

ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI
FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ
KATEDRA ELEKTROENERGETIKY A EKOLOGIE

DIPLOMOVÁ PRÁCE

**DOPAD ROZPTÝLENÉ VÝROBY NA NAPĚŤOVÉ POMĚRY V SÍTÍCH
NN**

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

(PROJEKTU, UMĚLECKÉHO DÍLA, UMĚLECKÉHO VÝKONU)

Jméno a příjmení: **Ondřej NOSEK**
Osobní číslo: **E10N0106P**
Studijní program: **N2612 Elektrotechnika a informatika**
Studijní obor: **Elektroenergetika**
Název tématu: **Dopad rozptýlené výroby na napěťové poměry v sítích NN**
Zadávající katedra: **Katedra elektroenergetiky a ekologie**

Z á s a d y p r o v y p r a c o v á n í :

1. Popište zpětné vlivy obnovitelných zdrojů energie (OZE) na napájecí síť.
2. Na základě analýzy měření posuďte vliv jednotlivých druhů OZE na kvalitu napětí.
3. Analyzujte vliv OZE na napětí v sítích NN.
4. Zhodnoťte dopad rozptýlené výroby na dodržení garantovaných standardů kvality napětí a na zásady regulace napětí v distribuční soustavě.

Rozsah grafických prací: podle doporučení vedoucího
Rozsah pracovní zprávy: 30 - 40 stran
Forma zpracování diplomové práce: tištěná/elektronická
Seznam odborné literatury:


Student si vhodnou literaturu vyhledá v dostupných pramenech podle doporučení vedoucího práce.

Vedoucí diplomové práce: Doc. Ing. Miloslava Tesařová, Ph.D.
Katedra elektroenergetiky a ekologie

Datum zadání diplomové práce: 17. října 2011
Termín odevzdání diplomové práce: 11. května 2012


Doc. Ing. Jiří Hammerbauer, Ph.D.
děkan




Doc. Ing. Karel Noháč, Ph.D.
vedoucí katedry

V Plzni dne 17. října 2011

ANOTACE

Cílem této práce je popsat problematiku připojování a provozu rozptýlených zdrojů elektriny vzhledem k distribuční síti z pohledu provozovatele distribuční soustavy – konkrétně pak napěťové poměry na přípojném místě daných výroben s ohledem na dopady na distribuční síť nn. Jako hlavní zástupce obnovitelných zdrojů elektrické energie (OZE) jsou v této práci diskutovány především fotovoltaické elektrárny (FVE) a větrné elektrárny (VTE), které společně tvoří výraznou většinu instalovaného výkonu rozptýlených obnovitelných zdrojů energie připojených do sítí nízkého napětí distribuční soustavy (DS) České republiky. Teoretická část práce shrnuje současný stav na poli s obnovitelnými zdroji energie v České republice i ve světě a kompiluje dosavadní zkušenosti z provozu OZE s teoretickými rozbory provedenými různými pracovními skupinami. Určitá pasáž je rovněž věnována výtahu nejpodstatnějších částí pravidel provozování distribuční soustavy týkající se připojování rozptýlených výroben do distribuční sítě. Výsledky práce vycházejí z detailní analýzy rozsáhlé kampaně měření sítí s instalovanou rozptýlenou výrobou v DS provedené společností E.ON Distribuce, a.s. a jejich výstupem je zhodnocení stávající situace na reprezentativním vzorku sítí a dále návrhy na nápravu případných vyskytujících se problémů s ohledem na dodržení garantovaných standardů kvality napětí v DS dle požadavků normy ČSN EN 50160.

KLÍČOVÁ SLOVA

Obnovitelné zdroje energie, fotovoltaická elektrárna, distribuční síť, rozptýlená výroba, zpětné vlivy, norma ČSN EN 50160, regulace napětí, flicker, nízké napětí

Impact of Distributed Generation on Voltage Conditions in LV Networks

ABSTRACT

The aim of this work is to describe the problems of connection and operation of distributed power resources from the perspective of the distribution network operator – namely the voltage conditions at the point of common coupling of the particular generators with regard to the impacts on low-voltage distribution network. As the main representative of renewable energy sources (RES) the photovoltaic power plants (PVP) and the wind power plants (WPP), which form together the large majority of the installed capacity of the distributed renewable energy sources connected to the low voltage network of the distribution network (DN) of the Czech Republic, are discussed in this work. The theoretical part of the thesis summarizes the current state in the field of renewable energy in the Czech Republic and in the world and compiles experience from the operation of RES with the theoretical analysis carried out by different working groups. A certain passage is also given to the digest of the most important parts of the distribution networks operating rules related to the connection of distributed power plants. The results of this work proceeds from detailed analysis of extensive measurement campaign carried out in networks with installed distributed generation made by E.ON Distribution, a.s. company and their output is the assessment of the current situation in a sample of representative networks and the proposals to remedy any problems encountered with regard to compliance with the guaranteed voltage quality standards in the DN according to ČSN EN 50160.

KEYWORDS

Renewable energy sources, photovoltaic power plant, distribution network, distributed generation, disturbance, standard EN 50 160, voltage regulation, flicker, low voltage

Prohlášení

Předkládám tímto k posouzení a obhajobě diplomovou práci zpracovanou na závěr studia na Fakultě elektrotechnické Západočeské univerzity v Plzni.

Prohlašuji, že jsem tuto diplomovou práci vypracoval samostatně s použitím odborné literatury a pramenů uvedených v seznamu, který je součástí této diplomové práce.

Obsah práce

1. ÚVOD	- 1 -
2. SOUČASNÁ SITUACE NA POLI S OZE	- 1 -
2.1. Legislativa o podpoře OZE	- 2 -
2.1.1. Vývoj posledních let	- 2 -
2.1.2. Důsledky změn legislativy	- 4 -
2.2. Výkupní ceny a zelené bonusy	- 4 -
2.2.1. Současné změny v dotacích elektřiny z OZE	- 5 -
3. HODNOCENÍ DISTRIBUČNÍCH SÍTÍ	- 6 -
3.1. Základní legislativa distribuce elektřiny	- 6 -
3.1.1. Energetický zákon	- 6 -
3.1.2. Vyhláška 540/2005 Sb.	- 6 -
3.1.3. PPDS	- 6 -
3.1.4. ČSN EN 50160	- 6 -
3.2. Hodnocení sítí s OZE	- 8 -
3.3. Vliv provozu rozprostřené výroby na velikost napětí	- 8 -
3.3.1. Vliv přenosu činného a jalového výkonu	- 9 -
3.3.2. Vliv regulace napětí zdroje	- 9 -
3.3.3. Vliv zatížení distribuční soustavy	- 10 -
3.3.4. Situace v praxi	- 10 -
3.4. Omezení výkonu OZE	- 11 -
3.4.1. Vliv výroby z OZE na regulační odchylku v přenosové soustavě	- 11 -
3.4.2. Regulační zásahy operátora DS	- 12 -
3.4.3. Důvody omezení výkonu	- 12 -
3.5. Účinník FVE	- 13 -
3.5.1. Prvky FVE vs. účinník	- 14 -
3.5.2. Kompenzace	- 14 -
3.5.3. Dekompenzace	- 15 -
3.5.4. Možnosti provedení kompenzace	- 15 -
3.5.5. Řízení účinníku	- 16 -
3.6. Prostředky pro zlepšení napěťových poměrů v sítích s rozptýlenou výrobou	- 17 -
3.6.1. Model jednoduché sítě s rozptýlenou výrobou	- 17 -
3.6.2. Základní prostředky řízení napětí v DS	- 18 -
3.6.3. Využití genetického algoritmu	- 19 -
3.6.4. Možnosti řízení napětí v sítích s FVE	- 19 -

3.6.5. Další možnosti eliminace nepříznivých jevů způsobených provozem OZE	- 20 -
4. POSUZOVÁNÍ PŘIPOJITELNOSTI	- 22 -
4.1. Studie připojitelnosti výroby	- 22 -
4.1.1. Zpětné vlivy na DS	- 22 -
4.1.2. Nastavení ochran	- 24 -
4.1.3. Podpora sítě	- 25 -
4.1.4. Dovolené změny napětí při provozu připojených výroben na DS	- 25 -
4.1.5. Další kontroly zdrojů	- 27 -
4.2. Výpočet změny napětí	- 27 -
4.2.1. Respektování úhlu impedance sítě	- 28 -
4.2.2. Malá vodní elektrárna s asynchronním generátorem	- 28 -
4.3. Zpětné vlivy na napájecí síť	- 29 -
4.3.1. Zkratové příspěvky OZE	- 29 -
4.3.2. Distribuční transformátor	- 29 -
4.3.3. Nastavení distribučních transformátorů	- 30 -
4.3.4. Regulace napětí v síti vn	- 30 -
4.3.5. Mezní stavy sítě nn s příspěvkem FVE	- 32 -
4.3.6. Možnosti řešení nevyhovujících stavů sítě nn	- 32 -
4.3.7. Provozní podmínky výroben OZE	- 33 -
4.4. Časová proměnlivost výkonu OZE	- 33 -
4.4.1. Kapacitní faktor	- 34 -
4.5. Využití chytrých sítí pro řízení napětí	- 35 -
5. ANALÝZA MĚŘENÍ V DS S NASAZENÝMI OZE	- 37 -
5.1. Zhodnocení měření 23 nn výroben	- 37 -
5.1.1. Obecné výsledky měření	- 37 -
5.1.2. Podrobnější rozbor výsledků měření sítí nn	- 42 -
5.1.3. Závěry vycházející z výsledků měření sítí nn	- 52 -
5.2. Zhodnocení měření 15 vn výroben	- 59 -
5.2.1. Shrnutí výsledků měření sítí vn	- 64 -
6. ZÁVĚR	- 65 -
7. LITERATURA:	- 66 -

Seznam použitých zkratk

CFL	compact fluorescent lamp (kompaktní zářivka)
ČEPS, a. s.	provozovatel české energetické přenosové soustavy
ČSN EN	harmonizovaná česká technická norma
ČSRES	České sdružení regulovaných elektroenergetických společností
DDZ	denní diagram zatížení
DG	diesellový generátor, rozptýlená výroba (distributed generator)
DS	distribuční síť
DTR	distribuční transformátor
DTS	distribuční trafostanice
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES ČR	elektrizační soustava České republiky
EU	Evropská unie
FVE	fotovoltaická elektrárna
FV	fotovoltaika
G	generátor
GA	genetický algoritmus
GPRS	General Packet Radio Service (mobilní datová služba)
HDO	hromadné dálkové ovládání
HRT	hladinová regulace transformátoru
LC	rezonanční obvod (L – cívka, C – kondenzátor)
MVE	malá vodní elektrárna
NN	nízké napětí
OZE	obnovitelné zdroje energie
PDS	provozovatel distribuční soustavy
PF	power factor (celkový účinník)
PPDS	Pravidla provozování distribučních soustav
PRB	power reducer box
SMPS	spínaný napájecí zdroj
STATCOM	statický synchronní kompenzátor
SVC	static var compensator (statický kompenzátor jalového výkonu)
THD	celkové harmonické zkreslení
TRF	transformátor
UPS	Uninterruptible Power Supply (nepřerušitelný zdroj energie)
VN	vysoké napětí
VTE	větrná elektrárna

Poděkování

Děkuji vedoucí diplomové práce paní Doc. Ing. Miloslavě Tesařové, Ph.D. za účinnou metodickou, pedagogickou a odbornou pomoc a další cenné rady při zpracování mé diplomové práce. Dále bych rád poděkoval konzultantovi Ing. Martinu Kašpírkovi, Ph.D. za zajímavé a užitečné odpovědi na mé otázky, které jsem mu položil prostřednictvím e-mailové komunikace, a za poskytnutí potřebných dat pro zpracování této diplomové práce. Velké díky za podporu ve studiu a za psychickou podporu pak patří mé rodině a přátelům.

1. ÚVOD

Velký rozmach připojování obnovitelných zdrojů elektrické energie do distribuční sítě v posledních letech s sebou nese rovněž své následky, které se často neblahým vlivem podepisují na úrovni nežádoucích zpětných vlivů v sítích nízkého napětí. Tyto sítě pak překračují jednotlivé limity kvality napětí stanovené normou ČSN EN 50160. Jedná se především o výskyt přepětí, či příliš vysoké míry kolísání napětí vyjádřené pomocí činitelů míry flickeru. Problém se však netýká jen distributora elektřiny, ale i spotřebitelů, jimž tyto výkyvy mohou způsobovat nežádoucí rušení například elektronických zařízení, blikání žárovek, či negativně ovlivňovat funkci různých řídicích a bezpečnostních systémů. Aby byl výčet kompletní, problémy s přepětím ve výsledku mohou poškozovat samotné výrobce elektřiny, jimž tento jev způsobuje vypínání přepěťových ochranných zařízení, čímž pro ně vzniká ztráta z ušlého zisku z nuceného omezení výroby. Situaci je však často nutno řešit i s ohledem na velikost ostatní spotřeby v konkrétní síti, aby neuvážená manipulace s odbočkami nezpůsobila nedovolený pokles napětí během zvýšené spotřeby. Stav v síti nn rovněž ovlivňuje kolísání napětí v sítích vysokého napětí, které je navíc umocněno instalací rozptýlené výroby vysokých výkonů. Je tedy nutné hledat komplexní řešení při zlepšování současného stavu i během schvalování připojení nových výroben s ohledem na výše zmíněné výzvy.

2. SOUČASNÁ SITUACE NA POLI S OZE

Produkce elektrické energie pomocí fotovoltaických panelů má stále stoupající trend. Tuto tendenci podtrhuje fakt, že od roku 2002 se celosvětový instalovaný výkon ve FVE každé dva roky přibližně zdvojnásobuje, což fotovoltaiky umísťuje na první místo v žebříčku nejrychleji se rozvíjejících technologií na výrobu energie. V roce 2007 bylo na celém světě nainstalováno 2,826 GW a v roce 2008 již celosvětová instalace činila 5,95 GW což je nárůst o 110 %. Do konce roku 2010 bylo celosvětově nainstalováno 18,2 GW. To představuje 139 % růst vzhledem k roku 2009 a celkový příjem fotovoltaického průmyslu 82 miliard amerických dolarů. Zajímavostí je, že spolu s Německem, Itálií, Japonskem a USA, se v top pěti zemích s největším fotovoltaickým trhem na světě nachází i Česká republika, přičemž nejvíce výkonu bylo v roce 2010 instalováno ve fotovoltaice v Německu, Itálii a České republice, a sice 12,9 GW. To představuje více než 70 % celosvětového přírůstku instalovaného výkonu. Připočteme-li k tomu ostatní evropské státy, pohybovala se tato hodnota okolo 14,7 GW, což činí Evropu s 81 % FV instalacemi v roce 2010 naprosto dominantní na globálním poli více než 100 zemí, které rozvíjí své FV zdroje. Z výše uvedeného vyplývá, že fotovoltaický průmysl velmi výrazně roste, což dokazuje srovnání roční produkce FV článků v roce 2009 (9,86 GW) a o rok později, kdy se množství vyjádřené jejich elektrickým výkonem více než zdvojnásobilo na 20,5 GW, z čehož téměř 60 % bylo vyrobeno v Číně a Taiwanu [1], [2], [3].

Také vyhlídky do budoucna slibují další růst – především v USA a Asii, což by mělo snížit celkový podíl Evropských fotovoltaických instalací na zhruba polovinu. Jako příklad lze uvést Indii, jež do roku 2050 plánuje instalovat solární zařízení o výkonu 200 gigawattů. To by představovalo přibližně 133 % současné celkové indické energetické výrobní kapacity v roce 2009. Tento rozvoj by měl být díky pokračujícímu vývoji FV technologií a masové výrobě navíc umocněn dalším snižováním cen fotovoltaických modulů o třetinu až polovinu ceny z roku 2010 do roku 2015, což je dáno vzrůstem levné produkce FV panelů v Číně a evropským tlakem na snižování výdajů na energii, jejichž výsledkem je pokles cen křemíkových FV modulů na cenu přibližně \$1,09 na Watt v říjnu 2011. Podle organizace Navigant Consulting and Electronic Trend Publications [1] se předpokládá, že v roce 2012 bude celosvětová instalace těchto systémů 18,8 GW.

Přestože se může na první pohled zdát, že jde o velmi vysoké hodnoty, srovnáme-li instalovaný výkon fotovoltaických panelů a větrných elektráren s ostatními zdroji, je jejich podíl na celosvětovém energetickém mixu v řádech procent, avšak v ES ČR byl ke dni 31. 12. 2010 již přes 10 procent, a sice 1959,1 MW ve fotovoltaice a 217,8 MW ve VTE z celkového instalovaného výkonu všech typů zdrojů 20 072,9 MW. Nutné je ale dodat, že v případě FVE se jedná o elektrárny, jimž byly uděleny licence, ale ve skutečnosti k tomuto datu bylo k síti připojeno „jen“ 1820 MW z fotovoltaických výroben. Poslední čísla z 1. 9. 2011 hovoří, že počet licencovaných slunečních elektráren se ustálil přibližně na 13000 a celkový instalovaný výkon se již blíží 2000 MW. [4] V roce 2010 FVE vyrobily 615,7 GWh elektrické energie a větrné elektrárny 335 GWh, což je přibližně 0,7 % (resp. 0,4 %) celkové vyrobené energie v ČR za tento rok (85910,1 GWh) [5].

Pro představu o energetické návratnosti těchto dvou druhů OZE lze říci, že větší FVE o instalovaném výkonu v řádech MW v praxi dokážou z jednoho instalovaného kW vyrobit za rok přibližně 1 MWh elektrické energie, avšak v současné době je k výrobě panelu o instalovaném výkonu 1 kW potřeba energie o objemu cca 3 MWh. Je tedy vidět, že teprve po třech letech bezporuchového provozu panelů je energetická bilance vyrovnána. VTE jsou na tom z tohoto pohledu o něco lépe, jelikož dokážou z jednoho instalovaného kW vyrobit za rok i více než 2 MWh, a energetické náklady na jejich výrobu mohou být pokryty přibližně do 8 měsíců. Lze tedy říci, že přes poměrně vysokou hodnotu instalovaného výkonu těchto zdrojů je jejich celkový podíl na produkci elektřiny téměř zanedbatelný. To se ovšem nedá říci o jejich vlivu na napájecí síť, který bude diskutován dále.

2.1. Legislativa o podpoře OZE

Takto prudký nárůst FV instalací by především v evropských zemích nebyl možný bez odpovídajících státních dotací a tarifnímu zvýhodnění oproti konvenčním zdrojům elektrické energie. Avšak postupně dochází ke zpříšňování podmínek pobídek pro stavbu nových zařízení na evropském trhu.

2.1.1. Vývoj posledních let

Na základě Směrnice Evropského parlamentu a Rady č. 2001/77/ES ze dne 27. 9. 2001 se Parlament České republiky dne 31. 3. 2005 usnesl na zákonu

č.180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, který vymezuje oblasti podpory OZE, upravuje práva a povinnosti subjektů na trhu s elektřinou z obnovitelných zdrojů a podmínky podpory výkupu a evidence výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, stanoví pravidla pro tvorbu cen za elektřinu z obnovitelných zdrojů a podporuje jejich využití a měl zajistit trvalé zvyšování podílu obnovitelných zdrojů na spotřebě primárních energetických zdrojů, šetrné využívání přírodních zdrojů a naplnění indikativního cíle podílu elektřiny z obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny v České republice ve výši 8 % k roku 2010. Tento záměr byl podle [6] podpořen vysokým nastavením výkupních cen, garantovaných státem po dobu 20 let, jakožto motivace pro nové investory, čímž se snadno naplnily požadavky na zvýšení výroby elektrické energie z OZE.

V České republice byla v roce 2006 nastavena výkupní cena elektřiny z fotovoltaických elektráren nastavena zcela jinak, než tomu bylo v té době v Německu. Energetický regulační úřad stanovil výkupní cenu shodně pro malé systémy na střechách i pro velké elektrárny na zemi. V Německu měly střešní systémy ve srovnání s Českou republikou výkupní cenu vyšší, zatímco pozemní instalace výrazně nižší. Od 1. 1. 2012 pak byly výkupní ceny v Německu na základě platného zákona o podpoře OZE sníženy o 15 %. Další výhled počítá s jejich častějším snižováním po menších krocích, což by i pro fotovoltaický průmysl bylo přijatelnější než takto velký skok. Co se dále týče výstavby nových fotovoltaických elektráren v Německu, očekává se, vzhledem k existenci dostatečného potenciálu pro instalaci FVE na střechách a fasádách budov, úplné zrušení podpory pozemních instalací i výroben umístěných na tzv. brownfieldech.

Mezitím se situace v České republice, vzhledem k vývoji kurzu koruny a výkupních cen v Německu, pro střešní systémy v roce 2007 vyrovnala a pro pozemní instalace stala ještě výhodnější. Posílení koruny v roce 2008 a následný propad cen panelů v roce 2009 výrazně snížil investiční náklady na výstavbu fotovoltaických elektráren, protože zatímco v roce 2008 se ceny velkých FVE pohybovaly kolem 130 000 Kč/kWp, v roce 2009 poklesla cena na 100 až 120 000 Kč/kWp. Česká vláda sice již koncem srpna 2009 oznámila záměr snížit od výkupní ceny k 1. 1. 2010, příprava návrhu novely a následné schvalování v Poslanecké sněmovně se však protáhlo až do roku 2010 a platnost novely byla posunuta až na 1. 1. 2011. Díky tomu zůstaly výkupní ceny pro rok 2010 extrémně výhodné, což vedlo k boomu výstavby slunečních elektráren. Pod údajnou hrozbou skokového nárůstu ceny elektrické energie vláda navrhla a Parlament schválil další dvě novely zákonů, jejichž deklarovaným cílem bylo omezení rozvoje fotovoltaiky a snížení dopadu na koncové odběratele. Obě novely však byly zbytečné, fotovoltaické elektrárny, které nezískaly povolení pro připojení k síti před únorem 2010, připojit nelze a snížená výkupní cena pro rok 2011 odradila i ty, kteří povolení získali, ale nestihli by je postavit v roce 2010 [1]. V listopadu 2011 vláda schválila nový zákon o podpoře obnovitelné energie. Je spojen s Národním akčním plánem pro obnovitelné zdroje energie, který v souladu s EU stanoví 13% podíl OZE do roku 2020. Vzhledem k tomu, že kvůli výraznému rozvoji fotovoltaiky v minulých letech byly v ČR překročeny limity pro OZE, počítá se s omezením dotací, což vyústí v pouze zanedbatelný nárůst těchto instalací (cca 10 MW ročně). Novela by měla vstoupit v platnost od 1. 1. 2013.

2.1.2. Důsledky změn legislativy

Zatímco v předešlých letech byla česká legislativa až příliš nakloněná výrobě energie z OZE, kdy se kilowatthodina elektřiny z FVE vykupovala za více než 12 Kč/kWh, například v roce 2006 a 2007 byla výše výkupních cen u FVE dokonce 14,66 Kč/kWh, což bylo více než pětkrát více ve srovnání s větrnými či malými vodními elektrárnami uvedených do provozu ve stejném období, majitele FVE připojených v roce 2011 už čekalo výrazné snížení výkupních cen, omezení instalovaného výkonu, daní (např. srážková daň 26 %) či dalších poplatků za rezervaci výkonu elektrárny. Podíváme-li se na situaci týkající se podpory elektřiny z OZE v současném roce, výkupní ceny a zelené bonusy pro výroby uvedené do provozu v roce 2012 zůstávají stejné vzhledem k cenám v roce 2011 pro bioplynové stanice a výroby spalující biomasu v pásmu platnosti vysokého tarifu, mírně rostou pro MVE v pásmu platnosti nízkého tarifu (o 195 Kč/MWh) a naopak pro VTE nepatrně klesají (o 50 Kč/MWh). Významnější změnu zaregistrovala oblast fotovoltaiky, kde pro nové výroby o výkonu do 30 kW klesají významně jak výkupní ceny, tak i zelené bonusy (o 1490 Kč/MWh). S výkupem elektřiny nových větších FVE již cenové rozhodnutí ERÚ, uvedené v [7], nepočítá.

V poslední době panovaly obavy o bezpečnost sítě při využívání vysokého podílu elektřiny z OZE, po zpracování výsledků měření Českého sdružení regulovaných elektroenergetických společností (ČSRES) se ukázaly jako oprávněné, a je tedy skutečně nutné posuzovat každý tento zdroj jednotlivě a kontrolovat technické možnosti na tom místě, kde má být připojen. Přesto podle [8] fotovoltaická asociace žádá opětovné přijímání žádostí o instalaci malých střešních solárních elektráren avšak pouze do instalovaného výkonu 30 kW.

2.2. Výkupní ceny a zelené bonusy

Pro upřesnění rozdílu mezi výše zmíněnými druhy dotací na elektřinu z OZE zde nastíním jejich význam, jak jej můžeme nalézt v platné legislativě nebo zjednodušeně například v [9]. Dle platného cenového rozhodnutí ERÚ jsou výkupní ceny z obnovitelných zdrojů v případě výkupních cen stanovené ceny minimální a v případě zelených bonusů jsou stanovené ceny pevné. V rámci jedné výroby nelze kombinovat režim výkupních cen a zelených bonusů. Přičemž garantované výkupní ceny se uplatňují za elektřinu dodanou a naměřenou v předávacím místě výroby a sítě provozovatele distribuční soustavy, které vstupuje do zúčtování odchylek subjektu zúčtování odpovědnému za ztráty v regionální distribuční soustavě. Garantované výkupní ceny jsou fixovány po dobu 20 let na hodnotě platné v době připojení výroby do sítě.

U druhé možnosti podpory elektřiny vyrobené ve formě zelených bonusů je elektřina dodaná a měřená v předávacím místě navíc rozšířena o elektřinu dodanou výrobcem obchodníkovi s elektřinou nebo oprávněnému zákazníkovi, a pak za vlastní spotřebu elektřiny, které je však odděleně měřená od běžné výroby. Výše těchto bonusů se mění každý rok, tudíž výnos není dopředu jistý, ale pozitivem pro výrobce s touto formou dotací jsou příspěvky i za vlastní spotřebu elektřiny. Výhodou zeleného bonusu je možnost vyššího výtěžku v případě, že výrobce dokáže spotřebovat větší část vyrobené energie, kterou si díky tomu nemusí kupovat. Zelený bonus výrobce dostane na veškerou vyprodukovanou energii. Nespotřebované přebytky tak může volně prodat

a tato částka je přičtena k zelenému bonusu, přičemž není stanoveno množství spotřebované a prodané energie. Vzhledem k neskladovatelnosti elektrické energie však výrobce musí být schopen vyrobenou elektřinu využít či prodat okamžitě, jinak se výhody oproti systému výkupních cen ztrácí. Administrativně probíhá prodej vyrobené elektřiny pomocí povinně vykupujícího – obchodníka s elektřinou, který je povinen vykupovat elektřinu z OZE na daném území.

2.2.1. Současné změny v dotacích elektřiny z OZE

Dosud se provozovatel elektrárny mohl rozhodnout, který způsob podpory zvolí. Nyní mají tuto možnost jen menší výroby s P_{inst} do 100 kW. Ostatním je automaticky přidělen systém zelených bonusů, jenž se však změnil z ročního na hodinový, který se mění dle aktuální situace v síti podle pravidel stanovených ERÚ. Z nich plyne vyšší hodinový bonus za výrobu elektřiny v době nedostatku (zimní období, v pracovních dnech – především odpoledne). Tím by výrobci měli být motivováni k výkonovému přizpůsobení se aktuální situaci v síti. Elektrárny spalující bioplyn nebo provozované výroby elektřiny a tepla, či jen výroby tepla mohou i nadále využívat stávající roční zelený bonus. Tím jsou zvýhodněni malí výrobci, kteří mimo jiné jako jediní mají jisté výkupní ceny 20 let dopředu. Garantované výkupní ceny dříve spuštěných elektráren se tímto ale nemění. V nově navrhovaném zákonu však existuje ustanovení, podle něhož by byly zrušeny smlouvy všech výrobců z OZE a byly nahrazeny novými, v nichž je výplatním místem finanční podpory nově Operátor trhu s elektřinou. Ten však musí s dodavateli uzavřít smlouvy za stejných podmínek, za kterých byly uzavřeny v minulosti. Toto a dále pak například fakt, že při vyčerpání stanoveného ročního limitu pro nové OZE nedostane nově připojený zelený výrobce podporu vůbec, se ale zásadně nelíbí jejich provozovatelům ani bankám, které jejich úvěry financují. Můžeme proto podle [10] očekávat ještě zásadní obraty v současném jednání o novém zákonu.

Dle nového zákona o podporovaných druzích energie však stávající výrobci přejdou automaticky do stávající kategorie nižších výkupních cen v případě, že stávající solární elektrárnu zrekonstruují. Pod tímto výrazem se tak snadno skryje i pouhá oprava, která tak majitele může připravit o nemalý zisk původně garantovaný státem. Tato právní úprava je však prozatím v jednání a jak a zda se bude uplatňovat, není tedy jisté.

Státní podpora nesmí meziročně klesnout o více jak 5 %. Toto pravidlo existovalo i ve staré verzi zákona o podpoře OZE a bylo jednou z hlavních příčin tzv. fotovoltaické krize. Když náklady na pořízení solární elektrárny klesly až o 40 %, nemohl úřad díky pravidlu 5 % flexibilně reagovat a adekvátně snížit fotovoltaice podporu. Nový zákon ale obsahuje „únikovou klauzuli“ – pokud by se návratnost investice snížila pod 12 let, lze jít s vyšší výkupních cen dolů razantněji.

3. HODNOCENÍ DISTRIBUČNÍCH SÍTÍ

3.1. Základní legislativa distribuce elektřiny

Jak se český energetický trh v posledních letech stává liberálnějším, jsou více uplatňovány sankce na straně distributora elektřiny, jež jsou následně finančně kompenzovány spotřebiteli. Základní legislativa týkající se této problematiky je následující:

3.1.1. Energetický zákon

Energetický zákon 458/2000 Sb. [11] udává distributorovi elektřiny povinnost dodržovat parametry kvality dodávek elektřiny stanovené prováděcím předpisem (§25, odst. 11, písmeno p). Tímto předpisem se rozumí vyhláška 540/2005 Sb., v platném znění, o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice [12].

3.1.2. Vyhláška 540/2005 Sb.

Vyhláška 540/2005 Sb. v §8 definuje standard kvality napětí jako distribuci elektřiny s odpovídajícími parametry velikost a odchylky napájecího napětí a frekvence, které jsou v souladu s Pravidly provozování distribučních soustav [13].

3.1.3. PPDS

Pravidla provozování distribučních soustav (PPDS) vychází z Energetického zákona [11] a z Vyhl. 540/2005 Sb. [12], které ukládají PPDS [13] definovat kvalitu elektřiny, stanovit její parametry a podmínky pro její dodržování uživateli distribuční soustavy. Dále jsou pak v PPDS stanoveny postupy a způsoby měření daných parametrů a požadavky na měřicí zařízení. Základem pro jednotlivé charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejné distribuční sítě je norma ČSN EN 50160 [14] pro napěťové hladiny nn, vn a 110 kV.

3.1.4. ČSN EN 50160

Norma ČSN EN 50160 ed.3 [14] vychází z evropské normy EN 50160 ed.3 (platné od 1. 3. 2010) a je platná od 1. 3. 2011. Norma stanovuje charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejné distribuční sítě nn, vn a nově také ze sítě 110 kV. Kritéria kvality elektrické energie dle ČSN EN 50160 uvádí následující tabulka:

Tabulka 1: Shrnutí požadavků na kvalitu elektrické energie v sítích nn dle ČSN 50160

Kmitočet sítě	a) propojené systémy	50 Hz \pm 1 % během 99,5 % roku 50 Hz + 4 %/-6 % po 100 % času
	b) ostrovní systémy	50 Hz \pm 2 % během 95 % týdne 50 Hz \pm 15 % po 100 % času
Velikost napájecího napětí	Čtyřvodičové 3-f soustavy	$U_n = 230$ V, mezi fází a uzlem
	Třívodičové 3-f soustavy	$U_n = 230$ V, mezi fázovými vodiči

Odchytky napájecího napětí	Nemají přesáhnout:	$U_n \pm 10\%$ pro 95 % průměrných efektivních hodnot určených z desetiminutových měřicích intervalů během každého týdne (tj. 1008 intervalů)
		$U_n + 10\%/-15\%$ pro všechny průměrné ef. hodnoty určené z měřicích intervalů 10 minut
Rychlé změny napětí	Do 10 % U_n	Dlouhodobá míra flickeru $P_{it} \leq 1$ ve všech 3 fázích pro 95 % týdenních měření
Krátkodobé poklesy napájecího napětí	Pod 90 % U_n	Několik desítek až jeden tisíc za rok Většinou kratší než 1 s. (směrné hodnoty)
Krátkodobá přerušení napájecího napětí	Do 1 minuty (resp. 3 minut)	Od několika desítek až do několika stovek za rok. cca 70 % těchto přerušení kratších než 1 s (směrné hodnoty)
Dlouhodobá přerušení napájecího napětí	Delší než 3 minuty	Roční četnost do 10 (někdy až 50). (neplánovaná přerušení) Není možné udat typické hodnoty.
Dočasná přepětí o síťovém kmitočtu mezi živými vodiči a zemí	Max. 440 V v sítích 230/400 V	Dosahují hodnoty sdruženého napětí. Při poruše na vn straně transformátoru možnost přepětí do 1,5 kV (ef.) na straně nn. (směrné hodnoty)
Přechodná přepětí mezi živými vodiči a zemí	Obecně do 6 kV	Nejčastěji vlivem atmosférických jevů nebo spínacími manipulacemi
Nesymetrie napájecího napětí	Normální podmínky	Zpětná složka (základní) napájecího napětí $\leq 2\%$ sousledné složky pro 95 % středních efektivních hodnot určených z 10min. měřicích intervalů každého týdne
	1-f nebo 2-f odběr	Nesymetrie až do 3 %
Harmonická napětí	Dle tabulky 1. uvedené v této normě	V týdenním období 95 % desetiminutových středních efektivních hodnot napětí každé harmonické \leq tabulkové hodnotě
Činitel harmonického zkreslení THD	Harmonické do řádu 40	THD $\leq 8\%$ pro 95 % měření ve třech fázích
Úrovně napětí signálů v napájecím napětí	Od 95 kHz do 148,5 kHz až do 1,4 V	V rozmezí 1 % až 9 % U_n pro nosné kmitočty signálu od 0,1 do 100 kHz měřeného po 3 s v 99 % dne \leq hodnotám dle obr. 1 uvedeného v normě

3.2. Hodnocení sítí s OZE

Abychom si udělali představu o parametrech kvality napětí, je třeba provést dostatečně velký počet měření, jenž bude reprezentativní pro celou síť a bude z něj možno vycházet při dalším posuzování připojitelnosti nových výroben. V jednotlivých regionech tak byly vybrány sítě kabelové, venkovní, ale i sítě smíšené, napájející domácnosti i kombinaci domácnosti a maloodběr. Vzhledem k rozsahu měření nebylo možné provést týdenní měření kvality ve všech hodnocených sítích nn současně, ale měření probíhala postupně. Tato měření byla rovněž provedena na nejvíce problémových místech DS, v níž již minulosti distributor obdržel reklamace na kvalitu elektřiny, aby se tak monitorovaly nehorší provozní stavy, k nimž připojením rozproštěné výroby dochází a zároveň bylo možné zhodnotit vývoj situace během rozličných podmínek v síti, jehož výsledkem by měla být nápravná opatření pro zlepšení kvality elektrické energie v konkrétním úseku sítě a rovněž podkladový materiál pro její budoucí rozvoj. Právě patřičná kvalita elektřiny je vzhledem k její rostoucí ceně a rozšiřujícího se užívání citlivých elektronických zařízení je stále více požadována a v případě jejího snížení reklamována.

Nejvíce náchylná na vznik nežádoucích provozních stavů je síť nn. Z hodnocených parametrů, které jsou nejčastějším předmětem reklamace, se jedná především o flicker (kolísání napětí), přepětí, poklesy napětí a harmonická napětí. Tento trend je v posledních letech navíc umocněn, vzhledem k připojení velkého množství rozproštěných výroben - především fotovoltaických elektráren, jejichž provozem v sítích roste pravděpodobnost překročení hodnot zmíněných parametrů požadovaných normou ČSN EN 50160. Zejména se jedná o zvýšenou možnost vzniku přepětí (průměrná efektivní hodnota napětí za 10 minut překročí 253 V), jenž nejen negativně ovlivní připojené odběratele, ale i rovněž výrobce samotného, jemuž z důvodu reakce přepěťových ochranných vypadačů střídače.

Jakékoli zavádění sankcí za nedodržení kvality napětí ze strany distributora nebo zpřísnování mezí pro vyhodnocování parametrů kvality napětí pak podle [15] bude mít za následek zvýšení počtu sítí, které požadavkům normy ČSN EN 50160 nevyhoví. Vyšší počet nevyhovujících sítí pak bude představovat vyšší objem investičních prostředků potřebných pro její uvedení do stavu odpovídajícího požadavkům této normy. Tyto investiční prostředky pak distributor minimálně částečně promítne do ceny za distribuci elektřiny, což bude mít za následek její další zvýšení.

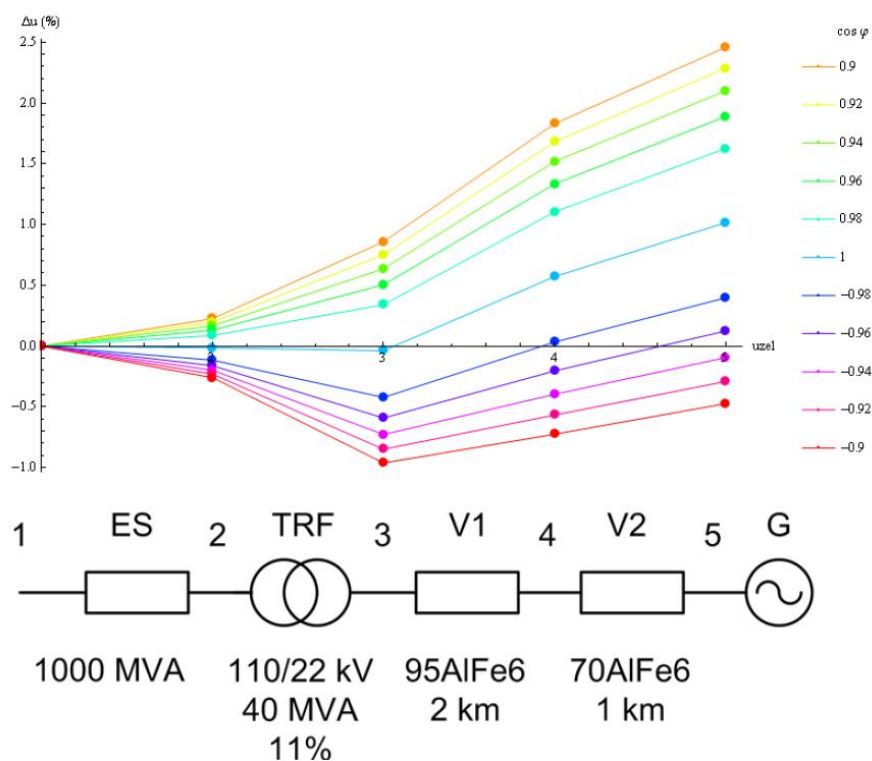
3.3. Vliv provozu rozproštěné výroby na velikost napětí

Na skutečné hodnoty napětí v místě připojení zdroje do DS má kromě zkratového výkonu DS v místě připojení zdroje vliv i velikost dodávaného výkonu zdroje a rozložení impedance mezi místem připojení zdroje a místem připojení odběrů v jeho okolí. Při dodávce výkonu do DS musí zdroj navýšit napětí v místě jeho připojení o hodnotu, kterou potřebuje ke kompenzaci úbytku napětí mezi místem jeho připojení a místem odběru. Tato hodnota navýšení napětí je dána impedancí mezi místem připojení výroby a místem spotřeby a dále velikostí přenášeného výkonu od zdroje k místu spotřeby. Je nutné uvažovat, že každý zdroj se svou dodávkou činného a jalového výkonu do DS

podílí na zvyšování napětí v DS, což může mít za následek i přiblížení se k povoleným limitům napětí v DS, čemuž se věnuje například příspěvek [16].

3.3.1. Vliv přenosu činného a jalového výkonu

Jak uvádí studie [17], jejíž výsledky jsou popsána v následujících třech odstavcích, během nárůstu dodávky činného výkonu roste v závislosti na jeho velikosti v přípojném bodě napětí. Toto platí až po transformátor spojující vývod s výrobnou s nadřazenou sítí, na jehož významné induktivní reaktanci vzniká při přenosu výkonu s účinnkem blízkým jedné úbytek napětí, a dále tak protéká dalšími body soustavy od transformátoru směrem k napájecí síti výkon kapacitního charakteru (ve spotřebičovém režimu) díky převažujícím induktivnímu charakteru vedení s Δu lehce záporným. Obdobně je pak možné odhadnout vliv změny účinnku zdroje (změny velikosti přenášeného jalového výkonu) na napěťové změny v síti. Zde platí, že čím větší je velikost induktivní složky výkonu dodávaného výrobnou ($\cos \varphi$ kladný), tím více se projevuje vliv jednotlivých prvků sítě na velikost úbytku napětí (směrem od zdroje k napájecí síti). Při $\cos \varphi$ záporném (s převládajícím kapacitním charakterem jalové složky vyráběného výkonu) se projevuje zápornými hodnotami Δu , jak je znázorněno na obr. č. 1.



Obr. 1: Napěťový profil modelové radiální distribuční sítě napájené z rozvodny 110 kV s rozptýlenou výrobou na konci sítě s měnící se dodávkou jalového výkonu induktivní (oranžově) až kapacitní (červeně). Jedná se pouze o teoretický model se zkratovým výkonem v bodě 5 $S_k'' = 200$ MVA. Pro reálnou síť 22 kV by byla tato hodnota v rozmezí 50 až 150 MVA dle vzdálenosti od rozvodny 110/22 kV. Převzato z [17].

3.3.2. Vliv regulace napětí zdroje

Jedná se o případ výroby s instalovanou regulací napětí v místě připojení zdroje. Pro napětí držená nad jmenovitou úrovní je situace velmi blízká kapacitní situaci. Ovšem

pro větší pokles napětí pod jmenovitou úroveň je potřeba odebrat tak velký induktivní výkon, že jeho vliv převáží vliv dodávaného činného výkonu a dochází k úbytkům napětí ve směru ke zdroji i na vedeních (RX prvky). Zásadní nevýhodou tohoto typu provozování zdroje je nárůst zatížení vedení, které se pro vyšší odchylky od U_n může pohybovat až v řádu desítek procent.

3.3.3. Vliv zatížení distribuční soustavy

Velmi podstatný rozdíl ve výpočtu napěťového rozložení v DS může nastat pro případy, kdy je, či není uvažováno zatížení DS v odběrných místech. Úbytky na vedeních jsou pro všechny případy téměř shodné a rozdíly se projevují až na reaktancích transformátoru a soustavy, tedy dominantně induktivních prvcích, a to díky velkým rozdílům v charakteru přenášených výkonů pro jednotlivé případy. Je tedy nezbytné v reálných sítích dbát na to, aby byl výpočet co možná nejbližší pravděpodobnému nebo změřenému stavu sítě.

3.3.4. Situace v praxi

Na transformátorech distribuční soustavy s napěťovým převodem $110 \pm 8 \times 2 \% / 23 \text{ kV}$ je prováděna hladinová regulace napětí, která udržuje v základním režimu s ohledem na povolené tolerance a úbytky napětí v DS. Tato regulace obecně může být prováděna buď automatickým přepínáním odboček na primární straně transformátoru dle požadavku na hodnotu napětí zadanou dálkově z krajského dispečinku pomocí komplexního komunikačního systému, nebo autonomně v případě, že chybí systém centrálního řízení. Hladinový regulátor transformátoru (HRT) udržuje na sekundární straně zadané konstantní, nebo proměnné napětí závislé na zatížení sítě, kdy je stanoveno základní napětí odpovídající chodu sítě naprázdno a k němu se přičítá proměnná složka kompaundace závislá na zatížení. Když se tedy hodnota napětí na sekundární straně transformátoru dostane mimo pásmo necitlivosti regulátoru, vyšle řídicí relé signál na mechanismus provádějící přepínání odboček tak, aby se po jeho zásahu obnovila požadovaná hodnota napětí.

Tento systém regulace napětí je nastaven tak, aby nebyl nadměrně zatěžován motor mechanismu přepínající odbočky příliš častou činností (dovoleno je tedy několik desítek přepnutí za den) a aby rovněž nedocházelo k regulaci krátkodobých skokových změn napětí, což zajišťuje nastavení určité hodnoty necitlivosti $N [\%]$, která bývá obvykle větší než regulační skok mezi odbočkami (cca 2,5 %). Tímto způsobem však může krátkodobě docházet k pomalým regulacím krátkodobých výkyvů napětí, což je nutno řešit instalací dalších regulačních prvků v DS. Tyto výkyvy napětí jsou právě několikanásobně častější v sítích s vyšší penetrací FVE a VTE vlivem proměnné osvětlenosti panelů, respektive rychlými změnami rychlosti větru. Princip časového zpoždění spočívá v rychlejší regulaci transformátorů na vyšších napěťových hladinách, čímž se předchází hromadným regulacím transformátorů na nižší napěťové hladině.

K nepříznivému ovlivňování napětí a hladinové regulace a vývodech 22 kV těchto transformátorů vlivem provozu decentrálních zdrojů zatím nedochází, ani při přetocích výkonu z DS 22 kV do DS 110 kV, kdy může být vlivem opačného směru toku výkonů při využití nekoordinovaných řídicích mechanismů mezi napěťovými regulátory na transformátorech na různých napěťových hladinách HRT nestabilní.

Někdy může být decentralní zdroj připojen na dlouhé přípojce s vysokou impedancí, danou co nejmenším nezbytným průřezem pro zajištění vyvedení výkonu. Úbytek napětí na této přípojce pak může způsobit, že na straně připojení zdroje je hodnota napětí vysoká, ale s ohledem na velký úbytek napětí na přípojce mohou hodnoty napětí u vzdálených odběratelů mimo tuto přípojku být již v pořádku. Problém může nastat, pokud jsou drobní odběratelé připojeni i na přípojce v blízkosti zdroje. Růst napětí v DS 22 kV vlivem provozu zdrojů se přenáší i na hladinu sítě nn. Při takovémto navýšení napětí u distribučního transformátoru lze předpokládat, že další zdroje připojené v této oblasti do úrovně vn i nn by mohly mít již za následek překračování limit napětí.

Vzhledem k uvedeným skutečnostem je důležitým nástrojem pro snížení napětí v DS možnost regulace jalového výkonu zdroje. U FVE nad 100 kW je požadován regulační rozsah do $\cos \varphi = 0,95$ oběma směry, dálkově přestavitelný z dispečinku provozovatele distribuční soustavy (PDS), o němž bude řeč dále.

Pro zajištění dostatečného množství jalového výkonu pro podporu DS je potřebné instalovat možnost dálkové regulace jalového výkonu u co největšího množství decentralních zdrojů. Tyto zdroje se pak podílejí na podpoře DS pouze v době svého provozu, kdy i ony svou dodávkou činného výkonu síťové poměry v okolní DS ovlivňují.

Možnosti regulace napětí v DS existují, je však potřebné mít k této regulaci dostatečný potenciál potřebných nástrojů. V krajním případě jsou nástrojem pro dodržení limit napětí v DS napěťové ochrany. Jejich působení by však podle [16] mělo být až mezním řešením.

3.4. Omezení výkonu OZE

Dne 18. srpna 2011 začala platit novela energetického zákona. Ta obsahuje tzv. třetí energetický balíček a směrnice EU, které upravují pravidla vnitřního trhu s plynem a elektřinou. Hlavním bodem, který se týká provozování fotovoltaických elektráren, je dle [18] část věnovaná dispečerskému řízení výroby elektřiny pro všechny elektrické zdroje s instalovaným výkonem nad 2000 kW (platnost od roku 2012), resp. 100 kW (platnost od roku 2013), které nově musejí být připraveny na možnost odpojení od sítě při dosažení dodávaného výkonu do sítě rovnajícímu se určitému procentu instalovaného výkonu výroby.

3.4.1. Vliv výroby z OZE na regulační odchylku v přenosové soustavě

Tato novinka by nyní měla eliminovat situace, kdy je malý odběr v síti, avšak podmínky pro výrobu z FVE či VTE jsou příznivé, ale tato elektřina není v síti potřeba, což v praxi může vést k přepětím, změnám frekvence v síti a následného okamžitého vypnutí střídačů fotovoltaických výroben, jež jsou proti tomuto jevu chráněny a jsou schopny okamžitého vypnutí do jedné až dvou period. Tyto situace mohou v kritických stavech minimálního zatížení soustavy (většinou v létě, kdy navíc bývá slunečno) s dodávkou velkého výkonu z FVE znamenat problémy i pro operátora přenosové soustavy, kdy z důvodu navýšení frekvence sítě z důvodu nadměrné dodávky činného výkonu se takovýmto způsobem může skokově snížit výroba právě z FVE, na což nemusí mít operátor sítě v daném okamžiku dostatek záložního výkonu získaného aktivací

všech podpůrných služeb a je nucen využít havarijní výpomoc ze zahraničí. Příkladem může být situace ze dne 4. 9. 2011 v 6:00, kdy bylo zatížení ES 4971 MW a instalovaný výkon FVE z toho kryl až 40 % spotřeby. Provozovatel přenosové soustavy je tedy nucen zajistit si více smlouveného rezervního výkonu pro regulaci odchylky výkonu na přijatelnou hodnotu, což znamená ve výsledku další zvýšení koncové ceny elektrické energie. Pro současný instalovaný výkon ve FVE v ČR, blížící se 2000 MW, je odpovídající potřeba rezerv v sekundární regulaci přibližně 290 MW, v kladné i záporné terciární regulaci zhruba 300 MW až 450 MW [19] v závislosti na přesnosti predikce výroby. Při překročení kapacity regulačních zásob ČR nebude garantováno plnění podmínek provozu pro propojenou evropskou síť. Tento fakt ve výsledku znamená buď zvyšování regulačních rozsahů stávajících regulovatelných zdrojů a jejich přetěžování, nebo instalace nových zdrojů s vysokou dynamikou či velkou akumulací schopností (přečerpávací vodní elektrárny), anebo omezování výroby z OZE.

3.4.2. Regulační zásahy operátora DS

Z výše uvedeného důvodu byl vyhlášen stop stav pro připojování nových solárních a větrných elektráren do české elektrizační soustavy, přičemž toto rozhodnutí bylo vydáno na základě studie ústavu EGÚ Brno a z ní vycházejícího vyjádření provozovatele české přenosové soustavy ČEPS, a. s. V této studii byla stanovena limitní hranice 1 650 MW dodávaného výkonu z neřiditelných zdrojů, kam fotovoltaické i větrné elektrárny dosud patřily. Nyní však je v pravomoci distributora „v případě ohrožení bezpečného a spolehlivého provozu“ část těchto zdrojů odpojit, či stanovit horní hranici jimi dodávaného výkonu. Výsledkem tedy je nutnost vybavit tyto zdroje regulačními mechanismy, které odpojí část střídačů tak, aby byl výstupní výkon FVE (či VTE) v předávacím místě omezen dle požadavků PDS neprodleně (do 30 s) na 100 %, 60 %, 30 % nebo 0 % jmenovitého výkonu zdroje, přičemž by mělo být možné snížit výkon až na 0 % bez odpojení výroby od sítě. Pro bioplynové a kogenerační jednotky jsou pak tyto stupně stanoveny na 100 %, 70 %, 50 % a 0 % jmenovitého výkonu zdroje. Jak popisuje například práce [20], rozhraní pro regulaci činného a jalového výkonu tedy přijímá signály od PDS a převádí je na sběrnici, po níž jsou řízeny fotovoltaické střídače. Řídicí systém reaguje na tyto signály a vhodným spínáním kombinace kontaktů v Power Reducer Boxu (PRB) nastavuje u střídačů požadovanou úroveň činného a obdobně i jalového výkonu podle aktuální velikosti P_c do 1 minuty od vydání signálu. Výroba je takto omezena přímo u střídačů (PRB se konkrétně užívá u střídačů typu SMA), a nedochází tedy k celkovému odstavení výroby FVE a výrobní ztráty jsou minimalizovány. Signalizace o zapnutí omezovacího povelu je do systému správce sítě odeslána okamžitě.

3.4.3. Důvody omezení výkonu

PDS je podle PPDS ve smyslu EZ oprávněn ke změně činného výkonu nebo odpojení zařízení v následujících stavech sítě:

- riziko ohrožení bezpečného provozu systému (např. při předcházení stavu nouze a při stavech nouze)
- nutné provozní práce popř. nebezpečí přetížení v síti PDS
- nebezpečí vzniku ostrovního provozu
- ohrožení statické nebo dynamické stability

- vzrůst frekvence ohrožující systém
- údržba nebo provádění stavebních prací

Zisk, o který majitelé dotčených výroben přijdou, by měl být kompenzován, avšak pouze v případě obnovitelných zdrojů, nikoliv konvenčních, které v podobném případě ušetří palivo, a tudíž na kompenzaci nemají nárok.

Možné vynucené snižování výkonu na žádost PDS se netýká menších zdrojů, a tak je možné počítat s dalším připojováním fotovoltaických zdrojů do 30 kW instalovaného výkonu, tvořící v současnosti však pouze necelých 5 % výkonu fotovoltaik, tudíž tento nárůst nebude již zdaleka tak výrazný ve srovnání s předchozí stavbou velkých zařízení.

3.5. Účinník FVE

Další součástí novely energetického zákona je i požadavek na regulaci účinníku dodávaného výkonu, jenž by v ideálním případě měl být roven jedné, nebo $\pm 0,97$, či $\pm 0,95$ dle požadavku dispečera. V ostatních případech výroby se záporným účinníkem musí provozovatel fotovoltaické výroby platit poplatek za nevyžádaný odběr jalové energie. Toto opatření je stanoveno pro zdroje do 16 A na fázi včetně tak, že při ustálených provozních podmínkách zdroje při dovoleném rozsahu tolerancí napětí musí být dle požadavků na paralelní připojení mikrogenerátorů s veřejnými distribučními sítěmi nízkého napětí ve výše zmíněném rozsahu při činné složce výkonu 20 % jmenovitého výkonu zdroje. U větších zdrojů jde o hodnoty činného výkonu nad 3 % P_n zdroje a u FVE do 4,6 kVA/fázi se, jak shrnuje práce [21], kompenzace účinníku vůbec nepožaduje. Požadován je provoz s pevně nastaveným účinníkem $\cos \varphi = 1$. Příklad průběhů činného a jalového výkonu a účinku u výroby je možno nalézt na obr. č. 10 a 11, uvedených v 5. kapitole.

Co ale není stanoveno, je s jakou přesností a za jakých podmínek se tyto hodnoty mají dodržovat, tudíž je to v současné době na samotném provozovateli, kdy a jak danou regulaci provede. Na první pohled by se mohlo zdát, že se jedná o zanedbatelné hodnoty toku jalových výkonů předávacím místem, jež odpovídají zdánlivě malé odchylce účinníku od ideální hodnoty jedna, ale při patřičném měření zjistíme, že už při účinníku rovnému 0,97 odpovídá jalová složka výkonu zhruba čtvrtině jmenovitého činného výkonu zdroje a při účinníku 0,95 toto činí až jeho třetinu. To znamená spotřebu jalové energie v místě připojení FVE, z čehož vyplývá nutnost kompenzace účinníku, protože v opačném případě by při poklesu účinníku pod 0,95 provozovatel tohoto zařízení platil provozovateli distribuční soustavy cenovou přírážku v %, která se s klesajícím účinníkem postupně zvyšuje a při poklesu hodnoty $\cos \varphi$ pod 0,5 je rovna 100 %. K takovým propadům účinníku dochází při výkonu menším než desetina instalovaného výkonu výroby, kdy je závislost $\cos \varphi$ na výkonu velmi výrazná, přičemž při poklesu výkonu je situace poněkud více nepříznivá oproti nárůstu výkonu. Naopak za nevyžádanou dodávku jalového výkonu do distribuční soustavy je provozovatel FVE penalizován poplatkem ve výši 440 Kč/MVA_{rh} [22], představující dodatečné provozní náklady v řádech desítek tisíc korun ročně. Tento stav nastává i v noci. Je způsoben jednak přítomností vn vnitřních kabelových rozvodů za místem měření a jednak zapnutou kompenzací, kterou výroba reguluje účinník na požadovanou hodnotu při dodávce činného výkonu do sítě během dne,

avšak v noci toto nastavení způsobuje překompenzování elektrárny. Provozovatelé FVE jsou tedy ekonomicky a nyní i právně motivováni k eliminaci kapacitního výkonu pomocí dekompenzace.

3.5.1. Prvky FVE vs. účinník

Aby byla dosažena hodnota účinníku v definovaném rozsahu je nutné mimo hodnoty účinníku na svorkách jednotlivých zdrojů ještě zahrnout někdy značně rozsáhlou vnitřní síť až po předávací místo, kde je jeho stanovená hodnota vyžadována. Co se tedy dle [23] podílí na vzniku kapacitního jalového výkonu u fotovoltaických elektráren? Klasická FVE většího jmenovitého výkonu je složena z následujících prvků:

Střídače - obecně záleží na výrobci a typu, ve většině případů (ve smyslu typu výrobku a aktuálním výkonu) se jedná o kapacitní zátěž (kladný příspěvek k celkovému kapacitnímu reaktivnímu výkonu elektrárny).

Nn vedení střídače na transformátor - nabíjecí proud pro udržování kabelů pod napětím způsobuje kapacitní charakter této zátěže, významně se prosazuje v případě necentrálních střídačů (kladný příspěvek k celkovému kapacitnímu reaktivnímu výkonu výroby). Jeho délka má značný vliv na dosažitelný účinník v předávacím místě, což zvyšuje nároky na regulační rozsah vlastní technologie.

Transformátor - z pohledu jalového výkonu statická induktivní zátěž (záporný příspěvek k celkovému kapacitnímu reaktivnímu výkonu výroby).

Individuální kompenzace transformátoru - kapacitní statická zátěž, instalovaný kondenzátor (kladný příspěvek k celkovému kapacitnímu reaktivnímu výkonu výroby).

Centrální kompenzace výroby - automatické kompenzace připínáním kondenzátorů eliminují induktivní jalový výkon (kladný příspěvek k celkovému kapacitnímu reaktivnímu výkonu výroby).

Vn vedení 22 kV od transformoven k připojovacímu bodu do DS - nabíjecí proud pro udržování kabelů pod napětím způsobuje kapacitní charakter této zátěže (kladný příspěvek k celkovému kapacitnímu reaktivnímu výkonu výroby). Velikost tohoto kapacitního proudu nezávisí na zatížení sítě, ale na celkové délce všech vedení připojených do sítě. Tato hodnota bývá přibližně 2 až 3 A/km.

Bez provedení kompenzace vlivu kabelového vedení dochází při poklesu dodávky činného výkonu ke změně odběru jalového výkonu z induktivního charakteru na kapacitní, což ještě podporují střídače, které při nízkém zatížení rovněž mají v noci kapacitní charakter odběru. Vidíme, že i přes induktivní charakter transformátorů se celá FVE chová jako výrazně kapacitní zátěž. I když nabíjecí proudy transformátorů a kabelů se pohybují v hodnotách jednotek ampér, nelze je na hladinách vn zanedbávat. Při napětí 22 kV každý jeden ampér znamená 38 kVAr jalového výkonu trojfázově.

3.5.2. Kompenzace

U FVE připojených přímo do distribučních sítí vysokého napětí vn kabelem, můžeme problém špatného účinníku řešit buď nízkonapěťovým přívodem s řízenou dekompenzací na transformátoru nn, který napájí samostatně vlastní spotřebu, čímž se naskýtá možnost

elektrárnu odpojit od sítě vn v problematických stavech – především v noci, přičemž snížení induktivního výkonu můžeme podpořit odpojením individuální kompenzace transformátorů, nebo zařadit kompenzační rozvaděč, který je tvořen několika stupni tlumivek, popřípadě kombinací tlumivkových a kondenzátorových stupňů. Je třeba rovněž zvolit, jaký počet stupňů je vhodný pro reakci na změny kompenzačního výkonu. Při jejich malém počtu budou velké skoky mezi hladinami různých výkonů a kompenzace nebude příliš přesná a provozovateli hrozí penále. Naopak při vyšším počtu stupňů tento problém odpadne, ale stupně s nižší hodnotou výkonu pro doladění na požadovanou hodnotu kompenzačního výkonu budou velmi často spínány a jejich stykače budou značně namáhány. Možností je tedy použít několik větších stupňů a drobnější odchylky doladit elektronicky – aktivními filtry, jenž kromě řízení jalového výkonu dokážou navíc kompenzovat flicker a harmonické. Jejich cena se však může blížit i deseti tisícům Kč za instalovaný kVAr.

3.5.3. Dekompenzace

V době, kdy není možné eliminovat negativní vliv vnitřní kabelové sítě elektrárny pomocí řízení jalového výkonu na střídačích, je vhodné použít dekompenzační zařízení. Řízená dekompenzace podle [23] spočívá v instalaci menší statické indukční zátěže pro kompenzaci kabelů vn a vyvážení induktivních a kapacitních reaktancí mezi výrobnou, transformátorem a vedením. I potřeby dekompenzačních výkonů desítek kVAr lze řešit pomocí několika stupňových dekompenzačních rozvaděčů. Regulátor jalového výkonu umožňuje spínáním kombinace dekompenzačních tlumivek jednak posunout účinník výroby do induktivní oblasti, a dále pak dosahovat libovolného zadaného účinníku. V případě výroby je žádoucí pouze přesunout účinník do induktivní oblasti, kondenzátory jsou vypuštěny. Dekompenzační rozvaděč je po konfiguraci připraven k automatickému provozu, kdy je komplexně řízený regulátorem jalového výkonu, zajišťující spínání induktivních stupňů, bezpečné odpínání, popřípadě řízení nuceného větrání. Cenová náročnost instalace dekompenzačních tlumivek odpovídá úměrně jejich instalovanému výkonu – pro nízké napětí cca 350 Kč/kVAr a pro vysoké napětí přibližně 700 Kč/kVAr, což je přibližně stejná hodnota, za jakou lze pořídit i kondenzátorové baterie.

3.5.4. Možnosti provedení kompenzace

Kondenzátory mají obvykle nízké dielektrické ztráty pohybující se okolo 0,05 %. Bývají navíc vybaveny speciálními stykačem s předřadným odporem pro snížení proudových rázů, ohrožující izolaci zařízení. Tlumivky, jejichž ztrátový výkon bývá v rozmezí 0,8 % až 4 % z Q, mohou být instalovány v levějším provedení s fixně nastavenou hodnotou indukčnosti, a tím i hodnotou kompenzačního výkonu, jenž odpovídá kapacitnímu nabíjecímu proudu sítě, nebo jako dražší varianta – laditelné. Nevýhodou kompenzace tlumivkami oproti kondenzátorové kompenzaci je nutnost pro stejnou absolutní velikost kompenzačního výkonu postavit prostorově rozměrnější a dražší zařízení s vyššími ztrátami pohybujícími se od 0,8 až 1 % ztrát u kvalitnějších zařízení do 4 % jalového výkonu u levných jednotek, což v případě větších elektráren představuje dodatečné provozní náklady v řádech několika tisíců Kč za den. V případě vn vyvedení výkonu se obvykle tato kompenzace provádí paralelním připojením kompenzační stanice paralelně ke střídačům přes vlastní transformátor z hladiny nn na vn.

Další možností snížení jalového výkonu je jeho elektronická kompenzace u střídačů, jež dokáže úspěšně odbourat přechodové jevy, vzniklé například od spínání kondenzátorů apod., a dále rovněž nesymetrii napětí v jednotlivých fázích. Její dobré vlastnosti jsou však vykoupeny ztrátami o dva řády vyššími oproti klasické kompenzaci a rovněž vysokými investičními náklady často přesahujícími 12 milionů Kč pro větší FVE. Přičemž hodnota výkonu dekompenzačních a kompenzačních rozvaděčů bývá rovna přibližně jedné třetině maximálního soudobého instalovaného výkonu FVE. K investičním nákladům se pak navíc v nezanedbatelné míře přidávají navíc náklady provozní, jelikož ztráty dekompenzační tlumivky představují zhruba 1,5% jejího výkonu, což znamená významné zvýšení vlastní spotřeby elektrárny.

Problémem navíc je, že nikdo neví, po jakou dobu bude kompenzační zařízení, jehož provoz je řízen automatickým regulátorem, pracovat a zda se vůbec vyplatí jej investovat – jaké penále bude provozovatel platit, pokud jej nenainstaluje, popřípadě zda instalovat pouze menší a levnější dekompenzační tlumivky o výkonech jen v řádech jednotek procent pro snížení kapacitního výkonu, a tím i poplatků, bez možnosti dispečerského řízení.

Jak plyne z PPDS, přílohy č. 4, při silně kolísajícím výkonu pohonu (např. u některých typů větrných elektráren) musí být kompenzace jalového výkonu automaticky a dostatečně rychle regulována. Kompenzační kondenzátory nesmějí být připínány před zapnutím generátoru. Při vypínání generátoru musí být odpojeny současně. Provoz zdrojů může vyžadovat opatření k omezení napětí harmonických a pro zamezení nepřijatelného zpětného ovlivnění HDO. PDS proto musí odsouhlasit výkon, zapojení a způsob regulace kompenzačního zařízení, případně i hrazení harmonických nebo frekvence HDO vhodnými indukčnostmi.

3.5.5. Řízení účinníku

Při nízkém osvětlení, kdy fotovoltaické panely pracují na pětinný až třetinový výkon z výkonu instalovaného, vnáší filtry ve střídačích připojených k jednotlivým panelům do výstupního signálu značné harmonické zkreslení, a tím i patřičně zvyšují jalovou složku výkonu, která při stavu blízcím se stavu naprázdno má díky příčným kapacitám LC obvodů těchto filtrů kapacitní charakter, což znamená problém pro řízení hodnoty účinníku u dané výroby, jelikož jeho hodnota je korigována před vstupem do tohoto filtru a po jeho průchodu vzniká výše zmíněné zkreslení.

Výrobce střídačů samozřejmě uvádí v technických specifikacích svých výrobků co nejlepší parametry účinníku v mezích od -0,9 do 0,9, avšak jak se bude dané zařízení skutečně chovat, dokáže s jistotou říci až měření při různých provozních stavech. Určité řešení problémů nízkého účinníku střídačů při malých výkonech řeší zapojení soustavy střídačů, která je napájena více panely. V této skříni se následně spíná odpovídající počet střídačů podle přenášeného výkonu, a lze tak do jisté míry zamezit velkému harmonickému zkreslení výstupního signálu a rovněž zlepšit účinník tím, že při nízkém osvětlení pracují panely společně například jen do jednoho střídače, kterým tak protéká mnohonásobně vyšší výkon, než kdyby jej zásoboval pouze jeden panel, a má tedy mnohem lepší parametry. Počet sepnutých střídačů nově rovněž určuje dálkovými požadavky na dodávku výkonu dispečink distribuční soustavy.

3.6. Prostředky pro zlepšení napěťových poměrů v sítích

s rozptýlenou výrobou

3.6.1. Model jednoduché sítě s rozptýlenou výrobou

Vezmeme-li v úvahu model jednoduché sítě vycházející z práce [24] obsahující rozptýlenou výrobu (DG), dodávající činný (P_{DG}) i jalový výkon (Q_{DG}), připojenou do uzlu s komplexním odběrem ($P_L \pm jQ_L$) a kompenzačním zařízením jalového výkonu ($\pm jQ_C$), který je napájen pomocí vedení o určité impedanci ($R + jX$) ze zdroje přibližně konstantního napětí U_i , odpovídá napětí v uzlu s výrobou:

$$U_{DG} \cong U_i + (P_{DG} - P_L)R + (\pm Q_{DG} - Q_L \pm Q_C)X. \quad (3.1.)$$

Je tedy patrné, že o jeho odchylce od síťového napětí U_i , které je v ideálním případě rovné jmenovité hodnotě napětí pro danou napěťovou hladinu, rozhoduje rozdíl výkonů vyrobených a spotřebovaných násobený impedancí příslušné napájecí trasy. Z této jednoduché úvahy plynou možnosti eliminace projevů tohoto napěťového úbytku buď snížením impedance napájecí trasy (zvětšení zkratového výkonu), nebo řízením vyráběného výkonu – především tedy hodnoty jalového výkonu, jenž vhodným nastavením kompenzace (popř. střídačů samotných) je při exportu činného výkonu do sítě odebírán ($-Q_{DG}$), což má na snížení napěťového úbytku vzhledem k vysoké hodnotě X oproti R vedení významný vliv.

Hodnotu maximálního připojitelného výkonu z rozprostřených zdrojů v tomto jednoduchém modelu lze určit ze stavu sítě při minimálním zatížení (P_L a $Q_L \cong 0$), kdy limitujícím stavem sítě je v tomto případě maximální dovolené napětí v uzlu s výrobou U_{DG}^{\max} , dané normou a technickými podmínkami dle konkrétní situace. Při využití výše uvedených zjednodušení, lze tento výkon vyjádřit přibližně jako:

$$P_{DG}^{\max} \cong \frac{U_{DG}^{\max} - U_i}{R} + \frac{Q_{\text{import}}X}{R} \quad (3.2.)$$

Q_{import} zde představuje výslednou hodnotu jalového výkonu v uzlu s výrobou a je rovna: $Q_{\text{import}} = -(\pm Q_{DG} - Q_L \pm Q_C)$. Je tedy patrné, že navýšení horního limitu možného instalovaného výkonu z dalších rozprostřených výroben do daného uzlu z hlediska možnosti vzniku přepětí je možné buď při současném zvýšení Q_{import} , nebo snížením napětí v rozvodně.

Udržet napětí v dovoleném pásmu je pak možné řízením hodnoty jalového výkonu na výstupu z výroby a pomocí kompenzačního zařízení, kdy vlivem velké reaktance X , a tedy velkého vlivu změny toku jalového výkonu na hodnotu napětí v přípojném místě výroby, vzhledem k činnému odporu sítě R roste efektivnost užití této metody u venkovního vedení s reaktancí cca 4x větší oproti kabelovému vedení. Druhou, méně plynulou, možností je řídit napětí standardně hladinovým regulátorem napětí vybaveným komunikačním systémem, zajišťujícím přenos informací o změřených hodnotách důležitých veličin v různých místech napájecí linky. Třetí možností minimalizace dopadů rozptýlené výroby na stabilitu napětí v DS je kombinace předchozích dvou způsobů

pomocí koordinovaného systému řízení napětí a jalového výkonu v přípojném bodě s přesně stanovenou hierarchií řízení jednotlivých regulačních prvků v síti a požadavky na zajištění komunikace mezi těmito prvky.

3.6.2. Základní prostředky řízení napětí v DS

V principu můžeme řídit napětí na napájecí lince DS pomocí hladinového regulačního transformátoru měnícího nastavení odboček na vinutí pod zatížením, a dále pak spínanými statickými kondenzátory (SVC) kompenzujícími jalový výkon přenášený po vedení, jinak způsobující navýšení napěťových úbytků na prvcích sítě v důsledku zvýšení celkového protékajícího proudu o jalovou složku. Kondenzátorová řada může být buď trvale připojena k síti, nebo postupně spínána v případě potřeby zvýšení dodávky jalového výkonu do sítě s ohledem na požadavky spotřeby. V praxi se ale tyto výkony zřídka rovnají, jelikož požadavek zátěže na dodávku jalového výkonu se mění spojitě, zatímco kondenzátory jsou spínané buď po stupních, nebo obsahují tyristorem řízenou (či zapínanou) tlumivkou či kondenzátor. Tyristorové řízení zajišťuje vysokou rychlost změny dodávaného jalového výkonu zařízení, což je zvláště vhodné pro řízení napětí v sítích s vysokou penetrací proměnlivého výkonu dodávaného z rozptýlených výroben. Výsledná hodnota napětí je tedy výsledkem připojení či odpojení tohoto zařízení od sítě řízeného v závislosti na hodnotě klouzavého průměru napětí sítě v místě připojení kondenzátoru. Je tedy zabráněno vysoké četnosti spínání a snižování životnosti spínacích prvků.

Nevýhodou užití těchto zařízení je, že jimi dodávaný jalový výkon odpovídá kvadrátu napětí sítě, tudíž se při poklesu napětí potřebná dodávka jalového výkonu sníží oproti požadovanému zvýšení, které by napěťový pokles kompenzovalo, a je tedy nutné spínat větší kompenzační výkon, než při nominálním stavu napětí, a jeho hodnota se pak v síti dále snižuje. Problémem může rovněž být, dojde-li vlivem chybného odhadu potřebného jalového výkonu z SC k překompenzování napájecí linky do kapacitního stavu, čímž vzroste i napětí, což může vyústit až k nutnosti regulačního zásahu v napájecí rozvodně eliminujícího tuto změnu.

Připojování kondenzátorů k síti může být řízeno časovým prvkem (připojení je závislé na denní době a jí odpovídajícímu diagramu zatížení), teplotním prvkem (odpovídající zvýšené spotřebě při teplotách vzduchu více odlišných od fyziologického optima – v zimě přitápění přímotopy, v létě chlazení klimatizacemi), napěťově (snížení napětí při velkém odběru), podle toku jalového výkonu odebíraného zátěží nebo proudovým členem.

Transformátor s řízeným poměrným zatížením (load ratio control transformer LRT), je rovněž hojně využívaným prvkem pro optimalizaci napěťové hladiny v napájecí síti. Základem je krokový regulátor napětí, který odhaduje velikost úbytku napětí v charakteristickém bodu sítě a podle toho nastavuje vhodnou odbočku na transformátoru.

Chceme-li však využít všech možných regulačních prostředků v reálném rozvodném systému, je nutné zajistit rovněž patřičnou komunikační infrastrukturu, která zajistí přenos informací o aktuálních hodnotách napětí jednotlivých rozvodů, o poloze odboček na krokovém regulátoru, o tom, zda je připojen kondenzátor SC, reaktor nebo jalový výkon jiného druhu kompenzačního prostředku – například statický kompenzátor

jalového výkonu (SVC). Cílem je pak snaha o řízení napětí v každém uzlovém bodu sítě na optimální hodnotě. Tímto se zabývá například práce [25], v níž je rozebírána i možnost využití genetického algoritmu.

3.6.3. Využití genetického algoritmu

Pro určení míry zásahu jednotlivých regulačních prvků je výhodné pro svou vysokou rychlost řešení výpočtu optimálního nastavení regulačních prvků použít regulátor pracující na základě genetického algoritmu (GA). Jedná se o evoluční algoritmus, který napodobuje procesy známé z biologie jako je například dědičnost, mutace, reprodukce, jejichž využitím vylepšuje řešení zadané úlohy z původně náhodných členů, z nichž jsou někteří náhodně modifikováni, a po dostatečně dlouhém počtu takovýchto cyklů je dosaženo optimální kvality řešení. Výsledné hodnoty napětí jsou v povolených mezích a nedochází k jejich prudkým změnám. Do výpočtu jsou rovněž zahrnuty ztráty v jednotlivých prvcích sítě. Výsledná funkce dosahuje minimální hodnoty při využití všech regulačních prvků. Jsou-li jednotlivé regulační prvky řízeny kooperativně s ostatními, je možné dosáhnout velké rezervy napětí v tolerančních mezích i v sítích se zvýšeným podílem výroby z rozptýlených zdrojů vzhledem ke spotřebě v dané oblasti. Využitím GA je výrazně urychleno řešení k dosažení optimálních hodnot napětí v uzlech regulované oblasti s možností výskytu vysokých odchylek napětí.

3.6.4. Možnosti řízení napětí v sítích s FVE

Dle výsledků práce [26] je možné rozdílné distribuční sítě bez dodávky z FVE a s 50% dodávkou z FVE popsat takto: Zatímco v prvním případě HRT reguluje hodnotu napětí na lince vn klesající postupně až k primární straně DTR, který vhodným nastavením odbočky napětí opět zvyšuje na hodnotu, která je zároveň nižší než horní povolená hranice napětí a zároveň zajišťuje dostatečnou rezervu pro postupný pokles napětí na lince nn, tak aby hodnota napětí v přípojném místě spotřebitele byla alespoň nad spodním napěťovým limitem. Využitím spínaných kondenzátorů je možné kompenzovat tok jalového výkonu linkou, čímž se sníží napěťové úbytky vznikající jinak průchodem jalového proudu sítí, a pokles napětí na lince je tak mírnější.

V druhém případě téměř všechen jalový výkon odebíraný zátěží může být dodáván střídači ve FVE, což minimalizuje potřebu toku jalového výkonu z napájecí rozvodny, a tedy i s ním spojené ztráty. Tato situace je ideální v případě, že střídače ve FVE dodávají pouze jalový výkon, jelikož při současné dodávce činného výkonu a řízením napětí na lince střídači ve FVE pomocí změny dodávky/spotřeby jejich jalového výkonu, odpovídá sice průběh napětí v této síti stavu s minimálním zatížením vykazujícím nepatrně stoupající tendenci napětí od HRT směrem k FVE, avšak dochází ke zvyšování ztrát vlivem zvýšeného toku jalového výkonu, jenž se při spotřebě jalového výkonu střídači (induktivní režim) ještě navýší, což napájecí linku zatíží ještě více, než bez připojení těchto FVE. V reálných sítích navíc často bývá spotřeba jalového výkonu často mnohonásobně větší, než jeho výroba ve FVE, čímž je minimalizován přínos této metody zlepšení napěťových poměrů v síti nn.

Situace se v tomto ohledu zlepšuje v případě kombinovaného řízení napětí jednak klasicky na HRT a jednak pomocí střídačů u FVE, umožňujíc tak dodávku činného i jalového výkonu do nadřazené sítě. Důležité je však zdůraznit, že napěťový profil

je v tomto případě obrácený – v místě připojení FVE je napětí nejvyšší a směrem k napájecí rozvodně klesá a je jej třeba opět zvýšit vhodným nastavením odbočky na DTR – nyní však v obráceném režimu, kdy přepnutím odbočky na vyšší hodnotu zvyšujeme napětí na primární straně DTR, aby se tak kompenzoval jeho pokles směrem k napájecí rozvodně, avšak zároveň jen do té míry, aby byl umožněn zvýšený tok jalového výkonu zpět do nadřazené sítě. Toto si však vyžaduje instalaci distribučních transformátorů s dálkově řízenými přepínatelnými odbočkami pod zatížením, což je však vyváženo vysokými investičními náklady oproti běžným DTR přepínatelných bez zatížení.

Asi nejpříznivější je situace, kdy je řízen celkový účinník dodávaný rozptýlenou výrobnou přímo střídači ve FVE, které mohou mírně kapacitním charakterem dodávaného výkonu kompenzovat induktivní charakter transformátoru, popřípadě dodávkou mírně induktivního výkonu naopak minimalizovat ztráty v rozsáhlejší kabelové síti vlastní elektrárny, popřípadě vedení DS. Správným nastavením účinníku dodávaného výkonu je možné výrazným způsobem minimalizovat přenos jalového výkonu sítí, a tím i podstatně zmenšit napěťový úbytek na jejích prvcích. Ve výsledku to znamená, že při vyšším podílu dodávky výkonu z FVE vybavených takto říditelnými střídači (popřípadě vhodně navrženým kompenzačním zařízením, které by plnilo podobnou funkci) může být podpora napětí na daném úseku sítě prováděna přímo výrobnou bez potřeby dodatečného připojení spínaných kondenzátorů. [26] Problémem ovšem zůstává výrazná časová proměnlivost dodávaného činného výkonu z tohoto typu zdrojů a jemu odpovídající dodávka či odběr jalové energie, která se mění tak, jaká je osvětlenost připojených panelů k síti. Výhody plynoucí z této strategie řízení napětí v síti jsou tedy pouze omezené na slunečné dny s málo proměnným tokem slunečního záření dopadajícího na panely, či stabilním větrným prouděním u VTE vybavených rovněž možnostmi řídit účinník výkonu dodávaného do sítě podle jejího konkrétního stavu. Jak je vidět, jedná se zde však pouze o teoretické ideální situace, jimž se skutečný stav sítě v praxi jen zřídkakdy kdy přibližuje, a je tedy opět nutné se spolehnout na klasické metody řízení napětí.

3.6.5. Další možnosti eliminace nepříznivých jevů způsobených

provozem OZE

Dojde-li během dodávky výkonu z rozprostřené výroby k jejímu náhlému výpadku, může být vzniklý pokles napětí tak výrazný, že se jeho hodnota na vzdálených částech dlouhého vedení dostane mimo povolené meze po dobu, než dojde k opětovnému nárůstu výkonu z výroby, či k reakci hladinového regulátoru na transformátoru v rozvodně popřípadě na dálkově ovládaném DTR, která vhodným přepnutím odbočky zvýší napětí na postižené lince na přijatelnou úroveň. Vhodným řízeným snižováním dodávky výkonu z výroby s dostatečně pomalým průběhem je možné tyto změny včas vykompenzovat aniž by se napětí dostalo mimo povolené meze.

Rozptýlené výroby mohou být rozděleny podle toho, zda mají funkci regulace napětí, nebo nemají. Regulovatelné jsou v tomto ohledu například kogenerační jednotky v bioplynových stanicích vybavené asynchronním generátorem. Ty navíc, na rozdíl od fotovoltaiky a větrných elektráren, mohou do sítě dodávat stabilní predikovatelnou hodnotu elektrického výkonu, což činí regulaci napětí v síti s těmito druhy zdrojů z hlediska odchylek napětí lépe proveditelnou. Pro síť se zvláště zhoršenými

napěťovými poměry vlivem dodávky proměnlivého výkonu z malé FVE existuje možnost instalace dieselového generátoru, jakožto stabilního říditelného zdroje, který by pomáhal vyrovnávat nepříznivé situace při rychlých změnách v dodávce výkonu z výroby. Otázkou však zůstává, zda se přínosy instalace takového zařízení alespoň vyrovnají nákladům na jeho instalaci a provoz, kdy pořizovací náklady u větších jednotek o maximálním výkonu v řádech desítek kW se pohybují ve stovkách tisíc Kč a při současných vysokých cenách paliva je i provoz podobného zařízení velmi nákladný.

Výhodou výroby s regulací napětí je, že je schopna dodávat do sítě jak činný, tak jalový výkon, což například spínanými kondenzátory nelze provést. Přínosem takto regulované výroby umístěné v blízkosti spotřeby je, že vlivem menší vzdálenosti přenášeného výkonu má za podmínky stabilní hodnoty dodávaného výkonu výrobnou napětí v místě spotřeby významně hladší průběh oproti napájení pouze ze vzdálené rozvodny. Nevýhodou jsou samozřejmě zvýšené investiční náklady na tuto technologii.

Pokud je výkon dodávaný rozptýlenou výrobnou nezanedbatelný vzhledem k velikosti zkratového výkonu sítě, může tato výroba (či skupina výroben) regulací svého jalového výkonu řídit hodnotu napětí v přípojném bodě sítě. Rovněž to však znamená, že při náhlé změně dodávky výkonu při vysokých hodnotách proudu dodávaného do sítě dochází k jejímu významnému ovlivňování takto vzniklými změnami napěťových úbytků. Z tohoto důvodu by podle [27] měla být v každé síti jasně stanovena hranice maximální hodnoty dodávaného proudu z rozptýlených výroben, přes niž by se ani v nejpříznivějších dnech pro výrobu neměl dodávaný proud (resp. výkon) dostat, aby bylo zaručení plnění limitů dle ČSN EN 50160.

4. POSUZOVÁNÍ PŘIPOJITELNOSTI

4.1. Studie připojitelnosti výroby

Pro posouzení možnosti připojení nového zdroje do distribuční soustavy je vyžadováno zpracovat takzvanou Studii připojitelnosti výroby. Tato studie musí obsahovat technické posouzení možného připojení výroby s ohledem na napěťové poměry ve všech posuzovaných uzlech sítě při jejím maximálním a minimálním zatížení.

4.1.1. Zpětné vlivy na DS

Dodržení parametrů zpětných vlivů na DS - zejména změny napětí vyvolané trvalým provozem výroby, změny napětí při spínání, útlumu signálu HDO, flickeru, harmonických, kývání momentu u strojů, přídatné oteplení kondenzátorů, motorů, filtračních obvodů, hradících tlumivek, transformátorů a dalších kritérií.

Zpětné vlivy na DS se mohou projevovat například zhoršením účinníku, zvýšením přenosových ztrát, či ovlivněním zhášení zemních spojení.

Podklady pro tvorbu studie připojitelnosti zpravidla obsahují:

- zkratový výkon vvn nebo vn v napájecí rozvodně nebo místě od kterého bude vliv počítán
- stávající a výhledové hodnoty zatížení v soustavě
- související zdroje připojené k DS v předmětné části DS
- platné požadavky na připojení zdrojů k DS v předmětné části DS
- parametry transformátoru vvn/vn,
- stávající a výhledový stav HDO
- parametry vedení k místu připojení – délka, typ, průřez,
- možné provozní stavy (základní zapojení + zapojení při náhradních dodávkách)
- zjednodušený mapový podklad.

Posuzování připojitelnosti je nutné provádět s ohledem na dosažení co nejnižšího zpětného ovlivnění DS provozem výroby a využívat při tom všech provozních možností připojovaného zařízení (např. určení provozního účinníku s ohledem na co nejnižší změnu napětí vyvolanou provozem výroby). Ve studii je nutné vycházet z podmínky dodržení účinníku v předávacím místě v celém rozsahu výkonu výroby v rozmezí $\cos \varphi = 0,95$ ind. až 1.

U výroben připojovaných do sítí nn s instalovaným výkonem do 30 kW se zpracování studie zpravidla nevyžaduje. Pouze je provozovatelem DS provedeno posouzení výroby dle podmínek přílohy č. 4 PPDS. Následující výklad je tedy výtahem nejdůležitějších pasáží, týkajících se připojování drobných OZE do DS.

U zdrojů, připojovaných do sítí nn a vn je rozsah studie dán zpravidla stanicí s napájecím transformátorem sítě a vedením (vedeními) s doporučeným připojným

bodem zdroje. Posuzován je základní provozní stav, příp. v závislosti na požadované zabezpečení dodávky do DS i další reálné provozní varianty.

Zpětné vlivy na síť se posuzují z hlediska impedance sítě ve společném napájecím bodě (tj. zkratového výkonu jak sítě, tak vlastních zdrojů výroby), dále pak na velikosti připojovaného výkonu a druhu a způsobu provozu této výroby. Připojení k síti PDS je realizováno v předávacím místě spínacím prvkem (vazebním spínačem), který může být buď samostatný, nebo součástí střídače. Vazební spínač, jemuž je předřazena zkratová ochrana, musí být schopen vypínat zátěž. U FVE bývá umístěn na střídavé straně střídače, přičemž musí být zajištěna jeho činnost i při poruchových stavech na střídači (např. zkrat na střídači při umístění ve společné skříni). Vlastní zapnutí spínače musí být blokováno do doby, než na každé fázi není napětí minimálně nad rozběhovou hodnotou podpěťové ochrany.

Nově připojované zdroje do DS musí být připraveny pro instalaci dálkového ovládní, tzn. ovládací obvod a komunikační cestu mezi elektroměrovým rozvaděčem a novým zdrojem. Připojení k síti PDS se děje v předávacím místě s oddělovací funkcí, přístupným kdykoliv personálu PDS. U zdrojů s instalovaným výkonem 100 kVA a více musí být spínač s oddělovací funkcí vybaven dálkovým ovládním pomocí signálu GPRS a signalizací stavu. Tímto způsobem se provádí řízení jalového výkonu od účinníku 0,85 kap. (dodávka) až 0,95 ind. (odběr) a činného výkonu pouze v případech stanovených energetickým zákonem (§25, odst. (3), d) – zejména ohrožení života, stav nouze, neoprávněná distribuce, plánované práce, poruchy atd.). Přičemž reakce zdroje na požadovanou úroveň řízení je, dle PPDS, do 1 minuty od vydání povelu. Součástí přenášených informací mohou být rovněž meteorologická data měřená přímo v objektu výroby.

Zkratová odolnost zařízení musí být rovna nebo vyšší, než je největší vypočtený celkový zkratový proud v předávacím místě. Podle síťových poměrů i druhu a velikosti zařízení vlastní výroby musí dělicí spínací místo vykazovat dostatečnou vypínací schopnost (odpínač nebo vypínač).

Způsobí-li nová výroba zvýšení zkratového proudu v síti PDS nad hodnoty, na které je zařízení sítě dimenzováno, pak musí výrobce učinit opatření, která výši zkratového proudu z této výroby nebo jeho vliv patřičně omezí, pokud se s PDS nedohodne jinak.

Základem pro stanovení mezního výkonu připojitelného výkonu v dané oblasti shrnuje následující vzorec:

$$P_{MEZ} = (\sum P_{i(N-1)} * k_{TR} + P_{BILANCE}) * k_E, \quad (4.1.)$$

kde $\sum P_{i(N-1)}$ představuje součet instalovaných transformátorů 110 kV/vn v řešené oblasti bez uvažování stroje o největším výkonu (N-1). V případě jednoho transformátoru v transformovně je obvykle uvažováno 50 % P_i transformátoru. Dále pak

k_{TR} je redukční koeficient zohledňující optimální zatížení transformátoru (obvykle 0,9),

$P_{BILANCE}$ je výkonová bilance oblasti, což představuje naměřenou hodnotu rozdílu spotřeby a výroby činného výkonu v dané oblasti (obvykle měřeno 5. 7. ve 13:00) a k_E je redukční koeficient zohledňující drobnou rozptýlenou výrobu (obvykle 0,9 nebo 1,

vychází-li výpočet z úplné evidence všech zdrojů – tedy bez rezervy pro připojení dalšího zdroje do oblasti).

Volná kapacita v trafostanici je pak určena rozdílem mezního připojitelného výkonu a aktivního výkonu, jenž představuje součet odsouhlasených, avšak ještě nepřipojených výkonů zdrojů.

4.1.2. Nastavení ochran

Ochranu vlastní neselektivně vypínané výroby s fázovými proudy do 16 A provozovaných paralelně s distribuční sítí nn by měly mít následující nastavení:

Tabulka 2: Nastavení ochran výroben s fázovými proudy do 16 A

Parametr	Maximální vypínací čas [s]	Maximální nastavení pro vypnutí
nadpětí	0,2	230 V + 15 %
podpětí	0,2	230 V – 15 %
nadfrekvence	0,2	50,5 Hz
podfrekvence	0,2	49,5 Hz

U ostatních výroben se tyto parametry kromě nadfrekvence dělí na dva stupně, přičemž první stupeň se u napěťových parametrů nastavuje na $\pm 10\%$ jmenovité hodnoty s časovým zpožděním 0,5 s a druhý na $\pm 20\%$ se zpožděním 0,1 s. U podfrekvence reaguje 1. stupeň při hodnotě 49,8 Hz během 0,5 s a při 49,5 Hz během 0,1 s. Nadfrekvenční ochrana reaguje při 50,2 Hz po půl sekundě. Zde se jedná o příklad nastavení ochran, jež vychází ze studie dynamického chování zdrojů v dané síti. Zpoždění vypínání podpětovou a přepětovou ochranou musí být krátké, aby ani při rychlých změnách napětí nedošlo ke škodám na zařízení dalších odběratelů nebo na zařízení vlastní výroby.

Působení elektrických ochran, obvykle provedených jako kombinované napěťově-frekvenční s výše uvedenými ochrannými funkcemi a se selektivním nastavením podle specifikace provozovatele distribuční sítě, indikuje monitorovací systém instalovaný u rozvaděčů nn. Ten mimo to rovněž zobrazuje stav hlavních jističů v rozvaděčích nn (zapnuto/vypnuto) a také zda jsou hlavní jističe ovládány ručně, či automatickou.

Frekvenční a napěťová ochrana působí pouze, pokud je energie dodávána do distribuční sítě, což zajišťuje podproudová ochrana, při jejíž instalaci v rozpadovém místě na straně nn v jednotlivých rozvaděčích nn a při splnění podmínky nastavení elektrických ochran u jednotlivých střídačů s časovým nastavením kratším, než je doporučené nastavení vícefunkční ochrany sítě, bude dodržen princip selektivního nastavení. Toto časově selektivní nastavení ochran umístěných u FVE a v rozvodně nadřazené síti je vzhledem k tomu, že FVE není zdrojem zkratového proudu, pro likvidaci zkratů na straně vn FVE dostačující.

Protože však zdroje připojené přes střídače nereagují na nevyrovnanou bilanci činného výkonu automaticky odpovídající změnou frekvence, stačí u nich podpětová a přepětová ochrana, a kontrola frekvence tudíž není bezpodmínečně nutná.

Kontrola napětí je nutno provádět třífázově, aby bylo možné s jistotou rozpoznat i jednopólové poklesy napětí. Jak popisuje například práce [28], používá se měřících transformátorů napětí umístěných buď přímo na svorkovnici v nadstavbové části rozvaděče vn nebo v části rozvaděče, kde je umístěn průmyslový měřící převodník.

4.1.3. Podpora sítě

Výrobní zařízení musí být schopna se při dodávce do sítě podílet na udržování napětí. Dodržování zadaných hodnot dle PDS zajišťuje automatické řízení ve výrobně. Přitom se rozlišuje mezi statickou a dynamickou podporou sítě. Statické udržování napětí v síti je udržování napětí ve smluvně stanovených mezích za normálního provozu v síti při pomalých změnách napětí. Dynamickou podporou sítě se rozumí udržování napětí při poklesech napětí v přenosové síti, zamezující nežádoucímu odpojení výkonů napájejících sítě vn a rozpadu sítě. Výrobní tedy musí být technicky schopné zůstat připojené i při poruchách v síti. Například v distribučních sítích E.ON Česká republika se toto týká zdrojů od jmenovitého výkonu 250 kW.

Všechny výrobní připojené do DS výkonem od 100 kVA musí být schopné snižovat činný výkon automaticky v závislosti na kmitočtu v síti a podle poměrů v síti i podle povelů z řídicího dispečinku PDS.

Všechny výrobní připojené do DS, které se automaticky neodpojí, musí být schopné při kmitočtu f_s od 50,2 Hz do 51,5 Hz snižovat okamžitý činný výkon gradientem 40 % na Hz.

$$\Delta P = 20P_m \frac{50,2 \text{ Hz} - f_s}{50 \text{ Hz}}, \quad (4.2.)$$

kde P_m je okamžitý dostupný výkon, ΔP představuje snížení výkonu a f_s je frekvence sítě.

Při síťové frekvenci mimo rozsah od 47,5 Hz do 51,5 Hz je výrobní odpojena od sítě, přičemž v rozmezí f_s od 47,5 Hz do 50,2 Hz pracuje bez omezení.

Pokud je z nějakého důvodu nutné snížit dodávaný činný výkon výrobní do sítě a tato situace odezní, je možno jej navyšovat teprve po návratu kmitočtu nad 50,05 Hz. Tato regulace je zajištěna decentrálně na každém generátoru. Pásmo necitlivosti musí být menší než 10 mHz.

4.1.4. Dovolené změny napětí při provozu připojených výroben na DS

Zvýšení napětí vyvolané provozem připojených výroben nesmí v nejnepříznivějším případě (přípojném bodu) překročit 2 % pro výrobní s přípojným místem v síti vn a 110 kV, respektive 3 % pro výrobní s přípojným místem v síti nn, ve srovnání s napětím bez jejich připojení, současně nesmí být překročeny limity napětí v předávacím místě zdroje.

Úroveň napětí musí být posouzena s ohledem na výši skutečné hodnoty napětí v předávacím místě. Dále je posouzení zaměřeno pouze na síť nn. (Pro síť vn platí obdobný postup, který je možno nalézt v PPDS - příloha č. 4)

Pokud je v síti jen jedno přípojně místo, je možné tuto podmínku posoudit jednoduše pomocí zkratového poměru výkonů:

$$k_{k1} = \frac{S_{kV}}{\Sigma S_{Amax}}, \quad (4.3.)$$

kde S_{kV} je zkratový výkon v přípojném bodu a ΣS_{Amax} je součet maximálních zdánlivých výkonů všech připojených/plánovaných výroben. K určení jednotlivých S_{Amax} u větrných elektráren je zapotřebí vycházet z maximálních zdánlivých výkonů jednotlivého zařízení $S_{E_{max}}$:

$$S_{E_{max}} = S_{E_{max\ 10\ min}} = S_{nG} \cdot p_{10\ min} = \frac{P_{nG}}{\lambda} \cdot p_{10\ min}, \quad (4.4.)$$

přičemž hodnotu $p_{10\ min}$ (maximální střední výkon v intervalu 10 minut) je zapotřebí převzít ze zkušebního protokolu. V případě jediného předávacího místa v síti bude podmínka pro zvýšení napětí dodržena vždy, když zkratový poměr výkonů k_{k1} je pro výroby s předávacím místem v síti nn větší nebo roven 33.

Pokud je síť silně induktivní, pak je posouzení pomocí činitele k_{k1} příliš konzervativní, tzn., že dodávaný výkon bude silněji omezen, než je zapotřebí k dodržení zvýšení napětí. V takovém případě je zapotřebí provést výpočet s komplexní hodnotou impedance sítě s jejím fázovým úhlem ψ_{kV} , který poskytne mnohem přesnější výsledek. Pak tedy lze vypočítat maximální výkon výroby dle:

$$S_{Amax\ nn} \leq \frac{S_{kV}}{33 \cdot |\cos(\psi_{kV} - \varphi)|}, \quad (4.5.)$$

kde φ je fázový úhel mezi proudem a napětím výroby při maximálním zdánlivém výkonu S_{Amax} .

V mnoha případech je v praxi udán maximální připojitelný výkon S_{Amax} , pro který je pak zapotřebí určit zvýšení napětí v přípojném bodu. K tomu je používán následující vztah:

$$\Delta u_{AV} = \frac{S_{Amax} \cdot \cos(\psi_{kV} - \varphi)}{S_{kV}} \quad (4.6.)$$

Při provozu více rozptýlených výroben v síti je zapotřebí určovat zvýšení napětí s pomocí komplexního chodu sítě. Přitom musí být dodržena podmínka pro Δu v nejnepříznivějším přípojném bodě. Při posuzování připojitelnosti výroben se vychází z neutrálního účinníku v předávacím místě do DS, pokud PDS vzhledem k místním podmínkám (bilance jalové energie, napětí v síti) nestanoví jinak.

V závislosti na zkratovém výkonu S_{kV} v síti PDS a jmenovitém zdánlivém výkonu S_{nE} jednotlivé výroby lze odhadnout změnu napětí

$$\Delta u_{max} = k_{i\ max} \cdot \frac{S_{nE}}{S_{kV}}, \quad (4.7.)$$

kde $k_{i\ max}$ je činitel „největšího spínacího rázu“ a je roven poměru největšího proudu vyskytujícího se během spínacího pochodu ke jmenovitému proudu zdroje. Pro FVE se střídači a VTE či MVE se synchronními generátory je tato hodnota rovna jedné, pro VTE, MVE a bioplynové elektrárny s asynchronními generátory připojované při otáčkách blízkým synchronním je činitel roven 4. Jako max. hodnota se uvažuje 8.

4.1.5. Další kontroly zdrojů

Bez další kontroly zpětných vlivů mohou být výrobní připojeny, pokud poměr zkratového výkonu sítě S_{kv} ke jmenovitému výkonu celého zařízení S_{rA} je větší než 500. Při individuálním posouzení je třeba dodržet požadavky na velikosti emise harmonických proudů, ovlivňování zařízení HDO a na mezní hodnotu flickeru $P_{It} \leq 0,46$, určeného dle:

$$P_{It} = c \cdot \frac{S_{nE}}{S_{kv}}, \quad (4.8.)$$

kde koeficient c je činitel flickeru. Pokud má zařízení více stejných jednotek, násobíme tuto hodnotu odmocninou z jejich počtu. U střídačových zařízení je zapotřebí zabezpečit řízením tyristorů, aby střídač před připojením byl ze strany sítě bez napětí.

U zdrojů s dostatečným popisem charakteristických vlastností (přímo připojené zdroje asynchronní, asynchronní s dvojitě vinutou kotvou a další) je možné vliv na úroveň flickeru modelovat. Výrazně odlišná situace je pak u zdrojů připojených přes výkonový střídač, kde již, jak uvádí práce [29], tyto podklady nejsou poskytovány.

Při zjišťování ovlivnění signálů HDO výrobnou se tyto zdroje dělí na rozptýlené zdroje připojené přímo do DS, anebo přes výkonový střídač. V prvním případě je pro modelování daného vlivu nutné znát charakteristické vlastnosti posuzovaného zdroje (k , x_d). Druhý případ bývá komplikovanější, jelikož často není vliv výkonových střídačů na kvalitu signálu HDO jejich výrobcem udáván.

Rozhodující pro posouzení možných zpětných vlivů na distribuční soustavu - kolísání napětí a frekvence při připojování k vedení a při vypnutí, vliv vyšších harmonických a mezipharmonických je rozhodující velikost minimálního třípólového počátečního rázového zkratového výkonu S [MVA].

4.2. Výpočet změny napětí

Základním kritériem pro posouzení připojitelnosti z hlediska zpětných vlivů je zvýšení napětí ve smyslu odchylky napětí vyvolané provozem připojených výroben, které, jak již bylo řečeno, v nejnepříznivějším případě nesmí překročit ve srovnání s napětím bez jejich připojení:

$$\Delta u_{vn,vn} \leq 2 \% \text{ pro výrobní s přípojným místem v síti vn a vvn}$$

$$\Delta u_{nn} \leq 3 \% \text{ pro výrobní s přípojným místem v síti nn}$$

Tyto hodnoty se však podle současného znění PPDS mohou počítat, čili celkem mohou vn a nn výrobní vyvolat změnu napětí 5 % U_n . Proto by v novém znění PPDS měla dovolená změna napětí způsobená provozem výroben na hladině nn být již snížena o hodnotu změny napětí vyvolanou provozem stávajících výroben připojených do sítě vn.

V případě nastavení přepětových ochran jinak (výše) než v souladu se stanoviskem k žádosti o připojení, provoz výrobní nesmí vyvolat větší než dovolenou změnu napětí. Protože dle zákona č. 458/2000 Sb. v platném znění (energetický zákon), § 28, odst. 2 písmene f), je zákazník povinen provádět dostupná technická opatření zamezující

ovlivňování kvality elektřiny v neprospěch ostatních účastníků trhu s elektřinou. V opačném případě má provozovatel distribuční soustavy dle zákona č. 458/2000 Sb., § 25, odst. 4), písmene c), právo omezit nebo přerušit dodávku elektřiny odběratelům při odběru elektřiny zařízeními, která ovlivňují kvalitu elektřiny v neprospěch ostatních účastníků trhu s elektřinou nebo dle písmene d) právo změnit nebo přerušit v nezbytném rozsahu dodávku elektřiny z výroben při dodávce elektřiny zařízeními, která ovlivňují kvalitu elektřiny v neprospěch ostatních účastníků trhu s elektřinou [30].

4.2.1. Respektování úhlu impedance sítě

Pro posouzení dovolené změny napětí je nutné sestavit model sítě a způsobenou změnu napětí vypočítat. Pro tyto účely se v napájecím uzlu či v uzlu se známým zkratovým výkonem uvažuje rovněž úhel impedance sítě. Je tedy nutné při posuzování připojitelnosti zdroje vycházet jak z ohmické, tak z reaktanční složky impedance. V opačném případě může docházet k chybnému posouzení změny napětí, jež při zanedbání ohmické složky impedance sítě může splňovat výše zmíněnou podmínku změny napětí, ale ve skutečnosti bude tato hodnota mimo meze stanovené v PPDS. Je-li výrobná navíc připojena přes distribuční transformátor, vedlo by zanedbání činné složky impedance vedení a navíc i transformátoru k zcela chybným výsledkům.

Pro výpočet úbytku napětí v jedné fázi platí vztah:

$$\Delta U_f = R \cdot I \cdot \cos \varphi \pm X \cdot I \cdot \sin \varphi + \frac{(X \cdot I \cdot \cos \varphi \mp R \cdot I \cdot \sin \varphi)^2}{2 \cdot U_f}, \quad (4.9.)$$

kde R je činný odpor sítě, X je reaktance sítě a φ je úhel impedance sítě, přičemž pro běžné provozní stavy při účinníku blízkému jedné lze poslední člen vztahu zanedbat.

Tento způsob výpočtu lze rovněž aplikovat i při připojení více zdrojů do jedné sítě, kdy platí zákon superpozice a změny napětí, vyvolané průtokem proudu především při dodávce výkonu jednotlivých zdrojů do sítě, je možno v jednotlivých bodech sítě sčítat, a proto je podle práce [23] z hlediska připojitelnosti každého dalšího zdroje nutné brát v úvahu i všechny související stávající zdroje pracujících současně při svém maximálním výkonu do konkrétní sítě.

4.2.2. Malá vodní elektrárna s asynchronním generátorem

Asynchronní stroje připojované přibližně se synchronními otáčkami mohou vlivem svých vnitřních přechodových jevů způsobit velmi krátké poklesy napětí. Takovýto pokles smí dosáhnout dvojnásobku jinak přípustné hodnoty, tj. pro sítě vn 4% U_n , pro sítě nn 6% U_n , pokud netrvá déle než dvě periody a následující odchylka napětí od hodnoty před poklesem napětí nepřekročí jinak přípustnou hodnotu.

V praxi tento jev ale trvá déle než 2 periody a dvojnásobek jinak přípustné hodnoty tedy není možné uvažovat. Způsobený pokles napětí během přifázování přibližně při synchronních otáčkách je dán náhlou potřebou zejména jalového ale i činného výkonu. Velké množství jalové energie je třeba pro vytvoření magnetického pole. V okamžiku přifázování ale generátor odebírá i činný výkon. Po nasycení magnetického obvodu začne generátor činnou energii do sítě dodávat.

Zejména při velké četnosti spínání pak dochází k negativnímu ovlivnění kvality elektrické energie. K tomu dochází například při paralelním chodu více asynchronních generátorů, které se připojují podle aktuálního průtoku vody.

Velikost vzniklé proudové špičky dosahuje takové velikosti, jako bychom rozbíhali asynchronní motor téhož výkonu ze sítě s rozběhovým koeficientem cca $K = 6,5$, zatímco je k síti připojen přibližně při synchronních otáčkách. Zaznamenaná proudová špička o velikosti $I_{\max} = 650 \text{ A}$ u generátoru se jmenovitým výkonem $P_n = 60 \text{ kW}$ představuje rozběhový koeficient $K = 6,5$ s účinnkem nakrátko $\cos \varphi_k = 0,36$, jehož velikost byla odvozena na základě znalosti velikostí činného a jalového výkonu. Tento problém lze omezit připojením softstartéru, přičemž odpovídající rozběhový koeficient asynchronního motoru klesne zhruba na $K = 1,4$ ve vztahu k jmenovitému proudu, což má velmi příznivý vliv na změnu napětí při spínání a pozitivní vliv na splnění podmínek pro připojení.

Jak dále vyplývá z práce [30], fotovoltaické zdroje nezpůsobují při připojení k síti jiné změny napětí, než které odpovídají jmenovitým parametrům stroje (jmenovitému zatížení, $K = 1$) a rovněž při vypínání nejsou přepětí příliš výrazná (cca $K = 1,17$ měřeno na nn straně DTR).

4.3. Zpětné vlivy na napájecí síť

Hlavním dopady provozu jednotlivých typů výroben na distribuční síť jsou především změny napětí – obvykle zvýšení napětí při provozu v závislosti na dodávaném výkonu a zkratovém výkonu sítě (zkratové impedanci) v místě připojení, generování harmonických napětí střídači, jež jsou součástí fotovoltaik a vznik flickeru především u větrných a fotovoltaických elektráren s proměnlivým výkonem v závislosti na povětrnostní situaci a slunečním svitu v dané oblasti. Z dosavadních zkušeností lze však říci, že kromě výše zmíněných problémů nemá provoz fotovoltaik významný vliv na kvalitu napětí – například ve smyslu harmonických napětí dle ČSN EN 50160.

4.3.1. Zkratové příspěvky OZE

Jelikož je u FVE většina střídačů vybavena funkcí řízeného omezení výstupního proudu při poruše v napájecím systému, limitující zkratový proud pouze na 110 % až 120 % hodnoty jmenovitého maximálního výstupního proudu, nepřispívají fotovoltaické zdroje ke zkratovému proudu v případě zkratu na straně soustavy. K překročení dovolených hodnot zkratového dimenzování sítí vlivem OZE tedy dochází pouze výjimečně, a sice v případech, kdy jsou výrobní dimenzovány bez rezervy, nebo jde-li o výrobní velkých výkonů, jenž se však do sítí nn nepřipojují, a není tedy nutné se jimi v této práci zabývat.

4.3.2. Distribuční transformátor

Základním prvkem distribuční sítě (DS) nízkého napětí je distribuční transformátor (DTR), který je součástí distribuční trafostanice (DTS). Vhodná volba velikosti výkonu napájecího DTR odpovídá předpokládanému zatížení současnému i budoucímu, jenž předpokládá možné navýšení odebíraného výkonu při připojování dalších

odběratelů. Dříve byl výkon DTR často navrhován tak, aby během doby své životnosti nemusel být nahrazován zařízením o větším výkonu. Dnes se při tomto návrhu rovněž zohledňuje cena DTR úměrná velikosti stroje a také jeho provozní ztráty odpovídající součtu ztrát v železe (ΔP_0) a ztrát v mědi (ΔP_k), úměrných druhé mocnině zatížení stroje.

Znalost zatížení DTR 22 kV/0,4 kV nám umožňuje zajistit efektivní nasazování strojů do distribuční sítě při jejich obnově, s možností predikce zatížení plánovaného DTR nasazovaného v oblasti, která je srovnatelná s distribučními oblastmi, kde již je měření DTR dlouhodobě osazeno, odečítáno a vyhodnocováno (např. sídliště rodinných domů, chatové kolonie apod.). V budoucnu lze s nárůstem rozptýlené výroby očekávat nižší průměrné roční využití transformátorů a to na všech napěťových hladinách, přesto je třeba je dimenzovat s ohledem na spotřebu (jejíž maximum obecně může nastat, když OZE nedodávají elektřinu) stávajícím způsobem [31].

4.3.3. Nastavení distribučních transformátorů

V sítích nn obvykle používáme distribuční transformátory 22/0,42 kV, či 22/0,4 kV, přičemž bývají regulovatelné na primární straně beznapěťovým přepínáním odboček na hodnoty -5 %, 0 % a 5 %, popřípadě u novějších zařízení -5 %, -2,5 %, 0 %, 2,5 %, 5 %. Obecně při využití například regulace napětí s kompaundací platí, že pokud se DTR nachází na začátku linky vn (blízko rozvodny 110/22 kV), bývá nastavena kladná odbočka – tzn. napětí na sekundární straně je sníženo. Pokud je DTR přibližně uprostřed linky vn, nastavujeme střední odbočku, a je-li DTR na konci linky, nastavujeme naopak záporné odbočky tak, aby při minimu zatížení bylo napětí v charakteristickém bodě nn sítě přibližně 102 % U_n , což představuje maximální dovolenou hodnotu napětí 110 % U_n na sekundární straně DTR, od níž je odečtena polovina maximálního úbytku napětí na lince nn (cca 4 % U_n), hodnota nerovnoměrnosti zatížení DTR (~1,5 % U_n) a necitlivost regulátoru na transformátoru (2,5 % U_n), toto v součtu tvoří oněch 8 % bezpečnostní rezervy. Při stavech maximálního zatížení by se napětí na sekundární straně DTR mělo pohybovat v rozmezí přibližně 106 % až 108 % U_n , a poskytovalo tak dostatečnou rezervu při odlehčení zátěže, aby rovněž nebyla překročena hodnota 110 % U_n .

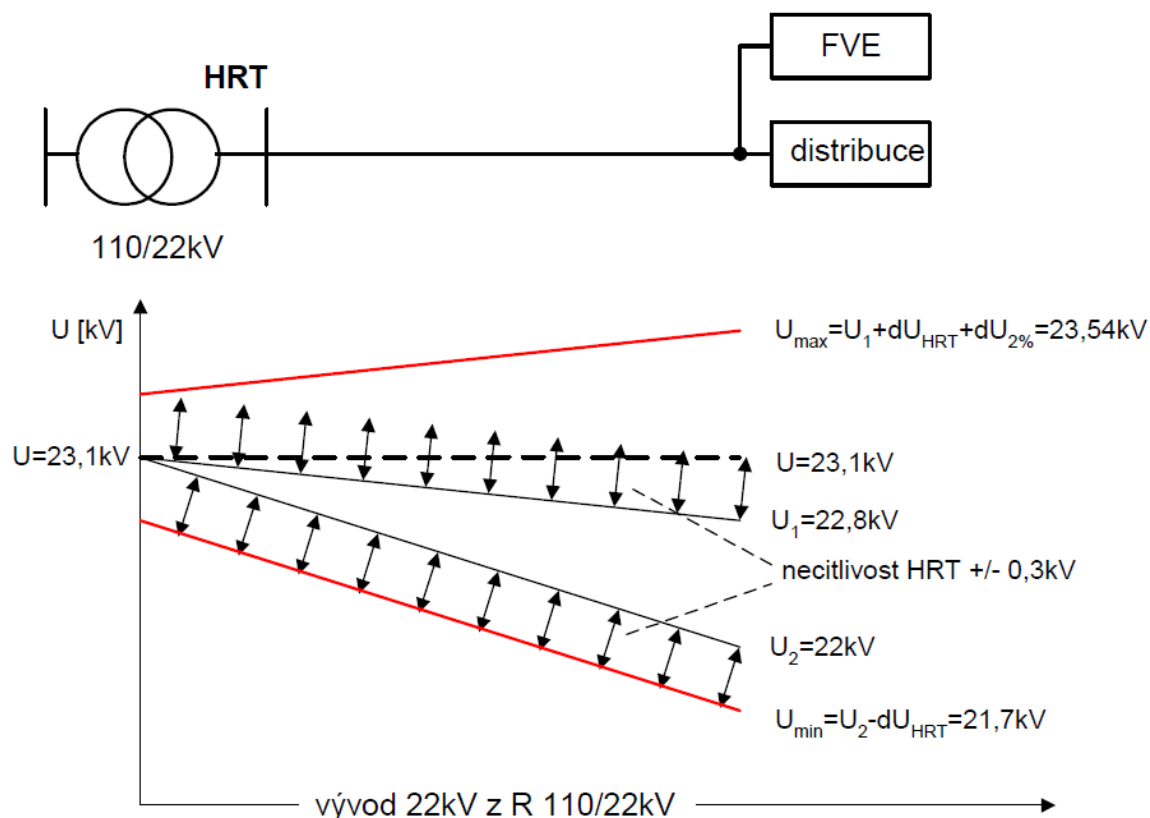
Pozn.: charakteristickým bodem sítě rozumíme fiktivní bod nacházející se v elektrické polovině sítě, v něm pak obvykle udržujeme napětí na konstantní hodnotě.

V sítích vn nepředstavuje současný připojený výkon OZE ohrožení bezpečnosti provozu, i v nejhorším případě je napětí ještě o 2,0% pod dovolenou horní mezí. Problémy se například podle práce [32], vyskytují v sítích nn, kde je zapotřebí při stížnostech rozlišovat mezi překročením dovolené tolerance pro napětí + 10 % U_n ve 100 % 10minutových měřicích intervalech a nevhodným nastavením ochran.

4.3.4. Regulace napětí v síti vn

Následující výklad shrnuje výsledky práce [30]. Na změny napětí v síti nn má však nezanedbatelný vliv situace v síti 22 kV. Za běžných provozních podmínek je tedy na výstupu transformátoru 110/22 kV napětí regulováno na hodnotu $U = 23,1$ kV, s necitlivostí regulátoru odpovídající 0,3 kV. Uvažujeme-li alespoň minimální zatížení 22kV vývodu, bude na jeho konci napětí $U_1 = 22,8$ kV, viz obr. 1. Pokud k této hodnotě

přičteme necitlivost HRT, může se hodnota napětí na konci vn vývodu rovnat $U = 22,8 + 0,3 = 23,1$ kV bez uvažování provozu výroben. Dovolené zvýšení napětí v síti způsobené provozem výrobní dle PPDS je $du = 2 \%$ resp. $dU = 0,44$ kV, čímž při sečtení všech těchto hodnot na konci vn vývodu pak při uvažování zatížení sítě, necitlivosti regulátoru a při uvažování maximální dovolené změny napětí způsobené provozem výrobní dostaneme napětí $U_{\max} = 22,8 + 0,3 + 0,44 = 23,54$ kV. Vedení vn je obvykle dimenzováno tak, abychom na jeho konci při reprezentativním zatížení dostali ideálních 22 kV. Při přičtení necitlivosti hlavního regulačního transformátoru (resp. při odečtení „chyby“) na konci vn vedení při jeho zatížení a při stavu kdy výrobní elektřinu nedodává, dostaneme na konci vn vedení napětí $U_{\min} = 22 - 0,3 = 21,7$ kV.



Obr. 2: Odvození rozpětí napětí v síti 22 kV. Převzato z [30].

Z výše uvedeného vyplývá, že napětí v síti 22 kV se za normálních provozních podmínek může teoreticky pohybovat v rozmezí 21,7 kV – 23,54 kV. V praxi mohou být naměřeny tyto hodnoty ještě rozdílnější: 21,5 kV (97,7 % U_n) až 23,6 kV (107,2 % U_n), což představuje absolutní změnu napětí $dU_{vn} = 9,5 \%$ U_n , která se přes převod transformátoru 22/0,4kV přenese na hladinu nn, a sníží tím prostor pro změnu zatížení o tuto hodnotu, který je vymezen horní dovolenou odchylkou napětí 110 % U_n a spodní 90 % U_n , od níž je navíc odečtena změna napětí vyvolaná provozem výrobní $dU_{\text{FVE nn}} = 3 \%$ U_n , a prostorem pro nastavení odbočky na DTR 22/0,4kV, kdy 1 odbočka je 2,5 % U_n . Prostor pro dovolenou změnu napětí při proměnlivé zátěži tedy v nejméně příznivém případě představuje pouhých $dU_{\text{load nn}} = 20 - (3 + 2,5 + 9,5) = 5 \%$ U_n .

4.3.5. Mezní stavy sítě nn s příspěvkem FVE

Se změnou spotřeby elektrické energie v denním diagramu zatížení (DDZ), se mění i velikost napětí sítě v závislosti na denní době. A tak v sítích, jejichž charakter byl doposud převážně spotřebičový, dochází ke značnému rozptylu hodnot napětí, kdy přes den může vlivem provozu zdrojů FVE docházet k nárůstu napětí, přestože pro navrhované spotřebičové sítě je v denních hodinách typický pokles napětí na základě předpokladu plynoucího z DDZ.

Uvažujme proto takovýto mezní stav sítě vn s napětím $U_1 = 23,6$ kV a síť nn, v níž zanedbáme odběr a úbytek impedanci DTR (skutečná změna $0,07 \% U_n$ při provozu FVE je zanedbatelná) a napájíme ji z výroby (FVE) způsobující maximální dovolené zvýšení napětí v předávacím místě $3 \% U_n$, s nasazeným DTR $0,42$ kV s nastavenou krajní odbočkou -5% , jakožto reálný příklad malé obce za slunného dne odpoledne s minimálním odběrem, ale s maximální dodávkou přílehlé solární elektrárny. Za takovýchto podmínek dochází v předávacím místě k přepětí $110,27 \% U_n$ ($107,27 \% U_n$ napětí ve stavu vedení naprázdno superponováno se zvýšením napětí $3 \% U_n$ dodávkou výroby), a nevyhovění tak normě ČSN EN 50 160. Vzniklou situaci není možno řešit přepínáním odboček na DTR (napětí by se naopak ještě zvyšovalo), a tudíž je nutno zvážit, zda v dané lokalitě využít raději typ DTR 22/0,4 kV s napětím v předávacím místě $105,16 \% U_n$ při stejných podmínkách, či spíše snížit provozní hladinu napětí v síti vn přenastavením hodnoty na výstupu TR 110/22 kV z $23,1$ kV na $22,8$ kV popřípadě až na $22,58$ kV, vycházejíce z požadavku 107% respektive 106% hodnoty napětí na sekundární straně DTR, tudíž i na primární straně, avšak snížené o necitlivost HRT ($0,3$ kV) a dovolený přírůstek napětí, vyvolaný výrobkami pracujícími do vn, rovný $2 \% U_n$ ($0,44$ kV). DTR 22/0,42kV pak je třeba provozovat s nastavenou krajní odbočkou 5% (DTR 22/0,4kV se střední odbočkou) a nemělo by v nn síti k přepětí dojít.

Opačná situace však nastává ve večerních hodinách, kdy FVE již žádný výkon nedodává, avšak spotřeba je naopak maximální. DTR, jenž má nastavenou odbočku tak, aby v předchozím případě nevznikalo přepětí, nyní způsobuje naopak možné podpětí v koncových bodech sítě, jelikož příspěvek FVE je nulový, avšak zatížení (v nejhorším případě jednofázové) sítě způsobí pokles napětí nejen na DTR, ale především i na přívodním vedení, u kterého se úbytek napětí pohybuje běžně kolem $10 \% U_n$ (venkovní vedení). Je-li navíc zrovna hodnota napětí v síti vn na svém minimu (cca $21,5$ kV), dojde snadno k podpětí $U_{\text{přip. míst.}} < 90 \% U_n$. Pokud tento stav bude trvat déle než 5% času během týdne, není opět splněna norma ČSN EN 50160. Byl-li by úbytek napětí, při běžném provozu sítě ještě výraznější (pod $85 \% U_n$), byla by tato norma porušena okamžitě.

4.3.6. Možnosti řešení nevyhovujících stavů sítě nn

Výše zmíněné stavy vycházejí ze skutečných změřených situací v reálných sítích, které budou analyzovány dále v této práci. Je tedy vidět, že regulačním zásahem na DTR, jenž je nutné u běžných zařízení provádět v beznapěťovém stavu fyzickým přepnutím na místě, což je časově i finančně nákladné (doprava, práce čtyry), a tudíž i pokud možno jednorázové, se často neřeší problém s dodržením kvality napětí v povolených mezích. Užitím pouze regulace napětí v síti vn pomocí přenastavení odboček na HTR se problém

odchylek napětí v sítích nn s rozptýlenou výrobou řešit také nedá (neřeší rozptyl hodnot napětí mezi výše zmíněnými krajními provozními stavy sítě). Prostor poskytuje pouze omezení kolísání napětí ve vn síti (z extrémních $dU_{vn} = 9,5 \% U_n$ na méně než $4,5 \% U_n$, čímž se rozšíří prostor pro změnu zatížení sítě nn alespoň na $10 \% U_n$). Tento postup je však obtížný, a sice opět z důvodů připojení rozptýlené výroby do sítě vn, ve které má dovolenou odchylku napětí $2 \% U_n$. Další možností je vhodné nastavení odbočky na DTR 22/0,4 kV v daném místě připojení k vn síti, pro které však musí být prostor, v němž daná manipulace s ohledem na zmíněné tolerance $\Delta u_{nn} = 3 \% U_n$ a $\Delta u_{DTR} = 2,5 \% U_n$ nezpůsobí přepětí, či podpětí. Napětí na konci nn vedení by tedy nemělo poklesnout pod $110 - (2,5 + 3 + 10) = 94,5 \% U_n$ (217,3 V), přičemž někdy je volena navíc rezerva 1% tj. $93,5 \% U_n$ (215 V), jakožto vstřícný krok vůči provozovatelům výroben, kdy se předchází reklamacím provozovatelů FVE (vypadávání střídačů v interní instalaci přepětím), ačkoli odchylky napětí v předávacím místě jsou v mezích daných normou ČSN EN 50160. K vypadání střídačů dochází z důvodu nastavení ochran střídačů dle PPDS-4 tak, aby na nich nebyla překročena přípustná hodnota napětí $110 \% U_n$. Zároveň se distributor elektrické energie snaží dodržet napětí v předávacím místě výroby v požadovaných mezích, avšak interní vedení ve výrobě od předávacího místa (pojistkové skříň) ke střídačům dlouhé často desítky metrů vykazuje určitou změnu napětí, která může způsobovat přepětí na počátku vedení tj. u střídačů při plné výrobě z FVE. Proto se zavádí výše zmíněná rezerva, která kompenzuje tento přírůstek napětí u výrobců.

Posledním funkčním řešením jinak neřešitelné nevyhovující situace v konkrétní síti může být výměna stávajícího DTR za stroj regulovatelný pod zatížením nebo posílení sítě. To ale představuje nemalé investiční náklady, a je tedy nutné pečlivě zvážit, zda se v konkrétních případech sítí k tomuto kroku musí distributor uchýlit ve snaze dodržet požadovanou kvalitu napětí.

4.3.7. Provozní podmínky výroben OZE

Důležité pro správné zhodnocení napěťových poměrů v síti je rovněž znalost jaká část z instalovaného výkonu může elektrárna dodávat a za jakých podmínek, jinými slovy: jaký má výroba disponibilní výkon. Ten udává hodnotu výkonu, který by mohl být dodáván bez omezování s uvažováním jak povětrnostních podmínek a stavu výroben (revize, poruchy). Datové slovo „ disponibilní výkon“, jak je definováno v PPDS, je hlášení PDS z výroby.

4.4. Časová proměnlivost výkonu OZE

Podle rychlosti změn výstupního výkonu během jedné hodiny lze jednotlivé obnovitelné zdroje energie rozdělit tak, že u skupiny zdrojů, do níž patří spalování biomasy, bioplynové stanice a MVE, se výstupní výkon mění během hodiny v rozmezí $70 - 100 \%$ a během minuty o jednotky $\%$ jmenovitého výkonu. U VTE je změna výraznější, kdy se výstupní výkon může během jedné hodiny měnit od 0 do 100% a během jedné minuty o desítky $\%$ jmenovitého výkonu. Ve výsledku tedy 80% času dodávají méně než 50% instalovaného výkonu. Součinitel výkonnosti VTE je funkcí rychlosti větru a odpovídá konstrukčnímu řešení turbíny, konkrétně převodní křivce úhlu natočení lopatek turbíny v závislosti na rychlosti větru. To, v kombinaci s kubickou závislostí

na rychlosti větru, způsobuje pronikavou závislost skutečného výkonu na rychlosti větru (při poloviční rychlosti je výkon osminový atd.) [21].

Výstupní výkon FVE je poměrně konstantní, mění se změnou slunečního záření dle ročního období nebo pohybu oblačnosti a pohybem slunce na obloze (nejsou-li použité natáčecí panely). Za slunečného dne bez významné oblačnosti, která by zastiňovala oblohu, odpovídá denní průběh dodávaného výkonu přibližně Gaussově křivce s pozvolným náběhem u krajů (večer a ráno), a maximem kolem jedné hodiny odpoledne, kdy se dodávaný výkon přibližuje instalovanému. Za takto příznivých podmínek pro výrobu z FVE dosahuje denní průměrný dodávaný výkon až padesáti procent instalovaného. Za celých 24 hodin slunečného dne tedy průměrně dodávaný výkon mírně překročí čtvrtinu P_{inst} . Přičemž změna dodávky výkonu je po většinu času velmi malá a jen občas vzroste na půl procentní přírůstek výkonu za sekundu z P_{inst} , či na skokový úbytek pohybující se kolem jednoho procenta P_{inst} .

Jiná situace je při polojasném dni. Měnicí se osvit panelů způsobuje výraznou proměnlivost dodávky výkonu. Panely se zahřívají a chladnou, a mohou tak dodávat chvilkově i výkon rovný instalovanému, což při trvalém osvitu nedosahují vlivem poklesu jejich účinnosti při zahřátí od dlouhodobě dopadajícího slunečního záření. Lze pak tedy naměřit sekundové změny výkonu až jednotkách procent P_{inst} , což u větších FVE znamená změny dodávky výkonu až v řádech stovek kW za sekundu a s tím související problémy v síti, jako jsou vyšší nároky na řízení napětí a na přetoky výkonu v síti. Průměrný denní dodávaný výkon je samozřejmě nižší a dosahuje přibližně jedné čtvrtiny P_{inst} . Za 24 hodin to v letních dnech znamená cca 15 % P_{inst} . Naopak ve dnech s nejvyšším pokrytím oblohy oblačností je dodávaný výkon mizivý (jednotky procent). Vezmeme-li v úvahu střídání jasných a oblačných dnů je možno dosáhnout v letních měsících dodávky výkonu od 50 % až po 66 % dne, avšak v této hodnotě je započítána i doba provozu s nízkým účinníkem. Skutečně významnou dodávku výkonu (například nad 35 % P_{inst}) FVE dodávají jen čtvrtinu až třetinu sledovaného období a výkony blížící se maximu (např. nad 85 % P_{inst}) jen po několik málo procent časového intervalu. V zimním období je časová dodávka výkonu z FVE ještě menší, což odpovídá dodávce výkonu přibližně v třetině doby, a významná dodávka výkonu (nad 35 % P_{inst}) nebude například v prosinci trvat více než 20 % času, lze však očekávat méně slunečných dnů, což toto číslo velmi významně sníží.

4.4.1. Kapacitní faktor

Pro porovnání jednotlivých zdrojů energie je využíván tzv. kapacitní faktor, vyjadřující ekvivalentní dobu provozu s plným instalovaným výkonem za rok. Takto se přepočítává reálná doba provozu konkrétního zařízení s proměnlivým výstupním výkonem. Kapacitní faktor tedy matematicky odpovídá podílu této hodnoty a počtu hodin za rok (8760). Pro obnovitelné zdroje energie bylo v práci [33] provedeno následující rozdělení:

Druh OZE	Kapacitní faktor	Ekvivalent doby provozu s plným P
Spalování biomasy	85%	~ 7 500 hod/rok
Bioplynové stanice	90%	~ 8 000 hod/rok
Malé vodní elektrárny	45 až 50%	~ 4000 až 4 380 hod/rok *)
Větrné elektrárny	17 až 30%	~ 1500 až 2600 hod/rok *)
Fotovoltaické elektrárny	9,7 až 11%	~ 850 až 1000 hod/rok *)

*) – dle lokality a klimatických podmínek konkrétního roku (vodní srážky, povětrnostní podmínky, počet slunečných dní)

4.5. Využití chytrých sítí pro řízení napětí

V posledních letech se stále častěji objevují projekty a snahy doplnit elektroměry o modul kvality napětí, čímž je vytvořen tzv. smart meter. Velké vn výrobní pak mají dálkové přenosy dat do řídicího systému (dispečink) provozovatele distribuční sítě, takže již dnes lze využít měřené hodnoty napětí na koncích vn vývodů (nebo na jejich průběhu) pro účely řízení distribuční sítě. Jak rovněž uvádí práce [30], ve vn síti je dosud měřeno napětí pouze v rozvodně (na výstupu TR 110/22 kV nebo na vývodu 22 kV z rozvodny), napětí na konci vn vývodů se dosud neměřila. S nasazením rozptýlené výroby v DS je však na koncích vedení vn resp. nn napětí vyšší než v R22 kV resp. v DTS. Začíná se ukazovat, že regulace na hodnotu napětí na výstupu z TR 110/22 kV začíná být nedostatečná, a tudíž se začíná uplatňovat možnost využít data z výroben instalovaných v průběhu vn vývodů (nebo do vn sítě doplnit chytrá měření/chytré elektroměry s dálkovým přenosem dat po rozvodné síti do „koncentrátoru dat“ umístěného u transformoven R22 kV a využít je v algoritmu pro regulaci napětí na výstupu z TR 110/22 kV). Obdobná je situace na hladině nn, kdy se v chytré síti (smart grid) objevuje u výroben (nebo v místě s předpokládaným nejvyšším napětím v nn síti) chytrý elektroměr (smart meter), který umožňuje přenos hodnot napětí na výrobních připojených na koncích nn vývodu do DTS. Předpokladem pak je DTS vybavená regulačním transformátorem vn/nn a regulátorem využívajícím data z konců nn vedení. Napětí se autonomně reguluje především dle maximální z hodnot v uzlech, do nichž jsou připojeny jednotlivé výrobní, přičemž dispečer DS může do regulace v případě potřeby zasáhnout. Vhodné je rovněž využití Statických synchronních kompenzátorů (STATCOM), které zajistí rychlou kompenzaci jalového výkonu dynamickou regulací napětí, která je v takovýchto chytrých sítích koordinována společně s hladinovou regulací napětí pomocí digitální komunikace. Takto by měla být docílena pružná reakce sítě na neočekávané změny spotřeby a rovněž výroby právě z distribuovaných zdrojů spolu s minimalizací elektrických ztrát v distribuční soustavě. Pokud však jde o využívání zdrojů na hladině nn k podpůrným službám, nepředpokládá se vytváření vazby s řídicím systémem PDS s touto funkcí.

Nástup chytrých sítí však kromě přínosů přináší i určitá rizika. Vzhledem k plné závislosti provozování DS na digitálních technologiích je třeba se zaměřit na možnosti jejich selhání, například softwarové části nebo snímacích senzorů, které hrají důležitou roli při vyhodnocování provozního stavu dané elektrické sítě. Dalším daleko závažnějším problémem může být kybernetický útok. Napadením ovládacího softwaru může dojít

ke značným komplikacím provozování distribuční soustavy. Nejedná se však o neřešitelné problémy, které by ohrožovaly postupnou implementaci nové technologie do distribuční soustavy.

Nasazením chytrých sítí se celkově změní filozofie provozování distribuční soustavy. Budou kladeny podstatně vyšší nároky na samotné provozování distribuční soustavy. V případě zavedení úsporných opatření, které mají za cíl snížit emisní produkty a využít vyrobenou elektrickou energii z menších nebo z obnovitelných zdrojů, bude nutné najít vhodný způsob provozování DS.

Chytré sítě například podle [34] nabízí v tomto směru skutečný potenciál, ale nejsou univerzálním řešením problémů spojených s provozováním DS. Jak se bude systém Smart Grids do budoucna vyvíjet, záleží do jisté míry na přístupu všech složek působících v oblasti energetiky, a především pak na jejich finanční podpoře v rámci EU, o které se stále jedná. Můžeme však očekávat, že se tyto sítě stanou součástí propojeného evropského energetického průmyslu.

5. ANALÝZA MĚŘENÍ V DS S NASAZENÝMI OZE

Pro korelaci teoretických předpokladů negativního dopadu OZE na odchylky napětí dle výše zmíněných teoretických rozborů, bylo v síti E.ON Distribuce, a.s. vybráno 23 reprezentativních nn sítí s nasazenými FVE nn. Týdenní měření kvality napětí probíhalo v květnu až červenci 2011 současně na výstupu DTS 22/0,4 kV a na předávacím místě FVE nn u každé sítě, přičemž byl znám 3f zkratový výkon (S_k) resp. 3f zkratová impedance (Z_k) v každém místě měření. Tento parametr byl vypočítán na základě modelu měřené sítě a je důležitý pro posouzení pravděpodobnosti překročení parametrů kvality napětí, a to tak, že čím je jeho hodnota vyšší, tím je síť méně náchylná k výše zmíněným problémům. Pokud měření nesplnilo parametry kvality na obou místech sítě, jednalo se o nevyhovující síť. Výsledky měření (hodnoty 10min, vyhodnocení dle ČSN EN 50160) znázorňují následující grafy.

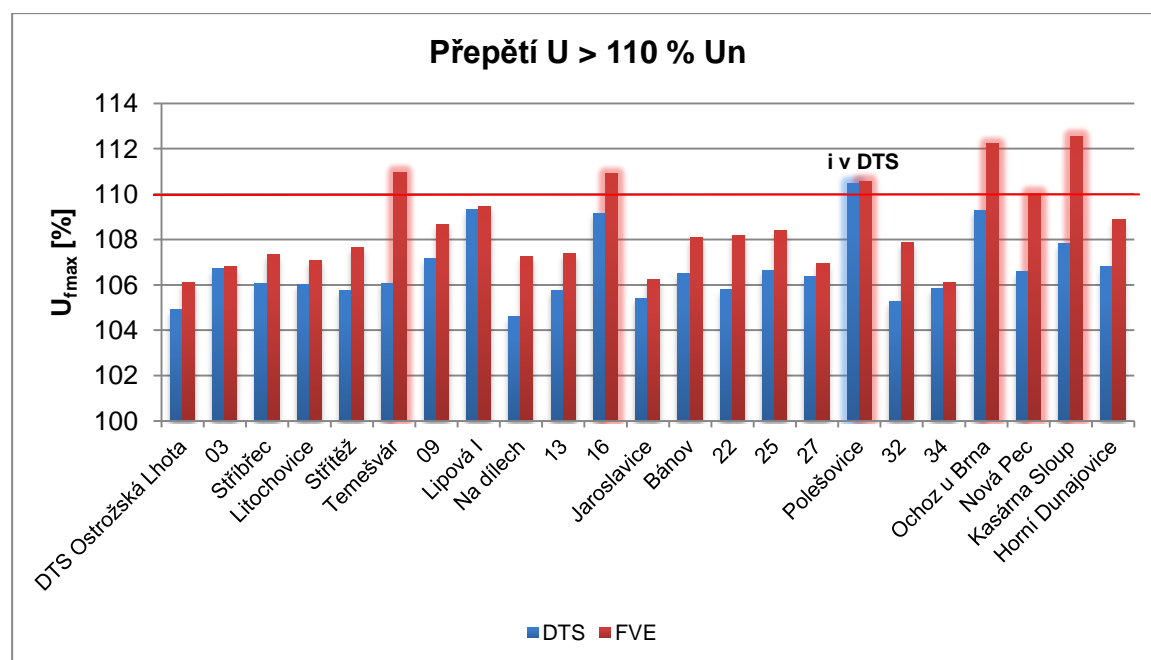
V práci jsem dále pak vyhodnocoval 9 velkých FVE, pracujících do sítě 22 kV, 6 VTE, rovněž připojených do sítě 22 kV a jednu bioplynovou stanici s vlastní transformovnou s výstupem do sítě vn. Práce se však primárně soustředí na vyhodnocení FVE připojených do sítě nn, a tedy výsledky těchto měření budou uvedeny jen pro doplnění.

5.1. Zhodnocení měření 23 nn výroben

5.1.1. Obecné výsledky měření

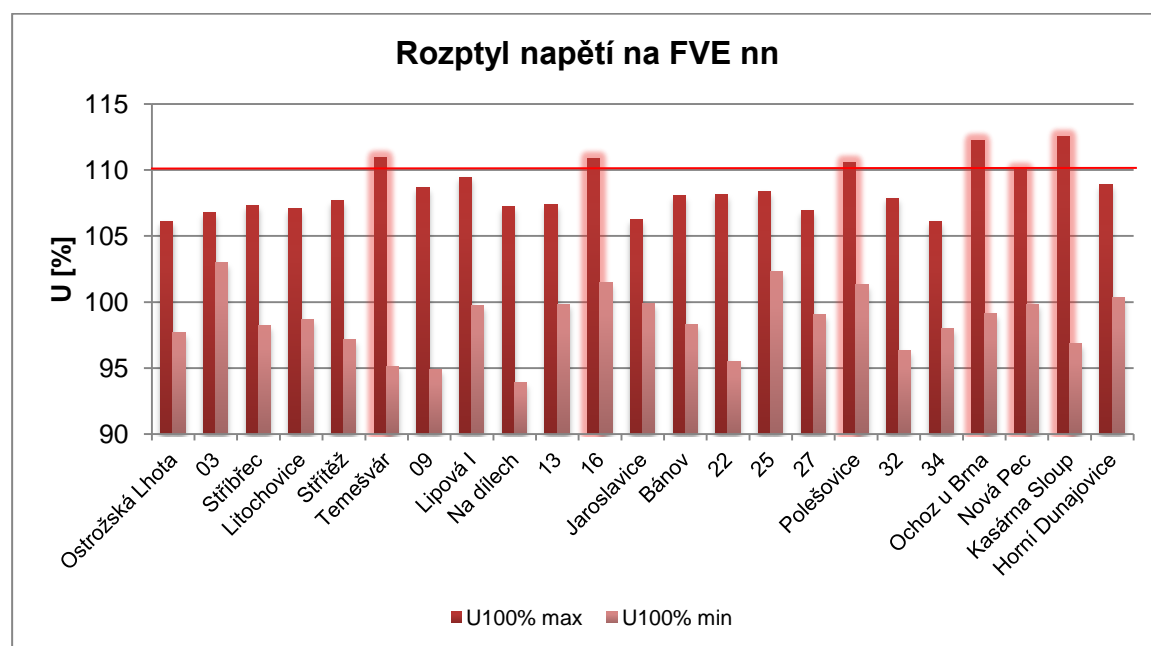
Z důkladného rozboru dat z měření 23 reprezentativních sítí nn a z jejich vyhodnocení vyplývají následující výsledky, jejichž příčiny budou podrobněji rozebrány dále.

Maximální naměřená desetiminutová hodnota napětí v jednotlivých fázích překročila hodnotu 110 % U_n v šesti sítích, což je znázorněno na obrázku č. 3. Z toho bylo dosaženo přepětí v jedné síti dokonce i v trafostanici, což je nepřípustné.

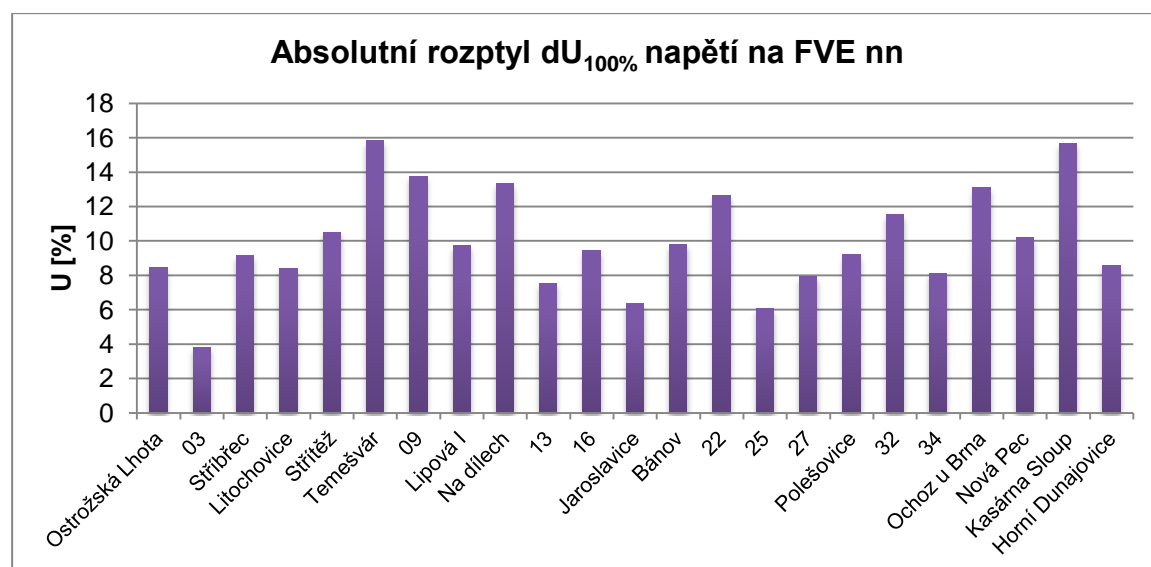


Obr. 3: Maximální hodnoty napětí $U_{100\% max}$ v DTS (modře) a u FVE (červeně)

Větším problémem než samotný výskyt přepětí ve většině případů však bývá jeho kolísání. Jelikož data o krátkodobých extrémech napětí během desetiminutového intervalu nebyla u většiny měření k dispozici, vyjádřil jsem pro jednotlivé sítě velikost absolutního rozptylu napětí během celého měřeného období (viz. obr. 4 a 5). Vidíme, že sítě s rozptylem menším než 8 % U_n obecně neměly ani problémy s flickerem ani s přepětími. Zde bylo tedy zastoupení FVE vzhledem k běžně protékajícím výkonům v síti a jejímu dimenzování rozumně zvoleno tak, aby provoz rozptýlených výroben příliš negativně neovlivňoval její parametry.

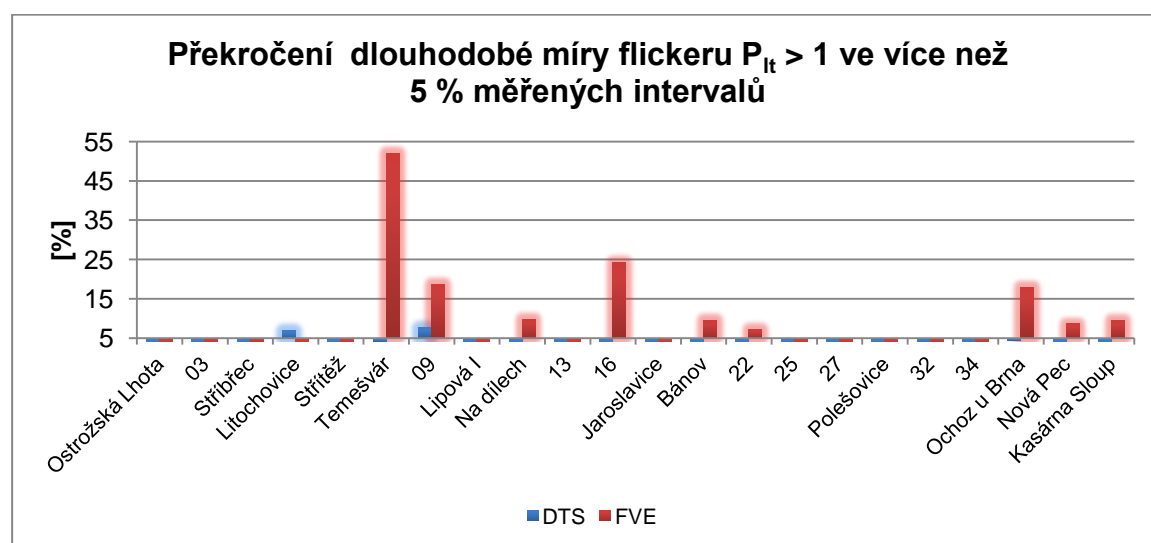


Obr. 4: Poměrný rozptyl napětí v jednotlivých sítích nn s vyznačením problematických sítí z hlediska výskytu přepětí



Obr. 5: Absolutní rozptyl napětí $dU_{100\%}$ na měřených FVE v sítích nn

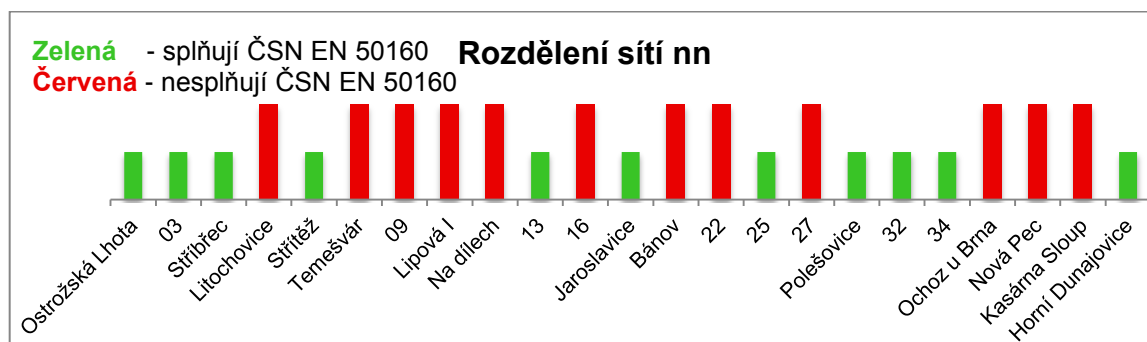
Paradoxně však hlavním důvodem porušení normy ČSN EN 50160, nebyla příliš častá přepětí ($U > 110 U_n$), jejichž četnost je normou stanovena na více než 5 % z 1008 desetiminutových měřících intervalů, nýbrž problémy s příliš vysokou hodnotou dlouhodobé míry vjemu flickeru P_{lt} , která dle normy nesmí v 5 % z měřených intervalů překročit hodnotu 1. Z celkového počtu měřených sítí jich splnilo požadavky normy na úroveň flickeru pouze 54,5 %, což můžeme označit pravděpodobně za nejzávažnější dopad instalace rozptýlené výroby. Ke zvýšení běžné úrovně flickeru v původně vyhovující síti dochází právě vlivem příliš vysoké penetrace výroby z malých fotovoltaických elektráren připojených do sítě nn, které svojí dodávkou často vysoce proměnného výkonu do sítě způsobují velké kolísání napětí, které je superponováno na již existující kolísání způsobené proměnlivou zátěží a různými spínacími operacemi v síti. Procentuelní výskyt měřených intervalů se zvýšenou dlouhodobou mírou flickeru $P_{lt} > 1$ je znázorněn na obr. 6.



Obr. 6: Výčet měřených sítí s vyznačeným procentní úhrnem desetiminutových měřených intervalů s překročenou hodnotou činitele dlouhodobé míry flickeru $P_{lt} > 1$ ve více než 5 % z celkové doby měření

Další potíží některých sítí byl nadlimitní obsah harmonických především vyšších řádů – nejčastěji 15. harmonická. Důvodem překročení normy je především její nízká limitní hodnota, jenž je normou stanovena pouze na 0,5 % U_n , což je nejnižší limitní hodnota stanovená touto normou pro obsah jednotlivých harmonických složek napětí. Jak jsem však zjistil při porovnání průběhů jejího výskytu v síti s časovými průběhy ostatních měřených veličin – především výkonu, její původ je třeba hledat jinde, než u FVE. Možnými důvody jejího zvýšeného výskytu v některých sítích (zatímco v jiných sítích s FVE je její výskyt minimální) může být například instalace spínaných napájecích zdrojů (SMPS), vyššího množství kompaktních svítidel s elektronickými předřadníky (CFL) nebo různých typů zdrojů nepřerušitelného napájení (UPS). Tato zařízení odebírají místo lineárního proudu pulsující proud obsahující vysoký podíl harmonických vyšších řádů (především řádů 3n) a způsobují tok harmonických zpět do napájecího vedení, které běžně instalované filtry v napájecích jednotkách nedokážou dostatečně eliminovat. Právě pravidelný vyšší výskyt 15. harmonické ve večerních hodinách, kdy jsou tato svítidla, moderní televizory, PC a další elektronická zařízení v domácnostech nejvíce používána, je důkazem o jejich původu, jelikož instalovaná fotovoltaika již tou dobou žádný výkon do sítě nedodává a rovněž proudy tekoucí měřeným uzlem sítě u FVE jsou ve srovnání s jejich denními hodnotami prakticky zanedbatelné. Při výskytu vyššího obsahu harmonických napětí dochází tedy ke zkreslení napětí, které způsobuje zvyšování ztrát vířivými proudy v transformátorech a v indukčních motorech. Harmonické proudy pak způsobují přetěžování středního vodiče či kompenzačních kondenzátorů, rušení při spínání vypínačů a celkové zvyšování ztrát – především v transformátorech zapojených do trojúhelníka, ve kterých se harmonické proudy, odpovídající třinásovkou základní harmonické, uzavírají. Instalace tohoto typu transformátoru je jednou z možností jak snížit výskyt právě 15. harmonické v síti – především jejího dalšího šíření do vn. Další možností je instalace pasivního filtru, jenž bude úspěšně odsávat harmonické proudy, které nepotečou dál do sítě.

Ve výsledku touto zátěžovou zkouškou prošla pouze necelá polovina všech měřených sítí (viz. tabulka č. 3, či obr. č. 7). Srovnáme-li toto s měřením na sítích vysokého napětí, které budou analyzovány dále, uvidíme, že si sítě nn vedou podstatně hůře, jelikož všechny měřené výroby vn splňují všechny požadavky kladené normou ČSN EN 50160. Jen v několika málo případech výrazněji překračuje dlouhodobá míra vjemu flickeru hodnotu 0,46, jenž je stanovena jako limitní pravidly provozování distribučních soustav. Dle ČSN EN 50160 však k překročení P_{it} dochází jen u několika sítí, vždy ale pouze ve velmi málo časových intervalech (max. ~ 1 % všech měřených). Je tedy z hlediska zlepšení kvality napětí v DS potřeba se zaměřit především na menší výroby v sítích nn.



Obr. 7: Výsledné rozdělení měřených sítí nn podle shody s ČSN 50160.

Tabulka 3: Souhrn výsledků měření z jednotlivých sítí nn s vyznačením maximálních a minimálních dosažených hodnot napětí během desetiminutových měřicích intervalů a procentního počtu intervalů s příliš vysokým činitelem dlouhodobého flickeru v trafostanici (DTS) a v přípojném místě FVE a s posouzením vlivu FVE na stav sítě.

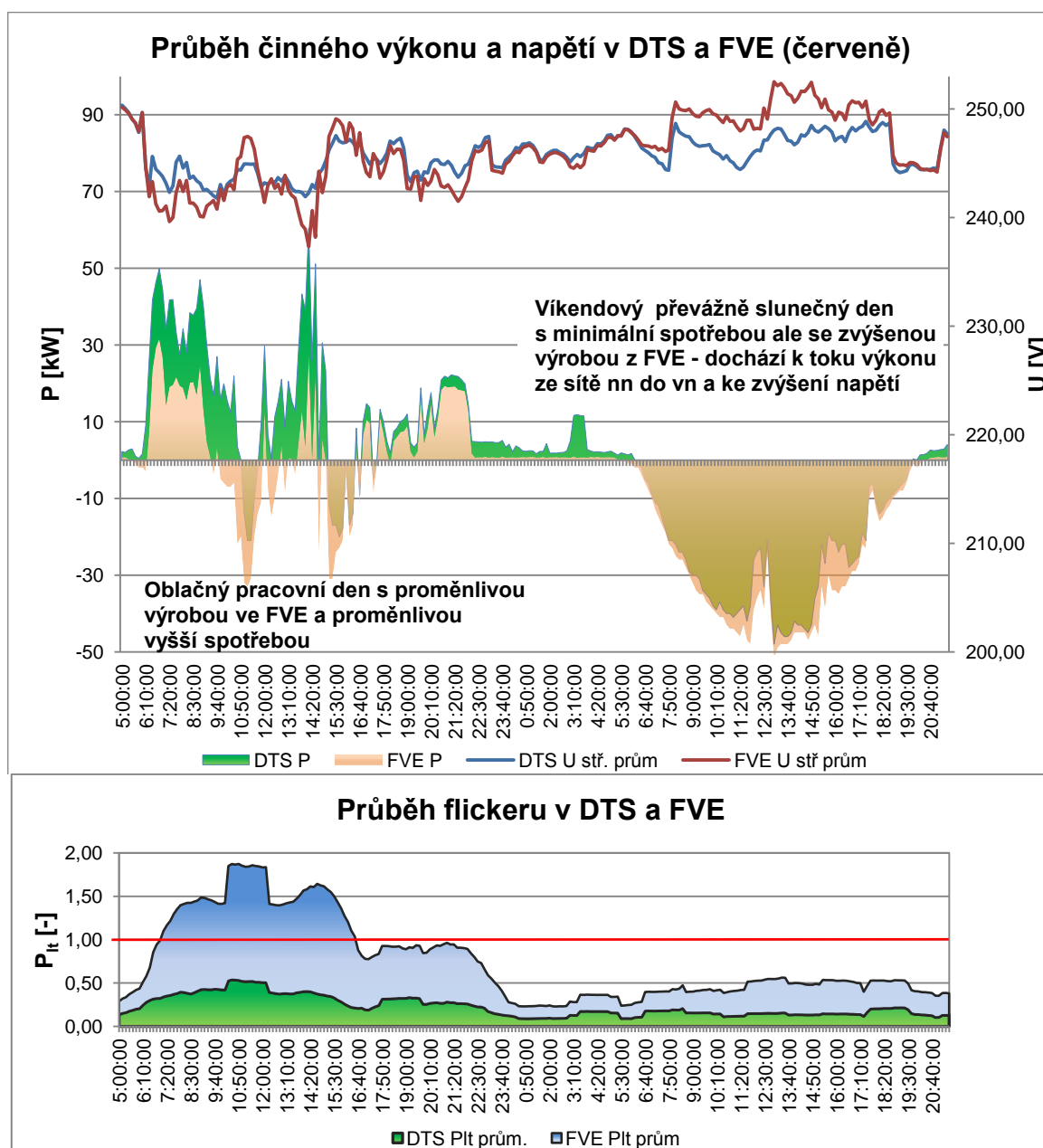
NÁZEV SÍTĚ	STAV	U MAX [%]		U MIN [%]		P _{it} >1 % MAX [%]		DALŠÍ DŮVODY PORUŠENÍ NORMY ČSN EN 50160 [%]	dU FVE	VILV FVE	
		DTS	FVE	DTS	FVE	DTS	FVE				
DTS Ostrožská Lhota	OK	104,91	106,11	99,54	97,67	1,18	1,20		8,44		
03	OK	106,73	106,79	103,32	102,96	0,00	0,00		3,83		
Stříbřec	OK	106,04	107,34	100,45	98,20	2,47	3,67		9,13		
Litochovice	NE	106,00	107,07	90,67	98,65	6,92	0,00	nesymetrie	16,02	8,42	ne od FVE*
Střítež	OK	105,74	107,65	101,63	97,13	0,00	2,08		10,52		
Temešvár	NE	106,07	110,97	102,37	95,13	4,07	52,08		15,83	od FVE	
09	NE	107,15	108,64	103,20	94,86	7,67	18,74	THD >8%	53,25	13,77	porucha **
Lipová I	NE	109,31	109,46	103,77	99,73	0,00	2,12	15. harm. >0,5%	8,40	9,73	ne od FVE
Na dílech	NE	104,59	107,23	101,47	93,91	1,39	9,91		13,31	od FVE	
13	OK	105,76	107,39	102,18	99,84	0,00	1,06		7,55		
16	NE	109,14	110,89	103,77	101,44	1,06	24,25	přízn.	6,29	9,46	od FVE
Jaroslavice	OK	105,41	106,23	101,26	99,88	2,37	2,60		6,34		
Bánov	NE	106,50	108,09	102,57	98,28	0,00	9,58		9,81	od FVE	
22	NE	105,78	108,17	102,13	95,53	0,00	7,33		12,63	od FVE	
25	OK	106,63	108,37	103,35	102,30	0,00	0,00		6,08		
27	NE	106,37	106,94	103,05	99,02	0,00	1,44	15. harm. >0,5%	6,72	7,92	ne od FVE
Polešovice	OK	110,47	110,54	103,32	101,32	1,07	0,76		9,22		
32	OK	105,26	107,87	101,36	96,33	2,91	3,27		11,53		
34	OK	105,84	106,11	99,48	97,98	1,49	2,56		8,13		
Ochoz u Brna	NE	109,30	112,22	100,43	99,14	4,48	18,04		13,08	od FVE	
Nová Pec	NE	106,60	110,03	102,41	99,84	0,00	8,71		10,20	od FVE	
Kasárna Sloup	NE	107,83	112,54	98,70	96,87	NEM	9,53		15,68	od FVE	
Horní Dunajovice	OK	106,80	108,87	101,63	100,31	NEM	NEM		8,56		
VYHOVUJÍCÍ SÍŤ DLE ČSN EN 50160 [%]	47,83	100,00	95,65	100,00	100,00	90,48	59,09	80,95	Neporušení normy vlivem FVE:	60,87	
	U _{max} přes 1,1U _n	95,65	73,91								

* Poznámka 1: Jde o rozsáhlejší síť s více připojenými výrobkami a dvěma napájecími transformátory. Je možné, že zvýšený flicker v síti způsobuje jiná FVE. Vysoká nesymetrie i v noci, kdy FVE nevyrábí.

** Poznámka 2: Po 3 dnech měření se objevily extrémně vysoké hodnoty THD – pravděpodobná porucha přístroje, nebo v síti. Vysoké hodnoty flickeru v síti mohou být podpořeny provozem FVE.

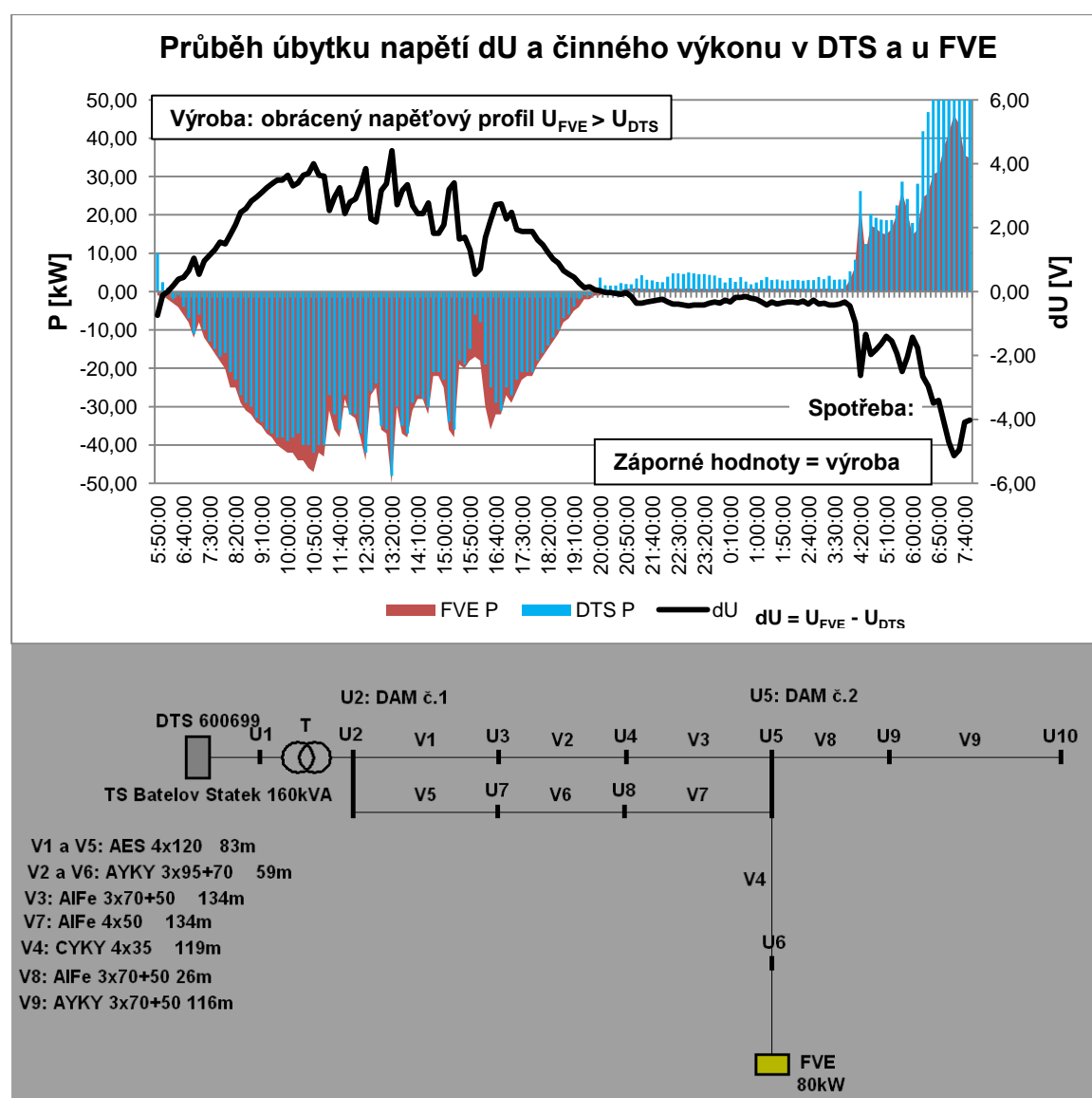
5.1.2. Podrobnější rozbor výsledků měření sítí nn

Znáznorníme-li část časového intervalu, v němž bylo prováděno měření například v 16. nn síti, uvidíme dobře patrný rozdíl mezi dnem s proměnlivou oblačností a víkendovým slunečným dnem s minimální spotřebou (obr. č. 8). Je patrné, že během proměnlivého osvětlení panelů výkon v síti vysoce kolísá, což je doprovázeno zvýšenou hodnotou flickeru (u FVE přesahující povolené meze) a často se i mění směr toku výkonu. Průměrná hodnota napětí poměrně významně kolísá, a to jak přímo u výrobní (kolem 15. hodiny nárůst cca 10 V), tak i v DTS (ve stejnou dobu o cca 6 V), nicméně nepřekračuje povolené meze $207 \div 253$ V, i když se horní napěťové meze v pravé části grafu velice blíží a v některých dnech, zde nezobrazených, ji i překračuje. To je důsledek zvýšeného úbytku napětí mezi FVE a DTS při vysoké výrobě výkonu z FVE do sítě vn.



Obr. 8: Síť č. 16: Průběh průměrné fázové hodnoty napětí v DTS (modře) a u FVE (červeně) v závislosti na toku výkonu v DTS (zeleně) a u FVE (okrově). Dole: odpovídající průběh flickeru P_{fl} , DTS (zeleně), FVE (světle modře).

Na obrázku číslo 9 je zobrazen jiný časový úsek ze stejného měření. Napětí u výroby kolísá v 10V rozpětí a v trafostanici v 6V rozptylu. V levé části grafu je dobře patrná významná výroba FVE s odpovídajícím tokem výkonu od výroby do DTS způsobujícím kladný napěťový úbytek dU. Naproti tomu v pravé části grafu bylo pravděpodobně zataženo a síť změnila svůj charakter na běžnou spotřební síť. Odpovídající napěťový úbytek je zde vyznačen černě, přičemž kladné hodnoty znamenají směr toku výkonu od FVE k DTS. Vidíme zde, že při vyšším podílu rozptýlené výroby může docházet k obrácení toku výkonu a tato distribuční síť přestává být pasivním obvodem, který zásobuje spotřebitele, ale aktivním systémem, v němž jsou výkonové toky a hodnoty napětí ovlivňovány navíc touto výrobou. Zpětný tok výkonu pak může negativně ovlivňovat relé automatických regulátorů napětí, jsou-li instalovány, které za normálních podmínek kompenzují napěťové úbytky na lince, jelikož proudy, které tyto relé měří, přestávají při změně toku výkonu odpovídat proudům zatížení, což může způsobovat nepřesnosti při nastavování optimální hodnoty napětí na regulačním transformátoru.



Obr. 9: Průběh výkonů sítě č. 16 v DTS (modře) a u FVE (červeně) s vyznačeným rozdílem napětí mezi výrobou a trafostanicí (černě). Dole: Schéma sítě č. 16.

Jak již bylo diskutováno dříve, dle požadavků na posouzení změny napětí způsobené výrobou uvedených v PPDS – příloha č. 4, musí být zkratový poměr výkonů k_{k1} pro výroby s předávacím místem v síti nn větší nebo rovno 33. Provedeme tedy výpočet pro síť číslo 16 s výrobnou o instalovaném výkonu $P_{inst} = 80$ kW:

$$k_{k1} = \frac{S_{kV}}{\sum S_{Amax}} = \frac{1043 \text{ kVA}}{80 \text{ kVA}} = 13,0 \quad (5.1.)$$

Za S_{Amax} byla dosazena hodnota instalovaného činného výkonu výroby (výkon S nebyl znám), avšak při dodávce výkonu o jiném účinníku než jednotkovém by tato hodnota byla ještě větší, čili by výsledný zkratový poměr byl ještě menší. Pro hrubou představu nám tedy postačí tento výpočet. Vidíme, že výrobná požadavku nevyhovuje, nicméně je užití tohoto parametru „náchylnosti“ sítě k nevyhovujícím parametrům kvality napětí nepříliš objektivní, jelikož v mnoha případech měření vychází zkratový poměr výkonů pro přípojně místo FVE výrazně vyšší, než limitní hodnota $k_{k1} = 33$, a přesto vykazují problémy s přepětím či vyšším flickerem.

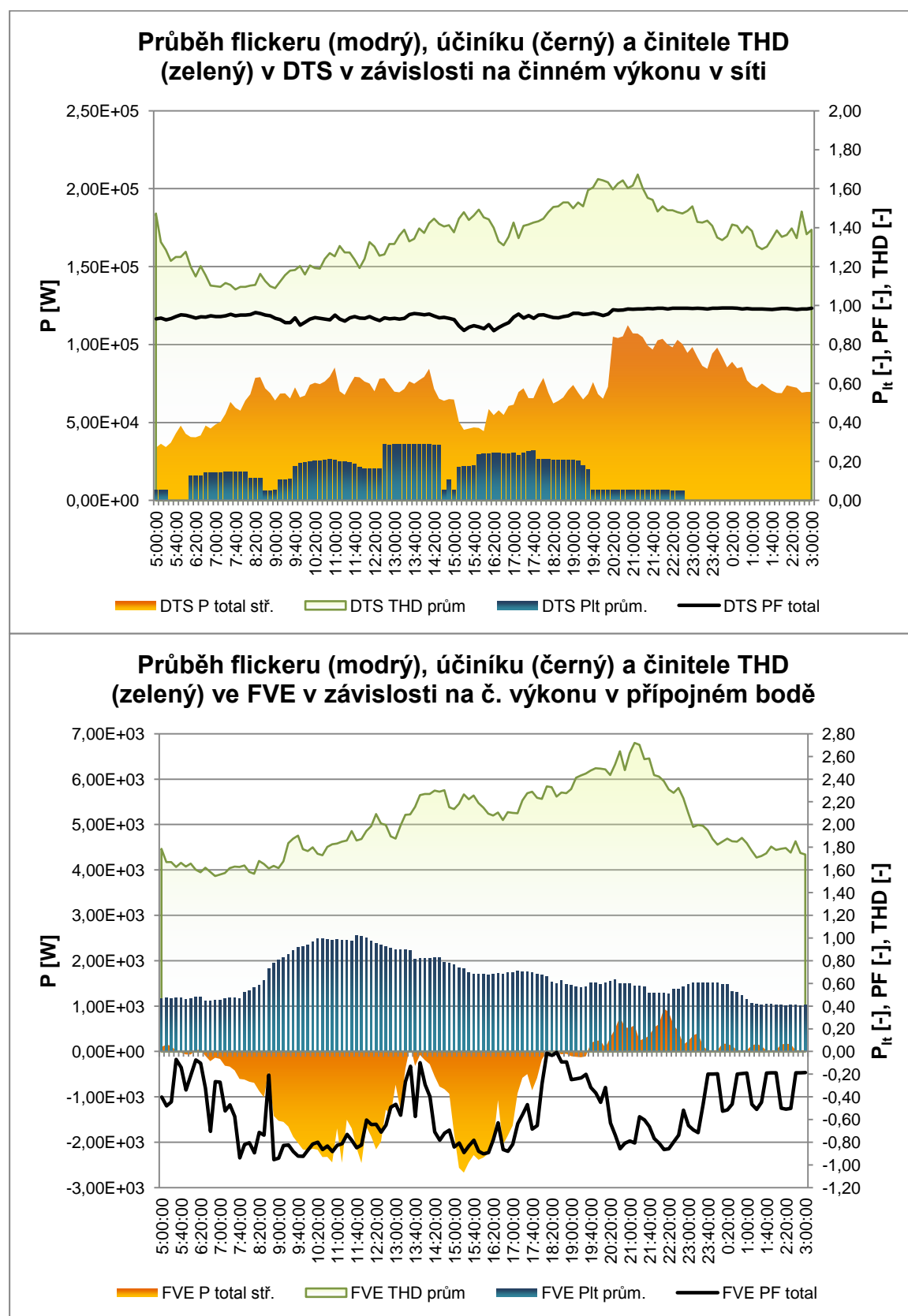
V paprskových sítích se zmenšuje intenzita flickeru od místa zařízení, které ho vyvolává (přípojněho bodu), směrem k napájecí síti v poměru zkratového výkonu S_{kV} v přípojněm bodě ke zkratovému výkonu S_{kX} ve sledovaném bodě sítě X.

Míra vjemu krátkodobého flickeru v DTS ve srovnání s FVE v síti číslo 16 je tedy:

$$P_{stU1} = \frac{S_{kVU6}}{S_{kVU1}} P_{stU6} = \frac{1,043}{4,140} P_{stU6} = 0,252 P_{stU6} \quad (5.2.)$$

Dle výsledků měření se většinou tento poměr v nočních hodinách blíží jedné (hodnota krátkodobého flickeru se drží na konstantní úrovni po celé síti – FVE nevyrábí). Během dne, kdy především vlivem proměnné oblačnosti způsobující časté změny dodávaného výkonu výrobnou, roste míra flickeru v přípojněm místě FVE a tento poměr se přibližuje vypočítané hodnotě, kdy v DTS se flicker zvýší jen mírně a naopak u FVE často překračuje i hodnotu $P_{st} = 1$. Během dne s prakticky nulovou výrobou z FVE však také často roste míra flickeru v síti (rovněž v místě měření u FVE). To značí, že tuto situaci negativně neovlivňuje jen samotná výrobná, ale i spotřebiče v síti.

Na následujícím grafu (obr. 10) je možno pozorovat, že výše harmonického zkreslení v síti (THD) nekoreluje s velikostí vyráběného výkonu ve FVE - Na Dílech, jako to zde například platí u flickeru (P_{it}), který vlivem provozu výroby pravidelně narůstá ze své běžné hodnoty, dané především měnicím se zatížením v síti, až nad $P_{it} = 1$, čímž tato síť porušuje normu ČSN EN 50160. Rovněž můžeme pozorovat, že v případě, že FVE není vybavena funkcí regulace účinníku, pohybuje se jeho hodnota v přípojněm bodě často velice nízko. Zde i při téměř plné výrobě dosahuje maximální účinník často pouze - 0,9. Takto nízký účinník kapacitního charakteru může být způsoben zapojením FV panelů v samotné elektrárně, v případě dlouhých přípojných kabelů FVE při minimální výrobě odebírá ze sítě nabíjecí výkon kabelů. Je otázka, zda je v měřeném místě připojena ještě nějaká rušící kapacitní zátěž (či nějaké dlouhé kabelové vedení například přímo ve výrobě), která by takto nepříznivě jeho hodnotu ovlivňovala, jelikož ve většině ostatních měření sítí nn s připojenou výrobnou se při maximu výroby účinník vždy téměř rovnal -1. V každém případě je v obdobných situacích vhodné uvážit možnost instalace (de)kompenzačního zařízení, které by problémy s příliš nízkým účinníkem v době připojení výroby k síti vylepšilo.

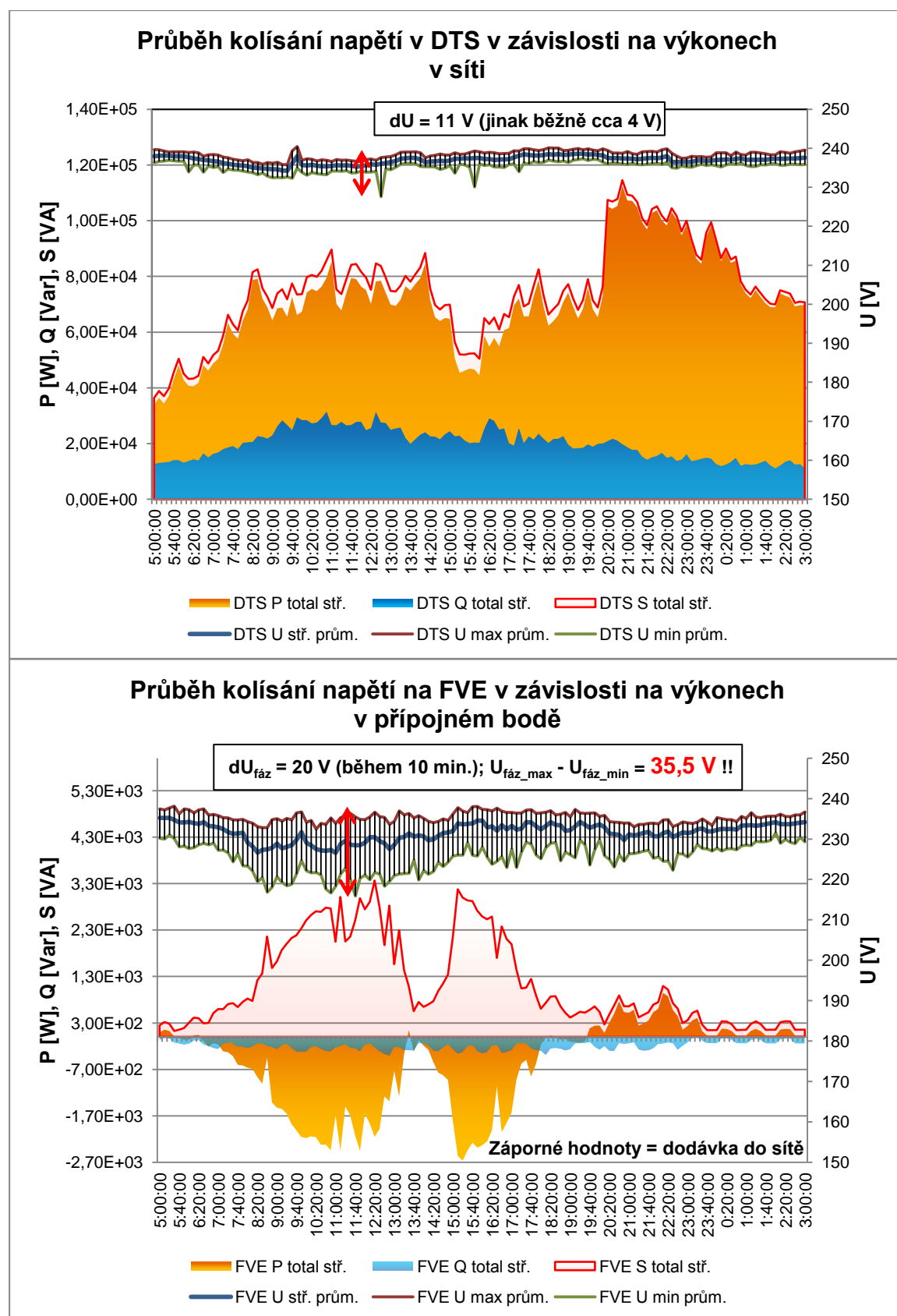


Na dalším obrázku číslo 11 je znázorněn rozdíl v kolísání napětí během dne v trafostanici a přímo u FVE Na Dílech. U DTS je patrný poměrně malý krátkodobý rozptyl napětí, vyjádřený jako rozdíl mezi maximální a minimální hodnotou napětí během desetiminutového měřicího intervalu, který kolísá přibližně okolo střední hodnoty 238 V s běžným rozsahem cca 4 V, popřípadě při krátkodobějších poklesech napětí v síti, způsobených například sepnutím výraznější zátěže, dosahuje maximální rozptyl v DTS přibližně 11 V. Je vhodné zdůraznit, že vzhledem k velikosti přenášených výkonů v DTS se jedná o síť nn s poměrně velkým zatížením ve srovnání s velikostí instalovaného výkonu fotovoltaické výroby, tudíž se, jak je patrné z časového průběhu výkonů v DTS, v síti nemění směr toku výkonu, a tedy i napěťový profil vykazuje běžný úbytek napětí směrem ke spotřebě (i k připojené FVE).

Naproti tomu při pohledu na průběhy jednotlivých veličin během stejného časového úseku měřených u výroby jsou již na první pohled vidět problémy, které tato výroba v přípojném místě sítě způsobuje. Asi jako nejvýraznější je možno považovat kolísání napětí, které v extrémních případech dosahuje až 35 V velkého rozdílu napětí mezi fázovým maximem a minimem během desetiminutového měřicího intervalu. To znamená, že se během velmi krátké chvíle napětí ve fázích mění i o více než 15 % U_n , což vzhledem k povolenému intervalu odchylek napětí $\pm 10\%$ U_n představuje významný problém.

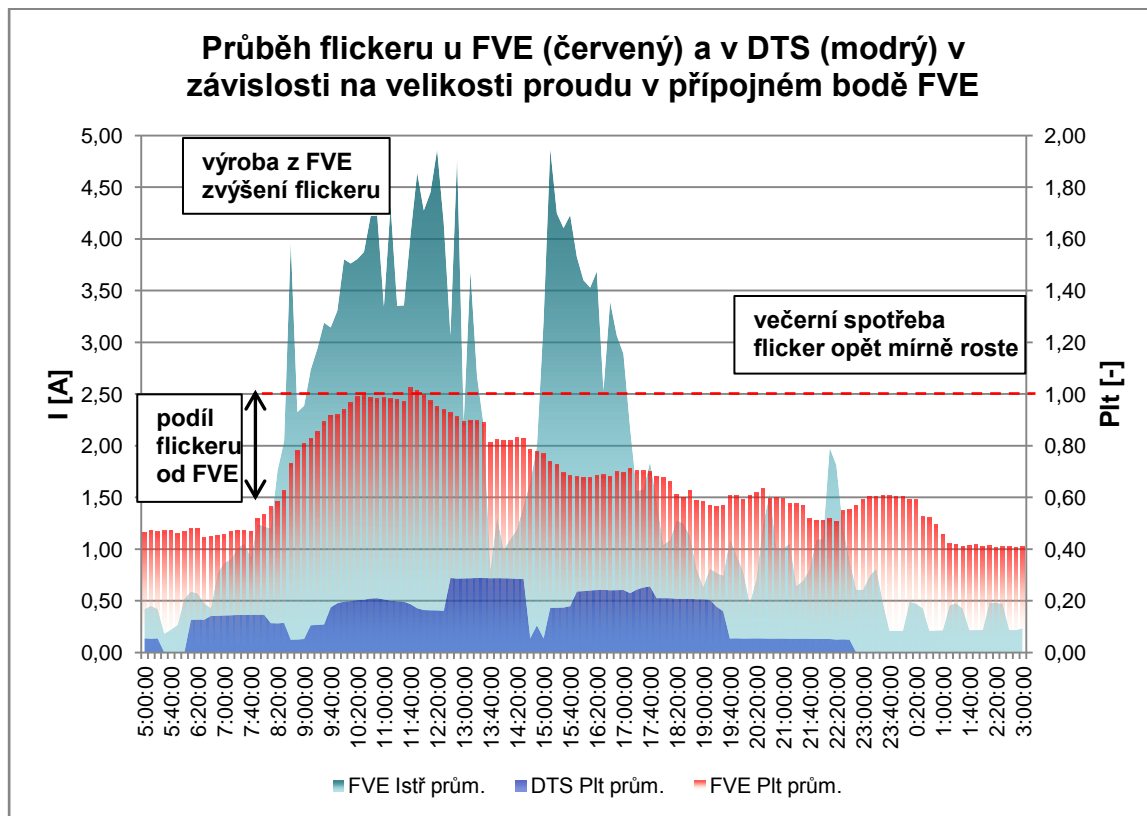
Je však nutno podotknout, že toto kolísání, vyjádřené také pomocí činitele flickeru P_{it} , překračujícího normou povolenou hodnotu 1, jakožto důvod nevyhovění této konkrétní sítě, není pouze nežádoucím produktem provozu FVE, jelikož i ve večerních hodinách, kdy výroba nevrábí, je vyšší napěťový rozptyl u FVE ve srovnání s DTS patrný. Nicméně vzhledem k jeho velikosti vztažené k denním hodinám, kdy je spotřeba v síti výrazně menší, a kolísání by tedy bylo také nebyť provozu FVE, je vidět, že důvodem nevyhovění sítě normě ČSN EN 50160 je právě provoz zmíněné výroby, která svým příspěvkem flickeru v denních hodinách navýší již existující hladinu kolísání napětí v síti nad povolenou hodnotu. K největšímu přírůstku flickeru často dochází ve dnech s proměnlivou dodávkou výkonu z panelů způsobené častou změnou osvitů panelů slunečním zářením občasně přerušovaném například vertikálně mohutnější oblačností typu cumulus, jenž panely na přechodnou dobu zcela zastíní, čímž výkon klesá prakticky k nule a po vyjasnění vychladlý panel zvýší přechodně výkon na vyšší hodnotu, než byla původní, kdy byl více zahřátý a pracoval s nižší účinností.

Při analyzování vlivu měřených FVE na hodnoty vyšších harmonických v síti se i například při rozboru denních průběhů činitele THD (znázorněn na obrázku č. 10) potvrdila zkušenost, že úroveň harmonického rušení způsobeného výrobnami je významně nižší, než předepisují limity normy ČSN EN 50160 – činitel THD $\leq 8\%$. V několika měřených sítích se sice vyskytly vyšší hodnoty, porušující tuto normu – především limity obsahu 15. harmonické –, ale s největší pravděpodobností se jednalo o rušení způsobené spotřebiči v síti.



Obr. 11: DTS (nahore) a FVE Na Dílech: průběh průměrných fázových hodnot činného výkonu P (oranžově), komplexního výkonu S (červeně), jalového výkonu Q (modře), maximálního (hnědě) a minimálního (zeleně) naměřeného napětí U během 10 minut a jeho střední hodnoty (tmavě modře) ze stejného dne jako předchozí tři grafy.

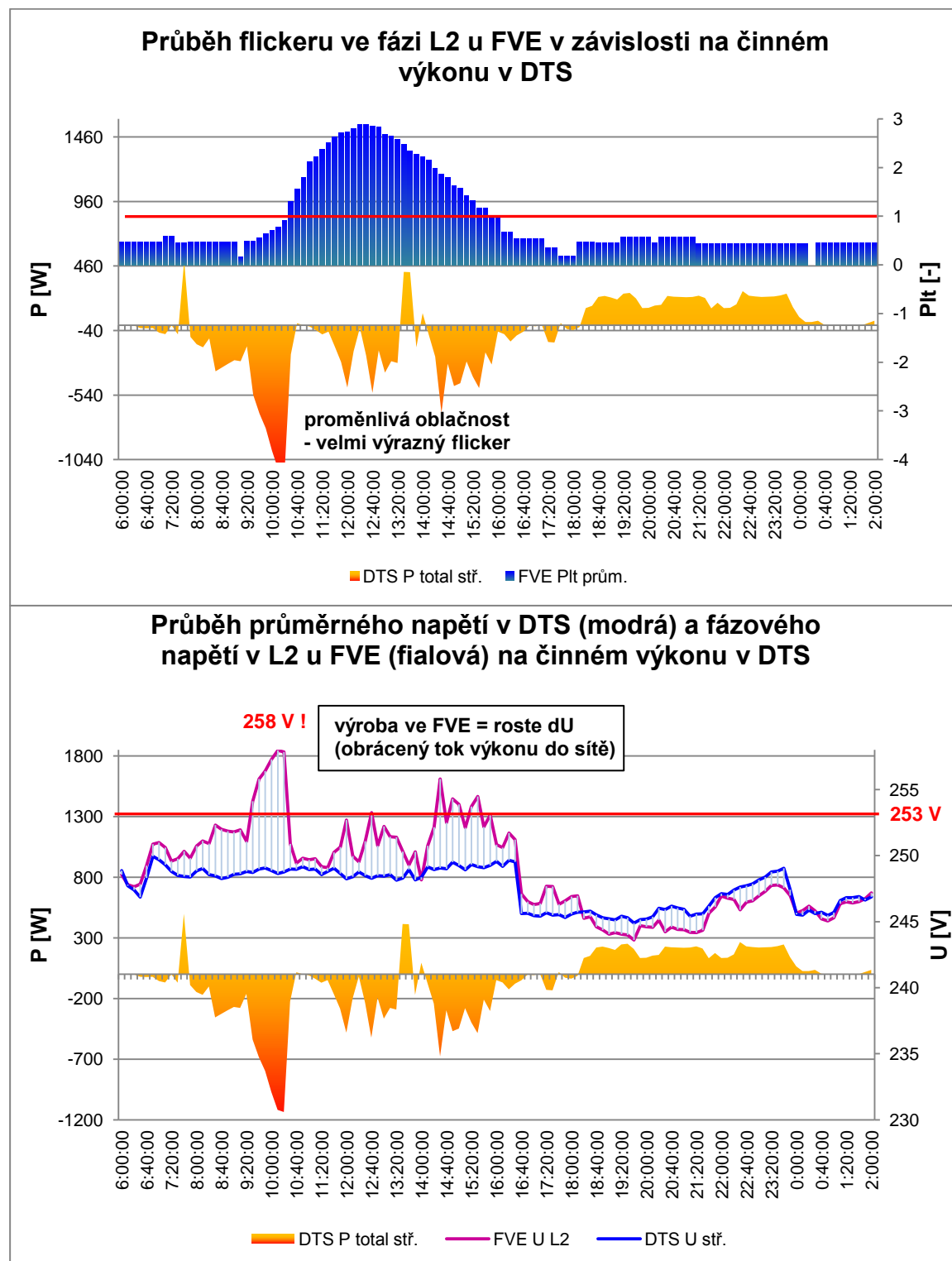
Na následujícím průběhu (obr. 12) je znázorněna časová závislost flickeru v této síti u DTS (červeně) a u FVE (modře) na protékáném proudu měřeným místem u FVE. Je zřejmé, že velký zkratový výkon sítě v trafostanici zajišťuje poměrně malou úroveň kolísání napětí, které je i zde nejvyšší v denních hodinách při výrobě z fotovoltaik připojených do této sítě, a v nočních hodinách prakticky stálou hodnotu napětí (předchozí obr.) s minimálním flickerem.



Obr. 12: Síť Na Dílech: průběh průměrných fázových hodnot protékáného proudu u výroby I (zelenošedá), flickeru P_{It} v DTS (modře) a u FVE (červeně) opět ve stejném časovém úseku.

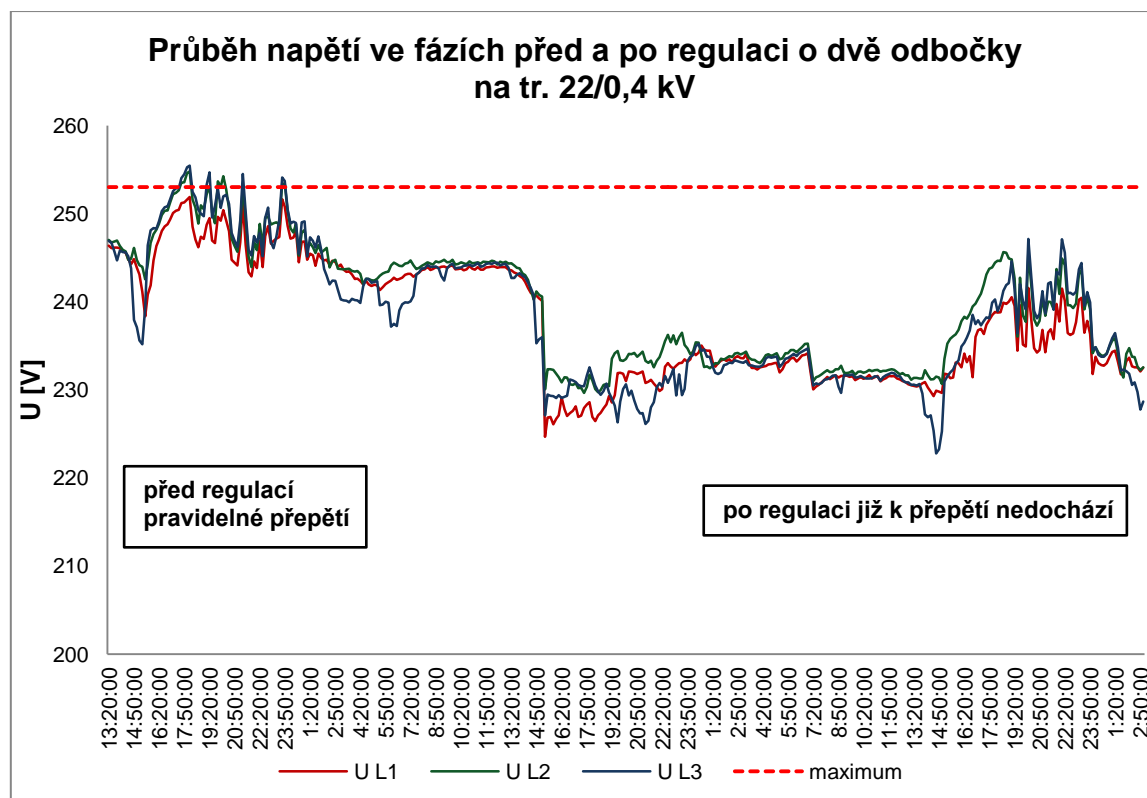
Nebýt takto výrazného poměru mezi výkony v síti a výkonem výroby, jistě by i zde docházelo k častým přepětím, jako je tomu v následujícím případě jiné sítě s FVE - Ochoz u Brna, ve které však výroba tvoří dominantní prvek, především co se dodávaného výkonu týče. Je zřetelná významná korelace mezi výrobou ve FVE a napěťovým úbytkem mezi výrobnou a DTS. V levé části časového průběhu je patrná dodávka výkonu do sítě s prakticky zanedbatelnou spotřebou, způsobující tak otočení běžného poklesu napětí směrem od DTS k FVE, jako je tomu v pravé části při večerní spotřebě a ukončení výroby FVE. V této síti sice není průměrný fázový úbytek dU mezi FVE a DTS tak vysoký (jen necelé 2 V), avšak zobrazíme-li rozdíl napětí konkrétní fáze L2, v níž se změna napětí projevuje nejčastěji, a průměrného fázového napětí v DTS (kde byla napěťová nesymetrie minimální) dosáhne dU hodnoty 10 V, což v případě, že je odbočkou nastavena přibližná hodnota napětí v DTS na cca 248 V, znamená přepětí v L2 u FVE 258 V (1-f připojená FVE). Večer se situace obrátí a výkon opět teče přes DTS směrem do sítě a napětí v síti klesne. Dalším zajímavým znázorněním je průběh flickeru v síti (obr. č. 13), který dosahuje přes den, kdy se původně stabilní výkon FVE zrána změní na přerušovaný během dne, velice významných hodnot ($P_{It} \cong 3$),

což je právě důsledek malého zkratového výkonu sítě v místě připojení výrobní ($S_k'' = 0,256 \text{ MVA}$) ve srovnání s výkonem FVE (5 kW $\rightarrow k_{k1} \cong 51$), která takto zásadním způsobem zvyšuje stabilní vyhovující hodnotu flickeru v síti vysoko nad povolené meze.



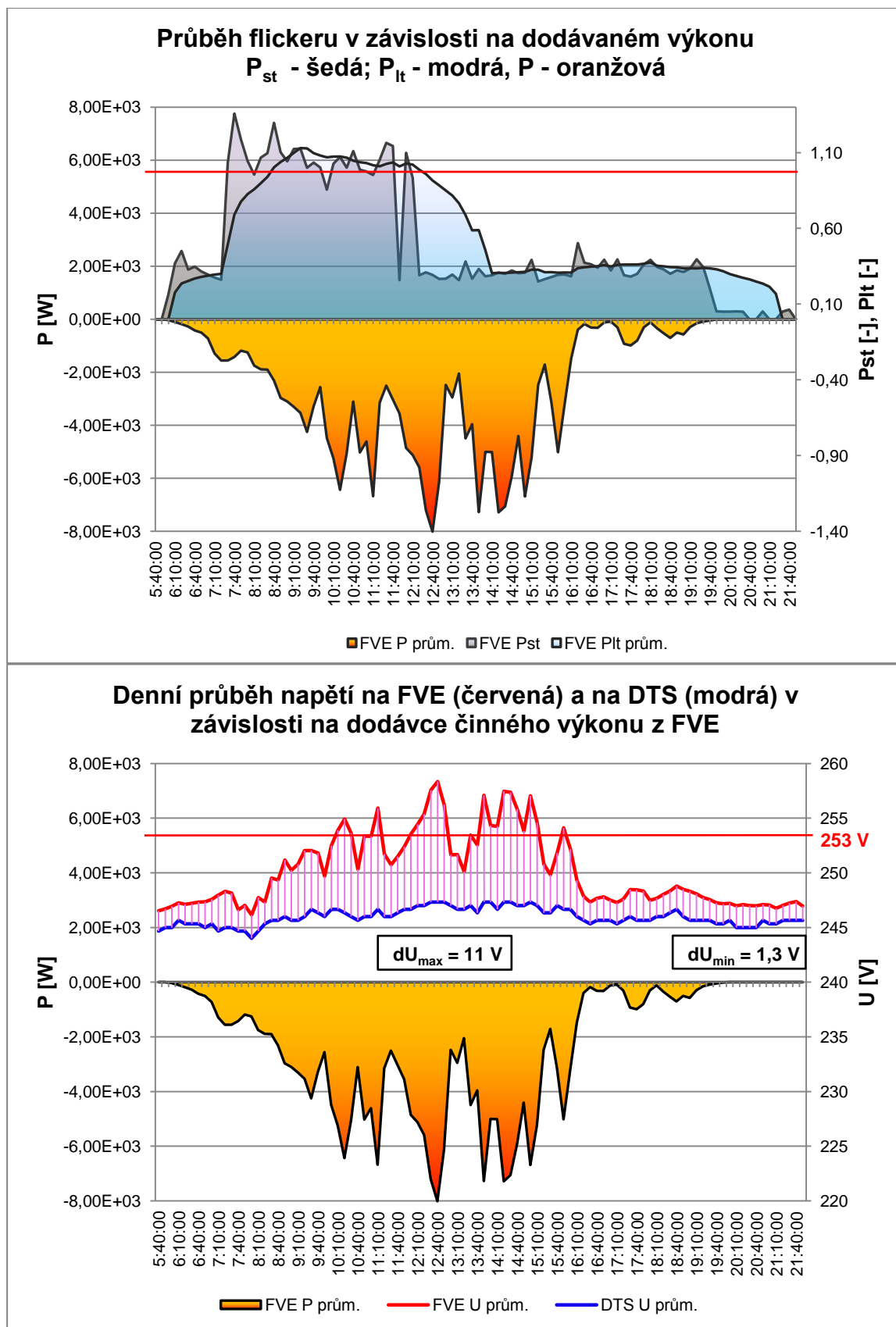
Obr. 13: Síť s FVE Ochoz u Brna: Nahoře: průběh průměrných fázových hodnot činného výkonu P (oranžově) a flickeru ve fázi L2 měřeného u výrobní (modře). Dole: odpovídající průběh průměrného fázového napětí v DTS (modrá čára) a napětí v přetížené fázi L2 u FVE (fialově).

Na obrázku číslo 14 je vidět průběh napětí jednotlivých fází u FVE Kasárna u Sloupu. V levé části bylo napětí nastaveno poměrně vysoko, a docházelo tak k pravidelným přepětím vždy, když výroba dodávala do sítě větší výkon (tedy téměř každý den během měření). Pak došlo k regulačnímu zásahu v DTS a přepnutím odbočkového regulátoru napětí o 2 stupně byla provozní hladina napětí v této síti upravena tak, aby již k přepětí nedocházelo. Tím se sice vyřešil problém s pravidelným přepětím při provozu FVE, ale jak již bylo diskutováno dříve, často mnohem podstatnější problém – vysoká hodnota flickeru – vyřešena nebyla, a tak k jeho pravidelnému navyšování nad limitní hodnotu dochází při zvýšené výrobě ve FVE pravděpodobně stále.



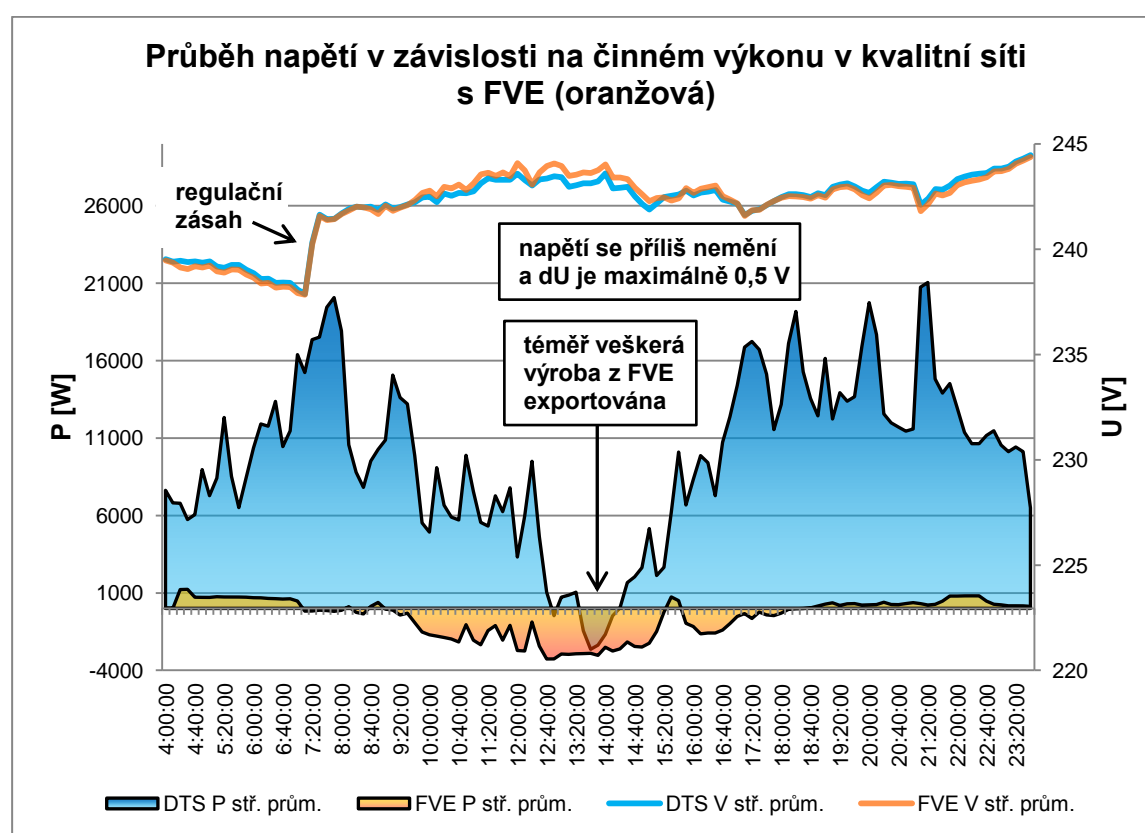
Obr. 14: FVE Kasárna u Sloupu: Průběh jednotlivých fázových hodnot napětí s dobře patrným regulačním zásahem v DTS.

Průběh krátkodobého činitele flickeru (šedý) a dlouhodobého (modrý) vzhledem k dodávanému výkonu FVE (oranžový) je naznačen v horní části obrázku číslo 15 a na spodním grafu je pak dále dobře patrná závislost úbytku napětí dU vzhledem k dodávanému výkonu s dobře patrnou vysokou hodnotou opět v denních hodinách, kdy vzniká u výrobny ve všech fázích významné přepětí.



Obr. 15: FVE Kasárna u Sloupu: Nahore: průběh průměrných fázových hodnot činného výkonu P (oranžově) a krátkodobého P_{st} (šedě) a dlouhodobého flickeru P_{lt} (světle modře). Dole: odpovídající průběh průměrného fázového napětí v DTS (modře) a u FVE (červeně).

Pro srovnání jsem zde navíc obrázek číslo 16, na němž jsou zobrazeny časové průběhy výkonů a napětí v DTS (modře) a u FVE (oranžově). Jedná se o kvalitní síť s FVE (3. z 23 měřených sítí), v níž je napěťový rozdíl mezi oběma měřeními téměř nulový – pravděpodobně bude výroba umístěna v blízkosti trafostanice. Zde velikost napětí příliš výrazně nesleduje ani výrobu z FVE, ani spotřebu. V nočních hodinách napětí tedy pouze mírně roste vlivem nízké spotřeby, ale vhodnými regulačními zásahy je korigováno v bezpečných mezích. Zajímavostí je, že i při prakticky nulové spotřebě (uprostřed) a maximální výrobě z FVE nedochází k žádným podstatným výkyvům napětí (ani přílišného růstu flickeru, který zde není zobrazen, ale běžně nepřekračuje hodnotu $P_{it} = 0,4$), a to i vzhledem tomu, že je opět téměř všechen výkon exportován ze sítě nn do sítě vn. Důvodem této příznivé situace je pravděpodobně dobrý návrh umístění a realizace výroby, i co se týče jejího nižšího instalovaného výkonu vzhledem k vyššímu zkratovému výkonu sítě ($P_{fáz_max} \cong 4,1$ kW z FVE vs. 26, 4 kW – max. změřený P v DTS).



Obr. 16: Síť č. 3: Průběhy napětí u FVE (oranžová) a v DTS (modrá) v závislosti na výkonech v měřených místech.

5.1.3. Závěry vycházející z výsledků měření sítí nn

Důvod častého překročení limitů udávaných normou u velkého procenta měřených sítí nn je rovněž možno chápat jako administrativní nedostatek, jelikož dle PPDS u nově připojovaných výroben nn s instalovaným výkonem do 30 kW se zpravidla nevyžaduje zpracování studie připojitelnosti, která by možné budoucí problémy při provozu drobných rozptýlených výroben při nepříznivých stavech sítě byla schopna z velké části odhadnout již ve stadiu návrhu a upravit jej vhodným způsobem tak, aby nepříznivé dopady provozu výroby na kvalitu napětí v síti byly pokud možno minimalizovány a nebyly porušeny požadavky normy (například snížením celkového instalovaného výkonu výroby).

Je sporné říci, že ve většině případů překročení povolených mezí míry flickeru je na vině výrobná. Ve velké části případů tomu skutečně tak je, ale ne vždy je výrobná hlavním viníkem, jelikož jak vyplývá ze závěrů rozsáhlého měření kvality napětí v sítích nn provedeného firmou EGC-EnerGoConsult ČB s.r.o. [35] v šesti etapách v letech 2006 až 2010 – tedy z části ještě před výrazným rozvojem FVE nn instalací – největší problémy s nevyhovujícími hodnotami flickeru měly právě sítě měřené v první etapě (26 % nevyhovělo), kdy problémy téměř určitě nebyly způsobeny drobnými FVE, jejichž výskyt v sítích nn byl v té době ještě zanedbatelný. Z výsledků dalších etap zmíněného měření vyplývá, že počet sítí s nevyhovujícím flickerem mírně klesl, přesto však i v měření z roku 2009 až 2010 17 % sítí v tomto ohledu nevyhovovalo.

Závěrem je vhodné poznamenat, že zvýšený flicker byl a je hlavní příčinou nevyhovění normě ČN EN 50160. Nelze tedy jeho vyšší míru dávat za vinu až rozvoji instalace solárních elektráren do sítí nízkého napětí. Nicméně v tomto ohledu instalace FVE v síti s vyšší mírou flickeru situaci rozhodně nezlepší a často i výrazně zhorší. Při zvažování připojení nové výrobný k síti by proto bylo vhodné provést měření v konkrétní lokalitě ještě před samotným schválením jejího připojení, které by poskytlo provozovateli DS odpovídající obraz o situaci, a ten by se posléze měl rozhodnout, zda připojením FVE určitého výkonu s ohledem na zkratový výkon a maximální běžně se vyskytující hodnotě již existujícího flickeru v přípojném místě nezvýší jeho míru nad požadovanou mez. Například tak, že podle podmínek PPDS by maximální příspěvek flickeru od jednoho zdroje v síti nn měl být maximálně $P_{lt} = 0,46$, z čehož vyplývá limit pro výskyt rušení v daném místě sítě před instalací výrobný na $P_{lt,nn,max} = 1 - 0,46 = 0,54$, resp. 0,34 při dodržení limitů podnikové normy PNE 33 3430-0 [36].

Poněkud více možností nabízí řešení situace týkající se výskytu přepětí v sítích s instalovanými rozptýlenými výrobnami. Při uvažování konstantního napětí v síti vn je situace v síti nn poměrně jednoduše řešitelná. Víme, že nn výrobná smí při svém provozu zvýšit napětí v síti o 3 %. Tento stav nejpravděpodobněji nastane, je-li odběr sítě minimální. Jak již bylo dříve řečeno, máme-li v této síti instalovaný DTR 22/0,42 kV a i při nastavené krajní odbočce – 5 % existuje možnost vzniku přepětí na konci linky, je nutné transformátor vyměnit za typ 22/0,4 kV, což koncové napětí sítě může snížit až o 5 %. Právě úbytek napětí vyvolaný výrobnou může mít kritický vliv na překročení limitu maximálního přípustného napětí v původně vyhovující síti.

Pro hrubý odhad změny napětí, kterou může nově instalovaná výrobná v síti vyvolat lze využít vztah 4.9., přičemž z měřených údajů víme, že nejvyšších vyráběných proudů dosahují výrobný při účinníku téměř rovném -1, z čehož vyplývá výrazné zjednodušení tohoto vzorce na:

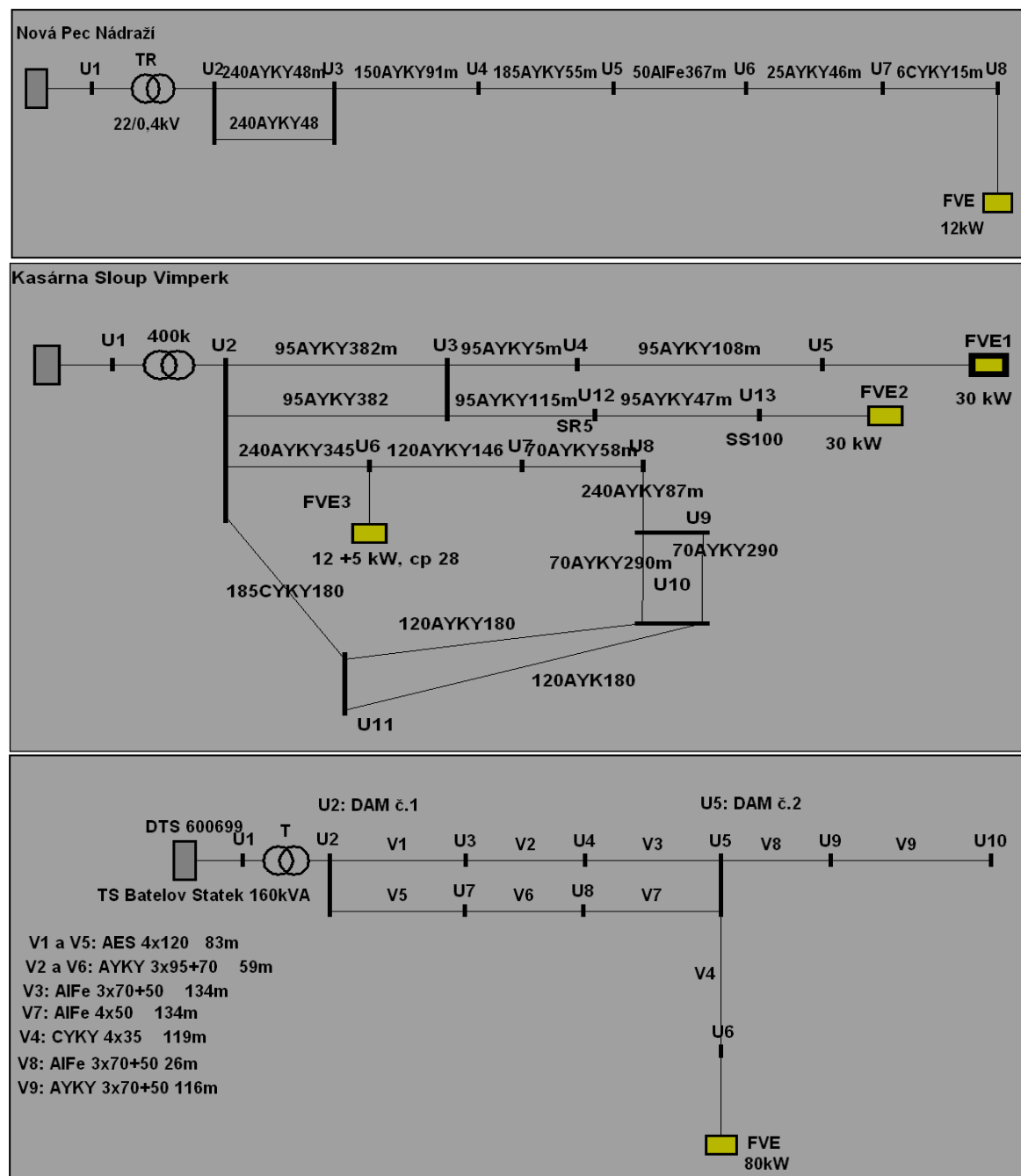
$$\Delta U_f = R \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (5.3.)$$

Při aplikaci tohoto výpočtu vychází například v případě výrobný na obr. 17 a):

$$\Delta U_{fmax} = -6,18 \rightarrow \Delta u_{fmax} = -2,69 \% (\Delta u_{fmax} \text{ změřené} = -2,1 \%) \quad (5.4.)$$

A v případě sítě na obr. 17 b):

$$\Delta U_{fmax} = -12,29 \rightarrow \Delta u_{fmax} = -5,34 \% (\Delta u_{fmax} \text{ změřené} = -5,41 \%) \quad (5.5.)$$



Obr. 17 a) Schéma sítě s jednou rozptýlenou výrobnou (nahore). b) Sít' s několika připojenými FVE (uprostřed). c) Sít' s větší výrobnou nn (dole).

Zdroj: E.ON Distribuce, a. s.

Avšak v případě sítě na obr. 17 c) vychází maximální napěťový úbytek pro vypočtené parametry v uzlu U6:

$$\Delta U_{fmax} = -9,24 \rightarrow \Delta u_{fmax} = -4,02 \% (\Delta u_{fmax} \text{ změřené} = -1,92 \%) \quad (5.6)$$

Poněkud lepší výsledek nám dá stejný výpočet provedený akorát pro uzel U5:

$$\Delta U_{fmax} = -4,96 \rightarrow \Delta u_{fmax} = -2,16 \% \quad (5.7)$$

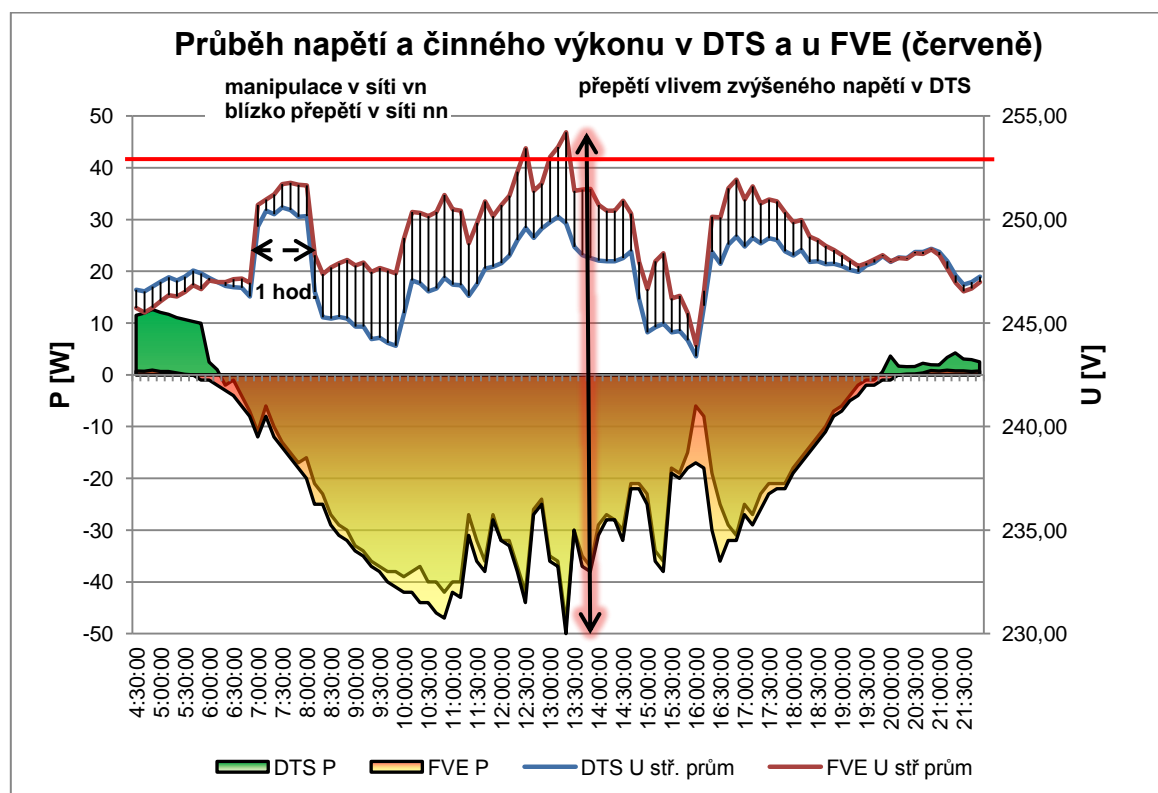
Naměřená maxima vycházejí z týdenních až dvoutýdenních měření provedených v jarních měsících (květen a červen), v nichž aspoň některé dny dosáhla výroba FVE svého maxima, která představovala u těchto vybraných třech výroben v případě a) 95 %, b) 85 % a c) 63 % jejich instalovaného výkonu. Z toho vyplývá, že teoretické hodnoty napěťového úbytku vzniklého přenosem plného jmenovitého výkonu výrobní, projevující se průtokem většího proudu I , na němž tento úbytek přímo úměrně závisí, mohou být výrazně vyšší než naměřené. To provozovateli DS na jednu stranu dává určitou rezervu při schvalování připojení nové výrobní, ale na druhou stranu znalost jejího instalovaného výkonu ještě nezaručuje přesný odhad jejího působení na síť.

Vidíme, že odhad maximálního napěťového úbytku v rozvětvenějších sítích ne vždy poskytne přesný výsledek, jenž nemusí nutně odpovídat skutečnosti. Může tedy být obtížné zaručit, že i při správně provedeném výpočtu, zajišťujícím teoreticky nízkou úroveň zpětných vlivů malé výrobní na síť nn, bude situace v síti po její instalaci skutečně vyhovující. Takovýto postup si může provozovatel DS dovolit u sítí s nízkým či nulovým jmenovitým výkonem jiných rozptýlených výroben a charakteristických vysokými hodnotami odebíraných výkonů zátěží – tedy v síti s odpovídající vyšší hodnotou zkratového výkonu, kde drobná výrobní o jmenovitém výkonu několika kW s nejvyšší pravděpodobností výraznější dopad na kvalitu napětí mít nebude.

Jiná situace je však v případě malých výroben v síti s malou hodnotou zkratového výkonu v přípojném místě, kdy následky instalace drobné výrobní lze někdy těžko odhadnout. Možností určení odpovídajícího maximálního napěťového úbytku při instalaci takovéto výrobní ale může být dočasné připojení přenosného zdroje (dieselového generátoru o odpovídající velikosti jmenovitého výkonu, či případně nižšího – pokud víme, že výrobní nikdy dodávky jmenovitého výkonu nedosáhne) do přípojného místa výrobní v době, kdy riziko přepětí hrozí nejvíce – během dne s minimální spotřebou v síti. Prostým vyhodnocením naměřených hodnot napětí u DG a v DTS lze určit dopady instalace nové výrobní na kvalitu napětí v síti a předem s jistotou říci, zda má smysl o jejím připojení k síti dál uvažovat – tedy například zjistit, zda připojením odpovídající velikosti převážně činného výkonu nebude překročen přírůstek napětí $du = 3 \% U_n$, čímž by byly porušeny Pravidla provozování distribučních soustav a připojení výrobní k síti by ani nemělo být schváleno.

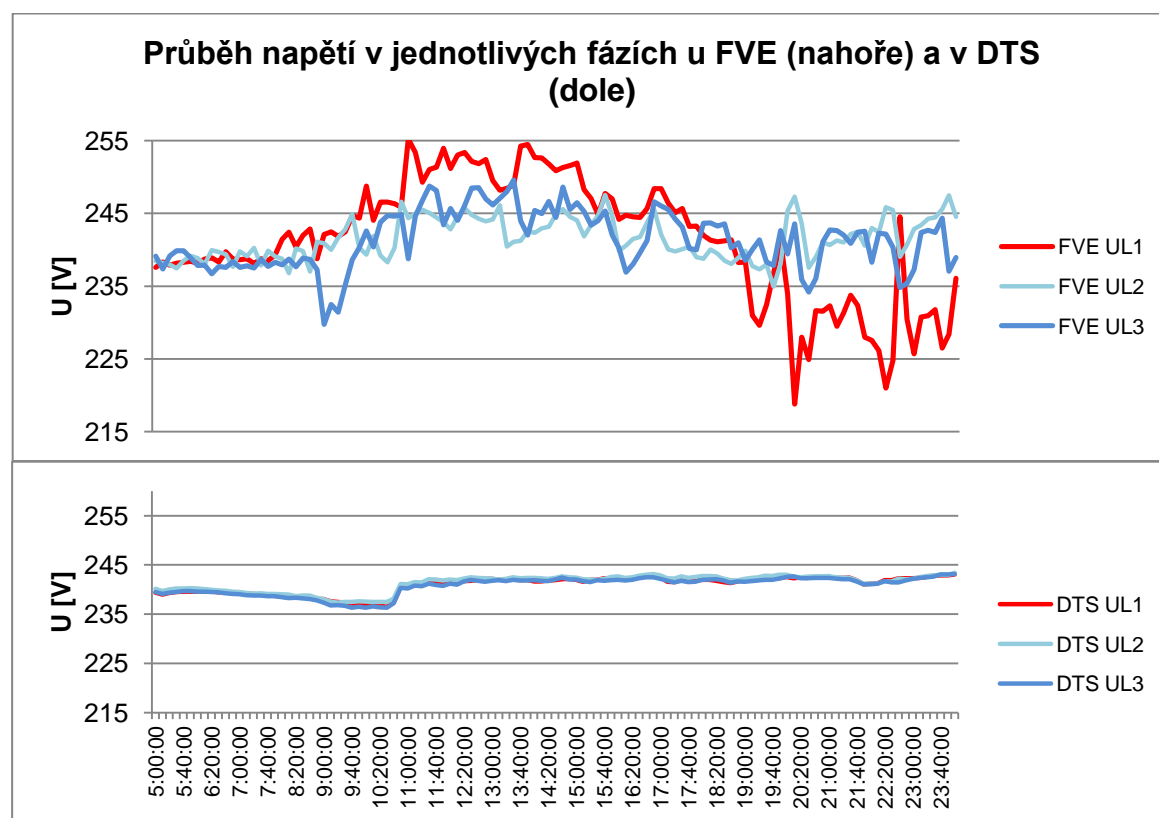
Při doplnění DG říditelnou zátěží paralelně připojené k tomuto zdroji by rovněž bylo možné simulovat proměnnou dodávku činného výkonu do sítě a jí odpovídající vznik flickeru. V případě plné výroby do sítě by měla zátěž impedanci maximální (jmenovitý výkon zdroje by tekla do sítě) a během simulace proměnné dodávky výkonu by se její impedance snižovala například podle časových průběhů předem naměřených hodnot z obdobné již připojené výrobní či dle průběhů nastavených obsluhou, takže by se část výkonu ztrácela v zátěži (například přeměnou na teplo) a jen určitá část vyráběného výkonu by byla exportována do sítě. Řízením poměru reaktance k odporu zátěže by též bylo možné regulovat účinník dodávaného výkonu tak, aby se co nejvíce blížil skutečnému účinníku rozptýlené výrobní při konkrétní hodnotě vyráběného výkonu (například při maximální výrobě by se účinník blížil -1). Jednalo by se o relativně jednoduchý a rychlý způsob predikce chování výrobní v síti bez rizika schválení připojení potenciálně problematického zdroje.

Co se týče již existujících drobných výroben v sítích nn lze problémy s přepětím řešit přepnutím odbočky na DTR tak, že snížíme výstupní napětí o 2,5 % či 5 % a k přepětí nedojde. Problémem však je, že častým důvodem příliš vysoké hodnoty napětí není nastavení odbočky DTR, nýbrž již vysoká hodnota napětí v síti vn, která může být způsobena existencí připojených vn výroben, jež mohou dle PPDS zvýšit vn napětí o 2 % U_n . Dále pak zvýšená penetrace rozptýlených výroben v okolních sítích nn způsobující další tok výkonu do DS vn tento efekt spolu se sníženou spotřebou v oblasti ještě umocní. Tuto situaci zachycuje obrázek č. 18, na němž je zachycen časový průběh měřených výkonů a napětí v DTS a v předávacím místě FVE nn během červnového víkendového dne s minimální spotřebou ale s významnou výrobou prakticky čistě činného výkonu ze solárních elektráren. Dobře patrný je regulační zásah v síti vn způsobující přechodné zvýšení napětí o cca 1,7 % mezi sedmou a osmou hodinou ranní, pravděpodobně kompenzující zvýšenou spotřebu domácností způsobující význačnější pokles napětí. Touto manipulací se však výrazně sníží dovolený interval přírůstku napětí vlivem provozu výroby na pouhých 1,3 %, což by v poledních hodinách s velkou pravděpodobností znamenalo vznik přepětí. To také vzniká i přesto, že bylo napětí v síti vn po osmé hodině ranní opět sníženo. Pokud by však došlo mezi 12. až 14. hodinou k opačné regulaci v síti vn – tedy k snížení napětí například o oněch 1,7 %, k žádnému přepětí by nedošlo. Znamenalo by to však snížení napětí i v dalších sítích nn, jež tato linka vn zásobuje. Lze ale přepokládat, že i v ostatních sítích je v tuto dobu spotřeba nižší, a snížení vstupního napětí v DTS tedy nezpůsobí příliš nízké napětí na koncích sítí nn.



Obr. 18: Síť č. 16. Průběh napětí a činného výkonu v měřených místech s dobře patrným exportem celého výkonu FVE do nadřazené sítě vn, v níž roste napětí, které po transformaci způsobí přepětí v síti nn.

Ne vždy ale jsou problémy v síti nn způsobeny regulacemi v síti vn. Tento stav znázorňuje obrázek č. 19, v jehož horní části vidíme průběhy napětí v předávacím místě výroby a dole pak v trafostanici. Je patrné, že hodnota napětí v DTS je poměrně stabilní, značící tak stabilní napětí i v nadřazené síti, které vykazuje změnu napětí cca 3 % U_n během zobrazeného intervalu. Oproti tomu u výroby napětí výrazně kolísá – zejména ve fázi č. 1, kde denní výkyv napětí dosahuje téměř 16 % U_n , což distributorovi nedává příliš příznivé podmínky pro udržení napětí v požadovaných mezích, které činí 20 % U_n . Poněkud lepší situace je ve zbylých fázích s výkyvy 5,5 % resp. 8,6 % U_n . Jedná se o FVE jmenovitého výkonu 15 kW, s přípojným bodem s nízkým $Sk'' = 280$ kVA. Obvykle se drobné FVE připojují jednofázově pouze do výkonu cca 5 kWp, a nedá se tedy předpokládat, že by v tomto případě byla udělána výjimka. Nicméně podobný průběh vykazují sítě s výkonem právě cca 5 kWp, u nichž hrozí vysoké riziko přepětí (a zvýšeného flickeru) právě v připojené fázi doprovázené poklesem napětí v ostatních fázích, zvyšující tak napěťovou nesymetrii v síti v době výroby ve FVE. Je otázkou, zda se v tomto případě jedná o tři 5kW jednotky připojené k jednotlivým fázím, z nichž právě pracovala pouze jedna, anebo o kombinaci symetrické výroby s nesymetrickým zatížením sítě připojenými spotřebiči.



Obr. 19: Síť č. 7: Průběh stabilního napětí v DTS (dole) a proměnného napětí u FVE (nahore).

Jisté však je, že jednofázově připojené výroby, či třífázově připojené výroby k síti s výraznými nesymetrickými odběry mohou v místech s nízkou hodnotou zkratového výkonu způsobovat značné problémy i při relativně malých jmenovitých výkonech. Řešení by tedy bylo buď přeskupení zátěží v síti do více symetrické konfigurace, či připojení výroby do bodu s vyšším zkratovým výkonem, kde by její vliv na symetrii napětí byl nižší, nebo pak zajistit symetrizaci napětí v nevyhovujících sítích instalací

Steinmetzova transformátoru – trojfázového transformátoru vybaveného symetrizující zátěží skládající se z kondenzátoru a cívk, jejichž dimenzování je provedeno s ohledem na velikost jednofázové zátěže tak, aby se jejich jalový výkon rovnal činnému výkonu zátěže. Finančně nákladnější variantou je instalace statických kompenzátorů jalového výkonu s rychle se měnící hodnotou impedance podle potřeby tak, aby byly kompenzovány její změny v jednotlivých fázích na symetrickou hodnotu tam, kde by symetrizační transformátor nebyl dostačující.

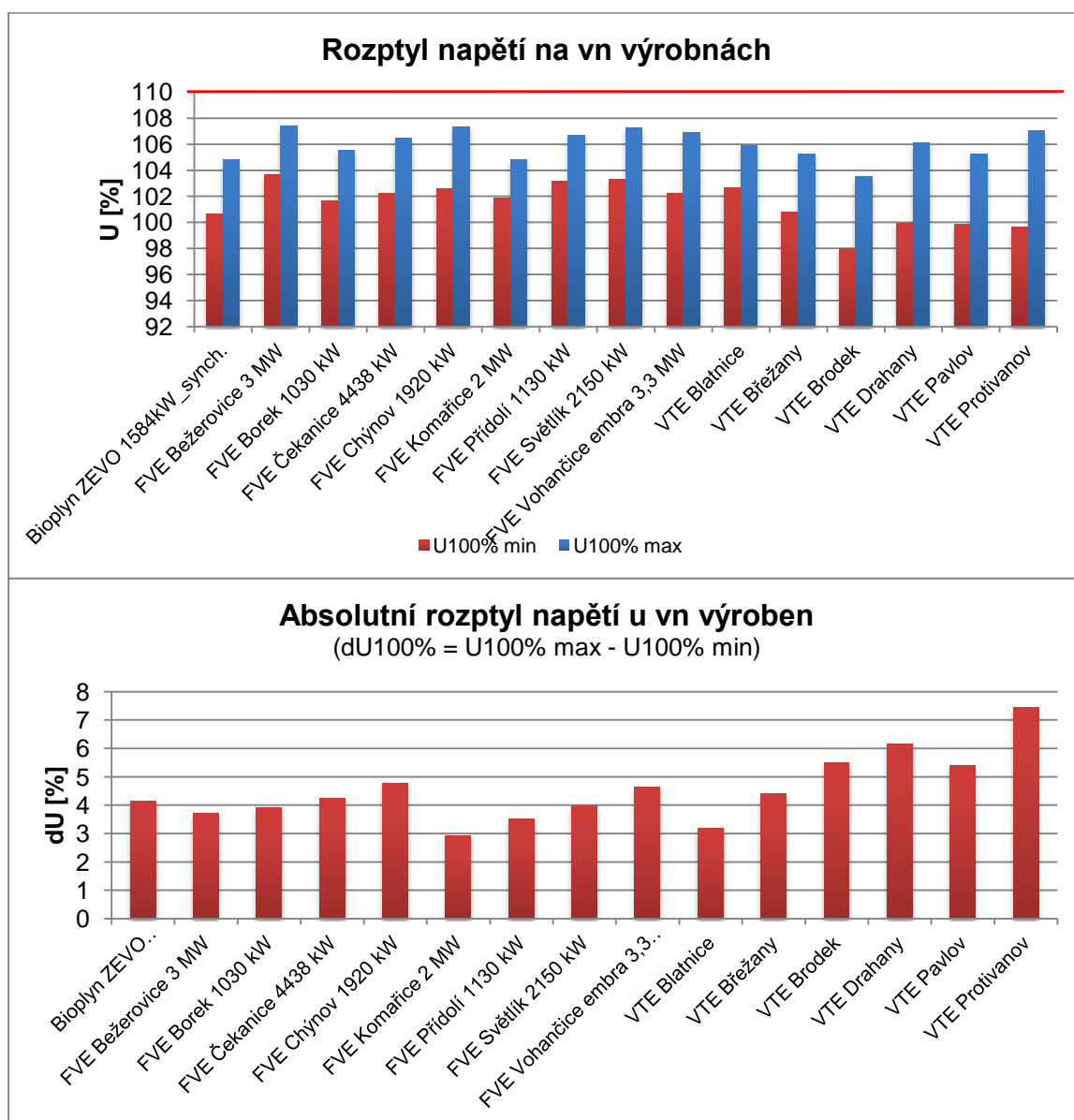
Pro zlepšení situace ve výše popsaném typu sítí je tedy nutné hledat i jiné metody regulace napětí, než jsou klasické – snížení odbočky na DTR, pokud se na jeho sekundárních svorkách během dne nevyskytuje průměrná desetiminutová hodnota fázového napětí nižší než 220 V [30], či instalace přibližně třikrát dražšího typu DTR, jehož nastavení odboček je možné regulovat pod zatížením, který sice dokáže korigovat napětí na začátku sítě s ohledem na jeho hodnotu v koncových bodech, avšak jeho nesymetrii, způsobující problémy s přepětím, právě u jednofázových FVE, či nesymetricky zatěžovaných sítích s drobnými FVE příliš nezmírní.

Základem kvalitních parametrů napětí v síti nn s rozptýlenou výrobou je její připojování do míst s vysokou hodnotou zkratového výkonu. Dle závěrů vyplývajících z práce [37] odpovídá potřebný zkratový výkon v přípojném místě sítě splňující požadavky normy ČSN EN 50160 hodnotě větší než 900 kVA. Zahrneme-li navíc vliv připojených výroben, je pro dodržení kvality napětí lepší zajistit jejich připojení do míst s ještě mnohem vyšším zkratovým výkonem. Jeho zvýšení je možné buď instalací vedení či kabelů s větším účinným průřezem, popřípadě posílením stávající linky další paralelní linkou, anebo stavbou nových DTS. Důležitým faktorem ovlivňujícím hodnotu zkratového výkonu je rovněž délka – především tedy vzdálenost přípojného místa FVE od DTS. I při užití kabelů s nejvyšším běžně užívaným průřezem (NAYY150) klesá hodnota zkratového výkonu pro síť napájenou z DTS o výkonu 400 kVA pod 900 kVA od délky větší než 830 m. Využitím venkovního vedení s nejvyšším běžně užívaným průřezem (AES120) se příslušná vzdálenost od DTS zkrátí na 710 m. Běžně jsou však malé FVE instalovány v sítích napájených transformátorem nižšího jmenovitého výkonu a rovněž napájecí linka bývá složena z různých dlouhých kombinovaných úseků venkovního vedení a kabelu, tudíž vzdálenost bodu s dostatečným zkratovým výkonem od DTS může být v praxi podstatně nižší.

Možností řešení nevyhovující situace je tedy posílení sítě nn buď instalací nové napájecí DTS, což představuje investiční náklady přibližně 450 000 Kč za vlastní trafostanici včetně transformátoru a dalších 300 tisíc Kč za každý nový kilometr vedení vn, nebo instalací nového vedení – venkovního AIFe s cenami od cca 120 tis. Kč/km při využití stávajících podpěr až přes 1 mil. Kč/km (za nové vedení NFA2X 2x4x240), či kabelového s cenovým rozpětím pro jednotlivé druhy kabelů NAYY 50 až 2x240 odpovídajícím cca 600 tis. Kč až 1 mil. Kč za kilometr pro ceny platné v roce 2009 [38]. Což představuje srovnatelné náklady s instalací samotné FVE, jejíž cena se běžně pohybuje přibližně kolem 1,1 mil. Kč za 10 kW výrobní (bez montáže, rozvaděče, apod.). Stojí za úvahu tedy zvážit, zda při připojování nových rozptýlených výroben FVE do sítě nn nepožadovat po žadateli o připojení rovněž povinné vypracování Studie připojitelnosti výrobní, jako je tomu u výroben vyšších výkonů, které, jak bude diskutováno dále, požadovaná kritéria kvality napětí splňují.

5.2. Zhodnocení měření 15 vn výroben

Pro získání představ o dopadech rozptýlené výroby na kvalitu napětí v sítích vysokého napětí 22 kV jsem provedl analýzu měření 15 reprezentativních OZE – fotovoltaiky, větrných elektráren a jedné bioplynové stanice. Z výsledků vyplývá, že žádná z měřených elektráren nepřekračuje ani v jediné zkoumané veličině požadavky normy ČSN EN 50160. Absolutní rozptyl napětí u velkých FVE nepřekračuje 5 % jmenovité hodnoty. U větrných farem je tato hodnota mírně větší, avšak nedosahuje 8 % U_n , což je více, než optimální rozptyl do $dU = 5 \% U_n$ v síti vn, avšak pořád se ještě jedná o relativně příznivou hodnotu ve srovnání s některými nevyhovujícími sítěmi nn, u nichž se nezdá vyskytuje i dvojnásobná velikost procentního rozptylu napětí. Na následujících grafech (obr. č. 20) jsou znázorněny výsledky měření s ohledem na dosažené napěťové extrémy změřené během 10min. intervalů za měřené období.



Obr. 20: Nahoře: Poměrný rozptyl napětí u jednotlivých výroben vn.
Dole: Absolutní rozptyl napětí $dU_{100\%}$.

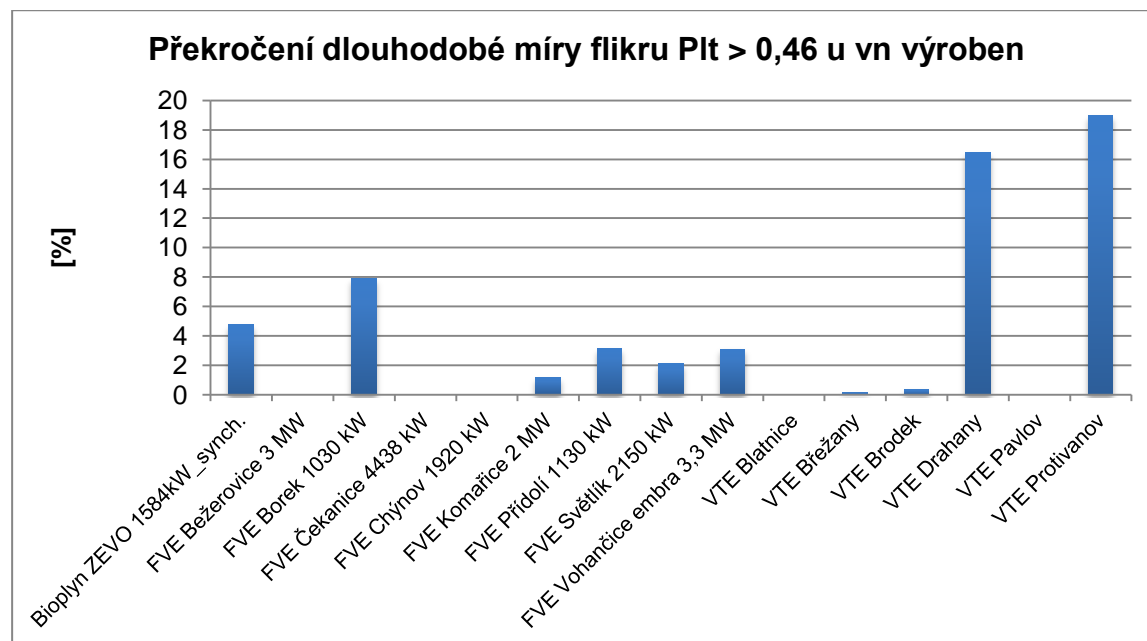
Problém však může nastat, pokud je takováto výrobná připojena do sítě vn v blízkosti vývodu k DTS s instalovanou výrobnou nn, způsobující nárůst napětí, o němž bylo hovořeno dříve například v souvislosti se sítí na obrázku č. 18. Právě v takovýchto případech může být příspěvek vn výroben na výskyt přepětí v síti nn rozhodující. Dosáhne-li například hodnota napětí v síti vn více, jak 107 %, hrozí při DTS s transformátorem typu 22/0,42 kV na konci linky nn přepětí – vlivem 3% napěťového přírůstku od FVE. A to i přesto, že je na DTR nastavená krajní odbočka -5 %, zajišťující za jmenovitých hodnot napětí na sekundární straně $U = 400 \text{ V}$. V tomto případě nelze žádnou regulací na DTR situaci zlepšit. Jednou z možností řešení tohoto problému tedy je výměna stávajícího DTR za typ 22/0,4 kV, snižující tuto hodnotu při stejném nastavení odbočky na 102 % U_n na sekundární straně během zvýšeného napětí 107 % U_n na primárním vinutí, čímž i při přispění výrobní nn během nízké spotřeby vznikne ve většině případů dostatečná rezerva 8 % U_n , než by došlo k přepětí.

Změna však nastane ve večerních hodinách, kdy vlivem zvýšené spotřeby především na osvětlení a jiných domácích spotřebičů kombinované s absencí dodávky výkonu z FVE či VTE, když zrovna není optimální situace pro její provoz, může poklesnout napětí v síti vn pod 100 % U_n , čímž při dříve diskutovaném nastavení odboček na DTR 22/0,4 kV je hodnota napětí na jeho sekundární straně menší, než 95 % U_n a v místě spotřeby s běžně povoleným úbytkem napětí do 5 % U_n tak může hodnota napětí poklesnout pod limitních 90 % U_n . Toto obzvláště platí v sítích s nízkou hodnotou zkratového výkonu, v níž je připojena velká jednofázová zátěž způsobující 1f pokles napětí především při jejím rozběhu, kdy často napětí může klesat mnohem výrazněji, a proto je pro zabránění vzniku podpětí v síti nn dle provozních zkušeností v DS lépe udržovat napětí v síti vn nad 103,5 % U_n .

Podíváme-li se na výsledky provedeného měření, jsou v tomto ohledu problematičtější větrné elektrárny, v jejichž okolí dochází v síti vn k významnějším poklesům napětí – často i pod zmíněných 100 % U_n . Především u sítí s výrobnami typu VTE Brodek by bylo vhodné zvýšit napětí v síti vn na úroveň napětí, jako má například síť s VTE Břežany. Síť s FVE vn vykazují naopak průměrně vyšší napětí, avšak s nižším rozptylem hodnot, jenž je při vyšší napěťové úrovni potřebný pro zachování provozu přijatelných podmínek na nižších napěťových hladinách. Ve třetině z měřených sítí s FVE vn byla zaznamenáno napětí větší, než 107 % U_n – tedy hodnota, při níž se již mohou vyskytnout přepětí v sítích nn, a bylo by tedy vhodné zásahem HRT v rozvodně 110/22 kV jeho úroveň mírně snížit, aby tuto hodnotu nepřekračovala – optimálně by se tedy mělo napětí pohybovat v maximálním rozsahu cca 103 až 107 % U_n , přičemž, čím blíže středu tohoto intervalu se bude napětí pohybovat, tím lepší budou napěťové poměry v sítích nn, v nichž se zvýší velikost dovoleného procentuálního rozsahu a k přepětí, či podpětí vlivem rozptýlené výroby či zvýšené spotřeby ve většině sítí docházet pravděpodobně nebude.

Co se týče flickeru, který místy dosahuje vyšších hodnot i u vn výroben, není situace tak nepříznivá, jako u některých sítí nn s FVE. Dle průběhů naměřených hodnot hodnota flickeru u vn FVE nemusí vždy s výrobou úplně korelovat. To platí především pro vysoké hodnoty činitele $P_{it} > 1$, který se často takto zvýší i v době, kdy výrobná nedodává, a naopak při velkých dodávaných výkonech (často i značně časově proměnlivých) se P_{it} v převážné části časového úseku jednotlivých měření drží hluboko pod limitní hodnotou 1. Procentuelní překročení dlouhodobé míry flickeru v jednotlivých případech je znázorněno na následujícím grafu (obr. č. 21). Vidíme, že když už výrobní nějaký

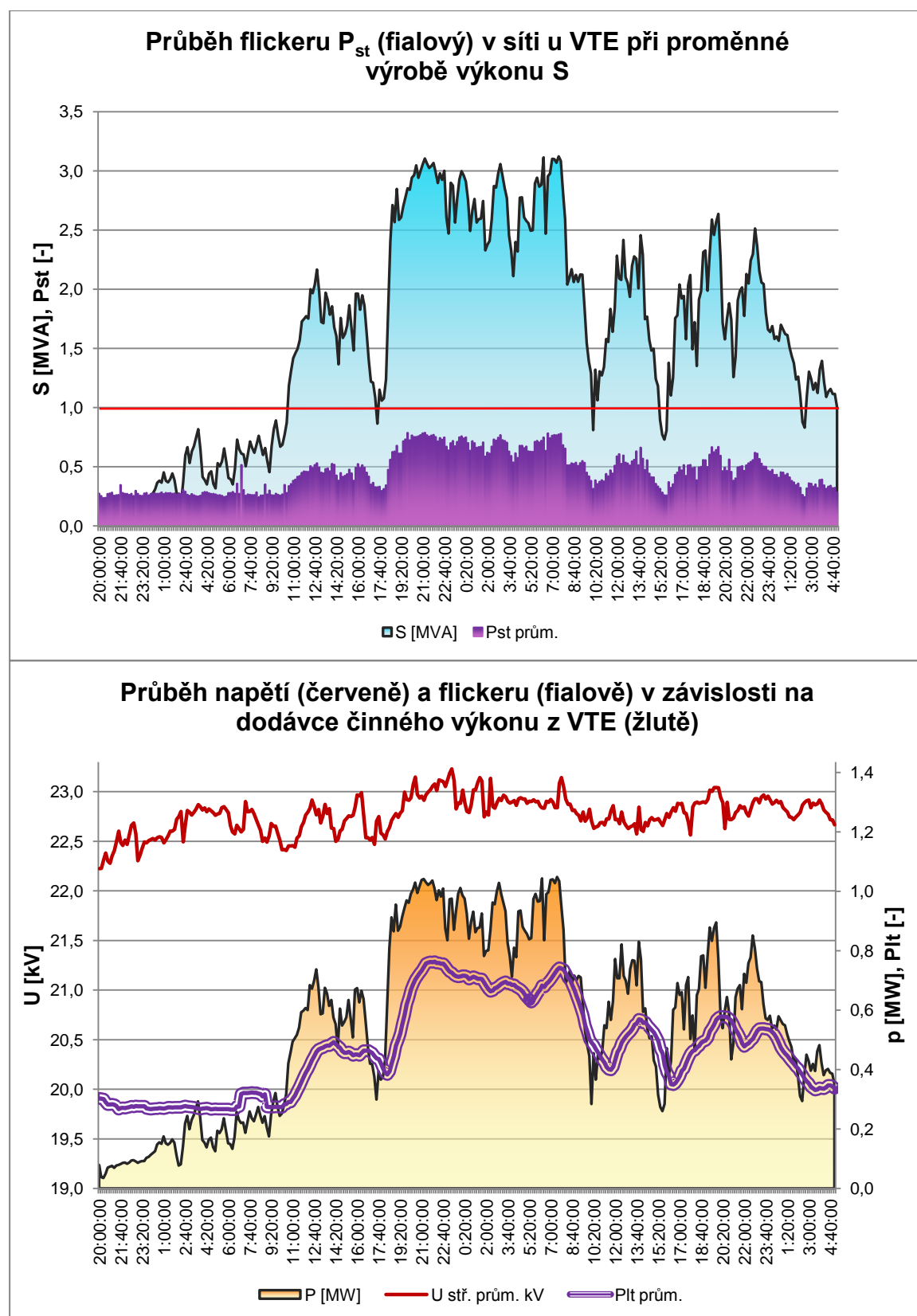
flicker způsobují, pak větší vliv na úroveň flickeru v síti vn mají připojené VTE oproti FVE a bioplynu. Přesto však žádná z měřených výroben nepřekročila procentuelní podíl 5 % desetiminutových měřících intervalů se zvýšeným flickerem ($P_{It} > 1$).



Obr. 21: Výčet měřených výroben vn s vyznačeným procentní úhrnem desetiminutových měřených intervalů s překročenou hodnotou činitele dlouhodobé míry flickeru $P_{It} > 0,46$.

Na průbězích v obrázku číslo 22 vidíme průběh v části měřeného časového období na VTE Protivanov. Vzájemná závislost dodávaného komplexního výkonu a hodnotě P_{It} v síti je zde velmi patrná. Vzhledem k větší velikosti zkratového výkonu sítě vn, do níž je výroba připojena, vůči výkonu VTE je úroveň flickeru i při zvýšené výrobě udržována na přijatelných hodnotách, které jsou odpovídajícím způsobem navýšené od stabilní hodnoty v síti ($P_{st} \cong 0,27$) o přídavek výroby, dosahující hodnoty až $P_{st} \cong 0,5$. Tento stav přibližně odpovídá dobře provedené Studii připojitelnosti rozptýlených výroben většího výkonu, pro něž je vyžadována v PPDS, podle nichž by právě příspěvek flickeru od jedné výroby neměl přesáhnout hodnotu činitele dlouhodobé míry flickeru $P_{It} = 0,46$, což je zhruba splněno.

Nízká míra flickeru v síti vn je základním předpokladem vyhovující situace v sítích nízkého napětí, jelikož se vzhledem k nízkým impedancím sítě vzhledem k impedanci spotřebičů (vysoká obzvlášť při nízké spotřebě) toto kolísání napětí snadno šíří do nižší napěťové hladiny, kde se superponuje na místní úroveň flickeru, která v kombinaci s rozptýlenou výrobnou připojenou k síti nízkého napětí může mít tendenci překročit povolené meze. Tento stav pak teoreticky snižuje dovolený přírůstek flickeru vlivem připojené nn výroby na nižší hodnoty než udávají PPDS při jeho udržení v přípustných limitech dle ČSN EN 50160. Naštěstí ale, jak ukázala měření, se tento efekt ve většině měřených případů neprokázal jako příliš závažný, a vliv zvýšeného flickeru způsobeného provozem rozptýlené výroby v síti vn na hodnotu flickeru v síti nn tedy nepředstavuje obecný problém. V případě podezření v konkrétní lokalitě s vysokou penetrací OZE v DS je pak dobré provést současné měření jak u výroby vn, tak v síti nn (u DTS a FVE nn), které by případně prokázalo, zda je na vině ta která výroba a zda lze vzniklý stav nějakým způsobem vylepšit.

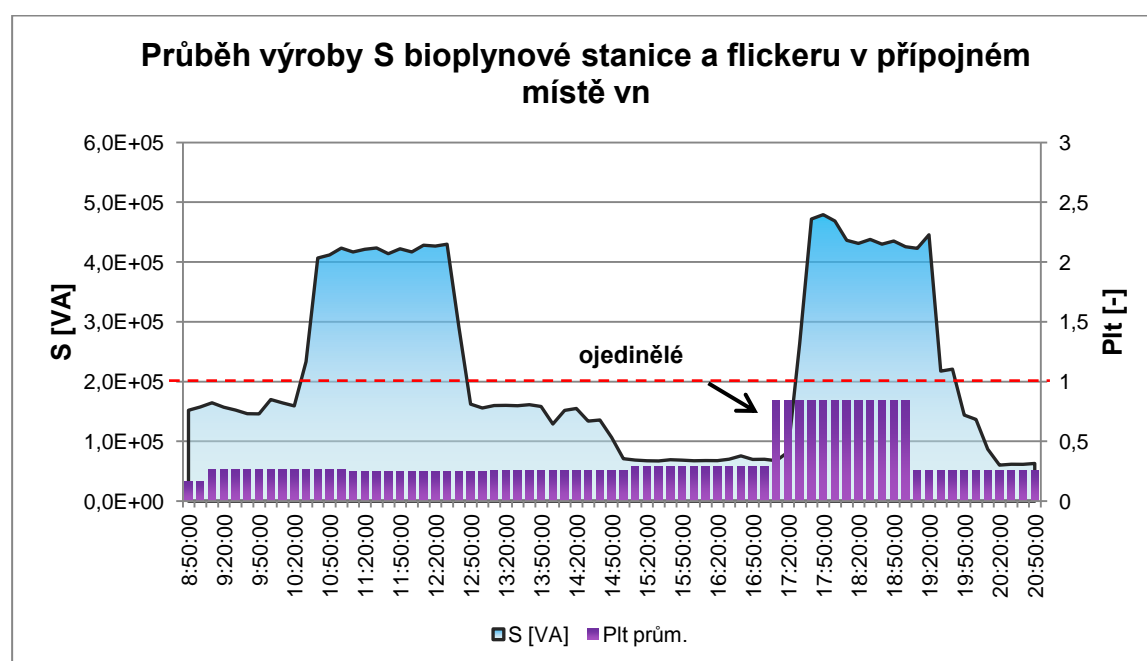


Obr. 22: VTE Protivanov: Nahore: průběh průměrných fázových hodnot komplexního výkonu S (modře) a činitele krátkodobé míry flickeru P_{st} (fialově). Dole: průběh průměrných fázových hodnot činného výkonu P (oranžově), dlouhodobého flickeru P_{It} (fialová skládaná čára) a průměrného sdruženého napětí (červeně).

Pro doplnění představy o napěťových poměrech v této síti je v dolní části obr. č. 22 vynesena stejný časový úsek zobrazující průběh průměrného sdruženého napětí a dlouhodobého flickeru P_{lt} – tentokrát v závislosti na dodávce činného výkonu z výroby. Je patrné, že během zvýšené výroby mírně roste napětí, ovšem jeho poměrná změna bývá jen v řádu maximálně několika málo procent, a je tak co do velikosti srovnatelná s regulačními zásahy na HRT, čímž se potvrzuje, že především během slunečných (respektive větrných) dní, kdy je výroba z FVE (VTE) největší, nemají vn výroby zdaleka tak výrazný dopad na napěťové poměry v sítích nízkého napětí, jako mohou mít rozptýlené výroby připojené přímo do sítě nn.

Důvodem, proč je úroveň kolísání napětí u FVE vn nízká, je pomalý způsob připojování zdroje s nárůstem výkonu o velikosti desítek W/s přibližně do 10 % jmenovitého výkonu, kdy se často osvit panelů mění s vyšší četností (například ranní či večerní hodiny). Od vyššího výkonu se jeho hodnota nemění skokově, ale se strmostí v řádu jednotek až desítek kW/s.

Ne vždy je tedy flicker v měřeném předávacím místě u výroby výrazně zvýšen právě vinou samotné výroby. Někdy k takovému jevu ale také dochází, jako je tomu vidět na průběhu výroby komplexního výkonu S dodávaného bioplynovou stanicí se dvěma synchronními generátory o výkonu $P_n = 717$ kW na jednu kogenerační jednotku (obr. č. 23). Jsou zde patrné dva delší časové úseky výroby, z nichž pouze v druhém případě je přechodně výrazněji flicker zvýšen. Otázkou je, zda bylo podobné zvýšení flickeru (se stálou maximální hodnotou během svého trvání) běžně se vyskytující a popřípadě co jej způsobilo (jedná se pouze o výjimečné zvýšení). Pak záleží na provozovateli dané výroby, aby se snažil podobné náhodné zvýšení flickeru eliminovat, a snížit tak jeho úroveň v síti nn jakožto důsledek jeho nižší hodnoty v síti vn.



Obr. 23: Bioplynová stanice ZEVO synchronní stroj 1584 kW: průběh průměrných fázových hodnot komplexního výkonu S (modře) a činitele dlouhodobé míry flickeru P_{st} (fialově).

5.2.1. Shrnutí výsledků měření sítí vn

Celkové shrnutí výsledků měření vn výroben uzavírá následující tabulka číslo 4:

Tabulka 4: Souhrn výsledků měření výroben vn s vyznačením maximálních a minimálních dosažených hodnot napětí během desetiminutových měřicích intervalů a procentního počtu intervalů s příliš vysokým činitelem dlouhodobého flickeru dle ČSN 50160 a doporučených bezpečných hodnot dlouhodobého flickeru dle PPDS a EN 61000-3-3.

NÁZEV SÍTĚ	STAV	U L1 MAX [kV]	U L2 MAX [kV]	U L3 MAX [kV]	U MAX [%]	U MIN [kV]	U MIN [%]	P _{It} >1 % MAX [%]	P _{It} >0,46 % MAX [%]	P _{st} >0,8 % MAX [%]
Bioplyn ZEVO 1584 kW synch. stroj	OK	13,31	13,31	13,25	104,78	12,78	100,65	0,00	4,76	0,69
FVE Bežerovice 3 MW	OK	23,43	23,50	23,63	107,39	22,81	103,66	0,00	0,00	0,00
FVE Borek 1030 kW	OK	23,11	23,21	23,22	105,56	22,36	101,64	0,08	7,89	1,55
FVE Čekanice 4438 kW	OK	23,22	23,31	23,43	106,50	22,50	102,25	0,00	0,00	0,00
FVE Chýnov 1920 kW	OK	23,40	23,45	23,62	107,35	22,57	102,57	0,00	0,00	0,00
FVE Komařice 2 MW	OK	23,03	23,05	23,05	104,78	22,40	101,84	0,00	1,17	0,20
FVE Přídolí 1130 kW	OK	23,45	23,46	23,46	106,65	22,69	103,13	1,07	3,13	0,45
FVE Světlík 2150 kW	OK	23,55	23,59	23,60	107,28	22,73	103,30	0,00	2,11	0,35
FVE Vohančice embra 3,3 MW	OK	23,47	23,48	23,51	106,87	22,49	102,22	1,03	3,10	0,34
VTE Blatnice	OK	23,29	23,23	23,15	105,88	22,59	102,69	0,00	0,00	0,00
VTE Břežany	OK	23,07	23,08	23,15	105,21	22,18	100,82	0,16	0,16	0,16
VTE Brodek	OK	22,67	22,77	22,75	103,50	21,56	98,01	0,38	0,38	0,13
VTE Drahany	OK	23,34	23,27	23,28	106,09	21,98	99,91	0,00	16,43	0,11
VTE Pavlov	OK	23,15	23,01	23,01	105,21	21,96	99,82	0,00	0,00	0,00
VTE Protivanov	OK	23,41	23,45	23,55	107,04	21,91	99,61	0,08	18,99	0,27
POČET SPLŇUJÍCÍ ČSN 50160 [%]:	MĚŘENÍ NORMU 100	NAPĚTÍ V MEZÍCH [%]:			100	FLICKER V MEZÍCH [%]:		100	PPDS; EN 61000- 3-3 (bezpečná hodnota)	

Závěrem lze tedy říci, že pokud nechce provozovatel DS sahat k opatřením zvyšující zkratový výkon problematických sítí nn, či instalaci nových zařízení (SVC, DTR s regulací pod zatížením apod.), je třeba se zaměřit na kvalitní regulaci napětí v síti vn – ať už sezónní regulaci podle očekávané produkce připojených OZE, nebo dynamickou regulaci, jakožto odezvu na aktuální výstupní data z instalovaných smart meterů v každém přípojném místě rozptýlených výroben nebo regulaci DTR pod zatížením tak, aby hodnota napětí v síti vn byla pokud možno co nejstabilnější, čímž zajistí dobré podmínky i pro převážnou většinu sítí nn s instalovanými OZE malého výkonu – alespoň co se možnosti překročení napěťových limitů dle ČSN EN 50160 týče. Ve zbylém zlomku sítí nn s opravdu nevhodně připojenou rozptýlenou výrobnou pak bude PDS pravděpodobně nucen k vynaložení určitých finančních prostředků k jejich posílení, aby nadále ke zmíněným zpětným vlivům na síť nn nedocházelo.

6. ZÁVĚR

Cílem této práce bylo prozkoumání problematiky připojování a provozu rozptýlených výroben ve vztahu k dopadu na napěťové poměry v distribuční síti, s nimiž se váže legislativní rámec povolených mezních stavů sítě, mezi kterými by se jednotlivé parametry dodávané elektrické energie měly pohybovat.

Zvýšením podílu rozptýlené výroby především z obnovitelných zdrojů elektrické energie rovněž roste počet nevyhovujících sítí s ohledem na kvalitu napětí, což ve snaze zajistit patřičnou úroveň kvality dodávky elektřiny koncovým zákazníkům navyšuje investiční i provozní náklady na opatření, která toto zajistí.

V práci jsem se pokusil najít způsoby pro minimalizaci dopadů provozu OZE připojených do sítě nn. Věnoval jsem se i dané problematice z pohledu provozovatelů rozptýlených výroben. Provedl jsem detailní analýzu výsledků velmi objemného souboru dat, obsahujícím často více než sto různých časových průběhů zkoumaných veličin měřených v desetiminutových intervalech po dobu jednoho až dvou týdnů. Hlavní pozornost jsem věnoval rozboru měření 23 sítí nízkého napětí s instalovanými FVE. A dále pro doplnění obrazu o vlivu OZE na kvalitu napětí v síti nn jsem rovněž analyzoval 15 výroben připojených k síti vysokého napětí, jenž napěťové poměry sítě nn bezprostředně ovlivňuje. Zde se jednalo o velké fotovoltaické a větrné farmy a jednu bioplynovou stanici. V několika vybraných sítích nn s nevyhovujícími hodnotami napětí, případně flickeru generovaného během zvýšené výroby z FVE jsem provedl analýzu sítě a navrhl jsem opatření pro zlepšení stávající situace.

Výsledkem jsou nejen podklady pro stanovení pravidel, určujících podmínky připojování další rozptýlené výroby do distribuční sítě nn, při dosažení co nejmenších zpětných vlivů na napájecí síť způsobujících nekvalitní dodávku elektřiny ostatních zákazníků připojených do sítě, ale i návrhy možných způsobů zlepšení kvality napětí ve stávajících nevyhovujících sítích s rozptýlenou výrobou tak, aby bylo dosaženo co nejvyššího procenta sítí splňujících požadavky normy ČSN EN 50160 v platném znění.

7. LITERATURA:

- [1] Fotovoltaika in Wikipedia: the free encyclopedia [online]. St. Petersburg (Florida): Wikipedia Foundation, 16 October 2003 , 1 March 2010 [cit. 2011-10-25]. Dostupné z WWW: <<http://cs.wikipedia.org/wiki/Fotovoltaika>>.
- [2] Kernan, A. – Global PV market up 139% Tougher times ahead. *Leonardo Energy* [online]. 5 Sep. 2011 [cit. 2011-10-15]. Dostupné z WWW: <<http://www.leonardo-energy.org/global-pv-market-139-tougher-times-ahead>>.
- [3] Solarbuzz Reports World Solar Photovoltaic Market Grew to 18.2 Gigawatts in 2010, Up 139% Y/Y. *Solarbuzz* [online]. March 2011 [cit. 2011-10-15]. Dostupné z WWW: <<http://www.solarbuzz.com/our-research/recent-findings/solarbuzz-reports-world-solar-photovoltaic-market-grew-182-gigawatts-20>>.
- [4] Energetický regulační úřad – Roční zpráva o provozu ES ČR 2010 – Výkon [online]. 31. 12. 2010 [cit. 2011-10-20]. Dostupné z WWW: <http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/rocni_zprava/2010/pdf/vykon.pdf>.
- [5] Energetický regulační úřad – Roční zpráva o provozu ES ČR 2010 – Energie [online]. 31. 12. 2010 [cit. 2011-10-20]. Dostupné z WWW: <http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/rocni_zprava/2010/pdf/energie.pdf>.
- [6] Doležel, J. – Zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů energie (zákon č. 180/2005 Sb.). *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. 16. 1. 2006 [cit. 2011-10-24]. Dostupné z WWW: <<http://www.mpo.cz/dokument6697.html>>.
- [7] Vitásková, A. – Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 4/2011. Energetický regulační úřad [online]. 20. 11. 2011 [cit. 2011-11-04] Dostupné z WWW: <http://www.eru.cz/user_data/files/cenova%20rozhodnuti/navrh/Cenov%C3%A9%20rozhodnut%C3%AD%20-%20OZE%20KVET%20a%20DZ%20na%202012konec.pdf>.
- [8] ČTK – Distribuce a ČEPS znovu začnou posuzovat připojování fotovoltaik, *Finanční noviny* [online]. 19. 9. 2011, Praha [cit. 2011-11-08]. ISSN: 1213-4996. Dostupné z WWW: <http://www.financninoviny.cz/zpravodajstvi/energetika/zpravy/distribuce-a-ceps-znovu-zacnou-posuzovat-pripojovani-fotovoltaik/689552&id_seznam=>>.
- [9] Nazeleno.cz – Zelený bonus [online]. [cit. 2011-11-10]. ISSN 1803-4160 Dostupné z WWW: <<http://www.nazeleno.cz/zeleny-bonus.dic>>.
- [10] Archalous, M. – Výkupní ceny elektřiny 2012 jen pro elektrárny do 100 kW, *Nazeleno.cz* [online]. 15. 8. 2011, [cit. 2011-11-11]. ISSN 1803-4160 Dostupné z WWW: <<http://www.nazeleno.cz/energie/vykupni-ceny-elektřiny-2012-jen-pro-elektrarny-do-100-kw.aspx>>.
- [11] Energetický zákon 458/2000 Sb. v platném znění
- [12] Vyhl.540/2005 Sb. v platném znění

- [13] Pravidla provozování distribučních soustav – Příloha 4, Pravidla pro paralelní provoz zdrojů se sítí provozovatele distribuční soustavy
- [14] ČSN EN 50160 ed.3 v platném znění
- [15] Procházka, K., Sekera, T. – Problémy se zaváděním ČSN EN 50160 Ed.3 a jejich řešení, Referáty konference ČK CIRED 2011, 8. - 9. 11. 2011, Tábor, ISBN 978-80-905014-0-9
- [16] Vaculík, P., Novotný, J. – Nové poznatky a zkušenosti s dispečerským řízením OZE připojených do DS E.ON, Referáty konference ČK CIRED 2011, 8. - 9. 11. 2011, Tábor, ISBN 978-80-905014-0-9
- [17] Tlustý, J., Švec, J., Müller, Z., Sýkora, T. – Vybrané problémy připojování a provozu OZE v distribučních soustavách, Referáty konference ČK CIRED 2010, 9. - 10. 11. 2010, Tábor, ISBN 978-80-254-8519-4
- [18] Poncarová, J. – Co zavádí novela energetického zákona 2011? *Nazeleno.cz* [online]. 1. 8. 2011, [cit. 2011-11-11]. ISSN 1803-4160 Dostupné z WWW: <<http://ray-on.cz/detail/zprava/co-zavadi-novela-energetickeho-zakona-2011/>>.
- [19] Havel, V., Horáček, P., Janeček, E. – Vliv výroby z fotovoltaických elektráren na náklady na řízení přenosové soustavy ČR, ČVUT v Praze – Fakulta elektrotechnická, ZČU v Plzni – Fakulta aplikovaných věd, 11. 6. 2010, [cit. 2011-11-20]. Dostupné z WWW: <http://www2.humusoft.cz/www/papers/finsem10/FinSem_2010_Havel.pdf>.
- [20] Pospíšil, J., Pospíšil, P., Málek, R. – Monitoring a diagnostika obnovitelných zdrojů energie /OZE/, Referáty konference ČK CIRED 2011, 8. - 9. 11. 2011, Tábor, ISBN 978-80-905014-0-9
- [21] Větrná energie in Wikipedia: the free encyclopedia [online]. St. Petersburg (Florida): Wikipedia Foundation, 16 October 2003 , 10 October 2004 [cit. 2011-10-28]. Dostupné z WWW: <http://cs.wikipedia.org/wiki/V%C4%Btrn%C3%A1_energie>.
- [22] Vitásková, A. – Energetický regulační věstník. *Energetický regulační úřad*, Ročník 11, Částka 7 [online]. 24. 11. 2011, Jihlava [cit. 2011-11-30] Dostupné z WWW: <http://www.eru.cz/user_data/files/ERV/ERV_7_2011.pdf>.
- [23] Götz, M. – Řízení účinníku a kompenzace jalového výkonu na FVE, *Solartechnika* [online]. [cit. 2011-12-05] Dostupné z WWW: <<http://www.solartechnika.sk/solartechnika-12010/rizeni-uciniku-a-kompenzace-jaloveho-vykonu-na-fve.html>>.
- [24] Su, C. L. “Comparative Analysis of Voltage Control Strategies in Distribution Networks with Distributed Generation”, *IEEE Technical Report*, Sep. 2009. ISBN 978-1-4244-4241-6
- [25] Tomonobu, S., et al., “Optimal Distribution Voltage Control and Coordination With Distributed Generation”, *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 23, no. 2, Apr. 2008.

- [26] Liu, Y., et al., "Distribution System Voltage Performance Analysis for High-Penetration PV," *IEEE Energy2030*, 17-18 Nov. 2008, Atlanta, Georgia, USA.
- [27] O'Gorman, R., Redfern, M. "The Impact of Distributed Generation on Voltage Control in Distribution Systems", *CIREC 2005*, 6-9. 6. 2005, Turin
- [28] Pospíšil, J., Tureček, P. – Provozní zkušenosti fotovoltaických výroben v sítích nn a vn, Referáty konference ČK CIREC 2009, 10. - 11. 11. 2009, Tábor, ISBN 978-80-254-5635-4
- [29] Kysnar, F., Procházka, K. – Vliv obnovitelných zdrojů energie na úroveň kvality elektřiny, Referáty konference ČK CIREC 2010, 9. - 10. 11. 2010, Tábor, ISBN 978-80-254-8519-4
- [30] Kašpírek, M. – Dopad OZE na provoz distribučních NN sítí, Referáty konference ČK CIREC 2011, 8. - 9. 11. 2011, Tábor, ISBN 978-80-905014-0-9
- [31] Kašpírek, M., Vogel, M. – Analýza zatížení transformátorů 22/0,4 kV, 110/22 kV a VVN/110 kV, Referáty konference ČK CIREC 2011, 8. - 9. 11. 2011, Tábor, ISBN 978-80-905014-0-9
- [32] Heřman, A., Procházka, K. – Vliv rozptýlené výroby na provozní parametry DS, Referáty konference ČK CIREC 2011, 8. - 9. 11. 2011, Tábor, ISBN 978-80-905014-0-9
- [33] Česenek, V. – Porovnání jednotlivých obnovitelných zdrojů energie ve vztahu k elektrické síti, Referáty konference ČK CIREC 2007, 6. - 7. 11. 2007, Tábor, ISBN 978-80-254-0304-4
- [34] Petrák, K., Lisý, P. – „Smart Grids“, Referáty konference ČK CIREC 2009, 10. - 11. 11. 2009, Tábor, ISBN 978-80-254-5635-4
- [35] Brož, F., Kysnar, F., Procházka, K. – Výsledky hodnocení rozsáhlé kampaně měření kvality elektřiny v sítích nn, Referáty konference ČK CIREC 2010, 9. - 10. 11. 2010, Tábor, ISBN 978-80-254-8519-4
- [36] PNE 33 3430-0 4. vydání v platném znění
- [37] Kašpírek, M., Mezera, d. – Minimum Short Circuit Power in The LV Distribution Network to Meet EN 50160 Standard Requirements, *CIREC 2011*, 6. - 9. 6. 2011, Frankfurt
- [38] NOVÁK, V. Návrh elektrické sítě nn v dané lokalitě. Diplomová práce. Brno: Ústav elektroenergetiky FEKT VUT v Brně, 2009, 106 stran.

Všechny elektronické materiály byly dostupné 24. 4. 2012 pod uvedenými internetovými odkazy.

Seznam příloh

