

Pravidla provozování přenosové soustavy

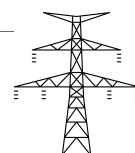
KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY – ČÁST V.

Bezpečnost provozu a kvalita na úrovni PS

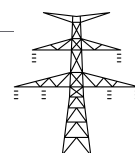


Obsah

1	Úvod	5
2	Plán obrany soustavy	7
2.1	Řešení výkonové nepřiměřenosti	7
2.2	Přetížení sítě a řízení toků výkonů	7
2.3	Opatření proti kaskádovitému šíření poruchy	8
2.4	Opatření proti poklesu a vzrůstu frekvence	8
2.5	Opatření proti poklesu a vzrůstu napětí	10
2.6	Opatření proti kývání	11
2.7	Opatření proti ztrátě synchronismu	12
2.8	Mezinárodní spolupráce při předcházení a řešení poruch	12
3	Plán obnovy	13
3.1	Strategie obnovy	13
3.2	Priority	13
3.3	Seznam významných uživatelů sítě s vysokou prioritou	14
3.4	Principy obnovy soustavy	15
4	Dlouhodobá bezpečnost a spolehlivost ES	17
4.1	Maximální přípustný vyráběný výkon OZE z hlediska regulovatelnosti ES ČR	17
4.2	Hodnocení zdrojové přiměřenosti a stanovení normy spolehlivosti ES ČR	18
5	Kvalita elektrické energie v PS	24
5.1	Charakteristiky napětí v PS	24
5.2	Měření charakteristik elektřiny z PS	27
5.3	Postupy a zásady řešení oprávněnosti stížností na kvalitu elektrické energie	28
5.4	Připojování nových uživatelů – zajištění kvality elektrické energie	29
6	Pravidla pro pozastavení tržních činností	30
1	Úvod	6
2	Plán obrany soustavy	8
2.1	Řešení výkonové nepřiměřenosti	8
2.2	Přetížení sítě a řízení toků výkonů	8
2.3	Opatření proti kaskádovitému šíření poruchy	9
2.4	Opatření proti poklesu a vzrůstu frekvence	9
2.5	Opatření proti poklesu a vzrůstu napětí	11
2.6	Opatření proti kývání	12
2.7	Opatření proti ztrátě synchronismu	13
2.8	Mezinárodní spolupráce při předcházení a řešení poruch	13
3	Plán obnovy	14

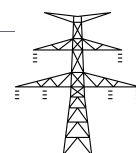


3.1	Strategie obnovy	14
3.2	Priority	15
3.3	Seznam významných uživatelů sítě s vysokou prioritou	15
3.4	Principy obnovy soustavy	16
4	Dlouhodobá bezpečnost a spolehlivost ES	21
4.1	Maximální přípustný vyráběný výkon OZE z hlediska regulovatelnosti ES ČR	21
4.2	Hodnocení zdrojové přiměřenosti a stanovení normy spolehlivosti ES ČR	22
5	Kvalita elektrické energie v PS	28
5.1	Charakteristiky napětí v PS	28
5.2	Měření charakteristik elektřiny z PS	31
5.3	Postupy a zásady řešení oprávněnosti stížností na kvalitu elektrické energie	32
5.4	Připojování nových uživatelů – zajištění kvality elektrické energie	33
6	Pravidla pro pozastavení tržních činností	34

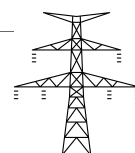


Seznam terminologie a zkratk

<u>BS</u>	<u>Schopnost startu ze tmy (blackstart)</u>
BSAE	Bateriové systémy akumulace energie
CONE	Náklady na novou technologii (Cost of New Entry)
DS	Distribuční soustava
EAS	ENTSO-E Awareness System
EDUK	Jaderná elektrárna Dukovany
EENS	Očekávané množství nedodané energie (Expected Energy Not Served)
ENTSO-E	Evropská síť provozovatelů elektroenergetických přenosových soustav (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	Elektrizační soustava
ETEM	Jaderná elektrárna Temelín
HPH	Hrubá přidaná hodnota
JE	Jaderná elektrárna
<u>Jednotka SOS</u>	<u>Energetické zařízení nebo soubor energetických zařízení, která jsou vyvedena do jedné uzlové oblasti přenosové soustavy a splňují podmínky pro poskytování PpS SOS</u>
LFSM U a O	Omezený frekvenčně závislý režim při podfrekvenci a nadfrekvenci (Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency/Overfrequency)
LOLE	Počet hodin, kdy není pokryto zatížení (Loss of Load Expectation)
MAF CZ	Národní hodnocení zdrojové přiměřenosti (Mid-term Adequacy Forecast)
NCER	Nařízení Komise (EU) 2017/2196 ze dne 24. listopadu 2017, kterým se stanoví kodex sítě pro obranu a obnovu elektrizační soustavy
<u>OP</u>	<u>Schopnost ostrovního provozu</u>
OZE	Obnovitelný zdroj energie
<u>PDS</u>	<u>Provozovatel distribuční soustavy</u>
PECD	Pan European Climate Database
PEMM	Pan European Market Model
PI	Provozní instrukce
PPE / CCGT	Paroplynová elektrárna (Combined Cycle Power Plant)
<u>PPS</u>	<u>Provozovatel přenosové soustavy</u>



<u>PpS</u>	<u>Podpůrná služba</u>
PS	Přenosová soustava
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
RfG	Nařízení Komise (EU) 2016/631 ze dne 14. dubna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě
SOGL	Nařízení Komise (EU) 2017/1485 ze dne 2. srpna 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav
<u>SOS</u>	<u>Schopnost obnovy soustavy</u>
SVR	Služby výkonové rovnováhy
THD	Celkové harmonické zkreslení (Total Harmonic Distortions)
VE	Vodní elektrárna
VM	Výrobní modul
VOLL	Náklady na nedodanou energii (Value of Lost Load)
<u>VŘ</u>	<u>Výběrové řízení</u>
VS	Vlastní spotřeba



1 Úvod

Kodex PS Část V. se zabývá bezpečností provozu a kvalitou na úrovni PS.

Základním úkolem ČEPS jako provozovatele přenosové soustavy je mimo jiné zajistit bezpečný a spolehlivý provoz PS ČR v limitech provozní bezpečnosti a eliminovat rizika vzniku poruch. Již v procesu plánování rozvoje PS je třeba přijímat nezbytná opatření pro zajištění dlouhodobé bezpečnosti dodávek elektrické energie, více o procesu plánování rozvoje lze najít v Kodexu PS Část IV. Ve výjimečných případech však mohou nastat mimořádné provozní situace, jejichž důsledkem může být narušení normálního provozu PS. S cílem zachování bezpečnosti provozu, zabránění šíření či zhoršení poruch a zamezení rozsáhlému narušení dodávek elektrické energie či stavu blackoutu má ČEPS pro tyto účely zpracován Plán obrany soustavy. Plánem obrany soustavy se zabývá kap. 2. Pro rychlou a účinnou obnovu soustavy po stabilizaci situace a co nejrychlejší návrat do normálního provozního stavu ČEPS zpracovává Plán obnovy, který je předmětem kap. 3. Kap. 4 se zabývá dlouhodobou bezpečností a spolehlivostí ES z pohledu maximálního přípustného vyráběného výkonu OZE z hlediska regulovatelnosti ES ČR a hodnocením zdrojové přiměřenosti včetně stanovení normy spolehlivosti ES ČR. Pro zajištění bezpečného a spolehlivého provozu z pohledu potřeb uživatelů PS je nutné také dodržovat definovanou kvalitu elektrické energie, kvalitou na úrovni PS se zabývá kap. 5.

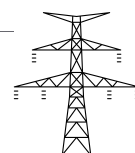
PlányPlán obrany soustavy a Plán obnovy jsou tvořeny v souladu s NCER a SOGL. SOGL také definuje provozní stav přenosové soustavy s ohledem na limity provozní bezpečnosti, kterým může být normální stav, výstražný stav, nouzový stav, stav blackoutu a stav obnovy. Podrobnější informace o jednotlivých stavech přenosové soustavy jsou k dispozici v Kodexu PS Část VI.

Plán obrany soustavy stanoví v souladu s podmínkami čl. 11 NCER požadavky na postupy a technicko-organizační opatření, aby se zabránilo šíření či zhoršení mimořádné události ve vnitrostátní soustavě a zamezilo se rozšíření narušení a stavu blackoutu do jiných soustav. Na úrovni provozovatele přenosové soustavy je Plán obrany soustavy vypracován v provozní instrukci ČEPS PI 620-14.

Plán obnovy stanoví v souladu s požadavky čl. 23 NCER postupy, které by provozovatelé přenosových soustav měli implementovat za účelem obnovy normálního stavu poté, co se narušení či stav blackoutu rozšířily. Na úrovni provozovatele přenosové soustavy je Plán obnovy vypracován v provozní instrukci ČEPS PI 620-22.

S Plánem obrany asoustavy a Plánem obnovy souvisí také předcházení a řešení stavu nouze, kterým se zabývá zákon č.458/2000 Sb. ~~f.~~ (energetický zákon) a dále vyhlášky:

- **Vyhláška č. 79/2010242/2025 Sb.**, o dispečerském řízení elektrizační soustavy ~~a o předávání údajů pro dispečerské řízení~~(dispečerská vyhláška) upravuje pravidla dispečerského řízení soustav, výroben a konečných zákazníků, přípravy provozu a zajišťování systémových služeb.
- **Vyhláška č. 80/2010193/2023 Sb.**, o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu definuje způsoby omezení spotřeby nebo dodávky elektriny prostřednictvím frekvenčního, regulačního a vypínacího plánu.



V souladu s čl. 4 odst. 2 NCER jsou do Kodexu PS části V. zahrnuty tyto regulační aspekty: seznam významných uživatelů sítě s vysokou prioritou (kap. 3), pravidla pro pozastavení a obnovení tržních činností (kap. 6) a zkoušky zařízení důležitých pro ~~plán~~Plán obrany soustavy (relé pro frekvenční odlehčování zátěže v kap. 2.4.2).

V souladu s RfG, je použit termín nový výrobní modul (VM) zejména s ohledem na zapracování schopnosti provozu VM v rámci frekvenčních rozsahů.

Celkový maximální výkon OZE slouží jako jeden z údajů v rámci dlouhodobého zabezpečení spolehlivosti ES k identifikaci režimů provozu ES, při kterých provozovatel PS aktivuje mimořádná opatření pro udržení chodu ES ČR. Tento údaj se předává provozovatelům DS jako podklad pro posuzování a vyhodnocování žádostí o připojení v souladu s vyhláškou č. 16/2016 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě.

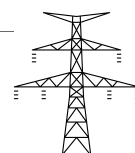
Hodnocení zdrojové přiměřenosti je zpracováváno v souladu s čl. 23 a 24 nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou. Zmíněné nařízení se věnuje také stanovení normy spolehlivosti, a sice v čl. 25. Detailní postupy a pravidla pro zpracování hodnocení zdrojové přiměřenosti a určení normy spolehlivosti jsou pak stanoveny metodikami platnými na úrovni EU:

- Methodology for the European resource adequacy assessment z 2. října 2020
- Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard z 2. října 2020

V souladu s metodikou týkající se Evropského hodnocení zdrojové přiměřenosti a platnou legislativou vypracovala společnost ČEPS metodický dokument určující postup pro zhotovení vnitrostátního hodnocení zdrojové přiměřenosti s názvem:

- Metodika pro hodnocení zdrojové přiměřenosti

Parametry kvality elektrické energie na úrovni PS a postupy pro měření a vyhodnocování charakteristik napětí uvedené v kap. 5 vycházejí z normy ČSN EN 50160 ed. 4 a norem IEC řady 61000 zabývající se elektromagnetickou kompatibilitou.



2 Plán obrany soustavy

Úkolem Plánu obrany soustavy je navrhnout taková opatření, která by zamezila rozšíření poruchy (zejména kaskádovitému šíření poruchy) a dále pak vedla ke zkrácení doby výpadku.

2.1 Řešení výkonové nepřiměřenosti

V případě vzniku výkonové nepřiměřenosti (není pokryta spotřeba ani prostřednictvím dostupného objemu podpůrných služeb, možným nákupem na vnitrodenních trzích, nebo není-li dostupná havarijní výpomoc ze sousedních PS) je podle čl. 21 NCER provozovatel PS oprávněn požádat o poskytnutí činného výkonu a to:

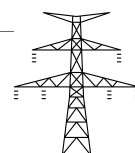
- nařízením poskytovateli SVR změnu svého diagramového bodu v technických limitech pro daný časový úsek,
- nařízením jakémukoli jinému výrobcí v ČR (PS i DS) změnu svého diagramového bodu v technických limitech po daný časový úsek,
- zažádáním jiných provozovatelů PS, kteří jsou v normálním nebo výstražném stavu o poskytnutí činného výkonu pro daný časový úsek.

2.2 Přetížení sítě a řízení toků výkonů

Z hlediska rozvoje soustavy se propustnost sítě zvyšuje odstraňováním úzkých míst (např. zvýšením dovolené zatížitelnosti a/nebo posilováním sítě výstavbou nového vedení). Na úrovni přípravy provozu jsou plánovány dostačené přenosové rezervy na základě aplikace kritéria „N-1“. V reálném provozu však může dojít vlivem neočekávaných a nepředvídatelných okolností k zvýšení rizika ohrožení bezpečnosti provozu ES a je nutno přistoupit k nápravným opatřením.

V případě výskytu situace doprovázené přetížením prvku PS je dispečer oprávněn (podle stupně přetížení) využít následující opatření:

- Změna činného výkonu významných uživatelů sítě dle čl. 20.2 NCER,
- Krácení již přidělených přenosových kapacit (sesouhlasených nominací),
- Vypnutí přetíženého prvku PS,
- Omezení spotřeby (dle čl. 22 NCER aktivací ČEPS PI 820-1 Vypínací plán).



2.3 Opatření proti kaskádovitému šíření poruchy

Tato opatření jsou jak na straně sítě, tak na straně výroby. Na straně sítě se jedná o:

- správnou činnost elektrických ochran a blokování hladinových regulátorů transformátoru od podpětí,
- vyhodnocení poruchy ochranami a odpojení jen nezbytné postižené části v nejkratším čase (selektivita ochran),
- zamezení nadbytečného vypínání ochranami (vypínací charakteristiky, závory proti kývání),
- vypnutí vedení nebo transformátoru distanční ochranou při ztrátě synchronismu (1. zóny distančních ochran nejsou blokovány závorou proti kývání),
- automatické opětné zapínání při jednofázových poruchách.

Na straně výroby se jedná o:

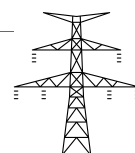
- správné nastavení hlídačů meze podbuzení, omezovačů proudů a systémových stabilizátorů v regulátorech buzení,
- správná nastavení a funkce proporcionální regulace otáček turbín, regulátorů ostrovního provozu a schopností LFSM U a O (pokud jsou jimi VM vybaveny),
- instalace rychlého řízení ventilů a dalších zařízení chránících proti přeběhu otáček turbíny,
- přednostní využívání rychlých nezávislých budících souprav,
- instalaci ochran na prokluz pólů.

2.4 Opatření proti poklesu a vzrůstu frekvence

V normálním stavu ES (charakterizovaném odchylkami frekvence v pásmu ± 200 mHz) je frekvence udržována pomocí SVR. Při vybočení frekvence z těchto mezí určuje opatření frekvenční plán.

2.4.1 Frekvenční plán

Opatření v ES při poruchách s havarijnými vybočeními frekvence (větší než 50.00 ± 0.20 Hz) určuje provozní instrukce ČEPS PI 620-6 (Frekvenční plán), která rozpracovává zásady určené v příloze vyhlášky č. [80/2010/193/2023](#) Sb. o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu a NCER. Opatření se týkají VM vyvedených do PS a DS, tak uživatelů (frekvenční odlehčování).



Frekvenční plán vychází z pásma provozu bloků vzhledem ke změnám frekvence:

Tab. 1 Vymezení frekvence v Hz pro pásma provozu

Typ elektrárny	Uhelné	JE		VE	PVE		PPE	Nové VM, OZE a BSAE
Provoz		EDUK	EDEM		turbína	čerpání		
Normální bez omezení	48.5-50.5	48.5-50.5	49-50.5	48.5-50.5	49.5-50.5		48.5-51.5	49-51
S omezením časovým a na P a $\cos\varphi$	46-48.5 50.5-53	47.9-48.5 50.5-52.5	47.9-49 50.5-51.5	46-48.5 50.5-53	46-48.5 50.5-53	49-49.5 50.5-53	48-48.5 51.5-52	47.5-49 51.-51.5
Nepřípustný	$f > 53$ $f < 46$	$f > 52.5$ $f < 47.9$	$f > 51.5$ $f < 47.9$	$f > 53$ $f < 46$	$f > 53$ $f < 46$	$f > 53$ $f < 49$	$f > 52$ $f < 48$	$f > 51.5$ $f < 47.5$
Automatické odpojení od ES	$f > 53$ $f < 47.5$	$f > 52.5$ $f < 47.9$	$f > 51.5$ $f < 47.9$	$f > 50.2(51.5)$ $f < 47.5$	$f > 50.2(51.5)$ $f < 47.5$	$f > 52(53)$ $f < 49.8-49.2$	$f > 52$ $f < 48$	$f > 51.5$ $f < 47.5$

Při vybočení frekvence z mezí 50 ± 0.20 Hz je signalizován signál „snížený nebo zvýšený kmitočet“ a bloky se automaticky přepínají do otáčkové proporcionální regulace a odpínají se od centrálního regulátoru frekvence a předávaných výkonů. Vybrané bloky je možno na žádost dispečinku ČEPS zapojit do dálkového řízení v ostrovním provozu, kdy centrální regulátor vysílá na terminál elektrárny korekci zadané hodnoty otáček.

U nových VM a BSAE (pokud nejsou ve stavu plného nabití/vybití) se aktivuje se zpožděním maximálně 1 s odezva na odchylku frekvence podle LFSM-O/U s doporučenou statikou 5 %. Současně se u těchto VM při aktivaci režimu LFSM-O/U provede automatické vyřazení z působení centrálního regulátoru a poskytování SVR, přičemž se zachová poslední žádaná hodnota činného výkonu.

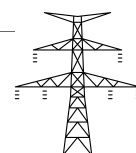
BSAE v režimu nabíjení, které nejsou schopny aktivovat režim LFSM-U podle předchozího odstavce se při poklesu frekvence pod 49.8 Hz automaticky odpojí (podle čl. 15 odst.3 písm. b) NCER).

U nabíjecích stanic pro elektromobily o výkonu 11 kW a vyšším dochází, v případě poklesu frekvence pod 49.8 Hz, kdy se PS nachází v nouzovém stavu, k přerušení nabíjení. Přerušení nabíjení probíhá v režimu s náhodně stanoveným zpožděním v rozsahu 1 až 5 s.

Při automatickém odpojení od ES bloky přechází do provozu na vlastní spotřebu, bloky VE se odstavují (a jsou připraveny k najeť do turbinového provozu). Konkrétní parametry f a Δt pro jednotlivé PVE jsou stanoveny dohodou mezi ČEPS a provozovatelem bloku.

Při poklesu frekvence pod 49.8 Hz se automaticky odstavují PVE v čerpadlovém režimu s časovým zpožděním max. 1 sekunda.

Při nárůstu frekvence nad 51.5 Hz se automaticky vypínají zbývající bloky PVE v turbínovém režimu a bloky VE, pokud nezregulovaly na nulový výkon. Bloky přechází do provozu na vlastní spotřebu.



Při poklesu frekvence v pásmu 49 – 47.5 Hz automaticky odpínají odběratelé s vlastní výrobou elektřiny do ostrovního provozu na jejich požadavek (mezí frekvence je stanovena dohodou s ČEPS nebo DS), přičemž vydělené ostrovy nesmí obsahovat vývody pro frekvenční odlehčování a musí být v okamžiku odpínání deficitní. Provozovatelé DS předávají aktuální informace o umístění a nastavení automaticky vydělovaných ostrovů jednou ročně provozovateli PS.

Zbývající elektrárenské bloky se vypínají při poklesu frekvence na 46 Hz s případným přechodem na vlastní spotřebu. Vypínání bloků se provádí se zpožděním max. 1 sekunda, případně zohledňujícím přechodné děje podle dohody s ČEPS.

2.4.2 Frekvenční odlehčování

V ES ČR je implementováno šest stupňů systémového frekvenčního odlehčování zátěže pomocí frekvenčních relé instalovaných v rozvodnách 110 kV a 22 kV provozovatelů DS.

Tab. 2 Systémové frekvenční odlehčování

Stupeň / frekvence [Hz]	1. /49	2. /48.7	3. /48.4	4. /48.3	5. /48.1	6. /48.0
Objem odlehčované zátěže [%] z netto zatížení ES ČR	10	10	10	2	10	8

Z tabulky je patrné, že v systému frekvenčního odlehčování je připojeno 50 % celkového netto zatížení ES ČR. Relé dávají signál k vypnutí příslušnému vypínači bez umělého časového zpoždění. Zátěž je tedy odepnuta v čase sestávajícího se z času potřebného pro změření frekvence a vypínacího času příslušného vypínače. Odlehčované objemy zátěže jsou pravidelně kontrolovány.

Podle čl. 47 NCER se provádějí zkoušky souladu relé pro frekvenční odlehčování podle metodiky stanovené v dokumentu [1]. Perioda testování je na základě dohodnutého řádu preventivní údržby stanovena na 4 roky.

2.5 Opatření proti poklesu a vzrůstu napětí

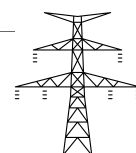
V přenosové soustavě tvoří tato opatření ucelený hierarchický komplex spočívající na:

- primární, sekundární a terciární regulaci napětí (hierarchie řízení napětí v PS je podrobně vysvětlena v kap. 3 Kodexu PS Část I.),
- mimořádných zásazích v rámci operativního řízení provozu ES.

V dalších kapitolách jsou tato opatření popsána z hlediska zařízení přenosové soustavy a dispečerského řízení.

2.5.1 Transformátory

Každý hladinový regulátor napětí (přepíná odbočky transformátoru pod zatížením) je vybaven blokadou změny odbočky při podpětí na primární straně transformátoru, aby zabránil nebezpečí



napětového kolapsu. Hodnota blokovacího napětí je 380 nebo 198 kV (pro hladinu 400 a 220 kV). Blokování přepínače odboček je požadováno v souladu s čl. 17 NCER i pro transformátory 110 kV/vn.

2.5.2 Mimořádné prostředky

Mimořádné prostředky se použijí až po vyčerpání možností primární, sekundární a terciární regulace napětí a jalových výkonů. Při vybočení napětí na hladině 400 kV z mezí 380 - 420 kV jsou využívány v dispečerském řízení následující postupy, které jsou dále upravovány v provozní instrukci dispečinku ČEPS PI 620-14 (Plán obrany soustavy):

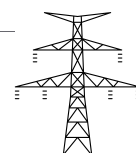
- napětí nad 420 kV:
 - postupné vypínání přenosových vedení 400 kV, přičemž platí zásada, že po vypnutí nemá zpravidla zůstat v soustavě jednostranné napájení zatížení,
 - snížení činného výkonu zdrojů pro rozšíření rozsahu jalového výkonu, zakázání odstavení nebo najetí odstavených zdrojů pro rozšíření regulačních možností jalového výkonu,
 - snížení činného výkonu OZE pro zatížení vedení.
- napětí pod 380 kV:
 - snížení činného výkonu klasických bloků za účelem uvolnění jalového výkonu (PQ diagram) a najetí rychle startujících záloh,
 - vydání dispečerského pokynu k přerušení případných prací na přenosových vedeních s cílem jejich uvedení do provozu v daném pohotovostním čase,
 - vydání dispečerského pokynu k přerušení případných testů a zkoušek,
 - v oblastech, kde je v síti minimální napětí, je v krajním případě možné vydání dispečerského pokynu dispečinkům DS k vypnutí sjednaného objemu zatížení.

Vývody vedení 400 kV na sousední soustavy jsou vybaveny přepětovými automatikami, které havarijně vypínají vedení při dosažení úrovně přepětí nad 440 kV při splnění podmínky toku jalového výkonu směrem do PS.

2.6 Opatření proti kývání

V případě, že síť pracuje silně oslabená (např. vícenásobnou poruchou) a zvláště pak, zůstane-li větší elektrárenský výkon na paprsku, mohou v soustavě vzniknout netlumené kyvy. Hlavní zásadou v takovém případě je neoslabovat soustavu dalším vypínáním. Všechny distanční ochrany vedení jsou pro zamezení chybné funkce při výskytu stabilního kývání vybaveny závorou proti kývání.

Rovněž při větších hodnotách tranzitů v propojené soustavě může dojít k tzv. mezisystémovým kyvům (o frekvenci 0.2-1 Hz), k jejichž tlumení slouží systémové stabilizátory. Tyto kyvy nesmějí způsobit působení ochran.



Jestliže vzniknou v soustavě netlumené kyvy, je dispečer oprávněn odstavovat elektrárenské bloky v místě největších kyvů (nejvíce oslabené sítě).

2.7 Opatření proti ztrátě synchronismu

2.7.1 Statická stabilita

Přenosová soustava ČR je kompaktní celek vykazující vysoký stupeň statické stability. K narušení meze statické stability dojde až v případě tranzitu výkonů, které překročí přenosové schopnosti jednotlivých přenosových profilů nebo ve výjimečných poruchových stavech. Proti ztrátě synchronismu chrání vypínací funkce distančních ochran na vedeních a transformátorech PS, která rozpozná nebezpečí narušení statické stability a následné ztráty synchronismu. Z těchto důvodů se nepředpokládá nutnost přípravy zvláštních opatření.

2.7.2 Dynamická stabilita

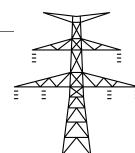
V rozvodnách 400 kV jsou kontrolovány výpočtem maximální povolené doby trvání třípólového zkratu, aby nedošlo k narušení dynamické stability blízkých generátorů. Tato kontrola uvažuje i případy selhání vypínače. Generátory o výkonu větším než 200 MVA jsou podle normy ČSN 333051 vybavovány ochranou proti ztrátě stability.

2.8 Mezinárodní spolupráce při předcházení a řešení poruch

Vznik poruch v přenosové soustavě eventuálně jejich šíření nemusí být omezeno na území jedné PS. Častým případem je, že porucha vzniká právě na přenosovém profilu mezi dvěma PS, nebo vzniká na území jedné PS a dále se šíří až do sousední, popř. sousedních PS. Mezinárodní spolupráce na předcházení a řešení poruch je tak nezbytným předpokladem pro eliminaci závažných poruch.

Vzájemná spolupráce provozovatelů PS je definovaná v čl. 14 NCER, zejména s ohledem na vyžádanou pomoc v nouzovém stavu, prostřednictvím příhraničního vedení nebo přesně definovaných podmínek, za kterých lze manuálně vypnout prvky PS, které mají významný příhraniční dopad.

Na úrovni evropských provozovatelů PS byly implementovány varovné systémy EAS („ENTSO-E Awareness System“) a RAAS („Real time Alarming and Awareness System“) umožňující vzájemnou informovanost o rizikových stavech v jednotlivých soustavách. Tyto stavy jsou navíc upřesněny předdefinovanými zprávami, které specifikují konkrétní problém v soustavě. V EAS jsou navíc zobrazeny další důležité veličiny jak pro řízení soustav v normálním stavu, tak i v nouzových stavech nebo stavech obnovy (frekvence, salda činného výkonu, aktuální výroba, parametry regulátoru frekvence a předávaných výkonů.)



3 Plán obnovy

Elektrizační soustava je navržena a provozována tak, aby vyhověla spolehlivostnímu kritériu N-1 a v případech svázaných s vyvedením jaderných elektráren i kritériu N-2. U takto navržené soustavy je pravděpodobnost poruchy doprovázené narušením normálního stavu nízká. Praktický provoz ale ukazuje, že čas od času se vyskytne náhodné seskupení jevů vedoucí k rozsáhlé poruše a ze světa jsou dokonce známy případy poruch, jejichž důsledkem byla totální ztráta napětí uživatelů – výpadek soustavy (blackout).

Výpadek soustavy s sebou nese značné hospodářské ztráty pro všechny uživatele soustavy. Základním parametrem ovlivňujícím velikost hospodářských ztrát je doba trvání poruchy, a zvláště pak doba trvání výpadku, což je doba, po kterou není dodávána elektrická energie. Účelem Plánu obnovy je v první řadě zkrácení doby trvání výpadku.

ČEPS jako výhradní provozovatel elektroenergetické přenosové soustavy v ČR má povinnost v souladu s čl. 23 NCER zpracovat Plán obnovy, který musí obsahovat technická a organizační opatření pro uvedení soustavy do normálního stavu, zejména pak opatření a postupy pro obnovení napájení nachází-li se přenosová soustava ve stavu blackout, tedy je-li splněna alespoň jedna z následujících podmínek:

- došlo ke ztrátě více než 50 % odběrů na území ČR;
- nebo pokud v ČR zcela chybí napětí po dobu nejméně 3 minut.

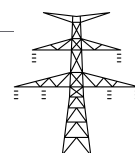
Implementovaná opatření Plánu obnovy a nastavené postupy by měly zajistit, že napájení většiny uživatelů ES ČR bude obnoveno do 24 hodin i při výskytu nejhorší možné poruchy, již je úplný blackout na území ČR. Tento čas je v souladu s čl. 41 a 42 NCER. Předpoklad kompletní obnovy provozu ES ČR platí za situace, kdy nedojde k rozsáhlému poškození samotné energetické infrastruktury (např. po živelních událostech).

3.1 Strategie obnovy

ES ČR se svou elektrickou polohou řadí mezi tzv. vnitřní soustavy. Představuje elektricky kompaktní celek napojený na pět energetických společností (50Hertz Transmission (Německo), TenneT (Německo), APG (Rakousko), PSE (Polsko), SEPS (Slovensko)) pomocí 11 vedení 400 kV a 5 vedení 220 kV.

Hlavní strategie obnovy soustavy po poruše typu blackout je založena jednak na výše uvedené skutečnosti a dále na existenci několika (přečerpávacích) vodních elektráren schopných startu ze tmy, neboli schopných uvedení do provozu bez napětí z vnější sítě (~~Black-Start~~blackstart). Tyto bloky jsou uváděny do provozu samostatně na pokyn dispečera ČEPS dle místních provozních předpisů.

Z pohledu sítě se využívá "open-all" strategie, tzn. vypínače v postižené oblasti jsou cíleně vypnuty (automaticky nebo ručně). Cíleným vypnutím vypínačů v postižené oblasti se dosáhne toho, že dispečerská operativní služba může vycházet při řešení obnovy soustavy z jasně definovaných



podmínek. Dispečer odpovědný za obnovu zasažené oblasti zajistí znovu připojení bloků jejich postupným zatěžováním a připojováním dalších prvků PS.

S ohledem na zajištění nejvyšší priority obnovy napájení vlastní spotřeby jaderných elektráren je třeba dbát na robustnost a stabilitu sítě před fázováním bloků jaderných elektráren v souladu s provozními instrukcemi dispečinku ČEPS.

3.2 Priority

Obnova napájení po uvedené poruše podléhá následujícím prioritám:

1. vlastní spotřeba jaderných elektráren,
2. Jednotky SOS
- 2.3 vlastní spotřeba systémových klasických elektráren,
- 3.4 hlavní město Praha,
- 4.5 velké městské aglomerace,
- 5.6 ostatní spotřebitelé.

3.3 Seznam významných uživatelů sítě s vysokou prioritou

Seznam významných uživatelů sítě s vysokou prioritou byl vypracován ČEPS v souladu s čl. 4 odst. 2 písm. d) NCER spolu s podmínkami pro vypnutí uživatelů sítě s vysokou prioritou a obnovení jejich napájení. Tento seznam byl schválen ERÚ.

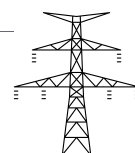
Na tento seznam jsou zařazeny:

- **Jaderná elektrárna Dukovany**
- **Jaderná elektrárna Temelín**

3.3.1 Podmínky vypnutí napájení

Kompletní ztráta napájení VS JE je nadprojektová porucha, v jejímž důsledku může dojít k jaderné havárii. Z důvodu zajištění napájení VS JE, které vychází z požadavků na zajištění jaderné bezpečnosti, je vypnutí napájení VS JE nepřípustné. To je zajištěné splněním následujících požadavků:

- odolností blokové linky proti výpadku přípojnice,
- zabezpečením dynamické stability bloků (především při sníženém počtu odchozích vedení z oblasti Kočín-Dasný),
- topologickým zapojením sítě 110 a 400 kV za účelem zabezpečení spolehlivého napájení VS (např. pro případ záskoku z pracovního napájení VS na rezervní napájení VS),
- zabezpečením komunikace mezi JE a rozvodnou, do níž je JE připojena,
- zajištěním okamžité dostupnosti provozních činností v době provádění prací na zařízení v rozvodně.



3.3.2 Požadavky na obnovení napájení

V případě vzniku událostí typu Station Blackout nebo Unit Blackout JE je cílem přivést napětí na VS JE do 1 hodiny. Doba 1 hodiny je odvozená od doby ztráty napájení do vysušení parogenerátoru a okamžiku, kdy začne narůstat teplota v primárním okruhu bloku JE.

Toto je zajištěno splněním následujících požadavků:

- Kontrolou disponibility najížděcí trasy jak v rámci přípravy provozu, tak i v reálném provozu – tj. dostupnost jednotlivých linek, přípojníc, kombinovaných spínačů přípojníc, transformátorů a zdrojů schopných startu ze tmy na trase.
- Okamžitou dostupností dálkového a místního ovládání stanic Kočín a Slavětice, čímž se rozumí dostupnost náhradního způsobu ovládání rozvodny v případě ztráty jedné možnosti ovládání (místně/dálkově).
- Pravidelným nácvikem scénáře “Station Blackout”
- Zajištěním okamžité dostupnosti provozních činností v době provádění prací na zařízení v rozvodně.

3.4 Principy obnovy soustavy

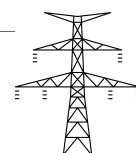
3.4.1 Obnova napětí ze sousedních PS

Postup obnovení napájení ze sousedních soustav (tzv. postup „top-down“) obsažený v Plánu obnovy je zpracován v souladu s čl. 26 NCER.

Tento způsob obnovy napětí je upřednostňován z důvodu možnosti získat rychlým způsobem stabilní napětí. Zjištění možnosti získání napětí a dohodnutí možné velikosti výkonu je v odpovědnosti dispečinku ČEPS. Dispečink ČEPS dohodne s dispečerem sousední společnosti potřebné manipulace a přibližnou velikost poskytnutého výkonu (řádově 200 MW s postupným náběhem). Potřebná opatření jsou zahrnuta do provozních dohod uzavřených mezi provozovateli sousedních PS a ČEPS má pro tento účel zpracován postup v provozní instrukci ČEPS PI 620-22 (Plán obnovy).

Uvedená provozní instrukce obsahuje postupy a priority při obnově napájení v příhraničních oblastech, základní upozornění pro manipulace, možné velikosti připojovaných oblastí a nezbytné informace technického a organizačního charakteru o elektrárnách a rozvodnách. Dispečink ČEPS zajišťuje zapínání jednotlivých vedení 400 a 220 kV, transformátorů a kompenzačních prostředků. V součinnosti s dispečinky PDS provádí postupné fázování a kruhování obnovených částí systému. K tomu využívá zejména provozní instrukce:

- ČEPS PI 620-11: „Provoz a fázování ostrovů“
- ČEPS PI 620-12: „Odstraňování poruch v provozu přenosové a distribuční soustav“
- ČEPS PI 620-22: „Plán obnovy“



3.4.2 Obnova napájení z elektráren schopných startu ze tmy

Postup obnovení napájení vlastními zdroji (tzv. postup „bottom-up“) – myšleno zdroji v regulační oblasti ČEPS, tj. na území ČR – obsažený v Plánu obnovy je zpracován v souladu s čl. 26 NCER.

V případě rozsáhlé poruchy na úrovni synchronního propojení Kontinentální Evropa zasahující do regulačních oblastí vícero PPS je možné očekávat, že v prvních hodinách po poruše nebude možnost podání napětí ze sousedních soustav vůbec dostupná. Z tohoto důvodu má ČEPS zaslíbené elektrárny schopné startu ze tmy prostřednictvím PpS BS, které umožňují podat napětí do soustavy i bez vnějšího zdroje napětí.

Jak je zmíněno v kap. 3.2, nejvyšší prioritu při obnově napájení má vlastní spotřeba jaderných elektráren. ČEPS má proto ve spolupráci s partnery zpracovány provozní instrukce s postupem obnovy napájení vlastní spotřeby obou jaderných elektráren zahrnující i účast elektráren schopných startu ze tmy:

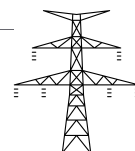
- ČEPS PI 628-1: „Obnovení napájení VS EDUK po poruše typu blackout“
- ČEPS PI 628-3: „Obnovení napájení VS ETEM po poruše typu blackout“

V případě nemožnosti získat napětí ze zahraničních soustav postupuje dispečink ČEPS podle provozních instrukcí pro obnovu napájení z elektráren schopných startu ze tmy. ~~Pro tento účel vydává ČEPS provozní instrukce pro obnovu napětí v předem určených lokalitách (elektrárny Chvaletice, Orlik a Dlouhé Stráně). Jedná se o (přečerpávací) vodní elektrárny, které však mají omezenou zásobu energie či provozní omezení daná možnou hydrologickou situací. Obecně je minimální zásoba energie pro poskytování PpS BS stanovena na dva pokusy najetí vybrané systémové elektrárny.~~

- ~~▪ ČEPS PI 620-13: „Obnova napájení VS ECHV z EORK“~~

~~ČEPS PI 620-21: „Obnova napájení VS ECHV z EDST“ Zdroje se schopností startu ze tmy proto podávají napětí na další systémové elektrárny, které jsou schopny zajistit dlouhodobý říditelný výkon pro obnovu soustavy nezávisle na vnějších podmínkách. V principu zdroj se schopností startu ze tmy podává napětí na vlastní spotřebu vybrané systémové elektrárny. Postupně dochází k najíždění spotřebičů vlastní spotřeby do okamžiku, kdy je vybraný VM najížděné elektrárny připraven se připojit k soustavě. VM musí být vybaven schopností práce v ostrovním provozu. Pro tento účel je VM certifikován v rámci PpS OP. Takový VM je pak schopen pracovat v ostrově samostatně i v paralelní spolupráci s dalšími energetickými zařízeními. VM poskytující PpS OP dokáže po nějakou dobu pracovat při nízkém zatížení, což je nutnou podmínkou pro zahájení postupné obnovy a připojování další zátěže.~~

Dále pro zajištění dostatečného disponibilního výkonu pro obnovu soustavy po poruše typu blackout v rámci strategie obnovy vlastními zdroji slouží PpS SOS. Cílem této podpůrné služby je zajištění dlouhodobého, říditelného a na okolních podmínkách nezávislého disponibilního výkonu pro účel obnovy provozu ES ČR. V kombinaci s PpS BS zajišťuje PpS SOS schopnost obnovy soustavy, a to i za situace nejhorší možné poruchy, kterou je úplný blackout na území ČR. Na energetická zařízení zapojená do poskytování PpS SOS je napětí ze zdrojů se schopností startu



ze tmy podáváno prioritně hned po zajištění vlastní spotřeby jaderných elektráren. Tvoří tak základní pilíře obnovy pro obnovení napájení dalších uživatelů ES ČR.

Koncepce PpS SOS je navržena i pro scénáře závažných poruchových stavů, které mohou vést v podstatě k úplnému odstavení všech energetických zařízení v ES ČR a ztrátě napájení jejich vlastní spotřeby. Ostatní opatření Plánu obnovy (ale i Plánu obrany soustavy) nejsou PpS SOS dotčena a zůstávají v platnosti (např. přechod energetických zařízení do režimu na vlastní spotřebu). Úspěšná aktivace těchto opatření vytváří příznivější výchozí podmínky pro obnovu soustavy a může významně urychlit její průběh, avšak koncepce PpS SOS je navržena tak, aby byla realizovatelná i v případě, kdy tato opatření nejsou v důsledku rozsahu poruchy dostupná.

Energetická zařízení, tvořící Jednotku SOS, mohou být vybavena nezávislým zdrojem napětí umístěným v jejich lokalitě neboli tzv. self-startem. Self-start umožňuje najetí energetických zařízení Jednotky SOS i bez podání vnějšího napětí prostřednictvím zdrojů se schopností startu ze tmy.

Přesná minimální hodnota činného výkonu ve vlastních zdrojích potřebná v rámci strategie obnovy dle čl. 26 odst. 1 písm. b) NCER bude určena vždy ve VŘ PpS SOS jako rozsah požadavku ČEPS na poskytování PpS SOS. Hodnota činného výkonu vychází z požadavku na zajištění bezpečného a spolehlivého provozu ES ČR a zahrnuje v sobě především:

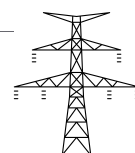
- pokrytí vlastní spotřeby jaderných elektráren ze stabilního ostrovního provozu,
- umožnění obnovy napájení ve všech rozvodnách PS ČR a tím i připojení daných uzlových oblastí distribučních soustav,
- zálohu za případný výpadek největšího zdroje v ostrově,
- umožnění připojení na sousední přenosové soustavy.

Minimální hodnota činného výkonu se může měnit s ohledem na změnu topologie ES ČR a bude podléhat pravidelnému přezkumu, a to minimálně jednou za pět let v souvislosti s celkovou aktualizací Plánu obnovy v souladu s čl. 51 NCER.

S ohledem na zajištění spolehlivosti postupu obnovy soustavy je ČR rozdělena do třech oblastí pro uplatnění zeměpisného rozložení Jednotek SOS. Dělení je založeno na topologii soustavy, rozmístění zdrojů se schopností startu ze tmy, napojení na sousední zahraniční přenosové soustavy a dostupnosti kompenzačních prostředků. Pro spolehlivý postup obnovy soustavy vlastními zdroji se předpokládá zajištění Jednotek SOS poskytujících PpS SOS alespoň ve dvou v takto definovaných oblastech. Vzhledem k možné dostupnosti tras obnovy soustavy se některé rozvodny přenosové soustavy (uzlové oblasti) mohou nacházet ve vícero oblastech najednou.

Zeměpisné rozložení Jednotek SOS se nemusí uplatnit v případě, kdy existuje dostatečný počet Jednotek SOS se self-startem. V takovém případě je spolehlivost postupu obnovy soustavy navýšena existencí schopnosti Jednotek SOS najet z místního zdroje.

Dle vývoje topologie ES ČR jsou tyto oblasti pravidelně aktualizovány, a to minimálně jednou za pět let v souvislosti s celkovou aktualizací Plánu obnovy v souladu s čl. 51 NCER. Aktuálně jsou stanovené oblasti obnovy soustavy následující:

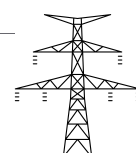


Tab. 3 Zeměpisné rozdělení PS ČR do jednotlivých oblastí

<u>Oblast Západ</u>	<u>Oblast Severovýchod</u>	<u>Oblast Jih</u>
<u>Čechy Střed 400 kV</u>	<u>Albrechtice 400 kV</u>	<u>Čebín 400 kV</u>
<u>Dasný 400 kV</u>	<u>Bezděčín 400 kV</u>	<u>Mírovka 400 kV</u>
<u>Hradec 400 kV</u>	<u>Babylon 400 kV</u>	<u>Otrokovice 400 kV</u>
<u>Chodov 400 kV</u>	<u>Čechy Střed 400 kV</u>	<u>Prosenice 400 kV</u>
<u>Chotějovice 400 kV</u>	<u>Dětmárovice 400 kV</u>	<u>Slavětice 400 kV</u>
<u>Chrást 400 kV</u>	<u>Horní Životice 400 kV</u>	<u>Sokolnice 400 kV</u>
<u>Kočín 400 kV</u>	<u>Kletné 400 kV</u>	<u>Prosenice 220 kV</u>
<u>Přeštice 400 kV</u>	<u>Krasíkov 400 kV</u>	<u>Sokolnice 220 kV</u>
<u>Řeporyje 400 kV</u>	<u>Neznášov 400 kV</u>	
<u>Týnec 400 kV</u>	<u>Nošovice 400 kV</u>	
<u>Verněřov 400 kV</u>	<u>Otrokovice 400 kV</u>	
<u>Vítkov 400 kV</u>	<u>Prosenice 400 kV</u>	
<u>Výškov 400 kV</u>	<u>Týnec 400 kV</u>	
<u>Hradec 220 kV</u>	<u>Čechy Střed 220 kV</u>	
<u>Malešice 220 kV</u>	<u>Lískovec 220 kV</u>	
<u>Milín 220 kV</u>	<u>Malešice 220 kV</u>	
<u>Opočíněk 220 kV</u>	<u>Opočíněk 220 kV</u>	
<u>Přeštice 220 kV</u>	<u>Prosenice 220 kV</u>	
<u>Tábor 220 kV</u>		
<u>Vítkov 220 kV</u>		

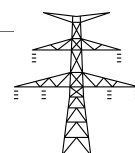


Dispečink ČEPS určí pořadí obnovovacích míst a koordinaci postupného fázování a kruhování obnovených částí soustavy Konkrétní strategii obnovy soustavy volí dispečink ČEPS na základě zhodnocení okamžité provozní situace (dostupnost a ovladatelnost prvků ES, stav systémových elektráren, stav okolních přenosových soustav atd.), přičemž postupuje v souladu s prioritami uvedenými v Plánu obnovy (viz kap. 3.2). Tato strategie se mění s tím, jaké aktuální informace a požadavky dispečink ČEPS obdrží.



3.4.3 Distribuční soustavy

Za obnovu napájení DS je odpovědný příslušný provozovatel DS. Místa obnovy DS z PS jsou vypínače 110 kV na transformátorech 400/110 kV a 220/110 kV. Plány obnovy ČEPS a DS jsou vzájemně konzultovány a korigovány s cílem jejich sladění.



4 Dlouhodobá bezpečnost a spolehlivost ES

4.1 Maximální přípustný vyráběný výkon OZE z hlediska regulovatelnosti ES ČR

Maximální přípustný vyráběný výkon OZE z hlediska regulovatelnosti ES ČR určuje provozovatel přenosové soustavy. Je to indikativní hodnota výkonu, který mohou dodávat OZE a při jejímž překročení začíná docházet k porušování spolehlivosti vůči zajištění systémové služby udržování výkonové rovnováhy v reálném čase, neplnění závazků vůči zahraničním partnerům a ve vážnějších případech může dojít i ke kolapsu elektrizační soustavy ČR.

4.1.1 Určení hodnoty celkového maximálního výkonu OZE

Vstupními hodnotami pro daný výpočet jsou zejména zatížení brutto ES ČR, plánované odstávky zdrojů v ES ČR, požadované hodnoty SVR, dosažitelné výkony zdrojů v ES ČR, údaje o certifikovaných zdrojích, meteorologické údaje a statistické údaje.

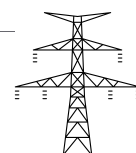
Metodika výpočtu je založena na iteračním postupu, kdy je parametricky zadána hodnota exportní kapacity ES ČR, odstávky elektrárenských bloků, diagram zatížení, dosažitelné výkony elektrárenských bloků, rozsahy jednotlivých SVR na certifikovaných blocích atd. V jednotlivých iteracích se pak hledá maximální hodnota výkonu vyráběného OZE, který je možný realizovat v ES ČR při splnění podmínky bezpečnosti a regulovatelnosti ES ČR.

4.1.2 Použití hodnoty celkového maximálního výkonu OZE

Vypočtená hodnota celkového maximálního výkonu OZE je vstupním zdrojem dat pro sestavení roční přípravy provozu. Tento údaj společně s dalšími údaji slouží k identifikaci režimů provozu ES ČR, při kterých provozovatel PS aktivuje mimořádná opatření pro udržení chodu ES ČR. Tento údaj se předává provozovatelům distribučních soustav jako podklad pro posuzování a vyhodnocování žádostí o připojení v souladu s § 8 odst. 1 písm. g) vyhlášky č. 16/2016 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě. Dosažením hodnoty celkového maximálního výkonu OZE v reálném čase postupuje provozovatel PS v souladu s vyhláškou č. ~~80/2010~~193/2023 Sb., o stavech nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu.

4.1.3 Platnost výsledků uvedené metodiky

Použití výsledků výše uvedené metodiky vychází z předpokladu, že všechna elektrická energie vyrobená pomocí OZE v množství odpovídající prognóze se zobchoduje, přičemž se obchodní dostupnost SVR rovná technické dostupnosti SVR. Provozovatel přenosové soustavy uvažuje pouze regulaci odchylky od prognózy výroby OZE.



4.2 Hodnocení zdrojové přiměřenosti a stanovení normy spolehlivosti ES ČR

Hodnocení zdrojové přiměřenosti je zpracováno v souladu s nařízením Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou (v rámci této kapitoly dále jen „Nařízení“), konkrétně jej upravují čl. 23 a 24. ČEPS, obdobně jako ostatní provozovatelé PS v Evropské unii, má povinnost podílet se na zpracování evropského posouzení zdrojové přiměřenosti, a to zejména ve formě poskytnutí dat k jeho provedení a součinnosti při provádění výpočtů a simulací.

Evropské posouzení (ERAA – European Resource Adequacy Assessment) provádí ENTSO-E každoročně a zahrnuje centrální referenční scénáře vývoje elektroenergetiky. Tyto scénáře v sobě zahrnují projekci výroby a spotřeby včetně posouzení ekonomické výhodnosti zdrojů, přičemž berou do úvahy výkyvy počasí, hydrologické podmínky, velkoobchodní ceny a vývoj cen emisních povolenek. Cílem těchto predikcí je odhalit potenciální problémy se zdrojovou přiměřeností, jejichž řešením je dle čl. 23 Nařízení aplikace vhodných opatření (např. kapacitních mechanismů). Výše zmíněné Nařízení s sebou přineslo celou řadu změn, z nichž nejvíc patrnými jsou jednak postupná aplikace modelu pro posouzení ekonomické životnosti zdrojů, tzv. EVA (Economic Viability Assessment), a snaha o zpřesnění modelů síťových propojení mezi státy zaváděním metody Flow-based. V souladu s Nařízením také postupně dochází k přechodu na jednotný referenční modelovací nástroj pro zpracování ERAA.

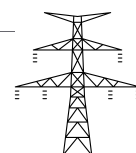
Národní hodnocení zdrojové přiměřenosti (MAF CZ) navazuje na Evropské posouzení zdrojové přiměřenosti. MAF CZ vychází z evropských referenčních scénářů, které mohou být rozšířeny v souladu s podmínkami a metodickými pokyny definovanými v čl. 23 a čl. 24 Nařízení. Cílem MAF CZ je identifikovat budoucí rizika a jejich příčiny, které tato rizika vyvolávají. Pokud jsou na základě MAF CZ identifikována rizika zdrojové nepřiměřenosti je zpracován návrh možných nápravných opatření. Za Českou republiku je subjektem zpracování MAF CZ provozovatel přenosové soustavy.

Pravidla pro hodnocení zdrojové přiměřenosti jsou stanoveny metodikami:

- a) "Methodology for the European resource adequacy assessment" [2], a
- b) "Methodology for calculation the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard" [3]

Z Nařízení pro členské státy vyplývá, že pro zavedení nápravných opatření v případě zdrojové nepřiměřenosti (např. kapacitních mechanismů) členským státem je nezbytné mít transparentně zpracované spolehlivostní ukazatele (LOLE, EENS) a související technické a ekonomické parametry (VOLL a CONE). Dle čl. 25 Nařízení norma spolehlivosti transparentním způsobem stanoví nezbytnou úroveň bezpečnosti dodávek členského státu a zároveň sjednotí metodická pravidla pro stanovení normy spolehlivosti napříč evropskými státy.

Postup pro stanovení ukazatelů je uveden v metodice *"Methodology for calculation the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard"* [3].



4.2.1 Evropské hodnocení zdrojové přiměřenosti

ERAA představuje pan-evropské vyhodnocení rizik ohrožujících bezpečnost dodávek. Prováděcí postup evropského hodnocení zdrojové přiměřenosti je v souladu s čl. 23 Nařízení a je podrobně popsán v metodickém dokumentu *Methodology for the European resource adequacy assessment* [2].

Zdrojová data jsou získávána prostřednictvím každoročně prováděného dotazníkového šetření zahrnující všechny tepelné a vodní elektrárny s instalovaným výkonem nad 10 MW (platí pro jednotlivé hydro a turbogenerátory), přičemž předmětem sběru dat jsou technické parametry výroby a výhled jejich provozu do roku 2050 (instalovaný, minimální a dostupný výkon, vlastní spotřeba, využívané palivo, účinnost, emisní faktory apod.). Decentrální zdroje a zdroje s menším instalovaným výkonem jsou dopočítávány statisticky pomocí predikce budoucího vývoje. Sběr dat probíhá pomocí webové aplikace ADSEND spravované ČEPS. Takto získaná data jsou doplněna o data uvedená ve smlouvách a žádostech o připojení nových zdrojů a následně validována a zaznamenávána do tzv. PEMM souborů (Pan European Market Model Files), které jsou ukládány do databáze PEMM.

Obsahem souborů PEMM jsou parametry pro obchodní modely jednotlivých zdrojů (výroba elektřiny) po VM, resp. turbogenerátorech (s výjimkou zdrojů kategorie tepláren a závodních energetik) a hydrogenerátorech, případně roční data spotřeby. Data se sbírají do databáze, která obsahuje seznam zdrojů s jejich daty uvedení do provozu, technickými parametry a předpokládanými daty odstavení. Následně se pro potřeby výpočtů z databáze vygenerují data pro modelovaný rok studie. Cílem ERAA je postupný přechod na výpočet pro všechny predikované roky ve zvoleném časovém horizontu 10 let.

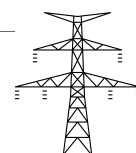
Na základě takto shromážděných dat ENTSO-E namodeluje rovnováhu celého evropského regionu a vyhodnotí ukazatele spolehlivosti dodávek LOLE a EENS pro jednotlivé země. Při výpočtu se využívá klimatická databáze PECD (Pan European Climate Database). Zároveň tento výpočet produkuje očekávané importy/exporty energie mezi jednotlivými sousedními zeměmi.

V případě nevyhovujících hodnot spolehlivostních ukazatelů překračujících normy spolehlivosti ENTSO-E iniciuje jednání s příslušným provozovatelem PS o realizaci korekčních opatření. Lze tedy konstatovat, že ENTSO-E z pohledu soudržnosti přenosových sítí členských států identifikuje slabá místa v pan-evropské soustavě, upozorňuje na ně prostřednictvím ERAA reportu a iniciuje jejich odstranění.

Úloha modelování celoevropské (stejně tak regionální nebo národní) ES představuje optimalizační úlohu minimalizace nákladů na pokrytí zatížení a alokaci SVR, kde náklady zahrnují zejména provozní náklady zdrojů, náklady na přenos a náklady na penalizaci nedodržení bilance výkonů. Hlavním výsledkem modelování jsou zejména nasazené výkony zdrojů, toky mezi uzly sítě (jednotlivé státy nebo regiony), náklady na pokrytí zatížení a nedostatek či přebytek výkonu.

4.2.2 Národní hodnocení zdrojové přiměřenosti

Národní hodnocení zdrojové přiměřenosti (MAF CZ) dle čl. 23 a 24 Nařízení navazuje na centrální referenční scénáře ERAA a postup jeho zpracování je podrobně popsán v dokumentu *Metodika*



pro hodnocení zdrojové přiměřenosti [4] vypracovaného společností ČEPS tak, aby odpovídal požadavkům metodického dokumentu *Methodology for the European resource adequacy assessment* [2]. Zatímco v rámci evropského hodnocení přiměřenosti státy reportují data pro nejpravděpodobnější scénář vývoje energetiky, v národním hodnocení mohou státy modelovat více trajektorií rozvoje elektroenergetického sektoru. Při vytváření národních scénářů ČEPS zpracovává časové řady predikovaných výkonů a zátěže kontinuálně od současnosti až po roky 2040 nebo 2050.

Co se týče zdrojových dat o výrobě a akumulaci, využívá MAF CZ stejné údaje jako v případě hodnocení přiměřenosti na evropské úrovni. Vstupní data dále obsahují predikci tuzemské netto spotřeby (TNS) modelované na základě vývoje makroekonomických a demografických ukazatelů a vybavenosti domácností komponentami velkoodběru a maloodběru. Uvažuje se také vliv vývoje počtu elektromobilů a tepelných čerpadel na spotřebu. Pro potřeby analýz se využívá model netto spotřeby definované dle ENSTO-E, který navíc ještě zahrnuje ztráty v sítích přenosové a distribuční soustavy. V rámci zdrojových dat se uvažují i podpůrné služby, síťové propojení (vnitrostátní i mezinárodní) a výhled cen paliv, povolenek CO₂, variabilních nákladů a účinnost zdrojů. Vlivy počasí jsou zohledněny prostřednictvím využití sady klimatických let z PECD v rámci prováděných simulací.

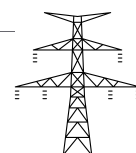
MAF CZ je postaven na scénářích vývoje spotřeby a zdrojového mixu v pětiletých intervalech od roku 2025 až po roky 2040 nebo 2050. Výsledkem simulací je model rovnováhy regionu a vyhodnocení ukazatelů spolehlivosti dodávek (LOLE a EENS) za současného uvážení očekávaného dovozu/vývozu elektrické energie mezi ČR a sousedními zeměmi. Model také slouží k posouzení dopadů jednotlivých scénářů na ekonomickou náročnost, kdy mezi sebou můžeme scénáře porovnávat např. z hlediska marginální ceny silové elektřiny, ale také investiční náročnosti či celkových nákladů ES. Kromě ekonomické zátěže umožňuje model napříč scénáři posoudit také zátěž emisní, a to buď pro jednotlivé modelované roky anebo kumulovaně za dané období.

Vzhledem k šíři problematiky a dynamice elektroenergetického sektoru ČEPS zpracovává hodnocení zdrojové přiměřenosti ve více scénářích ve snaze zachytit koridory možného vývoje energetického mixu a ukazatelů zdrojové přiměřenosti. Při tvorbě scénářů je brán ohled na nejnovější vývoj a aktuální trendy jako je například doporučení Uhelné komise, dostavba nového jaderného zdroje, různé zdroje podpory OZE nebo tranzice teplárenství s ohledem na předpokládanou sektorovou integraci.

4.2.3 Ukazatele spolehlivosti a jejich základní charakteristika

Pro vyhodnocení zdrojové přiměřenosti na národní i evropské úrovni se dle Nařízení využívají standardní obecné ukazatele spolehlivosti:

- **LOLE (Loss of Load Expectation)** - očekávaný počet hodin v roce, kdy nelze plně pokrýt zatížení ve všech hodinách tuzemskými zdroji a/nebo importem ze zahraničí
- **EENS (Expected Energy Not Served)** - očekávané množství nedodané energie, které charakterizuje celkové množství nedodané energie při nepokrytí zatížení ve všech hodinách tuzemskými zdroji a/nebo importem ze zahraničí



Ukazatele spolehlivosti LOLE a EENS jsou normativní parametry, které slouží pro kvantifikaci míry rizika provozu ES. Počítají se z hodinových průběhů nedostatku výkonu (systémového deficitu). Jejich přesná definice a postup pro výpočet je uveden v metodice ERAA. Pro hodnocení zdrojové přiměřenosti podle metodiky ERAA je důležitým ukazatelem právě hodnota LOLE, která je založena na simulaci celoevropské elektroenergetické soustavy a následně na simulaci národních, resp. regionálních soustav. Za účelem vyhodnocení těchto rizik jsou simulovány náhodné stavy nebo jejich kombinace, které jsou zapříčiněny chováním jednotlivých prvků nebo částí ES (např. poruchové stavy výrobních kapacit) nebo náhodnými vnějšími vlivy (např. počasí).

ES chápeme z bilančního pohledu pro účely hodnocení zdrojové přiměřenosti jako souhrn následujících aspektů:

- **zdrojová základna** – souhrn všech zdrojů (systémové elektrárny, ostatní řiditelné zdroje, ostatní neřiditelné zdroje jako jsou OZE apod.)
- **zatížení** – včetně chování strany spotřeby
- **požadavky na podpůrné služby** – zejména SVR pro eliminaci výpadků zdrojů a nahodilého kolísání zatížení
- **přeshraniční kapacity** modelující přeshraniční spolupráci na profilech se sousedními soustavami

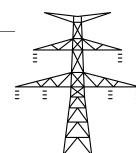
Z pohledu pravděpodobnostní simulace chování ES je nezbytné určit hlavní okrajové podmínky, které jsou determinující pro náhodné chování prvků ES. Mezi tyto podmínky patří zejména:

- zatížení, které se modeluje fluktuacemi v závislosti na počasí,
- instalované výkony zdrojů, které se modelují na základě scénářů budoucího vývoje energetiky,
- plánované odstávky zdrojů, které se řeší podle provozovatelů nebo optimalizačním algoritmem,
- poruchovost zdrojů, která je modelována náhodnými výpadky na základě provozních spolehlivostních charakteristik,
- instalované výkony OZE, které se modelují na základě scénářů budoucího vývoje energetiky a výroby nasazené diagramem výroby v souladu s klimatickými řadami PECD,
- hydrologické podmínky.

4.2.4 Stanovení hodnot VOLL a CONE

Pro výpočet normy spolehlivosti je dle metodického dokumentu *Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard* pro členské státy nezbytné, aby byly stanoveny nejdříve hodnoty VOLL a CONE. Potřebu stanovení hodnot VOLL a CONE je pak třeba vnímat ve vazbě k posuzování a případnému rozhodnutí o implementaci nápravných opatření v případě neuspokojivého stavu spolehlivosti dodávky elektřiny.

Hodnota **VOLL** udává hodnotu elektrické energie v Kč/MWh, kterou je zákazník ochoten zaplatit, aby se vyhnul výpadku dodávek elektřiny, která není systémem dodána, ať už v důsledku poruchy



na distribuční nebo přenosové soustavě nebo v důsledku nedostatečných výrobních kapacit. Metodika ENTSO-E pro stanovení hodnoty VOLL doporučuje metodu přímého dotazování respondentů založenou na principu ochoty zákazníků platit za nepřerušenu dodávku elektřiny (Willingness to Pay), která zároveň reflektuje vývoj podmínek na trhu s elektřinou. V praxi se v rámci státu stanovuje jediná průměrná systémová hodnota VOLL, která může být stanovena za ekonomiku (nabídkovou zónu) jako celek, nebo jako jedna průměrná hodnota VOLL pro sezónní období (př. léto, zima). Výsledná hodnota je tak vypočtena na základě vážených průměrů dotazovaných sektorů (doprava, služby, komerce, průmysl, domácnosti a veřejný sektor) s ohledem na podíl daného sektoru na celkové roční spotřebě elektřiny v daném státě.

Pro validaci hodnoty VOLL lze pak ještě učinit srovnání s hodnotou určenou pomocí makroekonomické metody. Tato metoda spočívá v určení podílu HPH pro určitý rok a netto spotřeby elektrické energie v témže roce. Tato metoda však nedostatečně eliminuje externí vlivy (např. energetická náročnost, úsporné programy, změna struktury spotřeby vlivem elektromobility či elektrifikace průmyslových segmentů s vysokou emisní zátěží).

Hodnoty **CONE** (neboli náklady na vstup nového zdroje) udávají celkové roční čisté výnosy na jednotku instalovaného výkonu (po odečtení variabilních provozních nákladů), které by nový zdroj nebo řešení na straně poptávky musely během své ekonomické životnosti obdržet, aby mohly dosáhnout očekávaného pokrytí veškerých nákladů. Hodnoty CONE jsou počítány pro jednotlivé referenční technologie a obsahují jak investiční ($CONE_{fixed}$), tak provozní náklady ($CONE_{variable}$).

$CONE_{fixed}$ v sobě zahrnuje investiční náklady a fixní provozní náklady – tyto náklady jsou sčítány a přepočítány na rok, přičemž je počet let brán jako doba výstavby a doba ekonomické životnosti elektrárny. Do fixních provozních nákladů nepatří cena za palivo, nákup povolenek a jiné variabilní OPEX náklady.

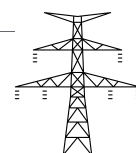
$$CONE_{fixed} = \frac{EAC}{K_d} \quad [\text{Kč/MW/rok}]$$

V rovnici zmíněný EAC vyjadřuje roční nutné náklady na MW za ekonomickou životnost a dobu výstavby zdroje definované v čl. 15. De-rating faktor (K_d) vyjadřuje míru dostupnosti zdroje v případě nedostatku energie v síti v roce a uvádí se pro každou technologii zvlášť.

$CONE_{variable}$ jsou variabilní náklady na jednotku vyrobené energie v průběhu ekonomické životnosti zdroje. Náklady v sobě zahrnují cenu na palivo, emisní povolenky a další variabilní náklady na provoz a údržbu. Parametr vychází v Kč na MWh.

4.2.5 Stanovení normy spolehlivosti

Zájmem jednotlivých členských států EU je určit **normu spolehlivosti LOLE_{NS}**, při jejímž překročení by mohla být ohrožena spolehlivost dodávek elektrické energie a došlo by tak ke zdrojové nepřiměřenosti. Překročení hodnoty normy spolehlivosti je vnímáno jako indikace oprávněnosti intervence státu do tržních podmínek s cílem iniciovat realizaci opatření, která by nedostatek zdrojů snížila, až odstranila. Stanovení jediné a dlouhodobě platné hodnoty normy spolehlivosti je však značně obtížné, protože závisí na aktuálním stavu dané soustavy, na technických a socio-ekonomických podmínkách a jejich očekávaném vývoji.



Přestože napříč evropskými státy není historicky určena norma spolehlivosti $LOLE_{NS}$ jednotně, většina států ji stanovuje v rozmezí 1 až 10 hodin za rok. Nově však metodika ENTSO-E pro výpočet LOLE, CONE a normy spolehlivosti sjednocuje způsob stanovení hodnoty normy spolehlivosti v závislosti na ekonomických parametrech daného státu.

Norma spolehlivosti $LOLE_{NS}$ je dle metodiky ENTSO-E určena minimem ze souboru tzv. prahových hodnot $LOLE_{thr}$ pro jednotlivé referenční technologie.

$$LOLE_{NS} = \min (LOLE_{thr})$$

Prahové hodnoty $LOLE_{thr}$ referenčních technologií pak stanovují, jaké konkrétní technologie jsou vzhledem ke svým investičním nákladům ekonomicky odůvodnitelné. Tyto prahové hodnoty jsou určeny v závislosti na ocenění nedodávky elektrické energie (VOLL) a ekonomických parametrech nového zdroje (CONE), případně stávajícího zdroje s možností prodloužení životnosti (CORP). Prahová hodnota $LOLE_{thr}$ je stanovována zvlášť pro jednotlivé technologie, a to následujícím způsobem:

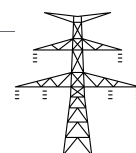
$$LOLE_{thr} = \frac{CONE_{fixed}}{VOLL - CONE_{variable}}$$

Pro výpočty je mimo ekonomických parametrů nového zdroje (CONE) možné uvažovat rovněž s parametry varianty prodloužení životnosti stávajícího zdroje (CORP). V tomto případě lze ve výše zmíněných vzorcích hodnoty $CONE_{fixed}$ a $CONE_{variable}$ nahradit hodnotami $CORP_{fixed}$ a $CORP_{variable}$, přičemž podstata výpočtu zůstává stejná.

Hodnoty VOLL, CONE a normy spolehlivosti je nutné dle dokumentu *Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard* pravidelně aktualizovat minimálně jednou za pět let, nebo i dříve v případě významných změn v sektoru energetiky. Hodnoty je také nutné vyhodnocovat v národním kontextu a využít pro posouzení ekonomické opodstatněnosti nápravných opatření v případě zdrojové nedostatečnosti s dopadem na spolehlivost provozu ES a na bezpečnost dodávek.

Mezi tato nápravná opatření mimo jiné řadíme opatření neinvestiční povahy a investiční povahy, přičemž:

- opatření neinvestiční povahy jsou například tarify, aktivní využívání strany poptávky pro potřeby řízení soustavy, kapacitní mechanismy a další,
- opatření investiční povahy jsou například přímé dotace na výstavbu nových zdrojů.



5 Kvalita elektrické energie v PS

5.1 Charakteristiky napětí v PS

ČEPS dodrží v místech připojení uživatelů PS níže popsaná kritéria, pokud uživatelé budou plnit závazné pokyny ČEPS a splní podmínky Kodexu PS.

5.1.1 Kmitočet sítě

Jmenovitý kmitočet napájecího napětí je 50 Hz. Za normálního provozního stavu a při synchronním provozu se synchronní zónou Kontinentální Evropa musí být střední hodnota kmitočtu základní harmonické měřená v intervalu 10 s v mezích $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$ (tj. 49,5 – 50,5 Hz) během 99,5 % roku a v mezích $50 \text{ Hz} +4 \%$ / -6% (tj. 47 – 52 Hz) během 100 % času¹.

5.1.2 Velikost a odchylky napájecího napětí

V libovolném týdenním období musí být za normálního provozního stavu 99 % efektivních hodnot napájecího napětí ze souboru hodnot změřených v měřicích intervalech 10 minut v rozsahu daném následující tabulkou², pokud Smlouva o připojení do PS nestanoví jinak.

Tab. 4 Povolný rozsah napětí pro jednotlivé napěťové hladiny

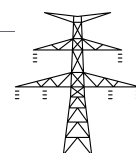
110 kV	110 kV +11,8/-10 %
220 kV	220 kV +11,8/-10 %
400 kV	400 kV +5/-10 %

Zároveň pro hladinu 110 kV nesmí být žádná z průměrných efektivních hodnot napájecích napětí ze souboru hodnot změřených v měřicích intervalech 10 minut mimo rozsah $110 \text{ kV} \pm 15 \%$.

Vzhledem k lokálnímu charakteru napětí v ES se udržované hodnoty napětí místo od místa v soustavě liší, jejich konkrétní hodnotu v PS určuje dispečink ČEPS. Udržované hodnoty napětí na rozhraní provozovatele PS a uživatele PS jsou vzájemně odsouhlasovány oběma subjekty. V přípojném místě uživatele je napětí samozřejmě ovlivňováno samotným uživatelem, a proto je nutné konzultovat tuto otázku mezi oběma partnery.

¹ Uvedené meze jsou odvozeny z ČSN EN 50160 ed. 4 - Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejných elektrických sítí

² Meze pro hladinu 110 kV a 220 kV, které jsou v souladu s čl. 6.2.2 a 7.2.2 ČSN EN 50160 ed. 4, jsou převzaty ze SOGL



5.1.3 Rychlé změny napětí

5.1.3.1 Velikost rychlých změn napětí

Za normálního provozního stavu efektivní hodnota rychlé změny napětí nepřekročí v závislosti na četnosti výskytu hodnoty uvedené v následující tabulce³.

Tab. 5 Povolený výskyt rychlých změn napětí

Četnost n	$\Delta U/U_n$ [%]
$n \leq 4$ za den	3
$n \leq 2$ za hodinu a zároveň > 4 za den	3
$2 < n \leq 10$ za hodinu	2,5

5.1.3.2 Míra vjemu flikru

Za normálního provozního stavu musí být po 95 % času během libovolného týdenního období dlouhodobá míra vjemu flikru P_{lt} menší nebo rovna 1⁴.

5.1.4 Nesymetrie napětí

Nesymetrie třífázového napájecího napětí je stav, při němž velikosti fázorů fázových napětí a/nebo úhly mezi po sobě jdoucími fázorů napětí nejsou stejné. Nesymetrie napětí je především způsobena nesymetrickou zátěží. Napěťová nesymetrie je charakterizována činitelem nesymetrie u_2 , který je definován zpětnou složkou napětí U_2 , vyjádřenou v % sousledné složky U_1 napětí základního kmitočtu:

$$u_2 = \frac{|U_2|}{|U_1|} * 100 \quad [\%]$$

Za normálního provozního stavu musí být během libovolného týdenního období 95 % středních efektivních hodnot zpětné složky napájecího napětí v měřicích intervalech 10 minut v intervalu 0-2 % sousledné složky⁵.

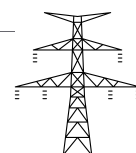
5.1.5 Harmonická napětí

Za normálního provozního stavu musí být během libovolného týdenního období 95 % středních efektivních hodnot každého z harmonických napětí u_h a celkového harmonického zkreslení THD (Total Harmonic Distortions) v měřicích intervalech 10 minut menší nebo rovny hodnotám podle následujících tabulek.

³ Meze převzaty z IEC 61000-3-7, vyhodnocení rychlých změn napětí se provádí podle ČSN EN 62586-2 ed. 2

⁴ Meze převzaty z ČSN EN 50160 ed. 4

⁵ Meze převzaty z ČSN EN 50160 ed. 4



Pro sítě 220 kV a 400 kV je definována tabulka mezí pro násobky základní harmonické.

Tab. 6 Povolený obsah harmonických v síti 220 a 400 kV

Liché násobky 1. harmonické				Sudé násobky 1. harmonické	
Ne násobky 3		Násobky 3			
Řád harmonické	Napětí harmonické	Řád harmonické	Napětí harmonické	Řád harmonické	Napětí harmonické
5	4 %	3	2 %	2	1,5 %
7	3 %	9	1,3 %	4	1 %
11	2 %	15	0,5 %	6...24	0,5 %
13	2 %	21	0,5 %		
17	1,9 %				
19, 23, 25	1,4 %				

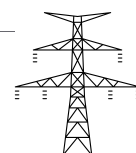
Mimoto celkový činitel harmonického zkreslení THD napájecího napětí (pro harmonické řádu 2 až 40) musí být menší nebo rovný 8 % pro sítě 220 a 400 kV.

Pro sítě 110 kV je definována tabulka mezí pro jednotlivé násobky základní harmonické.

Tab. 7 Povolený obsah harmonických v síti 110 kV⁶

Liché násobky 1. harmonické				Sudé násobky 1. harmonické	
Ne násobky 3		Násobky 3			
Řád harmonické	Napětí harmonické	Řád harmonické	Napětí harmonické	Řád harmonické	Napětí harmonické
5	5 %	3	3 %	2	1,9 %
7	4 %	9	1,3 %	4	1 %
11	3 %	15	0,5 %	6...24	0,5 %
13	2,5 %	21	0,5 %		
17	1,9 %				
19, 23, 25	1,4 %				

⁶ Meze převzaty z ČSN EN 50160 ed. 4



Mimoto celkový činitel harmonického zkreslení THD napájecího napětí (pro harmonické řádu 2 až 40) musí být menší nebo rovný 8 % pro síť 110 kV.

THD se určí podle následujícího vztahu:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} u_h^2} \quad [\%]$$

kde u_h je relativní velikost jednotlivých harmonických vztažená k velikosti základní harmonické. Kromě toho rovněž za stejných provozních podmínek nesmí maximální efektivní hodnota amplitudy žádné harmonické, zjišťovaná v měřicím intervalu 3 sek. překročit dvojnásobek hodnot u_h podle předchozí tabulky.

5.1.6 Obsah meziharmonických napětí

Za normálního provozního stavu musí být během libovolného denního období 99 % průměrných efektivních hodnot meziharmonických napětí (s výjimkou signálů HDO) v měřicích intervalech 3 sek. menší než 0,5 % U_n . Úroveň signálu HDO, změřeného na hladině 220 kV by neměla překročit 1,1 % U_n a 0,6 % U_n na hladině 400 kV.

5.1.7 Minimální zkratový výkon

Jsou určeny standardní hodnoty minimálního zkratového výkonu 700 MVA pro hladinu 110 kV, 1000 MVA pro hladinu 220 kV a 2000 MVA pro hladinu 400 kV.

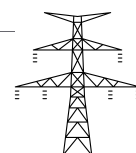
5.2 Měření charakteristik elektřiny z PS

Postupy pro měření a vyhodnocování charakteristik napětí jsou definovány v normě ČSN EN 61000-4-30 a ČSN EN 50160 ed. 4. V těchto normách jsou současně definovány i požadavky na vlastnosti měřicích souprav, které zaručují porovnatelnost a opakovatelnost měření.

Při měření charakteristik napětí je zapotřebí v sítích vvn a zvn měřit a vyhodnocovat sdružená napětí.

Za nedodržení kvality elektrické energie se považují stavy v PS, při kterých dojde k překročení dovolených hodnot kvality s výjimkou situací:

- mimořádné klimatické podmínky a přírodní katastrofy,
- cizí zavinění,
- vyšší moc,
- mimořádné provozní stavy PS,



- nevyhovující instalace, zařízení uživatele (rozpor s technickými připojovacími podmínkami),
- zásahy veřejných institucí (překážky při realizaci nápravných opatření)
- při předcházení a řešení stavu nouze.

Pro měření charakteristik napětí se používají tzv. analyzátory napětí. Analyzátory kvality napětí v předávacích místech mají být přednostně třídy A podle ČSN EN 61000-4-30.

5.3 Postupy a zásady řešení oprávněnosti stížností na kvalitu elektrické energie

V případě předložení stížnosti zákazníka na neplnění parametrů kvality elektrické energie v předacím místě bude předací místo neprodleně osazeno analyzátozem kvality přesnosti A vlastněný provozovatelem PS. Nejpozději do 30 pracovních dnů od osazení příslušného místa připojení analyzátozem kvality bude provedeno vyhodnocení dle příslušné legislativy a vystaveny protokoly. Tyto protokoly budou sloužit pro posouzení oprávněnosti stížnosti zákazníka. V případě oprávněné stížnosti bude zdroj nekvality dohledán a provozovatelem PS zajištěny změny vedoucí k plnění požadavků na kvalitu elektrické energie ve lhůtě bez zbytečného odkladu dle povahy technického problému.

5.3.1 Postup týkající se kvality elektrické energie

ČEPS podle potřeby rozhoduje o ověření nebo sledování kvality dodávky elektrické energie v odběrných místech PS.

Pro měření úrovně napětí v sítích vvn (zvn) se používají přístroje třídy A (přesnost měření napětí do 0,1 %).

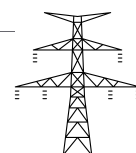
Požadavek na zkoušení nebo sledování kvality může být vyvolán buď stížností uživatelů na kvalitu dodávek z PS, nebo potřebou ČEPS ověřit vybrané parametry kvality, případně zpětné vlivy uživatele na PS.

V případě zjištění příčiny nekvality v zařízení PS zahájí ČEPS neprodleně přípravu a realizační opatření k jejímu odstranění.

Uživatel, kterému bylo prokázáno, že překračuje technické parametry specifikované v této kapitole je povinen provést nápravu nebo odpojit od PS zařízení, které kvalitu nepřípustně ovlivňuje, a to neprodleně, nebo během lhůty, která bude určena po dohodě s ČEPS.

5.3.2 Postup týkající se parametrů elektrických veličin odběrného místa

ČEPS je oprávněn systematicky nebo namátkově sledovat vliv přenosu elektrické energie uživatele na PS. Toto sledování se bude zpravidla týkat velikosti a průběhu činného a jalového výkonu přenášeného odběrným místem.



V případě, kdy uživatel dodává do PS nebo odebírá z PS činný a jalový výkon, který překračuje hodnoty sjednané pro odběrné místo, bude ČEPS o tom uživatele informovat a na vyžádání doloží výsledky takového sledování.

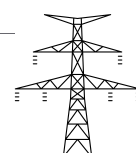
Uživatel může požadovat technické informace o použité metodě sledování a ČEPS popis metody sledování včetně technických informací na vyžádání poskytne.

I v těch případech, kdy uživatel požaduje zvýšení činného a jalového výkonu, které nepřekračuje technickou kapacitu odběrného místa, musí dodržet hodnoty a parametry odběru nebo dodávky podle platných smluv o připojení a přenosu elektřiny. Zvýšení hodnot a parametrů odběru nebo dodávky předpokládá uzavření dodatků příslušných smluv o připojení.

5.4 Připojování nových uživatelů – zajištění kvality elektrické energie

Kvalita elektrické energie je veličina ovlivňovaná jak uživatelem, tak ČEPS. Zjišťování kvality elektrické energie se provádí měřením zajišťovaným ve spolupráci uživatele a ČEPS. Výsledek měření určí zdroj případného narušení kvality (u uživatele nebo ČEPS), který musí být odstraněn. Parametry kvality elektrické energie, které uživatel ovlivňuje, jsou: obsah vyšších harmonických, flickr, napěťová nesymetrie a krátkodobé poklesy napětí.

V případě připojování nového uživatele do PS musí tento uživatel zajistit, aby jeho vlivem nedošlo k překročení výše uvedených limitů. Jestliže to není možné vzhledem k charakteru připojovaných zařízení, vyvolá ČEPS jednání mezi nově a již připojenými uživateli v daném předávacím místě. Účelem tohoto jednání je zmenšení existujících příspěvků (harmonických, nesymetrie atd.) tak, aby mohl být do PS připojen tento nový uživatel.



6 Pravidla pro pozastavení tržních činností

Tržní činnost lze pozastavit v souladu s § 54 zákona č.458/2000 Sb. (energetický zákon) nebo v případě, kdy je dosaženo alespoň jedné z podmínek stanovených v příloze metodiky „Pravidla pro pozastavení a obnovení tržních činností“, viz <https://www.ceps.cz/cs/nc-er>.

Reference

- [1] Metodika ověřování souladu s DCC dostupná na <https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps>
- [2] Methodology for the European resource adequacy assessment z 2. října 2020, https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf
- [3] Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard, ACER Decision on the Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard: Annex I; in accordance with Article 23(6) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity, z 2. října 2020, https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2023-2020_Annexes/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf
- [4] Metodika pro hodnocení zdrojové přiměřenosti 2021, dostupná na <https://www.ceps.cz/cs/priprava-provozu>

