

DOPAD MODERNÍCH TRENDŮ NA ZMĚNY CHARAKTERU MALOODBĚRU

Milan Krátký, Tomáš Kolacia, Adam Linka, Miroslav Šajdler, EG.D, a.s.

Spolu se změnami charakteru odběrných míst na úrovni hladiny nízkého napětí dochází ke změnám profilů zátěže a dodávky. Příspěvek ukazuje na reálných datech přechod z dosud standardních průběhů zatížení na průběhy ovlivněné moderními trendy jako jsou fotovoltaické elektrárny, elektrické vytápění, elektromobilita. Na příkladech jsou prezentovány možné fatální důsledky chování aktivních zákazníků, kteří využívají své připojení až na meze současných smluvních parametrů.

1. ÚVOD

Během posledních několika let dochází k výrazným změnám v chování některých maloodběratelů. Tyto změny se týkají jak celkové roční bilance, tak jejího sezonního až denního průběhu. Průběhy a bilanci ovlivňuje masivní nárůst instalací menších fotovoltaických elektráren, ale i rozšiřování nových spotřebičů s velmi vysokou spotřebou jako jsou tepelná čerpadla a elektromobily.

Výskyt některých změn chování maloodběratelů je téměř plošný, u některých se jedná zatím o izolované, málo četné výskyty, nicméně i z těchto ojedinělých výskytů lze odvodit výkonové dopady v případě, že by podobně jako v jiných případech došlo k jejich masivnímu rozšíření.

2. DATOVÉ VSTUPY

Analýzy jsou provedeny na smluvních datech jednotlivých odběrných míst a z dat průběhových měření typu B a C, kterými jsou vybaveni zákazníci s výrobnou nebo zákazníci zahrnutí do pilotního projektu AMM. Při zpracování byla zachována vysoká anonymizace osobních dat zákazníků, největším detailem, se kterým se pracovalo, byl název obce, ve které je odběrné místo situováno. Počet hodinových bilančních dat z průběhových měření brzy přesáhne 2 mld. ročně, z tohoto důvodu byly v EG.D na oddělení Řízení a správa dat zpracovány v prostředí SAP BusinessObjects Business Intelligence sestavy, které umožní s takto velkými objemy dat pracovat. Sestavy umožňují pokročilé zpracování dat z průběhových elektroměrů s cílem určovat průměrné bilanční chování určitého typu zákazníků, nebo naopak umožňují vyhledávat zákazníky, kteří se od průměru výrazně odchyli.

3. FOTOVOLTAICKÉ ELEKTRÁRNY

3.1. DVĚ SKUPINY VÝROBEN

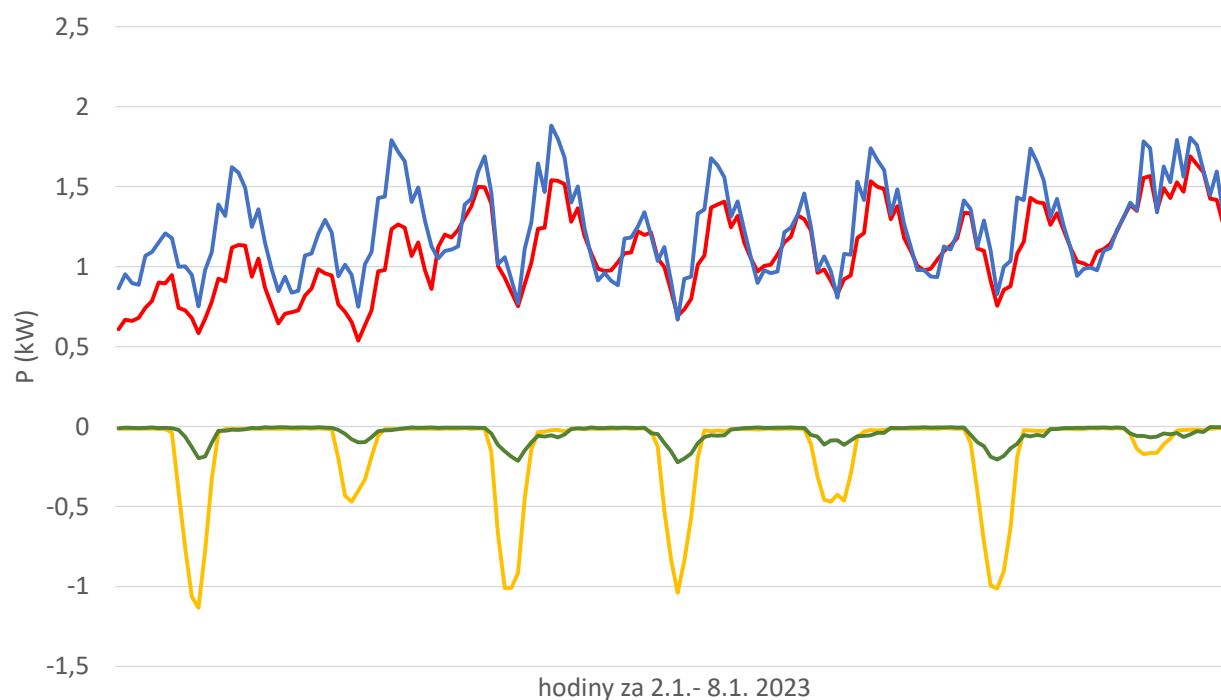
Na úrovni maloodběru se potkávají dvě odlišné skupiny míst s FVE z hlediska chování bilance.

První z nich jsou většinou FVE bez akumulace z doby prvního solárního boomu, které v jednom dni mají výrazně dodávkový i odběrový charakter současně. Přetoky výkonu do sítě jsou téměř od počátku výroby v ranních hodinách omezovány pouze spotřebou odběrného místa, přičemž u domácností s obyvateli v produktivním věku je ve všední dny zákryt výroby a spotřeby velmi malý.

Druhý případ jsou výroby s akumulací. Ty jsou většinou na profilu spotřeby snadno rozpoznatelné. V období od dubna do října jsou s minimální spotřebou na úrovni mezi 200–400 W, která je daná nejčastěji nedokonalou regulací střídače na nulovou bilanci odběrného místa.

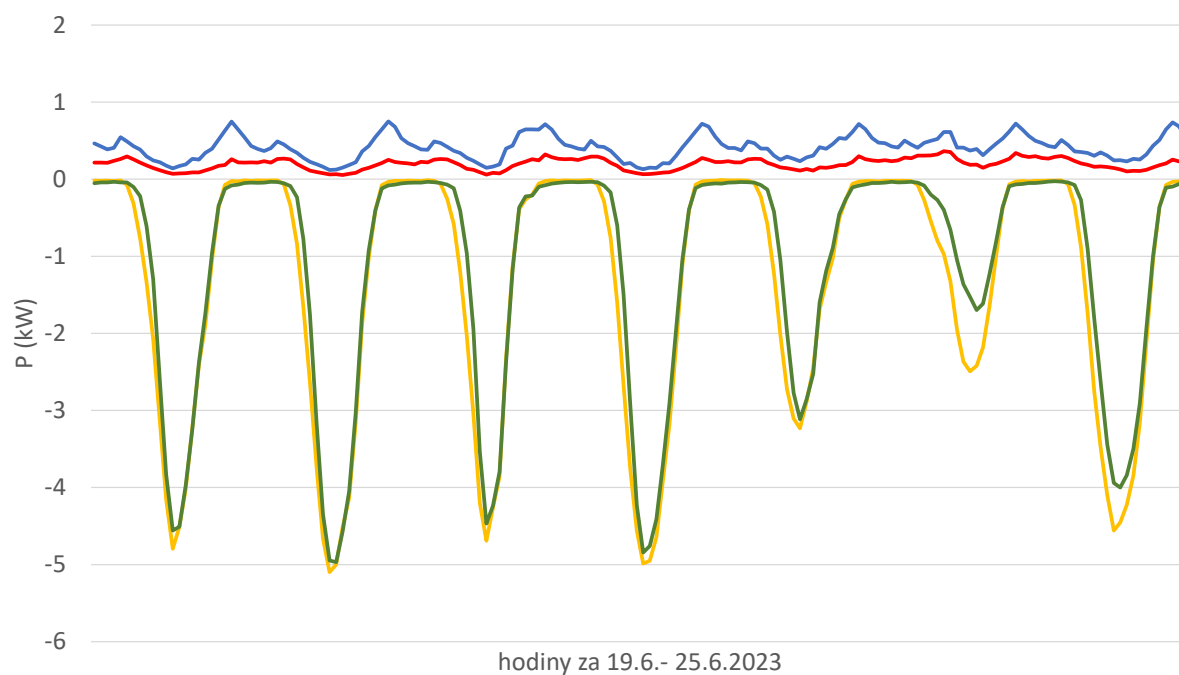
Pro porovnání charakteru obou míst je použita sada výroben o rezervovaném a instalovaném výkonu na úrovni 8–11 kW rozdělených na skupinu s akumulací a bez akumulace. Data jsou za období 1/2023–6/2023. Z obou skupin je vypočteno chování průměrné výroby reprezentující celý vzorek. V grafech jsou pak zaneseny údaje, které by byly zapisovány do registrů elektroměrů. Označení výroba a spotřeba tedy není výroba a spotřeba odběrného místa, ale hodnota výrobního či spotřebního toku výkonu na předacím místě vůči distribuci. Skupiny nemusí být homogenní z hlediska složení zátěže odběrného místa, rozdíly v zatížení mohou být dány jiným

zastoupením topných tarifů ve skupině (projevuje se v zimě). Jedná se o průměrné hodnoty za větší počet odběrných míst, vyskytují se zde tedy současně hodnoty odběru a dodávky v jeden hodinový řez.



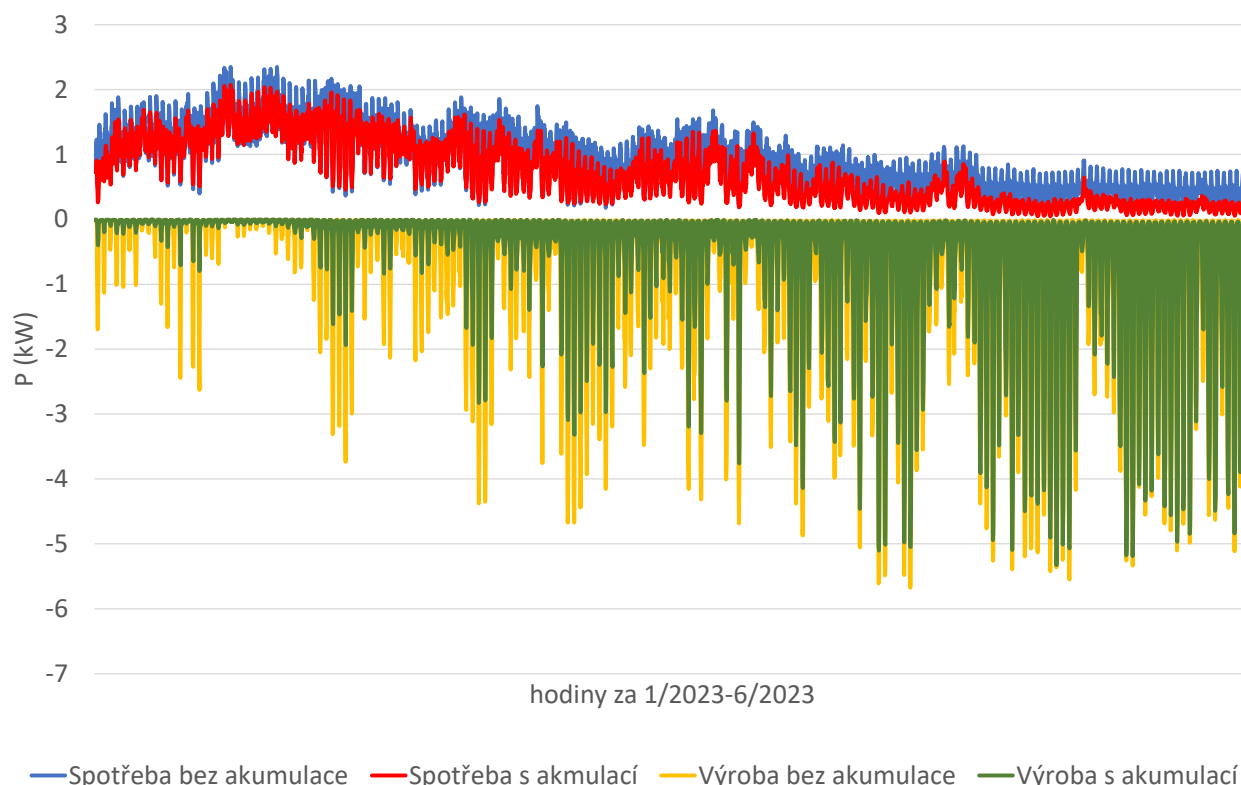
— Spotřeba s akumulací — Spotřeba bez akumulace — Výroba bez akumulace — Výroba s akumulací

obrázek 1 Bilanční situace průměrné domácnosti s FVE – první lednový týden



— Spotřeba s akumulací — Spotřeba bez akumulace — Výroba bez akumulace — Výroba s akumulací

obrázek 2 Bilanční situace průměrné domácnosti s FVE – červnový týden



obrázek 3 Bilanční situace průměrné domácnosti s FVE za půl roku 1/2023-6/2023

3.2. CHOVÁNÍ VÝROBEN S AKUMULACÍ

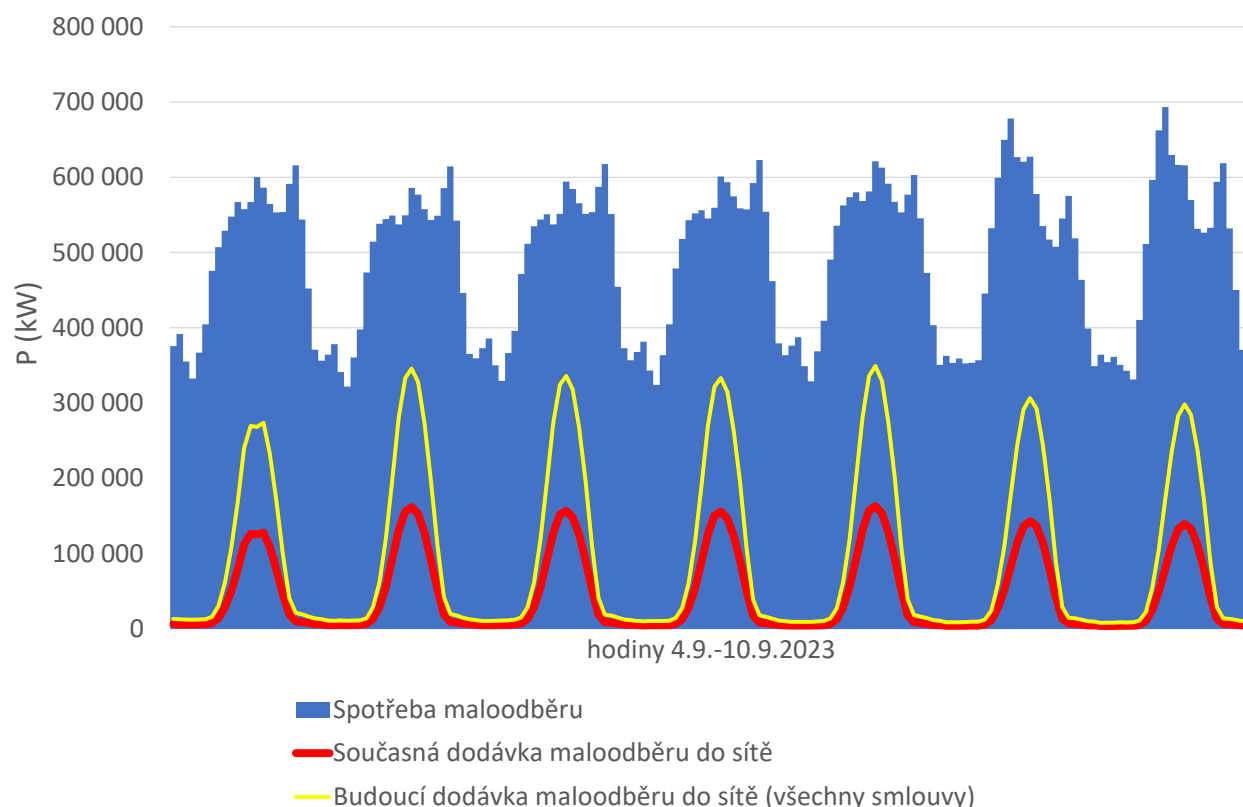
V zimním období je zřetelné fungování akumulace, přetoky do DS jsou výrazně omezeny, ale toto je způsobeno velmi malou výrobou, která je částečně ihned spotřebována v rámci odběrného místa a částečně uložena do akumulace, ta je navíc velmi pravděpodobně na začátku dne prázdná.

Na červnových vzorcích se však efekt akumulace prakticky vytrácí a průběhy obou skupin jsou téměř v zákrytu. To je způsobeno především ve všech ohledech naddimenzovanými instalacemi, které v kombinaci s dlouhými dny, udržují trvale akumulaci blízko plné kapacity. K plnému nabití akumulace pak dochází často krátce po úsvitu. Akumulace tedy nemá fakticky vliv na dimenzování sítě vázané na dodávku výkonu, pozitivní efekt by nebylo možné očekávat ani v případě, že by nabíjení bylo situováno do poledních hodin. Pozitivní dopady by bylo možné sledovat jen tehdy, pokud by se akumulace v nočních či brzkých ranních hodinách vybila do distribuční sítě a následující den by bylo možné využít jejího regulačního efektu pro omezení přetoku do sítě.

U obou skupin výroben je patrné masivní vytěžování sítě výrobním směrem toku výkonu, ten je výrazně větší než průměrné zimní špičky zatížení. Z hlediska přenášeného výkonu a z hlediska výkonových špiček typický zákazník s výrobnou využívá síť výrazně více než zákazník bez výroby.

3.3. BILANČNÍ DOPAD ODBĚRNÝCH MÍST S VÝROBNOU

Během tvorby tohoto příspěvku na datech z počátku září 2023 bylo do distribuční sítě EG.D připojeno asi 350 MW výroben na úrovni nízkého napětí. Dodávkový profil těchto výroben je porovnán s úrovní spotřeby maloodběru a s očekávaným stavem, který nastane po zprovoznění všech výroben připojovaných do NN (zasmluvněno celkem 750 MW). Již dnes zasmluvněné nebo realizované výroby tedy pokryjí již pravděpodobně příští rok na jaře v době poledne více jak 50 % spotřeby maloodběru v EG.D.

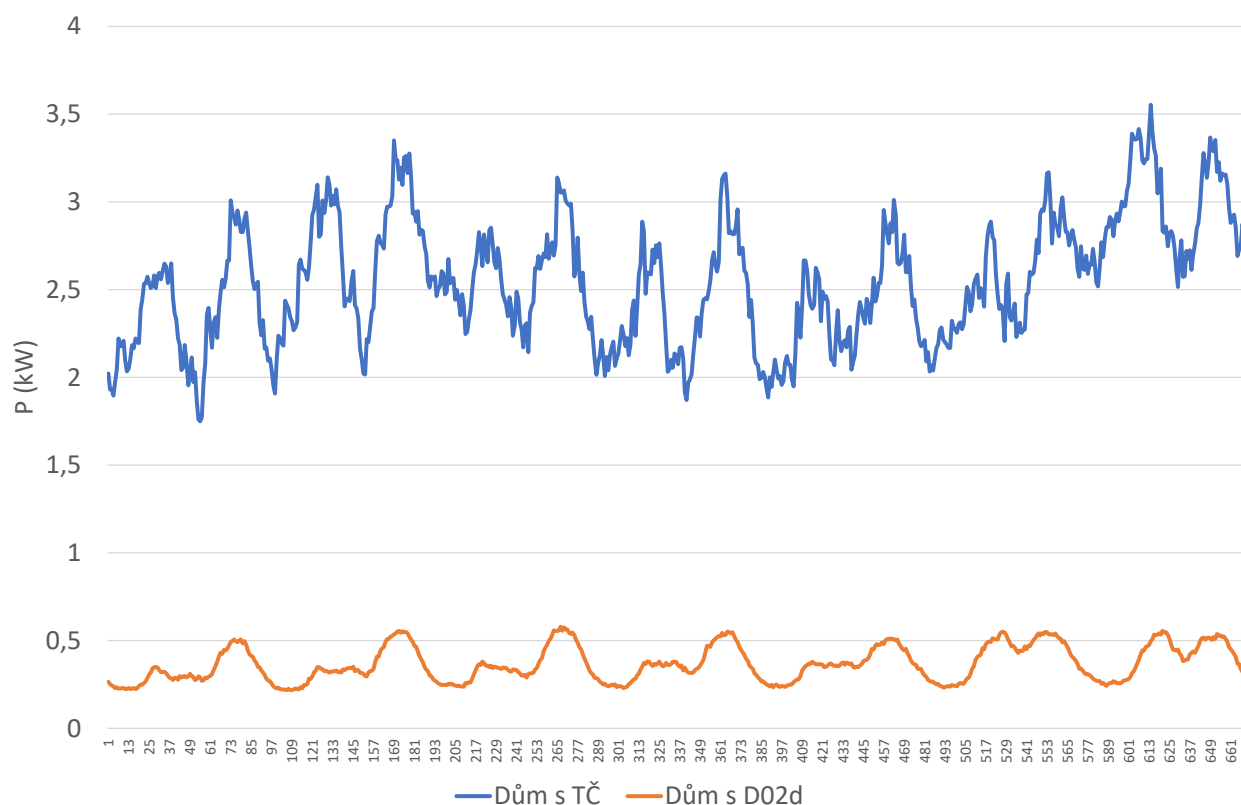


obrázek 4 Porovnání odběru maloodběratelů s dodávkou maloodběratelů za první zářijový týden 2023

4. TEPELNÁ ČERPADLA

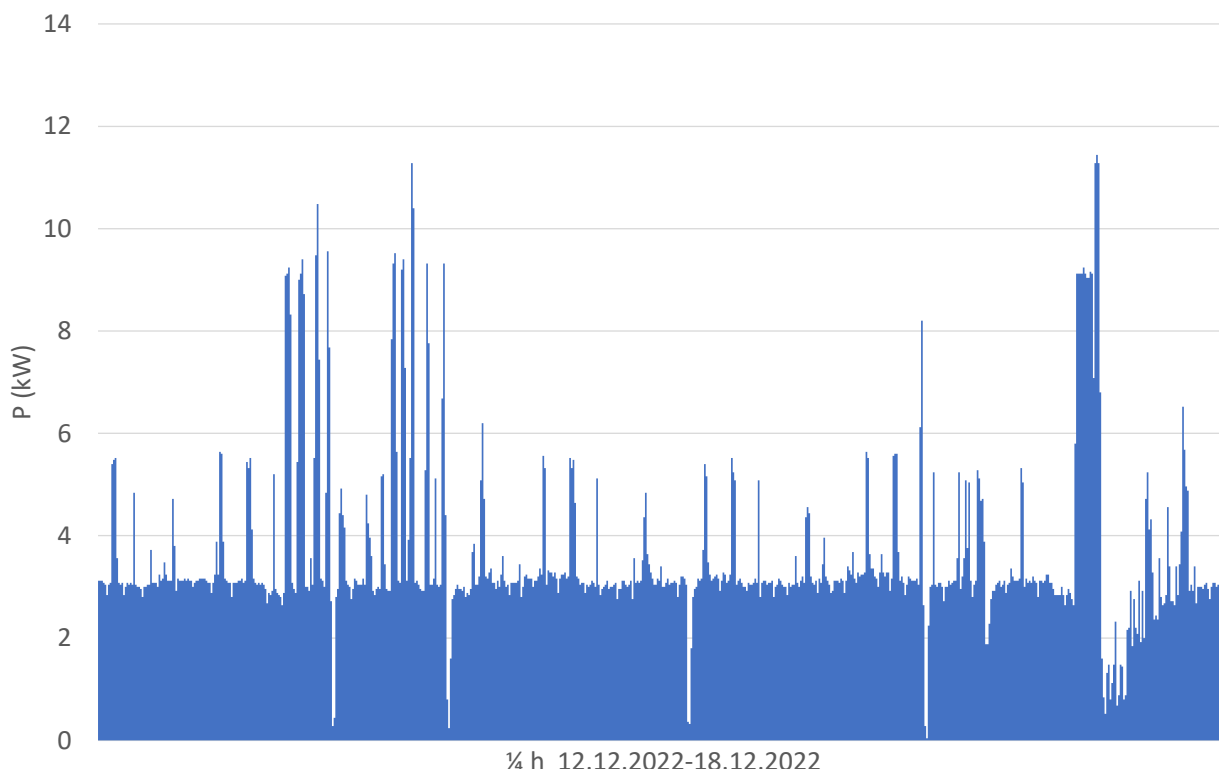
V mediálním stínu fotovoltaických elektráren se odehrává také boom instalací tepelných čerpadel. V roce 2023 se očekává v ČR instalace 100 tis. ks, což při průměrném příkonu 4 kW znamená navýšení zatížení o 400 MW. Tento výkon se v mrazivých dnech promítá velkou měrou do sítě, mnohdy ještě navýšen o příkon elektrických bivalentních zdrojů tepla.

Z dat získaných z pilotně instalovaných smartmeterů vyplývá, že průměrný příkon domácností s tepelným čerpadlem se pohyboval ve špičkách až kolem 3,5 kW to je přibližně 6x více, než je spotřeba běžné domácnosti s tarifikou D02d. Zároveň se jedná o výkon, který by při plošném nasazení podstatnou část sítí nízkého napětí přivedl na hranici kolapsu.



obrázek 5 Porovnání odběru průměrné běžné domácnosti a průměrné domácnosti s TČ prosincový týden 2022

Z velmi úzkého pásma kolísání výkonu během týdne je patrné, že reálné možnosti řízení příkonu odběrného místa s tepelným čerpadlem během dní s minusovými teplotami prakticky nejsou. Tepelná čerpadla jsou v době mrazivého týdne provozována mnohdy, z hlediska schopnosti dodat požadovaný objem tepla objektu, na hranici svých možností. Případné řízení v podobě blokování chodu či odložení startu může v těchto situacích vést k pozdější aktivaci bivalentního elektrického zdroje tepla s příkonem až násobně větším, než má samotné tepelné čerpadlo. Při větším počtu náběhu bivalence pak mohou být dopady na síť fatální.



obrázek 6 Týdenní odběr domácnosti s tepelným čerpadlem a náběhy bivalentního zdroje tepla

Pokud by docházelo v EG.D ke stejnému tempu instalací tepelných čerpadel jako v roce 2022 byl by příkon tepelných čerpadel v roce 2030 přibližně 1000 MW. To je téměř dvojnásobek současné zimního maximálního příkonu celého maloodběru EG.D.

5. ELEKTROMOBILITA

Elektromobilů je v současnosti v ČR v provozu ještě pořád relativně malé množství. V případě, že dochází k jejich nabíjení velmi malým výkonem (do 3,7 kW), jsou na průběhových profilech domácnosti velmi obtížně rozpoznatelné, a mohou být snadno zaměnitelné například za odběr elektrického ohřívače TUV. V případě topných tarifů zase mohou zanikat mezi cykly spínání topení. V létě zase mohou být automobily nabíjeny z FVE a na měření spotřebních profilů se nemusí projevit téměř vůbec.

Z výše uvedených důvodů byly pro ukázkou zvoleny domácnosti s distribučním tarifem D27d, který je určen pro elektromobily, i když kvůli velmi nízkému počtu nasazení tohoto tarifu zvláště v kombinaci s průběhovým tarifním měřením (zároveň se jedná o domácnosti s FVE) nelze očekávat od výsledných dat plně reprezentativní informace.

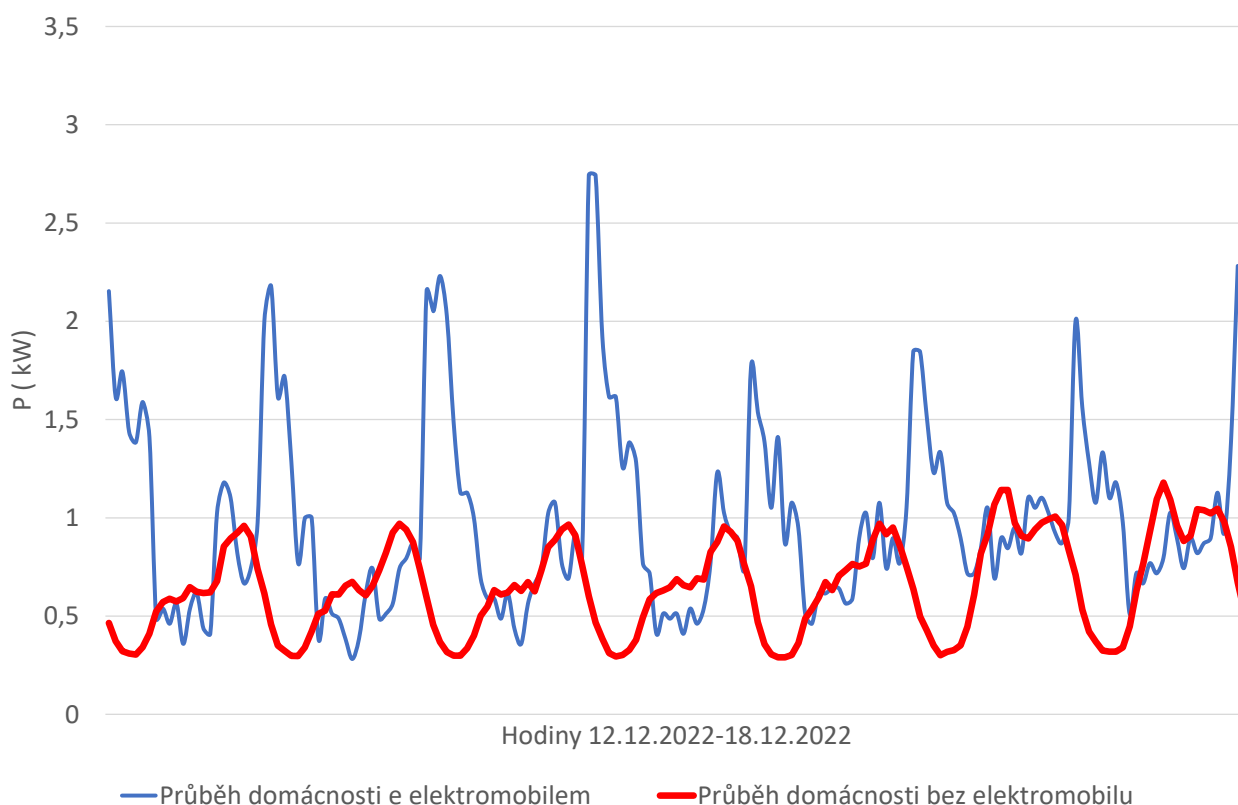
Podle špiček jednotlivých odběrných míst se ve vzorku domácností nacházely nabíječky různých výkonů od 3,7 kW do 11 kW. Náběh nabíjení byl ve většině případů spuštěn náběhem nízkého tarifu ve 22 h.

Bilance nabíjení elektromobilů ve vzorku odpovídá teoretickým předpokladům statistických simulací z NAP SG 17 pro spuštění signálem v jednom čase. Průběh v grafu je složen z hodinových energií, při krátkém vzorkování by průměrná špička po plošné aktivaci nabíjení byla pravděpodobně vyšší jak 3 kW (dopad vozidel s velmi nízkou potřebou dobíjené energie).

V malém měřítku není dobíjení elektromobilů problém, ani když je spuštěno v jednom čase, za problém by dobíjení bylo možné označit při vysokém rozšíření a při souběhu s dalšími vysokými odběry například

tepelnými čerpadly. Velmi vážný problém by nastal v případě, že by byly uvedené spotřebiče odběrateli cíleně přesouvány v čase a aktivovány soudobě jako takzvaná divoká flexibilita.

Z průběhů je patrné, že řízení ve smyslu přesunu nabíjecího výkonu v čase má do budoucna velmi omezený potenciál, protože nabíjecí výkon elektromobilu je natolik dominantní, že v případě nočního nabíjení vytvoří nejvyšší špičku dne právě v nočních hodinách. Řešením by bylo, pokud možno rozložení nabíjecího výkonu na maximální možný čas, tedy nabíjet co nejmenším výkonem po co nejdelší dobu (celou noc, celou pracovní směnu a podobně). Možný dopad elektromobility umocňuje i to, že průměrný nabíjený výkon je asi 8 kWh na OM denně, to je přibližně stejná hodnota spotřeby jako má současná průměrná domácnost.



obrázek 7 Porovnání spotřeby průměrné domácnosti s tarifem D27d (s elektromobilem) a odhadovaného průběhu obdobné průměrné domácnosti bez elektromobilu

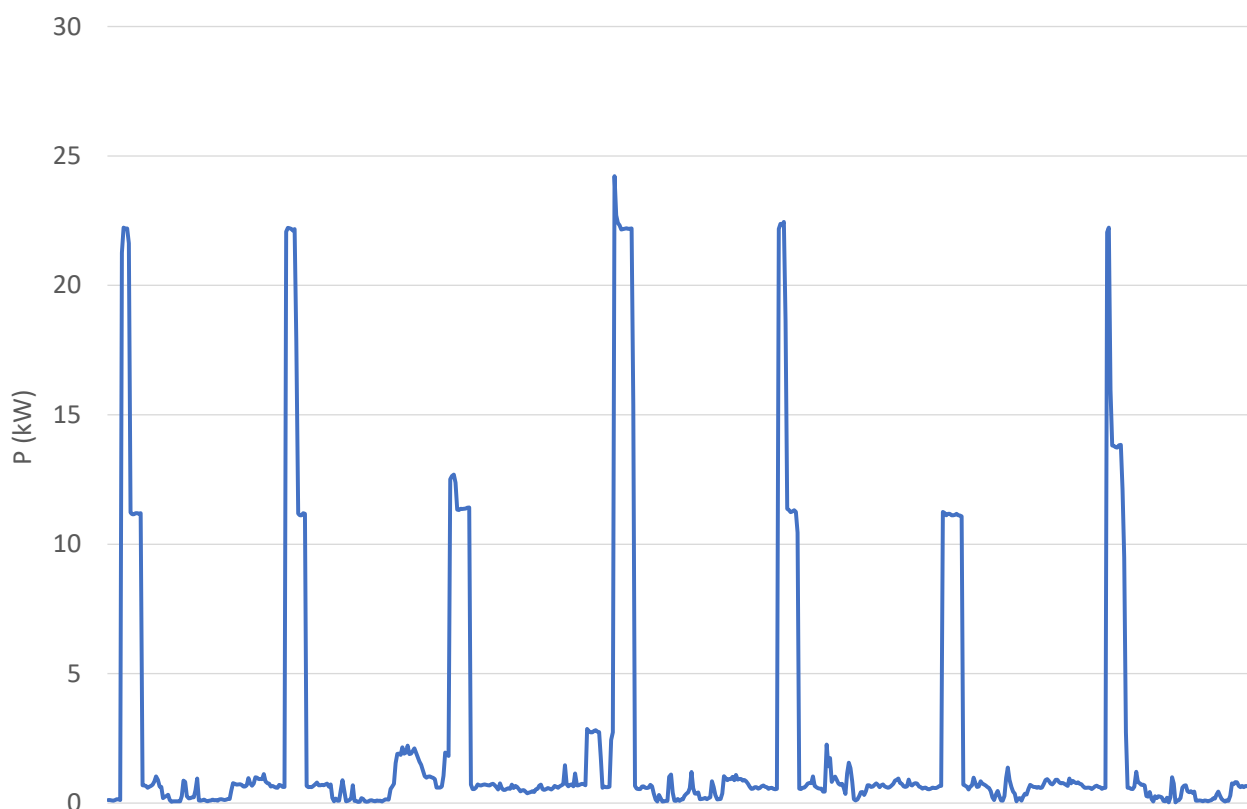
6. DIVOKÁ FLEXIBILITA

Zatím se většinou o flexibilitě zákazníků vždy mluvilo spíše v teoretické rovině, jako o nástroji pro budoucí řízení bilance na úrovni NN. Většinou tím byla míněna řízená či agregovaná flexibilita, kdy je odběr zákazníka aktivně povolován dalším subjektem. Tento způsob je opravdu spíše otázkou budoucnosti, protože se jedná o řešení, které vyžaduje relativně náročné provedení komunikace, řídicích algoritmů a průběhového měření s krátkou periodou vyhodnocení. V neposlední řadě také vyžaduje dostatečný počet zákazníků, kteří budou k takovému řízení svolní.

Už v současnosti se však v síti objevují zákazníci využívající takzvanou divokou flexibilitu, kdy svůj odběr řídí bez zásahu dalšího subjektu, lokálním řídicím systémem nebo i manuálně, čistě s cílem dosáhnout minimálních nákladů na elektřinu. Časový průběh takto aktivované flexibility lze většinou označit za drastický. Princip je vyhledání nejnižší spotové ceny na denním trhu a aktivace maximální možné spotřeby během velmi krátkého časového okna. V některých případech je aktivace směřována do časového okna s nejnižší spotovou cenou a zároveň do doby platnosti nízkého distribučního tarifu. Okno nízkého tarifu pak většinou není využito celé, k aktivaci dochází pouze v době nejnižší ceny silové elektřiny.

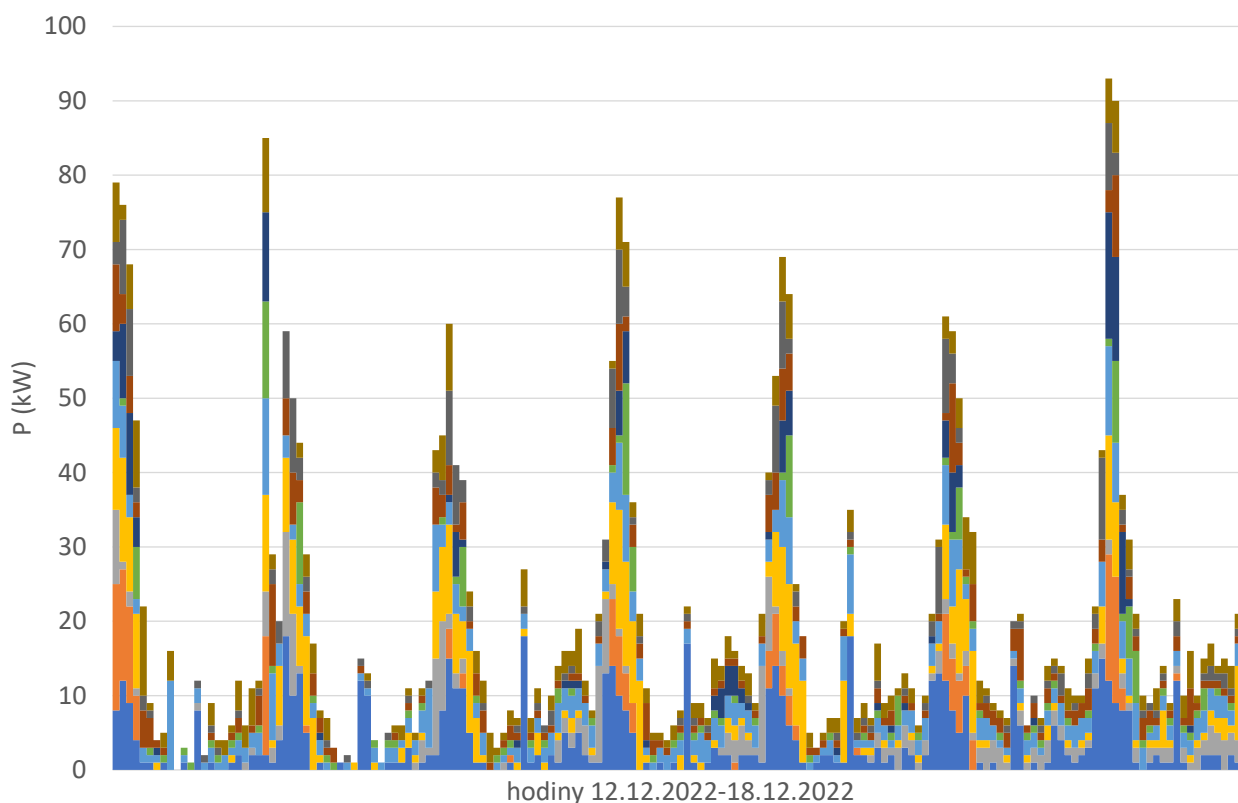
Stávající masivní rozšiřování akumulace na úrovni maloodběru, rozšiřující se spotové tarify a počínající širší nástup automatizovaného řízení bilance odběrného místa dávají předpoklady výrazně širšího rozšíření tohoto jevu již v blízké budoucnosti. V současnosti je v síti EG.D přibližně 100 odběratelů, kteří využívají velmi aktivně řízení spotřeby dle výše popsaných pravidel.

Na následujícím grafu je patrný průběh odběru jedné domácnosti s velkou akumulací a elektrovozidlem pro prosincový týden 2022, prakticky všechna spotřeba je kumulována do několika málo nočních hodin s nejnižší spotovou cenou. Po zbytek dne domácnost ze sítě odebírá výkon minimálně, její energetické potřeby jsou většinou kryty z akumulace. Špička zatížení je limitována kapacitou jističe a dosahuje přibližně 22 kW, během špiček odběru chování této domácnosti odpovídá spotřebě přibližně 150 běžných rodinných domů s tarifem D02d. Aktivace dobíjení je směřována do části časového okna nízkého tarifu D27d (tarif pro dobíjení elektromobilů), který má domácnost zasmulvněna.



obrázek 8 Týdenní průběh domácnosti s příkladem extrémně pojaté divoké flexibility 12.12.2022-18.12.2022

V dalším grafu je zachycen průběh 10 vybraných míst odběrných míst s divokou flexibilitou, z průběhů je patrný jednotný spouštěč aktivace spotřeby, kterým je spotová cena silové elektřiny. Výsledná špička daná sumou jednotlivých odběrů je pak značná.

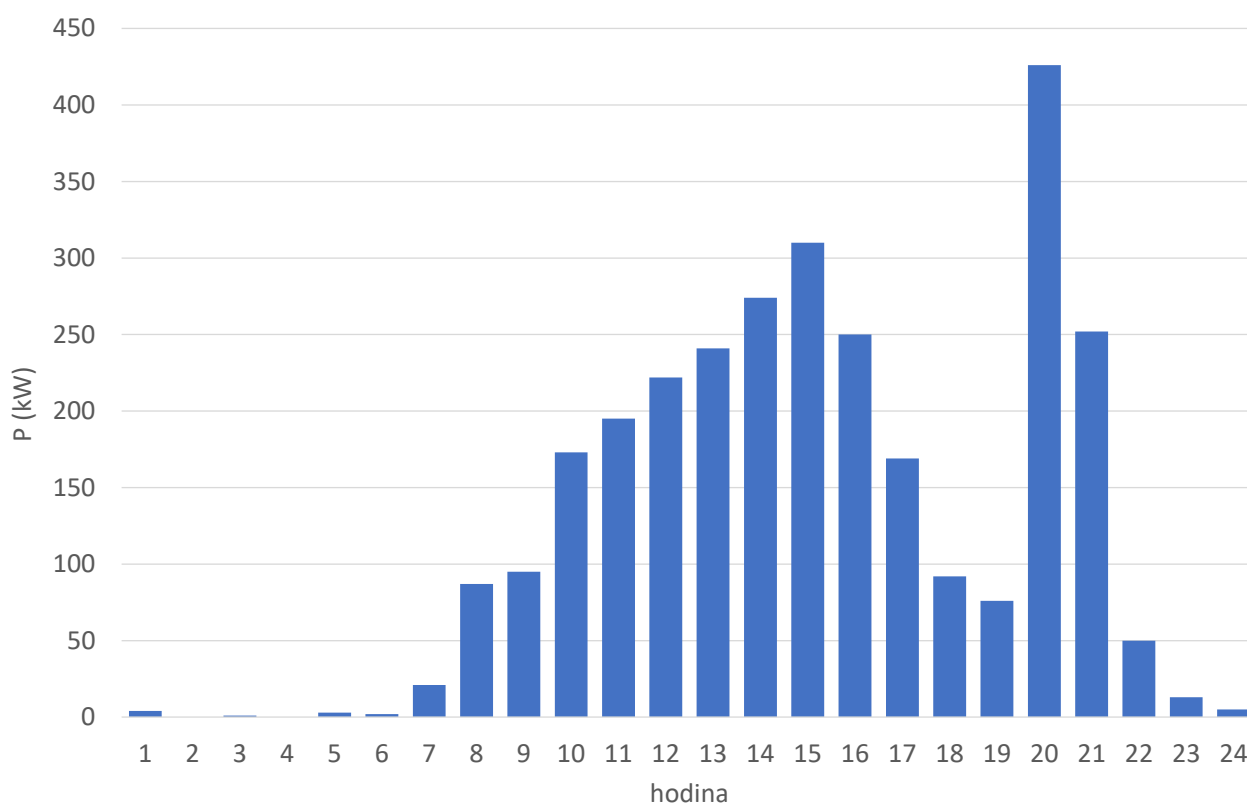


obrázek 9 Souhrnný dopad 10 domácností s regulací na nejnižší spotové ceny

Divoká flexibilita však funguje i v opačném směru, v pondělí 4. 9. 2023 došlo v 19:00 k prudkému nárůstu hodinové ceny silové elektřiny určené denním trhem asi na 11 Kč/kWh (důvodem byla z hlediska ceny nepříznivá bilanční situace v zahraničí).

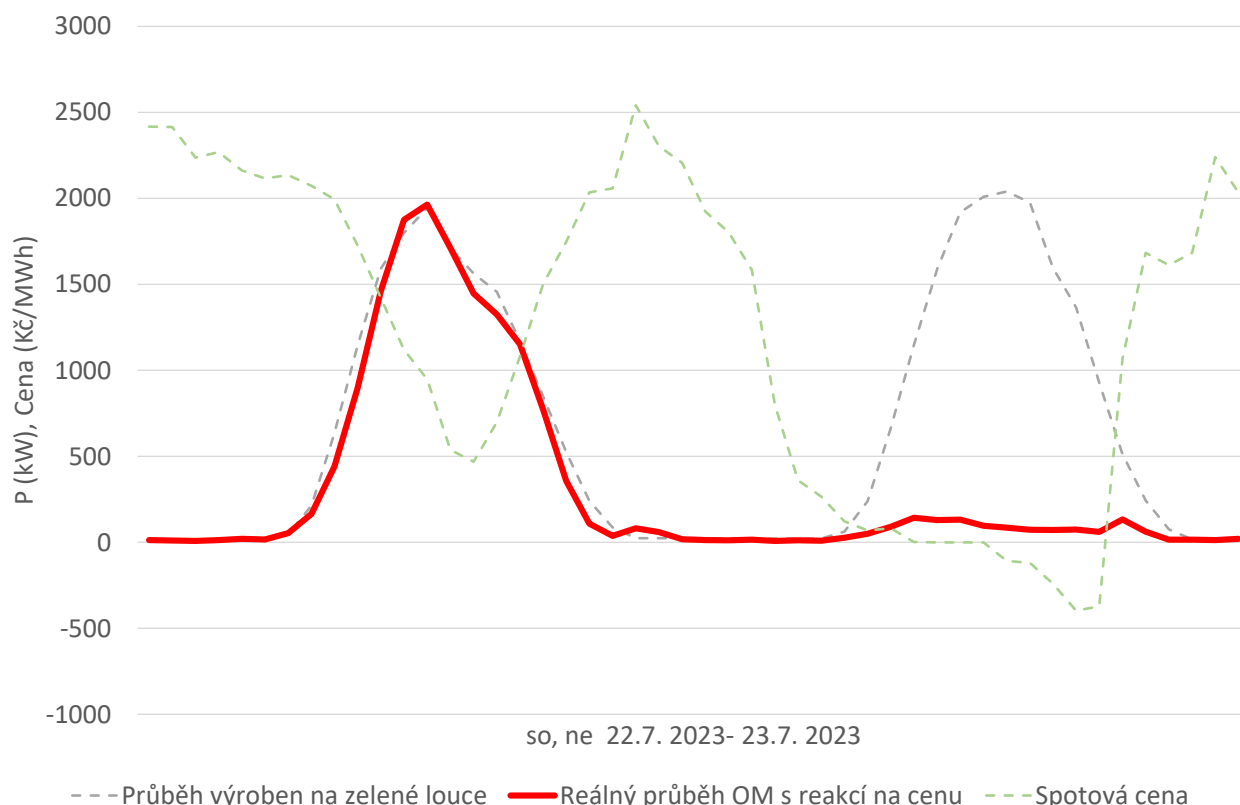
Na to přibližně 85 domácností v síti EG.D reagovalo cíleným vybitím baterie do sítě. Z průběhu vybraných domácností je patrné, že se opět jednalo o aktivaci ve velmi malém časovém okně dvou hodin.

Z dodávkových průběhů zdrojových dat bylo patrné, že část odběratelů byla pravděpodobně limitována výkonovým omezením střídače či baterie, bez toho omezení by došlo velmi pravděpodobně k vybití kompletní kapacity baterie v rámci jedné hodiny a tím dosažení ještě větší špičky.



obrázek 10 Průběh dodávky do distribuce 85 odběrných míst s vybitím baterie do sítě v době nízké spotové ceny

Dalším příkladem flexibilního chování je reakce malovýrobců na nízkou či zápornou spotovou cenu. V neděli 23.7.2023 došlo po velkou část dne k dosažení záporných spotových cen. Na to přibližně 700 odběratelů v síti EG.D s výrobnou <11 kWp zareagovalo zamezením přetoků výkonu do sítě. Pro srovnání je v grafu uveden i sobotní den, kdy byly kladné ceny.



obrázek 11 Reakce 700 odběrných míst na cenu za 22.7.2023-23.7.2023 z hlediska dodávky výkonu do sítě

7. ZÁVĚR

I když je v současnosti věnována maximální pozornost připojování obnovitelných zdrojů, budoucnost jejich bilančního chování je značně nejistá. I přes rostoucí instalovaný výkon v sítích nízkého napětí může naopak docházet ke značnému poklesu přetoků do DS. Už v letošním roce došlo k výraznému snížení výkupních cen u paušálního výkupu silové elektřiny a zároveň se výrazně rozšiřuje výkup přes spotové ceny. Vzhledem k okolnostem u nás i v zahraničí lze v blízké době očekávat podstatný nárůst počtu dní s nulovou až zápornou spotovou výkupní cenou. Toto se u části zákazníků může projevit omezením či úplnou blokadou přetoků do DS. Při blokaci pouze v hodiny s velmi nízkou či zápornou cenou mohou být změnové výkonové skoky za celou ČR až v několika stovkách MW.

Značnou pozornost je třeba věnovat změnám na straně spotřeby, kde je během následujících 10-15 let možné očekávat nárůst špiček maloodběru na 3-4 násobek současných hodnot. Toto může být pro některé oblasti sítě kritické. Spolu se změnou charakteru odběru bude takto velké výkony téměř nemožné efektivně řídit prostřednictvím stávajících nástrojů jako HDO nebo TOU. Použití moderních způsobů řízení například pomocí redispečinku NN, nákup služeb agregátora NN a podobných jsou teoreticky možné, ale nevyzkoušené, a navíc s potřebou dostupného detailního měření v reálném čase na úrovni NN distribuce. Tyto moderní způsoby řízení mohou svým provozem generovat extrémní náklady, které by bylo nutné promítnout na zákazníky.

Velkou neznámou je oblast flexibility, především divoké flexibility, kdy cílené výkonové chování jednoho zákazníka může odpovídat desetinásobkům jeho průměrného očekávaného chování. Při větší kumulaci zákazníků s divokou flexibilitou může docházet k ohrožení provozu celé zásobovací oblasti. Skokové změny odběru nebo dodávky s vazbou na cenu stanovenou pro 15min. interval mohou způsobovat značné problémy distribuci, ale i obchodníkům a provozovateli přenosové soustavy. Jedná se totiž o dodatečnou reakci na cenu, která je výsledkem aukce z předchozího dne (jsou již nasmlouvané objemy energie za konkrétní cenu).

Technické řešení v podobě posílení sítí je sice v delším časovém horizontu možné, ale v některých případech jsou dopady změn bilance tak dramatické, že je posílení sítě v potřebném čase realizačně a ekonomicky neproveditelné.

Hlavní roli při racionalizaci dopadů nárůstu spotřeby a jejího rozložení v čase bude muset mít nová tarifní struktura pro NN, kde bude muset být kladen maximální důraz na motivaci zákazníka rozkládat spotřebu v čase a nevytvářet špičky, to vše bez potřeby přímého řízení třetí stranou. Podoba nové tarifní struktury bude mít tedy kromě spravedlivého krytí nákladů na distribuci i velmi výrazný technicky regulační aspekt. Platba za výkonová maxima i na úrovni NN bude pro racionální využití sítě výrazně efektivnější než stávající způsoby řízení spotřeby bez zpětné vazby. Dalším opatřením bude muset být konkrétní legislativní ukotvení havarijního řízení v NN, které by mělo umožňovat v kritických situacích a po předchozím varovném signálu dočasně odpojovat odběrná místa zákazníků, kteří svým chováním ohrožují spolehlivost chodu soustavy s dokladovatelným ohrožením velké skupiny dalších odběrných míst.

S nedostatečnou tarifní a legislativní oporou může být situace na úrovni nízkého napětí již na konci desetiletí nezvladatelná.


Ing. Milan Krátký, Ph. D.

Vystudoval VUT Brno FEKT, ústav elektroenergetiky. Po dokončení Ph.D. pracoval v EGÚ Brno, a. s. v sekci Provoz a rozvoj elektrizační soustavy. Od roku 2021 pracuje ve společnosti EG.D v současnosti jako vedoucí oddělení Koncepční rozvoj.


Ing. Tomáš Kolacia

Vystudoval VUT v Brně, FEKT, ústav elektroenergetiky. Od roku 2015 pracuje ve společnosti EG.D, a to v odděleních Rozvoje sítí východ, později jako vedoucí Koncepčního rozvoje a v současnosti jako vedoucí oddělení Rozvoj a příprava investic.


Mgr. Adam Linka

Vystudoval informatiku na FIT VUT Brno, a v magisterském studiu pokračoval na FI MUNI. Po absolvování v roce 2023 nastoupil do týmu Řízení a správa dat v EG.D na pozici analytika distribučních dat. Zde se věnuje přípravě a zpracování dat pro potřeby interních oddělení napříč celou společností.


Ing. Miroslav Šajdler

Vystudoval VUT Brno FEKT, ústav elektroenergetiky. Od roku 2015 pracuje ve společnosti EG.D, v současnosti jako Senior analytik Distribučních dat v oddělení Řízení a správa dat.