFIG [15]	46
4.1	Nejkratší možná trasa	49
4.2	Navržená trasa přípoje	50
4.3	Mapa větrných oblastí [8]	51
4.4	Mapa námrazových oblastí ČR [4]	52
6.1	Kumulované saldo scénář č.1 - DFIG soustrojí	68
6.2	Kumulované saldo scénář č.1 - Synchronní soustrojí	69
6.3	Kumulované saldo scénář č.1 - Porovnání	70
6.4	Kumulované zisky - Scénář č.1	71
6.5	Kumulované saldo scénář č.2 - Porovnání technologií DFIG soustrojí	73
6.6	Kumulované saldo scénář č.2 - Porovnání technologií Synchronní soustrojí	74
6.7	Kumulované saldo scénář č.2 - Porovnání technologií - Porovnání	75
6.8	Kumulované zisky - Scénář č.2	76
6.9	Kumulované saldo scénář č.3 - Porovnání technologií DFIG soustrojí	78
6.10	Kumulované saldo scénář č.3 - Porovnání technologií Synchronní soustrojí	79
6.11	Kumulované saldo scénář č.3 - Porovnání technologií - Porovnání	80
6.12	Kumulované zisky - Scénář č.3	81
6.13	Změna ceny za odchylku NPV	83
6.14	Změna ceny za odchylku IRR	84
6.15	Změna ceny „Moneypumpa"NPV	85
6.16	Změna ceny „Moneypumpa"IRR	86
6.17	Změna doby využití odchylky NPV	87

6.18	Změna doby využití odchylky IRR	88
6.19	Změna doby využití „Moneypumpa“NPV	89
6.20	Změna doby využití „Moneypumpa“IRR	90

Seznam tabulek

2.1	Nejvyšší vodní stavy na toku Smědá zaznamenané v hlásném profilu kategorie A Předlánce (ř. km 10,60)	19
2.2	Nejvyšší vodní stavy na toku Smědá zaznamenané v hlásném profilu kategorie A Bílý Potok(ř. km 40,00)	19
2.3	Nejvyšší vodní stavy na toku Smědá zaznamenané v hlásném profilu kategorie A Frýdlant (ř. km 24,70)	20
3.1	Třída následků pro hospodářské objekty	27
3.2	Třída následků pro hospodářské objekty	29
3.3	Porovnání DFIG ku klasické PVE [14]	45
6.1	Tabulka pořizovacích nákladů k roku 2021	59
6.2	Provozní náklady	60
6.3	Nutný personál	60
6.4	Náklady na zaměstnance	61
6.5	Odpisy	63
6.6	Výnosy DFIG	64
6.7	Výnosy synchronní soustrojí	64
6.8	Výsledky ekonomické analýzy - Scénář 1	67
6.9	Výsledky ekonomické analýzy - Scénář 2	72
6.10	Výsledky ekonomické analýzy - Scénář 3	77
8.1	Harmonogram výstavby	97

Seznam symbolů, veličin a zkratek

η_1	Účinnost potrubí (%)
η_2	Účinnost turbíny (%)
η_3	Účinnost generátoru na svorkách (%)
η_4	Účinnost ostatních zařízení a transformace (%)
ν	Kinematická viskozita (Pa · s)
λ	Ztrátový činitel
ρ	Hustota vzduchu ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)
a	Relativní vlhkost vzduchu (%)
aFRP	Automaticky ovládaný proces obnovy frekvence a výkonové rovnováhy
AlFe	Lana s ocelovou nosnou částí a hliníkovou proudovodnou cestou
BS	Start ze tmy
C_{dtr}	Součinitel směru větru
CF_t	Peněžní toky v jednotlivých letech (Kč)
CF_t	Peněžní toky v posledním roce (Kč)
c_o	Součinitel ortografie
CO ₂	Oxid uhličitý
C_x	Součinitel aerodynamického odporu
ČOV	Čistička odpadních vod
ČR	Česká republika
ČSN	Chráněné označení českých technických norem
d	Průřez vodiče (mm)
D	Průměr kruhového přivaděče (m)
DFIG	Dvojitě napájený asynchronní generátor (Doubly Fed Induction Machine)
E	Energie (kWh)
EBGL	Electricity balancing guideline
E_h	Energetické ztráty způsobené třením
EIA	Vyhodnocení vlivů na životní prostředí
EU	Evropská unie
FCP	Proces automatické regulace frekvence
FCR	Záloha pro automatickou regulaci frekvence
FVE	Fotovoltaická elektrárna
GIS	Gas-insulated switchgear
h	Referenční výška nad zemí (m)
H	Střední spád (m)
HDO	Hromadné dálkové ovládání

HN	Horní nádrž
CHKO	Chráněná krajinná oblast
IGCC	The International Grid Control Cooperation
IRR	Vnitřní výnosové procento (%)
IUCN	Mezinárodní svaz ochrany přírody
k	Koeficient drsnosti
k_1	Dlouhodobá míra růstu zisků (%)
k_2	Očekávaná míra zhodnocení volných peněžních toků (%)
k_r	Součinitel terénu
L	Délka přivaděče (m)
l_v	Intenzita turbulencí
MARI	Manually Activated Reserves Initiative
mFRP	Manuálně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy
mFRPt	Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy
mFRP	Patnáctiminutová záporná záloha manuálně ovládaného procesu obnovení frekvence a výkonové rovnováhy
mFRP	Patnáctiminutová kladná záloha manuálně ovládaného procesu obnovení frekvence a výkonové rovnováhy
mFRP	Pětiminutová záloha manuálně ovládaného procesu obnovení frekvence a výkonové rovnováhy
mFRP	Pět minutový rezervní výkon pro obnovení frekvence a výkonové rovnováhy
mil	Milion
mld	Miliarda
n	Doba životnosti projektu (rok)
NPV	Čistá současná hodnota (Kč)
OP	Ostrovní provoz
OZE	Obnovitelné zdroje energie
P	Perpetuita (Kč)
PICASSO	The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation
PNE	Podnikové normy energetiky
PpS	Podpůrné služby
PÚR	Politika územního rozvoje
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
Q_{355D}	Průměrný roční průtok ($\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$)
r	Diskontní úroková míra (%)
Re	Reynoldsovo číslo
RR–	Záporná regulační záloha procesu náhrady záloh

RR–	Kladná regulační záloha procesu náhrady záloh
RRP	Proces náhrady záloh
SRUQ	Sekundární regulace
SŘTP	Systém řízení technologických procesů
SV	Smědavský vrch
SWOT	Silné a slabé stránky organizace a příležitosti a hrozby z vnějšího prostředí organizace
SYNCHR.	Synchronní
SyS	Systémové služby
t	Střední měsíční teplota °C
tis	Tisíc
ÚP	Územní plánování
ÚRS	Ústav racionalizace ve stavebnictví
v	Rychlost proudění ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)
V_k	Objem potřebný na výrobu 1 kWh ($\text{m}^3 \cdot \text{kWh}^{-1}$)
V_{hn}	Kapacita horní nádrže (m^3)
VN	Vysoké napětí
V_0	Základní rychlost větru ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)
VTE	Větrná elektrárna
V_{VH}	Měsíční výpar ($\text{mm} \cdot \text{měsíc}^{-1}$)
z_0	Parametr drsnosti terénu (m)
ZÚR	Zásady územního rozvoje
ZVN	Závláště vysoké napětí

Úvod

V rámci dnešní situace na poli energetiky, kdy se stále více využívá obnovitelných zdrojů a je kladen důraz na jejich využívání kvůli ekologii, je nutnost výkonové rezervy, čím dál tím více aktuálnější. Tyto zdroje představují komplikace v rámci našich rozvodných soustav v podobě nestálosti výroby závislé na povětrnostních podmínkách, které musí být soustava schopna zregulovat. Na stabilitu soustavy budou kladeny čím dál tím větší požadavky, a tedy ze strany České republiky, popřípadě ENTSO-E by měl být na danou problematiku kladen velký důraz.

Jako nejjednodušší možnost připadá v úvahu výstavba přečerpávacích vodních elektráren, které jsou prozatím nejlepší možnou volbou v porovnání s dnešními bateriovými uložišti.

PVE Smědavský vrch, byla během prvotních vytipování vhodných lokalit v rámci ČR čtvrtou nejvhodnější lokalitou pro výstavbu PVE na našem území s přijatelnými vlivy na životní prostředí. Výstavba daného díla by mohla přinést potřebnou provozní kapacitu společně s pozitivními dopady na přilehlé obce.

Tato práce se má blíže zabývat možnostmi vybudování dané PVE s ohledem na ekologii a ekonomickou stránku projektu v případě využití dvou rozdílných typů generátorů. Projekt bude vyhodnocen na základě ekonomické analýzy provozu a výstavby celého komplexu se zřetelem kladeným na aktuální situaci na trhu s energií. A měl by přinést prvotní přehled o dané lokalitě pro případné investory.

1 Cíle práce

Celá práce má za úkol zhodnocení vhodnosti vybudování PVE Smědavský vrch. Práce bude rozdělena do pěti částí zpracujících celý návrh projektu.

1.1 Lokalita výstavby

Vytipování lokality, bude zaměřeno na důležité parametry lokality, jako je podloží dané lokality, případné chráněné oblasti a jiné aspekty, které by mohly ukázat pozitivita, či negativa samotné stavby a dopad na krajinu.

1.2 Stavební a technologické řešení

Kapitola bude obsahovat celkovou koncepci díla, počínaje navrženými nádržemi v rámci lokality, volbu turbíny, uspořádání turbíny, generátoru, přiváděčů a celkové uspořádání přečerpávacího soustrojí. Doplněné o následné vyvedení výkonu, kde budou uvedeny možnosti připojení na elektrifikační soustavu a možnosti napájení vlastní spotřeby z již existujících zdrojů.

1.3 Chování PVE při provozu

V rámci provozu se práce bude zabývat hlavními provozní stavy elektrárny z ekonomického hlediska a jaké budou jejich dopady na ekonomickou stránku projektu.

1.4 Ekonomická stránka projektu

Samotná ekonomická část projektu bude obsahovat celkové ekonomické zhodnocení projektu jako takového. Stanovení pořizovacích nákladů stavebních objektů a komponent v rámci využití nové koncepce. Následované výpočtem provozních nákladů a zisků na základě aktuální situace na burze s elektřinou. Výstupem by mělo být stanovení hlavních ekonomických ukazatelů daného díla, doplněné o citlivostní analýzu.

1.5 Zhodnocení projektu

Poslední částí bude zhodnocení projektu, které by mělo nastínit časový plán dalšího postupu doplněné o SWOT analýzu a celková rizika projektu.

2 Lokalita výstavby PVE Smědavský vrch

Kvůli zjištění potenciálu ČR byla vypracována v roce 2010 studie firmou Energotis o energetickém potenciálu země. Tato studie vycházela z původních prací firmy a veřejně dostupných dokumentů, kde bylo nejprve vybráno 55 lokalit, ze kterých bylo vyčleněno 18 nejprůběžnějších pro výstavbu PVE na našem území.

2.1 Umístění přečerpávacích elektráren

Využití potenciální energie vodních toků je úzce spjato s topografickými a geologickými parametry terénu. Ty společně s hydrologickými podmínkami ovlivňují volbu místa pro případnou stavbu přečerpávací vodní elektrárny. Pokud chceme dosáhnout vysoké účinnosti akumulace musíme počítat se základními předpoklady pro lokalitu:

- a) Možnost vybudování co největší horní nádrže a dosažení co největšího užitečného obsahu.
- b) Využití co největšího spádu při co nejmenší délce přivaděče.
- c) Zvolení nejvýhodnějších hlavních parametrů instalovaných strojů (převážně z hlediska průtoků, výkonů, příkonů)
- d) Dopravní přístupnost

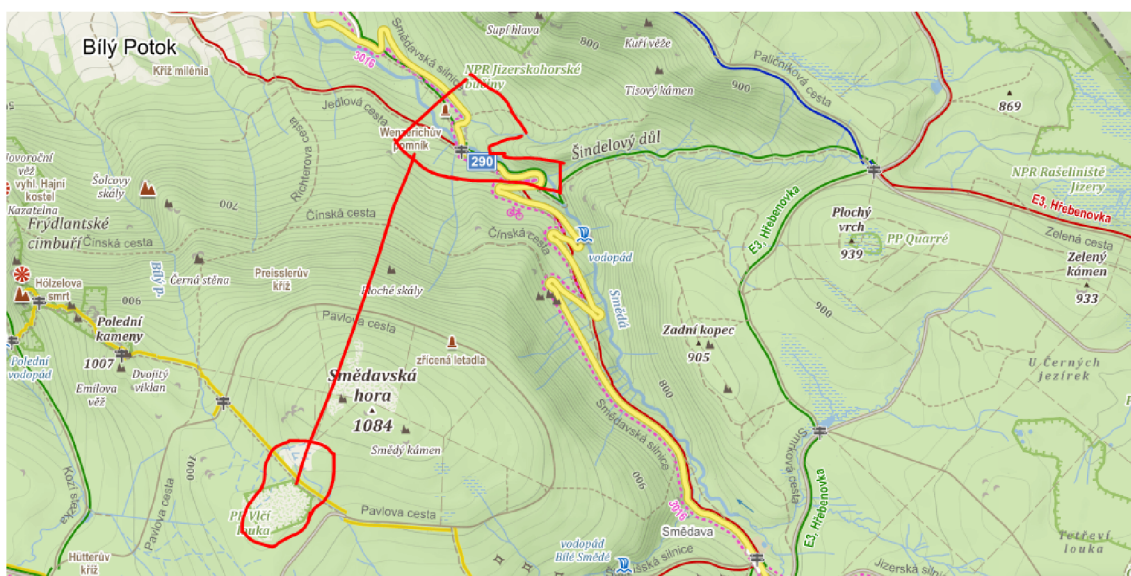
Při samotném návrhu lokality je nejpodstatnější bod a), tedy řešení potřebných akumulačních prostorů s co největším geodetickým rozdílem hladin, a na základě daných dat určit nejkratší vzdálenost mezi nádržemi a zjistit geologické podmínky pro stavbu.

Nejvýhodnější místo pro umístění horní akumulační nádrže, nebude dáno jen nejkratší vzdáleností, ale aby vtokový objekt byl co nejbližší ke svahu, jenž vede k elektrárně. Pokud vyloučíme lokality, kde by bylo nutné využití příliš dlouhého přivaděcího potrubí s mírným sklonem, tak je možné omezit náklady na vyrovnávací komory. Navíc pro omezení nákladů lze využít rozsáhlejších nádrží s nižší hloubkou, pokud daný prostor není limitován.

2.1.1 Zvolená lokalita

Daná lokalita vybraná pro výstavbu přečerpávací elektrárny Smědavský vrch vychází z původních studií firmy Energotis. Zvolené umístění se nachází v Libereckém kraji severovýchodně od Liberce v blízkosti Smědavské hory, ležící v postranním výběžku Hejnického hřebene Jizerských hor.

Oblast se nachází mimo obydlené území, nejbližším obydleným územím je obec Bílý potok, jež se nachází přibližně 1 km od případné dolní hráze. Dolní nádrž by byla napájena řekou Smědá a její konstrukce bude navržena, aby plnila jak funkci energetickou, tak funkci protipovodňovou. Přehradní profil se nachází přibližně ve vzdálenosti 2,6 km od soutoku Hájeného potoka a Smědé, vzdušně zasahuje do vzdálenosti 0,8 km. Horní nádrž by měla být situována na jihozápadní úbočí Smědavské hory ve vzdálenosti 1,8 km od dolní nádrže.



Obr. 2.1: Lokalita nádrží

2.1.2 Protipovodňová ochrana

Toto území je jedním z nejvíce srážkových míst v republice, a navíc se nachází bezprostředně pod Jizerskými horami. Proto můžeme brát povodňové stavy jako reálnou aktuální hrozbu pro tuto lokalitu. Nejrizikovější jsou takzvané bleskové povodně. Tyto situace nastávají převážně po přivalových srážkách v letních měsících, případně po náhlém oteplení a tím způsobeném tání sněhu. Voda se soustředí rychle do vodních toků a naplňuje průtočnou kapacitu koryt a sbírá vše odplavitelné, jež zanáš

průtočné profily a voda zaplavuje přilehlé nemovitosti. Tyto povodně rychle odeznívají (v rámci hodin) a tudíž se není možné na ně příliš připravit a ani je předvídat.

Největší povodňovou aktivitu v novodobé historii území zaznamenalo v roce 2010, kdy bylo odříznuto množství obcí od okolního světa a došlo k velkým ztrátám jak na majetku, tak i na lidských životech. Voda zaplavila 1157 domácností na Frýdlantsku, přímo ve Frýdlantu bylo evakuováno kolem 1000 lidí. V důsledku povodní přišlo o život 5 lidí a celková škoda na majetku byla vyčíslena v kraji na 8,213 mld Kč. V minulosti, již několikrát hrozily povodně v této oblasti, viz tabulky 2.1, 2.2, 2.3.

Tab. 2.1: Nejvyšší vodní stavy na toku Smědá zaznamenané v hlásném profilu kategorie A Předlánce (ř. km 10,60)[7]

Rok	Vodní stav [cm]
2000	267
2001	304
2002	313
2010	328
2011	283

Tab. 2.2: Nejvyšší vodní stavy na toku Smědá zaznamenané v hlásném profilu kategorie A Bílý Potok(ř. km 40,00)[7]

Rok	Vodní stav [cm]
1977	350,269
1978	355
1983	199,189
1995	218
2000	130
2002	215
2010	293

Tab. 2.3: Nejvyšší vodní stavy na toku Smědá zaznamenané v hlásném profilu kategorie A Frýdlant (ř. km 24,70) [7]

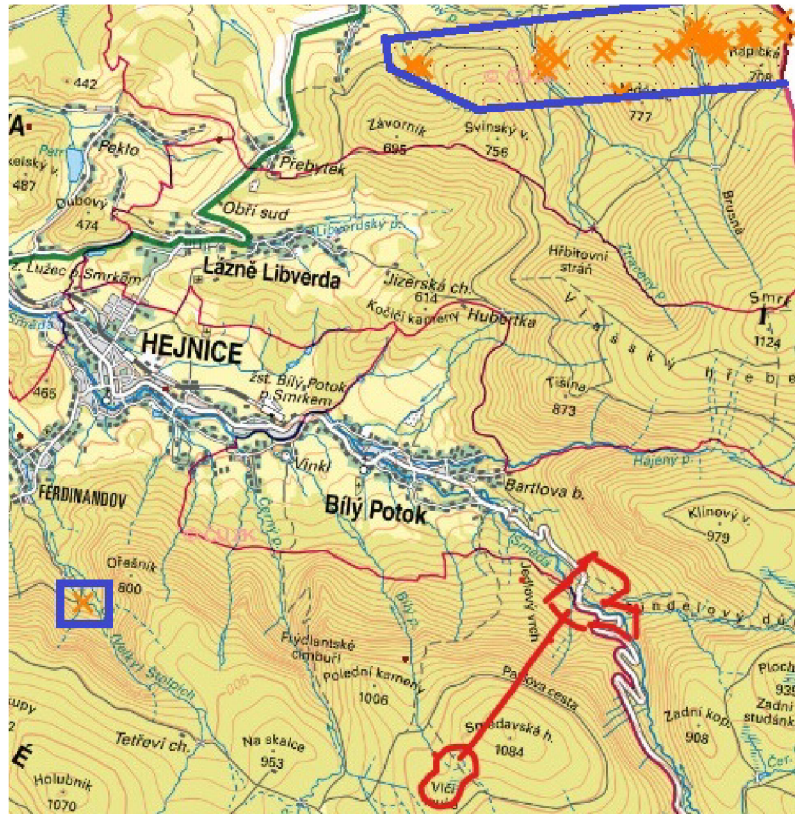
Rok	Vodní stav [cm]
1981	207
1992	186
2002	261
2010	405

Problematika povodní je aktuálním tématem pro obyvatelé v blízkosti toku řeky Smědé. Tento rok již několikrát hrozilo vyhlížení řeky z koryta. Vystavění nádrže by tedy již z tohoto hlediska měla smysl, mohla by zvýšit kapacitu vodních toků, a omezit případné škody způsobené bleskovými povodněmi.

2.1.3 Podloží

V rámci podloží případné stavby se můžeme orientovat pouze dle nejbližšího inženýrsko-geologického vrtu, který je přibližně ve vzdálenosti 5 km. Přímo v okolí Smědavské hory vrty provedeny zatím nebyly a byl by zapotřebí další geologický průzkum. Budeme-li však vycházet ze známých dat, kde do hloubky 0,5 m se nacházela hlína, v rozmezí 0,5 - 7 m sutě s přítomností kamenů a v hloubce 7-8 m se již nacházel granit (žula), tak si můžeme utvořit předběžný obraz o složení podloží. Sama Smědavská hora je tvořena granitovým masivem, v důsledku přívalových deštů v srpnu 2010 došlo ke vzniku dvou blokovobahenních proudů, které směřují do údolního toku říčky Smědé. V důsledku těchto suťových proudů došlo k odhalení horninového masivu, kde je možné sledovat systémy puklin. Musíme tedy počítat s případnými sesuvy.

Dalším faktorem, který je třeba uvažovat jsou důlní díla, která by mohla ohrozit stabilitu stavby. Na zvoleném území se však žádná důlní díla nenachází. Nejbližší záznamy o důlní činnosti jsou jiho-východně od obce Hejnice, kde byla těžena železná ruda do 18 st. a jižně až jiho-východně od Nového Města pod Smrkem, kde se těžily železné rudy, cín-wolframová ruda, měděná ruda a polymetalické rudy viz Obr. 2.2 Mapa důlních děl.



Obr. 2.2: Mapa důlních děl

Z hlediska podloží by tedy žádný problém s výstavbou neměl nastat, však pro zpřesnění by bylo třeba provést detailnější geologický průzkum.

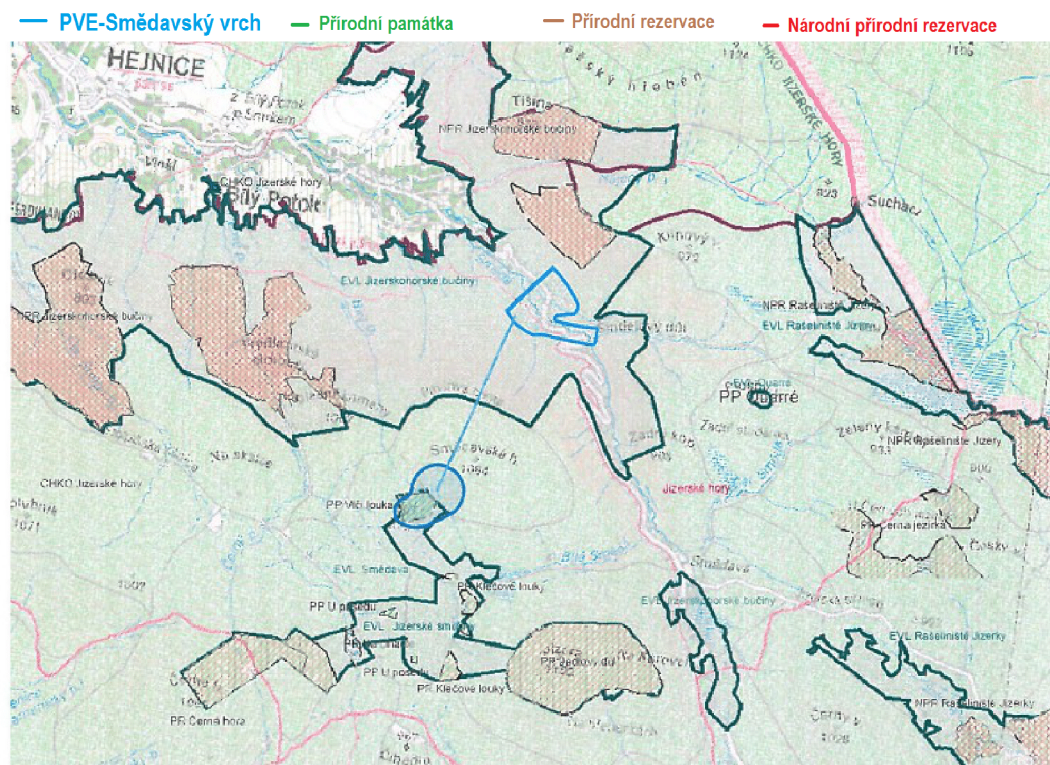
2.1.4 Chráněné krajinné oblasti a vliv na životní prostředí

V rámci dopadů na životní prostředí vycházejme ze studie firmy Energotis. Oblast případné stavby spadá pod Evropsky významnou lokalitu Jizerskohorské bučiny a ptačí oblasti Jizerské hory. Prostor případné horní nádrže navíc spadá pod Evropsky významnou lokalitu Smědava a maloplošně chráněného území Vlčí louka.

Značná část území je chráněna v rámci národní přírodní rezervace Jizerskohorské bučiny, která díky odolnosti buků umožnila dochování unikátního společenstva. Pestrá škála přírodních stanovišť může sloužit jako genová banka pro velké množství lesních dřevin. Velká rozloha skýtá dobré podmínky pro život vzácnějších a náročnějších živočichů. V důsledku ochrany daného území je třeba ponechat vhodné plochy úplně bez zásahu.

Dalším chráněným územím je CHKO Jizerské hory, která je významná hlavně zastoupením množství druhů ptactva chráněné směrnicí EU a druhy z tzv. Červeného seznamu IUCN ohrožených druhů. Opětovné zalesňování a odrůstání smrků má za důsledek ubývání potencionálních tokanišť a vytlačování Tetřívků Obecných blíže ke komunikacím, kde jsou rušeni turisty.

CHKO Smédava je menším komplexem rašelinných a podmáčených smrčín s hodnotným vrchovištěm (rašeliniště vzniklé za speciálních podmínek především v horských oblastech). Poslední z lokalit zasažených stavbou by byla přírodní památka Vlčí louka, který je jedním z nejvýše položených vrchovišť v Jizerských horách, nachází se zde klečové porosty. Rostou zde Rosnatka okrouhlostá, Kyhanka sivolistá, Klikva bahenní, Ostřice chudokvětá a hlavně Šicha černá, která patří mezi kriticky ohrožené rostliny v České republice.



Obr. 2.3: Mapa chráněných oblastí

Nejvíce dotčenou lokalitou případnou stavbou by byla přírodní památka Vlčí louka, která téměř celou svou plochou koresponduje s umístěním horní nádrže. Dle rozmanitosti druhů je lokalita, dle Mezinárodního svazu ochrany přírody kategorie IV. tudíž oblast výskytu druhu, nachází se zde množství druhů málo dotčených rostlin i živočichů ale i kriticky ohrožená Šicha černá.

2.1.5 Vyhodnocení vlivu na životní prostředí EIA (Environmental Impact Assessment)

Zda je vhodné, popřípadě nevhodné umístění stavby si na svém katastrálním území definují přímo jednotlivé kraje, či obce během územně plánovací dokumentace. Přecherčpávací elektrárny patří dle zákona 100/2001 Sb. o posuzování vlivů na životní prostředí do skupiny: Vodní nádrže a jiná zařízení určená k akumulaci vody, nebo dlouhodobé retenci vody, pokud objem akumulované vody dosahuje, nebo přesahuje stanovený limit. To platí do objemu 100 tis.m³ což spadá do kategorie II, kde dochází pouze ke zjišťovacímu řízení, (jehož záměrem je rozhodnout, zda bude podléhat posuzování vlivu na životní prostředí, nebo nikoliv) pokud je limit vyšší 10 mil.m³ spadá již do kategorie I, kde podléhá posuzování vždy a celý projekt je posuzován Ministerstvem životního prostředí.

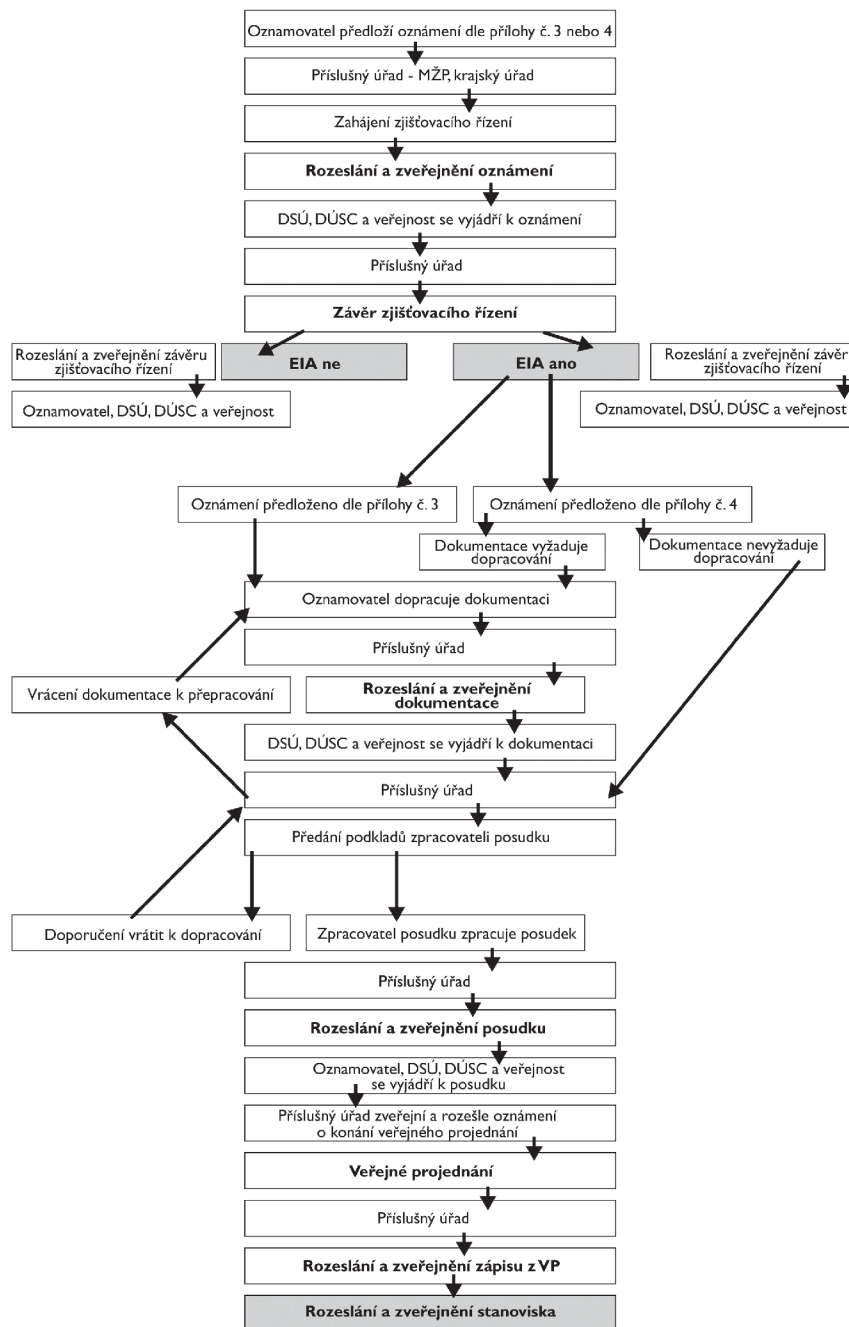
Celý proces schvalování má několik částí viz obrázek 2.4:

- Oznámení - (oznamovatel předkládá oznámení záměru případnému úřadu)
- Zjišťovací řízení - (specifikace nejdůležitějších informací o záměru ve vztahu vlivu na životní prostředí a veřejné zdraví)
- Dokumentace (vypracování a předložení dokumentace EIA pokud to závěry zjišťovacího řízení vyžadují)
- Odborný posudek (průběh a způsob projednání stanovuje vyhláška č. 457/2001 Sb.)
- Veřejné projednání (nařizuje jej příslušný úřad, oznamovatel informuje o jeho záměru a cílech)
- Stanovisko k posouzení vlivů provedení záměru na životní prostředí (finální krok, slouží jako odborný podklad, musí se obnovovat a dokazovat že nedošlo ke změnám záměru)

K územnímu řízení slouží jako podklad biologické hodnocení, jako je tomu v našem případě, kdy zasahuje stavba do ochranného pásma chráněných území, je třeba výjimka ze zásahu do biotopu zvláště chráněného druhu. A také stanovisko o vlivu na evropsky významnou lokalitu Natura 2000. Při výstavbě, je nutné se řídit Stavebním zákonem č.183/2006 Sb. Jelikož vodní tok řeky Smědé bude ovlivněn je nutné respektovat také zákon o vodách č.254/2001 Sb. Právě změny průtoku jsou příčinou střetů provozovatelů a ochránců přírody. Kdy vodoprávní úřad stanoví minimální zůstatkový průtok na základě plánů oblastí povodí a přihlédne ke stavům povrchových a podzemních vod a celkové vodní bilanci.

Průběh procesu EIA

podle zákona 100/2001 Sb.



Zdroj: Ministerstvo životního prostředí

Obr. 2.4: Schéma procesu EIA [6]

Zásadním faktorem je také ovlivnění říční populace, kde může být narušena schopnost migrace. Bez možnosti přesunů může docházet k genetickému ochuzování a rozpadu populace. V rámci naší lokality se pohybujeme v Lipanovém pásmu, typickou rybou je zde Lipan podhorní, Střevle potoční, Jelec proudník, Mřenka mramorovaná, Ouklejška pruhovaná a Mník jednovousý. K umožnění migrace dle zákona je nutnost vybudování rybích přechodů.

V případě stavby přímo na řece Smědě je třeba zaručit minimální sanační průtok, aby nedocházelo k porušení biologické rovnováhy. Uvažujeme-li aktuální data, tak průměrný roční průtok $Q_{355D} = 0,781 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ spadá pod klasifikaci $0,51 - 5,0 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ dle Vodního zákona, má být zaručen alespoň totožný průtok jako je průměrný roční tedy $Q_{355D} = 0,781 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$.

2.1.6 Pozemková držba

V ohledu na aktuální data z katastru nemovitostí se horní nádrž nachází na území lesních pozemků v držbě Lesů České republiky. U dolní nádrže je situace komplikovanější. Velká část oblasti kolem 70 % se nachází opět v držbě Lesů České republiky, v údolí nalezneme silnici II. třídy patřící pod Liberecký kraj, a to konkrétně Krajskou správu silnic Libereckého kraje. Tato silnice by měla být během stavby odkloněna a zatopené úseky znovu vybudovány. Zbytek je rozdělen mezi Povodí Labe a soukromé vlastníky. Vycházíme-li z původního koncepce firmy Energotis, pro celkovou stavbu se doporučuje odkoupení přibližně 53 ha pozemků.

3 Stavební a technologické řešení

3.1 Návrh nádrží

V rámci návrhu nádrží je hlavním aspektem návrhu možnost akumulace energie související s délkou časového období, po kterou je možnost krytí větší spotřeby energie v síti. Akumulaci rozdělujeme na akumulaci denní, týdenní, roční a několikaletou. Samozřejmě čím delší regulace odtoků, tím větší akumulací prostor nádrže. Na našem území jsou lokace velice limitovány možnostmi velikosti hlavně horní nádrže, tudíž se bavíme nejčastěji o denní, popřípadě týdenní akumulaci. Z tohoto důvodu je u přečerpávacích elektráren nutnost co nejefektivnějšího využití, tedy při co největším spádovém rozdílu. Aby každý krychlový metr vody byl využit k výrobě co největšího výkonu. Vycházíme-li z předpokladu že:

$$1 \text{ kWh} = 367,2 \text{ tm}$$

$$E = \frac{V_{hm} \cdot H \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4}{367,2} \quad (3.1)$$

Kde:

- E - energie v kWh
- V_{hm} - kapacita horní nádrže v m^3
- H - střední spád v m
- η_1 - účinnost potrubí
- η_2 - účinnost turbíny
- η_3 - účinnost generátoru na svorkách
- η_4 - účinnost ostatních zařízení a transformace

Tak můžeme za pomoci vztahu určit nutný potřebný obsah na 1 kWh při daném spádu.

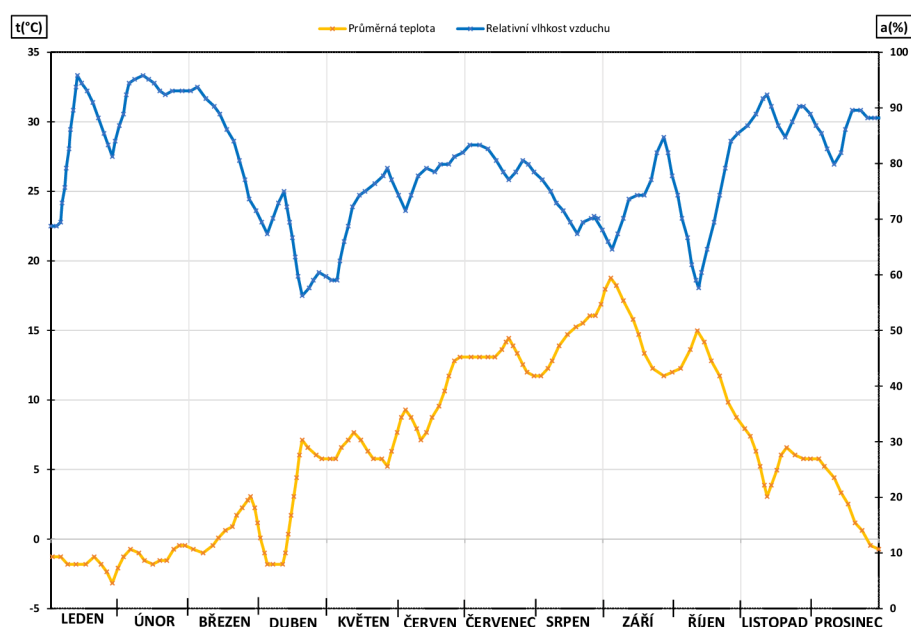
Podklady pro výpočet užitečného akumulacího prostoru jsou diagramy denního zatížení. Na geodetický spád (výškový rozdíl středních vodních stavů v obou nádržích) mají částečný vliv i soustavy použité turbíny.

Obzvláště při budování horních akumulčních nádrží, pokud chceme omezit náklady, je výhodné dát přednost větším plochám při menší hloubce. Toto řešení je však podmíněno přírodními podmínkami a volnou plochou pro výstavbu. V potaz se musí brát i ztráty výparem, které jsou dány vztahem:

$$V_{VH} = 0,00018 \cdot [25 + t^2] \cdot [100 - a] \quad (3.2)$$

- V_{VH} - je měsíční výpar
- t - střední měsíční teplota ve °C
- a - relativní vlhkost vzduchu v %

Pokud budeme uvažovat průměrná data pro lokalitu Smědavské hory za rok 2020 viz. Obrázek 3.1



Obr. 3.1: Průměrné teploty a reletivní vlhkost vzduchu v roce 2020

Pak průměrné výpary pro jednotlivé měsíce budou rovny výsledkům uvedených v tabulce.

Tab. 3.1: Tabulka průměrných výparů pro rok 2020

Průměrný výpar (mm·měsíc ⁻¹)											
Leden	Únor	Březen	Duben	Květen	Červen	Červenec	Srpen	Září	Říjen	Listopad	Prosinec
0,0846	0,03099	0,0724	0,1879	0,3432	0,4611	0,7099	1,1615	1,2402	0,9335	0,1118	0,0806

3.1.1 Technická provedení hrází

Ve většině případů se u nádrží volí lichoběžníkový průřez a využití místních materiálů. Můžeme je rozdělit na 3 základní typy.

1. Zemní nádrže - základní stavební hmotou je zemina
2. Kamenité nádrže - základní stavební hmotou je kámen bez pojiva
3. Balvanité nádrže - zhotovené z velkých kamenů

Zemní nádrže

Samozřejmě hlavní částí zemní nádrže je hráz, můžeme ji rozdělit na tři části, dle jejich účelu.

- Stabilizační část hráže – zajišťuje stabilitu tělesa, je zhotovena ze zeminy s velkou objemovou hmotností, velkým úhlem vnitřního tření, malou stlačitelností a objemovou stálostí
- Těsnící část hráže – zabraňuje proniknutí vody hrází, využitá zemina by měla mít malý koeficient propustnosti. Její těsnění se může provést z jílu, hlíny, betonu, zdiva, železobetonu, oceli, asfaltu, dřeva, či plastických hmot. Nejčastějším materiálem je jíl, jež se zapustí až do nepropustného podloží hráže. Musí být však chráněno před vysycháním a promrznutím. Takové těsnění se snadno přizpůsobuje deformacím, ale lze jej budovat pouze za příznivých podmínek. Betonové těsnění naopak je tvořeno stěnou uprostřed hráže, či deskou na návodním svahu.
- Ochranná část – chrání před účinky vlnobití, vymílání dešťovou vodou po vzdušném svahu, či větrné erozi. K opevnění návodní strany se využítá kamenné dlažby zasazené do betonu, popřípadě v dnešní době se již využívá dlažba betonová. Na opačné vzdušné straně se využívá nejčastěji osázení například křovinami.

Samostatné zemní hráže můžeme rozdělit dle způsobu stavby na:

- Sypané zemní hráže - zemina se těží, dopravuje a ukládá do hráže a následně se upravuje stroji na zemní práce
- Naplavované zemní hráže - zemina se dopravuje naplavováním, v místě hráže se následně usazuje (využití hlinitých písků)
- Homogenní zemní hráže - celá hráz je vybudována ze zeminy, která plní funkci stabilizační i těsnící (směs hlíny, štěrku a písku)
- Nehomogenní zemní hráz - hráz se buduje z různých zemin

V rámci návrhu zemní hráže musí vše vyhovovat výpočtům stability, průsaku vody a požadavku komunikací. Musíme brát v úvahu i případné následky při porušení hráže, kde se řídíme se dle ČSN 73 1208 kde dle velikosti díla určíme třídu významu viz. tabulka Tab 3.2.

Tab. 3.2: Třída následků pro hospodářské objekty [9]

Třída významu	Popis	Příklady vodohospodářských staveb
CC3	Velké následky s ohledem na ztráty lidských životů, nebo velmi významné následky ekonomické, sociální, nebo pro prostředí	Přehrady, funkční objekty sypaných hrází, jezy vyšší než 5 m, hlavní štolové přivaděče pitné vody do aglomerací
CC2	Střední následky s ohledem na ztráty lidských životů, nebo značné následky ekonomické, sociální nebo pro prostředí	Čistírny odpadních vod, úpravní vody, vodojemy, akvadukty, kanalizační stoky a potrubí včetně šachet a čerpacích stanic, vodní elektrárny, jezy nižší než 5 m, plavební objekty
CC1	Malé následky s ohledem na ztráty lidských životů nebo zanedbatelné následky ekonomické, sociální nebo pro prostředí	Nábřežní zdi, požární a jiné obsypané nádrže sportovní a lázeňské bazény, plavební kanály ve výkopu, objekty na odvodňovacích a závlahových stravnách, žumpy, lapoly, nádrže domovních ČOV

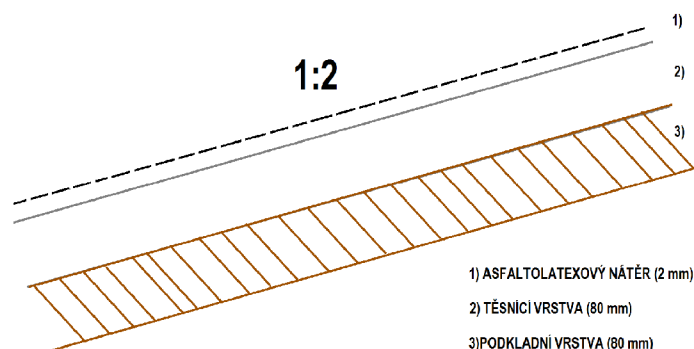
Výška hráze se určuje dle maximální hladiny vody v nádrži, nesmí v žádném případě dojít k přelití vody přes hráz. Proto převýšení přehradu nemá být menší než 2 m. Kvůli případným povětrnostním podmínkám se budují vlnolamy, které případnou nárazovou vlnu rozptýlí. U šířky hráze se navrhuje nejméně 3 m dlouhá. A sklon svahů hráze se obvykle pohybují na návodní straně max 1:3 a na vzdušní 1:2,5.

3.1.2 Kamenité a balvanité nádrže

Budují se buď z volně sypaného nebo rovnaného kamene. Těsnění se provádí z betonu, jílu, oceli, železobetonu, či na bázi asfaltových hmot.

- Betonová a železobetonová těsnění – střední betonová těsnění jsou velice náchylné na deformace hráze a není jej možné opravit. Návodní těsnění je v tomto případě tlusté 0,3 m v koruně hráze (horní plocha hráze) směrem k podloží se tloušťka zvyšuje (u nás 0,5 mm na 1 m). Tento typ způsobil množství problémů na mnoha přehradách.
- Kovová těsnění – používá se kov s dobrými mechanickými vlastnostmi. Kov je ve formě plechových tabulí, které se svařují a každá druhá se kotví k podkladu, tvořeným betonem. Pokud je využit velký sklon na návodní straně, tak jsou plechy vyztuženy žebry.
- Těsnění na bázi asfaltových hmot – u využití asfaltobetonových hmot těsnění dosahují tlouštěk od desítek centimetrů až k půl metru včetně podkladových a připojovacích vrstev. U tohoto těsnění se šířka těsnění nemění.
- Fóliové těsnění – aplikují se jako návodní či vnitřní těsnění, přičemž tato technologie je levná a její použití je rychlé. Avšak je nutné zajistit ochranu před mechanickým poškozením, a proto se využívají u hrází s výškou menší než 40 m.

U těchto nádrží počítáme se sklonu maximálně 1:1,4 na návodní straně a 1:1,6 na vzdušní straně.

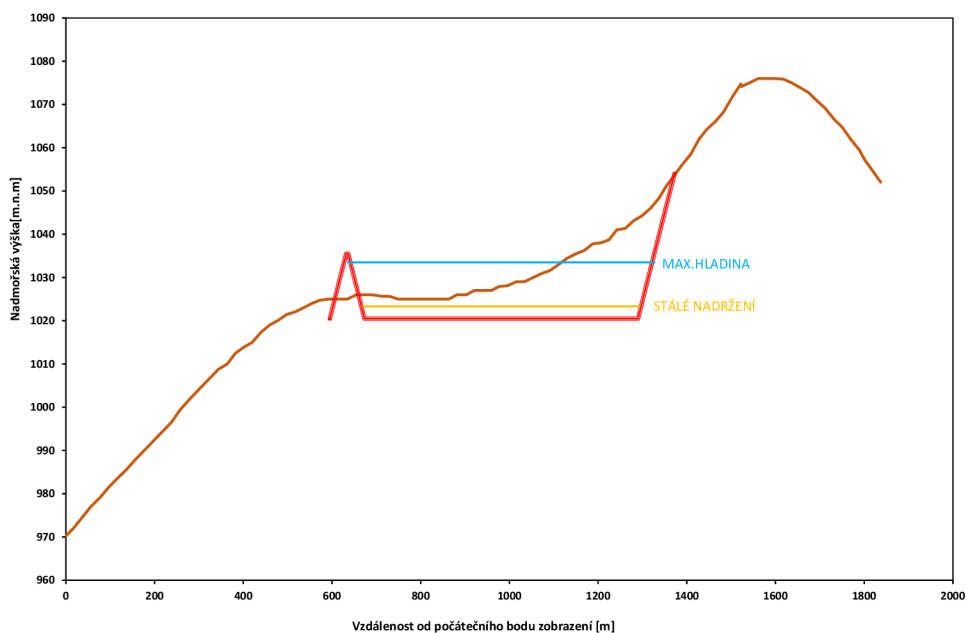


Obr. 3.2: Složení současně používaného asfaltového těsnění

3.1.3 Návrh horní nádrže

Návrh horní nádrže se bude odvíjet od celkového terénu Smědavské hory o výšce 1083,9 m. n. m. Budeme uvažovat prvotní umístění firmy Energotis, kde vhodná konfigurace terénu se nachází na levém úbočí. Potřebný objem horní nádrže by měl vzniknout výlomem a zarovnáním terénu až na 1020,50 m.n.m viz Obr 3.3.

Tím dostaneme celkový objem nádrže $3,44 \text{ mil.m}^3$ s hrubým spádem přibližně 456,9 m. Počítáme s výškou hráze 15 m a šířkou 3,5 m, pro realizaci se počítá s lichoběžníkovým řezem se sklony 1:2. U horní nádrže se počítá s kolísáním hladiny o 12,17 m, kdy z celého objemu bude $3,24 \text{ mil.m}^3$ předpokládaným energetickým objemem. $0,20 \text{ mil.m}^3$ bude hodnota stálého nadržení, pro stavbu by se mělo využít odtěženého materiálu. Smědavská hora je žulovým masivem, proto by tento zásah měl být možný a při daném odtěžení by nemělo docházet k případným sesuvům. Pro zvýšení bezpečnosti se doporučuje umístění ochranných sítí. Násyp dle technologického postupu musí být patřičně zhutněn, podsypné vrstvy hráze budou opatřeny asfaltobetonovým těsněním. V hrázi samotné se počítá s obsazením prvků technicko-bezpečnostního dohledu pro měření deformací násypu, průsaky a základové spáry s dálkovým odečtem. Stejný postup bude využit i u dolní hráze.



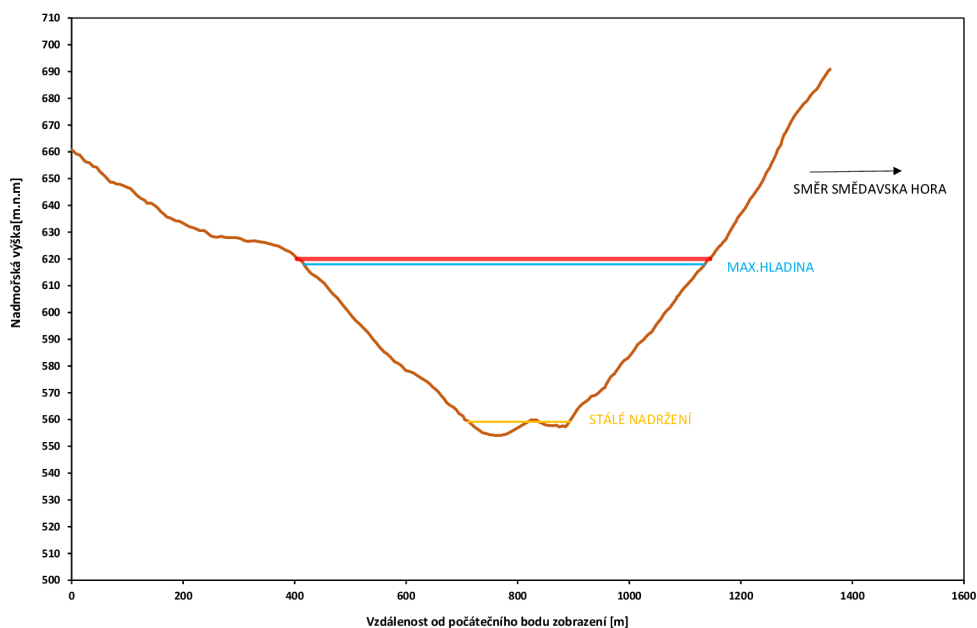
Obr. 3.3: Zobrazení rozvržení horní nádrže

Základní údaje horní hráze a nádrže

• Kóta koruny hráze	1035,50 m.n.m
• Kóta maximální hladiny	1033,50 m.n.m
• Kóta dna nádrže	1020,50 m.n.m
• Kóta hladiny stálého nadržení	1021,33 m.n.m
• Objem stálého nadržení	0,20 mil.m ³
• Předpokládaný energetický objem	3,24 mil.m ³
• Celkový objem nádrže	3,44 mil.m ³
• Předpokládané kolísání hladiny	12,17 m

3.1.4 Návrh dolní nádrže

Pro dolní nádrž se počítá s vystavěním hráze ve vzdálenosti přibližně 2,6 km od soutoku Smědé a Hájeného potoka viz Obr. 2.1. Konstrukce hráze by měla být kamenitá s asfaltobetonovým těsněním. Sklon vzdušné strany má být 1:1,75 a na návodní straně 1:2. Počítá se se šíří koruny hráze 4 m s integrovanou komunikací.



Obr. 3.4: Zobrazení rozvržení dolní nádrže

Základní údaje dolní hráze a nádrže

• Výška hráze nad základovou spárou	70,8 m
• Kóta koruny hráze	620,00 m.n.m
• Kóta maximální hladiny	618,00 m.n.m
• Kóta hladiny stálého nadržení	557,20 m.n.m
• Objem stálého nadržení	0,65 mil.m ³
• Předpokládaný energetický objem	3,24 mil.m ³
• Odpovídající referenční objem	1,36 mil.m ³
• Celkový objem nádrže	5,25 mil.m ³
• Maximální vodní plocha	24,7 ha
• Předpokládané kolísání hladiny	60,8 m

3.1.5 Energetický potenciál nádrží

Pokud vyjdeme z parametrů nádrží, tak maximálního spádu dosáhneme, když horní hráz je zcela napuštěna a spodní nádrž na hodnotě stálého nadržení. A naopak nejnižšího užitečného spádu dosáhneme při maximální hladině dolní nádrže a hodnoty stálého nadržení horní nádrže. To nám dává střední spád o hodnotě $H = 456,9$ m. Uvažujeme-li předběžně reálné účinnosti jednotlivých komponent, kde účinnost po-

trubí je kolem 97,5 %, účinnost turbíny kolem 90,5 %, účinnost generátoru na svorkách 98,5% a účinnost transformátoru 99 %. Celková účinnost tedy vychází 86 %.

Z uvedených hodnot a vzorce 3.1 můžeme vypočítat kolik krychlových metrů vody je třeba na vyrobenou 1 kWh.

$$V_k = \frac{A \cdot 367,2}{H \cdot 0,86} = \frac{1 \cdot 367,2}{456,9 \cdot 0,86} = 0,9345 \frac{\text{m}^3}{\text{kWh}}$$

Při našem energetickém objemu horní nádrže 3,24 mil.m³ skýtá nádrž dle předběžných výpočtů 3,4671 GWh.

3.2 Přivaděče

U dimenzování přivaděčů musíme dbát na jednoduché a spolehlivé provedení, stejně tomu je u návrhu přidruženého zavzdušňovacího potrubí. U přivaděčů, ale musíme brát v potaz i obousměrný provoz, a tudíž dvousměrné proudění vody. Potrubí může být řešeno jak v podobě ocelových tlakových potrubí volně umístěných po povrchu, tak ve formě tlakových šachet i tunelů vytvořených uvnitř skalního masivu.

Hlavní skutečnost, která se musí uvažovat je různá hodnota tlaků při čerpadlovém a turbínovém provozu. U turbínového provozu bude průtok vody zásadně větší než při čerpadlovém, však i čerpadlový provoz může vyvolat jiný průběh tlaku. Zvláště horní část tlakových přivaděčů je na tyto změny citlivá. Při turbínovém provozu je zatížena pouze malým statickým tlakem, naopak při čerpadlovém provozu je vystavena větším tlakovým změnám závislým též na typu použitého čerpadla a na čase zavírání rychlouzávěru. U návrhu musíme brát v úvahu:

- Průběh zvýšení tlaku za úplného odlehčení zatížení, při maximální hladině v akumulární nádrži
- Průběh zvyšování tlaku při úplném odlehčení zatížení, ale při minimální hladině v akumulární nádrži
- Průběh zvýšení tlaku u čerpadlového provozu při poruše v dodávce elektrické energie do motoru akumulárního čerpadla
- Průběh zvýšení tlaku u čerpadlového provozu při uzavření rychlouzávěru vinou poruchy ovládání
- Průběh zvýšení tlaku při čerpadlovém provozu po uzavření rychlouzávěru a za dalšího provozu čerpadla při nulovém průtoku

Dalším rozhodujícím faktorem pro zvolení hospodárného průměru přivaděčů jsou energetické ztráty způsobené třením. Pro jejich výpočet je možné využít vztah:[1]

$$E_h = \lambda \cdot \frac{L \cdot v^2}{2 \cdot g \cdot D} \quad (3.3)$$

kde:

- λ - ztrátový činitel
- L - délka přivaděče v m
- v - rychlost proudění v $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
- D - průměr kruhového přivaděče v m

Ztrátový součinitel je závislý na Reynoldsově čísle Re a poměru průměrné výšky výstupků drsnosti k průměru přivaděče.

Reynoldsovo číslo můžeme vypočítat ze vztahu :

$$Re = \frac{v \cdot D}{\nu} \quad (3.4)$$

Kde ν je kinematická viskozita vody při dané teplotě vody daná vztahem:

$$\nu = \frac{0,00000178}{1 + 0,0337t + 0,00022t^2} \quad (3.5)$$

Pro hodnoty Reynoldsova čísla nižší než 2320 můžeme využít zjednodušeného vzorce:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (3.6)$$

Pro vyšší hodnoty musíme rozlišovat dvě podoblasti:

$$[Re\sqrt{\lambda}] \frac{k}{D} > 200 \quad (3.7)$$

Kde můžeme využít vzorec:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1,14 - 2 \cdot \log \left[\frac{k}{D} \right] \quad (3.8)$$

$$[Re\sqrt{\lambda}] \frac{k}{D} < 200 \quad (3.9)$$

Kde můžeme využít vzorec:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \log \left[\frac{k}{3,71 \cdot D} + \frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} \right] \quad (3.10)$$

kde:

- k - koeficient drsnosti

Musíme uvážit také volbu počtu přivaděčů pro připojení soustrojí, či použít jeden přivaděč pro vícero soustrojí. U rozdělení na více rozvaděčů se samozřejmě vzniklé ztráty třením násobí, a i pořizovací náklady budou vyšší, avšak slibují snadnější regulaci a jednodušší provedení rozdělovacího potrubí a větší bezpečnost.

V našem případě technologické zařízení horní nádrže bude řešeno dvěma vtoky s česlemi s možností zasunutí ocelových hradidel, na které budou připojeny přivaděče. Vysokotlaký přívod bude realizován pomocí dvou ocelových tlakových přivaděčů o průměru 4 m. Jako nejvýhodnější varianta v dané lokalitě bude umístění rozvaděčů v ražených tunelech, což nejméně ovlivní krajinný ráz a ochrání samotné potrubí proti vnějším vlivům. Následně na každou turbínu bude vedeno samostatné potrubí, rozdělení bude řešeno kalhotovým kusem. Horní část ležatého úseku bude v polovině délky, která by měla být 289,3 m rozdělena dvěma komorovými rychlouzávěry, sklon dané části by měl být 9-15,1 %. Hradicí profil o rozměrech 3,25 x 4,0 m bude řešen hydraulickým zvedacím zařízením, který při selhání kulového uzávěru dokáže přivaděče zcela uzavřít. Hydraulika vzhledem k užití oleje musí být opatřena záchytnými jímkami, aby v případě poruchy nedošlo k znečištění. Napájení objektu uzávěrů bude zajištěno z podružného transformátoru, který bude umístěn v objektu.

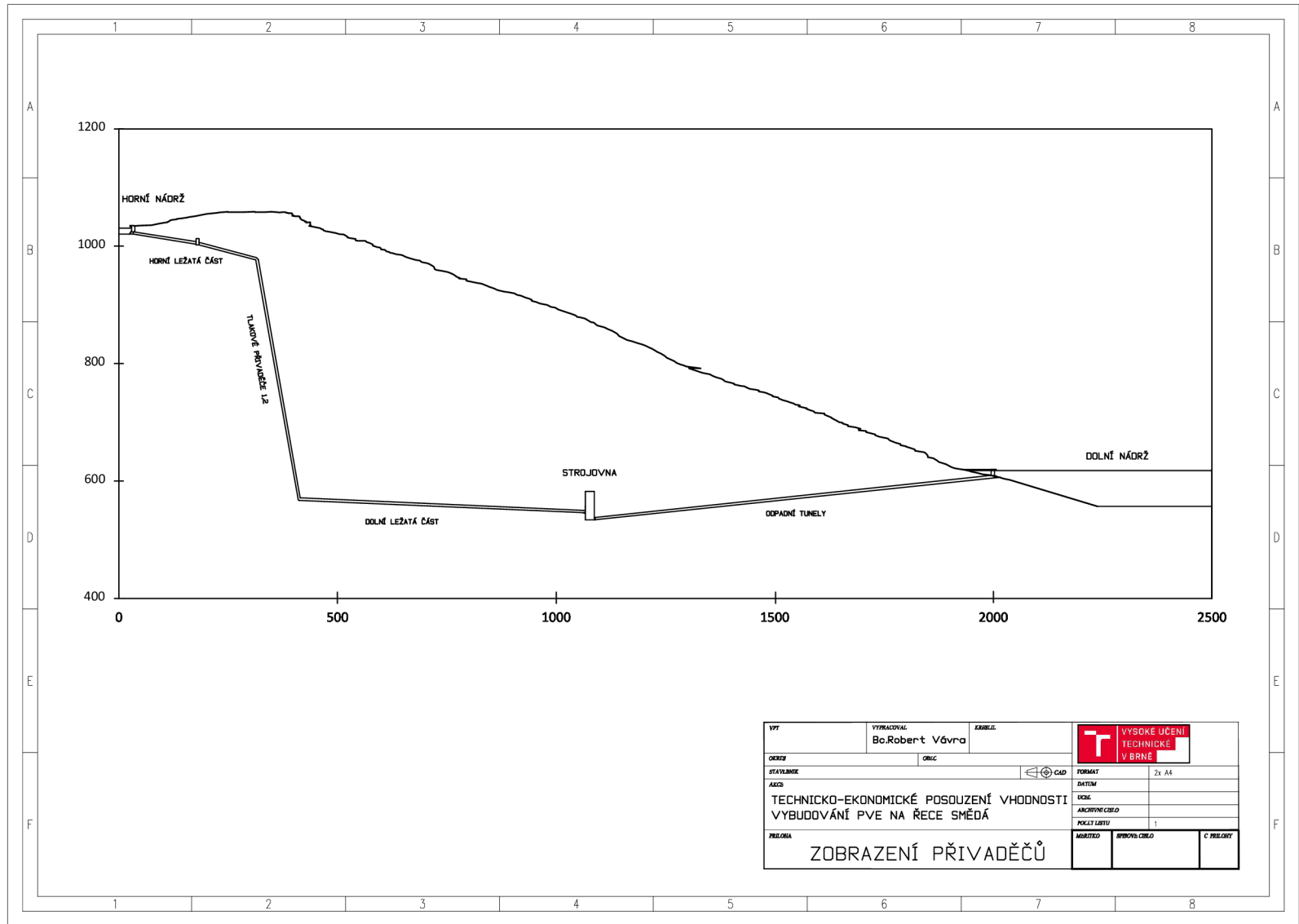
Následuje horní lomové koleno v 991,12 m.n.m klesající pod úhlem 80 % o délce 558,6 m. Ve výšce 596,12 m.n.m je umístěno dolní lomové koleno, na něž je připojena spodní část se sklonem 2,5 % o délce 657,7 m. Od savek turbín povedou čtyři odpadní tunely o průměru 5,2 m a délce 880,4 m.

Celková délka přivaděčů by měla být 1505,6 m. Vzhledem k odlehlosti jednotlivých nádrží a danému spádu není nutné uvažovat vyrovnávací komoru, která by chránila přivaděč před účinky rázů vody při změně odběru. Maximální přepravované množství vody v turbínovém provozu by tak mělo být $75 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$.

3.2.1 Uzavírací orgány přivaděčů

U vtoku do tlakových přivaděčů se počítá s volbou tabulových uzávěrů. Před turbínami se jako nejvhodnější možnost ukazují kulové uzávěry, které slouží zároveň jako automatické uzavíratelné orgány při poruše, aby se zabránilo zpětnému roztáčení čerpadel. Otevírání bude řešeno hydraulicky za pomoci hydromotoru. Výhodou dané aplikace jsou pouze minimální tlakové ztráty při úplném otevření. Což je však na úkor jeho velikosti.

Obr. 3.5: Zobrazení uspořádání přivaděčů



3.3 Servisní tunely

V rámci výlomů je třeba brát vedle samotné budovy strojovny, i výlom přístupového tunelu, komunikačního tunelu, kabelové štoly, spojovacího tunelu přivaděčů a větrací štoly.

Přístupový tunel

Tunel o délce přibližně 670 m, podkovovitého profilu, bude sloužit k přístupu do oblasti odpadních tunelů.

Komunikační tunel

Komunikační tunel o délce 305 m bude zpřístupňovat podzemí ve fázi výstavby a umožňovat transport technologického zařízení. Následně, již v době provozu bude umožňovat přístup obsluhy do podzemí. Bude ražen jako jeden z prvních podzemních děl s zaústěním na podlaží strojovny elektrárny.

Kabelová štola

Kabelová štola bude sloužit k vyvedení výkonu z podzemní komory transformátorů. Předpokládá se její délka přibližně 350 m od vrcholu klenby komory transformátorů. Bude umožňovat spojení suchými kabely s vývodovým polem.

Spojovací tunel přivaděčů

Bude zpřístupňovat prostor přivaděčů před kavernou a umožní dopravu do dolní ležaté části přivaděčů.

Větrací štola

Větrací štola bude zajišťovat větrání podzemí při výstavbě i provozu a její definitivní podoba bude vytvořena dle jednotlivých podzemních objektů.

Všechny tunely budou zásadními součástmi celé výstavby. Přesná délka jednotlivých tunelů se bude odvíjet od samotné ražby jednotlivých podzemních struktur.

3.4 Koncepce strojovny

3.4.1 Motogenerátory

U návrhu strojovny budeme vycházet z prvotních dat firmy Energotis, dle kterých by se měla strojovna nacházet na levém břehu nádrže v podzemní kaverně. Zásadním faktorem bude zvolené strojní uspořádání. Horizontální uspořádání slibuje větší přehlednost, hodí se pro menší rozdíly stavu hladiny dolní nádrže, naopak vertikální uspořádání se používá pro větší rozdíly a spády. V našem případě připadá v úvahu využití vertikálního uložení komponent v objektu strojovny. Celá strojovna by měla být osazena čtyřmi soustrojími, dle původní koncepce identickými.

V rámci aktuálního návrhu se uvažuje uspořádání opět čtyř strojové, však dvě soustrojí budou realizována dvojitě napájenými asynchronními stroji (DFIG) a u zbylých dvou se bude jednat o synchronní turbosoustroj z původní koncepce. Všechna soustrojí by měla být o výkonu 155 MW s Francisovou reverzní turbínou, pro umožnění reverzního chodu. Daná turbína bude optimalizována pro danou lokalitu a daný spád, jako materiál bude využita nerez ocel. Konstrukční řešení bude umožňovat vynechtání oběžného kola demontáží mezihřídele a horního víka turbíny bez demontáže generátoru. U motogenerátorů se počítá s deseti póly, maximálním činným výkonem 150 MW, zdánlivým výkonem 176 MVA a přímým spojením s Francisovou reverzní turbínou.

U soustrojí DFIG bude stator řešen stejně jako u synchronních generátorů, ale rotor bude hladký tvořen transformátorovými plechy. Třífázové vinutí bude uloženo ve vybroušených drážkách, se zřetelem kladeným na odstředivou sílu na něj působící, proto budou konce vinutí zpevněny páskou z nerez oceli. Pro vodivé spojení s rotorem bude použito sběracích kartáčů a kroužků, které budou chlazeny vzduchem, chlazení bude zastávat i funkci odvodu uhlíkového prachu.

Stator stroje bude připojen přímo na síť a rotor bude připojen za pomoci obousměrného frekvenčního měniče, díky němuž bude možno měnit frekvenci a velikost napětí buzení, čímž bude řízen skluz stroje a získáme větší variabilitu v rámci provozních rychlostí. Stroje počítají s vyčleněným prostorem 48 x 22,5 x 21 m na soustrojí, přičemž u soustrojí DFIG se uvažuje zvýšení délky stroje o přibližně metr. Kvůli čemuž budou muset být upraveny přivaděče. Před turbínami bude umístěn kulový uzávěr, opatřený hydraulickým agregátem sloužícím k výrobě tlakového oleje pro ovládací servomotory uzávěru. V rámci strojovny bude vyčleněn montážní prostor o rozměrech 48 x 28 x 21 m, kde bude umístěna revizní jáma a dílny viz Obrázek 3.5.

Chlazení bude realizováno cirkulačním vzduchovým chlazením v uzavřeném okruhu s opětovným chlazením vodou, což nám umožní regulaci teploty chladícího vzduchu a omezí vliv namáhání izolačního materiálu. Rozběh synchronních soustrojí do čerpadlového chodu bude realizován za pomoci frekvenčního měniče připojeného přes reaktor s jmenovitým příkonem asi 25 MVA. U DFIG soustrojí se počítá s dimenzováním na částečný výkon stroje, běžně se objevuje varianta s dimenzováním na 30 % výkonu nebo nižším. V našem případě by mělo stačit dimenzování nepřímého frekvenčního měniče na 12 % výkonu tedy 25 MVA [13]. Motogenerátory budou vybaveny soustavou elektrických a mechanických ochranných v souvislosti s možným chvěním soustrojí bude soustava opatřena vibračním diagnostickým systémem. Důležitými součástmi soustrojí jsou závěsná a vodící ložiska, na něž je kladeno jak provozní zatížení, tak i požadavek reverzního chodu. Pro manipulaci s těžkou technikou budou v hale umístěny dva mostové jeřáby se společnou nosností vyšší, než budou nejtěžší komponenty.

Na podlaží turbín bude umístěn hydraulický regulační agregát a zařízení pro garanční a provozní měření. V nejnižším podlaží strojovny budou umístěna čerpadla prvního plnění, čerpadla pro čerpání prosáklé vody a čištění zaolejovaných vod. Vzduchotechnika a klimatizace bude umístěna v horní části strojovny pro nucené větrání a odvod tepla.

3.4.2 Vyvedení výkonu

Vývody motogenerátorů budou realizovány zapouzďenými vodiči o průměru 1 m, opatřené měřícími transformátory proudu a napětí vzhledem k vysoké zkratové odolnosti a zamezení ovlivňování okolí. Z každého generátoru budou vycházet tři zapouzďené vodiče, šachtou do horních pater do generátorové rozvodny 15,75 kV za pomoci T-kusů se trasa vodičů bude rozdělovat na odbočku k zapouzďenému odpojovači, druhá linie se přes dva rezervní odpojovače dostává k trojpólovému výkonovému vypínači. Jmenovité napětí daných prvků bude na hladině generátoru 15,75 kV s maximálním provozním napětím 25 kV. Provedení výkonových vypínačů bude navrženo na jmenovitý proud 10 kA a zkratový proud 63 kA.

Součástí podzemního komplexu bude i umístění blokových transformátorů, společně s chlazením ztrátového tepla transformátorů, které bude realizováno vodními chladícími oleji. V důsledku olejového chlazení budou umístěny v jednotlivých kobkách pod každým transformátorem olejové jímky, dimenzované na kompletní objem oleje daného transformátoru.

Následné propojení s komorou transformátorů bude realizováno zapouzdřenými vodiči umístěnými ve dvou spojovacích tunelech. Vestavba by měla mít rozměry 107,5 x 15 x 18 m a měla by být řešena ocelovou konstrukcí s obezdívkou ze stříkaného betonu. Komora bude umístěna souběžně se strojovnou ve vzdálenosti 20 m. Bude obsahovat šest jednofázových trojvinutových transformátorů (dvě vinutí pro napětí generátoru a jedno 400 kV). VN strana bude zapojena do trojúhelníku zapouzdřenými vodiči, na ZVN straně bude zapojení do hvězdy a výkon vyveden šesti jednofázovými kabely s hliníkovým jádrem 630 mm². V komoře transformátorů budou dále obsaženy jednotky klimatizace větrání a hašení CO₂.

Pro vyvedení výkonu z elektrárny bude sloužit zapouzdřená rozvodna 400 kV vzhledem ke kompaktnějším rozměrům a menšímu ovlivnění rázu krajiny. Bude uložena v samostatné budově o rozměrech 30 x 15 x 12 m. Z ní bude výkon vyveden na venkovní vedení 400 kV, kde bude končit přírodní venkovní vedení.

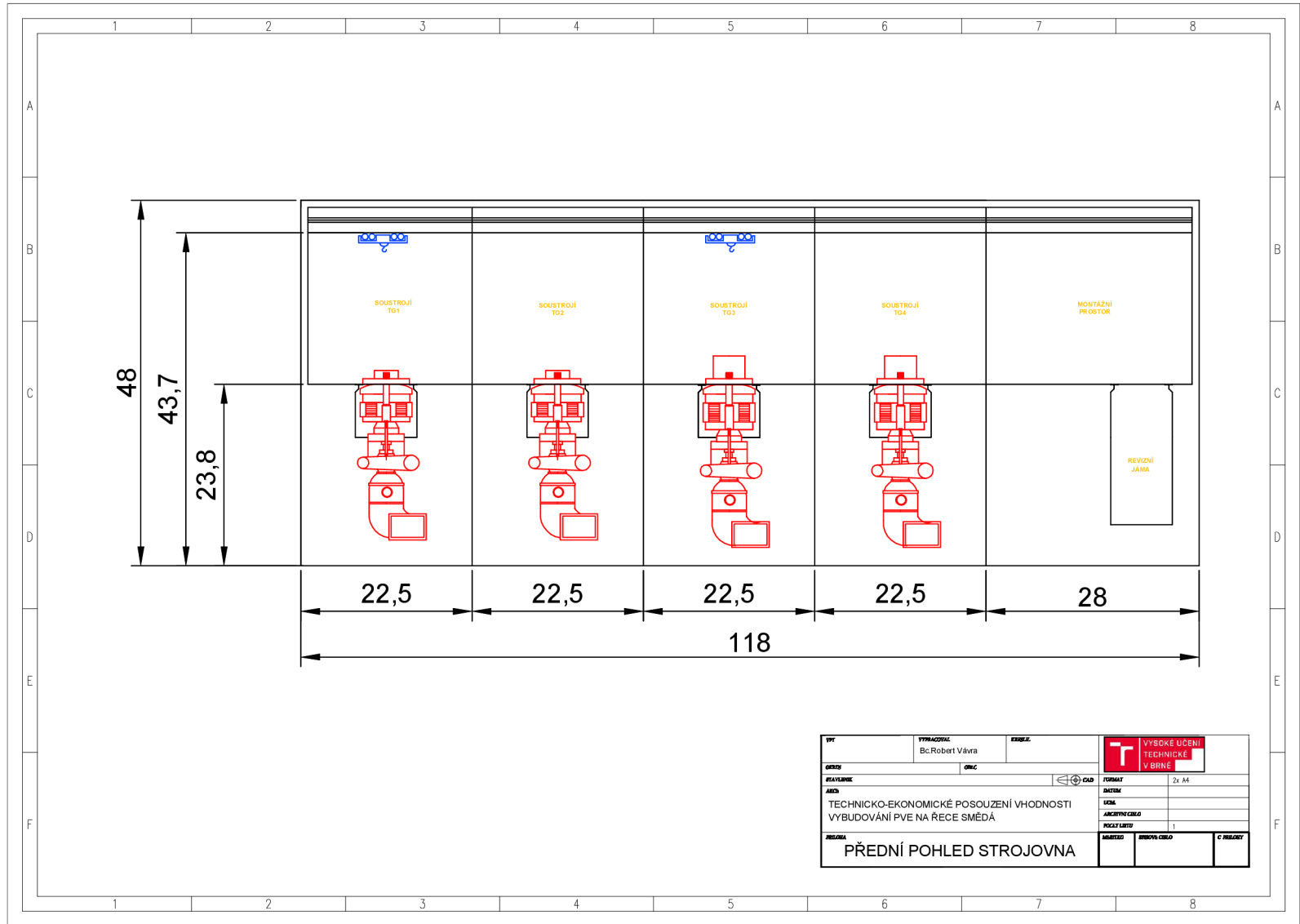
3.4.3 Havarijní řešení a řízení

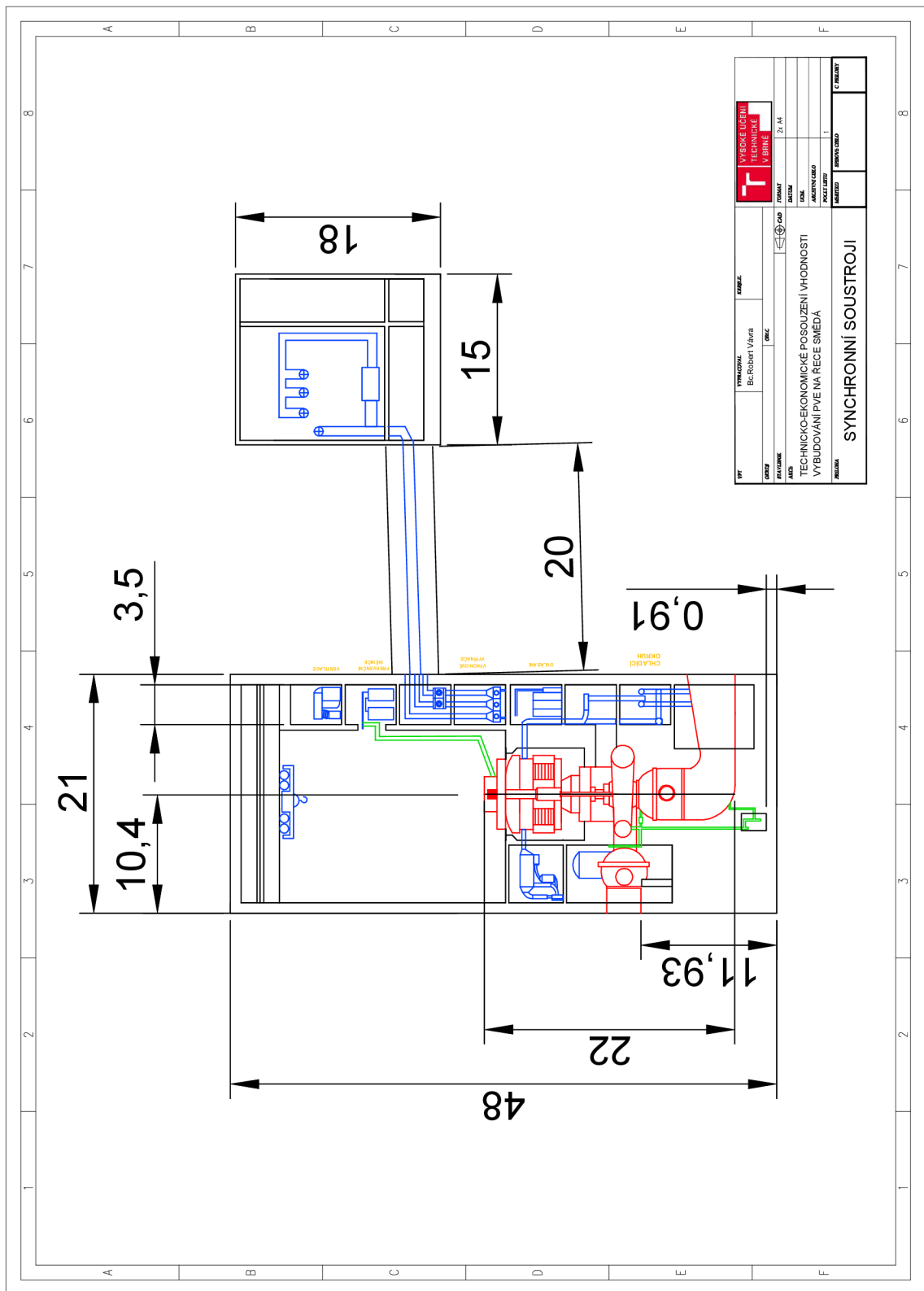
Jako záložní vedení bude sloužit vedení 22 kV, které bude spojit lokalitu s nejbližší rozvodnou distribuční sítí. Toto vedení bude napájet provozní spotřebu objektu v případě výpadku. Dané vedení by mělo být řešeno až v rámci následné projektové fáze.

Kdyby došlo ke kompletního výpadku napájení bude instalován dieselagregát o výkonu 400 kVA, který bude pokrývat vlastní spotřebu nutnou pro provoz jednoho stroje v případě "Black startu".

Řízení technologických procesů bude uzpůsobeno k plně automatickému řízení z ústředního dispečinku i ručnímu řízení z velínu, popřípadě dozorny ve strojovně. Zásahy obsluhy by však měli být pouze výjimečně v případě, kdy by došlo k selhání dálkového řízení, popřípadě když by hrozily škody nebo ohrožení. Ochrany v rámci systému budou zdvojené a v celém systému bude kladen požadavek na co nejvyšší spolehlivost.

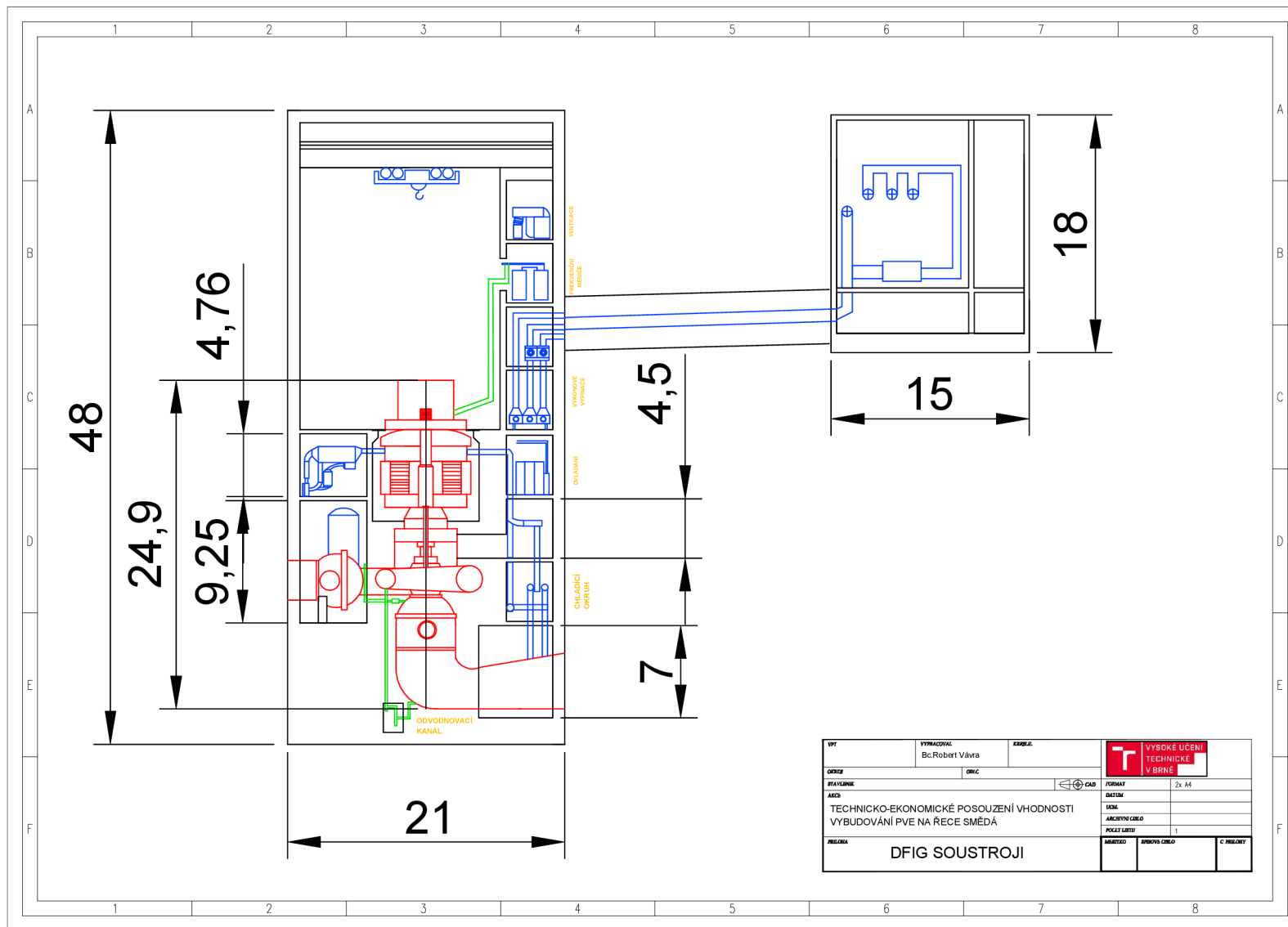
Obr. 3.6: Přední pohled strojovny



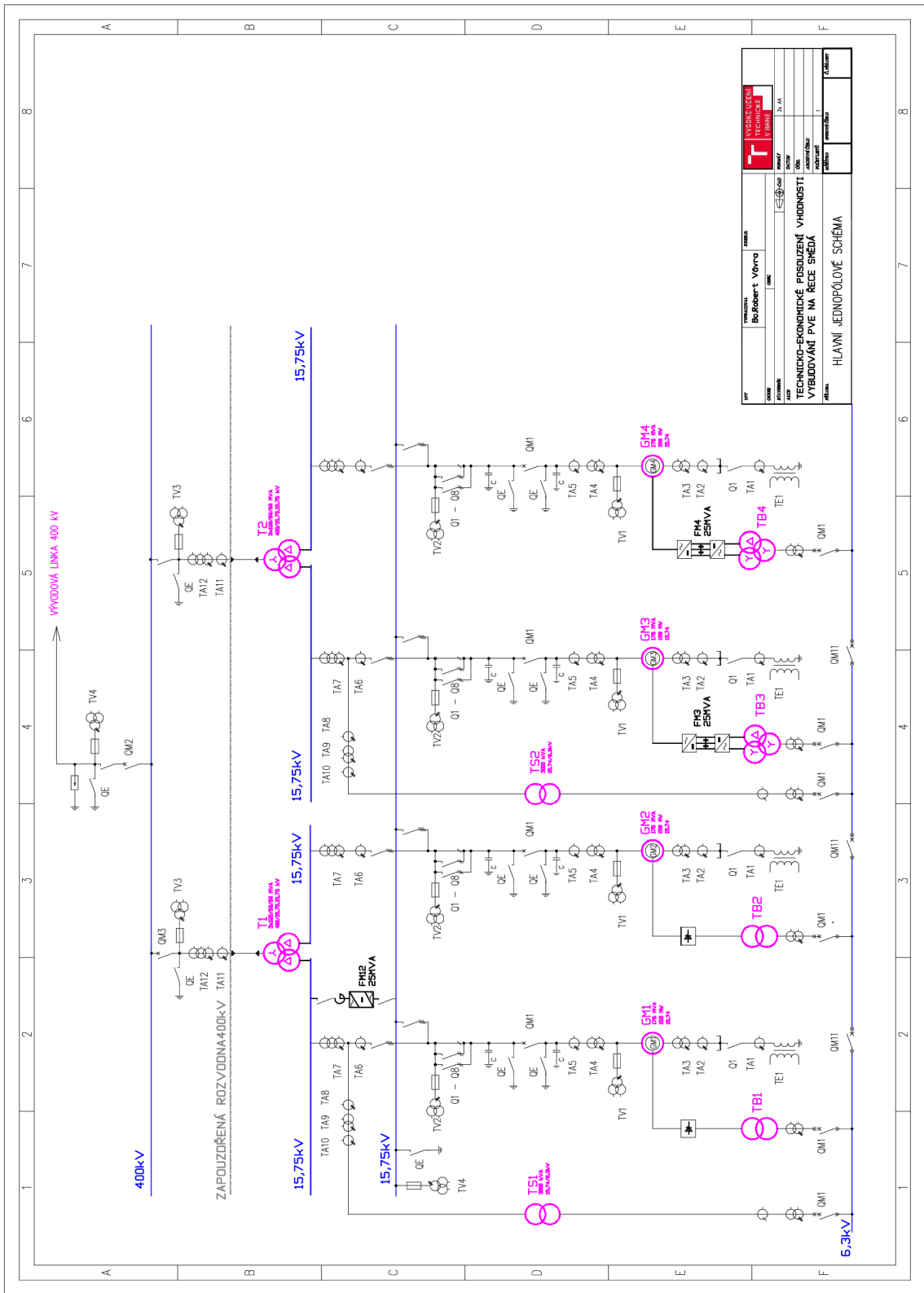


Obr. 3.7: Uspořádaní synchronních soustrojí

Obr. 3.8: Uspořádání DFIG



VYT	VYPRACOVAL	KRABEČKA	
	Bc.Robert Vávra		
OBJEKT	ORIG		
STAVBY		FORMÁT	A4
AKCÍ		DATA	21. 11. 2014
TECHNICKO-EKONOMICKÉ POSOUZENÍ VHODNOSTI VYBUDOVÁNÍ PVE NA ŘECE SMĚDÁ			LOKALITA
			ARCHIVNÍ ČÍSLO
			POČET LISTŮ
NÁZEV			Č. PRÁKŮ
DFIG SOUSTROJI			



Obr. 3.9: Jednopolové schéma zapojení

3.5 Výhody konfigurace DFIG

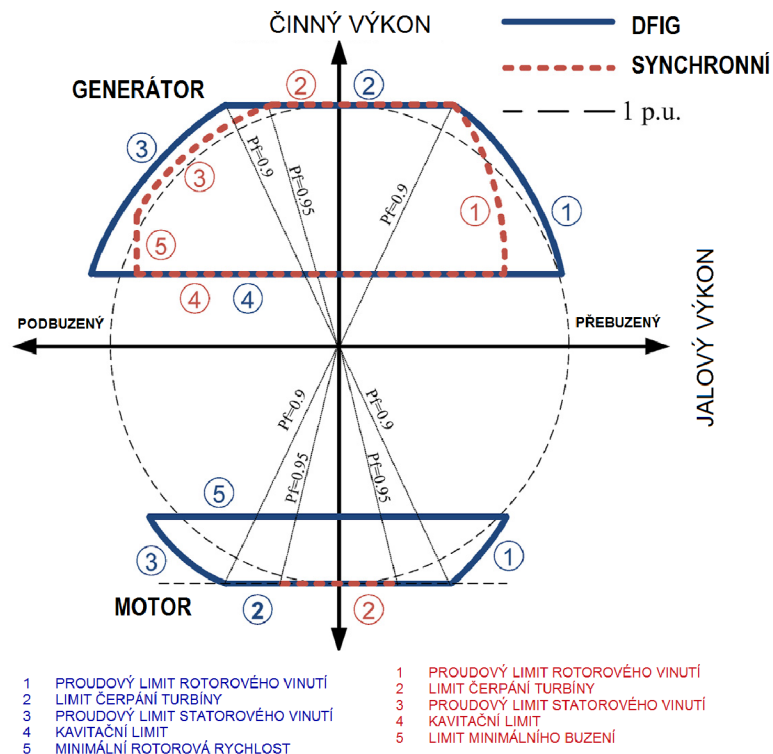
Popis samotného soustrojí byl již obsažen v rámci kapitoly Koncepce stroje. Funkcionalita daného soustrojí je od synchronního motoru odlišná v chování interního magnetického pole. U synchronního generátoru externí zdroj energie roztáčí rotor a jeho statické magnetické pole. Dochází tedy ke změně magnetického toku, což indukuje elektrickou energii ve statorovém vinutí. V případě synchronního generátoru je rychlost otáčení rotoru stejná jako synchronní rychlost generátoru. U soustrojí DFIG není však pole rotoru statické kvůli vytváření střídavým proudem. Pole statoru se tedy bude otáčet rychlostí, která bude úměrná jak rychlosti otáčení rotoru, tak frekvenci budícího proudu procházejícího rotorovým vinutím.

Vzhledem k nové koncepci využívající DFIG technologii, můžeme u daných dvou soustrojí počítat s větší variabilitou regulace jak v generátorickém, tak čerpadlovém režimu. Což je patrné z tabulky Tab. 3.3, dle Japonských studií vládní agentury Japan International Cooperation Agency, kde se dvojitě napájené asynchronní generátory již delší dobu využívají. Možnost ekonomicky výhodné regulace se v generátorickém režimu zvýší přibližně o 20 % a v čerpadlovém režimu, kde u synchronního generátoru není možnost žádné regulace získáme variabilitu v rozmezí (70-100) % výkonu soustrojí, což může být využito v rámci regulování kladné odchylky v síti.

Tab. 3.3: Porovnání DFIG ku klasické PVE [14]

	Klasická PVE	DFIG	Poznámka
Objem přehrady	Téměř stejný		DFIG je schopna využít nižší výšku hladiny
Velikost stroje	100%	105%	DFIG potřebuje více prostoru pro rotor a buzení
Cena turbíny a generátoru	100%	140%	Přídavné náklady za soustrojí a buzení
Účinnost turbíny	100%	0,5% nárůst při částečném zatížení až 2,5%	DFIG může pracovat při různých rychlostech pro zvýšení účinnosti
Provozní limity ekonomického využití při turbínovém provozu	50-100%	30-100%	Upravení charakteristiky turbíny může zvýšit provozní rozpětí
Provozní limity ekonomického využití při čerpadlovém provozu	100%	70-100%	Příkon se může měnit v závislosti na otáčkách
Doba odezvy při klasických operacích	0-100%/60 s	0-100%/60 s	Žávisí na charakteristice turbíny
Doba odezvy při přechodných stavech	Nemožné	20MW/0,1 s	Rychlé ovládní konverzí rotační energie na elektrickou

Navíc dané soustrojí je schopno rychlé odezvy na změny v síti v porovnání s klasickou PVE, u které při zvýšení průtoku přivaděče v prvotním okamžiku dojde k poklesu výkonu v důsledku setrvačnosti a následně až zvýšení výkonu. U DFIG můžeme počítat téměř s okamžitou odezvou, díky systému buzení, který dovoluje soustrojí zrychlit nebo zpomalit v řádu milisekund díky injektáži, popřípadě absorpci energie. V případě zvýšení výkonu dojde ke zpomalení rotoru, díky absorpci energie. Dostaneme se na požadovanou hodnotu a následně zareaguje řízení turbíny a rotor opět zrychlí.



Obr. 3.10: Porovnání provozních limitů klasické PVE ku GFIG [15]

Celková účinnost daného soustrojí vzhledem ke konvenčním PVE, kde je možné dosáhnout nejlepší účinnosti pouze v turbínovém nebo čerpadlovém režimu, je vyšší důsledkem regulace otáček, kdy můžeme docílit přizpůsobením rychlosti co nejlepší účinnosti. Při maximální zátěži se účinnost generátoru zvýší přibližně o 0,5%, ale v rámci částečného zatížení se můžeme pohybovat až okolo 2,5%. V dalších výpočtech ekonomické návratnosti projektu budeme počítat se zvýšením o 0,5%. Uvažujeme tedy maximální účinnost generátoru 99 %. Při jiném než jmenovitém provozu, kdy účinnost synchronního generátoru bude nižší, můžeme správnou optimalizací docílit rozdílu v účinnosti až 2,5 %. Celková schopnost využití horní nádrže bude u dané koncepce vyšší.

Tato regulace navíc může být atraktivní i v ohledu na budoucí energetickou koncepci, kdy počítáme s budoucím rozvojem soustavy ČR. Můžeme vycházet ze státní energetické koncepce, dle které se v roce 2040 počítá se zaměřením na jádro a OZE, k danému roku má mít OZE podíl na hrubé spotřebě přibližně 21 %, můžeme také předpokládat rozvoj elektrizace osobní přepravy, což skýtá potřebu dostatečných rezerv elektrické energie a regulačních výkonů. Přičemž má být zajištěna výkonová přiměřenost v rozsahu -5 až +15 % maximálního zatížení.

Dalším pozitivním důsledkem využití DFIG je frekvenční stabilita. DFIG také snižuje pravděpodobnost výskytu vibrací díky menšímu rozmezí zakázaného pásma v důsledku možné úpravy otáček a rotorové frekvence. Vibrace bývají způsobeny špatným vstupním a výstupním úhlem proudu vody a tím i zamezuje opotřebení samotného soustrojí.

Tyto výhody jsou však vykoupeny vyšší pořizovací cenou o přibližně 40 %, potřebou více místa na daná soustrojí a celkově nákladnější údržbou a řízením.

4 Připojení na síť

Jelikož zřizujeme novou výrobu, jsou nutné konzultace s provozovatelem přenosové soustavy. Z této strany mohou být požadovány změny a doplnění na budovaném zařízení, pokud by mohlo dojít k zpětnému ovlivnění soustavy.

Důležitým místem je tzv. předávací místo, kde je nainstalováno měření výkonové bilance a musí zde být dodrženy kvalitativní parametry elektrické energie dle normy ČSN EN 50160 ed.3. Dle požadavků provozovatele sítě, zde musí být zajištěna možnost spolehlivého odpojení, s zajištěním proti neoprávněné manipulaci.

Nová výroba bude připojena na napěťovou hladinu 400 kV, proto bude nutné zpracování studie připojitelnosti, k čemuž je třeba předat potřebné parametry připojených transformátorů, střídačů, generátorů a činitel flikru. Na základě daných parametrů následně poskytne provozovatel přenosové soustavy kapacitu v soustavě. V rámci žádosti bude potřeba doložit:

- Souhlas vlastníků nemovitostí dotčených stavbou
- Souhlas obce a příslušného stavebního úřadu
- Požadovanou hodnotu rezervního výkonu

V rámci studie připojitelnosti je nutno brát technické posouzení s ohledem na :

- Napěťové poměry posuzovaných uzlů při maximálním i minimálním zatížení
- Zatížitelnost prvků sítě
- Dodržení mezí zpětných vlivů (změny napětí, flikru, útlumu HDO)

Podklady potřebné pro její vytvoření obsahují:

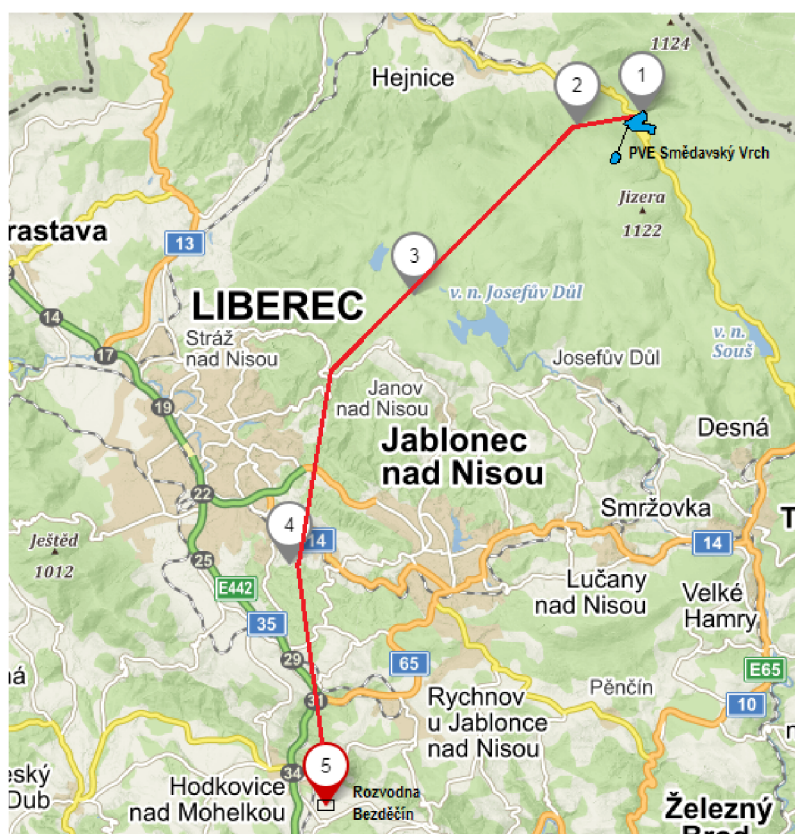
- Zkratový výkon v napájecí rozvodně (v našem případě Bezděčín)
- Stávající a výhledové hodnoty zatížení v soustavě
- Parametry transformátoru
- Stávající a výhledový stav HDO
- Možné provozní stavy (zapojení a zapojení při náhradních dodávkách)
- Parametry vedení k místu připojení (délka, typ, průřez)

Celý návrh musí dosáhnout co nejmenšího zpětného ovlivnění přenosové soustavy. Nejožehavějším problémem je dodržení tolerancí v předávacím místě ve všech provozních stavech sítě a generátoru, dalšími problémy může být flikr, proudy vyšších harmonických, ovlivnění HDO, popřípadě kompenzace jalové energie. Je třeba vycházet z podmínky dodržení účinnosti v předávacím místě v celém rozsahu výkonu v rozmezí $\cos\varphi$.

4.1 Volba trasy připojení

Prvním krokem návrhu nové trasy je její umístění. Zde platí několik zásadních pravidel. Uvažované vedení musí být nutně vedeno mimo zastavěné zóny v důsledku bezpečnosti a případných negativních vlivů na osoby. Dalším faktorem je volba, pokud možno co nejkratší a nejpřímější trasy, v důsledku nákladů. Na náklady má zásadní vliv množství použitých kotevních stožárů a co nejmenší úhly lomu trasy.

Nejbližší rozvodna je Bezděčín, pokud tedy budeme vycházet z prvotních předpokladů tak dostaneme trasu viz. Obrázek 4.1:



Obr. 4.1: Nejkratší možná trasa

V rámci návrhu, však musíme uvažovat ještě i jiné faktory jako je:

- Křížení jiných vedení přenosové a distribuční soustavy
- Křížení silnic, dálnic, železniční doprava, vodní toky
- Telekomunikace, sdělovací sítě
- Plynovody, vodovody, ropovody a jiné
- CHKO, oblasti Natura 2000, přírodní rezervace, biokoridory
- Blízkost letišť

Pokud uvážíme všechny tyto faktory, tak výsledná trasa by měla vycházet na celkovou délku přibližně 48 km a vést severozápadně od Liberce viz Obrázek 4.2 :



Obr. 4.2: Navržená trasa přípoje

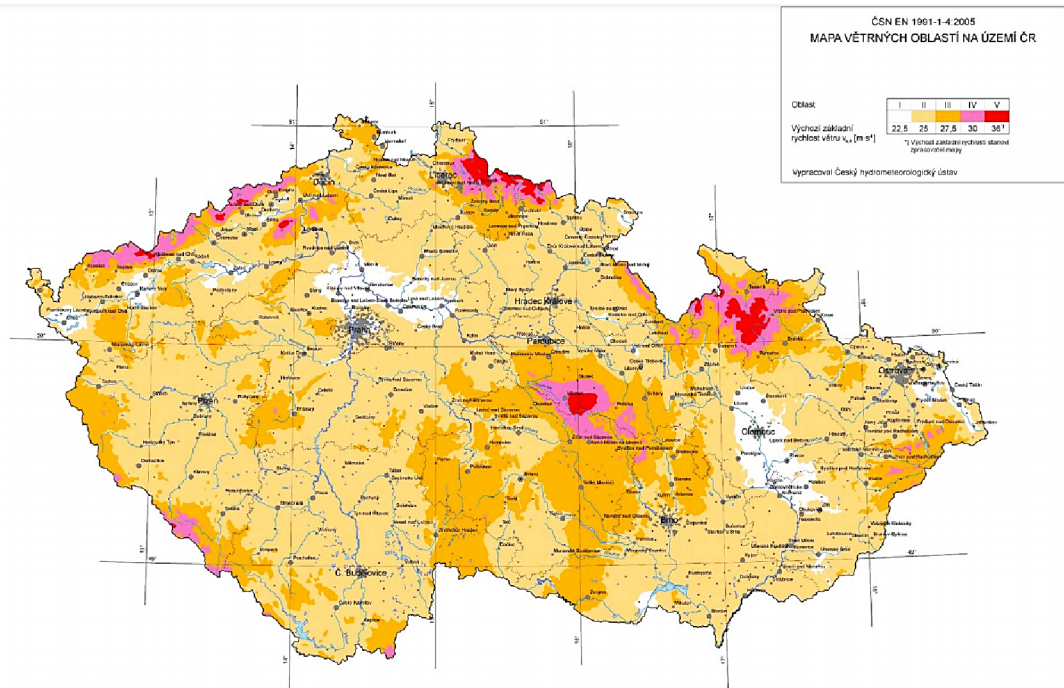
Samostatná výstavba se musí řídit platnými normami. Bude vycházet z podnikové normy PNE 33 3300 1. vydání. U vedení se předpokládá doba plánované životnosti 50 let. Dané materiály musí být schopny odolat po tuto dobu povětrnostním vlivům dané lokality. Vedení musí být odolné vůči šíření poruchy, a nesmí být příčinou zranění nebo ohrožení života při výstavbě a údržbě. Ochranné pásmo pro 400 kV je 20 m od krajních vodičů. V tomto pásmu jsou zakázány stavby a porosty s výškou nad 3 m.

4.2 Zatížení působící na trasu

V našem případě bude pro připojení použito AlFe lano, u kterého musíme uvažovat jak jeho vlastní tíhu, tak tíhu podpěrných bodů, izolátorových závěsů a leteckých varovných koulí. Zásadní jsou také podmínky, ve kterých se daný vodič nachází. Základními živly, které mohou vedení zatěžovat, jsou vítr a námraza, popřípadě jejich kombinace.

4.2.1 Zatížení větrem

Území České republiky můžeme rozdělit s ohledem na intenzitu větru do pěti oblastí viz Obrázek 4.3



Obr. 4.3: Mapa větrných oblastí [8]

Rychlost větru závisí na základní rychlosti větru V_0 . Hodnoty v jednotlivých částech ČR shromažďuje Český hydrometeorologický ústav a na jejich základě je vyhotovena mapa větrných oblastí. Dále na součiniteli směru větru, který jelikož uvažujeme střední rychlost větru je $c_{dtr} = 1$ v referenční výšce nad zemí h , ta závisí na dané vedení na něž působí, jejíž minimální hodnota je 10 m. Další dva parametry jsou určovány vzhledem k charakteru terénu a to konkrétně parametr drsnosti terénu z_0 . Popřípadě součinitel terénu k_r , který je možné dopočítat z parametru drsnosti terénu.

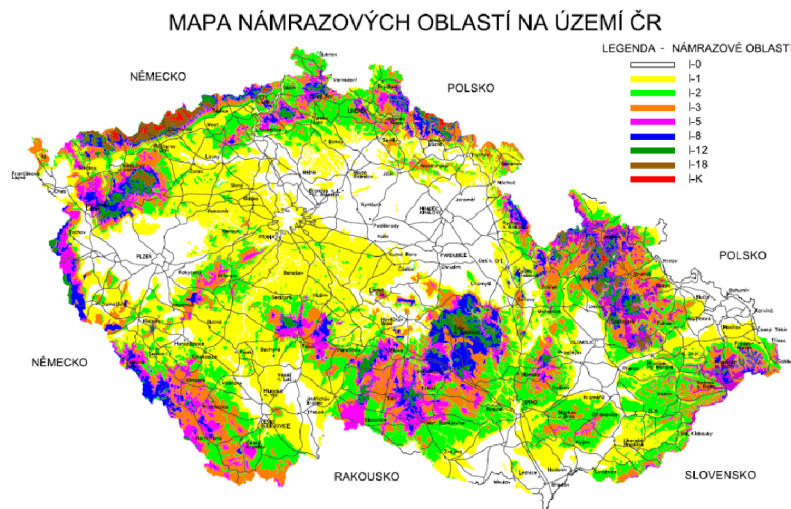
Vítr bude při dané rychlosti a výšce působit určitým tlakem, uvažujeme střední tlak v $\text{N} \cdot \text{m}^{-2}$, kde hustota vzduchu bude $\rho = 1,25 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$. Však v rámci reálných stavů musíme počítat s nejhorsími podmínkami, aby vedení za každých okolností pokud možno vydrželo, proto počítáme s intenzitou turbulencí l_v v námi zvolené výšce. Z čehož získáme maximální tlak větru, který může působit na vedení.

Tlak větru na vodiče vyvolává síly působící příčně ke směru vedení a zároveň zvyšuje tahy ve vodičích samotných. Při uvažování více vodičů je brán v potaz součet sil jednotlivých dílčích vodičů, nezohledňujeme však možnost stínění jiným vodičem. U izolátorů je tomu obdobně, navíc se započítává samotné ovlivnění izolátorů. Na sloupy a konstrukce se dané síly přenáší. V rámci výpočtu se pak sloupy rozdělí na jednotlivé sekce o určité výšce. Poslední částí, kterou je třeba zohlednit, jsou letecké výstražné koule, u kterých počítáme se součinitelem aerodynamického odporu $C_x = 0,4$ a stejnou referenční výškou jako u vodiče. Pokud jsou rozmístěny v pravidelných vzdálenostech, součinitel konstrukce bude stejný jako pro vodič.

4.2.2 Zatížení námrazou

Dalším důležitým aspektem, který je třeba brát v úvahu je námraza v dané oblasti. Rozeznáváme základní dva typy námrazy: srážková námraza (mokrý sníh, ledovka) a námraza z oblačnosti (lehká nebo těžká jinovatka). V rámci návrhu je třeba brát v úvahu i vliv terénu. Pokud se vedení nachází v rozdílných klimatických podmínkách, je potřeba vedení rozdělit na jednotlivé úseky.

Pro stanovení zatížení je rozdělena Česká republika do jednotlivých námrazových oblastí viz. Obrázek 4.4.



Obr. 4.4: Mapa námrazových oblastí ČR [4]

Jednotlivé námrazové oblasti jsou charakterizovány hmotností námrazy na metr vodiče. Uvažujeme referenční průřez vodiče 30 mm, který je umístěn ve výšce 10 m nad zemí. Budeme uvažovat extrémní případy pro jednotlivé oblasti. Námraza na vodiči působí jako svislá síla a zvyšuje tah ve vodičích.

Na ostatních částech vedení jako jsou izolátory a podpěrné body, musí určit požadované hodnoty provozovatel soustavy. Většinou mohou nastávat kombinované procesy zatížení, kde musíme uvažovat účinky větru na omrzlý vodič. Zásadní pak pro nás budou parametry jako rychlost větru v době, kdy je vodič pokryt námrazou, celková hmotnost námrazové vrstvy a její tvar, který může ovlivnit aerodynamický odpor.

Dané území se nachází severovýchodně od Liberce. Přehrada samotná se pohybuje na rozhraní větrných oblastí IV a V, zbytek vedení povede přes větrné oblasti II. nebo III., proto můžeme očekávat rychlosti větru kolem $30 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$. Vedení by dle navržené trasy mělo procházet skrz námrazové oblasti od I-1 po I-8. Trasu je tedy nutno rozdělit pro výpočty dle jednotlivých oblastí, na což je třeba brát zřetel při realizaci. V rámci konstrukce bude nejspíše užito jednoduchého venkovního vedení ve trojsvazku s převážnou volbou stožárů Delta. Vhodné AlFe lano bude zvoleno na základě parametrů konkrétního vybraného generátoru a zkratových poměrů v další fázi dokumentace.

5 Využití PVE pro energetickou soustavu

U zhodnocení výhodnosti výstavby budeme uvažovat dvě koncepce projektu výstavby, a to konkrétně původní koncepci firmy Energotis se čtyřmi identickými synchronními soustrojími a naši koncepci s dvěma synchronními a dvěma DFIG soustrojími. Důležitými pro nás budou provozní režimy jednotlivých soustrojí a služby, které budou poskytovat.

5.1 Podpůrné služby (PpS)

Pro zabezpečení „systémových služeb“ (SyS) používá ČEPS jako provozovatel soustavy „podpůrné služby“ (PpS), aby byla zajištěna správná funkce elektrifikační soustavy dle Kodexu přenosové soustavy. Můžeme je rozlišit na [10]:

- Proces automatické regulace frekvence (FCP)
- Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP)
- Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRPt)
- Proces náhrady záloh (RRP)
- Sekundární regulace U/Q (SRUQ)
- Ostrovní provoz (OP)
- Start ze tmy (BS)

5.1.1 Proces automatické regulace frekvence (FCP)

Změna výkonu v závislosti na odchylce. Velikost změny je určena statikou automatické regulace frekvence. Musí být pro ni trvale vyčleněna záloha pro automatickou regulaci frekvence (FCR), o velikosti dle požadavků soustavy. Kdy zařízení musí zálohu zajistit do 30 sekund od vzniku nerovnováhy.

5.1.2 Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP)

Proces změny výkonu zařízení, jak je požadováno regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů. Kvalitu posuzujeme dle velikosti zálohy a rychlosti zatěžování. Záloha musí být vyčleněna a schopna realizovat dodávku do 10 minut od požadavku. Můžeme se s regulací pohybovat na třech úrovních a to konkrétně:

- Regulátor zasílá požadavek přímo do zařízení
- Regulátor zasílá požadavek na dispečink elektrárenského bloku, ti jej následně přerozdělí na soustrojí

- Regulátor zasílá požadavek na skupinu vodních elektráren se vzájemnou hydraulickou vazbou. Ty výkon přerozdělí na jednotlivé bloky

Až do 31. 3. 2022 se uvažuje stále s plnou aktivací do 10 minut. Do budoucna je zde snaha danou dobu aktivace snížit, a to konkrétně pro roky 2022 - 2024 na dobu do 7,5 minuty a po roce 2024 na hodnotu do 5 minut.

5.1.3 Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRP5)

Změny dle dispečinku ČEPSu. Zařízení musí být schopno do 5 minut od povelu poskytnout změnu výkonu na svorkách zařízení. Minimální velikost bloků je 30 MW a maximální velikost určuje Kodex přenosové soustavy, přičemž minimální doba, po kterou musí poskytovat danou zálohu jsou 4 hodiny.

5.1.4 Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRP15+/mFRP15-)

Změny dle dispečinku ČEPSu s aktivací do 15 minut jak kladných, tak záporných záloh. Minimální velikost u zařízení je 10 MW a maximální 70 MW (Pokud nestanoví provozovatel jinak). Doba aktivace není v tomto případě omezena.

5.1.5 Proces náhrady záloh (RRP)

Zálohy činného výkonu k obnově nebo podpoře úrovně záloh aFRP, popřípadě jiných odchylek v síti. ČEPS realizuje aktivací RR+ nebo RR – do 30 minut od příkazu. Příklad se jedná o volné nabídky, není zde platba za rezervaci dané kapacity a platí se pouze regulační energie, kde daná akce se provádí za pomoci platformy TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange).

5.1.6 Sekundární regulace U/Q (SRUQ)

Automatická funkce. Využívá celý regulační rozsah jalového výkonu pro udržení hodnoty napětí v pilotních uzlech soustavy. Musí být zajištěna spolupráce s prostředky terciální regulace napětí a jalových výkonů.

5.1.7 Ostrovní provoz (OP)

Schopnost elektrárenského bloku pracovat odpojen od sítě. Je nezbytná pro předcházení stavu nouze. Během práce v izolované soustavě může docházet ke značným změnám a napětí s tím spojeným. Blok musí být schopen přejít do ostrovního provozu, udržovat se v něm a následně se opětovně připojit a tím zajistit dostupnost služby.

5.1.8 Start ze tmy (BS)

Schopnost najetí bloku bez vnějšího zdroje napětí a práce v ostrovním režimu. Což umožňuje obnovu dodávky po částečném nebo úplném rozpadu soustavy a přivedení oblasti do normálního stavu v co nejkratším čase s zajištěním bezpečnosti.

5.2 Havarijní dodávky regulační energie

Vzhledem k aktuálnímu stavu na trhu s energiemi, kde Česká republika je součástí ENTSO-E (Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny), můžeme spoléhat i na výpomoc ze synchronně propojených soustav okolních států, která je určena k odstranění, popřípadě doplnění výkonu v soustavě. Poskytnutí řídí dispečink provozovatelů přenosové soustavy (PPS) a je považována za dodávku kladné nebo záporné regulační energie.

5.3 Využití PpS v rámci PVE SV

Na základě informací o naší lokalitě a konzultací ohledně aktuálních a výhledových cen jednotlivých podpůrných služeb budeme uvažovat převážně tyto:

- Službu mFRR5
- Obchod s elektřinou („Moneypumpa“)
- Regulaci odchylek
- Start ze tmy (BS)

Služba mFRR5

Rezervní výkon pro ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy mFRP5. V našem případě budeme uvažovat s hodnotou 600 Kč na vyrobenou 1 MWh. V rámci konzultace není v budoucnu zcela jistá její nutnost v soustavě, však ve výpočtech bude zohledněna. Během výpočtů musí být zohledněn i Kodex přenosové soustavy, kde musí být dodržena daná hodnota výkonu nejméně po dobu 4 hodin i více.

Problém se skýtá v tom, že na konci intervalu je spád hladin nižší, a proto není možné dosáhnout maximálního výkonu. U DFIG soustrojí můžeme počítat s větší účinností a také s lepším využitím kapacity horní nádrže, však v rámci výpočtů budeme uvažovat stejné hodnoty pro tuto službu u obou typů soustrojí. Nemůžeme tedy zohledňovat plný výkon a budeme proto počítat s reálným dosažitelným výkonem 100 MW.

Obchod s elektřinou („Moneypumpa“)

Při obchodu s elektřinou bude daný zisk záviset na aktuální situaci na trhu s energií. Každopádně uvažujeme nákup levné nadbytečné energie a prodej špičkové elektrické energie se ziskem. Daný zisk může být velice variabilní, ve většině výpočtů však budeme uvažovat cenu 1 800 Kč za 1 MWh. Zásadní však u této služby není její cena, ale celkový rozdíl mezi nákupem a prodejem. V rámci citlivostní analýzy bude následně ukázána závislost ekonomických ukazatelů na proměnlivosti dané ceny.

Regulace odchylek

Z již zmíněných provozních režimů je regulace odchylek nejspíše nejprogresivnější. Je patrné, že nutnost regulace odchylek v soustavě s poměrem obnovitelných zdrojů (OTE) rok od roku roste. Kvůli nepředvídatelnosti OTE v soustavě se daná cena může vyhoupnout řádově až k desetitisícům korun za 1 MWh. ENTSO-E navíc již aktuálně skýtá v rámci jednotlivých platforem (v případě odchylek IGCC) možnost i přeshraniční výměny regulační energie. K čemuž je využívána zbylá kapacita soustavy. V dalších výpočtech však budeme uvažovat hodnotu ceny odchylky velice nízko a to na 2 500 Kč za 1 MWh.

Start ze tmy (BS)

Jako poslední službu, se kterou budeme v ekonomických výpočtech počítat je start ze tmy. Daná služba je řešena paušálně 400 000 Kč za měsíc, při čemž je uvažováno, že danou službu bude možno plnit 11 měsíců v roce.

6 Ekonomické zhodnocení

V předchozí kapitole byly popsány jednotlivé provozní režimy, ze kterých budeme v rámci ekonomické analýzy vycházet. Pro jednotlivé synchronní generátory se počítalo s účinností 98,5 % a účinnosti transformátoru 99 %, tudíž můžeme počítat s výkonem přibližně 150 MW. U konfigurace se soustrojími DFIG by se daná účinnost generátoru měla zvýšit při nominálním provozu přibližně o 0,5 %, proto budeme uvažovat zvýšení výkonu přibližně o 0,75 MW na soustrojí, dále tedy u těchto soustrojí budeme uvažovat výkon 150,75 MW. Do výpočtů budou samozřejmě zasahovat i náklady na čerpání, kde se počítá s účinností 75,7 % a ceně 300 Kč na 1 MWh. Díky optimalizaci počítáme u DFIG soustrojí s nárůstem účinnosti o 2,5 % při čerpání. Poslední položkou zahrnutou do výpočtů bude provozní spotřeba, která se pohybuje kolem 5 256 MWh za rok.

6.1 Náklady

6.1.1 Pořizovací náklady

Na základě konzultací a údajů z firmy Energotis bylo možné sestavit kompletní kalkulaci jak provozních, tak stavebních objektů. Ceny provozních souborů jsou stanoveny na základě dodavatelských kalkulací a katalogů. Ve všech cenách jsou dále zahrnuty i náklady na přepravu, montáž a dalších souvisejících nákladů. U stavebních objektů vycházíme z cenové soustavy ÚRS (ucelený systém informací, návodů a postupů pro stanovení ceny díla) a zkušeností z předchozích staveb stejného formátu.

Ceny zařízení staveniště jsou odvozeny u cen provozních souborů se sazbou 2 % a stavebních objektů sazbou 6 %. Vyvolané investice jsou oceněny procentní sazbou 0,6 % z pořizovacích nákladů a slouží ke krytí nákladů vyvolaných výstavbou vůči třetím stranám (úpravy infrastruktury). Do celkové ceny je započítána rezerva 15 %. V celkové ceně jsou započítány i všechny projektové, inženýrské a ostatní činnosti.

Pro užití soustrojí DFIG byly hodnoty pořizovacích nákladů vzhledem k původní koncepci upraveny. Hlavní změny se týkaly výpočtu potřebného vyraženého prostoru pro daná soustrojí, což bylo vypočteno na základě základních rozměrů komponent. V rámci samotného soustrojí, a k němu přidružených komponent, by se měly náklady zvýšit přibližně o 40 %. Kompletní přehled nákladů je patrný na Tab. 6.1. V dalších výpočtech však musíme počítat rozvržení do více let, kde budeme počítat

s ročním eskalačním koeficientem o hodnotě 2 %. Následně se dostáváme na hodnotu 23,38 mld.Kč k roku uvedení do provozu (2035).

Tab. 6.1: Tabulka pořizovacích nákladů k roku 2021

POŘIZOVACÍ NÁKLADY S DFIG PVE SMĚDAVSKÝ VRCH

VÝKONOVÁ VARIANTA			4 x 155MW
PROVOZNÍ SOUBORY (TECHNOLOGICKÁ ČÁST)			TIS.KČ
PS 01	TECHNOLOGICKÉ ZAŘÍZENÍ HN	86000	
PS 02	TURBOSOUSTROJÍ VČETNÉ POMOČNÝCH PROVOZŮ	3056000	
PS 03	ROZVODNÝ VN A ROZVODNA GENERÁTORŮ	292000	
PS 04	TECHNOLOGICKÉ ZAŘÍZENÍ SDRUŽENÉHO OBJEKTU (UZÁVĚRY, ZÁKL.VÝPUSTĚ,HRAZENÍ PŘEPADU,ČESLE)	104000	
PS 05	JERÁBY VE STROJOVNĚ	75000	
PS 06	SILNOPROUDÉ ROZVODY VLASTNÍ SPOTŘEBY	80000	
PS 07	SŘTP	45000	
PS 08	BLOKOVÉ TRANSFORMÁTORY	306000	
PS 09	ZAPOUZDŘENÁ ROZVODNA GIS	152800	
PS 10	DIESELAGREGÁT	5000	
PS 11	OSTATNÍ PROVOZNÍ SOUBORY	409300	
PROVOZNÍ SOUBORY CELKEM			4611100
MĚRNÉ NÁKLADY NA PS (TIS.KČ/MW)			7437
STAVEBNÍ OBJEKTY (STAVEBNÍ ČÁST DÍLA)			
SO 01	HORNÍ NÁDRŽ	2895700	
SO 02	VÝTOKOVÝ OBJEKT HN	72300	
SO 03	OBJEKT UZÁVĚRŮ	69700	
SO 04	PŘÍVADĚČE	1617900	
SO 05	REVIZNÍ ZAŘÍZENÍ PŘÍVADĚČŮ	20000	
SO 06	DOLNÍ NÁDRŽ VČ. ZDRUŽENÉHO OBJEKTU	1977400	
SO 07	PŘÍSTUPOVÝ TUNEL, KOMUNIKAČNÍ TUNEL, KABELOVÁ ŠTOLA	494200	
SO 08	STROJOVNA	878519	
SO 09	KOMORA TRANSFORMÁTORŮ	226200	
SO 10	BUDOVA ZAPOUZDŘENÉ ROZVODNY 420KV A TER.ÚPRAVY	22500	
SO 11	SPRÁVNÍ BUDOVA,VELÍN, DÍLNY,SKLADY	101700	
SO 12	KOMUNIKACE	363600	
SO 13	VENKOVNÍ VEDENÍ VVN JEDNODUCHÉ	750000	
SO 14	ZÁLOŽNÍ VEDENÍ VN	20000	
SO 15	OSTATNÍ STAVEBNÍ OBJEKTY (5% Z SO)	475500	
STAVEBNÍ OBJEKTY CELKEM			9985219
MĚRNÉ NÁKLADY NA SO (TIS.KČ/MW)			16105
ZAŘÍZENÍ STAVENIŠTĚ			
ZS	2% Z PS CELKEM	92222	
	6% Z SO CELKEM	599113	
CELKEM ZS			691335
VYVOLANÉ INVESTICE			
0,6% Z NÁKLADŮ SO			59911
REZERVA			
15% Z KOMPLETNÍCH NÁKLADŮ PS A SO			2189448
NÁKLADY PS,SO,ZS,VI A REZERVY CELKEM			17537013
NÁKLADY PROJEKTOVÉ PŘÍPRAVY			
NÁKLADY PROJEKTOVÝCH, INŽENÝRSKÝCH A OSTATNÍCH ČINNOSTÍ			1200000
CELKOVÉ NÁKLADY POŘÍZENÍ INVESTICE			18737013
MĚRNÉ CELKOVÉ INVESTIČNÍ NÁKLADY			30221
PŮVODNÍ CELKOVÉ NÁKLADY			18528700
CENOVÝ ROZDÍL			208313

6.1.2 Provozní náklady

Při stanovení celkových provozních nákladů daného díla budeme vycházet z předchozích studií firmy Energotis. Na základě předchozích zkušeností byly vytvořeny jednotlivé koeficienty z celkové ceny díla, které reprezentují roční náklady. Uvažujeme hodnoty celkových nákladů přepočítané na rok 2035 s ročním eskalačním faktorem 2 %:

1. Náklady na opravu a údržbu (0,0005)
2. Správní režie (0,0003)
3. Spotřeba materiálu (0,0004)
4. Revize a měření (0,00005)
5. Pojištění (0,0007)
6. Ostatní náklady (0,00025)

Tab. 6.2: Provozní náklady

CELKOVÉ POŘIZOVACÍ NÁKLADY 23,38 mld.Kč		
Jednotlivé náklady	Koeficient	Náklady pro rok 2035
Náklady na opravu a údržbu	0,0005	11,69 mil.Kč
Správní režie	0,0003	7,02 mil.Kč
Spotřeba materiálu	0,0004	9,35 mil.Kč
Revize a měření	0,00005	1,17 mil.Kč
Pojištění	0,0007	16,37 mil.Kč
Ostatní náklady	0,00025	5,85 mil.Kč

Organizační struktura PVE SV

Do provozních nákladů dále spadají i mzdy personálu, kde uvažujeme obsazení těchto pozic:

Tab. 6.3: Nutný personál

FUNKCE	POČET
Ředitel elektrárny	1
Zástupce ředitele	1
Administrativní pracovnice	1
Ekonom - účetní	1
Specialista pro obchod s elektřinou	2
Referent nákupu a skla. hospodářství	1
Skladník	1
Vedoucí provozu oddělení elektro	1
Provozní elektrikář	8
Vedoucí provozu oddělení strojního	1
Strojník EZ	8
Vodohospodář	1
Hrázný	3
Vedoucí údržby	1
Technik údržby strojní a elektro	2
Dokumentátor	1
CELKEM	34

Celkové roční náklady na zaměstnance vychází z aktuálních průměrných mezd dle Českého statistického úřadu. Při výpočtech budeme uvažovat roční eskalační faktor 3%.

Tab. 6.4: Náklady na zaměstnance

	POČET ZAMĚSTNANCŮ	PRŮMĚRNÁ MZDA 2020	SUPERHRUBÁ MZDA	ROČNÍ MZDA	CELKOVÉ ROČNÍ NÁKLADY
NÁKLADY NA ZAMĚSTNANCE K ROKU 2021	34	52 223	69 978	839 746	28,55 mil.Kč

Generální opravy

Během provozu dochází samozřejmě k postupnému opotřebování jednotlivých komponent i samotných provozních souborů a stavebních objektů. Do celkových nákladů se musí tedy započítat náklady na jejich uvedení do původního stavu nebo pro případ vylepšení, ke kterým bude docházet během generálních oprav.

U stavebních objektů dochází k údržbě průběžně, proto většinou ke generálním úpravám nedochází. Jinak je tomu však v rámci technologického zázemí. V průběhu provozu, který bude trvat 35 let bude nejspíše potřeba vyměnit řídicí systém, elektrické ochrany, oběžná kola turbín a jiné komponenty. Můžeme předpokládat, že hlavní část generálních oprav se vyskytne kolem 25 roku provozu a mohou činit až 15 % z celkové ceny stavby. Pro zjednodušení budeme uvažovat, že generální opravy budou soustředěny právě do 25 roku provozu. Na základě předchozích výstaveb by celkové náklady měly činit přibližně 780 mil. Kč v případě DFIG budeme uvažovat navýšení celkového fondu o 40 % stejně jako u ceny soustrojí a dostáváme se tedy na částku 1092 mil. Kč, daná částka však reálně může být nižší. Uvedené hodnoty jsou uvažovány k roku 2021.

Odpisy dlouhodobého nehmotného a hmotného majetku

Dalším podstatnou částí nákladů jsou odpisy dle Zákona o daních z příjmů č. 586/1992 Sb. Budeme vycházet z celkových nákladů. Celkové náklady musí být rozděleny do jednotlivých odpisových skupin a následně budeme počítat s jejich rovnoměrným odpisováním [11].

Odpisová skupina 2

Tato skupina počítá s odpisováním po dobu 5 let, v prvním roce je uhrazeno 11 % a následně po 22,5 %. Do této kategorie budou spadat z našich pořizovacích nákladů tyto položky:

- Rozvodny VN a rozvodna generátorů
- Silnoproudé rozvody vlastní spotřeby
- SŘTP (systém řízení technologických procesů)
- Blokované transformátory
- Zapouzdřená rozvodna GIS
- Dieselažegát
- Ostatní provozní soubory

Odpisová skupina 3

Tato skupina počítá s odpisováním po dobu 10 let, v prvním roce je uhrazeno 5,5 % a následně 10,5%. Do této kategorie z našich nákladů bude spadat:

- Turbosoustrojí včetně pomocných provozů
- Jeřáby ve strojovně

Odpisová skupina 4

Tato skupina počítá s odpisováním po dobu 20 let, v prvním roce je uhrazeno 2,15 % a následně 5,15%. Do této kategorie z našich nákladů bude spadat:

- Technologické zařízení horní nádrže
- Technologické zařízení sdruženého objektu (uzávěry, zákl. výpustě, hrazení pře-padu, česle)

Odpisová skupina 5

Tato skupina počítá s odpisováním po dobu 30 let, v prvním roce je uhrazeno 1,4 % a následně 3,4%. Do této kategorie z našich nákladů bude spadat:

- Horní nádrž
- Vtokový objekt HN
- Objekt uzávěrů
- Přivaděče
- Revizní zařízení přivaděčů
- Dolní nádrž včetně sdruženého objektu
- Přístupový tunel, komunikační tunel, kabelová štola
- Strojovna
- Komora transformátorů

- Budova zapouzdřené rozvodny 420 kV a terénní úpravy
- Správní budova, velín, dílny, sklady
- Komunikace
- Venkovní vedení ZVN jednoduché
- Záložní vedení VN
- Ostatní stavební objekty

Jednotlivé náklady tedy následně můžeme rozepsat na:

Tab. 6.5: Odpisy

Odpisová skupina 2	1,51 mld.Kč
Odpisová skupina 3	3,91 mld.Kč
Odpisová skupina 4	237,15 mil.Kč
Odpisová skupina 5	17,73 mld.Kč

6.2 Výnosy

Jak již bylo zmíněno, budeme počítat s hlavními čtyřmi PpS (mFRR5, „Money-pumpa“, regulace odchylek a start ze tmy), pro jednotlivá soustrojí. Při provozu však máme variabilitu, které soustrojí v danou chvíli využijeme pro danou službu. Dle původního rozvržení firmou Energotis bylo počítáno s rozložením jedno soustrojí na službu mFRR5, jedno soustrojí na regulaci odchylek a zbylá soustrojí měla fungovat v režimu „Money-pumpa“. V dalším počínání bude uvažována daná koncepce v porovnání s rozvržením pro soustrojí DFIG, kde budeme počítat s jedním synchronním soustrojím strojem v rámci režimu mFRR5. Druhé synchronní soustrojí by bylo používáno v režimu „Money-pumpa“ a DFIG soustrojí by byla použita na regulaci odchylek. Ve výpočtech budeme uvažovat roční eskalační koeficient 3 % pro regulaci odchylek a 2% pro všechny ostatní služby.

Jelikož u účinnosti DFIG počítáme se zvýšením o 0,5 %, promítne se nám to do samotných výpočtů navýšením možného výkonu o 1,5 MW. Ve výpočtech jsou uvažovány na základě konzultace běžné hodnoty doby využití pro jednotlivé služby, které by měli být bez problému dosažitelné během denního provozu. Hodnoty pro námi výše zvolené tarifní sazby jsou uvedeny v tabulkách Tab. 6.6 a 6.7. Hodnoty jsou stanoveny k roku 2021.

Tab. 6.6: Výnosy DFIG

DFIG							
PVE 4x155MW	VÝKON	DENNÍ VYUŽITÍ	MNOŽSTVÍ DEN	ČETNOST	MNOŽSTVÍ/ROK	CENA	ROČNÍ VÝNOS
ELEKTRICKÝ VÝKON ČINNÍ 150 x 4 = 600MW	MW	HOD/DEN	MW.H	DNÚ/ROK	MWH/ROK	KČ/MWH	KČ/ROK
mFRFS	100	24	2400	330	792000	600	475200000
REGULACE ODCHYLEK	301,5	3	904,5	330	298495	2500	746272500
MDNEY PUMPA	150	5	750	330	247500	1800	445500000
VÝKON	HOD/START	MNOŽSTVÍ/START	START Ů/ROK	MNOŽSTVÍ EE/ROK	CENA	ROČNÍ VÝNOS	
MW	HOD	MWH	-	MWH	KČ/MWH	KČ/ROK	
EE Z mFRFS	100	6	600	12	7200	3000	21600000
BS (start ze tmy)	11měs x 400 000 Kč/MĚS						44000000
CELKEM VÝNOSY							1692912500
VÝROBA EE CELKEM					553185		
NAKLADY NA ČERPÁNÍ					-707397,6982	300	-212219309,5
PROVOZNI SPOTŘEBA					5256	300	1576800
ÚČINNOST MALÉHO CYKLU					78,2		

Tab. 6.7: Výnosy synchronní soustrojí

SYNCHRONNÍ							
PVE 4x155MW	VÝKON	DENNÍ VYUŽITÍ	MNOŽSTVÍ DEN	ČETNOST	MNOŽSTVÍ/ROK	CENA	ROČNÍ VÝNOS
ELEKTRICKÝ VÝKON ČINNÍ 150 x 4 = 600MW	MW	HOD/DEN	MW.H	DNÚ/ROK	MWH/ROK	KČ/MWH	KČ/ROK
mFRFS	100	24	2400	330	792000	600	475200000
REGULACE ODCHYLEK	150	3	450	330	148500	2500	371250000
MDNEY PUMPA	300	5	1500	330	495000	1800	891000000
VÝKON	HOD/START	MNOŽSTVÍ/START	START Ů/ROK	MNOŽSTVÍ EE/ROK	CENA	ROČNÍ VÝNOS	
MW	HOD	MWH	-	MWH	KČ/MWH	KČ/ROK	
EE Z mFRFS	100	6	600	12	7200	3000	21600000
BS (start ze tmy)	11měs x 400 000 Kč/MĚS						44000000
CELKEM VÝNOSY							1763450000
VÝROBA EE CELKEM					650700		
NAKLADY NA ČERPÁNÍ					-859571,2787	300	-257873183,6
PROVOZNI SPOTŘEBA					5256	300	1576800
ÚČINNOST MALÉHO CYKLU					75,7		

Je patrné, že výnosy soustrojí DFIG jsou vzhledem ke zvolenému režimu nižší, kvůli počtu hodin denního využití. S tím jsou však spojeny i snížené náklady na čerpání vody. V rámci dalšího počínání budou porovnány jednotlivé výnosy soustrojí při stejných režimech, kde výnosy díky zvýšené účinnosti vychází vyšší. Ale je třeba brát v úvahu i zvýšenou cenu soustrojí.

6.3 Porovnání technologií a režimů

Přístupme k již samotné ekonomické analýze. Pro PVE SV bude zásadních šest ekonomických ukazatelů a to konkrétně:

- NPV (Net Present Value) - Čistá současná hodnota
- IRR (Internal Rate of Return) - Vnitřní výnosové procento
- Kumulované zisky
- Kumulovaný příjem
- Doba návratnosti
- Měrné investiční náklady

Čistá současná hodnota (NPV)

Metoda Čisté současné hodnoty je jedním z nejpoužívanějších finančních ukazatelů. V dané hodnotě je zahrnuta kompletní životnost projektu. Bere v úvahu časovou hodnotu peněz a závisí u ní jen na hotovostních tocích a alternativních nákladech kapitálu. Výsledná hodnota udává, kolik peněz realizace investice projektu přinese. Pokud vychází kladně, je projekt přípustný, pokud je záporný jeho realizace je nepřijatelná a docházelo by ke ztrátám.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (6.1)$$

Kde:

- NPV - Čistá současná hodnota
- CF_t - Peněžní toky v jednotlivých letech
- n - Doba životnosti projektu
- r - Diskontní úroková míra

Vnitřní výnosové procento (IRR)

Je ukazatelem pro rentabilitu projektu během celé životnosti projektu. Investice je přijatelná, pokud je vnitřní výnosové procento větší než diskontní sazba, která je v našem případě 6,5 %. Čím vyšší je IRR, tím vyšší je návratnost investice. Vnitřní výnosové procento je diskontní míra, při které je současná hodnota rovna 0.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} \quad (6.2)$$

Kde:

- IRR - Vnitřní výnosové procento
- CF_t - Peněžní toky v jednotlivých letech
- n - Doba životnosti projektu

V posledním roce provozu by se do dané hodnoty IRR měla započítat i zbytková cena díla, jelikož i po době životnosti dané dílo bude generovat zisk, až po jeho likvidaci. Daný výpočet bude proveden hodnotou perpetuity.

Perpetuita

Představuje pevně stanovenou platbu, která přibývá v pevně stanovených intervalech po nekonečně dlouhou dobu. Daná metoda se využívá například v případě hodnocení dividend.

$$P = CF_t + CF_t \cdot (1 + k_1) \cdot \frac{1 - k_1}{k_2 - k_1} \quad (6.3)$$

Kde:

- CF_{tp} - Hodnota peněžních toků v posledním roce (přibližně rovna čistému zisku)
- k_1 - Dlouhodobá míra růstu zisků (uvažujeme 2 %)
- k_2 - Očekávaná míra zhodnocení volných peněžních toků (uvažujeme 6,5 %)

Kumulovaný příjem

Kumulovaný příjem reprezentuje zisky bez uvažování diskontní sazby. Daná hodnota je zásadním ukazatelem pro investora a banky v případě úvěru. Vychází z něj doba návratnosti.

Kumulované saldo

Saldo jako takové nám ukazuje celkovou bilanci projektu, kde se do ní projeví všechny náklady a zisky s uvažováním diskontní sazby.

Doba návratnosti

Udává nám počet let potřebných k tomu, aby akumulované příjmy vyrovnaly původní investici. Zásadní je, aby doba návratnosti byla nižší než doba životnosti celého projektu.

Vztažné investiční náklady

Stanoví nám poměr celkových nákladů potřebných k výstavbě v porovnání k instalovanému výkonu.

V rámci dalšího zhodnocení budeme uvažovat tři scénáře a to konkrétně:

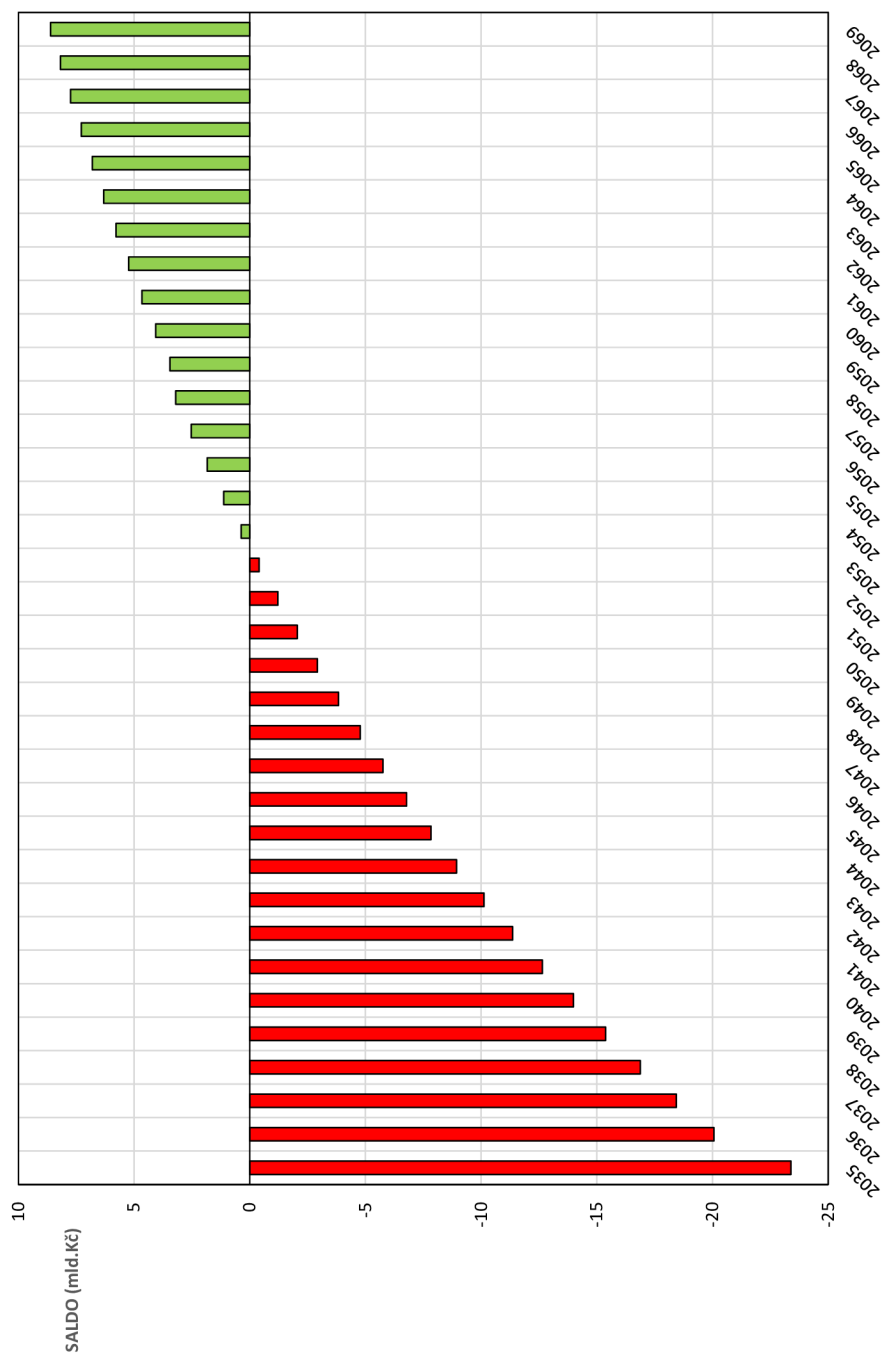
6.3.1 Scénář č.1

V prvním scénáři budeme uvažovat porovnání režimu nastaveného firmou Energotis (tedy jedno soustrojí mFRR5, jedno regulace odchylek a dvě soustrojí „Money pumpa“) s režimem nastaveným u soustrojí DFIG (první synchronní soustrojí mFRR5, druhé „Money pumpa“ a soustrojí DFIG na regulaci odchylek).

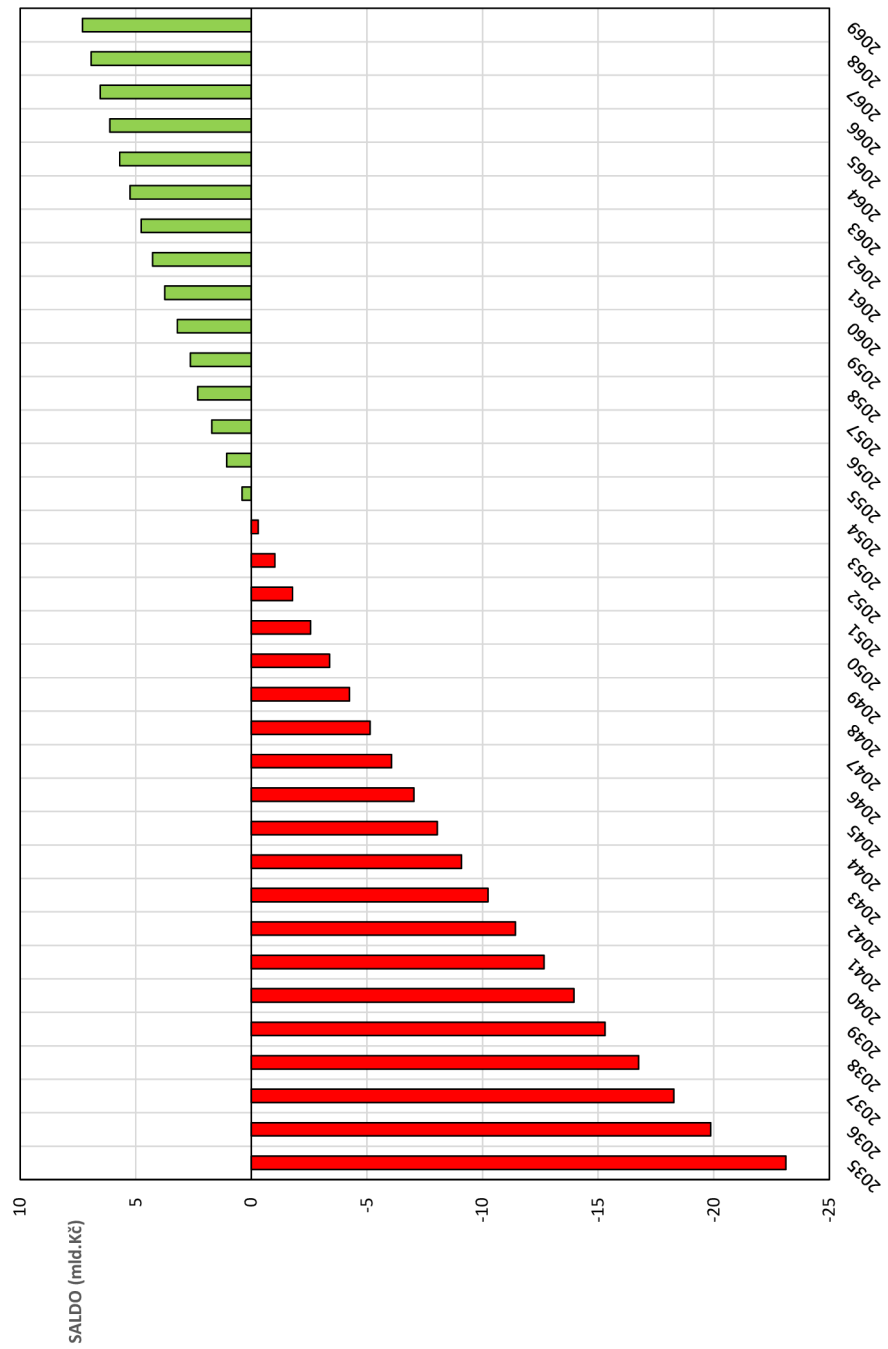
Tab. 6.8: Výsledky ekonomické analýzy - Scénář 1

	DFIG soustrojí	Synchronní soustrojí
NPV(Kč)	15 284 460 314	13 259 216 548
IRR(%)	10,07	9,75
SALDO v posledním roce (Kč)	15 284 460 314	13 259 216 548
Kumulovaný příjem (Kč)	129 932 654 178	117 721 944 760
Doba návratnosti	10 let 6 měsíců	10 let 8 měsíců
Vztažné náklady (Kč/MW)	150 884 306	149 206 816

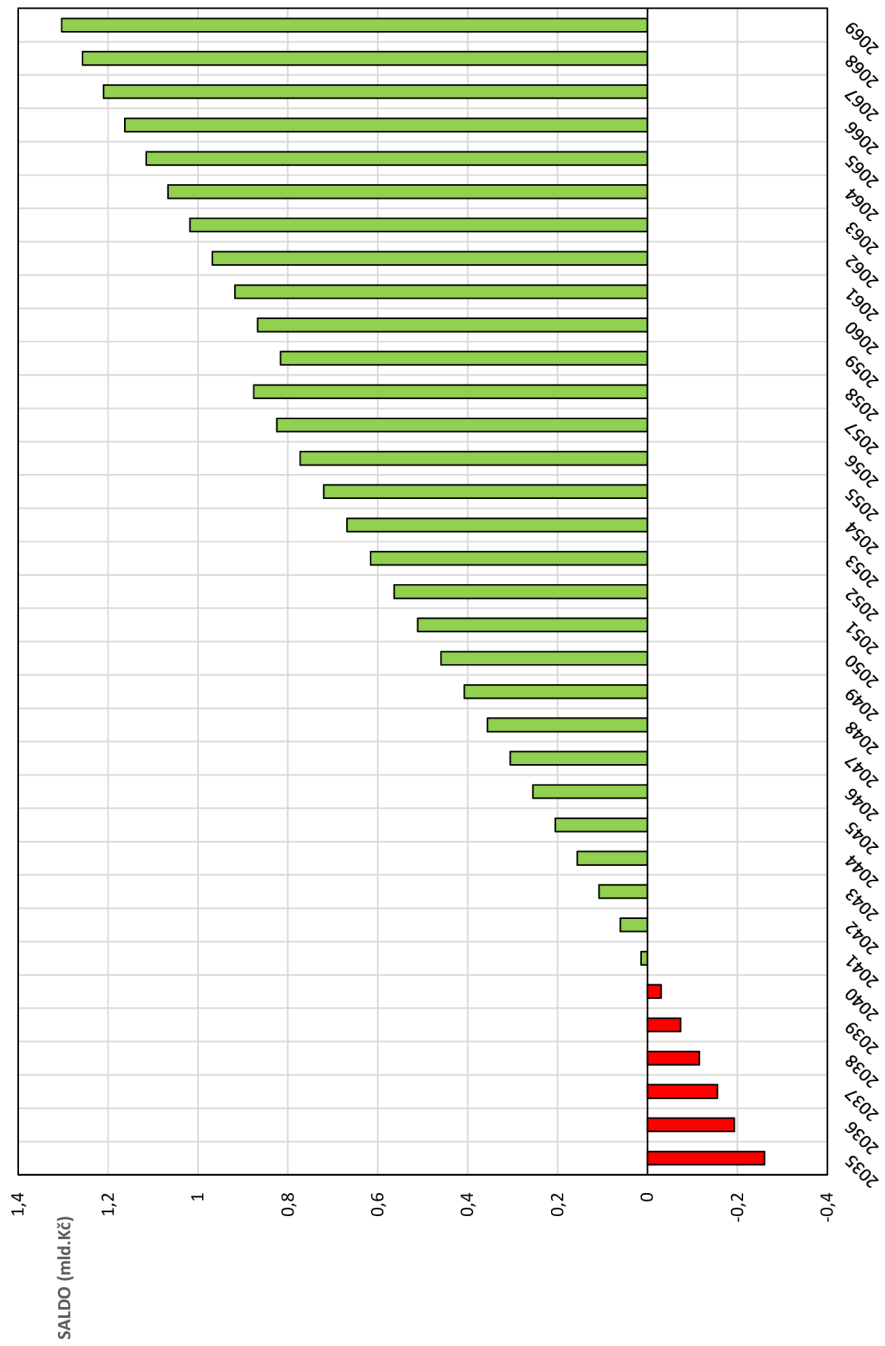
Do grafů nebude promítnuta perpetuita, ta pouze navýší hodnoty v posledním roce a v grafech by byla zmatečná. Daná hodnota bude promítnuta až do samotných tabulek výpočtů. Tabulky výpočtů vzhledem k jejich rozsáhlosti není možné připojit v papírové podobě, proto budou připojeny jako elektronická příloha.



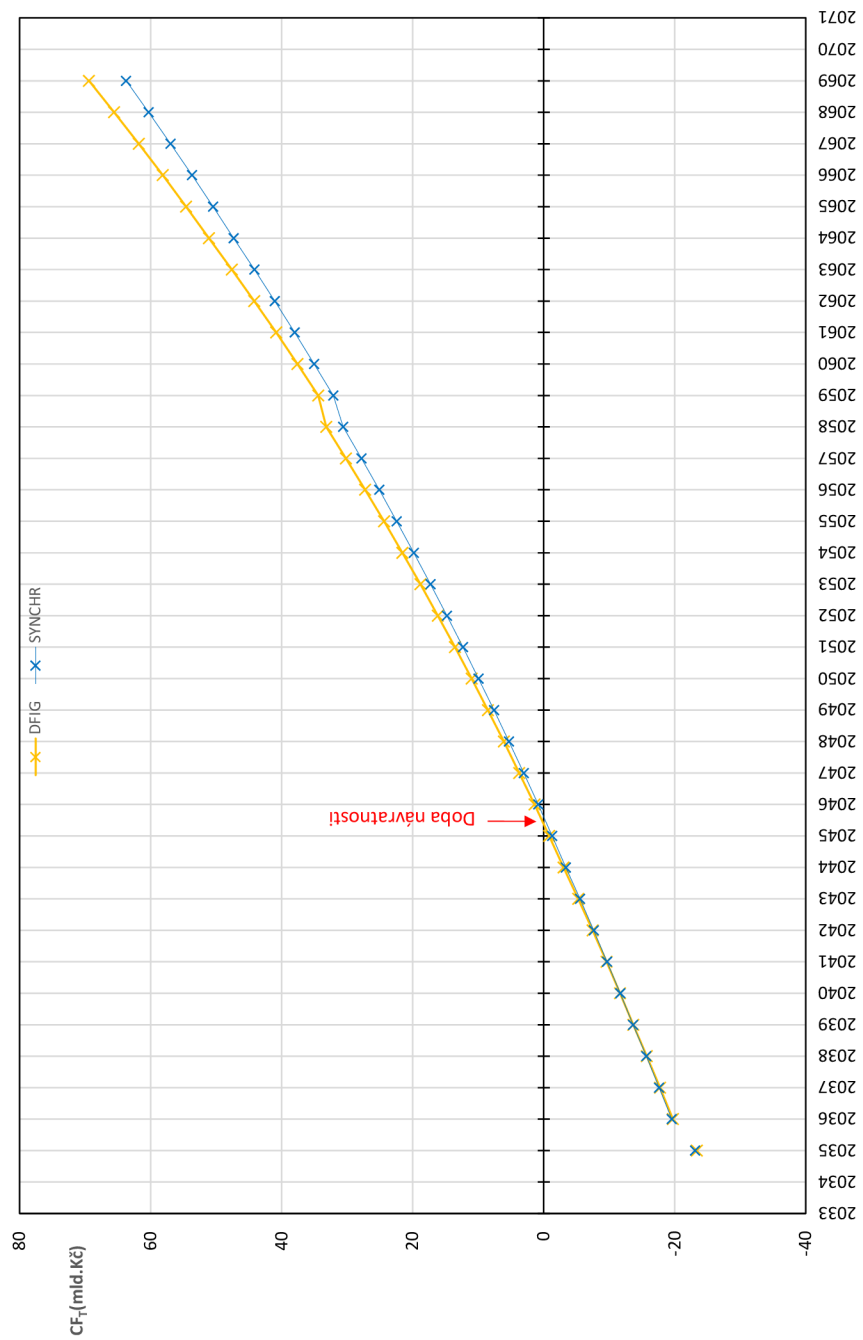
Obr. 6.1: Kumulované saldo scénář č.1 - DFIG soustrojí



Obr. 6.2: Kumulované saldo scénář č.1 - Synchronní soustrojí



Obr. 6.3: Kumulované saldo scénář č.1 - Porovnání



Obr. 6.4: Kumulované zisky - Scénář č.1

Z grafů je patrné, že v porovnání se synchronními soustrojími z první koncepce je výhodnější koncepce DFIG s zaměřením převážně na regulaci odchylek. Čistá současná hodnota je kladná u obou konfigurací tudíž kladný projekt bude přijatelný a slibuje dostatečné výnosy. Přičemž doba návratnosti investice by měla být 10 let a 6 měsíců v případě DFIG a 10 let a 8 měsíců v rámci synchronního soustrojí.

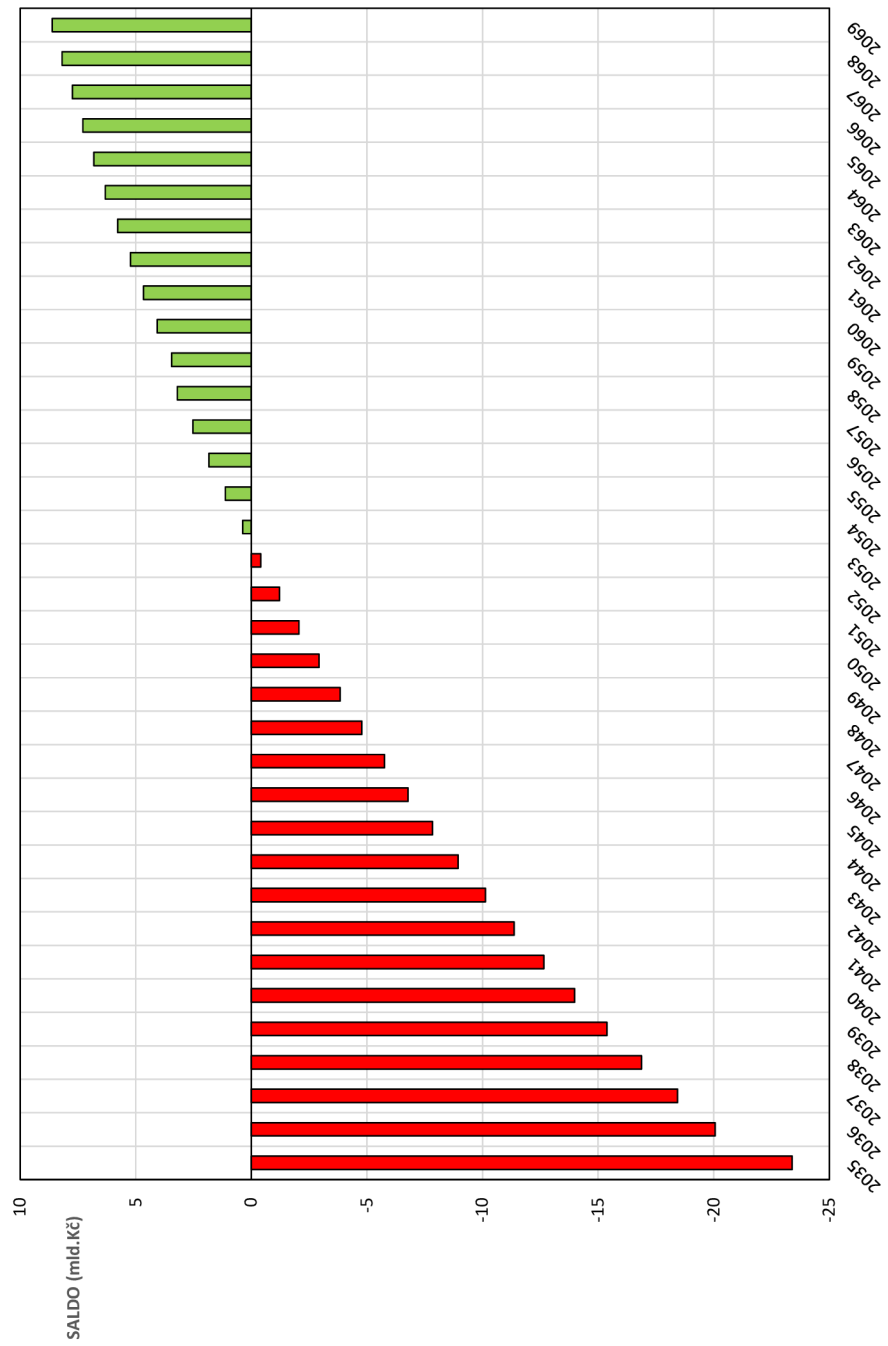
6.3.2 Scénář č.2

V druhém scénáři budeme počítat se stejnými konfiguracemi podpůrných služeb pro obě varianty a to konkrétně (jedno soustrojí mFRR5, jedno soustrojí „Money-pumpa“ a zbylá dvě soustrojí regulace odchylek)

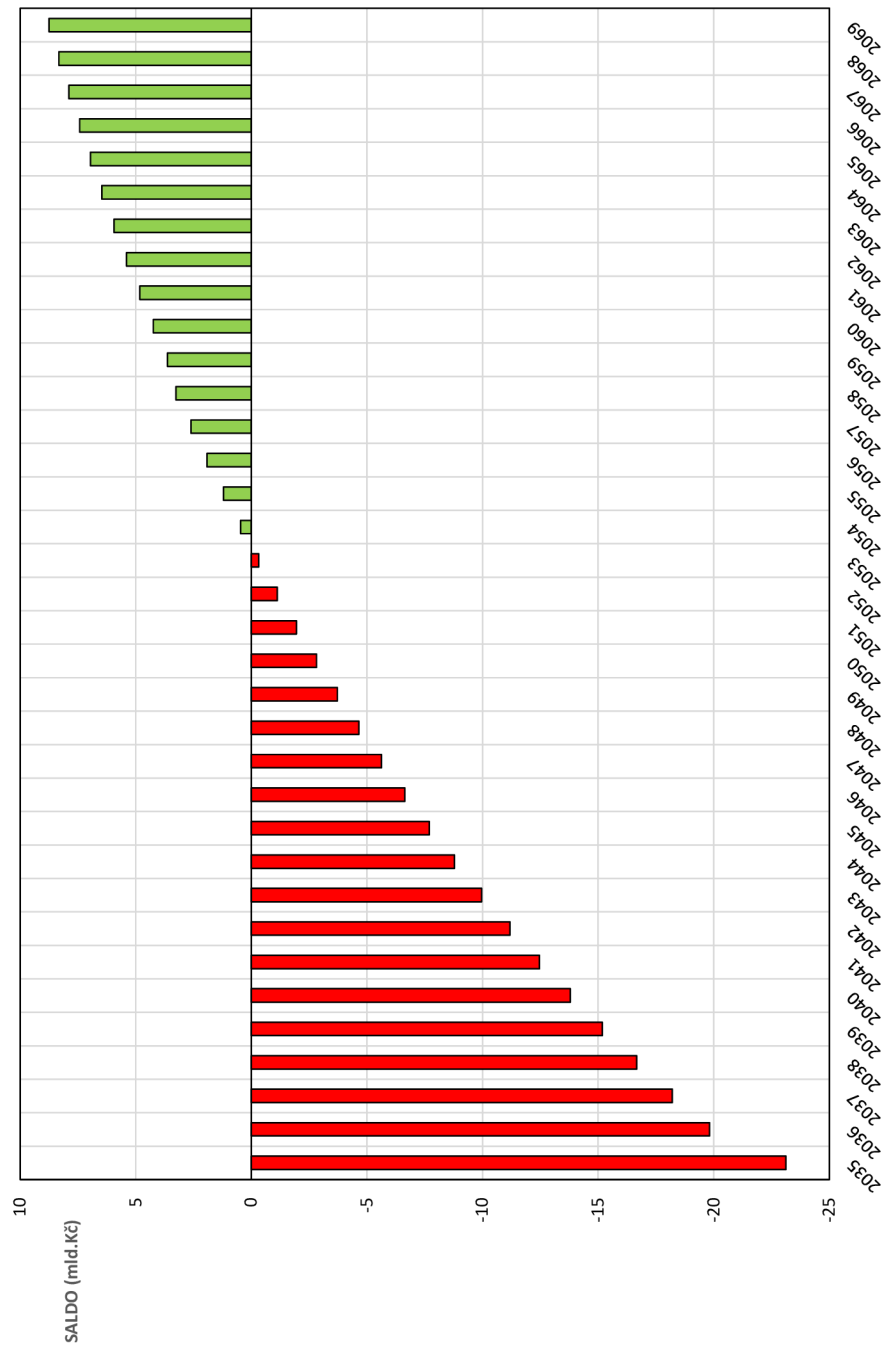
Tab. 6.9: Výsledky ekonomické analýzy - Scénář 2

	DFIG soustrojí	Synchronní soustrojí
NPV(Kč)	15 284 460 314	15 377 665 989
IRR(%)	10,07	10,12
SALDO v posledním roce (Kč)	15 284 460 314	15 377 665 989
Kumulovaný příjem (Kč)	129 932 654 178	129 655 442 447
Doba návratnosti	10 let 6měsíců	10 let 5 měsíců
Vztažné náklady (Kč/MW)	150 884 306	149 206 816

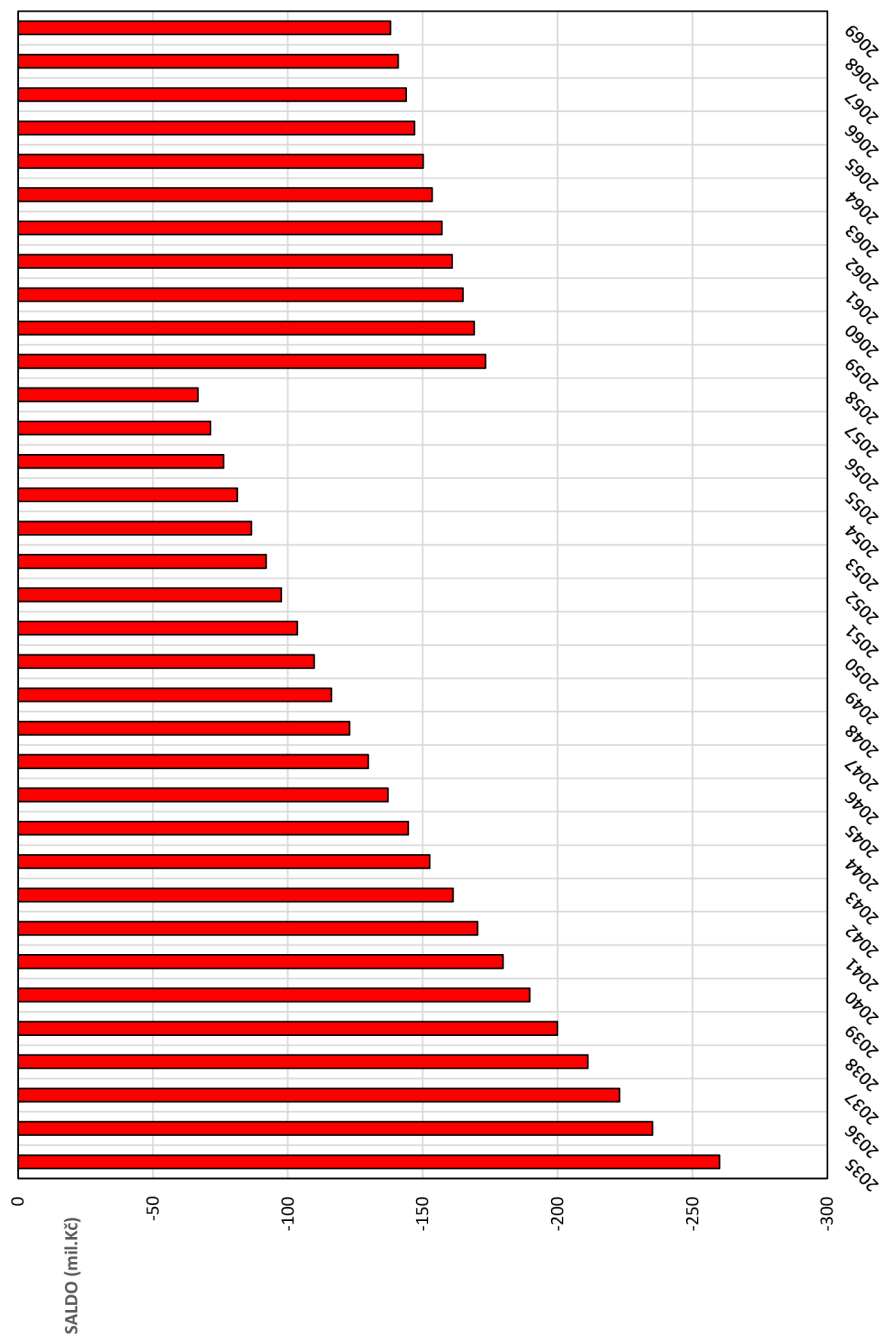
Z grafů je patrné, že v porovnání daných technologií při daném nastavení zaměřeným na regulaci odchylek, vychází soustrojí DFIG ekonomicky méně výhodné než použití pouze synchronních soustrojí. Uvážíme-li předchozí scénář je zřejmé, že zásadní rozdíl v porovnání daných dvou soustrojí činilo právě zaměření na regulaci odchylek. Je však patrné, že rozdíly nejsou tak markantní i přes vyšší náklady na výstavbu a údržbu. Rozdíl v posledním roce byl roven 138,02 mil.Kč a celková doba návratnosti by měla být pouze o měsíc delší.



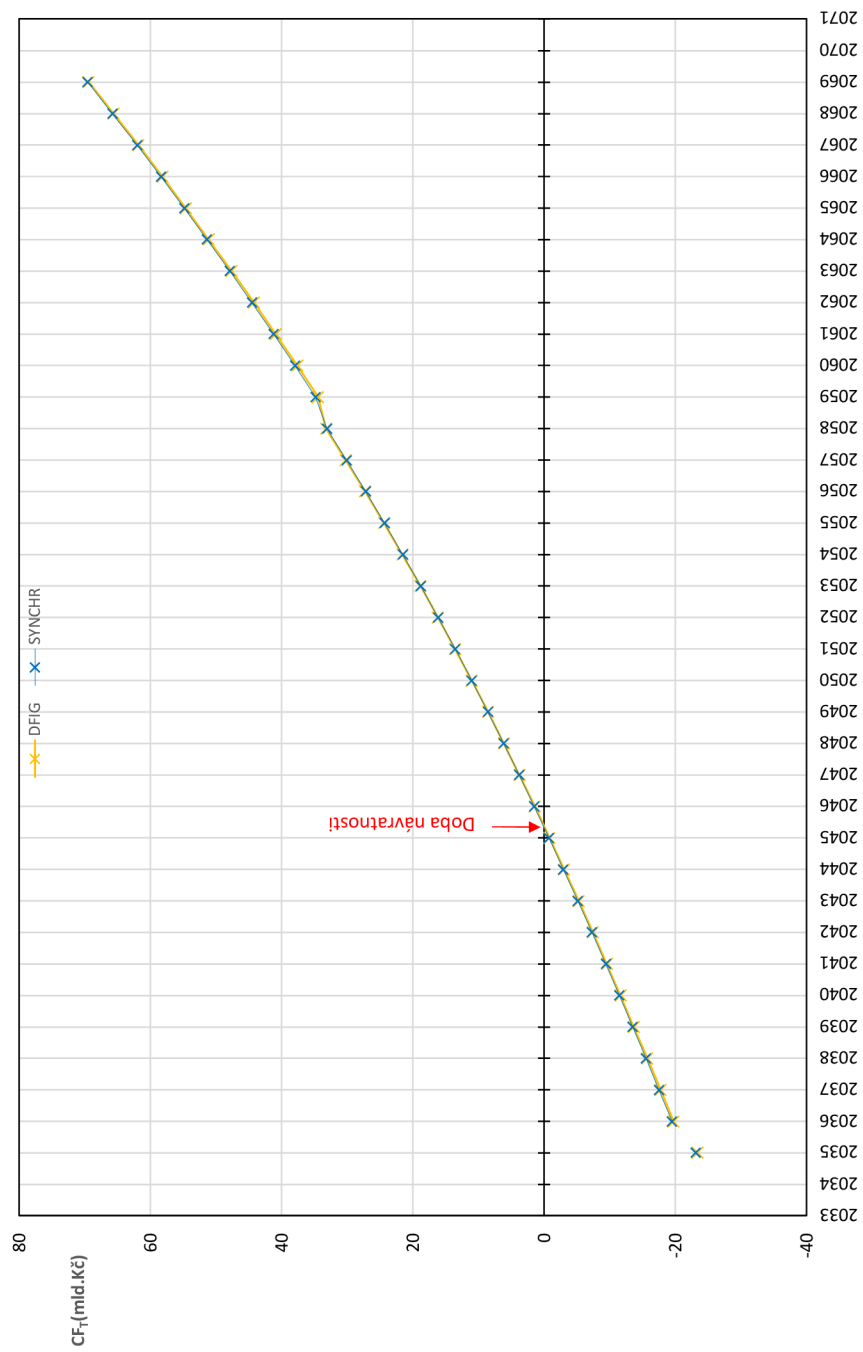
Obr. 6.5: Kumulované saldo scénář č.2 - Porovnání technologií DFIG soustrojí



Obr. 6.6: Kumulované saldo scénář č.2 - Porovnání technologií Synchronní soustrojí



Obr. 6.7: Kumulované saldo scénář č.2 - Porovnění technologií - Porovnění



Obr. 6.8: Kumulované zisky - Scénář č.2

6.3.3 Scénář č.3

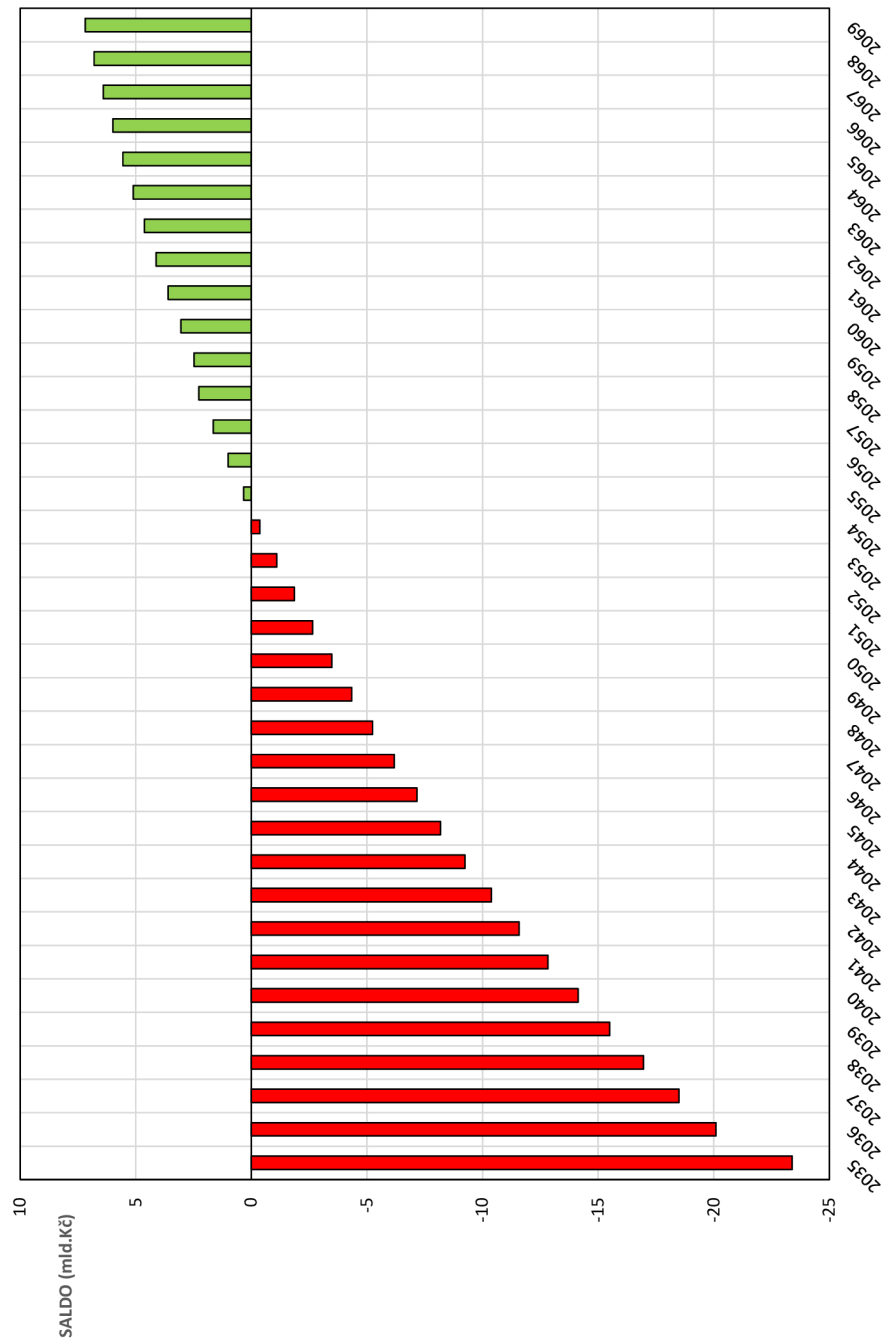
Poslední scénář uvažuje opět porovnání technologií tentokrát v případě, že se zaměření bude ubírat spíše na režim „Moneypumpa“, tedy dvě soustrojí v režimu „Moneypumpa“, jedno mFRR5 a poslední regulace odchylek.

Tab. 6.10: Výsledky ekonomické analýzy - Scénář 3

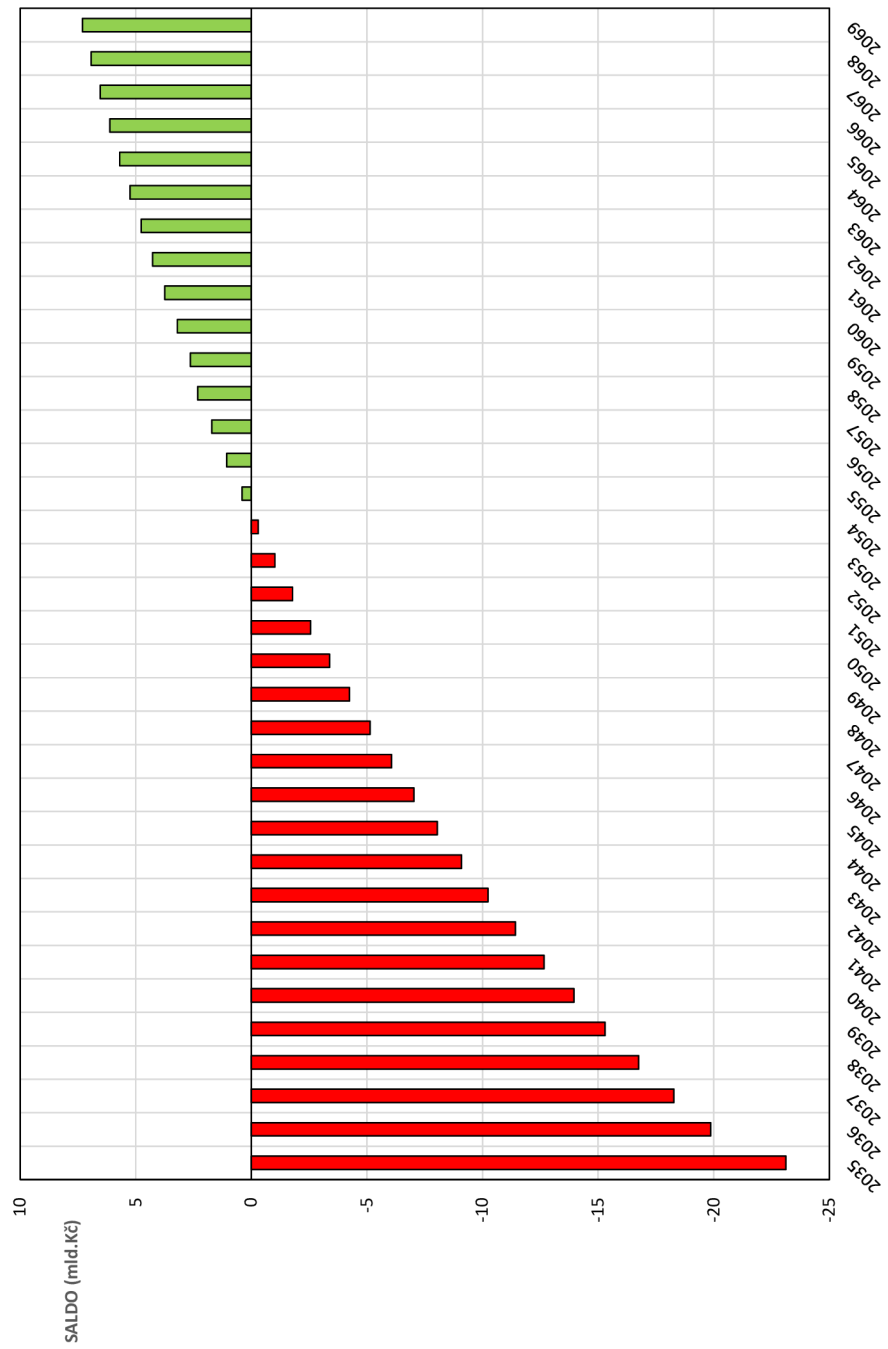
	DFIG soustrojí	Synchronní soustrojí
NPV(Kč)	13 183 324 530	13 259 216 548
IRR(%)	9,70	9,75
SALDO v posledním roce (Kč)	13 183 324 530	13 259 216 548
Kumulované příjmy (Kč)	118 048 295 398	117 721 944 760
Doba návratnosti	10 let 8 měsíců	10 let 7 měsíců
Měrné náklady (Kč/MW)	150 884 306	149 206 816

Opět je zde patrné, že u soustrojí DFIG i přes vyšší výnosy musíme uvažovat jeho vyšší cenu. Dále je patrné že v porovnání s koncepcí zaměřenou na regulaci odchylek ztrácí. Doba návratnosti je zde o přibližně 2 měsíce delší.

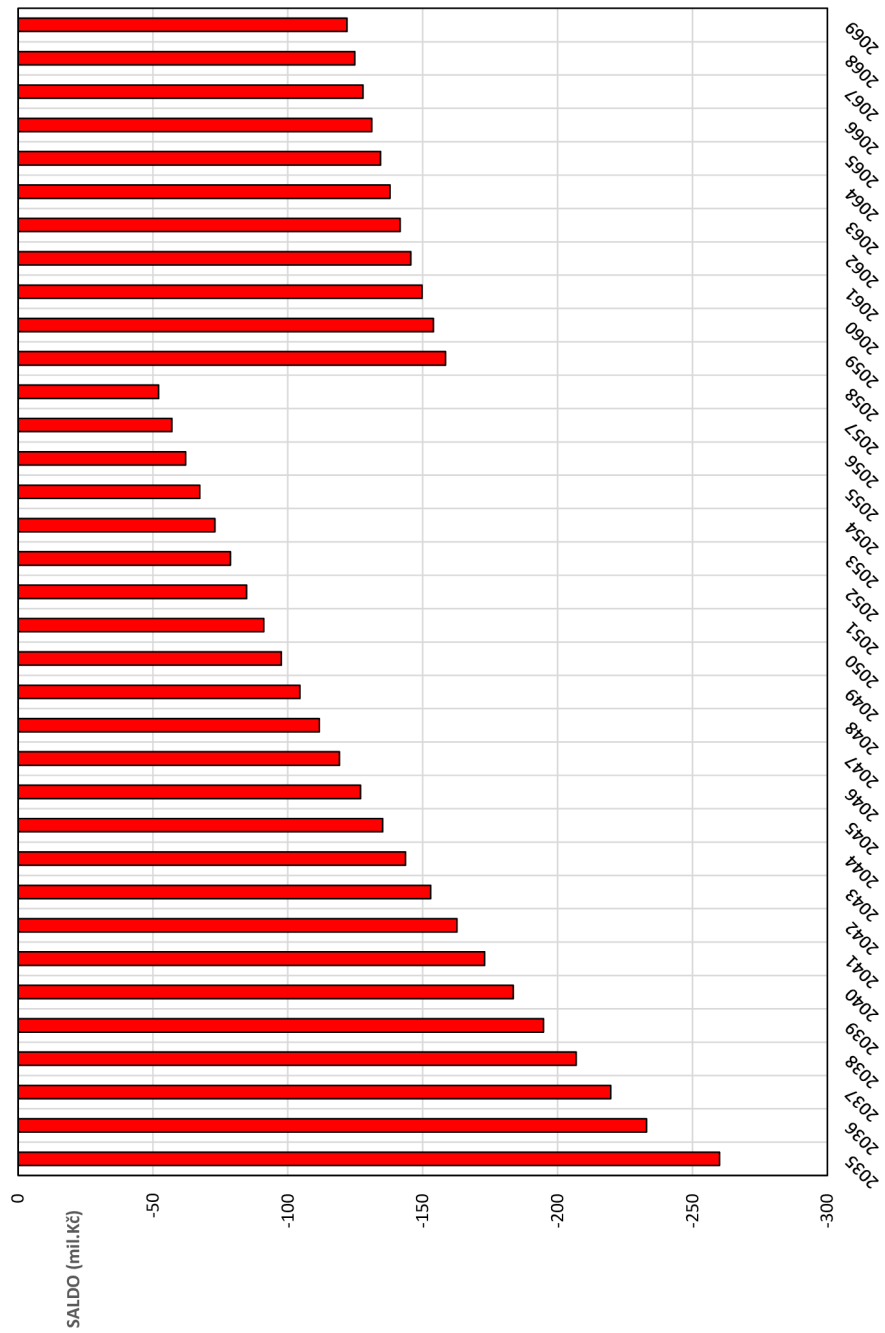
Pokud však uvážíme projekt jako takový, v každém scénáři se investor dostane do kladných hodnot i s počítáním s dosti nízkými cenami za podpůrné služby, které v době uvedení provozu mohou být o dost vyšší.



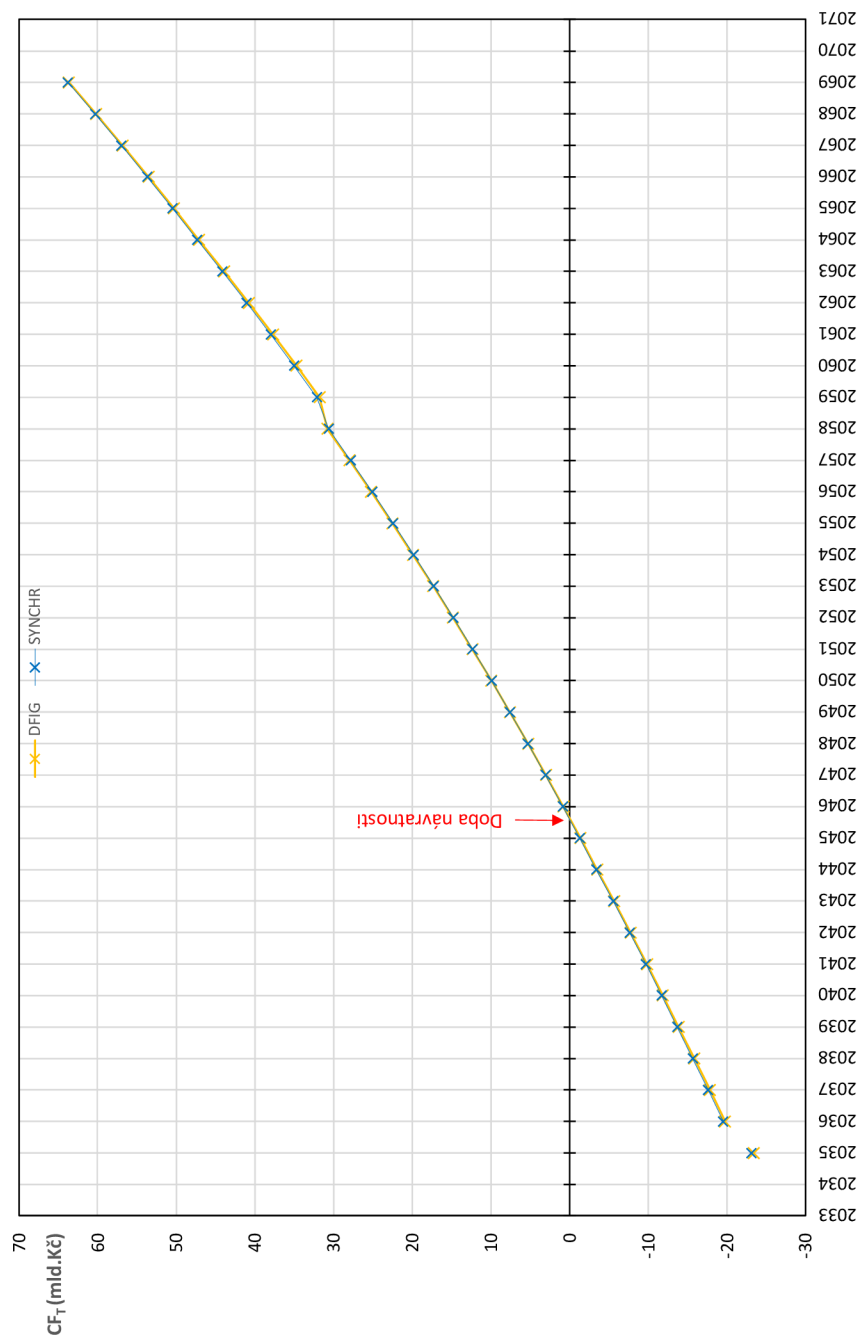
Obr. 6.9: Kumulované saldo scénář č.3 - Porovnání technologií DFIG soustrojí



Obr. 6.10: Kumulované saldo scénář č.3 - Porovnání technologií Synchronní soustrojí



Obr. 6.11: Kumulované saldo scénář č.3 - Porovnání technologií - Porovnání



Obr. 6.12: Kumulované zisky - Scénář č.3

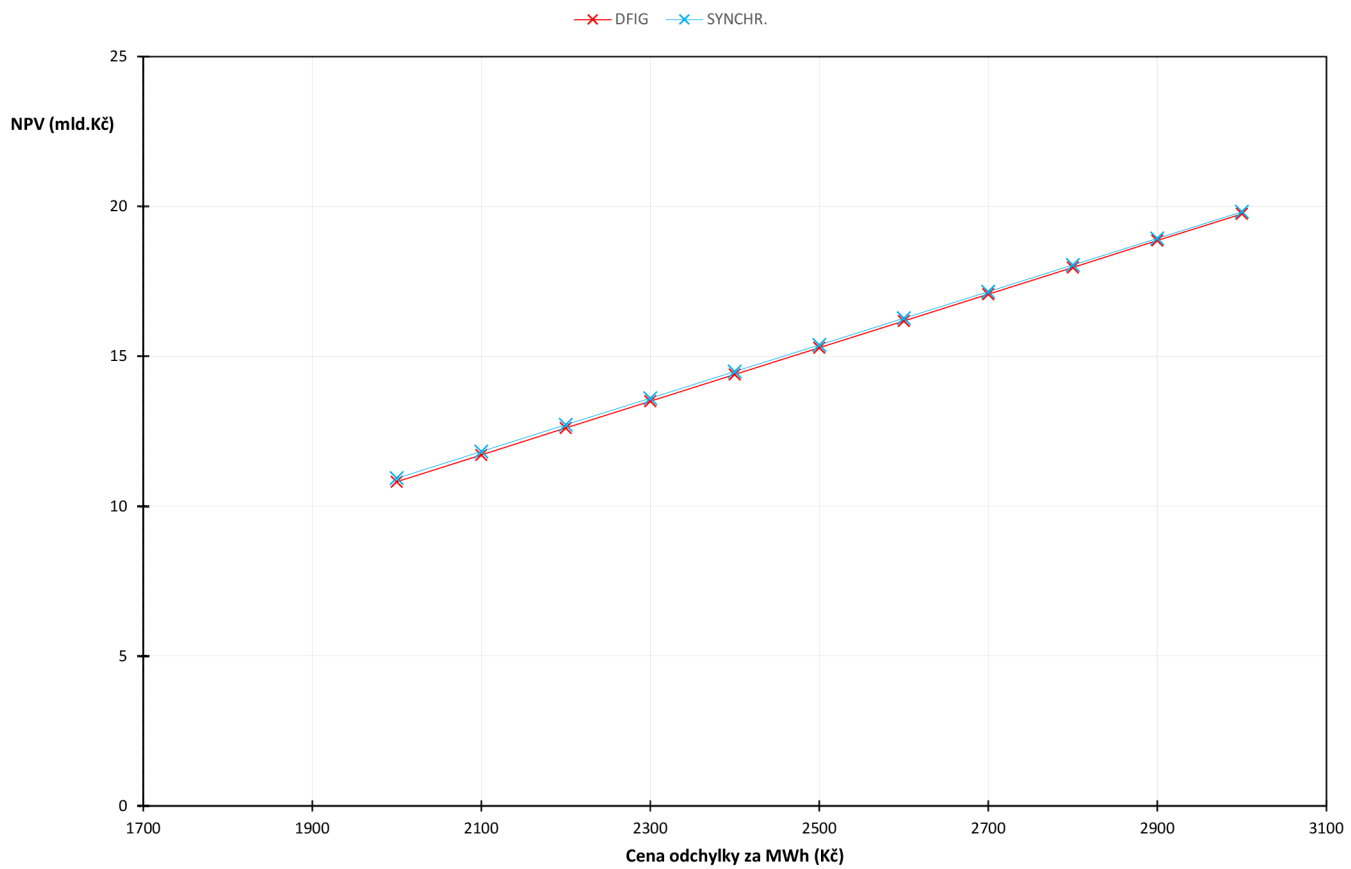
6.3.4 Citlivostní analýza

Citlivostní analýza zkoumá vliv změn vstupních proměnných v rámci výpočtu. Bude poslední součástí ekonomické analýzy. Vstupní parametry budou měněny u nejvýhodnějších scénářů, tedy při uvažování dvou soustrojí na regulaci odchylek.

Mezi proměnné parametry bude patřit:

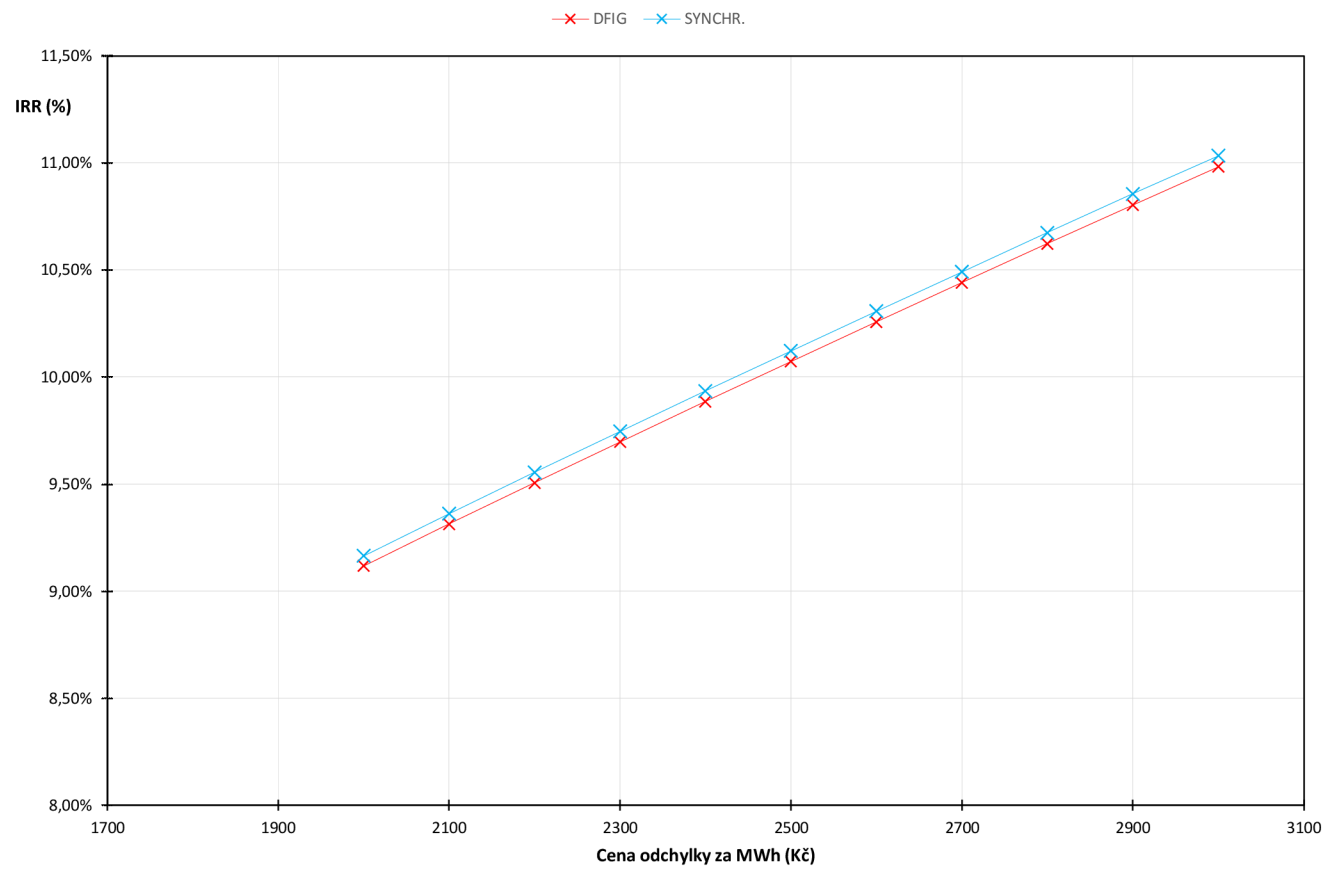
- Cena odchylky
- Cena za režim „Money pumpa“
- Denní využití odchylek
- Denní využití režimu „Money pumpa“

Všechny výsledky vychází ze základního scénáře, kde cena mFRR5 je 600 Kč za 1 MWh denní využití 24 h, základní cena odchylky je 2500 Kč za 1 MWh s denním využitím 3 h a cenový rozdíl v rámci „Money pumpa“ 1800 Kč za 1 MWh s denním využitím 5 h. Výsledky celkové analýzy budou uvedeny v elektronické příloze.

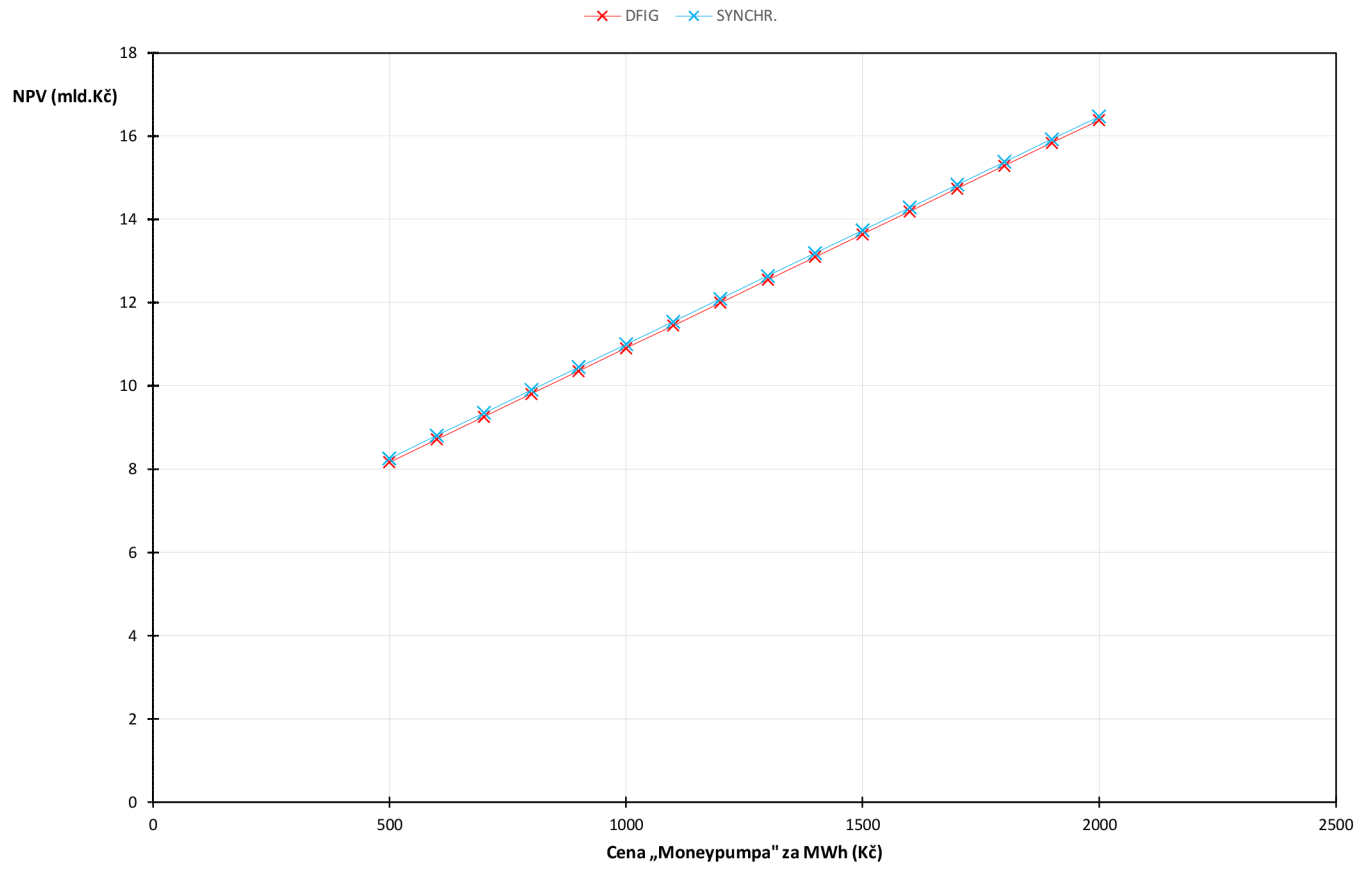


Obr. 6.13: Změna ceny za odchylku NPV

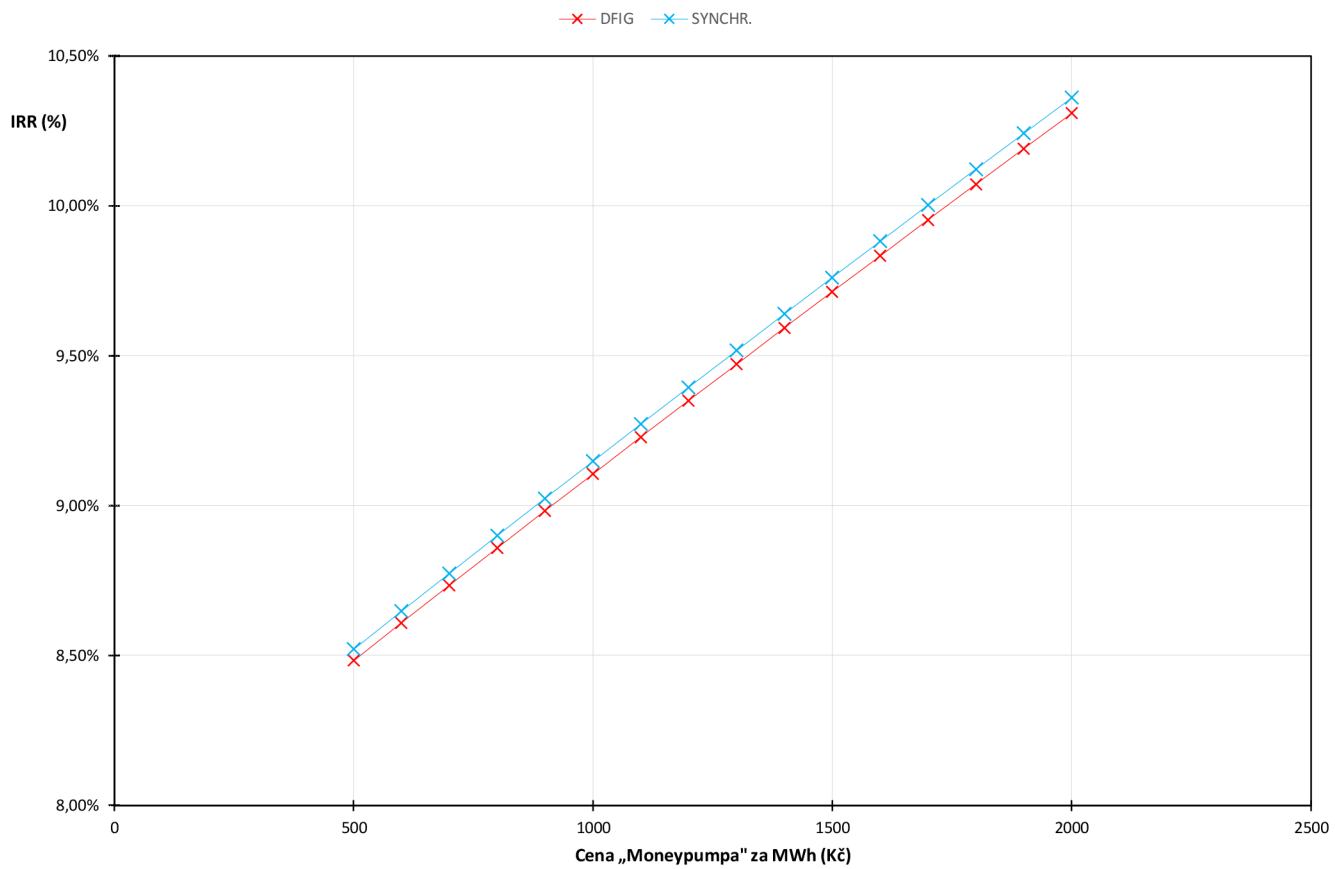
Obr. 6.14: Změna ceny za odchylku IRR

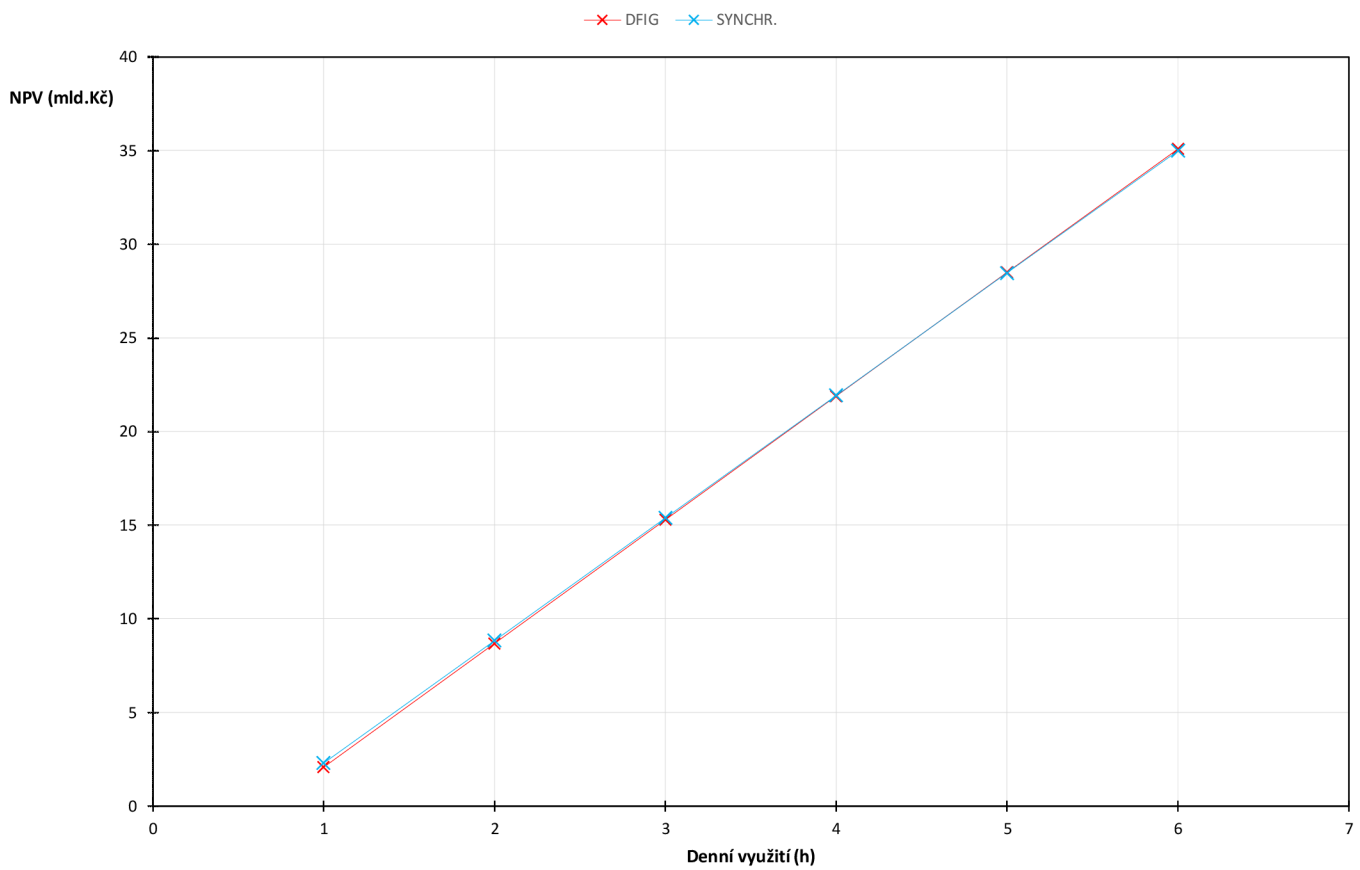


Obr. 6.15: Změna ceny „Moneypumpa“ NPV



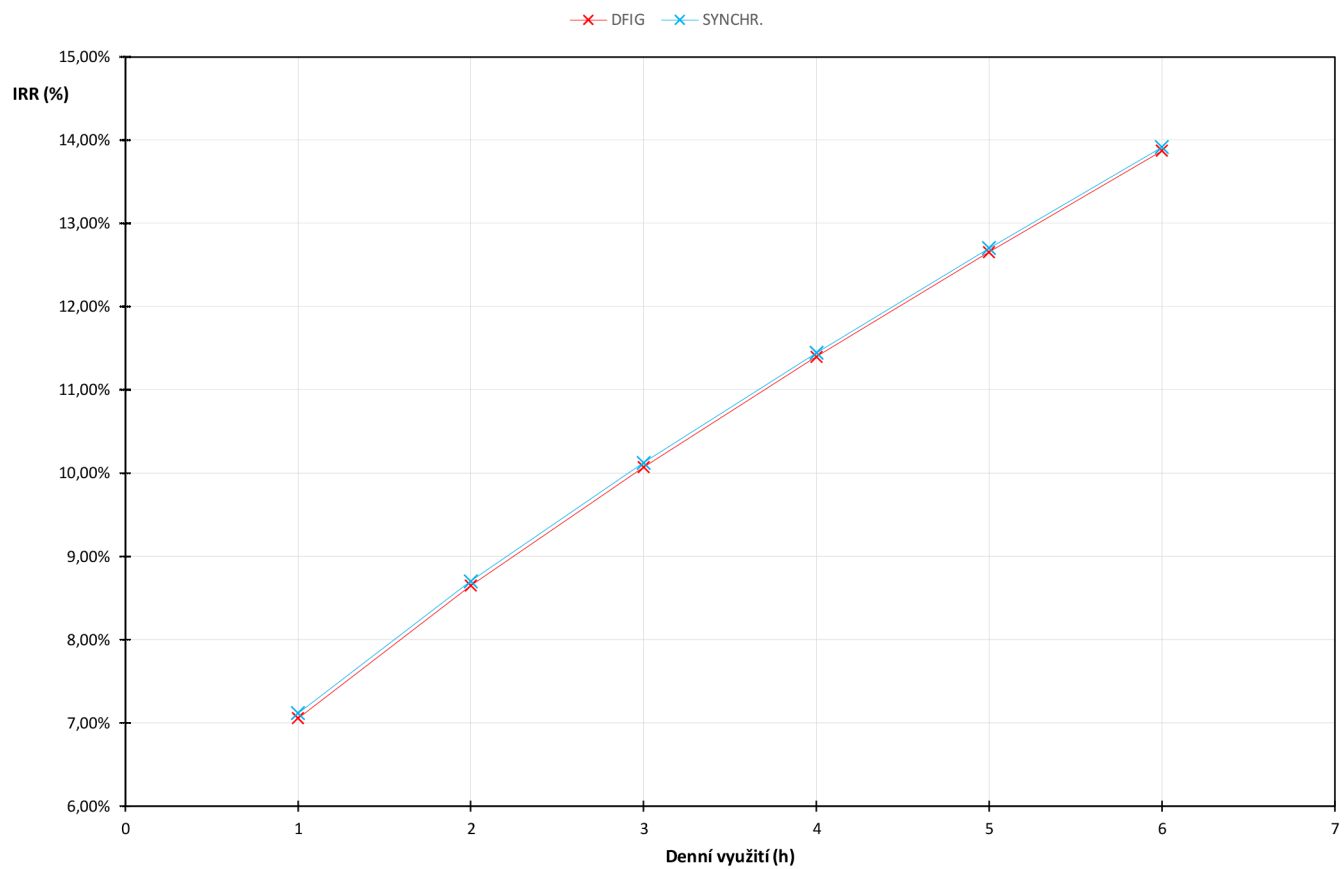
Obr. 6.16: Změna ceny „Moneypumpa“ IRR



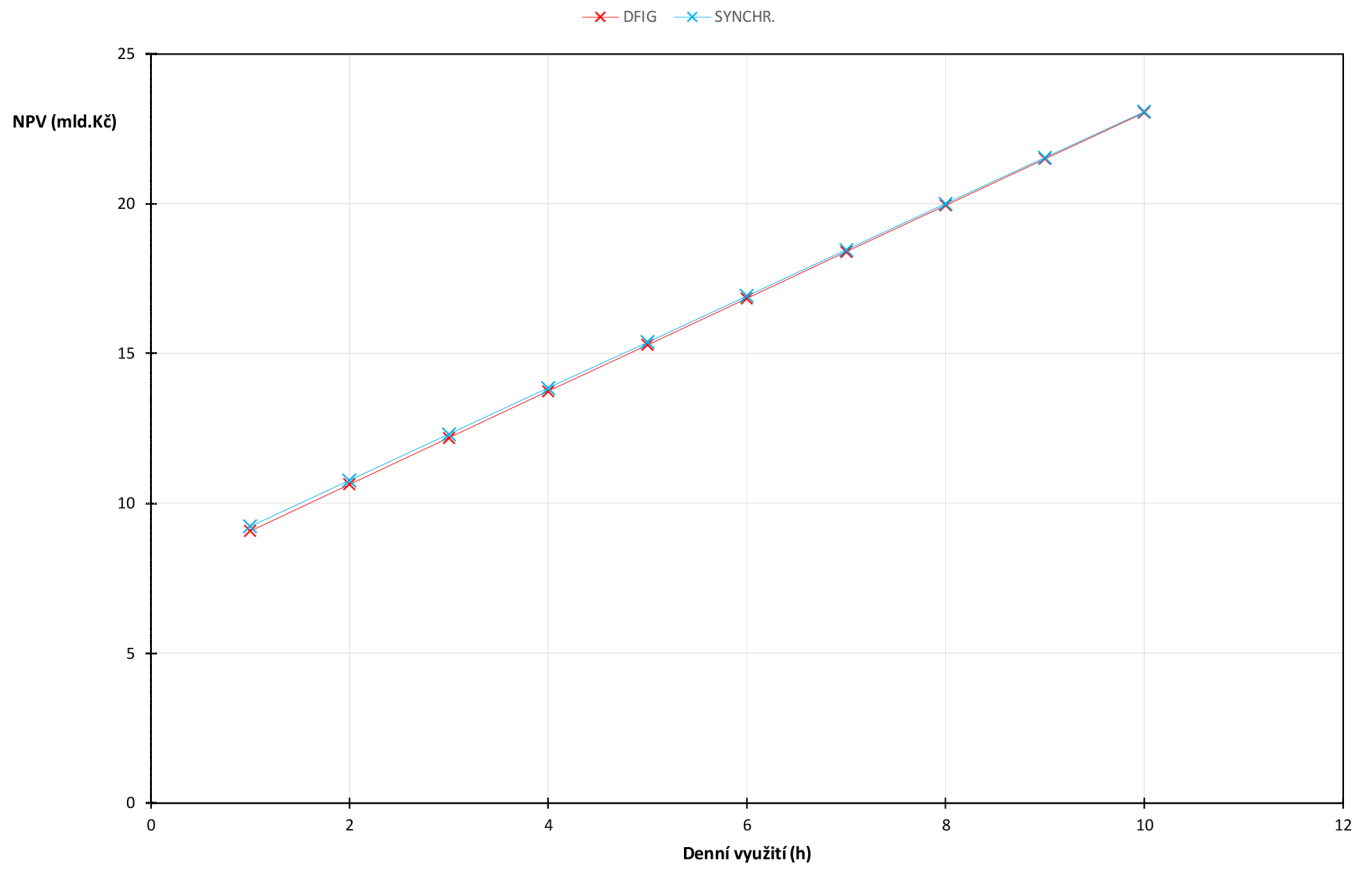


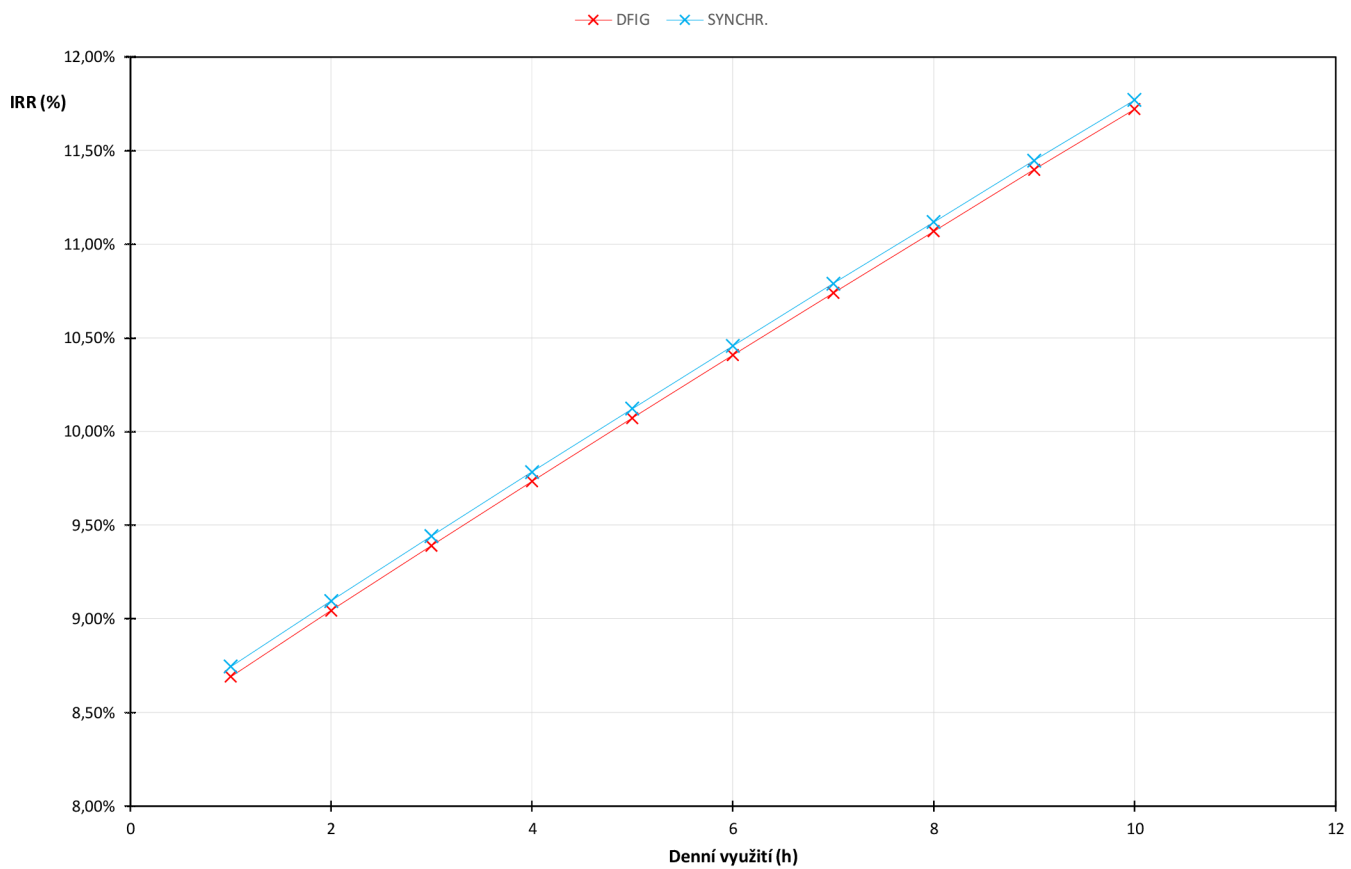
Obr. 6.17: Změna doby využití odchytky NPV

Obr. 6.18: Změna doby využití odepřilky IRR



Obr. 6.19: Změna doby využití „Money pumpa“ NPV





Obr. 6.20: Změna doby využití „Moneypumpa“ IRR

7 SWOT analýza

SWOT analýza je univerzální analytickou technikou, která se využívá pro zhodnocení vnitřních a vnějších faktorů, které mohou daný projekt ovlivnit. Vychází z anglického:

- Strengths - silné stránky
- Weaknesses - slabé stránky
- Opportunities - příležitosti
- Threats - hrozby

Podstatou je identifikace klíčových silných a slabých stránek projektu a následné omezení zjištěných slabých stránek.

Při výstavbě PVE musíme počítat se všemi riziky, které může jak příprava, tak realizace celého díla obnášet. V dalším počínání budou zohledněny dvě SWOT analýzy, a to konkrétně SWOT analýza výstavby PVE jako takové a následně i SWOT analýza využití DFIG v porovnání se synchronními soustrojími.

7.1 Přečerpávací vodní elektrárna Smědavský vrch

SILNÉ STRÁNKY	SLABÉ STRÁNKY
<ul style="list-style-type: none">- Schopnost regulace kladné i záporné odchylky- Malá konkurence v rámci poskytování mFRP5- Nízké provozní náklady a minimální nároky na personál- Vysoká provozní spolehlivost- Možnost využití v rámci protipovodňové prevence- Nízký počet soukromých vlastníků- Akumulační potenciál užitečný pro přebytečnou energii z OZE	<ul style="list-style-type: none">- Zásahy do okolní přírody CHKO Jizerské hory- Dlouhá doba přípravy a výstavby díla čítající 15 let- Vysoké nároky na kvalifikaci personálu (dlouhodobá příprava)- Geologický průzkum lokality bude nutno rozšířit- Trasa nově vybudovaného vedení může kolidovat se stávající infrastrukturou- Velké zábory půdy při výstavbě ZVN vedení- Možnost střetu s ekologickými organizacemi
PŘÍLEŽITOSTI	HROZBY
<ul style="list-style-type: none">- Možnost poskytování podpůrných služeb dle aktuální situace- Nárůst využití akumulace kvůli většímu počtu FVE a VTE v síti- Využití dolní nádrže pro vodárenské účely- Vytvoření pracovních míst jak v průběhu výstavby tak následně- Možnost využití PVE k rekreačním a turistickým účelům- Posílení ekonomického rozvoje přilehlých obcí	<ul style="list-style-type: none">- Riziko neposkytnutí úvěru v případě, že bude uvažováno spolufinancování- Riziko komplikací při povolenacích řízeních a procesech EIA ze strany ekologických iniciativ- Riziko nespolupráce ze strany vlastníků pozemků- Riziko nutnosti technický změn kvůli doposud neprovedenému geologickému průzkumu- Riziko kolize s rekreačním využitím lokality- Riziko neúspěšnosti na denním trhu s elektřinou- Riziko kolize s územně plánovací dokumentací

V případě dané lokality je možné dané hrozby minimalizovat popřípadě eliminovat těmito opatřeními:

Riziko kolize s územně plánovací dokumentací

Pro zamezení tomuto riziku je nutné vymezit námi danou lokalitu v územně plánovacích dokumentech během další aktualizace daných dokumentů PÚR, ZÚR a ÚP. Vzhledem k účelu protipovodňové ochrany a vodárenské funkci PVE může být zapracována jako veřejně prospěšná stavba.

Riziko komplikací při povolovacích řízeních a procesech EIA ze strany ekologických iniciativ

Pro omezení míry nevole je třeba vést vysvětlovací kampaň a vstřícně řešit zdůvodnitelné požadavky ze stran obyvatelstva.

Riziko nespolupráce ze strany vlastníků pozemků

Jelikož v našem případě pouze několik pozemků v rámci PVE nenáleží zcela státu, je dané riziko podstatně sníženo. Hlavní riziko představují pozemky v rámci přípojky 400 kV, kde bude nutnost odkupu daných pozemků za přijatelnou cenu, popřípadě zřízení věcných břemen. Jelikož by daná stavba měla spadat do kategorie veřejně prospěšných staveb, může být případná lokalita v případě, že nebude možné dosáhnout dohody vyvlastněna.

Riziko nutnosti technický změn kvůli doposud neprovedenému geologickému průzkumu

Pro zamezení následných problémů je potřebné provést nejprve alespoň první úroveň geologického průzkumu, který zjistí pozice podzemních objektů. Daný průzkum nám určí vhodná naleziště kameniva pro násypy hrází nádrží.

Riziko kolize s rekreačním využitím lokality

Jelikož lokalita se nachází v CHKO Jizerské hory, můžeme počítat s částečným omezením turistiky po dobu výstavby. Daným problémům jde předejít včasným varováním a řešením vzniklých problémů.

Riziko neúspěšnosti na denním trhu s elektřinou

Pokud uvážíme aktuální vývoj soustavy směrem k většímu užití obnovitelných zdrojů, vše nasvědčuje větší potřebě dalších PVE pro akumulaci přebytečné energie na území ČR. Z tohoto pohledu můžeme počítat s podporou ze strany státu. Při takto rozsáhlých projektech je pro investora nejdůležitější jistota návratu investice, proto je nezbytné, aby stát poskytl smluvní garanci na výkup podpůrných služeb. Bez zaručení státu by k realizaci díla nejspíše nedošlo. Pro omezení daného rizika je tedy potřeba domluva se státními příslušníky ohledně odkupu elektrické energie.

Riziko neposkytnutí úvěru v případě, že bude uvažováno spolufinancování

Pokud by část ceny díla musela být pokryta úvěrem, investor by (pokud by se nejednalo o ekonomicky silného investora) bez zajištění státu daný úvěr nemusel dostat, jelikož banka by neměla záruku splácení úvěru. Pro omezení daného rizika stejně jako u předchozího případu je potřeba domluvy na státní úrovni, která povede k podpisu smlouvy o odkupu elektrické energie.

7.2 Dvojitě napájený asynchronní generátor

SILNÉ STRÁNKY	SLABÉ STRÁNKY
<ul style="list-style-type: none">- Nižší náklady na čerpání- Lepší využití akumulační kapacity- Vyšší účinnost- Nižší opotřebení v rámci vibrací	<ul style="list-style-type: none">- Vyšší pořizovací cena- Větší potřebný prostor- Větší náklady na údržbu
PŘÍLEŽITOSTI	HROZBY
<ul style="list-style-type: none">- Možnost téměř okamžité odezvy na potřeby sítě- Větší výnosy v případě správné regulace	<ul style="list-style-type: none">- Riziko nové technologie v našich podmínkách- Možný nedostatek náhradních komponent- Při špatné regulaci nižší výnosy než synchronní soustrojí

Riziko nové technologie v našich podmínkách

S využitím DFIG soustrojí v ČR nejsou prozatím žádné zkušenosti. Ale ve světě například v Japonsku je daná technologie hojně užívána. Pro zamezení rizik spojených s neznalostí chování daného stroje, musíme počítat s využitím externích specialistů, kteří by prováděli školení pracovníků elektrárny.

Možný nedostatek náhradních komponent

Vzhledem k využití externí firmy by mohlo dojít k případnému nedostatku náhradních dílů, popřípadě delší době dodání. Jako řešení připadá v úvahu skladování některých komponent, které během provozu bude nutné vyměnit. V případě větších komponent bude zásadní častá revize a případná včasná výměna s uvažováním doby doručení.

Při neekonomické regulaci nižší výnosy než synchronní soustrojí

V podstatě je účinnost soustrojí v případě DFIG vyšší, v případě neekonomické regulace by však mohlo soustrojí podávat i horší výsledky než synchronní soustrojí. Dané riziko můžeme vyřešit školením odborníky a monitoringem provozních stavů.

8 Harmonogram výstavby

V rámci celkového projektu plánování a výstavby musíme vycházet z aktuální legislativy. Dané normy udávají přibližnou dobu, za kterou by jednotlivé procesy měly být vyřízeny. Vycházíme ze Stavebního zákona č. 183/2006 Sb., Vyhlášky o dokumentaci staveb č. 499/2006 Sb., Vyhlášky o územně analytických podkladech, územně plánovací dokumentaci a o způsobu evidence územně plánovací činnosti č. 500/2006 Sb., Vyhláše o podrobnější úpravě rozhodování, územního opatření a stavebního řádu č. 503/2006 Sb. a Zákona o posuzování vlivů na životním prostředí č.100/2001 Sb.

Při plánování a výstavbě je dbáno i na probíhání více jednotlivých úkonů zároveň ve snaze zkrátit celý stavební interval. Z harmonogramu je patrné že zásadní vliv na celkovou dobu výstavby mají procesy aktualizace dokumentace politiky územního rozvoje, zásad územního rozvoje a aktualizace územních plánů jednotlivých obcí.

Můžeme tedy počítat s celkovou dobou realizace přibližně 15 let. Daná doba však závisí na jednotlivých správních řízeních, kde může dojít k opoždění jednotlivých kroků v závislosti na rychlosti schvalovacího procesu. Součástí celého projektu bude i realizace vedení ZVN 400 kV do rozvodny Bezděčín, jejíž výstavba by měla probíhat simultánně s ostatními procesy.

Celý harmonogram můžeme rozdělit do těchto čtyř etap:

1.Etapa - přípravná fáze 1

První etapa realizace zahrnuje zaznamenání díla do všech dokumentů spojených s územním rozvojem, první jednání s vlastníky pozemků, autorizace v rámci vyvedení výkonu a proces EIA.

2.Etapa - přípravná fáze 2

Druhá etapa bude zahrnovat celý proces územního řízení. Počínaje výběrem projektanta, geologickým průzkumem dané oblasti až po vydání územního rozhodnutí.

3.Etapa - přípravná fáze 3

Třetí etapa zahrnuje proces stavebního řízení. Výběr projektanta pro vyhotovení pro stavební povolení a případný doplňkový geologický průzkum. Výsledkem dané fáze má být vystavení stavebního povolení.

4.Etapa - realizační fáze

Poslední etapou je již samotná realizační fáze výstavby, kde na základě výběrového řízení je vybrán zhotovitel. Vlastní realizace díla následovaná zkouškami funkcionality jednotlivých soustrojí ve zkušebním provozu společně s certifikací ČEPS pro poskytování PpS. Celková doba uvedení jednotlivých soustrojí do zkušebního provozu se liší dle velikosti a typu samotného soustrojí, obvykle se počítá s dobou asi 3 měsíců na jedno soustrojí. Po uvedení do zkušebního provozu se provádí garanční měření. Vše je zakončeno kolaudací celého díla.

Na Tab.8.1 je patrný přibližný harmonogram celé výstavby PVE.

9 Závěr

V rámci celkové práce, bylo našim úkolem sesbírání všech potřebných dat k vyhodnocení vhodnosti výstavby PVE Smědavský vrch. Daná přečerpávací elektrárna by se mohla nacházet severovýchodně od Liberce v blízkosti Smědavské hory. Zásadními faktory pro možnost a efektivitu výstavby jsou geografická data a ekonomické ukazatele projektu jako celku. Prvotní část diplomové práce zhodnotila podmínky podloží z veřejně dostupných zdrojů. V případě výstavby se lokalita nachází na stabilním podloží, bez vnější zásahů člověka s velkou částí tvořenou žulovým masivem. Avšak pro detailnější informace bude třeba provést celkový průzkum před zahájením samotné výstavby. Z hlediska ekologické části projektu, může daná lokalita skýtat případné komplikace. Jelikož se nachází v CHKO Jizerské hory a pod částí ovlivněné výstavbou by spadaly i Evropsky významná lokalita Jizerskohorské bučiny a maloplošné chráněné území Vlčí louka, můžeme tedy očekávat potřebné legislativní kroky k dosažení stavebního povolení. V tomto případě, se u chráněného území Vlčí louka bude konkrétně jednat o výjimku ze zásahu do biotopu zvláště chráněného druhu, kriticky ohrožené Šichy černé. V potaz bude třeba brát i schopnost migrace rybích druhů v Lipanovém pásmu řeky Smědé se zachováním alespoň totožného průtoku, jako je průměrný roční průtok tedy $Q_{355D} = 0,781 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$.

Základními pilíři návrhu samotného budou nádrže. Horní nádrž o celkovém objemu $3,44 \text{ mil.m}^3$ vybudovaná odtěžením a zarovnáním terénu na výšku 1020,5 m.n.m. Hráz by měla být 15 m vysoká s šířkou koruny hráze 3,5 m, k její výstavbě bude využít odkopaný materiál. U horní nádrže budeme počítat s kolísáním hladiny o 12,17 m a hrubým spádem přibližně 456,9 m. Dolní nádrž by se měla nacházet na řece Smědé přibližně 2,6 km od soutoku s Hájeným potokem. Počítáme s kamenitou hrází opatřenou o asfaltobetonové těsnění. Výška hráze by měla být 70,8 m s šířkou koruny hráze 4 m. V rámci hráze bude integrována komunikace II. třídy. Počítáme s celkovým objemem nádrže objemu $5,25 \text{ mil.m}^3$.

Přivaděče budou připojeny přes dva vtoky z horní nádrže opatřenými česlemi s možností zasunutí ocelových hradidel, dále budou pokračovat dva ocelové přivaděče o průměru 4 m uložené ve skalním masivu. Přivaděče budou dále děleny na úseky viz kapitola 3.2 v případě prvního úseku budou rozděleny dvěma komorovými rychlouzávěry.

Na turbíny samotných strojů se pak voda bude dostávat skrz kalhotové kusy. Budeme uvažovat délku přivaděčů 1505,6 m bez nutnosti využití vyrovnávací komory. Před turbínami uvažujeme použití kulových uzávěrů kvůli minimalizování tlakových ztrát. Ostatní ražené servisní tunely jsou shrnuty v rámci kapitoly 3.3, kde se jejich celkové rozměry budou odvíjet od samotného procesu ražby.

Při osazení samotné strojovny budeme uvažovat dvě koncepce, a to konkrétně využití čtyř synchronních turbosoustrojí, popřípadě využití kombinace dvou synchronních a dvou DFIG soustrojí. U strojovny se počítá s vertikálním uložením komponent. Soustrojí budou opatřena Francisovou reverzní turbínou z nerez oceli pro umožnění reverzního chodu, do kterého budou uvedeny za pomoci frekvenčních měničů. Konstruktivní řešení by mělo umožňovat vyjmutí oběžného kola bez demontáže generátoru. U motogenerátorů počítáme s 10 póly, maximálním činným výkonem 150 MW, zdánlivým výkonem 176 MVA a přímým spojením s Francisovou reverzní turbínou. Toto platí pro obě koncepce, rozdílné však bude jednopólové uspořádání. U synchronního motogenerátoru budeme uvažovat připojení frekvenčního měniče o výkonu 25 MVA na stator, který bude zajišťovat rozběh dvou soustrojí. U soustrojí DFIG budeme uvažovat jeden měnič pro každé soustrojí, zde však stator bude připojen přímo na síť a rotor bude připojen za pomoci měniče. Pro jednotlivá soustrojí bude vyčleněn prostor 48 x 22,5 x 21 m. U soustrojí DFIG budeme uvažovat zvýšení délky stroje přibližně o metr, čemuž budou muset být upraveny přivaděče. V rámci strojovny bude vyčleněn montážní prostor o rozměrech 48 x 28 x 21 m s revizní jámou. Chlazení bude realizováno cirkulačním vzduchovým chlazením. Ve strojovně budou umístěny dva mostové jeřáby se společnou nosností vyšší, než bude váha nejtěžší komponenty. Na podlaží turbín budou umístěny regulační prvky a provozní měření. Řízení technologických procesů bude zcela automatické s možností ručního řízení v případě selhání dálkového řízení.

Vývod každého z motogenerátorů bude realizován třemi zapouzdřenými vodiči o průměru 1 m. Ty budou šachtou spojeny se zapouzdřenými odpojovací a trojpólovým výkonovým vypínačem s jmenovitým proudem 10 kA a zkratovým proudem 63 kA. Propojení s komorou transformátorů bude realizováno dvěma spojovacími tunely a opět zapouzdřenými vodiči. Daná komora bude o rozměrech 107,5 x 15 x 18 m vybudovaná ve vzdálenosti 20 m od strojovny a bude obsahovat šest jednofázových trojvinutových transformátorů. Výkon bude vyveden šesti jednofázovými kabely s hliníkovým jádrem 630 mm² do zapouzdřené rozvodny 400 kV a následně venkovním vedením o délce přibližně 48 km do rozvodny Bezdčín. Užity budou stožáry Delta a vhodné AlFe lano bude zvoleno na základě zkratových poměrů generátoru a jednotlivých povětrnostních vlivů na ně působících v další fázi dokumentace.

Jako záložní vedení bude sloužit vedení 22 kV, které bude spojovat lokalitu s nejbližší rozvodnou distribuční sítí. Pro případ úplného výpadku bude instalován dieselaagregát o výkonu 400 kVA pro BS.

Celkové náklady na konfiguraci se soustrojími DFIG byly stanoveny na 23,39 mld.Kč s uvažováním meziročního eskalačního koeficientu o hodnotě 2% pro synchronní soustrojí hodnota vyšla 23,13 mld.Kč výpočty jsou uvedeny v elektronické příloze. V kapitole 6.1.2 byly určeny celkové provozní náklady PVE, projevující se do celkových výpočtů. S touto konfigurací bylo dále přikročeno k určení nejvýhodnějších provozních stavů PVE a jejich vlivů na ekonomickou stránku projektu. V rámci ekonomické analýzy bylo přikročeno ke třem scénářům, při kterých byly porovnávány jak jednotlivé režimy, tak obě technologie. Následně byla provedena i citlivostní analýza na jednotlivé změny vstupních hodnot. Z daných scénářů je patrné, že technologie DFIG v porovnání s klasickou koncepcí pouze synchronních motogenerátorů ztrácí, a i přes vyšší zisky jako takové. Projevuje se zde právě vyšší pořizovací cena a celková cena za údržbu. Koncový rozdíl však není až tak markantní v ohledu na výhody spojené s užitím DFIG soustrojí a při vhodném řízení zvláště při jiných než nominálních hodnotách, by mohl hodnoty vah obrátit ve svůj prospěch. Pokud však projekt jako takový máme hodnotit pouze z ekonomického hlediska a získaných dat, tak uspořádání se synchronními soustrojími je pro výstavbu vhodnější, kvůli větší jistotě návratu dané investice.

Však abychom vyhodnotili vhodnost výstavby PVE jako celku, musíme nejprve zvážit aktuální situaci na poli energetiky, než postoupíme k samotnému hodnocení. Evropská legislativa během posledních let hraje právě v prospěch PVE, popřípadě bateriových uložišť. Nařízení EB GL Evropské komise 2017/2195 ze dne 23. listopadu 2017 zavazuje provozovatele přenosových soustav ke spolupráci a sjednocení pravidel služeb výkonové rovnováhy. Vzhledem k propojené síti ENTSO-E skýtá větší možnost propojení v rámci platform PICASSO, MARI, TERRE a IGCC. Tyto platformy mají zajišťovat sdílení podpůrných služeb v Evropě, což nabízí větší variabilitu pro poskytovatele daných služeb.

Důležitým faktorem, který také hraje ve prospěch vybudování nové PVE je samotná Státní energetické koncepce, kde Česká republika navrhuje příspěvek k evropskému cíli v rámci OZE do roku 2030 na úrovni 22 %, což je o 9 % více než stávající koncepce. Využívání OZE dle studií by v roce 2030 mělo dosáhnout 15 TWh a roce 2040 již 20 TWh, což povede k větší nutnosti zastoupení regulačních prvků soustavy.

Evropská unie navíc usiluje o dekarbonizaci výroby elektřiny v uhelných elektrárnách, aby v roce 2050 dosáhla neutrální uhlíkové stopy.

V případě ČR můžeme počítat s dvěma možnými scénáři, buď bude počítáno s postupným odklonem od uhelných elektráren a v provozu budou zůstat pouze zmodernizovaná díla. Popřípadně dojde k významnému odstavení a v provozu zůstane pouze jedna nová elektrárna a teplárny. K samotné situaci přispívá i historicky nejvyšší cena emisních povolenek CO₂.

Evropská iniciativa v rámci dekarbonizace se však projevuje i v jiném odvětví, a to konkrétně elektromobility. V dohledné budoucnosti má následně docházet k zákazu spalovacích motorů a podpoře jiných obnovitelných zdrojů. U většiny dnešních automobilek bylo již překročeno k výrobě alternativních konceptů dopravy, můžeme tedy počítat s jejím rostoucím podílem na spotřebě elektrické energie. Hlavním problémem, který by elektromobilita mohla skýtat, by mohlo být prohloubení denních špiček a tím způsobené požadavky na jejich pokrytí. Když budeme uvažovat všechny tyto informace, tak vybudování PVE Smědavský vrch je vhodnou variantou, jak čelit budoucí situaci na trhu s elektřinou. A ať už bude využita jakákoliv varianta z nabízených, bude projekt generovat zisk a ke splacení dojde během přibližně 10 let s uvažováním nejhorších možných scénářů. V budoucnu můžeme spíše počítat že hodnoty odchylek a jiných podpůrných služeb porostou a můžeme se dostávat na dobu návratnosti dané investice kolem 9 let. Daná stavba navíc může přispět i k regulaci toku omezením případných ekonomických ztrát v případě povodňových přívalů, které se v této lokalitě objevují.

Celá diplomová práce by měla sloužit jako prvotní návrh pro případného investora s uvažováním pokrytí celé stavby z vlastních zdrojů. Na základě konzultace však můžeme u částečného financování úvěrem počítat s vyššími hodnotami ekonomických ukazatelů. Závěrem můžeme říct, že výstavba PVE Smědavský vrch je ekonomicky výhodným projektem pro případného investora a skýtá pouze několik rizik se kterými se investor bude muset zabývat. Všechna rizika jsou zhodnocena v kapitole 7. SWOT analýza a pro případné další počínání investora byl v rámci kapitoly 8. vytvořen harmonogram výstavby.

Literatura

- [1] HUŠEK, Josef. Přecherčpávací vodní elektrárny. 1. Praha: Státní nakladatelství technické literatury, 1963. ISBN 04-243-63.
- [2] GABRIEL, Pavel, Petr KALANDRA a František ČIHÁK. Malé vodní elektrárny. 1. Praha: České vysoké učení technické, 1998. ISBN 80-010-1812-1.
- [3] LENGYEL, Juraj. Projektovanie vodných elektrární: (Obrazová časť.). 1. vyd. Bratislava: SVTL, 1960. 228 s., 4 příl.
- [4] PNE 33 3300: Navrhování a stavba venkovních vedení nad AC 45 kV. 1. Praha: Sagit, 2016.
- [5] EIA - Posuzování vlivů na životní prostředí. Liberecký kraj [online]. Liberec: Liberecký kraj, 2020 [cit. 2021-01-25]. Dostupné z: <https://zivotni-prostredi.kraj-lbc.cz/page333>
- [6] Průběh procesu EIA. Třetí ruka [online]. Praha: CEMS, 2013 [cit. 2021-01-25]. Dostupné z: <https://www.tretiruka.cz/eia/prubeh-procesu-eia/>
- [7] Přirozená povodeň. Povodňový plán SO ORP [online]. Brno: EDPP.CZ, 2021 [cit. 2021-01-25]. Dostupné z: https://www.edpp.cz/orpfry_prirozena-povoden
- [8] ČSN EN 1991-1-4. 2. Praha: Úřad pro technickou normalizaci, 2013.
- [9] Přehradý. Vodohospodářská zařízení III. [online]. Ostrava: Hornicko-geologická fakulta- Technická univerzita Ostrava, 2013 [cit. 2021-01-25]. Dostupné z: <http://hgf10.vsb.cz/546/VHZ3/prehrady.html>
- [10] Podpurné služby. ČEPS, a.s. [online]. Praha: ČEPS, 2019 [cit. 2021-5-18]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/podpurne-sluzby>
- [11] Zákon o daních z příjmů: Příloha č. 1 k zákonu č. 586/1992 Sb. In: . Praha: Česká národní rada, 2021, ročník 1992, 586/1992 Sb.
- [12] KOPŘIVA, CSC., Ing. Miroslav, Ing. Miloš URBÁŠEK, Ing. Petr SKLENÁŘ, Ing. Vladimír OCHOTNÝ, Petr MICHÁLEK, Ing. Čestmír HÖLL, CSC. a Ing. Jan HÖLL. Přecherčpávací vodní elektrárna Dlouhé stráně: Historie a výstavba. 3. Šumperk: Energotis s.r.o, 2008. ISBN -.
- [13] Koutnik, Jiri & Foust, J. & Nicolet, Christophe & Saiju, Rohit & Kawkabani, Basile. (2010). Pump-Storage Integration with Renewables – Meeting the Needs Using Various Concepts.

- [14] Final report on feasibility study on adjustable speed pumped storage generation technology. Japan International Cooperation Agency [online]. Japan International Cooperation Agency : Tokyo Electric Power co. : Tokyo Electric Power Services, 2012, 2012(-), 144 [cit. 2021-5-23]. Dostupné z: <https://openjicareport.jica.go.jp/pdf/12044822.pdf>
- [15] BIDGOLI, Mohsen Alizadeh, Weijia YANG a Ali AHMADIAN. DFIM versus synchronous machine for variable speed pumped storage hydropower plants: A comparative evaluation of technical performance. *Renewable Energy* [online]. 2020, 2020(159), 72-86 [cit. 2021-5-23]. ISSN 0960-1481. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148120308685?via%3Dihub>
- [16] SYNEK, Miloslav. *Manažerská ekonomika*. 5., aktualiz. a dopl. vyd. Praha: Grada, 2011. Expert (Grada). ISBN 978-80-247-3494-1.

Seznam příloh

A Přílohy	105
A.1 Příloha 1	105
A.2 Příloha 2	105

A Přílohy

A.1 Příloha 1

Elektronická příloha: xvavra18_NPV

A.2 Příloha 2

Elektronická příloha: xvavra18_Výstupy citlivostní analýzy