



# **Projekt v předmětu IMS**

## **Simulační studie**

Téma 05: Energetika. Zdroje a suroviny.

Ondřej Ondryáš (xondry02)

František Nečas (xnecas27)

12. prosince 2021

# 1 Úvod

Představme si hypotetickou situaci, kdy v České republice skokově výrazně klesla domácí produkce elektřiny, například nastala porucha bloku jaderné elektrárny Dukovany, který nyní může fungovat pouze na částečný výkon nebo musí být úplně odstaven. Řešení na národní úrovni je v nedohlednu a nezbývá jiná možnost než výpadek produkce na určitou dobu pokrýt importem elektřiny ze zahraničí, přičemž její cena kolísá. Této proměnlivosti bychom mohli využít – elektřinu skupovat v časech, když je její cena nižší, ukládat ji a poté ji v časech, kdy je cena vyšší, do sítě dodávat, místo abychom ji nakupovali. Vyplatil by se takový přístup?

V posledních několika letech značně zrychluje technologický pokrok v oblasti výroby baterií, částečně pod vlivem elektromobility a snahy o dekarbonizaci energetického průmyslu. Kapacity baterií se zvyšují, životnost se prodlužuje a poměr ceny na jednotku uchované energie se snižuje [1]. Neobvyklé v současné době už nejsou ani stavby velkých bateriových polí s kapacitou v řádech kWh, GWh i stovek MWh, která se typicky využívají jako doplněk obnovitelných zdrojů energie – přes den může solární elektrárna mimo jiné dobíjet bateriové pole, které poté v noci poskytuje energii, kterou by jinak musely zajistit jiné druhy elektráren. Tento přístup ve velkém rozsahu využili například v Austrálii, kde bylo nedávno uvedeno do provozu bateriové pole s kapacitou 450 MWh a efektivním výkonem 300 MW, využívající technologii Megapack od společnosti Tesla [2].

Cena elektřiny kolísá během roku, ale mění se také každou hodinu, v noci bývá typicky levnější, zatímco ve špičce během pracovních hodin dražší<sup>1</sup>. Ve výše zavedené situaci se tedy jako jedno z možných řešení pro minimalizaci efektu výkyvů ceny během dne nabízí stavba velkého bateriového pole, nákup levné elektřiny v noci do zásoby a její následné využívání během dne, kdy je jinak nakupovaná elektřina dražší.

Tato studie zjišťuje, jestli by se takový přístup vyplatil, případně v jakém časovém horizontu. Porovnává dva možné scénáře: nakupování elektřiny pouze tehdy, když je potřeba (nezávisle na ceně); a nákup pouze v časech mimo špičku a ukládání energie k využití později, ve špičkách, do baterií. Určuje, který přístup se cenově vyplatí více, a ukazuje, jak by návratnost investice ovlivnily změny některých parametrů bateriového pole, například jeho naddimenzování vedoucí ke zvýšení jeho životnosti. Zjišťuje, jak velký vliv na cenovou efektivitu bude mít vývoj bateriových technologií, který odhaduje na základě rychlosti dosavadního pokroku.

Jak naše zkoumání ukázalo, z krátkodobého hlediska se při současných parametrech baterií tento přístup nevyplatí. Dále jsme také ukázali, že zvýšení životnosti pomocí naddimenzování je cenově méně efektivní, protože při současných cenách bateriových technologií způsobí naddimenzování obrovský nárůst vstupní investice a během prodloužené životnosti baterie se tato investice nestihne vrátit.

## 1.1 Zdroje faktů

Zdroji faktů a dat v této studii jsou publikované vědecké články a veřejně publikované statistiky. Za zmínku stojí především:

- roční zprávy OTE, a.s. obsahující informace o cenách energií na denním trhu [4],
- roční zprávy Energetického regulačního úřadu (ERÚ) o provozu elektrizační soustavy [5],

---

<sup>1</sup>Průběh cen na krátkodobém trhu s elektřinou zachycují statistiky operátora trhu, státem vlastněné společnosti OTE, a.s. [3].

- průměrná roční míra inflace zveřejňovaná Českým statistickým úřadem [6],
- ceny bateriového pole Megapack vyráběného společností Tesla [7],
- článek Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline popisující rychlost technologického pokroku v oblasti baterií [1] a
- články Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies [8] a Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment [9] popisující degradaci baterií.

Autory této studie jsou studenti Fakulty informačních technologií VUT v Brně, Ondřej Ondryáš a František Nečas. Vypracovali ji na základě studia výše uvedených zdrojů.

## 2 Fakta

Jak bylo naznačeno v úvodu, v naší simulaci budeme pracovat s cenami energií ve špičce a mimo ni. Pro korektnější výpočet ceny importu je ovšem nutné také znát rozložení zátěže elektrické sítě, které není rovnoměrné [5]. Pro správné modelování využití baterií je pak nutné znát jejich cenu a životnost. Následující odstavce popisují nastudované relevantní informace získané ze zdrojů uvedených v kapitole 1.1.

### 2.1 Podstatné parametry elektrizační soustavy České republiky

#### Cena energií

Na základě ročních zpráv regulátora trhu OTE [4] jsme zjistili průměrnou cenu elektřiny ve špičce a mimo špičku pro jednotlivé měsíce. Jako špičku (*peak*) statistiky uvažují dobu mezi 8:00 a 20:00, zbytek uvažují jako dobu mimo špičku (*offpeak*). Pro vyšší spolehlivost těchto údajů jsme výsledné hodnoty získali zprůměrováním hodnot z let 2015 až 2020. Zprůměrované hodnoty pro jednotlivé měsíce je možné vidět v tabulce 1, příp. grafu 1. Můžeme pozorovat výrazné pohyby v průměrné ceně napříč jednotlivými měsíci. Znatelné jsou také rozdíly mezi cenami *peak* a *offpeak*.

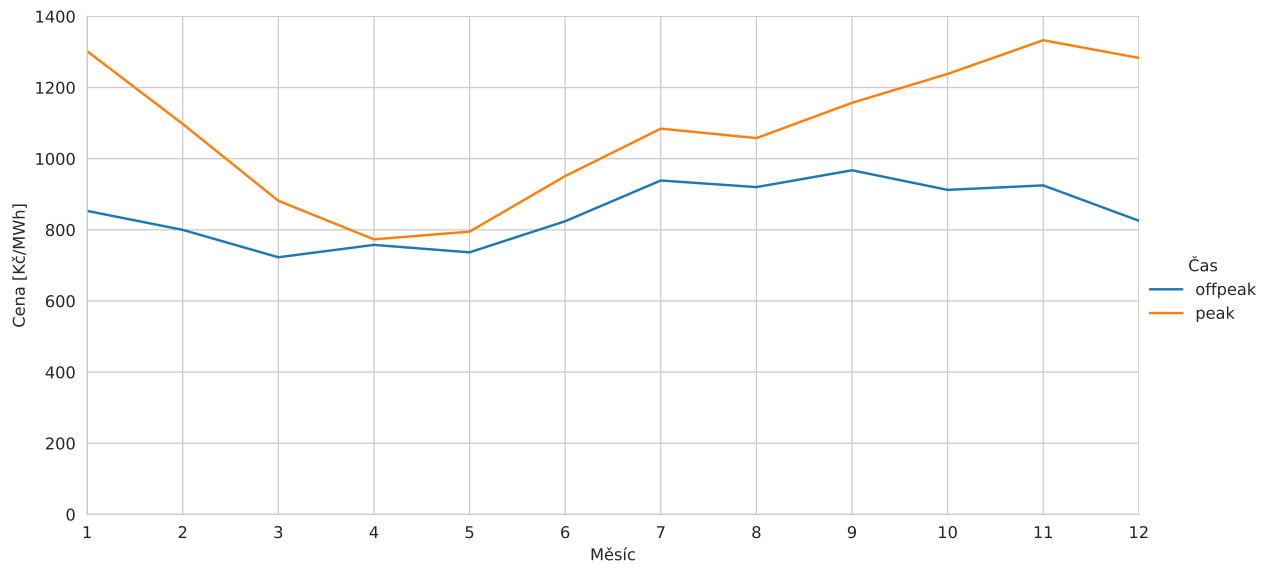
	Ceny v jednotlivých měsících [Kč/MWh]											
Měsíc	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
offpeak	853	799	722	757	736	824	938	920	967	912	924	824
peak	1 302	1 097	881	773	794	951	1 084	1 057	1 156	1 238	1 332	1 288

Tabulka 1: Tabulka průměru cen elektřiny v jednotlivých měsících mezi lety 2015 a 2020. Uvedené hodnoty jsou zaokrouhlené na jednotky.

Nelze samozřejmě předpokládat, že cena energií bude konstantní. Jedním z faktorů je jistě inflace, která byla v ČR dle Českého statistického úřadu v roce 2020 průměrně 3,2 % ročně, přičemž se již několik let konstantně drží nad 2 % a v současné době spíše dramaticky vzrůstá [6].

#### Zátěž sítě

Pro účely modelování celkové ceny importu elektřiny v průběhu dne jsme vycházeli také z údajů Energetického regulačního úřadu ČR o zatížení sítě [5]. Sledovanou veličinou bylo *zatížení brutto*, které úřad definuje jako „hodinovou hodnotu elektrického výkonu dodávaného do elektrizační soustavy ČR



Obrázek 1: Graf průměru cen elektřiny v jednotlivých měsících mezi lety 2015 a 2020. Elektřina je očekávatelně dražší v časech vyššího odběru (*peak*) a v zimních měsících. Zdroj vstupních dat: [4]

připojenými výrobci elektřiny + přeshraniční saldo (bilanční hodnota zahraničních výměn elektrické energie v daném období)<sup>2</sup>. Ze zpráv ERU je možné získat hodnoty této veličiny pro každou hodinu ve dnech maximální a minimální zátěže jednotlivých měsíců daného roku. K *zatížení brutto* je možné také volitelně přičíst zatížení způsobené přečerpáváním v přečerpávacích vodních elektrárnách (PVE), jehož hodnoty jsou dostupné tamtéž.

Pro účely použití v modelu jsme z uvedených dat vypočítali *průměrné relativní zatížení sítě v hodině* pro jednotlivé měsíce. Tyto hodnoty značí, jaká část celkové denní spotřeby energie v daném měsíci připadne na danou hodinu dne. Pro jejich výpočet jsme použili data z let 2016–2021. Počáteční analýza těchto dat neprokázala významné změny denního průběhu zatížení sítě napříč těmito roky, model tedy vychází z prostého průměru. Do výpočtu pro daný měsíc jsou vždy zahrnuta data o rozložení ve dni tohoto měsíce s minimální zátěží a ve dni s maximální zátěží. Jednotlivé hodnoty jsou tedy vypočteny pomocí vztahu:

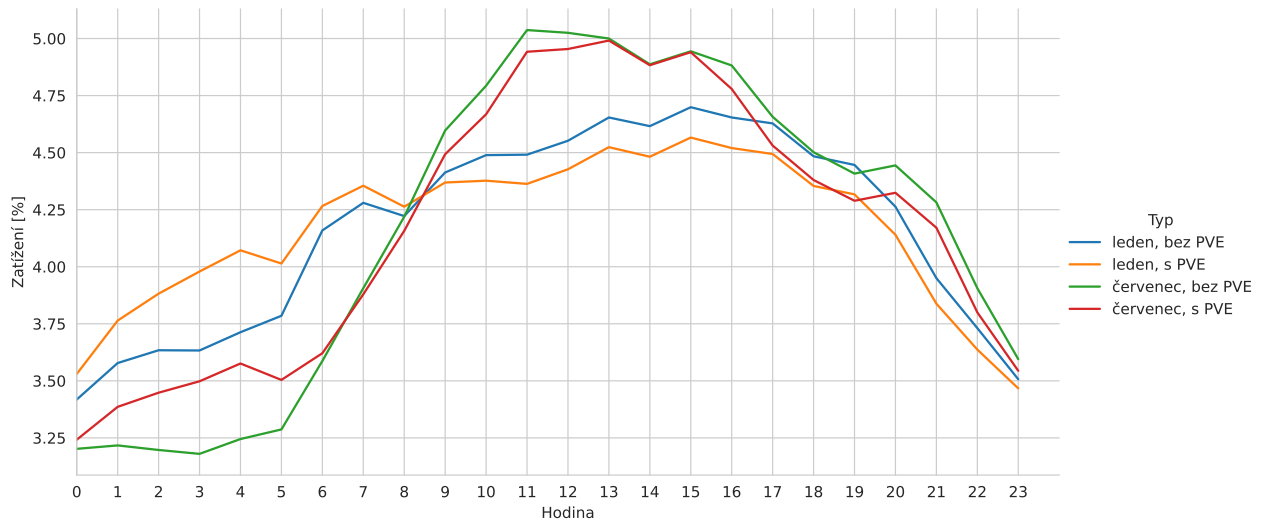
$$\text{przs}[m, h] = \frac{\sum_{y=2016}^{2021} (z_{\min}[m, h] + z_{\max}[m, h])}{2 \cdot (2021 - 2016)} \quad (1)$$

kde  $\text{przs}[m, h]$  je *průměrné relativní zatížení sítě* v hodině  $h$  měsíce  $m$ ;  $z_{\min}[m, h]$  je *zatížení brutto* v hodině  $h$  dne s celkovým minimálním *zatížením brutto* v měsíci  $m$  a  $z_{\max}[m, h]$  je obdobná hodnota ve dni s celkovým maximálním *zatížením brutto*. Toto je vypočteno zvláště s hodnotami  $z$  zahrnujícími výkon PVE a s hodnotami nezahrnujícími výkon PVE.

V grafu na obr. 2 jsou zaneseny vypočtené hodnoty pro měsíc leden a červenec, a to s i bez výkonu PVE. Zobrazené průběhy naznačují význam (ne)zahrnutí výkonu PVE do průměrného relativního zatížení: PVE mají mimo jiné podobnou funkci jako modelované bateriové pole – umožňují uskladnění přebytečné nebo v daný moment levné energie. Je vidět, že při zahrnutí výkonu PVE je typicky mnohem vyšší význam odběru v nočních hodinách (*offpeak*), kdy dochází k přečerpávání vody do vrchních

<sup>2</sup>Tato definice je uvedena např. ve zprávě za 1. čtvrtletí 2020 dostupné z [5].

nádrží, a tedy k uskladňování energie.



Obrázek 2: Graf průměrného relativního zatížení sítě. Průběhy zahrnující výkon přečerpávání PVE vykazují vyšší zátěž sítě v nočních hodinách (*offpeak*). Průběhy v letním měsíci očekávatelně vykazují nižší zátěž sítě v nočních hodinách než zimní průběhy. Zdroj vstupních dat: [5]

## 2.2 Parametry současných baterií

### Cena baterií

Zásadní metrikou pro návratnost investice v podobě baterií je jejich cena. Vycházíme z nákupní ceny nové technologie Megapack od společnosti Tesla, která je významným hráčem v elektromobilitě a bateriových technologiích. Jejich konfigurátor na základě rozsahu bateriového pole spočítá pořizovací cenu a také roční cenu údržby [7]. Je zřejmé, že cena není přímo úměrná kapacitě, projevují se v ní i další parametry (zahrnuto je např. místo pořízení, které je v současné době omezeno pouze na státy USA). Například při kapacitě výše zmíněné Victorian Big Battery (450 MWh) by nákup podle konfigurátoru vyšel na přibližně 143 milionů USD, což se významně neliší od skutečné nákupní ceny (cca 128 milionů USD) [2], odhad z konfigurátoru tedy můžeme tolerovat jako dostatečně přesný.

S uvažováním výše uvedené částky a kapacity můžeme po přepočtení na 1 MWh při současném kurzu odhadovat pořizovací náklady na přibližně 7 200 000 Kč za MWh kapacity. Roční náklady na údržbu takového bateriového pole by podle konfigurátoru činilo cca 28 000 Kč za MWh kapacity.

### Životnost baterií

Jakožto hranici, kdy je nutné baterii vyměnit, protože je u konce svého života, uvažuje literatura okamžik, kdy její reálná kapacita klesne pod 80 % kapacity počáteční [9]. Baterie degraduje jak s časem, tak jako důsledek provedení *nabíjecího cyklu*<sup>3</sup>, přičemž se oba tyto vlivy kombinují. Degradaci časem můžeme vyjádřit pomocí následujícího vztahu [8]:

$$T_{Deg} \left[ \frac{\%_{kapacity}}{rok} \right] = 1 - 80\% \left( \frac{1}{T_{Shelf}} \right),$$

<sup>3</sup>nabití a vybití kapacity baterie, buď celé, nebo nějaké určené provozní

kde  $T_{Shelf}$  je očekávaná životnost baterie v letech. Pro lithium-iontové baterie uvádí literatura přibližnou hodnotu 13 let [8]. Degradaci baterie za jeden cyklus vyjadřuje vztah [8]:

$$C_{yC_{Deg}} \left[ \frac{\%kapacity}{cyklus} \right] = 1 - 80\% \left( \frac{1}{C_{yC_{life}}} \right),$$

kde  $C_{yC_{life}}$  je předpokládaný počet cyklů, který by baterie měla přežít, než začne docházet k jejímu rapidní degradaci. Je ovlivňován různými faktory. V našem modelu uvažujeme pouze konstantu  $DoD$  (míra vybíjení baterie, *depth of discharge*), která udává, jakou část kapacity baterie uvažujeme pro jeden nabíjecí cyklus<sup>4</sup>. Zvolením nižší hodnoty  $DoD$  je zvýšena celková výdrž baterie v čase [8].

Závislost počtu cyklů na míře vybíjení je možné vidět v tabulce 2. Tyto hodnoty je možné přibližně aproximovat pomocí vzorce, který jsme získali exponenciální regresí ( $R = 0,971$ ):

$$C_{yC_{life}} = 68\,177 \cdot e^{-3,021 \cdot DoD}$$

Depth of Discharge	Počet cyklů
100 %	3 250
90 %	4 875
80 %	6 297
70 %	8 531
60 %	10 766
50 %	14 219
40 %	18 586
30 %	24 984
20 %	35 953
10 %	60 734

Tabulka 2: Závislost počtu cyklů na míře vybíjení baterie (*depth of discharge*,  $DoD$ ). Zdroj: [8]

### Rychlost technologického pokroku

Pokroky v oblasti lithium-iontových baterií probíhají téměř neustále a jsou velice rychlé. Na základě historických dat se dá předpokládat každoroční snížení ceny za Wh kapacity baterie kolem 13 % [1]. V případě obměny bateriového pole po skončení životnosti baterií bude tedy nákup stejné kapacity cenově výhodnější.

## 3 Koncepce modelu

Pro zodpovězení úvodních otázek je nutné porovnat dva scénáře. Oba scénáře jsou založeny na hypotetické situaci, kdy v elektrizační soustavě České republiky došlo k výpadku zdroje elektřiny s výkonem  $P_n$  MW. Tuto výrobní kapacitu je v každém případě nutné nahradit elektřinou importovanou (nakupovanou ze zahraničí).

<sup>4</sup>Jeden nabíjecí cyklus tedy obnáší nabití a následné vybití  $DoD \cdot E$  Wh z baterie, kde  $E$  je celková kapacita baterie ve Wh.

V prvním scénáři je modelováno triviální řešení této situace: import takového množství energie, které by chybějící zdroj v dané hodině dne vyprodukoval (přičemž nákup energie je proveden za tržní cenu v dané hodině dne).

Ve druhém scénáři je modelován přístup, kdy se po nastání výpadku zdroje vybuduje bateriové pole, které je schopno pojmout takové množství energie, které by běžně chybějící zdroj vyprodukoval během špičky (*peak*). Po dokončení konstrukce bateriového pole (která zabere určený čas) se elektřina začne importovat pouze v době mimo špičku (*offpeak*), kdy je její cena nižší. Kromě objemu chybějícího v síti se však nakupuje také elektřina pro nabití bateriového pole. Během špičky se poté elektřina neimportuje, deficit pokrývají předtím nabité baterie.

Tyto scénáře představují v celkovém modelu dva paralelně běžící procesy, které představují relevantní procesy v elektrizační soustavě. Do jejich provádění vstupují události – roční zvyšování inflace, snižování cen baterií a náhodně se vyskytující anomálie v cenách energií. Důsledky těchto událostí jsou sdíleny oběma procesy modelujícími scénáře.

Model je diskrétní, přičemž jednotka modelového času odpovídá modelované hodině reálného času. Diskrétní model je možné použít na základě míry abstrakce modelovaných komponent a zjišťovaných dat. Pokud bychom chtěli podrobněji zkoumat procesy uvnitř bateriového pole, bylo by na místě využití spojitého, resp. kombinovaného modelu. V našem modelu je bateriové pole reprezentováno jako jedna „černá skříňka“, u které sledujeme pouze celkové opotřebení a objem uchovávané energie. Forma modelu odpovídá také povaze zdrojových dat (viz kapitulu 2), která jsou většinou uvedena jako hodnoty v diskrétních intervalech (hodinách, letech reálného času).

### 3.1 Scénář bez baterií

V triviálním scénáři v každé jednotce modelového času (představující hodinu reálného času) na základě dat z kapitoly 2.1 určí průměrné relativní zatížení sítě pro tuto hodinu. To vyjadřuje část z celkové chybějící denní energie, která se během této hodiny spotřebuje, a tedy je nutné ji importovat.

Energie  $E_n[m, h]$ , kterou je pro danou hodinu  $h$  měsíce  $m$  nutné nakoupit, je rovna:

$$E_n[m, h] = \text{przs}[m, h] \cdot P_n \cdot 24$$

kde  $\text{przs}$  je průměrné relativní zatížení sítě (viz vztah 1) a  $P_n$  je celkový chybějící výkon v síti (vstupní parametr modelu).

Celková cena  $p[m, h]$  nakupované energie v daném čase je poté:

$$p[m, h] = E_n[m, h] \cdot \text{anomaly\_coef} \cdot \text{inflation} \cdot \text{energy\_cost}[m, h]$$

kde  $\text{energy\_cost}[m, h]$  je cena importu 1 MWh elektřiny v závislosti na denní době (jak byla zjištěna v kapitole 2.1);  $\text{inflation}$  je současná akumulovaná inflace (viz kap. 3.3) a  $\text{anomaly\_coef}$  je současný koeficient anomálie ceny elektřiny (viz kap. 3.4).

Cílem tohoto procesu modelu je vypočítávat cenu nakupované energie v průběhu simulace a ukládat její hodnoty do statistik.

### 3.2 Scénář s bateriemi

Celková kapacita modelovaného bateriového pole je určena na základě parametru pro naddimenzování, což určuje míru vybíjení  $DoD$  baterie (a tedy životnost) a také cenu. Baterie pokrývají v elektrizační síti v každém dni dobu 12 hodin, proto vždy (i těsně před koncem svého života) musí mít použitelnou kapacitu alespoň  $12 \cdot P_n$ . Při uvažování konce života baterie při 80 % její počáteční kapacity tedy minimální počáteční kapacitu můžeme vyjádřit jako:

$$E_{Init} = \frac{12 \cdot P_n}{0,8}$$

Do toho navíc zavádíme koeficient  $R$ , který určuje míru naddimenzování baterie, který má charakter nepřímé úměrnosti. Koeficient 1 znamená žádné naddimenzování, koeficient 0,5 značí dvojnásobné naddimenzování apod. Výsledný vzorec pro počáteční kapacitu tedy je:

$$E_{Init} = \frac{12 \cdot P_n}{0,8 \cdot R}$$

Ve scénáři s bateriemi nejdříve předem určenou dobu trvá samotné bateriové pole vybudovat. Během těchto let se jako náklady na nakoupené energie počítá výstup z procesu prvního scénáře (bez baterií, viz kap. 3.1). Po dostavění baterií se chování modelu mění.

Jak jsme popsali výše, každý den odpovídá jednomu cyklu baterie, a tedy každý den a každý rok baterie degraduje dle vztahů popsaných v kapitole 2.2. V případě, že kdykoliv během simulace kapacita baterie klesne pod 80 % její počáteční kapacity  $E_{Init}$ , je baterie vyměněna a do celkové ceny je přičtena cena za novou baterii zvýšená o akumulovanou inflaci a ponížena o koeficient akumulovaného technologického pokroku.

Technologický pokrok modelujeme jako koeficient začínající na hodnotě 1,0 a postupně každý rok klesající o náhodě určenou hodnotu. Ve výchozím nastavení jsou hodnoty generovány z rovnoměrného náhodného rozdělení mezi 13 % a 17 %, jak bylo zdůvodněno v kapitole 2.2.

Cena za výměnu baterie  $p$  je tedy:

$$p = technology\_coef \cdot inflation \cdot E_{Init} \cdot ppmwh$$

kde  $technology\_coef$  je koeficient akumulovaného technologického pokroku,  $inflation$  je akumulovaná míra inflace a  $ppmwh$  je cena za 1 MWh kapacity baterie.

Energie je importována pouze mimo špičku. Podobně jako v předchozím scénáři je importována energie pro současnou potřebu, ale kromě toho je každou hodinu nakoupeno i  $P_n$  MWh do zásoby do baterií na pokrytí spotřeby během špičky (za 12 hodin mimo špičku se tedy naplní baterie pro 12 hodin čerpání během špičky).

Cílem tohoto procesu modelu je opět vypočítávat cenu importovaných energií a další náklady na provoz bateriového pole a ukládat jejich hodnoty do statistiky.



### 3.3 Modelování inflace

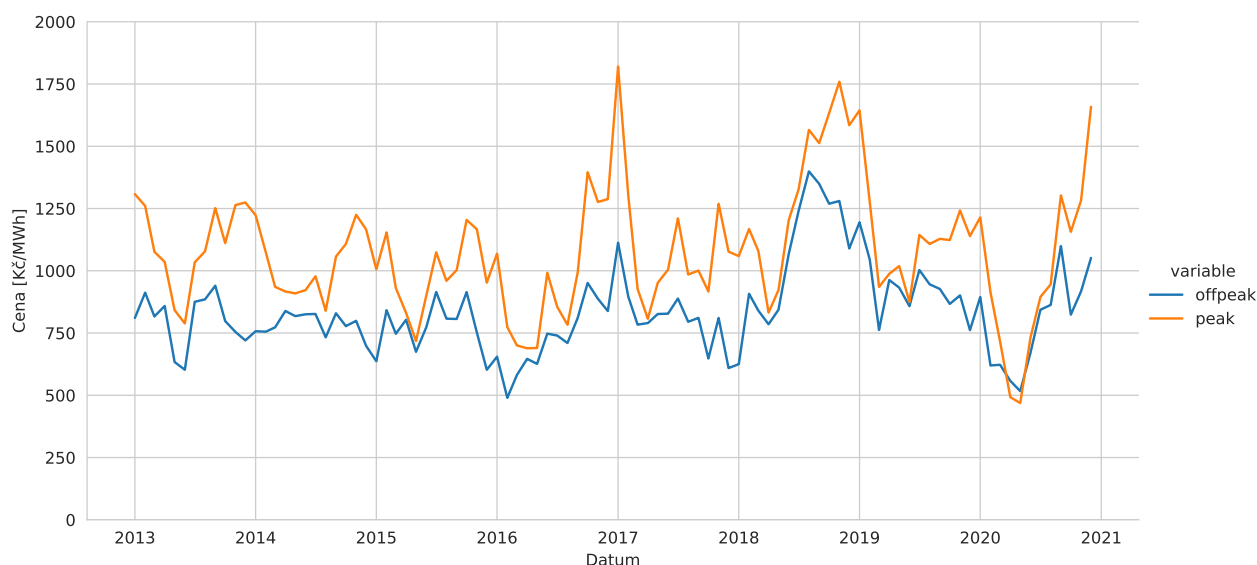
Celková akumulovaná inflace od počátku výpadku se každý rok zvedne o procento dané normálním rozdělením, jehož parametry je možné konfigurovat<sup>5</sup>.

Inflaci v našem modelu významně zjednodušujeme, protože jde o téma značně komplexní, přesahující rámec této práce. Hlavním cílem tohoto prvku modelu je, aby cena energií po celou dobu nebyla konstantní. Zvolené hodnoty značně ovlivní absolutní výslednou celkovou cenu, ve srovnání dvou scénářů ale neudělá zásadní rozdíl (ovlivňuje oba scénáře stejně), zjednodušení modelování inflace by tedy nemělo být na újmu validity modelu jako celku.

### 3.4 Anomálie cen energií

Kromě inflace v našem modelu nastávají náhodně (výběrem z exponenciálního rozdělení se středem v řádu jednotek let) anomálie, kdy rázem rychle vzroste cena elektřiny, a poté v každém měsíci klesá, čímž se dostane až ke své původní hodnotě. Při modelování této skutečnosti jsme se inspirovali krizí v roce 2008 a dalšími skokovými změnami v cenách elektřiny, které jsou vidět např. na obrázku 3 (jednu takovou anomálii je možné pozorovat také v současné době).

Předpokladem je, že tyto anomálie pomohou výhodnosti scénáře s použitím baterií, protože nárůst ceny elektřiny neovlivní cenu již koupených baterií.



Obrázek 3: Průměrné měsíční ceny elektřiny v letech 2013–2021, ceny ve špičce (*peak*) a mimo špičku (*offpeak*). V průběhu je možné pozorovat abnormální výkyvy na konci roku 2016, 2018 a 2020. Zdroj dat: [4]

<sup>5</sup>Při experimentech jsme vycházeli z dat Českého statistického úřadu [6] a za výchozí střed normálního rozdělení jsme zvolili hodnotu 3 %.

### 3.5 Implementace

Výše popsáný model byl implementován v jazyce C++ s využitím knihovny SIMLIB. Ve struktuře projektu jsou význačné tyto soubory:

- `base_scenario.[cpp|h]`: proces implementující základní scénář,
- `battery_scenario.[cpp|h]`: proces implementující scénář s využitím baterií,
- `energy_anomaly.[cpp|h]`: událost modelující vznik anomálií v cenách a proces, který anomálii následně stabilizuje,
- `battery_improvement_provider.[cpp|h]`: událost modelující snižování ceny baterií,
- `inflation_provider.[cpp|h]`: událost modelující zvyšování inflace,
- `load_data_provider.[cpp|h]`, `inflation_provider.[cpp|h]`: poskytují data o rozložení zátěže a cenách elektřiny.

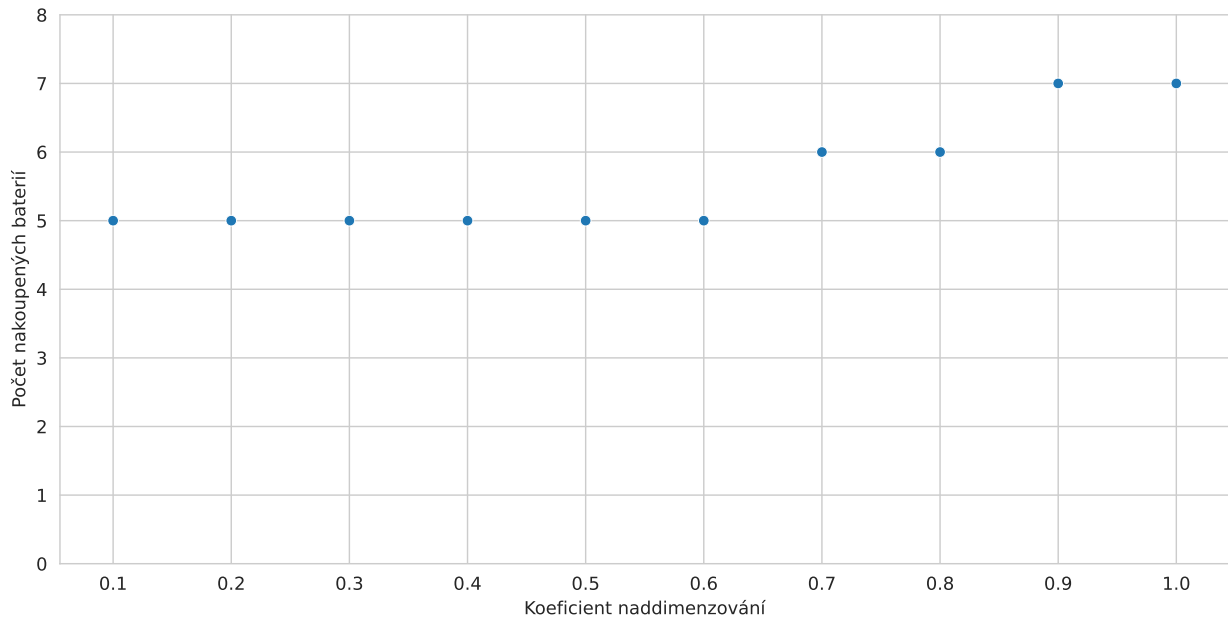
Konfiguraci parametrů modelu je možné provést úpravou výchozích hodnot proměnných v souboru `sim_config.h`.

Simulační model je možné přeložit pomocí GNU Make příkazem `make`. Spuštění je poté možné provést příkazem `make run` nebo přímo spuštěním zkompilovaného programu: `./sim`. Volitelně je možné použít parametr `--randomize`, který způsobí inicializaci generátoru náhodných čísel aktuálním časem, nebo parametr `--seed [hodnota]`, který způsobí inicializaci generátoru náhodných čísel poskytnutou hodnotou.

## 4 Experimenty

### 4.1 Ověření vlivu naddimenzování na životnost baterie

Jedním z klíčových faktorů našeho modelu je jistě životnost baterií. V rámci kalibračního experimentu jsme zkoumali, zda změna koeficientu naddimenzování  $R$  má na životnost baterie takový vliv, jaký očekáváme. Jako délku simulace jsme zvolili 50 let, v jednotlivých bžích simulace jsme modifikovali koeficient naddimenzování ( $R$  v konfiguračním souboru). Výsledky tohoto experimentu je možno vidět v grafu na obrázku 4.



Obrázek 4: Graf vlivu koeficientu naddimenzování baterie na počet baterií nakoupených během 50 let. Sledované chování je očekávané, při vysokém naddimenzování (nízký koeficient) baterie vydrží průměrně i přes 10 let, zatímco bez naddimenzování (koeficient 1) je životnost značně kratší a baterií je třeba nakoupit více.

### 4.2 Experimenty ověřující základní otázku

V následujících experimentech zjišťujeme odpovědi na otázky položené v úvodu, zejména tedy který scénář se cenově vyplatí více, případně po jaké době nastane změna tohoto trendu. Abychom ověřili vliv modelované cenové anomálie, experimenty jsme provedli ve dvou konfiguracích, v jedné je jako střed rozdělení pro generování anomálií v cenách použila hodnota 6 měsíců, ve druhé 36 měsíců. Ve všech experimentech se počítá s rozložením zátěže bez uvažování výkonu přečerpávacích vodních elektráren.

Experimenty byly provedeny cyklickým spouštěním simulace, přičemž byly postupně měněny tři parametry modelu:

- celková doba běhu simulace (od 5 do 60 let, krok 5 let),
- koeficient naddimenzování  $R$  (od 5 % do 100 %, krok 5 %),
- nahrazovaný výkon  $P_n$  (od 1 do 1024, v každém kroku  $P_n[i + 1] = 2P_n[i]$ ).

Pro každou možnou trojici z výše uvedených parametrů byla spuštěna simulace, sledovanými hodnotami bylo:

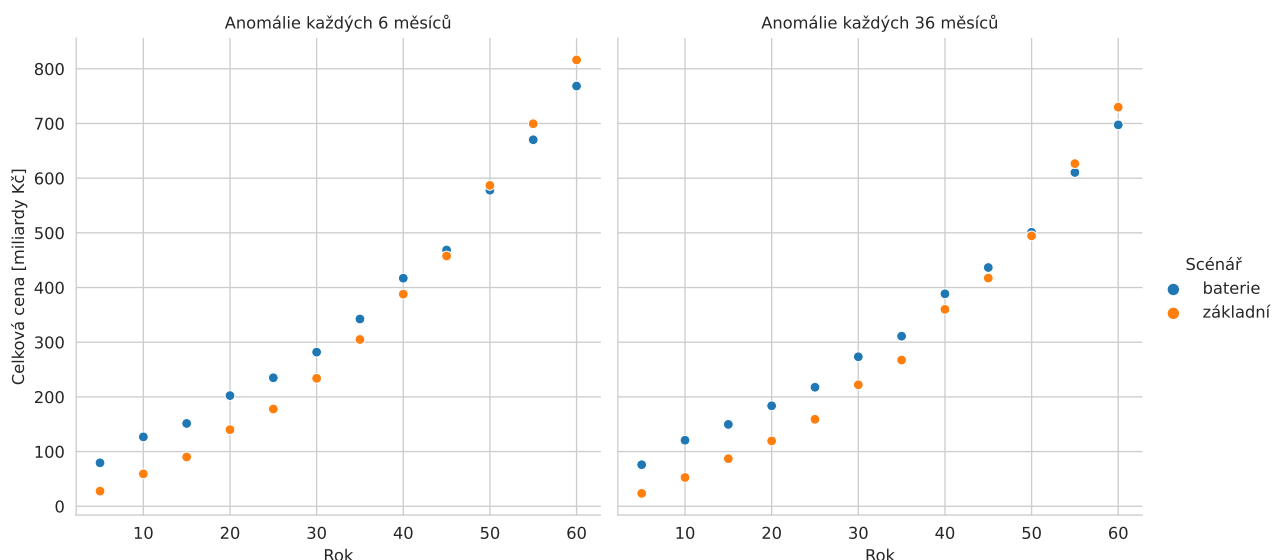
- poměr celkové ceny ve scénáři s bateriemi<sup>6</sup> a v základním scénáři bez baterií,
- celková cena ve scénáři s bateriemi,
- celková cena v základním scénáři bez baterií.

Veškeré výsledky simulací jsou dostupné jako přílohy `sim_out_6.tsv` (anomálie každých cca 6 měsíců) a `sim_out_36.tsv` (anomálie cca každé 3 roky). V následujících kapitolách je část zjištěných dat prezentována a interpretována.

### Cena nahrazení chybějícího zdroje elektřiny bateriovým polem

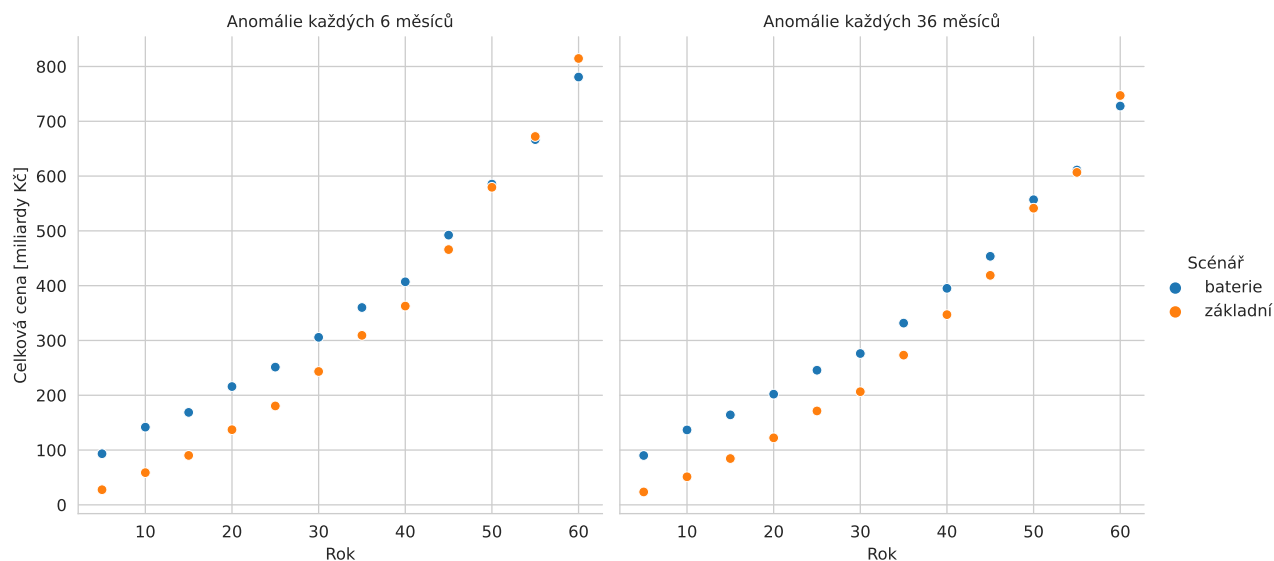
V experimentech jsme simulovali náš motivační příklad, tedy chybějící výkon v síti přibližně odpovídající produkci jednoho bloku jaderné elektrárny Dukovany. V grafu na obr. 5 je možné vidět výsledky simulace při žádném naddimenzování baterií, zatímco v grafu na obr. 7 je možné stejný experiment vidět při naddimenzování 50 % a v grafu na obr. 6 s naddimenzováním 80 %. Jak je možné z grafů vidět, scénář s bateriemi by byl cenově výhodnější až po velmi dlouhé době, po přibližně 50 letech. To ovšem předpokládá neustálý technologický pokrok kolem 13 %, což se nejvíce pravděpodobně, námi odkazovaná literatura vycházela z dat za posledních 30 let [1]. Po nějaké době se dá očekávat zpomalování.

V grafech je vidět, že zajištění vyšší životnosti baterie pomocí naddimenzování s sebou nese obrovské počáteční náklady, které rozdíly v cenách elektřiny nemají šanci za krátkou dobu (řádově roky) dorovnat. I po překročení těchto nákladů je však rozdíl mezi náklady v jednotlivých scénářích velmi malý.

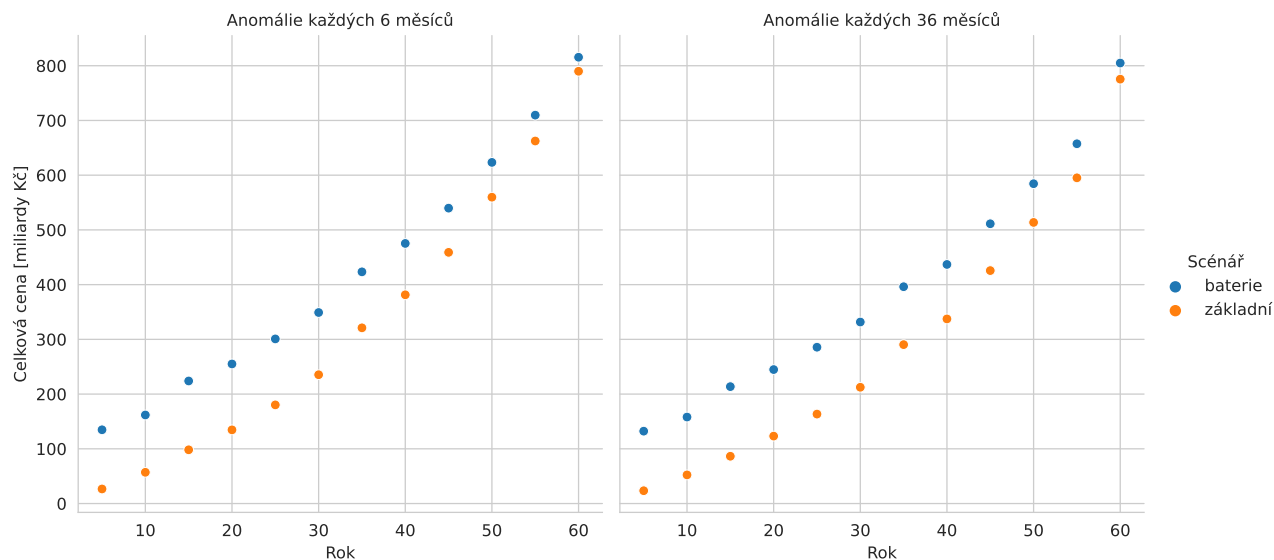


Obrázek 5: Vývoj celkové ceny scénářů v čase při chybějícím výkonu 512 MW a žádném naddimenzování baterií. Celkové náklady scénáře s bateriemi se díky technologickému pokroku ve výrobě baterií dostávají pod náklady scénáře bez baterií po přibližně 50 letech.

<sup>6</sup>Celková cena = náklady na stavbu bat. pole + náklady na údržbu bat. pole + náklady na import elektřiny



Obrázek 6: Vývoj celkové ceny scénářů v čase při chybějícím výkonu 512 MW a koef. naddimenzování baterií 0,8. Celkové náklady scénáře s bateriemi se díky technologickému pokroku ve výrobě baterií dostávají pod náklady scénáře bez baterií po přibližně 55 letech



Obrázek 7: Vývoj celkové ceny scénářů v čase při chybějícím výkonu 512 MW a koef. naddimenzování baterií 0,5. Celkové náklady scénáře s bateriemi se před náklady základního scénáře nedostávají ani po 60 letech.

## Vliv požadovaného výkonu na efektivitu řešení s bateriemi

Pro potvrzení výsledků z předchozí kapitoly jsme analyzovali také vliv množství výkonu, který chybí v síti a který tedy nahrazujeme bateriemi, na poměr celkových cen z obou scénářů. Vzhledem ke způsobu modelování jsme předpokládali, že kapacita baterií tento poměr nebude významně ovlivňovat – je zřejmé, že se při změně chybějícího výkonu v síti změní absolutní hodnota množství nakupované energie a s ní i celková investice, ale poměr mezi scénáři by měl zůstat prakticky stejný (lehce jej ovlivňují pouze zavedené anomálie, které zlepšují poměr ve prospěch scénáře s bateriemi).

Analýza dat tento předpoklad potvrdila, standardní odchylka procentuálního poměru investic (vzorkem dat jsou proc. poměry investic pro  $P_n$  v krocích viz kap. 4.2 v jednotlivých délkách simulace) má v případech, které má smysl uvažovat (hodnoty  $R \geq 0,1$ , řádově desítky let doby simulace), hodnotu nižší než 1 %, odchylka nad 3 % se vyskytuje pouze v jednotkách případů. V tabulce 3 jsou pro představu uvedeny standardní odchylky poměrů investic pro  $R = 0,8$  a  $R = 0,1$ .

Délka simulace [roky]	Směrodatná odchylka poměru investic [%]	Délka simulace [roky]	Směrodatná odchylka poměru investic [%]
5	0	5	15,79
10	0	10	0
15	2,04	15	0
20	0	20	1,69
25	0	25	0
30	2,14	30	3,23
35	0,33	35	1,04
40	0,65	40	1,99
45	0,22	45	0,82
50	0,31	50	1,51
55	0,04	55	2,36
60	0,22	60	4,80

(a)  $R = 0,8$

(b)  $R = 0,1$

Tabulka 3: Směrodatné odchylky poměru investic pro jednotlivé hodnoty délky simulace v analyzovaných bžích simulace. V tab. (b) jsou vidět výraznější výkyvy pro délku simulace 5 let, je ale nutné si uvědomit, že jde o vcelku extrémní vstupní parametry – krátkou délku simulace a vysokou míru naddimenzování pole. Hodnoty vycházejí z dat experimentů se středem exp. rozdělení pro generování anomálií nastaveným na 36 měsíců.

## 5 Závěr

Jak jsme v experimentech ukázali, v případě náhlého výpadku produkce se stavba velkého bateriového pole a nakupování levné elektřiny při současných parametrech baterií nejví jako vhodné řešení. Prvotní pořizovací náklady jsou stále obrovské a při současných cenách vystavění bateriového pole o dostatečné kapacitě je řádově dražší, než je cena elektřiny na dalších 10 let. Investice by se mohla vrátit s výhledem 50 let, to ovšem předpokládá nepřetržitý výrazný pokrok v této oblasti, což se jeví poněkud nepravděpodobně (literatura, ze které jsme v tomto ohledu čerpali, vycházela z dat za posledních 30 let).

Dále také experimenty ukázaly, že při současné ceně bateriových polí se nevyplatí výrazně naddimenzovávat stavěné bateriové pole, protože to příliš navýší počáteční investici a ani během zvýšené životnosti baterie nestihne úspora v celkové ceně elektřiny překonat zvýšenou pořizovací částku.

## Reference

1. ZIEGLER, Micah S.; TRANCIK, Jessika E.  
Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline.  
*Energy & Environmental Science*. 2021, roč. 14, s. 1635–1651.  
Dostupné z DOI: 10.1039/D0EE02681F.
2. *Victorian Big Battery* [online]. 2021 [cit. 2021-12-08].  
Dostupné z: <https://victorianbigbattery.com.au/>.
3. OTE ČR. *Krátkodobé trhy* [online]. 2021 [cit. 2021-11-30]. Dostupné z:  
<https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/elektrina/denni-trh?date=2021-12-09>.
4. OTE ČR. *Roční zpráva o trhu* [online]. 2021 [cit. 2021-11-30].  
Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/rocní-zprava?date=2021-01-01>.
5. ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. *Zprávy o provozu elektrizační soustavy* [online].  
2021 [cit. 2021-11-30].  
Dostupné z: <https://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>.
6. ČESKÝ STATISTICKÝ ÚŘAD. *Inflace, spotřebitelské ceny* [online]. 2021 [cit. 2021-11-30].  
Dostupné z: <https://www.czso.cz/csu/czso/inflace-spotrebitelske-ceny>.
7. TESLA INC. *Order Megapack* [online]. 2021 [cit. 2021-12-08].  
Dostupné z: <https://www.tesla.com/megapack/design>.
8. SCHMIDT, Oliver; MELCHIOR, Sylvain; HAWKES, Adam; STAFFELL, Iain.  
Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*. 2019, roč. 3.  
Dostupné z DOI: 10.1016/j.joule.2018.12.008.
9. XU, Bolun; OUDALOV, Alexandre; ULBIG, Andreas; ANDERSSON, Göran;  
KIRSCHEN, Daniel S. Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment.  
*IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018, roč. 9, č. 2, s. 1131–1140.  
Dostupné z DOI: 10.1109/TSG.2016.2578950.