



Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG)

únor 2015



OBSAH

1.	Úvod	10
2.	Předpokládaný vývoj energetického sektoru	13
2.1	Období do roku 2019	13
2.2	Období od roku 2020 do 2024	14
2.3	Období od roku 2025 do 2029	15
2.4	Období od roku 2030 do 2040	17
3.	Popis prostředí a podmínek pro cílové řešení SG v ČR	19
4.	Plán realizace SG v ČR	21
4.1	Období do roku 2019	21
4.2	Období 2020 – 2024	25
4.3	Období 2025 – 2029	26
4.4	Období 2030 – 2040	27
4.5	Opatření	29
4.6	Karty opatření	32
4.6.1	Akční opatření	32
4.6.2	Podpůrná opatření	57
5.	Příloha č. 1 - Analytické podklady pro NAP SG	67
5.1	Stávající a navrhovaný legislativní rámec ČR a EU včetně připravované klíčové dokumentace	67
5.2	Bilance ES ČR a klíčové faktory mající vliv na bilanci	69
5.2.1	Oblast spotřeby	69
5.2.2	Oblast výroby	70
5.2.3	Výsledky	71
5.2.4	Shrnutí	75
5.3	Vývoj dalších oblastí energetiky ČR	76
5.4	Budoucí stav ES ČR a její flexibilita s novými technologiemi	76
5.4.1	Provoz ES ČR:	76



5.4.2	Bilancování elektrizační soustavy v uzlových oblastech	78
5.4.3	Koncept „smart grid“ v distribuční soustavě ČR.....	79
5.4.3.1	Sítě vvn	79
5.4.3.2	SÍTĚ vn	79
5.4.3.3	Sítě nn	80
5.4.4	Distribuovaná výroba (nové technologie).....	81
5.4.5	Scénáře rozvoje distribuované výroby (nové technologie).....	82
5.4.6	Investiční náročnost integrace decentralizované výroby.....	84
5.4.6.1	Schopnost vyvedení požadovaného výkonu.....	84
5.4.6.2	Investiční náročnost úpravou DS.....	85
5.4.6.3	Investiční náročnost řešení akumulací v DS.....	86
5.4.6.4	Investiční náročnost řešení řízení napětí.....	87
5.4.6.5	Dopady distribuované výroby - závěr	89
5.4.7	Akumulace (nové technologie)	91
5.4.8	Měření.....	93
5.4.8.1	Provozní měřicí technika	93
5.4.8.2	Fakturační měření.....	94
5.4.8.3	Problematika 15 minutového intervalu měření a vyhodnocování	98
5.4.9	Spotřeba (nové technologie)	99
5.4.9.1	Predikce vývoje spotřeby maloodběru obyvatelstva	99
5.4.9.2	Elektromobilita.....	99
5.4.9.3	Oblast využití spotřeby pro řízení soustavy	101
5.4.9.4	Závěry.....	102
5.4.10	Automatizace a automatizované systémy dispečerského řízení ES ČR (nové technologie)	103
5.4.11	Systémy chránění (nové technologie)	106
5.4.12	Ekonomické vyjádření změn v oblasti zajištění potřebných vlastností sítě chránění, řídicí a automatizační techniky spojené s rozvojem a nasazováním nových technologií ("Smart grid")	108
5.4.13	Informační podpora pro zákazníka	109
5.4.14	Komunikační technika	110
5.4.15	Kybernetická bezpečnost a elektromagnetická kompatibilita	111
5.5	Model trhu a jeho možná změna.....	112



5.5.1	Budoucí produkty a služby v modelu trhu s elektřinou	120
5.5.2	Očekávané role účastníků trhu ve vazbě na vývoj trhu s elektřinou	121
5.5.3	Shrnutí k modelu trhu a jeho možné změně	122
5.6	Současný a možný budoucí model regulace včetně tarifů	125
5.7	Zkušenosti z pilotních projektů	132
5.7.1	Pilotní projekt WPP AMM (Skupina ČEZ)	132
5.7.2	Pilotní projekt Smart Region (ČEZ Distribuce)	136
5.7.3	Další pilotní projekty (ČEZ, E.ON, PRE)	139





SEZNAM TABULEK

Tabulka 1 Akční opatření.....	30
Tabulka 2 Podpůrná opatření	31
Tabulka 3 Souhrnné údaje za nízký a referenční scénář rozvoje zdrojů – instalovaný výkon (MW)	83
Tabulka 4 Souhrnné údaje za nízký a referenční scénář rozvoje zdrojů – výroba elektřiny (GWh)	83
Tabulka 5 Zdroje v hladině nn a jejich vliv na síť nn.....	84
Tabulka 6 Zdroje v hladině nn i vn a jejich vliv na hladinu vn	84
Tabulka 7 Přehled investic při úpravě DS	86
Tabulka 8 Náklady na akumulaci na hladině nn.....	86
Tabulka 9 Náklady na akumulaci na hladině vn	87
Tabulka 10 Náklady na napěťové hladině nn.....	89
Tabulka 11 Náklady na napěťové hladině vn a vvn	89
Tabulka 12 Tabulka doporučených kombinací řešení pro referenční scénář	90
Tabulka 13 Vícenáklady doporučené kombinace řešení připojování decentralizované výroby	91
Tabulka 14 Investiční výdaje na zavedení systému AMM 2	95
Tabulka 15 Ekonomické vyjádření změn v oblasti zajištění potřebných vlastností sítě chránění, řídicí a automatizační techniky spojené s rozvojem a nasazováním nových technologií ("Smart grid").....	108





MINISTERSTVO
PRŮMYSLU A OBCHODU

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obrázek 1 Přehled vývojových trendů automatizace v ES ČR.....	106
Obrázek 2 Koncept používaných systému ochrany a jejich vývoj v ES ČR	108
Obrázek 3 Koncept řízení domácnosti bez zátěže DS	109
Obrázek 4 Indikativní rozdělení odběrných míst	135
Obrázek 5 Topologie vn sítí ve Smart Regionu s rozpadovými/nerozpadovými místy	138





SEZNAM ZKRATEK

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů)
AMM	Automatic Meter Management; obousměrná komunikace. V podstatě je to AMR s dalšími funkcemi, např. řízení tarifu, připojení a odpojení odběrného místa
AMR	Automated Meter Reading; automatické odečty, jednosměrná komunikace, efektivní zajištění odečtů
ASDŘ	Automatický systém dálkového řízení
ASEK	Návrh aktualizace státní energetické koncepce (verze září 2013)
CNG	Stlačený zemní plyn (Compressed Natural Gas)
CR	Cenové rozhodnutí
CRM	Kapacitní mechanismy (Capacity remuneration mechanism)
CS OTE	Centrální systém operátora trhu
DECE	Distribuovaná/decentrální výroba (Distributed generation)
DOÚ	Dálkově ovládaný úsekový odpojovač
DŘS	Dispečerský řídicí systém
DS	Distribuční soustava
DSR	Demand Side Response (reakce strany poptávky)
DTS	Distribuční trafostanice
EDU	Elektrárna Dukovany
EEAG	Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (Pokyny pro státní podporu v oblasti životního prostředí a energetiky na období 2014–2020)
EK	Evropská komise
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Evropská síť provozovatelů elektroenergetických přenosových soustav)
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES ČR	Elektrizační soustava České republiky
ETE	Elektrárna Temelín
EU	Evropská unie
EU ETS	Systém EU pro obchodování s emisemi skleníkových plynů
EZ	Energetický zákon



FVE	Fotovoltaická elektrárna
GCC	Grid Control Cooperation (možnost přeshraniční výměny regulační energie)
GPRS.....	General Packet Radio Service (univerzální paketová rádiová služba)
HDO	Hromadné dálkové ovládání
HDP	Hrubý domácí produkt
HW.....	Hardware
IEC.....	Mezinárodní elektrotechnická komise
JE.....	Jaderná elektrárna
KGJ	Kogenerační jednotka (spalovací motor)
Komise	Evropská komise
KVET.....	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LAN.....	Local Area Network (místní síť)
LDS	Lokální distribuční soustava
LFC	Load Frequency Controller (centrální regulátor frekvence)
LOR.....	Logická ochrana rozvodny
MO	Maloodběr
MOO	Maloodběr obyvatelstva
MOP	Maloodběr podnikatelů
MPO.....	Ministerstvo průmyslu a obchodu
NAP.....	Národní akční plán pro energii z obnovitelných zdrojů
NAP CM	Národní akční plán čistá mobilita
NAP SG.....	Národní akční plán Smart Grids
NCKB	Národní centrum kybernetické bezpečnosti
nn.....	Nízké napětí
NPV.....	Čistá současná hodnota (Net present value)
OM	Odběrné místo
OPM.....	Odběrné nebo předávací místo
OZE.....	Obnovitelné zdroje energie
PDS.....	Provozovatel distribuční soustavy
PLC.....	Datová komunikace po silovém elektrickém vedení
PPC.....	Paroplynový cyklus
PPDS	Pravidla provozování distribuční soustavy



PpS	Podpůrná služba pro ES
PPPS	Pravidla provozování přenosové soustavy
PPS	Provozovatel přenosové soustavy
PS	Přenosová soustava
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
ROP	Rozdílová ochrana přípojnic
R&D	Research and Development (výzkum a vývoj)
SAFO	Systémové automatické frekvenční odlehčování
SG	Smart grids (inteligentní sítě, chytré sítě)
SRN	Spolková republika Německo
SW	Software
SZTE	Soustava zásobování tepelnou energií
TDD	Typový diagram dodávky
TNS	Tuzemská netto spotřeba
TR	Trafostanice
TSC	TSO Security Cooperation (The initiative to enhance the security of the electrical system in Europe)
TVTV	Teplá voda
ÚNMZ	Úřad pro technickou normalizaci, metrologii a státní zkušebnictví
UO	Uzlová oblast (definovaná část distribuční soustavy napájená z jedné nebo více transformací PS/DS v základním zapojení)
ÚEL	Územně ekologické limity těžby hnědého uhlí
ÚOOU	Úřad na ochranu osobních údajů
vn	vysoké napětí
VO	Velkoodběr
VTE	Větrná elektrárna
vvv	Velmi vysoké napětí
WAN	Wide Area Network – rozlehlá komunikační síť
WAMS	Wide Area Monitoring System (systém synchronního měření fázorů)
zv	Zvláště vysoké napětí





1. Úvod

V návrhu aktualizace státní energetické koncepce ČR (ASEK) v kapitole „Nástroje na prosazování SEK v oblasti státní správy“ je formulován úkol pro MPO: “Zpracovat národní akční plán implementace inteligentních sítí do 31. 12. 2014“.

Úkol souvisí s jednou z priorit ASEK týkající se koncepce rozvoje síťové infrastruktury pro zabezpečení spolehlivého a bezpečného provozu při požadovaném rozvoji distribuované výroby (zejména OZE) včetně zapojení malých teplárenských zdrojů, řízení výroby, akumulace a spotřeby, s přihlédnutím k požadavku zvyšování energetické účinnosti.

Opatření vycházející z globálních požadavků ASEK se týkají následujících oblastí:

- obnova a rozvoj prostředků pro dálkové řízení spotřeby, distribuované výroby a akumulace energie na bázi principů inteligentní sítě a inteligentního měření,
- rozvoj systémů a nástrojů řízení elektrizační soustavy účinně využívající jak nové technologie (inteligentní sítě), podpora rozvoje distribuovaných i centralizovaných systémů akumulace,
- zajištění rozvoje infrastruktury, rozšiřující možnosti řízení spotřeby u zákazníků na úrovni nízkého napětí jako součást systémů inteligentní sítě,
- implementace technologií pro efektivní řízení spolehlivosti a využití sítí.

Současně je potřeba rozvoje inteligentních sítí iniciována i přáním spotřebitelů elektřiny po větší svobodě a nezávislosti při rozhodování o zajištění jejich energetických potřeb. Ti spotřebitelé elektřiny, kteří si instalují vlastní výrobu elektřiny, již nejsou pouhými zákazníky, ale tzv. „prosumers“. Zásadní rozšíření prosumers dosud vycházelo ze situace, kdy zákazník instaloval výrobní zařízení do svého spotřebitelského OM s cílem získat výhodu resp. dodatečný prospěch plynoucí z poskytnuté dotace (tzv. „umělý prosumer“) v návaznosti na zákon o podporovaných zdrojích energie. S rozvojem technologií by se ale měl objevovat spíše tzv. „přirozený prosumer“, tedy hráč na trhu s elektřinou, který je přirozeně ekonomicky (bez umělých dotací, bez státní anebo veřejné finanční podpory) motivován k instalaci vlastního výrobního zařízení do svého spotřebitelského OM.

Vývoj nelze zastavit a touze zákazníků i prosumers po větší svobodě a nezávislosti zabránit. Stále však zůstane nezanedbatelný rozsah zákazníků, kteří preferují jednoduchost vyjádřenou slovy „o elektřinu se starat nechci“. Energetika je tady od toho, aby uspokojila obě skupiny, tj. pro prosumers připravila svět Smart Grids, který nebude zadarmo a jehož uživatelé, tedy především prosumers, se na jeho nákladech musí spravedlivě podílet, a pro ostatní zákazníky zachovala „jednoduchý“ svět, ve kterém se o elektřinu nemusí příliš starat.

MPO již při přípravě dokumentu ASEK v roce 2013 vytvořilo expertní tým složený ze zástupců státních institucí, účastníků trhu s elektřinou a plynem a dalších odborníků, který v období let 2013 – 2014 zpracoval pod vedením MPO nezbytné analýzy a podklady.

MPO na základě těchto analýz a podkladů připravilo a předkládá „Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG)“ pro období 2015 – 2020 s výhledem do roku 2040.

V textu tohoto dokumentu je pro chytré sítě používáno označení „inteligentní sítě“. Inteligentní sítě (Smart Grids – SG) jsou elektrické sítě, které jsou schopny efektivně propojit chování a akce všech uživatelů k nim připojených - výrobce, spotřebitele, spotřebitele s



vlastní výrobou – k zajištění ekonomicky efektivní, udržitelné energetické soustavy provozované s malými ztrátami a vysokou spolehlivostí dodávky a bezpečnosti.

Zavedení a využití inteligentních sítí bude v blízké budoucnosti nezbytnou součástí zajištění spolehlivého provozu elektrizační soustavy. Integraci velkého objemu výroby elektřiny z intermitentních zdrojů do ES ČR a očekávaný nárůst výroby také v malých zdrojích připojených do distribuční sítě nebude možné zvládnout bez zavedení nového způsobu řízení soustavy a inteligentních sítí. Spotřebitelům navíc poskytnou inteligentní sítě technologickou podporu pro zvýšení účinnosti užití energie, efektivní provozování pokročilých konceptů, např. typu Smart City a elektromobility.

Rozvoj distribuované (decentrální) výroby elektřiny může přispět k optimalizaci využití distribuční sítě díky fyzické blízkosti výroby a spotřeby (v tomtéž odběrném místě, nebo v téže lokalitě), případně zlepšit řízení spotřeby v odběrném místě (místech) v závislosti na okamžité schopnosti připojeného zdroje elektřiny. Zároveň ale bude znamenat vyšší technické i organizační nároky na řízení a regulaci ES ČR. Zavedení inteligentních sítí umožní zapojit spotřebu i distribuovanou výrobu elektřiny do decentralizovaného řízení a regulace soustavy (řízení malých domácích a lokálních zdrojů, selektivní řízení skupin spotřebičů, řízení akumulacích možností elektromobilů, virtuální elektrárny atd.).

NAP SG předpokládá postupné zavedení inteligentních sítí a dalších opatření v několika etapách. Investice do inteligentních sítí jsou investicemi do infrastruktury a promítnou se do regulované složky ceny za elektřinu. Proto je potřeba přizpůsobit způsob a rychlost zavedení inteligentních sítí přínosům pro spotřebitele. Předložená varianta NAP SG bere nutnou nákladovou optimalizaci v úvahu.

Pro efektivní využití inteligentních sítí je důležitý i rozvoj právního prostředí, a proto předložený NAP SG obsahuje i tuto položku.

Současný a očekávaný rozvoj výroby elektřiny a tepla z obnovitelných zdrojů daný strategií EU v oblasti ochrany životního prostředí a snahy o snížení závislosti na dovozu primárních zdrojů energie přináší zásadní změny v požadavcích na způsob provozování elektrizační soustavy a trh s elektřinou. Výroba elektřiny přestává být plně řízena poptávkou/spotřebou a je v oblasti OZE ve stále větší míře závislá na přírodě (fotovoltaické – FVE a větrné elektrárny - VTE). Integraci těchto decentralizovaných zdrojů lze řešit konvenčními způsoby tj. silovou technologií, popř. vhodnou kombinací konvenčních řešení s novými technologiemi, které spadají do konceptu inteligentních sítí Smart Grid (SG). Vhodnou kombinací těchto přístupů lze docílit významného snížení investičních nároků na integraci predikovaného objemu decentrální výroby, jak ukazují různé zahraniční studie a v rámci NAP SG dokazuje příklad řízení napětí decentrálních zdrojů.

Rozvoj decentralizované výroby elektřiny ovlivňuje způsob výroby v klasických (uhelných, plynových a jaderných) elektrárnách, které musí flexibilně reagovat na výrobu zejména ve FVE a VTE. Stávající podpora OZE deformuje trh s elektřinou, netržním způsobem snižuje cenu silové elektřiny a znevýhodňuje tím zásadně nepodporované zdroje. Důsledkem tohoto vývoje je snižování výroby v klasických zdrojích, pokles jejich rentability až na úroveň uzavírání zdrojů a neochota investorů investovat do nových klasických elektráren. Výhody využívání OZE spočívají v menší závislosti na potřebě spalování primárních zdrojů energie (uhlí a plyn) a omezení produkce CO₂.



V současné době je řízení rovnováhy elektrizační soustavy plně pokryto nákupem rezervního výkonu z velkých klasických zdrojů. V případě předpokládaného rozvoje decentralní výroby včetně OZE je nezbytné zapojit do problematiky řízení rovnováhy soustavy i decentralní zdroje a stranu spotřeby. To vyvolává nutnost změny v oblasti sítí PS i DS ve smyslu technologických změn, nových sofistikovanějších řešení jak HW, tak SW (SG) a stejně tak i změnu modelu řízení elektrizační soustavy.

Na základě nových SG řešení budou mít jednotliví účastníci trhu možnost hrát aktivní roli na energetickém trhu, což je plně v souladu s cíli EU. Zcela novým fenoménem se stane využívání flexibility na straně poptávky pro řízení bilance soustavy (včetně možnosti podílet se na poskytování Podpůrných služeb¹). Jedním z takových prostředků bude např. elektromobilita, která při vhodné integraci do distribuční sítě pomůže zajistit vyšší flexibilitu v síti potřebnou pro udržení soustavy v provozu i s predikovaným objemem intermitentní výroby FVE a VTE.

Očekávané změny v elektroenergetice, především vyšší zapojení zákazníků a významné zastoupení decentralní výroby v energetickém mixu, představuje velkou změnu dosavadní podoby energetiky a vyvolá značné náklady na straně provozovatelů soustav. NAP SG poskytuje přehled nutných změn v oblasti legislativy, infrastruktury, koncových zařízení a tarifního modelu, aby cíle vytyčené v aktualizaci SEK byly dosaženy. Pro splnění těchto cílů resp. realizaci potřebných změn bude nutné vynaložit ve sledovaném horizontu do roku 2040 významné finanční prostředky především na straně PDS.

Náklady na realizaci SG jsou členěny do 4 položek - rozvoj a obnova sítí pro integraci DECE včetně nutné automatizace, zajištění potřebných vlastností sítě a ASDŘ, elektromobilita, realizace AMM. Náklady na realizaci SG jsou vyčísleny jako vícenáklady nad rámec standardního rozvoje běžné obnovy prováděné v současné době a do roku 2040 mohou dosáhnout až 155 miliard Kč, z toho se do roku 2025 budou pohybovat mezi 24 až 43 miliardami Kč, a to především v závislosti na tempu růstu distribuované výroby. Tyto výdaje mohou být sníženy za předpokladu vhodné kombinace konvenčních řešení, nových přístupů a inteligentních technologií. Součástí NAP SG je ucelený návrh opatření, která zajistí přípravu a realizaci nutných změn optimálním způsobem, a harmonogram, kdy je nutné jednotlivá opatření realizovat.

Při realizaci opatření bude vždy zvažována možnost financování z fondů EU, čímž by se snížilo finanční zatížení zákazníků. Jednotlivé kroky tohoto akčního plánu implementace inteligentních sítí budou realizovány na základě ekonomické analýzy a podrobného posouzení přínosu pro zákazníky (podnikatele i občany).

¹ Podpůrné služby (PpS) jsou prostředky pro zajištění systémových služeb (SyS). Jsou definovány jako činnosti fyzických nebo právnických osob pro zajištění provozování elektrizační soustavy a pro zajištění kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny. Pomocí PpS je možno korigovat rozdíly mezi odběrem a výrobou, Systémové služby jsou v současnosti činnosti ČEPS, kterými zajišťuje kvalitu a spolehlivost dodávky elektřiny na úrovni přenosové soustavy (PS) a plnění mezinárodních závazků a podmínek propojení elektrizační soustavy (ES ČR).



2. Předpokládaný vývoj energetického sektoru

Následující text stručně charakterizuje očekávaný vývoj energetického sektoru ČR v různých časových obdobích, a to v souladu s poslední verzí ASEK (r. 2014). Variantně k ASEK je uvažován i scénář provozu pouze jedné JE (ETE) po ukončení provozu JE Dukovany do roku 2040 (tj. do roku 2040 není dána do provozu žádná nová JE). Nové technologie a jejich implementace budou znamenat vícenáklady na straně provozovatelů sítí, které jsou vždy v každém časovém období níže vyčísleny. Rozvoj a využití inteligentních sítí se ale neobejde bez vícenákladů i na straně uživatelů sítí. Ty již vyčísleny v tomto materiálu nejsou, protože jejich rozsah bude záviset na chování a rozhodování uživatelů sítí.

2.1 Období do roku 2019

- Musí padnout rozhodnutí o novém jaderném zdroji do roku 2016.
- V elektroenergetice je bilance přebytková a nepředpokládají se žádné problémy.
- V teplárenství se očekávají první negativní dopady především v důsledku zprísnění emisních limitů znečišťujících látek ze spalovacích zdrojů.
- Do konce roku 2019 jsou dokončeny potřebné analýzy, bude aktualizován plán realizace SG v ČR, jsou dokončeny a vyhodnoceny pilotní projekty.
- Do roku 2016 bude zaveden systém “zjednodušeného připojování“ malých zdrojů (zdroje na výrobu elektřiny připojené do ES ČR nedodávající do sítě).
- V elektroenergetice budou všechna OPM evidována kromě u provozovatele příslušné sítě také i centrálně v IS OTE.
- Instalovaný výkon distribuované výroby, který dosáhne ke konci období hodnoty 4 849 MW (z toho VE 1 097 MW, FVE 2 404 MW, VTE 507 MW, mikrokogenerace 303 MW, bioplyn a skládkový plyn 534 MW a geotermální zdroje 4 MW), nepředstavuje pro soustavu výrazný problém, pokud bude rozprostřen v rámci ČR.
- V tomto období jsou pro přípravu a realizaci SG v závislosti na objemu připojované decentralizované výroby předpokládány vícenáklady nad rámec běžného rozvoje a obnovy zařízení distribuční soustavy (v rámci PS se vícenáklady nepředpokládají):
 - v oblasti připojování decentralizované výroby mezi 300 až 660 mil. Kč,
 - v oblasti zajištění potřebných vlastností sítě, chránění, řídicí a automatizační techniky mezi 3 780 až 4 300 mil. Kč,
 - v oblasti připojování elektromobility 200 mil. Kč,
 - v oblasti inteligentních měřicích systémů včetně komunikace a registrace OPM ve výši 2 960 až 3 260 mil. Kč.
- Model trhu bude formován zejména energeticko-klimatickou politikou EU, evropskými síťovými kodexy, opatřeními pro řešení nedostatku stabilizující výrobní kapacity v ES (jako jsou např. kapacitní mechanismy).



- Základním obchodním produktem zůstane elektrická energie. Dosavadní model obchodování s touto komoditou mezi účastníky trhu, založený na účasti na organizovaném krátkodobém trhu s elektřinou, dvoustranných obchodech mezi účastníky a obchodech prostřednictvím burz, se jeví v kontextu trendů prozatím jako dostačující a nevyžaduje zásadní úpravy.
- V souvislosti s potenciálním zavedením kapacitních trhů vznikne pravděpodobně nový produkt „zajištění výrobní kapacity“.
- I přes veškerou snahu o harmonizaci pravidel fungování jednotného energetického trhu EU zůstává podstatným rizikem nesourodost vývoje národních/regionálních trhů.
- Do konce roku 2015 budou vytvořeny legislativní a technické podmínky pro možnost provozovat malé zdroje do 10 kW pro pokrytí vlastní spotřeby zákazníka bez nutnosti vlastnit licenci na výrobu elektřiny.
- Na základě přání zákazníka za úhradu vícenákladů od 1. 7. 2015 bude umožněno poskytnout měřidlo AMM/AMR komunikované přes GPRS a bude zpracováno technické řešení způsobu poskytování naměřených dat zákazníkovi v místě spotřeby.
- V souvislosti se strategickými cíli EK je nezbytné větší úsilí o vytvoření prostoru pro širší účast spotřebitelů na DSR. A právě inteligentní měřidla resp. inteligentní sítě jsou jedním z prostředků, jak toho dosáhnout. Ve spolupráci s ÚOOÚ bude dořešena problematika toku informací z měření a jejich evidence a to zejména z pohledu ochrany osobních údajů. Důležité je nastavení motivace k racionálnímu chování spotřebitelů v rámci tarifního systému.

2.2 Období od roku 2020 do 2024

- V elektroenergetice je bilance přebytková a nepředpokládají se žádné problémy.
- V teplárenství se zesilují problémy v důsledku palivové nedostatečnosti a v důsledku ukončení přechodných režimů pro spalovací zdroje podle zákona č. 201/2012, o ochraně ovzduší. Teplárenství bude ovlivněno i úrovní využití druhotných zdrojů, především energetickým využitím odpadů a biomasy.
- Integraci distribuované výroby, jejíž instalovaný výkon dosáhne ke konci období hodnoty 5 753 MW (z toho VE bez PVE 1 098 MW, FVE 2 986 MW, VTE 653 MW, mikrokogenerace 455 MW, bioplyn a skládkový plyn 554 MW a geotermální zdroje 8 MW), lze ještě řešit standardními prostředky a postupy, pro řízení ES ČR není realizace SG v plném rozsahu nezbytná.
- V tomto období je zahájeno řízené nasazování AMM jako nezbytné součásti realizace SG.
- Na konci tohoto období lze očekávat rozvoj akumulčních zařízení pro potřebu akumulace elektřiny z intermitentních zdrojů elektřiny.
- Rozvoj a obnova DS jsou prováděny v souladu s odsouhlaseným projektem SG:
 - systém vvn – rozšíření můstkových paralelních provozů, okružní vedení s optickou sítí (v hustě osídlených územích kabelová), dálkově ovládané transformovny



- z centrálních dispečinků, nové generace ochran, nasazení technologie WAMS (měření fázorů);
- systém vn – okružní vedení (v hustě osídlených územích kabelová) s výjimkou paprskových v řídce osídlených regionech, doplnění telemetrií, vysoká míra automatizace s dálkově ovládanými úsekovými odpojovací a dálkově ovládanými distribučními transformačními stanicemi v regionech s hustým osídlením;
- systém nn – okružní kabelová vedení (v hustě osídlených územích mřížová síť) s uplatňováním kritéria N-1 (mimo smíšených paprskových sítí v řídce osídlených regionech), postupné zavádění automatizačních prvků (ovládání, signalizace měření).
- V tomto období jsou pro realizaci SG v závislosti na objemu připojované decentralizované výroby předpokládány vícenáklady nad rámec běžného rozvoje a obnovy zařízení distribuční soustavy (v rámci PS se vícenáklady nepředpokládají):
 - v oblasti připojování decentralizované výroby až do výše 17 230 mil. Kč,
 - v oblasti zajištění potřebných vlastností sítě, chránění, řídicí a automatizační techniky mezi 4 110 až 5 150 mil. Kč,
 - v oblasti připojování elektromobility 1 300 mil. Kč,
 - v oblasti inteligentních měřicích systémů (významnější část výdajů je zaměřena do oblasti komunikace s měřidly) ve výši 11 090 mil. Kč.
- V daném období lze očekávat podstatnější rozšiřování elektromobility. Pro tyto účely již musí být nastaven rámec pro její zapojení do elektroenergetického trhu tak, aby byl vytvořen co nejjednodušší a přitom komfortní systém pro budování a zpřístupnění infrastruktury uživatelům elektromobilů, nelze však v tomto období očekávat plně rozvinutou SG. Elektromobilita bude rozvíjena v souladu s Národním akčním plánem pro čistou mobilitu s integrací směrnice o zavádění infrastruktury pro alternativní paliva.
- Cenové informace (změny v ceně komodity), případně i účast na dalších energetických službách² budou zprostředkovány s využitím SG.
- Očekává se zkracování intervalů pro zúčtování odchylek jako nástroj, jak motivovat účastníky trhu k optimalizaci svého chování.
- Očekává se výraznější rozšiřování pasivních budov vzhledem k požadavkům legislativy na novou výstavbu a tím i na snižování nároků na energii na vytápění.

2.3 Období od roku 2025 do 2029

- V elektroenergetice lze toto období označit jako přechodové. V průběhu tohoto období nelze vyloučit ukončení provozu jaderné elektrárny EDU a začne se výrazněji projevovat útlum výroby elektřiny z hnědého uhlí. V případě, že nedojde včas

² Energetické služby – služby umožňující zákazníkovi efektivněji užívat energii, např. úsporou při vytápění (od poradenství až po financování při zateplení budov), sledováním a řízením spotřeby, atd.



k výstavbě nových zdrojů (scénář bez uvedení nové JE do provozu do roku 2040), existuje riziko, že nebude v následujícím období zajištěna přiměřenost výrobních kapacit³, tj. ani bilance výroby a spotřeby, ani výkonová přiměřenost. ČR se potom stane importní zemí.

- Ve výrobě tepla lze očekávat změny jak ve struktuře paliv, tak v samotném způsobu výroby tepla. V případě pokračování nejasností v oblasti produkce hnědého uhlí je riziko, že bez zásahů státu do využití tohoto paliva přednostně ve vysokoúčinné kombinované výrobě elektřiny a tepla dojde k nedostatku paliva pro teplárenství a tím k tlaku na přebudování části zdrojů na zemní plyn (místo uhelné teplárny srovnatelný paroplynový zdroj), nebo pravděpodobněji na přechod k menším zdrojům s kogeneračními jednotkami na zemní plyn nebo jednotkám se samostatnou výrobou tepla. Očekává se rovněž, že bude i nadále využíváno "elektroteplo" v rámci řízení spotřeby a ke zvýšení flexibility říditelného resp. ovlivnitelného výkonu v distribuční soustavě, a to i ve vazbě na využití tepelných čerpadel a decentralních zdrojů (KVET).
- Instalovaný výkon distribuované výroby, dosáhne ke konci období hodnoty 6 656 MW (z toho VE 1 098 MW, FVE 3 566 MW, VTE 799 MW, mikrokogenerace 607 MW, bioplyn a skládkový plyn 574 MW a geotermální zdroje 12 MW). Integrace tohoto výkonu do soustavy bude již vyžadovat vyšší „inteligenci“ sítě. Lze očekávat i zapojení distribuované výroby a spotřeby do problematiky řízení rovnováhy. Implementace SG je tedy v tomto období nezbytná včetně definice pravidel jejího provozování.
- V tomto období jsou pro realizace SG v závislosti na objemu připojované decentralizované výroby předpokládány vícenáklady nad rámec běžného rozvoje a obnovy zařízení distribuční soustavy (v oblasti PS se předpokládají náklady v oblasti DŘS a komunikace řádově v jednotkách miliard):
 - v oblasti připojování decentralizované výroby až 31 520 mil. Kč,
 - v oblasti zajištění potřebných vlastností sítě, chránění, řídicí a automatizační techniky až 5 440 mil. Kč,
 - v oblasti připojování elektromobility 1 600 mil. Kč,
 - v oblasti inteligentních měřicích systémů včetně dokončení komunikace s měřidly až 13 560 mil. Kč⁴.
- Na konci tohoto období lze očekávat dokončení plošné implementace AMM.
- Očekáváme podstatné zlevnění výrobních a akumulčních technologií a začlenění dalších kapacit OZE, budovaných v průběhu tohoto období, do trhu bez podpory.
- Až do konce období bude vyplácena podpora zejména fotovoltaickým výrobním elektřinám připojeným v době největšího přírůstku jejich instalovaných výkonů od r. 2009

³ Přiměřenost výrobních kapacit ("Generation adequacy") = existence dostatečného výkonu (MW) a dostatečné možnosti výroby elektřiny (MWh) na straně zdrojů, ve vztahu k maximálnímu výkonu a odběru elektřiny na straně poptávky, a to včetně přiměřených rezerv.

⁴ Inteligentní měřicí systémy (např. AMM) jsou nedílnou součástí SG. Převážná část výše uvedených vícenákladů je na pořízení a montáž měřidel.



včetně. V dalším období bude objem podpor garantovaných zákonem č. 180/2005 Sb., a následně i zákonem č. 165/2012 Sb. postupně klesat. Tím se část „pseudotrhu s dotovanou obnovitelnou energií“ sníží a větší prostor v ceně pro účastníky trhu by opět měla zaujmout tržní cena za komoditu. Nicméně další vývoj v této oblasti bude závislý částečně i na vývoji v sousedních zemích, zejména v Německu.

- Bude posílena role dalších nástrojů pro výstavbu nových výrobních kapacit, a tedy i některých z forem plateb za kapacitu, a bude tomu přizpůsobena organizace trhu s elektřinou.
- Předpokládá se postupné rozšiřování akumulace. Tato představuje potenciál jednak v oblasti řízení zatížení v soustavě, ale rovněž potenciál k vytvoření nového typu služby v elektroenergetice, a tedy nového segmentu trhu, služby akumulace elektřiny pro účastníky trhu ve smyslu jejího dočasného uskladnění a následného vyčerpání pro potřebu těchto účastníků. Využití akumulace bude postaveno čistě na tržní bázi bez cenově regulatorních zásahů, s výjimkou možného využití akumulace pro stabilizaci napětí v nn síti.
- Počet elektromobilů dosahuje stovek tisíc (nabíjecí výkon v řádu stovek MW), což vyvolá zvýšené nároky na distribuční síť, které budou řešeny standardním posílením sítě případně i zavedením systému řízení nabíjecího výkonu (např. na základě zpoplatněné služby v rámci tarifního systému).

2.4 Období od roku 2030 do 2040

- Pokud v oblasti elektroenergetiky nedojde včas k výstavbě nových zdrojů (scénář bez uvedení nové JE do provozu do roku 2040) nahrazujících odstavený výkon jaderné elektrárny EDU a útlum výroby z hnědého uhlí, nebude zajištěna přiměřenost výrobních kapacit, tj. ani bilance výroby a spotřeby, ani výkonová přiměřenost. ČR potom bude importní zemí. Navíc v důsledku nárůstu podílu intermitentních obnovitelných zdrojů a vytlačování klasických elektráren z provozu v důsledku rozvoje decentralní výroby vzniknou problémy se zajišťováním klasických podpůrných služeb a bude nutné využívat i stranu spotřeby pro bilancování soustavy. Nebude možné zajistit bez dalších opatření (např. akumulace) plné využívání kapacity výroby z intermitentních zdrojů (v mezních případech až dispečerské odstavení z provozu - zmařená energie).
- Ve výrobě tepla lze vzhledem k dožívání zásob hnědého uhlí očekávat potřebu náhrady významné části uhlí alternativními palivy. Pokud nedojde k zásadním rozhodnutím o využití tuzemských primárních a alternativních zdrojů energie, bude rozhodujícím dostupným palivem pro výrobu tepla zemní plyn či elektrická energie. V této souvislosti by mohlo dojít k decentralizaci výroby a dodávky tepla a to až na úroveň jednotlivých budov (menší zdroje s kogeneračními jednotkami případně samostatná výroba tepla popř. tepelná čerpadla).
- Instalovaný výkon distribuované výroby dosáhne ke konci období hodnoty 9 667 MW (z toho VE 1 100 MW, FVE 5 884 MW, VTE 1 146 MW, mikrokogenerace 910 MW, bioplyn a skládkový plyn 604 MW a geotermální zdroje 23 MW). Integrace tohoto výkonu do soustavy nebude možno zajistit bez dalších opatření, jako jsou akumulace a



zapojení distribuované výroby a spotřeby do řízení rovnováhy systému. Síť PS i DS bude již nutně vyžadovat vyšší „inteligenci“, rozšířené využívání SG bude nezbytné.

- V tomto období jsou pro realizaci SG v závislosti na objemu připojované decentralizované výroby předpokládány vícenásobky nad rámec běžného rozvoje a obnovy zařízení distribuční soustavy (v oblasti PS se předpokládají náklady v oblasti DŘS a komunikace řádově v jednotkách miliard):
 - v oblasti připojování decentralizované výroby až 53 010 mil. Kč,
 - v oblasti zajištění potřebných vlastností sítě, chránění, řídicí a automatizační techniky až 3 890 mil. Kč,
 - v oblasti připojování elektromobility 2 600 mil. Kč.
- Model provozování energetického systému a model trhu je zcela změněn. Provoz musí být „plně“ automatizován, klasická výroba, akumulace a dostatečně velká část spotřeby musí automaticky reagovat na výrobu z OZE. Indikátorem musí být cena elektřiny na krátkodobém trhu odrážející velikost výroby z VTE a FVE. Musí být implementován nový, dynamický tarifní systém⁵.
- SG (vč. AMM a navazujících komunikačních a informačních systémů) jsou plně v provozu a využívány.
- Obecně lze očekávat opatření k neustálému zvyšování jednotnosti a konkurenceschopnosti evropského trhu s elektřinou, podpoře energetické nezávislosti EU (eliminace využití fosilních paliv a masivní přechod k obnovitelné energii), ochraně klimatu a zvyšování tlaku na úspory energie. To vše bude akcentovat snahu o rozvoj a zpřístupnění nejen stávajících, ale i dalších nových technologií, které uvedené cíle pomohou naplnit.

⁵ Dynamický tarifní systém = tarifní systém, který umožňuje ve vztahu ke konečnému spotřebiteli reagovat na změny velkoobchodní ceny elektřiny a na změny síťových tarifů v průběhu dne. Jeho použití je umožněno, mimo jiné, např. měřením elektřiny v hodinových intervalech. To je jedna z funkcí inteligentního měřicího systému.



3. Popis prostředí a podmínek pro cílové řešení SG v ČR

Popis prostředí a podmínek pro cílové řešení SG v ČR vychází z rozsáhlejších analytických podkladů, které tvoří přílohu č. 1 tohoto dokumentu.

Bezpečná a spolehlivá dodávka elektřiny a tepla, jejich dostupnost (zahrnující i problematiku konkurenceschopnosti) a související otázky ochrany životního prostředí jsou základní požadavky kladené na energetický sektor. Při realizaci těchto požadavků se ve strategiích EU významně počítá s využitím inteligentních sítí. Cílem SG je integrace požadavků, chování a činností uživatelů sítě (zákazník, výrobce, obchodník) a ostatních zainteresovaných stran a účinného zajištění trvalé, ekonomické, bezpečné a spolehlivé dodávky elektřiny. SG se skládá z přenosových a distribučních soustav vybavených jistým stupněm inteligence (automatizace, komunikace a regulace). Je tedy zřejmé, že ústřední roli v oblasti implementace SG musí hrát provozovatelé soustav a OTE (jako správce centrálního datového úložiště a společnost procesující změny dodavatele) s tím, že tyto subjekty musí mít v daném čase dostatek kapacit (finančních a lidských zdrojů). Je rovněž přirozené, že míra inteligence sítí bude narůstat spolu s technologickým rozvojem, a pokud pomineme časové a nákladové hledisko, můžeme si definovat prakticky „libovolnou“ úroveň rozvoje. Mezi významné prvky SG se řadí také systémy inteligentního měření a systémy řízení spotřeby elektřiny (AMM).

Především v souvislosti s rozvojem obnovitelných zdrojů, předpokládaným rozvojem malých zdrojů včetně kogeneračních, rozvojem akumulčních kapacit a elektromobility se očekávají zvýšené nároky na říditelnost soustavy, systémy chránění, měřicí techniku, automatizační techniku a ostatní prvky elektrizační soustavy. Probíhající a předpokládaný rozvoj energetických, informačních, měřicích a komunikačních technologií nabízí řadu možných technických řešení pro vytvoření inteligentní sítě s různou úrovní kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny ve vazbě na ekonomickou náročnost.

Navrhané řešení SG, postupy realizace a doporučení musí splňovat podmínku technické realizovatelnosti, ale také ekonomické oprávněnosti, aby nedocházelo k dalšímu snižování konkurenceschopnosti ČR vlivem zdražení elektrické energie pro koncové zákazníky. Nedílnou součástí úvah o integraci inteligentních prvků do ES ČR je zajištění kybernetické bezpečnosti, ochrany osobních údajů a informační podpory poskytované zákazníkovi pro jeho rozhodování.

Současná situace v oblasti elektroenergetiky je charakteristická exportní pozicí ČR. Pro budoucí období lze ale předpokládat trendy, které mohou vést ke změně. U spotřeby elektřiny se dlouhodobě předpokládá stabilní mírný růst nebo její stagnace. Na straně výroby elektřiny bude docházet ke změně palivového mixu i jednotkových výkonů výroben elektřiny. Výroba elektřiny z uhlí, které má ve výrobním mixu ČR dominantní pozici, bude do budoucna ovlivněna útlumem těžby hnědého uhlí a spolupůsobením dalších faktorů s vlivem na tyto spalovací zdroje (např. emise CO₂). Za problematický stav z pohledu zajištění bezpečného a spolehlivého provozu ES ČR lze označit situaci, kdy by útlum výroby z uhlí byl doprovázen snižováním výroby jaderných elektráren. Postupný rozvoj decentrální výroby elektřiny (obnovitelných i neobnovitelných zdrojů) svým potenciálem plně nenahradí stávající výrobu konvenčních zdrojů, a to ani z hlediska příspěvku do bilance ČR, výkonové přiměřenosti, ani z hlediska provozních charakteristik.



Vzhledem k dané situaci v ČR je potřebné řešit z časového hlediska prioritně bezpečnou a spolehlivou dodávku tepla zejména z pohledu možného rozvoje kogenerace včetně malé a mikro. Zajištění spolehlivé dodávky tepla bude dalším z důvodů pro rozvoj SG v ČR i vzhledem k potenciálu na zvýšení objemu říditelné resp. ovlivnitelné spotřeby v podobě elektrotepla.

Teplárny ČR je charakteristické vysokým zastoupením tepla ze soustav zásobování teplem. Zejména v oblasti KVET se na dodávkách tepla významně podílejí velké centrální zdroje využívající domácí pevná paliva (převážně hnědé uhlí). Situace v teplárnách v oblasti zdrojů spalujících hnědé uhlí je podobná stavu v elektroenergetice z hlediska dostupnosti paliva. V dlouhodobém horizontu by v teplárnách mělo postupně významnější pozici zaujmout využití alternativních paliv. V této souvislosti může v porovnání se současným stavem docházet v některých případech ke zmenšování jednotkových výkonů výroben tepla (částečné decentralizaci soustav zásobování teplem). V porovnání se současným stavem lze předpokládat zmenšování jednotkových výkonů výroben tepla (tzn. částečnou nebo úplnou decentralizaci soustav zásobování teplem).

Na změny fungování trhu musí adekvátně reagovat změny v oblasti legislativy, modelu trhu a regulace včetně tarifního systému s cílem nastavit nediskriminační prostředí v rámci energetického odvětví, což např. znamená, že systém cen a financování různých příspěvků nepovede k ekonomicky neopodstatněnému zvýhodnění některých účastníků trhu.

Využitelnost SG pro potřeby PDS a PPS je poměrně dobře popsána a na základě dnešní úrovně informací a znalostí existuje jasná představa dalšího vývoje. Propracovaná představa využití SG v oblasti obchodu s elektřinou (obecně i s jinými druhy energií) a obchodu se službami musí být součástí nových pravidel trhu s elektřinou a tarifních systémů. Uživatelé sítí začnou přínosy SG využívat teprve postupně, jak jim provozovatelé sítí, OTE a společnosti zajišťující energetické služby budou nové možnosti nabízet.





4. Plán realizace SG v ČR

Tato kapitola zahrnuje plánované cíle v oblasti vlastní SG rozšířené o cíle týkající se integrace OZE a souvisejících potřebných legislativních úprav v daných obdobích. Období do roku 2019 lze charakterizovat jako období přípravné (analýzy, způsoby řešení jednotlivých problémů, dílčí opatření, vypracování a finální odsouhlasení cílového modelu SG). Další období představují postupnou realizaci dohodnutého modelu SG s cílem dosáhnout při maximální ekonomické efektivnosti žádané úrovně „inteligence“ SG v období mezi rokem 2030 a 2040 v souladu s potřebou energetického systému a v té době existující technologickou úrovní.

4.1 Období do roku 2019

Toto období lze charakterizovat z hlediska realizace SG jako přípravné. Budou dokončeny potřebné analýzy, navržen a odsouhlasen cílový model realizace SG v ČR, budou dokončeny a vyhodnoceny pilotní projekty. Podle uzavřeného závazku bude součástí tohoto procesu i zpracování projektu implementace AMM. V rámci rozvoje a obnovy DS a PS bude v tomto období důležité respektovat budoucí potřeby SG (výměny elektroměrů, úpravy DŘS). Níže jsou uvedeny vybrané cíle související s přípravou a realizací SG včetně legislativní oblasti.

Technika

Výroba elektřiny:

- V roce 2015 bude pro ČR zpracována studie proveditelnosti nastavení frekvenčních ochran FVE v návaznosti na strategický plán změny zpracovaný ENTSO-E.
- Od roku 2015 budou zahájeny práce na zajištění přístupu k vysokorychlostnímu internetu.
- Do konce roku 2015 budou vytvořeny legislativní a technické podmínky pro možnost provozovat malé zdroje do 10 kW pro pokrytí vlastní spotřeby zákazníka bez nutnosti vlastnit licenci na výrobu elektřiny.
- Do roku 2016 bude zaveden systém “zjednodušeného připojování” malých zdrojů (zdroje na výrobu elektřiny připojené do ES ČR nedodávající do sítě).
- Do konce roku 2016 budou definovány základní podmínky chránění a bezpečnosti pro případy ostrovního provozu napájeného zdroji připojenými pomocí střídačů.
- Do konce roku 2017 budou definována pravidla využití řízení decentrálních zdrojů ve prospěch řízení bilance ES ČR.
- Do konce roku 2019 budou dokončeny potřebné analýzy, bude aktualizován plán realizace SG, jsou dokončeny a vyhodnoceny pilotní projekty.



Dodávka a měření elektřiny:

- V průběhu roku 2015 bude zahájen pilotní projekt s cílem ověřit vlastnosti nové generace komunikačních prostředků a měřidel. V rámci jeho přípravy bude vyhodnocena možnost současného ověření dalších komponent nových technologií. Bude provedena analýza možnosti měření napětí a frekvence elektroměrem a zpětná vazba na řízení odběrného místa.
- Od 1. 7. 2015 bude umožněno poskytnout na základě přání zákazníka za úhradu vícenákladů měřidlo AMM/AMR komunikované přes GPRS s tím, že do 1. 1. 2016 bude stanoven postup navýšení kapacity datových centrál.
- Do konce roku 2015 bude zpracováno technické řešení způsobu poskytování naměřených dat zákazníkovi v místě spotřeby.
- Nejpozději do konce roku 2015 bude zrušena povinnost PDS o předchozím oznámení změny časů přepínání tarifu HDO, budou analyzovány možné efekty využití větší operativnosti řízení HDO pro eliminace odchylek a využívání HDO zároveň pro potřeby distributora i obchodníka.
- Od 1. 1. 2016 bude zahájeno pro všechna OPM nasazování měřidel umožňujících kromě měření činného výkonu pro odběr také vždy měření činného výkonu pro dodávku.
- Do 1. 1. 2016 budou v rámci přípravy pro budoucí nasazení inteligentních měřicích systémů definovány standardy měřených veličin a vybavení měřidel a zahájeno postupné nasazování modulárních elektroměrů.
- Do konce roku 2016 bude vyřešena problematika měření hodnoty účinníku a problematika postihování hodnoty účinníku mimo meze stanovené legislativou u zákazníků podnikatelů s odběry z nízkého napětí.
- Do konce roku 2017 bude definován rozsah a objem přenášených dat o spotřebě z průběhových měřidel nezbytný k zajištění činností distributora a obchodníka s elektřinou.
- Do konce roku 2017 dojde k vyhodnocení rozsahu a způsobu zavedení inteligentního měření nákladově efektivním způsobem.
- Do konce roku 2019 budou zdokonaleny systémy poskytování informací elektronickým způsobem o plánovaných odstávkách a dokončena instalace aplikací automatického rozesílání zpráv pro zákazníky při poruchách a mimořádných stavech ES ČR.
- Do konce roku 2019 není však předpokládána výrazná změna v oblasti nahrazování HDO pro spínání tarifů a s tím spojené ovládání spotřebičů. Je předpokládáno další využití HDO v oblasti řešení mimořádných stavů v ES ČR.

Chod elektrizační soustavy:

- Do konce roku 2015 budou aktualizovány energetické koncepce krajů a schváleny MPO.
- Do konce roku 2015 bude prověřen a doplněn proces posouzení shody zahraničních výrobních, spotřebních a měřicích zařízení a jejich požadované funkce s předpisy ČR.



- Do konce roku 2015 bude zpracován věcný a časový harmonogram obnovy a rozvoje systémů ochrany v ES ČR.
- Do konce roku 2015 budou implementována opatření zákona o kybernetické bezpečnosti a informační bezpečnosti řídicích a komunikačních systémů ES ČR.
- Do roku 2016 bude zpracován postup automatizace DTS s postupnou realizací do roku 2029.
- Do konce roku 2017 budou definována pravidla a bude zajištěno zvýšení úrovně fyzické bezpečnosti zařízení ES ČR.
- Do konce roku 2017 bude zpracován koncept postupného zavedení bilancí uzlových oblastí 110 kV a od roku 2018 bude zahájena jeho realizace⁶.
- Do konce roku 2019 budou navrženy efektivní varianty automatizace sítí nn, včetně realizace a vyhodnocení pilotních projektů a návrhu dalšího postupu v automatizaci těchto sítí.

Akumulace elektřiny:

- Do konce roku 2016 budou stanoveny podmínky pro připojování a budoucí optimální rozmístění akumulačních zařízení při udržení provozní spolehlivosti ES ČR a zachování možnosti dalšího připojování výroben.
- Rozvoj instalací akumulace v ES ČR se s výjimkou drobných instalací u zdrojů typu „zjednodušené připojení“ do roku 2020 nepředpokládá.

Činnosti v oblasti rozvoje:

- Do konce roku 2016 bude zpracován plán kompenzace narůstající hodnoty kapacity sítí, jako jednoho ze základních elektrických parametrů ES ČR.
- Od roku 2017 budou zpracovávány pravidelné (1x za dva roky) studie základních požadavků a směrů rozvoje DS a PS a jejich investiční náročnosti v závislosti na podmínkách vývoje spotřeby, zatížení, rozvoje distribuované výroby a rozvoje nových technologií.
- Do konce roku 2017 bude zpracována analýza potenciálu reakce strany poptávky (demand side response).
- Do konce roku 2017 bude zajištěn monitoring, vyhodnocování a eliminace zpětných vlivů výroben elektřiny a spotřebičů na ES ČR.

Legislativa

- Vývoj evropské a následně české legislativy bude formován klíčovými politikami EU:

⁶ Bilance uzlových oblastí 110 kV = sledování, vyhodnocování a řízení bilance v ES ČR prostřednictvím menších celků – uzlových oblastí (definice viz zkratka UO), jako podpůrný prvek při řízení ES ČR. Umožňuje přesněji určit podmínky pro začlenění decentralizované výroby elektřiny do ES ČR a lépe řídit bilanci v ES ČR



- Strategie do roku 2020 (20-20-20) je podpořena řadou platných legislativních dokumentů a závazků členských států a probíhá její naplňování,
- Návrh Strategie do roku 2050 (Roadmap 2050) stanovuje cíle ve snižování emisí CO₂ a navrhuje možné scénáře k jejich dosažení,
- Rámec politiky v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030.
- Na počátku tohoto období musí být provedeny:
 - legislativní úpravy související se zjednodušeným připojováním malých zdrojů,
 - legislativní úpravy související s provozováním výroby elektřiny pouze pro vlastní spotřebu elektřiny,
 - legislativní úpravy definic distribuční soustavy a odběrného místa související s problematikou distribuční soustavy a oddělených samozásobovaných oblastí,
 - legislativní úpravy do energetického zákona v souvislosti s přípravou nového tarifního systému,
 - legislativní úpravy do energetického zákona v souvislosti s umožněním instalace nadstandardního měřidla na žádost zákazníka,
 - legislativní opatření pro autorizaci zařízení uváděných na český trh.
- Aktivní ovlivnění formulace implementačních dokumentů, nastavování parametrů a konkrétních závazků pro ČR v návaznosti na schválený Rámec politiky v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030.

Regulace a trh

- K 1. 1. 2016 bude implementován nový tarifní systém, který bude maximálně adresný, vytvářející nediskriminační prostředí v elektroenergetice, motivující k efektivnímu chování účastníků trhu na ekonomické bázi, vedoucí k úsporám energie a nákladů a zabezpečující dlouhodobě udržitelné financování výstavby, rozvoje a provozu soustav.
- Do konce roku 2015 budou vytvořeny podmínky (především legislativní) pro možnost využívání tzv. „net meteringu“ na obchodní bázi, kdy si například zákazník sjedná se svým obchodníkem, že elektřinu, kterou doma vyrobí a v daný okamžik nespotřebuje, využije pro své obchodní účely obchodník a ten následně elektřinu v plném rozsahu nebo podle dohodnutého způsobu v poníženém objemu zákazníkovi „vrátí“ v okamžiku, kdy mu jeho výroba doma nepokryje jeho spotřebu. V takovém případě zákazník bude platit pouze regulované složky za distribuci vztažené na objem elektřiny, který „přeteče“ z distribuční soustavy do OM zákazníka, tedy za objem „vracené“ elektřiny a již nebude platit za elektřinu jako zboží, které z distribuční soustavy odebral.
- Ve vazbě na nasazování AMM bude zahájena příprava na zajištění evidence všech OPM do systému OTE.



4.2 Období 2020 – 2024

Bude podle schváleného projektu řízeně pokračovat realizace odsouhlaseného cílového modelu SG po aktualizaci k roku 2019. Veškerý rozvoj a obnova PS a DS bude probíhat již v souladu s potřebami realizace SG. Na konci období by mělo být osazeno cca 30% odběrných míst v sítích nn technologií AMM (v sítích vn všechna) s komunikačním pokrytím pro cca 60 % sítí nn. Níže jsou uvedeny vybrané cíle související s přípravou a realizací SG včetně legislativní oblasti.

Technika

Výroba elektřiny:

- Do roku 2024 bude zajištěna spolupráce výroben při nasazení systému řízení U/Q v sítích vn a vvn.

Dodávka a měření elektřiny:

- Bude zajištěna realizace první etapy nasazení inteligentních měřicích systémů.
- Bude zahájen přechod funkcí spojených s přepínáním tarifů a popř. změnou spínání spotřebičů v oblasti přímého řízení z ovládní prostřednictvím signálu HDO na řízení prostřednictvím nových technologií s tím, že signál HDO bude využíván pro rychlé zásahy při mimořádných stavech ES ČR a případně i pro spínání spotřebičů (topných).

Chod elektrizační soustavy:

- Do roku 2024 bude dokončeno nasazení systémů dálkově ovládaných úsečníků ve stávajících sítích vn.
- Do roku 2024 bude dokončeno zavedení bilancí uzlových oblastí 110 kV.
- Do roku 2024 bude nasazen celoplošný systém řízení U/Q v sítích vn a vvn.
- Do roku 2024 bude zpracována nová koncepce provozního měření v definovaných uzlech a doplněna chybějící telemetrie především v sítích vn.
- Do roku 2024 bude zahájena první etapa automatizace sítí nn.

Akumulace elektřiny:

- Do roku 2023 budou stanovena pravidla pro využití baterií, popř. výměnných baterií elektromobilů pro regulační výkon v rámci DS.

Výzkum a vývoj:

- V roce 2022 bude provedeno vyhodnocení zpětných vlivů výroben elektřiny a spotřebičů na ES ČR a zpracována druhá etapa vyhodnocení základních požadavků a směrů rozvoje DS a jejich investiční náročnosti v závislosti na podmínkách vývoje spotřeby, zatížení, rozvoje distribuované výroby a rozvoje nových technologií.

Legislativa

- Vývoj evropské a následně české legislativy bude formován klíčovými politikami EU:



- Návrh Strategie do roku 2050 (Roadmap 2050) stanovuje cíle ve snižování emisí CO₂ a navrhuje možné scénáře k jejich dosažení,
- Rámec politiky v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030.
- Klíčový bude již schválený „Rámec politiky v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030“:
 - Minimálně 40% snížení emisí skleníkových plynů v porovnání s rokem 1990. Nabídka povolenek v EU ETS bude ročně klesat o 2,2 % ročně namísto současných 1,74 %. Cíl je závazný na EU úrovni. Dokument také zmiňuje reformu EU ETS, avšak bez explicitního uvedení Market Stability Reserve.
 - Minimálně 27% podíl OZE na spotřebě energie v EU. Cíl je závazný na EU úrovni. Znamená to 47% podíl OZE na výrobě elektřiny.
 - Zlepšení energetické účinnosti tak, aby spotřeba energie v EU byla v roce 2030 minimálně o 27 % nižší v porovnání s historickými predikcemi. Cíl je indikativní na EU úrovni. Cíl bude přezkoumán v roce 2020 s možností navýšení na 30 %. Evropská Komise určí prioritní sektory pro tyto úspory.
- Konkrétní legislativní iniciativy implementující schválené cíle do každodenní praxe a života EU lze očekávat v nadcházejícím období (od roku 2015 dále). Pro ČR bude naprosto klíčové věnovat tomuto procesu implementace a navazujících úprav evropské legislativy maximální pozornost a aktivně ovlivňovat formulaci dokumentů, nastavování parametrů a závazků pro ČR.

Regulace a trh

- Bude provedeno vyhodnocení efektivity fungování nového tarifního systému a podle výsledku vyhodnocení bude tarifní systém upraven tak, aby umožňoval „dynamické“ chování jeho uživatelů (každý spotřebitel mající zájem je schopen operativně reagovat svým chováním na vývoj ceny silové elektřiny na trhu, systém umožňuje spotřebiteli operativně měnit výši svého rezervovaného příkonu s cílem maximálního využití kapacitních možností distribuční soustavy, ...).

4.3 Období 2025 – 2029

Bude ukončena realizace odsouhlaseného cílového modelu SG (s časovou rezervou do roku 2035). Veškerý rozvoj a obnova PS a DS probíhá v souladu s potřebami realizace SG. Předpokládá se relevantní rozvoj akumulace a elektromobility. Na konci období by mělo být osazeno prakticky 100% odběrných míst technologií AMM. Níže jsou uvedeny vybrané cíle související s realizací SG včetně legislativní oblasti.

Technika

- Bude dokončeno nasazení inteligentních měřicích systémů.
- Do roku 2028 bude dokončeno ověření nových technologií pro akumulaci elektřiny z intermitentních zdrojů a učiněno rozhodnutí o jejich nasazení v ES ČR.



- V systémech ASDŘ bude zajištěna instalace a uvedení do rutinního provozu technologie WAMS s využitím jejich výstupů jako podpory pro dispečerské řízení.
- Bude dokončena automatizace DTS, včetně zavedení a využití nových algoritmů pro jejich řízení.
- Bude dokončena první etapa automatizace sítí nn na úrovni DTS.

Legislativa

- Pro toto období platí to samé, co pro období předcházející (2020-2024).

4.4 Období 2030 – 2040

Je provedeno vyhodnocení realizace cílového modelu SG k roku 2030 a odsouhlaseny možné korekce modelu. Jsou dokončovány implementační práce v souladu s odsouhlaseným modelem SG a výsledky vyhodnocení jeho realizace. Náklady vynakládané v tomto období do sítí PS a DS souvisí kromě dokončovacích prací implementace SG zejména s potřebou investic v souvislosti s nárůstem OZE (FVE a VTE). Níže jsou uvedeny vybrané cíle související s dokončováním implementace modelu SG.

Nejpozději do roku 2035 je systém SG plně funkční a plní své funkce v plném rozsahu:

- Zapojení decentralizované výroby do řízení rovnováhy soustavy.
- Zapojení spotřeby do řízení rovnováhy soustavy.
- Model provozování energetického systému a model trhu odpovídá novým potřebám ES ČR.
- Provoz ES ČR je „plně“ automatizován, když klasická výroba, akumulace a významná část spotřeby automaticky reaguje na výrobu z OZE a potřeby ES ČR a situaci v jednotném energetickém trhu EU.
- Jedním z hlavních indikátorů řízení ES ČR je cena elektřiny na krátkodobém (minimálně hodinovém) trhu odrážející velikost výroby z VTE a FVE.
- Je implementován dynamický tarifní systém umožňující spotřebiteli využívat informaci o ceně silové elektřiny na trhu.
- V roce 2030 bude provedeno vyhodnocení stavu implementace modelu SG do roku 2029, navržena a odsouhlasena potřebná korekční opatření.

Technika

- Jsou standardně nasazovány technologie pro akumulaci elektřiny z intermitentních zdrojů v potřebném rozsahu.
- V systémech ASDŘ je zajištěna plná instalace a zprovoznění systému řízení U/Q na všech napěťových hladinách.
- Je dokončen přechod funkcí spojených s přepínáním tarifů a popř. změnou spínání spotřebičů ze systému HDO na řízení prostřednictvím nových technologií (včetně



MINISTERSTVO
PRŮMYSLU A OBCHODU

AMM). Signál HDO bude nadále využíván paralelně s novými technologiemi, a to pro rychlé provozní zásahy při předcházení a řešení mimořádných stavů ES ČR.

- Bude postupně dokončena automatizace sítí nn.



4.5 Opatření

S přihlédnutím k cílům NAP SG, kterými jsou:

- vytvoření koncepce rozvoje inteligentních systémů a prvků v energetice ČR,
- vytvoření časového plánu přípravy a realizace navrhovaných kroků a opatření ve vazbě na Státní energetickou koncepci,

byla stanovena opatření uvedená v následujících tabulkách v členění na opatření „akční“, kdy se jedná o činnosti směřující k předem stanoveným cílům, a „podpůrná“, která zahrnují především různé analýzy, zpracování podkladových materiálů pro další rozhodování apod.

MPO ve spolupráci s ostatními orgány státní správy, odpovědnými za realizaci NAP SG, bude vyhodnocovat postup realizace (viz termíny v kartách opatření).

MPO bude informovat vládu následujícím způsobem:

Výsledky průběžného hodnocení předloží MPO vládě ve Zprávě o průběžném hodnocení NAP SG do 31. 12. 2017.

Návrh aktualizovaného plánu realizace NAP SG předloží MPO vládě do 31. 12. 2019.



Tabulka 1 Akční opatření

Číslo opatře	Opatření	Primární odpovědnost	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
A 1	Licence na akumulaci	MPO																	
A 2	Zajištění legislativních úprav pro jednoznačné odlišení off-grid systémů	MPO																	
A 3	Úprava/změna tarifního systému	ERÚ																	
A 4	Měření OPM s výrobou v návaznosti na zjednodušený přístup k malým zdrojům	ERÚ																	
A 5	Nastavení plynárenských tarifů	ERÚ																	
A 6	Řešení problematiky energetické chudoby	MPO, ERÚ, MPSV																	
A 7	Soubor opatření k zabezpečení podpůrných služeb a regulačních výkonů v ES ČR	MPO																	
A 8	Dispečerské řízení v novém prostředí SG	MPO																	
A 9	Návrh a přijetí opatření pro integraci vysokého podílu distribuované výroby do ES ČR	MPO																	
A 10	Tvorba a implementace „Síťových kodexů ENTSO-E“	MPO																	
A 11	Podmínky provozu a rozvoje ES ČR s distribuovanou výrobou v prostředí SG	MPO																	
A 12	Využití DECE, spotřeby vč. elektromobility pro řízení ES ČR v prostředí SG	MPO																	
A 13	Úpravy zařízení a výpočty investiční náročnosti v ES ČR	MPO																	
A 14	Posouzení shody zařízení uváděných na český trh	MPO																	
A 15	Zpětné vlivy výroben elektřiny a spotřebičů na ES ČR	MPO																	
A 16	Měření Q a účinník u MOP	MPO/ERÚ																	
A 17	Měření dodávky a odběru MOO a příprava pro AMM	MPO																	
A 18	Měřidlo AMM/AMR s GPRS přenosem	MPO																	
A 19	Zrušení předchozího oznámení změny časů přepínání tarifů	ERÚ																	
A 20	ASDŘ a chránění v ES ČR	MPO																	
A 21	Bezpečnost v ostrovních provozech	MPO																	
A 22	Informační bezpečnost a zákon o kybernetické bezpečnosti	MPO																	
A 23	Fyzická bezpečnost	MPO																	
A 24	Akumulace	MPO																	
A 25	Integrace elektromobilů do DS	MPO																	
A 26	Vyhodnocení efektivnosti tarifního systému zavedeného od 1. 1. 2016 a zvýšení jeho dynamičnosti	ERÚ, MPO																	
A 27	Implementace Rámce politiky v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030	MPO																	



4.6 Karty opatření

V kartách opatření, obsažených v této kapitole, nejsou uvedeny informace o financování těchto jednotlivých opatření. Důvodem je rozsah řešeného časového horizontu (do roku 2040) a předpokládaný dynamický vývoj technologií i jejich cen, jež by následně mohly být značně odlišné od aktuálního předpokladu. Předpokládané náklady na realizaci aktivit spadajících pod jednotlivé oblasti jsou pro definovaná období uvedeny v kapitole 2. K upřesnění základních zdrojů financování lze uvést, že dlouhodobé investice do inteligentních sítí budou financovány převážně z výnosů tarifů elektřiny, tzn. z komerčních výnosů (promítnou se do regulované složky ceny za elektřinu) a dále případně z národních zdrojů či vhodných zdrojů EU. Investice v období do roku 2023 budou, mimo komerčních výnosů, z části financovány také z Evropských strukturálních a investičních fondů (ESIF) – konkrétně Operačního programu Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost (OP PIK) – specifického cíle 3.3, případně dalších zdrojů EU.

Financování z ESIF bude využito zejména u opatření A11, A12, A13, A16, A20.

Aktivity pro tento specifický cíl:

- nasazení automatizovaných dálkově ovládaných prvků v distribučních soustavách,
- nasazení technologických prvků řízení napětí a výběrové osazení měření kvality elektrické energie v distribučních soustavách,
- řešení lokální bilance řízením toků výkonu mezi odběrateli a provozovatelem distribuční sítě.

4.6.1 Akční opatření

A1 Licence na akumulaci	
Cíl opatření	Optimální nastavení „povolení“ pro provozování akumulace.
Popis opatření	Zavést licenci na provozování akumulace při respektování podmínek licence na výrobu elektřiny (práva a povinnosti držitele uvedené licence), souvisejících podmínek udělování autorizací a zohlednění specifík akumulace.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	ERÚ, PPS, PDS
Termín	2017



A2 Zajištění legislativních úprav pro jednoznačné odlišení off-grid systémů	
Cíl opatření	Jednoznačně odlišit situace provozování off-grid systémů a stanovit pro tyto situace jasné podmínky.
Popis opatření	<p>Provedení dvou legislativních úprav ve stávajícím znění energetického zákona</p> <ul style="list-style-type: none">• Úprava definice distribuční soustavy – doplnění podmínky, že se jedná o soubor zařízení připojený přímo k přenosové soustavě nebo přímo k jiné distribuční soustavě ležící na území České republiky nebo na území sousedního státu• Úprava definice odběrného místa - doplnění podmínky, že se jedná o místo, které je připojeno k přenosové nebo distribuční soustavě. <p>(Uvedenou úpravou také současně dojde k zamezení možnosti, aby distribuční soustava mohla být připojena k výrobě elektřiny nebo odběrnému místu zákazníka, aniž by byla jakkoliv jinak přímo připojena k přenosové soustavě nebo k jiné distribuční soustavě.)</p> <p>Provedení analýzy případné potřeby dalších úprav energetického zákona z důvodu možného rozvoje off-grid systémů.</p>
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	ERÚ
Termín	9/2015





A3 Úprava/změna tarifního systému	
Cíl opatření	Nastavit nový tarifní systém pro oblast elektroenergetiky, který bude reflektovat stávající a očekávaný budoucí vývoj elektroenergetiky v ČR a EU. Adresnější rozdělení povolených výnosů a ztrát přenosové a distribuční soustavy mezi její uživatele.
Popis opatření	Připravit k realizaci nový tarifní systém pro oblast elektroenergetiky na základě vydefinovaných základních požadavků a doporučení na úpravu/změnu tarifního systému (zejména v oblasti regulovaných plateb) v rámci NAP SG. V případě potřeby významného odchýlení konečného návrhu nového tarifního systému od doporučení a závěrů uvedených zde v NAP SG tyto potřeby ve strukturách zabývajících se problematikou NAP SG znovu analyzovat a přijmout upravené závěry pro dopracování nového tarifního systému.
Odpovědnost	ERÚ, MPO
Spolupráce	dotčené subjekty
Termín	11/2015

A4 Měření OPM s výrobou v návaznosti na zjednodušený přístup k malým zdrojům	
Cíl opatření	Podmíněné zavedení systému nových TDD pro různé typy výroben v návaznosti na zjednodušený přístup k malým zdrojům.
Popis opatření	Zpracování nových TDD pro různé typy výroben a jejich zavedení do praxe. Navržené TDD by se například superponovaly ke spotřebním TDD, přičemž by měla být zohledněna aktuální situace, např. u FVE podle toho, jaký byl osvit - modifikace dle aktuálního průběhu („dynamické TDD výroben“). Úprava pravidel pro TDD včetně příslušné legislativy (PRTE). Pokud by zavedení nových TDD nebylo technicky nebo ekonomicky realizovatelné, pokračovat v nasazování průběhového měření na tato OPM s výrobou.
Odpovědnost	OTE
Spolupráce	ERÚ, MPO, PDS
Termín	6/2015



A5 Nastavení plynárenských tarifů	
Cíl opatření	Přizpůsobit Sladit strukturu tarifů za přepravu plynu s potřebami elektroenergetiky pro výrobu elektřiny z plynu.
Popis opatření	<p>I na úrovni přepravní soustavy definovat tarifní produkty, které budou využitelné ze strany špičkových odběratelů plynu a v souvislosti s tím:</p> <ul style="list-style-type: none">• identifikovat potřeby elektroenergetiky ve vztahu k plynárenství včetně analýzy dopadu do cen pro koncové zákazníky,• uplatnit systémový přístup se zvážením benefitů i pro plynárenství,• zavést na přepravní soustavě možnost rezervace denní a vnitrodenní rezervace kapacity. <p>Dále také:</p> <ul style="list-style-type: none">• optimálně nastavit ceny za překročení odchylek na základě skutečných dat a reálných zkušeností přepravce s provozem soustavy,• postupovat v souladu s evropskou legislativou.
Odpovědnost	ERÚ, MPO
Spolupráce	dotčené subjekty
Termín	12/2015





A6 Řešení problematiky energetické chudoby

Cíl opatření	<p>Navrhnout způsob řešení a zaujmout stanovisko k problematice energetické chudoby mimo tarifní systém plateb za elektřinu, v rámci nepojistných sociálních dávkových systémů.</p> <p>Vytvořit definici zranitelných zákazníků, která může být odvozena od tzv. energetické chudoby.</p>
Popis opatření	<p>Je třeba, aby ČR zaujala a případně do legislativy implementovala svůj přístup k problematice energetické chudoby, a to zejména ve vazbě na povinnost vyplývající z 3. liberalizačního balíčku EU zavést vhodná opatření s cílem řešit zjištěné případy energetické chudoby, a to i v širším kontextu chudoby.</p> <p>S ohledem na povinnost, kterou členskými státy ukládá Směrnice 2009/72/ES o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, by mělo být definováno, kdo je zranitelným zákazníkem, a zřejmě by bylo vhodné současně definovat, co je energetická chudoba pro konečného odběratele v podmínkách ČR.</p> <p>Případná podpora ve vazbě na energetickou chudobu by měla být řešena komplexně v rámci systému sociálních podpor, který je v gesci ministerstva práce a sociálních věcí. Nedoporučujeme řešit problematiku energetické chudoby prostřednictvím tarifního systému, a to z následujících důvodů:</p> <ul style="list-style-type: none">• zavedení sociálních tarifů by bylo významným zásahem do současného způsobu poskytování energií a služeb a způsobilo by deformaci tarifního systému a další deformaci trhu s elektřinou;• případné zavedení maximálních cen pro „zranitelné zákazníky“ by znamenalo socializaci nákladů, kdy se náklady na sociální tarify rozpočítají na ostatní zákazníky (křížové dotace), a také složité nastavování systému poskytování takovýchto tarifů a jeho kontroly;• problematika energetické chudoby se týká všech druhů energie a elektřina by neměla být od ostatních druhů energie oddělována.
Odpovědnost	MPO, ERÚ, MPSV
Spolupráce	
Termín	12/2015



A7 Soubor opatření k zabezpečení podpůrných služeb a regulačních výkonů v ES ČR

Cíl opatření	Zabezpečit dostatečnost podpůrných služeb a regulačních výkonů v ES ČR i po změně struktury výkonů a nárůstu podílu decentralizovaných zdrojů
Popis opatření	<ul style="list-style-type: none">• Revize PPPS pro poskytování podpůrných služeb, která bude uplatněna do doby zavedení částečného řízení rovnováhy vuzlech DS, zahrnující:<ul style="list-style-type: none">○ významné snížení prahových výkonů bloků pro poskytování služby sekundární regulace a minutových rezerv na minimální možnou úroveň umožňující poskytování regulačních služeb menším zdrojům,○ zavedení pravidel umožňujících poskytovat podpůrné služby (minimálně minutové rezervy, dle možností později i SR) množině malých decentralizovaných zdrojů, řízených jako skupina – virtuální blok,○ pozdější rozšíření virtuálního bloku i o participaci strany spotřeby za předpokladu možnosti vyhodnocování kvality regulace virtuálního bloku.• Pravidelně 1x za 2 roky zpracovávat zprávu hodnotící stav výkonové přiměřenosti – zejména podrobné hodinové simulace provozu ES ČR na nejméně 10 let dopředu včetně simulace nově integrovaných DECE a nově zařazených poskytovatelů PpS a (malé zdroje a virtuální bloky).• Zohlednit vliv mezinárodní legislativy, pravidel a smluv týkajících se provozování propojené elektroenergetické soustavy (zejména TSC a spolupráce v rámci GCC) v pravidlech pro výpočet potřeb podpůrných služeb v rámci PPPS.• Zohlednit vliv spolehlivého provozu ES ČR na kritickou infrastrukturu ČR.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PPS
Termín	2016



A 8 Dispečerské řízení v novém prostředí SG	
Cíl opatření	Navrhnout a postupně realizovat nový model dispečerského řízení odpovídající změnám ES ČR (např. integrace DECE) a plně využívající vlastnosti SG.
Popis opatření	<p>Očekávané změny způsobu provozování ES ČR dané zejména rozvojem DECE a požadavkem na zapojení DECE a spotřeby do řízení rovnováhy vyvolají bezpochyby potřebu úpravy procesu dispečerského řízení, redefinici rolí PPS a PDS v této oblasti a s tím související řešení HW a SW vybavení.</p> <p>V rámci tohoto opatření bude navržen koncept postupného zavedení bilancí uzlové oblasti 110 kV s využitím regulace toku v předacím místě mezi PS a DS ES ČR včetně využití bilancí uzlové oblasti 110 kV pro potřeby integrace decentrální výroby do distribučních sítí a ovlivňování dopadů vysokého rozvoje decentrální výroby na PS ČR.</p> <p>Podle současného programu rozvoje SG by zahájení realizace nového SG řešení dispečerského řízení mělo proběhnout v období 2020-24 (v tomto období by také mělo být zahájeno nasazování AMM). Přípravnou fází a vypracování finálního projektu je tedy potřeby provést v období do roku 2019.</p> <ul style="list-style-type: none">• Dispečerské řízení a regulace distribuované výroby, akumulace a DSR v ES ČR s vysokým podílem distribuované výroby• Definice a využití vlastností SG pro potřeby dispečerského řízení• Role PPS a PDS• Bilancování uzlových oblastí• Požadavky na oblast telekomunikací, DŘS a ochrany dat• Požadavky na HW a SW vybavení• Využití Smart Grids pro potřeby řízení ES ČR• Potřebné legislativní úpravy
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PPS, PDS
Termín	2015 - 2016 návrh a schválení modelu a projektu řešení



A 9 Návrh a přijetí opatření pro integraci vysokého podílu distribuované výroby do ES ČR

Cíl opatření	Návrh a realizace opatření pro integraci vysokého podílu distribuované výroby do ES ČR, včetně změny nastavení frekvenčních ochran (retrofitu) FVE
Popis opatření	<p>Analyzovat a provést výpočty vlivu DECE na PS ČR:</p> <ul style="list-style-type: none">• Přiřazení scénářů rozvoje DECE z hlediska typů výroben k bodům PS/110 kV do roku 2040. Výpočty přetoků z DS do přenosové sítě vlivem DECE. Regionální odlehčení přenosové sítě.• Pro vybrané režimy (střední stav, letní stav), dopad do rezervovaných výkonů (vytěsňování zdrojů).• Provozní režimy PS s omezenými systémovými zdroji a dopad do snížení zkratových poměrů.• Možné přístupy k hodnocení provozu ES ČR s vysokým zastoupením s DECE. Požadavky na spolehlivost provozu.• Nové požadavky na podpůrné služby.• Rozbor problematických stavů a situací s provozem DECE. Hodnocení vybraných režimů s DECE metodikou ENTSO – System Adequacy.• Stanovení mezních hodnot decentrální výroby pro zabezpečení parametrů provozu PS.• Alternativní přístupy k řešení provozu ES ČR s vysokým zastoupením DECE (akumulace, omezení DECE, Demand Side Management) a očekávané dopady do provozu PS.• Rozvoj decentrálních zdrojů (DECE) vůči bodům přenosové sítě.• Výpočty provozních režimů přenosové sítě s vysokou výrobou DECE v distribučních sítích.• Dopad provozu decentrálních zdrojů na vytlačování systémových zdrojů z PS a snížení zkratových výkonů v PS a v předacích místech PS/110 kV.• Metodika hodnocení provozu PS s vysokým zastoupením decentrálních zdrojů.• Výpočty simulace provozu ES ČR s decentrální výrobou - analýza průběhů.• Omezení decentrální výroby z hlediska provozu přenosové sítě.• Další možnosti řešení provozu PS (soustavy) s DECE.• Závěry a doporučení za PS z hlediska vysoké penetrace decentrálních zdrojů. <p>V návaznosti na strategický plán retrofitu FVE zpracovaný ENTSO-E zpracovat studii proveditelnost retrofitu FVE v ČR s následujícími výstupy:</p> <ul style="list-style-type: none">• legislativní změny pro umožnění retrofitu;• návrh financování retrofitu;• technické řešení retrofitu (studie, pilotní projekt);• harmonogram provedení retrofitu.



A 9 Návrh a přijetí opatření pro integraci vysokého podílu distribuované výroby do ES ČR

Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PPS, PDS
Termín	2015

A 10 Tvorba a implementace „Síťových kodexů ENTSO-E“

Cíl opatření	Zabezpečit přípravu implementace a implementaci Síťových kodexů ENTSO-E
Popis opatření	<ul style="list-style-type: none">• Sledovat vývoj závazných pravidel EU tzv. Síťových kodexů zpracovávaných ENTSO-E ve spolupráci s ACER a EK.• Aktivně se podílet na tvorbě Síťových kodexů.• Zajistit implementaci Síťových kodexů.• Zajistit soulad legislativy ČR.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	ERÚ, PPS, PDS
Termín	Průběžně do roku 2018





A 11 Podmínky provozu a rozvoje ES ČR s distribuovanou výrobou v prostředí SG

Cíl opatření	Zavést opatření k zajištění bezpečného a spolehlivého provozu ES ČR při integraci distribuované výroby. Zajistit pravidelné zpracování studie základních požadavků a směrů rozvoje PS a DS v závislosti na podmínkách vývoje spotřeby, zatížení, rozvoje distribuované výroby a rozvoje nových technologií (SG).
Popis opatření	<ul style="list-style-type: none">• V období do konce roku 2017 budou zpracovány zprávy o uplatňování územních energetických koncepcí jednotlivých krajů a hlavního města Prahy.• Navrhnout nezbytná opatření na straně výroben elektřiny, přenosové a distribuční soustav k zajištění bezpečného a spolehlivého provozu energetického systému s předpokládaným rozvojem decentrální výroby, zpracovat harmonogram realizace těchto opatření, zpracovat návrh revize současného způsobu provozování ES ČR, a to vše včetně promítnutí do PPPS a PPDS a podnětů pro postupnou úpravu příslušné legislativy.• Sledování vývoje zatížení (i regionálně), sledování rozvoje distribuované výroby (dle nových a budoucích typů zdrojů), sledování stavu nových technologií a jejich využití v DS s následujícími výstupy:<ul style="list-style-type: none">○ sledování a analýza technicko-ekonomických směrů rozvoje DS ve vazbě na distribuovanou výrobu a stav SG;○ stanovení ekonomických potřeb rozvoje DS ve vazbě na distribuovanou výrobu a SG.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	ERU, PPS, PDS
Termín	PPPS a PPDS - 2017 a dále dle potřeb rozvoje distribuované výroby; studie základních požadavků každé 2 roky



A 12 Využití DECE, spotřeby vč. elektromobility pro řízení ES ČR v prostředí SG	
Cíl opatření	Navrhnout a postupně realizovat model zapojení DECE, řízení spotřeby (DSR) vč. elektromobility do procesu řízení ES ČR
Popis opatření	<p>Při předpokládaném rozvoji DECE, který bude mít dopad na omezování provozu klasických zdrojů zapojených do PS a DS 110kV, bude nezbytné připravit projekt zapojení DECE včetně OZE do řízení rovnováhy ES ČR včetně zvážení odpovědnosti za odchylku všech druhů zdrojů elektřiny.</p> <p>Očekávané změny způsobu provozování ES ČR dané zejména rozvojem DECE vyvolají požadavek na zapojení spotřeby do řízení rovnováhy. Podle současného programu rozvoje SG by v rámci realizace nového SG řešení mělo být zahájeno nasazování AMM v období 2020-24.</p> <p>V tomto období by tedy měl být připraven a postupně realizován i projekt využití DSR jako nástroje dispečerského řízení ES ČR. Zpracovat analýzu potenciálu DSR do konce roku 2017, přípravnou fází včetně ev. pilotních testů a vypracování finálního projektu je tedy potřeba provést v období 2015 -2019.</p> <ul style="list-style-type: none">• Zapojení DECE do systému řízení rovnováhy ES ČR.• Technické limity integrace DECE (zejména intermitentních zdrojů) do ES ČR.• Řízení „klasických“ zdrojů v soustavě s vysokým podílem intermitentních zdrojů („vytlačování“ zdrojů, zajištění flexibility).• Skladba a zabezpečení podpůrných služeb při implementaci vysokého podílu decentralizované výroby a intermitentních zdrojů.• Podmínky provozu a rozvoje ES s distribuovanou výrobou v prostředí SG.• Zapojení elektromobility do řízení rovnováhy ES ČR.• Využití telemechanizace a automatizace na hladině VN.• Zapojení spotřeby do řízení rovnováhy ES ČR.• DSR jako nástroj dispečerského řízení ES ČR.• Zpracovat analýzu potenciálu DSR.• Zpracovat posouzení postupného přechodu funkcí spojených s přepínáním tarifů a popř. změna spínání spotřebičů v oblasti nepřímého řízení z řízení prostřednictvím signálu HDO na řízení prostřednictvím nových technologií s tím, že signál HDO bude využíván pro rychlé zásahy při mimořádných stavech ES a případně i pro spínání spotřebičů (topných).
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PPS, PDS
Termín	2015 – 2019 vypracování a schválení projektu a zahájení postupné realizace



A 13 Úpravy zařízení a výpočty investiční náročnosti v ES ČR

Cíl opatření	Zajistit realizaci nezbytných úprav elektrizační soustavy umožňujících splnit požadavky na připojení jak na straně decentralizované výroby, tak na straně spotřeby a dále zajistit možnost budoucího provádění výpočtů investiční náročnosti úprav PS a DS vyvolaných požadavky na připojení výroby a spotřeby
Popis opatření	<ul style="list-style-type: none">• Na základě závěrů výpočtů investiční náročnosti integrace decentralizované výroby zpracovat s využitím CBA (cost benefit analýzy) z věcného tak časového hlediska jednotlivé kroky:<ul style="list-style-type: none">○ úprav distribuční soustavy na napěťových hladinách nn a vn;○ využití řízení napětí na napěťových hladinách vn a vvn;○ naplnění požadavků uvedených v konceptu SG v distribuční soustavě pro sítě vvn, sítě vn a sítě nn pro jednotlivé typy regionů se zohledněním závěrů výpočtů investiční náročnosti integrace decentralizované výroby vztahujících se k úpravě sítí nn a sítí vn, se zahrnutím následujících výsledků analýzy spotřeby:<ul style="list-style-type: none">▪ v období do roku 2025 bude docházet ke zvýšeným nárokům na úpravy ES ČR při řešení místních požadavků na připojení (velké spotřebiče vč. elektromobility);▪ v období do roku 2025 budou požadavky na kapacitní schopnosti ES ČR vyvolány požadavky na připojení distribuované výroby, a požadavky na připojení elektromobility s rychlým nabíjením;▪ bude používána převážná většina spotřebičů s jednofázovým odběrem, s větším příkonem a s řízeným spínáním.• Pro zachování možnosti budoucího opakovaného provádění výpočtů investiční náročnosti úprav zařízení přenosové a distribuční soustavy vyvolaných požadavky na připojení jak na straně decentralizované výroby, tak na straně spotřeby stanovit:<ul style="list-style-type: none">○ rozsah datové základny, jejího rozvoje a naplňování daty;○ podmínky využívání stávajících výpočetních postupů a jejich rozvoje;○ správce datové základny a výpočetních postupů;○ harmonogram opakování výpočtů.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	ERU, PDS
Termín	Od 2015 trvale



A 14 Posouzení shody zařízení uváděných na český trh

Cíl opatření	Doplnění procesu posouzení shody zařízení uváděných na český trh
Popis opatření	<p>Provéřít a v případě potřeby doplnit proces posouzení shody zahraničních výrobních, spotřebních a měřicích zařízení uváděných na český trh (posouzení shody výrobku), zda pokrývá celý sortiment dovážených výrobků a jejich požadované funkce (např. střídače, nastavení frekvenčních a napěťových relé apod.).</p> <ul style="list-style-type: none">• Ve smyslu zákona č. 22/1997 Sb. v platném znění je mikrozdroj „stanoveným výrobkem“, který podléhá posouzení shody;• Tento zákon je harmonizovaný s právem EU včetně technických předpisů (nařízení vlády v podmínkách ČR);• Mikrozdroje podléhají minimálně dvěma nařízením vlády:<ul style="list-style-type: none">○ č. 17/2003 Sb. – technické požadavky na elektrická zařízení nízkého napětí;○ č. 616/2006 Sb. – technické požadavky na výrobky z hlediska elektromagnetické kompatibility.• Problém by mohl být v seznamu technických norem, které se k výrobku váží a podle kterých má být posuzován. Jako výchozí by měla být (ČSN) EN 50438 a technické normy uvedené jako související.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	EZU
Termín	2015





A 15 Zpětné vlivy výroben elektřiny a spotřebičů na ES ČR

Cíl opatření	Zajistit podmínky pro monitoring, vyhodnocování a eliminaci zpětných vlivů výroben elektřiny a spotřebičů na ES
Popis opatření	<ul style="list-style-type: none">• Zpracovat a zavést postupy pro zajištění trvalého sledování zpětných vlivů výroben elektřiny (zdrojů) připojovaných k ES ČR; včetně postupů vyhodnocování dopadu tohoto vývoje na chod ES ČR a zajištění trvalého promítání do pravidel provozování PS a DS z hledisek:<ul style="list-style-type: none">○ narůstajícího poměru obtížně predikovatelných zdrojů a jeho dopadu na řiditelnost soustavy při maximálním možném bezpečném využití energie z OZE;○ narůstajícího poměru „statických“ zdrojů (se střídači) oproti zdrojům „točivým“ (zdrojům zkratového výkonu) z hlediska zajištění správné funkce chránění v ES ČR a kvality dodávané elektrické energie koncovému spotřebiteli;○ zpětných vlivů zdrojů, které jsou připojeny pomocí střídačů, především na kvalitu napětí a s ohledem na obsah harmonických kmitočtů, tvar „sinusovky“ atd.;○ tolerancí dodávky/odběru Q a využití regulačních možností Q/PF zdrojů.• Z hlediska zpětných vlivů spotřebičů na ES ČR bude potřebné stanovit standardy monitoringu a dále:<ul style="list-style-type: none">○ zavést systém vyhodnocování a následně pravděpodobně pravidla pro připojování spotřebičů s ohledem na nesymetrii zatížení v sítích nn danou nárůstem poměru jednofázových spotřebičů oproti třífázovým spotřebičům, a to jak ve stávajících odběrných místech, tak i v nových odběrných místech;○ zavést systém vyhodnocování účinníku odběrných míst; v případě potřeby stanovit pravidla pro kompenzaci sítě a nasazení zdrojů induktivního jalového výkonu pro zajištění rozběhu asynchronních motorů;○ zavést systém vyhodnocování zpětných vlivů z hlediska ovlivňování okamžitých hodnot (tvaru sinusového průběhu) řízeným spínáním výkonu spotřebičů a jeho vlivu z hlediska měření dodávky na možnost přesunu části odběru mimo certifikovaný pracovní rozsah měřidel.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	ERU PPS, PDS
Termín	2015 až 2017 a dále ověřovat v pětiletém cyklu



A 16 Měření Q a účíník u MOP

Cíl opatření	Vyřešit problematiku měření hodnoty účíníku a problematiku postihování hodnoty účíníku mimo meze stanovené legislativou u zákazníků podnikatelů s odběry z nízkého napětí (MOP) s nepřímým měřením. Měřením ověřit rozhodnutí o potřebě řešit problematiku hodnoty účíníku mimo meze stanovené legislativou u zákazníků podnikatelů s odběry z nízkého napětí (MOP) s přímým měřením.
Popis opatření	<ul style="list-style-type: none">• Zpracovat harmonogram a zavést měření (vyhodnocování) jalové energie pro zákazníky připojené k síti nn u odběratelů typu C s nepřímým měřením.• Doplnit v CR ERÚ toleranční pásmo pro odběry MOP s nepřímým měřením ze sítě nn, včetně cenových přírážek, které mohou být stanoveny odlišně proti odběrům z vyšších napěťových hladin.• Realizovat ověření vhodnosti rozhodnutí o plošném měření činného výkonu a jalového výkonu pro odběr a dodávku u zákazníků podnikatelů (MOP) s přímým měřením v průběhu roku 2015 na větším vzorku a v případě rozhodnutí o vhodnosti měření P,Q definovat standard měřidla a harmonogram zavedení.
Odpovědnost	MPO (v oblasti implementace měření), ERU (doplnění CR)
Spolupráce	PDS
Termín	12/2016





A 17 Měření dodávky a odběru MOO a příprava pro AMM

Cíl opatření	Pro zajištění dat o dodávce a odběru elektřiny na rozhraní mezi ES ČR a největší skupinou zákazníků maloobdobatelé obyvatelstvo MOO měřit jak odběr, tak dodávku elektřiny. Spojení této změny v měření MOO s přípravou pro nasazení AMM s využitím modulárních měřidel. Ověřit vlastnosti nové generace komunikace a měřidel samostatným pilotním projektem. Pro instalaci AMM měřidel zajištění potřebné úpravy elektroměrových rozvaděčů, při zachování stávajících systémů odečtů. Vytvořit standardy měřených veličin a komunikačních standardů nezbytných pro nasazení AMM.
Popis opatření	<ul style="list-style-type: none">• Zpracovat harmonogram nasazení měřidel s měřením činného výkonu pro odběr a dodávku u zákazníků v oblasti obyvatelstva (MOO), a dále provést vyhodnocení, zda u domácností ve kterých je instalován zdroj elektřiny (mimo zjednodušené připojení) bude možné nahradit osazené měření typu B měřením typu S (dodefinovat přesnou specifikaci měření typu S).• Pilotním projektem ověřit vlastnosti nové generace komunikačních prostředků a měřidel. V roce 2015 zahájit a posoudit současné ověření dalších komponent nových technologií (SG).• V návaznosti na národní studii “Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřících systémů v elektroenergetice ČR”, vyhodnotit následující možnosti dalšího postupu nasazování elektroměrů:<ul style="list-style-type: none">○ postupné nasazování modulárních elektroměrů od 1.1.2016 (v první etapě bez komunikačního modulu), tak aby při rozhodnutí o využití systémů s dálkovým přenosem dat dostačovalo doplnění komunikačního modulu na odběrném místě včetně jeho parametrizace a nebylo potřeba výměny velkého množství elektroměrů a úprav elektroměrových rozvaděčů;○ stanovení jednoznačného algoritmu výpočtu pro spotřebovanou energii na OM (měření po fázích, saldo, absolutní hodnota);○ vytvoření standardu měřených veličin a vybavení elektroměru, včetně vyhodnocení účelnosti využití doplňkových prvků (limitér, odpojovač apod.), jejich legislativní oprávnění a jejich specifikace v případě rozhodnutí o využití;○ harmonizace komunikačního standardu pro měřidla inteligentních měřících systémů,○ vyhodnocení přínosu multiutilitního využití AMM○ pro kladně vyhodnocené oblasti zpracovat harmonogramy implementace. U oblasti harmonizace komunikačního standardu úzce spolupracovat s pracovními skupinami komisí EU.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	ERU, PDS
Termín	2015 zahájení pilotního projektu, zavádění nových měřidel po roce 2016



A 18 Měřidlo AMM/AMR s GPRS přenosem

Cíl opatření	Poskytnout do doby nasazení AMM na základě přání zákazníka za úhradu vícenákladů měřidlo AMM/AMR komunikované přes GPRS.
Popis opatření	<p>Legislativní úprava podmínek osazení měření, jeho zpoplatnění, a výkaznictví pro účely regulace.</p> <p>Zpracovat postup pro období do nasazení systémů s dálkovým přenosem tak, aby byly vytvořeny podmínky, pro nasazení AMM/AMR měřidlo komunikovaného prostřednictvím GPRS starším zohledňujícím cenu měřidla a jeho provozní náklady včetně nákladů na komunikaci na základě požadavku zákazníka (jehož součástí bude souhlas s navýšením platby za měřidlo a předávání dat).</p> <ul style="list-style-type: none">• od 1. 7. 2015 pokud se podaří použít popř. doplnit pro toto měřidlo standardy používané v rámci pilotních projektů AMM a v souladu s platnou legislativou zajistit nákup potřebného množství měřidel a nezbytných komponent;• od 1. 1. 2016 pokud bude nutno vytvořit nové standardy, nebo pokud se nepodaří v souladu s platnou legislativou zajistit nákup potřebného množství měřidel a nezbytných komponent v termínech nezbytných pro nasazení od 1. 7. 2015.• Pro splnění výše uvedených termínů pro nasazení AMM/AMR měřidla komunikovaného prostřednictvím GPRS je nutno analyzovat možnosti využití stávajících standardů měřidel, popř. jejich úpravy, prověřit možnosti a termíny nákupu potřebného množství měřidel a nezbytných komponent a zpracovat harmonogram tohoto systému s dálkovým přenosem dat.• Pro zpracování dat z takto nasazených AMM/AMR měřidel využít volnou kapacitu datových centrál. Pro případ nárůstu zájmu zákazníků o nasazení tohoto měřidla zpracovat do 1. 1. 2016 postup navýšení kapacity centrál AMM založený na monitoringu vývoje nasazení měřidel.• Prověřit kapacitu systému OTE pro zpracování dat z měřidel AMM/AMR s GPRS přenosem do 1. 4. 2015 a zpracovat postup navýšení kapacity systému pro případ nárůstu zájmu zákazníků.
Odpovědnost	MPO,
Spolupráce	ERU, PDS, OTE
Termín	2015 – 2016



A 19 Zrušení předchozího oznámení změny časů přepínání tarifů	
Cíl opatření	Na základě analýzy PDS zrušit povinnost předchozího oznámení změny časů přepínání tarifů HDO distributorem s ohledem na možnost vyššího využití elektřiny z FVE v rámci sítě nn.
Popis opatření	Analyzovat dopad zrušení ustanovení PPDS o povinnosti předchozího oznámení změny časů přepínání tarifů z hlediska vlivu na činnost obchodníků s elektřinou a zájmy zákazníků (konečných spotřebitelů elektřiny). Pokud nedojde k negativnímu dopadu na činnost obchodníků s elektřinou a oprávněné zájmy zákazníků (konečných spotřebitelů elektřiny), realizovat zrušení tohoto ustanovení PPDS, neboť z hlediska PDS je zrušení možné.
Odpovědnost	ERU
Spolupráce	PDS
Termín	12 / 2015





A 20 ASDŘ a chránění v ES ČR	
Cíl opatření	Zajištění bezpečného provozu ES ČR z hlediska systémů chránění, implementace nových funkcí do systémů ASDŘ a vyhodnocení možnosti efektivního nasazení automatizačních prvků v sítích nn.
Popis opatření	<ul style="list-style-type: none">• Zpracovat věcný a časový harmonogram obnovy a rozvoje systémů chránění v ES ČR do konce roku 2015.• V systémech ASDŘ zajistit instalaci a zprovoznění následujících funkcí:<ul style="list-style-type: none">○ celoplošně nasadit systém řízení U/Q do roku 2025 a do roku 2040 zajistit jeho zcela plné využití, v souladu se závěry výpočtů investiční náročnosti integrace decentralizované výroby vztahujících se k řízení napětí v sítích vn a vvn zpracovat harmonogram nasazení;○ doplnit chybějící telemetrie především na napětí vn do roku 2025, včetně nové koncepce měření v definovaných uzlech;○ implementovat komplexní podporu pro řízení bilance uzlových oblastí (UO) (trvalé vyhodnocování provozních měření na hranicích UO, výpočet bilance UO a příprava realizace opatření k regulaci bilance UO);○ systémů dálkově ovládaných úsečnicků, včetně měření a signalizace a také podpory pro dispečera na straně systémů ASDŘ (jejich integrace do ASDŘ se všemi podpůrnými funkcemi) jako klíčový krok k vyšší automatizaci vn systému;○ sekvencí automatického vypnutí stanic vn zařazených do vypínacího plánu s verifikací dispečera při opětném zapínání, automatické generování sekvencí k omezení beznapětového stavu po výpadku a rekonfiguraci sítě;○ nových algoritmů řešících zpracování výrazně vyššího počtu přenášených dat, včetně instalace automatizačních funkcí, které budou dispečerům před-připravovat informace k rozhodnutí a následně distribuovat informace pro odběratele;○ v blízkém období zdokonalit systémy elektronických informací o plánovaných odstávkách a v období do roku 2020 dokončit instalace aplikací automatického rozesílání zpráv pro zákazníky při poruchách, při aplikaci a odvolávání regulačních stupňů (podmíněno možností získat potřebná zákaznická data);○ nových algoritmů spojených regulací a řízením všech DTS zapojených do mřížových sítí;○ technologii WAMS, jejíž dynamické výstupy budou zpracovávat dispečerovi podklady pro finální rozhodnutí, systém uvést po roce 2025 do rutinního provozu;○ zlepšení využití systému HDO především jako nástroje pro rychlé a spolehlivé řídicí funkce především při mimořádných stavech ES ČR.• Do roku 2016 zpracovat, postup automatizace DTS s postupnou realizací do roku 2029, s uvažováním automatizace vývodů nn a další možné automatizace sítí nn v pozdějším období.• V návaznosti na automatizaci DTS navrhnout a analyzovat efektivní varianty automatizace sítí nn, včetně realizace a vyhodnocení pilotních projektů a návrhu dalšího postupu v automatizaci těchto sítí do konce roku 2020.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PPS, PDS
Termín	Postupně v termínech viz výše



A 21 Bezpečnost v ostrovních provozech

Cíl opatření	Zajistit základní podmínky bezpečnosti v ostrovních provozech
Popis opatření	Pro případy ostrovního provozu napájeného zdroji připojenými pomocí střídačů, které nemají dostatečný, případně minimální zkratový výkon: <ul style="list-style-type: none">• definovat typy ostrovů;• definovat pravidla chránění;• zpracovat návrh zavedení;• definovat podmínky jejich provozování;• definovat podmínky a postup zpětného přifázování k ES ČR.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	ERÚ
Termín	2016





A 22 Informační bezpečnost a zákon o kybernetické bezpečnosti

Cíl opatření	Zajištění implementace opatření zákona o kybernetické bezpečnosti a informační bezpečnosti řídicích a komunikačních systémů ES ČR
Popis opatření	<ul style="list-style-type: none">• Pro zajištění kybernetické bezpečnosti podle požadavku Zákona o kybernetické bezpečnosti:<ul style="list-style-type: none">○ vytvořit personální předpoklady pro role určené výkladovou vyhláškou k Zákonu o kybernetické bezpečnosti do konce roku 2014;○ provést implementaci požadovaných opatření do systémů automatizovaného řízení a komunikací dle výše uvedené vyhlášky do konce roku 2015;○ zprovoznit systém předávání informací o incidentech informačních a komunikačních systémů kritické informační a komunikační infrastruktury s NCKB.• Reagovat na dokument: Proposed security measures for smart grids.• Pro zajištění maximální informační bezpečnosti řídicích a komunikačních systémů ES ČR je nezbytné:<ul style="list-style-type: none">○ zavést komunikační interoperabilitu na bázi IP protokolu do systémů řízení;○ implementovat bezpečnostní opatření na úrovni komunikačních protokolů dle IEC 62351 a podkladů WG 15,16,19 skupiny IEC TC 57;○ zavést prostředky pro sledování provozního stavu řídicích a komunikačních systémů;○ zavést bezpečná komunikační servisní vzdálená připojení do řídicích a komunikačních systémů;○ zavést řízení přístupů na všech úrovních řídicích systémů včetně komunikačních zařízení;○ instalovat nejmodernější technologie pro zamezení kybernetického útoku (FW, komunikační sondy) a eliminaci případných škod na přenosové síti nebo technologie, vše v souladu s posledními technologickými standardy;○ nasadit a používat nástroje pro detekci kybernetických bezpečnostních událostí – SIEM do systémů řízení a komunikací do konce roku 2015.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PPS, PDS
Termín	2015 až 2017



A 23 Fyzická bezpečnost

Cíl opatření	Definovat pravidla a zvýšit úroveň fyzické bezpečnosti zařízení ES ČR.
Popis opatření	<p>Pro zajištění maximálně funkčního systému řízení bezpečnosti v procesu provozu přenosových a distribučních sítí ES ČR definovat pravidla a zavést, popř. zdokonalit:</p> <ul style="list-style-type: none">• systém řízení bezpečnosti – PDCA (plán, implementace, řízení a monitorování, audit);• systém fyzické ochrany budov a místností (kanceláře, technologické místnosti), kde jsou umístěny prostředky řídicích a komunikačních systémů, (STO) včetně prvků kritické infrastruktury státu;• systém řízení fyzického přístupu k systémům řízení a komunikací (zabezpečené zóny);• systém včasného varování pro napadení fyzické nebo kybernetického útoku.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PPS, PDS
Termín	2015 až 2017





A 24 Akumulace	
Cíl opatření	Navrhnout a vytvořit podmínky, včetně finančních, pro postupnou realizaci nasazování a způsobu využití akumulace pro potřeby ES ČR v podmínkách vysoké integrace DECE a existence SG, včetně stanovení pravidel pro připojení akumulace
Popis opatření	<p>Akumulace v současné době převážně využívaná pro vyrovnávání odchylek obchodníka přímo nebo prostřednictvím PpS by v budoucnu měla, ve stále větší míře, hrát roli akumulátoru elektřiny vyráběné v intermitentních zdrojích v době, kdy spotřeba není schopna tuto energii využít. Způsob řízení procesu akumulace elektřiny a zpětné dodávky do sítě závisí na mnoha faktorech, jako je vlastnictví zařízení, podnikatelská nebo regulovaná aktivita, potřeba a inteligence HW a SW vybavení vlastních akumulčních zařízení a DRS, míra distribuce akumulace. Základní řešení by mělo být známo v letech 2015-16. Následovat může rozhodnutí o podpoře výstavby PVE nebo realizace pilotního projektu akumulace na úrovni PS nebo DS 110kV.</p> <ul style="list-style-type: none">• Akumulace jako nástroj dispečerského řízení ES ČR• Zhodnocení možných technologií (vč. vývoje nových)• Využití akumulace pro řízení ES ČR• Vlastnictví akumulace, její provozování, vhodnost aplikací do PS, DS, výroben a odběrných míst• Způsob řízení akumulace• Stanovení podmínek pro připojování akumulčních zařízení nezávislých subjektů, výroben s akumulací a odběrů s akumulací při udržení provozní spolehlivosti ES ČR• Definování technických podmínek pro připojení akumulčních zařízení provozovaných jako podnikatelskou činnost nezávislých subjektů podmínky a mezní technické parametry pro jejich zpětné ovlivňování DS;• Zpracovat analýzu zpětných vlivů způsobených nárůstem akumulace sloužící k řízení bilance odběrného místa (kombinace se zdroji FVE a mikrokogenerace) na chod ES• Studie optimálního budoucího rozmístění akumulace, včetně postupů pro vyhodnocení využití akumulčních zařízení v ES od okamžiku, kdy to bude ekonomicky přijatelné• Zpracovat studii optimálního budoucího rozmístění akumulace a potřebného výkonu akumulace s rozlišením jejího rozmístění v ES, včetně posouzení řešení pomocí baterií nebo PVE.• Definovat pravidla a návrh standardizovaného modelu připojování akumulace jako součásti DS na koncích delších paprsků sítě nn pro stabilizaci napětí a to včetně:<ul style="list-style-type: none">○ definování technických podmínek a parametrů pro zpětné ovlivňování DS;○ zpracování postupu pro případ, kdy by celkový instalovaný výkon tohoto druhu akumulace (P_{ia}) začal ovlivňovat trh s elektřinou. <p>Poznámka: Součástí zveřejňovaných technických údajů distributora bude celková kapacita tohoto druhu akumulace (limitérů). Při soudobosti dodávky limitérů 0,5 nepřesáhne hodnotu 15 % hodinového ztrátového výkonu PDS v době letního minima.</p>
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PPS, PDS
Termín	2015 - 2016 návrh a schválení modelu řešení



A 25 Integrace elektromobilů do DS

Cíl opatření	<p>Definovat koncepci integrace predikovaného množství elektromobilů do distribuční soustavy ČR</p> <p>Analyzovat využití kapacity baterií elektromobilů a kapacity výměnných baterií elektromobilů pro regulační výkon v rámci DS a využití akumulace pro zajištění dodržování národních a mezinárodních legislativních norem a předpisů při dodržení kvality EE</p>
Popis opatření	<p>Pro zajištění nákladově efektivní integrace elektromobilů do DS (v cílovém stavu nad 1 mil. elektromobilů) je vhodné nastavit koncepci zohledňující následující faktory:</p> <ul style="list-style-type: none">• možnosti řízení nabíjecího výkonu pro zamezení přetížení DS;• možnosti řízení nabíjecího výkonu pro zvýšení flexibility;• možnosti využití akumulátorů v elektromobilech pro zvýšení flexibility DS. <p>Definování pravidel pro využití elektromobility pro akumulaci Vehicle to Grid (Implementace automatik pro koordinované řízení regulačního výkonu z elektromobility alternativně pro případy, kdy část kapacity baterií bude využívána i jinými subjekty než přímo zákazníkem na základě smluvního vztahu)</p> <p>Definování pravidel pro zapojení systému výměnných baterií a výměňkových stanic do konceptu sdílení a poskytování akumulací kapacity.</p>
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	ERU, PDS
Termín	2018 až 2023



A 26 Vyhodnocení efektivnosti tarifního systému zavedeného od 1. 1. 2016

Cíl opatření	Tarifní systém umožňuje efektivní využívání nových technologií a možností, které bude trh nově nabízet.
Popis opatření	Vyhodnotit efektivitu fungování tarifního systému zavedeného od 1. 1. 2016. Ověřit, zda s ohledem na aktuální vývoj technologií a fungování trhu je tarifní systém zavedený od 1. 1. 2016 umožňuje efektivní využívání nových technologií a možností, které bude trh nově nabízet. Podle výsledku vyhodnocení upravit tarifní systém směrem tak, aby umožňoval „dynamické“ chování jeho uživatelů.
Odpovědnost	ERÚ, MPO
Spolupráce	dotčené subjekty
Termín	2022

A 27 Implementace Rámce politiky v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030

Cíl opatření	Aktivní ovlivnění formulace implementačních dokumentů, nastavování parametrů a konkrétních závazků pro ČR v návaznosti na schválený Rámec politiky v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030.
Popis opatření	Vyhodnotit možnosti dopadů schváleného Rámce politiky v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030 na ČR a možné konkrétní legislativní iniciativy implementující schválené cíle do každodenní praxe a života EU. Ověřit dopady jednotlivých možných řešení implementace na ČR. Zpracovat vlastní představy ČR o praktické implementaci v této oblasti. Analýza možností využití povolenek pro derogace a povolenek pro „chudé“ státy včetně ČR (viz schválený Rámec politiky v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030) a zpracování návrhu na jejich využití v podmínkách ČR ve prospěch energetiky (např. rozvoje Smart grids, investiční podpory decentralizované výroby, ...).
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	MŽP, MF, MZe, dotčené subjekty
Termín	2015 – 2019



4.6.2 Podpůrná opatření

P 1 Sledovat další vývoj vybraných dokumentů EU	
Cíl opatření	<p>Zajištění aktuálního stavu a možnosti ovlivňovat evropskou legislativu v souladu se zájmy české energetiky</p> <p>Posouzení scénářů z hlediska dosažení souladu s plněním cílů EU v oblasti omezování produkce CO₂. V případě nesouladu návrh dalších technicky a ekonomicky realizovatelných opatření pro dosažení souladu se strategiemi EU.</p> <p>Posouzení scénářů z hlediska dosažení souladu s plněním dalších strategických cílů EU (dosahování požadovaných hodnot v oblasti podílu výroby OZE na spotřebě energií a požadovaných hodnot v oblasti zlepšování energetické účinnosti).</p>
Popis opatření	<p>Sledovat další vývoj vybraných dokumentů EU</p> <p>Aktuálně reagovat na vývoj dokumentů EU s cílem obhájit zájmy české energetiky.</p>
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	
Termín	Průběžně





P 2 Pravidla EEAG a jejich dopady na energetiku ČR

Cíl opatření	Efektivní využití pravidel EEAG pro potřeby energetiky ČR
Popis opatření	Analyzovat pravidla veřejné podpory v EU v oblasti ochrany životního prostředí a energetiky a jejich dopad na energetiku ČR a případné úpravy legislativy ČR. Sledovat vývoj veřejné podpory v energetice v členských státech EU Aktuálně reagovat na vývoj a využití veřejné podpory v energetice v členských státech EU, především sousedních zemí s cílem obhájit zájmy české energetiky.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	ERÚ, ÚOHS
Termín	Průběžně

P 3 Nastavení plateb za systémové služby

Cíl opatření	Zjistit podíl jednotlivých účastníků trhu (výrobci, spotřebitelé) na potřebě zajištění systémových služeb a nastavit metodiku alokace nákladů na tyto služby mezi jednotlivé účastníky trhu s elektřinou.
Popis opatření	Pro transparentní a racionální rozhodování o přiřazení nákladů na zajištění systémových služeb jednotlivým typům výroby a spotřeby je nutné provést: <ul style="list-style-type: none">• definici typů výroby a spotřeby z pohledu poskytování resp. „potřeby“, podpůrných resp. systémových služeb a• podrobnou analýzu současného stavu na základě statistických dat OTE a ČEPS. Následně navrhnout metodiku případného výpočtu plateb za systémové služby pro dané typy výroby včetně výpočtu podílu úhrady nákladů na straně výroby z celkových nákladů na systémové služby s tím, že pokud bude o takové platbě výrobců rozhodnuto, tak by taková platba měla být vztažena na hodnotu rezervovaného/instalovaného výkonu se zohledněním typu zdroje (základní/špičkový zdroj, plánovaná/intermitentní výroba, zdroj poskytující/neposkytující PpS apod.).
Odpovědnost	MPO, ERÚ
Spolupráce	OTE, PPS
Termín	2015



P 4 Náklady spojené s eliminací odchylky v případě zvýšení operativnosti řízení spotřeby pomocí HDO

Cíl opatření	Analyzovat, potenciální přínos využití operativní změny vymezení časových pásem na denní bázi.
Popis opatření	Podrobněji analyzovat dopady na náklady spojené s eliminací odchylky v případě zvýšení využívání potenciálu řízení spotřeby pomocí HDO (časových vymezení pásem spotřeby) daleko operativněji, než je tomu v praxi v současné době.
Odpovědnost	ERÚ
Spolupráce	PDS, PPS, MPO, OTE
Termín	6/2015

P 5 Využití řízené spotřeby současně pro potřeby PDS i obchodníka při využití systému semaforu

Cíl opatření	Vyhodnotit, zda v případě umožnění využití řízené spotřeby současně pro potřeby PDS i obchodníka, při využití systému semaforu celkově převažují pozitivní efekty.
Popis opatření	Podrobně analyzovat všechny náklady a přínosy pro možnost současného využívání řízené spotřeby jak pro potřeby PDS, tak i obchodníka, a to při využití systému semaforu Je potřeba vzít v úvahu náklady spojené se zavedením systému semaforu do praxe u všech dotčených účastníků trhu, pozitivní efekty na straně obchodníka při řízení své odchylky a negativní efekty na straně PDS, který předáním části spotřeby k řízení do rukou obchodníka ztratí částečně dnes využívaný nástroj pro snižování nákladů na rozvoj a provozování DS.
Odpovědnost	ERÚ
Spolupráce	PDS, MPO
Termín	6/2015



P 6 „Kapacitní trhy“ v EU

Popis a cíl opatření	<ul style="list-style-type: none">• Trvale sledovat vývoj problematiky „kapacitních trhů“ v EU, analyzovat dopady do ES ČR a navrhnout opatření jak v technické tak legislativní oblasti s cílem udržení konkurenceschopnosti.• Sledovat a analyzovat vývoj problematiky „kapacitních trhů“.• Analyzovat možné dopady do ES ČR, identifikovat rizika.• Navrhovat opatření v technické i legislativní oblasti.• Sledovat a hodnotit implementaci navržených a odsouhlasených opatření.• Pravidelně (jednou ročně) zpracovat zprávu o stavu dané problematiky – materiál MPO pro další využití.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	
Termín	Trvale – roční zpráva o stavu

P 7 Limity přeshraničních přetoků

Popis a cíl opatření	<ul style="list-style-type: none">• Zajištění mezinárodní legislativní normy závazné pro členské země EU k dodržování limitů hraničních přetoků a cílem omezení negativního ovlivňování stability národních systémů.• Zvýšení spolehlivosti a stability přeshraničních výměn energie (obchodu) při dodržení pravidel bezpečného provozu národních soustav.• Přijetí mezinárodního pravidla zavazující jednotlivé PPS jako systémové garanty k dodržování limitů maximálních přetoků.• Prosazení kompetencí pro PPS k omezování výroby v mimořádných situacích v provozu s cílem eliminovat mezinárodní přetoky přes daný limit.• Vytvoření a implementace systému, které umí tyto stavy predikovat.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PPS
Termín	12/2015



P 8 Analýza možností náhrady dodávek tepla a elektřiny ze stávajících uhelných zdrojů

Popis a cíl opatření	<ul style="list-style-type: none">• Identifikovat způsoby řešení výroby tepla pro průmysl a domácnosti včetně možnosti využití pro poskytování podpůrných služeb v rámci DS.• Zpracovat analýzu možných způsobů řešení výroby tepla pro průmysl a domácnosti s cílem zjistit budoucí možnosti oblastech využití stávajících systémů SZTE, rozvoje KGJ, náhrady části uhlí alternativními palivy včetně dostupnosti primárních zdrojů energie.• Analyzovat potenciál rozvoje KVET a účinných soustav zásobování teplem.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	TS ČR, PDS
Termín	12/2015/2016

P 9 Podpora R&D v oblasti integrace DECE a SG

Cíl opatření	<ul style="list-style-type: none">• Podpora R&D v oblasti integrace DECE, akumulace a SG• Vytvoření implementačního akčního plánu R&D a podpory pro jeho témata
Popis opatření	<ul style="list-style-type: none">• Stanovení témat R&D s vazbou na NAP SG• Stanovení priorit jednotlivých R&D témat• Stanovení harmonogramu řešení jednotlivých R&D témat
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PDS
Termín	12/2015



P 10 Kompenzace kapacity v DS	
Cíl opatření	Zajistit podmínky pro kompenzaci narůstající hodnoty kapacitní složky sítí, jako jednoho ze základních elektrických parametrů ES ČR ovlivňujícího toku jalového výkonu v ES ČR.
Popis opatření	Analyzovat problematiku nárůstu rozsahu kabelových sítí vvn, vn v distribučních soustavách (připojování nových zdrojů, unifikace napětí a kabelizace v zástavbě) z hlediska narůstající hodnoty kapacity, toků jalového výkonu v ES ČR a změn v oblasti napětí; vyhodnotit příčiny a definovat opatření. Prověřit: <ul style="list-style-type: none">• Nastavení podmínek pro zdroje v DS tak, aby bylo možné snížit dodávku jalového výkonu;• Zvýšení koordinace provozu PS a DS a umožnění regulace na strojích v DS přes PDS;• Vhodnost a umístění kompenzačních prostředků v DS.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PDS, PPS
Termín	2015 až 2016

P 11 Provozní měření	
Cíl opatření	Zajistit data o tocích elektřiny pro řízení chodu ES
Popis opatření	Zpracovat koncept a časový plán: <ul style="list-style-type: none">• umístění provozních měřidel v ES a měřených veličin po jednotlivých napěťových hladinách s ohledem na potřebu měřených dat pro řízení, rozvoj a údržbu ES ČR při vysokém rozvoji decentrální výroby;• implementace nových technologií provozní měřicí techniky pro PS a DS na úrovni sítí vvn a vn a na úrovni DTS.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PPS, PDS
Termín	2016 – 2017



P 12 Rozsah přenášených dat o spotřebě z průběhových měřidel, poskytování těchto dat zákazníkovi, řízení nesymetrie odběrů

Cíl opatření	Definovat objem dat o spotřebě přenášených z průběhových měřidel nezbytný k zajištění činností distributora a obchodníka s elektřinou a technická řešení pro poskytnutí těchto dat zákazníkovi v místě spotřeby. Motivovat zákazníka ke snižování nesymetrie spotřeby třífázových odběrů v sítích nn.
Popis opatření	<ul style="list-style-type: none">• Analyzovat s ohledem zavedení poskytování kompletních naměřených dat zákazníkovi v místě spotřeby nezbytnost přenášení a zpracovávání měřených profilů odběru elektřiny distributorem pro zajištění jeho činnosti a činnosti obchodníka s elektřinou a to z hledisek:<ul style="list-style-type: none">○ požadavků na objemy přenášených a zpracovávaných dat;○ požadavků na ochranu osobních údajů zákazníka.• Výsledky analýz aktivně prosazovat v pracovních skupinách komisí EU.• Definovat technická řešení pro jednosměrné (bezpečné) poskytování dat z elektroměru zákazníkovi v místě spotřeby pro jeho rozhodování a případné řízení spotřeby (smart home) s uvažováním aspektu ochrany osobních údajů, zpracovat harmonogram zavedení.• Analyzovat možnost osazení elektroměru odpínačem zátěže ve vazbě na řešení krizových situací a ve vazbě na problematiku energetické chudoby (viz opatření A6). Např. omezení příkonu na hodnotu 1kW umožní při řešení krizových situací provoz některých spotřebičů (lednice apod.).• Analyzovat měření napětí elektroměrem a zpětná vazba na řízení odběrného místa a měření frekvence a "lokální" frekvenční automatika na OPM.• Analyzovat negativní dopady nesymetrie spotřeby třífázových odběrů v sítích nn na provoz DS, včetně vyhodnocení vícenákladů s cílem promítnout nesymetrii odběru elektřiny do tarifů s tím, že, v rámci zákazníkovi poskytovaných dat by měla být u třífázových odběrů poskytována také data pro řízení symetrie jeho odběrů.• Stanovit legislativou jednotný algoritmus výpočtu energie na všech OM.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	ÚOOÚ, ERU, PDS
Termín	2015 až 2016 (poskytování dat); 2016 až 2017 (přenášení dat a řízení nesymetrie)



P 13 Telekomunikační síť

Cíl opatření	Zajistit bezpečný a spolehlivý prostředek pro zajištění přenosu dat v elektroenergetice.
Popis opatření	Pro zajištění spolehlivého přenosu dat zpracovat a vyhodnotit návrh vytvoření a provozování jednotné telekomunikační sítě v majetku distributora.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PDS
Termín	2017

P 14 Zajištění přístupu k vysokorychlostnímu internetu

Cíl opatření	Zajistit vytvoření technologické přenosové struktury distributora umožňující poskytnutí přístupu k vysokorychlostnímu internetu pro distributora samého i zákazníky.
Popis opatření	<ul style="list-style-type: none">• Zvážit aktuální možnosti přístupu k vysokorychlostnímu internetu pro technologické účely, případně vytvoření vlastní přenosové struktury distributora.• Analyzovat podmínky včetně ekonomického vyhodnocení (do II.Q 2015).• Zpracovat postup a harmonogram řešení (do 12. 2016).• Vytvoření technologické přenosové struktury distributora (do 2020).• Zahájení nabídky služeb (od 2020).
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PDS
Termín	2015 až 2020



P 15 Zkracování obchodního a vyhodnocovacího intervalu	
Cíl opatření	Rozhodnout, zda je potřebné zavést 15 minutový interval měření a zúčtování odchylek.
Popis opatření	Ověřit studii zda existují relevantní důvody pro zkracování intervalu vyhodnocování měření a zúčtování odchylek, včetně ověření v souvislosti implementací DSR v rámci SG, případně vybraných Nařízení Network Codes (NC on Balancing). Analyzovat i jiné možnosti pro eliminaci ze strany PPS definovaných problémů.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	ERÚ, OTE, PPS, PDS
Termín	2018

P 16 Vazba NAP SG a strategie ČR v oblasti čisté mobility, vyhodnocení efektivity začleňování elektromobility do trhu s elektřinou	
Cíl opatření	Zajištění okrajových podmínek definovaných projektem NAP SG ve strategiích ČR v oblasti čisté mobility: <ul style="list-style-type: none">• Výstavba nabíjecí infrastruktury ponechána působení konkurenčního prostředí, realizace jako jakékoliv jiné spotřební OPM.• Nevyžaduje se licence na obchod s elektřinou, poskytuje se služba nabíjení jako jakákoliv jiná služba podnikání mimo energetiku.• Zpřístupnění infrastruktury uživatelům - možný přístup k vyúčtování obdobně jako u CNG.• Vazba elektromobility na tarifní model - možnost individuálního tarifu. Vyhodnocení efektivity rozvoje elektromobility a případně zavedení opatření pro zvýšení penetrace elektromobilů na trh v případě nedostatečného rozvoje.
Popis opatření	Využití podkladů a závěrů NAP SG v oblasti elektromobility pro další práce související s přípravou koncepce rozvoje čisté mobility s vazbou na energetické a environmentální cíle ČR a dopravní strategii. Zajištění zpětné vazby mezi strategií ČR v oblasti čisté mobility a projektem NAP SG.
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	ERÚ
Termín	Průběžně



P 17 Analýza potřeby restrukturalizace PpS v důsledku trendů a v souvislosti s rozvojem SG

Cíl opatření	V kontextu očekávaných změn ve struktuře a říditelnosti připojovaných zdrojů a implementace SG vyhodnotit potřebu restrukturalizace podpůrných služeb. Analyzovat potenciál a možnosti nových typů PpS.
Popis opatření	Analyzovat a vyhodnocovat vývoj v ES ČR a potřebu podpůrných služeb z hlediska objemu a strukturu v kontextu implementace SG a nových technologií. Analyzovat potenciál a případně definovat podmínky využití nových typů PpS (např. virtuální elektrárny v podobě agregace výkonu vyroben v OPM prosumers a jejich společné řízení pro potřeby poskytování služby).
Odpovědnost	MPO
Spolupráce	PPS, PDS
Termín	Průběžně





5. Příloha č. 1 - Analytické podklady pro NAP SG

5.1 Stávající a navrhovaný legislativní rámec ČR a EU včetně připravované klíčové dokumentace

Byla provedena analýza stávajícího a navrhovaného legislativního rámce ČR a EU včetně strategie v oblasti energetiky a připravovaných klíčových dokumentů v souvislosti s vytvořením koncepce rozvoje inteligentních sítí systémů a prvků v energetice ČR ve vazbě na aktualizovanou Státní energetickou koncepci.

Byly identifikovány potenciálně dotčené právní předpisy České republiky a specifikovány oblasti související s danou problematikou.

Byl zpracován přehled stávajících a navrhovaných relevantních předpisů a strategických dokumentů na úrovni EU, které ve větší či menší míře ovlivňují či mohou ovlivňovat rozhodnutí v oblasti strategie, implementace a provozu inteligentních sítí v České republice.

V oblasti energetické politiky Evropské unie existují tři základní strategické iniciativy v různých stádiích jejich implementace:

- Strategie do roku 2020 (20-20-20) je podpořena řadou platných legislativních dokumentů a závazků členských států a probíhá její naplňování.
- Návrh Strategie do roku 2050 (Roadmap 2050) stanovuje cíle ve snižování emisí CO₂ a navrhuje možné scénáře k jejich dosažení.
- Rámec politiky v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030.

ČR již transponovala do svého právního řádu všechny relevantní směrnice EU s výjimkou směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti, jejíž transpozice je v současné době připravována, a směrnice 2014/94/EU o zavádění infrastruktury pro alternativní paliva. Lze konstatovat, že právní rámec související s oblastí SG je na úrovni EU do roku 2020 již víceméně uzavřen a zásadní změny se neočekávají.

Evropská rada na svém jednání 23. a 24. října 2014 schválila „Rámec politiky v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030“. Evropská rada se jednomyslně shodla na třech energeticko-klimatických cílech:

- Minimálně 40% snížení emisí skleníkových plynů v porovnání s rokem 1990. Nabídka povolenek v EU ETS bude ročně klesat o 2,2 % ročně namísto současných 1,74 %. Cíl je závazný na EU úrovni. Dokument také zmiňuje reformu EU ETS, avšak bez explicitního uvedení Market Stability Reserve.
- Minimálně 27% podíl OZE na spotřebě energie v EU. Cíl je závazný na EU úrovni. Znamená to 47% podíl OZE na výrobě elektřiny.
- Zlepšení energetické účinnosti tak, aby spotřeba energie v EU byla v roce 2030 minimálně o 27 % nižší v porovnání s historickými predikcemi. Cíl je indikativní na EU úrovni. Cíl bude přezkoumán v roce 2020 s možností navýšení na 30 %. Evropská Komise určí prioritní sektory pro tyto úspory.

Jakkoliv je efekt ambicióznějšího emisního cíle na cenu povolenky pozitivní, mnohem podstatnější bude osud reformy EU ETS (MSR – Market Stability Reserve), který bude projednáván v nadcházejících měsících.



Významnou součástí vyjednávání bylo rozdělení prostředků z prodeje povolenek. Výsledkem je určitý objem dostupných prostředků, na které bude moci ČR dosáhnout:

- Státy s HDP per capita nižším než 60 % průměru EU (BG, CZ, EE, HR, LT, LV, HU, PL, RO, SK) budou i nadále moci poskytovat energetice až 40% povolenek zdarma ("derogace").
- 2 % povolenek bude umístěno do speciálního fondu, jehož prostředky budou k dispozici státům s HDP per capita nižším než 60 % průměru EU (tj. i ČR) pro zvláště náročné investice v energetickém sektoru (včetně energetických úspor). Jedná se o relativně hodně povolenek pro relativně málo států (pro srovnání, celá ČR má 4,7 % povolenek z celkového objemu EU).
- Bude zřízen tzv. „NER400“ fond (400 milionů povolenek) na podporu inovačních projektů (podpora OZE, CCS a nízkouhlíkové inovace v průmyslu). Finanční prostředky budou moci čerpat projekty ze všech členských zemí.
- 10 % povolenek EU ETS, které mají být vydraženy členskými státy, bude v zájmu solidarity, růstu a propojení sítí rozděleno mezi země, jejichž HDP na hlavu nepřesáhlo 90 % průměru EU (tj. i ČR).

Cíle pro OZE jsou definovány na evropské úrovni. Text obsahuje explicitní vyjádření, že nebudou překlopeny na národní. Volba konkrétních nástrojů pro jejich naplnění je zcela otevřená a toto politické rozhodnutí ji neřeší. O to důležitější bude nastavit evropské nástroje pro dosažení OZE cíle tak, aby zohlednily nejen náklady na vyrobenou MWh, ale i bezpečnost dodávky. Cílem musí být vyloučit situaci, kdy český spotřebitel platí OZE v rámci evropského mechanismu v jiných státech Evropy a navíc ještě další elektrárny v ČR pro zajištění bezpečnosti dodávky.

Cíl pro energetickou účinnost je indikativní, což je někdy chybně interpretováno ve smyslu, že nebude třeba nic dělat. Ve skutečnosti ani současný cíl pro rok 2020 není legislativně závazný. Když však EU zjistila, že se tento cíl pravděpodobně nesplní, vydala Směrnicí o energetické účinnosti (tzv. EED), která už je závazná.

Následovat bude implementace těchto politických cílů do každodenní praxe a života EU, která teprve ukáže, jakými konkrétními nástroji bude chtít EU schválených cílů dosáhnout a jaké konkrétní dopady budou mít na jednotlivé členské státy. Proto bude naprosto nutné věnovat procesu implementace a navazujících úprav evropské legislativy maximální pozornost a aktivně ovlivňovat formulaci dokumentů, nastavování parametrů a závazků pro ČR. Je nezbytně nutné zpracování vlastní představy ČR o praktické implementaci s definicí reálných a ekonomicky oprávněných konkrétních závazků (konkurenceschopnost) s ohledem na ochranu a zlepšování životního prostředí.

Nebyly identifikovány předpisy EU, které by přímo vyžadovaly zavedení konkrétních technických opatření v oblasti SG. ČR splnila požadavek směrnice 2009/72/ES o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a na konci srpna 2012 zaslala Komisi dokument „Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřicích systémů v elektroenergetice ČR“ s negativním výsledkem. Na ČR se tedy povinnost plošného zavedení inteligentních měřicích systémů v současné době nevztahuje.

Z provedených analýz vyplývá, že je nutné dále sledovat vývoj právních úprav navrhovaných EK a věnovat pozornost procesu implementace energetických strategií do legislativy EU.



Dále lze také doporučit sledování implementací již platných předpisů EU (směrnice apod.), které mají nebo mohou mít zásadní dopad na energetický sektor.

Již v průběhu tvorby NAP SG byly zpracovány minimálně věcné záměry některých legislativních úprav, mezi které patří:

- legislativní úpravy související se zjednodušeným připojováním malých zdrojů,
- legislativní úpravy související s provozováním výroby elektřiny pouze pro vlastní spotřebu elektřiny,
- legislativní úpravy definic distribuční soustavy a odběrného místa související s problematikou distribuční soustavy a oddělených samozásobovaných oblastí,
- legislativní úpravy do energetického zákona v souvislosti s přípravou nového tarifního systému,
- legislativní úpravy do energetického zákona v souvislosti s umožněním instalace nadstandardního měřidla na žádost zákazníka.

Při definování možných řešení v rámci Národního akčního plánu pro SG je naprosto nezbytné vždy analyzovat jejich proveditelnost na základě platných pravidel EU pro veřejnou a státní podporu. Budou-li uvedena řešení v souladu s těmito pravidly, je navýsost žádoucí definovat potřebné procesní úkony k administraci těchto řešení, pokud je bude nutné notifikovat v rámci obecných či individuálních výjimek u Evropské komise.

V případě potřebných úprav právních předpisů ČR ve vazbě na koncepci rozvoje inteligentních sítí systémů a prvků v energetice ČR je potřeba respektovat:

- dobu potřebnou na přípravu legislativy (cca 1 - 2 roky),
- časový plán zavádění jednotlivých opatření, vazbu na Státní energetickou koncepci a další související dokumenty.

5.2 Bilance ES ČR a klíčové faktory mající vliv na bilanci

Při zpracování problematiky „Bilance ES ČR a klíčové faktory mající vliv na bilanci“ se vycházelo z dokumentu ASEK verze 2013 (byla rovněž provedena kontrola výsledků s uvážením poslední verze textu ASEK z roku 2014, výsledky NAP SG nejsou touto verzí relevantně ovlivněny).

5.2.1 Oblast spotřeby

Byly zpracovány dva scénáře nízký (S1 a S3) a referenční (S2 a S4). Viz také dokument OTE „Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny – výhled do roku 2040“ z prosince roku 2012 v upřesněné verzi z března 2013 (viz též ASEK 2013)

Vybrané scénáře tuzemské netto spotřeby [GWh]

	2012	2013	2014	2020	2030	2040	2050	2060
Nízký	58 656	58 195	58 282	61 188	64 710	65 985	66 943	67 851
Referenční	58 656	58 429	58 762	63 310	70 156	74 253	77 445	80 192



5.2.2 Oblast výroby

Byly zpracovány dvě verze výrobního mixu odpovídající dokumentu ASEK 2013, které se liší pouze v oblasti jaderné energetiky. Verze S1 a S2 uvažuje v celém období do roku 2040 s provozem dvou JE (modelově náhrada dožití JE Dukovany novou JE Temelín 3, 4). Verze S3 a S4 po dožití a odstavení JE Dukovany (modelově uvažováno v r. 2027) do roku 2040 provoz pouze jedné JE Temelín 1, 2.

V rámci vývoje zdrojové základny OZE byl v rámci projektu NAP SG řešen i rozvoj kogeneračních jednotek (zařízení s obvykle pístovým motorem, která umožňují kombinovanou výrobu elektřiny a tepla). Z hlediska jednotkového výkonu se jedná o zařízení s elektrickým výkonem do 50 kWe (tzv. mikrokogenerace), v rozmezí 50 až 1 000 kWe (malá kogenerace) nebo s výkonem v jednotkách MWe. Obvykle se v případě KGJ jedná o zařízení spalující zemní plyn. Následující tabulka popisuje krajní/mezní scénář rozvoje této skupiny zdrojů. S ohledem na velikost těchto jednotek se předpokládá připojení do napěťové úrovně nn nebo vn.

Předpokládaný vývoj KGJ

Položka	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrický výkon [MW]	4	61	303	455	607	759	910
Výroba elektřiny [GWh]	14	243	1 213	1 820	2 427	3 034	3 640

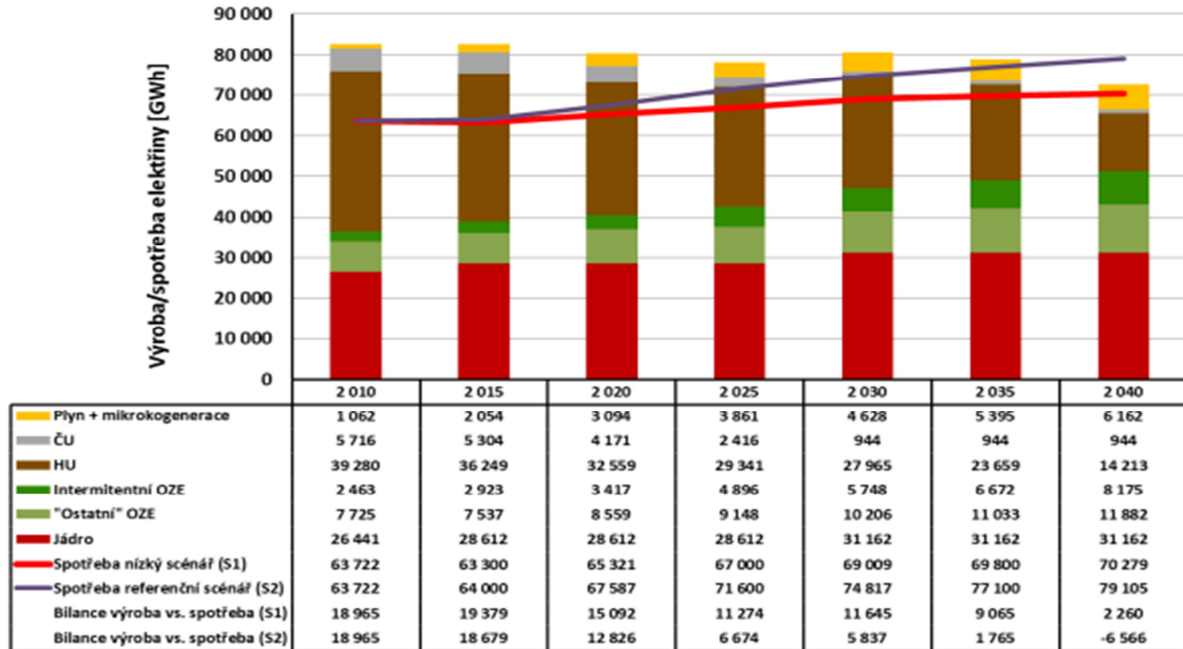
Rozvoj OZE je uvažován ve všech variantách shodně v souladu s ASEK 2013. Útlum a rozvoj uhelných a plynových je pečlivě posuzován z hlediska všech relevantních vlivů (dostupnost paliva, omezování produkce CO₂, ekonomiky provozu atd.).



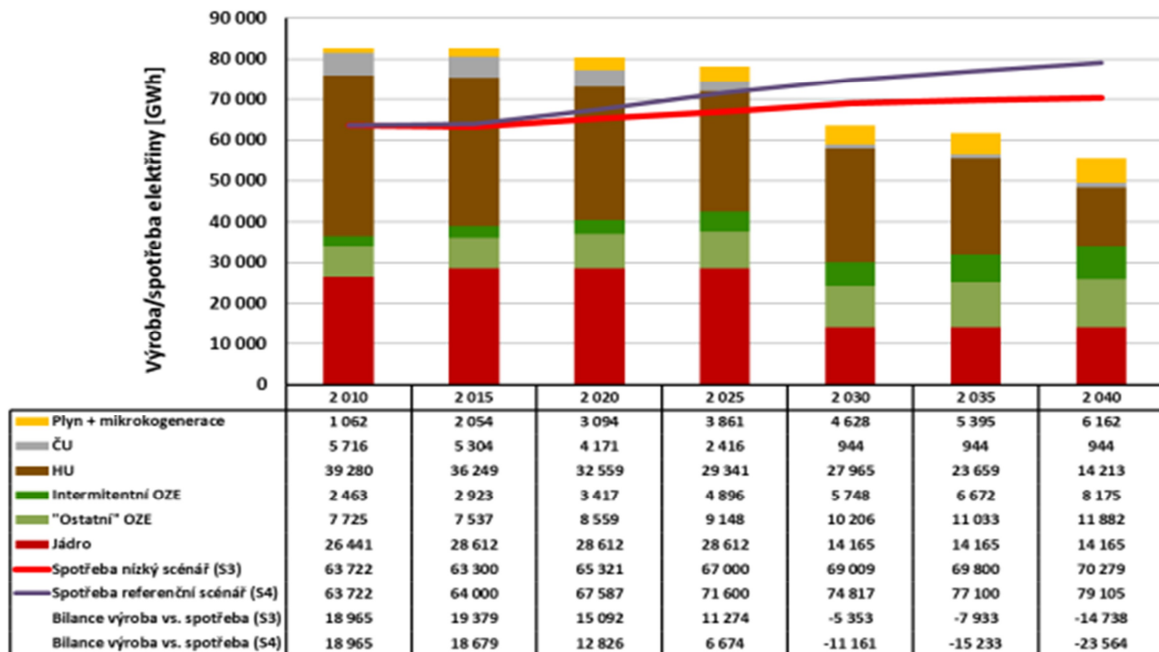


5.2.3 Výsledky

Předpokládaná výroba a spotřeba ve scénářích S1 a S2



Předpokládaná výroba a spotřeba ve scénářích S3 a S4





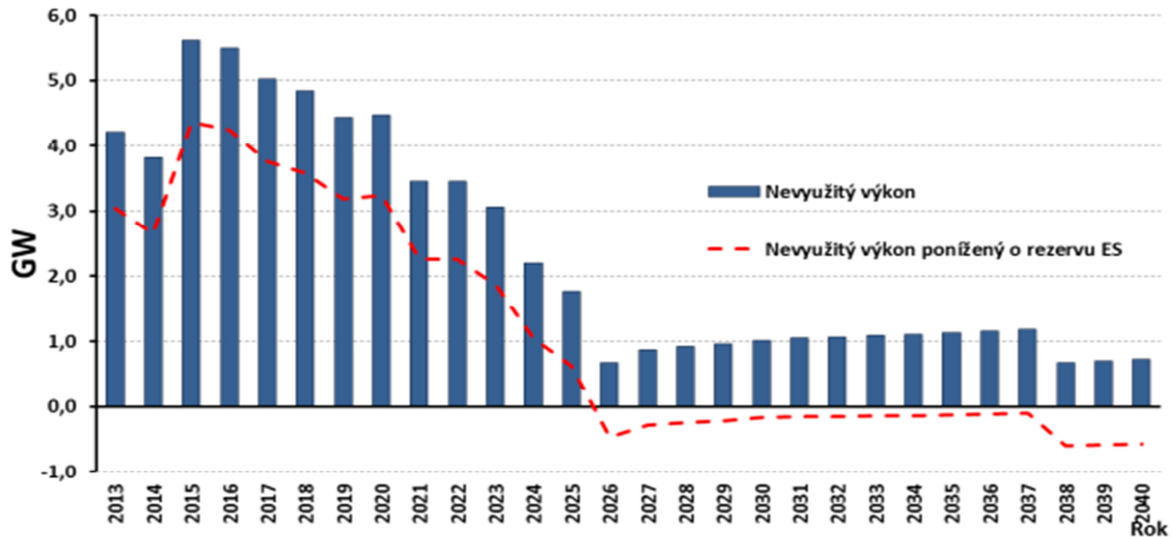
Řezy výkonu ve výhledu let 2020, 2030 a 2040



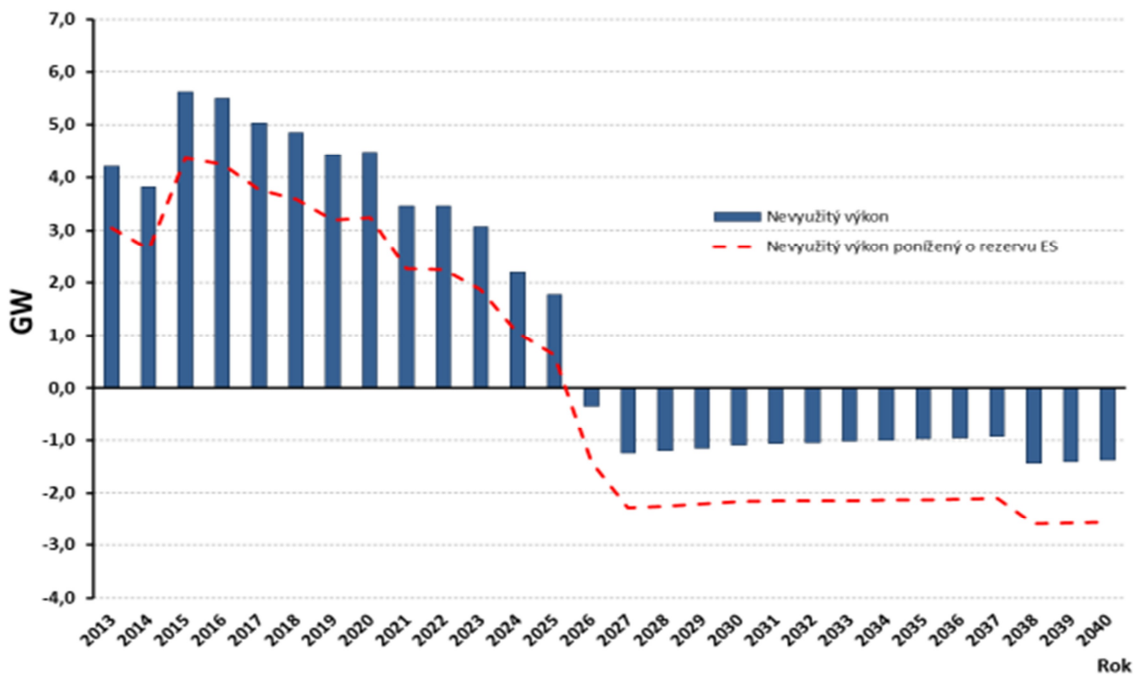


Nevyužitý výkon určený podle metodiky ENTSO-E (popřípadě nevyužitý výkon snížený o povinnou rezervu ES) charakterizuje disponibilní rezervu v soustavě. Záporné hodnoty nevyužitého výkonu sníženého o povinnou rezervu ES znamenají deficit rezerv.

Nevyužitý výkon S1 a S2



Nevyužitý výkon S2 a S3





Závěry ke scénářům S1 a S2

Z hlediska bilance výroby a spotřeby je možné ke scénářům S1 a S2 stanovit několik závěrů:

- Scénáře zabezpečují přibližně vyrovnanou bilanci v celém uvažovaném období. Pro případ referenčního scénáře spotřeby nově plánované konvenční zdroje nenahrazují plně utlumující se kondenzační výrobu z hnědého uhlí.
- Uvažovaná velikost instalovaného výkonu OZE a KGJ je z hlediska bezpečného provozování ES ČR možná jen za předem definovaných podmínek jak v oblasti řízení rovnováhy výkonu a frekvence ES ČR, tak i v oblasti provozování DS při dodržování bezpečnostních a spolehlivostních parametrů. Tyto podmínky je nezbytné prověřit v navazujících analýzách.
- Mění se struktura výrobního mixu jak z hlediska paliva (očekávaný nárůst v oblasti jaderného paliva a zemního plynu), tak i z hlediska charakteristik jednotkového výkonu zdrojů ES ČR, s dopadem na způsob řízení ES ČR jak na úrovni přenosu, tak na úrovni distribuce elektřiny.

Závěry ke scénářům S3 a S4

Z hlediska bilance výroby a spotřeby je možné ke scénářům S3 a S4 stanovit několik závěrů:

- V případě ukončení provozu EDU a v důsledku utlumované výroby z hnědého uhlí existuje riziko, že nebude zajištěna dostatečná výkonová bilance, výkon zdrojů pro poskytování PpS a provozovatelnost ES ČR jako celku. Tuto potenciální situaci je nutné řešit v dostatečném předstihu daném okamžikem odstavení EDU a ve vazbě na dobu přípravy a realizace zvoleného druhu řešení. Možné způsoby řešení přebytku spotřeby jsou:
 - rozhodnutí o výstavbě nových elektráren, které zajistí provozovatelnost ES ČR,
 - částečný dovoz elektřiny ze zahraničí,
 - masivnější výstavba OZE včetně nutných souvisejících investic do ES ČR a rozšíření stávajících kapacit akumulace,
 - zpřístupnění těžby hnědého za stávajícími ÚEL nebo využití uhlí v rezervních lokalitách.
- V případě volby jakéhokoliv výše uvedeného řešení je třeba posuzovat dopady do oblasti energetické bezpečnosti ČR včetně hlediska dovozu primárních zdrojů.
- Naplnění strategie s výstavbou nových elektráren bude nezbytné podpořit řadou opatření – např. zavedení kapacitních plateb, zjednodušování legislativy v oblasti přípravy nových zdrojů.
- V případě volby většího importu elektřiny je nutné zvážit vedle provozovatelnosti ES ČR i dostupnost této elektřiny a dostatečnost přeshraničních přenosových kapacit. V zahraničí tak nemusí být a velmi pravděpodobně z dostupných informací nebudou dostupné dostatečné výrobní kapacity pro krytí salda ČR (např. ve studii integrace OZE do ES Německa se rovněž uvažuje s nutností importu elektřiny do SRN).
- Uvažovaná velikost instalovaného výkonu OZE a KGJ z hlediska bezpečného provozování ES ČR bude možná pouze za předem definovaných podmínek jejich integrace do ES ČR jak v oblasti řízení rovnováhy, tak v oblasti provozování DS. Přijetí



tohoto řešení vzhledem ke strukturálním změnám v soustavě je nezbytné prověřit v navazujících analýzách.

V případě volby pokračování těžby hnědého uhlí je třeba urychleně zajistit opatření zejména ke kontinuálnímu pokračování těžby na lomu ČSA a nastavit opatření pro efektivní využití tohoto paliva pro potřeby ES ČR a teplárenství.

5.2.4 Shrnutí

Pro účely projektu NAP SG je elektřina uvažována jako komodita pro zajištění potřeb obyvatelstva a průmyslu a také jako zboží, které přispívá k zaměstnanosti a příspěvku k zajištění zahraniční obchodní bilance ČR a celkovému růstu HDP v ČR. Proto jsou závěry a doporučení směřovány k udržení konkurenceschopnosti energetiky a průmyslu. V rámci studie se předpokládá, že není zaveden kapacitní trh na výkon a dále, že bude kam vyvážen/dovážen energii přes stávající úroveň dostupných přeshraničních přenosových kapacit.

Modelované scénáře spotřeby a jejího pokrytí jsou řešeny pouze z hlediska bilance výkonů a energií a nejsou řešeny z hlediska dopadů do nákladů provozu ES ČR a dopadů na konečnou cenu elektřiny.

Růst spotřeby elektřiny je závislý především na ekonomickém růstu ČR, energetické náročnosti obyvatelstva a realizace úsporných opatření (implementace evropské směrnice o energetické účinnosti). Z provedených analýz vyplývá, že v posuzovaném období do roku 2040 lze očekávat pouze mírný růst spotřeby elektřiny.

Na straně výroby elektřiny se jako problematický jeví potenciální souběh útlumu provozu na dvou nejvýznamnějších druzích výroben – tj. na hnědouhelných a jaderných zdrojích. V případě uhelných zdrojů je očekáván útlum zejména v důsledku dožívání zdrojů, snižování těžby uhlí kvůli úbytku těžitelných zásob a ÚEL a v důsledku environmentální regulace EU.

V případě náhrady odstavovaných výkonů podle scénářů S1 a S2 (které vycházejí z referenčního scénáře udržení provozu stávajících klíčových zdrojů a realizace připravovaných záměrů) se bilance výroby a spotřeby elektřiny jeví jako vyrovnaná, resp. v pozdějším období se prokazuje mírně importní situace ES ČR.

Pokud nebude útlum konvenčních zdrojů nahrazen novými zdroji s obdobnými provozními charakteristikami z pohledu zajištění bezpečného a spolehlivého provozu ES ČR, dojde k zásadní strukturální změně výrobního mixu jak z hlediska paliva, tak i z hlediska charakteristik a velikosti jednotkových výkonů zdrojů ES ČR, se zásadním dopadem na způsob řízení ES ČR jak na úrovni přenosu, tak na úrovni distribuce elektřiny.

Scénáře S3 a S4 (vycházejí z krajního scénáře) byly modelovány pro případ, kdy očekávaný útlum na konvenčních zdrojích nebude plně nahrazen novými zdroji a navíc bude tato situace doprovázena i snížením výroby jaderných zdrojů. V tomto případě by bylo nezbytné (v důsledku deficitní energetické bilance ES ČR) neprodleně přistoupit k přípravě a realizaci opatření vedoucích k náhradě odstavených výrobních kapacit (nové systémové zdroje, import, více OZE a akumulace nebo změna v přístupu ve využití tuzemského hnědého uhlí).

U obou scénářů lze doporučit sledování výkonové přiměřenosti, a to rovněž i v celoevropském měřítku.

V souvislosti s návrhem opatření je třeba respektovat obvyklé termíny přípravy a realizace na straně zdrojů a liniových staveb. Příprava a realizace nových zdrojů OZE velikosti jednotek



MWe je obvykle proveditelná v řádu 1 až 4 let. Naopak příprava a realizace velkých zdrojů (stovky MWe) je časově mnohem náročnější (PPC 5-7 let, uhelný zdroj 7-9 let, jaderná elektrárna 12-14 let). Obdobně příprava a realizace významných liniových staveb obvykle přesahuje období 10 let.

Schopnost ES ČR integrovat distribuovanou výrobu zejména intermitentní zdroje (FVE, VTE) je omezená.

Pro dosažení cílů stanovených ASEK bude nutné provést mimořádná opatření prioritně v oblasti dispečerského řízení a regulace distribuované výroby, akumulace a jako podpůrná opatření v oblasti DSR.

5.3 Vývoj dalších oblastí energetiky ČR

SZTEZ provedených analýz vyplývá, že při výrobě tepla v soustavách zásobování teplem lze předpokládat částečnou náhradu v současnosti využívaného hnědého uhlí za alternativní paliva. Tuto náhradu pravděpodobně nebude možné realizovat prostou záměnou paliva na teplárnách. Spíše se bude jednat o změnu technologie samotných zdrojů, které může být doprovázena i částečnou decentralizací některých soustav a související změnou zdrojové základny, a to i na úrovni jednotkových výkonů (nárůst počtu menších zdrojů).

Budoucí význam teplárenských zdrojů je možné očekávat i ve větším zapojení do poskytování služeb na úrovni přenosové soustavy a nově i na úrovni distribučních soustav. Regulační schopnosti zdrojů s KVET mohou být rozšiřovány na základě instalace zařízení pro spotřebu elektřiny (elektrokotle) a akumulaci tepla.

Primární úlohou tepláren zůstane i v budoucnu dodávka tepla, jejich role by měla v budoucím období spočívat rovněž v rozšíření poskytovaných podpůrných služeb a zajištění dodávky elektřiny v případě nouzového stavu v ES a rozpadu do ostrovních provozů.

5.4 Budoucí stav ES ČR a její flexibilita s novými technologiemi

V této části projektu je analyzován a vyhodnocen současný stav ES ČR a navrženy závěry a opatření k přechodu na SG řešení a to v oblastech provozu, výroby, spotřeby, akumulace elektřiny, silových zařízení, řídicí, měřicí a dispečerské techniky pro přenos a distribuci a kybernetické ochrany.

Práce byly prováděny s ohledem na zajištění energetické bezpečnosti a říditelnosti chodu ES, včetně zachování základních funkcí ES při provozu v mimořádných stavech. Navržené závěry a opatření splňují podmínky zajištění odpovídající kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny, včetně uvažování jejich realizovatelnosti a ekonomické oprávněnosti tak, aby byly ve prospěch všech účastníků trhu s elektřinou v České republice.

5.4.1 Provoz ES ČR:

Předpokládaný nárůst distribuované výroby včetně intermitentních zdrojů bude vyžadovat řadu opatření k zajištění bezpečného a spolehlivého provozu energetického systému. Pro zvládnutí tohoto úkolu bude nutné provést revizi současného způsobu provozování ES ČR a navrhnout nezbytné změny s cílem zabezpečit:

Na straně výroby včetně akumulace (pro zdroje připojené k ES ČR):



- bezpečnost provozu zdroje nebo akumulace v celém pracovním rozsahu napětí a frekvence stanovených pravidly provozování;
- trvalou a správnou funkčnost zařízení podílejících se na přenosu informací, dálkových povelů, regulace a technických opatření pro zajištění automatického vypnutí zdroje z paralelního provozu s DS, při uvolňování zařízení DS pro pracovní činnost a pro ochranu proti zpětnému nežádoucímu připojení k DS, včetně povinnosti odstranění poruchy funkčnosti těchto zařízení ve stanoveném čase pod sankcí;
- možnost dálkové regulace činného výkonu např. při překročení povolených parametrů ES (přetížení zařízení ES, nedodržení kvality napětí v ES), schopnost zdroje snižovat /zvýšovat/ dodávaný činný výkon v závislosti na odchylce frekvence od jmenovité hodnoty při nadfrekvenci /podfrekvenci/ a za zajištění říditelnosti vybraných zdrojů a akumulace v reálném čase na všech napěťových úrovních podle pravidel stanovených provozovateli soustav;
- zajištění regulace činného a jalového výkonu pro zajištění kvality napětí v místě připojení jako součásti povinností související s umožněním připojení k ES;
- schopnost zdroje zůstat připojen při definovaném průběhu zkratu s kontrolou synchronismu, schopnost zůstat v síti po opětné zapínání;
- zajištění změn parametrizace ochrany a automatik podle pokynů provozovatele části ES, ke které je zařízení připojeno;
- poskytnutí informací v reálném čase podle pokynů provozovatele části ES, ke které je zařízení připojeno;
- zajištění odborné obsluhy zdroje nebo akumulárního zařízení na požadavek provozovatele části ES, ke které je zařízení připojeno;
- zajištění spolupráce při testování funkčnosti dálkového ovládní uvedených regulačních prostředků zdrojů a akumulace z DŘS, včetně testování regulace činného výkonu.

Na straně provozovatelů přenosové a distribučních soustav:

- dostatek říditelného regulačního výkonu pro zajištění kvality dodávky (rozsahy říditelného jalového i činného výkonu) a vyrovnanou bilanci;
- nasazení a využití technických prostředků k ovlivňování (řízení) přetoků elektrické energie přes PS ČR (transformátory s příčnou regulací fáze apod.);
- vybavení DŘS potřebnými rozhraními a speciálními SW pro automatické řízení procesu regulace P, Q, U zdrojů, akumulárních zařízení a vybraných odběratelů s účastí dispečera při řešení nestandardních provozních stavů a zajištění přenosu a zpracování potřebného množství informací v reálném čase z dostatečného množství zdrojů i akumulárních systémů do DŘS na všech napěťových úrovních, včetně budoucího zajištění vývoje a nasazení robustních podpůrných SW aplikací v DŘS;
- vybavenost autonomními funkcemi předepsanými v pravidlech provozování, zajišťujícími předepsanou odezvu na změny frekvence a napětí, včetně zachování provozu při jejich krátkodobých odchylkách od pracovního rozsahu a přechodu do ostrovního provozu či na vlastní spotřebu;



- provozuschopnost komunikačních tras pro dálkové přenosy do DŘS a zabezpečení funkčnosti zařízení provozovatelů zdrojů a akumulace (přenosy, regulace v majetku DŘS) v běžných i v mimořádných provozních stavech a při ztrátách napětí z ES včetně dostupnosti nepřetržité servisní podpory;
- realizaci dálkové stupňové / plynulé regulace P a Q prostřednictvím DŘS;
- možnost řízení parametrizace (hromadného povelování) nebo přímého povelování ostatních podpůrných systémů pro řízení zapojení a bilancí v DS v reálném čase prostřednictvím DŘS;
- možnosti testování funkčnosti dálkového ovládání uvedených regulačních prostředků z DŘS, včetně testování regulace činného výkonu zdrojů;
- provozuschopnost soustavy, dodržování kvalitativních bezpečnostních a spolehlivostních kritérií provozu (např. kritérium N-1).

5.4.2 Bilancování elektrizační soustavy v uzlových oblastech

Saldo ES ČR se v současné době regulačně udržuje převážně na úrovni přenosové soustavy. V normálním provozu je bilance regulována ve třech úrovních podpůrných služeb:

- Primární regulace (PR) – umístěna na blocích jako součást regulátoru turbíny; brzdí změny frekvence a snižuje její odchylku; aktivace v řádu desítek sekund.
- Sekundární regulace (SR) – umístěna na blocích, aktivována z regulátoru ČEPS (LFC); aktivace v řádu jednotek až desítek minut.
- Minutová záloha (MZ_i) – aktivována manuálně dispečerem ČEPS; slouží k obnově regulačního rozsahu SR; aktivace v řádech desítek minut (parametr t).

Stávající systém udržování bilance v ES může být doplněn dalším spolupracujícím prvkem – **bilancí uzlové oblasti 110 kV (UO)** s využitím regulace toku v předacím místě mezi PS a DS ES ČR.

Motivace pro zavedení bilance uzlové oblasti 110 kV:

- Zpřesnění informací o rozložení zdrojů a spotřeby po jednotlivých UO s možností poskytnutí konkrétnějších informací pro všechny zainteresované subjekty.
- Pro PDS možnost na základě řízení spotřeby a výroby UO vytvářet a zveřejňovat signály potenciálním investorům do zdrojů (obsazenost v UO, předpoklad uplatitelnosti dodávek, popis UO).
- Pro PDS možnost více ovlivňovat aktuální (provozní) bilanci v UO dle provozních potřeb.
- Pro PDS možnost větší optimalizace provozu sítí v UO (snížení ztrát v ES).
- Pro PPS možnost více předvídat chování UO DS a na základě tohoto zpřesnit potřebu bilancování v PS.
- Očekávaný pozitivní vliv na dlouhodobý vývoj potřeby podpůrných služeb.



5.4.3 Koncept „smart grid“ v distribuční soustavě ČR

Tento koncept je zaměřen na efektivní využití inteligentních prvků pro řízení jednotlivých technologických zařízení distribuční soustavy. Dostatečná robustnost energetických sítí je nezbytným základem jejich spolehlivosti a schopnosti zvládnutí rychlých změn na straně výroby nebo spotřeby. Na základě analýzy stávajících sítí vvn, vn a nn lze specifikovat obecně platné budoucí požadavky na tyto typy sítí v definovaných typech regionů.

5.4.3.1 Sítě vvn

Rozšíření paralelního provozu ÚO PS/vvn a paralelního provozu dvou a více transformátorů v jednotlivých ÚO (můstkový provoz) vyžaduje tyto podmínky:

- dostatečná přenosová schopnost vedení 110 kV,
- dostatečná zkratová odolnost min. 5000 MVA,
- odpovídající systém chránění,
- splnění bezpečnostního kritéria N-1.

Sídelní útvary s více než 50 000 obyvatel

- přechod z venkovních ke kabelovým okružním vedením s vlastní kabelovou optickou sítí,
- smyčkové zapojení rozvoden do DS,
- využívání zapouzdřených a modulárních rozvoden 110 kV (větší podíl dvousystémových rozvoden),
- standardní využívání zapouzdřených dvou systémových rozvoden vn,
- bezobslužné rozvodny s plnou možností dálkového ovládání všech spínacích prvků, přenosy měření a stavové signalizace.

Ostatní aglomerace a regiony

- venkovní okružní vedení s využitím kombinovaných zemních lan,
- klasické venkovní nebo modulární rozvodny 110 kV,
- standardní využívání zapouzdřených rozvoden vn,
- bezobslužné rozvodny s plnou možností dálkového ovládání všech spínacích prvků, přenosy měření a stavové signalizace na centrální dispečinky.

Nutné změny DS umožňující implementaci referenčního scénáře do r. 2040

- Výstavba nových jednoduchých modulárních rozvoden 110/vn v počtu cca 20 ks.
- Výstavba cca 200 - 300 km převážně dvojnásobných venkovních vedení 110 kV.

5.4.3.2 SÍTĚ vn

Region s hustým osídlením (více než 150 obyvatel na km²)



- smyčková síť (více napáječů) tvořena několika napájecími vedeními (většinou 2 - 4) vzájemně propojenými příčnými spojkami, zaústěnými do jedné nebo více rozvodů vvn/vn, popřípadě do spínacích stanic /rozpadových bodů;
- rozpadové body – v rámci sítě ve vhodných lokalitách umístěny rozpadové body vybavené dálkově ovládanými spínacími prvky, ochranami a dálkovými přenosy měřených veličin a stavovou signalizací na centrální dispečinky;
- dálkově ovládané distribuční trafostanice – dálkové ovládání spínacích prvků ve vstupních polích vn částí distribučních stanic, signalizace průchodu zkratového proudu, dálkový přenos stavové signalizace;
- klasické distribuční trafostanice – bez dálkového ovládání a možnosti přenosů;
- po r. 2030 postupné zavádění systémů IEDs (intelligent electronic devices) – systémů umožňujících realizovat tzv. pokročilou automatizaci vn sítí.

Region s rozptýleným osídlením

- smyčková (okružní) síť - jeden napáječ, vycházející z jedné rozvodny 110/vn a je zaústěn do jedné nebo dvou spínacích stanic nebo do výchozí či druhé rozvodny vn. Provozuje se obvykle jako rozepnutá;
- klasické distribuční trafostanice – převážně bez dálkového ovládání a možnosti přenosů;
- dálkově ovládané úsečnickové odpojovače.

Předpokládaný vývoj

- paralelní provoz dvou napáječů – využití recloserů (2-3) výrazný potenciál pro zvýšení spolehlivosti,
- nasazení indikátorů průchodu zkratových proudů,
- vybavení DOÚ měření U, I,
- vysoký potenciál pro další automatizaci provozu DS.

Region s řídkým stálým osídlením (méně než 70 obyvatel na km²)

- paprsková síť vedení (paprsek) vychází z rozvodny 110/ vn zásobuje jednotlivé DTS nelze jej vzájemně spojit s jiným vedením (paprskem),
- klasické distribuční trafostanice – bez dálkového ovládání a možnosti přenosů,
- nasazení DOÚ, malý potenciál pro další automatizaci DS.

5.4.3.3 Sítě nn

Sídelní útvary s vysokou hustotou osídlení (s počtem obyvatel nad 50 000)

- autonomní oblasti nn s možností vzájemného zálohování DTS,
- DTS napájené z vícenapáječové sítě vn (dva a více napáječů),



- v lokalitách s velkým měrným zatížením a km² a velkými požadavky na zabezpečení dodávky elektřiny – mřížová síť,
- standardně kabelové sítě,
- zajištění spolehlivostního kritéria N-1 (porucha v kabelové síti nn).

Sídelní útvary s hustotou osídlení (počet obyvatel od 5 000 do 50 000 obyvatel)

- autonomní oblasti nn s možností vzájemného zálohování DTS,
- DTS napájené z jednonapáječové sítě vn,
- standardně kabelové sítě,
- standardně se nevyžaduje uplatnění kritéria N-1.

Sídelní útvary s hustotou osídlení od 500 do 5 000 obyvatel

- základní topologie sítě – okružní vedení (smyčkové),
- standardně kabelové sítě.

Sídelní útvary s hustotou osídlení do 500 obyvatel

- základní topologie sítě – paprskové vedení,
- smíšené sítě (kabel/venkovní).

Základní výhledové charakteristiky venkovních sítí

- při výstavbě nových sítí a rekonstrukcí – dosažení vztažné impedance umožňující aplikaci podmínek zjednodušeného připojení,
- zvýšení podílu kabelových vedení v DS nn na předpokládanou úroveň 70-80 %,
- topologii nových DS připravit na absorpci a využití nový automatizačních prvků u sítí v sídelních útvarech od 5000 obyvatel.

5.4.4 Distribuovaná výroba (nové technologie)

Rozvoj a využívání distribuovaných zdrojů povede k celkové změně koncepce energetiky v ČR, tj. přechodu od velkých centrálních zdrojů využívající fosilní paliva k distribuované výrobě.

5.4.4.1.1 Budoucí opatření vyvolaná rozvojem distribuované výroby

- Provozovatelé soustav (PS, DS, LDS) musí zajistit trvalé sledování vývoje zdrojů připojovaných k ES, vyhodnocování dopadu tohoto vývoje na chod ES a zajišťovat trvalý vývoj pravidel provozování ES a jejich jednotlivých soustav z hlediska:
 - narůstajícího poměru obtížně predikovatelných zdrojů a jeho dopadu na říditelnost soustavy při maximálním možném bezpečném využití energie z OZE,
 - narůstajícího poměru „statických“ zdrojů (se střídači) oproti zdrojům „točivým“ (zdrojům zkratového výkonu - v závislosti na rozvoji nových technologií může být v referenčním scénáři připojeno v DS až 70% P_{inst} „statických“ zdrojů) z hlediska zajištění správné funkce chránění v ES a kvality dodávané elektrické energie koncovému spotřebiteli.



- Analýzy a definice pravidel chránění v případech ostrovního provozu napájeného zdroji připojenými pomocí střídačů, které nemají dostatečný, případně minimální zkratový výkon, a to pro provozní stavy, kdy mohou být tyto ostrovy připojovány k ES (přechod částí sítě z a do ostrovního provozu).
- Sledování, měření a vyhodnocování:
 - zpětné vlivy zdrojů, které jsou připojeny pomocí střídačů, především s ohledem na obsah harmonických kmitočtů, tvar „sinusovky“ atd.,
 - předpokládané „odsávání jalového výkonu“ s ohledem na řízené spínání prostřednictvím měničů a v případě potřeby stanovit pravidla pro kompenzaci sítě a případné nasazení zdrojů poskytujících potřebný jalový výkon.

5.4.5 Scénáře rozvoje distribuované výroby (nové technologie)

Byly navrženy dva scénáře rozvoje distribuované výroby „nízký“ a „referenční“. Referenční scénář byl použit také v části projektu Bilance Bilance. V obou navržených scénářích je předpokládaný hlavní rozvoj distribuovaných zdrojů na hladině nn, kde nejvyšší nárůst instalovaného výkonu představují FVE a mikrokogenerace. Na hladině vn se jedná hlavně o rozvoj VTE. U ostatních typů OZE se vzhledem k jejich charakteru a primárnímu zdroji energie očekává pozvolný nárůst instalovaného výkonu a nepředpokládá se výrazné ovlivňování DS.





Tabulka 3 Souhrnné údaje za nízký a referenční scénář rozvoje zdrojů – instalovaný výkon (MW)

Skupina zdrojů	2013	2015	2020	2030	2040
Biomasa celkem	331 MW	376 MW	433 MW	545 MW	657 MW
- z toho vn, nn	64 MW	76 MW	88 MW	112 MW	136 MW
Bioplyn a skládkový plyn celkem	392 MW	434 MW	464 MW	474 MW	484 MW
- z toho vn, nn	359 MW	401 MW	429 MW	438 MW	447 MW
BRKO celkem	30 MW	31 MW	56 MW	200 MW	200 MW
- z toho vn, nn	16 MW	16 MW	25 MW	50 MW	50 MW
FVE celkem	2 132 MW	2 276 MW	2 302 MW	2 403 MW	2 505 MW
- z toho vn, nn	1 866 MW	2 010 MW	2 036 MW	2 137 MW	2 239 MW
VTE celkem	270 MW	324 MW	488 MW	618 MW	748 MW
- z toho vn, nn	192 MW	235 MW	275 MW	355 MW	445 MW
Mikrokogenerace celkem	4 MW	61 MW	121 MW	243 MW	364 MW
- z toho vn, nn	4 MW	61 MW	121 MW	243 MW	364 MW
VE celkem (bez PVE)	1 083 MW	1 089 MW	1 097 MW	1 098 MW	1 100 MW
- z toho MVE do vn, nn	356 MW	361 MW	369 MW	370 MW	372 MW
Geotermální celkem	0 MW	0 MW	4 MW	8 MW	16 MW
- z toho vn, nn	0 MW	0 MW	4 MW	8 MW	16 MW
Nízký scénář - Celkem (bez biomasy a BRKO)	3 881 MW	4 184 MW	4 476 MW	4 844 MW	5 217 MW
Nízký scénář - vn, nn (bez biomasy a BRKO)	2 777 MW	3 068 MW	3 234 MW	3 551 MW	3 883 MW
Biomasa celkem	331 MW	376 MW	466 MW	649 MW	930 MW
- z toho vn, nn	64 MW	76 MW	112 MW	172 MW	232 MW
Bioplyn a skládkový plyn celkem	392 MW	464 MW	534 MW	574 MW	604 MW
- z toho vn, nn	359 MW	430 MW	499 MW	538 MW	567 MW
BRKO celkem	30 MW	31 MW	56 MW	200 MW	200 MW
- z toho vn, nn	16 MW	16 MW	25 MW	50 MW	50 MW
FVE celkem	2 132 MW	2 276 MW	2 404 MW	3 567 MW	5 884 MW
- z toho vn, nn	1 866 MW	2 010 MW	2 138 MW	3 301 MW	5 618 MW
VTE celkem	270 MW	324 MW	507 MW	799 MW	1 146 MW
- z toho vn, nn	192 MW	235 MW	305 MW	449 MW	639 MW
Mikrokogenerace celkem	4 MW	61 MW	303 MW	607 MW	910 MW
- z toho vn, nn	4 MW	61 MW	303 MW	607 MW	910 MW
VE celkem (bez PVE)	1 083 MW	1 089 MW	1 097 MW	1 098 MW	1 100 MW
- z toho MVE do vn, nn	356 MW	361 MW	369 MW	370 MW	372 MW
Geotermální celkem	0 MW	0 MW	4 MW	12 MW	23 MW
- z toho vn, nn	0 MW	0 MW	4 MW	12 MW	23 MW
Referenční scénář - Celkem (bez biomasy a BRKO)	3 881 MW	4 214 MW	4 849 MW	6 656 MW	9 667 MW
Referenční scénář - vn, nn (bez biomasy a BRKO)	2 777 MW	3 097 MW	3 618 MW	5 276 MW	8 129 MW

Pozn.: Stav 2013-celkem odpovídá pro VTE a FVE údajům k 31. 12. 2013 dle měsíční zprávy ERÚ; pro bioplyn a skládkový plyn odpovídá údajům o licencích dle ERÚ k 1. 1. 2014
Řádky CELKEM vyjadřují všechny zdroje daného typu připojené do ES ČR, tj. do hladin PS, 110 kV, vn, nn
Řádky Z TOHO VN, NN obsahují pouze zdroje připojené do nn, vn

Kromě těchto vybraných skupin zdrojů jsou v ES i další typy zdrojů: parní, jaderné, PVE, PPC,...

Tabulka 4 Souhrnné údaje za nízký a referenční scénář rozvoje zdrojů – výroba elektřiny (GWh)

Skupina zdrojů	2013	2015	2020	2030	2040
Biomasa celkem	1 655 GWh	1 880 GWh	2 165 GWh	2 725 GWh	3 285 GWh
- z toho vn, nn	320 GWh	380 GWh	440 GWh	560 GWh	680 GWh
Bioplyn a skládkový plyn celkem	2 228 GWh	2 864 GWh	3 062 GWh	3 128 GWh	3 194 GWh
- z toho vn, nn	2 228 GWh	2 647 GWh	2 831 GWh	2 891 GWh	2 950 GWh
BRKO celkem	87 GWh	90 GWh	162 GWh	580 GWh	580 GWh
- z toho vn, nn	46 GWh	46 GWh	73 GWh	145 GWh	145 GWh
FVE celkem	1 985 GWh	2 276 GWh	2 302 GWh	2 403 GWh	2 505 GWh
- z toho vn, nn	1 866 GWh	2 010 GWh	2 036 GWh	2 137 GWh	2 239 GWh
VTE celkem	478 GWh	648 GWh	976 GWh	1 236 GWh	1 496 GWh
- z toho vn, nn	384 GWh	470 GWh	550 GWh	710 GWh	890 GWh
Mikrokogenerace celkem	14 GWh	243 GWh	484 GWh	971 GWh	1 456 GWh
- z toho vn, nn	14 GWh	243 GWh	484 GWh	971 GWh	1 456 GWh
VE celkem	3 755 GWh	2 505 GWh	2 523 GWh	2 525 GWh	2 530 GWh
- z toho MVE do vn, nn	1 026 GWh	1 083 GWh	1 107 GWh	1 110 GWh	1 116 GWh
Geotermální celkem	0 GWh	0 GWh	24 GWh	48 GWh	96 GWh
- z toho vn, nn	0 GWh	0 GWh	24 GWh	48 GWh	96 GWh
Nízký scénář - Celkem (bez biomasy a BRKO)	10 202 GWh	10 506 GWh	11 699 GWh	13 617 GWh	15 142 GWh
Nízký scénář - vn, nn (bez biomasy a BRKO)	5 884 GWh	6 879 GWh	7 545 GWh	8 572 GWh	9 572 GWh
Biomasa celkem	1 655 GWh	1 879 GWh	2 331 GWh	3 243 GWh	4 649 GWh
- z toho vn, nn	320 GWh	380 GWh	560 GWh	860 GWh	1 160 GWh
Bioplyn a skládkový plyn celkem	2 228 GWh	3 062 GWh	3 524 GWh	3 788 GWh	3 986 GWh
- z toho vn, nn	2 228 GWh	2 838 GWh	3 293 GWh	3 551 GWh	3 742 GWh
BRKO celkem	87 GWh	90 GWh	162 GWh	580 GWh	580 GWh
- z toho vn, nn	46 GWh	46 GWh	73 GWh	145 GWh	145 GWh
FVE celkem	1 985 GWh	2 276 GWh	2 404 GWh	3 567 GWh	5 884 GWh
- z toho vn, nn	1 866 GWh	2 010 GWh	2 138 GWh	3 301 GWh	5 618 GWh
VTE celkem	478 GWh	648 GWh	1 014 GWh	1 598 GWh	2 292 GWh
- z toho vn, nn	384 GWh	470 GWh	610 GWh	898 GWh	1 278 GWh
Mikrokogenerace celkem	14 GWh	243 GWh	1 213 GWh	2 427 GWh	3 640 GWh
- z toho vn, nn	14 GWh	243 GWh	1 213 GWh	2 427 GWh	3 640 GWh
VE celkem	3 755 GWh	2 505 GWh	2 523 GWh	2 525 GWh	2 530 GWh
- z toho MVE do vn, nn	1 026 GWh	1 083 GWh	1 107 GWh	1 110 GWh	1 116 GWh
Geotermální celkem	0 GWh	0 GWh	24 GWh	69 GWh	138 GWh
- z toho vn, nn	0 GWh	0 GWh	24 GWh	69 GWh	138 GWh
Referenční scénář - Celkem (bez biomasy a BRKO)	10 202 GWh	10 703 GWh	13 196 GWh	17 798 GWh	23 700 GWh
Referenční scénář - vn, nn (bez biomasy a BRKO)	5 884 GWh	7 070 GWh	9 018 GWh	12 361 GWh	16 837 GWh



Pro oba scénáře byl proveden výpočet investiční náročnosti integrace těchto zdrojů do ES ČR s následujícími závěry:

5.4.6 Investiční náročnost integrace decentralizované výroby

Výchozími podklady pro stanovení investičních dopadů decentralizované výroby (DECE) do DS byly hodnoty stanovené dle ASEK (září 2013) a PDS v NAP SG.

Rozdělení výkonu decentralizované výroby na jednotlivé napěťové hladiny a daný okres ČR respektovalo pro hladinu nn stanovená kritéria rozpočtu, jako je např. počet rodinných a bytových domů, plynofikace, kupní síla obyvatelstva, osvit, nebo stávající rozložení MVE. Rozdělení DECE na vn a vvn respektovalo i možnosti zatěžování vývodů vn a transformoven 110 kV/vn.

5.4.6.1 Schopnost vyvedení požadovaného výkonu

Na základě očekávaných instalovaných výkonů stanovených ASEK (září 2013) a NAP SG, pro nízký a referenční scénář, kritérií rozpočtu soudobostí a algoritmu výpočtu je pro jednotlivé okresy (nn) či vývody vn, a rozvodny 110 kV/vn stanovena diference mezi požadovaným výkonem v DECE a reálně připojitelným výkonem DECE, která odpovídá současným připojovacím podmínkám.

Tabulka 5 Zdroje v hladině nn a jejich vliv na síť nn

Výkony z hlediska rozvoje decentrální výroby	Nízký scénář				Referenční scénář			
	2020	2025	2030	2040	2020	2025	2030	2040
Požadovaný $\Sigma P_{\text{pož}}$ [MW]	640	740	837	1 034	904	1 611	2 316	4 883
Připojitelný $\Sigma P_{\text{přip}}$ [MW]	640	740	835	1 017	899	1 457	1 767	2 564
Nepřipojitelný $\Sigma P_{\text{nepř}}$ [MW]			2	17	5	154	549	2 319
Počet nevyhovujících okresů	-	-	2	5	2	33	54	70

Tabulka 6 Zdroje v hladině nn i vn a jejich vliv na hladinu vn

Výkony z hlediska rozvoje decentrální výroby	Nízký scénář				Referenční scénář			
	2020	2025	2030	2040	2020	2025	2030	2040
Požadovaný $\Sigma P_{\text{pož}}$ [MW]	2 736	2 858	2 978	3 229	3 015	3 696	4 375	6 769
Připojitelný $\Sigma P_{\text{přip}}$ [MW]	2 735	2 856	2 973	3 216	3 008	3 625	4 219	6 274
Nepřipojitelný $\Sigma P_{\text{nepř}}$ [MW]	1	2	5	13	7	71	156	495
Počet nevyhovujících vývodů vn	2	4	8	19	11	106	192	344



Z výpočtů vyplynulo, že v letním období dochází k odlehčování sítí 110 kV vlivem výroby DECE, v zimním období se odlehčování tak výrazně neprojevuje. Výstavba nových stanic 110 kV/vn a s tím spojených zaústovacích vedení 110 kV je vyvolána potřebou zahuštění systému vn transformačními stanicemi 110 kV/vn, nikoli nedostatečností systému 110 kV. Problematické jsou pouze některé oblasti z hlediska kolísání napětí. Toto by však mělo být řešitelné vhodnými změnami zapojení sítí 110 kV. Na zatěžování sítí 110 kV se výroba DECE promítne většinou pozitivně, protože dochází k jejich odlehčování.

Stanovení dopadu distribuované výroby na DS

Při stanovování nutných investic byly uvažovány alternativy:

- Dosud používaná metoda rozvoje distribučních sítí nn, vn a vvn, tj. posilování sítí DS zvýšením průřezu stávajících vývodů, doplňováním vývodů, DTS a TR 110 kV/vn.

Další alternativy, které přicházejí v úvahu:

- akumulace v daném okamžiku nepřipojitelného výkonu distribuované výroby (celková výroba z OZE převyšuje poptávku),
- řízení napětí v DS,
- Demand Side Management,
- větší řízení (omezování) zdrojů DECE v extrémních provozních stavech.

Uplatnitelnost i ekonomická náročnost těchto dalších alternativ bude níže porovnávána s dosud používanou metodou (klasickou) rozvoje DS.

5.4.6.2 Investiční náročnost úpravou DS

Při stanovení nutných investic do rozvoje stávajících sítí bylo postupováno tak, aby byly schopny vyvést předpokládaný nárůst výkonu distribuované výroby. Výpočet potřebných nákladů je proveden nad celým územím ČR pro nízký a referenční scénář rozvoje DECE a to i s přihlédnutím na standardní obnovu a rozvoj distribučních sítí. Úpravy byly realizovány podle:

- technických kritérií – byla vždy volena taková posilování DS, aby byly zachovány provozní charakteristiky DS (kolísání napětí v DS, úroveň napětí, zatěžování prvků, spolehlivost),
- ekonomických kritérií – bylo vždy postupováno od méně nákladných opatření k nákladnějším.





Tabulka 7 Přehled investic při úpravě DS

Scénář rozvoje DECE	Napěťová hladina	2015 - 2019	2020 - 2024	Celkem 2015-2025	2025 - 2029	2030 - 2040	Celkem 2015 - 2040
		[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]
Nízký scénář	nn	0	0	0	226	1 323	1 549
	vn	74	63	137	117	368	622
	vvn	0	0	0	0	0	0
	CELKEM DS	74	63	137	343	1 691	2 171
Referenční scénář	nn	356	16 235	16 591	28 009	48 813	93 413
	vn	349	2 521	2 870	2 435	1 974	7 280
	vvn	0	0	0	0	8 284	8 284
	CELKEM DS	705	18 756	19 461	30 444	59 071	108 977

Celkové dodatečné náklady způsobené rozvojem decentrální výroby jsou pro nízký scénář srovnatelné s dnes vynakládanými náklady na obnovu a rozvoj DS, včetně připojování. V referenčním scénáři jsou tyto vyvolané náklady (řádově) vyšší. Výrazný nárůst nákladů se projevuje především po roce 2025.

5.4.6.3 Investiční náročnost řešení akumulací v DS

Pro ocenění bylo uvažováno kompletní zařízení akumulace, tj. Li-ion baterie včetně střídačů, usměrňovačů, řídicího systému a připojení do DS.

Hladina nn

Na základě analýz dopadů distribuované výroby připojované na napěťovou hladinu nn byly stanoveny nepřipojitelné výkony v jednotlivých typových DTS, okresech a krajích.

Tabulka 8 Náklady na akumulaci na hladině nn

Scénář rozvoje	2015-2019	2020-2024	Celkem 2015-2025	2025-2029	2030-2040	Celkem 2015-2040
	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]
Nízký scénář	0	0	0	3 003	10 071	13 074
Referenční scénář	3 003	108 709	111 712	213 300	454 773	779 785

V rámci odhadů nákladů na akumulaci založenou na elektrochemickém principu není řešeno, zda je případná akumulace umístěna přímo u výrobce (decentralizované akumulční systémy umístěné v místě výroby) nebo v distribuční síti nn (centralizované akumulční systémy umístěné v síti nn zaměřené na řešení systémových problémů).

Lze očekávat, že náklady na akumulaci řešící distribuovanou výrobu na hladině nn budou v předpokládané výši. Dojde pouze k jejich rozdělení mezi distribuční síť nn a výrobce. Toto rozdělení se bude řídit podílem, který bude respektovat poměr „celá výroba do DS“ a „bez



přetoků do DS“ (zjednodušené připojení). Z technického hlediska je však optimální, pokud je akumulace umístěna co nejbližší k výrobě.

Hladina vn

Při odhadu nákladů na akumulaci řešenou na napěťové hladině vn je uvažováno bez současného řešení akumulace na hladině nn.

Tabulka 9 Náklady na akumulaci na hladině vn

Scénář rozvoje	2015-2019 [mil. Kč]	2020-2024 [mil. Kč]	2015-2025 [mil. Kč]	2025-2029 [mil. Kč]	2030-2040 [mil. Kč]	2015-2040 [mil. Kč]
Nízký scénář	75	95	170	184	510	864
Referenční scénář	486	4 505	4 991	5 914	23 767	34 672

Hladina vvn

Vzhledem k robustnosti sítí 110kV a jejich konfiguraci není nutné z hlediska nežádoucího kolísání napětí tyto sítě řešit připojováním akumulace.

Akumulace závěr

Odhadnuté investiční náklady pro zvýšení připojitelného výkonu v případě akumulace nebudou náklady distributora, ale výrobce nebo třetího subjektu, který může následně nabízet tuto kapacitu jako službu.

Náklady na instalace na jednotlivých napěťových hladinách není možné sčítat. Nepřipojitelné výkony vyřešené již na nižší napěťové hladině se nepromítnou do vyšší napěťové hladiny. Lze předpokládat, že celkové náklady na zařízení pro akumulaci elektrické energie pro připojení distribuované výroby budou rozděleny v odpovídajícím poměru mezi hladinu nn a vn. Jejich další rozdělení na hladině nn bude mezi zařízení umístěné v sítích nn DS a přímo u výrobce.

5.4.6.4 Investiční náročnost řešení řízení napětí

Nežádoucí kolísání napětí v síti je možné částečně eliminovat regulací jalového výkonu výroben a snížit tak náklady DSO na investice do dalších opatření pro zajištění připojení výroben.

Řízení napětí v sítích nn

V současné době výroby připojené na hladině nn v naprosté většině technicky neumožňují regulaci jalového výkonu. Vzhledem k velkému množství očekávaných instalací v referenčním scénáři (do roku 2040 až 1 milion ks) je obtížné v současné době stanovit směr, jakým se bude rozvíjet řízení napětí taktového počtu výroben. S ohledem na současně platné předpisy není stabilizace na hladině nn pomocí regulace jalového výkonu ve studii uvažována.



Řízení napětí v sítích vn

Na napěťové hladině vn lze nežádoucí kolísání napětí v síti eliminovat pomocí regulace jalového výkonu jen částečně. Díky této funkci však dojde ke snížení nákladů distributorů na investice do dalších opatření, tak aby bylo možné zajistit připojení výroben. Důvody pouze částečného účinku jsou:

- existence vývodů, na kterých nebudou připojeny výroby,
- existence vývodů, na kterých budou připojeny výroby bez možnosti regulace,
- nepříznivé konfigurace v síti (např. větší množství DTS s přetokem z nn se vzdáleně umístěnou výrobou),
- výroby lze využít pouze v rozsahu účinníku $\pm 0,95$ u současných výroben a $\pm 0,90$ u nově připojovaných výroben, navíc se jedná o nepredikovatelný zdroj,
- změna Q v daném místě má dopad na napětí pouze v daném místě a nejbližším okolí.

Pro vyčíslení účinku snížení nepřipojitelného výkonu bylo na hladině vn uvažováno s efektem 1% změny napětí. Byly provedeny výpočty sítí pro změnu napětí o 1% vyšší, než stanovují platné předpisy.

Řízení napětí v sítích vvn

Na hladině vvn je stabilizace napětí řešena v rámci dispečerského řídicího systému. V současné době je v rámci distribuční soustavy využívána automatika pro regulaci napětí (jalového výkonu) na úrovni sítě a vybraných zdrojů v síti vvn. Toto řešení není implementováno celoplošně; jeho celoplošné rozšíření lze předpokládat do roku 2025 a plné využití do roku 2040.

Řízení napětí závěr

Výsledné náklady na úpravy v sítích jsou složeny z více nákladů. Část nákladů se promítne do nákladů distributorů v nutnosti rozšíření dispečerských řídicích systémů o nové funkcionality a jejich hardwarového posílení. Jedná se o částku cca 300 mil.Kč (automatické zadávání napětí z DRS - zprovoznění funkcionality online power flow a optimalizační funkce ve všech oblastech 110/vn, případně celoplošné nasazení algoritmu automatického přepočtu cos funkcí regulace na všechny oblasti). Další řádově vyšší náklady budou u provozovatelů výroben připojených do sítě vn.

Výše nákladů souvisí s množstvím výroben zapojených do stabilizace napětí. V nízkém scénáři a v referenčním scénáři do roku 2020 je možné řešit stabilizaci místně, respektive po menších elektricky ucelených částech, ve kterých dochází k nevyhovující změně napětí. Každá realizace vyvolá rovněž retroaktivní změny úprav výroben. Od roku 2025 se předpokládá u referenčního scénáře plošné zavedení stabilizace napětí pro všechny výroby, pro které to legislativa určí.

Eliminace nepřipojitelného výkonu pomocí této metody je použitelná v současné době pro napěťovou hladinu vn. Přesto však nelze předpokládat, že funkce umožní připojení výroben ve všech scénářích v plném rozsahu.

Regulaci je vhodné použít ve všech scénářích, přičemž pouze v referenčním scénáři od roku 2025 nebude tato funkce plně dostačovat.



5.4.6.5 Dopady distribuované výroby - závěr

Pro zobecnění rozvoje a dopadů distribuované výroby na distribuční síť byly všechny stavy řešené na typových vývodech, DTS a TR.

V následujících tabulkách jsou náklady, které by musely být vynaloženy pro uspokojení všech požadavků na připojení distribuované výroby. Jde o náklady nad rámec standardní obnovy. Jednotlivé náklady na potřebné úpravy v distribučních sítích nelze matematicky sčítat, protože nepřipojitelný výkon distribuované výroby je vždy řešen jako celek daný navrženým řešením (úprava DS, akumulace, řízení napětí).

Tabulka 10 Náklady na napěťové hladině nn

Scénář rozvoje DECE	Napěťová hladina nn	2015 - 2019	2020 - 2024	Celkem 2015-2025	2025 - 2029	2030 - 2040	Celkem 2015 - 2040
		[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]
Nízký scénář	Úprava DS	0	0	0	226	1 323	1 549
	Akumulace	0	0	0	3 003	10 071	13 074
	Řízení napětí	0	0	0	0	0	0
Referenční scénář	Úprava DS	356	16 235	16 591	28 009	48 813	93 413
	Akumulace	3 003	108 709	111 712	213 300	454 773	779 785
	Řízení napětí	0	0		0	0	0

Tabulka 11 Náklady na napěťové hladině vn a vvn

Scénář rozvoje DECE	Napěťová hladina vn ¹⁾	2015 - 2019	2020 - 2024	Celkem 2015 - 2025	2025 - 2029	2030 - 2040	Celkem 2015 - 2040
		[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]
Nízký scénář	Úprava DS	74	63	137	117	368	622
	Akumulace	75	95	170	184	510	864
	Řízení napětí	300		300			300
Referenční scénář	Úprava DS	349	2 521	2 870	2 435	10 258	15 564
	Akumulace	486	4 505	4 991	5 914	23 767	34 672
	Řízení napětí	300		300			300

¹⁾ Pod hladinu vn jsou zahrnuté náklady na výstavbu nových TR 110kV/vn, které svým zařízením patří do zařízení vvn, ale řeší nepřipojitelný výkon na hladině vn

- Úpravy distribuční soustavy o napětí nn, vn a vvn umožní s určitou rezervou vyvedení požadovaného výkonu.
- Akumulace zajistí možnost vyvedení výkonu, ale použití akumulace na elektrochemickém principu v současné době omezuje životnost akumulátorů, což následně dále investičně a provozně výrazně znevýhodňuje tuto variantu.



- Regulaci je vhodné použít ve všech scénářích, přičemž pouze v referenčním scénáři od roku 2025 nebude tato funkce plně dostačovat. Proto bude nutné rozšířit tento postup o úpravy DS nebo o další oblast (akumulaci, Demand Side Management, větší rozsah řízení resp. omezení zdrojů DECE v extrémních provozních stavech nebo jejich kombinaci).

Doporučená řešení

Dopad distribuované výroby dle navržených scénářů na hladině nn je doporučeno řešit úpravou DS, na hladině vn kombinací řízení napětí a úpravy DS. Jedná se o náklady nad rámec standardní obnovy zařízení. Při řešení konkrétních oblastí a požadavků na připojení distribuované výroby bude vždy nutný individuální přístup k řešení. Tabulka doporučených kombinací řešení pro referenční scénář je znázorněna níže.

Tabulka 12 Tabulka doporučených kombinací řešení pro referenční scénář

Napěťová hladina	Úprava DS	Akumulace	Řízení napětí
nn	●	○	◐*
vn	◐	○	●
vvn	○	○	●

- Realizace v plném rozsahu
- ◐ Realizace v částečném rozsahu
- ◐* Realizace v částečném rozsahu v delším časovém horizontu
- Nerealizovat





Tabulka 13 Vícenáklady doporučené kombinace řešení připojování decentralizované výroby

Scénář rozvoje DECE	Napěťová hladina	2015 - 2019	2020 - 2024	Celkem 2015-2025	2025 - 2029	2030 - 2040	Celkem 2015 - 2040
		[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]
Nízký scénář	nn	0	0	0	226	1 323	1 549
	vn	300	0	300	0	0	300
	vvv	0	0	0	0	0	0 ^{*)}
	CELKEM DS	300	0	300	226	1 323	1 849
Referenční scénář	nn	356	16 235	16 591	28 009	48 813	93 413
	vn ^{**)}	300	990	1 290	3 510	4 200	9 000
	vvv	0	0	0	0	0	0 ^{*)}
	CELKEM DS	656	17 225	17 881	31 519	53 013	102 413

^{*)} Na hladině vvv je již stabilizace napětí v současné době řešena v rámci dispečerského řídicího systému.

^{**)} Pod hladinu vn jsou zahrnuté náklady na výstavbu nových TR 110kV/vn, které svým zařazením patří do zařízení vvv, ale řeší nepřipojitelný výkon na hladině vn.

Výpočty dopadu vysoké penetrace výroben do distribuční soustavy, které jsou obsaženy v této části projektu, byly předloženy k oponentuře VŠB-TU Ostrava, VUT v Brně, ZČU v Plzni a ČVUT v Praze. Oponentní posudky výsledky výpočtů nerozpoukají, všechny je s určitou mírou pravděpodobnosti potvrzují.

5.4.7 Akumulace (nové technologie)

Akumulace elektřiny je proces, na jehož počátku je elektřina uložena do technického zařízení, kde je po určitou dobu uchována, a poté je dodána zpět do elektrizační soustavy.

Fyzikální princip

Jedná se o technologie, využívající k akumulaci změn potenciálové nebo kinetické energie.

Chemický princip

Jedná se o technologie, u nichž při skladování energie dochází k vratným reakcím elektrodového materiálu s ionty elektrolytu. Řadíme sem i superkapacity.

V tématu akumulace jsou diskutovány následující problematiky:

- různé technologie využívané pro akumulaci elektřiny, včetně vzájemného porovnání z pohledu využitelnosti v energetice a zhodnocení jejich technických parametrů a cen,
- možnosti využití elektromobilů pro akumulaci elektřiny,
- možnosti umístění akumulace v ES ČR, vlastnictví a způsobu provozování,
- alternativní řešení DS omezující potřebu velikosti akumulace.

Elektromobilita jako akumulace

V první fázi rozvoje elektromobility se dá očekávat postupné využívání konceptu „Vehicle to home“, kdy zákazník bude využívat část kapacity baterií pro akumulaci přebytků vlastní výroby. Alternativu může představovat stanice pro výměnu baterií v elektromobilech.



Z pohledu PDS by tato stanice představovala poměrně velký akumulční prvek (příkon stovky kW až jednotky MW a kapacita jednotky MWh), který by mohl sloužit pro vyrovnávání bilance či poskytování systémových služeb.

Závěry:

- Akumulace je jedním z prostředků pro řešení integrace distribuované výroby do ES ČR, ale podle dosavadních výpočtů se jeví jako nejdražší řešení (jak z hlediska CAPEX, tak OPEX).
- Akumulční technologie je schopna svými vlastnostmi pozitivně ovlivnit i kvalitativní parametry elektrické energie v místě, kde je připojena. S touto funkcí musí být uvažováno již při samotném projekčním návrhu akumulace, aby byla schopna dostatečné regulace v oblasti jalového výkonu a jalový výkon mohl být dodáván do distribuční sítě.
- Existují i jiné způsoby řešení ovlivňující kvalitu elektrické energie, které se mohou jevit efektivnější jak v technické, tak v ekonomické rovině. Mezi tyto alternativní řešení můžeme uvést například pokrokové formy provozu distribučních sítí, které spočívají v náhradě v současné době rozšířeného radiálního provozu sítí provozem smyčkovým resp. mřížovým. Další alternativy představuje užití regulačních distribučních transformátorů či linkových kondicionérů nebo řízené využití regulace jalového výkonu decentralizovaných zdrojů apod.
- Z hlediska využití lze akumulaci rozdělit do tří oblastí:
 - akumulace jako podnikatelská činnost (licencovaná činnost),
 - akumulace jako součást výroby elektřiny, odběrného místa, nejedná se o podnikání s akumulací,
 - akumulace jako technické zařízení k vyrovnání napěťových poměrů v síti nn provozované distributorem.
- V případě využití akumulace jako podnikatelské činnosti je měřen samostatný odběr elektřiny z ES ČR a dodávka elektřiny do ES ČR. V případě, kdy je akumulace součástí výroby elektřiny, je měřena dodávka elektřiny do ES ČR (akumulace je součástí vnitřní bilance výroby elektřiny a není „nabíjena“ z ES ČR). V případě, kdy je akumulace součástí odběrného místa, je měřena pouze dodávka elektřiny z ES ČR (akumulace je součástí vnitřní bilance odběrného místa). V případě, kdy je akumulace součástí DS pro vyrovnání napěťových poměrů paprsku sítě nn, není měřena spotřeba/dodávka elektřiny (rozdíly jsou součástí technických ztrát DS).
- Při přípravě a realizaci akumulace v ES ČR je nutno zejména:
 - Definovat podmínky za jakých budou zdroje s akumulací připojovány a mezní technické parametry pro zpětné ovlivňování DS.
 - Definovat podmínky, za jakých bude možné instalovat akumulaci v odběrných místech a stanovení mezních technických parametrů pro zpětné ovlivňování DS.
 - Analyzovat zpětné vlivy růstu drobné akumulace sloužící k řízení bilance odběrného místa (kombinace se zdroji FVE a kogenerace) na chod ES ČR.



- Definovat pravidla a navrhnout standardizovaný model připojování akumulace jako součásti DS na koncích delších paprsků sítě nn:
 - definování technických podmínek a parametrů pro zpětné ovlivňování DS,
 - zpracování postupu pro případ, kdy celkový instalovaný výkon tohoto druhu akumulace (P_{ia}) při jeho soudobosti dodávky 0,5 nepřesáhne hodnotu 15 % hodinového ztrátového výkonu PDS v době letního minima.
- Definovat připojovací podmínky a parametry pro zpětné ovlivňování DS akumulačními zařízeními provozovanými jako podnikatelská činnost nezávislých subjektů.
- Provéřit způsoby využití elektromobility pro akumulaci Vehicle to Grid (implementace automatik pro koordinované řízení regulačního výkonu z elektromobility), včetně alternativy využití stanice pro výměnu baterií v elektromobilech jako akumulační prvek pro ES ČR.
- Provéřit účelnost vymezení rozvojových záměrů plochy pro přečerpávací vodní elektrárny s celkovým instalovaným výkonem nad 800 MW.
- Nastavit vhodná pravidla pro financování a provoz (regulovaná/neregulovaná činnost).

Pro další rozhodování v oblasti akumulace je nezbytné zpracovat studii optimálního budoucího rozmístění akumulace a potřebného výkonu akumulace s rozlišením jejího rozmístění v ES a způsobu využití a rolí jednotlivých účastníků trhu.

5.4.8 Měření

5.4.8.1 Provozní měřicí technika

V přenosové soustavě - na předacích místech odběratelů, výroben, DS (LDS)

U silových prvků PS nové generace dojde k technologickému vývoji směrem, kdy bude implementováno optické snímání veličin přímo z přístrojů, což zjednoduší konstrukci těchto prvků samotných i následné zpracování výstupních veličin automatickým převodem do binární podoby bez nutnosti použití současných převodníků A/D.

Nároky na vyšší objemy dat nutně přinesou požadavky na zajištění dostatečné kapacity, nezávislosti a spolehlivosti přenosových cest (optické sítě, mobilní sítě další generace, atd.).

V distribuční soustavě 110kV - na předacích místech odběratelů, výroben, LDS, PPS a hranicích uzlových oblastí

V předacích místech, ale i na úrovni vývodů vvn bude využito měření fázorů U, I (sekundární efekt obnovy ochran standardně vybavovaných touto funkcionalitou). Využití bude jak pro řízení soustavy a bilancování UO, tak pro provozní analýzy, a to pro velmi přesné estimace a další vyšší funkce DŘS. Lze předpokládat, že v roce 2025 bude instalováno měření fázorů na většině rozvodů, v roce 2040 již na všech rozvodnách.

vn - na úrovni DTS

Předpokládá se rozšíření měřicích bodů a jejich osazení pro:

- Kabelové sítě, kdy na vývodech vn bude osazováno měření proudů, průchodu poruchového proudu včetně jeho směru, na přípojnicích bude měřeno napětí.



- Venkovní sítě, kde měření DTS ve struktuře viz výše, bude přijímáno z vývodu této DTS.

nn - na úrovni DTS

Na všech DTS na sekundární straně transformátoru budou umístěna měření (P,Q,U,I) a v opodstatněných případech i včetně vyhodnocení kvality dodávky elektřiny. Dále bude monitorován provozní stav v TR včetně dalších sledovaných parametrů pro potřeby vyhodnocení měření v závislosti na konfiguraci sítě. Na nově budovaných DTS budou měřeny vývody nn z DTS (indikace napětí, provozní proudy min/max, v rozsáhlejší kompletu měření energie, P a Q). Data budou dále přenášena technologií, danou postupným vývojem platformy bezdrátové (mobilní) komunikace nebo vývojem technologií přenosu informací po silovém zařízení vn nebo v některých případech i komunikací po optických kabelech. Potřebná dispečerská data budou přenášena on-line (se zajištěním priority před ostatními daty). Problematika přenosu dat mezi DTS a nejbližší transformovnou vvn/vn je jedním ze současných prioritních problémů.

5.4.8.2 Fakturační měření

Technologie inteligentního měření

V současné době má již ČR osazeno inteligentními měřidly (elektroměry s průběhovým měřením) 61% spotřeby, všichni výrobci a zákazníci připojení k napětí vvn a vn a většina velkých odběratelů (s převodovým měřením) v úrovni nn. V oblasti měření A a B, vzhledem k letitým zkušenostem, předpokládáme zachování a další rozvoj současné koncepce průběhového měření. Technický upgrade nastane v oblasti osazení nových komunikačních technologií (technicky a morálně rychle stárnoucí IT bude nahrazeno a to především hw a sw řešení v systému měřicích centrál). Další průběhová měřidla jsou osazována na hladině nn především pro malovýrobce, podnikatelské subjekty a pilotní projekty pro obyvatelstvo. Tyto odběry jsou tarifně řízeny časovou základnou elektroměru mimo povely HDO.

Je potřebné zajistit součinnost inteligentního měření a funkcionalit HDO. Jednou z možných alternativ je implementace inteligentního měření a funkcionalit HDO do jednoho přístroje, čímž bude možné v případě potřeby s využitím vyšší rychlosti šíření signálu HDO rychleji ovládat výrobu a spotřebu flexibilně vytvářených skupin zákazníků či jednotlivců. Další možností vývoje je zapracování systému SAFO do elektroměru pro zajištění odlehčení soustavy v nestandardních stavech.

Na základě závěrů studie *“Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřicích systémů v elektroenergetice ČR”* předané do EK v roce 2012 (doposud s negativním NPV pro instalace v podmínkách ES ČR), dojde na konci druhé dekády (2017-2018) k opětovnému prověření návratnosti plošné instalace inteligentního měření.

Implementace nových funkcionalit, vznikajících v souvislosti s implementací technologií inteligentního měření, se výrazně promítne do stávajících procesů distributorů a toků a zpracování dat včetně jejich poskytování účastníkům trhu s elektřinou a do nákladů. Součástí regulovaných činností distributora, promítajících se do plateb za distribuci, budou funkcionality, které souvisí s poskytováním distribuce elektřiny a dále se zajištěním a přenosem dat nezbytných k zajištění trhu s elektřinou do systémů OTE. Data pro zajištění dalších funkcionalit nad rámec regulovaných činností distributora budou poskytnuta zákazníkovi, který se bude moci rozhodnout, komu a k zajištění jaké funkcionality je



poskytne. Podstatnou podmínkou pro zavedení je, kromě ekonomické přijatelnosti řešení, především vyřešení jasných standardů a to nejen v oblasti měřidel, ale především v oblasti jejich komunikace (interoperabilita a kompatibilita), ale i v oblasti legislativy.

V rámci nových funkcionalit, vznikajících v souvislosti s implementací technologií inteligentního měření, bude vyhodnoceno využití těchto technologií pro řešení případů špatné platební morálky zákazníků např. vytvořením standardu a zavedením tzv. „sociálního elektroměru“, umožňujícího nezbytnou dodávku elektřiny s omezeným příkonem. Další součástí vyhodnocovaných funkcionalit bude posouzení možnosti, že vlivem řízeného spínání spotřebičů dojde k přesunu části odběru mimo zaručené schopnosti měřidel.

Investiční výdaje na zavedení systému AMM

V období do roku 2019 budou výdaje v oblasti AMM:

- ve výši 550 mil. Kč vynaloženy na instalaci měřidel AMM/AMR montovaných na základě přání zákazníka a na související navýšení kapacity datových centrál, při uvažování zájmu 2 % zákazníků;
- ve výši 1 644 mil. Kč nad rámec prosté obnovy na pilotní projekty k ověření vlastností nové generace komunikačních prostředků, měřidel a dalších komponent nových technologií v rozsahu nasazení u 3 % zákazníků.

Pro období 2020 až 2029 jsou výdaje na zavedení AMM převzaty z dokumentu Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřicích systémů v elektroenergetice ČR, zpracovaného v roce 2012 v souladu s požadavky směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES. Uvedeny jsou výdaje nad rámec běžné obnovy stávajících měřidel. V období 2020 až 2029 je vydáno 30 % z výdajů na měřidla a 60 % z výdajů na komunikace, v období 2025 až 2029 je vydáno 70 % z výdajů na měřidla a 40 % výdajů na komunikace.

Tabulka 14 Investiční výdaje na zavedení systému AMM 2

	2015 - 2019 [mil. Kč]	2020 -2024 [mil. Kč]	Celkem 2015 -2025 [mil. Kč]	2025 -2029 [mil. Kč]	2030 -2040 [mil. Kč]	Celkem 2015 - 2040 [mil. Kč]
Investice na zavedení inteligentních měřicích systémů	2 194	11 087	13281	13 564	0	26 845

Náklady spojené se změnou registrace OPM

V závislosti na použití technologické podpory se odhadované náklady spojené se změnou OPM budou pohybovat od 760 do 1060 mil. Kč. Níže uvedené údaje jsou převzaty za Studie proveditelnosti registrování jednotlivých OPM, zpracované společností Deloitte v březnu 2013 pro společnost OTE, a.s.



Náklady spojené se změnou registrace OPM (mil. Kč)					
Společnost	O.TE	E.ON	ČEZ	PRE	Celkem
Investice za celé období implementace systému	42	333	420	267	1062

Směry rozvoje fakturačního měření a jeho technologií

U segmentu MOO především je v delším časovém horizontu možný předpoklad, že postupně (po poklesu cen technologií inteligentního měření a kladného ekonomického hodnocení) budou stávající statické elektroměry nahrazovány inteligentními měřidly. Rychlost výměny bude závislá především na zmíněném vývoji cen technologií měření a dalších legislativních požadavcích regulačních autorit. V návaznosti na národní studii "Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřicích systémů v elektroenergetice ČR" je potřebné vyhodnotit následující možnosti dalšího postupu nasazování elektroměrů:

- postupné nasazování modulárních elektroměrů (v první etapě bez komunikačního modulu) tak, aby při rozhodnutí o využití systémů s dálkovým přenosem dat dostačovalo doplnění komunikačního modulu na odběrném místě včetně jeho parametrizace a nebylo potřeba výměny velkého množství elektroměrů a úprav elektroměrových rozvaděčů;
- vytvoření standardu vybavení elektroměru, včetně vyhodnocení účelnosti využití doplňkových prvků (limitér, odpojovač apod.);
- vytvoření komunikačního standardu pro měřidla inteligentních měřicích systémů;
- pro období do nasazení systémů s dálkovým přenosem dat vytvoření podmínek, aby na základě požadavku zákazníka (jehož součástí bude souhlas s navýšením platby a předáváním dat) bylo možno nasadit AMM/AMR měřidlo zkomunikované prostřednictvím GPRS s tarifem zohledňujícím cenu měřidla a jeho provozní náklady, včetně nákladů na komunikaci, a to:
 - od 1. 7. 2015, pokud se podaří použít, popř. doplnit pro toto měřidlo standardy používané v rámci pilotních projektů AMM/AMR a v souladu s platnou legislativou zajistit nákup potřebného množství měřidel a nezbytných komponent;
 - od 1.1.2016, pokud bude nutno vytvořit nové standardy, nebo pokud se nepodaří v souladu s platnou legislativou zajistit nákup potřebného množství měřidel a nezbytných komponent v termínech nezbytných pro nasazení od 1. 7. 2015.

Pro splnění výše uvedených termínů pro nasazení AMM/AMR měřidla zkomunikovaného prostřednictvím GPRS je nutno:

- analyzovat možnosti využití stávajících standardů měřidel, popř. jejich úpravy,
- prověřit možnosti a termíny nákupu potřebného množství měřidel a nezbytných komponent,
- zpracovat harmonogram rozvoje tohoto systému s dálkovým přenosem dat.

Pro zpracování dat z takto nasazených AMM/AMR měřidel bude možné využít volnou kapacitu stávajících datových centrál. Pro případ nárůstu zájmu zákazníků o nasazení tohoto



měřidla pak bude nutné zpracovat do 1. 1. 2016 postup navýšení kapacity centrál AMM založený na monitoringu vývoje nasazení měřidel.

Z hlediska požadavků na objemy přenášených a zpracovávaných dat a z hlediska požadavků na ochranu osobních údajů zákazníka je v nejbližším období nutno analyzovat nezbytnost přenášení a zpracovávání měřených profilů odběru elektřiny distributorem.

Měření jalové energie pro zákazníky připojené k síti nn:

Odběry kategorie C – maloodběr podnikatelé (MOP) významně ovlivňuje negativním způsobem toky jalových energií v distribuční síti

- Odběratelé typu C s nepřímým měřením - ze získaných údajů vyplývá, že používání průběhových měření činné a jalové energie u odběrů typu C – maloodběr podnikatelé s nepřímým měřením je oprávněné.
- Odběratelé typu C s přímým měřením ovlivňují toky jalových energií podstatně méně, i když i v těchto případech často není dodržen účinník. V současné době je potřebné ověřit vhodnost rozhodnutí o plošném vybavení měřením jalové energie nasazením měření u většího vzorku odběratelů.

V souvislosti s měřením a vyhodnocováním jalové energie v sítích nn je v současné době zapotřebí v CR ERÚ doplnit toleranční pásmo pro odběry kategorie MOP, včetně cenových přírůžek, které mohou být stanoveny odlišně proti odběrům z vyšších napěťových hladin.

Dále je CR ERÚ v (8.8) potřebné doplnit o toleranční pásmo a způsob hodnocení odchylek pro výrobcce.

Odběry kategorie D – maloodběr obyvatelstvo (MOO)

Na základě závěrů studie analyzující potřebu měření jalové energie by neměla být v případě odběrů kategorie D tato odběrná místa vybavována elektroměry s průběhovým měřením činné a jalové energie.

Pro měření zákazníků z oblasti obyvatelstva (MOO) je nezbytné:

- začít používat elektroměr s měřením činného výkonu pro odběr a dodávku ve vazbě na rozšíření mikrodrojů v domácnostech;
- vyhodnotit, zda u domácností, ve kterých je instalován zdroj elektřiny (mimo zjednodušeného připojení), bude dostatečné měření typu S.

U zákazníků s nepřímým měřením použít elektroměr s měřením činného výkonu a jalového výkonu pro odběr a dodávku s ohledem na charakter napájené technologie a možné zpětné ovlivňování sítě nn.

Pro měření zákazníků podnikatelů (MOP) s přímým měřením je potřebné ověřit na větším vzorku měření vhodnost rozhodnutí o plošném používání elektroměru s měřením činného výkonu a jalového výkonu pro odběr a dodávku. Současné vyhodnocení výsledků prvního menšího vzorku vykazuje potřebu měření jalového výkonu i u zákazníků podnikatelů s malými odběry elektřiny. Pro potřeby kompenzace na straně malovýrobců bude nutné poskytnout pro řízení kompenzace impulsní výstupy jalového výkonu pro řízení kompenzačních jednotek.

Při posouzení nasazení technologie inteligentního měření je třeba zohlednit množství přenášených dat a rychlost přenosu (jaká data přenášet a jak často) a to i s ohledem na



technologii přenosu. Při řešení problematiky přenášených dat je důležitý model správy a poskytování dat. V rámci ČR doporučujeme dále rozpracovávat model, kde data o zákazníkovi měří, zpracovává a přenáší provozovatel soustavy, který je následně poskytuje do informačního systému OTE. Přístup oprávněných osob zajišťuje OTE. Data, která má k dispozici zákazník, může dát zákazník k dispozici pro další poskytování služeb třetím stranám.

Nadále bude zachováno používání funkcionalit HDO pro řízení zatížení sítě, plošné ovládání výroben a pro umožnění poskytování služeb ovládání zátěží. Současně bude nutné vyhodnotit využití systému HDO pro řízení a přepínání stávajících tarifů.

Nepředpokládá se, že bude v budoucnu plošně vyžadováno u těchto odběratelských skupin (MOO, MOP) měření pro vyhodnocení kvality elektrické energie jako součást fakturačního měření, mimo výše uvedené problematiky jalového výkonu. Není ekonomický a ani technický důvod měřit (sledovat) kvalitu ve všech odběrných místech. Pokud bude technologie AMM explicitně umožňovat indikativní měření kvality bez navýšených nákladů, bude tato možnost využita.

Pro účely dispečerských potřeb bude využití elektroměrů omezené. Může se jednat o indikaci beznapěťového stavu, využití pro operativní účely (pro řízení v reálném čase) však bude závislé na technickém vývoji komunikace (rychlost, spolehlivost, kapacita) a ceně zařízení.

5.4.8.3 Problematika 15 minutového intervalu měření a vyhodnocování

Potřeba zvážení zkrácení intervalu vyhodnocování může být vyvolána vývojem energetických trhů v okolních státech, kdy většina států (Rakousko, Německo, Slovensko, Maďarsko) již zkrátila interval vyhodnocování na 15 minut, popř. požadavkem Evropské legislativy.

Diference intervalů vyhodnocování může být překážkou v harmonizaci trhů (což je jedna z hlavních priorit EU), např. pro trh s regulační energií (řízení odchylky). Tato skutečnost sice přímo neimplikuje nutnost přechodu na 15-ti minutový interval, je však důvodem, aby tato otázka byla diskutována.

Důvody pro zkrácení intervalu zúčtování odchylek:

- Mezinárodní harmonizace
- Zvýšení spolehlivosti PS v důsledku:
 - přiblížení plánu reálné dodávce,
 - zmírnění stříhů na „zlomu“ (tj. hranicích intervalu),
 - omezení spekulací na odchylku vyrovnáváním pozice uvnitř hodiny u výrobců (hrozí však riziko protiregulace),
 - rychlejší náhrada PpS při výpadku.

PPS podporuje zkrácení intervalu vyhodnocování měření pro zúčtování odchylky z výše uvedených důvodů. Podmínkou pro takovou úpravu je podrobná studie včetně ekonomického vyhodnocení, pokud ovšem nebude vyvolána harmonizací trhu EU.

Pro PDS je z technického hlediska pro zajištění provozu DS z 15-ti minutových měření na všech napěťových úrovních potřebné zachovat pouze 15 minutové vyhodnocení



u maxima odběru elektřiny na napěťových hladinách vn a vvn. Využití vlastností zkráceného intervalu vyhodnocování měření PDS je možné uvažovat až v souvislosti se zaváděním DSR v oblasti řízení bilance uzlových oblastí.

Nevýhody:

- Nezbytné náklady spojené s přechodem na kratší interval vyhodnocování (úpravy IS, hlavních datových toků, změny metodik a postupů, vyhodnocení zúčtování odchylek).
- Zkrácení intervalu zúčtování odchylek by mělo význam pouze ve spojení se zkrácením obchodních intervalů.

Současný závěr k problematice 15 minutového intervalu měření a vyhodnocování

Nebyly identifikovány relevantní důvody pro zkrácování intervalu vyhodnocování měření a zúčtování odchylek v krátkodobém horizontu (cca 5 let). Doporučujeme provést podrobnější studii na toto téma zejména v souvislosti s implementací DSR v rámci SG, případně vybraných Nařízení Network Codes (zejména NC on Balancing).

5.4.9 Spotřeba (nové technologie)

5.4.9.1 Predikce vývoje spotřeby maloodběru obyvatelstva

Mezi roky 2012 a 2040 se podle referenčního scénáře předpokládá následující vývoj v sektorech spotřeby elektřiny maloodběru domácností:

- subsektor elektrického vytápění – pokles měrné spotřeby o 20 %,
- subsektor ohřevu TV – pokles měrné spotřeby o 14 %,
- subsektor ostatní spotřeby – navýšení využití spotřebičů o 18 %.

5.4.9.2 Elektromobilita

Predikce spotřeby sektoru elektromobilů

- statisticky významné hodnoty dosáhne roční úhrnná spotřeba sektoru elektromobilů kolem roku 2025,
- kolem roku 2060 je očekávána úhrnná spotřeba sektoru elektromobilů ve výši přibližně 5 TWh.

Problematika připojování nabíjecích zařízení elektromobilů k ES

Obecné předpoklady

- Predikce vývoje využití elektromobility je vytvářena současně s predikcí využití zemního plynu v dopravě ve formě CNG.
- Počet automobilů všech kategorií bude záviset na vývoji počtu obyvatel (predikce počtu obyvatel) a celkové ekonomické výkonnosti (predikce hospodářského vývoje).
- Počty vozidel všech sledovaných kategorií vztažené na osobu v predikčním horizontu narostou, avšak diferencovaně dle kategorií.
- Z dnešního pohledu je největší potenciál u vozidel:



- s nízkým poměrem hmotnosti vozidla a nákladu (kola, motocykly),
- nízkým denním nájezdem (ve městech provozované M1 a malé nákladní vozy).

Síťové zajištění

- Nejvýraznější investice bude nutná z důvodu využití elektřiny ve vozidlech M1 (řádově statisíce kusů, dle aktuální predikce v roce 2060 až 1,8 mil. kusů při podílu 35 %).
- Vozidel M2 a M3 bude nanejvýš okolo 2 tis. kusů a v úvahách je lze tedy zanedbat.
- Vozidel N může být 150 tis. kusů a v níže uvedených úvahách s nimi není počítáno, jednalo by se tedy o další navýšení.
- Vozidla L nebudou vytvářet na síť žádné významné požadavky, nanejvýš se bude jednat o městské instalace v rozsahu několika desítek až stovek kusů nabíjecích stojanů. Pro případ plné náhrady M1 a situaci v roce 2060 jsou uvažovány tři způsoby nabíjení, tj. tři skupiny nutných investic a úprav:

Nabíjení po cestě:

- na místech některých dnešních čerpacích stanic,
- potřeba instalace nových DTS i vyvolaných úprav na vyšších úrovních,
- celkový počet 1 000 dobíjecích stanic,
- v dobíjecí stanici průměrně 6 dobíjecích míst,
- potřeba rychlonabíjení (cca 80 kW),
- celkové odhadované investice nad rámec standardních požadavků: 1 800 mil. Kč.

Nabíjení v domácnostech:

- v roce 2040 cca 1,7 mil. elektromobilů – každý vůz má své dobíjecí místo,
- výrazně nižší nabíjecí výkon, pro nabíjení kapacita 16 A, maximálně cca 3 kW, průměrně 1 kW,
- nabíjí se třetina automobilů s průměrným denním nabitím na 30 km,
- potřeba posílení transformace vn/nn i vyvolaných úprav na vyšších úrovních,
- celkové odhadované investice nad rámec standardních požadavků: 2 400 mil. Kč.

Nabíjení v zaměstnání:

- 50 % pracujících jezdí do zaměstnání autem,
- v roce 2040 bude pracovat méně než 55 % populace (dnes 55 %),
- jen 2/3 aut bude nabíjeno v zaměstnání,



- výrazně nižší nabíjecí výkon, pro nabíjení kapacita 16 A, maximální cca 3 kW, průměrně 1 kW,
- celkové odhadované investice nad rámec standardních požadavků: 1 500 mil. Kč.

Výše uvedené náklady nezohledňují případné investice na zajištění řízení nabíjecího výkonu, které umožní významné snížení nároků na distribuční síť, a naopak využití potenciálu akumulátorů v elektromobilech pro vyšší flexibilitu v distribuční síti (za předpokladu, že by provozovatelé elektromobilů byli ochotni na jistou formu řízení nabíjení přistoupit – např. i jako zpoplatněnou službu). Stejně tak v odhadovaných nákladech nejsou zohledněny výdaje spojené se zajištěním autentifikace, clearingů a fakturace nabíjení ve veřejné infrastruktuře, jelikož tyto aktivity budou stejně jako nabíjecí stanice hrazeny neregulovanými subjekty.

5.4.9.3 Oblast využití spotřeby pro řízení soustavy

Potenciál řízení spotřeby

Řízení spotřeby dnes probíhá téměř výhradně v oblasti topných spotřebičů – příprava TV (akumulační ohřev v bojlerech) a vytápění (akumulační, přímotopné a tepelná čerpadla) a realizuje se pomocí HDO.

V té souvislosti je třeba připomenout, že s rostoucím řízením spotřeby nedojde k úsporám energie (primárních zdrojů).

Shrnutí výsledků analýzy možností řízení:

Přímé řízení (dnes realizované pomocí HDO)

- V sektoru MOO se očekává **mírné snižování celkové roční spotřebované energie** (v roce 2030 přibližně **98 %** hodnoty roku 2014, čehož bude dosaženo zejména úsporami zateplováním a zefektivněním využití TV). Dlouhodobě se očekává **průměrný soudobý roční výkon** přímého řízení **MOO 360 MW**, **roční energie diagramu** přímého řízení se očekává přibližně **3,2 TWh** (přibližně **5 % dnešní TNS**).
- V sektoru MOP se očekává **navyšování celkové roční energie** (v roce 2030 přibližně **110 %** hodnoty roku 2014, což bude dáno zejména rozvojem sektoru MOP vlivem ekonomického růstu). Dlouhodobě se očekává **průměrný roční výkon** přímého řízení **MOP 130 MW**, **roční energie diagramu** přímého řízení se očekává přibližně **1,1 TWh**, (přibližně 2 % dnešní TNS).
- **Převážná většina říditelné spotřeby je již v ČR přímo řízena pomocí HDO (přibližně 81 %).**
- Pro přímé řízení na úrovni MO (tj. MOO a MOP) je očekáváno jen **nepatrné navýšení říditelné energie** (nárůst o **0,7 %** mezi roky 2014 a 2030).

Nepřímé řízení

- Nepřímé řízení je až na výjimky vyloučeno v produktivních sektorech (VO a MOP)
- Energie pro nepřímé řízení na úrovni MOO může činit v závislosti na typu dne mezi 3 až 7 % denní energie diagramu MOO.



- Nepřímým řízením je možné snížit zatížení v denní špičce:
 - ve dni vysokého zatížení (okolo dne maxima) MOO o 460 až 500 MW,
 - ve dni nízkého zatížení (okolo dne minima) MOO o 350 až 440 MW.

5.4.9.4 Závěry

Výsledkem analýzy vývoje spotřeby provedené z hlediska způsobu jejího řízení, z hlediska objemu dodávané energie a z hlediska výše připojeného výkonu jsou následující závěry a opatření:

- Z hlediska řízení spotřeby:
 - v roce 2014 analyzovat dopad zrušení ustanovení PPDS o povinnosti předchozího oznámení změny časů přepínání tarifů z hlediska vlivu na činnost obchodníků s elektřinou; z hlediska PDS je zrušení možné;
 - v bližším období (2020 – 2025) postupný přechod funkcí spojených s přepínáním tarifů a popř. změna spínání spotřebičů v oblasti nepřímého řízení z řízení prostřednictvím signálu HDO na řízení prostřednictvím nových technologií s tím, že signál HDO bude využíván pro rychlé zásahy při mimořádných stavech ES ČR a pro spínání spotřebičů (topných);
 - ve vzdálenějším období (2025 – 2040) je možné nahrazení HDO novou technologií a jiným způsobem řízení pro rychlé zásahy při mimořádných stavech ES ČR a pro spínání spotřebičů s tím, že pravděpodobně s ohledem na požadovanou rychlost a spolehlivost průniku signálu může jít o jinou technologii než pro přepínání tarifů.
- **Z hlediska výše připojeného výkonu** se v období do roku 2025 očekávají vyšší nároky na úpravy ES ČR při řešení místních požadavků na připojení (velké spotřebiče vč. elektromobility). Pro další období do roku 2040 bude vývoj analyzován po roce 2021.
- **Z hlediska objemu dodávané energie** v období do roku 2025 budou požadavky na kapacitní schopnosti ES ČR vyvolány požadavky na připojení distribuované výroby a požadavky na připojení elektromobility s rychlým nabíjením; pro další období do roku 2040 bude vývoj analyzován po roce 2021.
- **Z hlediska charakteru spotřeby** bude používána převážná většina spotřebičů s jednofázovým odběrem i s větším příkonem a s řízeným spínáním.
- **Z hlediska zpětných vlivů** bude nutné zaměřit se na:
 - **nesymetrii zatížení** v sítích nn s ohledem na nárůst poměru jednofázových spotřebičů oproti třífázovým spotřebičům, v této oblasti bude nutno zavést systém vyhodnocování nesymetrie a následně pravděpodobně pravidla pro připojování spotřebičů, a to jak ve stávajících odběrných místech, tak i v nových odběrných místech;
 - **vyhodnocování účinníku odběrných míst** s ohledem na řízené spínání prostřednictvím měničů; v případě potřeby stanovit pravidla pro kompenzaci sítě a nasazení zdrojů induktivního jalového výkonu pro zajištění rozběhu asynchronních motorů;



- **vliv řízeného spínání** na kvalitu elektřiny z hlediska ovlivňování okamžitých hodnot napětí (tvaru sinusového průběhu) a z hlediska měření dodávky na možnost přesunu části odběru mimo rozsah měřidel.
- **Z hlediska připojovaných výrobních a spotřebních zařízení** bude nutné prověřit proces autorizace zahraničních výrobků uváděných na český trh (posouzení shody výrobku), zda pokrývá celý sortiment dovážených výrobků a jejich požadované funkce (např. střídače, nastavení frekvenčních a napěťových relé apod.).
- **Z hlediska zapojení zákazníka do odpovědnosti za kvalitu elektřiny** bude nutné poskytovat zákazníkovi potřebná data k jeho rozhodování o řízení jeho bilance spotřeby a výroby a dále poskytovat zákazníkovi také data pro zavedení jeho odpovědnosti za symetrii u třífázově připojených odběrů.

S ohledem na předpokládaný vývoj v oblasti spotřeby bude nezbytné stanovit standardy monitoringu zpětných vlivů a zpřesňovat podmínky připojení odběrných míst zákazníků.

5.4.10 Automatizace a automatizované systémy dispečerského řízení ES ČR (nové technologie)

Významným faktorem, který se objevuje v posledních letech v sítích PPS, je přechod od prostého přenosu energie mezi výrobou a spotřebou v rámci jednoho státu k zvládnutí obtížně predikovatelných tranzitních přenosů činné (P), ale především jalové (Q) energie mezi jednotlivými přenosovými soustavami.

Trend centralizace řízení sítě z menšího počtu pracovišť se současným trendem nárůstu diverzifikované výroby nutně vede a nadále povede k vyšším nárokům na systémy ASDŘ a jejich agregační a podpůrné funkce. Vyšší nároky z pohledu zákazníků budou kladeny na včasné a adresné informování o mimořádných provozních stavech s dopadem pro ně samotné.

V horizontu 2025 a 2040 lze očekávat výraznou změnu struktury zdrojů a tím zpřísnění limitů a podmínek, kladených na výrobce a provozovatele sítí z důvodu udržení vyrovnané bilance ES ČR a tím spolehlivosti chodu ES ČR. Zároveň budou provozovatelé sítí zcela využívat nových možností systému ASDŘ, a to jak co do způsobu řízení soustavy (především on-line zadávání požadavků), tak co do hodnot nastavení konkrétních parametrů provozu.

Přenosová soustava je v současné době téměř plně automatizována, a to jak z pohledu řízení, tak systémů ochrany. Při normálním provozu a propojení se zahraničními soustavami není nutné zvyšovat úroveň automatického řízení proti současnému stavu za předpokladu dokončení rekonstrukce všech rozvodů a jejich přechodu do režimu dálkového ovládnutí.

Soustava 110 kV je, obdobně jako přenosová soustava, vybavena dálkovým měřením, signalizací a ovládnutím téměř kompletně. Chybějící telemetrie budou do roku 2025 doplněny. Provozují se nebo nasazují systémy řízení U/Q.

V soustavě vn není osazení telemetrickými prvky kompletní. Poruchy jsou v sítích vn vymezeny působením automatik pouze rámcově, většinou jen na úroveň vývodu. Přesné vymezení a řízení následné likvidace poruchy uskutečňuje dispečer.

Podíl vyšší míry automatizace přinese do budoucna do sítí nové generace nástrojů a prostředků pro efektivní využívání kapacit diverzifikovaných zdrojů, účinné nástroje pro



dispečerské řízení a to vše při zachování vysoké míry spolehlivosti a kvality dodávek. Její součástí bude podstatné snížení hodnoty výkonu výroben, od kterého budou zařazovány do některé z forem dispečerského řízení. Automatizace řízení v sítích nn a vn se bude tedy nadále přibližovat úrovni PS a 110kV DS.

Stávající legislativa nastavuje takové podmínky připojení výroben k ES, které již dnes umožňují jejich využití pro některé druhy automatizačních funkcí.

Závěry:

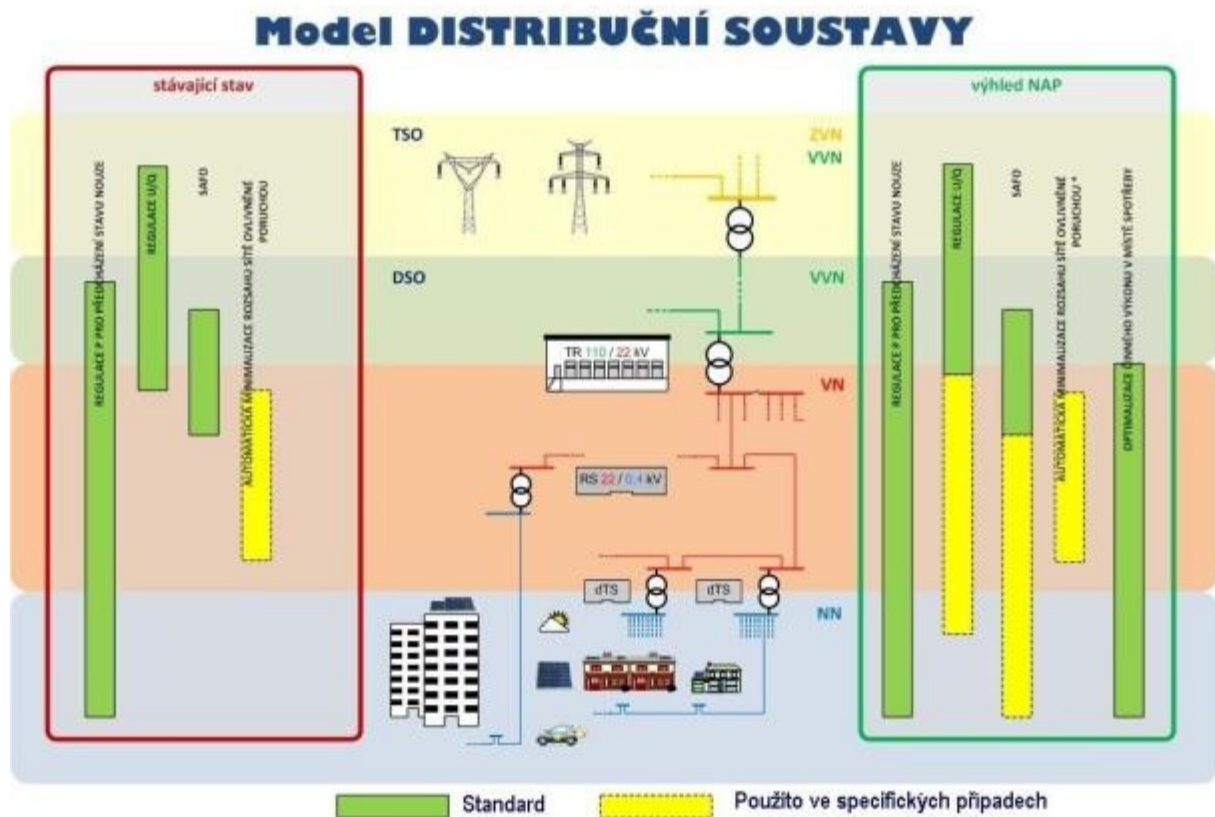
- Přenosová soustava je téměř plně automatizována, a to jak z pohledu řízení, tak i chránění, další požadavky jsou kladeny na zvládání speciálních provozních stavů, predikční výpočetní systémy a jejich spolehlivost.
- Soustava 110 kV je, obdobně jako přenosová soustava, vybavena dálkovým měřením, signalizací a ovládáním téměř kompletně. Chybějící telemetrie budou do roku 2025 doplněny včetně uplatnění nové koncepce měření v definovaných uzlech.
- V provozu jsou, nebo se dále se zoršňuje nasazení systémů řízení U/Q. V současné době je v rámci distribuční soustavy využívána automatika pro regulaci napětí (jalového výkonu) ASRU na úrovni sítě a vybraných zdrojů v síti vvn. Celoplošné rozšíření systémů řízení U/Q lze předpokládat do roku 2025 a v roce 2040 jeho plné využití.
- Regulace frekvence a předávaných výkonů je předpokládána pouze v případě ostrovního provozu některé oblasti 110 kV, k jehož vydělení může docházet pouze v souladu se zásadami bezpečného provozu ES ČR. V takto vyděleném ostrovním provozu je řízena i frekvence ve spolupráci s výrobnou, která tento ostrov napájí a uplatňuje se i systém lokálního frekvenčního odlehčení, který je v souladu se systémem frekvenčním odlehčováním. Pro podporu dispečerského řízení v těchto případech jsou nasazovány expertní výpočtové systémy.
- Přechodem na sítě vyšší generace budou postupně osazeny všechny vývody (především na hladině vn) v rozvodnách (transformovnách, spínacích stanicích) dálkovým ovládáním, signalizací a měřením P, Q, U, I a to do roku 2025.
- Pro oblast řízení vn na úrovni rozveden (nejen chránění) budou využívány funkce integrované v IED (inteligentní terminály s integrovanými funkcemi chránění a ASDŘ).
- Klíčovým krokem k vyšší automatizaci vn systému je instalace dálkově ovládaných úsečníků, včetně měření a signalizace průchodu poruchového proudu a vypínačů s ochranami (recloserů) v sítích vn.
- Podpora automatických funkcí bude doplněna i na vývodové vypínače a navazující reclosery kmenových linek, a to do roku 2025.
- Do systémů ASDŘ bude implementována realizace sekvencí automatického vypnutí stanic vn zařazených do vypínacího plánu s verifikací dispečera při opětovém zapínání, budou doplněny nové algoritmy řešící automatickou lokaci poruch na úrovni vn a její automatickou eliminaci s tím, že optimalizují zapojení sítě tak, aby vždy bylo odpojeno minimum zákazníků nebo výrobců. Po doběhu automatické sekvence bude v druhém kole řešit nastalou situaci dispečer s využitím „dynamické podpory rozhodování“ - automaticky dodávaných podstatných informací pro rozhodnutí podle měnících se podmínek v soustavě.



- Novou technologií, jejíž dynamické výstupy budou zpracovávány dispečerovi pro finální rozhodnutí, bude systém WAMS, který bude zavedený po roce 2025 do rutinního provozu.
- Další oblastí nových funkcí bude komplexní podpora pro řízení bilance uzlových oblastí (UO) - trvalé vyhodnocování provozních měření na hranicích UO, výpočet bilance UO a příprava realizace opatření k regulaci bilance UO.
- Rozšíří se počet distribučních transformoven s telemetrií na straně vn, a to především v období do roku 2025. Budou rovněž testovány inovované automatizační funkce pro řešení zemních spojení.
- Výroby s instalovaným výkonem od 100 kVA musely být již dříve vybaveny odpínacím prvkem umožňujícím dálkové odpojení zdroje z paralelního provozu s DS (např. prostřednictvím HDO). Doporučuje se, aby se nově tato povinnost týkala výroben s instalovaným výkonem od 11 kW.
- Systém HDO se v celém uvažovaném období bude využívat především jako nástroj PDS pro zlepšení využití sítí a jako nástroj pro rychlé a spolehlivé řídicí funkce především při mimořádných stavech ES ČR. Ve těchto mimořádných stavech, například v souvislosti s řešením situací předcházení stavu nouze a stavu nouze, bude dispečer PDS na výzvu dispečera PPS řídit prostřednictvím HDO výrobu vybraných skupin výroben připojených do sítě vn a nn. Zásah musí být proveden v časech pod jednu minutu a týká se většího množství výroben v působnosti jednoho dispečera. HDO umožňuje dispečerům vyslání hromadných povelů na požadované skupiny výroben s doplněním zpětné informace o úspěšnosti provedených zásahů s hlavním cílem udržet soustavu za mimořádných stavů v provozu.
- Jiným důvodem pro vyslání hromadných povelů k řízení výroby mohou být problémy (porucha v síti, přetížení vedení nedovolené výkyvy napětí) v určitém napájecím uzlu DS. Tyto výkyvy mohou vyvolat potřebu řízení většího množství zdrojů v rámci jednoho napájecího uzlu DS.
- Do roku 2020 bude dokončena instalace aplikací automatického rozesílání zpráv pro zákazníky při poruchách, při aplikaci a odvolávání regulačních stupňů (podmíněno možností získat potřebná zákaznická data).
- V soustavě nn je instalováno minimum automatizačních prvků (nepočítáme-li klasickou funkci nn pojistky) a pro zajištění nových smart funkcí není bezpodmínečně nutné navyšovat masivně počet automatických rozpadových prvků a systémů chránění nn a nelze předpokládat, že jejich počet bude výrazně narůstat.
- Pro řízení mřížových sítí nn bude použit algoritmus spojené regulace všech zapojených DTS. Bude nutný systémový pohled na zkruhovanou nebo mřížovou síť, to znamená implementaci dostatečně rychlé komunikační infrastruktury a centrální algoritmus řízení za celou vymezenou oblast.
- Automatizace nn bude do roku 2019 probíhat především na bázi pilotních projektů v příhodných lokalitách pro otestování přínosů (vhodná skladby zdrojů a spotřeby elektřiny případně i tepla).



Obrázek 1 Přehled vývojových trendů automatizace v ES ČR



5.4.11 Systémy chránění (nové technologie)

Významným faktorem, který se objevuje v posledních letech v sítích PPS, je přechod od prostého přenosu energie mezi výrobou a spotřebou v rámci jednoho státu k zvládnutí obtížně predikovatelných tranzitních přenosů činné (P), ale především jalové (Q) energie mezi jednotlivými přenosovými soustavami. V oblasti ochranných systémů a automatik to znamená vyšší požadavky na selektivitu chránění zařízení PS a DS.

S nabývajícím počtem omezeně predikovatelných zdrojů bude docházet k navýšení instalovaného činného výkonu v ES ČR, ale zkratový výkon adekvátně neporoste. Spíše bude snižován vlivem použité polovodičové technologie zdrojů.

Hlavní funkcí systému chránění nadále zůstane ochrana PS a DS zařízení, zdrojů a zákazníků a zajištění maximální bezpečnosti a spolehlivosti provozu ES ČR.

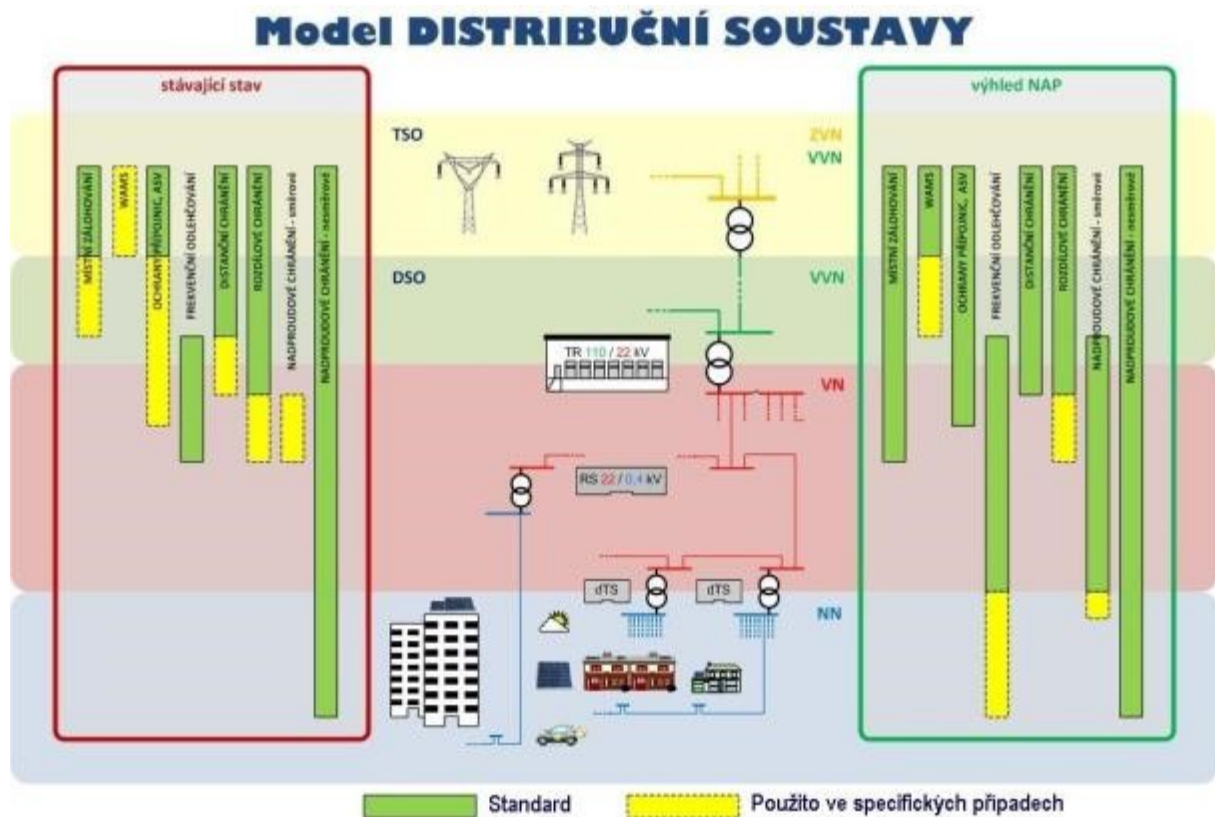


Závěry:

- Do jednotlivých vývodů vedení PS a DS se ještě do roku 2025 v daleko větší míře začnou prosazovat takové typy ochran, které jsou ze svého fyzikálního principu selektivnější než současně použité distanční ochrany v sítích vn, vvn a zvn. Od roku 2025 dojde pak k častému užití těchto rozdílových ochran, které dokáží přesněji určit poruchou postižený úsek vedení nebo rozvodného zařízení a pouze ten potom vypnout.
- Rok 2025 bude tedy prvním milníkem pro zavedení srovnávacích ochran na všechny vybrané provozně důležité kmenové linky v DS.
- Pro osazování těchto ochran bude nutné vytvořit rychlou komunikační datovou síť, a to i do oblastí doposud bez přístupu do rychlé sítě.
- Další oblastí rozvoje chránění PS a DS přímo závislé na moderních, velmi rychlých komunikacích bude technologie WAMS (měření fázorů elektrických veličin). Její využití předpokládáme ve větší míře od roku 2025 (po pilotních projektech z období 2017-2022, vyhodnocených v roce 2023). Potřebnou časovou jednotkou komunikace a hodnocení provozních stavů pro technologie WAMS je mikrosekunda.
- Dovedení vvn a na vybraná vedení vn budou v letech 2020-2025 již standardně osazovány soubory ochran, které mají více než jednu ochrannou funkci; optimálně by každá z nich měla různý princip vyhodnocování sledovaných (měřených) veličin, tak jako je tomu v oblasti PS.
- V oblasti chránění stanic do roku 2025 by ochranami LOR a ROP (logické ochrany rozvodny (LOR) ve stanicích vn a rozdílové ochrany přípojnic (ROP) ve stanicích vvn a zvn) již měla být vybavena většina větších elektrických stanic (u DTS to nepředpokládáme).
- Budou využívány IED (inteligentní terminály) integrující vedle ochranných funkcí a část ASDŘ.
- Bude potřebné se věnovat i systémům chránění na straně zdrojů. To znamená instalovat zde ochrany reagující selektivně správně na pokles napětí vlivem případné poruchy v okolní distribuční síti. U zdrojů FVE bude vhodné využití nových parametrů a funkcionalit druhé verze střídačů, které umožní lepší spolupráci s DS v mimořádných stavech.
- Pro zpětné přifázování odepnutých větších částí DS nebo kruhování ke zbytku ES ČR bude využíváno standardních fázovacích zařízení.
- Budou osazeny adaptabilní systémy reagující na změnu potřeby nastavení ochran podle aktuálního zapojení soustavy.
- Specifickou problematikou bude ochrana na rozhraní DS a přípojek nn odběratelů provozujících vlastní zdroje. Vzhledem ke specifickému charakteru elektronického řízení toku výkonu zdrojů (především FVE) do DS bude (kromě běžných provozních stavů dodávka – odběr na rozhraní DS/odběratel-výrobce) nutné se zabývat i pohledem na bezpečnost provozu.



Obrázek 2 Koncept používaných systému chránění a jejich vývoj v čase v ES ČR



5.4.12 Ekonomické vyjádření změn v oblasti zajištění potřebných vlastností sítě chránění, řídicí a automatizační techniky spojené s rozvojem a nasazováním nových technologií ("Smart grid")

Tabulka 15 Ekonomické vyjádření změn v oblasti zajištění potřebných vlastností sítě chránění, řídicí a automatizační techniky spojené s rozvojem a nasazováním nových technologií ("Smart grid")

	2015 - 2019 [mil. Kč]	2020 -2024 [mil. Kč]	Celkem 2015 -2025 [mil. Kč]	2025 -2029 [mil. Kč]	2030 -2040 [mil. Kč]	Celkem 2015 - 2040 [mil. Kč]
Celkem zajištění potřebných vlastností sítě, ASDŘ, automatizace a chránění Nízký scénář	3 780	4 110	7 890	4 191	3 021	15 102
Celkem zajištění potřebných vlastností sítě, ASDŘ, automatizace a chránění Referenční scénář	4 297	5 146	9 443	5 442	3 890	18 775

Ocenění automatizace pro řízení napětí je součástí ocenění investičních náročností integrace decentralizované výroby



5.4.13 Informační podpora pro zákazníka

Implementace nových technologií v oblasti elektroenergetiky dává také možnost aktivního zapojení zákazníka, pokud o toto aktivní zapojení má zákazník zájem. Zákazník musí mít k dispozici data potřebná k jeho rozhodování o řízení své bilance spotřeby a výroby. Zákazník musí rozhodovat o tom, komu zpřístupní svá data pro poskytování služeb.

Důležité je nastavit toky dat takovým způsobem, aby distributor v souvislosti s poskytováním distribuce elektřiny přenášel pouze data k tomu nezbytná spolu s daty nezbytnými pro obchodníka s elektřinou.

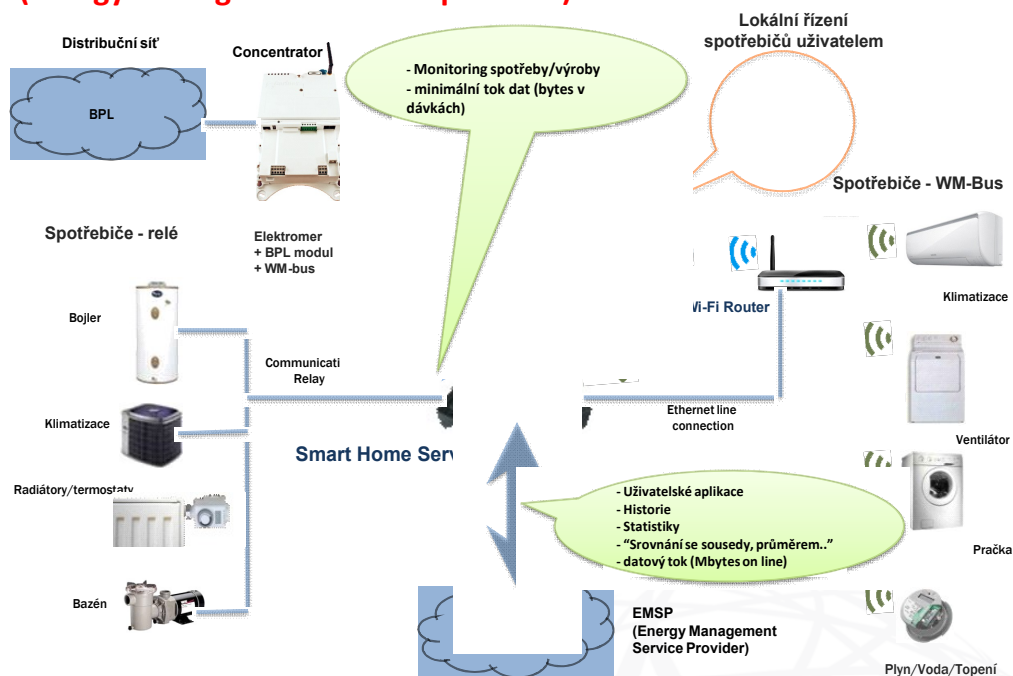
Standardem musí být výstup z fakturačního měření, který zákazníkovi poskytne podrobná data o odběru (dodávce) elektřiny a tím mu umožní je využít sám pro sebe, nebo se sám rozhodnout, komu je poskytne v souvislosti s nejrůznějšími nabízenými službami.

Cílem je výrazně omezit objemy dat o zákazníkovi, která by bylo možno zneužít v souvislosti s nasazením systémů tzv. „inteligentního měření“ při distribuci elektřiny a umožnit zákazníkovi výběr, jaké nabízené služby využije a jaká k tomu poskytne data.

Jako řešení informační podpory pro zákazníky bude využití certifikovaného rozhraní S0 popř. HW/SW aplikace za elektroměrem (viz výše) a osazení následného komerčního zařízení pro vizualizaci spotřeby a její řízení. Alternativně mohou tato řešení nabízet distributoři nad modulární koncepcí měřidla – jako návaznou zpoplatněnou aplikaci mimo regulovanou činnost.

Obrázek 3 Koncept řízení domácnosti bez zátěže DS

Koncept řízení domácnosti bez zátěže DS pomocí EMSP (Energy Management Service provider)





5.4.14 Komunikační technika

Řízení přenosových a distribučních soustav je v současné době podporováno technickými prostředky pro zpracování povelů, signalizace, analogových měření, chránění a automatizaci, umístěnými na objektech sloužících pro výrobu a rozvod elektrické energie, a technickými prostředky pro zajištění monitoringu, řízení výroby a provozu přenosové a distribuční sítě, umístěných v centrech řízení (technických dispečincích). Přenos informací mezi těmito dvěma základními úrovněmi řízení je zajištěn prostřednictvím telekomunikační sítě, která byla v nedávné minulosti budována na základě možností daných energetickým zákonem jednotlivými subjekty – výrobci, PPS a PDS.

Komunikační sítě jsou v podstatě strukturovány do dvou vrstev:

- LAN sítě v objektech, kde jsou umístěny řídicí systémy (výrobní, elektrické stanice a technické dispečinky),
- komunikační sítě WAN mezi jednotlivými úrovněmi řízení na bázi metalických (xDSL) a hlavně optických (PDH, SDH, MPLS) sítí, včetně bezdrátové komunikace nebo komunikace po silových vedeních (AMR, DMR, GPRS, PLC, BPL). Tyto sítě jsou využívány i pro komunikaci mezi ochranami na vedeních nebo pro komunikaci distribuovaných automatizačních prostředků.

Z konceptu SG vyplývá masivní nasazení řídicích a monitorovacích prvků do sítí vn a nn (řádově desetitisíce až statisíce), včetně výroben OZE, tedy do bodů, které jsou rozptýleně umístěny v rámci elektrické sítě a v rámci terénu.

Řešení tohoto problému spočívá ve vytvoření nového konceptu telekomunikací pro energetiku nad stávající fyzickou infrastrukturou, která je ve vlastnictví výrobců, PPS a PDS, a infrastrukturou, která doplní vytvářený koncept, zvládne rozptýlený charakter komunikačních jednotek a zvládne jak vertikální, tak i horizontální komunikační vazby. Nový koncept komunikací musí vyhovět stávajícím požadavkům a požadavkům vyplývajícím z SG při minimalizaci CAPEX a OPEX a musí důsledně zajistit důvěrnost, dostupnost, anonymitu a integritu přenášených dat. Za tímto účelem je nutno do tohoto konceptu zapracovat komplexní bezpečnostní pohled, který by měl z hlediska přenosových technologií splňovat následující základní předpoklady:

- Zajištění bezpečnosti pro sítě IP s přesně definovanou podporou množiny bezpečnostních standardů pro kybernetickou bezpečnost (IEC 62352).
- Zajištění zabezpečené komunikace pro řídicí systémy a zařízení fyzické bezpečnosti.
- Zajištění soukromého charakteru obsahu informací a dohledu na zařízení a jejich autentizaci s detekcí neoprávněného zásahu do nich pro rozsáhlé sítě inteligentních měření.
- Zajištění důvěrnosti u informací v bezdrátových sítích a sítích komunikujících po silových vedeních.
- Zajištění maximální bezpečnosti pro přístup do dohledových sítí.
- Pro kritické aplikace nepoužívat negarantované služby.
- Pro zajištění spolehlivého přenosu dat zpracovat a vyhodnotit návrh vytvoření a provozování jednotné telekomunikační sítě v majetku distributora.



5.4.15 Kybernetická bezpečnost a elektromagnetická kompatibilita

Problematika bezpečnosti se věnuje:

- Identifikaci hrozeb ovlivňujících provoz elektrických sítí přenosové a distribučních soustav, automatizačních prostředků, informačních systémů a telekomunikačních prostředků,
- analýze stávajícího stavu zajištění bezpečnosti:
 - fyzické bezpečnosti objektů ES, včetně dispečinků,
 - informační bezpečnosti ASDŘ, ochran a automatik,
 - dostupnosti, věrohodnosti a důvěrnosti SW, dat a technických prostředků pro řízení přenosové a distribučních soustav,
- návrhu opatření pro zajištění bezpečnosti, a to jak z pohledu stávajících, tak i vznikajících normativů, na základě zákonných podmínek, jako je problematika kritické infrastruktury státu a kybernetické bezpečnosti.

Závěry:

- Zajistit fyzickou bezpečnost vybraných objektů energetiky systémy technické ochrany včetně přístupových a kamerových systémů v souladu s požadavky ochrany kritické infrastruktury státu a připravovaného zákona o kybernetické bezpečnosti. Definovat podmínky zabezpečení i technologií, které jsou součástí vybavení silových prvků v rámci přenosové a distribučních sítí.
- Zajistit na nejvyšším stupni kybernetickou (informační) bezpečnost komunikačních a řídicích (informačních) prostředků provozovatelů elektrizační soustavy v souladu s připravovaným zákonem o kybernetické bezpečnosti.
- Vytvořit na úrovni přenosové a distribučních společností podmínky k dosažení požadovaných možností řízení bezpečnosti řídicích a komunikačních systémů (organizační, technická a personální opatření) a přejít při řízení bezpečnosti od pasivního posuzování dosažené úrovně zabezpečení komunikačních a řídicích systémů k dynamickému řízení bezpečnosti, zajištění trvalého monitoringu, aktivního managementu rizik a vyhodnocování výkonnosti bezpečnostních opatření.
- Na celostátní úrovni je nutné vytvořit podmínky spolupráce mezi zainteresovanými subjekty a vytvořit systém předávání informací o bezpečnostních hrozbách (systém včasného varování) mezi odpovědným útvarem provozovatele přenosové soustavy, odpovědnými útvary provozovatelů distribučních soustav a odpovědnými orgány státní správy, tak jak je předpokládáno v rámci implementace připravovaného Zákona o kybernetické bezpečnosti, včetně zajištění spolupráce s Národním centrem kybernetické bezpečnosti působícího v rámci NBU.
- Zajistit implementaci bezpečnostních standardů vytvořených v rámci skupiny IEC TC 57, pracovních skupin WG 15, 16, 19 v oblasti komunikačních protokolů pro energetiku a nadále spolupracovat a vytvářet nové standardy pro zajištění bezpečnosti systémů SG v rámci ÚNMZ. Důsledně dodržovat standardy zajišťující interoperabilitu systémů (prvků) různých dodavatelů.



- Zajistit příslušnými orgány státní správy důsledné dodržování zákonných podmínek pro zajištění provozu, obnovy a rozvoje přenosové a distribučních soustav vzhledem ke komplexnosti řešení SG. Pouze v rámci řízení rozvoje ze strany provozovatele přenosové soustavy a provozovatelů distribučních soustav lze dosáhnout příslušných synergií v nasazení automatizační a komunikační techniky za dodržení příslušných spolehlivostních a bezpečnostních standardů a dosažení optimálních finančních nákladů.
- Trvale věnovat pozornost při nasazení nových komponent pro automatizaci a komunikaci do přenosové a distribučních sítí příslušným normativům v oblasti bezpečnostních požadavků na elektrická měřicí a řídicí zařízení a EMC.

Trvale věnovat pozornost závěrům z výzkumu vlivu různých typů záření na provoz zařízení energetiky.

5.5 Model trhu a jeho možná změna

Na trhu s elektřinou dochází v posledních letech k zásadním změnám, které jsou vyvolány jednak různými legislativními a politickými zásahy, které vyústily k podporám velmi podstatné části výroby elektřiny na elektroenergetickém trhu s následkem pokřivení cen elektřiny jako komodity. Dalším aspektem je značný rozvoj technologií napříč celým energetickým spektrem, který má za následky nová očekávání mnoha účastníků tohoto trhu. Je otázkou, zda základní kameny současného fungování trhu s elektřinou zůstanou zachovány i v budoucím modelu trhu. Nicméně zcela jistě budou muset být vzaty v úvahu nové možnosti některých účastníků tohoto trhu (zejména role agregátorů, poskytovatelů nových typů služeb, potenciální zvýšení role OTE apod.), a v kontextu tohoto vývoje případně některé principy fungování trhu přehodnotit.

Existující model trhu s elektřinou vymezují následující aspekty:

1) Princip organizace trhu založený na přístupu třetích stran

Tímto se rozumí problematika zajišťování regulovaného přístupu k přenosové a distribučním soustavám, vymezení podmínek přístupu k sítím pro přeshraniční obchod (explicitní aukce) apod. Pod tímto aspektem je nutné vnímat také vymezení organizace trhu ve smyslu jeho rozdělení na jednotlivé trhy: trh s komoditou, trh s podpůrnými službami, trh s regulační energií a případně další trhy a mechanismy opatřování energie a služeb. V neposlední řadě s touto tematikou souvisí i vymezení odpovídajících smluv na trhu s elektřinou mezi účastníky tohoto trhu.

2) Práva a povinnosti jednotlivých účastníků trhu (včetně podmínek pro podnikání na trhu s elektřinou)

Jedná se o práva a povinnosti účastníků trhu a povinnost a podmínky udělení licence (tj. práva a podmínky pro podnikání v elektroenergetice), jak je vymezuje současný energetický zákon, včetně vymezení souvisejících procesů pro výkon některých práv na úrovni pravidel trhu s elektřinou (jako například proces změny dodavatele elektřiny, postup při uplatnění dodávky poslední instance apod.). Zde budeme neustále vystaveni kontroverzi mezi zjednodušením pravidel pro podnikání a snahou nové neodzkoušené typy podnikání dostat (zejména v jejich prvotní fázi) pod kontrolu.



3) Systém získávání a předávání dat mezi účastníky trhu a správy těchto dat

Pro správné fungování trhu s elektřinou je klíčový tok dat a informací dotýkajících se možnosti fakturovat rozmanité služby a produkty. To se bude týkat řady oblastí, zejména předávání údajů pro finanční vypořádání odchylek (jež může doznat zásadních změn), ale i pro úhradu plateb za komoditu a s ní spojené služby v regulované i neregulované části. Dá se očekávat s ohledem na významnou část trhu s elektřinou, která využívá různé podpory, že i s ní související systém plateb může mít významnou úlohu v budoucím modelu trhu s elektřinou. Otázkou bude, zda pro rozvíjející se trh se službami v oblasti dodávek konečným zákazníkům nebude nutné doplnit nové podmínky pro řízení soustavy (dispečerské řízení). Zásadní v této souvislosti může být vymezení podmínek a postupů pro registraci OPM v CS OTE, přes který data o spotřebě zákazníků prochází.

4) Model vyhodnocování a zúčtování odchylek

Jedná se o vymezení odpovědnosti za odchylku a dále principů a systému pro výpočet a vyhodnocování odchylek (včetně specifík plynoucích z užívání neprůběhových měření a včetně odlišností v regionech TDD a DS) a jejich zúčtování a finančního vypořádání, včetně podmínek finančního zajištění odchylek.

5) Technické podmínky vymežující provoz ES ČR

Pod tímto aspektem se rozumí veškerá technická specifika mající dopad na bezpečnost a stabilitu soustavy, tj. podmínky připojení k soustavě, pravidla pro její provoz a řízení. Zajímavou otázkou bude i vztah mezi obchodním a dispečerským měřením, resp. možnostmi nalezení synergie mezi oběma typy měření.

6) Tarifní systém

Zahrnuje umožnění prodeje elektřiny jako komodity s ohledem na všechny související aspekty (požadování úspor, flexibilitu pro zákazníka, environmentální chování, priority státu, aj.). Jeho součástí je také systém regulovaných plateb (tj. plateb za přenos, distribuci, systémové služby, služby OTE, a možná doprovodně i systém krytí nákladů na podporované zdroje). V rozšířeném kontextu zejména v souvislosti s požadavky na zvyšování úspor může být tento aspekt vnímán i z pohledu cenotvorby v oblasti komodity (a to jak v neregulované části, tak v oblasti dodávek poslední instance).

V kontextu výše uvedených aspektů jsou dále hodnoceny nedostatky (slabiny) stávajícího modelu trhu s elektřinou ve vazbě na legislativní a technologické trendy.

Slabiny českého trhu s elektřinou lze tedy v zásadě rozdělit na tři skupiny. V první řadě se jedná o nedostatky, které současný model má a které je nutné odstranit. Druhou kategorií jsou oblasti, v nichž stávající model vyhovuje, nicméně existuje prostor pro určitá vylepšení. Do třetí skupiny pak spadají faktory, které mohou model trhu zásadněji ovlivnit v budoucnu, a proto je nezbytné na ně již nyní brát zřetel.

I. Současné nedostatky stávajícího modelu trhu s elektřinou

Slabiny současného modelu trhu s elektřinou lze vnímat zejména v kontextu níže uvedených fenoménů, rozšiřujících se s rozvojem nových technologií dostupných pro využití v elektrizační soustavě v rámci trhu s elektřinou.



Akumulace

Slabiny:

- Nové typy technologií, které mohou být využívány pro akumulaci, mohou mít odlišný vliv na soustavu než v současné době používané PVE.
- Širší zapojení akumulace do stávajícího modelu trhu s elektřinou je do značné míry komplikované, neboť existuje několik přístupů k tomuto prvku. Zejména se jedná o to, kdo akumulaci provozuje (PDS, prosumer, nebo nezávislý subjekt na trhu), za jakým účelem ji používá (zda pro svou potřebu k vyrovnávání svého diagramu, nebo pro poskytování služby jiným účastníkům trhu a tedy pro podnikání) a především v jakém smyslu je akumulace využívána (zda pro potřebu řízení a provozování soustavy nebo jako zásobník elektřiny pro jiného účastníka trhu obdobně, jako v případě plynárenských zásobníků provozovatel zásobníků poskytuje službu uskladnění plynu pro jiného účastníka trhu).

Návrh na změnu:

Ad aspekt 1 – Očekává se, že v oblasti elektroenergetiky vznikne zcela nový segment trhu s elektřinou, tj. trh s kapacitou akumulace pro účely uskladnění elektřiny. Pro tento segment je nutné vymezit pravidla fungování (a to výhradně na tržním principu), s nutností vymezení práv a povinností tohoto nového hráče (v rámci aspektu 2).

V případě vnímání akumulace jako prvku pro řízení stability soustavy bude tato integrována do segmentu trhu s podpůrnými službami (a to na komerční bázi), nebo variantně jako regulovaná činnost v případě, že bude ve specifických případech provozována přímo provozovatelem soustavy.

- **Ad aspekt 2** – Bude-li akumulace provozována účastníkem trhu pro vlastní potřebu, licence se nevyžaduje. V případě provozování akumulace za účelem zisku je klíčový požadavek na získání licence. Vzhledem k tomu, že může být akumulace provozována v rámci nového segmentu trhu, bude analyzováno, zda bude možný provoz takového zařízení v rámci licence na výrobu elektřiny, nebo bude nutné zavést nový typ licence s vyřešením dopadů do oblasti autorizací, a v této souvislosti bude nutné také vymezit práva a povinnosti provozovatele takové akumulace na úrovni energetického zákona.
- **Ad aspekt 5** – V souvislosti s využitím různých technologií akumulace a jejich různým vlivem na soustavu je nezbytné dále specifikovat a na úrovni příslušných kodexů vymezit technické podmínky pro připojení takových technologií. Pro účely zajištění měření elektřiny „proteklé“ akumulací bude v místě připojení akumulace k ES ČR muset být instalováno odpovídající měření, kromě specifických případů napěťového kondicionéru provozovaného PDS.
- **Ad aspekt 6** – Ve vazbě na dnes již provozované akumulace typu přečerpávacích elektráren, pro něž jsou nastaveny určité podmínky v rámci tarifního systému, které by mohly být zneužitelné ze strany širokého spektra akumulací a vést tak k destabilizaci systému regulovaných plateb, musí být upraven tarifní systém. Detailní vymezení podmínek v této oblasti bude řešeno v navazujících tarifních projektech.



Decentralizace zdrojů a rozvoj prosumers

Slabiny:

- V důsledku zavedení podpory a následného rozšíření intermitentních zdrojů a dále fenoménu prosumers existuje v současném složitém právním systému riziko nekontrolovaného a potenciálně i nelegálního rozšiřování instalací výroby ve spotřebních OPM, což do značné míry ovlivní využívání současného systému TDD, informace pro provoz soustavy, kvalitu DS a současný tarifní systém (v důsledku poklesu odběru ze soustavy vzrostou jednotkové ceny uživatelům).
- V současném tarifním systému jsou některé platby vybírány na základě měřených odběrů z přenosové nebo distribuční soustavy a jiné navíc na základě výkazů o spotřebě. V tomto kontextu znamená rozvoj prosumers pro tarifní systém problém, neboť dochází k poklesu odběru ze soustavy a v důsledku toho se přenáší stále náklady provozovatelů soustav na ostatní účastníky trhu prostřednictvím zvyšujících se jednotkových cen. Navíc jsou výkazy o lokální spotřebě výrobců (prosumers) závislé nikoliv na hodnotách skutečně naměřených nezávislými provozovateli, ale na korektním vykazání účastníkem trhu, jenž může být ovlivněn svými oprávněnými zájmy. Z uvedeného vyplývá, že při rozsáhlejší rozšiřování prosumers je současný tarifní systém neudržitelný.

Návrhy na změnu:

- **Ad aspekt 2** – Bylo navrženo eliminovat povinnost vlastnit licenci na výrobu elektřiny ve specifických případech instalace výrobního zařízení v OPM prosumers; budou vyžadovány některé povinnosti obdobně jako v případě výrobce, avšak budou zjednodušeny.
- **Ad aspekt 3** – v případě prosumers s malým výkonem instalovaného zdroje se doporučuje osvobodit tohoto účastníka trhu od vykazovací povinnosti vůči operátorovi trhu. Toto nelze učinit v případě větších zdrojů, které mohou významně ovlivnit řízení soustavy. Nicméně je třeba zachovat všechny procesy, které vedou k zajištění bezpečnosti, spolehlivosti a zachování kvality dodávek elektřiny
- **Ad aspekt 4** – za předpokladu, že by v případě OPM prosumers nebyla instalována průběhová měření, bude nutné vytvořit nový náhradní průběh spotřeby typický pro takové OPM (např. superponováním nově vytvořeného dynamického TDD výroby na standardní spotřební TDD) tak, aby bylo možné zúčtovat odchylky v jednotlivých obchodních hodinách. Tato oblast však bude ještě podrobena analýze z hlediska celospolečenských finančních dopadů.
- **Ad aspekt 5** – Byl navržen mechanismus zjednodušeného připojení výroben do spotřebního OPM při dodržení definovaných podmínek. Přitom se požaduje, aby odběratel v případě instalace výrobního zařízení pro svou potřebu zajistil, že elektřina nepřeteče do soustavy. Přes tato opatření lze očekávat vyšší nároky na řízení soustav ze strany provozovatelů a potřebu hledat další možnosti pro regulaci výkonu v soustavě. Je třeba vyhodnotit, zda instalovat standardní průběhové měření nebo jej nahradit jednodušším měřením typu S, a to především z hlediska nákladovosti na vytvoření a implementaci výrobních (pro možné typy zdrojů) dynamických TDD.
- **Ad aspekt 6** – s klesajícím odběrem ze soustavy je nutné upravit tarifní systém tak, aby nedocházelo k přenášení nákladů na ostatní účastníky trhu, ale aby každý



účastník trhu adresně uhradil ty náklady, které svými požadavky na případnou dopravu elektřiny a připravenost systému k dodávce elektřiny v soustavě vyvolává. Dále by měla být zavedena ekonomická motivace pro prosumers zamezit dodávkám elektřiny do soustavy při zjednodušeném připojení. Současně by tarifní systém měl vázat platby na jednotky, které budou provozovateli soustav ověřitelné a nebudou záviset na vůli prosumers. V oblasti tarifního systému jsou již ze strany provozovatelů navržena opatření a tato téma jsou detailně řešena v navazujících projektech.

Distribuční soustava a oddělené samozásobované oblasti

Slabiny:

- V elektroenergetice vznikají a budou vznikat „off-grid“ systémy, což jsou cílené ostrovní systémy zcela galvanicky oddělené od distribuční sítě, jejichž hlavním poznávacím znakem bude nemožnost jednoduše a rychle se připojit k distribuční síti, např. prostřednictvím nějakého spínacího prvku, bez vybudování potřebného propojení s již existující distribuční sítí provozovanou na základě licence na distribuci. Vždy se jedná o svobodné rozhodnutí spotřebitelů elektřiny pro takovou variantu provozu. Tomuto trendu nebude možné a ani smysluplné se bránit. Pouze je nutné se s tímto novým fenoménem vypořádat v oblasti legislativní a fungování trhu s elektřinou.
- Stávající znění energetického zákona nebrání připojení distribuční soustavy k výrobně elektřiny nebo odběrnému místu zákazníka, aniž by byla jakkoliv jinak přímo připojena k přenosové soustavě nebo k jiné distribuční soustavě. Tento stav velmi komplikuje praktické fungování trhu s elektřinou a praktické naplnění některých práv účastníků trhu s elektřinou.

Návrhy na změnu:

- **Ad aspekt 1** – Pro jednoznačné odlišení „off-grid“ systému, na který se nemohou a tedy ani nebudou vztahovat pravidla definovaná stávajícím energetickým zákonem, bylo navrženo provést dvě legislativní úpravy ve stávajícím znění energetického zákona. Konkrétně se jedná o úpravu definice distribuční soustavy, kde se doplní podmínka, že se jedná o soubor zařízení připojený přímo k přenosové soustavě nebo přímo k jiné distribuční soustavě ležící na území České republiky nebo na území sousedního státu. Současně by mělo dojít k úpravě definice odběrného místa, kde by byla doplněna podmínka, že se jedná o místo které je připojeno k přenosové nebo distribuční soustavě.

S ohledem na existenci a možný rozvoj „off-grid“ systémů, je nutné dále analyzovat potřebu dalších úprav energetického zákona, a to i včetně pro řešení situací soft off-grid systémů, které na rozdíl od „off-grid“ systémů budou mít možnost připojovat se k ES ČR a odpojovat se od ES ČR jednoduchým způsobem (např. prostřednictvím spínacího prvku), aby byly legislativně správně vymezeny definice a fungování těchto systémů.

- **Ad aspekt 6** – Tarifní systém by neměl umožňovat využívání ES ČR jako zálohy pro „off-grid“ systémy, ale ani pro „soft off-grid“ systémy, bez jejich odpovídajícího podílu na nákladech systému. Při odpojování části systému od ES ČR by zřejmě vznikly uvízlé náklady související s již uskutečněnými investicemi do distribučního zařízení, které by musely být provozovateli distribuční soustavy uhrazeny. Proto cena za znovupřipojení těchto soustav musí respektovat vyvolané náklady.



II. Možná zlepšení stávajícího modelu trhu s elektřinou

DSR/DSM

Slabiny:

- Stávající model trhu již řízení spotřeby umožňuje, a to prostřednictvím HDO a souvisejícího tarifního systému. Nicméně v některých případech se může jevit současně uplatňovaná operativnost řízení jako neodpovídající, případně že potenciál HDO by mohl být využit pro řízení ještě ve větší míře.

Návrhy na změnu:

- **Ad aspekt 5**

V kontextu požadavku na vyšší využití potenciálu HDO se doporučuje analyzovat detailněji jednak možnosti zvýšení operativnosti řízení spotřeby, jednak využití HDO jak pro potřeby PDS, tak i pro potřeby obchodníka. Zde je potřeba vyhodnotit přínos „ovládané“ spotřeby zákazníků pro PDS (snížení nákladů na zajištění spolehlivosti, resp. zajištění vysokého stupně spolehlivosti). Vzhledem k tomu, že změna v operativnosti řízení má zásadní dopad do systému odchylek, musí být o úpravě rozhodnuto na základě vyhodnocení přínosů ve vztahu k výraznému zvýšení nákladů účastníků trhu spojených s eliminací odchylky. V případě rozhodnutí o využití HDO ve prospěch obchodníka je pak nezbytné vyhodnotit přínosy vůči nákladům na zavedení systému.

V kontextu rozvoje SG a smart metering by bylo možné v souvislosti s dalšími inteligentními prvky (např. implementovanými přímo do spotřebičů) eventuálně ještě více zvýšit potenciál pro řízení zatížení ze strany provozovatelů soustav. Klíčový pro další vývoj v této oblasti je rozvoj nových technologií a především zvýšení jejich cenové dostupnosti.

- **Ad aspekt 6** - Pro podporu řízení spotřeby se navrhuje instalovat měření, které umožní vyhodnocení (fakturaci) komodity v různých časech bez podmínky blokování určitých typů spotřebičů v odběrném místě. Je třeba eliminovat negativní vlivy obchodních tarifů na technické řízení zátěže. Podrobnosti budou rozvedeny v navazujících projektech.

Net metering

Slabiny:

- V případě aplikace net meteringu na celkovou cenu dodávky elektřiny by došlo k distorzi mezi účastníky trhu s elektřinou, kdy náklady v síti vyvolávané výrobcí aplikujícími net metering by byly přenášeny na ostatní účastníky trhu. V případě regulovaných plateb by pak mohl v krajním případě vést ke „kolapsu“ stávajícího tarifního systému. Z tohoto důvodu se aplikace net meteringu na celkovou cenu dodávky elektřiny v ČR zásadně nedoporučuje.
- Net metering je tedy přípustný pouze na obchodní bázi (v oblasti komodity). Net metering může mít negativní dopad i do systému daní (výběr DPH), který je třeba dále analyzovat.

Návrh na změnu:

- **Ad aspekt 6** - Před implementací net meteringu nebo krátce poté musí být přenastaveny regulované tarify (za distribuci, systémové služby a další související



platby) s cílem jednoznačné adresné platby uživatele sítě za využití jejích služeb (nastavené nové regulované tarify neumožní socializaci nákladů způsobenou úsporou samovýrobce na platbách za distribuci za elektřinu výrobcem vyrobenou a spotřebovanou, případně za elektřinu vyrobenou výrobcem, dodanou do sítě a následně zpětně odebranou ze sítě).

Elektromobilita

Slabiny:

- Pro předpokládané zapojení elektromobility do trhu s elektřinou, kdy dobíjecí stanice budou realizovány jako standardní spotřební odběrné místo a v rámci jejich provozu bude poskytována služba dobíjení jako celek (nikoliv realizován čistě prodej elektřiny tak, jak jej vnímá energetický zákon, a tedy nepodléhá povinnosti vlastnictví licence na obchod s elektřinou), neexistují v současném modelu trhu s elektřinou žádné zásadní bariéry. Očekávaný rozvoj elektromobility dokonce již zohledňuje i současný tarifní systém, který zavedl individuální tarif pro odběr elektřiny takovými zařízeními.

Návrh na změnu:

- V tomto okamžiku nejsou vyžadovány konkrétní úpravy na úrovni legislativy vyplývající z rozvoje elektromobility v ČR za předpokladu, že bude do trhu s elektřinou zapojena doporučeným způsobem. Problematika elektromobility bude dále rozpracována v rámci NAP CM.

Rozšiřování inteligentních měřidel

Slabiny:

- Dosavadní trend směřuje k rozšiřování rozsahu průběhového měření v zákaznickém segmentu MO. Přijaté strategie by tomuto neměly bránit.

Návrh na změnu:

- Navrhuje se prozatím na smluvní bázi mezi PDS a zákazníkem umožnit instalaci průběhového měřidla na základě požadavku zákazníka, přičemž vícenáklady na takové měřidlo (nad rámec standardního, legislativou definovaného měřidla) půjdou k tíži žadatele.
- V kontextu navrženého řešení budou ještě muset být analyzovány dopady do oblastí předávání dat (**aspekt 3**). Rovněž budou muset být analyzovány zásadní dopady do modelu vyhodnocování odchylek (**aspekt 4**), jednak v návaznosti na rozhodnutí o rozsahu a četnosti předávání dat do CS OTE a jednak v kontextu snižujícího se rozsahu OPM s přiřazenými TDD, které budou tím více zatěžovány chybovostí systému TDD, čím se bude snižovat počet OPM využívajících pro zúčtování odchylek systém TDD a měřidel samotných, a bude tedy nutné neustále upravovat tento systém. V neposlední řadě bude změna znamenat podstatný zásah do procesů a informačních systémů PDS a CS OTE.
- V rámci tarifního systému (**aspekt 6**) budou tyto platby od zákazníka zohledněny do regulovaných cen a tarifů.

III. Faktory vyžadující potenciální změnu modelu trhu s elektřinou v budoucnu



Dožívající výrobní kapacity vs. kapacitní trh

Slabiny:

- Neexistují dostatečné resp. správné signály pro výstavbu nových kapacit, což může v budoucnu vést k nedostatku výrobních kapacit potřebných pro trh i pro balancování soustavy.
- V této souvislosti existuje riziko implementace CRM a rozvoje kapacitního trhu. ČR se v dohledné době daný problém přímo nedotýká, avšak při zavedení v jiných státech bude mít dopad na obchodní příležitosti českých obchodníků s elektřinou a rovněž na postavení českých výrobců na evropském trhu s elektřinou.

Návrh na změnu:

- V kontextu **aspektu 1** můžeme v tuto chvíli pouze sledovat vývoj v členských státech EU a snažit se aktivně ovlivnit podobu opatření, která budou zejména v oblasti CRM přijímána. V případě zavedení CRM v okolních státech musí být důsledně respektovány přijaté Pokyny pro veřejnou podporu v oblasti ochrany životního prostředí a energetiky 2014-20 (EEAG) a zejména umožněna účast českých výrobců na kapacitních mechanismech v zahraničí. Dále by ČR měla usilovat o co nejrychlejší „market coupling“ se západními trhy a tím vytvořit tlak na Německo, aby svá vnitřní síťová omezení integrovala do modelu trhu a směřovala k více tržnímu způsobu řešení namísto dnes již téměř permanentního redispečinku výroby.
- V kontextu vývoje v některých zemích EU a rizika zavádění CRM je vhodné ve vzdálenějším časovém horizontu mít na zřeteli i možnou implementaci obchodování s výrobními kapacitami. Pokud takový segment trhu bude zaveden, bude to znamenat zásadní úpravu legislativy a potřebu vymezení pravidel a principů tohoto typu obchodování, včetně rolí jednotlivých účastníků. Obecně je však žádoucí primárně usilovat o hledání jiných řešení nedostatečných pobídek pro výstavbu výrobních zdrojů. Z tohoto důvodu nejsou v tomto okamžiku definovány konkrétní požadavky na změnu v modelu trhu s elektřinou.

Správa dat v CS OTE v kontextu SG

Role OTE v modelu trhu s elektřinou jako centrální autority pro vyhodnocování odchylek, organizování krátkodobého trhu s elektřinou a pro poskytnutí údajů potřebných pro fakturaci obchodníkům zůstává zachována a měla by být s rozvojem SG posilována. Stávající systém správy dat a registrace OPM pro tyto účely je v kontextu dosavadních trendů v elektroenergetice prozatím vyhovující (zejména v oblasti výpočtu a ocenění odchylek a realizace změny dodavatele), přestože existuje řada nedostatků.

V souvislosti s plnou implementací smart metering bude však vhodné změnit způsob registrace OPM (tak, aby byla zavedena centrální evidence všech OPM v systému OTE), což může umožnit rozvoj dalších služeb, které by využívaly data a komunikační infrastrukturu pro elektromobilitu, poskytování služeb v oblasti řízení spotřeby (demand side management), poskytování dynamických tarifů aj. Důvod pro registraci všech OPM v CS OTE by v budoucnosti mohl vzniknout také v případě, pokud by došlo ke zvýšení tlaku na prosazení přísnějších podmínek unbundlingu, což by vedlo k oddělení IS systémů vertikálně integrovaných podnikatelů.



Návrh na změnu:

- **Ad aspekt 3**

V případě rozhodnutí o centrální evidenci všech OPM na úrovni CS OTE musí být legislativně upraveny podmínky pro registraci OPM na úrovni primární a hlavně sekundární legislativy. Rovněž bude muset být upraven systém předávání dat tak, aby za každé OPM byly ze strany provozovatelů soustav předány potřebné údaje z měření do CS OTE, aby byly tyto k dispozici jak pro účely vyhodnocení odchylek, tak pro dodavatele elektřiny k vyúčtování dodávek elektřiny. Konkrétní legislativní návrhy však vzhledem ke stavu aktuální relevantnosti otázky nebyly rozpracovány.

- **Ad aspekt 4** – Centrální evidence všech OPM v CS OTE znamená rovněž zásadní úpravu systému vyhodnocování odchylek a predikce spotřeb, které budou muset být vztaženy ke každému jednotlivému OPM zákazníků (v této souvislosti se předpokládá, že souhrnná OPM zůstanou zachována v případě předávacích míst mezi provozovateli soustav).

- **Ad aspekt 6** – Rozhodnutí o implementaci centrální evidence OPM by mělo být učiněno z hlediska komplexního vyhodnocení celospolečenských dopadů a přínosů pro trh s elektřinou a plynem.

Interval pro zúčtování odchylek

Slabiny:

- V řadě okolních států již došlo ke zkrácení intervalu zúčtování odchylek na 15 min. na úrovni EU je rovněž zaznamenáván tlak na zkrácování zúčtovacího intervalu na 30 min a méně. Bez zkrácení obchodních intervalů má však taková změna pouze za následek zvýšení nákladů na odchylky účastníků trhu.

Návrh na změnu resp. doporučení:

- V kontextu **aspektu 4** se v tuto chvíli doporučuje sledovat vývoj v členských státech EU a současně analyzovat potenciální jiné možnosti resp. opatření, která by usnadnila řízení elektrizační soustavy. O případném zkrácení zúčtovacího intervalu by mělo být rozhodnuto teprve v případě, že celospolečenský přínos převáží nad náklady.

5.5.1 Budoucí produkty a služby v modelu trhu s elektřinou

V důsledku současných trendů lze očekávat, že vzroste rozsah služeb dostupných na trhu s elektřinou.

Základním produktem zůstane komodita, elektrická energie. Dosavadní model obchodování s komoditou mezi účastníky trhu, založený na účasti na organizovaném krátkodobém trhu s elektřinou, dvoustranných obchodech mezi účastníky a obchodech prostřednictvím burz, se jeví v kontextu trendů prozatím jako dostačující a nevyžaduje zásadní úpravy.

Bude však vzrůstat potřeba služeb pro řízení rovnováhy v soustavě a tedy bude posilována role trhu s podpůrnými službami i role vyrovnávacího trhu s regulační energií. Podpůrné služby jako takové by měly být nadále ponechány působení tržním mechanismům (pokud bude zajištěna dostatečná míra konkurence v oblasti nabídky jednotlivých typů podpůrných služeb), a to včetně vyššího zapojení služby akumulace (a určitého akumulárního potenciálu elektromobility) pro řízení výkonu v soustavě.



V novém modelu trhu by měl určitě být vytvořen prostor pro nový segment trhu, službu akumulace elektřiny pro účastníky trhu ve smyslu jejího dočasného uskladnění a následného vyčerpání pro potřebu těchto účastníků. Využití akumulace bude postaveno čistě na tržní bázi bez cenově regulatorních zásahů.

Implementace nových technologií přinese nové možnosti pro zákazníky, výrobce a především obchodníky nabízející své služby zákazníkům a výrobcům.

Může se jednat například o:

- rozšíření možnosti účasti spotřebitelů elektřiny na DSR,
- rozšíření možností nabídek v oblasti platebního a tarifního systému, zejména pro produkty silové elektřiny,
- možnost dálkového odpojení zákazníků z důvodu špatné platební morálky a
- služby v podobě předplatného systému.

Možnosti využití potenciálu nových služeb a funkcionalit⁷, které se budou postupně nabízet s rozvojem implementace inteligentních systémů a prvků v elektroenergetice, bude potřeba ještě analyzovat, a to včetně potřeby případných legislativních úprav.

V souvislosti s potenciálním zavedením kapacitních trhů vznikne pravděpodobně nový produkt zajištění výrobní kapacity.

5.5.2 Očekávané role účastníků trhu ve vazbě na vývoj trhu s elektřinou

Z výše uvedeného je zřejmé, že role některých účastníků trhu s elektřinou se budou do určité míry upravovat.

V případě výrobce bude vedle role producenta komodity posilována jeho role v oblasti poskytování podpůrných služeb. V případě potencionálního zavedení CRM se v budoucnu stane důležitým hráčem na nově zavedeném trhu s výrobními kapacitami. Pokud takový trh nebude implementován v českých podmínkách, avšak bude zaveden v okolních státech, bude klíčové zajistit, aby se čeští výrobci mohli do tohoto typu trhu v zahraničí zapojit.

U zákazníka jakožto konzumenta nabízených produktů a vybraných služeb se očekává stále vyšší míra profesionalizace a v této souvislosti možný další rozvoj prosumers. V případě profesionálních zákazníků se pak nabízí potenciálně vyšší míra zapojení se do řízení soustavy (při vhodném zavedení ekonomických stimulů v podobě tarifů).

Obchodník s elektřinou bude nadále primárně fungovat jako dodavatel komodity. V rámci této role však může v budoucnu ještě významněji ovlivňovat spotřebitele k úsporám, a to svou tarifní politikou za předpokladu, že bude cenová nabídka výrazněji navázána na aktuální vývoj ceny elektřiny na velkoobchodním trhu. Lze navíc očekávat, že obchodník bude vystupovat v roli agregátora při poskytování některých služeb (např. v oblasti elektromobility).

Provozovatelé soustav (přenosové i distribuční) mohou mít v kontextu rozvoje technologií připojovaných účastníky trhu k soustavě obecně podstatně složitější roli při řízení soustavy. Zejména penetrace destabilizujících prvků (intermitentních zdrojů apod.) zvyšuje nároky

⁷ Např. účast spotřebitelů na vyrovnání bilance ES ČR prostřednictvím DSR



na nástroje pro zajištění technické rovnováhy systému. Za předpokladu plného nasazení AMM v rámci SG a zavedení centrální evidence OPM v CS OTE bude navíc zdůrazněna role PDS při registraci OPM a předávání příslušných údajů (měření, údaje o OPM účastníků). Vzhledem k rostoucím nárokům v tomto kontextu existuje určité riziko, že řada provozovatelů lokálních distribučních soustav může přehodnotit své podnikání a ukončit výkon činnosti na základě licence na distribuci, čímž se může rozšiřovat problém podružných odběrů a vnořených výroben, jejichž existenci současný model trhu zohledňuje okrajově (omezením příslušných práv, které standardně účastníci trhu s elektřinou mají).

V případě operátora trhu lze s rozvojem SG očekávat v budoucím modelu trhu posílení postavení tohoto účastníka trhu jakožto centrální autority, a to především v kontextu centrální evidence dat o OPM účastníků trhu.

V neposlední řadě může vzniknout nový typ účastníka trhu s elektřinou, tj. provozovatel akumulace jako zásobníku pro skladování elektřiny vlastněné i jinými účastníky trhu.

S předpokládaným rozvojem služeb lze očekávat, že významnou roli v budoucím modelu trhu budou mít i agregátoři, a to zejména v oblasti řízení DSR, elektromobility, akumulace apod. Tito budou mít podstatně lepší vyjednávací pozici na trhu s elektřinou při nabízení konkrétních služeb než jednotlivci.

5.5.3 Shrnutí k modelu trhu a jeho možné změně

V rámci této části projektu byl analyzován stávající model trhu s elektřinou v ČR a faktory a trendy, které tento trh v současnosti ovlivňují. Trh s elektřinou byl posuzován zejména v kontextu vývoje legislativního prostředí vymezeného na úrovni EU, dále s ohledem na dosavadní nebo očekávaný vývoj na trzích s elektřinou v EU (především v okolních zemích), a v neposlední řadě i v souvislosti s rozvojem a zapojením nových technologií do tohoto trhu.

Je zřejmé, že v posledních letech dochází na trhu s elektřinou k poměrně zásadním změnám. Mění se očekávání a role účastníků trhu s elektřinou, předpokládají se některé nové role (zejména role agregátorů, neboli „sdužovatelů“, v oblasti poskytování řady služeb v elektroenergetice), předpokládá se také, že vzroste rozsah služeb dostupných na trhu s elektřinou.

Účastníci trhu s elektřinou se obecně více profesionalizují, spotřebitelé (i ti nejmenší) se často v důsledku různých ekonomických stimulů stávají současně i výrobci elektřiny. Stále více se zpřístupňují různé technologie, jako jsou např. elektromobilita, akumulační jednotky využívané pro různé účely, inteligentní měřidla a obecně prvky pro řízení zatížení apod. V posledních letech je navíc energetika podstatně ovlivňována zavedeným systémem podpor pro OZE, jež vedly k širokému rozšíření intermitentních (nestabilních) zdrojů energie, které vyvolávají vyšší nároky na řízení v soustavě a tedy potřebu hledat další nástroje pro zajištění rovnováhy systému.

Některé technologické trendy s sebou v zásadě přinášejí určitý pozitivní efekt (např. právě při řízení soustavy, případně skýtají možnost zvýšení portfolia služeb nabízených na trhu s elektřinou apod.), ale současně vyvolávají určitou potřebu úprav některých zavedených procesů a principů na trhu s elektřinou. Některé z těchto úprav byly jednoznačně vymezeny již v rámci NAP SG, některé však byly pouze identifikovány s nutností provedení dalších detailních analýz, ať již ve smyslu jejich realizovatelnosti s ohledem na finanční dopady na účastníky trhu s elektřinou, nebo v kontextu širších dopadů do právního rámce.



Při návrhu změn je všeobecně akcentována snaha o maximální zjednodušení pravidel pro fungování trhu s elektřinou a podnikání na tomto trhu. V tomto smyslu byly také navrženy konkrétní změny vyplývající z provedené analýzy stávajícího modelu trhu.

Byla navržena jednodušší pravidla pro určité případy připojení zákazníků - samozásobitelů k elektrizační soustavě, a to včetně pravidel pro poskytování informací relevantním subjektům na trhu s elektřinou (jedná se o případy výroby s malými výkony, které nemají zásadní vliv na soustavu). Ve stejném duchu byl také vymezen rámec pro zapojení elektromobility do trhu s elektřinou tak, aby byl vytvořen co nejjednodušší a přitom komfortní systém pro budování a zpřístupnění infrastruktury uživatelům elektromobilů, inspirovaný již v současnosti fungujícím systémem v oblasti CNG.

V kontextu možného širšího využívání akumulace na trhu se předpokládá uplatnění co nejjednodušších pravidel. Tato oblast představuje potenciál pro vytvoření nového typu služby v elektroenergetice (konkrétně služby skladování elektřiny pro jiné účastníky trhu). Z tohoto důvodu se předpokládá vymezení podmínek pro podnikání v této oblasti v rámci energetického zákona. Tato problematika, společně s řadou dalších oblastí, však bude ještě podrobena detailní analýze.

Implementace nových technologií zcela jistě přinese nové možnosti pro všechny účastníky trhu (zákazníky, výrobce a především obchodníky, nabízející své služby zákazníkům a výrobcům). Zejména inteligentní sítě a inteligentní měřidla mohou vytvořit prostor pro větší účast spotřebitelů elektřiny na DSR, rozšíření možností v oblasti tarifního systému apod. Na druhé straně však mj. přináší podstatné dopady do stávajícího systému předávání dat mezi účastníky trhu s elektřinou, přičemž v této souvislosti nabývá stále více na významu otázka změny současné koncepce správy a předávání dat v elektroenergetice (využívaných pro účtování plateb, pro vyhodnocování a zúčtování odchylek atd.) a vytvoření centrálního datového úložiště, které by bylo zdrojem informací pro všechny dotčené účastníky trhu s elektřinou.

Zavádění nových technologií je však spojeno s další finanční zátěží pro účastníky trhu s elektřinou. Proto se prozatím rozšiřování všech technologií obecně ponechává na dobrovolné resp. tržní bázi a teprve budoucí vývoj ukáže, zda najdou své místo na trhu. V rámci této studie byly konkrétně takové závěry učiněny např. v oblasti inteligentních měřidel (kdy bylo navrženo umožnit zákazníkovi za určitých podmínek instalaci inteligentního měřidla nad legislativou vymezený standard, avšak na smluvní bázi s provozovatelem soustavy) nebo v oblastech výstavby dobíjecí infrastruktury pro elektromobily či zapojení akumulace do trhu s elektřinou.

Koncepce SG představuje v praxi mj. nástroj, jak napomoci provozovateli soustavy efektivněji řídit zatížení v soustavě, a tím v konečném důsledku případně šetřit primární zdroje energie. V této souvislosti je vhodné zdůraznit, že v českých podmínkách (na rozdíl od některých států EU) již systém řízení spotřeby (prostřednictvím HDO) funguje, a to s velmi pozitivními efekty. V rámci analýzy trhu byly pak komplexněji hodnoceny možnosti dalšího využití tohoto nástroje, a to jak z hlediska rozsahu využití (zda je dostatečně flexibilně využíván, zda nelze jeho využití podpořit i dalšími nástroji jako např. úpravou tarifní politiky apod.), tak z hlediska účelu jeho využití (kdy se nabízí možnost poskytnout tento nástroj i pro potřeby obchodníka). V uvedených směrech byl identifikován určitý potenciál pro rozšíření využití, nicméně je nezbytné provést ještě detailní vyhodnocení ekonomických a finančních dopadů na účastníky trhu.



V souvislosti s rozšiřující se koncepcí SG se objevil jako podstatný požadavek vymezit v modelu trhu s elektřinou detailněji vnímání elektroenergetického systému a jeho účastníků z hlediska fyzikálního zapojení. V současné době existují různé hybridní (nepřímé) způsoby připojení účastníků trhu k elektrizační soustavě, přičemž mohou existovat i případy úplného oddělení samozásobovaného systému od ES ČR (tzv. off-grid systém), které značně komplikují fungování stávajícího modelu trhu s elektřinou. Z uvedeného důvodu byly navrženy legislativní úpravy, které mají přesněji vymezit tyto systémy a vydělit je ze standardního modelu trhu, jehož podmínky fungování nejsou schopny plnit.

Na jedné straně se nese napříč energetikou požadavek na celospolečenské hledání úspor energií a neméně podstatný požadavek na vytvoření prostoru pro využití potenciálu řízení zatížení na straně spotřeby v kontextu rozvoje SG a smart metering. Naproti tomu je trh s elektřinou již nyní v důsledku enormní podpory vybraných zdrojů energie do značné míry deformován a pro žádoucí změny chování spotřebitelů nevytváří potřebný ekonomický stimul.

Pokračování stávajícího trendu směřuje k rozpadu čistě komoditního trhu na více trhů. Kromě trhu s komoditou byl již fakticky vytvořen „pseudotrh“ s masivně dotovanou obnovitelnou energií, který deformuje cenové signály na trhu s vlastní komoditou. Omezení investic a odstavování výrobních kapacit vyvolává obavu o zajištění rovnováhy v soustavě a může vést až k potřebě zavedení dalších opatření pro zajištění dostatečné nabídky elektřiny na trhu, jako jsou např. kapacitní mechanismy (jak je již v některých státech EU zvažováno). To by v konečném důsledku znamenalo vytvoření dalšího trhu (tzv. kapacitního trhu).

Fragmentace trhu s elektřinou vede k přesunu části plateb za elektřinu jako komoditu na jiné trhy, čímž se zužuje prostor pro motivaci zákazníka flexibilněji reagovat na vývoj poptávky na trhu, a v konečném důsledku z ekonomického pohledu podkopává implementaci SG.

I přes veškerou snahu o harmonizaci pravidel fungování jednotného energetického trhu EU zůstává podstatným rizikem pro trh s elektřinou obecně nesourodost vývoje národních trhů, kdy právě zejména v kontextu rozpadu trhu na více subtrhů a jejich odlišný národní vývoj může vést k distorzím a znevýhodnění některých účastníků trhu (především účastníků trhu v jednom státě EU vůči účastníkům trhu v jiném státě EU).

Je proto nezbytné sledovat vývoj v členských státech EU a snažit se aktivně ovlivnit podobu opatření, která budou zejména v oblasti kapacitních mechanismů přijímána. V případě zavedení kapacitních mechanismů v okolních státech musí být důsledně respektovány přijaté Pokyny pro veřejnou podporu v oblasti ochrany životního prostředí a energetiky 2014-20 (EEAG) a zejména umožněna účast českých výrobců na kapacitních mechanismech v zahraničí. ČR by měla v současné situaci usilovat o co nejrychlejší „market coupling“ se západními trhy a tím vytvořit tlak na Německo, aby svá vnitřní síťová omezení integrovalo do modelu trhu a směřovalo k více tržnímu způsobu řešení namísto dnes již téměř permanentního redispečinku výroby. Nicméně pokud tato snaha neuspěje a vývoj v okolních státech bude dále eskalovat, měla by být ČR připravena přijmout odpovídající opatření pro ochranu národního trhu s elektřinou a zajištění energetické bezpečnosti.

Závěrem lze konstatovat, že dosavadní analýza byla zaměřena především na základní aspekty dosavadních trendů v elektroenergetice. Nicméně potenciál nových služeb a funkcionalit, které budou postupně vznikat s rozvojem implementace inteligentních systémů a prvků v elektroenergetice, může být podstatně širší, a proto bude potřeba jej dále analyzovat, a to včetně potřeby případných legislativních úprav.



5.6 Současný a možný budoucí model regulace včetně tarifů

V rámci této části projektu byl posuzován současný tarifní systém v ČR v kontextu vývoje trendů v elektroenergetice a zapojení nových technologií do trhu s elektřinou a do tarifního systému. Tarifní systém byl posuzován rovněž v kontextu vývoje legislativního prostředí vymezeného na úrovni EU a vývoje regulačního prostředí ve vybraných státech EU. Z analýzy vyplynula řada problémů a rizik, která nutně vedou k potřebě úprav stávajícího tarifního systému.

Výsledkem všech provedených analýz a hodnocení je jednak vydefinování základního rámce pro nový tarifní systém a jednak v některých případech i více či méně konkrétní doporučení řešení daného problému. Závěry jsou následující.

Problémy stávajícího tarifního systému

Praxe z posledních let ukazuje, že současný tarifní systém není optimální a z dlouhodobého hlediska se může stát neudržitelným. Zejména některé trendy (samozásobení spotřebitelů, ekonomická motivace pro spolupráci na řízení soustavy ze strany spotřebitelů, rozšiřování inteligentních měřidel, net metering apod.) do značné míry ovlivňují stávající tarifní systém, který v současnosti již nedokáže zajistit jednoznačné adresné přiřazení úhrady nákladů těm účastníkům, kteří takové náklady v systému vyvolávají a dochází k nežádoucí socializaci plateb. Byly proto identifikovány základní rizikové principy, které by měly být v novém tarifním systému odstraněny. Jedná se zejména o problém s úhradou stálých nákladů systému prostřednictvím ceny vztažené k odběru (tedy značně volatilní základně, která má v důsledku rozvoje prosumers klesající tendenci), nebo naopak platby vztažené k datům vykázaným pouze účastníky trhu a tedy obtížně ověřitelným.

Obecné požadavky na regulační rámec

Je potřeba definovat dlouhodobé cíle a opatření v oblasti energetiky a regulace. Cíle a konkrétní opatření pro jejich dosažení musejí být mezi sebou konzistentní (např. podpora OZE není vždy doprovázena stejnými impulzy pro rozvoj potřebné infrastruktury).

Investice na straně síťových společností mají dlouhodobou životnost, a proto je nutné zajistit dlouhodobě stabilní a predikovatelný regulační rámec. Stejně tak by měly být mezi sebou konzistentní regulační rámce pro jednotlivé regulační periody.

Na druhou stranu by dlouhodobě stabilní regulační rámec neměl znamenat setrvání na již přijatých pravidlech a zásadách, pokud důvod pro jejich aplikaci je překonán (např. tržní změny, technologický vývoj, strukturální změny). Síťové společnosti by také měly mít dostatek času na přizpůsobení se k nově nastavenému regulačnímu rámci.

Základní úlohou provozovatelů soustav je zajištění spolehlivého a kvalitního přenosu a distribuce elektřiny za akceptovatelné ceny, což vyžaduje:

- přiměřenou motivaci regulovaných subjektů k potřebným investicím a hospodárnému provozu;
- aby regulační rámec zajistil dostatečné finanční prostředky pro investiční a provozní činnosti s tím, že by měly být zanalyzovány a případně využity všechny možnosti pro získání finančních prostředků (jako jedna z možností se nabízí využití evropských strukturálních a investičních fondů);
- adekvátní motivaci uživatelů přenosové a distribuční soustavy k efektivnímu chování.



Okrajové podmínky pro nastavení nového tarifního systému

Nový tarifní systém by měl být zejména transparentní a nediskriminační, maximálně adresný, neměl by umožňovat ekonomické zvýhodnění subjektů na trhu, současně by měl motivovat k efektivnímu chování a k úsporám.

Tarifní systém by měl splňovat následující základní kritéria:

- Bude motivovat výrobce a spotřebitele k hledání takového umístění (v prostoru i čase) svých odběrů a výroby, které bude z celospolečenského hlediska maximálně efektivní a respektovat požadavky článku 15 a přílohy XI směrnice 2012/27/EU.
- Nastaví nediskriminační prostředí v rámci energetického odvětví, což např. znamená, že systém cen a financování různých příspěvků nepovede k ekonomicky neopodstatněnému zvýhodnění subjektů na trhu. V této souvislosti se předpokládá, že prostřednictvím tarifního systému nebude řešena ani problematika energetické chudoby a zranitelných zákazníků, která by trh také deformovala.
- Zabrání nevhodné podpoře, která by vedla k rozvoji technologií či chování subjektů na trhu, které by vyvolávalo potřebu dalších technických či ekonomických opatření.
- V maximální možné míře povede k úsporám energie a nákladů a současně zabezpečí, aby při platbách oprávněných nákladů provozovatelů soustav nebyl efekt úspory příslušných subjektů přenesen k tíži jiných subjektů, což znamená, že uživatelé sítí by se měli maximálně adresně podílet na nákladech v elektrizační soustavě, které svým jednáním vyvolali a vyvolávají, i na jejich případné úspoře.
- Bude respektovat časové hledisko jednotlivých položek nákladů při oceňování regulovaných služeb v elektroenergetice (zejména přenosu a distribuce).
- Umožní efektivní chování zákazníků na ekonomické bázi a musí jasně zákazníkovi indikovat veličiny (MW, MWh), kterými může ovlivnit výslednou platbu za využívané služby.
- Neměl by vést k znevýhodnění českého průmyslu.
- Povede ke stabilitě a dlouhodobé udržitelnosti financování provozu a investic do sítí a fungování OTE.
- Povede k zajištění návratnosti již vynaložených investic a odpovídající výnosnosti pro investora a zároveň podpoří efektivní rozvoj energetiky.
- Ceny a tarify by měly být vázány na takové jednotky, které jsou jednoznačně věrohodné, tj. provozovatel soustavy je může ověřit.
- Při návrhu je třeba respektovat kontinuitu tarifního systému a jeho počitatelnost (realizovatelnost).

Tarifní systém by v souvislosti s novými trendy a očekávaným vývojem neměl bránit:

- potřebnému technologickému rozvoji soustav,
- řízení spotřeby z pohledu spotřebitele, dodavatele a provozovatele soustavy,
- rozvoji dalších tržních možností,



- rozvoji využití energetických služeb.

Tarifní systém musí být stabilní, vést ke stabilitě a udržitelnosti provozu a rozvoje systému (sítě i OTE) a podpořit efektivní rozvoj energetiky. Rovněž musí být otevřený rozvoji na trhu s elektřinou a novým trendům a především musí být celospolečensky akceptovatelný.

Komplexnost tarifního systému

Při tvorbě tarifního systému a regulaci jednotlivých služeb je nezbytné mít na zřeteli, že jednotlivé služby (jako je přenos elektřiny, distribuce elektřiny, systémové služby a činnost OTE) spolu souvisejí a nelze je řešit samostatně (s výjimkou samotné nákladové kalkulace), ale musí být posuzovány komplexně. Všechny tyto služby lze shrnout do tzv. služby systému, která má zajistit jednak připravenost k dodávce elektřiny v jakémkoliv okamžiku a jednak samotnou dopravu elektřiny. Proto bylo navrženo zavést nový typ služby („službu systému“), který bude integrovat uvedené dílčí služby, a k této službě bude legislativně vymezen typ smlouvy, která nahradí stávající smlouvy o přenosu a distribuci. Podmínkou je, že na úrovni energetického zákona bude sjednocen přístup k jednotlivým dílčím službám zahrnutým do služby systému (zatímco dnes jsou některé upraveny v rovině soukromoprávních vztahů a některé v rovině veřejnoprávních vztahů, nově se navrhuje úprava výhradně v rovině soukromoprávní).

Energetická chudoba a zranitelní zákazníci

V návaznosti na rostoucí význam ochrany zákazníka byla detailněji analyzována problematika možného řešení energetické chudoby a ochrany zranitelného zákazníka. V této oblasti je nezbytné, aby ČR nejprve zaujala a případně do legislativy implementovala stanovisko k definici energetické chudoby a zranitelného zákazníka v podmínkách ČR.

Problematiku energetické chudoby lze řešit různými způsoby. Řešení v podobě systému sociálních tarifů, který je uplatňován v některých zemích, znamená zásadní zásah do trhu a vede deformaci tarifního systému (dochází ke zvýhodnění určité skupiny odběratelů, přičemž náklady jsou socializovány a přenášeny na ostatní účastníky trhu). Navíc neumožňuje adresné zacílení podpory a může vést ke zneužití a tedy prodražení celého systému podpory. Dalším argumentem proti zavedení je mj. i složité nastavování systému poskytování takovýchto tarifů. Problematika energetické chudoby se navíc týká všech druhů energie, a elektřina by neměla být od ostatních druhů energie oddělována. Z tohoto důvodu by měla být případná podpora řešena komplexně v rámci systému sociálních podpor.

Z pohledu elektroenergetiky se doporučuje spíše se zaměřit na technickou rovinu řešení problematiky, tzn., např. omezení možnosti přerušení dodávky u definované skupiny odběratelů nebo spolupráce při přerušení dodávky u ohrožené skupiny se „zdravotní“ nebo „sociální“ službou apod.

Celostátní ceny za distribuci

Pozornost byla zaměřena také na možnost zavedení celostátně jednotných cen za distribuci elektřiny. Tyto mohou přinést pozitiva v podobě jednotného vnímání energetiky, ale především omezení změn cen pro konečné zákazníky při regionálních změnách a určité zjednodušení pro obchodníka v oblasti fakturace a systému plateb. Na druhé straně však vyžaduje zavedení systému kompenzačních plateb mezi distributory (včetně PLDS) a s tím související potřebu sdílení velmi detailních dat mezi subjekty, navíc zamezuje možnosti prosazovat regionální zájmy a snižuje přímou odpovědnost subjektů za regulovanou cenu.



Vzhledem k tomu, že jednotné ceny přináší více negativních než pozitivních efektů a že neexistuje jednoznačný závažný argument pro jejich implementaci, který by vyplýval z požadavků evropské legislativy, nedoporučujeme jejich zavádění v českém tarifním systému. V této souvislosti je možné zvážit zavedení jednotných cen u některých dílčích služeb poskytovaných provozovateli soustav (např. cena za instalaci a správu měření).

Úhrada nákladů na podporované zdroje

Současný systém plateb v této oblasti vede v důsledku rostoucích nákladů na podporu POZE ke zvyšování finanční zátěže odběratelů a snižuje konkurenceschopnost českého průmyslu. Navíc v této oblasti stále probíhá proces notifikace stávajícího způsobu státní podpory elektřiny z OZE v ČR, k níž EK předběžně zaujímá negativní postoj. Je zřejmé, že systém úhrady vícenákladů spojených s podporou bude nutné upravit. Nadále se předpokládá částečné financování podpory dotací ze státního rozpočtu a z části platbami od účastníků trhu, přičemž tyto platby nebudou moci být nadále vázány na spotřebované množství elektřiny, ale na rezervaci příkonu. V této souvislosti Svaz průmyslu a dopravy a SVSE navrhuje zvýhodnit velkoobdoběte snížením celkové platby až o 50 % oproti současnému stavu. Konkrétní rozsah a způsob stanovení výše plateb bude předmětem navazujících tarifních projektů a novely zákona o podporovaných zdrojích.

Platba výrobce elektřiny za dodávku vyrobené elektřiny do PS nebo DS

V současnosti stále zůstává předmětem různých úvah a diskuzí také otázka zavedení plateb výrobce elektřiny za dodávku vyrobené elektřiny do PS nebo DS do tarifního systému.

Platba výrobce elektřiny za dodávku vyrobené elektřiny vznikla za účelem motivace investorů k optimální lokalizaci nových výrobních zdrojů s ohledem na významná síťová omezení a umístění spotřeby. Nicméně v ČR se dosud nikdy úvahy o zavedení platby výrobce elektřiny za dodávku vyrobené elektřiny křešení síťových omezení nevztahovaly a základním argumentem pro její zavedení vždy byla snaha o přesunutí části nákladů na jiného účastníka trhu a snížení cen konečného zákazníka. Zavedení platby výrobce elektřiny za dodávku vyrobené elektřiny bez její harmonizace napříč evropským energetickým trhem znamená v zásadě zhoršení konkurenceschopnosti českých výrobních zdrojů a může způsobit zpomalení budování nových zdrojů. Negativ této komponenty si je vědomo 19 z 32 států Evropy, a proto ji dosud nezavedly.

Zavedení platby výrobce elektřiny za dodávku vyrobené elektřiny by také odčerpávalo finanční prostředky výrobcům a investorům do obnovy a dalšího rozvoje výrobní základny v ČR, která je nezbytná pro zajištění tzv. výkonové dostatečnosti/bezpečnosti české elektroenergetiky. Lze totiž očekávat, že státní a další veřejné rozpočty (významným vlastníkem výrobců elektřiny v ČR je stát a municipality), které jsou ze zisků a dividend energetických společností naplňovány, by i nadále vyžadovaly dostatečný příjem finanční hotovosti ze zmíněných dividend. Nelze vyloučit, že zavedení platby výrobce elektřiny za dodávku vyrobené elektřiny by nakonec mohlo i významně snížit schopnost výrobců elektřiny vyplácet dividendu a tedy i naplňovat státní a municipální rozpočty. Výrobci elektřiny by v zásadě neměli možnost jakoukoliv dodatečnou platbu za výrobu elektřiny promítnout do ceny svojí produkce, protože velkoobchodní cena elektřiny v ČR de facto vzniká mimo ČR, na burze v sousední SRN.

V současné energetické praxi nebyly zjištěny žádné zásadní důvody (úzká místa) pro zavedení platby výrobce elektřiny za dodávku vyrobené elektřiny, naopak byly identifikovány převažující negativní dopady jejího zavedení. Z těchto důvodů navrhuje v podmínkách České republiky G-komponentu ve smyslu prezentovaném Agenturou ani jinou platbu pro



výrobce elektřiny za dodávku vyrobené elektřiny nezavádět. Naopak doporučujeme zachovat v současnosti zavedenou tzv. „negativní/inverzní“ platbu výrobce elektřiny za dodávku vyrobené elektřiny, která naplňuje požadavky směrnice o energetické účinnosti (motivuje k umístění výroby blíže ke spotřebě, a tím částečně šetří ztráty v soustavách).

Platba za systémové služby

V oblasti systémových služeb byly hodnoceny možnosti financování nákladů na zajištění stability systému jako celku a jejich adresného přiřazení k účastníkům trhu. Náklady na zajištění stability systému jsou dvojího charakteru – fixní náklady na zajištění systémových služeb (kontrahováním podpůrných služeb ze strany PPS; tyto jsou hrazeny prostřednictvím ceny za systémové služby) a proměnné náklady vyplývající z aktivace podpůrných služeb a poskytnutí regulační energie (tyto jsou hrazeny účastníky trhu adresně prostřednictvím platby subjektů zúčtování za odchylky). V současnosti je systém zúčtování odchylek mírně přebytkový, tj. generuje prostředky, které jsou použity pro částečné krytí fixních nákladů (na systémové služby), čímž je zavedena určitá míra adresnosti do systémových služeb.

Může být k další diskusi, zda dále zvyšovat podíl krytí fixních nákladů provozovatele přenosové soustavy (náklady na nákup podpůrných služeb) adresným způsobem. Je nicméně potřeba vzít v úvahu skutečnost, že podpůrné služby musí být v systému k dispozici i pro ty subjekty, které v daném období odchylku teoreticky nezpůsobí vůbec nebo způsobí menší odchylku, než na kterou musí být systém z hlediska bezpečnosti dimenzován. Z tohoto pohledu se jeví extrém absolutní adresnosti jako nepřijatelný.

V oblasti systémových služeb byla rovněž identifikována potřeba změny alokace nákladů na jiné technické jednotky, kdy namísto dosud uplatňované spotřeby elektřiny by měly být s ohledem na fixní charakter tyto náklady alokovány na méně proměnlivou jednotku, nejlépe rezervovaný příkon každého odběru ze soustavy vzhledem k tomu, že systémové služby mají za cíl umožnit využití maximální kapacity připojení (tedy pro celý rozsah rezervovaného příkonu). Tímto se budou na úhradě nákladů podílet rovněž výrobci, a to ve výši sjednaného příkonu poníženého o příkon pro technologickou vlastní spotřebu.

V oblasti systémových služeb bude ještě provedena detailní analýza, která by měla mj. určit, v jakém rozsahu vyvolávají jednotlivé kategorie účastníků trhu s elektřinou (tj. vedle spotřebitelů i výrobců) potřebu zajištění systémových služeb, a tedy nastavit metodiku alokace těchto nákladů mezi tyto účastníky. V této souvislosti bude rovněž zvažena možnost zavedení platby výrobce elektřiny za systémové služby za výrobu elektřiny (kromě výše zmíněné platby za odběr elektřiny ze soustavy). V takovém případě se nabízí v návaznosti na doporučení alokace nákladů spojených s poskytováním systémových služeb na hodnotu rezervovaného příkonu koncových uživatelů sítě připojených k PS nebo DS (výrobce, spotřebitel) uvedeného v předchozím odstavci, aby platba výrobců za výrobu elektřiny byla vztahována na hodnotu rezervovaného/instalovaného výkonu se zohledněním typu zdroje (základní/špičkový zdroj, plánovaná/intermitentní výroba, zdroj poskytující/neposkytující podpůrné služby apod.). V případě souběhu rezervovaného příkonu i výkonu v jednom OPM by potom logickým řešením byla platba za vyšší z uvedených hodnot. V případě zavedení takové platby je nezbytné promítnout veškerá rizika do celkového uvažování ČR o svém přístupu k elektroenergetice, a to jak sektoru zajišťujícího bezpečné a spolehlivé dodávky elektřiny, tak i sektoru naplňujícího v řadě případů státní a municipální rozpočty

Výsledky dosavadních analýz a rozborů prozatím svědčí závěru žádnou další platbu výrobců za systémové služby nad rámec platby za příkon pro odběr elektřiny snížený o příkon pro



technologickou vlastní spotřebu v současnosti nezavádět. Nicméně metodika úhrady plateb za systémové služby ze strany jednotlivých účastníků trhu může být přenastavena v závislosti na výsledcích výše zmíněné detailní analýzy.

Přenosové a distribuční služby

V oblasti přenosových a distribučních služeb byl nastíněn směr analýzy nákladů a jejich možné alokace na odpovídající technické jednotky, s nimiž mohou být s ohledem na povahu nákladů svázány tak, aby výsledné ceny splňovaly kritéria tarifního systému vymezená výše. Výsledkem by pak měly být vícesložkové tarify, kde jednotlivé složky budou vázány na MW rezervovaného příkonu, MW rezervované kapacity, MWh množství elektřiny odebrané ze soustavy a na každé jednotlivé OPM.

V souvislosti s analýzou problematiky alokace nákladů na rezervovanou kapacitu bylo provedeno zhodnocení stávajícího principu platby za rezervaci kapacity distribučních sítí vvn a vn, kdy je cena účtována za hodnotu kapacity sjednané ve smlouvě o distribuci. Tento přístup byl zaveden v rámci otevírání trhu s elektřinou a měl za cíl motivovat odběratele správně vyhodnotit své požadavky na zajištění kapacity systému, přičemž v případě překročení sjednané hodnoty byl odběratel penalizován. V kontextu probíhajících změn a předpokládaných úprav v tarifním systému pozbývá tato motivace smysl, neboť bude motivace pro efektivní chování odběratele zajištěna jinými instrumenty (např. alokací nákladů na jednotku rezervovaného příkonu). Proto se pro nastavení nového tarifního systému navrhuje opustit stávající princip sjednávání rezervace kapacity a fixní část ceny účtovat na základě nejvyšší hodnoty rezervovaného příkonu a nejvyšší hodnoty $\frac{1}{4}$ -hodinového maxima naměřeného v daném měsíci, případně kombinací obou přístupů.

V rámci tvorby nového tarifního systému se rovněž doporučuje přehodnotit rozsah segmentace zákazníků a kategorizace cen za distribuci na jednotlivých napěťových hladinách s cílem podpořit efektivní chování odběratelů. Stávající struktura tarifů na jednotlivých napěťových hladinách je nevyvážená; zatímco na hladinách vvn a vn je stanovena jednotná dvousložková cena pro všechny kategorie odběratelů (na vn navíc zavedena jednosložková cena pro menší odběry), naopak na hladině nn je uplatňována široká škála distribučních cen a tarifů rozlišených podle charakteru odběru.

Plynárenské tarify a jejich dopad na elektroenergetiku

Regulované tarify za distribuci a přepravu mají částečný vliv na celkovou cenu plynu a jejich výše může přispět k omezení rozvoje nových výrobních zdrojů elektrické energie a nových kombinovaných výrobních zdrojů elektrické energie a tepla. Je nutné poznamenat, že podstatný vliv na celkovou cenu plynu, resp. na omezení rozvoje nových výroben využívajících zemní plyn k výrobě elektřiny a tepla, má cena za samotnou komoditu plyn a vzájemný poměr cen komodit plyn, elektřina a teplo.

Kromě výše tarifů je také velmi důležitá jejich struktura. Z výše uvedených informací je zřejmé, že jak za přepravu, tak za distribuci plynu odběratelé platí jak kapacitní (fixní), tak komoditní (variabilní) složku. Jak přepravní, tak distribuční soustava nabízejí kromě základních kapacitních produktů i měsíční a klouzavou přepravní a distribuční kapacitu. Ve výsledku to znamená, že ani na jedné ze soustav není možné rezervovat kapacitu na dobu kratší než je jeden měsíc. Avšak odběratelé připojení k distribuční soustavě jsou vůči odběratelům připojeným k přepravní soustavě zvýhodněni tím, že mohou využít tzv. jednosložkový tarif za odběr plynu (pouze variabilní složka, CZK/MWh) určený pro špičkové odběratele s nerovnoměrným odběrem v průběhu roku (load faktor je nižší než cca 40).



A proto se doporučuje, aby i na úrovni přepravní soustavy byly definovány tarifní produkty, které budou využitelné ze strany špičkových odběratelů. V souvislosti s tím navrhuje:

- zavést na přepravní soustavě možnost rezervace denní a vnitrodenní rezervace kapacity.

Dále navrhuje:

- optimálně nastavit ceny za překročení mimotolerančních odchylek na základě skutečných dat a reálných zkušeností přepravce s provozem soustavy.

Závěr – provázanost výstupů NAP SG s dalšími projekty

Na závěr této části projektu týkající se tarifního systému a regulace lze konstatovat, že v rámci NAP SG byly tedy identifikovány základní požadavky a doporučení na úpravu tarifního systému (zejména v oblasti regulovaných plateb). Problematika detailního návrhu nového tarifního systému v souladu s navrženým rámcem bude dále rozpracována v rámci navazujících projektů pod patronací ERÚ. Koordinační a řídicí struktury, které se zabývají problematikou NAP SG budou průběžně informovány o postupu a dílčích výsledcích projektu s tím, že v případě potřeby významného odchýlení konečného návrhu nového tarifního systému od doporučení a závěrů uvedených zde v NAP SG budou tyto potřeby ve strukturách zabývajících se problematikou NAP SG znovu analyzovány a přijata nová doporučení a závěry pro dopracování nového tarifního systému.





5.7 Zkušenosti z pilotních projektů

5.7.1 Pilotní projekt WPP AMM (Skupina ČEZ)

Charakteristika projektu

Cílem „Rozšířeného pilotního projektu - WPP AMM“ je ověřit logistické postupy, bezpečnostní, technologické, ekonomické předpoklady a vliv na zákazníka při rozsáhlé realizaci komplexního systému měření v distribuční soustavě (AMM).

Projekt poskytuje údaje k podrobnějšímu hodnocení procesních, bezpečnostních a ekonomicko-technických parametrů použitých řešení a umožní optimalizaci bezpečnostních, logistických, obchodních a provozních metod a postupů pro plnou implementaci systému v rámci distribučního území ČEZ Distribuce, a. s. Tento projekt také zajistil vytvoření výchozího prostředí pro ověření základních funkcionalit systémů inteligentních sítí - SG.

Dalším významným cílem projektu v roce 2012 bylo i zajištění základních vstupních informací pro zpracovatele Ekonomického posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřících systémů v elektroenergetice ČR, která byla jednou z možných reakcí na požadavky směrnice evropské komise 2009/72/ES.

Rozsah projektu

Testovací vzorek: cca 33.000 odběrných míst (cca 1% OM z celkového počtu, které obsluhuje ČEZ Distribuce) a cca 800 DTS

Lokality: 3 ucelené lokality (oblasti napájené z TR 110/35kV) s rozdílnou strukturou a stavem stávajících sítí, demografií, klimatickými podmínkami

Testované technologie: 5 výrobců měřidel
3 datové centrály
plná integrace systému AMM na korporátní systémy (fakturace, řízení zátěže)

Trvání projektu: 2010 – 2013 (fáze dodávky a zprovoznění díla, testování pokračuje)

Díličí ověřované koncepty a nabyté zkušenosti

Projekt WPP AMM potvrdil nejen to, že trh nebyl v roce 2009 připraven plnit tehdejší požadavky Skupiny ČEZ na systém AMM, ale také potvrdil z větší části nepřipravenost podpory SG technologií. Jedním z hlavních důvodů je poměrně dlouhá reakční doba trhu a chybějící všeobecné standardy pokrývající tuto dynamickou oblast technologií.

Pro pilotní projekt byly využity elektroměry, které byly vybaveny dalšími komponenty, zejména breakerem a blokovacími relé. Metrologické funkce dodaných elektroměrů byly bez výhrad. Systém byl rozšířen o funkce zajišťující legislativní požadavky (HDO) a další, které měly umožňovat ovládání těchto prvků obdobně, jako jsou využívány se systémem HDO, resp. funkcemi pro dálkovou parametrizaci a ovládání breakeru (dálkové nastavení hodnoty jističe, minimalizace odběru až odpojení OM), nebyly však zajištěny funkcionality pro řešení



mimořádných situací v ES ČR. Takto vybavené elektroměry byly pro ověření nasazovány na OM bez rozdílu sazeb, velikosti odběrů či jističů.

V praxi nebyla naplněna původní očekávání ve spolehlivosti komunikace (98% a vyšší odečtenost). Systém byl provozován podle stávajících parametrů business procesů, zejména odečtových cyklů (týdnů). Proto byla hodnocena zejména schopnost systému zajistit přenos naměřených dat za období 168 hodin. Zde bylo u denních hodnot (odečet stavu elektroměru k půlnoci) dosahováno odečtenosti přes 90 %, u odečtů profilů (15-ti minutové odečty) pak odečtenosti přes 85 %. U odečtenosti za posledních 48 hodin jsou tyto parametry nižší o cca 10 %, nicméně i nadále probíhá optimalizace systému s cílem přiblížit odečtenost původním očekáváním.

Na úrovni spojení elektroměr – koncentrátor byly testovány primárně úzkopásmové PLC technologie s deklarovanou komunikační rychlostí 2,4 kbit/s, v případě DCSK technologie až 4 kbit/s. Provozování těchto technologií ukázalo významnou závislost spolehlivosti a parametrů komunikace na fyzickém provedení a stavu distribuční soustavy, zejména v dosahu signálu, rušení, či riziku přeslechů komunikačního signálu mezi různými napájecími oblastmi.

Širokopásmová komunikace PLC (BPL) dosahuje řádově vyšších rychlostí, od jednotek do desítek Mbit/s, avšak s o něco menším dosahem signálu, případně nižší odolností vůči rušení. Stabilita PLC komunikace je ovlivňována řadou vnějších vlivů. Mezi nejvýznamnější patří rušení v komunikačních frekvenčních pásmech.

Přenos dat mezi koncentračními body a centrály byl zajištěn službou GPRS jediného operátora. Při provozování GPRS komunikace byly identifikovány problémy na straně operátora, v propojení a nastavení infrastruktur a na koncových zařízeních/modemech, bylo opakovaně dosaženo limitů infrastruktury GPRS.

Pro budoucí plošné nasazení bude nutné na výrobcích komunikačních jednotek požadovat dodržení používaných komunikačních standardů všech dodávaných zařízení komunikační infrastruktury.

Alternativní způsoby zajištění IP konektivity byly v rámci projektu testovány pouze v omezeném rozsahu s ohledem na omezené možnosti plošné implementace a vysokou nákladovost provozu ve srovnání s GPRS.

Vzhledem k limitům na straně komunikačních technologií instalované generace technologie AMM (z let 2005-2010) nasazené v projektu WPP AMM nedosahuje očekávaných parametrů spolehlivosti a dostupnosti operativního řízení zátěže, zejména ve srovnání se zažitým systémem HDO.

V průběhu projektu se objevily nové technologie s výrazně vhodnějšími parametry.

Proces výměny měřidla byl ovlivněn pouze v některých jeho částech. Základní pracovní úkony při demontáži stávající měřicí soupravy jsou standardní. V případě vyhovující elektroinstalace domovního rozvaděče byla fyzická montáž elektroměru AMM standardní. Po montáži je nutné počítat se zvýšenou časovou náročností na kontrolu správnosti instalace a parametrizaci elektroměru (podle typu a technologie elektroměru a rozsahu nahrávaných/vyčítaných údajů mají časy parametrizace mezi sebou velké rozdíly). Zvýšený pracovní čas byl jednorázově spojen s úpravami jednoduchých zapojení elektroměrových rozvaděčů u dvoutarifních elektroměrů. Ty jsou spojené s demontáží sazbového spínače a přepojením blokovacích vodičů do svorek elektroměru.



Při masivní instalaci AMM bude nutno provést kontroly stavu a vybavenosti DTS v dostatečném předstihu před zahájením implementace, aby bylo možné zajistit úpravu DTS, zejména přípravu rozhraní pro instalaci technologie AMM.

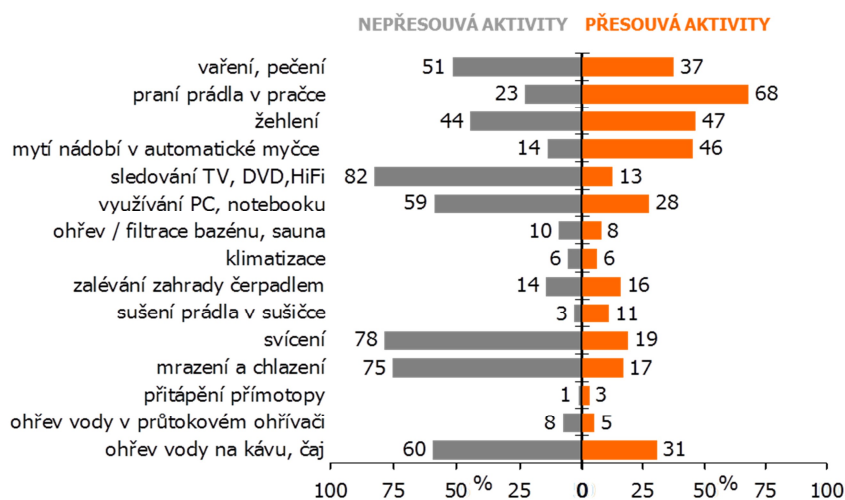
Po instalaci technologie AMM na DTS probíhalo dálkové ověření konektivity a základních funkcí technologie na DTS vzdáleným přístupem. Funkční kontrola ihned v průběhu instalace umožňovala operativní zásah instalačními techniky.

Pro budoucí nasazení AMM technologie se jako velmi důležitá ukazuje interoperabilita elektroměrů.

V rámci projektu proběhlo vzorové testování obchodního produktu (tarifu), který na vzorku cca 1 000 zákazníků ověřil jejich zájem a reálné využití takovéto nabídky (obchodní dvoutarif pro zákazníky s distribučním jednotarifem). Dále proběhlo několik dotazníkových, technických a statistických vyhodnocení zákaznických reakcí na různý rozsah technologických možností AMM, úroveň jejich využití, ať již předpokládaného nebo reálného.

Ukázalo se, že po roce užívání nového produktu 78 % zákazníků ušetřilo v průměru 330 Kč oproti standardnímu jednotarifem. Reakce zákazníka na změnu ceny silové energie v čase je významná pro obchodníka. Reakce zákazníka je vyšší, než byla deklarována při přípravě Ekonomického posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřicích systémů v elektroenergetice ČR, tento posun přičítáme zejména akceptaci tarifu zákazníkem po delší době užívání.

Jedním z dílčích výstupů je vyhodnocení ochoty přesouvat dílčí aktivity domácnosti ve vazbě na nabídnutý tarif:

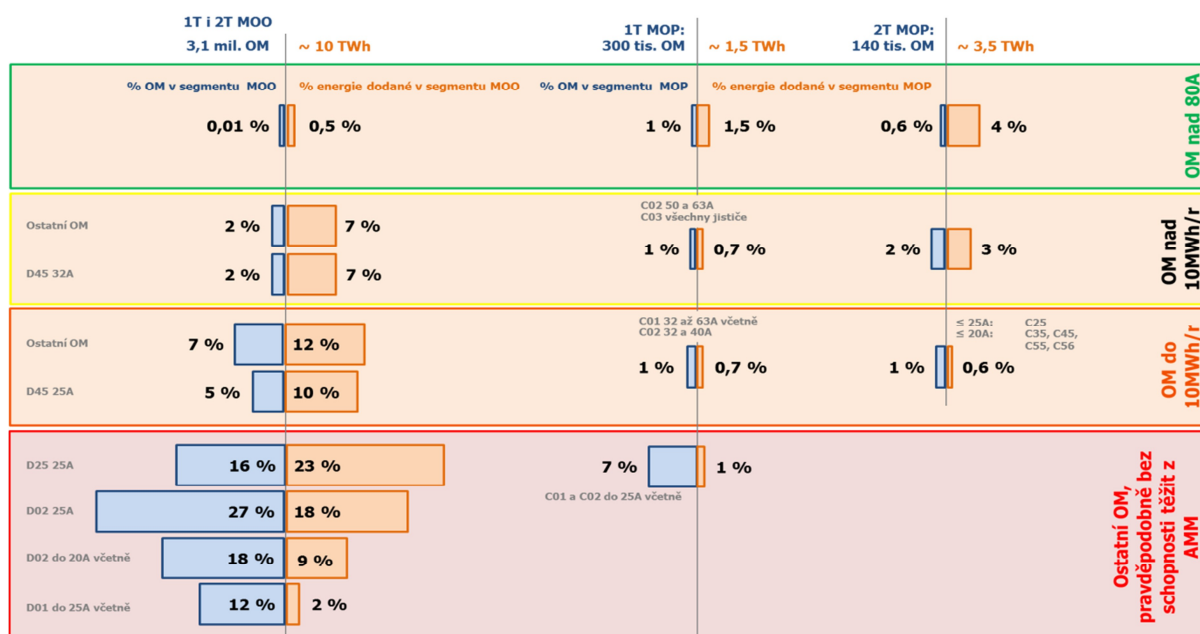


Při rozboru efektů dosažených díky testovacímu tarifu se ukázalo, že schopnost reakce zákazníka na cenové signály je nejen závislá na charakteru odběru (flexibilitě spotřeby), ale roste s jeho útratou (objemem spotřebované energie).

Následující graf ukazuje indikativní rozdělení odběrných míst ČEZ Distribuce, a to podle sazeb a velikosti jističů a podle očekávané schopnosti těžit z nabídky obchodních produktů:



Obrázek 4 Indikativní rozdělení odběrných míst



Tyto předpoklady jsou dále ověřovány výzkumy a dílčími piloty. Mimo schopností využít obchodních nabídek je ověřována schopnost těžit benefity díky nasazení dalších dílčích konceptů – například zvýšení flexibility řízení sítě díky pružnějšímu využití časů spínání akumulčních spotřebičů (spotřeba elektřiny vyrobené ve FVE v akumulčních spotřebičích pod toutéž DTS). Byly testovány nejen výše uvedené možné změny procesu obsluhy zákazníka a nabídky produktů, ale i jeho zájem o další nové technologie a služby. Výzkumem byl u zákazníka kvantifikován zájem o sledování spotřeby, a to jak prostřednictvím elektroměru, tak i alternativních technologií. Byly testovány koncepty dalších služeb, včetně ochoty platit za tyto služby.

SLUŽBA*	MOO POTENCIÁL	„FÉR“ POPLATEK/MĚSÍC	MOP POTENCIÁL	„FÉR“ POPLATEK/MĚSÍC
Sledování spotřeby	30%	zdarma	36%	zdarma
Sled. spotřeby + alert	22%	0- 50 Kč	24%	50 – 100 Kč
Revize vhodnosti sazby 1xrok	18%	0- 50 Kč	20%	0- 50 Kč
Energetický audit OM	16%	0- 50 Kč	20%	50 – 100 Kč
Měsíční rozbor chování zákazníka/predikce spotřeby/simulace faktury/alert/optimalizace tarifů	21%	0- 50 Kč	23%	50 – 100 Kč
Energy management	netestováno	netestováno	19%	0-500 Kč/jednor. poplatek
Energy management (výhoda pro distributora)	netestováno	netestováno	19%	zdarma



Vzhledem k aktuální fázi projektu nejsou finální závěry zatím k dispozici.

Průběžné závěry a zkušenosti získané v projektu byly využity i při zpracování podkladů pro NAP SG.

5.7.2 Pilotní projekt Smart Region (ČEZ Distribuce)

Charakteristika projektu

Pilotní projekt Smart Region, realizovaný Skupinou ČEZ ve Vrchlabí v letech 2010 – 2015, se zaměřuje na použití inovativních technologií a prvků v distribuční síti na úrovni nízkého a vysokého napětí. Příprava materiálu byla konzultována s CAMBRIDGE Judge Business School. Projekt je veden společností ČEZ Distribuce, a. s., za spolupráce dalších společností ve Skupině ČEZ, ve spolupráci s místními průmyslovými partnery a také s průmyslovými společnostmi dodávajícími inovativní komponenty pro účely testování v distribuční síti. Projekt je realizován za podpory města Vrchlabí.

Ve Vrchlabí jsou nasazovány do distribuční sítě nejmodernější technologie s využitím IT technologie a zapojením lokálních výrobních zdrojů a je též testována elektromobilita.

Projekt Smart Region je spolufinancován ze 7. evropského rámcového programu pro výzkum, technologický rozvoj a demonstrace ve společném projektu dalších 5 distribučních společností vystupujících v konsorciu pod názvem Grid4EU. Grid4EU je evropsky nejvýznamnější demonstrační projekt nových technologií v distribuční soustavě. Je realizován v 6 různých členských státech EU.

Rozsah projektu

Projekt je rozdělen na 2 lokality města.

První lokalitou je ucelená oblast s cca 1 900 odběrnými místy, Liščí Kopec. Tato oblast je napájena ze samostatného vývodu z R 35/10 kV a zahrnuje kabelové sítě vn, kabelové sítě nn a 7 DTS vn/nn. Práce na finálním stavu a testování prvků konceptu SG zde probíhá v letech 2011 – 2015. V této lokalitě jsou kompletně instalovány prvky automatizace a monitoringu na vn a částečně i na nn úrovni, zrealizován koncept komplexního chránění, zrealizován ostrovní provoz s využitím výroby typu KVET o výkonu 1,6 MW el., včetně vyvedení tepla do soustavy SZTE.

Druhou oblastí je ostatní území města Vrchlabí, které zahrnuje kabelové sítě vn, kabelové sítě i vrchní vedení nn a 21 DTS. Oblast má cca 3 000 odběrných míst. Práce na finálním stavu a testování prvků probíhá v letech 2012 – 2015. V tomto území je instalováno menší množství nasazení prvků monitoringu a automatizace na vn se snahou racionalizace a potenciální replikovatelnosti v podmínkách ČEZ Distribuce. V této lokalitě jsou umístěny dobíjecí stanice elektromobilů.

Základní cíle projektu

1. **Automatizace sítě nn** – automatická lokalizace a vymezení poruchy. Posouzení vlivu infrastruktury pro elektromobily na síť nn.
2. **Automatizace sítě vn** - automatická lokalizace a vymezení poruchy v síti s novou topologií (tzv. smyčkové zapojení).



3. **Ostrovní provoz** v případě poruchy v nadřazené síti s využitím lokální výroby elektřiny (KGJ).

Popis projektu

Ad 1) - Automatizace sítě nn

Testování je v rozsahu dvou paralelně provozovaných DTS, s délkou kabelového vedení nn 4 km, šesti „smart“ rozpojovacích skříní a 64 odběrných míst.

Hlavním cílem této části projektu je možnost automatizovaného ovládání a chránění části sítě nn. V případě poruchy dojde k vymezení části sítě s tím, že lokální řídicí systém vyhodnotí poruchu a navrhne nové zapojení v síti tak, aby byl minimalizován rozsah poruchy.

Dalším cílem je monitoring a analýza vlivu dobíjení elektromobilů na DS.

Pro účely záměru je zcela zaměněna výzbroj rozpojovacích skříní. Pojistky v šesti rozpojovacích skříních a v rozvaděčích nn v DTS jsou nahrazeny jističi, které umožňují chránění, měření el. veličin, přenos informací na nadřazené řídicí systémy, dálkové i místní ovládání. Skříně jsou dále vybaveny RTU, Wi-MAX přijímačem s anténou a napájecím zdrojem s baterií. Komunikace mezi skříněmi a nadřazenými systémy je zabezpečena pomocí bezdrátového komunikačního standardu Wi-MAX.

Všechny výše popsané technologie se v distribuční síti dosud nepoužívají. V současné době je tato funkcionality ve fázi před uvedením do provozu.

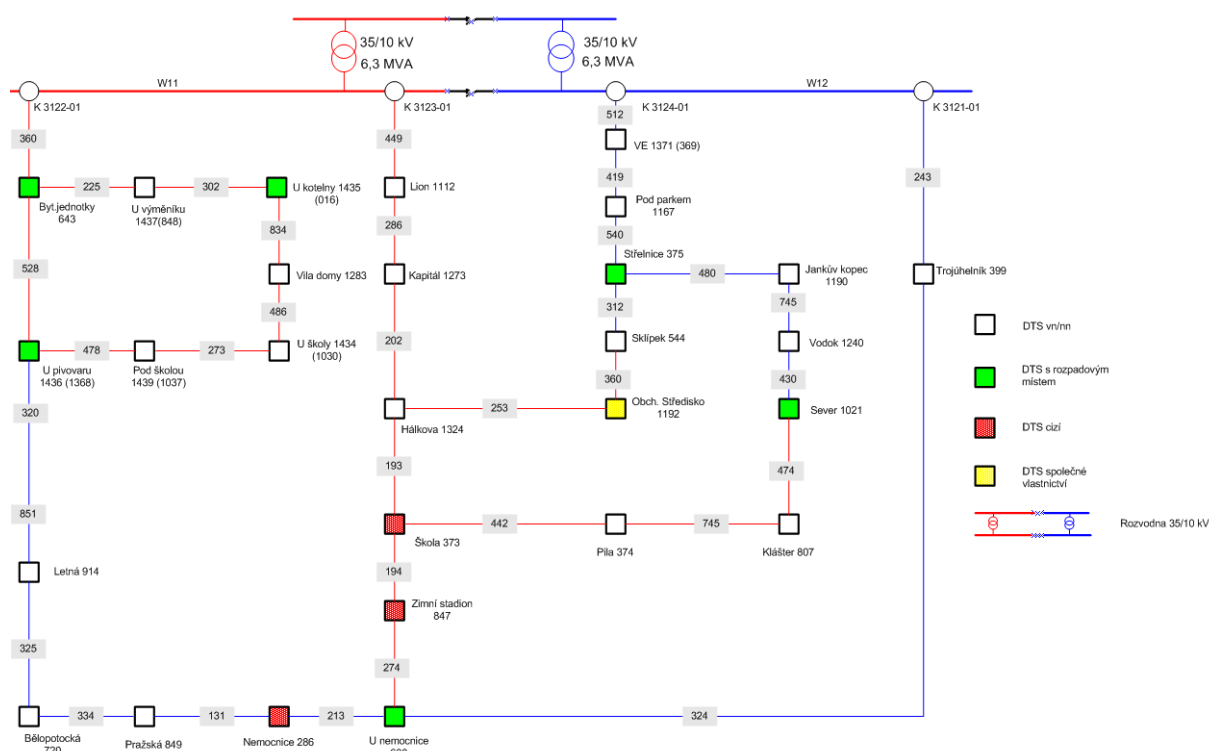
Ad 2) - Automatizace sítě vn

Testování je v rozsahu paralelně zapojeného městského kabelového rozvodu vn o délce 13 km, 28 trafostanic, které napájí 4 900 odběrných míst (viz následující obrázek).





Obrázek 5 Topologie vn sítí ve Smart Regionu s rozpadovými/nerozpadovými místy



Cílem záměru je automatické vymezení poruchy mezi šesti rozpadovými trafostanicemi a následná možnost minimalizace poruchového místa na úroveň sousedících trafostanic pomocí lokálního řídicího systému.

Pro účely záměru je 6 trafostanic přebrojeno na úroveň malých rozveden. Tyto trafostanice jsou osazeny vypínači vn ve všech polích, ochranami REF, RTU, Switch, Routery, optorozváděči, záložním napájením a ovládacím displayem. Ostatní trafostanice jsou pouze upraveny pro možnost manipulací a vybaveny zařízením pro identifikaci průchodu poruchového proudu, záložním napájením a zařízením pro komunikaci pomocí Wi-MAX.

Pro rychlou a spolehlivou komunikaci rozpadových trafostanic je použita komunikace protokolem IEC 61850 po optickém vedení. Komunikace nerozpadových DTS je zajištěna pomocí bezdrátového standardu Wi-MAX.

Všechny výše popsané technologie jsou používány na vyšší úrovni – rozvodnách.

Tato funkcionality bude uvedena do provozu v 2Q 2015.

Ad 3) - Ostrovní provoz

Testování je prováděno v městské části Vrchlabí - Liščí Kopec a to v rozsahu 4 km kabelů vn, 7 trafostanic které napájí 1 880 odběrných míst. Tato oblast má minimální zatížení 360 kW, maximální zatížení je 1,27 MW. Při ostrovním provozu je území napájeno z místní kogenerační jednotky o jmenovitém výkonu 1,6 MW el.

Cílem záměru je ověřit možnosti zásobování vymezené části sítě z disperzních zdrojů. Ve standardním provozu je tato oblast provozována jako součást distribuční sítě. Ostrovní režim



bude využíván v případě omezení nebo ztráty napájení z nadřazené sítě nebo při poruše v „okolní“ distribuční síti.

Pro účely záměru jsou vybaveny všechny trafostanice v oblasti jako rozpadové trafostanice dle předchozího bodu, navíc jsou v rozváděči nn vývodové odpínače nahrazeny jističi. Dále je upravena výrobní instalací dodatečných zařízení (elektrokotel, havarijní výměník, dieselagregát). Na výrobně je umístěna automatika ostrovního provozu, v městské rozvodně pak přídatná tlumivka. Z důvodu rychlých reakcí pro vymezení ostrova a následné řízení jeho bilancí je použito optické vedení s komunikací protokolem IEC 61850.

Všechny výše popsané technologie se v distribuční síti ani na výrobně dosud nepoužívají.

V současné době byla tato funkcionalita odzkoušena, finálně bude uvedena do provozu v 2Q 2015.

Zkušenosti z projektu

Vzhledem k tomu, že je projekt ve fázi uvádění do provozu, odpovídá tomu i míra identifikovaných zjištění:

1. Pro SG aplikace je klíčová volba vhodné telekomunikační technologie.
2. Při datovém přenosu bezdrátovou technologií Wi-MAX dochází k výpadkům komunikace. Pokrytí komunikace jedním Wi-MAX vysílačem se ukázalo v členitém, případně zastavěném území jako nedostatečné.
3. Aktuálně dostupné konvenční komponenty (např. jističe) ne vždy splňují požadavky kladené na komplexní SG řešení, proto je potřeba v interakci s výrobcí pokračovat v přizpůsobování těchto prvků. Při zprovoznění byla identifikována relativně vysoká poruchovost jističů.

Komplexní koncepty, např. ostrovní provoz, mnohdy závisí na součinnosti mnoha komponent a dílčích řešení, kdy celkový očekávaný efekt může být zmařen banální chybou dílčí součásti. Proto jsou pilotní projekty klíčové pro odladění řešení a eliminaci identifikovaných rizik. Při zprovoznění funkcionality byly identifikovány nedostatky v dynamice regulace přívodu paliva KGJ. Při navrhování ostrovního provozu je třeba věnovat zvýšenou pozornost při posuzování dynamických jevů jak veličin elektrických, tak i mechanických.

5.7.3 Další pilotní projekty (ČEZ, E.ON, PRE)

Nejen Skupina ČEZ, ale i ostatní klíčoví účastníci trhu testují koncepty SG, nebo související se SG, a výsledky využívají při nastavení svých strategií a též jako podklady pro zpracování NAP SG.

Z důležitých konceptů je možno zmínit například:

- řízení U/Q výkonu zdrojů,
- testování transformátorů říditelných pod zatížením (OLTC),
- nasazování automatik přizemnění postižené fáze,
- elektromobilita,
- testy PLC/BPL komunikačních technologií jak na úrovni nn, tak i na vn,



- telemetrizace důležitých DTS (DO, osazení RTU, pokračování osazování IZP),
- osazování měření kvality na DTS (univerzální kvalitoměry) včetně dálkové komunikace,
- testování provozu kabelové sítě s automaticky laděnou tlumivkou (kompenzace zemních kapacitních proudů v odporově uzemněné síti),
- testování recloserů a koncepce DOÚ na venkovních vn linkách,
- testování linkových kondicionérů na nn,
- elektroakumulace.

Jako velmi přínosné se ukazuje nejen provedení fyzických testů pro ověření konceptů, ale nově i modelování konceptů ve virtuálním prostředí s využitím pokrokových simulačních nástrojů.

