

Studie současné segmentace zákazníků a rozbor jejich možných budoucích změn

Konečný uživatel výsledků:

Energetický regulační úřad

Masarykovo náměstí 91/5, Jihlava, 586 01

Název projektu: Výzkum trendu zákaznické segmentace

Číslo projektu: TIRDERU104MT03

Řešitel projektu: Svaz moderní energetiky, Korunní 810/104, 120 00 Vinohrady

Doba řešení: 01. 02. 2022 – 31. 03. 2022

Důvěrnost a dostupnost: veřejně přístupný

T A
Č R

Tento projekt je financován se státní podporou
Technologické agentury ČR
v rámci programu BETA2

www.tacr.cz
Výzkum užitečný pro společnost



Informace o autorském týmu:

Ing. Martin Sedlák

Ing. Martin Michek

Ing. Jiří Gavor

Mgr. Pavel Doucha



**Svaz moderní
energetiky**

**Další informace o projektu:**

Cílem projektu je získání přehledu o historickém vývoji spotřebitelského chování v čase v ČR od roku 2014 do současnosti, na který bude navazovat základní rozbor potenciálu vývoje pro budoucí období. Klíčem je identifikace potenciálu variant zákaznické segmentace (VVN, VN, NN), v několika podobách:

a) současná podoba nastavení zákaznické segmentace,

b) upravené podoby zákaznické segmentace, které budou navrženy řešitelem po provedení níže popsaných analýz současné podoby nastavení zákaznické segmentace nebo případně dále upraveny a doplněny řešitelem v kontextu nových účastníků trhu s elektřinou (prosumers, agregátoři, energetická společenství apod.) a v kontextu předpokládané identifikace účastníků trhu s elektřinou, kteří mohou specifickým způsobem naplňovat cíle evropské legislativy při využívání moderních prvků pro efektivní řízení distribuční soustavy (akumulace, elektromobilita, veřejné osvětlení, výrobní, zákazníci s výrobnou, zákazníci s AMM a specifickým profilem spotřeby atp.) či v kontextu předpokladu zavádění dynamických tarifů v rámci distribučních tarifů.

Analýza historické a současné podoby nastavení zákaznické segmentace pro definování upravených podob zákaznické segmentace bude využívat dostupné údaje z regulačních výkazů provozovatelů soustav (agregované údaje z tarifních statistik na hladině NN).

S jejich pomocí získáme základní představu o:

- Trendech přesunů odběratelů v rámci kategorií zákazníků, distribučních sazeb a kategorií velikosti jističe (potenciál významnosti segmentu),
- Dostatečnosti současného nastavení, např. formou identifikace množin zákazníků vymykajících se standardnímu chování v distribuční sazbě a formou analýzy podílu spotřeby v dobách platnosti nízkého tarifu na hladině NN,
- Vývoji kapacitní potřeby, odběru elektřiny a jejich interakce.

T A
Č R

Tento projekt je financován se státní podporou
Technologické agentury ČR
v rámci programu BETA2

www.tacr.cz
Výzkum užitečný pro společnost

ERU

T A
Č R

Program veřejných zakázek v aplikovaném výzkumu a inovacích pro potřeby státní správy BETA2 byl schválen usnesením vlády České republiky č. 278 ze dne 30. 3. 2016 a je zaměřen na podporu aplikovaného výzkumu a inovací pro potřeby orgánů státní správy. Poskytovatelem finančních prostředků je Technologická agentura ČR.

Obsah

1	Shrnutí studie.....	1
2	Cíle studie zákaznické segmentace	7
3	Přehledy o vývoji spotřebitelského chování	8
3.1	Trendy vývoje a přesunů v rámci kategorií zákazníků	8
3.1.1	Kategorie velmi vysoké napětí (VVN).....	8
3.1.2	Kategorie vysoké napětí (VN)	11
3.1.3	Kategorie maloodběr obyvatelstvo (MOO).....	19
3.1.4	Kategorie maloodběr podnikatelé (MOP)	29
3.2	Trendy v přesunu OM v rámci distribučních sazeb	39
3.3	Trendy v přesunu kategorií podle velikosti jističe.....	40
3.3.1	Kategorie MOO.....	40
3.3.2	Kategorie MOP	40
4	Posouzení dostatečnosti stávajícího nastavení.....	46
4.1	Posouzení rozsahu stávajícího nastavení	46
4.2	Posouzení využívání odběru v době platnosti VT a NT.....	47
4.2.1	Kategorie MOO.....	47
4.2.2	Kategorie MOP	47
4.3	Skupiny zákazníků vymykající se standardnímu nastavení.....	52
5	Vývoj kapacitní potřeby	54
5.1	Vývoj kapacitní potřeby VVN	54
5.2	Vývoj kapacitní potřeby VN.....	56
5.3	Vývoj kapacitní potřeby NN.....	59
6	Posouzení zákaznické segmentace z hlediska historického vývoje.....	63
7	Posouzení z hlediska vývoje energetického trhu	64
7.1	Segmentace zákazníků na napěťové VVN a VN	64
7.2	Segmentace zákazníků na napěťové hladině NN	65
8	Segmentace zákazníků z pohledu účastníků trhu	66
8.1	Nastavení segmentace z pohledu výroby elektrické energie.....	66
8.2	Nastavení segmentace z pohledu požadavků obchodu.....	66
8.3	Nastavení segmentace z pohledu provozovatelů distribuce.....	67
9	Vliv nových účastníků energetického trhu.....	68

9.1	Vliv nových účastníků na jednotlivé typy tarifů.....	68
9.2	Vliv nových účastníků na jednotlivé kategorie spotřeby	69
9.3	Nové prvky pro efektivní řízení soustav	69
9.4	Nové oblasti řízení spotřeby a výkonu.....	71
9.4.1	Řiditelné oblasti v kategorii VVN a VN	71
9.4.2	Řiditelné oblasti na NN v kategorii MOO a MOP	73
10	Využití AMM pro segmentaci tarifů.....	73
11	Dynamické distribuční tarify	74
11.1	Dynamické tarify na NN	74
11.2	Flexibilita na VVN a VN.....	74
11.3	Shrnutí využitelnosti flexibility.....	75
12	Výchozí předpoklady pro nastavení nové segmentace zákazníků	75
13	Návrh nové zákaznické segmentace z VVN.....	76
13.1	Navržená varianta pro VVN.....	76
13.2	Alternativní varianta pro VVN.....	80
14	Návrh nové zákaznické segmentace z VN.....	81
14.1	Navržená varianta pro VN.....	81
14.2	Alternativní varianta pro VN.....	84
15	Návrh nové zákaznické segmentace z NN	85
15.1	Navržená varianta pro NN.....	85
15.2	Návrh možného přístupu k energetickým společenstvím	91
15.3	První alternativní varianta pro NN.....	92
15.4	Druhá alternativní varianta pro NN.....	94
16	Potřebné podklady pro nastavení nové tarifní politiky.....	96
17	Výchozí legislativní předpoklady	98
Zdroje:.....		100
Seznamy:.....		100
Seznam obrázků.....		100
Seznam tabulek		101

Přílohy:

1. Přehledy o historickém vývoji spotřebitelského chování ČEZ
2. Přehledy o historickém vývoji spotřebitelského chování EGD
3. Přehledy o historickém vývoji spotřebitelského chování PRE

1 Shrnutí studie

Studie hodnotí vývojové trendy a současný stav segmentace zákazníků na základě tarifní statistiky pro elektřinu 2014–2020. Vývoj tarifní statistiky je přehledně tabulárně i graficky zpracován a hlavní závěry z dosavadního vývoje lze shrnout takto:

Napěťová hladina VVN

Přes rostoucí trend spotřeby i počty odběrných míst je pro VVN charakteristický malý počet energetických účastníků, z nichž převažují výrobní OPM. Velká část energie přetéká do nižších napěťových úrovní. Většina odběru a rezervovaného příkonu na VVN je v oblastech LDS. Na hladině VVN lze předpokládat instalace dalších výrobních kapacit v tomto sektoru a **existuje zde velký potenciál řiditelné flexibility**, stejně jako na hladině VN.

Napěťová hladina VN

Zatímco v případě VVN jde o stovky, u VN jde již o desetitisíce OPM. Ze statistiky je patrný mírně rostoucí počet OPM. Mírně rostoucí trend je patrný i ve vývoji sumární maximální hodnoty rezervované kapacity a spotřeby na VN. Nejvyšší průměrné hodnoty odběru dosahují provozovatelé LDS, stejně jako u VVN. Další závěry k VN:

- K největší skupině zákazníků s naměřeným maximem do 50 kW lze přistupovat obdobně jako v oblasti podnikatelského maloodběru.
- K zákazníkům s naměřeným maximem nad 1 MW lze naopak přistupovat obdobnými principy jako k zákazníkům připojených z VVN.
- K odběrům do LDS, které nejsou tak početné, ale mají velkou průměrnou spotřebu, lze přistupovat obdobně jako k předacím místům DS.
- Pro další období lze předpokládat vzrůstající počet výrobců na VN. Celkově přístup k výrobcům 1. i 2. kategorie bude účelné měnit na všech napěťových úrovních, a to zejména z pohledu jejich **očekávaného výrazného nárůstu**.

Napěťová hladina NN, kategorie MOO

V kategorii MOO nelze očekávat nic jiného než velmi mírně rostoucí trend počtu OPM, což souvisí s demografickým vývojem. Rovněž odběr energie má mírně rostoucí trend, což lze předpokládat i do budoucna. Další závěry k NN MOO:

- Jednotarifní sazby D01d a zejména D02d zastupují cca 2/3 odběrných míst, ale jen 1/3 celkového odběru MOO. **Dvoutarifní otopné sazby jsou hlediska spotřeby rozhodující**, přičemž sazby D25d a D45d mají zhruba po 1/4 celkového odběru.
- Akumulačních odběrů a přímotopů mírně ubývá na úkor **nárůstu počtu tepelných čerpadel**, které mohou být od 1.4.2016 v D57d v kombinaci s přímým vytápěním. Tato sazba D57d je

nejvíce rostoucí skupinou odběrů v MOO. **Chybí zde ale možnost efektivního řízení výkonu z důvodu podporované technologie bez akumulární vložky.**

- Při srovnání podílu jednotlivých sazeb na odběru a tržbách je zřejmé, že **tarify pro přímotopy a tepelná čerpadla jsou křížově dotovány, zejména na úkor jednotarifních sazeb.**

Napěťová hladina NN, kategorie MOP

Kategorie MOP je z hlediska fyzikální podstaty odběru i z hlediska nákladovosti služeb DS prakticky identická s kategorií MOO. Existují zde sice rozdíly mezi domácnostmi a malými podnikateli v časovém průběhu odběru, nicméně to není podle našeho názoru dostatečným důvodem na rozdělení těchto odběrů ze stejné napěťové hladiny do dvou samostatných kategorií. Praxe z mnoha států EU 27, kde toto rozdělení neexistuje (viz výsledky naší studie v rámci minitendru 1), tento náš názor podporuje. Tím spíše, když celkovým žádoucím trendem v budoucí tarifikaci má být **princip technologické neutrality v kombinaci s oceněním příspěvku konkrétních OPM k možnostem řízení odběru/dodávky z/do DS**, nezávisle zda jde o domácnost či podnikatelský odběr. Kategorie MOP ale v ČR tradičně křížově dotuje domácnosti, což dodává budoucím případným změnám v tarifikaci i politický a sociální aspekt, který nelze podceňovat.

Celkově ale principiální shoda MOO a MOP je i důvodem, proč vývojové trendy ve struktuře tarifů v obou kategoriích se jen málo odlišují. Další závěry k NN MOP:

- Ve statistice pozorujeme **stagnaci** počtu OPM. Tato stagnace v podnikatelské kategorii je poněkud nelogická, vezmeme-li v úvahu, že léta 2014 až 2019 se vyznačovala velmi slušným ekonomickým rozvojem, kdy by se dal spíše očekávat rozvoj nových podnikatelských odběrů. To nás vede k závěru, že **mnoho nových podnikatelských aktivit se skrývá pod tarify MOO**. V budoucnu toto prolínání bude ještě posilovat, což je nevyhnutelným důsledkem rostoucího významu práce z domova. To může být podpůrným argumentem ke sloučení kategorií MOO a MOP, tak jak je to např. v Německu či Rakousku.
- Veřejné osvětlení mírně klesá, pravděpodobně z důvodu obměny za nové osvětlovací systémy
- V odběrech dominují sazby C25d, C45d a C02d se zastoupením nad 20%. Dalším v pořadí je C03d s 12 % na odběru a přitom jen 2% na počtu OPM (vše v r.2020). To jen potvrzuje náš názor, že **k C03 by z hlediska výše odběru šlo přistupovat stejně jako k odběrům z VN.**

Výraznější trendy v přesunech jističů na hladině NN nejsou patrné, **vývoj je velmi konzervativní**. V kategorii MOO i MOP tradičně v ČR **dominuje jištění 3 x 25 A**. Česká statistika v konfrontaci se zahraničím potvrzuje, že v odběrech z NN je **distribuční soustava ČR z hlediska jištění ve srovnání se zahraničím naddimenzovaná, což nám na druhé straně nabízí rezervy**.

Celkově lze konstatovat, že **v žádné základní kategorii nedošlo k opravdu výrazným změnám jak v počtu OPM, tak i ve struktuře odběru**. Je to ostatně pochopitelné, protože česká energetika se na zásadní změny, které přináší např. decentralizace výroby, teprve připravuje.

Na základě vyhodnocení trendů z minulých let a analýzy očekávaného dalšího vývoje, zejména v technologické oblasti, studie přináší **návrh nové zákaznické segmentace**. Na všech napěťových

hladinách byla navržena základní doporučená varianta, která byla pro hladiny VVN a VN doplněna alternativní variantou. Pro hladinu NN byla základní doporučená varianta doplněna 2 alternativními variantami.

Navržená varianta pro VVN vychází z možnosti zvýhodnění připojených subjektů, kteří přispívají k vyššímu využití kapacit distribuční sítě a ke zrovnoměrnění energetických toků v soustavě. Navrženou variantu segmentace na hladině VVN shrnují tabulky ve 3. kapitole. Vedle základního jednotarifu a dynamického třítarifu navrhujeme zvážit i **čtyřtarif s víkendovým pásmem**, kde je obvykle slabý odběr z vyšších napětových hladin.

Doporučujeme shodný přístup k zákazníkům a výrobcům v době odběru energie ze sítě včetně **odběru pro vlastní spotřebu, která by měla být vyčleněná a samostatně měřená**. Tedy stejný způsob zpoplatnění v době, kdy připojené OPM výrobce odebírá energii ze sítě pro jakoukoliv konečnou spotřebu. Nenavrhujeme zavádění G komponenty jako v některých jiných zemích EU (např. Slovensko), ale je vhodné **zpoplatnit konečnou spotřebu za místem připojení výroby shodně jako klasickou spotřebu**, která při současném nastavení a limitech může být součástí sporů a neoprávněného zvýhodňování připojených spotřeb v předacím místě výrobce.

Oblast připojených lokálních distribucí navrhujeme řešit samostatně, protože se nejedná o klasického zákazníka, ale provozovatele sítě, kde jsou připojeny všechny kategorie zákazníků a výrobců s možností poskytování frekvenčních, nefrekvenčních ale i dalších služeb, které mají mnoho dalších vlivů a dopadů do provozu soustav. Pro tuto oblast by mohly podmínky vycházet z obdobného principu jako v případě regionálních distribučních společností. Tito podřazení distributoři mají na svých vyhrazených územích připojené stejné zákazníky a výrobce jako PDS a poskytují stejné služby distribuční soustavy jako regionální provozovatelé sítí. Touto oblastí by se měl podrobněji zabývat jeden z následných minutendrů tohoto projektu a jiné navazující projekty.

Proto aby byla navržená tarifikace účinná, bylo by **vhodné na VVN (ale i VN) snížit stálé platby a posílit variabilní složku**. V současné době má ČR na VVN jedny z nejvyšší stálých plateb, viz mezinárodní porovnání v rámci prací na minutendru 1. Variabilní platby za služby sítí jsou nízké a při rozdělení do vícetarifních služeb by i zvýhodněná tarifikace nebyla motivační a tím i účinná, o vícetarifní sazby by nebyl zájem.

U všech kategorií zákazníků, tam kde to umožňuje technologie měření, navrhujeme přechod ze smluvních hodnot rezervované kapacity na hodnoty naměřeného 1/4hodinového maxima. Tento způsob je objektivní a transparentní pro všechny konečné uživatele. Zároveň doporučujeme ponechat vyhodnocení překročení technického maxima odběru, která má vazbu na technické parametry připojení jednotlivých subjektů a jednotlivých předacích míst.

Pro větší motivaci přesunu spotřeby do nízkého tarifu lze **doporučit možnost nevyhodnocovat naměřené maximum v době platnosti nízkého tarifu**. Různé výše zpoplatnění naměřeného maxima v jednotlivých časových úsecích je také možná, ale pro odběratele by byla méně přehledná a pro vyhodnocování bude komplikovanější.

Navržená varianta pro VN vychází ze stejných principů a předpokladů jako pro doporučenou variantu kategorizace zákazníků z VVN. Z důvodu velkého množství relativně malých spotřeb z napětové hladiny

VN navíc navrhujeme **zavedení sazby pro malé spotřeby** odpovídající dle naměřeného maxima zákazníkům připojených z napěťové úrovně NN do hodnoty přímého měření (s hlavním jističem 3 x 80 A, u PRE 3 x 100 A). Stanovení základní paušální platby pokryje potřebný příkon provozovatele sítě a jeho stálé náklady na obsluhu a provoz odběrného místa připojeného z VN.

Veřejné dobíjení je z důvodu očekávaného nárůstu elektromobility podpořeno **speciálním tarifem pro veřejné dobíjení**, který je vhodný zejména pro období rozvoje elektromobility. Je to určitá výjimka ze základního principu technologické neutrality, podpořená zkušenostmi z jiných států, viz naše doporučení z minutendru 1. Tento tarif je založen na **vysokém podílu variabilní složky a nízkém podílu stálých plateb** z důvodu předpokládaného malého počátečního využití příkonu u veřejných dobíjecích stanic. S vyšším využitím veřejného dobíjení bude pro provozovatele dobíjecích stanic výhodnější přechod na standardní tarif s nižší variabilní složkou a tento tarif bude zřejmě s rozvojem elektromobility postupně zanikat.

V rámci zákaznické segmentace z VN jsme dále uvažovali i o zavedení některých **speciálních tarifů**. Jednou z možností je zavedení dvoutarifní statické a dynamické sazby pro oblast akumulčních spotřebičů. Tato oblast spotřeb však může být stejně dobře pokryta třítarifní nebo čtyřtarifní sazbou s výhodou, že bude motivovat zákazníky ke snížení odběru v době špiček, proto jsme k této možnosti nepřistoupili.

Další možností, kterou jsme do doporučené varianty nakonec nezahrnuli, je zavedení sezónního tarifu (např. pro vleky a závlahy) s provozem pouze ½ roku, se stálými platbami za rok v nižší úrovni než pro platby za celoroční tarif, ale o něco vyšší než pro standardní úroveň stálých plateb. Dále z pohledu zatížení soustavy by mohl být zimní tarif vyšší než letní tarif, kdy je menší zatížení rozvodné sítě. Těchto odběrů je ale v ČR minimum, a proto nedoporučujeme zavádět pro tyto sezónní odběry speciální tarif.

Navrženou variantu segmentace na hladině NN shrnuje tab. 46. Výrazným zjednodušením tarifní soustavy, které jsme zahrnuli do našeho návrhu, by bylo zrušení rozlišení mezi domácnostmi a podnikatelským maloodběrem na hladině NN po vzoru sousedního Rakouska, Německa a dalších států (např. Belgie, Francie, Maďarsko, Španělsko, Holandsko). **Sjednocení oblastí MOO a MOP dává dobré a spravedlivější předpoklady pro alokaci vynakládaných nákladů** do struktur distribučních tarifů pro všechny kategorie zákazníků na napěťové úrovni NN. Sjednocení kategorií na NN zároveň **omezuje možnosti vytváření specifických tarifů** a podmínek pro tyto sektory energetiky a uplatňování specifického přístupu pro vybrané kategorie zákazníků.

Pro malé spotřeby z NN navrhujeme zavést paušální hodnotu stálých plateb, která pokryje stálé náklady provozovatele distribučních sítí. Paušální platby na hladině NN jsou zavedenou praxí v mnoha zahraničních tarifních systémech, třeba v Německu. Odběry od hodnoty hlavního jističe 1 x 16 A, nebo od ekvivalentu naměřeného rezervovaného výkonu by byly nad tuto mez zpoplatněny platbou za příkon dle hodnoty hlavního jističe nebo dle hodnoty naměřeného maxima. Tarif pro malé a nízké spotřeby má shodný charakter a lze jej případně sloučit.

Oblast středních odběrů zahrnuje nejvyšší počet stávajících odběrných míst a navrhujeme ji oddělit od oblasti vysokých spotřeb z NN, které jsou dnes osazeny nepřímým měřením. Tuto oblast

vysokých spotřeb z NN je nutné kontrolovat výši distribučních služeb proti tarifním podmínkám obdobných spotřeb z VN a zachovat zde vazby ve vztahu na použité technologické souvislosti a vazby.

Z důvodu dlouhodobého historického využívání akumulčních spotřebičů navrhuje zachovat statickou dvoutarifní sazbu. Využití dynamických vícetarifů má pro provoz sítě významnější regulační potenciál, ale i statické dvoutarifní sazby s pevnou sazbou na předem stanovené časové období dávají spotřebiteli možnost využití nízkého tarifu a provozovateli sítě to umožňuje zrovnoměnit zatížení distribuční lokality dle jeho predikčních modelů zatížení.

Třítarifní sazby by mohly pokrýt většinu ze stávajících typů tarifů pro jednotlivé typy odběrů z NN. Pro statické a dynamické řízení platí stejné předpoklady jako v případě dvoutarifních sazeb. Vícetarifní sazby umožňují provozovateli sítě ještě lépe využít kapacitu distribučních rozvodů a zrovnoměnit energetické toky v čase. Tento tarif je vhodný pro oblast akumulčních, hybridních i přímotopných spotřebičů, je vhodný i pro oblast klimatizací a domácí elektromobility. V oblasti tepelných čerpadel může být na překážku delší doba platnosti špičkového tarifu, ale motivuje jejich provozovatele k instalaci takzvané akumulční vložky, jako jsou příklady dobré praxe v některých zemích EU, kde jsou tyto spotřeby ovládány pomocí ToU tabulek.

Pro oblast samovýrobců s vlastní akumulací je výhodné využití tarifů s předem stanovenými ToU tabulkami, z důvodu usměrňování vybíjení akumulované kapacity energie v době platnosti vysokého tarifu. Využití vícetarifů s dopředu avizovanou dobou platnosti jednotlivých tarifů může být jednodušší pro plánované nabíjení a vybíjení.

A v neposlední řadě navrhuje **zachovat víkendový tarif**, protože ČR je země chalupářů a motivace k vyšším odběrům o víkendu, zejména v letním období, je pro efektivní využití kapacity rozvodných sítí výhodná. A ze zkušenosti už víme, že případné negativní reakce na tarifní změny, znamenající výraznější újmu víkendových odběratelů, mohou doslova „zabít“ tarifní reformu.

Veřejné dobíjení z NN rozvodů je z důvodu očekávaného nárůstu elektromobility navrženo jako **speciální tarif pro období rozvoje elektromobility**, důvody již byly vysvětleny u analýzy návrhu řešení pro VN.

V současné době jsou v ČR na NN (v protikladu se situací na VN a VVN) jedny z nejvyšších variabilních plateb za distribuci a fixní část je velmi nízká, viz analýza provedená v rámci prací na minitendru 1. Bylo by vhodné i z pohledu očekávaného nárůstu počtu aktivních zákazníků/samospotřebitelů **variabilní složku tarifu přiměřeně (ne nutně striktně podle nákladového principu) snížit**, ale jen do takové míry, aby navržená tarifikace byla účinná.

Stejně jako na VN, i pro NN jsme dále uvažovali i o speciálních tarifech. Speciální tarif pro veřejné osvětlení má v ČR tradici. Z pohledu využití lze ale pro tuto oblast spotřeby použít některých z navržených tarifů. Z našeho pohledu **není nutné speciální tarif na veřejné osvětlení využívat.**

V rámci tarifní reformy také **navrhujeme zrušit neměřené odběry**, které mají někdy i vyšší odběr než malé měřené spotřeby.

Velmi složitou problematiku, která by podobně jako analýza LDS stála za samostatnou studii, představuje návrh distribučních sazeb pro nové energetické subjekty při odběru ze sdíleného zdroje. K této problematice jsme získali cenné podklady už v rámci řešení minitendru 1 (především z Rakouska), a proto závěrem studie v tab. 49 uvádíme aspoň stručnou představu o základních principech pro možné řešení. Návrh možného přístupu k energetickým společenstvím a k akumulaci lze shrnout takto:

- V případě prosumers neplatí při odběru z vlastního zdroje žádné variabilní regulované platby
- Člen společenství pro OZE platí veškeré distribuční platby jako každý jiný odběratel v dané sazbě
- Člen energetického společenství pro bytové domy nebo pro obdobné společné objekty, kdy je sdílený lokální zdroj napojen do HDV objektu neplatí žádné variabilní regulované platby
- Člen energetického společenství, které se skládá z různých stavebních objektů propojených vedením NN za jednou DTS platí variabilní platby za přenos ve výši vyšších napěťových úrovní nebo stanoveným % pro odběr z NN
- Člen energetického společenství, které se skládá z různých stavebních objektů propojených vedením VN a NN platí variabilní platby za přenos ve výši vyšších napěťových úrovní + transformační ztráty nebo stanoveným % pro odběr z NN + transformační ztráty
- Samostatně stojící akumulace je zpoplatněna jako klasické odběrné místo a může benefitovat na rozdílech v obchodních a distribučních tarifech a poskytování služeb provozovatelům přenosové sítě, distribučních sítí, obchodníkům a agregátorům
- Akumulace v rámci OPM se řídí stejnými podmínkami jako jsou podmínky připojeného OPM.

2 Cíle studie zákaznické segmentace

Cílem studie je vyhodnocení současného stavu segmentace zákazníků dle aktuální tarifní struktury a analýza možností nastavení nové segmentace zákazníků. V rámci prací jsou analyzovány možné úpravy dle potřeb energetického trhu a na základě jejich vyhodnocení je navržena optimální alternativní segmentace, která bude nejlépe odpovídat budoucím trendům a potřebám v ČR s uvedením scénářů a zvolených strategií.

Navržená segmentace dle řešitelského týmu je řešitelem považována za nejlépe odpovídající budoucím trendům a potřebám v ČR. Je navržen i další alternativní přístup k segmentaci zákazníků, který vychází z dalších možných přístupů a alternativ.

Vyhodnocení a doporučení je provedeno:

- ✓ s ohledem na historický vývoj technických jednotek v distribučních sazbách a kategoriích velikosti jističe,
- ✓ s ohledem na očekávaný budoucí vývoj u specifických účastníků trhu (např. prosumers, elektromobilita),
- ✓ ve vazbě na definici kategorizace zákazníka v legislativě,
- ✓ ve vazbě na související potřebné změny v tarifní struktuře,
- ✓ ve vazbě na efektivní řízení zatížení soustav,
- ✓ ve vazbě na nezbytnou úpravu související legislativy včetně návrhů úprav dané legislativy.

Pro navrhované segmentace je provedeno zhodnocení jejich slabých a silných stránek.

3 Přehledy o vývoji spotřebitelského chování

Přehledy o vývoji spotřebitelského chování jsou zpracovány za období 2014-2020 dle podkladů od společností ČEZ Distribuce, EGD Distribuce a PRE Distribuce. Jedná se o velké množství dat, níže uvádíme pouze grafickou a tabulární prezentaci základních trendů vývoje a charakterizaci posledního dostupného stavu, to je statistiky za rok 2020.

3.1 Trendy vývoje a přesunů v rámci kategorií zákazníků

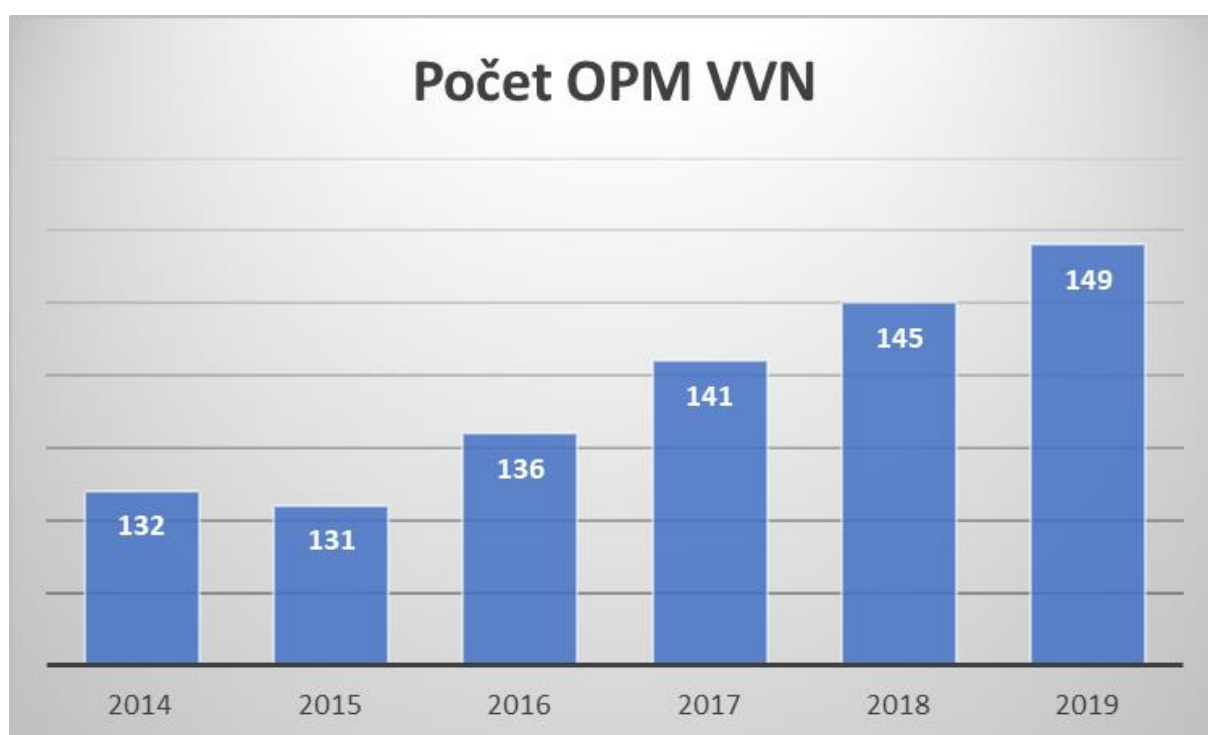
3.1.1 Kategorie velmi vysoké napětí (VVN)

Z obr.1 je přes rostoucí trend patrný malý počet energetických účastníků na hladině VVN. Celkový odběr z VVN rovněž mírně stoupá, viz obr.4. Z hlediska počtu převažují výrobní OPM (tab.1 a obr.2). Většina odběru a rezervovaného příkonu na VVN je ale v oblastech LDS, kde je odběr dále distribuován do dalších odběrných míst na nižších napětíových úrovních. K předacím místům LDS lze přistupovat obdobnými přístupy jako k předacím místům regionálních distribučních společností.

Výrobci mají malý procentuální podíl na spotřebě (obr.3 a 5). Výrobní 1. kategorie mají vzhledem k poměrně malé velikosti své spotřeby velký rezervovaný příkon, viz tab.1. Hodnoty naměřeného maxima jsou ale v lepším souladu k celkové spotřebě.

Na hladině VVN lze předpokládat instalace dalších výrobních kapacit v tomto sektoru a existuje zde **velký potenciál říditelné flexibility**.

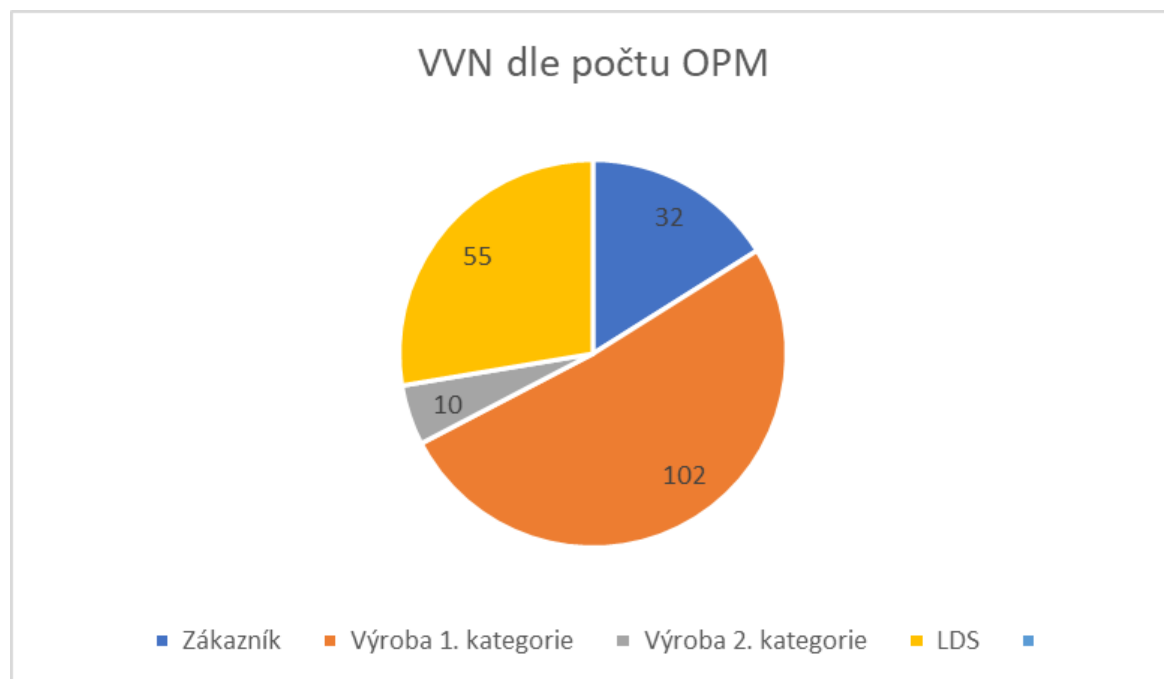
Obrázek 1 - Počet OPM zákazníků v letech 2014-2020



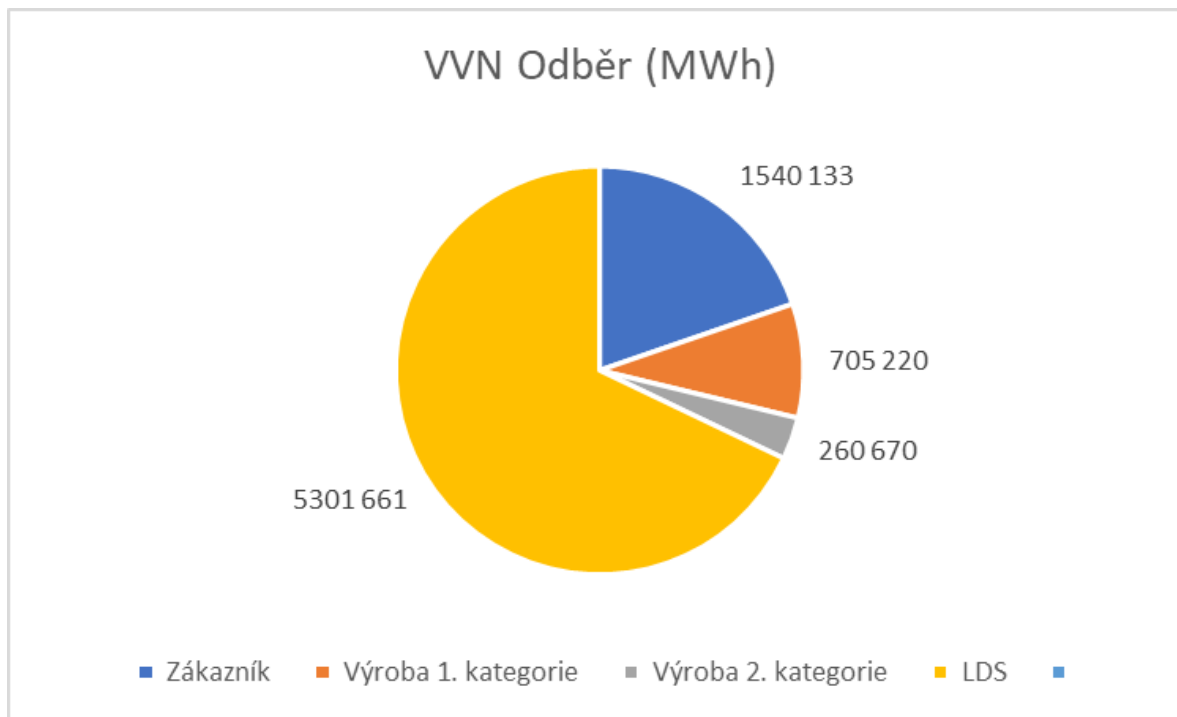
Tabulka 1 - Poměrné zastoupení jednotlivých kategorií na VVN v roce 2020

Číslo OPM	Identifikátor odběrného místa	Nap. hladina	Rezervovaný příkon [MW]	Naměřené	Odběr
				max/rok	Celkem
				[MW]	[MWh]
32	Zákazník	vn	538	361	1 540 133
102	Výroba 1. kategorie	vn	1 425	530	705 220
10	Výroba 2. kategorie	vn	320	128	260 670
55	LDS	vn	2 257	1 253	5 301 661
199	VN	vvn	4 539	2 272	7 807 685

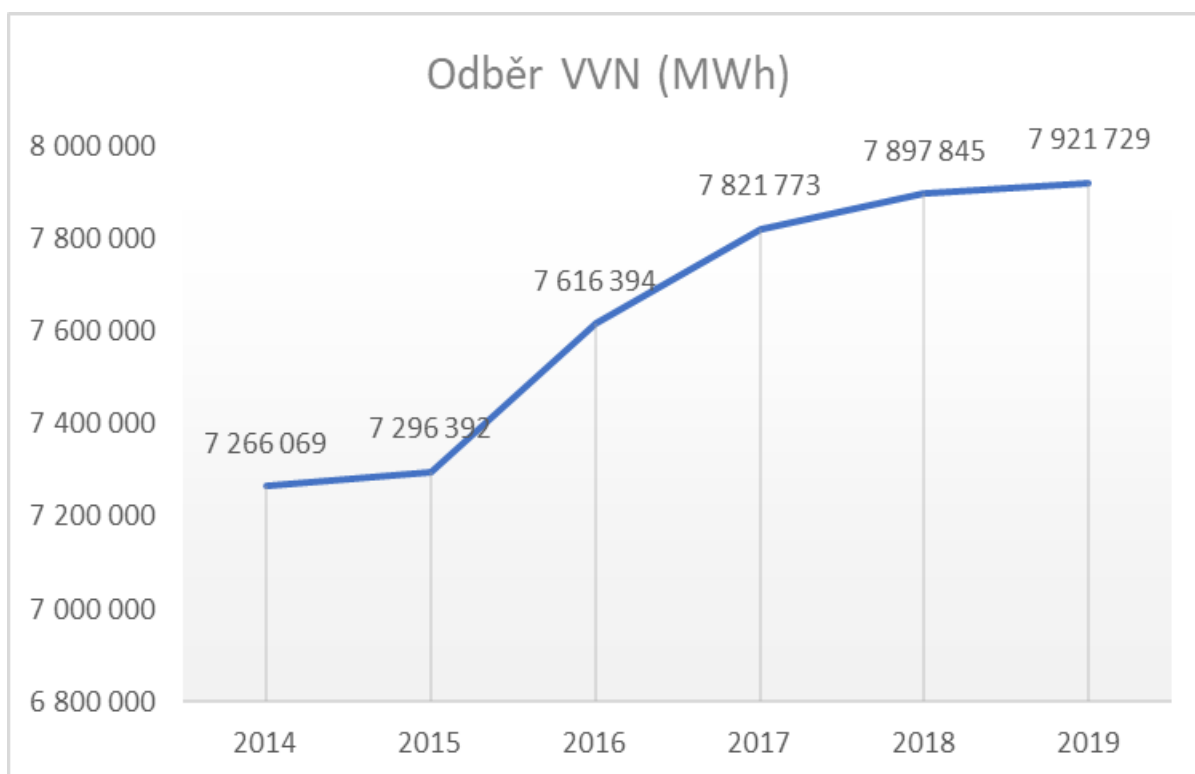
Obrázek 2 - Počet OPM jednotlivých kategorií VVN v roce 2020



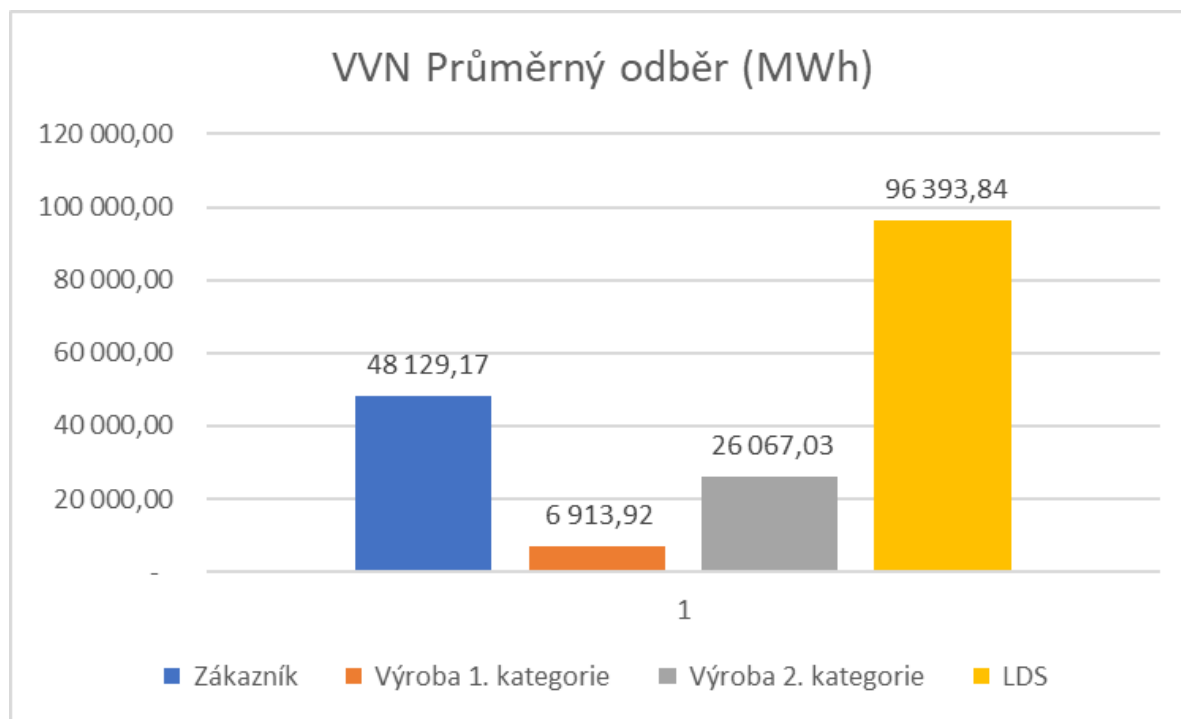
Obrázek 3 - Odběr v jednotlivých kategoriích v roce 2020



Obrázek 4 - Vývoj odběru kategorie VVN v letech 2014-2020



Obrázek 5 - Průměrný odběr jednotlivých kategorií VVN v roce 2020



3.1.2 Kategorie vysoké napětí (VN)

Zatímco v případě VVN jde o stovky, u VN jde již o desetitisíce OPM. Z obr.6 je patrný mírně rostoucí počet OPM (pomineme-li jednorázový pokles v r.2016 v důsledku změny v oblasti rušených falešných odběrů z VN). Mírně rostoucí trend je patrný i ve vývoji sumární maximální hodnoty rezervované kapacity (RK) a spotřeby na VN, viz tab.2.

Z hlediska struktury počtu OPM, rezervovaného příkonu, naměřeného maxima i spotřeby jednoznačně na úrovni VN dominují zákazníci s podílem okolo 80%, viz tab.3. Počet OPM v roce 2020.

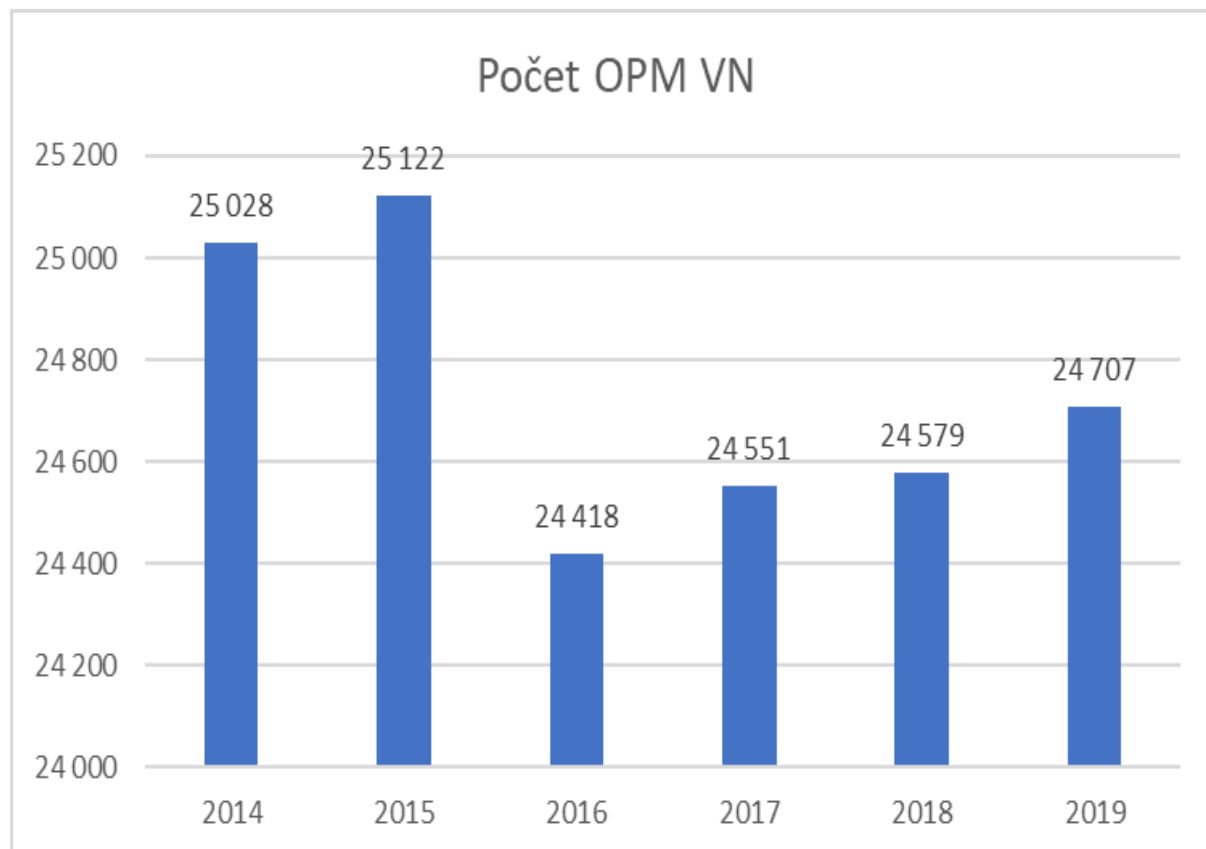
V sektoru VN ale vzrůstá i počet výroben, i když výrobci mají malý procentuální podíl na spotřebě. **Nejvyšší průměrné hodnoty odběru dosahují provozovatelé LDS** (obr.13), v tomto parametru je situace stejná jako u VVN.

Výrazně početněji jsou zastoupeni zákazníci s nižšími hodnotami naměřeného maxima, viz obr.8. Naopak přes nižší počet OPM, vzrůstá spotřeba s vyšší hodnotou naměřeného maxima, viz obr.10. Hodnoty naměřeného maxima jsou úměrné celkové spotřebě, viz tab.4.

V oblastech s nižší hodnotou naměřeného maxima je viditelné i nižší využití rezervovaného příkonu.

Další závěry k VN:

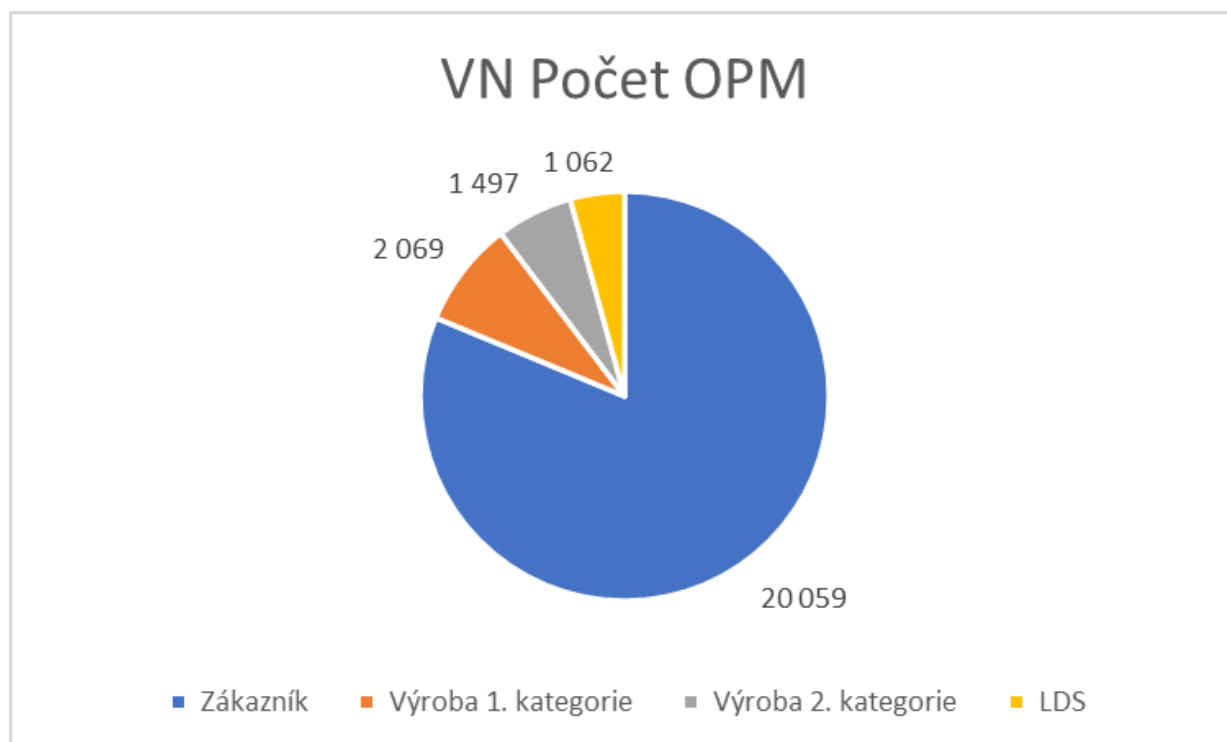
- Kategorie VN má velké zastoupení zákazníků, ke kterým lze přistupovat podle úrovně naměřeného maxima a velikosti odběru.
- K největší skupině zákazníků s naměřeným maximem do 50 kW lze přistupovat obdobně jako v oblasti podnikatelského malooběru.
- K zákazníkům s naměřeným maximem nad 1 MW lze naopak přistupovat obdobnými principy jako k zákazníkům připojených z VVN.
- K odběrům do LDS, které nejsou tak početné, ale mají velkou průměrnou spotřebu, lze přistupovat obdobně jako k předacím místům DS.
- Počet zákazníků, kteří budou vlastní spotřebu pokrývat vlastní výrobou, má rostoucí trend.
- Pro další období lze předpokládat vzrůstající počet výrobců na VN. Celkově přístup k výrobcům 1. i 2. kategorie bude účelné měnit na všech napěťových úrovních, a to zejména z pohledu jejich očekávaného výrazného nárůstu.

Obrázek 6 - Vývoj počtu OPM na VN v letech 2014-2020

Tabulka 2 - Přehled počtu OPM, sumární maximální hodnoty RK a spotřeby na VN v letech 2014-2020

Kategorie	Skutečnost		
	ČR		
	Odběrná místa	RK (max)	Spotřeba energie celkem
	počet	MW	MWh
Hladina VN			
2014	25 028	7 417	29 794 504
2015	25 122	7 417	30 586 285
2016	24 418	7 599	31 162 507
2017	24 551	7 549	31 932 462
2018	24 579	7 725	32 465 815
2019	24 707	7 680	32 099 596

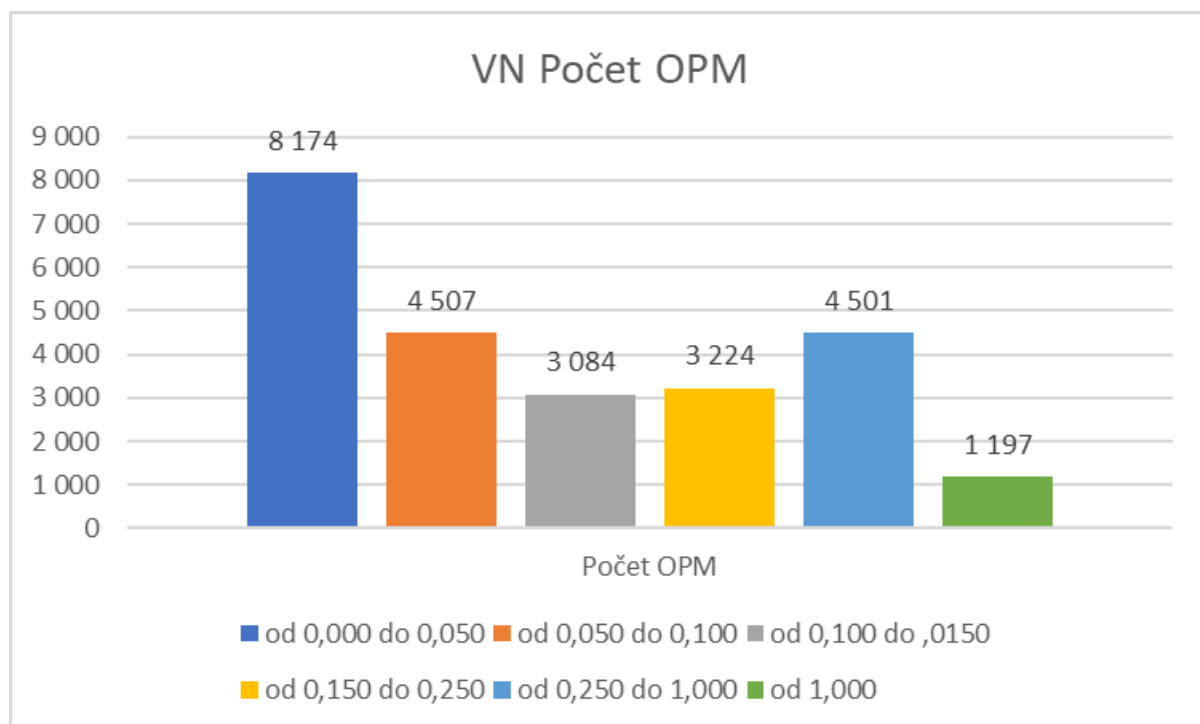
Obrázek 7 - Počet OPM v jednotlivých kategoriích VN v roce 2020



Tabulka 3 - Poměrné zastoupení jednotlivých kategorií VN v roce 2020

Číslo OPM	Identifikátor odběrného místa	Napěťová hladina	Rezervovaný příkon [MW]	Naměřené	Odběr
				max/rok	Celkem
				[MW]	[MWh]
81%	Zákazník	vn	76%	79%	81,2%
8%	Výroba 1. katego	vn	3%	2%	0,3%
6%	Výroba 2. katego	vn	7%	8%	7,0%
4%	LDS	vn	14%	12%	11,5%
100%	VN	vn	100%	100%	100,0%

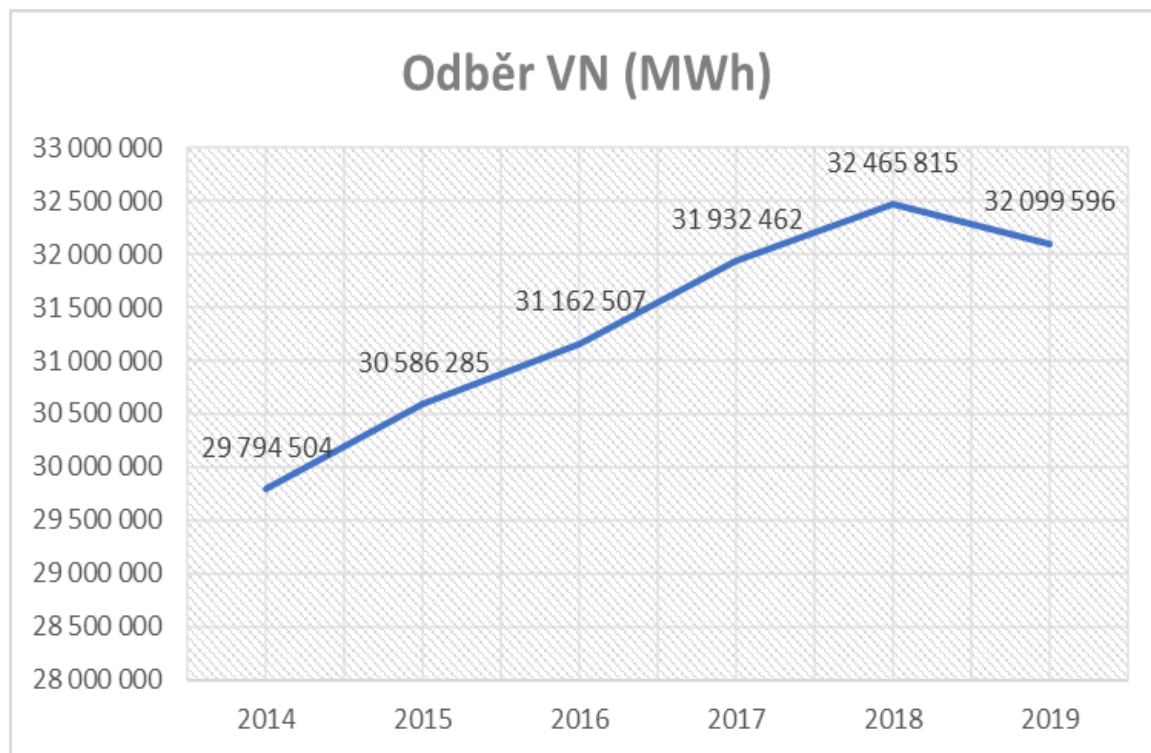
Obrázek 8 - Přehled počtu OPM v kategorii VN dle výše naměřeného maxima (MW) v roce 2020



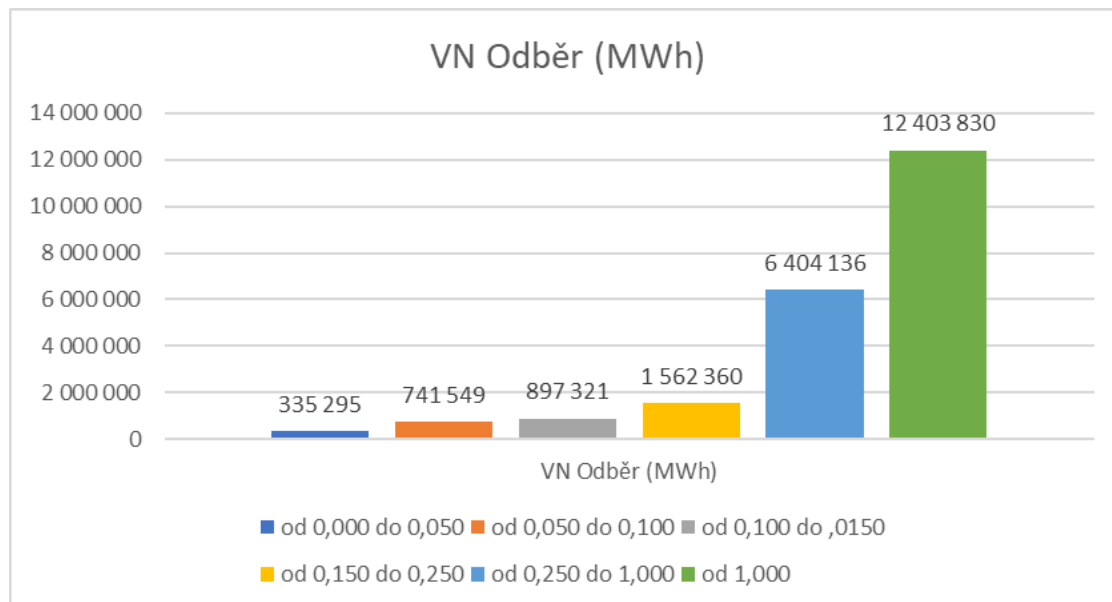
Tabulka 4 - Poměrné zastoupení v kategorii VN dle hodnoty naměřeného maxima (MW) v roce 2020

Počet OPM	Identifikátor odběrného místa	Třídění dle	Nap. hlad.	Rezervovaný příkon [MW]	Naměřené	Odběr
					max/rok [MW]	Celkem [MWh]
33,1%	od 0,000 do 0,050	naměř. maximum	MW	8,0%	2,6%	1,5%
18,3%	od 0,050 do 0,100	naměř. maximum	MW	7,1%	5,1%	3,3%
12,5%	od 0,100 do 0,150	naměř. maximum	MW	6,4%	5,8%	4,0%
13,1%	od 0,150 do 0,250	naměř. maximum	MW	9,8%	9,6%	7,0%
18,2%	od 0,250 do 1,000	naměř. maximum	MW	29,4%	31,2%	28,7%
4,8%	od 1,000	naměř. maximum	MW	39,4%	45,8%	55,5%
100,0%			MW	100%	100%	100%

Obrázek 9 - Odběr v kategorii VN v letech 2014-2020



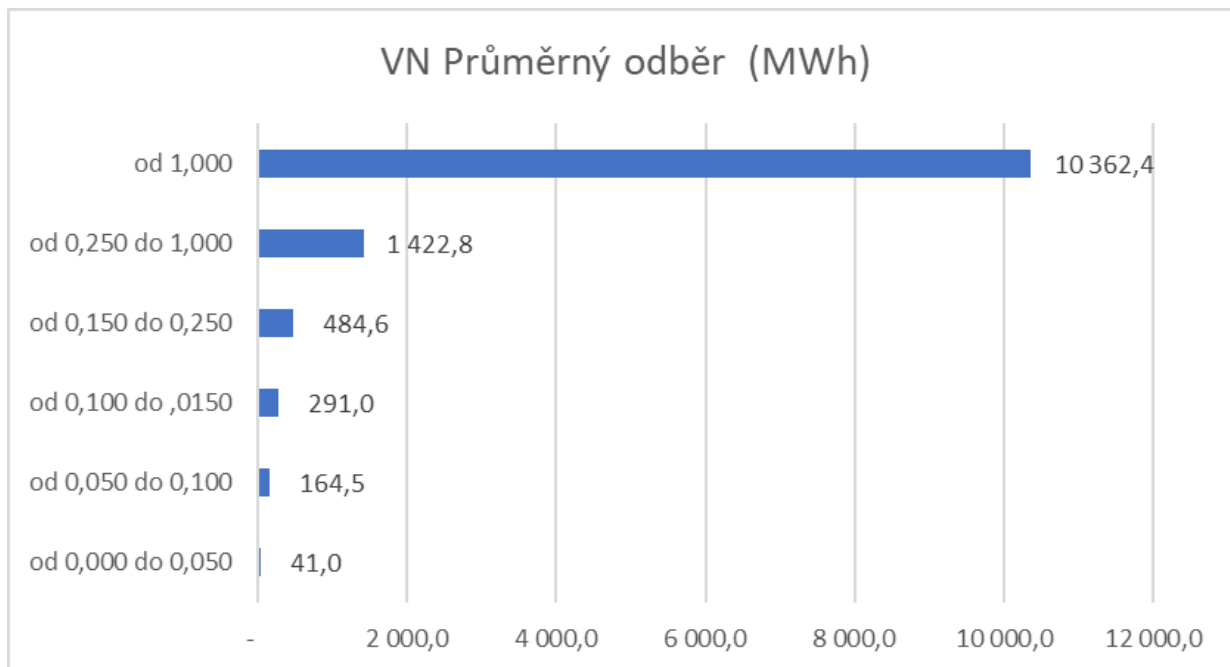
Obrázek 10 - Odběr v kategorii VN rozdělený dle výše naměřeného maxima (MW) v roce 2020



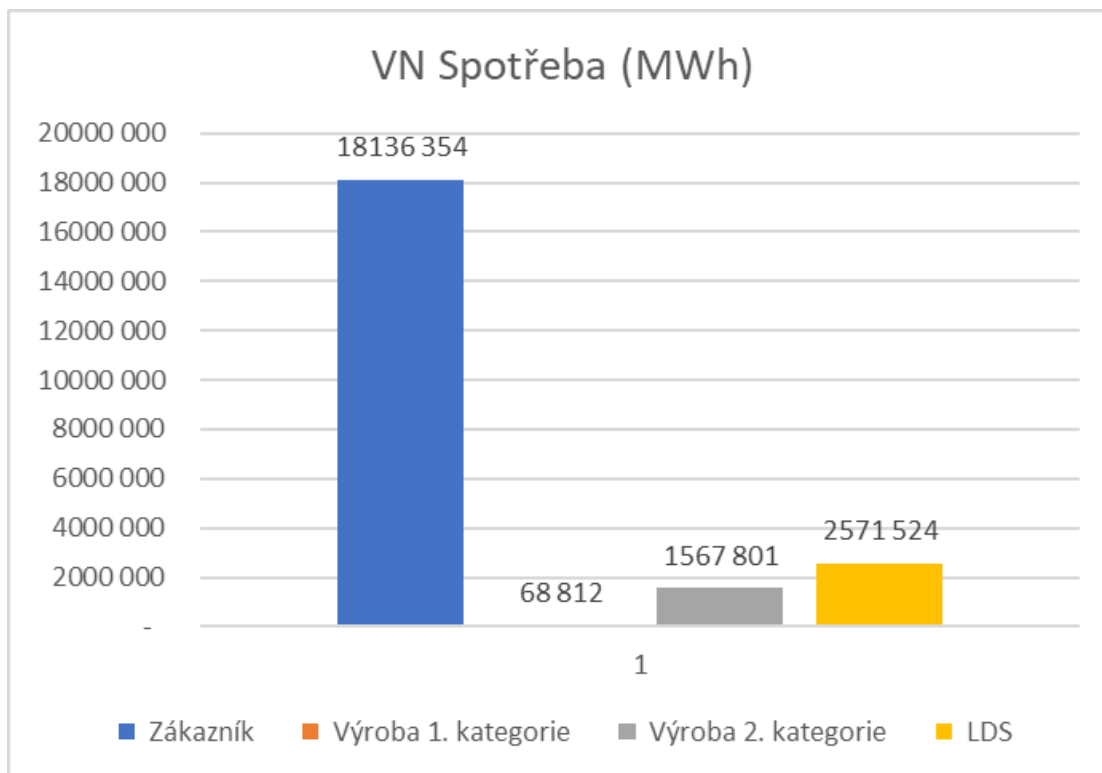
Tabulka 5 - Počet OPM dle hodnoty naměřeného maxima (MW) ve vazbě na RP, sumárně naměřené maximum a odběr v roce 2020

Počet OPM	Identifikátor odběrného místa	Třídění dle	Nap. hlad.	Rezervovaný příkon [MW]	Naměřené	Odběr	Průměrný
					max/rok [MW]	Celkem [MWh]	odběr [MWh]
8 174	od 0,000 do 0,050	naměř. maximum	MW	962	169	335 295	41,02
4 507	od 0,050 do 0,100	naměř. maximum	MW	856	334	741 549	164,53
3 084	od 0,100 do 0,150	naměř. maximum	MW	780	382	897 321	290,96
3 224	od 0,150 do 0,250	naměř. maximum	MW	1 184	625	1 562 360	484,60
4 501	od 0,250 do 1,000	naměř. maximum	MW	3 553	2 038	6 404 136	1 422,83
1 197	od 1,000	naměř. maximum	MW	4 763	2 993	12 403 830	10 362,43
24 687			MW	12 097,950	6 541,675	22 344 490,488	905,11

Obrázek 11 - Průměrný odběr kategorie VN dle výše naměřeného maxima (MW) v roce 2020



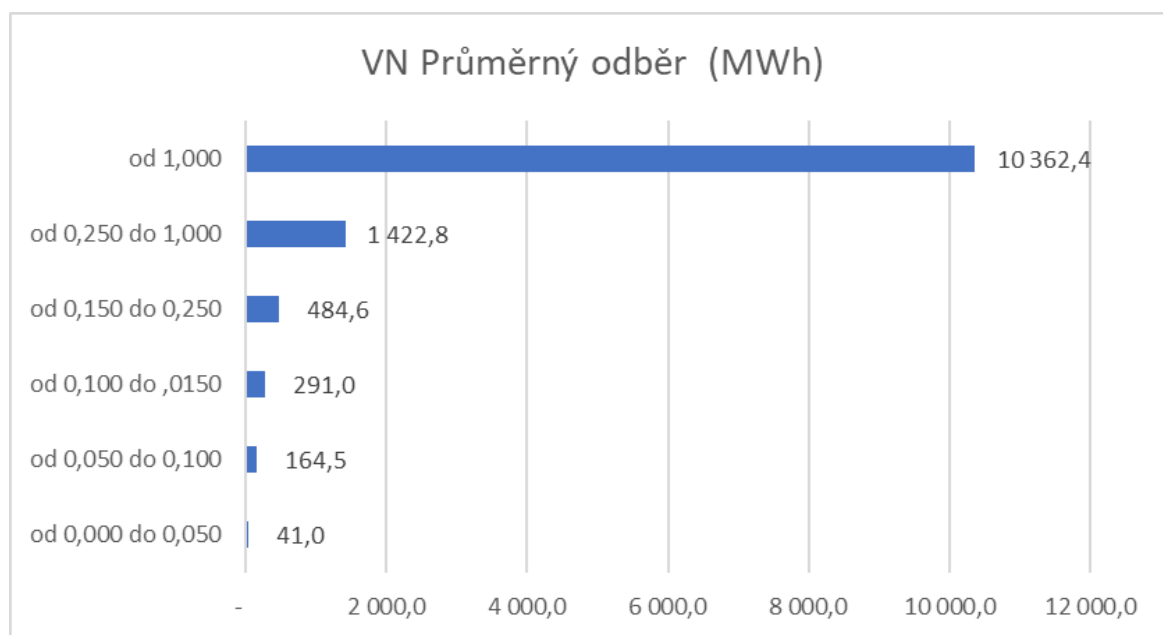
Obrázek 12 - Odběr dle jednotlivých kategorií VN v roce 2020



Tabulka 6 - Přehled jednotlivých kategorií VN v roce 2020

Počet OPM	Identifikátor odběrného místa	Nap. hlad.	Rezervovaný příkon [MW]	Naměřené	Odběr	Průměrný
				max/rok	Celkem	odběr
				[MW]	[MWh]	[MWh]
20 059	Zákazník	vn	9 193	5 153	18 136 354	904,15
2 069	Výroba 1. kategorie	vn	370	125	68 812	33,26
1 497	Výroba 2. kategorie	vn	804	500	1 567 801	1 047,30
1 062	LDS	vn	1 731	763	2 571 524	2 421,40
24 687	VN	vn	12 098	6 542	22 344 490	905,11

Obrázek 13 - Průměrný odběr v jednotlivých kategoriích VN v roce 2020



3.1.3 Kategorie maloodběr obyvatelstvo (M00)

Současná tarifní struktura kategorie M00, která byla naposledy upravena v r.2016, je zachycena v tab.7.

Tabulka 7 - Současná tarifní struktura kategorie M00

D01d	1t malá spotřeba
D02d	1t střední a větší spotřeba
D25d	2t (8hod.), el. bojler (nebo málo AKU)
D26d	2t (8hod.) velká spotřeba bojler + AKU
D27d	2t (8hod.) dobíjení elektromobil
D35d	2t (16hod.) hybridní (smíšené) vytápění
D45d	2t (20hod.) el. vytápění pouze do 31.3.2016
D56d	2t (22hod.) tep. čerpadlo pouze do 31.3.2016
D57d	2t (20hod.) el. / hyb. vytápění + tep. čerpadlo od 1.4.2016
D61d	2t (Pá12-Ne22) víkendové odběry

Přehled vývoje počtu OPM v kategorii M00 v letech 2014–2020 poskytuje tab.8–9 a obr.14–15. Statistické trendy lze shrnout takto:

- V kategorii M00 nelze očekávat nic jiného než velmi mírně rostoucí trend počtu OPM, což souvisí s demografickým vývojem.
- Jednotarifní sazby D01d a zejména D02d zastupují většinu (64 % v r.2020) odběrných míst.
- Ve dvoutarifních sazbách je významná především D25d (zastupuje 20 % OM) a D45d (8% OM v r.2020).
- Zastoupení ostatních sazeb je velmi nízké.

Nicméně akumulačních odběrů a přímotopů mírně ubývá na úkor **nárůstu počtu tepelných čerpadel**, které mohou být od 1.4.2016 v D57d v kombinaci s přímým vytápěním.

Obr.16 až 19 a tab.10 až 12 nám dávají představu o vývoji kategorie M00 z pohledu výše odběru. Statistické trendy lze shrnout takto:

- Odběr energie v kategorii M00 má **mírně rostoucí trend, což lze předpokládat i do budoucna.**
- Jednotarifní sazby D01d a D02d, přes největší počet OPM, dosahují v r.2020 podíl pouze 33 % na celkovém odběru M00.
- **Dvoutarifní otopné sazby jsou hlediska spotřeby rozhodující**, představují zhruba 2/3 celkového odběru.

- Z otopných sazeb jsou zatím rozhodující sazby D25d a D45d, které mají po ¼ celkového odběru.
- **Tepelná čerpadla v kombinaci s možností přímého vytápění, sazba D57d, dosahují v r.2020 už 11 % odběru a jsou nejvíce rostoucí skupinou odběrů.**

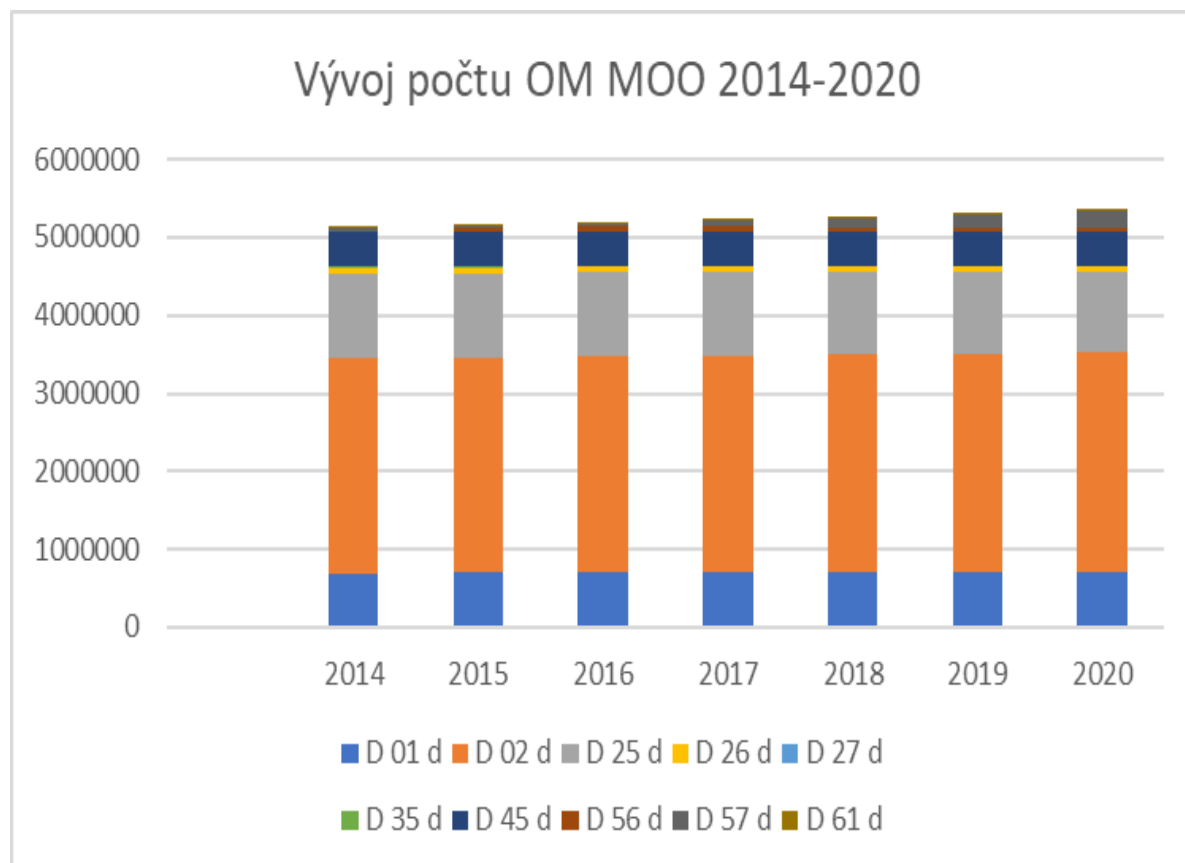
Obr. 20 až 21 a tab.13 až 14 nám dávají představu o vývoji kategorie MOO z pohledu výše tržeb. Statistické trendy lze shrnout takto:

- Jednotarifní sazby si stále drží nadpoloviční podíl na tržbách (55 % v r.2020), ale jejich podíl se snižuje.
- Snižuje se i podíl akumulálních sazeb na hodnotu 27 %.
- Přímotopná sazba si svůj podíl 11 % drží.
- **Tepelná čerpadla (D56 d +D57d) svůj podíl na tržbách zvyšují na hodnotu 6 %.**

Pokud srovnáme statistické ukazatele a trendy v počtu OPM, výši odběru a výši tržeb ve vzájemných souvislostech, tak dojdeme k těmto celkovým závěrům pro kategorii MOO:

- Většina zákazníků využívá jednotarifní sazby, které mají pouze třetinový poměr odběru MOO, ale ekonomicky pokrývají více než polovinu tržeb.
- Akumulační a přímotopné sazby dosahují více než polovinu odběru MOO, ale **jejich podíl má klesající charakter a lze předpokládat, že po dožití technologií instalovaných v posledním desetiletí minulého století bude jejich pokles ještě rychlejší.**
- Rostoucí kategorií je oblast tepelných čerpadel. **Chybí zde ale možnost efektivního řízení výkonu** z důvodu podporované technologie bez akumulací vložky.
- Při srovnání podílu jednotlivých sazeb na odběru a tržbách je zřejmé, že **tarify pro přímotopy a tepelná čerpadla jsou křížově dotovány, zejména na úkor jednotarifních sazeb.** Ke stejnému závěru plynou výsledky mezinárodního benchmarkingu cen, viz studie ENA, Poplatky související s provozem elektrizační soustavy pro koncového zákazníka ve vybraných státech EU v období 2008–2021.

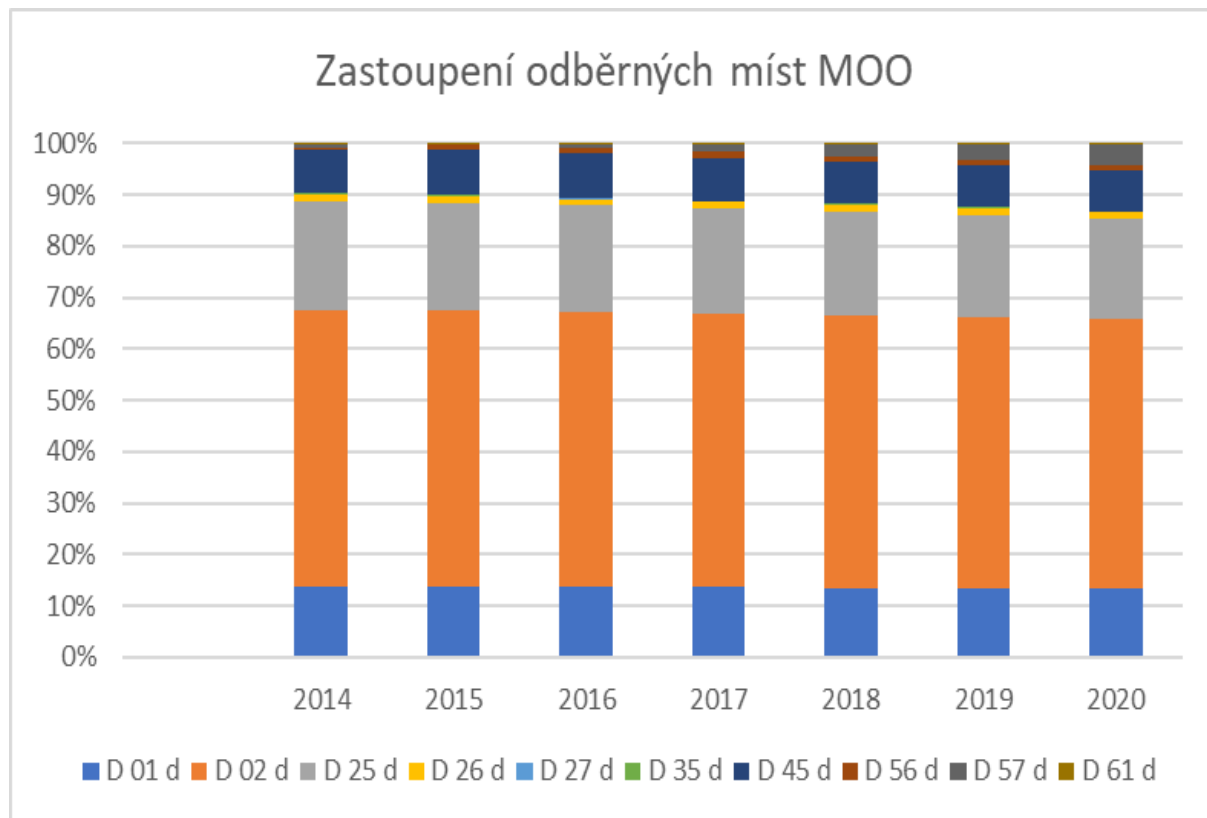
Obrázek 14 - Přehled vývoje počtu MOO v letech 2014–2020



Tabulka 8 - Přehled vývoje počtu MOO v letech 2014–2020

Tarif - sazba	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
D 01 d	694 814	697 910	703 068	707 015	710 598	715 142	718 156
D 02 d	2 764 967	2 764 593	2 773 715	2 781 672	2 788 357	2 796 253	2 801 816
D 25 d	1 082 584	1 077 038	1 075 039	1 069 393	1 062 401	1 053 790	1 043 897
D 26 d	71 583	69 598	68 675	67 586	66 440	65 059	63 708
D 27 d	23	37	70	137	236	405	723
D 35 d	12 771	12 652	12 453	12 217	11 975	11 734	11 432
D 45 d	441 501	449 987	444 516	439 018	434 266	429 308	422 289
D 56 d	5 956	56 918	56 838	56 795	56 556	56 515	56 397
D 57 d	44 753	4 992	38 145	78 719	120 525	168 010	220 032
D 61 d	7 278	7 307	7 257	7 169	7 089	7 031	6 936
Celkem	5 126 230	5 141 032	5 179 776	5 219 721	5 258 443	5 303 247	5 345 386

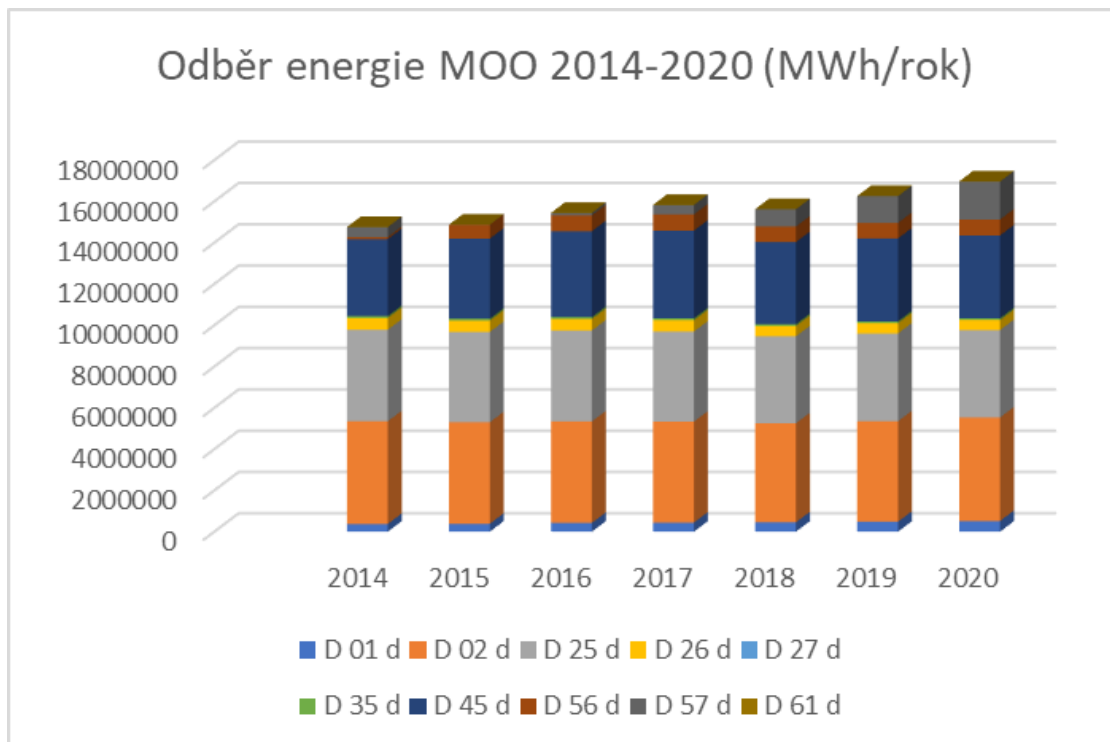
Obrázek 15 - Poměr zastoupení tarifů MOO v letech 2014-2020



Tabulka 9 - Procentní přehled počtu OPM podle tarifů MOO v letech 2014-2020

Tarif - sazba	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
D 01 d	14%	14%	14%	14%	14%	13%	13%
D 02 d	54%	54%	54%	53%	53%	53%	52%
D 25 d	21%	21%	21%	20%	20%	20%	20%
D 26 d	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
D 27 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
D 35 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
D 45 d	9%	9%	9%	8%	8%	8%	8%
D 56 d	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
D 57 d	1%	0%	1%	2%	2%	3%	4%
D 61 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Celkem	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

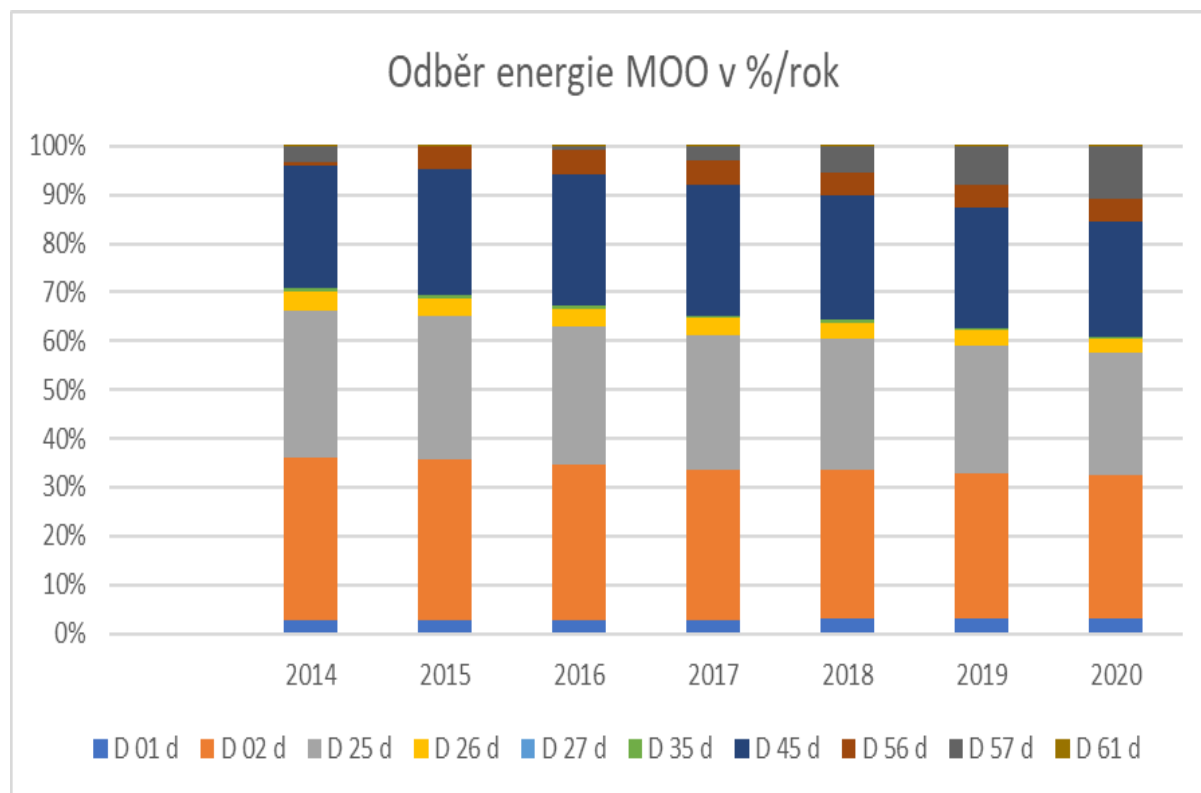
Obrázek 16 - Odběr energie dle tarifů MOO v letech 2014-2020



Tabulka 10 - Odběr energie dle tarifů MOO v letech 2014-2020

Tarif - sazba	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie
	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]
	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
D 01 d	371 925	383 072	423 493	441 541	455 376	482 053	519 115
D 02 d	4 974 480	4 917 014	4 915 919	4 887 318	4 797 077	4 865 951	5 012 861
D 25 d	4 435 947	4 373 073	4 404 313	4 364 188	4 208 366	4 254 126	4 232 971
D 26 d	568 990	550 786	557 097	548 962	503 680	499 903	487 770
D 27 d	61	184	313	566	978	1 488	2 845
D 35 d	93 483	93 616	95 412	95 642	89 701	88 156	87 307
D 45 d	3 724 317	3 880 661	4 157 710	4 243 394	3 974 788	4 012 924	4 007 974
D 56 d	99 979	664 774	766 491	788 299	748 947	753 576	772 223
D 57 d	483 418	5 461	117 336	455 547	837 089	1 294 353	1 838 091
D 61 d	6 862	6 988	7 691	7 974	7 673	8 129	8 787
Celkem	14 759 461	14 875 628	15 445 775	15 833 430	15 623 675	16 260 659	16 969 944

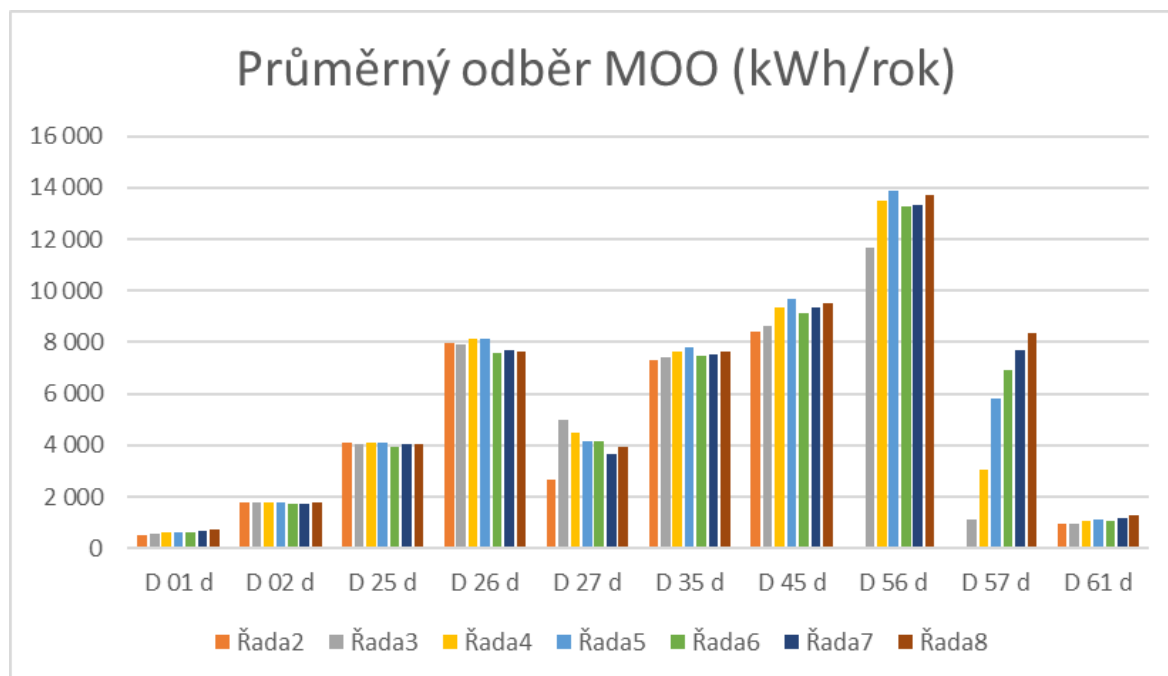
Obrázek 17 - Procentní zastoupení odběrů MOO v letech 2014-2020



Tabulka 11 - Procentní zastoupení odběrů MOO v letech 2014-2020

Tarif - sazba	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie
	%	%	%	%	%	%	%
	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
D 01 d	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
D 02 d	34%	33%	32%	31%	31%	30%	30%
D 25 d	30%	29%	29%	28%	27%	26%	25%
D 26 d	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%
D 27 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
D 35 d	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
D 45 d	25%	26%	27%	27%	25%	25%	24%
D 56 d	1%	4%	5%	5%	5%	5%	5%
D 57 d	3%	0%	1%	3%	5%	8%	11%
D 61 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Celkem	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

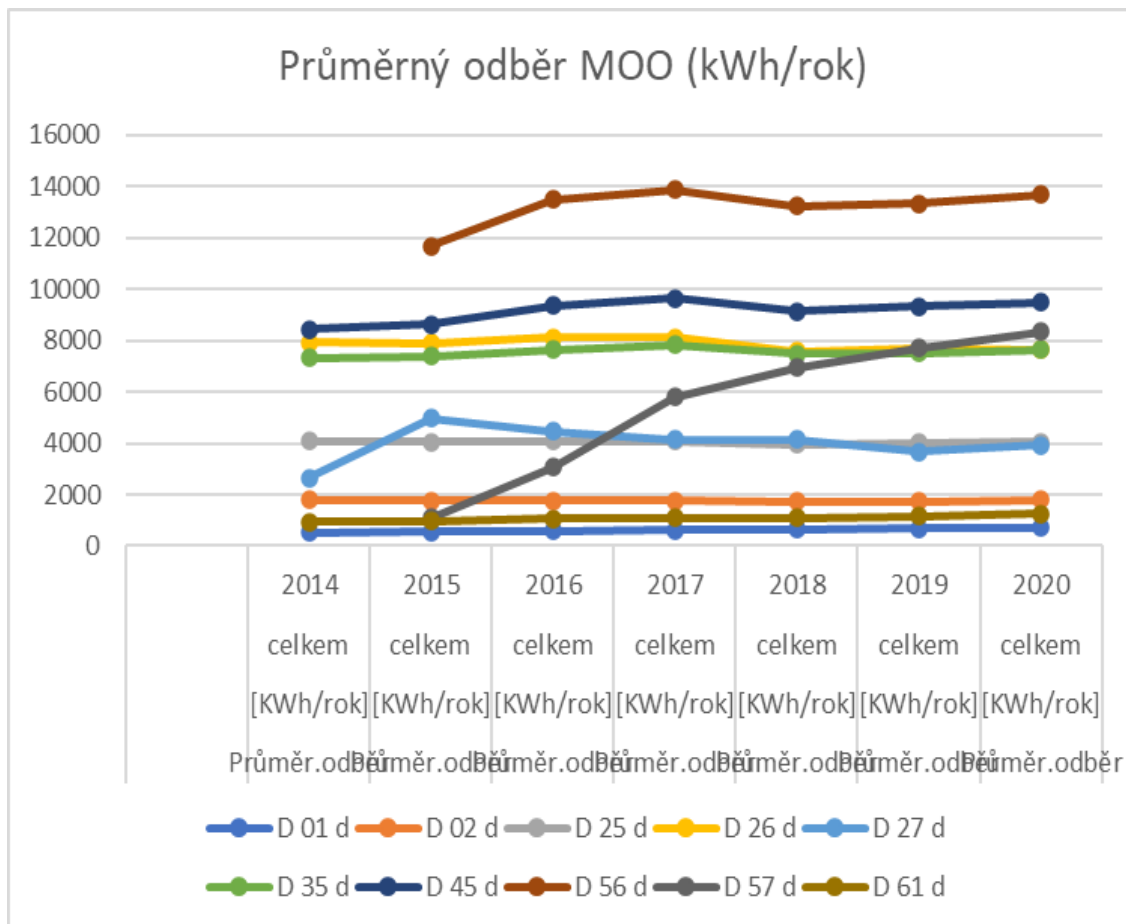
Obrázek 18 - Průměrný odběr MOO dle tarifů v letech 2014-2020



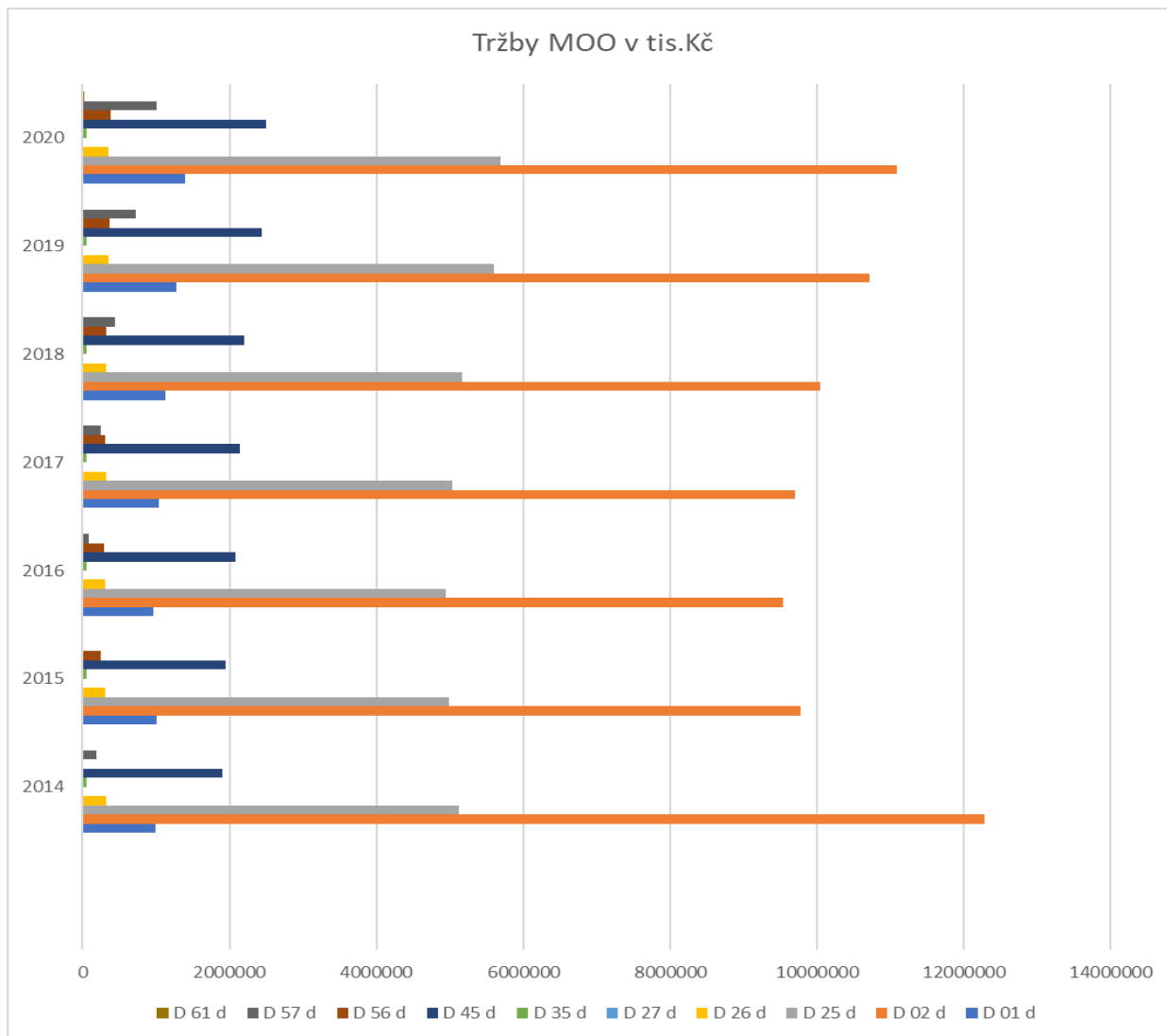
Tabulka 12 - Vývoj průměrných odběrů dle tarifů MOO v letech 2014-2020

Tarif - sazba	Průměr.odběr	Průměr.odběr	Průměr.odběr	Průměr.odběr	Průměr.odběr	Průměr.odběr	Průměr.odběr
	[KWh/rok]	[KWh/rok]	[KWh/rok]	[KWh/rok]	[KWh/rok]	[KWh/rok]	[KWh/rok]
	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
D 01 d	535	549	602	625	641	674	723
D 02 d	1 799	1 779	1 772	1 757	1 720	1 740	1 789
D 25 d	4 098	4 060	4 097	4 081	3 961	4 037	4 055
D 26 d	7 949	7 914	8 112	8 122	7 581	7 684	7 656
D 27 d	2 642	4 962	4 474	4 133	4 143	3 674	3 935
D 35 d	7 320	7 399	7 662	7 829	7 491	7 513	7 637
D 45 d	8 436	8 624	9 353	9 666	9 153	9 347	9 491
D 56 d		11 680	13 486	13 880	13 243	13 334	13 693
D 57 d		1 094	3 076	5 787	6 945	7 704	8 354
D 61 d	943	956	1 060	1 112	1 082	1 156	1 267

Obrázek 19 - Vývoj průměrných odběrů dle tarifů MOO v letech 2014-2020



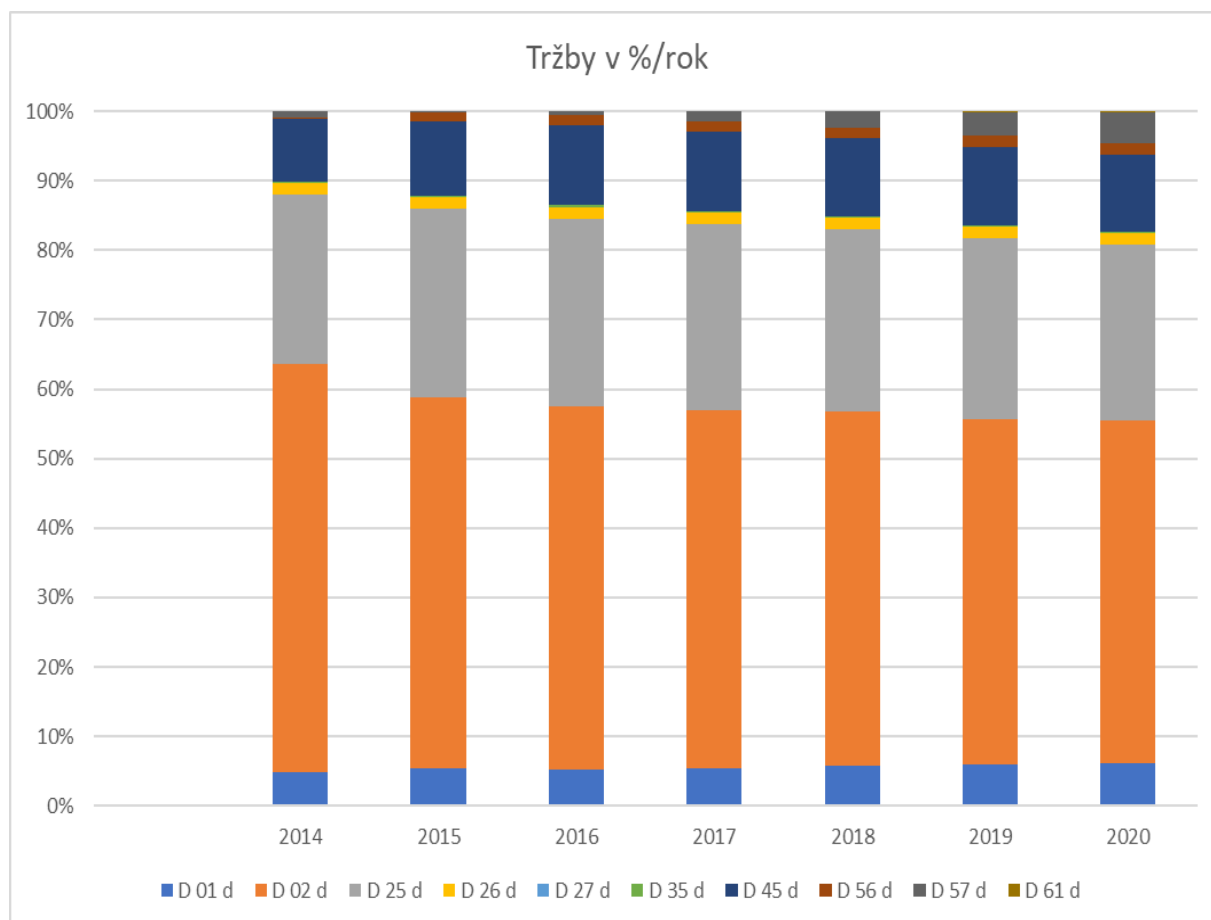
Obrázek 20 - Tržby MOO dle tarifů v letech 2014-2020



Tabulka 13 - Výše tržeb podle tarifů MOO v letech 2014-2020

Tarif - sazba	Tržby celkem bez DPH	Tržby celkem bez DPH	Tržby celkem bez DPH	Tržby celkem bez DPH	Tržby celkem bez DPH	Tržby celkem bez DPH	Tržby celkem bez DPH
	[tis. Kč]	[tis. Kč]	[tis. Kč]	[tis. Kč]	[tis. Kč]	[tis. Kč]	[tis. Kč]
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
D 01 d	996 879	1 005 084	968 958	1 033 014	1 128 923	1 269 522	1 399 049
D 02 d	12 275 634	9 768 226	9 537 119	9 701 973	10 040 061	10 716 671	11 081 617
D 25 d	5 118 388	4 991 105	4 937 863	5 028 256	5 172 235	5 598 747	5 696 212
D 26 d	323 121	308 411	312 294	314 396	320 397	345 971	349 567
D 27 d	98	227	374	671	1 231	1 905	3 674
D 35 d	46 089	46 201	48 030	48 658	50 127	54 076	54 855
D 45 d	1 898 449	1 953 621	2 081 829	2 138 500	2 204 892	2 439 554	2 495 620
D 56 d	15 664	241 905	295 117	306 775	320 705	359 376	378 389
D 57 d	190 105	8 406	77 087	250 107	443 349	718 658	1 008 145
D 61 d	10 452	10 735	10 499	11 537	12 157	14 105	16 124
Celkem	20 874 878	18 333 922	18 269 171	18 833 887	19 694 078	21 518 584	22 483 253

Obrázek 21 - Poměrová výše tržeb podle tarifů MOO v letech 2014-2020



Tabulka 14 - Procentní vyjádření tržeb podle tarifů MOO v letech 2014-2020

Tarif - sazba	Tržby celkem	Tržby celkem	Tržby celkem	Tržby celkem	Tržby celkem	Tržby celkem	Tržby celkem
	%	%	%	%	%	%	%
	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
D 01 d	5%	5%	5%	5%	6%	6%	6%
D 02 d	59%	53%	52%	52%	51%	50%	49%
D 25 d	25%	27%	27%	27%	26%	26%	25%
D 26 d	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
D 27 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
D 35 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
D 45 d	9%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
D 56 d	0%	1%	2%	2%	2%	2%	2%
D 57 d	1%	0%	0%	1%	2%	3%	4%
D 61 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Celkem	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

3.1.4 Kategorie maloodběr podnikatelé (MOP)

Kategorie MOP je z hlediska fyzikální podstaty odběru i z hlediska nákladovosti služeb DS prakticky identická s kategorií MOO. **Existují zde sice rozdíly mezi domácnostmi a malými podnikateli v časovém průběhu odběru, nicméně to není podle našeho názoru dostatečným důvodem na rozdělení těchto odběrů ze stejné napěťové hladiny do dvou samostatných kategorií.**

Praxe z mnoha států EU 27, kde toto rozdělení neexistuje (viz výsledky naší studie v rámci minitendru 1), tento náš názor podporuje. Tím spíše, když celkovým žádoucím trendem v budoucí tarifikaci má být princip technologické neutrality v kombinaci s oceněním příspěvku konkrétních OPM k možnostem řízení odběru/dodávky z/do DS, nezávisle zda jde o domácnost či podnikatelský odběr. Kategorie MOP ale v ČR tradičně křížově dotuje domácnosti, což dodává budoucím případným změnám v tarifikaci i politický a sociální aspekt, který nelze podceňovat.

Celkově ale principiální shoda MOO a MOP je i důvodem, proč vývojové trendy ve struktuře tarifů v obou kategoriích se jen málo odlišuje.

Přehled vývoje počtu OPM v kategorii MOP v letech 2014–2020 poskytuje tab.15–16 a obr. 22–23. Statistické trendy lze shrnout takto:

- V kategorii MOP pozorujeme **stagnaci počtu OPM**, a v nejbližších letech bohužel nelze očekávat nárůst podnikatelské aktivity – obáváme se, že spíše naopak.
- Jednotarifní sazby zastupují více než 2/3 odběrných míst, o něco vyšší podíl než v MOO.
- Rozdíl mezi jednotarifní sazbou pro malou (C01d) a běžnou spotřebou (C02d) není tak výrazný jako u MOO, každá tvoří cca 1/3 z počtu OPM.

- V oblasti dvoutarifních sazeb je nejvíce zastoupena akumulace s 16 % OPM v r.2020 (ale méně než u domácností), následovaná přímotopy.
- Zastoupení ostatních sazeb je velmi nízké.

Obr.24 až 26 a tab.17 až 19 nám dávají představu o vývoji kategorie MOP z pohledu výše odběru. Statistické trendy lze shrnout takto:

- Odběry energie v kategorii MOP **stagnují**.
- Trochu **ztrácí akumulační a přímotopná sazba na úkor tepelných čerpadel**.
- **Veřejné osvětlení mírně klesá**, pravděpodobně z důvodu obměny za nové osvětlovací systémy.
- V odběrech dominuje sazba C25d s 24 % zastoupením, dalším velkým zastoupením jsou sazby C02d a C45d obě shodně s 21 %. Další v pořadí je C03d s 12 % na odběru (přitom jen 2% na počtu OPM) a C62d s 8 % zastoupením, vše v r.2020. To jen potvrzuje náš názor, že **k C03 by z hlediska výše odběru šlo přistupovat stejně jako k odběrům z VN**.

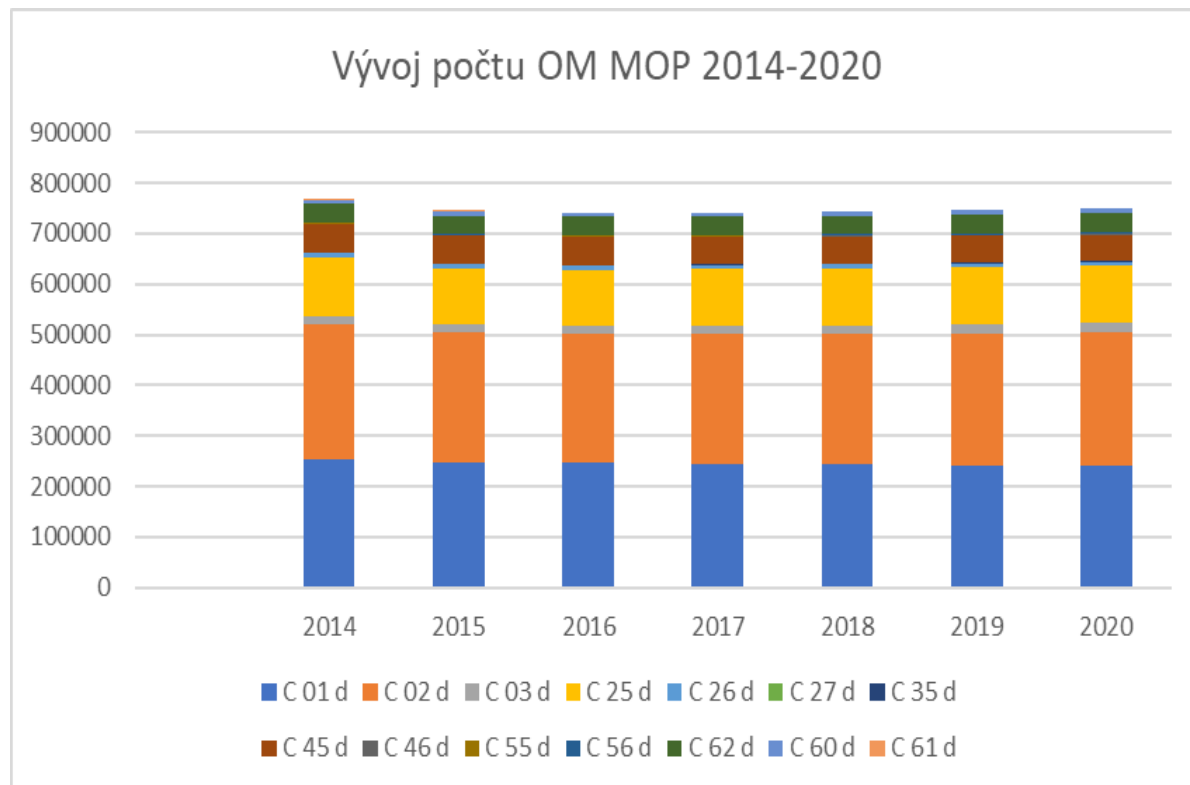
Obr.27 až 28 a tab.20 až 21 nám dávají představu o vývoji kategorie MOP z pohledu výše tržeb. Statistické trendy lze u tržeb shrnout takto:

- Jednotarifní sazby (C01+C02+C03) si stále drží nadpoloviční podíl na tržbách (52 % v r.2020).
- Akumulační sazby (C25+C26+C35) tvoří 31 % tržeb (u domácností je to méně, pouze 27 %).
- Přímotopná sazba má podíl 12 %.
- **Celkově lze konstatovat stagnaci v podílu tržeb u jednotlivých sazeb MOP**, bez výraznějšího trendu.

Pokud srovnáme statistické ukazatele a trendy v počtu OPM, výši odběru a výši tržeb ve vzájemných souvislostech, tak dojdeme k těmto celkovým závěrům pro kategorii MOP:

- Většina zákazníků (více než 2/3 odběrných míst) využívá jednotarifní sazby, které mají ale o něco méně než poloviční podíl na odběrech a o něco více než poloviční podíl na tržbách MOP. **I v této kategorii dochází ke křížovým dotacím zvýhodňující otopné tarify na úkor jednotarifních sazeb, ale v menší míře, než je tomu u domácností.**

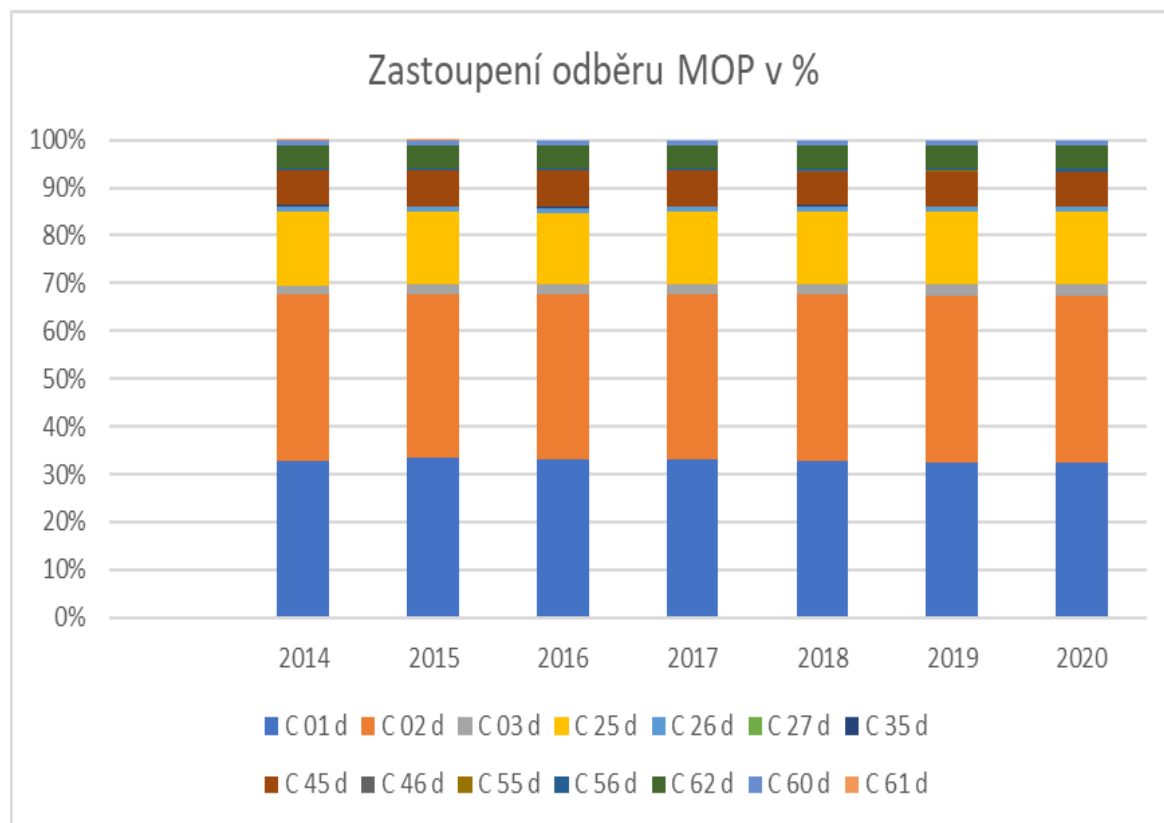
Obrázek 22 - Vývoj počtu OM v kategorii MOP v letech 2014-2020



Tabulka 15 - Vývoj počtu OPM v kategorii MOP v letech 2014-2020

Tarif - sazba	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
C 01 d	252 616	248 148	246 162	244 576	243 027	242 492	242 387
C 02 d	266 348	256 547	255 106	257 337	258 950	260 681	262 956
C 03 d	15 645	14 554	15 333	15 774	16 678	17 396	17 645
C 25 d	118 334	112 180	111 310	111 998	112 635	113 000	112 724
C 26 d	8 546	7 638	7 545	7 575	7 577	7 601	7 560
C 27 d	7	14	22	33	42	65	104
C 35 d	1 767	1 659	1 616	1 569	1 525	1 489	1 446
C 45 d	56 206	55 988	57 202	55 264	53 592	52 813	52 669
C 46 d	0	0	44	468	1 001	1 541	1 934
C 55 d	422	433	426	417	409	405	399
C 56 d	1 753	1 888	2 016	2 212	2 559	2 934	3 315
C 62 d	37 015	35 785	36 048	35 962	36 357	36 497	36 656
C 60 d	8 315	7 102	8 374	8 351	8 230	8 917	8 867
C 61 d	1 356	1 588	0	0	0	0	0
Celkem	768 330	743 524	741 204	741 536	742 582	745 831	748 662

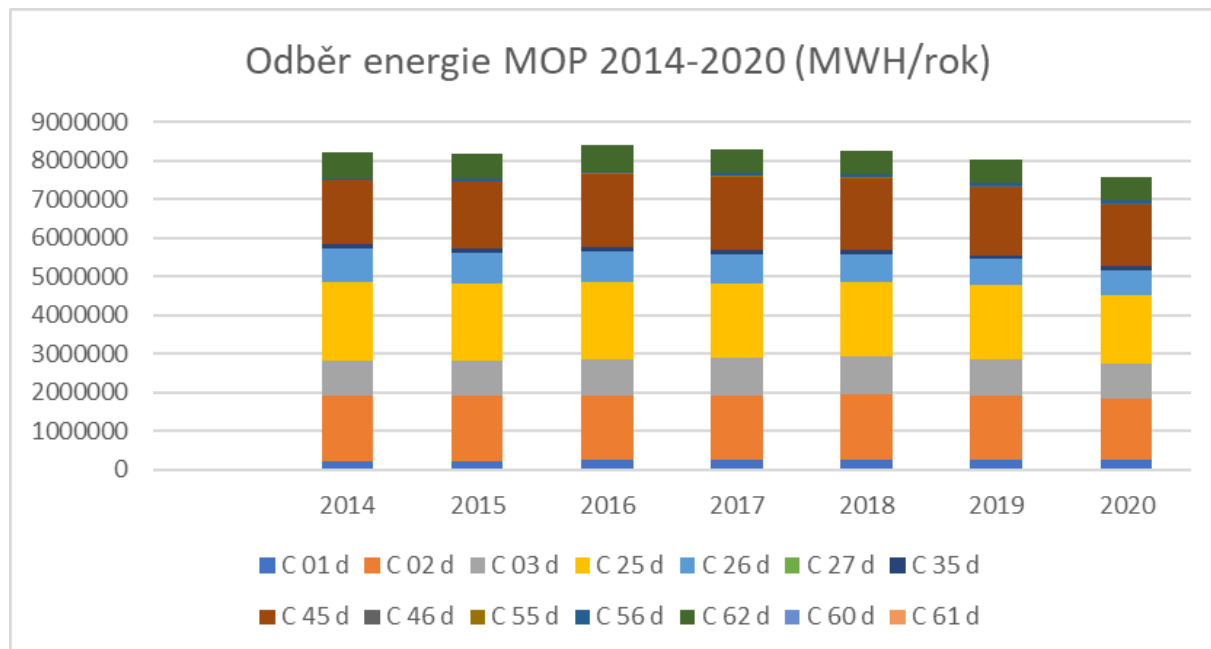
Obrázek 23 - Poměrové zastoupení počtu OM v MOP v letech 2014-2020



Tabulka 16 - Poměrové zastoupení počtu OM v MOP v letech 2014-2020

Tarif - sazba	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst	Počet odběrných míst
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
C 01 d	32,9%	33,4%	33,2%	33,0%	32,7%	32,5%	32,4%
C 02 d	34,7%	34,5%	34,4%	34,7%	34,9%	35,0%	35,1%
C 03 d	2,0%	2,0%	2,1%	2,1%	2,2%	2,3%	2,4%
C 25 d	15,4%	15,1%	15,0%	15,1%	15,2%	15,2%	15,1%
C 26 d	1,1%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
C 27 d	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C 35 d	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
C 45 d	7,3%	7,5%	7,7%	7,5%	7,2%	7,1%	7,0%
C 46 d	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,3%
C 55 d	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
C 56 d	0,2%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%
C 62 d	4,8%	4,8%	4,9%	4,8%	4,9%	4,9%	4,9%
C 60 d	1,1%	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%
C 61 d	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Celkem	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

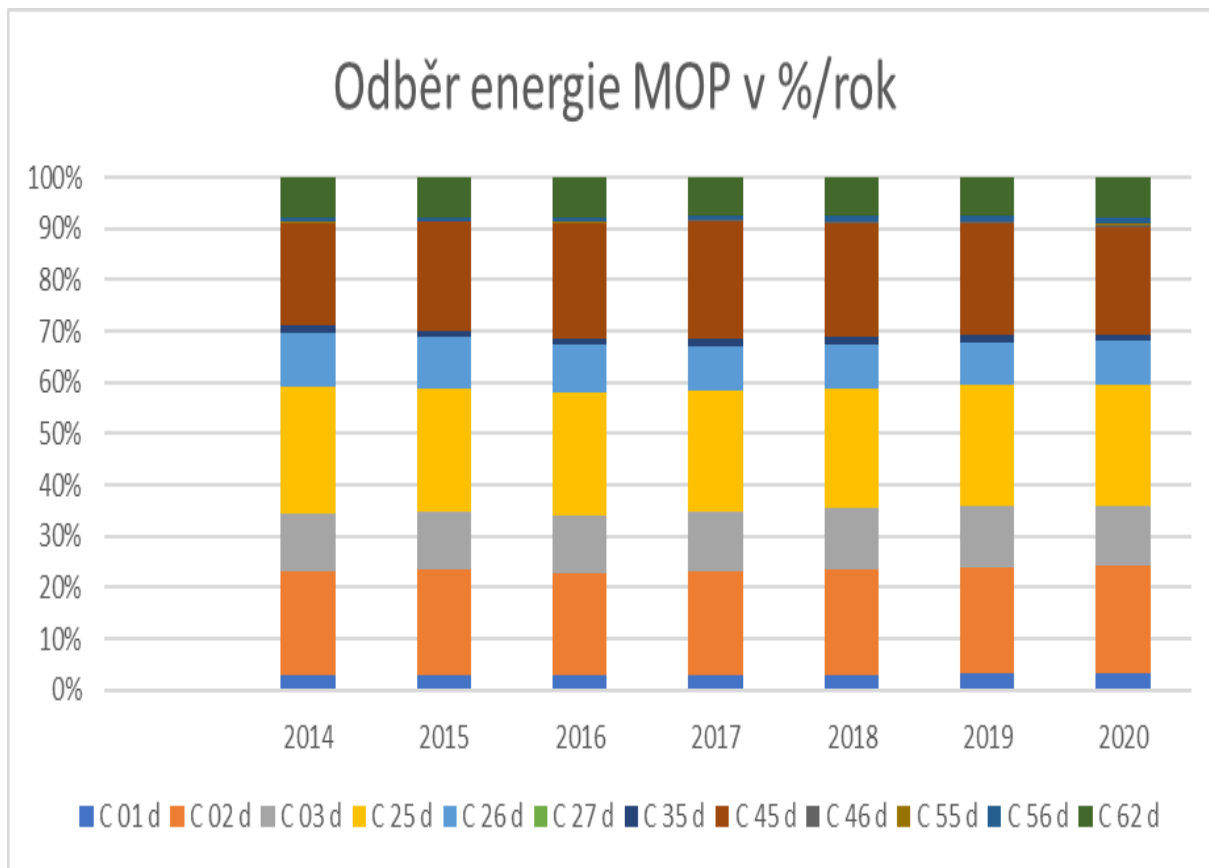
Obrázek 24 - Odběr v kategorii MOP dle jednotlivých tarifů v letech 2014-2020



Tabulka 17 - Odběr v kategorii MOP dle jednotlivých tarifů v letech 2014-2020

Tarif - sazba	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie
	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]
	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
C 01 d	223 831	228 782	235 815	242 629	242 729	246 524	245 958
C 02 d	1 686 986	1 682 063	1 682 824	1 686 374	1 692 716	1 667 399	1 580 310
C 03 d	916 672	915 668	941 743	948 474	989 644	961 974	906 421
C 25 d	2 013 550	1 980 361	2 004 062	1 957 298	1 935 858	1 899 960	1 795 535
C 26 d	879 159	811 118	782 708	728 509	720 952	677 728	642 133
C 27 d	6	11	213	386	500	545	688
C 35 d	123 968	113 427	115 832	110 594	106 696	99 907	90 757
C 45 d	1 637 977	1 721 335	1 890 616	1 914 000	1 854 706	1 759 560	1 597 628
C 46 d	0	0	75	2 871	9 719	18 277	25 759
C 55 d	18 193	18 452	19 099	18 044	16 678	15 598	15 161
C 56 d	46 849	51 959	61 966	66 117	70 604	77 406	84 204
C 62 d	657 908	642 152	659 484	610 786	631 639	613 358	603 779
C 60 d	0	0	0	0	0	0	0
C 61 d	0	0	0	0	0	0	0
Celkem	8 205 098	8 165 329	8 394 436	8 286 082	8 272 442	8 038 237	7 588 335

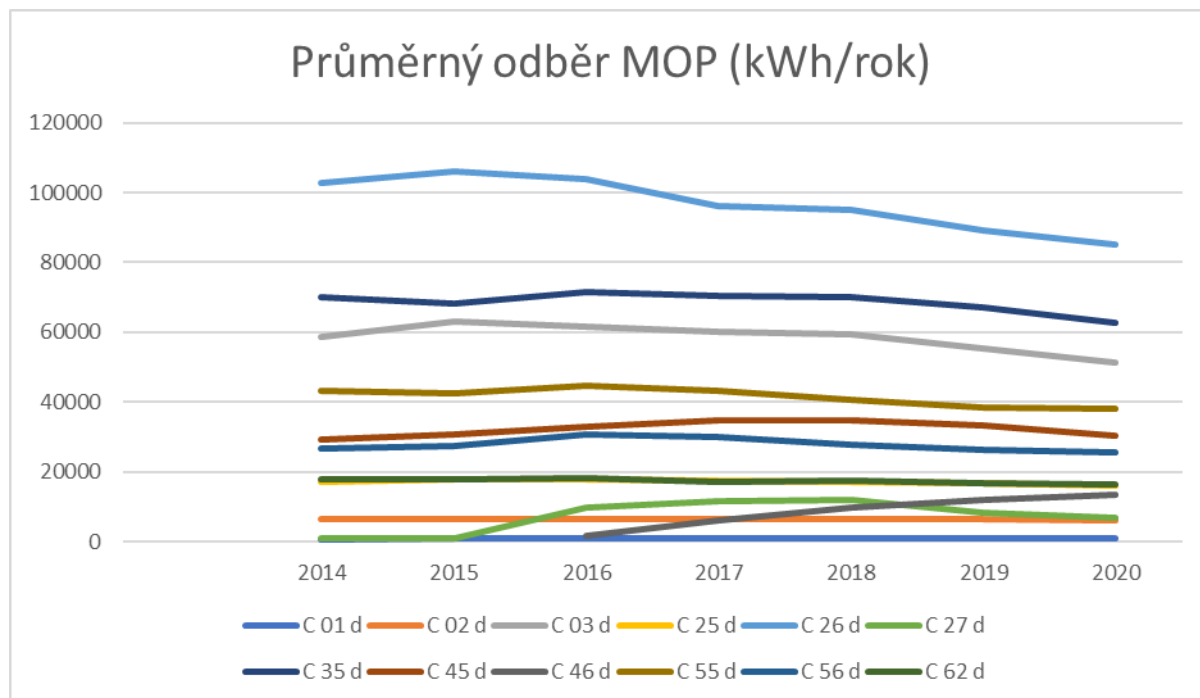
Obrázek 25 - Poměrové vyjádření odběrů MOP v letech 2014-2020



Tabulka 18 - Poměrové vyjádření odběrů MOP dle tarifů v letech 2014-2020

Tarif - sazba	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie
	%	%	%	%	%	%	%
	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
C 01 d	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
C 02 d	21%	21%	20%	20%	20%	21%	21%
C 03 d	11%	11%	11%	11%	12%	12%	12%
C 25 d	25%	24%	24%	24%	23%	24%	24%
C 26 d	11%	10%	9%	9%	9%	8%	8%
C 27 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
C 35 d	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
C 45 d	20%	21%	23%	23%	22%	22%	21%
C 46 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
C 55 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
C 56 d	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
C 62 d	8%	8%	8%	7%	8%	8%	8%
C 60 d							
C 61 d							
Celkem	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

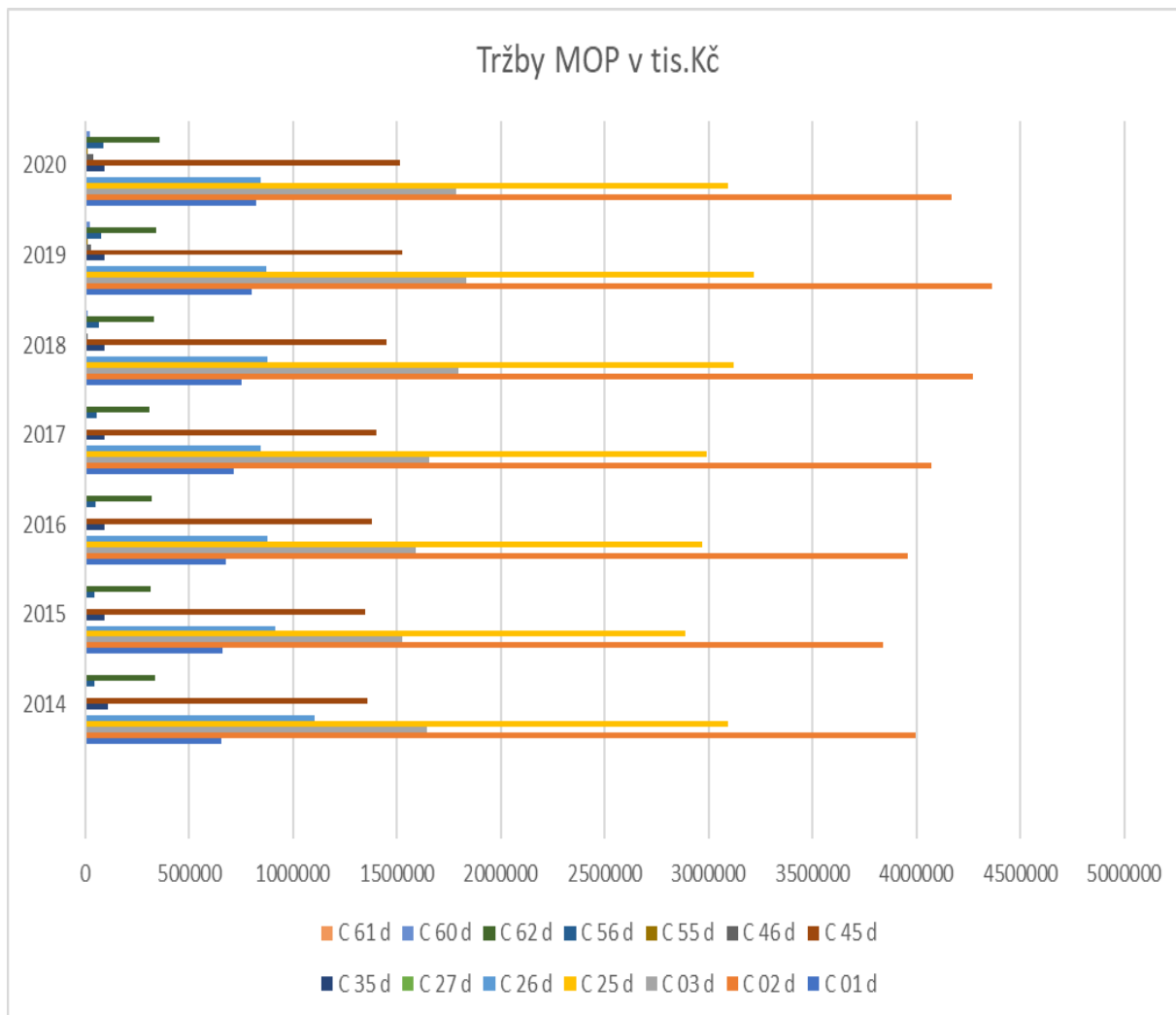
Obrázek 26 - Průměrné odběry MOP dle tarifů v letech 2014-2020



Tabulka 19 - Průměrné odběry MOP dle tarifů v letech 2014-2020

Tarif - sazba	Průměr. odběr	Průměr. odběr	Průměr. odběr	Průměr. odběr	Průměr. odběr	Průměr. odběr	Průměr. odběr
	[KWh/rok]	[KWh/rok]	[KWh/rok]	[KWh/rok]	[KWh/rok]	[KWh/rok]	[KWh/rok]
	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
C 01 d	886,051	921,956	957,965	992,039	998,775	1 016,629	1 014,735
C 02 d	6 333,767	6 556,550	6 596,567	6 553,175	6 536,844	6 396,320	6 009,790
C 03 d	58 592,024	62 915,216	61 419,340	60 128,975	59 338,318	55 298,585	51 369,876
C 25 d	17 015,819	17 653,426	18 004,329	17 476,184	17 187,005	16 813,805	15 928,596
C 26 d	102 873,759	106 195,080	103 738,629	96 172,864	95 150,049	89 163,059	84 938,283
C 27 d	807,143	814,643	9 684,818	11 711,879	11 908,071	8 382,292	6 618,106
C 35 d	70 157,081	68 370,759	71 678,370	70 486,739	69 964,836	67 096,921	62 764,216
C 45 d	29 142,381	30 744,719	33 051,563	34 633,751	34 607,883	33 316,793	30 333,365
C 46 d			1 703,455	6 134,205	9 709,483	11 860,217	13 318,838
C 55 d	43 111,400	42 613,952	44 833,862	43 269,844	40 777,384	38 513,551	37 997,281
C 56 d	26 724,949	27 520,752	30 737,046	29 890,149	27 590,465	26 382,539	25 400,861
C 62 d	17 774,094	17 944,722	18 294,610	16 984,209	17 373,241	16 805,700	16 471,494

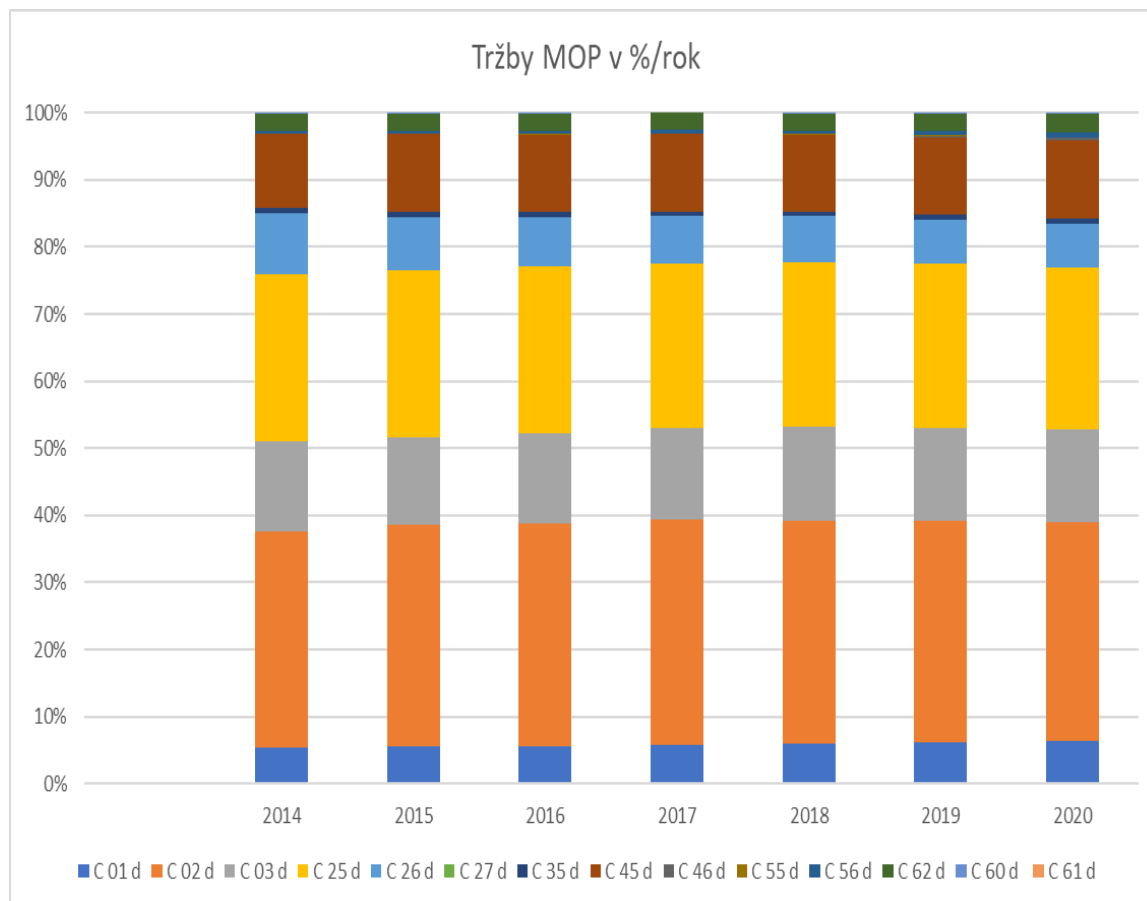
Obrázek 27 - Tržby v kategorii MOP dle tarifů v letech 2014-2020



Tabulka 20 - Tržby v kategorii MOP dle tarifů v letech 2014-2020

Tarif - sazba	Tržby celkem bez DPH	Tržby celkem bez DPH	Tržby celkem bez DPH	Tržby celkem bez DPH	Tržby celkem bez DPH	Tržby celkem bez DPH	Tržby celkem bez DPH
	[tis. Kč]	[tis. Kč]	[tis. Kč]	[tis. Kč]	[tis. Kč]	[tis. Kč]	[tis. Kč]
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
C 01 d	657 623	661 609	677 780	715 007	754 601	802 623	823 209
C 02 d	3 998 345	3 837 542	3 958 867	4 071 282	4 273 429	4 362 492	4 170 742
C 03 d	1 643 049	1 526 259	1 590 457	1 655 715	1 798 584	1 836 763	1 783 486
C 25 d	3 094 272	2 888 950	2 968 627	2 989 464	3 123 264	3 218 514	3 091 870
C 26 d	1 105 090	915 652	875 927	845 322	879 894	874 261	843 411
C 27 d	22	47	521	886	1 156	1 410	1 823
C 35 d	107 373	95 285	93 214	92 160	94 646	96 062	91 411
C 45 d	1 358 732	1 349 939	1 378 120	1 401 901	1 451 222	1 524 735	1 515 744
C 46 d	0	0	163	4 773	13 592	27 278	40 049
C 55 d	3 158	4 312	7 546	7 635	8 253	10 051	11 603
C 56 d	43 470	46 362	51 330	55 173	64 467	77 821	88 606
C 62 d	334 718	314 903	321 309	311 324	333 811	342 531	359 710
C 60 d	9 435	9 088	8 896	8 387	11 811	22 128	23 269
C 61 d	870	1 128	1 331	0	0	0	0
Celkem	12 356 157	11 651 075	11 934 088	12 159 030	12 808 731	13 196 668	12 844 932

Obrázek 28 - Poměrové zobrazení tržeb MOP v letech 2014-2020



Tabulka 21 - Poměrové vyjádření tržeb MOP v letech 2014-2020

Tarif - sazba	Tržby celkem	Tržby celkem	Tržby celkem	Tržby celkem	Tržby celkem	Tržby celkem	Tržby celkem
	%	%	%	%	%	%	%
	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem	celkem
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
C 01 d	5%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
C 02 d	32%	33%	33%	33%	33%	33%	32%
C 03 d	13%	13%	13%	14%	14%	14%	14%
C 25 d	25%	25%	25%	25%	24%	24%	24%
C 26 d	9%	8%	7%	7%	7%	7%	7%
C 27 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
C 35 d	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
C 45 d	11%	12%	12%	12%	11%	12%	12%
C 46 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
C 55 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
C 56 d	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%
C 62 d	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
C 60 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
C 61 d	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Celkem	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

3.2 Trendy v přesunu OM v rámci distribučních sazeb

Trendy v přesunu OPM v rámci distribučních sazeb je nutné posuzovat izolovaně, jinak charakteristické změny pro jednotlivé kategorie splynou a vzájemně se přehluší. Zatímco totiž v případě VVN jde pouze o stovky, u VN jde již o nižší desetitisíce OPM. Počet OPM se dále zvyšuje u kategorie MOP, kde již jde o vyšší statisíce OPM a pokud bychom hodnotili vývoj počtu OPM jako celek, tak trend by byl zcela určen vývojem v kategorii MOO, kde již jde o miliony OPM (5 345 386 OPM v r. 2020). Je tedy nutné trendy ve vývoji OPM posuzovat v rámci jednotlivých základních kategorií.

Základní statistika je již poměrně podrobně komentována v předchozí kapitole 3.1. Celkově lze konstatovat, že **v žádné základní kategorii nedošlo k opravdu výrazným změnám jak v počtu OPM během sledovaného období 2014–2020, tak i ve struktuře.** Je to ostatně pochopitelné, protože česká energetika se na zásadní změny, které přináší např. decentralizace výroby, teprve připravuje.

Zrekapitulujme si stručně základní statistické závěry k vývoji počtu a struktury OPM v jednotlivých základních kategoriích spotřeby.

Na hladině VVN je přes malý počet energetických účastníků patrný **rostoucí trend** počtu OPM. Z hlediska počtu převažují výrobní OPM, přestože většina odběru a rezervovaného příkonu na VVN je v oblastech LDS, kde je odběr dále distribuován do dalších odběrných míst na nižších napěťových úrovních.

Na hladině VN je rovněž patrný **mírně rostoucí** počet OPM. I zde jsou specifickou skupinou, zasluhující samostatnou analýzu (bude předmětem minitendru 4), odběry LDS, které nejsou tak početné, ale mají

velkou průměrnou spotřebu. Počet zákazníků, kteří budou vlastní spotřebu pokrývat vlastní výrobou, má rostoucí trend. Pro další období lze **předpokládat vzrůstající počet výrobců na VN**. Celkově přístup k výrobcům 1. i 2. kategorie bude účelné měnit na všech napětových úrovních, a to zejména z pohledu jejich očekávaného výrazného nárůstu.

Na hladině NN, kategorie maloodběr obyvatelstvo (MOO), nelze očekávat nic jiného než **velmi mírně rostoucí trend** počtu OPM, což souvisí s demografickým vývojem. Jednotarifní sazby D01d a zejména D02d zastupují většinu (64 % v r.2020) odběrných míst. V dvoutarifních sazbách je významná především D25d (zastupuje 20 % OM) a D45d (8% OM v r.2020). Nicméně akumulačních odběrů a přímotopů mírně ubývá na úkor **nárůstu počtu tepelných čerpadel, které mohou být od 1.4.2016 v sazbě D57d v kombinaci s přímým vytápěním**.

Na hladině NN, kategorie maloodběr podnikatelé (MOP) pozorujeme **stagnaci** počtu OPM, a v nejbližších letech bohužel nelze očekávat nárůst podnikatelské aktivity – obáváme se, že spíše naopak. Tato stagnace ve vývoji počtu OPM v podnikatelské kategorii je poněkud nelogická, vezmeme-li v úvahu, že léta 2014 až 2019 se vyznačovala velmi slušným ekonomickým rozvojem, kdy by se dal spíše očekávat rozvoj nových podnikatelských odběrů. To nás vede k závěru, že **mnoho nových podnikatelských aktivit se skrývá pod tarify MOO**. V budoucnu toto prolínání bude ještě posilovat, což je nevyhnutelným důsledkem rostoucího významu práce z domova. To může být podpůrným argumentem ke sloučení kategorií MOO a MOP, tak jak je to např. v Německu či Rakousku.

Jednotarifní sazby MOP zastupují více než 2/3 odběrných míst, o něco vyšší podíl než v MOO. Rozdíl mezi jednotarifní sazbou pro malou (C01d) a běžnou spotřebou (C02d) není tak výrazný jako u MOO, každá tvoří cca 1/3 z počtu OPM.

3.3 Trendy v přesunu kategorií podle velikosti jističe

3.3.1 Kategorie MOO

Výraznější trendy v přesunech jističů v kategorii MOO, viz obr. 29 až 31 a tab. 22 až 23, nejsou patrné – vývoj je **velmi konzervativní**. V kategorii MOO tradičně v ČR **dominuje jištění 3 x 25 A**, které tvoří téměř 50 % všech odběrných míst. Tento dominantní jistič má navíc i nevyšší nárůst v čase, viz tab. 22.

V rezervovaném příkonu MOO dle hodnoty hlavního jističe tvoří 2/3 RP nejběžnější jistič 3 x 25 A. Výše rezervovaného příkonu na NN MOO **vzrostla za 7 let o 4,6 GW**, viz tab. 23.

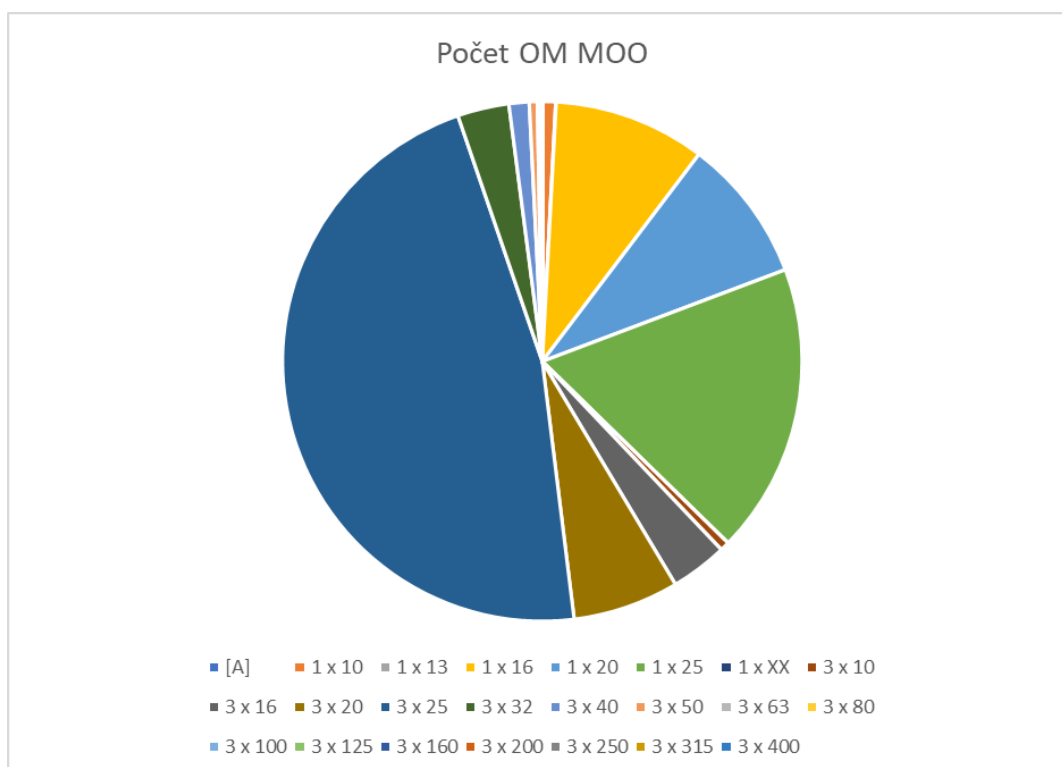
3.3.2 Kategorie MOP

Vývoj a současný stav ve velikosti jističe v kategorii MOP zachycují obr. 32 až 34 a tab. 24 až 25. I v podnikatelských maloodběrech je **nejčastějším jističem 3 x 25 A** (tvoří téměř 1/3 všech odběrných míst a 1/4 rezervovaného příkonu), i když ne tak výrazně, jako u obyvatelstva. Častějším než u obyvatelstva, je osazení vyšší hodnotou jističe, což je logické. **Rezervovaný příkon daný hlavním jističem 3 x 25 A nebo vyšším zastupuje 61 % všech odběrů MOP**. Hlavní jističe nad 3 x 80 A zastupují 25 % příkonů odběrů MOP. To je významný závěr, který potvrzuje náš návrh, že k odběrům z NN s vysokým odběrem a jištěním lze přistupovat obdobně jako k odběrům z VN.

Výše rezervovaného příkonu na NN MOP **poklesla za 7 let o 0,42 GW**, viz tab.25.

Česká statistika v konfrontaci se zahraničím, viz výsledky mezinárodního benchmarkingu cen, studie ENA, Poplatky související s provozem elektrizační soustavy pro koncového zákazníka ve vybraných státech EU v období 2008–2021, potvrzuje, že v odběrech z NN v obou kategoriích MOO i MOP, je **distribuční soustava ČR z hlediska jistění ve srovnání se zahraničím naddimenzovaná, což nám na druhé straně nabízí rezervy.**

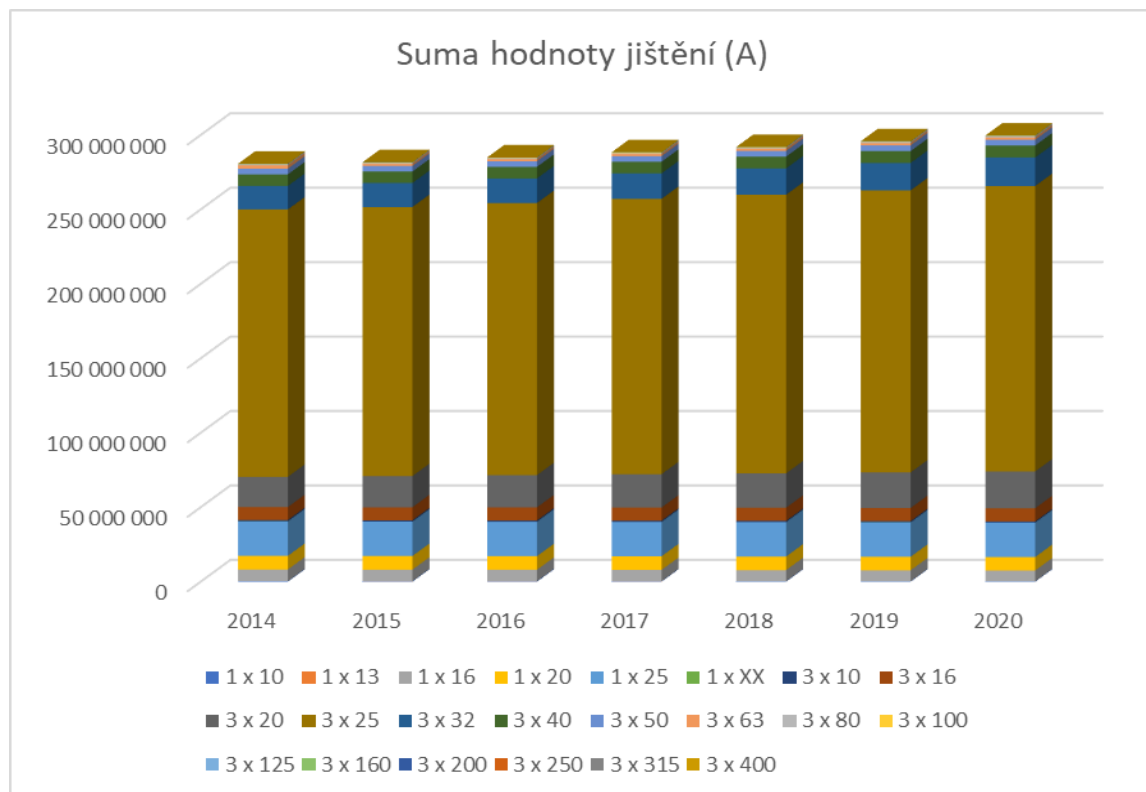
Obrázek 29 - Počet odběrných míst MOO dle hodnoty hlavního jističe v r.2020



Tabulka 22 - Vývoj počtu odběrných míst MOO dle hodnoty hlavního jističe v letech 2014–2020

Proud jističního prvku	Počet OM	Počet OM	Počet OM	Počet OM	Počet OM	Počet OM	Počet OM
[A]	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1 x 10	40 134	39 009	38 310	37 461	36 410	35 517	34 610
1 x 13	1 725	1 607	1 575	1 537	1 387	1 321	1 240
1 x 16	484 640	478 793	474 342	468 865	461 137	455 177	447 905
1 x 20	459 037	458 356	458 301	457 829	456 533	454 948	452 803
1 x 25	926 115	924 528	924 122	922 835	925 235	925 301	925 158
1 x XX	418	406	403	402	383	363	358
3 x 10	29 418	28 750	28 274	27 704	27 036	26 543	25 880
3 x 16	181 441	182 170	183 116	183 728	183 816	184 143	184 180
3 x 20	338 866	349 624	361 192	373 270	385 028	397 937	411 973
3 x 25	2 394 175	2 409 335	2 436 757	2 464 924	2 493 980	2 524 874	2 554 993
3 x 32	164 593	167 852	172 259	178 067	184 270	191 632	199 305
3 x 40	64 668	64 268	64 574	65 054	65 761	66 467	67 136
3 x 50	25 513	25 173	25 152	25 291	25 444	25 511	25 585
3 x 63	11 782	7 377	7 469	7 609	7 804	8 048	8 236
3 x 80	2 362	2 414	2 499	2 641	2 733	2 824	2 934
3 x 100	799	806	830	848	837	855	868
3 x 125	252	261	266	263	269	300	319
3 x 160	164	171	191	206	214	232	242
3 x 200	81	79	87	85	96	95	88
3 x 250	22	28	31	33	34	36	38
3 x 315	11	12	12	12	18	15	14
3 x 400	10	10	10	13	14	11	12
souhrn	5 126 226	5 141 029	5 179 772	5 218 677	5 258 439	5 302 150	5 343 877

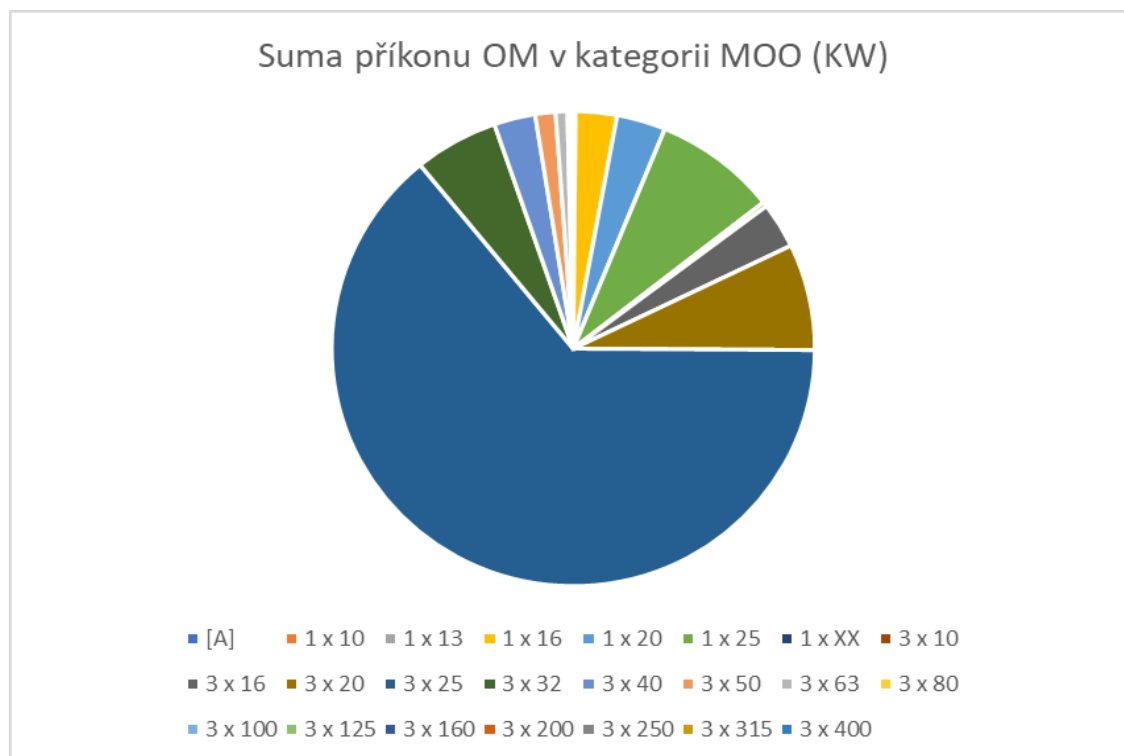
Obrázek 30 - Vývoj sumární hodnoty jištění MOO dle velikosti hlavního jističe



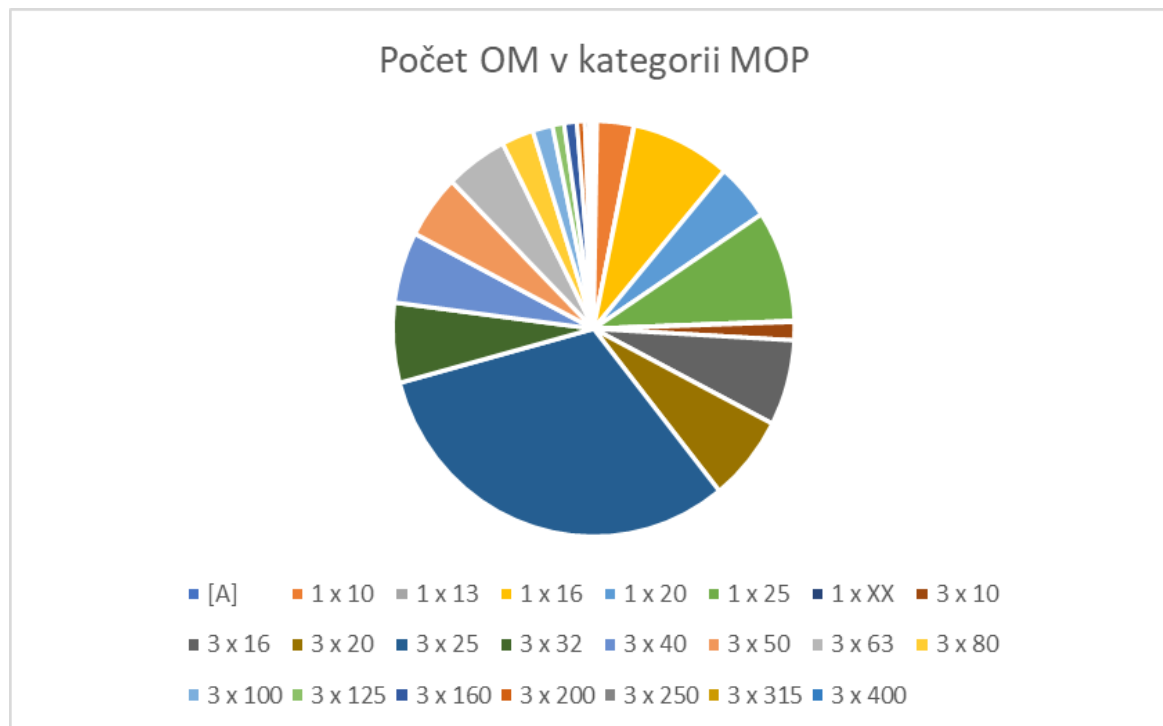
Tabulka 23 - Vývoj rezervovaného příkonu MOO podle hodnoty hlavního jističe.

Proud jističeho prvku [A]	Příkon KW 2014	Příkon KW 2015	Příkon KW 2016	Příkon KW 2017	Příkon KW 2018	Příkon KW 2019	Příkon KW 2020
1 x 10	97 181	93 622	91 944	89 906	87 384	85 241	83 064
1 x 13	5 382	5 014	4 914	4 795	4 327	4 122	3 869
1 x 16	1 861 018	1 838 565	1 821 473	1 800 449	1 770 766	1 747 884	1 719 971
1 x 20	2 203 378	2 200 109	2 199 845	2 197 598	2 191 358	2 183 770	2 173 488
1 x 25	5 556 690	5 547 168	5 544 732	5 537 022	5 551 416	5 551 812	5 550 972
1 x XX	3 673	3 408	3 398	3 388	3 486	3 051	2 981
3 x 10	211 810	207 000	203 573	199 483	194 695	191 131	186 372
3 x 16	2 090 200	2 098 598	2 109 496	2 116 973	2 118 021	2 121 777	2 122 134
3 x 20	4 879 670	5 034 586	5 201 165	5 375 693	5 545 181	5 730 898	5 933 434
3 x 25	43 095 150	43 368 030	43 861 626	44 382 420	44 905 626	45 461 826	46 009 764
3 x 32	3 792 223	3 867 310	3 968 847	4 105 175	4 248 346	4 418 196	4 595 697
3 x 40	1 862 438	1 850 918	1 859 731	1 874 650	1 894 982	1 915 603	1 935 216
3 x 50	918 468	906 228	905 472	911 520	916 992	919 476	922 176
3 x 63	534 432	334 621	338 794	345 326	354 080	365 329	374 039
3 x 80	136 051	139 046	143 942	152 294	157 594	162 893	169 459
3 x 100	57 528	58 032	59 760	61 056	60 408	61 704	62 640
3 x 125	22 680	23 490	23 940	23 670	24 210	27 000	28 800
3 x 160	18 893	19 699	22 003	23 731	24 768	26 842	28 224
3 x 200	11 664	11 376	12 528	12 240	13 824	13 680	12 672
3 x 250	3 960	5 040	5 580	5 940	6 120	6 480	6 840
3 x 315	2 495	2 722	2 722	2 722	4 082	3 402	3 175
3 x 400	2 880	2 880	2 880	3 744	4 032	3 168	3 456
souhrn	67 367 862	67 617 461	68 388 366	69 229 796	70 081 699	71 005 284	71 928 441

Obrázek 31 - Struktura celkového příkonu v kategorii MOO dle jističů v r.2020



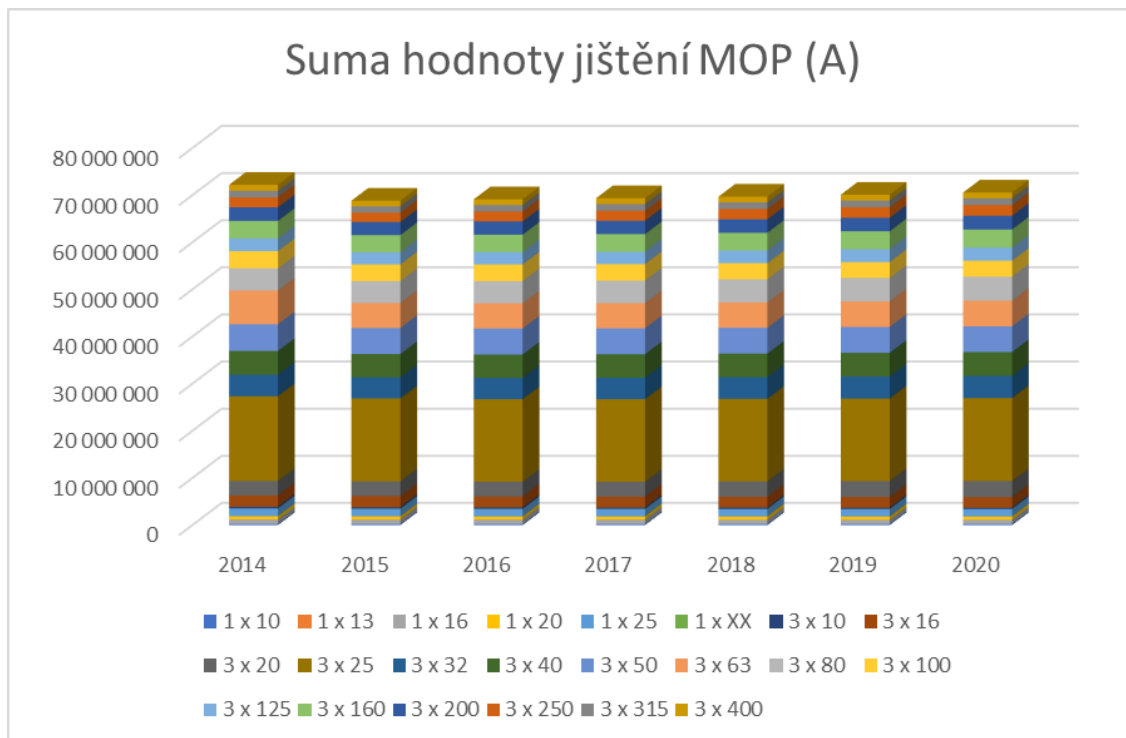
Obrázek 32 - Počet odběrných míst MOP dle hodnoty hlavního jističe v r.2020



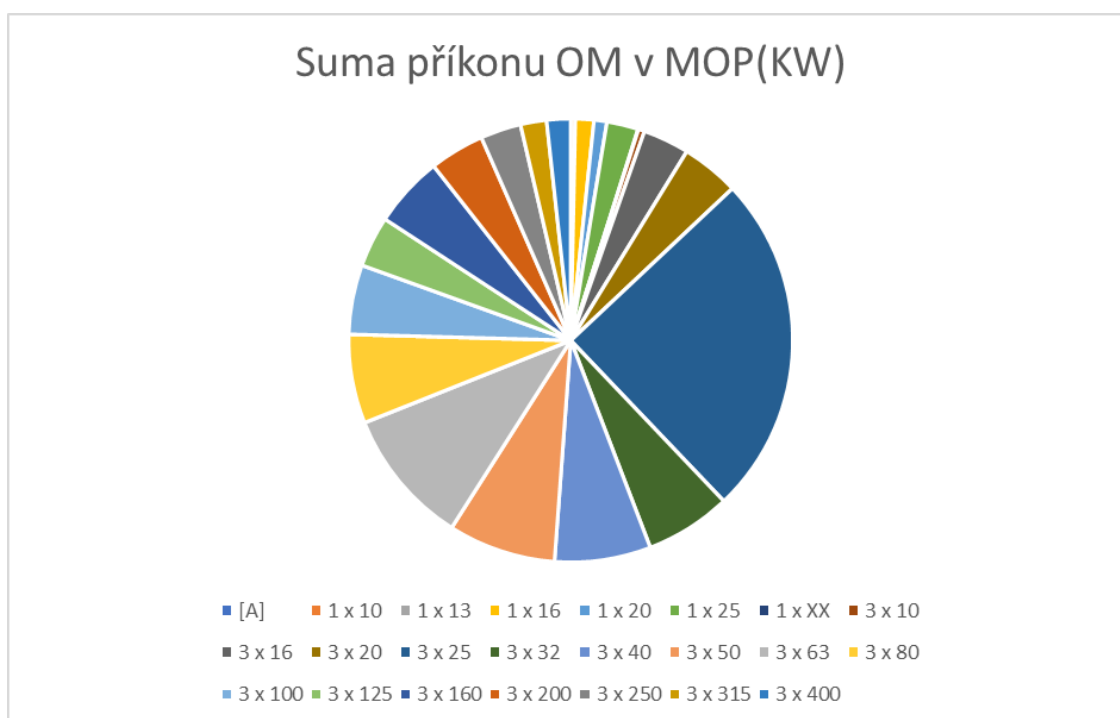
Tabulka 24 - Vývoj počtu odběrných míst MOP dle hodnoty hlavního jističe v letech 2014–2020

Proud jističního prvku	Počet OM	Počet OM	Počet OM	Počet OM	Počet OM	Počet OM	Počet OM
[A]	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1 x 10	22 450	22 362	22 395	22 492	22 409	21 991	21 705
1 x 13	346	316	331	330	318	314	312
1 x 16	60 838	59 434	58 970	58 783	58 497	58 142	58 170
1 x 20	33 833	32 889	32 545	32 520	32 568	32 579	32 775
1 x 25	65 981	64 427	63 673	63 503	63 346	63 219	63 515
1 x XX	589	531	497	473	442	429	408
3 x 10	10 741	10 346	10 079	9 745	9 489	9 311	9 063
3 x 16	50 631	49 423	48 725	47 923	47 635	47 216	46 817
3 x 20	50 901	51 903	52 039	52 923	54 360	56 218	56 648
3 x 25	239 830	234 691	233 677	233 435	233 641	233 577	233 966
3 x 32	47 219	46 392	46 858	47 351	47 839	48 576	48 903
3 x 40	42 146	41 301	41 409	41 521	41 593	41 860	41 999
3 x 50	37 721	36 889	36 780	36 524	36 395	36 366	35 851
3 x 63	37 988	28 083	28 219	28 240	28 495	28 598	28 728
3 x 80	19 531	19 362	19 728	19 905	20 378	20 748	20 972
3 x 100	12 189	11 762	11 700	11 599	11 346	11 240	11 134
3 x 125	7 145	6 848	7 022	7 028	7 153	7 257	7 364
3 x 160	7 802	7 609	7 689	7 741	7 825	7 885	7 845
3 x 200	4 813	4 631	4 699	4 717	4 770	4 787	4 776
3 x 250	2 844	2 689	2 796	2 835	2 880	2 969	2 965
3 x 315	1 447	1 401	1 437	1 466	1 449	1 479	1 444
3 x 400	1 051	996	1 030	1 027	1 015	1 013	954
souhrn	758 036	734 285	732 298	732 081	733 843	735 774	736 314

Obrázek 33 - Vývoj celkové hodnoty jištění MOP dle velikosti hlavního jističe v letech 2014–2020



Obrázek 34 - Struktura příkonu v kategorii MOP dle jističů v r.2020



Tabulka 25 - Vývoj rezervovaného příkonu MOP podle hodnoty hlavního jističe.

Proud jističího prvku	Příkon KW	Příkon KW	Příkon KW	Příkon KW	Příkon KW	Příkon KW	Příkon KW
[A]	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1 x 10	53 880	53 669	53 748	53 983	53 782	52 781	52 097
1 x 13	1 080	986	1 033	1 030	992	980	977
1 x 16	233 618	228 227	226 445	225 734	224 628	223 269	223 488
1 x 20	162 398	157 867	156 216	156 115	156 331	156 398	157 469
1 x 25	395 886	386 562	382 038	381 030	380 076	379 338	381 642
1 x XX	7 355	6 589	6 111	5 686	5 357	5 152	4 825
3 x 10	77 335	74 491	72 569	70 402	68 616	67 320	65 743
3 x 16	583 269	569 353	561 312	552 476	549 204	544 424	541 452
3 x 20	732 974	747 403	749 362	762 350	783 000	809 755	819 446
3 x 25	4 316 940	4 224 438	4 206 186	4 203 198	4 207 014	4 205 898	4 218 858
3 x 32	1 087 926	1 068 872	1 079 608	1 091 820	1 103 109	1 119 859	1 131 057
3 x 40	1 213 805	1 189 469	1 192 579	1 196 755	1 199 002	1 206 893	1 214 784
3 x 50	1 357 956	1 328 004	1 324 080	1 320 084	1 315 296	1 314 684	1 309 104
3 x 63	1 723 136	1 273 845	1 280 014	1 282 645	1 294 438	1 299 065	1 312 265
3 x 80	1 124 986	1 115 251	1 136 333	1 148 083	1 175 328	1 196 813	1 218 240
3 x 100	877 608	846 864	842 400	836 784	818 568	811 440	809 352
3 x 125	643 050	616 320	631 980	634 230	645 210	654 930	671 040
3 x 160	898 790	876 557	885 773	894 528	904 320	911 232	920 563
3 x 200	693 072	666 864	676 656	681 840	689 616	692 208	698 400
3 x 250	511 920	484 020	503 280	512 280	521 100	536 580	545 580
3 x 315	328 180	317 747	325 912	336 571	333 396	340 427	344 736
3 x 400	302 688	286 848	296 640	298 944	295 776	294 912	294 336
souhrn	17 327 851	16 520 245	16 590 273	16 646 568	16 724 160	16 824 357	16 935 453

4 Posouzení dostatečnosti stávajícího nastavení

V této kapitole je posouzena stávající tarifní struktura z pohledu naplnění stávajících požadavků a technologií na energetickém trhu.

4.1 Posouzení rozsahu stávajícího nastavení

Z pohledu pokrytí jednotlivých technologií a potřeb provozovatelů je stávající tarifní struktura pro oblast kategorií zákazníků připojených z VVN a VN velice jednoduchá. Tato struktura dává **možnost bez dalších podmínek a předpokladů připojovat jakékoliv účastníky trhu s různorodým charakterem odběru i výroby**. Výhodou tohoto přístupu je možnost rychlé reakce při vhodném obchodním kontraktu, kdy lze operativně reagovat na cenové signály na trhu s elektrickou energií.

Takto nastavená tarifní struktura ale **nemotivuje jednotlivé subjekty k ovládání odběru dle potřeb a kapacit sítí**. Nejsou nastaveny žádné benefity pro subjekty, které by přizpůsobily svůj odběr potřebám sítě. Tato tarifní struktura je jednoduchá, ale vede k dimenzování sítě dle nastavených smluvních hodnot tak, aby pokryla veškeré požadavky účastníků trhu bez možnosti aktivního zásahu provozovatele sítě. Nemotivuje zákazníky investovat do technologií, které by umožnili časové rozložení spotřeby. Investice účastníků trhu se soustředí zejména na oblast hlídání nebo omezování maxima z důvodu vysokých plateb za smluvní rezervovanou kapacitu. Z hlediska výstavby sítě má tato varianta tarifikace **vysoké investiční požadavky na dimenzování sítě**.

Z hlediska odběratelů připojených na napěťové úrovni NN je tarifní struktura poměrně podrobně členěná a rozsáhlá, ale i tak nepokrývá všechny potřeby v rezidenční i byznysové oblasti. Z pohledu uživatele **dostatečně nepodporuje nové technologické prvky** a zařízení jako jsou např. odběry s klimatizací, čerpadla a přímotopy s částečnou akumulací a veřejné dobíjení. Z hlediska provozu sítí **narůstají odběry s vysokou dobou trvání nízkého tarifu bez možnosti jejich aktivního řízení**. Oblast elektromobility není také dostatečně pokryta a v brzké době může docházet k překročení distribučních kapacit v některých lokalitách.

Současné nastavení tarifikace MOO a MOP má aktivní charakter, ale z důvodu hromadných příkazů a nedostatku dat o skutečném zatížení sítí **nelze objektivně vyhodnotit její skutečné využívání**. V některých časových výsecích může být ovládání spotřebičů situováno do špičkových cen elektrické energie, protože jednotlivé provozní a obchodní modely nejsou vzájemně provázány.

4.2 Posouzení využívání odběru v době platnosti VT a NT

4.2.1 Kategorie MOO

Trendy využití jsou zachyceny níže v tabulkách a grafech 26 a 27. Sazby pro akumulární vytápění a TUV vykazují v odběrech v NT malý pokles. Speciální sazba pro dobíjení elektromobilů D27 d má sice rostoucí trend, ale zatím stále ještě velmi nízké objemy odběru v obou časových pásmech. Sazba pro hybridní vytápění D35d v NT průběžně klesá a má celkově malý odběr energie. Sazba pro přímotopné vytápění D45d má nejvyšší odběr v nízkém tarifu a vykazuje v průměru mírný nárůst odběru. **Sazba pro tepelná čerpadla a přímé vytápění D57d má nejvyšší poměrné přírůstky jak celkového odběru, tak v době nízkého tarifu.**

Pro hodnocení rozložení odběru do nízkého a vysokého tarifu při současném zohlednění délky trvání jednotlivých časových úseků je užitečný obrázek 35 a tabulka 27, které ukazují průměrnou velikost spotřeby v době nízkého tarifu k výši odběru ve vysokém tarifu.

Nejvyšší využití nízkého tarifu má tarif D 26d, ale i toto využití v čase klesá. Další v pořadí využití NT je víkendový tarif D 61d, ale ten vykazuje pokles ještě vyšší. Z hlediska výše odběru nejvýznamnější tarify, akumulární tarif D 25d a přímotopný D 45d, mají využití NT přibližně dvakrát vyšší než v období VT. Ostatní sazby se blíží stejnému využití ve vysokém i nízkém tarifu.

4.2.2 Kategorie MOP

Trendy ve využití NT a VT v kategorii MOP ukazují tabulky 28-29 a obrázky 37-38. Akumulační sazby vykazují v odběrech mírný pokles. Speciální sazba pro dobíjení elektromobilů C 27d má sice výrazně rostoucí trend, ale zatím stále ještě velmi nízké objemy odběru v obou časových pásmech. Sazba pro hybridní vytápění v NT průběžně klesá a má celkově malý odběr energie. Sazba pro přímotopné vytápění má nejvyšší odběr v nízkém tarifu, ale vykazuje výkyvy v odběru. Sazba pro TČ a přímé vytápění má zatím malý odběr s mírným nárůstem v čase.

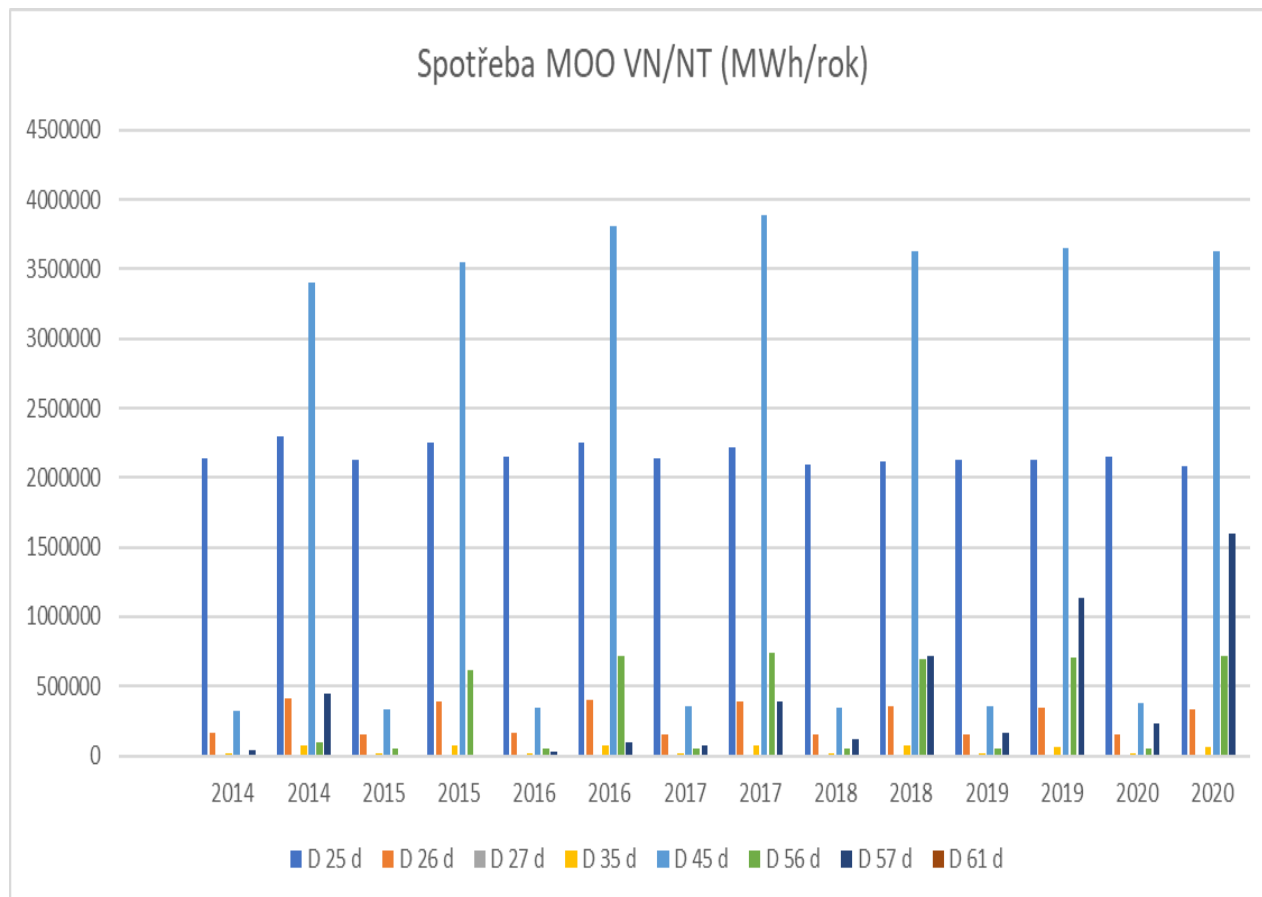
Celkově mají zvýhodněné tarify NT v kategorii MOP malé využití v době platnosti nízkého tarifu. Nejvyšší využití nízkého tarifu má tarif C 26, a jeho využití v čase stoupá. Ostatní podnikatelské

dvoutarifny oscilují okolo poměru 1, mají tedy přibližně stejné využití v době platnosti nízkého i vysokého tarifu. Nejnižší míru využití NT má nový tarif pro dobíjení elektromobilů C 27d.

Tabulka 26 - Přehled odběrů VT a NT u dvoutarifních sazeb MOO v letech 2014-2020

Tarif - sazba	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie	Odběr el. energie
	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]
	VT	NT	VT	NT	VT	NT	VT	NT	VT	NT	VT	NT	VT	NT
	2014	2014	2015	2015	2016	2016	2017	2017	2018	2018	2019	2019	2020	2020
D 25 d	2 140 469	2 295 478	2 122 931	2 250 142	2 146 584	2 257 729	2 143 098	2 221 090	2 089 134	2 119 231	2 130 906	2 123 220	2 151 735	2 081 236
D 26 d	161 651	407 339	157 381	393 405	158 925	398 172	157 245	391 717	150 974	352 706	151 337	348 566	151 766	336 005
D 27 d	46	15	114	69	185	128	316	250	570	408	820	668	1 614	1 231
D 35 d	20 703	72 779	20 703	72 912	20 904	74 507	21 123	74 519	20 438	69 264	20 273	67 883	20 565	66 743
D 45 d	321 795	3 402 522	333 600	3 547 061	349 763	3 807 946	356 285	3 887 109	348 370	3 626 418	360 904	3 652 020	372 758	3 635 216
D 56 d	5 616	94 364	47 831	616 942	52 941	713 550	53 897	734 401	51 929	697 017	52 725	700 851	54 111	718 112
D 57 d	35 528	447 890	2 389	3 072	22 905	94 431	69 932	385 615	114 580	722 509	164 067	1 130 286	236 791	1 601 300
D 61 d	2 280	4 582	2 427	4 561	2 735	4 957	2 963	5 011	2 934	4 738	3 191	4 939	3 700	5 086

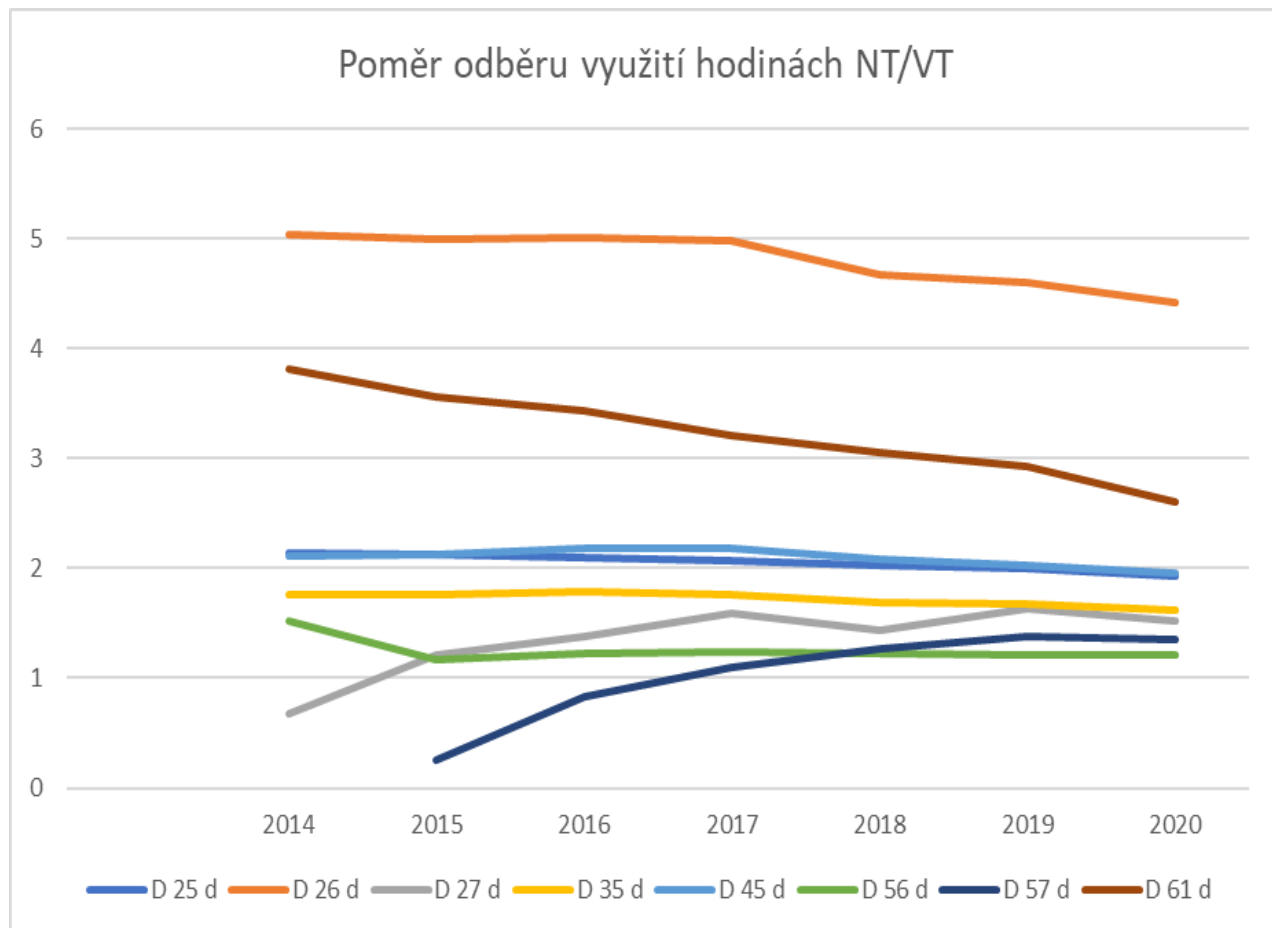
Obrázek 35 - Grafické znázornění vývoje dvoutarifních sazeb MOO v letech 2014–2020



Tabulka 27 - Poměr hodinového využití NT tarifu v porovnání s VT tarifem MOO.

Tarif - sazba	Poměr NT/VT (hod. využití)	Poměr NT/VT (hod. využití)	Poměr NT/VT (hod. využití)	Poměr NT/VT (hod. využití)	Poměr NT/VT (hod. využití)	Poměr NT/VT (hod. využití)	Poměr NT/VT (hod. využití)
	NT	NT	NT	NT	NT	NT	NT
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
D 25 d	2,145	2,120	2,104	2,073	2,029	1,993	1,934
D 26 d	5,040	4,999	5,011	4,982	4,672	4,606	4,428
D 27 d	0,670	1,211	1,382	1,585	1,431	1,628	1,525
D 35 d	1,758	1,761	1,782	1,764	1,694	1,674	1,623
D 45 d	2,115	2,127	2,177	2,182	2,082	2,024	1,950
D 56 d	1,528	1,173	1,225	1,239	1,220	1,208	1,206
D 57 d	2,521	0,257	0,825	1,103	1,261	1,378	1,352
D 61 d	3,812	3,565	3,438	3,207	3,062	2,936	2,607

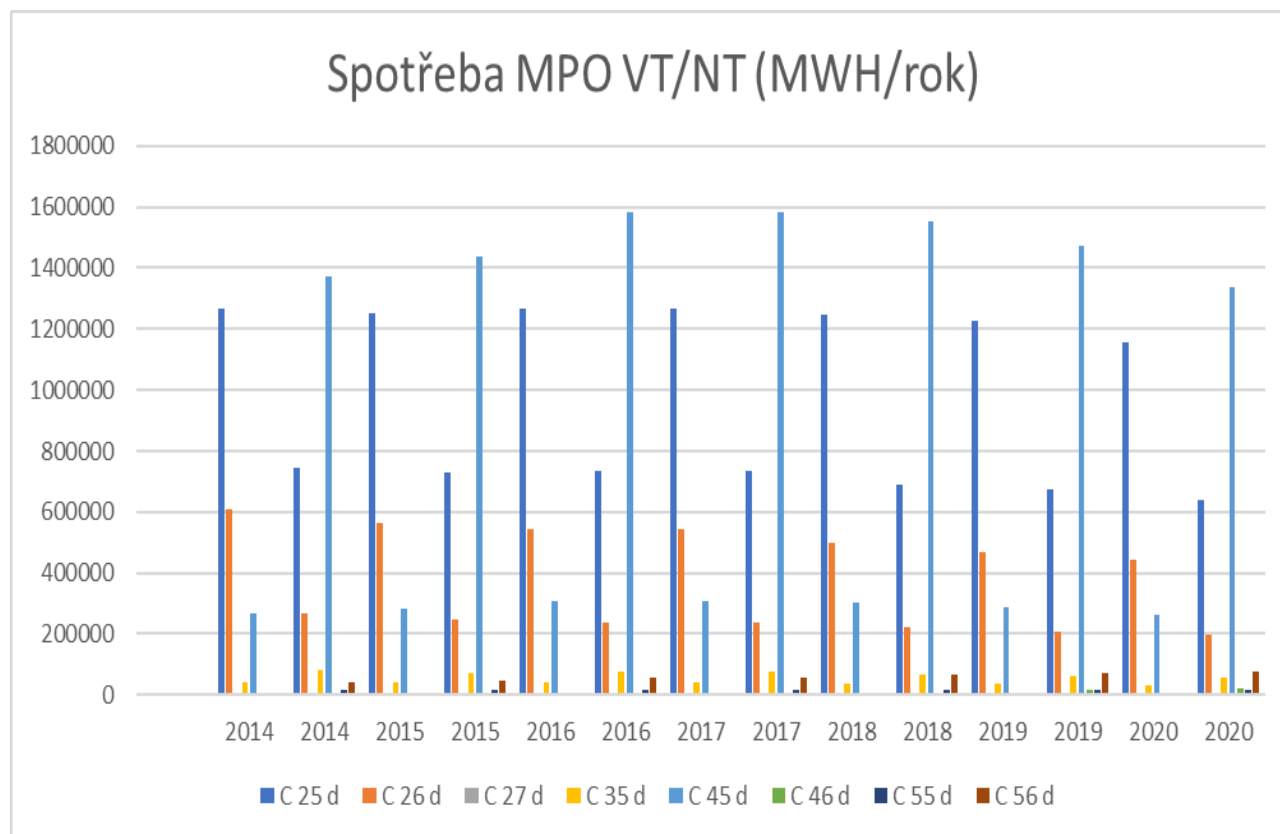
Obrázek 36 - Hodinové využití NT tarifu v porovnání s VT tarifem MOO.



Tabulka 28 - Vývoj odběrů VT a NT u dvoutarifních sazeb MOP v letech 2014–2020

Tarif - sazba	Odběr el. energie		Odběr el. energie		Odběr el. energie		Odběr el. energie		Odběr el. energie		Odběr el. energie		Odběr el. energie	
	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]
	VT	NT	VT	NT	VT	NT	VT	NT	VT	NT	VT	NT	VT	NT
	2014	2014	2015	2015	2016	2016	2017	2017	2018	2018	2019	2019	2020	2020
C 25 d	1 268 657	744 893	1 251 234	729 128	1 268 823	735 239	1 268 823	735 239	1 246 066	689 792	1 224 422	675 538	1 157 307	638 228
C 26 d	611 080	268 080	563 720	247 399	543 835	238 873	543 835	238 873	500 573	220 379	468 917	208 812	443 578	198 556
C 27 d	2	4	4	7	163	50	163	50	373	127	415	130	508	181
C 35 d	43 652	80 315	40 119	73 308	41 386	74 446	41 386	74 446	38 415	68 281	35 901	64 006	32 431	58 326
C 45 d	266 790	1 371 186	283 365	1 437 970	308 872	1 581 743	308 872	1 581 743	303 925	1 550 780	288 908	1 470 652	260 445	1 337 183
C 46 d	0	0	0	0	13	62	13	62	1 279	8 440	1 850	16 426	2 548	23 210
C 55 d	1 153	17 040	1 196	17 255	1 228	17 872	1 228	17 872	1 113	15 563	1 015	14 583	1 040	14 121
C 56 d	3 165	43 683	3 597	48 362	4 325	57 641	4 325	57 641	5 235	65 369	5 695	71 711	6 381	77 823

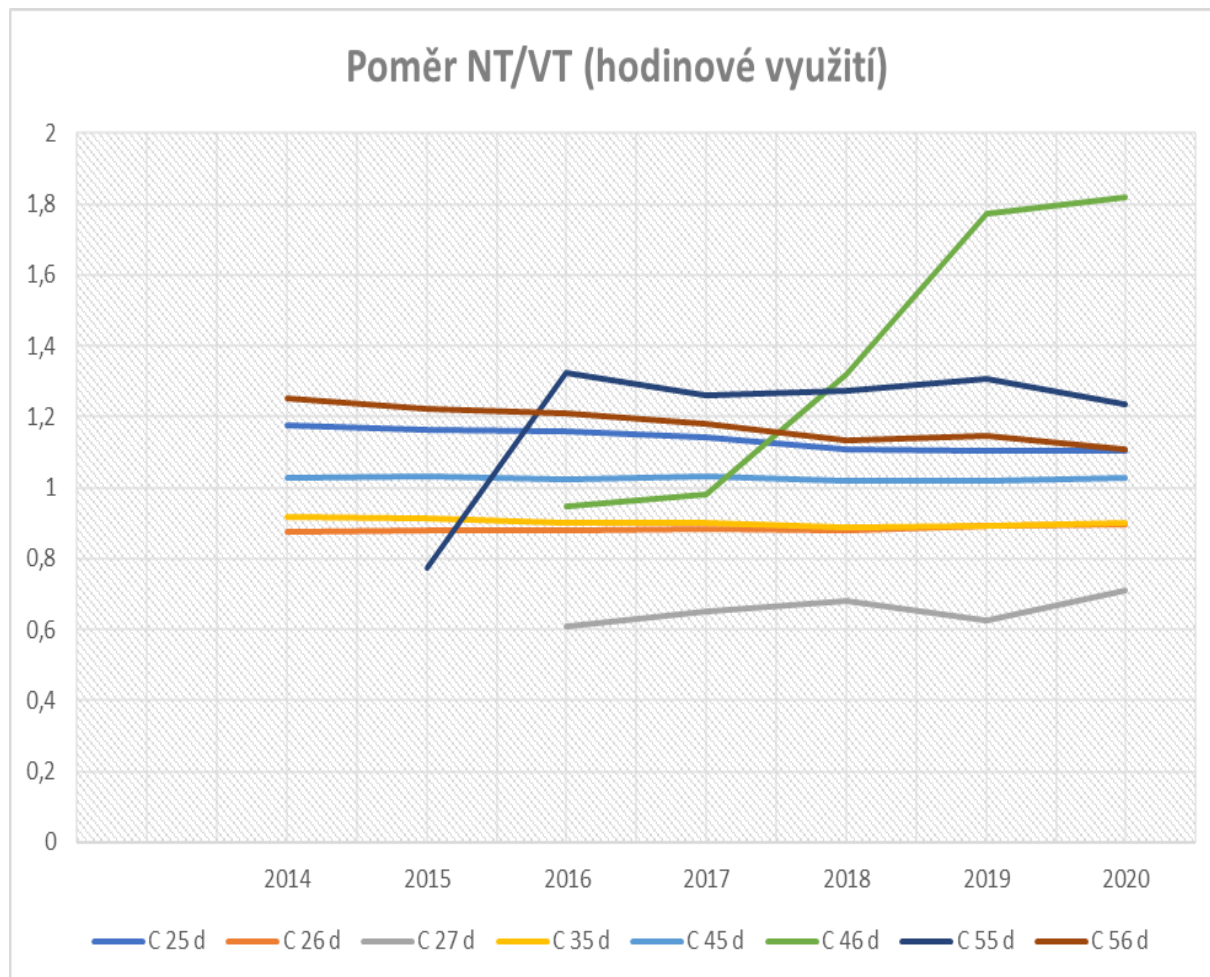
Obrázek 37 - Vývoj odběrů VT a NT u dvoutarifních sazeb MOP v letech 2014–2020



Tabulka 29 - Poměr využití NT tarifu v porovnání s VT tarifem MOP

Tarif - sazba	Poměr NT/VT (hod. využití)	Poměr NT/VT (hod. využití)	Poměr NT/VT (hod. využití)	Poměr NT/VT (hod. využití)	Poměr NT/VT (hod. využití)	Poměr NT/VT (hod. využití)	Poměr NT/VT (hod. využití)
	NT	NT	NT	NT	NT	NT	NT
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
C 25 d	1,174	1,165	1,159	1,141	1,107	1,103	1,103
C 26 d	0,877	0,878	0,878	0,883	0,881	0,891	0,895
C 27 d			0,607	0,652	0,680	0,626	0,712
C 35 d	0,920	0,914	0,899	0,900	0,889	0,891	0,899
C 45 d	1,028	1,033	1,024	1,034	1,021	1,018	1,027
C 46 d			0,949	0,981	1,320	1,775	1,822
C 55 d	1,343	0,772	1,324	1,260	1,272	1,306	1,235
C 56 d	1,255	1,222	1,212	1,181	1,135	1,145	1,109

Obrázek 38 - Poměr využití NT tarifu v porovnání s VT tarifem MOP



4.3 Skupiny zákazníků vymykající se standardnímu nastavení

Již v předcházejícím textu jsme si při komentování vývojových trendů v jednotlivých kategoriích všimli některých nesrovnalostí v současném nastavení tarifního systému. Zejména jde o nesrovnalosti v poměru tržeb a odběru, indikující riziko možných křížových dotací mezi jednotlivými kategoriemi.

V rámci řešení předchozího minitendru 1 jsme upozornili, že kategorie MOP je z hlediska podstaty odběru i z hlediska nákladovosti služeb DS prakticky identická s kategorií MOO. Existující rozdíly mezi domácnostmi a malými podnikateli v časovém průběhu odběru nejsou podle našeho názoru dostatečným důvodem na rozdělení těchto odběrů ze stejné napěťové hladiny do dvou samostatných kategorií. Praxe z mnoha států EU 27, kde toto rozdělení neexistuje, tento náš názor podporuje. Navíc **žádoucím trendem v budoucí tarifikaci má být princip technologické neutrality v kombinaci s oceněním příspěvku konkrétních OPM k možnostem řízení odběru/dodávky, nezávisle zda jde o domácnost či podnikatelský odběr.** Kategorie MOP ale v ČR tradičně křížově dotuje domácnosti, což dodává budoucím případným změnám v tarifikaci i politický a sociální aspekt, který nelze podceňovat.

Zvýhodnění tarifů pro domácnosti pochopitelně ekonomicky motivuje k převádění podnikatelských aktivit pod tarify MOO. Svědčí o tom i statistiky. Na hladině NN, kategorie MOP pozorujeme stagnaci počtu OPM. Tato stagnace ve vývoji počtu OPM v podnikatelské kategorii je poněkud nelogická, vezmeme-li v úvahu, že léta 2014 až 2019 se vyznačovala velmi slušným ekonomickým rozvojem, kdy by se dal spíše očekávat rozvoj nových podnikatelských odběrů. To nepřímě dokládá, že **mnoho nových podnikatelských aktivit se skrývá pod tarify MOO**. V budoucnu toto prolínání bude ještě posilovat, což je nevyhnutelným důsledkem rostoucího významu práce z domova. To může být podpůrným argumentem ke sloučení kategorií MOO a MOP, tak jak je to např. v Německu či Rakousku.

Další dlouhodobě známou, nicméně tolerovanou skutečností jsou zvýhodněné sazby pro topné tarify. Při srovnání podílu jednotlivých sazeb na odběru a tržbách je zřejmé, že **tarify pro přímotopy a tepelná čerpadla jsou cenově nižší na úkor jednotarifních sazeb**. Ke stejnému závěru plynou výsledky mezinárodního benchmarkingu cen, viz studie ENA, Poplatky související s provozem elektrizační soustavy pro koncového zákazníka ve vybraných státech EU v období 2008–2021. To opět ekonomicky motivuje ke zneužívání dvoutarifních sazeb, které využívají k běžné spotřebě i odběratelé, kteří fakticky nevyužívají stanovené spotřebiče.

Dalším chronickým problémem tarifního systému ČR je nízká fixní platba za jistič na hladině NN ve srovnání s variabilní platbou za spotřebovanou energii, viz výsledky řešení minitendru 1. V důsledku této distorze **nízké odběry z NN nepokrývají vynaložené síťové náklady** a jsou křížově dotovány vyššími odběry – u domácností především z kategorie D02d.

A konečně další skupinou, která je znevýhodněna, jev MOP kategorie C03d s 12 % na odběru a přitom jen 2 % na počtu OPM. Tato kategorie má často vyšší odběr než některé odběry z NN. Vysoké spotřeby z NN platí v porovnání s VN odběry vysoké distribuční náklady. Náš názor je, že **k C03 by z hlediska výše odběru šlo přistupovat stejně jako k odběrům z VN**.

Závěrem je nutné také zmínit **zvýhodněný postoj vůči výrobcům 1.kategorie, kteří neplatí stálou složku distribuční sazby** a jsou výrazně zvýhodněni vůči ostatním zákazníkům.

5 Vývoj kapacitní potřeby

Vývoj kapacitní potřeby vyhodnocuje vývoj zatížení distribučních soustav v jednotlivých letech po napěťových hladinách a dle kategorizace jednotlivých zákazníků.

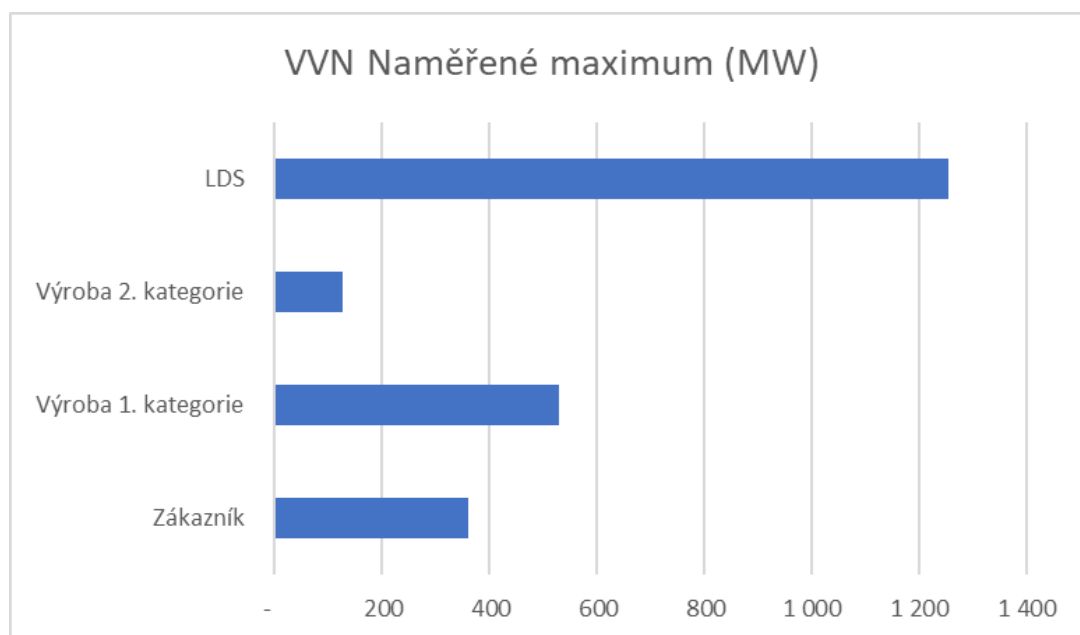
5.1 Vývoj kapacitní potřeby VVN

Tabulka 30 - Porovnání RP, NM a odběru ve vzájemné vazbě v roce 2020

Počet	Identifikátor odběrného místa	Rezervovaný příkon [MW]	Naměřené	Odběr	Průměrný odběr [MWh]
			max/rok [MW]	Celkem [MWh]	
21	Zákazník	425	266	1 099 928	52 377,54
93	Výroba 1. kategorie	1 091	433	541 254	5 819,94
6	Výroba 2. kategorie	166	99	167 472	27 912,02
40	LDS	1 830	1 069	4 606 141	115 153,54
160	VVN	3 512	1 866	6 414 796	40 092,48

Nejvyšší hodnoty rezervovaného příkonu a jeho efektivního využití dosahují provozovatelé lokálních distribučních soustav. U výrobců je využití RP nízké z důvodu pokrytí odběru z vlastních zdrojů. Výrobci první kategorie, kteří jsou nejčetnější skupinou odběratelů z VVN mají průměrné odběry logicky nejnižší. Zákazníci z VVN dosahují vysokého využití RP s průměrnými odběry 52 377 MWh/rok v roce 2020.

Obrázek 39 - Hodnota naměřeného maxima dle jednotlivých kategorií VVN v roce 2020

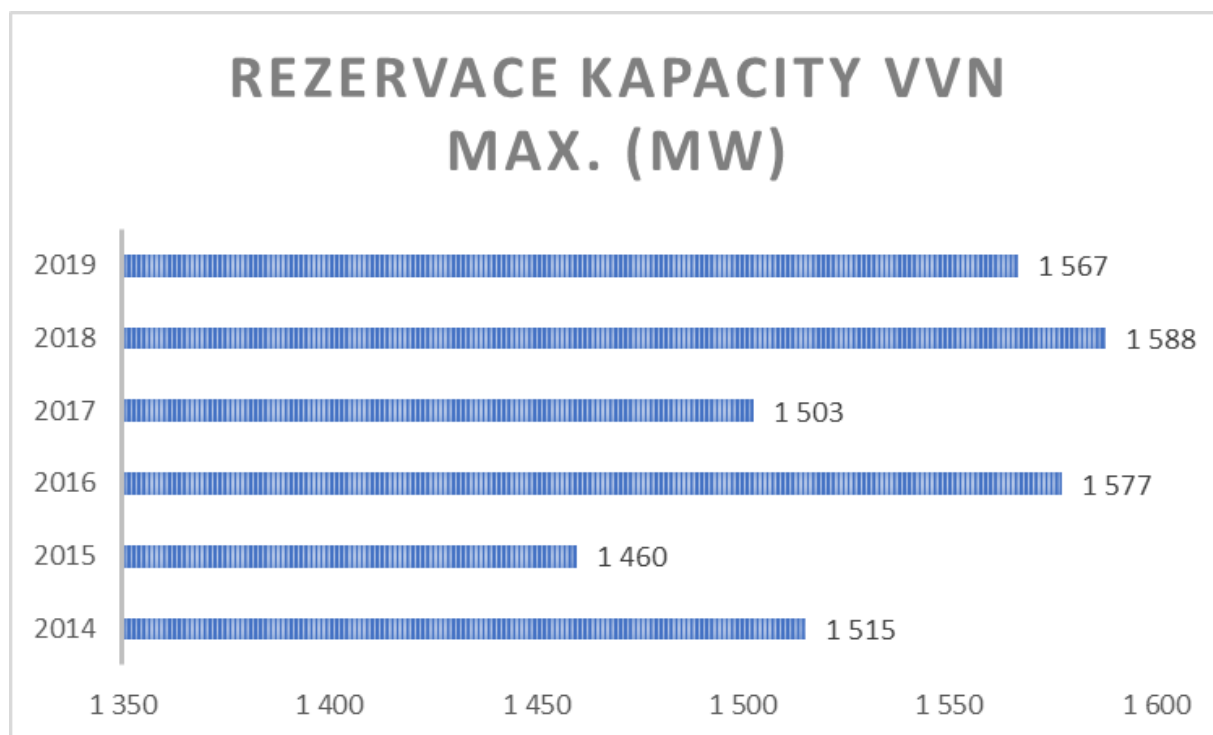


Tabulka 31 - Přehled vývoje OPM a maxima sumy rezervované kapacity v letech 2014-2020

Kategorie	Skutečnost		
	ČR		
	Odběrná místa	RK (max)	Spotřeba energie celkem
	počet	MW	MWh
a	b	c	d
Hladina VVN			
2014	132	1 515	7 266 069
2015	131	1 460	7 296 392
2016	136	1 577	7 616 394
2017	141	1 503	7 821 773
2018	145	1 588	7 897 845
2019	149	1 567	7 921 729

Z uvedeného přehledu je zřejmé, že vývoj maximálních sjednaných hodnot RK se v letech příliš nemění. Mírně rostoucí trend je zapříčiněn zvyšujícím se počtem připojených subjektů na hladině VVN. Mírnému nárůstu odpovídá i mírný nárůst odběru elektrické energie. Do vývoje RK i konečné spotřeby zasahuje i rozvoj lokální výroby, která pokrývá stále vyšší podíl konečné spotřeby.

Obrázek 40 - Přehled vývoje sumy maximálních hodnot roční a měsíční rezervované kapacity v letech 2014-2020



Sumární hodnota maxima rezervované kapacity dosahuje v jednotlivých letech proměnlivých hodnot. Odběry LDS z VVN dosahují nejvyšších hodnot využití kapacit. Využití rezervovaných kapacit značně

zkresluje vysoký počet provozované vlastní výroby. Tato výroba snižuje využití rezervovaných příkonů i vlastní výši konečného odběru z VVN.

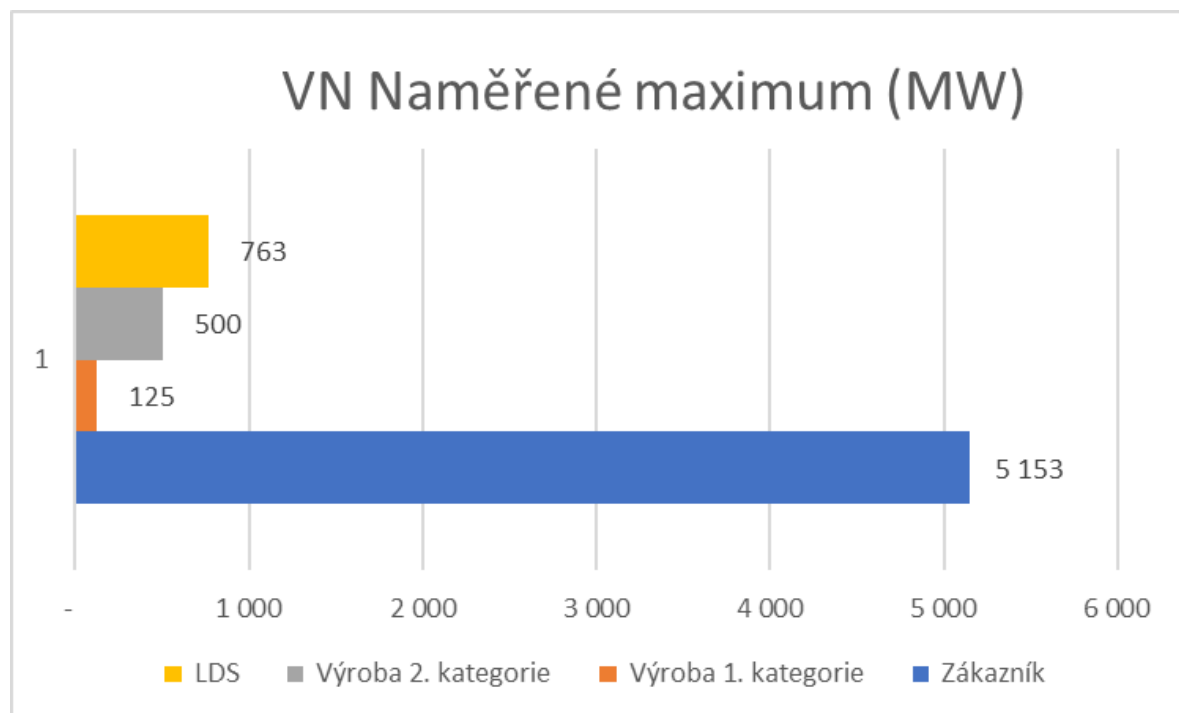
5.2 Vývoj kapacitní potřeby VN

Tabulka 32 - Porovnání RP, NM a odběru na VN ve vzájemné vazbě v roce 2020

Počet	Identifikátor odběrného místa	Rezervovaný příkon [MW]	Naměřené	Odběr	Průměrný odběr
			max/rok [MW]	Celkem [MWh]	
12 023	zákazník	5 675,99	3 214,90	11 229 665,94	934,02
1 276	Výroba 1. kategorie	253,28	75,79	37 582,10	29,45
851	Výroba 2. kategorie	502,42	312,91	1 012 584,78	1 189,88
581	LDS	925,24	398,61	1 434 122,03	2 468,37
14 731	VN	7 357	4 002	13 713 955	930,96

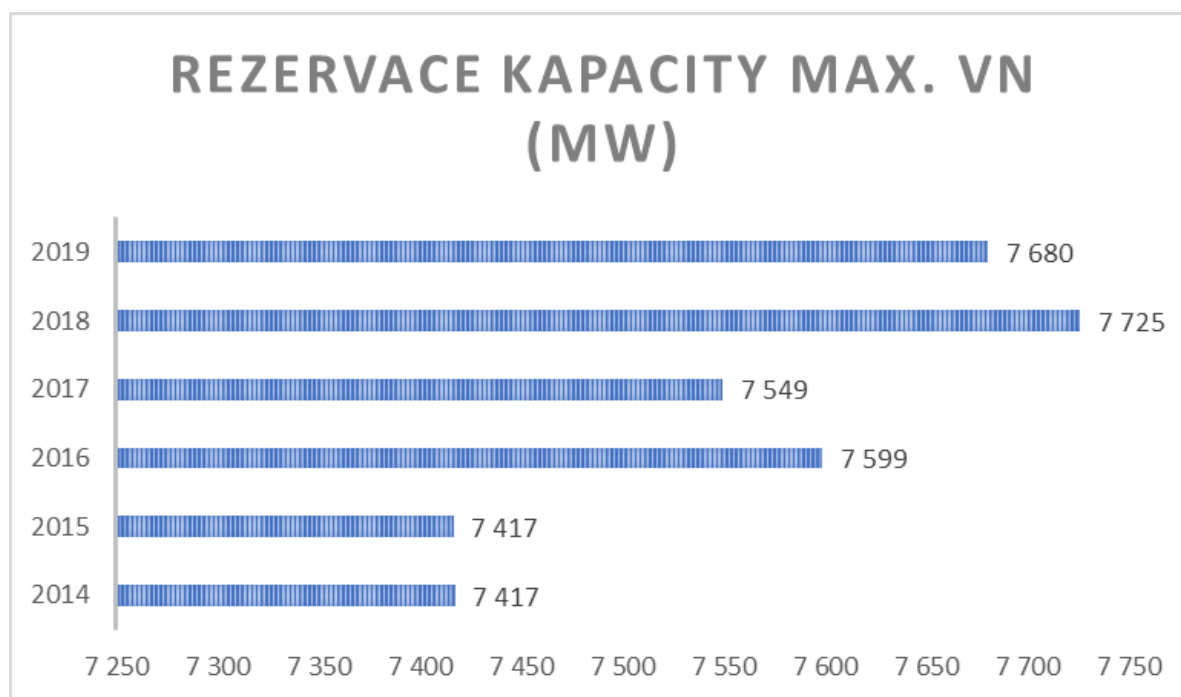
Nejvyšší hodnoty sumy rezervovaného příkonu dosahují koneční spotřebitelé z VN. Nejvyššího využití RP a průměrných hodnot dosahují provozovatelé lokálních distribučních sítí. Výrobci 2 kategorie dosahují také vysokých hodnot využití rezervovaného příkonu. Kategorie zákazníků z VN je z velké části zkreslená vysokým počtem odběrů s malou spotřebou a horším využitím rezervovaného příkonu.

Obrázek 41 - Hodnota naměřeného maxima dle jednotlivých kategorií VN v roce 2020



Z přehledu sumy hodnot naměřeného maxima vyčnívá nízká hodnota u výrobců 1 kategorie. Zároveň je vidět poměrně vysoká hodnota u LDS s malým počtem respondentů v porovnání s ostatními oblastmi kategorie VN.

Obrázek 42 - Přehled vývoje sumy maximálních hodnot roční a měsíční rezervované kapacity VN v letech 2014-2020



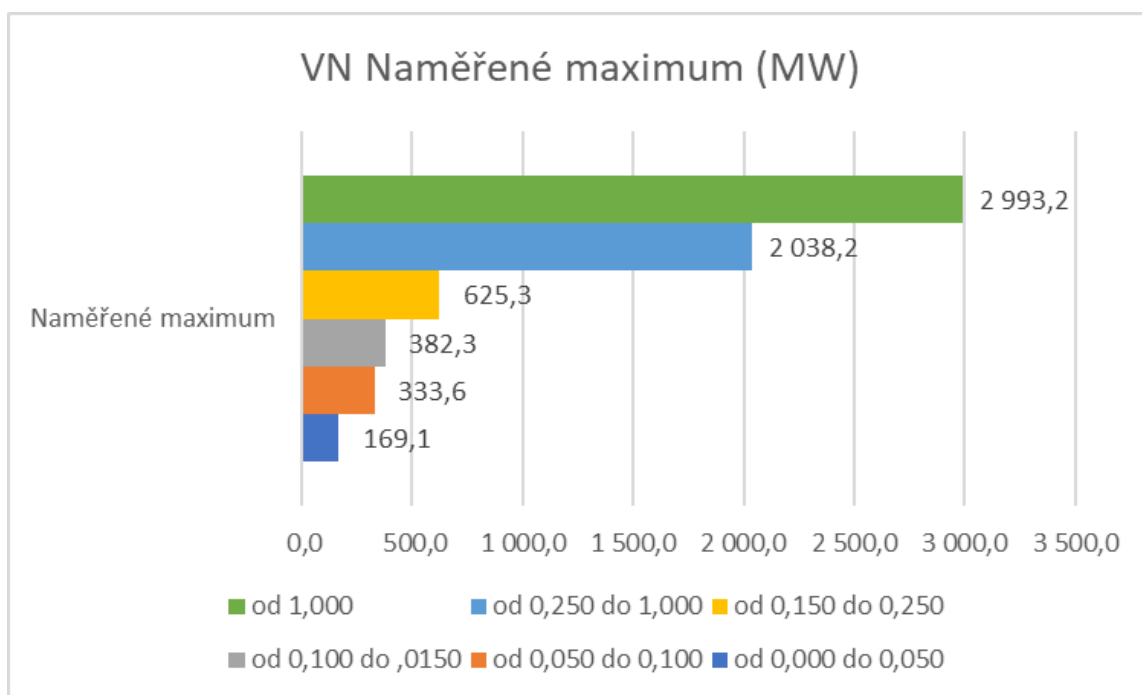
Sumární hodnota maxima rezervované kapacity VN dosahuje v jednotlivých letech proměnlivých hodnot. Odběry z VN u vyšších příkonů dosahují vyšších hodnot využití rezervovaných kapacit. Výrobní OPM snižují využití rezervovaných kapacit i vlastní výši průměrného odběru z VN.

Tabulka 33 - Přehled OPM z VN dle výše naměřeného maxima v roce 2020

Číslo OPM	Identifikátor odběrného místa	Rezervovaný příkon [MW]	Naměřené	Odběr	Průměrný odběr
			max/rok [MW]	Celkem [MWh]	
	naměř. maximum				
4 790	od 0,000 do 0,050	563,921	99,134	187 421,573	39,13
2 742	od 0,050 do 0,100	536,714	202,988	436 297,729	159,12
1 813	od 0,100 do 0,150	460,223	224,989	512 836,641	282,87
1 980	od 0,150 do 0,250	743,756	383,870	939 728,371	474,61
2 683	od 0,250 do 1,000	2 092,398	1 210,495	3 714 881,755	1 384,60
723	od 1,000	2 959,920	1 880,727	7 922 788,774	10 958,21
14 731		7 356,933	4 002,203	13 713 954,843	930,96

Z tabulky je patrné, že rezervovaný příkon, a hlavně naměřené maximum, má vyšší využití u odběrů s vyšším naměřeným maximem. Naměřené maximum i průměrný odběr má nejlepší poměr využití u odběrů s vysokým rezervovaným příkonem.

Obrázek 43 - Přehled sumárních hodnot naměřeného maxima na VN dle velikosti naměřeného maxima v roce 2020



Z přehledu je patrné, že suma naměřeného maxima roste přímo úměrně dle rozdělených kategorií podle výše naměřené hodnoty maxima v roce 2020. Tato hodnota roste exponenciálně i přes snižující se počet respondentů ve vyšších kategoriích.

5.3 Vývoj kapacitní potřeby NN

Kategorie MOO

Tabulka 34 - Přehled odběru MOO dle hodnoty hlavního jističe

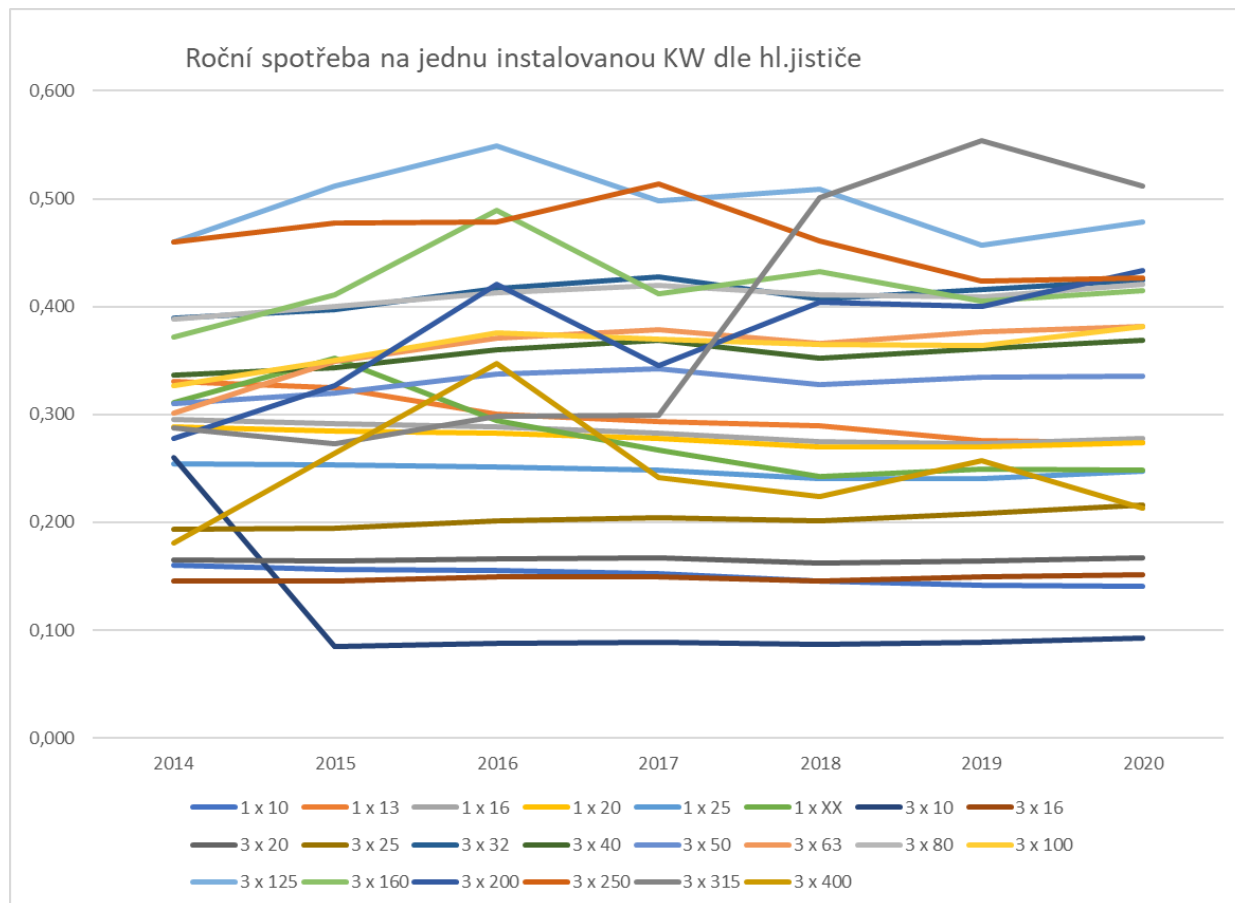
Proud jističího prvku	Odběr	Odběr	Odběr	Odběr	Odběr	Odběr	Odběr
[A]	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1 x 10	15 533	14 605	14 267	13 699	12 725	12 035	11 645
1 x 13	1 781	1 628	1 477	1 406	1 251	1 137	1 059
1 x 16	549 729	536 293	526 158	509 113	486 391	477 472	477 399
1 x 20	634 867	627 082	621 319	610 013	590 623	589 534	594 525
1 x 25	1 411 604	1 403 840	1 391 173	1 372 691	1 333 463	1 335 838	1 371 331
1 x XX	1 143	1 201	1 001	903	846	762	742
3 x 10	55 111	17 589	17 884	17 706	16 966	16 973	17 262
3 x 16	304 229	304 628	314 943	316 412	309 091	317 354	321 575
3 x 20	806 456	825 500	865 815	896 984	898 386	940 647	993 181
3 x 25	8 336 429	8 454 538	8 813 174	9 085 745	9 026 248	9 471 691	9 929 618
3 x 32	1 474 943	1 534 993	1 654 075	1 756 719	1 728 902	1 837 105	1 953 136
3 x 40	626 393	635 951	669 617	692 151	667 680	691 940	714 529
3 x 50	284 673	289 992	305 673	311 855	300 034	307 280	309 663
3 x 63	161 010	116 910	125 606	130 653	129 433	137 442	142 621
3 x 80	52 795	55 660	59 465	63 856	64 801	66 666	71 218
3 x 100	18 801	20 301	22 458	22 600	22 018	22 444	23 927
3 x 125	10 435	12 023	13 153	11 784	12 328	12 350	13 787
3 x 160	7 028	8 085	10 769	9 767	10 721	10 866	11 709
3 x 200	3 238	3 716	5 268	4 227	5 585	5 476	5 492
3 x 250	1 823	2 406	2 669	3 053	2 822	2 745	2 919
3 x 315	716	743	811	814	2 047	1 885	1 626
3 x 400	521	759	1 001	903	904	815	738
souhrn	14 759 258	14 868 442	15 437 777	15 833 053	15 623 265	16 260 456	16 969 704

Z pohledu odběrů MOO z NN dominuje hlavní jistič 3x25 A. Kromě posledního roku dosahuje ročně trvalých nárůstů odběru. Dalšími v pořadí jsou jističe 3x32 A a následuje jistič 1x25 A.

Z grafu a následující tabulky je zřejmé, že vyšších hodnot využití rezervovaného příkonu v kategorii MOO dosahují odběry s vysokou hodnotou hlavního jističe. Nejčastější jistič 3x25 A je pod průměrem ze všech hodnot. Jednofázové odběry dosahují vyšších než průměrných hodnot. Průměrná hodnota využití rezervovaného příkonu se mírně zvyšuje i přes používání nových úspornějších spotřebičů. Nárůst využití RP odpovídá zvyšující se životní úrovni s vyšším využíváním nově instalovaných domácích spotřebičů.

V přehledu se prozatím neprojevuje zvyšující se podíl samovýroby u rezidenčních odběrů.

Obrázek 44 - Přehled využití kapacity hlavního jističe MOO přepočteného na jednu KW rezervovaného příkonu.



Tabulka 35 - Přehled využití kapacity hlavního jističe přepočteného na jednu KW rezervovaného příkonu.

Proud jističího prvku	Odběr/RP MWh/kW	Odběr/RP MWh/kW	Odběr/RP MWh/kW	Odběr/RP MWh/kW	Odběr/RP MWh/kW	Odběr/RP MWh/kW	Odběr/RP MWh/kW
[A]	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1 x 10	0,160	0,156	0,155	0,152	0,146	0,141	0,140
1 x 13	0,331	0,325	0,301	0,293	0,289	0,276	0,274
1 x 16	0,295	0,292	0,289	0,283	0,275	0,273	0,278
1 x 20	0,288	0,285	0,282	0,278	0,270	0,270	0,274
1 x 25	0,254	0,253	0,251	0,248	0,240	0,241	0,247
1 x XX	0,311	0,353	0,295	0,267	0,243	0,250	0,249
3 x 10	0,260	0,085	0,088	0,089	0,087	0,089	0,093
3 x 16	0,146	0,145	0,149	0,149	0,146	0,150	0,152
3 x 20	0,165	0,164	0,166	0,167	0,162	0,164	0,167
3 x 25	0,193	0,195	0,201	0,205	0,201	0,208	0,216
3 x 32	0,389	0,397	0,417	0,428	0,407	0,416	0,425
3 x 40	0,336	0,344	0,360	0,369	0,352	0,361	0,369
3 x 50	0,310	0,320	0,338	0,342	0,327	0,334	0,336
3 x 63	0,301	0,349	0,371	0,378	0,366	0,376	0,381
3 x 80	0,388	0,400	0,413	0,419	0,411	0,409	0,420
3 x 100	0,327	0,350	0,376	0,370	0,364	0,364	0,382
3 x 125	0,460	0,512	0,549	0,498	0,509	0,457	0,479
3 x 160	0,372	0,410	0,489	0,412	0,433	0,405	0,415
3 x 200	0,278	0,327	0,420	0,345	0,404	0,400	0,433
3 x 250	0,460	0,477	0,478	0,514	0,461	0,424	0,427
3 x 315	0,287	0,273	0,298	0,299	0,501	0,554	0,512
3 x 400	0,181	0,264	0,348	0,241	0,224	0,257	0,213
souhrn	0,219	0,220	0,226	0,229	0,223	0,229	0,236

Tabulka 36 - Přehled odběru MOP dle hodnoty hlavního jističe.

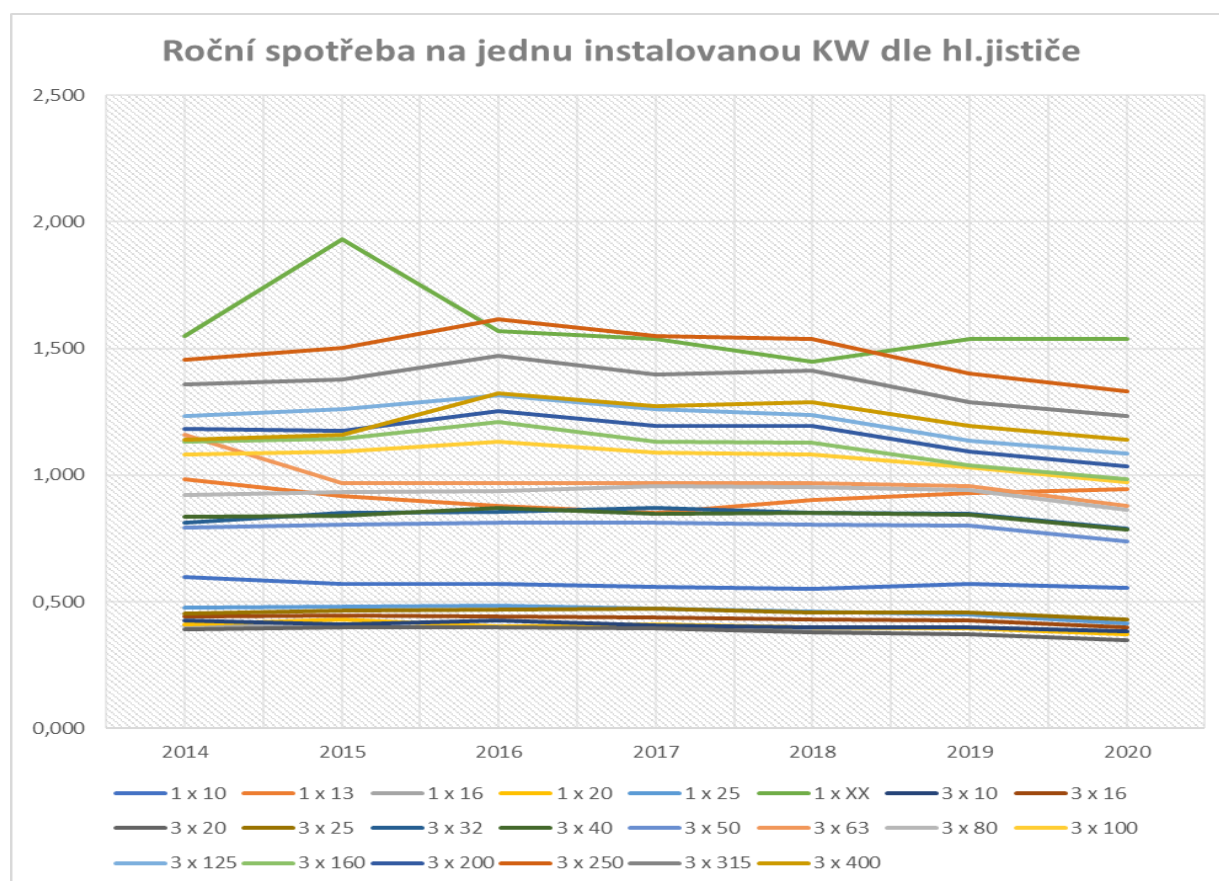
Proud jističího prvku	Odběr MWh	Odběr MWh	Odběr MWh	Odběr MWh	Odběr MWh	Odběr MWh	Odběr MWh
[A]	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1 x 10	20 343	19 557	19 439	19 092	18 657	18 944	18 141
1 x 13	671	535	502	486	478	482	472
1 x 16	56 690	55 146	55 473	54 495	53 420	54 018	51 686
1 x 20	36 999	38 207	35 324	35 935	35 342	34 900	33 252
1 x 25	102 368	101 564	100 923	97 676	96 138	93 412	87 700
1 x XX	3 391	4 089	3 114	2 996	2 798	2 894	2 785
3 x 10	19 986	18 998	19 101	17 773	16 973	16 602	15 495
3 x 16	139 855	138 826	136 469	133 717	129 828	128 275	119 159
3 x 20	158 652	161 806	164 415	165 165	163 154	164 104	156 061
3 x 25	1 109 249	1 132 974	1 132 855	1 140 871	1 107 925	1 111 056	1 042 811
3 x 32	519 461	552 810	560 443	575 628	567 788	571 848	537 583
3 x 40	605 321	611 394	636 137	621 936	626 418	622 220	584 374
3 x 50	663 028	670 971	676 469	675 557	666 343	663 517	609 994
3 x 63	862 795	724 106	728 627	733 564	738 225	733 619	682 018
3 x 80	700 582	721 811	735 566	753 911	760 071	762 786	711 454
3 x 100	554 516	552 421	561 926	535 394	526 607	495 755	466 136
3 x 125	482 169	501 762	527 962	508 635	509 899	477 348	466 022
3 x 160	636 561	646 798	682 793	645 231	652 849	606 329	581 752
3 x 200	473 798	474 546	504 245	486 384	495 954	457 125	438 950
3 x 250	404 984	425 184	460 935	448 763	457 854	430 426	419 314
3 x 315	244 242	253 105	269 489	261 016	265 703	246 725	238 642
3 x 400	199 199	200 203	217 221	210 595	209 861	193 041	180 974
souhrn	7 994 861	8 006 813	8 229 428	8 124 818	8 102 285	7 885 427	7 444 772

Z pohledu odběrů MOP z NN dominuje hlavní jistič 3x25 A. Další v pořadí jsou velké odběry vázány zejména na OPM s vyššími hodnotami jištění a s velkým podílem i nepřímých měření.

Z grafu a následující tabulky je zřejmé, že využití rezervovaného příkonu v kategorii MOP je podstatně vyšší než v kategorii MOO. Odběry s jištěním 3x25 A vykazují pouze poloviční využití ve srovnání s průměrem za MOP. Průměrná hodnota využití rezervovaného příkonu v kategorii MOP se mírně snižuje.

V přehledu prozatím nelze identifikovat zvyšující se podíl samovýroby u podnikatelských subjektů, který může být i částečnou příčinou pro postupné snižování využití RP v kategorii MOP.

Obrázek 45 - Přehled využití kapacity hlavního jističe MOP přepočteného na jednu KW rezervovaného příkonu.



Tabulka 37 - Přehled využití kapacity hlavního jističe přepočteného na jednu KW rezervovaného příkonu.

Proud jističího prvku	Odběr/RP MWh/kW	Odběr/RP MWh/kW	Odběr/RP MWh/kW	Odběr/RP MWh/kW	Odběr/RP MWh/kW	Odběr/RP MWh/kW	Odběr/RP MWh/kW
[A]	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1 x 10	0,596	0,572	0,569	0,559	0,550	0,569	0,554
1 x 13	0,982	0,918	0,879	0,852	0,901	0,930	0,945
1 x 16	0,407	0,401	0,405	0,398	0,390	0,397	0,378
1 x 20	0,412	0,432	0,402	0,409	0,400	0,394	0,371
1 x 25	0,479	0,482	0,486	0,471	0,462	0,448	0,414
1 x XX	1,550	1,931	1,567	1,537	1,448	1,535	1,537
3 x 10	0,425	0,412	0,426	0,407	0,400	0,401	0,383
3 x 16	0,442	0,444	0,443	0,439	0,430	0,428	0,400
3 x 20	0,393	0,398	0,400	0,394	0,381	0,373	0,348
3 x 25	0,452	0,466	0,468	0,471	0,457	0,459	0,430
3 x 32	0,811	0,852	0,857	0,871	0,852	0,848	0,788
3 x 40	0,836	0,839	0,871	0,849	0,852	0,843	0,786
3 x 50	0,792	0,804	0,813	0,814	0,803	0,799	0,737
3 x 63	1,158	0,967	0,969	0,970	0,967	0,955	0,877
3 x 80	0,921	0,931	0,937	0,958	0,951	0,940	0,862
3 x 100	1,082	1,093	1,132	1,090	1,081	1,028	0,972
3 x 125	1,234	1,262	1,313	1,259	1,237	1,136	1,083
3 x 160	1,131	1,144	1,209	1,131	1,129	1,039	0,983
3 x 200	1,181	1,176	1,251	1,194	1,195	1,093	1,034
3 x 250	1,454	1,504	1,616	1,549	1,539	1,402	1,332
3 x 315	1,360	1,376	1,472	1,395	1,413	1,289	1,232
3 x 400	1,141	1,159	1,321	1,272	1,287	1,195	1,138
souhm	0,807	0,807	0,831	0,817	0,810	0,784	0,735

6 Posouzení zákaznické segmentace z hlediska historického vývoje

Distribuční tarify jsou na všech napěťových hladinách nastaveny jako dvousložkové. První část stálých nákladů by měla krýt stálé náklady na provoz a obsluhu soustavy a druhá část variabilních nákladů by měla pokrývat náklady v souvislosti se skutečným odběrem elektrické energie v jednotlivých předacích místech, především ztráty v soustavě.

V rámci první kategorie stálých plateb je nutné vzít v potaz výši nákladů na připojení jednotlivých účastníků energetického trhu. **V porovnání se zahraničím je poplatek za připojení v ČR nižší než průměr států EU**, viz analýza provedená v rámci minitendru 1. Tento poplatek vyjadřuje poměr skutečně vynaložených nákladů na připojení jednotlivých hráčů do distribučních soustav. Jeho navýšení by vedlo k pokrytí nákladů na připojení odběrných a předacích míst a zároveň by vedlo k transparentnějšímu rozložení distribučních tarifů dle reálně vynakládaných nákladů provozovatelů sítí na obsluhu a provoz DS. V důsledku by se mohly snížit distribuční tarify, které by mohly stimulovat energetické subjekty k vyššímu využívání elektrické energie.

V rámci kategorií zákazníků **připojených z VVN a VN jsou stávající distribuční tarify nastaveny velice jednoduše**. V minulosti měla i tato oblast řadu specifických tarifů, které zanikly s nástupem

liberalizace elektroenergetiky a postupným otevřením trhu s elektrickou energií. Současně s otevíráním trhu došlo ke změnám v měřících a ovládacích technologiích (měření typu A, B s vazbou na HDO) a tedy i k technologickým překážkám pro speciálně rozdělené tarify do časových pásem a specifických technologií.

Segmentace zákazníků **na napětové úrovni NN** vychází historicky z 90-tých let minulého století, kdy v ČR byl dostatek elektřiny a finalizovala se dostavba jaderné elektrárny Temelín. Z této doby vyplynula struktura stávající segmentace, jejíchž hlavním cílem bylo podpořit zvýšený konzum elektrické energie a zajistit jeho rovnoměrný odběr v průběhu kalendářního roku. Byly nastaveny tarify, které zvýhodňovaly odběry zejména elektrického vytápění s vysokou průměrnou spotřebou. Až do roku 2007 tarify zahrnovaly obchodní a distribuční složky tarifní politiky a posuzovaly se komplexně za celý odběr.

7 Posouzení z hlediska vývoje energetického trhu

7.1 Segmentace zákazníků na napětové VVN a VN

Stávající segmentace na obou sledovaných hladinách je nastavena velice jednoduše. Každá z napětových úrovní zahrnuje několik typů dle výše jmenovitého napětí a transformaci včetně dalších distribučních prvků na těchto hladinách.

Stálá složka distribuční služby se skládá z platby za **smluvní rezervovanou kapacitu v měsíčním či ročním kontraktu** a penalizace za překročení její smluvní nebo technické hodnoty u předávacího a předacího místa. Variabilní složka distribuční služby je vyjádřena hodnotou užití sítě a je přímo úměrná množství odebrané energie. Nastavená **stálá platba tvoří dominantní část a patří k nejvyšším v zemích EU**, viz porovnání provedené v rámci minitendru 1. Je ze svého principu více imunní vůči probíhajícím změnám na energetickém trhu. Stále více zákazníků na těchto hladinách se snaží samostatně si zajistit vlastní dodávku elektrické energie a zajistit si tak stálou a predikovatelnou cenu elektřiny. Dále se snaží vyhnout se zvyšujícím se platbám za distribuci elektřiny. Tento trend probíhá plošně, ale je dominantní v kategorii VVN. Zde je nutné také zmínit **zvýhodněný postoj vůči výrobcům 1.kategorie, kteří neplatí stálou složku distribuční sazby** a jsou výrazně zvýhodněni vůči ostatním zákazníkům.

Stávající nastavení distribučních složek ale víceméně umožňuje pružné chování odběratelů v těchto kategoriích a jejich přizpůsobení se vývoji zdrojové základny výroby elektrické energie. Platí pouze hodnotu výkonu a vlastní odběr mohou řídit a přizpůsobovat signálům trhu s elektřinou. Tento model předpokládá silnou a robustní distribuční síť, která v každém okamžiku zvládne pokrýt potřeby všech energetických subjektů a přispívá k uplatnění reálně vyrobené elektrické energie v každém časovém okamžiku.

7.2 Segmentace zákazníků na napěťové hladině NN

Na této napěťové hladině máme v současnosti dvě základní kategorie zákazníků. Kategorie retailových zákazníků pokrývající zejména bytové služby a dále ostatní související potřeby obyvatelstva. Tato kategorie je cenově zvýhodněna proti kategorii podnikatelského maloobděru, která až na výjimky je strukturována velice podobně. **Rozdělení kategorií na obyvatelstvo a podnikatelský malooběr z pohledu užití i poskytovaných distribučních služeb nedává příliš smysl.** To je i důvodem, proč celá řada států EU toto rozdělení nepraktikuje, viz naše analýza v rámci minitendru 1. Mnoho podnikajících subjektů z důvodu ekonomické výhodnosti proto provádí svou činnost pod výhodnějšími bytovými sazbami. Se změnou paušalizace výdajů na podnikání, kdy není nutné u mnoha živností dokládat vynaložené náklady na podnikatelskou činnost, bude ještě vyšší odliv zákazníků z kategorie MOP do kategorie MOO.

Stálá složka distribuční služby se odvozuje z výše hodnoty hlavního jističe před elektroměrem. Z pohledu standardního připojení má hodnota hlavního jističe vyšší průměr než v zemích EU, kde dominuje jednofázové připojení (Studie ENA, Poplatky související s provozem elektrizační soustavy pro koncového zákazníka ve vybraných státech EU v období 2008–2021). Z tohoto důvodu můžeme hovořit o **stávajícím předimenzování kapacity zejména u rodinných domů.** V zahraničí je běžné jištění 1 x 25 A a průměrné spotřeby domácností bývají vyšší než v ČR. Využití nastavené kapacity odběru je v ČR obvykle velice nízké. Zároveň má každý tarif jiné ocenění této kapacity vyplývající z hodnoty hl. jističe a mnohdy dochází k přiznání tarifu i bez využívání předpokládaných typových spotřebičů.

Variabilní distribuční složka je úměrná množství odebrané energie. U převládajících jednotarifních sazeb se dále nečlení, ale má pro každý tarif dle velikosti odebrané energie jinou hodnotu platby za užití sítě. Vícetarifní sazby se dělí dle připojené technologie a délka hodnoty nízkého tarifu i jejich ocenění jsou výrazně odlišeny. Tento systém umožňuje provozovatelům sítě operativně, dle možností stávající technologie, řídit využití kapacit distribučních sítí. Distribuční systémy na úrovni NN však nejsou monitorovány a **skutečné využití jednotlivých rozvodů, vývodů z DTS a jednotlivých fází není systémově zpracováno.** Není tedy možné objektivněji posoudit, jak skutečně přispívá k efektivnímu provozu distribučních sítí na této napěťové úrovni. Stávající systém nemusí korespondovat s vývojem v oblasti zdrojové základny a časovým rozložením skutečné výroby. V některých časových intervalech může docházet k odlišnému vývoji ve směru cen za silovou elektřinu vzhledem k nastaveným tarifním podmínkám u vícetarifních sazeb. **Zájmy obchodníků a provozovatelů sítí se mohou lišit** a zákazník může být z dané situace zmaten. Stávající nastavení distribučních sazeb NN kategorií je tedy principiálně odlišné od napěťových úrovní VVN a VN.

8 Segmentace zákazníků z pohledu účastníků trhu

- ✓ Z pohledu výroby elektrické energie
- ✓ Z pohledu požadavků obchodu
- ✓ Z pohledu provozovatelů distribuce.

8.1 Nastavení segmentace z pohledu výroby elektrické energie

Z pohledu výroby elektrické energie se musíme zaměřit na strategické cíle ČR v této oblasti. Česká republika má za cíl udržení soběstačnosti v oblasti výroby elektřiny a zároveň předpokládá dlouhodobý rozvoj v nových oblastech elektromobility, ale i přechodu od stávajících uhlíkatých technologií k bezuhlíkaté formě energií, kde elektřina zaujímá dominantní postavení.

Do zdrojové základny můžeme zahrnout stabilní výrobu z jádra, biomasy, bioplynu a kogenerací, které stabilně vykrývají potřeby zákazníků, doplněné dalšími OZE, zejména FVE a poměrně stabilními vodními zdroji. Nelze také zapomenout na narůstající podíl vlastní výroby zákazníků, která bude pokrývat část jejich skutečných potřeb. I když jsou obnovitelné zdroje hůře predikovatelné a lze předpokládat přebytky výroby, lze v konečné rovině i nadále vycházet z potřeb vyrovnané bilance a z obvyklých klimatických podmínek ČR v čase. Výskyty krátkodobých ale i častých přebytků z FVE, které lze v krátkém časovém období predikovat, nelze plně zakomponovat do žádných tarifních systémů, ale bude je nutné řešit jinými technologickými i obchodními nástroji, než je tarifní politika státu.

Z pohledu zdrojové základny by tarifní politika měla vycházet z předpokladu zajištěné zdrojové kapacity, která se může částečně přizpůsobit, ale nebude se nahodile měnit dle instalované kapacity volatelných zdrojů.

8.2 Nastavení segmentace z pohledu požadavků obchodu

Obchodníci, přesněji dodavatelé elektřiny, **nejsou nikterak zainteresováni na segmentaci tarifní struktury distribuce tak, aby spravedlivě odrážela síťové náklady** na obsluhu dané kategorie odběru, což je jinak výchozí požadavek na tvorbu tarifní struktury. To základní, co zajímá dodavatele a podle toho také naceňuje komoditu, je velikost dodávky a jeho časový průběh. Rovnoměrná dodávka s možností dodržování harmonogramu odběru v určitých mezích je tak nabízena za podstatně výhodnější cenu než dodávka s těžko predikovatelným odběrem, kde je odběratelem vyžadována tolerance $\pm 100\%$. To se týká průmyslových odběratelů z VN a VVN, kde je komodita nabízena vesměs za smluvní ceny. Na úrovni NN musí dodavatelé při predikci odběru, v současné situaci velmi nízkého nasazení AMM, **spoléhat na typizované diagramy dodávky (TDD)**. Konkrétní distribuční tarif zákazníka z NN nehraje pro nabídku obchodního produktu žádnou významnější roli. Někteří dodavatelé ani nenabízí rozlišení komodity na NT a VT, případně tím jen vycházejí vstříc zákazníkům, kteří jsou na

cenově diferencovaný „noční proud“ zvyklí. Obecně lze pouze říci, že otopoví zákazníci jsou pro dodavatele určitě zajímavější klienti než odběratelé s jednotarifní sazbou, ale to se váže spíše k jejich vyššímu průměrnému odběru.

To vše ale neznamená, že by se dodavatelé o tarifní distribuční strukturu vůbec nezajímali. **S rostoucí volatilitou cen a s rostoucí cenou odchylky bude mít přesná predikce odběru stále větší význam.** Obchodníci by nejraději měli informace o všech kategoriích zákazníků v reálném čase a měli v možnostech reálné ovlivňování odběru jako je spínání tarifů a spotřeb dle jejich nasmlouvaného portfolia. Toto ale není reálně možné. Dle nových podmínek a legislativních požadavků budou povinně nabízet zákazníkům dynamické obchodní tarify vázané na vývoj cen energií na energetickém trhu, viz kap.12.

8.3 Nastavení segmentace z pohledu provozovatelů distribuce

Z pohledu nastavení distribuční tarifů by mělo mít toto hledisko největší význam. Pro provozovatele distribuční soustavy je výhodným zákazník s charakterem trvalého a vyrovnaného odběru. **Ještě větší význam pro provozovatele sítě má zákazník, který dokáže přizpůsobit svůj odběr a kapacitu potřebám ostatním účastníkům provozu distribučních sítí.**

Rozdělení tarifů za distribuční službu do dvou složek dává provozovatelům sítě možnost bonifikace zákazníků podle toho, jak přispívají k spolehlivému provozu sítě a umožňují efektivní využití její kapacity. Nastavení distribučních složek tarifu zajistí:

- Vyšší spolehlivost dodávek
- Vyšší bezpečnost distribuční služby
- Efektivní využití provozních kapacit
- Možnost připojení nových zákazníků i výrobců
- Optimalizaci výdajů PDS na nové investice
- Optimalizaci nákladů do distribučních tarifů

Stálé složky nákladů by měly vycházet ze dvou základních premis:

- Na pokrytí minimálních stálých nákladů
- Na pokrytí nákladů za kapacitu připojení

Hodnota potřebné rezervované kapacity distribuční sítě by měla ideálně vycházet z hodnoty skutečně naměřeného maxima na všech napěťových úrovních. Tato varianta se i z pohledu zahraničních doporučení jeví jako nejvhodnější alternativa pro vyhodnocení stálé distribuční složky. Vyhodnocovaný výkonový parametr zle hodnotit dle několika kritérií:

- Za celé sledované období

- Odlišně dle stanovených časových období
- Pouze ve vybraných časových obdobích

Skladba variabilní distribuční složky by měla být jednoduchá, ale zároveň by měla obsahovat možnosti bonifikace zákazníků, kteří přispívají k bezpečnému a efektivnímu provozu DS. Pro její nastavení lze v obecné rovině předpokládat, že špičkové zatížení energetické soustavy se bude víceméně překrývat se špičkovým zatížením zdrojů. Lokálně a částečně bilančně lze očekávat odlišnosti, ale tarifní struktura, která by reagovala na všechny podmínky, by byla enormně složitá a nepřehledná. Všichni zákazníci by měli mít právo se podílet na možnosti efektivního provozu sítí a obdržet benefit, pokud se přizpůsobí potřebám sítě. Nové technologie měření, ovládání a komunikace dávají možnost takového způsobu vyhodnocení. Strategickým cílem tarifní politiky by měla být informace pro všechny spotřebitele, že technologie, které umožní řízení odběru v čase, budou zvýhodněny a je vhodné do nich dlouhodobě investovat. Zároveň musí tarifní politiky umožnit pokrytí nových typů spotřeb jako je elektromobilita, které mohou mít významný dopad na kapacitu a provoz sítí.

9 Vliv nových účastníků energetického trhu

9.1 Vliv nových účastníků na jednotlivé typy tarifů

Zřejmě největší zásah do klasického uspořádání trhu s elektřinou představuje **decentralizace a zejména rychle rostoucí fenomén aktivních spotřebitelů**. Ti se navíc budou sdružovat do energetických společností. Jednotliví aktivní spotřebitelé (Prosumeři) i členové energetických společností (ES) **se budou vyskytovat napříč prakticky všemi tarify**.

Je nutné zdůraznit, že zkušenosti z praxe jsou teprve na svém počátku. Stávající ES jsou omezeny na sektor elektřiny (ES mohou v zásadě pokrývat jakýkoli energetický sektor), ale mohou pokrývat více činností, jmenovitě výrobu, distribuci a dodávku, spotřebu, agregaci, skladování nebo služby energetické účinnosti, nabíjecí služby pro elektrická vozidla nebo jiné energetické služby).

Zřejmě nejdále s průnikem aktivních spotřebitelů a energetických společností na trh jsou v rámci EU Portugalsko a Rakousko. Jejich zkušenosti jsou analyzovány v naší studii v rámci minitendru 1. Většina státních regulačních orgánů uvedla, že tarifní režim pro energetická společenství dosud nebyl na celostátní úrovni zaveden, přičemž několik státních regulačních orgánů sdělilo, že se pro tento nový typ uživatelů sítě připravují zvýhodněné tarify na základě výsledků demonstračních projektů.

Z dosavadních sporých zkušeností ze zahraniční praxe ale již vyplývá několik závěrů, které lze zobecnit na prakticky všechny země, včetně ČR. Podmínkou pro speciální tarifní režim pro vlastní spotřebu ES je vybavení AMM – tento úkol má ČR teprve před sebou. Úleva v Portugalsku spočívá v tom, že do tarifu za distribuci se nezapočítává tarif za přenos z vyšších napěťových hladin. Podmínkou je prokázání, že nedochází kvůli ES k reverzním tokům z NN do VN. **Osvobození od plateb za přenos z vyšších napěťových hladin se týká pouze energie z vlastní výroby**. Zbytek dodávky podléhá normálnímu tarifu včetně nákladům za přenos z vyššího napětí.

Portugalsko nyní připravuje tarify pro případy, kdy výroba a spotřeba jsou na rozdílných napěťových hladinách. S tím se již vypořádalo Rakousko. Rakouská ES k předávání elektřiny mohou využívat veřejné distribuční sítě za snížený poplatek, tzv. místní tarif, který je diferencován podle napěťových úrovní. Takto sdílená elektřina je také osvobozena od daně z elektřiny.

Pokud se zaměříme na koncové tarify individuálních spotřebitelů, tak očekáváme především další zrychlení růstového trendu tarifů pro tepelná čerpadla. **Očekáváme přeliv z nejběžnějších NN tarifů D02d ve prospěch D57d**, analogicky totéž v kategorii MOP. Hnacím motorem budou bohužel spíše geopolitické faktory než noví účastníci trhu, viz další text níže.

9.2 Vliv nových účastníků na jednotlivé kategorie spotřeby

Napříč celým trhem, na všech napěťových úrovních a prakticky ve všech tarifních kategoriích (s výjimkou tarifů NN pro nízkou spotřebu jako je D01, C01 a víkendové tarify) **očekáváme vyšší význam a tím i nárůst vlastní výroby**, především díky masivnímu rozvoji fotovoltaických systémů. Nárůst vlastní výroby z fotovoltaiky povede zřejmě **k poklesu průměrného odběru OPM** u aktivního spotřebitele. Kvůli charakteristické křivce výroby fotovoltaických systémů se budou také **měnit časová pásma zatížení** a tím i ceny, současné chápání NT a VT bude nutné zřejmě změnit.

Rozvoj vlastní výroby by sám o sobě vedl k poklesu celkového odběru z veřejné sítě. Tento trend bude ale s vysokou pravděpodobností převážen elektrifikací. Především se to týká **sektoru vytápění**. Dříve plánovaný odklon od emisně nejhoršího uhlí s velkým využitím zemního plynu jako přechodového paliva se dramaticky změnil kvůli konfliktu na Ukrajině. **Úloha plynu bude cíleně potlačována a nahrazována rychlejším přechodem k OZE, tedy většinou k elektřině** (biomasa má své limity). Bude se to realizovat například prostřednictvím dotační politiky, MŽP již ohlásilo konec podpory plynu v rámci oblíbených kotlíkových dotací a dalších dotačních programů, a naopak zvýšilo podpory pro tepelná čerpadla (až na 180 000 Kč). Ještě radikálnější postoj ohlásilo Německo. Od ledna 2024 bude, jestliže to bude možné, každý nový instalovaný zdroj tepla v Německu poháněn alespoň ze 65% obnovitelnými zdroji energie. Zřejmě to bude inspirací pro další státy, i když v mírnějším rozsahu.

Otopné odběry s tarify pro tepelná čerpadla, pro MOO je to D57d, již v minulých letech zaznamenaly růstový trend, viz náš rozbor v předchozím textu, který se nyní nepochybně zesílí. **O to více bude důležité, aby tyto odběry mohly být využity při bilancování soustavy.**

Další specifickou kategorií spotřeby s jasným růstovým potenciálem je **elektromobilita**, které se věnuje blíže níže v dalším textu.

9.3 Nové prvky pro efektivní řízení soustav

Přestože nezpochybňujeme význam nových účastníků trhu a nových technologií, **tarifní politika by měla být v zásadě technologicky neutrální a založená na nákladových principech**. To znamená, že bychom neměli vytvářet další a další tarify speciálně určené pro další a další nové technologie. To by

vedlo k zaplavení systému. To ale nebrání zvýhodnění nových technologií, pokud bude jejich provoz řízen v souladu s potřebami sítě.

V rámci prací na minitendru 1 jsme analyzovali přístup jednotlivých států k takovým progresivním prvkům soustavy, jako je akumulace a elektromobilita. Lze konstatovat, že **specifické zvýhodněné technologické tarify zdaleka nejsou pravidlem**.

Jako příklad lze uvést technologii P2X. V naší analýze jsme nenalezli zatím žádný stát EU, který by tuto nesporně progresivní technologii tarifně zvýhodňoval.

Klasické akumulační technologie, jako jsou přečerpávací vodní elektrárny nebo baterie, odebírají energii ze sítě při čerpání vody nebo nabíjení baterie. Tato energie je uložena a později dodávána zpět do sítě. Skladování tedy není klasickým spotřebitelem energie. Přesto ani tato technologie není ve většině států EU podporována zvýhodněnými sítovými tarify. Za pozornost stojí podpora samostatné akumulace (tedy ne v budovách jako součást PVE) v Německu ve formě osvobození od distribučních plateb po dobu 20 let. Rovněž ve Švýcarsku a Španělsku je skladování osvobozeno od tarifů sítě, když je akumulační zařízení přímo připojeno k síti, ale ne, když je za měřicím přístrojem, zabudované do zákaznických zařízení.

Podle našeho názoru **více než zvýhodněné sítové tarify budou pro rozvoj akumulace důležitější trhy s flexibilitou**, což jsou vhodné mechanismy pro poskytování cenových signálů pro úložiště. Přesto pokud jde o akumulaci a její tarify, zůstává zde nevyřešen právně/legislativní problém – odstranění fakticky dvojího zpoplatnění elektřiny ukládané v zařízení na ukládání elektřiny. První je platba sítových poplatků provozovatelem zařízení a následně konečným zákazníkem (druhá platba sítových poplatků téže elektřiny).

Elektromobilita má zřejmě největší růstový potenciál z hlediska spotřeby. Má také velký potenciál pro řízení zatížení, zatím zcela nevyužitý, a to nejen odběru, ale výhledově i akumulace/dodávky (technologie V2G).

Přístup k tarifikaci elektromobility v EU byl analyzovaný v rámci naší studie v minitendru 1. Veřejně dostupné dobíjecí stanice pro elektromobily existují ve všech členských státech. Ve velké většině členských států platí pro provozovatele veřejně přístupných dobíjecích stanic pro elektrická vozidla stejná struktura tarifů jako pro ostatní uživatele sítě. V Itálii a Portugalsku existuje pro dobíjení elektromobilů na veřejně přístupných dobíjecích stanicích pro elektromobily odlišná struktura tarifů (na základě energie) ve srovnání s ostatními uživateli sítě (smíšené, přičemž největší část je založena na energii) a ve Španělsku existuje specifický tarif (který má podobnou strukturu, ale energetická složka má větší váhu). Tyto různé tarify si může volitelně zvolit provozovatel veřejně přístupné dobíjecí stanice pro elektromobily v Itálii a Španělsku.

Speciální sítové tarify pro veřejné dobíjecí stanice by dalšímu rozvoji elektromobility v ČR pomohly. Současný klasický 8 hod. dvoutarif nic neřeší, pro veřejnou síť je to obtížně použitelné. Lze se inspirovat zvýhodněnými sazbami pro dobíjení v zahraničí, viz minitendr 1. Dobíječky mají velké jističe / rezervované kapacity při relativně nízké spotřebě, snížení fixní části tarifu proto pomáhá při počátečním rozvoji technologie.

Doporučujeme sledovat zkušenosti Německa, kde DSO ve své kompetenci poskytují zvýhodněné distribuční tarify výměnou za možnost přímé kontroly nabíjecího místa s cílem ovládat zatížení sítě. Pro přenos zkušeností lze s výhodou využít fakt, že významnou pozici na českém trhu zaujímají německé energetické firmy.

9.4 Nové oblasti řízení spotřeby a výkonu

Oblast řízení spotřeby a výkonu nabírá vzhledem ke strukturálním změnám energetiky na významu. V měnící se energetice nejde pouze o efektivní využívání kapacity sítí a zdrojů, ale decentralizace energetiky a měnící se portfolio zdrojů vyvolává nové potřeby ovládání připojených subjektů v sítích.

V současné době řízení spotřeby a výroby dělíme do několika oblastí:

- ✓ **řízení efektivního využívání instalovaných kapacit distribučních sítí a jejich technologických prvků**
- ✓ **řízení oblastí s připojenými vyššími kapacitami odběrů v dané lokalitě bez nutného rozšiřování stávajících kapacit sítí (např. centralizované dobíjení elektromobilů)**
- ✓ **řízení oblastí s připojenou vyšší kapacitou lokální výroby v dané lokalitě**
- ✓ **řízení lokální bilance pro minimalizaci technických ztrát a přetoků energií do nadřazených distribučních úrovní**
- ✓ **řízení flexibility poskytované pro služby výkonové rovnováhy SVR na základě poptávky ČEPS – sekundární a terciální regulace**
- ✓ **řízení U a Q v distribučních sítích**

Dále následují ještě další oblasti, které neváží na oblast zajištění bezpečnosti a spolehlivosti provozu energetické soustavy. Jedná se o portfolio služeb obchodní flexibility k optimalizaci obchodních kontraktů i následnému vyrovnávání obchodní pozice na trhu s elektrickou energií. Tyto služby mohou být v časovém rozporu s požadavky sítě, jako například v době vysoké produkce z OZE současně s dobou špičkového zatížení soustavy. S vyšší kapacitou instalace OZE v ČR, zejména FVE, bude k těmto situacím docházet a obchodníci se budou snažit přebytky energií obchodně uplatnit. Účelově budovat sítě na tyto situace není ekonomicky efektivní a nákladově by zatížilo všechny konečné zákazníky. Ve většině případů však lze předpokládat, že špičkové zatížení soustavy bude korelovat s cenami na trhu s elektrickou energií a oblasti řízení a ovládání spotřeby a výroby tak budou v souladu s obchodními i provozními zájmy jednotlivých subjektů na energetickém trhu.

9.4.1 Řiditelné oblasti v kategorii VVN a VN

V kategorii VVN a VN je **velký potenciál pro řízení spotřeby a výkonu**, a především ve srovnání s NN, poměrně rychle využitelný a bez větších technologických překážek, jako je chybějící AMM na NN. Vzhledem k jeho velkým výkonům se dlouhodobě využívá v oblasti podpůrných služeb ČEPS. Toto

využití zde ještě naroste, ale je nutné vnímat i ostatní potřeby pro bezpečný, spolehlivý a ekonomický provoz energetické soustavy.

V minulosti byly tarify v těchto kategoriích výrazněji rozděleny do jednotlivých oblastí a zákazníci byli motivováni se přizpůsobovat potřebám sítí. Při unbundlingu a rychlé liberalizaci trhu v této oblasti se od dlouhodobé praxe řízení odběru ustoupilo. V přehledu v tab.38 jsou vidět tarify z roku 2001, kdy byli zákazníci motivováni k efektivnímu využívání sítí. Minulost nám ukazuje, že v oblasti VVN a VN je významný potenciál, který lze využít pro efektivnější a spolehlivější provoz distribučních sítí.

Tabulka 38 - Tarifní statistika VVN a VN z r.2001

Tarifní statistika za			1 -	12	/ 2001
Sazba	Přůmerný počet odběrných míst	Technické maximum [MW]	Naměřené 1/4 hod. maximum [MW]	Sjednané 1/4 hod. maximum [MW]	Překročení 1/4 hod. maxima [MW]
A1a	2	164	0	46	0
A1b	13	1 730	0	1 499	0
A1c	23	5 727	0	4 533	0
A1d	22	5 967	0	4 841	1
A1	59	13 588		10 918	1
A2a	9	2 444	657	0	0
A2b	9	390	385	0	0
A2c	8	1 515	1 212	0	0
A2d	2	118	105	0	0
A2	29	4 468	2 358		
A10	27	4 633	2 037	0	0
VO-vn	115	22 689	4 395	10 918	1
B1a	7	170	0	146	0
B1b	274	4 584	0	3 781	10
B1c	368	9 752	0	7 578	12
B1d	155	6 233	0	5 688	7
B1	805	20 739		17 193	30
B2a	32	553	240	0	0
B2b	242	4 262	3 030	0	0
B2c	143	2 762	2 171	0	0
B2d	41	1 030	888	0	0
B2	456	8 607	6 329		
B3a	378	1 402	0	1 069	5
B3b	1 791	7 624	0	6 248	38
B3c	211	883	0	770	2
B3	2 380	9 908		8 088	45
B4a	1 065	3 677	2 155	0	0
B4b	2 467	9 113	6 439	0	0
B4c	102	426	350	0	0
B4	3 634	13 215	8 944		
B5a	10 254	10 302	6 157	0	0
B5b	827	890	639	0	0
B5	11 081	11 192	6 796		
B10	19	2 796	1 360	0	0
B11	1 112	0	1 006	0	0
B12	858	0	420	0	0
B13	1 561	0	0	0	0
VO-vn	21 904	66 458	24 857	25 280	74
VO-celk	22 020	89 147	29 252	36 198	76

9.4.2 Řiditelné oblasti na NN v kategorii MOO a MOP

Stávající i předcházející tarifní soustavy se dlouhodobě zabývaly řízením spotřeby na hladině nízkého napětí. Řiditelné spotřeby byly zejména různé zdroje elektrického vytápění a teplé užitkové vody. Od typicky akumulčních spotřebičů přecházíme na spotřebiče s průběžnou spotřebou, které nedávají téměř žádný prostor pro efektivní řízení sítí. **Tarifní politika v této oblasti by měla viditelně zvýhodňovat spotřebiče s funkční akumulací energie, a to i v případech přímého vytápění a tepelných čerpadel.**

Závěrem, pro všechny kategorie odběru, lze shrnout, že kromě výše uvedených typů spotřeb existují další řiditelné spotřeby v lokální i centrální klimatizaci, energeticky náročné technologie v plynárenství, teplárenství a vodárenství, kde jsou poměrně velké akumulční objemy s možností odkladu spotřeby nebo její aktivace a době nízkého zatížení. Dále existuje celá řada průmyslových technologií i domácích spotřeb, které umožňují řízení odběru v čase. Při vhodné motivaci může mít provoz soustavy efektivnější využití a zároveň může být provozně bezpečnější a čelit tak některým nepředvídatelným vlivům v sektoru energetiky.

10 Využití AMM pro segmentaci tarifů

Intelligentní měřiče, v českém názvosloví se již také vžila zkratka IMS – inteligentní měřicí systém, nabízejí provozovatelům sítí a zákazníkům různé služby a očekává se, že jejich zavedení povede k evoluci v aktivním chování zákazníků a jejich související flexibilitě. Zavedení AMM technologií umožní vyhodnocení reálného využití jednotlivých komponent sítě, jejich kapacitního využití a možnost uplatnění reakce na tyto stavy. Tyto technologie přinášejí možnost vzdálené kontroly využívání jednotlivých tarifů v čase současně s vyhodnocením reálného zatížení v těchto tarifech.

Intelligentní měřiče dokážou měřit spotřebu v krátkých časových úsecích a umožňují zákazníkům znát jejich profil spotřeby. AMM technologie mohou identifikovat maximální výkon využívaný zákazníkem v jakémkoli období, vypočítaný jako nejvyšší průměrný výkon použitý v daném časovém intervalu, v ČR se již připravuje přechod na 15 minut (což je již nyní západoevropský standard). Jejich zavedením lze aktivovat **vyhodnocení stálých plateb na základě naměřeného maxima, které zohledňuje skutečné zatížení sítí**. Tato metoda je spravedlivější a zároveň umožní připojení dalších subjektů do sítě na základě vyhodnocených dat o skutečném zatížení distribučních soustav. Při překročení nastavené kapacity lze odběratele odpojit nebo penalizovat za porušení nastavených podmínek. Odběry s AMM lze ovládat lokálně dle skutečného vytížení a využití sítí v dané lokalitě, které se může lišit dle místních podmínek.

Z hlediska aplikace AMM tarifů je nejčastějším využitím chytrých měřičů aplikace s časově rozlišenými síťovými tarify, případně s tarify Time-of-Use (ToU), které účtují různé ceny za používání sítě v různých časových obdobích. Síťové tarify za dobu používání (ToU) mohou být statické, kdy uplatňují různé ceny pro předem definované časové intervaly, nebo dynamické, kdy časové intervaly jsou uzpůsobeny potřebám síťových operátorů.

11 Dynamické distribuční tarify

11.1 Dynamické tarify na NN

Podle směrnice 2019/944 dle článku 11 by zákazníci s inteligentními měřiči měli mít přístup ke smlouvám o dynamických cenách elektřiny. Jedná se o smlouvu mezi dodavatelem a konečným zákazníkem, která odráží kolísání cen na spotových trzích, včetně denních a vnitrodenních trhů, v intervalech alespoň rovných frekvenci vypořádání trhu. Tyto dynamické smlouvy již existují ve více zemích EU, extrémním příkladem je Španělsko, kde je výchozí regulovaný tarif pro domácí spotřebitele (známý jako PVPC) přenesením hodinové spotové tržní ceny. Je ale nutné rozlišovat, zda jde pouze o prosté promítání trhu do konečných cen komodity, anebo o navázání na poskytování flexibility. **Zatímco prosté promítání spotových cen do obchodní části produktu a jeho ceny je vcelku běžnou záležitostí, poskytování flexibility na úrovni NN je teprve ve stadiu příprav.**

Vedle chybějícího osazení inteligentními měřiči je nutné řešit i základní systémový problém – který z účastníků trhu bude disponovat flexibilitou v daném OPM a kdo bude odpovídat za odchylku, způsobenou využitím flexibility. Tyto systémové problémy se nyní v ČR řeší v rámci prací na NAP SG, pracovní skupina ZL 6.1. Dosavadní výsledky řešení jsou shrnuty v několika výstupech, přehledný souhrn prezentoval ČEPS 18.2.2022, Flexibilita NN: Řízení a komunikace. Práce v NAP SG se primárně zaměřují na **dynamické distribuční tarify, to je na poskytování služby flexibility pro PDS**, to je ostatně i ve shodě se zadáním tohoto minitendru 3. Nikoliv na dynamické oceňování obchodní části ceny elektřiny, což může být pro dodavatele nástrojem pro minimalizaci odchylky – to má rostoucí hodnotu pro dodavatele v silně volatilním trhu.

11.2 Flexibilita na VVN a VN

Využívání dynamických distribučních tarifů na napěťových hladinách VVN a VN má principiálně stejné využití jako na NN. Jsou zde vyšší říditelné výkony, dlouhodobé zkušenosti s lokální výrobou a lze očekávat i vyšší penetraci lokální akumulace.

Některá odběrná, ale zejména výrobní místa poskytují **již dnes podpůrné služby pro PPS**. V budoucnu bude vzhledem ke změně portfolia zdrojů v ČR a zejména nárůstu OZE vyšší potřeba služeb výkonové rovnováhy. Již od roku 2021 byl upraven kodex PS a poptávány služby SVR s nižšími výkony. **Zkušenosti ze starých tarifních struktur ukazují na potenciál říditelnosti odběrů na těchto napěťových úrovních.** Se zvyšujícími se náklady na energii bude jejich závislost na nákladech na primární energii stoupat.

Potenciál flexibility je vhodné využít nejenom pro potřeby služeb výkonové rovnováhy, ale i pro využití kapacit a průchodnosti distribučních sítí. Na napěťové úrovni VVN jsou sítě dostatečně dimenzované, ale i zde stojí za úvahu tuto koncentrovanou flexibilitu využít pro potřebu SVR nebo pro zrovnoměření zatížení sítí.

11.3 Shrnutí využitelnosti flexibility

Dosavadní závěry lze stručně shrnout takto:

- **Pasivní zákazník** neposkytuje flexibilitu u využívá jednotarifní sazbu, případně využívá pasivní distribuční vícetarifní sazbu dle předem stanovených podmínek,
- **Aktivní zákazník, (prosumer, člen ES)** primárně využívá svou flexibilitu pro zajištění své vyrovnané energetické v návaznosti na místo odběru nebo lokalitu do které spadá. **Omezuje přetoky do DS a aktivně sám řídí spotřebu dle možností.** Z hlediska tarifikace může být jeho další spotřeba/výroba využita pro ostatní oblasti flexibility. **Tarifikace v době odběru z vlastního zdroje bude řešena prostřednictvím lokální tarifikace a v ostatní době odběru prostřednictvím běžné tarifikace.**
- **Aktivní zákazník PDS** poskytuje svou flexibilitu PDS, ale neposkytuje flexibilitu třetí osobě (dodavatel/agregátor). **Z hlediska tarifikace bude jeho spotřeba využita ke zvýšenému využití kapacit DS, k vyšší připojitelnosti a spotřeb a lokálních zdrojů. Budou využito dynamické řízení pomocí ToU (Time of Use).**
- **Aktivní zákazník ET** (energetického trhu) využívá dynamický distribuční tarif a jeho zařízení (či celé OPM) jsou řízena primárně agregátorem (který může být integrovaný s dodavatelem). **Z hlediska tarifikace budou využity ToU (Time of Use) tarify případně v kombinaci s CPP (Critical Peak Pricing) tarify.**

PDS stanovuje **disponibilní flexibilitu pro poskytování SVR** (služby výkonové rovnováhy) prostřednictvím tzv. **síťového semaforu**. V mimořádných situacích bude PDS po selhání cenového řízení moci využít přímé řízení na úrovni inteligentních měřících systémů IMS nebo jednotek pro vzdálené řízení RTU.

Po dostatečných zkušenostech ze základní varianty (zřejmě po roce 2030) bude vhodné zvážit přechod na variantu řízení flexibility výhradně agregátorem.

12 Výchozí předpoklady pro nastavení nové segmentace zákazníků

Před návrhem variant nové segmentace zákazníků v tarifní struktuře je účelné zrekapitulovat si přehled základních otázek a problémů, které je nutno řešit:

- Mají potřebu provozovatelé sítí vůbec řídit konečnou spotřebu? Původní záměry byly založeny zejména na uplatnění vyrobené energie a její rozložení v čase.
- Vzhledem ke klimatickým i místním podmínkám lze předpokládat nerovnoměrnou výrobu elektrické energie. Budou distribuční tarify navazovat na cenu energií? Neměla by se distribuce přizpůsobit výrobě i při vyšších výkyvech v zatížení jednotlivých prvků distribučních soustav?

- Nevývolává stávající řízení v rámci tarifní politiky v některých lokalitách vyšší špičkové zatížení, než v případě bez implementace ovládání vybraných spotřeb?
- Chceme zvýhodňovat určité účastníky či nové technologie, nebo je budeme řešit dle skutečných nákladů a do jaké úrovně? (přístup ke sdílení energií, k prosumers, k výrobcům, k lokální tarifikaci, adt.)
- Budeme přistupovat k tarifní politice stejným přístupem na všech napěťových úrovních?
- Budeme přistupovat ke kategoriím MOO a MOP shodně jako k jedné kategorii?
- Bude podmínkou nebo benefitem dynamické řízení pro uplatnění nových tarifů, výkonů, typů spotřeb (např. elektromobilita)?
- Je smysluplné vyhodnocovat špičkové zatížení v kratší periodě než 1 měsíc? Uplatní uvolněnou kapacitu PDS pro jiné účastníky trhu v době nižšího zatížení uvolněné kapacity sítě?
- Budeme vyhodnocovat naměřené maximum ve všech časových intervalech, nebo pouze ve vybraných intervalech?
- Jaký je vhodný poměr stálých a variabilních nákladů? (z pohledu využití instalované kapacity sítě, ze zatížení sítí, řízení spotřeby, samovýroby, dle napěťových hladin, nových investic ...)
- Má v podmínkách ČR význam zavádět sezónní odběry? Byly by skutečně deaktivované na ½ roku? (závlahy, vleky, ...)

Na mnohé otázky jsme již v předchozích kapitolách vyjádřili svůj názor. Zřejmě základním pravidlem je fakt, že pro provozovatele sítě je optimální odběratel takový, který odebírá energii po celou dobu odběru ve stejné výši. Ale ještě výhodnějším odběratelem pro provozovatele distribuční soustavy je takový subjekt, který vyrovnává výši své spotřeby nebo dodávky dle potřeb provozovatele sítě. Takový odběratel by měl mít nastaveny zvýhodněné podmínky, protože přispívá k bezpečnému a efektivnímu provozu sítí a zvyšuje tím spolehlivost, propustnost a ekonomičnost celé energetické soustavy. Touto zásadou jsme se řídili při návrhu nové zákaznické segmentace v dalším textu.

13 Návrh nové zákaznické segmentace z VVN

13.1 Navržená varianta pro VVN

Návrh nové zákaznické segmentace vychází z možnosti zvýhodnění připojených subjektů, kteří přispívají k vyššímu využití kapacit distribuční sítě a ke zrovnoměrnění energetických toků v soustavě. Kategorie VVN má obecně pouze omezený počet připojených respondentů a většina energie přetéká do nižších napěťových úrovní. Kapacita sítí na VVN je z principu dostatečně dimenzována a usměrnění toků energií je benefitem provozovatele sítě, zejména v oblasti rovnoměrného zatížení soustavy a jednotlivých provozních komponent distribučních rozvodů v daném čase.

Tabulka 41 - Navržená varianta segmentace kategorie VVN

	vvn	VT	NT	Peak	Víkend	naměřený / smluvní výkon	překročení technického maxima
Nové distribuční sazby							
základní jednotarifní sazba	X	X				X	X
třítarif dynamický	X	X	X	X		X	X
čtyřtarif statický	X	X	X	X	X	X	X

Silné stránky navržené varianty:

- možnost svobodného výběru tarifů dle volby zákazníka
- využití digitalizace dat sítě pro oblast tarifkace
- jednotný přístup ke všem kategoriím zákazníků na všech napěťových úrovních
- uplatnění benefitů pro subjekty s ovlivněním průběhu odběru dle potřeb provozovatele sítí u variabilní složky i u stálé složky distribučních služeb
- vyšší využití přenosových kapacit distribučních sítí
- lepší ekonomické parametry při rovnoměrném využití kapacit
- vyšší míra připojitelnosti nových odběrů a zdrojů do sítě
- vyšší úroveň bezpečnosti a spolehlivosti dodávek.

Slabé stránky navržené varianty:

- složitější systém řízení a vyhodnocení tarifů
- nutnost úprav zákaznických systémů v odběrných místech zákazníků pro vyhodnocení jednotlivých tarifů s možnými dopady do technologií a řízení lidských zdrojů
- při dynamickém řízení podmínka vybudování spolehlivé a bezpečné komunikace mezi provozovatelem a konečným odběratelem
- vyšší nároky na vyhodnocení on-line údajů v distribučních soustavách pro řízení vícetarifních systémů.

13.2 Alternativní varianta pro VVN

Alternativní varianta segmentace VVN, zachycena v tab. 42, vychází ze **stávající tarifní struktury**. Tato varianta neumožňuje zvýhodnění těch subjektů, kteří přispívají k vyššímu využití kapacit a technologií sítě na úrovni VVN.

Návrh předpokládá shodný přístup k zákazníkům a výrobcům jako preferovaná varianta. Tedy stejné podmínky pro spotřebitele i výrobce pro odběr energie ze sítě. I zde je vhodné zvážit snížení výše stálých plateb na úkor variabilních složek. V současné době má ČR na VVN jedny z nejvyšší stálých plateb.

U všech kategorií zákazníků, tam kde to umožňuje technologie měření, navrhujeme opět přechod ze smluvních hodnot rezervované kapacity na hodnoty naměřeného $\frac{1}{4}$ hodinového maxima. Tento způsob je objektivní a transparentní pro všechny konečné uživatele. Zároveň doporučujeme ponechat vyhodnocení překročení technického maxima odběru, která má vazbu na technické parametry připojení jednotlivých subjektů.

Tabulka 42 - Alternativní varianta segmentace kategorie VVN

	vvn	VT	NT	Peak	Víkend	naměřený / smluvní výkon	překročení technického maxima
Nové distribuční sazby							
základní jednotarifní sazba	X	X				X	X

Silné stránky navržené varianty:

- jednoduché tarifní uspořádání
- možnost reakce bez dalších vazeb na aktuální vývoj cen na energetickém trhu
- žádná omezující pravidla pro kontrolu špičkového zatížení
- jednodušší podmínky pro vyhodnocení poskytované flexibility
- možnost shodného přístupu ke všem kategorií zákazníků na všech napěťových úrovních.

Slabé stránky navržené varianty:

- nižší míra připojitelnosti a využití kapacit sítě
- nižší míra ovlivnění spolehlivosti a bezpečnosti dodávek
- nevhodná varianta pro dynamické distribuční řízení
- nižší nároky na vyhodnocení on-line údajů v distribučních soustavách a na zajištění komunikačního rozhraní k měřícím místům.

14 Návrh nové zákaznické segmentace z VN

14.1 Navržená varianta pro VN

Návrh nové zákaznické segmentace pro kategorii VN vychází ze stejných principů a předpokladů jako pro výše doporučenou variantu kategorizace zákazníků z VVN. Tedy z možnosti **zvýhodnění připojených subjektů, kteří přispívají k vyššímu využití kapacit distribuční sítě a ke zrovnoměrnění energetických toků v soustavě**. Kategorie VN má více připojených respondentů, ale i zde velká část energie přetéká dále do napěťové úrovně NN.

Navrženou variantu segmentace na hladině VN shrnuje tab. 43. Návrhem doporučené varianty je i zde shodný přístup k zákazníkům a výrobcům v době odběru energie ze sítě včetně **odběru pro vlastní spotřebu, která by měla být vyčleněná a samostatně měřená**. Nenavrhujeme zavádění G komponenty jako v jiných zemích EU, ale zpoplatnění v době, kdy připojené OPM výrobce odebírá energii ze sítě pro jakoukoliv konečnou spotřebu.

Oblast připojených lokálních distribucí navrhujeme opět řešit samostatně **na stejných principech jako pro oblast LDS připojených z VVN**.

Každý z odběratelů energie ze sítě by měl podle navrhované kategorizace stejné možnosti při volbě svého distribučního tarifu bez rozdílu, jaký má charakter připojené spotřeby nebo jakou má velikost odběru. V případě rovnoměrného odběru by náklady na distribuční službu měly být principiálně shodné jako v případě složeného vícetarifu.

V případě, že odběr je usměrňován do období, kdy dochází ke zrovnoměrnění toku energií, obdrží odběr benefit ve formě zvýhodněného tarifu, a naopak v době vysokého zatížení hradí vyšší poplatky. Proto aby byla navržená tarifikace účinná, bylo by **vhodné na VN snížit stálé platby a posílit variabilní složku**. V současné době má ČR na VN, stejně jako u VVN, jedny z nejvyšších stálých plateb v EU 27. Variabilní platby za služby sítě jsou nízké a při rozdělení do vícetarifních služeb by i zvýhodněná tarifikace nebyla účinná a o vícetarifní sazby by nebyl zájem.

U všech kategorií zákazníků, tam kde to umožňuje technologie měření, navrhujeme **přechod ze smluvních hodnot rezervované kapacity na hodnoty naměřeného ¼ hodinového maxima**. Tento způsob je objektivní a transparentní pro všechny konečné uživatele. Zároveň doporučujeme ponechat vyhodnocení překročení technického maxima odběru, která má vazbu na technické parametry připojení jednotlivých subjektů.

Pro větší motivaci přesunu spotřeby do nízkého tarifu lze doporučit **možnost nevyhodnocovat naměřené maximum v době platnosti nízkého tarifu**. Různé výše zpoplatnění naměřeného maxima v jednotlivých časových úsecích je také možnost, ale pro odběratele by byla méně přehledná a pro vyhodnocování komplikovanější.

Tabulka 43 - Navržená varianta segmentace kategorie VN

	vn	VT	NT	Peak	Víkend	naměřený/ smluvní výkon	překročení technického maxima	paušál
Nové distribuční sazby								
malé spotřeby z VN	X	X				X	X	X
základní jednotarifní sazba	X	X				X	X	
třírtarif dynamický	X	X	X	X		X	X	
čtyřrtarif statický	X	X	X	X	X	X	X	
veřejné dobíjení	X	XXL					X	M

Z důvodu velkého množství relativně malých spotřeb z napěťové hladiny VN navrhujeme **zavedení sazby pro malé spotřeby** odpovídající dle naměřeného maxima zákazníkům připojených z napěťové úrovně NN do hodnoty přímého měření (s hlavním jističem 3 x 80 A, u PRE 3 x 100 A). Stanovení základní paušální platby pokryje potřebný příkon provozovatele sítě a jeho stálé náklady na obsluhu a provoz odběrného místa připojeného z VN.

Pro vyšší úroveň naměřeného maxima navrhujeme stálou platbu jako složenou platbu za paušál a cenu za naměřené maximum nad hodnotu stanovenou pro paušální částku. V praxi lze distribuční tarif pro malou spotřebu integrovat do základní jednotarifní sazby jako výchozí minimální úroveň nastavení stále složky distribučního tarifu. Ten samý přístup předpokládáme i pro ostatní distribuční sazby.

Zavedení vícetarifních sazeb je navrženo na stejných principech, které jsme diskutovali výše u doporučené varianty pro VVN, včetně zavedení čtyřrtarifu s pásmem pro víkend. **Vícetarifní sazby umožňují provozovateli lépe využít kapacitu distribučních rozvodů a zrovnoměnit energetické toky v čase.**

Veřejné dobíjení je z důvodu očekávaného nárůstu elektromobility podpořeno **speciálním tarifem pro veřejné dobíjení**, který je vhodný zejména pro období rozvoje elektromobility. Je to určitá výjimka ze základního principu technologické neutrality, podpořená zkušenostmi z jiných států, viz naše doporučení z minitendru 1. Tento tarif je založen na **vysokém podílu variabilní složky a nízkém podílu stálých plateb** z důvodu předpokládaného malého počátečního využití příkonu u veřejných dobíjecích stanic. S vyšším využitím veřejného dobíjení bude pro provozovatele dobíjecích stanic výhodnější přechod na standardní tarif s nižší variabilní složkou a tento tarif bude zřejmě s rozvojem elektromobility postupně zanikat.

Silné stránky navržené varianty:

- možnost svobodného výběru tarifů dle volby zákazníka
- pokrytí nákladů provozovatele sítě i pro malé odběry z VN
- zajištění úhrady stálých nákladů provozovatele sítě i v případě vysokého nárůstu samovýroby v odběrných místech
- v případě samovýroby s akumulací možnost řízeného vybíjení akumulace v době platnosti vyšších tarifů (vhodnost statického tarifu)

- využití digitalizace dat sítě pro efektivní řízení a pro oblast tarifikace
- jednotný přístup ke všem kategoriím zákazníků na všech napěťových úrovních
- uplatnění benefitů pro subjekty s ovlivněním průběhu odběru dle potřeb provozovatele sítí u variabilní složky i u stálé složky distribučních služeb
- využití dynamického řízení pro potřeby provozovatele sítí
- vyšší využití přenosových kapacit distribučních sítí
- lepší ekonomické parametry při rovnoměrném využití kapacit
- vyšší míra připojitelnosti nových odběrů a zdrojů do sítí
- vyšší úroveň bezpečnosti a spolehlivosti dodávek.

Slabé stránky navržené varianty:

- složitější systém řízení a vyhodnocení tarifů
- předpokládaný částečný nárůst nákladů pro odběry s malou spotřebou
- zavedení jiného přístupu vyhodnocení pro oblast veřejných dobíjecích stanic
- nutnost úprav zákaznických systémů v odběrných místech zákazníků pro vyhodnocení jednotlivých tarifů s možnými dopady do technologií a řízení lidských zdrojů
- při dynamickém řízení vybudování spolehlivé a bezpečné komunikace mezi provozovatelem a konečným odběratelem
- vyšší nároky na vyhodnocení on-line údajů v distribučních soustavách pro řízení vícetarifních systémů.

V rámci zákaznické segmentace z VN jsme dále uvažovali i o zavedení některých **speciálních tarifů**, viz tab. 44.

Jednou z možností je zavedení **dvoutarifní statické a dynamické sazby pro oblast akumulčních spotřebičů**. Tato oblast spotřeb však může být stejně dobře pokryta třítarifní nebo čtyřtarifní sazbou s výhodou, že bude motivovat zákazníky ke snížení odběru v době špiček.

Zavedení sezónního tarifu (např. pro vleky a závlahy) s provozem pouze ½ roku, se stálými platbami za rok v nižší úrovni než pro platby za celoroční tarif, ale o něco vyšší než pro standardní úroveň stálých plateb. Dále z pohledu zatížení soustavy by mohl zahrnovat zimní tarif jinou míru ocenění než letní tarif, kdy je menší zatížení rozvodné sítě. Těchto odběrů je ale v ČR minimum, a proto **nedoporučujeme zavádět pro tyto sezónní odběry speciální tarif**.

Tabulka 44 - Zvažované speciální tarify na VN

	vn	VT	NT	Peak	Víkend	naměřený/ smluvní výkon	překročení technického maxima	paušál	léto 1/2 roční odběr	zima 1/2 roční odběr
Nové distribuční sazby										
dvoutarif statický	X	X	X			X	X			
dvoutarif dynamický	X	X	X			X	X			
sezónní tarif VN	X	X	X			X	X		X	X

14.2 Alternativní varianta pro VN

Alternativní varianta segmentace VN, zachycena v tab. 45, vychází ze **stávající tarifní struktury**. Tato varianta neumožňuje zvýhodnění těch subjektů, kteří přispívají k vyššímu využití kapacit a technologií distribuční sítě na VN.

Tabulka 45 - Alternativní varianta segmentace kategorie VN

	vn	VT	NT	Peak	Víkend	naměřený/ smluvní výkon	překročení technického maxima
Nové distribuční sazby							
základní jednotarifní sazba	X	X				X	X

Návrh předpokládá shodný přístup k zákazníkům a výrobcům jako preferovaná varianta. Tedy stejné podmínky pro spotřebitele i výrobce v době odběru energie ze sítě.

Tato varianta také předpokládá zavedení základní úrovně výchozích stálých nákladů z důvodu velkého množství malých spotřeb z napěťové hladiny VN. Stanovení základní paušální platby pokryje potřebný příkon provozovatele sítě a jeho stálé náklady na obsluhu a provoz odběrného místa připojeného z VN. I zde je vhodné zvážit snížení stálých plateb a posílit variabilní složku. V současné době má ČR na VN jedny z nejvyšší stálých plateb v EU 27.

U všech kategorií zákazníků, tam kde to umožňuje technologie měření, navrhujeme **přechod ze smluvních hodnot rezervované kapacity na hodnoty naměřeného ¼ hodinového maxima**. Tento způsob je objektivní a transparentní pro všechny konečné uživatele. Zároveň doporučujeme ponechat vyhodnocení překročení technického maxima odběru, která má vazbu na technické parametry připojení jednotlivých subjektů.

Silné stránky alternativní varianty:

- jednoduché tarifní uspořádání
- možnost reakce na aktuální vývoj cen na energetickém trhu
- zajištění úhrady stálých nákladů provozovatele sítí i v případě vysokého nárůstu samovýroby v odběrných místech

- žádná omezující pravidla pro kontrolu špičkového zatížení
- jednodušší podmínky pro vyhodnocení poskytované flexibility
- možnost shodného přístupu ke všem kategoriím zákazníků na všech napěťových úrovních.

Slabé stránky alternativní varianty:

- nižší míra připojitelnosti a využití kapacit sítí
- nižší míra ovlivnění spolehlivosti a bezpečnosti dodávek
- nevhodná varianta pro dynamické řízení
- nižší nároky na vyhodnocení on-line údajů v distribučních soustavách a na zajištění komunikačního rozhraní k měřicím místům
- předpokládaný částečný nárůst nákladů pro odběry s malou spotřebou.

15 Návrh nové zákaznické segmentace z NN

15.1 Navržená varianta pro NN

Výrazným zjednodušením tarifní soustavy by bylo zrušení rozlišení mezi domácnostmi a podnikatelským maloodběrem na hladině NN po vzoru sousedního Rakouska, Německa a dalších států (např. Belgie, Francie, Maďarsko, Španělsko, Holandsko). **Sjednocení oblastí MOO a MOP dává dobré a spravedlivější předpoklady pro alokaci vynakládaných nákladů** do struktur distribučních tarifů pro všechny kategorie zákazníků na napěťové úrovni NN. Sjednocení kategorií na NN zároveň **omezuje možnosti vytváření specifických tarifů** a podmínek pro tyto sektory energetiky, a dále na uplatňování specifického přístupu pro vybrané kategorie zákazníků.

Existují sice rozdíly mezi domácnostmi a malými podnikateli v časovém průběhu odběru, nicméně to není podle našeho názoru dostatečným důvodem na rozdělení těchto odběrů ze stejné napěťové hladiny do dvou samostatných kategorií. Praxe z mnoha států EU 27, kde toto rozdělení neexistuje (viz výsledky naší studie v rámci minutendru 1), tento náš názor podporuje. Tím spíše, když celkovým žádoucím trendem v budoucí tarifikaci má být princip technologické neutrality v kombinaci s oceněním příspěvku konkrétních OPM k možnostem řízení odběru/dodávky z/do DS, nezávisle zda jde o domácnost či podnikatelský odběr.

Kategorie MOP ale v ČR tradičně křížově dotuje domácnosti, což dodává budoucím případným změnám v tarifikaci i politický a sociální aspekt, který nelze podceňovat. Tato změna by se proto v současné době výrazného zvyšování cen elektřiny prosazovala obtížně, dobré období nízkých cen jsme nevyužili. Nicméně v rámci této práce, která má dlouhodobý strategický cíl, jsme povinni na výhody sjednocení kategorií MOO a MOP upozornit a doporučit ji přinejmenším ke zvážení.

Níže popsáný návrh nové zákaznické segmentace NN vychází proto ze sloučení kategorií maloodběru obyvatelstva a maloodběru podnikatelského. Navržená varianta má za cíl odstranění nebo zmírnění dopadů křížových dotací mezi jednotlivými tarify a zároveň zvýhodnění těch subjektů, kteří přispívají k vyššímu využití kapacit distribuční sítě a k vyrovnávání energetických toků v NN síti. **Cílem navržené segmentace není zavedení a podpora sociálních tarifů**, přinejmenším ne ve smyslu křížových dotací z ostatních navržených tarifů. Sociální dopady by měl řešit stát jinou formou vhodné státní podpory.

Kategorie NN zahrnuje drtivou většinu všech odběratelů z hlediska počtu OPM a je nutné počítat i s tím, že **energie může v některých případech přetékat do vyšší napěťové úrovně** při vysoké koncentraci nebo při vysokém příkonu připojených decentrálních zdrojů. Tento jev bude postupně stále aktuálnější. Kapacita NN sítě je dimenzována na předpokládaný odběr s plánovanou projektovou rezervou. V porovnání s průměrem EU jsou stávající sítě zatím v zásadě dostatečné a umožňují stabilní a spolehlivou dodávku elektrické energie. Využití rezervovaných příkonů klasifikované z hodnot hlavního jističe je nízké a zvyšuje se u odběrů s vysokými proudovými hodnotami hlavních jističů. Oproti jiným státům EU je v ČR více zastoupeno využívání různých typů elektrického vytápění a ohřevu TUV, které jsou usměrňovány do spotřeby v rámci takzvaného nízkého tarifu. Dvoutarifní jsou v ČR na hladině NN mnohem více reprezentativní než v zahraničí. Stávající systém je ale víceméně statický a řízení je plošné v rámci bývalých osmi regionů v ČR. Nastavení vhodných podmínek pro efektivní způsoby elektrického vytápění rezidenční i podnikatelské sféry je proto důležité z pohledu vyšší soběstačnosti v rámci energetické nezávislosti ČR.

Návrhem doporučené varianty je i shodný přístup k zákazníkům a výrobcům v době odběru energie ze sítě včetně vlastní spotřeby, která by měla být v případě osvobození od distribučních plateb vyčleněná a samostatně měřená. Tedy v době, kdy připojené OPM výrobce odebírá energii ze sítě pro jakoukoliv konečnou spotřebu. Nenavrhujeme zavádění G komponenty jako v některých zemích EU, ale pokládáme za vhodné **stejným způsobem zpoplatnit veškerou dodanou energii za místem připojení výroby shodně jako v případě klasické spotřeby**.

Každý z odběratelů energie ze sítě by měl podle navrhované kategorizace stejné možnosti při volbě svého distribučního tarifu bez rozdílu, jaké má připojené spotřeby nebo jakou má velikost odběru. Při návrhu lze zvážit vyvážený i nevyvážený přístup k jednotlivým tarifním složkám. V případě rovnoměrného odběru by náklady na distribuční službu měly být principiálně shodné jako v případě složeného vícetarifní, shodně jako už bylo popsáno výše v textu u vyšších napěťových úrovních. V případě, že odběr je usměrňován do období, kdy dochází ke zrovnoměrnění toku energií, obdrží odběratel benefit ve formě zvýhodněného tarifu, a naopak v době vysokého zatížení hradí účastník vyšší variabilní platby. Pro efektivní řízení doporučujeme využít nevyváženého přístupu, který více motivuje všechny odběratele k ovlivňování průběhu spotřeby a přesunu její části do oblasti nízkého tarifu.

V současné době jsou v ČR na NN (v protikladu se situací na VN a VVN) jedny z nejvyšších variabilních plateb za distribuci a fixní část je velmi nízká, viz analýza provedená v rámci prací na minitendru 1. Bylo by vhodné i z pohledu očekávaného nárůstu počtu aktivních zákazníků/samospotřebitelů **variabilní složku tarifu přiměřeně (ne nutně striktně podle nákladového principu) snížit**, ale jen do takové míry, aby navržená tarifikace byla účinná. V případě nízké hodnoty variabilních složek by nebylo nastavení bonifikace motivující a o vícetarifní sazby by nebyl zájem.

U všech kategorií zákazníků, tam kde to umožňuje technologie měření, navrhujeme přechod ze smluvních hodnot rezervované kapacity na hodnoty naměřeného $\frac{1}{4}$ hodinového maxima. U nepřímých odběrů, které svým charakterem odpovídají odběrům z VN, jsou již dlouhodobě osazována měřidla s typem měření B, které umožňují vyhodnocení naměřeného maxima. Tento způsob vyhodnocení je objektivní a transparentní pro všechny konečné uživatele. I na napěťové úrovni NN je možné sjednat technické maximum a v případě jeho překročení uplatnit stejný způsob penalizace jako v případě vyšších napěťových úrovní. Tento princip bude vhodný zejména u odběrů s nepřímým měřením, ale u ostatních NN odběrů jsou limitujícím prvkem hodnoty hlavních jističů.

Pro větší motivaci přesunu spotřeby do nízkého tarifu lze doporučit možnost **nevyhodnocovat naměřené maximum v době platnosti nízkého tarifu**. Různá výše zpoplatnění naměřeného maxima v jednotlivých časových úsecích je také možná, ale pro odběratele by byla méně přehledná a pro vyhodnocování komplikovanější. K této oblasti lze přistoupit na NN selektivně a možnost nevyhodnocovat výši naměřeného maxima využít pouze u tarifů s nepřímým měřením, která má obdobný charakter odběru jako odběry z napěťové hladiny VN.

Navrženou variantu segmentace na hladině NN shrnuje tab. 46.

Tabulka 46 - Navržená varianta segmentace pro kategorii NN

	MOO	MOP	VT	NT	Peak	Víkend	naměřený výkon (AMM)	jistič u měření typ C4	paušál
Nové distribuční sazby									
malá spotřeba z NN (do 150 kWh/rok)	X	X	X					(X)	X
nízká spotřeba z NN (do 650 kWh)	X	X	X				X	(X)	
střední spotřeba z NN	X	X	X				X	(X)	
vysoká spotřeba z NN (nepřímé měření)	X	X	X				X		
dvoutarif statický (pevné ToU, 8 hod.NT)	X	X	X	X			X		
dvoutarif dynamický (8 hod. NT)	X	X	X	X			X		
třítarif statický (pevné ToU) (VT/12,NT/8,ŠT/4)	X	X	X	X	X		X		
třítarif dynamický (VT/12,NT/8,ŠT/4)	X	X	X	X	X		X		
víkendová sazba	X	X	X			X	X	(X)	
veřejné dobíjení		X	XXL						M

Pro malé spotřeby z NN navrhujeme zavést paušální hodnotu stálých plateb, která pokryje stálé náklady provozovatele distribučních sítí. (například vodárenské společnosti účtují 200 Kč/měs. stálý plat za odběrné místo). Paušální platby na hladině NN jsou zavedenou praxí v mnoha zahraničních tarifních systémech, třeba v Německu. Odběry od hodnoty hlavního jističe 1 x 16 A, nebo od ekvivalentu naměřeného rezervovaného výkonu by byly nad tuto mez zpoplatněny platbou za příkon dle hodnoty hlavního jističe nebo dle hodnoty naměřeného maxima. Tarif pro malé a nízké spotřeby má shodný charakter a lze jej případně sloučit.

Oblast středních odběrů zahrnuje nejvyšší počet stávajících odběrných míst a navrhujeme ji oddělit od oblasti vysokých spotřeb z NN, které jsou dnes osazeny nepřímým měřením (nad hodnotu hlavního jističe 3 x 80 A, u PRE 3 x 100 A). Tuto oblast vysokých spotřeb z NN je nutné kontrolovat výši distribučních služeb proti tarifním podmínkám obdobných spotřeb z VN a zachovat zde vazby ve vztahu na použité technologické souvislosti a vazby.

Z důvodu dlouhodobého historického využívání akumulčních spotřebičů navrhujeme zachovat statickou dvoutarifní sazbu. Využití dynamických vícetarifů má pro provoz sítě významnější regulační potenciál, ale i statické dvoutarifní sazby s pevnou sazbou na předem stanovené časové období dávají spotřebiteli možnost využít nízkého tarifu a provozovateli sítě to umožňuje zrovnoměnit zatížení distribuční lokality dle jeho predikčních modelů zatížení.

Třítarifní sazby by mohly pokrýt většinu ze stávajících typů tarifů pro jednotlivé typy odběrů z NN. Pro statické a dynamické řízení platí stejné předpoklady jako v případě dvoutarifních sazeb. Vícetarifní sazby umožňují provozovateli sítě ještě lépe využít kapacitu distribučních rozvodů a zrovnoměnit energetické toky v čase. Tento tarif je vhodný pro oblast akumulčních, hybridních i přímo topných spotřebičů, je vhodný i pro oblast klimatizací a domácí elektromobility. V oblasti tepelných čerpadel může být na překážku předpokládaná delší doba platnosti špičkového tarifu, ale motivuje jejich provozovatele k instalaci takzvané akumulční vložky, jako jsou příklady dobré praxe v některých zemích EU, kde jsou tyto spotřeby ovládány pomocí ToU tabulek.

Pro oblast samovýrobců s vlastní akumulací je výhodné využití tarifů s předem stanovenými ToU tabulkami z důvodu usměrňování vybíjení akumulované kapacity energie v době platnosti vysokého tarifu. Využití vícetarifů s dopředu avizovanou dobou platnosti jednotlivých tarifů může být jednodušší pro plánované nabíjení a vybíjení akumulace.

A v neposlední řadě navrhujeme **zachovat víkendový tarif**, protože ČR je země chalupářů a motivace k vyšším odběrům o víkendu, zejména v letním období, je pro efektivní využití kapacity rozvodných sítí výhodná. A ze zkušenosti už víme, že případné negativní reakce na tarifní změny, znamenající výraznější újmu víkendových odběratelů, mohou doslova „zabít“ tarifní reformu.

Veřejné dobíjení z NN rozvodů je z důvodu očekávaného nárůstu elektromobility navrženo jako **speciální tarif pro období rozvoje elektromobility**, důvody již byly vysvětleny u analýzy návrhu řešení pro VN. Tento tarif je založen na vysokém podílu variabilní složky a nízkém podílu stálých plateb z důvodu předpokládaného malého využití rezervovaného příkonu u veřejných dobíjecích stanic, zejména v raných fázích nasazení. S vyšším využitím veřejného dobíjení bude pro provozovatele dobíjecích stanic výhodnější přechod na standardní tarif s nižší variabilní složkou a tento tarif bude s vyšším využíváním veřejných dobíjecích stanic postupně zanikat.

V rámci zákaznické segmentace z NN jsme dále uvažovali i o zavedení některých **speciálních tarifů**, viz tab. 47.

Tabulka 47 - Zvažované speciální tarify na NN

	MOO	MPO	VT	NT	Peak	Víkend	naměřený výkon (AMM)	jistič u měření C4	paušál	léto 1/2 roční odběr	zima 1/2 roční odběr
Nové distribuční sazby											
sezónní tarif (6 měs)	X	X	X				X	(X)		X	X
veřejné osvětlení (den/noc tarif)		X	X	X			X				

Zavedení sezónního tarifu (např. pro vleky a závlahy) s provozem pouze ½ roku, se stálými platbami za rok v nižší úrovni než pro platby za celoroční tarif, ale o něco vyšší než pro standardní úroveň stálých plateb. Dále z pohledu zatížení soustavy by mohl zimní tarif zahrnovat vyšší náklady PDS než letní tarif, kdy je menší zatížení rozvodné sítě. Těchto odběrů je ale v ČR minimum, a proto **nedoporučujeme zavádět pro tyto sezónní odběry speciální tarif**, stejně jako je nedoporučujeme na VN.

Speciální tarif pro veřejné osvětlení má v ČR tradici. Z pohledu využití lze pro tuto oblast spotřeby použít některých z výše navržených tarifů. Z našeho pohledu **není vhodné speciální tarif na veřejné osvětlení zavádět**.

Silné stránky navržené varianty:

- jednodušší tarifní struktura než stávající
- jednotné podmínky pro MOO a MOP, které nemohou být zneužívány
- odstranění většiny křížových dotací mezi jednotlivými tarify
- možnost svobodného výběru tarifů dle volby zákazníka
- pokrytí nákladů provozovatele sítě i pro malé odběry z NN
- zajištění úhrady stálých nákladů provozovatele sítě i v případě vysokého nárůstu samovýroby v odběrných místech připojených z NN
- v případě samovýroby s akumulací možnost řízeného vybíjení akumulace v době platnosti vyšších tarifů (vhodnost statického tarifu)
- využití AMM technologií pro efektivní řízení a pro oblast tarifikace
- jednotný přístup ke všem kategoriím zákazníků na všech napěťových úrovních
- uplatnění benefitů pro subjekty s ovlivněním průběhu odběru dle potřeb provozovatele sítě u variabilní složky i u stálé složky distribučních služeb
- využití dynamického řízení pro potřeby provozovatele sítě
- vyšší využití přenosových kapacit distribučních sítí NN
- lepší ekonomické parametry při rovnoměrném využití kapacit

- vyšší míra připojitelnosti nových odběrů a zdrojů do sítí
- vyšší úroveň bezpečnosti a spolehlivosti dodávek
- vhodné podmínky pro očekávaný rozvoj elektromobility.

Slabé stránky navržené varianty:

- předpokládaný výrazný nárůst nákladů pro odběry s minimální spotřebou
- zrušení možnosti zvýhodnění sektoru MOO proti sektoru MOP
- nastavení odlišných podmínek pro objekty, které využívali dlouhou dobou trvání nízkého tarifu, zejména tepelných zdrojů energie, při delší době trvání špiček
- složitější systém řízení a vyhodnocení více tarifů v rámci jedné sazby
- zavedení jiného přístupu vyhodnocení pro oblast veřejných dobíjecích stanic
- nutnost úprav zákaznických systémů v odběrných místech zákazníků pro vyhodnocení jednotlivých tarifů s možnými dopady do technologií a řízení lidských zdrojů
- při dynamickém řízení vybudování spolehlivé a bezpečné komunikace mezi provozovatelem a konečnými odběrateli
- vyšší nároky na vyhodnocení on-line údajů v distribučních soustavách pro řízení vícetarifních systémů.

Vazby mezi stávající a navrhovanou segmentací distribučních tarifů na NN zachycuje tab. 48. V rámci tarifní reformy také **navrhujeme zrušit neměřené odběry**, které mají někdy i vyšší odběr než malé měřené spotřeby.

Tabulka 48 - Příklady vazeb mezi stávající a navrhovanou segmentací distribučních tarifů na NN

Stávající tarif	Možný tarif dle navržené varianty
elektromobilita domácí	třítarif statický i dynamický
hybridní vytápění	třítarif dynamický
TUV	dvoutarif, třítarif
přímotopy	třítarif dynamický
přímotopy s akumulací	třítarif dynamický
TČ	třítarif dynamický (2+2 hod Peak)
TČ s akumulací	třítarif dynamický (2+2 hod Peak)
klimatizace	třítarif dynamický (2+2 hod Peak)
víkendová sazba	třítarif dynamický (2+2 hod Peak)
prosumers s akumulací	třítarif statický
veřejné osvětlení	dvoutarif statický
krátkodobé odběry	poutě, jarmarky apod. - řešené přes poplatky za připojení
neměřené odběry	mají mnohdy vyšší odběr než malé spotřeby (stanovit termín zrušení)

15.2 Návrh možného přístupu k energetickým společenstvím

Velmi složitou problematiku, která by podobně jako analýza LDS stála za samostatnou studií, představuje návrh distribučních sazeb pro nové energetické subjekty při odběru ze sdíleného zdroje. K této problematice jsme získali cenné podklady už v rámci řešení minitendru 1 (především z Rakouska), a proto v tab. 49 uvádíme aspoň stručnou představu o základních principech pro možné řešení. Návrh možného přístupu k energetickým společenstvím a k akumulaci lze shrnout takto:

- V případě prosumers neplatí při odběru z vlastního zdroje žádné variabilní regulované platby
- Člen společenství pro OZE platí veškeré distribuční platby jako každý jiný odběratel v dané sazbě
- Člen energetického společenství pro bytové domy nebo pro obdobné společné objekty, kdy je sdílený lokální zdroj napojen do HDV v objektu neplatí žádné variabilní distribuční platbu
- Člen energetického společenství, které se skládá z různých stavebních objektů propojených vedením NN za jednou DTS platí variabilní platby za přenos ve výši stanoveného poměru nákladů na přenos energie na napěťové úrovni NN sníženou o poměrné náklady NN úrovně a celkové náklady nadřazených distribučních hladin. Lokální přenos na NN využívá pouze část kapacit distribučních sítí a v principu snižuje zatížení rozvodů NN sítě.
- Člen energetického společenství, které se skládá z různých stavebních objektů propojených vedením VN a NN platí variabilní platby za přenos ve výši stanoveného poměru nákladů na

přenos energie na napěťové úrovni NN sníženou o poměrné náklady NN a VN úrovně a celkové náklady VVN + transformační ztráty VN/NN.

- Samostatně stojící akumulace je zpoplatněna jako klasické odběrné místo a může benefitovat na rozdílech v obchodních a distribučních tarifech a poskytování služeb provozovatelům přenosové sítě, distribučních sítí, obchodníkům a agregátorům
- Akumulace v rámci OPM se řídí stejnými podmínkami jako jsou podmínky připojeného OPM.

Tabulka 49 - Návrh distribučních sazeb pro nové energetické subjekty při odběru ze sdíleného zdroje

Distribuční sazby pro odběry z lokálního zdroje (stálé složky beze změn)	MOO	MOP	VT	NT	Peak	Víkend	naměřený výkon (AMM)	jistič u měření C4
prosumers (pro odběr z vlastního zdroje)	X	X					X	(X)
člen společenství pro OZE	X	X	X	X	X	X	X	(X)
člen energetického společenství (bytové domy, společné objekty - HDV))	X	X					X	(X)
člen energetického společenství (z NN bez transformace na VN)	X	X	% z NN	% z NN	% z NN	% z NN	X	(X)
člen energetického společenství (z NN s transformací na VN)	X	X	% z NN +VN/NN	% z NN +VN/NN	% z NN +VN/NN	% z NN +VN/NN	X	(X)
volně stojící akumulace	X	X	X	X	X	X	X	(X)

Pro návrh lokálních tarifů jsme se inspirovali z Rakouska. Zde sice mají 7 úrovní distribučních tarifů pro dílčí úrovně sítě. Náklady vycházejí z použitých komponent sítě a v případě lokální tarifikace jsou poplatky na NN poměrově sníženy na příslušné části sítě.

15.3 První alternativní varianta pro NN

První alternativní varianta, schematicky shrnuta v tab. 49, vychází z principu navrhnout co **nejjednodušší strukturu** tarifního systému. Jak vyplynulo z analýzy v rámci minitendru 1, některé státy EU jednoduchou strukturu tarifikace distribučních služeb využívají, i když to podle našeho názoru není ten nejlepší vzor vzhledem k očekávaným technologickým trendům. Tato varianta totiž neumožňuje zvýhodnění těch subjektů, kteří přispívají k vyššímu využití kapacit a nových technologií distribuční sítě NN.

Návrhem alternativní varianty, stejně jako výše u doporučené varianty, je i shodný přístup k zákazníkům a výrobcům v době odběru energie ze sítě včetně vlastní spotřeby, která by měla být v případě osvobození od distribučních plateb vyčleněná a samostatně měřená. Tedy v době, kdy připojené OPM výrobce odebírá energii ze sítě pro jakoukoliv konečnou spotřebu. Nenavrhujeme

zavádění G komponenty jako v jiných zemích EU, ale je vhodné zpoplatnit veškerou dodanou energii za místem připojení výrobný shodně jako v případě klasické spotřeby.

Tabulka 50 - První alternativní varianta pro NN

	MOO	MPO	VT	NT	Peak	Víkend	naměřený výkon (AMM)	jistič u měření typ C4	paušál
Nové distribuční sazby									
malá spotřeba z NN (do 150 kWh/rok)	X	X	X					(X)	X
základní jednotarifní sazba	X	X	X				X	(X)	

Alternativní varianta také předpokládá zavedení základní úrovně výchozích stálých nákladů z důvodu poměrně velkého množství malých spotřeb z napěťové hladiny NN. Stanovení základní paušální platby pokryje platby za příkon provozovatele sítě a jeho stálé náklady na obsluhu a provoz odběrného místa připojeného z NN. Je vhodné zvážit snížení variabilních plateb a zvýšení fixní složky plateb. V současné době má ČR na NN jedny z nejvyšších variabilních plateb v EU 27 (opačný extrém k situaci na VN a VVN).

U všech kategorií zákazníků, tam kde to umožňuje technologie měření, navrhujeme přechod ze smluvních hodnot rezervované kapacity na hodnoty naměřeného $\frac{1}{4}$ hodinového maxima. Tento způsob je objektivní a transparentní pro všechny konečné uživatele. Zároveň doporučujeme ponechat vyhodnocení překročení technického maxima odběru, která má vazbu na technické parametry připojení jednotlivých subjektů.

Silné stránky navržené varianty:

- jednoduché tarifní uspořádání
- možnost reakce na aktuální vývoj cen na energetickém trhu
- zrušení špatně zdůvodnitelných rozdílů mezi tarify
- zajištění úhrady stálých nákladů provozovatele sítě i v případě vysokého nárůstu samovýroby v odběrných místech
- nižší nároky na vyhodnocení on-line údajů v distribučních soustavách a na zajištění komunikačního rozhraní k měřícím místům
- žádná omezující pravidla pro kontrolu špičkového zatížení
- jednodušší podmínky pro vyhodnocení poskytované flexibility
- možnost shodného přístupu ke všem kategoriím zákazníků na všech napěťových úrovních.

Slabé stránky navržené varianty:

- nižší míra připojitelnosti a využití kapacit sítě
- nižší míra zajištění spolehlivosti a bezpečnosti dodávek
- vysoké investiční náklady provozovatelů sítě na posílení kapacity distribučních rozvodů

- nevhodná varianta pro dynamické řízení
- předpokládaný částečný nárůst nákladů pro odběry s malou spotřebou, VO, víkendového tarifu
- významný nárůst nákladů pro spotřeby na ohřev TUV, klimatizací a různých typů elektrického vytápění
- snížení připojitelnosti nových zdrojů, odběrů a typů spotřeby jako je elektromobilita.

15.4 Druhá alternativní varianta pro NN

Druhá alternativní varianta vychází ze **stávající tarifní struktury**. Návrh, viz tab. 51, předpokládá opět sloučení kategorií maloodběru obyvatelstva a maloodběru podnikatelského, jehož přínosy jsou popsány výše v textu. Navržená varianta má za cíl odstranění nebo zmírnění dopadů křížových dotací mezi jednotlivými tarify a zároveň zvýhodnění těch subjektů, kteří přispívají k vyššímu využití kapacit distribuční sítě a k vyrovňování energetických toků v NN síti. Cílem segmentace není podpora sociálních tarifů, přinejmenším ne ve smyslu křížových dotací z ostatních navržených tarifů. Sociální dopady by měl přednostně řešit stát jinou formou vhodné státní podpory.

Tabulka 51 - Druhá alternativní varianta pro NN

Tarif - sazba	Tarif - sazba MOO	Tarif - sazba MOP
nové	stávající	stávající
NN 01 d malé spotřeby	D 01 d	C 01 d
NN 02 d klasické spotřeby	D 02 d	C 02 d
NN 03 d velké spotřeby		C 03 d
NN 04 d akumulace (NT 8)	D 25 d, 26d	C 25 d, 26 d
NN 05 d elektromobilita (NT 8)	D 27 d	C 27 d
NN 06 d hybridní top.(NT16)	D 35 d	C 35 d
NN 07 d přímé topení, klimatizace (NT20)	D 45 d, 56 d, 57 d	C 45 d, 46 d, 55 d, 56 d
NN 08 d víkendový tarif	D 61 d	
NN 09 d veřejné osvětlení		C 62 d
NN 10 d veřejné dobíjení		

Pro malé spotřeby z NN navrhujeme zavést **paušální hodnotu stálých plateb**, která pokryje stálé náklady provozovatele distribučních sítí. (například vodárenské společnosti účtují 200 Kč/měs. stálý plat za odběrné místo). Odběry od hodnoty hlavního jističe 1 x 16 A, nebo od ekvivalentu naměřeného rezervovaného výkonu, by byly nad tuto mez zpoplatněny platbou za příkon dle hodnoty hlavního jističe

nebo dle hodnoty naměřeného maxima. Tarif pro malé a nízké spotřeby má shodný charakter a lze jej sloučit.

Oblast středních odběrů zahrnuje nejvyšší počet stávajících odběrných míst a navrhujeme ji oddělit od oblasti vysokých spotřeb z NN, které jsou dnes osazeny nepřímým měřením (nad hodnotu hlavního jističe 3 x 80 A u PRE 3 x 100 A). Tuto oblast vysokých spotřeb z NN je nutné kontrolovat proti tarifním podmínkám obdobných spotřeb z VN a zachovat zde vazby ve vztahu na použité technologické souvislosti.

Ostatní tarify vycházejí z podmínek stávajících sazeb pro kategorie MOO a MOP s možností dynamického řízení. Zákazník pro přiznání sazby musí plnit předem stanovené základní podmínky pro připojení spotřebičů pro přiznání jednotlivých sazeb.

Silné stránky navržené varianty:

- jednodušší tarifní struktura než stávající
- plynulá návaznost na stávající tarifní strukturu
- jednotné podmínky pro MOO a MOP
- odstranění špatně zdůvodnitelných rozdílů mezi tarify pro MOO a MOP
- pokrytí nákladů provozovatele sítí i pro malé odběry z NN
- využití AMM technologií pro individuální řízení a pro oblast tarifikace
- zachování benefitů pro subjekty s ovlivněním průběhu odběru dle potřeb provozovatele distribučních sítí
- využití dynamického řízení dle možnosti distribučních tarifů
- využití přenosových kapacit distribučních sítí NN
- dobré ekonomické parametry při rovnoměrném využití kapacit
- rozumná míra připojitelnosti nových odběrů a zdrojů do sítí
- vyšší úroveň bezpečnosti a spolehlivosti dodávek.

Slabé stránky navržené varianty:

- jiný přístup k tarifikaci než u nadřazených napěťových úrovních
- předpokládaný skokový nárůst nákladů pro odběry s minimální spotřebou
- individuální systém řízení a vyhodnocení tarifů
- zavedení jiného přístupu vyhodnocení pro oblast veřejných dobíjecích stanic

- částečná úprava zákaznických systémů v odběrných místech zákazníků z důvodu sjednocení podmínek
- při dynamickém řízení nutnost vybudování spolehlivé a bezpečné komunikace mezi provozovatelem a konečným odběratelem
- vyšší nároky na vyhodnocení on-line údajů v distribučních soustavách pro řízení vícetarifních systémů.

16 Potřebné podklady pro nastavení nové tarifní politiky

Každá úprava tarifního systému představuje velký zásah do zvyklostí odběratelů a její příprava představuje náročný proces. Doporučené podklady a jednotlivé kroky jsou stručně shrnuty do tohoto přehledu:

- analýza nastavení optimální výše variabilní a stálé složky distribučních služeb pro zachování efektivního řízení provozu distribučních soustav, doporučené snížení výše variabilních složek na napěťové úrovni NN a možné zvýšení variabilních složek na napěťových úrovních VVN a VN
- analýza vhodného nastavení statického a dynamického řízení variabilních složek distribučních sazeb a ovládacích komponentů pro spolehlivý a bezpečný provoz distribučních soustav vzhledem k očekávanému vývoji změn v elektroenergetice, rozvoji decentrální výroby a dostupným technickým možnostem pro oblast dynamického řízení dle dostupných technologií na jednotlivých napěťových úrovních
- analýza vazeb navrženého dynamického řízení distribučního tarifu k systému dynamickému ocenění cen elektrické energie
- analýza vazeb navrženého dynamického řízení distribučního tarifu k souběžnému systému poskytování služeb výkonové rovnováhy
- analýza vyhodnocení hodnot naměřeného maxima pro nepřímo měřené odběry z napěťové úrovně nízkého napětí
- analýza vyhodnocení referenčních vzorků čtvrt hodinového zatížení odběrů pro simulaci vícetarifní politiky na napěťových úrovních VVN, VN a NN (NN pro nepřímo měřené odběry)
- analýzy stávajícího a očekávaného využití příkonu u veřejných dobíjecích stanic připojených z VN a NN pro nastavení poměrů variabilních a stálých plateb
- analýza finančních dopadů paušalizace nákladů u odběrů s malým naměřeným maximem a u odběrů s malou roční spotřebou z VN
- analýza finančních dopadů paušalizace nákladů pro odběry s malou spotřebou (do 100 respektive 150 kWh/rok) pro kategorie MOO a MOP

- analýza finančních dopadů do ocenění jednotlivých tarifů MOO při sjednocení kategorií MOO a MOP
- analýza dopadů na komfort vytápění u topných sazeb s prodloužením doby ŠT z 2 hodin na 4 hodiny při zachování stávajících technologií vytápění nastavených na kratší dobu odstávky topných technologií
- analýza citlivosti dopadů do průměrných nákladů na vytápění dle jednotlivých tarifů topných sazeb s předpokládanou dobou platností jednotlivých tarifů (NT 8 hod., VT 12 hod. a ŠT 4 hod) oproti stávajícímu tarifnímu systému
- analýza počtu sezónních odběrů z napěťových úrovní NN a VN
- posouzení oblastí připojitelnosti členů energetických společenstev na napěťové úrovni NN z jednoho distribučního uzlu v případě kruhových a mřížových sítí, posouzení při transformaci do vyšší napěťové úrovně
- analýza nastavení úrovně lokální tarifikace distribučních služeb pro energetická společenství dle jednotlivých typových scénářů
- analýza nastavení podmínek distribučních služeb pro podřazené distribuční soustavy při předpokladu zachování stejných podmínek pro všechny kategorie zákazníků, výrobců připojených do těchto soustav, s možností poskytování frekvenčních, nefrekvenčních ale i dalších služeb, které mohou mít další vlivy a dopady do provozu těchto soustav

Minimální rozsah a struktura podkladových dat o zákaznících nebo výrobcích elektřiny pro vyhodnocení budoucího vývoje spotřebitelského chování:

- podrobné statistiky připojených LDS k nadřazeným soustavám za poslední tři roční období (data na vstupu do LDS, spotřeba z DS, výroby v LDS, přetoky do DS, RP, RK (roční i měsíční), naměřené maximum, přetoky do dalších soustav)
- podrobné statistiky výrobců 1. a 2. kategorie z VVN a VN za poslední tři roční období, RV, RK, naměřené maximum, spotřeby energie, dodávka do DS, typy výroby a štičkové výkony
- podrobné statistiky nepřímých odběrů z NN za poslední roční období, velikost hl. jističe, spotřeby, naměřené maximum, typy spotřeb a výše jejich příkonů
- pro modelování segmentace zákazníků z VVN a VN zajistit časové průběhy spotřeb za jednotlivé oblasti spotřeb za poslední roční období dle napěťových úrovní a hodnot naměřeného maxima, počet vzorků musí vycházet z metod statistického vyhodnocování, vzorky průběhu spotřeb za roční období budou doplněny o standartní hodnoty, RP, RK, naměřené maximum, typy spotřeb a výše jejich příkonů
- pro modelování oblasti NN je vhodné zajistit průběhová měření za poslední rok ze všech vzorků TDD pro jednotlivé typy spotřeb a případně je doplnit o další místa na NN osazená průběhovými měřeními, data doplnit o distribuční sazby, hodnotu hlavního jističe, typy spotřeb a výše jejich příkonů
- podklady a výstupy z předcházejících minitendrů projektu Nová tarifní politika.

17 Výchozí legislativní předpoklady

Legislativním ohraničením nové segmentace zákazníků s stanovení podmínek pro úpravu tarifních struktur se zaměřením na zohlednění nových trendů a technologií jsou definice a cíle evropské legislativy dle Směrnice EP a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5.června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou (dále jen Směrnice 2019/944), Nařízení EP a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou (dále jen Nařízení 2019/943), připravovaný Kodex k flexibilitě a návrh Evropské komise Fit for 55.

Evropská legislativa bude promítnuta zejména do primární energetické legislativy ČR a další specifikace bude upřesněna v sekundární legislativě a dalších prováděcích předpisech. Modely tarifních struktur a její segmentace musí vycházet z mantinelů nastavených evropskou legislativou, kterou představují především shora uvedená Směrnice 2019/944 a Nařízení 2019/943 jako závazné a aktuální prameny práva. K jejich účinnosti je nutno doplnit, že zatímco Nařízení 2019/943, jako přímo vnitrostátně závazný předpis, je účinné od 1.1. 2020, lhůta pro převzetí Směrnice 2019/944 do českého právního řádu uplynula ke dni 5. června 2021. ČR dosud tuto transpozici směrnice neprovedla, avšak bude tak muset učinit, a proto s požadavky Směrnice 2019/944 v dalším textu pracujeme jako se závaznými.

Oba dokumenty Evropské Unie v souhrnu vymezují (a) institucionální rámec pro implementaci tarifních struktur v členských státech a (b) obsahové požadavky na zaváděné tarifní struktury. Pokud jde o institucionální zajištění tvorby tarifních struktur v členských státech, podstatný je čl. 59 Směrnice 2019/944, který svěřuje tuto klíčovou úlohu regulačnímu orgánu, kterým je v ČR Energetický regulační úřad. Členské státy mají na základě tohoto ustanovení tři možnosti, jak k roli regulačního orgánu přistoupit:

- 1) přímo stanovuje nebo schvaluje konkrétní sazby za distribuci a přenos
- 2) stanovuje nebo schvaluje pouze metodiky, podle nichž se pak stanovují konkrétní sazby, například na úrovni provozovatelů soustav,
- 3) stanovuje jak metodiky, tak konkrétní sazby.

Podle platné právní úpravy stanovuje Energetický regulační úřad konkrétní „metodiku“ na základě energetického zákona a vyhlášky č. 408/2015 Sb., o pravidlech trhu, svým cenovým rozhodnutím. Tento přístup plně odpovídá požadavkům směrnice. Je aplikovatelný i na řešení spočívající v pouhém zavedení zvláštních tarifů, specificky pro nové účastníky trhu (energetická společenství, provozovatel akumulčního zařízení), avšak nebude vyhovující pro aplikaci dynamických prvků tarifní struktury. Přehled obsahových požadavků evropské legislativy na tarifní soustavy vyplývá jak ze Směrnice 2019/944, tak zejména z Nařízení 2019/943. Směrnice kromě obecného požadavku na transparentnost kritérií tarifních sazeb obsahuje v čl. 59 odst. 1 písm. z) specifickou povinnost regulátora, která má spočívat v odstraňování neodůvodněných překážek a omezení týkající se spotřeby elektřiny vyrobené z vlastních zdrojů a v rámci energetických společenství. Z pokynu ve směrnici není patrné, zda se má tato povinnost regulátora týkat dodávek elektřiny jako komodity nebo i tarifní složky spotřeby elektřiny vyrobené aktivním zákazníkem nebo ve výrobě, která je součástí energetického společenství.

Mantinely je tak nutné považovat spíše úpravu v čl. 18, odst. 7 a částečně odst. 8 Nařízení 2019/943. Z těchto ustanovení vyplývá několik podmínek:

- síťové tarify musí odrážet náklady a zohledňovat využívání distribuční sítě uživateli,
- síťové tarify mohou zohledňovat kapacitu připojení k síti a mohou být rozlišeny podle spotřeby nebo profilů výroby uživatelů soustavy,
- síťové tarify mohou zohlednit časové rozlišení (změna výše v čase v závislosti na zatížení soustavy), při zachování nákladové efektivity, předvídatelnosti pro konečné zákazníky a transparentnosti

Ustanovení Směrnice 2019/944 a Nařízení 2019/943 je možné interpretovat následovně: způsobem:

- bez dalších podmínek mohou členské státy realizovat zvláštní tarify pro aktivní zákazníky a energetická sdružení na jimi vyrobenou a spotřebovanou elektřinu, pokud identifikují, že bez jejich zavedení by se jednalo o neodůvodněnou překážku uplatnění těchto nových účastníků trhu,
- členské státy nemohou nastavení tarifů postavit zcela na paušálním základě, ale tarify musí do významné míry zohledňovat množství spotřebované elektřiny,
- po „zavedení“ inteligentních elektroměrů mohou členské státy zavést na hladině NN časově rozlišené tarify v závislosti na zatížení sítě.

Evropské právo nijak neřeší zavedení tarifů, jejichž výše se mění v závislosti na místě výroby a spotřeby elektřiny. V souladu s principem subsidiarity evropského práva je zcela v pravomoci členských států takové tarify zavést, pokud jsou dodrženy obecné podmínky Nařízení 2019/943 tedy musí odrážet náklady, být transparentní a předvídatelné pro konečné zákazníky. Podobně evropské právo nevylučuje ani kombinaci dynamických a statických tarifů.

Dvojitě účtování síťových tarifů na úložiště

Tuto citlivou oblast bude nutné podrobně právně vyložit a nastavit jasná pravidla pro všechny typy akumulčních systémů v externím i interním provozu zapojených do distribučních soustav.

- Pokud jde o dvojí zpoplatnění, článek 15 směrnice 2019/944 uvádí, že aktivní spotřebitelé s úložištěm nebudou podléhat žádným dvojitým síťovým poplatkům, ale upřesňuje „za uskladněnou elektřinu, která zůstává v jejich prostorách nebo při poskytování služeb flexibility“. Rovněž uvádí, že aktivní spotřebitelé musí podléhat nákladům, které se odrážejí transparentním a nediskriminačním způsobem v síťových poplatcích, které se účtují odděleně za elektřinu dodávanou do sítě a elektřinu spotřebovanou ze sítě a zajišťují, že přispívají přiměřeným a vyváženým dílem k celkovým nákladům systému.
- Regulace (EU) 2019/943, článek 18(1), uvádí že “network charges shall not discriminate either positively or negatively against energy storage”. Výkladové stanovisko podle [CEER paper](#) doporučuje, že akumulční zařízení proto nemůže být v distribučním/přenosovém tarifu zpoplatněno dvakrát za fakticky jednu službu pro soustavu (dodávka/odběr).
- Skladování odebírá energii v okamžicích nízké poptávky (kdy jsou přírůstkové náklady způsobené na síti zanedbatelné) a dodává ji v okamžicích vysoké poptávky, kdy skladování přispívá k bezpečnosti dodávek. Tarify odrážející náklady za dodávku, pokud existují, mohou být tedy nulové, když skladovací jednotka poskytuje hodnotu pro stabilitu sítě.

Zdroje:

- Vyhodnocení zahraničních zkušeností s inovací tarifní struktury v zemích EU a analýza jejich přenositelnosti do prostředí ČR
- Studie ENA, Poplatky související s provozem elektrizační soustavy pro koncového zákazníka ve vybraných státech EU v období 2008–2021
- Prezentace ČEPS v rámci NAP SG, ZL 6.1, 18.2.2022, Flexibilita NN: Řízení a komunikace.

Seznamy:

Seznam obrázků

Obrázek 1 - Počet OPM zákazníků v letech 2014-2020.....	8
Obrázek 2 - Počet OPM jednotlivých kategorií VVN v roce 2020	9
Obrázek 3 - Odběr v jednotlivých kategoriích v roce 2020	10
Obrázek 4 - Vývoj odběru kategorie VVN v letech 2014-2020.....	10
Obrázek 5 - Průměrný odběr jednotlivých kategorií VVN v roce 2020	11
Obrázek 6 - Vývoj počtu OPM na VN v letech 2014-2020	12
Obrázek 7 - Počet OPM v jednotlivých kategoriích VN v roce 2020.....	13
Obrázek 8 - Přehled počtu OPM v kategorii VN dle výše naměřeného maxima (MW) v roce 2020	14
Obrázek 9 - Odběr v kategorii VN v letech 2014-2020.....	15
Obrázek 10 - Odběr v kategorii VN rozdělený dle výše naměřeného maxima (MW) v roce 2020.....	16
Obrázek 11 - Průměrný odběr kategorie VN dle výše naměřeného maxima (MW) v roce 2020.....	17
Obrázek 12 - Odběr dle jednotlivých kategorií VN v roce 2020	17
Obrázek 13 - Průměrný odběr v jednotlivých kategoriích VN v roce 2020	18
Obrázek 14 - Přehled vývoje počtu MOO v letech 2014-2020.....	21
Obrázek 15 - Poměr zastoupení tarifů MOO v letech 2014-2020	22
Obrázek 16 - Odběr energie dle tarifů MOO v letech 2014-2020.....	23
Obrázek 17 - Procentní zastoupení odběrů MOO v letech 2014-2020	24
Obrázek 18 - Průměrný odběr MOO dle tarifů v letech 2014-2020.....	25
Obrázek 19 - Vývoj průměrných odběrů dle tarifů MOO v letech 2014-2020.....	26
Obrázek 20 - Tržby MOO dle tarifů v letech 2014-2020	27
Obrázek 21 - Poměrová výše tržeb podle tarifů MOO v letech 2014-2020.....	28
Obrázek 22 - Vývoj počtu OM v kategorii MOP v letech 2014-2020.....	31
Obrázek 23 - Poměrové zastoupení počtu OM v MOP v letech 2014-2020	32
Obrázek 24 - Odběr v kategorii MOP dle jednotlivých tarifů v letech 2014-2020	33
Obrázek 25 - Poměrové vyjádření odběrů MOP v letech 2014-2020	34
Obrázek 26 - Průměrné odběry MOP dle tarifů v letech 2014-2020.....	35
Obrázek 27 - Tržby v kategorii MOP dle tarifů v letech 2014-2020	37
Obrázek 28 - Poměrové zobrazení tržeb MOP v letech 2014-2020	38
Obrázek 29 - Počet odběrných míst MOO dle hodnoty hlavního jističe v r.2020	41

Obrázek 30 - Vývoj sumární hodnoty jištění MOO dle velikosti hlavního jističe.....	42
Obrázek 31 - Struktura celkového příkonu v kategorii MOO dle jističů v r.2020	43
Obrázek 32 - Počet odběrných míst MOP dle hodnoty hlavního jističe v r.2020.....	44
Obrázek 33 - Vývoj celkové hodnoty jištění MOP dle velikosti hlavního jističe v letech 2014–2020.....	45
Obrázek 34 - Struktura příkonu v kategorii MOP dle jističů v r.2020.....	45
Obrázek 35 - Grafické znázornění vývoje dvoutarifních sazeb MOO v letech 2014–2020.....	49
Obrázek 36 - Hodinové využití NT tarifu v porovnání s VT tarifem MOO.	50
Obrázek 37 - Vývoj odběrů VT a NT u dvoutarifních sazeb MOP v letech 2014–2020	51
Obrázek 38 - Poměr využití NT tarifu v porovnání s VT tarifem MOP.....	52
Obrázek 39 - Hodnota naměřeného maxima dle jednotlivých kategorií VVN v roce 2020	54
Obrázek 40 - Přehled vývoje sumy maximálních hodnot roční a měsíční rezervované kapacity v letech 2014–2020.....	55
Obrázek 41 - Hodnota naměřeného maxima dle jednotlivých kategorií VN v roce 2020.....	56
Obrázek 42 - Přehled vývoje sumy maximálních hodnot roční a měsíční rezervované kapacity VN v letech 2014–2020.....	57
Obrázek 43 - Přehled sumárních hodnot naměřeného maxima na VN dle velikosti naměřeného maxima v roce 2020	58
Obrázek 44 - Přehled využití kapacity hlavního jističe MOO přepočteného na jednu KW rezervovaného příkonu.	60
Obrázek 45 - Přehled využití kapacity hlavního jističe MOP přepočteného na jednu KW rezervovaného příkonu.	62

Seznam tabulek

Tabulka 1 - Poměrné zastoupení jednotlivých kategorií na VVN v roce 2020	9
Tabulka 2 - Přehled počtu OPM, sumární maximální hodnoty RK a spotřeby na VN v letech 2014–2020	13
Tabulka 3 - Poměrné zastoupení jednotlivých kategorií VN v roce 2020	14
Tabulka 4 - Poměrné zastoupení v kategorii VN dle hodnoty naměřeného maxima (MW) v roce 2020.....	15
Tabulka 5 - Počet OPM dle hodnoty naměřeného maxima (MW) ve vazbě na RP, sumárně naměřené maximum a odběr v roce 2020.....	16
Tabulka 6 - Přehled jednotlivých kategorií VN v roce 2020.....	18
Tabulka 7 - Současná tarifní struktura kategorie MOO.....	19
Tabulka 8 - Přehled vývoje počtu MOO v letech 2014–2020.....	21
Tabulka 9 - Procentní přehled počtu OPM podle tarifů MOO v letech 2014–2020	22
Tabulka 10 - Odběr energie dle tarifů MOO v letech 2014–2020	23
Tabulka 11 - Procentní zastoupení odběrů MOO v letech 2014–2020.....	24
Tabulka 12 - Vývoj průměrných odběrů dle tarifů MOO v letech 2014–2020	25
Tabulka 13 - Výše tržeb podle tarifů MOO v letech 2014–2020.....	28
Tabulka 14 - Procentní vyjádření tržeb podle tarifů MOO v letech 2014–2020.....	29
Tabulka 15 - Vývoj počtu OPM v kategorii MOP v letech 2014–2020.....	31
Tabulka 16 - Poměrové zastoupení počtu OM v MOP v letech 2014–2020.....	32
Tabulka 17 - Odběr v kategorii MOP dle jednotlivých tarifů v letech 2014–2020.....	33

Tabulka 18 - Poměrové vyjádření odběrů MOP dle tarifů v letech 2014-2020	35
Tabulka 19 - Průměrné odběry MOP dle tarifů v letech 2014-2020.....	36
Tabulka 20 - Tržby v kategorii MOP dle tarifů v letech 2014-2020.....	38
Tabulka 21 - Poměrové vyjádření tržeb MOP v letech 2014-2020	39
Tabulka 22 - Vývoj počtu odběrných míst MOO dle hodnoty hlavního jističe v letech 2014-2020.....	42
Tabulka 23 - Vývoj rezervovaného příkonu MOO podle hodnoty hlavního jističe.	43
Tabulka 24 - Vývoj počtu odběrných míst MOP dle hodnoty hlavního jističe v letech 2014-2020	44
Tabulka 25 - Vývoj rezervovaného příkonu MOP podle hodnoty hlavního jističe.....	46
Tabulka 26 - Přehled odběrů VT a NT u dvoutarifních sazeb MOO v letech 2014-2020.....	48
Tabulka 27 - Poměr hodinového využití NT tarifu v porovnání s VT tarifem MOO.	49
Tabulka 28 - Vývoj odběrů VT a NT u dvoutarifních sazeb MOP v letech 2014-2020.....	50
Tabulka 29 - Poměr využití NT tarifu v porovnání s VT tarifem MOP	51
Tabulka 30 - Porovnání RP, NM a odběru ve vzájemné vazbě v roce 2020.....	54
Tabulka 31 - Přehled vývoje OPM a maxima sumy rezervované kapacity v letech 2014-2020.....	55
Tabulka 32 - Porovnání RP, NM a odběru na VN ve vzájemné vazbě v roce 2020.....	56
Tabulka 33 - Přehled OPM z VN dle výše naměřeného maxima v roce 2020.....	57
Tabulka 34 - Přehled odběru MOO dle hodnoty hlavního jističe	59
Tabulka 35 - Přehled využití kapacity hlavního jističe přepočteného na jednu KW rezervovaného příkonu.	61
Tabulka 36 - Přehled odběru MOP dle hodnoty hlavního jističe.....	61
Tabulka 37 - Přehled využití kapacity hlavního jističe přepočteného na jednu KW rezervovaného příkonu.	63
Tabulka 38 - Tarifní statistika VVN a VN z r.2001	72
Tabulka 39 - Ilustrativní příklad vyváženého vícetarifů.....	77
Tabulka 40 - Ilustrativní příklad nevyváženého vícetarifů	78
Tabulka 41 - Navržená varianta segmentace kategorie VVN.....	79
Tabulka 42 - Alternativní varianta segmentace kategorie VVN.....	80
Tabulka 43 - Navržená varianta segmentace kategorie VN.....	82
Tabulka 44 - Zvažované speciální tarify na VN.....	84
Tabulka 45 - Alternativní varianta segmentace kategorie VN.....	84
Tabulka 46 - Navržená varianta segmentace pro kategorii NN.....	87
Tabulka 47 - Zvažované speciální tarify na NN.....	89
Tabulka 48 - Příklady vazeb mezi stávající a navrhovanou segmentací distribučních tarifů na NN.....	91
Tabulka 49 - Návrh distribučních sazeb pro nové energetické subjekty při odběru ze sdíleného zdroje	92
Tabulka 50 - První alternativní varianta pro NN	93
Tabulka 51 - Druhá alternativní varianta pro NN.....	94

T A
Č R

Tento projekt je financován se státní podporou
Technologické agentury ČR
v rámci programu BETA2

www.tacr.cz
Výzkum užitečný pro společnost



Zpracovali:

Ing. Jiří Gavor
Ing. Martin Michek
Ing. Martin Sedlák
Mgr. Pavel Doucha

30.03.2022