



**FAKULTA  
STROJNÍ  
ČVUT V PRAZE**

**České vysoké učení technické v Praze**

**Fakulta strojní**

**Ústav energetiky**

**Optimalizace výkonu přečerpávací vodní  
elektrárny**

**Bakalářská práce**

Jméno autora

Jan Vortel

Vedoucí bakalářské práce

Doc. Ing. Tomáš Dlouhý, CSc.

Studijní program a obor

B2342 TZSI, bez oboru

Rok

2019



### **Prohlášení**

Prohlašuji, že tuto bakalářskou práci jsem vypracoval samostatně s použitím odborné literatury, která je náležitě ocitována a uvedena v souladu s doporučením Fakulty strojní ČVUT v Praze.

V Hradci Králové dne 31. 5. 2019

.....

Jan Vortel

## **Poděkování**

Rád bych tímto poděkoval panu doc. Ing. Tomáši Dlouhému CSc., který mi během psaní této bakalářské práce poskytoval cenné rady, odborné vedení a byl velice trpělivý. Dále bych rád poděkoval mé rodině a svým přátelům, kteří mě při studiu vždy neúnavně podporovali.

## **Anotační list**

Název bakalářské práce	Optimalizace výkonu přečerpávací vodní elektrárny	
Anglický název	Optimization of pumping-storage power plant capacity	
Bibliografické informace	počet stran	64
	počet obrázků	4
	počet grafů	20
	počet tabulek	6
	počet příloh	1
Klíčová slova	Přečerpávací vodní elektrárna, instalovaný výkon, přenosová soustava, ekonomická optimalizace výkonu	
Keywords	Pumping-storage power plant, transmission system, economical power optimization	

## **Abstrakt**

Cílem této bakalářské práce je vytvořit ekonomický provozní model přečerpávací vodní elektrárny a následně optimalizovat velikost instalovaného výkonu v závislosti na rozdělení využití vyrobeného výkonu.

## **Abstract**

The aim of this bachelor thesis is to create an economical model of pumping-storage power plant and optimizing of installed power depending on distribution of use of produced power.

# Obsah

Seznam uvedených zkratk	8
Seznam obrázků	8
Seznam grafů	8
Seznam tabulek	9
1. Úvod	10
2. Princip funkce PVE	11
3. Stavební a technické části PVE	14
3.1 Horní nádrž	14
3.2 Dolní nádrž	14
3.3 Tlakové přivaděče	15
3.4 Uzavírací orgány potrubí	15
3.5 Pohonné ústrojí PVE	15
4. Vliv na životní prostředí	18
5. Volba vhodné lokality	18
5.1 Přečerpávací vodní elektrárny v České republice	19
5.2 Přečerpávací vodní elektrárny v Evropě	22
6. Fungování PVE v elektrizační soustavě	23
6.1 Podpůrné služby PpS - dynamická funkce	23
6.1.1 Definice podpůrných služeb	23
6.1.1 Obecné požadavky na PpS	24
6.1.2 Minutová záloha $MZ_t$	24
6.1.3 Start ze tmy	27
6.1.4 Regulační energie	27
6.1.5 Obstarávání PpS	28
6.1.6 Roční příprava provozu	28
6.1.7 Stanovení výše podpůrných služeb a jejich dostupnost	29
6.2 Statická funkce – obchod s elektřinou, OTE	29
6.2.1 Blokovaný trh	29
6.2.2 Denní spotový trh	29
6.2.3 Vnitrodenní trh	29
6.2.4 Vyrovňovací trh s regulační energií	30
7. Praktická část	31

7.1	Provozní model přečerpávací vodní elektrárny.....	31
7.2	Analýza dat.....	32
7.2.1	Účinnost cyklu .....	33
7.2.2	Průměrná cena elektřiny na denním trhu .....	34
8	Ekonomická bilance PVE .....	38
8.1.1	Modelová varianta .....	38
8.1.2	Náklady na výstavbu PVE .....	40
8.1.3	Provozní náklady .....	41
8.1.4	Prostá doba návratnosti.....	42
8.1.5	Diskontování.....	43
8.1.6	Čistá současná hodnota.....	43
8.1.7	Varianta 1.....	44
8.1.8	Varianta 2.....	47
9	Porovnání varianty 1 a 2 .....	50
10	Závěr .....	51
11	Zdroje.....	54
12	Přílohy.....	57
12.1	Přehled uvažovaných variant instalovaných výkonů .....	57
12.1.1	Varianta 1.....	57
12.1.2	Varianta 2.....	57
12.1.3	Varianta 3.....	58
12.1.4	Varianta 4.....	58
12.1.5	Varianta 5.....	59
12.1.6	Varianta 6.....	59
12.1.7	Varianta 7.....	60
12.1.8	Varianta 8.....	60
12.1.9	Varianta 9.....	61
12.1.10	Varianta 10 .....	61
12.1.11	Varianta 11 .....	62
12.1.12	Varianta 12 .....	62
12.1.13	Varianta 13 .....	63
12.1.14	Varianta 14 .....	63

## Seznam uvedených zkratk

PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
MZ <sub>t</sub>	Minutová záloha
RZMZ <sub>t</sub>	Regulační minutová záloha
ČEPS	Společnost ČEPS, a.s., provozovatel přenosové soustavy
ERU	Energetický regulační úřad
Kč	Koruna česká
EUR	Euro
PpS	Podpůrné služby
ES	Elektrizační soustava
PS	Přenosová síť

## Seznam obrázků

Obrázek č. 1	Schéma PVE Dlouhé stráně
Obrázek č. 2	Francisova turbína
Obrázek č. 3	Peltonova turbína
Obrázek č. 4	Instalovaný výkon ve evropských státech

## Seznam grafů

Graf č. 1	Množství spotřebované elektrické energie ve Středočském kraji 15.3.2019
Graf č. 2	Výroba v PVE skupiny ČEZ
Graf č. 3	Poskytovatelé služby MZ <sub>5</sub>
Graf č. 4	Průběh testu najetí z nulového výkonu
Graf č. 5	Průběh testu najetí z nenulového výkonu
Graf č. 6	Vývoj velikosti instalovaného výkonu mezi lety 2008 - 2017
Graf č. 7	Vývoj výroby elektřiny brutto mezi lety 2008 - 2017
Graf č. 8	Schéma čerpání a turbínování PVE v průběhu dne
Graf č. 9	Vývoj ceny v EUR/MWh mezi dny 5.3. 2019 – 5.4. 2019
Graf č. 10	Vývoj ceny v EUR/MWh mezi dny 5.3. 2019 – 13.3. 2019
Graf č. 11	Vývoj ceny v EUR/MWh mezi dny 23.3. 2019 – 30.3 2019
Graf č. 12	Množství obchodované elektrické energie mezi dny 5.3. 2019 - 5.4. 2019
Graf č. 13	Graf provozních nákladů v závislosti na instalovaném výkonu



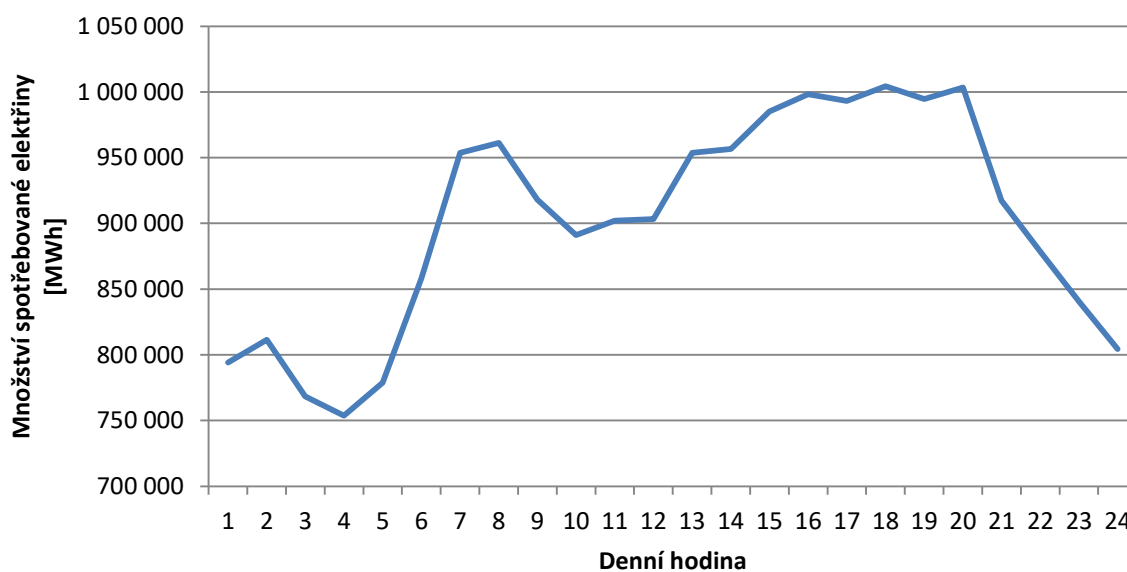
Graf č. 14	Prostý kumulovaný zisk bez diskontování
Graf č. 15	Kumulovaný nediskontovaný zisk pro výkon 100 MW
Graf č. 16	Kumulovaný diskontovaný zisk pro výkon 100 MW
Graf č. 17	Prostý kumulovaný zisk bez diskontování pro
Graf č. 18	Kumulovaný nediskontovaný zisk pro výkon 200 MW
Graf č. 19	Kumulovaný diskontovaný zisk pro výkon 200 MW
Graf č. 20	Porovnání kumulovaného diskontovaného zisku pro různé varianty

## **Seznam tabulek**

Tabulka č. 1	Akumulovaná energie závislosti na spádové výšce
Tabulka č. 2	Porovnání jednotlivých trhů
Tabulka č. 3	Základní informace o PVE na území České republiky
Tabulka č. 4	Měrné a celková náklady na výstavbu PVE v závislosti na instalovaném výkonu
Tabulka č. 5	Roční cash flow, náklady na výstavbu PVE a prostá doba návratnosti v závislosti na instalovaném výkonu
Tabulka č. 6	Provozní náklady v závislosti na instalovaném výkonu

## 1. Úvod

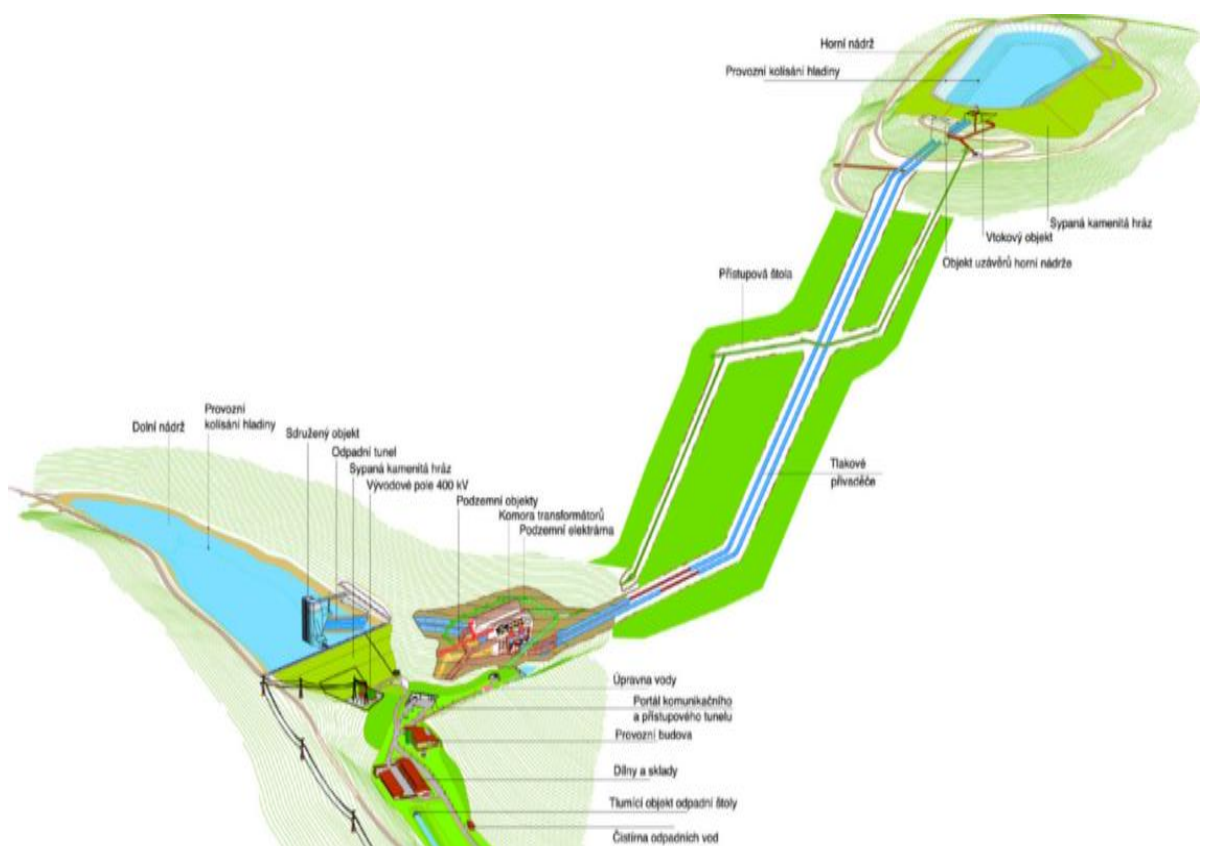
V dnešní době je trendem využívání obnovitelných zdrojů k produkci elektrické energie, protože současné zdroje fosilních paliv nejsou nevyčerpatelné a jejich využívání není ekologické. Cílem Evropské unie je do roku 2020 vyrábět 20% elektrické energie z obnovitelných zdrojů. Mezi tyto zdroje patří voda, vítr a sluneční svit. Větrné a fotovoltaické elektrárny jsou závislé na vlivu počasí a podnebí, proto nezaručují konzistentní dodávky výkonu a výkon nelze ovlivňovat dle potřeby sítě. Oproti tomu jaderné a uhelné elektrárny vnějšími vlivy ovlivněné nejsou, ale jsou navrženy na konstantní produkci elektrické energie a jejich výkon lze regulovat omezeně a není to ekonomicky výhodné. Dalším problémem je nevyvážená spotřeba elektrické energie v průběhu dne, jak je vidět z grafu č. 1. Toto kolísání se řídí průmyslovými a lidskými potřebami a v budoucnosti bude pravděpodobně stále výraznější. Z grafu je vidět, že v ranních hodinách spotřeba elektrické energie prudce stoupá a v průběhu dne neustále kolísá. Toto kolísání představuje riziko, které může vést až k přerušení dodávek elektrického proudu a tyto špičky je potřeba bezpečně pokrýt. K rychlé a účinné regulaci vzniklých špiček a poklesů zatížení elektrické sítě se využívá různých zásobáren elektrické energie. Přečerpávací vodní elektrárny, dále jen PVE, patří mezi nejflexibilnější velkokapacitní zásobárny elektrické energie a většina těchto elektráren je schopna najet na plný výkon do 5 minut od vyslání požadavku. [1][2][3]



Graf 1: Množství spotřebované elektrické energie ve Středočském kraji 15.3.2019, zdroj: ČEZ

## 2. Princip funkce PVE

Přečerpávací vodní elektrárny existují dvojího typu. Elektrárny se smíšenou akumulací a umělou, neboli sekundární, akumulací. Elektrárny se smíšenou akumulací vody jsou postaveny tak, že horní nádrž má přirozený přítok vody a jedná se tedy o přehradu, která může fungovat zároveň jako průtočná elektrárna. Pokud se jedná o elektrárnu s umělou akumulací, je horní nádrž vybudována bez přirozeného přítoku a vodní koloběh je uzavřen. Nejvhodnější elektrárna k popisu samotného principu je PVE Dlouhé Stráně, která je největší svého druhu v České republice. Na obrázku 1 je vyobrazeno schéma této PVE. [2]



Obrázek č.1: Schéma PVE Dlouhé stráně, zdroj: [21]

PVE pracuje na principu akumulace potenciální energie v podobě načerpání vody do horního rezervoáru. Horní rezervoár může být vytvořen umělým vyhloubením, využitím stávající vodní plochy anebo přehrazením údolí. Dolní nádrž je vytvořena obdobně a je vhodné ji umístit tak, aby měla přirozený přítok vody, protože při provozu PVE dochází ke ztrátě vody odpařováním, průsakem nebo různými netěsnostmi v soustavě. Při požadavku z centrály, která může být umístěna mimo komplex PVE, je voda z horní nádrže vedena tlakovým potrubím až do kaverny, kde je umístěno pohonné

ústrojí, které posléze vyrábí elektřinu. Množství uskladněné potenciální energie odpovídá vztahu,

$$E_p = m * g * H [J]$$

kde  $m$  je hmotnost vody [kg],  $g$  je gravitační konstanta [ $m/s^2$ ] a  $H$  je výškový rozdíl hladin horní a dolní hladiny nádrže [m]. Teoretický výkon turbíny poté spočítáme ze vzorce,

$$P = Q * H * \rho * g * \eta [W]$$

kde  $Q$  je objemový tok vody [ $m^3/s$ ],  $\rho$  [ $kg/m^3$ ] je hustota vody a  $\eta$  je účinnost turbíny. [1]

Z této rovnice vyplývá, že výkon na svorkách generátoru lze ovlivňovat objemovým tokem vody a výškovým spádem, který je ale daný již při volbě vhodné lokality a při provozu regulovat nelze. Proto se pro maximální možný výkon PVE snažíme tyto vstupní parametry navýšit do maximální možné míry. Elektrárny s primární akumulací mohou díky velkému objemu horní nádrže poskytnout maximální objemový tok po dlouhou dobu. Spádový rozdíl tak může být menší. Pokud se jedná o elektrárnu se sekundární akumulací, je většinou horní nádrž umístěna na vrcholu hory a proto je zde omezený prostor pro výstavbu nádrže a tím je možné uložit menší objem vody. Z těchto důvodů je vhodné dosáhnout maximálního možného spádového rozdílu, jako je tomu například u PVE Dlouhé Stráně. [2]

Při výpočtech maximálního možného výkonu vycházíme ze vztahu,

$$1kWh = 367,2 tm$$

Poté dostaneme,

$$V_k = \frac{A * 367,2}{H * \eta_1 * \eta_2 * \eta_3 * \eta_4} \left[ \frac{m^3}{kWh} \right]$$

kde  $V_k$  je objem horní nádrže,  $A$  je energie v kWh,  $H$  je střední spád v m,  $\eta_n$  jsou účinnosti potrubí, turbíny, generátoru a ostatní. Po vyjádření vyrobeného výkonu a dosazení účinností  $\eta_{1,2,3,4} = 0,9$ , zjistíme výkon, který vyrobí 1  $m^3$  vody v závislosti na velikosti spádu. [2]

Tabulka č. 1, Akumulovaná energie závislosti na spádové výšce

H[m]	100	200	500	1000	1500
A[kWh]	0,178676	0,357353	0,893382	1,786765	2,680147

Z těchto hodnot je zřejmé, že je vhodné využít co největšího spádového rozdílu, který umožňují dané podmínky tak, aby každý metr krychlový vody z horní nádrže byl využit co nejefektivněji.

Výslednou účinnost PVE vypočítáme ze vztahu,

$$\eta_{PVE} = \frac{P_{vyrobený}}{P_{spotřebovaný}}$$

kde  $P_{vyrobený}$  je výkon, který elektrárna vyrobí v turbínovém režimu a  $P_{spotřebovaný}$  je výkon, který je potřeba k načerpání vody do horního rezervoáru. Účinnost se běžně pohybuje mezi 70% a 75% a značně ji zvýšit již není možné. Pokud je však PVE vystavěna ve vhodné lokalitě, lze využít výhodného uspořádání nádrží k maximalizaci účinnosti. Takovým vhodným uspořádáním je například přirozený přítok do dolní nádrže, který je tak velký, že ho nelze efektivně využít a musel by být z důvodu kapacity vypouštěn přepady. Dolní nádrž a čerpadla je zároveň umístěny výš, než je turbína a odpadní tunel. V tom případě lze využít výše položené hladiny tak, že čerpadla budou čerpat vodu do horní nádrže po menší výškové dráze a než je užitečný spád při turbínovém provozu. Například elektrárna Reisseck-Kreuzeck v Rakouských alpách využívá skupin jezer, ze kterých čerpá vodu do horních nádrží a posléze pouští do nádrží v údolí. Celkový rozdíl výšky spádové a výšky, po kterou musí být voda přečerpána, je téměř 600m. Díky tomu elektrárna spotřebuje v čerpadlovém režimu méně energie, než vyrobí v turbínovém režimu. [1][2]

### **3. Stavební a technické části PVE**

#### **3.1 Horní nádrž**

Jak již bylo řečeno, velikost a umístění horní nádrže hraje nejdůležitější roli ve výsledném výkonu PVE. Stavba horní nádrže se liší podle typu akumulace, která je závislá na přírodních podmínkách. U elektráren se sekundární akumulací bude umístěna horní nádrž vrcholu hory, tím se omezuje možná plocha, která bude zaplavena. Tvar nádrže totiž kopíruje tvar hory a hráz je vytvořena buď vyhloubením do hory anebo vytvořením obvodové sypané hráze. Nejvhodnější umístění horní nádrže ale nezávisí pouze na možnosti co nejkratšího přivaděče, ale také na požadavku, aby byl vtokový objekt co nejbližší svahu. Tím jsou ušetřeny náklady na výstavbu vyrovnávacích komor, které by musely být vybudovány při vedení přivaděče s mírným sklonem. Při stavbě horní nádrže u PVE s umělou akumulací musíme hledat optimální velikost mezi náklady na hloubení nádrže a na výstavbu obvodové hráze. Při hloubení nádrže a zachování stálého objemu, se bude zmenšovat potřebná plocha, ale zvyšovat plocha stěn, tím budou klesat náklady na výstavbu obvodové hráze a náklady na hloubení a utěsnění nádrže budou značně narůstat. Proto musíme najít optimum mezi hloubkou a plochou. [2]

V případě smíšené akumulace je horní nádrž vytvořena přehrazením údolí s přirozeným vodním tokem. V tomto případě může PVE fungovat i jako průtočná elektrárna. Protože tyto vodní nádrže mají zpravidla velký objem a mohou poskytnout velký objemový tok po dlouhou dobu, nemusí být spádová výška mezi nádržemi tak velká, jako tomu je u PVE se sekundární akumulací. Díky tomu se zkracuje nutnost dlouhého přivaděče a tím zmenšuje ztráty v potrubí. Příkladem takové elektrárny je PVE Dalešice.

#### **3.2 Dolní nádrž**

Dolní nádrž bude zpravidla vytvořena přehrazením vodního toku v nejužším místě údolí, nebo v některých případech může být vytvořena odděleně od přírodních toků tak, aby byl vytvořen uzavřený koloběh vody. Tato nádrž je navržena tak, aby plnila nejen funkci potřebnou pro PVE a zároveň vhodně regulovala tok řeky a sloužila i k rekreačním účelům. Ve spodní nádrži se v části vtokového ústrojí nachází jemné česle, které zaručují odstranění nečistot, které by mohly poškodit pohonné ústrojí elektrárny. Díky uzavřenému koloběhu vody v nádržích nemusí být těmito česlemi

opatřena horní nádrž. Je ale vhodné vtokové ústrojí horní nádrže navrhnout tak, aby zde byla možná pozdější instalace česlic v případě potřeby. [2]

### **3.3 Tlakové přivaděče**

Tlakové přivaděče slouží k transportu vody z horní do dolní nádrže a opačně. Oproti přivaděčům v běžných vodních elektrárnách, jsou na ně kladeny zvláštní požadavky, z důvodu obousměrného proudění vody. Tlakové přivaděče mohou být vedeny pod povrchem nebo povrchově v ocelovém tlakovém potrubí. Toto potrubí může být následně zasypáno z důvodu zabezpečení proti vnějšímu poškození nebo z ekologických důvodů. Při stanovení vhodného průměru přivaděče musíme dbát na obousměrný provoz, který způsobují rozdíl rychlostí a tlaků při čerpadlovém a turbínovém režimu. Při turbínovém režimu je rychlost proudění vody větší než při čerpadlovém režimu. Proto je potrubí vystaveno působení malého statického tlaku i dynamického tlaku. Naopak při čerpadlovém režimu dochází k navýšení statického tlaku působícího na stěnu, které je ovlivněno vlastnostmi čerpadla a uzávěry v přivaděči. Při náhlém uzavření přivaděče, které může být způsobeno poruchou, vzniká v přivaděči maximální možný tlak. V tlakových přivaděčích dochází ke ztrátám třením, které je vhodné minimalizovat. Toho je možné zvolením vhodného průměru přivaděče, které vychází z Weissbachova vzorce. [2]

### **3.4 Uzavírací orgány potrubí**

Uzavírací orgány PVE jsou stejné jako ty, které se používají u ostatních vodních děl. Jedná se o tabulové a klapkové uzávěry, které jsou umístěny u vtoku do přivaděčího potrubí, a před turbínami se nachází kulové nebo prstencové uzávěry. Při zavírání těchto uzávěrů je důležité dbát na rychlost, aby nedošlo ke skokovému navýšení tlaku v přivaděči. [2]

### **3.5 Pohonné ústrojí PVE**

Volba vhodného pohonného ústrojí PVE je velice důležitá a musí se přizpůsobit daným parametrům elektrárny. Nachází se v části elektrárny, která se nazývá kaverna. V praxi se setkáme s dvoustrojovým, třístrojovým a čtyřstrojovým uspořádáním. Dvoustrojové uspořádání se skládá z turbínového čerpadla a motorgenerátoru. Čerpadlová turbína může fungovat v obou směrech, čili čerpat vodu do horní nádrže a při vypouštění funguje jako turbína. Pohon zajišťuje motorgenerátor, který pohání turbínu při čerpadlovém provozu a při provozu turbínovém vyrábí elektřinu. Další

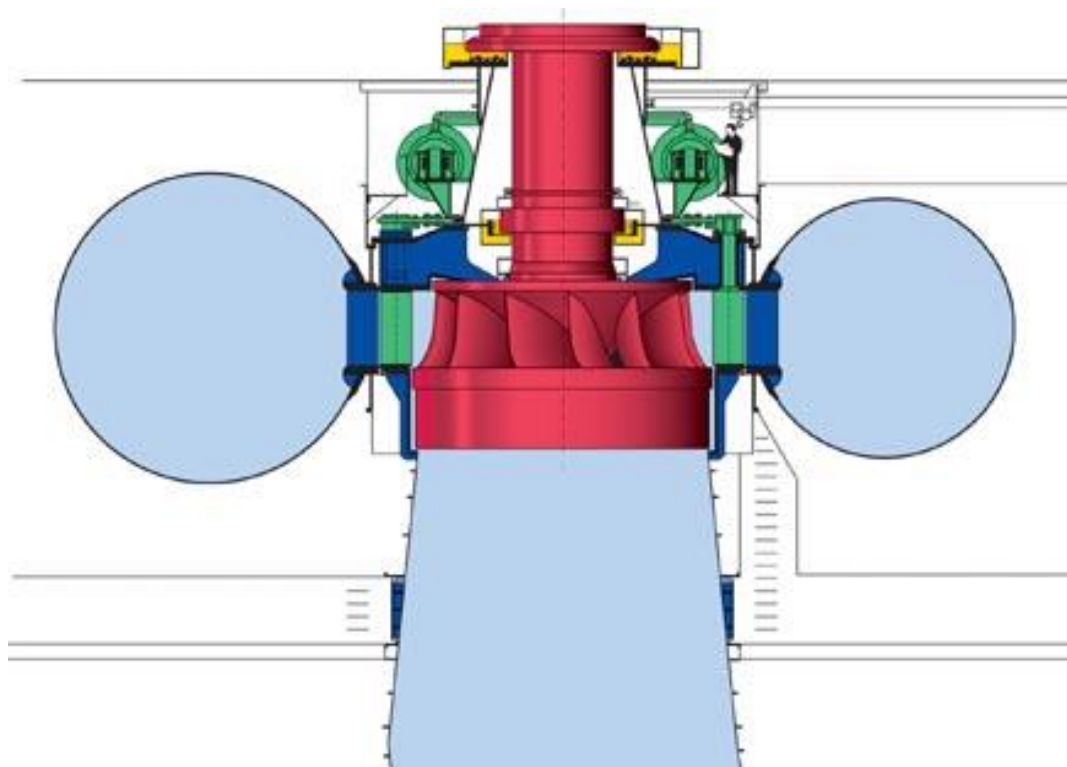
možností je opatření separátního čerpadla, tím získáváme uspořádání třístrojové, které taktéž pohání motorgenerátor. Jednotlivé části jsou umístěny buď horizontálně vedle sebe, toto uspořádání je vhodné pro menší spády, nebo vertikálně nad sebou, které je vhodnější pro spády větší. Turbína a čerpadlo jsou k motorgenerátoru připojeny buď pevnou spojkou, nebo výsuvnou spojkou. Při použití pevné spojky je potřeba před přejitím do turbínového režimu zavzdušnit čerpadlo, aby nedocházelo k nechtěným ztrátám. Toto uspořádání umožňuje dosahovat většího spádu a větší účinnost jak při čerpání, tak při turbínovém provozu, ale náklady na stavbu a provoz narostou. Čtyřstrojové uspořádání se skládá z turbíny, čerpadla, motoru a generátoru. Používá se u elektráren, které mají velkou spádovou výšku nebo pokud se PVE skládá ze soustavy více nádrží. [2]

V dnešní době se díky technickému pokroku nejčastěji používá dvoustrojové uspořádání. Toto uspořádání má menší rozměr, jeho údržba je snazší a tím se snižují náklady na výstavbu i na provoz. [2]

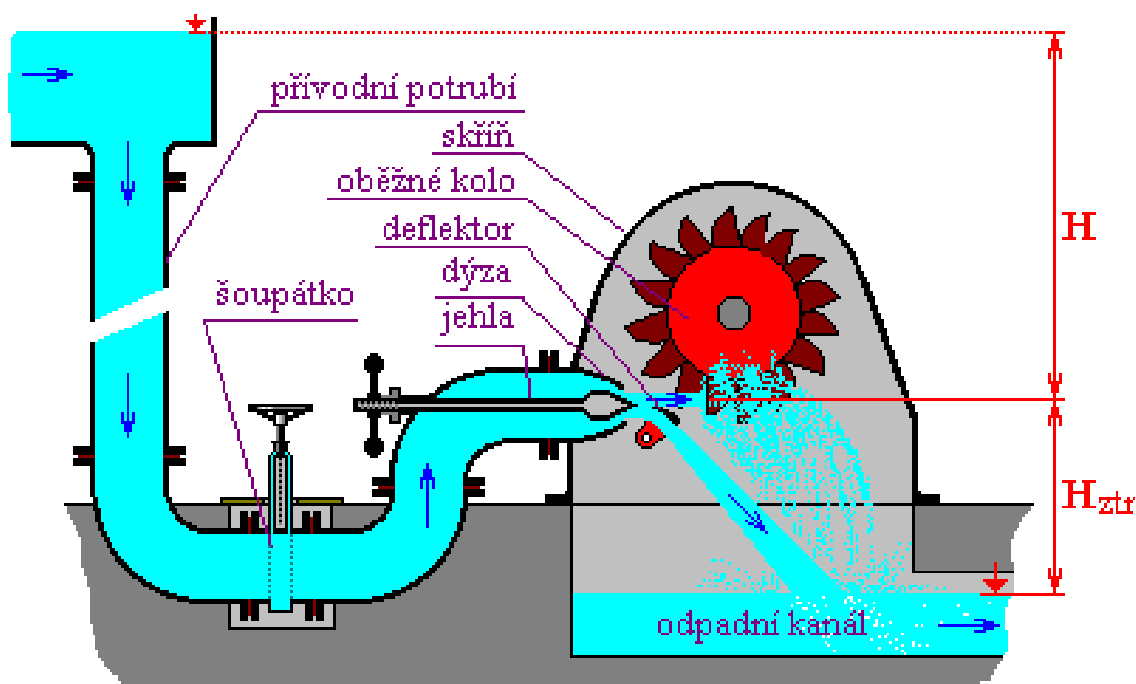
Nejpoužívanější instalovanou turbínou v dnešních PVE je Francisova přetlaková turbína, která funguje zároveň jako odstředivé čerpadlo. Této sdružené funkce turbíny je možné dosáhnout několika způsoby. Prvním je rozdílný směr otáčení v čerpadlovém a turbínovém režimu. Při čerpání musí být dosaženo větších otáček, než při provozu turbínovém, a smysl otáčení musí být opačný. Výroba motorgenerátoru, který je schopen těchto požadavků, je nákladná. Druhým způsobem je možnost nastavení směru rozváděcích lopatek turbínového kola, které se tak může otáčet pouze jedním směrem a stálou rychlostí. Tato turbína je vhodná pro spády od 40 do 700 m. [1][2]

Peltonova turbína se instaluje pro velké spády, které mohou dosáhnout až 1800m, protože potřebuje k vysoké účinnosti velký tlak působící na lopatky turbíny. Jedná se o rovnotlakou tangenciální turbínu. Voda je na lopatky turbíny, které mají miskovitý tvar, přiváděna dýzou. Dýza svým průřezem, který závisí na poloze jehly umístěné uvnitř, ovlivňuje průtok vody a tím reguluje výkon turbíny. Použití této turbíny však neumožňuje reverzní čerpadlový provoz a tudíž její instalace vede k třístrojovému uspořádání.





Obrázek č.2: Francisova turbína, zdroj: [22]



Obrázek č.3 Peltonova turbína, zdroj: [23]

## **4. Vliv na životní prostředí**

Vodní elektrárny všeobecně mají velký pozitivní i negativní vliv na životní prostředí. Díky tomu, že jde o obnovitelný zdroj energie, neznečišťují ovzduší výfukovými plyny. Vodní elektrárny mohou nahradit část produkce elektrické energie z uhelných elektráren a tím omezit množství výfukových plynů, které vznikají při spalování fosilních paliv. Při produkci elektrické energie nevytvářejí žádný odpad ani škodliviny. Dalším pozitivním vlivem, který přináší výstavba vodních děl, je možnost ovlivňovat tok řeky dle potřeby, a to jak při období sucha, kdy vodní dílo může zadržovat vodu v krajině, tak při povodních, kdy naopak reguluje průtok řeky a tím brání možnému vzniku povodní a následných škod na majetku. Při výstavbě jakékoliv vodní elektrárny však dojde k velkému zásahu do krajiny, který není vždy pozitivní. Jedná se především o zábor půdy, která musí být zaplavena k vytvoření dostatečného objemu vody. Při výstavbě tak může být znehodnocena úrodná půda, či může dojít ke zničení lokality, kde se vyskytuje vzácná fauna nebo flora. Stavba hráze ovlivní nejen možnost migrace ryb, ale může změnit teplotu a přirozený průtok vody řekou. Při budování elektrárny musí být vybudována dopravní a stavební infrastruktura, která je taktéž velkým zásahem do krajiny. [13][14]

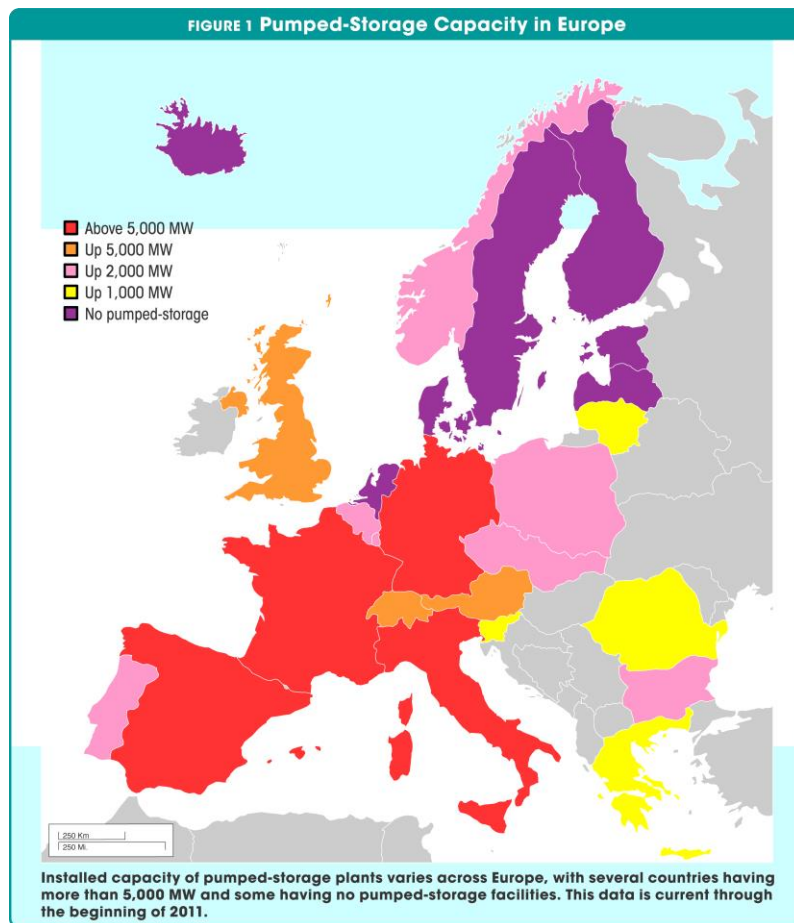
## **5. Volba vhodné lokality**

Při volbě vhodného místa k vybudování PVE musíme dbát mnoha faktorů. Nejdůležitější je však dosažení co největšího možného spádového rozdílu mezi horní nádrží a dolní akumulací nádrží, při možnosti vybudovat co nejkratší možný přivaděč. Tyto podmínky jsou závislé na geografických ale i geologických poměrech daného terénu. Při volbě lokality je vhodné, aby bylo možné dosáhnout velkého objemu horní nádrže, co největší spádové výšky při co nejmenší délce přivaděče a zároveň možnost instalovat nejvhodnější pohonné ústrojí pro dané podmínky. Zároveň je vhodné, aby bylo možné v dané lokalitě vybudovat dostatečnou dopravní infrastrukturu a snadné připojení k elektrizační soustavě. Při zachování těchto požadavků musí být zároveň brán ohled na ekologický dopad výstavby. Kvůli těmto podmínkám jsou nejvhodnější lokalitou horské oblasti, které je přirozeně poskytují. V těchto oblastech je možnost vytvoření dolní akumulací nádrže přehrazením údolí nebo využitím již stávající vodní plochy. Horní nádrž je možné vytvořit obdobně jako dolní, při splnění vhodných

přírodních podmínek, anebo je vytvořena na vrcholu hory. Zároveň je vhodné, aby se elektrárna nacházela v blízkosti těžiště spotřeby elektrické energie, toto však není nutnou podmínkou.[2]

### 5.1 Přečerpávací vodní elektrárny v České republice

V budoucnu by mělo být v Evropě vystavěno až 60 nových PVE o instalovaném výkonu 60 GW. Kvůli požadavku velkých výškových rozdílů a co nejkratší možné délce přiváděcího potrubí jsou pro stavbu těchto elektráren nejvhodnější podmínky v Alpách, Pyrenejích a Skandinávii. Na obrázku 2 můžeme vidět, že právě tyto země mají největší instalovaný výkon v Evropě. Již dnes se na území těchto států nachází 75% ze všech PVE v Evropě. [4]



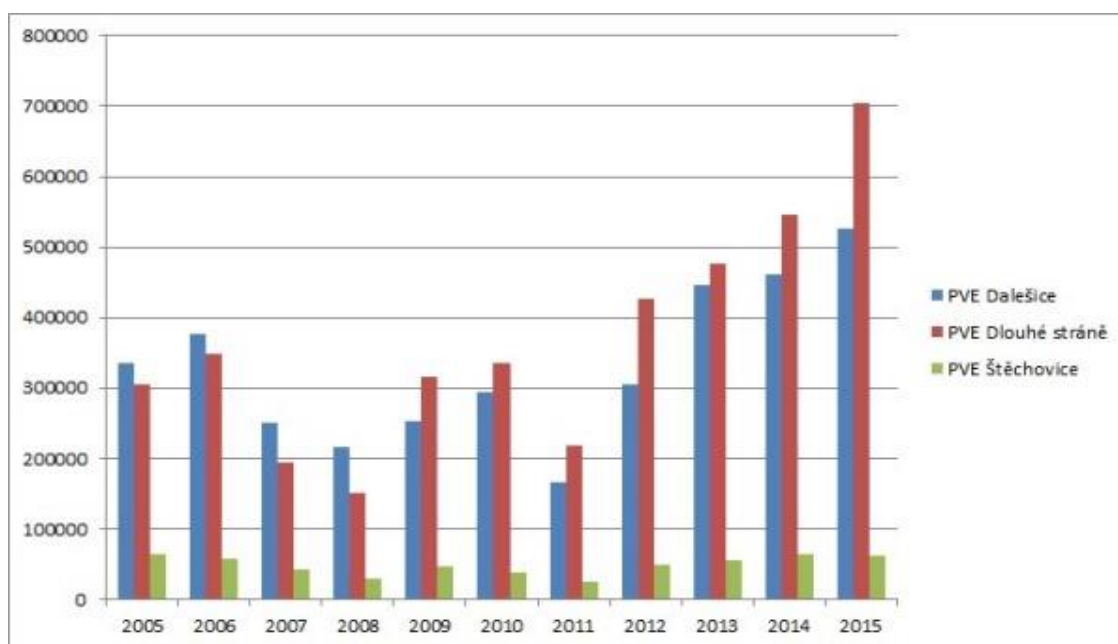
Obrázek č.:4.: Instalovaný výkon ve evropských státech, zdroj :[4]

První přečerpávací vodní elektrárna v Československu byla vystavěna v roce 1930. Tato elektrárna se nacházela na Šumavě v Hojsově Stráži. Přehrada na řece Úhlavě vytvořila dolní nádrž a jako horní nádrž sloužilo Černé jezero. Instalovaný výkon byl 1,5 MW. Provoz této elektrárny byl v roce 1960 zastaven. [5]

Další velice důležitou elektrárnou se v roce 1947 stalo vodní dílo Štěchovice II., které se nachází na Vltavské kaskádě. Obsah horní nádrže je 500 000 m<sup>3</sup>, spádová výška činí 220 m a instalovaný výkon 21 MW. Provoz této elektrárny byl ukončen v roce 1991, kdy byla odstavena. Po výstavbě nové PVE, která využívá stejnou horní nádrž jako elektrárna původní, byl zvýšen instalovaný výkon na 45 MW. Tento výkon je schopna poskytnout již po 100s od vyslání požadavku z centrály ČEPS. Při povodních v roce 2002 byla tato elektrárna zatopena. Z toho důvodu byla odstavena a opět uvedena do provozu až v roce 2005. [6]

Vodní dílo Dalešice bylo vybudováno především kvůli zajištění technické vody pro jadernou elektrárnu Dukovany. Zde umístěná PVE slouží jako záloha výkonu jaderné elektrárny ve špičkách nebo dokáže sloužit jako krátkodobá náhrada jednoho bloku jaderné elektrárny. Zajímavostí je, že toto vodní dílo disponuje nejvyšší hrází na území České republiky. Obsah horní nádrže je 127 mil. m<sup>3</sup> vody, spád činí 90 m a celkový výkon je 480 MW. Elektrárna je schopna najet do plného výkonu již za 55 s. [7]

Nejnovější PVE na našem území je elektrárna Dlouhé stráně. Pro elektrizační soustavu plní několik důležitých funkcí. Dolní nádrž se nachází na řece Desná a horní nádrž je na vrcholu hory Dlouhé stráně. Horní nádrž má obsah 2,73 mil m<sup>3</sup>, celkový spád činí 510 m, což je největší spád v České republice, a při provozu kolísá výška hladin až 20 metrů. Kvůli svému umístění v CHKO Jeseníky byl kladen velký důraz na minimální vliv na životní prostředí, proto je celý provoz umístěn v podzemí a na povrchu jsou pouze nádrže a servisní cesty. Podzemní kaverna má rozměr 87,5x25,5x50m a jsou zde umístěny dvě reverzní Francisovy turbíny, každá o výkonu 325 MW, celkový výkon tedy činí 650 MW, což je největší instalovaný výkon v PVE v České republice. Zároveň se jedná o největší reverzní Francisovy turbíny v Evropě. V dolní nádrži se taktéž nachází vodní turbína o výkonu 163kW. Do provozu byla elektrárna uvedena v roce 1996 a pro své umístění se stala stavbou velmi kontroverzní. [8]



Graf č. 2.: Výroba v PVE skupiny ČEZ, zdroj: [24]

V České republice se vyskytují i další vhodné lokality pro výstavbu nových PVE. Rozhodnutí o jejich výstavbě však záleží na mnoha faktorech a studiích. Výstavba jakékoliv elektrárny, zejména pak vodní, je kvůli výstavbě hrází značným zásahem do krajiny. Proto je vhodné hledat lokality, ve kterých bude nutná minimální změna rázu krajiny, nebo kde je možné využít již stávajících vodních děl.

Lokalita vhodná pro výstavbu PVE se nachází v Krušných horách. V roce 2011 se uvažovalo o umístění do Šumného dolu, kde by vznikla dolní nádrž o objemu 15 mil m<sup>3</sup>. Horní nádrž by byla umístěna mezi kopce Studenec a Loučná a instalovaný výkon měl být 800 MW. Výstavba elektrárny by vyšla přibližně na 27 mld. Kč, projekt se ale nepodařilo prosadit. [17]

Další možností je výstavba PVE Lipno-Dunaj, která by poskytovala energii České republice, Rakousku a Německu. Jak již bylo řečeno, při výstavbě PVE je důležitý obsah horní nádrže. Náklady na výstavbu nových nádrží jsou ale velké, proto je vhodné využít již stávajících nádrží. Horní hladina vodního díla Lipno je 716,5 až 720 m.n.m. a jeho objem je 306 mil. m<sup>3</sup>. Převýšení oproti nádrži Aschach, které se nachází v Rakousku na Dunaji, je 442 až 456 m. Přesto, že je vzdálenost obou nádrží téměř 30 km, proudilo by při instalovaném výkonu 1000 MW z Lipna do Dunaje 260 m<sup>3</sup>/s. Z ekologického hlediska by se jednalo o malý zásah do krajiny, protože obě nádrže jsou již vystavěné a přivaděče by byly vedeny pod zemí. Elektrárna by naopak mohla

regulovat stav hladiny Lipna v období sucha, kdy přirozený přítok nestačí doplňovat objem vody, která se odpaří. Tím by mohla být velmi významně ovlivňována výška hladiny celého povodí Vltavy a tím i Labe. Dunaj je řeka ledovcového původu s největšími průtoky v letních měsících, tedy v období, kdy je průtok na Vltavě nejmenší. Regulací průtoku a nalepšováním stavu hladiny Vltavy by byl ovlivněn i výkon vodních elektráren vystavěných na Vltavě. Další výhodou, která by byla využívána při povodních, je možnost převádět až 400 m<sup>3</sup>/s vody do Dunaje a tím snížit následné škody na majetku. Otázkou však zůstává, co by z ekologického hlediska znamenalo propojení dvou ekosystémů.[10]

Uvažuje se také o výstavbě tzv. hlubinných přečerpávacích vodních elektráren, které by vznikly po ukončení báňské těžby. Voda by se odčerpávala ze zatopených šachet do horní nádrže, která by případně byla opatřena přítokem. Tím by bylo možné ušetřit náklady na výstavbu dolní nádrže a zároveň by byly vhodně využity prostory vzniklé po těžbě. Díky velké hloubce těchto dolů by bylo možné dosahovat velkých spádů a tím pokrývat špičkovou spotřebu elektřiny. V České republice již taková experimentální elektrárna funguje. Nachází se v ostravském vytěženém dole Jeremenko a její instalovaný výkon 650 kW, není však připojena k elektrizační soustavě. Je opatřena peltonovou turbínou a spád je téměř 600 m. V budoucnu by pak na Ostravsku mohlo vzniknout mnoho dalších obdobných elektráren, protože vodu ze stále nevytěžených dolů bude potřeba čerpat i nadále. [11]

## **5.2 Přečerpávací vodní elektrárny v Evropě**

V Německu hrají PVE velmi významnou roli především z důvodu velkého rozvoje solárních a větrných elektráren, které se nacházejí v Severním moři. Mezi největší PVE patří Goldistahl o výkonu 1060MW, PVE Markersbach o výkonu 1050 MW a největší komplex Schluchseewerk, který se skládá z 5 PVE a celkový výkon je 1800 MW. Tyto elektrárny se ale nenacházejí v Alpách, na budování v této oblasti jsou již vypracovávány projekty.[4]

V současnosti se nejmodernější PVE v Evropě nachází v Rakouských Korutanech a byla spuštěna v únoru roku 2015. Její název je Reißbeck II a stala se součástí komplexu PVE Reisseck-Kreuzeck. Namísto výstavby nové nádrže bylo využito stávajících rezervoárů. Jsou zde instalovány dvě reverzní Francisovy turbíny každá o výkonu 215 MW. [15]

Ve skandinávských zemích jsou velice vhodné podmínky pro stavbu PVE, tyto elektrárny jsou používány především v zimních měsících kdy je zvýšená poptávka. Uvažuje se také o výstavbě nové PVE, která by měla sloužit k ukládání energie ze střední a západní Evropy, což je možné díky propojení přenosové sítě Německa a Norska. Taktéž se ale uvažuje o rozšíření kapacity stávajících norských PVE ke stejnému účelu. Tím budou ušetřeny značné finanční náklady a zároveň se bude jednat o menší zásah do krajiny. [12]

## **6 Fungování PVE v elektrizační soustavě**

Při výstavbě PVE je naším zájmem vydělávat na vyrobené elektrické energii a zároveň mít možnost ovlivňovat výrobu a tím regulovat výkon v přenosové soustavě. PVE může plnit několik funkcí v elektrizační soustavě, a sice statickou funkci, dynamickou funkci a kompenzační funkci. Statická funkce znamená, že elektrárna pracuje v čerpadlovém režimu v dobách méně hodnotné elektrické energie, především v noci a mimo špičky. Při vysoké hodnotě energie pracuje v turbínovém režimu a tím elektřinu tzv. zušlechťuje. V tomto režimu se elektrárna pohybuje na trhu s elektřinou a zisk generuje rozdíl mezi cenou elektřiny v nízkém a vysokém tarifu.[2][3]

Dynamická funkce znamená, že elektrárna ponechává v horní nádrži zálohu energie, kterou je v případě potřeby schopna poskytnout pro určitý typ podpůrné služby přenosové sítě, jak bude popsáno dále.

Kompenzační funkce PVE slouží k regulaci a udržení požadovaného napětí v elektrizační soustavě.

### **6.1 Podpůrné služby PpS - dynamická funkce**

#### **6.1.1 Definice podpůrných služeb**

K zajištění systémových služeb používá ČEPS tzv. podpůrných služeb, které poskytují jednotliví uživatelé přenosové sítě. Díky tomu je možné dosáhnout správné a spolehlivé funkce přenosové sítě. Mezi podpůrné služby patří:

- Primární regulace f bloku
- Sekundární regulace P bloku
- Minutová záloha
- Snížení výkonu

- Sekundární regulace U/Q
- Schopnost ostrovního provozu
- Schopnost startu ze tmy

Typickou funkcí PVE je díky flexibilitě provozu služba minutové zálohy a startu ze tmy. Elektrárna dokáže poskytnout i další regulační služby a díky své schopnosti flexibilního provozu je nepostradatelnou součástí elektrizační soustavy.[9]

### 6.1.1 Obecné požadavky na PpS

Všechny podpůrné služby musí splňovat tyto požadavky:

- Měřitelnost- se stanovenými kvantitativními parametry a způsobem měření
- Garantovaná dostupnost během denního, týdenního a ročního cyklu s možností vyžádat si inspekci
- Certifikovatelnost- stanovený způsob prokazování schopnosti poskytnout služby pomocí periodických testů
- Možnost průběžné kontroly poskytování [9]

### 6.1.2 Minutová záloha $MZ_t$

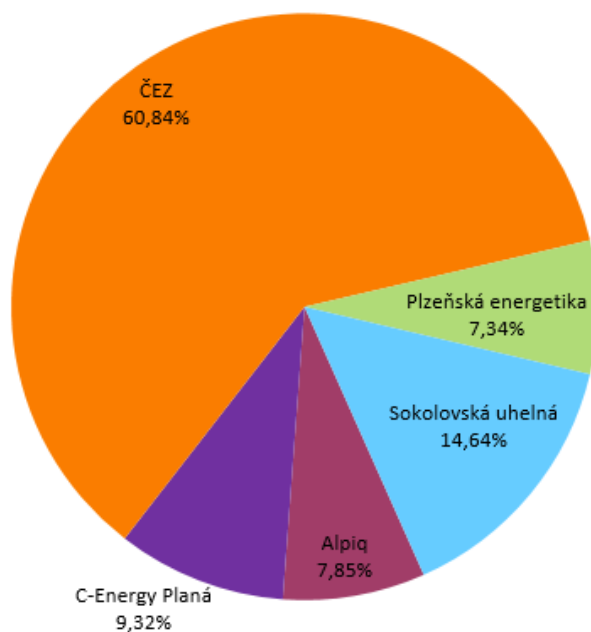
PVE poskytuje v rámci podpůrné služby minutovou zálohu. Takové zařízení připojené k energetické síti musí být schopno do  $t$  minut (podle daného tarifu) od vyslání požadavku z centrály České energetické přenosové sítě (dále jen ČEPS) poskytnout regulační zálohu, která je předem dohodnutá ve smlouvě. Touto zálohou se rozumí změna výkonu na svorkách poskytujícího zařízení a může být kladná i záporná. Regulační minutová záloha kladná ( $RZMZ_t^+$ ) je realizována zvýšením výkonu bloku nebo například odpojením čerpání do horní nádrže. Pro případ PVE se díky flexibilnímu ovládní výkonu jedná o 5 minutovou zálohu, tento tarif se nazývá  $MZ_5$ . Minimální poskytovaný výkon musí být 30 MW (pokud není smluvně upraveno jinak) a maximální hodnotu určuje ČEPS. Tento výkon musí být dodáván po dobu minimálně 4 hodin, a to i v případě, že je aktivace této služby na konci rezervovaného intervalu. PVE může výkon v síti ovlivňovat nejen najetím do turbínového provozu, ale odstavením provozu čerpadlového. Dispečink ČEPS následně vyhodnocuje, zda elektrárna splnila dobu do najetí bloku a zda byl požadovaný výkon dodáván po minimální smluvenou dobu. Aktivace se považuje za splněnou pouze v případě, kdy byla tato kritéria splněna. Minutová záloha může být poskytována pouze ČEPS a je nepřípustné, aby byla poskytována dvěma subjektům. [9]



V rámci poskytování podpůrné služby  $MZ_5$  je poskytovatel této služby placen za výkon v záloze, který je schopen poskytnout dle minimálních požadavků popsanych v kapitole podpůrné služby. Poskytovateli je vypláceno 500,- Kč za každý MW výkonu, který je schopen v případě potřeby dodat do elektrizační soustavy, a to i v čase, kdy elektrárna žádnou elektřinu nevyrábí a v horní nádrži drží pouze potřebný objem vody.

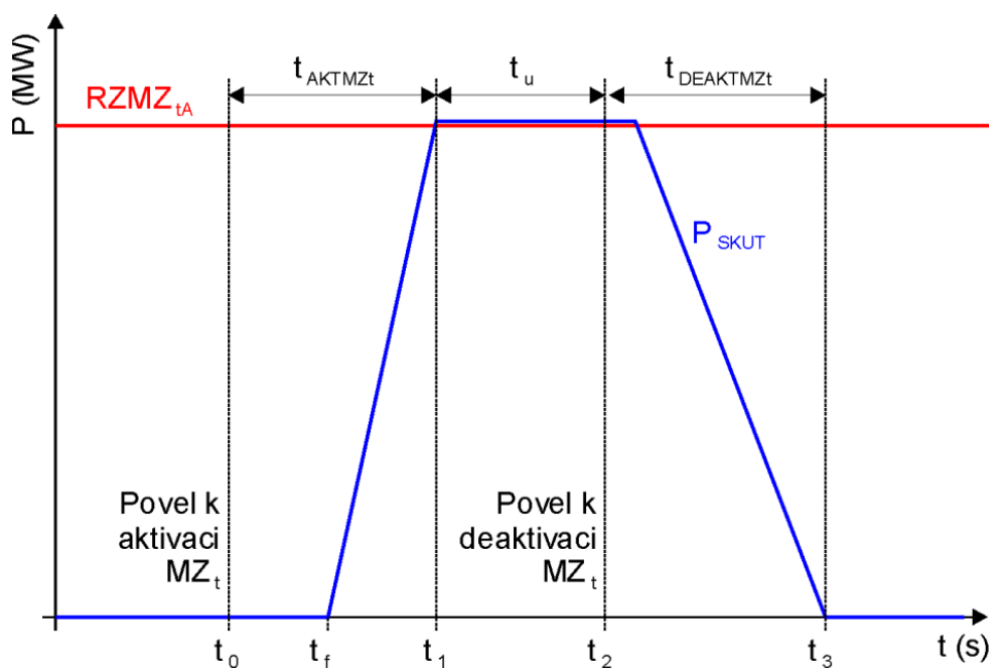
Od 1. dubna 2019 je podpůrná služba  $MZ_t$  přejmenována na „Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy ( $mFRP_t$ ) / Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do t minut ( $mFRR_t$ )“. V této práci je přesto dále uváděn název platný do 1. dubna 2019. V grafu č. 3 je znázorněn poskytnutý výkon za rok 2018 v rámci podpůrné služby  $MZ_5$ . Z grafu č. 3 je patrné, že největším poskytovatelem této podpůrné služby je skupina ČEZ, která provozuje všechny PVE na území České republiky, zatímco ostatní poskytovatelé provozují elektrárny jiného typu a to plynové nebo uhelné.

### MZ5 pro rok 2018 v MWh



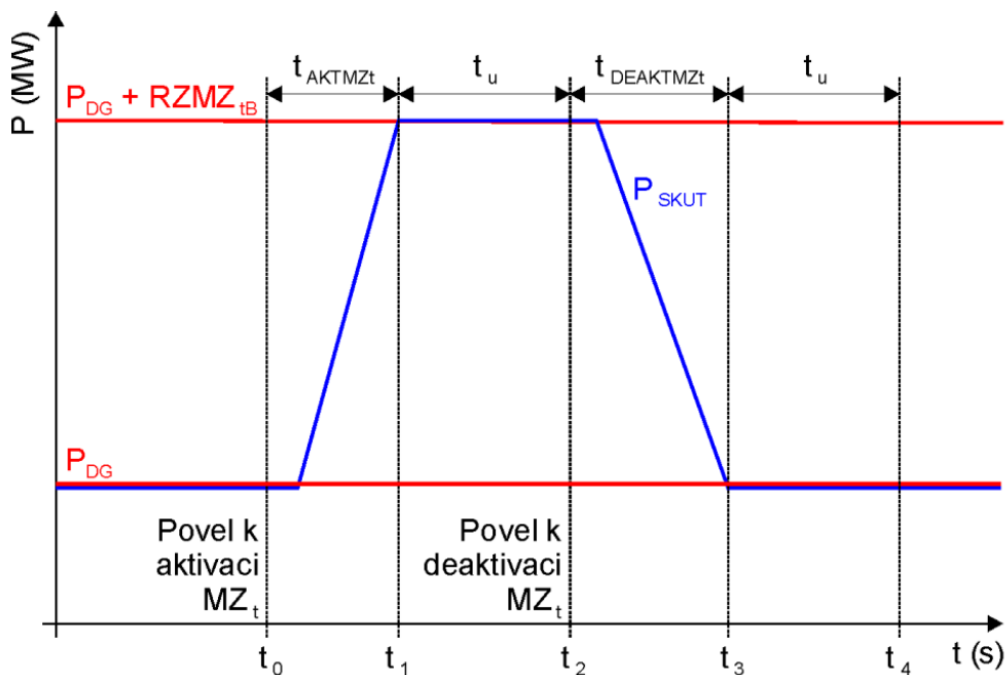
Graf č. 3: Poskytovatelé služby  $MZ_5$ , zdroj: OTE

Pro ověření, zda je PVE schopna poskytovat podpůrné služby minutovou zálohu v daném čase  $t$ , se využívají dva testy, které jsou simulací reálného provozu a po jejich vyhodnocení musí být splněny všechny požadavky pro příslušný tarif. Test  $MZ_{tA}$ , který ověří dynamické chování bloků, v době, kdy PVE neposkytuje žádný výkon ( $P=0\text{MW}$ ) a najede do plného výkonu. Musí být prokázána schopnost přifázování a zatížení bloku na hodnotu výkonu „Regulační záloha minutová záloha dosažitelná do  $t$  minut“ (dále jen  $RZMZ_{tA}$ ) od vyslání povelu, schopnost udržet výkon na hodnotě  $RZMZ_{tA}$  po danou dobu, schopnost snížení výkonu bloku a jeho odepnutí do  $t$  minut od povelu k deaktivaci. [9]



Graf. č. 4: Průběh testu najetí z nulového výkonu, zdroj:[9]

Test  $MZ_{tB}$  ověří dynamické chování bloků, tedy v době, kdy PVE výkon již poskytuje ( $P>0\text{MW}$ ). Provedení testu musí prokázat, že blok je schopen změny výkonu o hodnotu  $RZMZ_{tB}$  do  $t$  minut od vyslání požadavku, schopnost udržet tuto hodnotu s požadovanou přesností, schopnost návratu výkonu na původní hodnotu do doby  $t$  od vyslání požadavku a udržet výchozí výkon po určitou dobu. [9]



Graf. č. 5: Průběh testu najetí z nenulového výkonu, zdroj:[9]

Při všech certifikacích musí poskytovatel podpůrné služby podstoupit příslušné testy podle toho, které služby chce nabízet. Poskytovatel musí být při provádění nápomocný certifikátorovi a musí mu poskytnout všechny potřebné údaje. [9]

### 6.1.3 Start ze tmy

Jedná se o schopnost bloku najetí na jmenovité otáčky bez vnějšího zdroje napětí a tím dosáhnout jmenovitého napětí. Tato schopnost je nezbytná pro obnovení dodávky elektrické energie po rozpadu sítě a je dána vyhláškou č.80/2010 Sb., o stavu nouze v elektroenergetice a je součástí plánu obnovy.[9]

### 6.1.4 Regulační energie

PVE může taktéž dodávat regulační energii do přenosové sítě v dobách nerovnováhy mezi smluvně zajištěnými a skutečně realizovanými dodávkami elektřiny. Obchoduje se zde elektřina, kterou provozovatel přenosové sítě, na našem území pouze ČEPS, využije právě k výkonové regulaci elektrizační soustavy. Obchodování na tomto trhu, kterého se mohou zúčastnit pouze registrovaní účastníci trhu, probíhá formou vývěsky prostřednictvím obchodního portálu, který spravuje OTE. Během obchodování zadávají registrovaní účastníci trhu nabídky nebo reagují na poptávky provozovatele přenosové sítě. Poptávka je vytvořena na základě predikce systémové odchylky, kterou provádí ČEPS. Tyto obchody jsou určeny množstvím energie udávané v MWh a cenou v Kč/MWh. Cena regulační energie se řídí dle vyhlášky 541/2005 Sb. o Pravidlech trhu

s elektřinou. Obchoduje se v rámci časových intervalů 1 hodiny, trh se otevírá 60 minut před hodinou dodávky regulační energie a uzavírá se 30 minut před hodinou této dodávky. Na tomto trhu se obchoduje jak s kladnou tak i zápornou elektřinou, kterou je subjekt schopen poskytnout či odebrat. Posléze je provozovatelem přenosové soustavy vyhodnoceno, zda byla nabídka uskutečněna. [18]

### **6.1.5 Obstarávání PpS**

Podpůrné služby pro zajištění výkonové rovnováhy do přenosové sítě zajišťuje ČEPS na základě několika faktorů, mezi které patří zajištění podpůrných služeb v dostatečné kvalitě, spolehlivost požadované dodávky a minimalizace nákladů na zajištění dané PpS. Poskytování podpůrných služeb se obchoduje pomocí dvou obchodních nástrojů skupiny ČEPS a to dlouhodobými kontrakty a prostřednictvím trhu s PpS. [20]

Dlouhodobé kontrakty se uzavírají na základě výběrových řízení. Tato výběrová řízení jsou vyhlašována na jednotlivé poskytované podpůrné služby. Poskytovatel PpS musí splnit všechny podmínky, které jsou uvedeny v kodexu PS. V této formě obstarávání PpS jsou používány tzv. nabídkové ceny, což znamená, že poskytovateli je podpůrná služba hrazena v takové výši, která je uvedena ve smlouvě. ČEPS takto nakupuje okolo 90% všech PpS. [20]

Další možností je obchodování na denním trhu s PpS, kterou je do PS dodáno zbývajících 10% potřebných služeb. Na tomto trhu je pro každou hodinu stanovena nejdražší cena na poskytnutí dané PpS. Tato cena poté zaplatí všechny nabídky poskytovatelů, kteří splnili dané podmínky pro poskytnutí podpůrné služby. Pravidla denního trhu s PpS jsou popsány v kodexu PS. U této metody obstarávání podpůrné služby se musí poskytovatel řídit kodexem PS. [20]

### **6.1.6 Roční příprava provozu**

Pro zajištění správného chodu elektrizační soustavy je provozovatelem přenosové soustavy každoročně vydávána veřejně přístupná zpráva, ve které je na základě analýzy dat roku předcházejícího určeno předpokládané množství spotřeby elektrické energie a mimo jiné i potřeba využívání PpS. Dále se do tohoto plánu provozu zahrnují odstávky bloků jednotlivých elektráren, plán údržby přenosových zařízení, certifikační měření a plán pohotových výkonů, které ovlivňují bilanci elektrizační soustavy. Při vypracovávání ročního plánu provozu se musí brát ohled i na

takové vlivy, jako je například zatmění slunce, které na krátkou dobu značně omezí výkon fotovoltaických elektráren a tento deficit je třeba doplnit z jiných zdrojů. Prostředky pro realizaci systémových služeb jsou obstarávány na trhu s PpS nebo prostřednictvím dlouhodobých kontraktů. [19]

### **6.1.7 Stanovení výše podpůrných služeb a jejich dostupnost**

Ve zprávě přípravy provozu je potřeba určit velikost jednotlivých PpS, které budou schopny zabezpečit bezpečný provoz elektrizační soustavy. Provozovatel přenosové soustavy musí postupovat podle české legislativy a zároveň respektovat všechny závazky, které plynou z mezinárodního propojení přenosových soustav, musí se řídit jak českými tak mezinárodními normami. Stanovení velikostí PpS vychází z kodexů PS, které vydává ČEPS a jsou zde popsány povinnosti poskytovatelů PpS.

## **6.2 Statická funkce – obchod s elektřinou, OTE**

Operátor trhu podléhá pod Energetický regulační úřad a má za úkol, mimo jiné organizování krátkodobého trhu s elektřinou ve spolupráci s provozovatelem přenosové soustavy a určování cen elektrické energie v nízkém a vysokém tarifu. O této činnosti musí vydávat veřejně dostupné dokumenty. Organizace krátkodobého trhu umožní účastníkům trhu optimalizovat výrobu elektrické energie dle aktuálních potřeb. Krátkodobý trh se dělí na blokový trh, denní trh, vnitrodenní trh a vyrovnávací trh s regulační energií. [16]

### **6.2.1 Blokový trh**

Blokový trh umožňuje poskytovatelům obchodovat v předem dané časové bloky, které jsou pevně dané pro každý den. Jedná se o blok typu Base od 0:00 do 24:00, Peak od 8:00 do 20:00 a Offpeak od 20:00 do 8:00. PVE čerpá právě v bloku Offpeak a v bloku Peak pracuje v turbínovém režimu. [16]

### **6.2.2 Denní spotový trh**

Denní trh, nebo také Market Coupling, funguje na principu předem uzavřených pevně stanovených množství dodané elektřiny, která bude poskytnuta následující den za předem danou cenu. Na tomto trhu je možné anonymně nabízet a poptávat elektřinu na každou hodinu z obchodního dne. [16]

### **6.2.3 Vnitrodenní trh**

Prostřednictvím tohoto trhu je možné anonymně nabízet a poptávat elektřinu v průběhu obchodního dne a to do hodiny před realizací dodávky nebo odběru. [16]

#### 6.2.4 Vyrovnávací trh s regulační energií

Vyrovnávací trh s regulační energií je provázen společně s ČEPS, a umožňuje účastníkům poskytnout přebytečnou nebo nedostatečnou elektrickou energii v čase až 30 minut před požadovanou dodávkou. Tento trh snižuje podíl aktivní regulační energie a snižuje náklady za podpůrné služby. [16]

#### Srovnání základních parametrů jednotlivých trhů s elektřinou

Tabulka č. 2: Porovnání jednotlivých trhů, zdroj: [25]

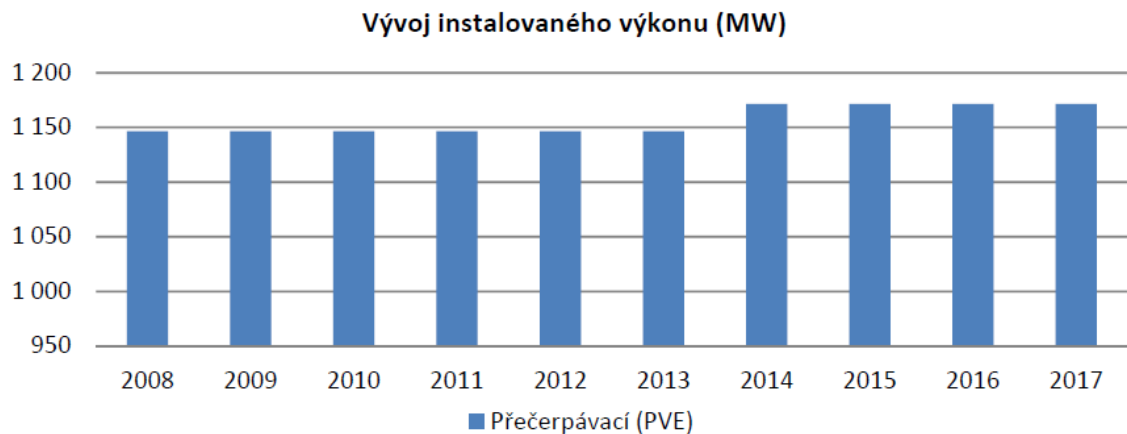
	blokový trh	denní trh	vnitrodenní trh	vyrovnávací trh s regulační energií
forma trhu	kontinuální párování	denní aukce	kontinuální párování	kontinuální párování
obchodovaná perioda	12 nebo 24 hod.	1 hod.	1 hod.	1 hod.
minimální možné obchodovatelné množství	1 MW × 12 nebo 24 hod.	1 MWh	1 MWh	1 MWh
maximální možné obchodovatelné množství	50 MW × 12 nebo 24 hod.	99 999 MWh	99 999 MWh	99 999 MWh
nejmenší možný inkrement množství	1 MW × 12 nebo 24 hod.	0,1 MWh	0,1 MWh	0,1 MWh
měna obchodování	Kč	EUR	EUR	Kč
minimální možná cena	1 Kč/MWh	-500 EUR/MWh	-3 500 EUR/MWh	-99 999 Kč/MWh
maximální možná cena	9 999 Kč/MWh	3 000 EUR/MWh	3 500 EUR/MWh	99 999 Kč/MWh
nejmenší možný inkrement ceny	1 Kč/MWh	0,01 EUR/MWh	0,01 EUR/MWh	1 Kč/MWh
možnost nulové ceny	NE	ANO	ANO	NE
čas otevření trhu	9:30 D-5	neomezené	15:00 D-1	H-1:00
čas uzavření trhu	13:30 D-1	11:00 D-1	H-1:00	H-0:30

## 7 Praktická část

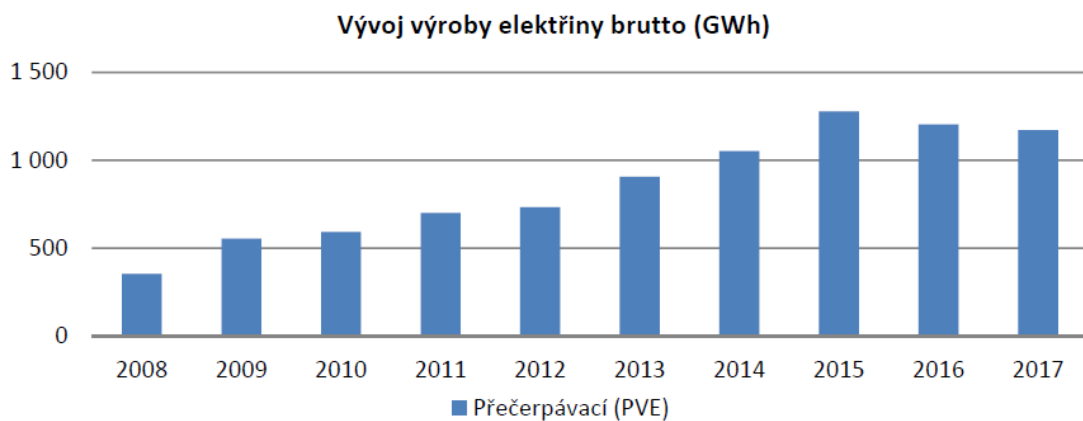
### 7.1 Provozní model přečerpávací vodní elektrárny

Cílem této práce je optimalizovat instalovaný výkon modelové PVE tak, aby s částí svého výkonu obchodovala na denním trhu a část výkonu poskytovala v rámci podpůrné služby MZ<sub>5</sub>. Platí pravidlo, že čím vyšší bude instalovaný výkon turbíny, tím rychleji bude elektrárna schopna načerpat vodu do horní nádrže a tím lépe se přizpůsobí cenám elektřiny na denním trhu. Rozdíl peak a offpeak cen tak bude větší, protože z rozdílu těchto cen vyplývá zisk, bude elektrárna profitabilnější. Zároveň však dochází k růstu nákladů na výstavbu potřebné infrastruktury, instalaci turbíny a zároveň na údržbu. Při instalaci méně výkonné turbíny se prodlužuje doba čerpání a turbínování. Tím se zmenšuje rozdíl mezi průměrnými peak a offpeak cenami na denním trhu a klesá zisk. Zároveň však klesají potřebné náklady na výstavbu. Modelová elektrárna bude pracovat 4 hodiny v turbínovém režimu a 5 hodin v režimu čerpadlovém. PVE bude pracovat s jedním denním cyklem 320 dní v roce. Pro optimalizaci PVE musíme definovat vstupní parametry tak, aby jedinou proměnnou byl právě instalovaný výkon turbíny. Pro modelovou elektrárnu bude daný spád 600 m, objem horní a dolní nádrže není definován, proto uvažujeme neomezenou kapacitu nádrží. Instalovaný výkon volíme v rozmezí 100 MW až 500 MW. Při optimalizaci výkonu jsme omezeni kapacitou služby MZ<sub>5</sub>, která činí 500 MW. Nepředpokládáme, že jako jediný poskytovatel této podpůrné služby bude právě tato modelová PVE, proto bude poskytován výkon v rámci PpS volen v intervalu 0 – 200 MW. Zbýlý výkon bude obchodován na denním trhu, jehož ceny budou analyzovány dále. Služba MZ<sub>5</sub> je aktivována většinou 10 – 15 ročně, proto při tvorbě provozního modelu uvažujeme aktivaci 1 měsíčně. Provozovatel elektrárny, která poskytuje podpůrnou službu MZ<sub>5</sub> inkasuje každou hodinu 500,-Kč za každý MW, který je schopen v případě požadavku dispečera poskytnout. Při aktivaci služby MZ<sub>5</sub> bude elektrárna prodávat vyrobenou elektřinu za cenu o 50% vyšší než je peak cena a dočerpávat bude za cenu offpeak. Všechny ceny elektřiny jsou převedeny na Kč dle kurzu 25,- Kč/EUR. Do provozního modelu PVE je nutno zahrnout i účinnost cyklu. Přečerpávací elektrárna pracuje s denní akumulací vody a účinnost jejího cyklu se běžně pohybuje okolo 75%. Pro přesnější stanovení účinnosti PVE v podmínkách, jaké jsou na našem území, je účinnost cyklu vypočítána ze statistických dat.

## 7.2 Analýza dat



Graf č. 6: Vývoj velikosti instalovaného výkonu mezi lety 2008 - 2017, zdroj: [26]

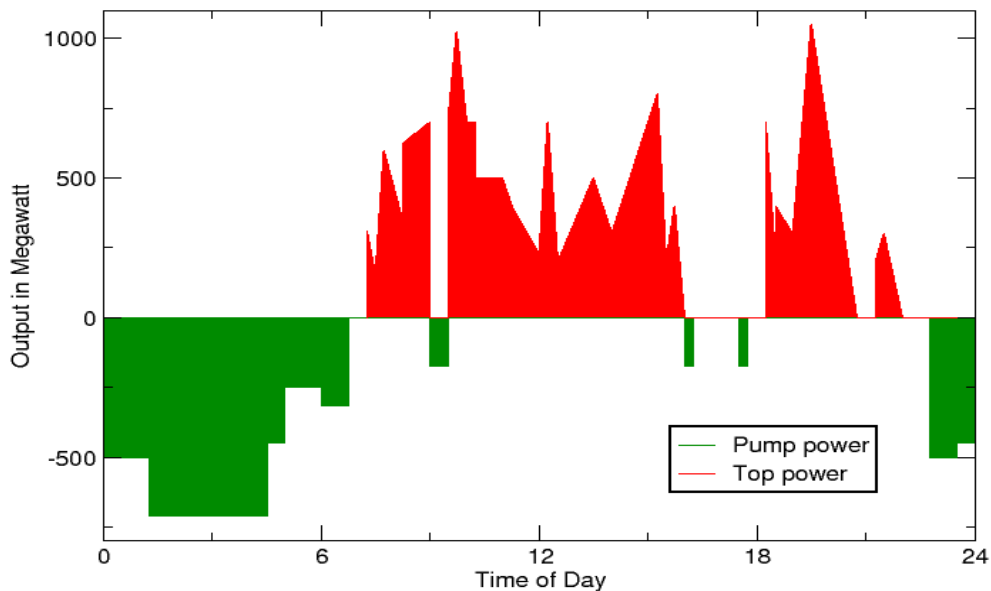


Graf č. 7: Vývoj výroby elektřiny brutto mezi lety 2008 - 2017, zdroj: [26]

Z výroční zprávy, kterou vydává Energetický regulační úřad, za rok 2017 vyplývá, že výroba elektřiny v PVE mezi lety 2008 a 2017 stoupla téměř dvojnásobně. To může být zapříčiněno zvýšenou poptávkou po podpurných službách, jejichž potřeba stoupá především díky rozvoji využívání obnovitelných zdrojů. Jak již bylo řečeno, tyto elektrárny jsou závislé na vnějších vlivech, proto produkce elektřiny není konstantní. Například větrné elektrárny, které jsou umístěny v Severním moři, mohou při optimálních podmínkách poskytovat výkon až 4,8 GW. Pokud ale nastane situace, že rychlost větru je příliš vysoká, jsou tyto elektrárny odstaveny a deficit výkonu, který tímto výpadkem vznikne, je třeba pokrýt právě ze záloh přenosové soustavy. U fotovoltaických elektráren dochází k obdobnému problému, který taktéž závisí na počasí a na ročním období. Tyto vlivy působí na českou elektrizační soustavu, ať pozitivně či negativně, díky mezinárodnímu propojení ES. Na tyto výkyvy výkonu v ES reaguje taktéž cena elektřiny, která kolísá.



Přečerpávací vodní elektrárna pracuje v režimu čerpadlovém a v režimu turbínovém, kvůli rozdílným rychlostem proudění vody ale oba režimy trvají rozdílnou dobu. Délky těchto intervalů se liší podle objemu horní nádrže a výkonu čerpadel. Pro tuto práci budeme uvažovat elektrárnu, která pracuje 4 hodiny v režimu turbínovém a 5 hodin v režimu čerpadlovém. V praxi ovšem elektrárna může velice efektivně pracovat s cenou elektřiny na denním trhu v reálném čase. Voda je tak čerpána několikrát v průběhu dne po kratší intervaly. Vždy se jedná o dobu, kdy je cena nejnižší (offpeak), turbínový režim se aktivuje v čase, kdy cena je vysoká (peak). Na grafu č. 8 můžeme vidět příklad čerpadlového a turbínového režimu PVE v průběhu dne. Nejedná se o konkrétní elektrárnu, je však patrné, že elektrárna čerpá vodu především v nočních hodinách a ojediněle přes den, kdy je cena nižší a je výhodné naplnit horní nádrž.



Graf č. 8: Schéma čerpání a turbínování PVE v průběhu dne, zdroj: [27]

### 7.2.1 Účinnost cyklu

Při čerpadlovém režimu elektrárna zároveň spotřebuje větší množství elektřiny než vyrobí při turbínovém režimu. To je dáno jak účinností jednotlivých strojů, tak rozdílnou dobou čerpání a turbínování. Celkovou účinnosti PVE tedy vypočteme z poměru hodnot spotřebovaného výkonu na jednotlivé režimy, dle vztahu uvedeného na str. 4. Budeme vycházet z tabulky č. 2, která uvádí množství spotřebované a vyrobené elektřiny v PVE v České republice za rok 2017.

Tabulka č. 3: Základní informace o PVE na území České republiky, zdroj: [26]

PVE	Celkový instalovaný výkon	Výroba elektřiny brutto	Spotřeba elektřiny na přečerpávání	Výroba elektřiny netto	Dodávka elektřiny do ES
	MV <sub>e</sub>	MWh	MWh	MWh	MWh
	1 171,5	1 170 455,1	1 518 326,8	1,155 491	1 173 592,8

$$\eta_{PVE} = \frac{P_{vyrobený}}{P_{spotřebovaný}}$$

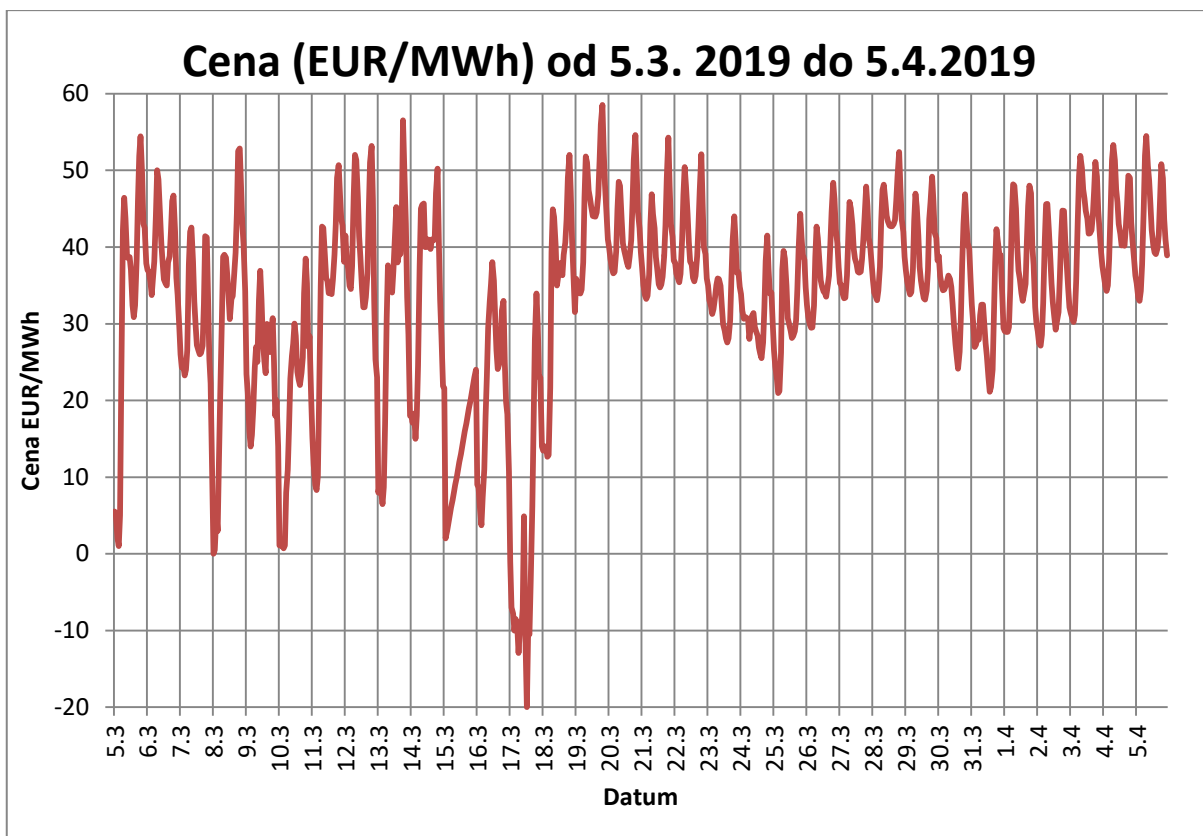
$$\eta_{PVE} = \frac{1\,170\,455,1}{1\,518\,326,8} [MWh]$$

$$\eta_{PVE} = 0,7709$$

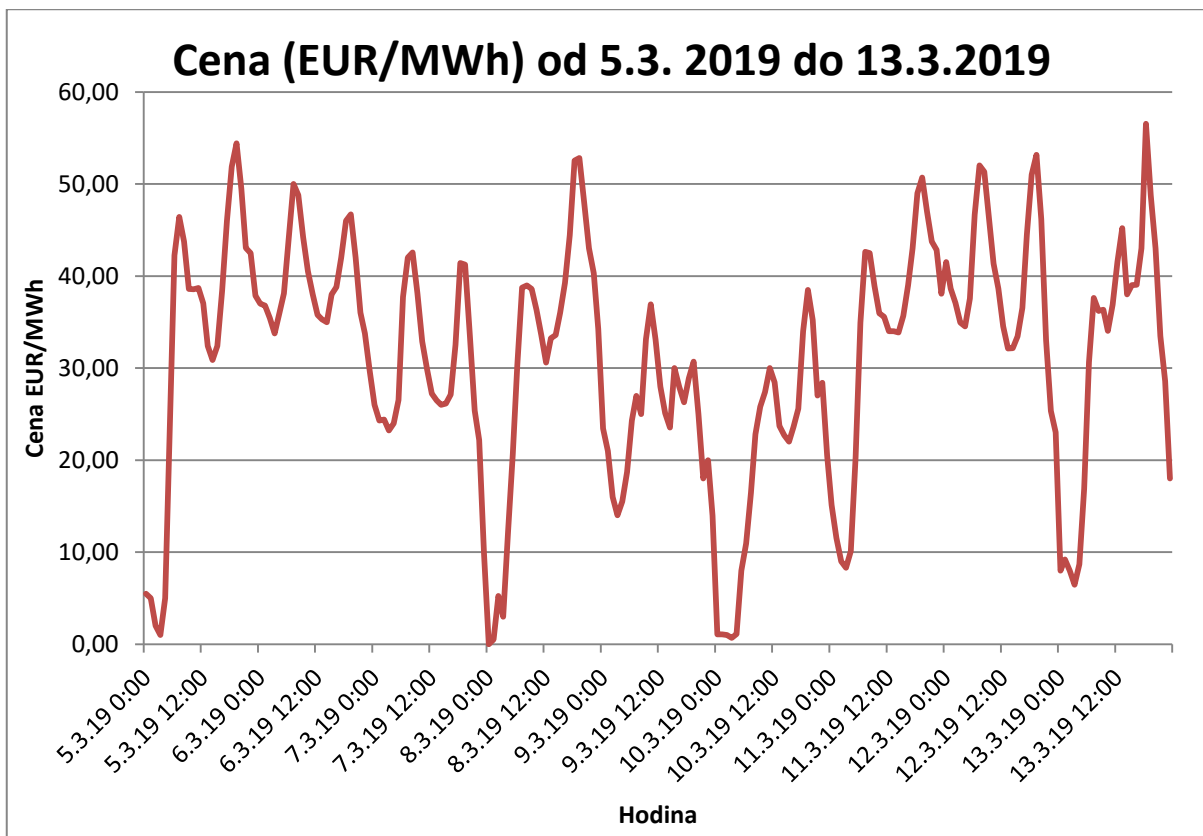
Průměrná účinnost cyklu v PVE je tedy 77,1%. Tato hodnota není v dnešní době výjimkou, a tak ji budeme používat v následujících výpočtech.

### 7.2.2 Průměrná cena elektřiny na denním trhu

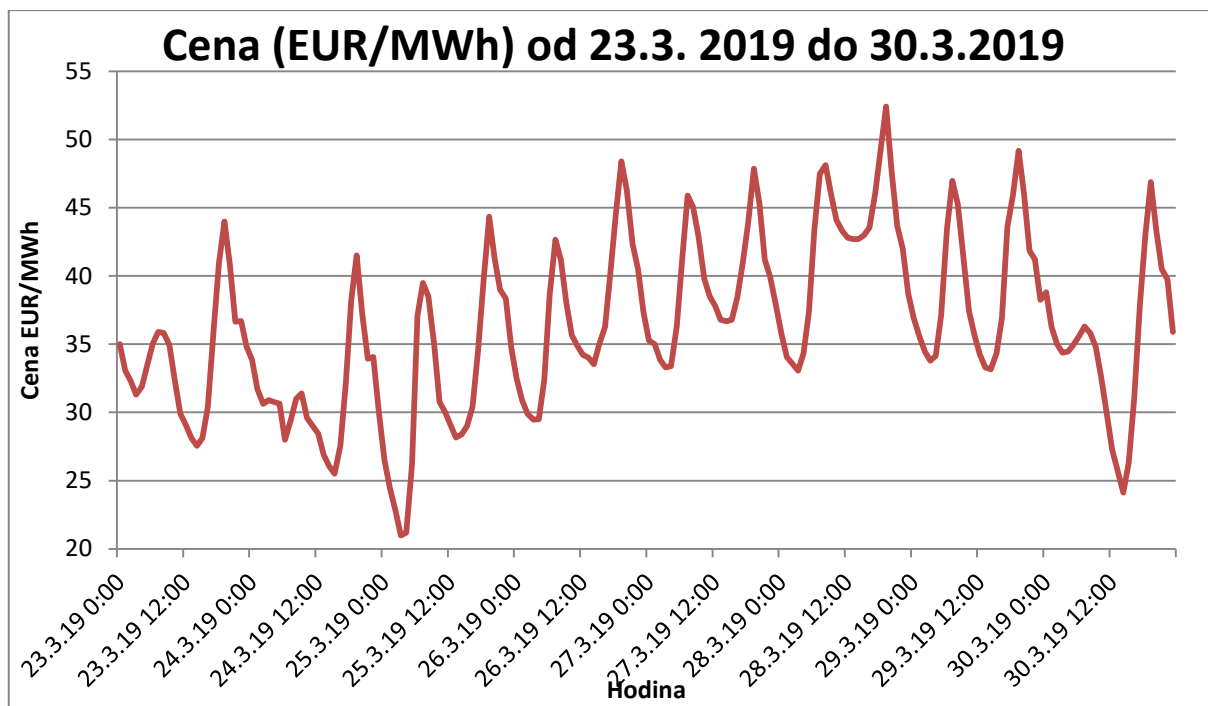
Analýza cen je pro optimalizaci instalovaného výkonu stěžejní. V grafu č. 9 je vidět, že cena elektřiny v průběhu měsíce značně kolísá. PVE se bude pohybovat na denním trhu s elektřinou, kde jsou ceny elektřiny předem dané na den následující, a proto lze optimalizovat dobu čerpání a turbínování. V grafu se taktéž nacházejí časové úseky, kdy je elektřina velice levná. Její cena se v těchto intervalech pohybuje v průměru okolo 5 EUR/MWh. V extrémních případech se cena obchoduje i za zápornou hodnotu, což v praxi znamená, že při nákupu této elektřiny je kupující placen za její odběr. Tyto extrémy způsobují například již zmíněné větrné elektrárny. Četnost těchto propadů cen lze odečíst z grafu, který poskytuje hodnoty cen za měsíc od 5. 3 2019 do 5. 4. 2019. Je patrné, že došlo k poklesu offpeak ceny až na zápornou hodnotu - 20 EUR/MWh a zároveň je zřejmé, že počátkem března docházelo k těmto výkyvům, častěji než koncem měsíce. Z důvodu nahodilosti tohoto jevu analyzujeme ceny nejen v období první poloviny měsíce, ale i závěrečný týden, kdy ceny již tak výrazně nekolísaly.



Graf č. 9: Vývoj ceny v EUR/MWh mezi dny 5.3. 2019 – 5.4. 2019, zdroj: [28]



Graf č. 10: Vývoj ceny v EUR/MWh mezi dny 5.3. 2019 – 13.3. 2019, zdroj: [28]



Graf č. 11: Vývoj ceny v EUR/MWh mezi dny 23.3. 2019 – 30.3.2019, zdroj: [28]

Průměrná cena elektřiny je stanovena vždy pro časový interval 4 hodiny v turbínovém režimu, tedy „peak“ hodnota, a 5 hodin v režimu čerpadlovém, tedy „offpeak“ hodnota. Průměrná hodnota peak ve dnech 5. 3. 2019 až 13. 3. 2019 je 41,48 EUR/MWh a průměrná hodnota offpeak je 21,94 EUR/MWh. Průměrná hodnota peak ve dnech 23. 3. 2019 až 30. 3. 2019 je 42,52 EUR/MWh a průměrná hodnota offpeak je 32,25 EUR/MWh. Z těchto hodnot vypočítáme průměrnou peak a offpeak hodnotu. Cena peak elektřiny se v těchto dvou intervalech příliš neliší. Naopak cena offpeak elektřiny se liší téměř o 10EUR/MWh, což je již značný rozdíl, který při obchodování ovlivní zisky elektrárny.

$$\text{Prům. cena Peak} = 42 \text{ EUR/MWh} = 1050 \text{ Kč/MWh}$$

$$\text{Prům. cena Offpeak} = 27 \text{ EUR/MWh} = 675 \text{ Kč/MWh}$$

Při provozu PVE, kdy elektrárna obchoduje na denním trhu, je tedy výnos při produkci jedné MWh rozdíl těchto průměrných cen. Do přesného výpočtu ale musíme započítat i účinnost cyklu elektrárny spočtenou dříve.

$$\text{Rozdíl cen} = (\text{Prům. cena Peak} - \text{Prům. cena Offpeak}) * \eta_{\text{cyklu}}$$

$$\text{Rozdíl cen} = (1050 - 675) * 0,7709$$

$$\text{Rozdíl cen} = 289 \text{ Kč/MWh}$$

Z tohoto výpočtu vyplývá, že elektrárna mohla za měsíc březen v průměru vydělat 289 Kč na každé vyrobené MWh, kterou zobchodovala na denním trhu. Pro přesnější určení průměrných hodnot a jejich rozdílu bychom však museli analyzovat mnohem větší časový interval.

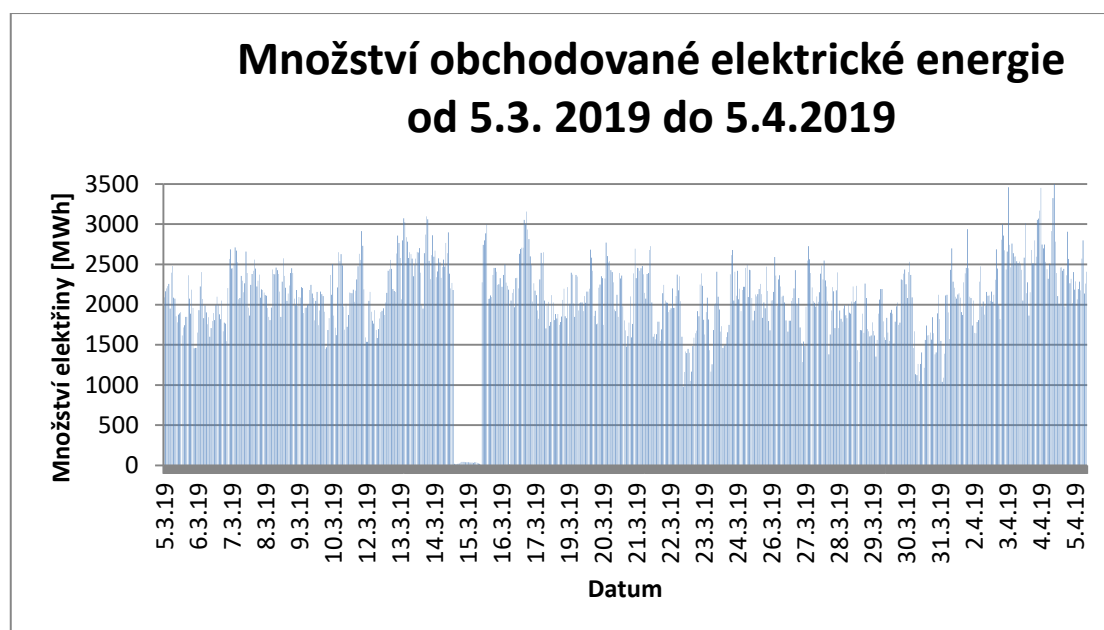
Pokud budeme uvažovat, že elektrárna bude pracovat 8 hodin v čerpadlovém režimu a 6 hodin v turbínovém režimu, elektrárna není schopna reagovat na maximální výchylky cen a klesá rozdíl průměrných peak a offpeak cen. Důsledkem toho je pokles výsledného výnosu při obchodování na denním trhu. Při takto dlouhých intervalech byla průměrná peak cena 1013 Kč/MWh (40,53 EUR/MWh), zatímco offpeak cena byla 731 Kč/MWh (29,25 EUR/MWh).

$$\text{Rozdíl cen} = (1013 - 731) * 0,7709$$

$$\text{Rozdíl cen} = 217 \text{ Kč/MWh}$$

V tomto případě je výnos z každé zobchodované MWh 217,- Kč. Pro další výpočty tedy nebudeme tuto variantu uvažovat.

Z grafu č. 12 je patrné množství energie v MWh, které je zobchodované v rámci denního trhu mezi dny 5. 3. 2019 a 5. 4. 2019. V průměru je každou hodinu v průběhu dne obchodováno 2065 MWh.



Graf č. 12: Množství obchodované elektrické energie mezi dny 5.3. 2019 - 5.4. 2019, zdroj: [28]

## 8 Ekonomická bilance PVE

Při ekonomické bilanci provozu PVE budeme vycházet z parametrů daných v odstavci „provozní model“, z hodnot průměrných cen za měsíc březen 2019 a z průměrné účinnosti PVE na našem území za rok 2017. Nejprve je uvedena metodika výpočtu a v dalších variantách, které se nacházejí v příloze, jsou uvedeny pouze vstupní parametry a výsledné hodnoty výpočtů.

### 8.1.1 Modelová varianta

Nejprve určíme energetickou bilanci jednoho cyklu při instalovaném výkonu 500 MW, kdy na denním trhu bude obchodován výkon 400 MW a 100 MW bude poskytnuto ve službách. Peak cena na denním trhu je stanovena na 1050 Kč/MWh a offpeak cena je 675 Kč/MWh. Cena při aktivaci služby MZ<sub>5</sub> je o 50% vyšší, než je peak cena tedy 1575 Kč/MWh. Rezervovaný výkon pro podpůrné služby bude elektrárna schopna poskytnout kdykoliv v průběhu celého dne. Cena za poskytování služby MZ<sub>5</sub> je 500,- Kč/MW.

Vyrobená energie určená pro denní trh je potom rovna,

$$E_{DT} = P_{DT} \cdot h = 400 \cdot 4 = 1\,600 \text{ MWh}$$

Energie potřebná k načerpání je rovna,

$$E_{\text{čerp}} = \frac{E_{DT}}{\eta_{\text{cyklu}}} = \frac{1\,600}{0,77} = 2\,075,5 \text{ MWh}$$

Výnos z prodeje elektřiny na denním trhu,

$$\text{Výnos}_{DT} = \text{Peak cena} \cdot E_{DT} = 1050 \cdot 1\,600 = 1\,680\,000 \text{ Kč}$$

Náklady na čerpání,

$$\text{Náklady}_{DT} = E_{\text{čerp}} \cdot \text{Offpeak cena} = 2\,075,5 \cdot 675 = 1\,400\,960 \text{ Kč}$$

Výnos z držení zálohy,

$$\text{Výnos}_{PPS} = PpS \text{ cena} \cdot h \cdot P_{PPS} = 500 \cdot 24 \cdot 100 = 1\,200\,000 \text{ Kč}$$

Celkové výnosy

$$\text{Celkové výnosy} = \text{Výnos}_{DT} + \text{Výnos}_{PPS} = 1\,680\,000 + 1\,200\,000 = 2\,880\,000 \text{ Kč}$$

Celkový zisk

$$\begin{aligned} \text{Celkový zisk} &= \text{Celkový výnos} - \text{Celkové náklady} = 2\,880\,000 - 1\,400\,960 \\ &= 1\,479\,040 \text{ Kč} \end{aligned}$$

Vyrobená energie určená pro  $MZ_5$  je potom rovna,

$$E_{MZ_5} = P_{DT} \cdot h = 100 \cdot 4 = 400 \text{ MWh}$$

Výnos z aktivace  $MZ_5$

$$Výnos_{MZ_5} = E_{MZ_5} \cdot Cena_{peak.1,5} = 400 \cdot 1\,575 = 630\,000 \text{ Kč}$$

Energie potřebná na dočerpání po aktivaci  $MZ_5$

$$E_{čerpMZ_5} = \frac{E_{DT}}{\eta_{cyklu}} = \frac{400}{0,77} = 518,9 \text{ MWh}$$

Náklady na načerpání po aktivaci  $MZ_5$

$$Náklady_{MZ_5} = E_{čerpMZ_5} \cdot \text{Offpeak cena} = 518,9 \cdot 675 = 350\,240 \text{ Kč}$$

Celkové výnosy

$$\begin{aligned} \text{Celkové výnosy} &= Výnos_{DT} + Výnos_{PPS} + Výnos_{MZ_5} \\ &= 1\,680\,000 + 1\,200\,000 + 630\,000 = 3\,510\,000 \text{ Kč} \end{aligned}$$

Celkový zisk

$$\begin{aligned} \text{Celkový zisk} &= \text{Celkové výnosy} - \text{Celkové náklady} - Náklady_{MZ_5} \\ &= 3\,510\,000 - 1\,400\,960 - 350\,240 = 1\,758\,800 \text{ Kč} \end{aligned}$$

Následně určíme výsledné hodnoty pro jeden rok provozu PVE. Jeden rok bude elektrárna v tomto režimu fungovat 320 dní, zbylé dny jsou určeny pro odstávky provozu. Služba  $MZ_5$  bude aktivována 1 měsíčně.

Celkový zisk při ročním provozu elektrárny

$$\begin{aligned} \text{Celkové výnosy} &= (Výnos_{DT} + Výnos_{PPS}) \cdot 320 + Výnos_{MZ_5} \cdot 12 \\ &= (1\,680\,000 + 1\,200\,000) \cdot 320 + 630\,000 \cdot 12 = 929\,160\,000 \text{ Kč} \end{aligned}$$

Celkové náklady při ročním provozu

$$\begin{aligned} \text{Celkové náklady} &= Náklady_{DT} \cdot 320 + Náklady_{MZ_5} \cdot 12 \\ &= 1\,400\,960 \cdot 320 + 350\,240 \cdot 12 = 452\,510\,080 \text{ Kč} \end{aligned}$$

Celkový zisk

$$\begin{aligned} \text{Celkový zisk} &= \text{Celkové výnosy} - \text{Celkové náklady} \\ &= 929\,160\,000 - 452\,510\,080 = 476\,649\,920 \text{ Kč} \end{aligned}$$

Výsledky ostatních variant instalovaného výkonu a jejich poměru jsou uvedeny v příloze. Shrnutí výsledků je zobrazeno v tabulce č. 4, ve které jsou zároveň zaneseny i náklady na výstavbu elektrárny.

### 8.1.2 Náklady na výstavbu PVE

Jak již bylo řečeno, náklady na výstavbu PVE, potřebné infrastruktury a především cena instalované turbíny se liší podle velikosti instalovaného výkonu. Měrné náklady na výstavbu jsou nejvyšší u malých instalovaných výkonů, avšak celkové náklady na výstavbu PVE jsou u malých instalovaných výkonů nejnižší. Měrná cena na výstavbu PVE v mil. Kč/MW je určena odhadem dle vzorce,

$$y = 163,06 \cdot x^{-0,253}$$

Kde  $y$  je měrná cena v mil Kč/MW a  $x$  je instalovaný výkon v MWh. Po vypočtení měrných nákladů na instalovaný výkon, získáme výsledné náklady na výstavbu prostým vynásobením měrné ceny a velikostí instalovaného výkonu. Podrobný výpočet nákladů na výstavbu PVE bude uveden pro výkon 100MW. Náklady na výstavbu elektrárny s jiným instalovaným výkonem budou uvedeny v tabulce č. 3

Pro instalovaný výkon 100 MW,

$$y = 163,06 \cdot 100^{-0,253} = 50,86 \text{ mil. Kč/MW}$$

$$\text{Celkové náklady na výstavbu} = y \cdot x = 50,86 \cdot 100 = 5085,6 \text{ mil. Kč}$$

Celkové náklady na výstavbu elektrárny o výkonu 100MW budou téměř 5,1 mld. Kč. Nejnákladnější bude výstavba elektrárny velkým instalovaným výkonem, která činí téměř 17 mld. Kč.

Tabulka č. 4, Měrné a celkové náklady na výstavbu PVE v závislosti na instalovaném výkonu

Instalovaný výkon [MW]	Měrné náklady [mil. Kč/MW]	Celkové náklady [mil. Kč]
100	50,86	5085,661
200	42,68	8535,262
300	38,52	11554,656
400	35,81	14324,724
500	33,85	16923,026



### 8.1.3 Provozní náklady

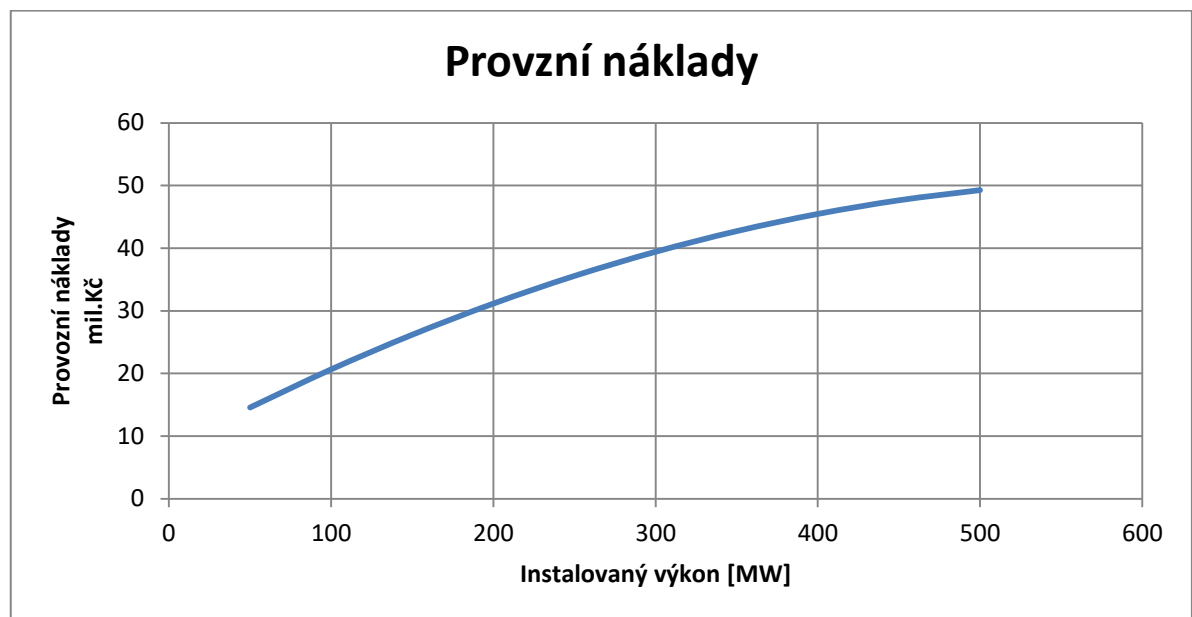
Při tvorbě ekonomického modelu elektrárny musíme počítat nejen s investičními náklady, které jsou značné, ale také s dalšími provozními a osobními náklady, které hrají roli v dlouhém časovém horizontu. Platí pravidlo, že s rostoucím instalovaným výkonem rostou také provozní náklady, ve kterých má velký podíl údržba celé infrastruktury a strojů a režie. Osobní náklady se však s rostoucím instalovaným výkonem příliš nemění. Provozní a osobní náklady pro jednotlivé instalované výkony odhadneme dle funkce:

$$y = -1,116 \cdot 10^{-4} \cdot x^2 + 1,385^{-1} \cdot x + 7,920$$

kde

y jsou roční náklady v mil.Kč/rok

x je instalovaný výkon.



Graf č. 13: Graf provozních nákladů v závislosti na instalovaném výkonu

Z tohoto grafu je možné odečíst provozní náklady v mil. Kč pro jednotlivé instalované výkony, které jsou uvedeny v následující tabulce.

Tabulka č. 6, Provozní náklady v závislosti na instalovaném výkonu

Instalovaný výkon	Provozní náklady mil. Kč
100	20,654
200	31,156
300	39,426
400	45,464
500	49,27

#### 8.1.4 Prostá doba návratnosti

Prostá doba návratnosti je důležitý ukazatel při porovnávání nákladů a výnosů z investic. Pomocí tohoto ukazatele zjistíme, v jakém časovém horizontu v řádu let se příjmy z dané investice vyrovnají počátečním nákladům. Jedná se o značně zjednodušený ukazatel, který neumožňuje zohlednit rozdílné splátky nákladů v různých letech. Toto kritérium bude sloužit pouze pro rychlé zorientování ve všech variantách. Prostá doba návratnosti se vypočítá pomocí vzorce:

$$TN_p = \frac{IN}{CF}$$

kde

IN jsou investiční náklady

CF je roční cash flow zjednodušeně vyjádřený jako rozdíl výnosů a nákladů

Nyní dosadíme do toho vzorce příslušné výnosy a náklady pro jednotlivé varianty. Výsledky jsou zobrazeny v tabulce č. 4 a je patrné, že nejvýhodnější bude u všech instalovaných výkonů varianta, kdy je v rámci PpS poskytován největší možný instalovaný výkon, nejlépe celý. Kvůli velikosti trhu MZ<sub>5</sub> musíme však brát v potaz, že elektrárna bude pokrývat pravděpodobně 20% celkového trhu s touto službou. Proto uvažujeme výkon poskytovaný do PpS o velikosti 100 MW.

Tabulka č. 5, Roční cash flow, náklady na výstavbu PVE a prostá doba návratnosti v závislosti na instalovaném výkonu

Instalovaný výkon [MW]	Denní trh [MW]	PpS [MW]	Roční Cash flow [Kč]	Měrné náklady [mil.Kč/MW]	Náklady [mil. Kč]	Prostá doba návratnosti [rok]
100	100	0	1 669 207	50,86	5085,661	3047
100	50	50	367 846 000	50,86	5085,661	14
100	0	100	184 186 163	50,86	5085,661	28
200	200	0	13 490 413	42,68	8535,262	633
200	100	100	437 344 000	42,68	8535,262	20
200	0	200	743 558 240	42,68	8535,262	11
300	300	0	27 543 620	38,52	11554,656	420
300	200	100	509 074 000	38,52	11554,656	23
300	100	200	757 611 447	38,52	11554,656	15
400	400	0	43 828 827	35,81	14324,724	327
400	300	100	583 036 000	35,81	14324,724	25
400	200	200	773 896 654	35,81	14324,724	19
500	500	0	62 346 033	33,85	16923,026	271
500	400	100	659 230 000	33,85	16923,026	26
500	300	200	792 413 860	33,85	16923,026	21

### 8.1.5 Diskontování

Posouzení projektu podle kritéria prosté doby návratnosti je značně zjednodušené, neboť kritérium nezohledňuje časovou hodnotu peněz a vývoj projektu v dalším období. Vliv času na hodnotu peněz se v ekonomických výpočtech zohledňuje diskontováním, tedy přepočtem hodnoty v budoucnu očekávaných peněz k současnosti podle vztahu.

$$DCF = \frac{CF}{(1 + i)^n}$$

Kde

CF je roční cash flow

i je diskontní sazba

n je rok, pro který danou hodnotu počítáme

Diskontní sazbu pro tento časový horizont volíme 5%

### 8.1.6 Čistá současná hodnota

Čistá současná hodnota, anglicky net present value, je finanční ukazatel, ve kterém je zahrnuta celková životnost projektu a zároveň bere v potaz hodnotu peněz, která se mění s časem. Touto metodou je možné do kalkulace zanést jednotlivé peněžní toky a jejím výsledkem je hodnota, která udává, kolik peněz případná investice do výstavby elektrárny přinese. Pro kladné hodnoty NPV je projekt ziskový, pro záporné hodnoty se projekt nevyplatí realizovat.

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

Kde

CF je cash flow v daném roce

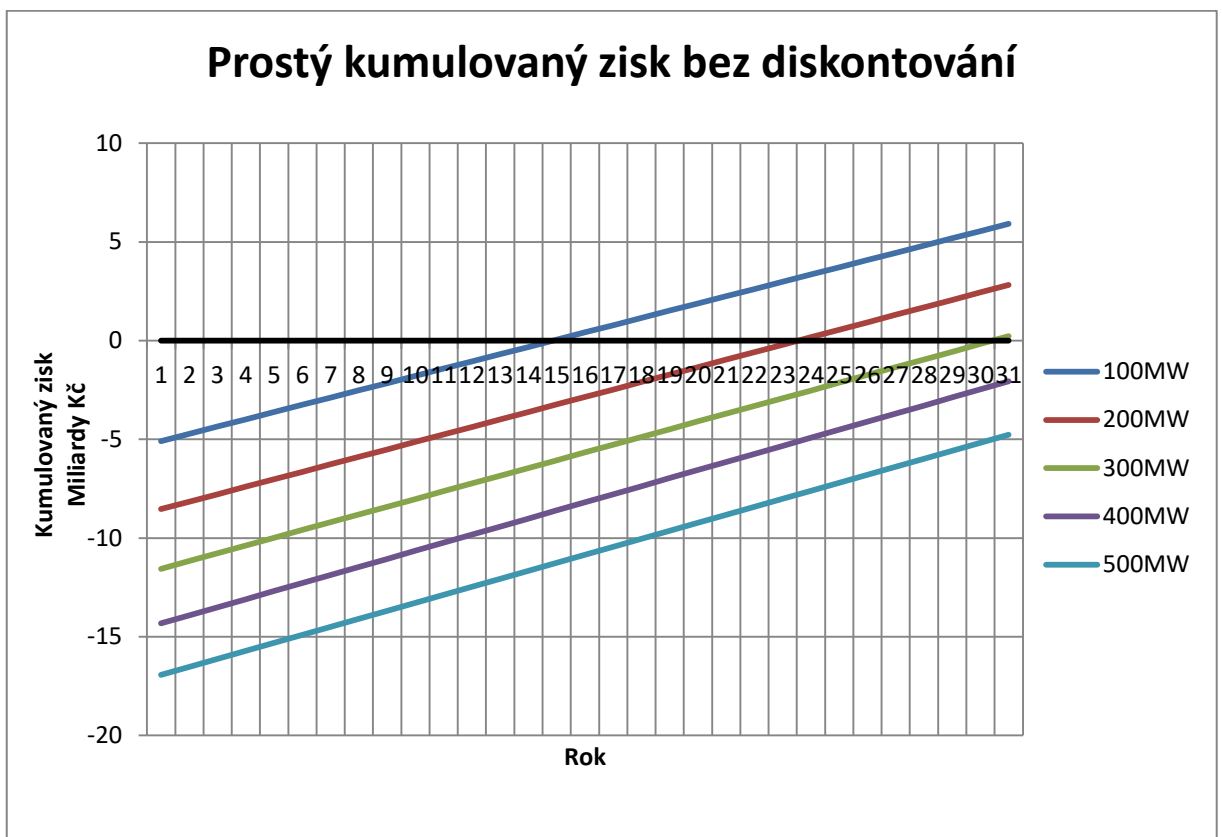
n je doba životnosti projektu

i je diskontní úroková míra

t je daný rok

### 8.1.7 Varianta 1

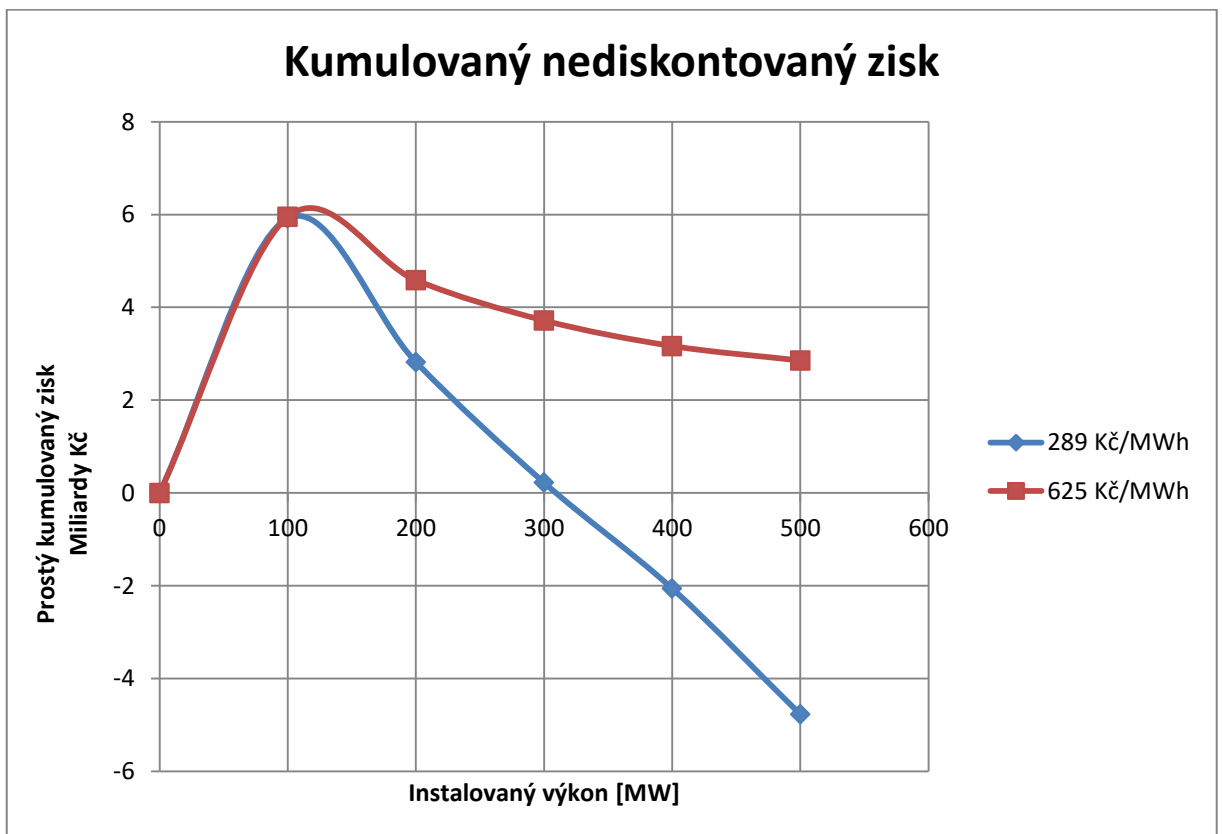
U této varianty se jedná o případ, kdy PVE poskytuje do PpS na službu MZ<sub>5</sub> výkon 100 MW a se zbylým výkonem obchoduje na denním trhu. V grafu č. 14 je znázorněn prostý kumulovaný zisk v časovém horizontu 30 let. Je patrné, že nejvýhodnější je instalace turbíny o výkonu 100 MW. Tato varianta má prostou dobu návratnosti 14 let. Varianta, kdy je instalovaný výkon 300 MW se v tomto časovém horizontu již téměř nevyplatí a elektrárna se stane ziskovou teprve v 30. roce po prvotní investici. Výkonnější varianty ani při takto zjednodušeném modelu není výhodné budovat.



Graf č. 14: Prostý kumulovaný zisk bez diskontování

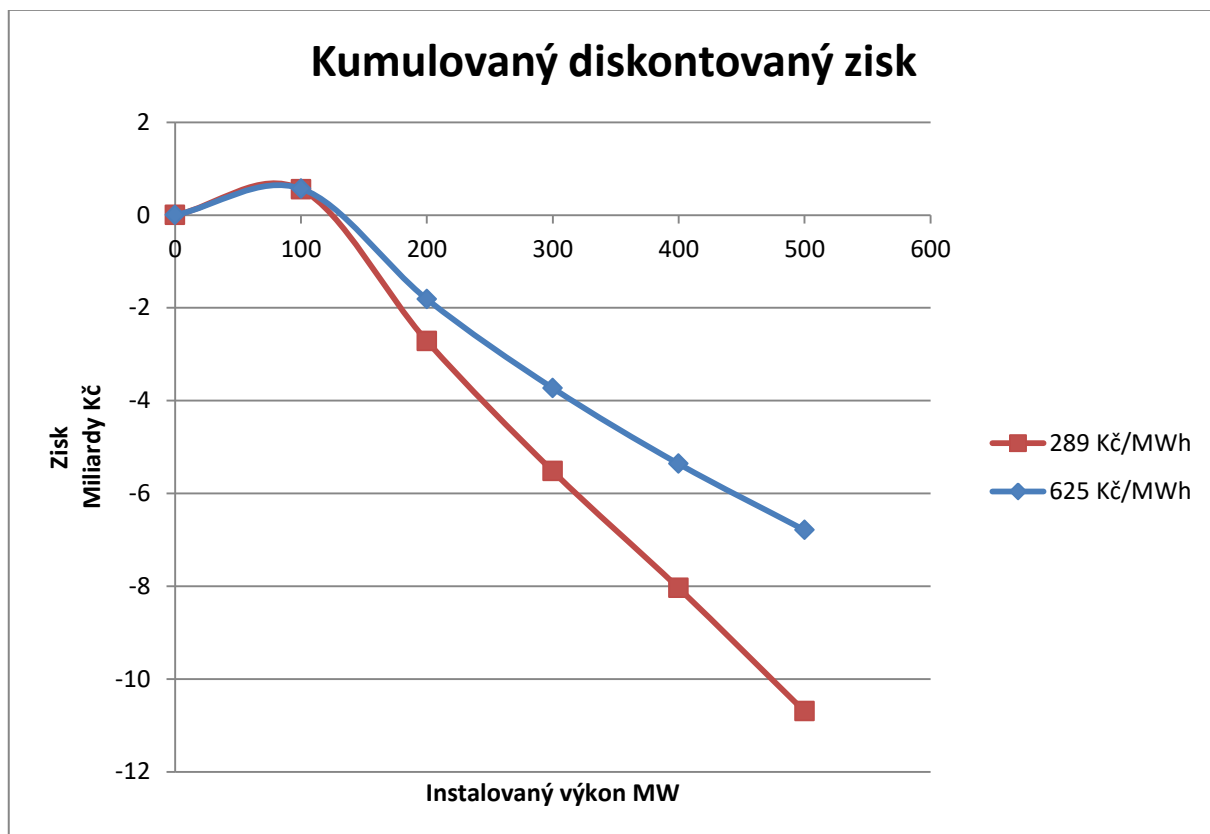
### 8.1.7.1 Citlivostní analýza

Dále je provedena citlivostní analýza, která zohledňuje změnu rozdílu peak a offpeak. Cenový rozdíl bude 625 Kč/MWh místo současných 289 Kč/MWh. V grafu č. 15 je zobrazen prostý kumulovaný zisk v 30. roce od první investice. Prostý kumulovaný zisk je vypočten pouze na základě investičních a provozních nákladů a výnosů poskytované služby a obchodování na denním trhu. Diskontování není uvažováno. U výkonu 100 MW nemá tento cenový rozdíl žádný vliv, protože veškerý zdroj příjmu plyne z poskytování služby MZ<sub>5</sub> a výnosy z její aktivace jsou v poměru k výnosům z poskytování téměř zanedbatelné. U dalších instalovaných výkonů, kde denní trh hraje v příjmech elektrárny větší roli, je rozdíl cen více patrný. Pro výkon 400 MW a 500 MW je vliv ceny tak důležitý, že těchto elektráren, znamená tato změna ceny rozdíl mezi tím, zda elektrárna bude ztrátová či zisková. Prostý akumulovaný zisk však není nejvhodnější kritérium pro posouzení takového projektu.



Graf č. 15: Kumulovaný nediskontovaný zisk pro výkon 100 MW

Dále použijeme ukazatel čisté současné hodnoty, který je pro posouzení takové investice vhodnější než prostý kumulovaný zisk, protože v sobě zahrnuje diskontní sazbu. Z následujícího grafu plyne, že výhodná je pouze varianta s instalovaným výkonem 100 MW. Ostatní elektrárny s vyššími instalovanými výkony již není výhodné budovat ani v případě vyššího rozdílu peak a offpeak cen.



Graf č. 16: Kumulovaný diskontovaný zisk pro výkon 100 MW

### 8.1.8 Varianta 2

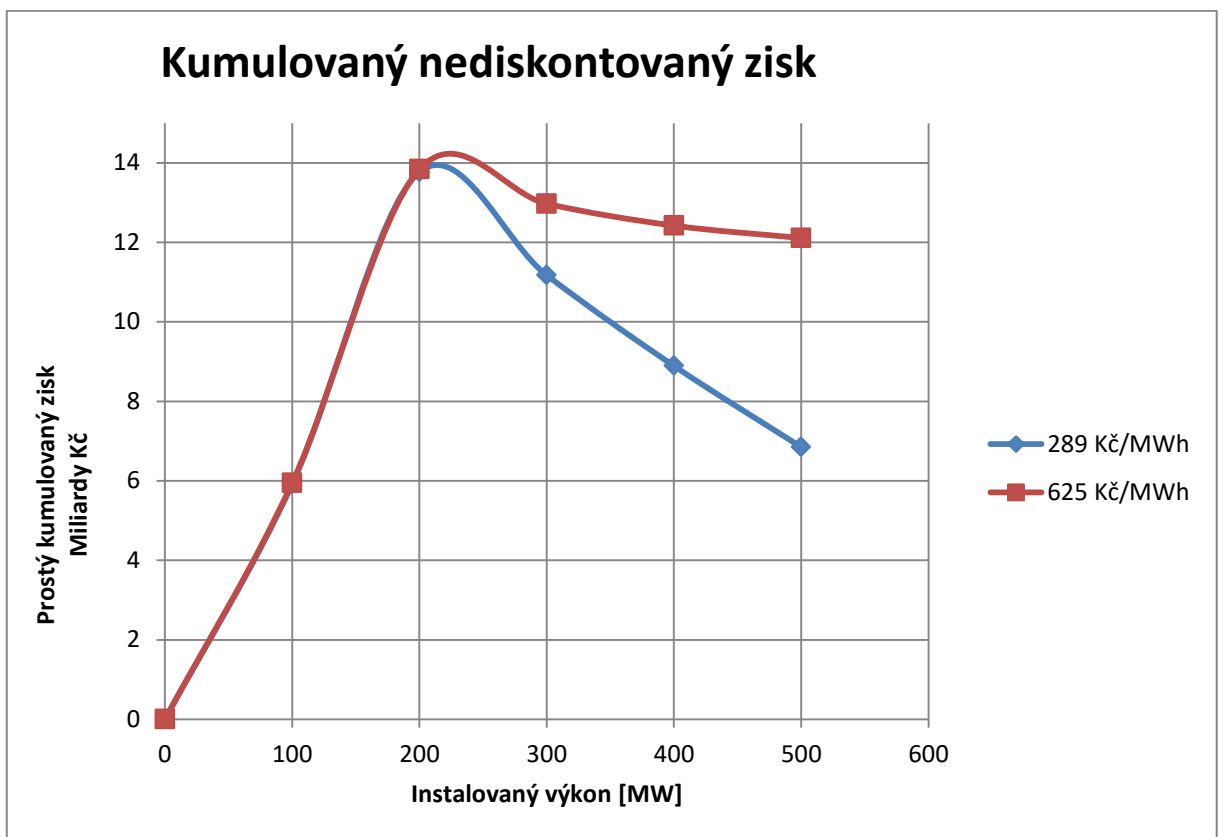
U varianty 2 uvažujeme, že PVE bude v rámci poskytování služby MZ<sub>5</sub> dodávat v případě potřeby výkon 200 MW nebo v případě instalovaného výkonu 100 MW maximální možný. V následujícím grafu je uveden prostý kumulovaný zisk v časovém intervalu 30 let od první investice. Nejvíce patrný je rozdíl mezi instalovaným výkonem 100 MW a 200 MW, kde je vidět různá směrnice daných přímk. Ta je způsobena rozdílným výkonem poskytovaným do služby MZ<sub>5</sub>. Doba prosté návratnosti investice je nejkratší u instalovaného výkonu 200 MW, kdy činí téměř 13 let. V tomto případě jsou však elektrárny s instalovanými výkony v daném intervalu ziskové.



Graf č. 17: Prostý kumulovaný zisk bez diskontování pro

### 8.1.8.1 Citlivostní analýza

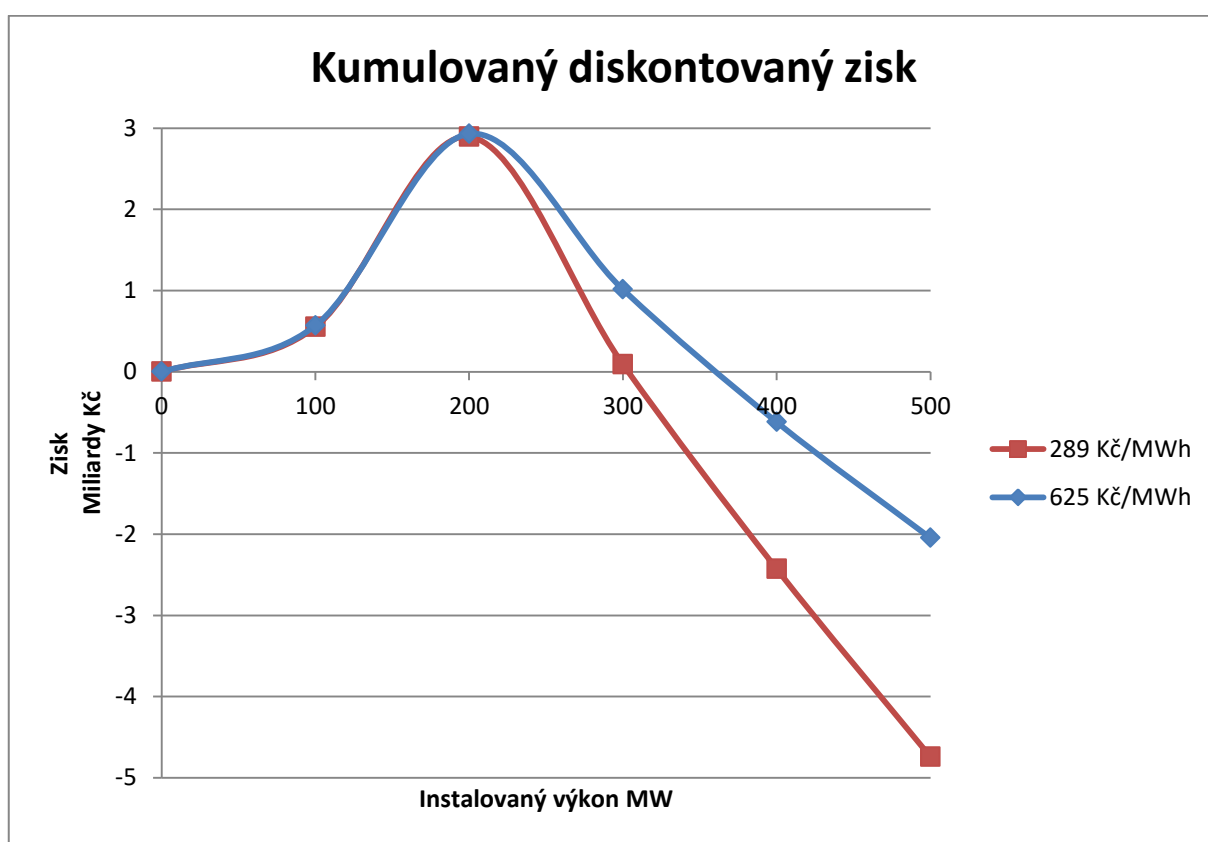
Obdobně jako u předešlé varianty je i zde provedena citlivostní analýza. Rozdíl ceny peak a offpeak bude opět 625 Kč/MWh místo současných 289 Kč/MWh. Prostý kumulovaný zisk je vypočten pouze na základě investičních a provozních nákladů a výnosů poskytované služby a obchodování na denním trhu. Diskontní sazba je zanedbána. Případný vyšší rozdíl cen opět nemá téměř žádný vliv na elektrárny, které celý svůj výkon poskytují do služby MZ<sub>5</sub>. U této varianty rozdělení využití instalovaného výkonu jsou všechny instalované výkony ziskové. Opět se však nejedná o nejvhodnější ukazatel výhodnosti projektu.



Graf č. 18: Kumulovaný nediskontovaný zisk pro výkon 200 MW



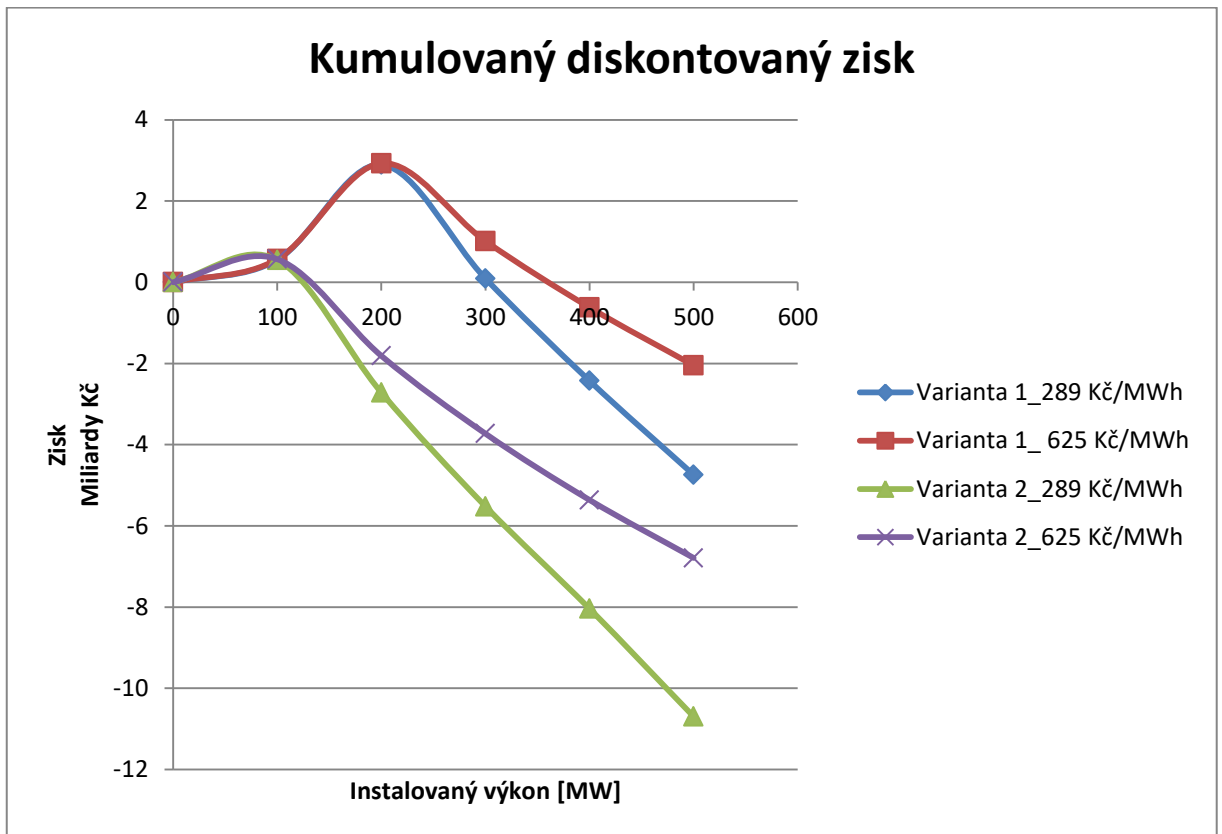
Zatímco u prosté současné hodnoty byly výhodné všechny instalované výkony, podle ukazatele čisté současné hodnoty můžeme hodnotit jako výhodný instalovaný výkon pouze do velikosti 300 MW. To je však oproti variantě 1 značný rozdíl. Pokud rozdíl peak a offpeak ceny elektřiny bude 289 Kč/MWh, dojde v případě instalovaného výkonu 300 MW k návratnosti investice na hranici zkoumaného časového období. Pokud však rozdíl cen elektřiny poroste až na hodnotu 625 Kč/MWh, bude tato elektrárna s tímto výkonem výhodnou investicí. Nejvýhodnější však stále zůstává varianta, kdy je celý výkon elektrárny poskytován v rámci PpS, tedy instalovaný výkon 200 MW.



Graf č. 19: Kumulovaný diskontovaný zisk pro výkon 200 MW

## 9 Porovnání varianty 1 a 2

V následujícím grafu je uvedeno porovnání varianty 1, kdy PVE poskytuje v rámci PpS výkon 100 MW, a varianty 2, kdy PVE poskytuje výkon 200 MW. Pro obě varianty je provedena citlivostní analýza.



Graf č. 20: Porovnání kumulovaného diskontovaného zisku pro různé varianty

## 10 Závěr

Vzhledem k snaze o postupné omezení výroby elektrické energie z fosilních paliv a nevole k výstavbě nových jaderných elektráren, je nutné, aby v budoucnu byl navýšen podíl elektrické energie vyrobené pomocí obnovitelných zdrojů. Obnovitelné zdroje energie jsou ekologické, avšak nezaručují takovou konzistenci výroby jako jaderné nebo uhelné elektrárny. Výkon větrných elektráren je značně ovlivněn rychlostí větru, která není konstantní. Fotovoltaické elektrárny jsou ovlivněny nejen oblačností, která omezí jejich výkon, ale i takovými vlivy jako je například zatmění slunce či ročním obdobím. Výroba elektřiny ve vodních elektrárnách je závislá na průtoku vody, který může kvůli dlouhotrvajícímu suchu elektrárnu zcela vyřadit z provozu. Kvůli všem těmto vlivům množství elektřiny dodávané do sítě z obnovitelných zdrojů značně kolísá a přenosová síť musí být opatřena takovými systémy, které jsou schopné toto kolísání eliminovat. Právě přečerpávací vodní elektrárny jsou díky své schopnosti flexibilně vyrábět či spotřebovávat elektřinu velice vhodné pro eliminaci těchto výkyvů.

Cílem této bakalářské práce je vyhodnotit, zda je výhodné budovat přečerpávací vodní elektrárnu a jaký instalovaný výkon do takové elektrárny umístit. Ekonomická výhodnost celého projektu značně závisí na zapojení elektrárny do poskytování služeb do přenosové soustavy, konkrétně do služby MZ<sub>5</sub>. Elektrárna v takovém případě poskytuje zálohu elektrické energie pro případ, že si ji vyžádá operátor přenosové soustavy. Za poskytování této služby je provozovateli elektrárny vyplácena částka 500 Kč/MW za každou hodinu, kdy se zavázal tuto zálohu poskytnout. Pokud operátor přenosové soustavy vyhodnotí, že je nutné dodat výkon do přenosové sítě, provozovatel elektrárny vyrobenou elektřinu prodá za vyšší hodnotu. Pokud je instalovaný výkon elektrárny vyšší, než je výkon smluvený na poskytování do PpS, je možné s přebytkem výkonu obchodovat na denním trhu, kde provozovatel elektrárny vydělává na rozdílu ceny elektřiny prodané a nakoupené. Ekonomicky nejvýhodnější variantou je, pokud provozovatel elektrárny poskytuje celý instalovaný výkon do PpS. Zvyšování instalovaného výkonu nad tento podíl a následné obchodování přebytku výkonu na denním trhu vede k snižování zisku takové elektrárny.

Poskytovatelé služeb jsou vybráni ve výběrovém řízení a kapacita trhu se službou MZ<sub>5</sub> je 500 MW, nemůžeme tedy volit libovolně velký výkon. Jeden nezávislý poskytovatel pravděpodobně neobsáhne více než 20% trhu, extrémně 40%. Z těchto

důvodů se jako nejvhodnější jeví výstavba elektrárny s instalovaným výkonem 100 MW, který by bylo možné celý uplatnit v rámci PpS.

Při instalaci výkonu 200 MW již výstavba elektrárny nemusí být výhodná. Pouze v případě, že provozovatel elektrárny velmi úspěšně uspěje ve výběrovém řízení a bude poskytovat 40% z celkové kapacity MZ<sub>5</sub>, bude výstavba takové elektrárny výhodná, pokud však bude poskytovat pouze 20%, výstavba takové elektrárny výhodná nebude. Elektrárny s instalovanými výkony vyššími než 300 MW za uvažovaných podmínek již ziskové nebudou.

V budoucnu pravděpodobně dojde k růstu rozdílu peak a offpeak elektřiny, který povede k větším ziskům při obchodování na denním trhu. Pokud tento rozdíl bude dvojnásobný proti dnešnímu stavu, může to znamenat zkrácení doby návratnosti. Pro žádnou z těchto variant však tento nárůst není tak velký, aby znamenal rozdíl mezi výhodností a nevýhodností investice. Tento výsledek pouze zdůrazňuje fakt, že za současných podmínek je hlavním zdrojem výnosů elektrárny a kritériem její ekonomické výhodnosti právě poskytování služby MZ<sub>5</sub>.



## 11 Zdroje

- [1] BARNES, Frank S. a Jonah G. LEVINE. *Large energy storage systems handbook*. Boca Raton: CRC Press, c2011. Mechanical engineering series. ISBN 978-1-4200-8600-3.
- [2] HUŠEK, Josef. *Přečerpávací vodní elektrárny*. Praha: Státní nakladatelství technické literatury, 1963. Řada strojírenské literatury.
- [3] Pumped hydroelectric storage. *Energy Storage Association* [online]. 901 New York Avenue, Suite 510 Washington, DC 20001 USA: Energy Storage Association, 2019 [cit. 2019-03-10]. Dostupné z: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/pumped-hydroelectric-storage>
- [4] Renaissance for Pumped Storage in Europe. *Hydroworld.com* [online]. Cologne: Ecoprogram, 2011 [cit. 2019-03-11]. Dostupné z: <https://www.hydroworld.com/articles/print/volume-19/issue-3/articles/new-development/renaissance-for-pumped-storage-in-europe.html>
- [5] VOBOŘIL, David. Přečerpávací vodní elektrárny v České republice. *Oenergetice.cz* [online]. oenergetice.cz, 2017 [cit. 2019-03-17]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/elektrina/precerpavaci-vodni-elektrarny-v-ceske-republice/>
- [6] *Vodní elektrárny Štěchovice* [online]. CEZ, 2019 [cit. 2019-03-17]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/obnovitelne-zdroje/voda/stechovice.html>
- [7] *Přečerpávací vodní elektrárna Dalešice* [online]. CEZ, 2019 [cit. 2019-03-17]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/obnovitelne-zdroje/voda/dalesice.html>
- [8] *Přečerpávací vodní elektrárna Dlouhá Stráň* [online]. CEZ, 2019 [cit. 2019-03-17]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/obnovitelne-zdroje/voda/dlouhe-strane.html>
- [9] *Kodex PS: Podpůrné služby (PpS)*. Praha: ČEPS, 2019.
- [10] Přečerpávací vodní elektrárna Lipno-Dunaj. *CzechIndustry*[online]. 2014, 2014(4), 36-37 [cit. 2019-03-24]. Dostupné z: <http://www.casopisczechindustry.cz/products/precerpavaci-vodni-elektrarna-lipno-dunaj/>
- [11] MAJLING, Eduard. V bývalém ostravském dole otevřeli experimentální přečerpávací elektrárnu. *Oenergetice.cz* [online]. 2015 [cit. 2019-03-24]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/elektrina/akumulace-energie/v-byvalem-ostravskem-dole-otevrel-i-experimentalni-precerpavaci-elektrarnu/>

- [12] DEIGN, Jason. The Debate Over Norway's Ability to Become a Hydro Battery for Europe Is Surprisingly Robust. *Greentechmedia.com* [online]. Greentechmedia, 2017 [cit. 2019-03-24]. Dostupné z: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/experts-respond-to-norway-battery-pack-dismissal#gs.2a1ixc>
- [13] Hydropower and the Environment. *Environment and ecology* [online]. [cit. 2019-03-26]. Dostupné z: <http://environment-ecology.com/energy-and-environment/100-hydropower-and-the-environment.html>
- [14] Hydropower generators produce clean electricity, but hydropower does affect the environment. *U.S. Energy Information Administration* [online]. Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2018 [cit. 2019-03-26]. Dostupné z: [https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=hydropower\\_environment](https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=hydropower_environment)
- [15] Reisseck II Pumped Storage Power Plant, Carinthia. *Power Technology* [online]. Verdict Media Limited [cit. 2019-03-27]. Dostupné z: <https://www.power-technology.com/projects/reisseck-ii-pumped-storage-power-plant-carinthia/>
- [16] OTE, a.s. Základní informace. *Ote-cr.cz* [online]. Praha 8, Karlín: OTE, 2018 [cit. 2019-03-29]. Dostupné z: [https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/files-statutarni-organy/Produktove\\_listy\\_OTE\\_CZ.pdf?fbclid=IwAR2Agwexx4SwAa4BVIRaYj4f3-UetUxb6nBbI2WLQn6ZfXFIFOnLeeymS2c](https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/files-statutarni-organy/Produktove_listy_OTE_CZ.pdf?fbclid=IwAR2Agwexx4SwAa4BVIRaYj4f3-UetUxb6nBbI2WLQn6ZfXFIFOnLeeymS2c)
- [17] HUSÁROVÁ, Lucie a Petra BENEŠOVÁ. Šumný důl může za pár let zcela změnit obří vodní elektrárna. *Irozhlás.cz* [online]. Praha, 2011 [cit. 2019-03-29]. Dostupné z: [https://www.irozhlas.cz/regiony/sumny-dul-muze-za-par-let-zcela-zmenit-obri-vodni-elektrarna\\_201107291519\\_kbrezovska](https://www.irozhlas.cz/regiony/sumny-dul-muze-za-par-let-zcela-zmenit-obri-vodni-elektrarna_201107291519_kbrezovska)
- [18] Regulační energie. *Ceps.cz* [online]. Praha: ČEPS [cit. 2019-05-29]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/regulacni-energie>
- [19] *Roční příprava provozu na rok 2019*. Praha: ČEPS, 2019.
- [20] Obstarávání PpS. *Ceps.cz* [online]. Praha: ČEPS, 2019 [cit. 2019-05-29]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/obstaravani-pps>
- [21] Jak funguje největší akumulátor v Česku: podívejte se do elektrárny Dlouhé Stráně. *VTM.cz* [online]. Praha: CZECH NEWS CENTER, 2017 [cit. 2019-05-29]. Dostupné z: [https://vtm.zive.cz/Client.Gallery/show.aspx?id\\_file=992907648&article=189061](https://vtm.zive.cz/Client.Gallery/show.aspx?id_file=992907648&article=189061)
- [22] Francisova turbína. In: *Wikipedia: the free encyclopedia* [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001- [cit. 2019-05-29]. Dostupné z: [https://cs.wikipedia.org/wiki/Francisova\\_turb%C3%ADna](https://cs.wikipedia.org/wiki/Francisova_turb%C3%ADna)
- [23] Peltonova turbína. *Energetika.cz* [online]. [cit. 2019-05-29]. Dostupné z: <http://mve.energetika.cz/primotlaketurbiny/pelton.htm>

- [24] Přečerpávací vodní elektrárny počtvrté v řadě překonaly rekord. *Skupina ČEZ*[online]. Praha: ČEZ, 2016 [cit. 2019-05-29]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/pro-media/tiskove-zpravy/5371.html>
- [25] *Produktové listy OTE, a.s.* Praha, 2019. Dostupné také z: [https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/files-statutarni-organy/Produktove\\_listy\\_OTE\\_CZ.pdf?fbclid=IwAR2Agwexx4SwAa4BVIRaYj4f3-UetUxb6nBbI2WLQn6ZfXFIFOnLeeymS2c](https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/files-statutarni-organy/Produktove_listy_OTE_CZ.pdf?fbclid=IwAR2Agwexx4SwAa4BVIRaYj4f3-UetUxb6nBbI2WLQn6ZfXFIFOnLeeymS2c)
- [26] *Roční zpráva provozu ES 2017*. Praha, 2018.
- [27] Pumped-storage hydroelectricity. In: *Wikipedia: the free encyclopedia* [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001- [cit. 2019-05-29]. Dostupné z: [https://en.wikipedia.org/wiki/Pumped-storage\\_hydroelectricity](https://en.wikipedia.org/wiki/Pumped-storage_hydroelectricity)
- [28] *Denní trh* [online]. Praha: OTE, 2019 [cit. 2019-05-29]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/elektrina/denni-trh?date=2019-03-16>



## 12 Přílohy

### 12.1 Přehled uvažovaných variant instalovaných výkonů

#### 12.1.1 Varianta 1

Instalovaný výkon: 100MW

Výkon obchodovaný na denním trhu: 100MW

Výkon držený v záloze pro PpS:0MW

Energie na čerpání	166 039,69	MWh
Náklady na čerpání	112 076 793,36	Kč
Vyrobená energie pro DT	128 000,00	MWh
Výnos z prodeje DT	134 400 000,00	Kč
Výnos z držení zálohy	0,00	Kč
Výnos s držením zálohy	134 400 000,00	Kč
Vyrobený výkon PpS	0,00	MWh
Výnos z poskytnutí PpS	0,00	Kč
Energie potřebná k dočerpání	0,00	MWh
Náklady na dočerpání	0,00	Kč
Celkové výnosy	134 400 000,00	Kč
<b>Celkový zisk</b>	<b>22 23 206,64</b>	<b>Kč</b>

#### 12.1.2 Varianta 2

Instalovaný výkon: 100MW

Výkon obchodovaný na denním trhu: 50MW

Výkon držený v záloze pro PpS: 50MW

Energie na čerpání	83 019,85	MWh
Náklady na čerpání	56 038 396,68	Kč
Vyrobená energie pro DT	64 000,00	MWh
Výnos z prodeje DT	67 200 000,00	Kč
Výnos z držení zálohy	192 000 000,00	Kč
Výnos s držením zálohy	259 200 000,00	Kč
Vyrobený výkon PpS	2 400,00	MWh
Výnos z poskytnutí PpS	3 780 000,00	Kč
Energie potřebná k dočerpání	3 113,24	MWh
Náklady na dočerpání	2 101 439,88	Kč
Celkové výnosy	262 980 000,00	Kč
<b>Celkový zisk</b>	<b>2040 163,45</b>	<b>Kč</b>

### 12.1.3 Varianta 3

Instalovaný výkon: 100MW

Výkon obchodovaný na denním trhu: 0MW

Výkon držený v záloze pro PpS: 100MW

Energie na čerpání	0,00	MWh
Náklady na čerpání	0,00	Kč
Vyrobená energie pro DT	0,00	MWh
Výnos z prodeje DT	0,00	Kč
Výnos z držení zálohy	384 000 000,00	Kč
Výnos s držením zálohy	384 000 000,00	Kč
Vyrobený výkon PpS	4 800,00	MWh
Výnos z poskytnutí PpS	7 560 000,00	Kč
Energie potřebná k dočerpání	6 226,49	MWh
Náklady na dočerpání	4 202 879,75	Kč
Celkové výnosy	391 560 000,00	Kč
<b>Celkový zisk</b>	<b>387 357 120,25</b>	<b>Kč</b>

### 12.1.4 Varianta 4

Instalovaný výkon: 200MW

Výkon obchodovaný na denním trhu: 200MW

Výkon držený v záloze pro PpS: 0MW

Energie na čerpání	332 079,39	MWh
Náklady na čerpání	224 153 586,72	Kč
Vyrobená energie pro DT	256 000,00	MWh
Výnos z prodeje DT	268 800 000,00	Kč
Výnos z držení zálohy	0,00	Kč
Výnos s držením zálohy	268 800 000,00	Kč
Vyrobený výkon PpS	0,00	MWh
Výnos z poskytnutí PpS	0,00	Kč
Energie potřebná k dočerpání	0,00	MWh
Náklady na dočerpání	0,00	Kč
Celkové výnosy	268 800 000,00	Kč
<b>Celkový zisk</b>	<b>44 646 413,28</b>	<b>Kč</b>

### 12.1.5 Varianta 5

Instalovaný výkon:200MW

Výkon obchodovaný na denním trhu:150 MW

Výkon držený v záloze pro PpS: 50MW

Energie na čerpání	249 059,54	MWh
Náklady na čerpání	168 115 190,04	Kč
Vyrobená energie pro DT	192 000,00	MWh
Výnos z prodeje DT	201 600 000,00	Kč
Výnos z držení zálohy	192 000 000,00	Kč
Výnos s držením zálohy	393 600 000,00	Kč
Vyrobený výkon PpS	2 400,00	MWh
Výnos z poskytnutí PpS	3 780 000,00	Kč
Energie potřebná k dočerpání	3 113,24	MWh
Náklady na dočerpání	2 101 439,88	Kč
Celkové výnosy	397 380 000,00	Kč
<b>Celkový zisk</b>	<b>227 3 370,09</b>	<b>Kč</b>

### 12.1.6 Varianta 6

Instalovaný výkon:200MW

Výkon obchodovaný na denním trhu:100 MW

Výkon držený v záloze pro PpS: 100MW

Energie na čerpání	166 039,69	MWh
Náklady na čerpání	112 076 793,36	Kč
Vyrobená energie pro DT	128 000,00	MWh
Výnos z prodeje DT	134 400 000,00	Kč
Výnos z držení zálohy	384 000 000,00	Kč
Výnos s držením zálohy	518 400 000,00	Kč
Vyrobený výkon PpS	4 800,00	MWh
Výnos z poskytnutí PpS	7 560 000,00	Kč
Energie potřebná k dočerpání	6 226,49	MWh
Náklady na dočerpání	4 202 879,75	Kč
Celkové výnosy	525 960 000,00	Kč
<b>Celkový zisk</b>	<b>409 680 326,89</b>	<b>Kč</b>

### 12.1.7 Varianta 7

Instalovaný výkon: 300MW

Výkon obchodovaný na denním trhu: 300MW

Výkon držený v záloze pro PpS: 0MW

Energie na čerpání	498 119,08	MWh
Náklady na čerpání	336 230 380,08	Kč
Vyrobená energie pro DT	384 000,00	MWh
Výnos z prodeje DT	403 200 000,00	Kč
Výnos z držení zálohy	0,00	Kč
Výnos s držením zálohy	403 200 000,00	Kč
Vyrobený výkon PpS	0,00	MWh
Výnos z poskytnutí PpS	0,00	Kč
Energie potřebná k dočerpání	0,00	MWh
Náklady na dočerpání	0,00	Kč
Celkové výnosy	403 200 000,00	Kč
<b>Celkový zisk</b>	<b>66 969 619,92</b>	<b>Kč</b>

### 12.1.8 Varianta 8

Instalovaný výkon: 300MW

Výkon obchodovaný na denním trhu: 200MW

Výkon držený v záloze pro PpS:100MW

Energie na čerpání	332 079,39	MWh
Náklady na čerpání	224 153 586,72	Kč
Vyrobená energie pro DT	256 000,00	MWh
Výnos z prodeje DT	268 800 000,00	Kč
Výnos z držení zálohy	384 000 000,00	Kč
Výnos s držením zálohy	652 800 000,00	Kč
Vyrobený výkon PpS	4 800,00	MWh
Výnos z poskytnutí PpS	7 560 000,00	Kč
Energie potřebná k dočerpání	6 226,49	MWh
Náklady na dočerpání	4 202 879,75	Kč
Celkové výnosy	660 360 000,00	Kč
<b>Celkový zisk</b>	<b>432 003 533,53</b>	<b>Kč</b>

### 12.1.9 Varianta 9

Instalovaný výkon: 300MW

Výkon obchodovaný na denním trhu: 100MW

Výkon držený v záloze pro PpS: 200MW

Energie na čerpání	166 039,69	MWh
Náklady na čerpání	112 076 793,36	Kč
Vyrobená energie pro DT	128 000,00	MWh
Výnos z prodeje DT	134 400 000,00	Kč
Výnos z držení zálohy	768 000 000,00	Kč
Výnos s držením zálohy	902 400 000,00	Kč
Vyrobený výkon PpS	9 600,00	MWh
Výnos z poskytnutí PpS	15 120 000,00	Kč
Energie potřebná k dočerpání	12 452,98	MWh
Náklady na dočerpání	8 405 759,50	Kč
Celkové výnosy	917 520 000,00	Kč
<b>Celkový zisk</b>	<b>797 037 447,14</b>	<b>Kč</b>

### 12.1.10 Varianta 10

Instalovaný výkon: 400MW

Výkon obchodovaný na denním trhu: 400MW

Výkon držený v záloze pro PpS: 0MW

Energie na čerpání	664 158,78	MWh
Náklady na čerpání	448 307 173,43	Kč
Vyrobená energie pro DT	512 000,00	MWh
Výnos z prodeje DT	537 600 000,00	Kč
Výnos z držení zálohy	0,00	Kč
Výnos s držením zálohy	537 600 000,00	Kč
Vyrobený výkon PpS	0,00	MWh
Výnos z poskytnutí PpS	0,00	Kč
Energie potřebná k dočerpání	0,00	MWh
Náklady na dočerpání	0,00	Kč
Celkové výnosy	537 600 000,00	Kč
<b>Celkový zisk</b>	<b>89 292 826,57</b>	<b>Kč</b>

### 12.1.11 Varianta 11

Instalovaný výkon: 400MW

Výkon obchodovaný na denním trhu: 300MW

Výkon držený v záloze pro PpS: 100MW

Energie na čerpání	498 119,08	MWh
Náklady na čerpání	336 230 380,08	Kč
Vyrobená energie pro DT	384 000,00	MWh
Výnos z prodeje DT	403 200 000,00	Kč
Výnos z držení zálohy	384 000 000,00	Kč
Výnos s držením zálohy	787 200 000,00	Kč
Vyrobený výkon PpS	4 800,00	MWh
Výnos z poskytnutí PpS	7 560 000,00	Kč
Energie potřebná k dočerpání	6 226,49	MWh
Náklady na dočerpání	4 202 879,75	Kč
Celkové výnosy	794 760 000,00	Kč
<b>Celkový zisk</b>	<b>454 326 740,17</b>	<b>Kč</b>

### 12.1.12 Varianta 12

Instalovaný výkon: 400 MW

Výkon obchodovaný na denním trhu: 200MW

Výkon držený v záloze pro PpS: 200MW

Energie na čerpání	332 079,39	MWh
Náklady na čerpání	224 153 586,72	Kč
Vyrobená energie pro DT	256 000,00	MWh
Výnos z prodeje DT	268 800 000,00	Kč
Výnos z držení zálohy	768 000 000,00	Kč
Výnos s držením zálohy	1 036 800 000,00	Kč
Vyrobený výkon PpS	9 600,00	MWh
Výnos z poskytnutí PpS	15 120 000,00	Kč
Energie potřebná k dočerpání	12 452,98	MWh
Náklady na dočerpání	8 405 759,50	Kč
Celkové výnosy	1 051 920 000,00	Kč
<b>Celkový zisk</b>	<b>819 360 653,78</b>	<b>Kč</b>

### 12.1.13 Varianta 13

Instalovaný výkon: 500MW

Výkon obchodovaný na denním trhu: 500MW

Výkon držený v záloze pro PpS: 0MW

Energie na čerpání	830 198,47	MWh
Náklady na čerpání	560 383 966,79	Kč
Vyrobená energie pro DT	640 000,00	MWh
Výnos z prodeje DT	672 000 000,00	Kč
Výnos z držení zálohy	0,00	Kč
Výnos s držením zálohy	672 000 000,00	Kč
Vyrobený výkon PpS	0,00	MWh
Výnos z poskytnutí PpS	0,00	Kč
Energie potřebná k dočerpání	0,00	MWh
Náklady na dočerpání	0,00	Kč
Celkové výnosy	672 000 000,00	Kč
<b>Celkový zisk</b>	<b>111 616 033,21</b>	<b>Kč</b>

### 12.1.14 Varianta 14

Instalovaný výkon: 500MW

Výkon obchodovaný na denním trhu: 300MW

Výkon držený v záloze pro PpS: 200MW

Energie na čerpání	498 119,08	MWh
Náklady na čerpání	336 230 380,08	Kč
Vyrobená energie pro DT	384 000,00	MWh
Výnos z prodeje DT	403 200 000,00	Kč
Výnos z držení zálohy	768 000 000,00	Kč
Výnos s držením zálohy	1 171 200 000,00	Kč
Vyrobený výkon PpS	9 600,00	MWh
Výnos z poskytnutí PpS	15 120 000,00	Kč
Energie potřebná k dočerpání	12 452,98	MWh
Náklady na dočerpání	8 405 759,50	Kč
Celkové výnosy	1 186 320 000,00	Kč
<b>Celkový zisk</b>	<b>841 683 860,42</b>	<b>Kč</b>

