

Pravidla provozování přenosové soustavy

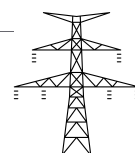
## KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY – ČÁST V.

Bezpečnost provozu a kvalita na úrovni PS

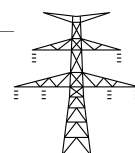


## Obsah

<b>1</b>	<b>Úvod .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Plán obrany soustavy .....</b>	<b>6</b>
2.1	Řešení výkonové nepřiměřenosti .....	6
2.2	Přetížení sítě a řízení toků výkonů .....	6
2.3	Opatření proti kaskádovitému šíření poruchy .....	8
2.4	Opatření proti poklesu a vzrůstu frekvence .....	9
2.5	Opatření proti poklesu a vzrůstu napětí .....	11
2.6	Opatření proti kývání .....	13
2.7	Opatření proti ztrátě synchronismu .....	14
2.8	Mezinárodní spolupráce při předcházení a řešení poruch .....	14
<b>3</b>	<b>Plán obnovy .....</b>	<b>16</b>
3.1	Strategie obnovy .....	16
3.2	Priority .....	16
3.3	Seznam významných uživatelů sítě s vysokou prioritou .....	17
3.4	Principy obnovy soustavy .....	18
<b>4</b>	<b>Dlouhodobá bezpečnost a spolehlivost ES .....</b>	<b>20</b>
4.1	Maximální přípustný vyráběný výkon OZE z hlediska regulovatelnosti ES ČR .....	20
4.2	Hodnocení zdrojové přiměřenosti a stanovení normy spolehlivosti ES ČR .....	21
<b>5</b>	<b>Kvalita na úrovni PS .....</b>	<b>26</b>
5.1	Charakteristiky elektřiny na úrovni PS .....	26
5.2	Měření charakteristik elektřiny z PS .....	29
5.3	Postupy a zásady řešení oprávněnosti stížností na kvalitu elektrické energie .....	29
5.4	Připojování nových uživatelů – zajištění kvality elektrické energie .....	30
<b>6</b>	<b>Pravidla pro pozastavení tržních činností .....</b>	<b>32</b>
<b>1</b>	<b>Úvod .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Plán obrany proti šíření poruch v přenosové soustavě .....</b>	<b>5</b>
2.1	Opatření pro předcházení stavům nouze a pro jejich likvidaci .....	5
2.2	Mezinárodní spolupráce při předcházení a řešení poruch .....	12
<b>3</b>	<b>Plán obnovy po výpadku soustavy .....</b>	<b>1413</b>
3.1	Strategie obnovy .....	1413
3.2	Priority .....	1413
3.3	Principy obnovy soustavy .....	1514
<b>4</b>	<b>Dlouhodobá bezpečnost a spolehlivost elektrizační soustavy .....</b>	<b>1716</b>

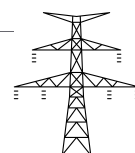


<a href="#">4.1</a>	<a href="#">Maximální přípustný vyráběný výkon OZE z hlediska regulovatelnosti ES ČR</a>	<a href="#">1716</a>
<a href="#">4.2</a>	<a href="#">Určení hodnoty celkového maximálního výkonu OZE</a>	<a href="#">1716</a>
<a href="#">4.3</a>	<a href="#">Použití hodnoty celkového maximálního výkonu OZE</a>	<a href="#">1716</a>
<a href="#">4.4</a>	<a href="#">Platnost výsledků uvedené metodiky</a>	<a href="#">1716</a>
<a href="#">5</a>	<a href="#">Kvalita na úrovni PS</a>	<a href="#">1917</a>
<a href="#">5.1</a>	<a href="#">Charakteristiky elektřiny na úrovni PS</a>	<a href="#">1917</a>
<a href="#">5.2</a>	<a href="#">Měření charakteristik elektřiny z PS</a>	<a href="#">2220</a>
<a href="#">5.3</a>	<a href="#">Postupy a zásady řešení oprávněnosti stížností na kvalitu elektrické energie</a>	<a href="#">2220</a>
<a href="#">5.4</a>	<a href="#">Připojování nových uživatelů – zajištění kvality elektrické energie</a>	<a href="#">2321</a>



## Seznam zkratek

<b><u>BSAE</u></b>	<u>Bateriové systémy akumulace energie</u>
<b><u>CONE</u></b>	<u>Náklady na novou technologii (Cost of New Entry)</u>
<b><u>DS</u></b>	<u>Distribuční soustava</u>
<b><u>EENS</u></b>	<u>Očekávané množství nedodané energie (Expected Energy Not Served)</u>
<b><u>ERÚ</u></b>	<u>Energetický regulační úřad</u>
<b><u>EDUK</u></b>	<u>Jaderná elektrárna Dukovany</u>
<b><u>ETEM</u></b>	<u>Jaderná elektrárna Temelín</u>
<b><u>ENTSO-E</u></b>	<u>Evropská síť provozovatelů elektroenergetických přenosových soustav (European Network of Transmission System Operators for Electricity)</u>
<b><u>ERAA</u></b>	<u>European Resource Adequacy Assessment</u>
<b><u>ES</u></b>	<u>Elektrizační soustava</u>
<b><u>JE</u></b>	<u>Jaderná elektrárna</u>
<b><u>LFSM U a O</u></b>	<u>Omezený frekvenčně závislý režim při podfrekvenci a nadfrekvenci (Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency/Overfrequency)</u>
<b><u>LOLE</u></b>	<u>Počet hodin, kdy není pokryto zatížení (Loss of Load Expectation)</u>
<b><u>NCER</u></b>	<u>Nařízení Komise (EU) 2017/2196 ze dne 24. listopadu 2017, kterým se stanoví kodex sítě pro obranu a obnovu elektrizační soustavy</u>
<b><u>OZE</u></b>	<u>Obnovitelný zdroj energie</u>
<b><u>PI</u></b>	<u>Provozní instrukce</u>
<b><u>PPE</u></b>	<u>Paroplynová elektrárna</u>
<b><u>PS</u></b>	<u>Přenosová soustava</u>
<b><u>PVE</u></b>	<u>Přečerpávací vodní elektrárna</u>
<b><u>RfG</u></b>	<u>Nařízení Komise (EU) 2016/631 ze dne 14. dubna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě</u>
<b><u>SOGL</u></b>	<u>Nařízení Komise (EU) 2017/1485 ze dne 2. srpna 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav</u>
<b><u>SVR</u></b>	<u>Služby výkonové rovnováhy</u>
<b><u>VE</u></b>	<u>Vodní elektrárna</u>
<b><u>VM</u></b>	<u>Výrobní modul</u>
<b><u>VS</u></b>	<u>Vlastní spotřeba</u>
<b><u>VOLL</u></b>	<u>Náklady na nedodanou energii (Value of Lost Load)</u>



# 1 Úvod

Tato kapitola obsahuje legislativní rámec související s Plány obrany a obnovy.

Plány obrany a obnovy jsou tvořeny v souladu s NAŘÍZENÍM KOMISE (EU) 2017/2196 ze dne 24. listopadu 2017, kterým se stanoví kodex sítě pro obranu a obnovu elektrizační soustavy (dále jen „NCER“) a v souladu s NAŘÍZENÍM KOMISE (EU) 2017/1485 ze dne 2. srpna 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav (dále jen „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.

Plán obrany soustavy stanoví harmonizované 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.

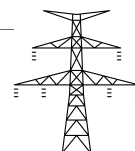
Plán obnovy stanoví harmonizované postupy, které by provozovatelé přenosových soustav měli implementovat za účelem obnovy normálního stavu poté, co se narušení či stav blackoutu rozšířily. Na úrovni provozovatele přenosové soustavy je Plán obnovy vypracován v provozní instrukci ČEPS PI 620-22.

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

- **Vyhláška č. 79/2010 Sb.**, o dispečerském řízení elektrizační soustavy a o předávání údajů pro dispečerské řízení upravuje pravidla dispečerského řízení soustav, výroben a konečných zákazníků, přípravy provozu a zajišťování systémových služeb.
- **Vyhláška č. 80/2010 Sb.**, o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu definuje způsoby omezení spotřeby nebo dodávky elektřiny prostřednictvím frekvenčního, regulačního a vypínacího plánu.

Metodiky obsahující regulační aspekty dle V souladu s čl. 4 odst. 2 NCER jsou do této části Kodexu PS zahrnuty tyto regulační aspekty (schválené ERÚ): seznam významných uživatelů sítě s vysokou prioritou (kap. 3), pravidla pro pozastavení a obnovení tržních činností (kap. 6) a zkoušky zařízení důležitých pro plán obrany soustavy (relé pro frekvenční odlehčování zátěže v kap. 2.4.2), specifikují další požadavky tohoto nařízení. Metodiky jsou schvalovány ERÚ a zveřejňovány na webu ČEPS: <https://www.ceps.cz/cs/nc-er>.

V souladu s NAŘÍZENÍM KOMISE (EU) 2016/631 ze dne 14. dubna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě (dále jen RfG), je použit termín nový výrobní modul (VM) zejména s ohledem na zapracování schopnosti provozu VM v rámci frekvenčních rozsahů.





## 2 Plán obrany soustavy proti šíření poruch v přenosové soustavě

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 ~~Opatření pro předcházení stavům nouze a pro jejich likvidaci~~

#### 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:

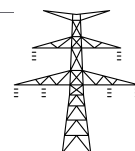
- a) -nařízením poskytovateli SVR změnu svého diagramového bodu v technických limitech pro daný časový úsek,
- b) nařízením jakémukoli jinému výrobci v ČR (PS i DS) změnu svého diagramového bodu v technických limitech po daný časový úsek,
- c) zažádáním jiných provozovatelů PS, kteří jsou v normálním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

#### 2.1.12.2 Řízení propustnosti 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- následujícím nápravným opatřením-~~popsaným v následujících kapitolách.~~

~~Ve vymezených případech (ve výstražném stavu, kdy hrozí přetížení vedení nebo je vyčerpána přenosová schopnost profilu) je nutno změnit nasazení vybraných bloků tak, aby se soustava dostala zpátky do normálního stavu, přenosový profil se odlehčil a hrozba přetěžování se odstranila. Činnost s tím spojená se souhrnně nazývá řízení propustnosti sítě a lze pro ni použít dva základní prostředky:~~

- ~~redispečink:~~
- ~~interní~~
- ~~mezinárodní~~
- ~~MRA („Multilateral agreement“)~~



## ■ ~~protiobchod.~~

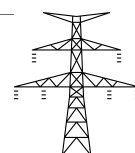
Pro interní redispečink se používá přerozdělení výkonů uvnitř soustavy s tím, že je nutno dodržet saldo regulační oblasti. To znamená, že když se v jednom uzlu výkon přidá (zvýšení výroby případně snížení odběru), je nutno v jiném uzlu stejný výkon ubrat (snížení výroby případně zvýšení odběru). Pro mezinárodní redispečink jsou využity zdroje jak uvnitř soustavy, tak i v zahraničí. Opět je nutno dodržet celkové saldo obou regulačních oblastí. Speciální formou mezinárodního redispečinku je tzv. MRA, kdy změna výkonu v uzlech probíhá zcela mimo vlastní soustavu. Podrobněji je redispečink řešen v pracovních postupech a provozních instrukcích dispečinku ČEPS.

### 2.1.2 Opatření proti přetížení

Přenosová soustava je z pohledu přetížení provozována tak, aby splňovala kritérium N—1.

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

- a) ~~Zastavení vnitrodenního obchodování (v příslušných směrech a na relevantních profilech);~~
- b) ~~Rekonfigurace sítě na úrovni přenosové i distribuční soustavy;~~
- c) ~~Zapnutí vypnutého prvku PS;~~
- d) ~~Převedení výkonu mezi uzlovými oblastmi 110 kV (spotřeba i výroba);~~
- e) ~~MRA za účelem odlehčení vedení;~~
- f) a) Redispečink Změna činného výkonu významných uživatelů sítě i nad rámec smluv na redispečink (dle čl. 20.2 NCER),
- g) b) Krácení již přidělených přenosových kapacit (sesouhlasených nominací),
- h) c) Vypnutí přetíženého prvku PS,
- d) Omezení spotřeby (dle čl. 22 NCER aktivací ČEPS PI 820-1 Vypínací plán).



i) —

Opatření f) — i) jsou využívána jen v nouzovém stavu.

#### **2.1.2.1 — Automatika omezování výkonu PPC Vřesová**

Úkolem automatiky je v mimořádných stavech zabránit přetížení vedení, která vyvádí výkon bloků zaústěných do rozvodny Vítkov. Nadproudová relé dávají po nastaveném časovém zpoždění signál k automatickému snížení výkonu elektrárny Vřesová.

#### **2.1.2.2 — Přetokové automatiky na vedeních 220 kV**

Na vedení V245, V246, V253 a V254 se měří proud a při překročení nastavené hodnoty po stanovené době se vedení vypne. Účelem automatiky je zabránit přetěžování sítě 220 kV v této oblasti při neúplné síti 400 kV a velkých tranzitech z Polska.

#### **2.1.2.3 — Automatika omezování výkonu Výškov AOV**

Úkolem automatiky je v době plánovaných rekonstrukcí vedení V410 nebo V450 a po výpadku druhého odchozího vedení z uzlu Výškov 400 kV (V411, V450 nebo V410) omezit celkový vyváděný výkon na úroveň zatížitelnosti zbylého vedení z uzlu Výškov (V450, V411 nebo V410). Algoritmus automatiky je realizován v rámci ŘS TRIS a podle identifikovaného přebytku vysílá signál odpovídajícího stupně automatiky (1 až 5) na zdroje (bloky PPC EPC2, EME3 a ELED6 vybrané v rámci přípravy provozu) a snižuje jejich výrobu o 270 až maximálně 1300 MW. Pro stabilizaci vyhodnocení přetížení vedení 400 kV vysílá AOV v nultém kroku impuls na vypnutí T201 Výškov pro přerušení elektrické vazby mezi 400/110/220 kV.

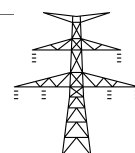
#### **2.1.2.4 — Přetokové automatiky na mezinárodním vedení z 50Hertz**

Na vedení V445, V446, se měří proud a při překročení nastavené hodnoty po stanovené době se vedení vypne. Účelem automatiky je zabránit destrukci druhého vedení po výpadku prvního, přičemž nebylo dodrženo bezpečnostní kritérium N-1. Proudová hodnota je odvozena od fyzických přetížitelností zařízení. Dodržování kritéria N-1 je zajištěno kromě standardních opatření (redispečink a rekonfigurace) i rychlým startem přečerpávacích vodních elektráren na obou stranách (výroba v ČR a čerpání v Německu).

### **2.1.32.3 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 ochranných a blokovacích hladinových regulátorů transformátoru od podpětí,
- vyhodnocení poruchy ochranami a odpojení jen nezbytné postižené části v nejkratším čase (selektivita ochranných),
- zamezení nadbytečného vypínání ochranami (vypínací charakteristiky, závory proti kývání),





- vypnutí vedení nebo transformátoru distanční ochranou při ztrátě synchronismu [\(1. zóny distančních ochrany nejsou blokovány závorou proti kývání\)](#), a
- automatické opětné zapínání při jednofázových poruchách.

Na straně výroby se jedná o:

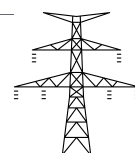
- správné nastavení hlídačů meze podbuzení, omezovačů proudů a systémových stabilizátorů v regulátorech buzení,
- správná nastavení a funkce proporcionální regulace otáček turbín, a regulátorů ostrovního provozu [a schopností LFSM U a O](#) (pokud jsou jimi bloky [a VM](#) vybaveny),
- instalace rychlého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

#### 2.1.4.2.4 Opatření proti poklesu a vzrůstu frekvence

V normálním provozním stavu ES (charakterizovaném odchylkami frekvence v pásmu  $\pm 200$  mHz) je frekvence udržována pomocí [SVR, procesu automatické regulace frekvence a procesu obnovení frekvence a výkonové rovnováhy \(dříve primární regulace frekvence a sekundární regulace f a P\) viz také systémové služby ►1.3](#)). Při vybočení frekvence z těchto mezí určuje opatření frekvenční plán.

##### 2.1.4.12.4.1 Frekvenční plán

Opatření v ES při poruchách s havarijními vybočeními frekvence (větší než  $50.00 \pm 0.20$  Hz) určuje provozní instrukce ČEPS PI 620-6 (Frekvenční plán), která rozpracovává zásady určené v příloze vyhlášky č. 80/2010 Sb. o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu a NCER. Opatření se týkají jak bloků elektráren, a 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 <sub>1-a</sub> OZE a BSAE
Provoz		EDUK	ETEM		turbína	čerpání		
Normální bez omezení	48.5-50.5	48.5-50.5	49.8-50.5	48.5-50.5	49.5-50.5		48.5-51.5	49-51
<u>S omezením časovým a na P a cosφ</u>	46-48.5 50.5-53	47.5-48.5 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 < 47.5	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  $50 \pm 0.20$  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. Dojde k odpojení ASRU ze systému terciární regulace napětí, avšak jednotlivé ASRU zůstávají v regulaci napětí v daném pilotním uzlu. 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.

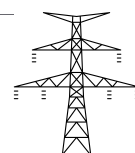
U nových VM (dle definice RfG) a BSAE (pokud nejsou ve stavu plného nabití/vybití) se aktivuje se zpožděním maximálně 1 s odezva na odchylku frekvence podle LFSM-O/U s doporučenou statikou 5 %. Současně se u těchto VM při aktivaci režimu LFSM-O/U provede automatické vyřazení z působení centrálního regulátoru 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.15.3b NCER).

Nabíjecí stanice pro elektromobily o výkonu 11 kW a vyšším by měly při poklesu frekvence pod 49.8 Hz, kdy se PS nachází v nouzovém stavu (dle čl.18. SOGL), přerušit nabíjení (s náhodně stanoveným zpožděním v rozsahu 1-5 s).

Při automatickém odpojení od ES bloky přechází do provozu na vlastní spotřebu, bloky PVE v čerpádkovém provozu se odstavují (a jsou připraveny k najetí do turbinového provozu). Konkrétní parametry f a  $\Delta t$  pro jednotlivé PVE jsou stanoveny dohodou mezi ČEPS a provozovatelem bloku.

Při poklesu nárůstu frekvence podnad 49.82 Hz se s kontrolou na df/dt automaticky odstavují odpojují od ES na vlastní spotřebu vybrané bloky VE a PVE v turbinovém čerpádkovém režimu



s časovým zpožděním max. 1 sekunda. [Výběr bloků a nastavení  \$df/dt\$  je stanoveno dohodou mezi ČEPS a provozovatelem bloku.](#)

Při 51.5 Hz se automaticky vypínají zbývající bloky PVE v turbínovém režimu a bloky VE<sub>1</sub> 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 (mezní 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.

[Pro větrné elektrárny jsou pravidla chování při změnách frekvence stanovena v →IV.7.](#)

## 2.1.4.22.4.2 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 <a href="#">na území, na kterém příslušný PDS zajišťuje distribuci ES ČR</a>	10	10	10	2	10	8

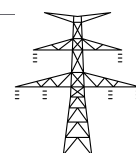
Z tabulky je patrné, že v systému frekvenčního odlehčování je připojeno 50 % celkového netto zatížení ES ČR. Relé dávají signál k vypnutí příslušnému vypínači bez umělého časového zpoždění. Zátěž je tedy odepnuta v čase sestávajícího se z času potřebného pro změření frekvence a vypínacího času příslušného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

## 2.1.5.2.5 Opatření proti poklesu a vzrůstu napětí

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

- primární, sekundární a terciární regulaci napětí, [→1.3,](#)
- mimořádných zásazích v rámci operativního řízení provozu ES.



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

### 2.1.5.1 — Elektrárny

Všechny elektrárenské bloky o výkonu 100 MW a vyšším mají v činnosti automatické regulátory buzení. Úkolem těchto regulátorů je:

- udržovat zadanou hodnotu napětí na svorkách generátoru (tzv. primární regulace napětí);
- rychlou změnou buzení zvyšovat stabilitu strojů v průběhu přechodného děje;
- tlumit kývání v elektrizační soustavě (tzv. systémové stabilizátory);
- udržování pracovního bodu v dovolené oblasti P-Q diagramu (hlídač meze statorového a rotorového proudu a hlídač meze podbuzení).

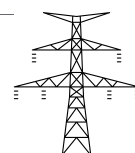
Elektrárenské bloky, které splňují podmínky stanovené Kodexem PS, mohou být poskytovateli PpS sekundární regulace U/Q. Úlohou sekundární regulace napětí U/Q (SRUQ) je udržování napětí v pilotních uzlech soustavy na hodnotách určených terciární regulací napětí.

Úkolem terciární regulace napětí je koordinovat toky jalových výkonů a velikost napětí pro bezpečný a ekonomický provoz ES jako celku. Podmínkou bezpečného provozu je zachování nezbytné točivé rezervy jalového výkonu rozmístěné v síti nejen pro aktuální provozní stav, ale i pro zachování stability systému v případě náhlých změn, jako je výpadek velkého bloku, změna topologie nebo prudký nárůst zatížení (pro řešení poruchových stavů). Tato regulace zajišťuje optimální provoz prostřednictvím zadaných hodnot napětí pro SRUQ v pilotních uzlech, optimální skladby kompenzačních prostředků (např. kompenzačních tlumivek), případně změny převodu vybraných transformátorů, které mají významný vliv na rozdělení toku Q mezi jednotlivými napěťovými úrovněmi. Přitom respektuje povolené rozsahy napětí a jalových výkonů v uzlech přenosových soustavy, na regulovaných zdrojích a na mezistátních vedeních.

### 2.1.5.2.5.1 Transformátory

Všechny síťové transformátory 400/220 kV, 400/110 kV, 220/110 kV jsou vybaveny přepínači odboček pod zatížením. Transformátory 400/110 kV a 220/110 kV jsou postupně vybavovány hladinovými regulátory (HRT). Tyto regulátory udržují konstantní napětí na sekundární straně s danou necitlivostí a časovou konstantou. Princip časového zpoždění spočívá v rychlejší regulaci transformátorů na vyšších napěťových hladinách, čímž se předchází hromadným regulacím transformátorů na nižší napěťové hladině. U paralelně pracujících transformátorů jsou zadané hodnoty napětí hladinových regulátorů korigovány tak, aby transformátory byly zatěžovány rovnoměrně jalovým výkonem proporcionalně k jejich jmenovitému výkonu  $S_n$ .

Každý hladinový regulátor napětí HRT (přepíná odbočky transformátoru pod zatížením) je vybaven blokací změny odbočky při podpětí na primární straně transformátoru, aby zabránil nebezpečí napěťového kolapsu. Hodnota blokovacího napětí je 380 nebo 198 kV (pro hladinu 400 a 220 kV), určena výpočtem stability napětí daného uzlu. Blokování přepínače odboček je požadováno v souladu s čl. 17 NCER i pro transformátory 110 kV/vn.



~~Transformátory 400/220 kV jsou regulovány na odbočku zadanou výsledkem výpočtu terciární regulace, při požadavku minimalizovat přenos jalového výkonu přes daný transformátor.~~

### ~~2.1.5.3 Kompenzační prostředky~~

~~Z hlediska zamezení překročení horní meze napětí po vyčerpání regulačních schopností alternátorů je soustava vybavena dostatečným množstvím vhodně rozmístěných kompenzačních tlumivků jak na hladině 400 kV, tak v terciárech transformátorů (na napětí 34 kV a 10.5 kV).~~

### ~~2.1.5.42.5.2 Mimořádné prostředky~~

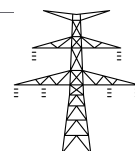
~~Mimořádné prostředky se použijí až po vyčerpání standardních regulací. Při vybočení napětí na hladině 400 kV z mezí 380 - 420 kV jsou využívány v dispečerském řízení následující postupy (které jsou dále upravovány v provozních instrukcích dispečinku ČEPS):~~

- ~~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 distribučních soustav DS k vypnutí sjednaného objemu zatížení.~~

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

### ~~2.1.62.6 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).

~~Nové bloky připojené do PS jsou vybavovány v souladu se stanovenými požadavky, ►I.4.~~

## 2.1.7.2.7 Opatření proti ztrátě synchronismu

### 2.1.7.2.7.1 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 následně ztráty synchronismu. Z těchto důvodů se nepředpokládá nutnost přípravy zvláštních opatření.

### 2.1.7.2.7.2 Dynamická stabilita

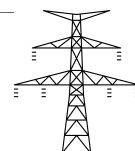
V rozvodnách 400 kV jsou kontrolovány výpočtem maximální povolené doby trvání třípólového zkratu, aby nedošlo k narušení dynamické stability blízkých generátorů. Tato kontrola uvažuje i případy selhání vypínače. Generátory o výkonu větším než 200 MVA jsou podle normy ČSN 333051 vybavovány ochranou proti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

## 2.2.8 Mezinárodní spolupráce při předcházení a řešení poruch

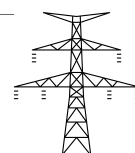
Vznik poruch v přenosové soustavě eventuálně jejich šíření nemusí být omezeno na území jedné PS. Častým případem je, že porucha vzniká právě na přenosovém profilu mezi dvěma PS, nebo vzniká na území jedné PS a dále se šíří až do sousední, popř. sousedních PS. Mezinárodní spolupráce na předcházení a řešení 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](#). ~~LFC,...~~).



### 3 Plán obnovy ~~po výpadku soustavy~~

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 dob<sub>a</sub>, po kterou není dodávána elektrická energie. Účelem Plánu obnovy je v první řadě zkrácení doby trvání výpadku.

#### 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-ti vedení 400 kV a 6-ti vedení 220 kV.

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

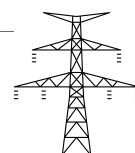
Z pohledu sítě se využívá "open-all" strategie, tzn. vypínače v postižené oblasti jsou cíleně vypnuty (automaticky nebo ručně). Cíleným vypnutím vypínačů v postižené oblasti se dosáhne toho, že dispečerská operativní služba může vycházet při řešení obnovy soustavy z jasně definovaných podmínek. Dispečer 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. vlastní spotřeba systémových klasických elektráren,
3. hlavní město Praha,
4. velké městské aglomerace,
5. ostatní spotřebitelé.



### 3.3 Seznam významných uživatelů sítě s vysokou prioritou

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

Z tohoto důvodu také ČEPS v souladu s čl. 11 odst. 4 písm. d) a čl. 23 odst. 4 písm. d) NCER zpracovala seznam významných uživatelů sítě s vysokou prioritou a podmínky pro jejich vypnutí a obnovení jejich napájení. Na tento seznam jsou zařazeny:

- Jaderná elektrárna Dukovany
- Jaderná elektrárna Temelín

#### 3.3.1 Podmínky vypnutí napájení

Jak již bylo uvedeno, je vypnutí napájení VS JE nepřipustné. To je zajištěné splněním následujících požadavků:

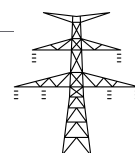
- odolností blokové linky proti výpadku přípojnice,
- zabezpečením dynamické stability bloků (především při sníženém počtu odchozích vedení z oblasti Kočín-Dasný),
- topologickým zapojením sítě 110 a 400 kV za účelem zabezpečení spolehlivého napájení VS (např. pro případ zaskoku z pracovního napájení 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 UBOUnit Blackout JE je cílem přivést napětí na VS JE do 1 hodiny. Doba 1 hodiny (vychází z interních předpisů ETEM a EDUK) 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.](#)

### 3.3.3.4 Principy obnovy soustavy

#### 3.3.13.4.1 Obnova napětí ze sousedních PS

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 ~~a~~ [zakresluje je do "slepé" mapy](#). V součinnosti s dispečinkem 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 distribučních soustav“
- ČEPS PI 620-22: „Plán obnovy“

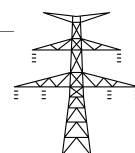
#### 3.3.23.4.2 Obnova napájení z elektráren schopných startu ze tmy

Jak je zmíněno v kap. [3.2.2](#), 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:

- ČEPS PI 620-13: „Obnova napájení VS ECHV z EORK“
- ČEPS PI 620-21: „Obnova napájení VS ECHV z EDST“



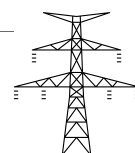


~~V budoucnu budou připraveny postupy a provozní instrukce pro další ostrovy a elektrárny připojené do PS.~~

Dispečink ČEPS určí pořadí obnovovacích míst a koordinaci postupného fázování a kruhování obnovených částí soustavy.

### **3.3.33.4.3 Distribuční soustavy**

Za obnovu napájení DS je odpovědný příslušný [provozovatel](#) PDS. 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.

#### 4.24.1.1 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  $P_{pSSVR}$ , dosažitelné výkony zdrojů v ES ČR, údaje o certifikovaných zdrojích, meteorologické údaje a statistické údaje.

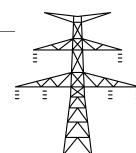
Metodika výpočtu je založena na iteračním postupu, kdy je parametricky zadána hodnota exportní kapacity ES ČR, odstávky elektrárenských bloků, diagram zatížení, dosažitelné výkony elektrárenských bloků, rozsahy jednotlivých  $P_{pS-SVR}$  na certifikovaných blocích atd. V jednotlivých iteracích se pak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

#### 4.34.1.2 Použití hodnoty celkového maximálního výkonu OZE

Vypočtená hodnota celkového maximálního výkonu OZE bude sloužit v roční přípravě provozu, jako jeden z podkladů k vytipování režimů provozu ES ČR při kterém bude provozovatel přenosové soustavy pravděpodobně nucen použít mimořádné prostředky pro udržení provozuschopnosti ES ČR. Dále bude tato hodnota předávána jednotlivým provozovatelům distribučních soustav s ohledem na ustanovení §8 odst. 1 písm. g) vyhlášky č. 16/2016 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě. Pokud by se výkon OZE v reálném čase blížil této hodnotě, nacházela by se ES ČR v situaci hrozící vznikem stavu nouze a provozovatel přenosové soustavy by v takovém případě postupoval v souladu s vyhláškou č. 80/2010 Sb., o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu.

#### 4.44.1.3 Platnost výsledků uvedené metodiky

Použití výsledků výše uvedené metodiky vychází z předpokladu, že všechna elektrická energie vyrobená pomocí OZE (zejména  $FVE$  a  $VTtE$  fotovoltaické a větrné elektrárny) v množství odpovídající prognóze se zobchoduje, přičemž se obchodní dostupnost  $P_{pS-SVR}$  rovná technické dostupnosti  $P_{pSSVR}$ . 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“), čl. 23 a 24. ČEPS, obdobně jako ostatní provozovatelé PS v Evropské unii, má povinnost podílet se na zpracování evropského posouzení zdrojové přiměřenosti. Evropské posouzení provádí ENTSO-E každoročně a zahrnuje centrální referenční scénáře vývoje elektroenergetiky.

Centrální referenční scénáře mohou být dále rozšířeny ve vnitrostátním posouzení zdrojové přiměřenosti, pokud lze v daném státě předpokládat změny v sektoru elektroenergetiky. Proces a podmínky pro zpracování vnitrostátního posouzení zdrojové přiměřenosti jsou definovány Nařízením v čl. 24.

Cílem vnitrostátního posouzení zdrojové přiměřenosti je mj. určení budoucích rizik a identifikace příčin, které ke vzniku těchto rizik vedou. V návaznosti na identifikaci možných rizik by následně měl být na úrovni členského státu zpracován prováděcí plán s harmonogramem pro přijetí nápravných opatření. Vnitrostátní posouzení zdrojové přiměřenosti přitom vychází z údajů využitých pro provedení evropského posouzení zdrojové přiměřenosti.

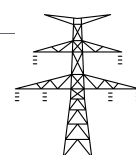
Mezi povinnosti provozovatele přenosové soustavy patří dodržovat metodické pokyny při hodnocení zdrojové přiměřenosti, na národní úrovni vycházet z ověřených postupů, používat doporučené předpoklady pro tvorbu scénářů a transparentně zavedené spolehlivostní ukazatele (LOLE, EENS) včetně souvisejících technických a ekonomických parametrů (VOLL a CONE). Metodika ERAA (European Resource Adequacy Assessment) zároveň vyžaduje, v souladu s čl. 23 Nařízení, transparentní využívání jednotného referenčního modelovacího nástroje na úrovni Evropské unie. Nařízení ukládá povinnost držet se platných metodik na úrovni Evropské unie i pro členské státy a jejich národní hodnocení zdrojové přiměřenosti.

Cílem stanovení normy spolehlivosti je sjednotit metodická pravidla pro hodnocení zdrojové přiměřenosti. Tento požadavek vyplývá z Nařízení, jmenovitě se jedná o následující články:

- čl. 20 Zdrojová přiměřenost na vnitřním trhu s elektřinou
- čl. 23 Evropské posouzení zdrojové přiměřenosti
- čl. 24 Vnitrostátní posouzení zdrojové přiměřenosti
- čl. 25 Norma spolehlivosti

Příslušná ustanovení legislativy EU v oblasti hodnocení zdrojové přiměřenosti dále upravují metodiky, jejichž návrh byl předložen ze strany ENTSO-E a následně je schválil ACER. Jedná se o tyto dokumenty:

- „Methodology for the European resource adequacy assessment“ [2]
- „Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard“ -[3]



### 4.2.1 Metodika ERAA

ERAA je pan-evropské vyhodnocení rizik ohrožujících bezpečnost dodávek. Metodika ERAA bere v úvahu postupnou přeměnu energetiky a zejména nárůst volatilní výroby z OZE. V metodice jsou popsány požadavky na zpracování vstupních dat pro výpočet spolehlivostních ukazatelů zdrojové přiměřenosti na úrovni Evropské unie.

Zdrojová data jsou získávána prostřednictvím každoročního dotazníkového šetření zahrnující všechny tepelné a vodní elektrárny s instalovaným výkonem nad 10 MW (platí pro jednotlivé hydro a turbogenerátory). 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 souboru PEMM jsou parametry pro obchodní modely jednotlivých zdrojů (výroben 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 vygeneruje řez pro daný rok studie. Cílem ERAA je postupný přechod na výpočet pro všechny predikované roky ve zvoleném časovém horizontu 10 let. Při vytváření národních scénářů ČEPS zpracovává tyto časové řady predikovaných výkonů a zátěže kontinuálně od současnosti až po rok 2040.

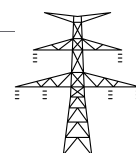
Na základě takto shromážděných dat ENTSO-E namodeluje rovnováhu celého evropského regionu a vyhodnotí ukazatele spolehlivosti dodávek LOLE a EENS pro jednotlivé země. Při výpočtu se využívá klimatická databáze PECD (Pan European Climate Database). Zároveň tento výpočet produkuje očekávané importy/exporty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

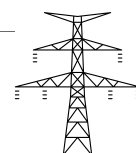
Ukazatele spolehlivosti LOLE a EENS jsou normativní parametry, které slouží pro kvantifikaci míry rizika provozu ES. Počítají se z hodinových průběhů nedostatku výkonu (systémového deficitu). Jejich přesná definice a postup pro výpočet je uveden v metodice ERAA. Pro hodnocení zdrojové přiměřenosti podle 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.





### 4.2.3 Stanovení hodnot VOLL a CONE dle metodiky ENTSO-E

Pro výpočet normy spolehlivosti je dle metodiky ENTSO-E 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.

Konkrétně hodnota **VOLL** udává hodnotu elektrické energie v Kč/MWh, 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 nepřerušovanou 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 pro lepší interpretaci a politické použití. 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 HDP 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), a proto je dle metodiky ENTSO-E třeba VOLL určit na základě zmíněného principu Willingness to Pay.

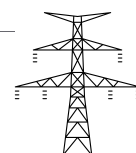
Hodnoty **CONE** (neboli náklady na vstup nového zdroje) udávají celkové roční čisté výnosy na jednotku instalovaného výkonu (po odečtení variabilních provozních nákladů), které by nový zdroj nebo řešení na straně poptávky musely během své ekonomické životnosti obdržet, aby mohly dosáhnout očekávaného 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.

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

kde  $EAC$  jsou roční nutné náklady na MW za ekonomickou životnost a dobu výstavby zdroje definované v čl. 15- [3] a  $K_d$  je de-rating faktor, který 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.



#### 4.2.4 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 (zdrojová přiměřenost). 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 okrajových podmínkách a jejich očekávaném vývoji. Proto bude norma spolehlivosti každoročně aktualizovaná při zpracování Hodnocení zdrojové přiměřenosti (MAF CZ).

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 ENTISO-E sjednocuje způsob stanovení hodnoty normy spolehlivosti v závislosti na ekonomických parametrech daného státu. **Norma spolehlivosti**  $LOLE_{NS}$  je dle metodiky ENTISO-E určena minimem ze souboru tzv. prahových hodnot  $LOLE_{thr}$  pro jednotlivé referenční technologie.

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

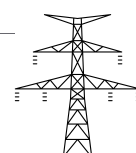
**Prahové hodnoty**  $LOLE_{thr}$  **referenčních technologií** pak stanovují, jaké konkrétní technologie jsou vzhledem ke svým investičním nákladům ekonomicky odůvodnitelné. Tyto prahové hodnoty jsou určeny v závislosti na ocenění nedodávky elektrické energie (VOLL) a ekonomických parametrech nového 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 metodik ENTISO-E 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. Jedná se zpravidla o následující opatření, opravňující členský stát k intervencím v případě selhání trhu:

- operativní nástroje převážně neinvestiční povahy (tarify, flexibilita, včetně řízení strany spotřeby, kapacitní mechanismy),
- nástroje investiční povahy (výstavba nového zdroje, akumulace).



## 5 Kvalita na úrovni PS

### 5.1 Charakteristiky elektřiny na úrovni 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-UCTE](#) musí být střední hodnota kmitočtu základní harmonické měřená v intervalu 10 s v mezích 50 Hz $\pm$ 1% (tj. 49.5 – 50.5 Hz) během 99.5% roku a v mezích 50 Hz +4% / –6% (tj. 47 – 52 Hz) během 100% času. Uvedené meze jsou odvozeny z ČSN EN 50160 „Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejné distribuční sítě“.

#### 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 tabulkou<sup>1</sup>, pokud [Smlouva o připojení do PS](#) nestanoví jinak.

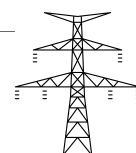
Tab. 3 Povolný Rozsah napětí pro jednotlivé napětové hladiny [\(podle SOGL\)](#)

110 kV	110 kV $\pm$ 1.8/-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 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.

<sup>1</sup> Meze 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 tabulce<sup>2</sup>.

Tab. 4 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 1<sup>3</sup>.

### 5.1.4 Nesymetrie napětí

Nesymetrie třífázového napájecího napětí spočívá ve ztrátě symetrie vektorů fázového napětí (velikost a/nebo úhel), vyvolané obvykle nesymetrií zatížení. Prakticky je nesymetrie  $u_u$  napájecího napětí definovaná zpětnou složkou napětí  $V_i$ , vyjádřenou v % sousledné složky  $V_d$ .

$$u_u = \frac{|V_i|}{|V_d|} * 100 \quad [ \% ]$$

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 složky<sup>4</sup>.

### 5.1.5 Harmonická napětí

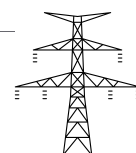
Za normálního provozního stavu musí být během libovolného týdenního období 95% středních efektivních hodnot každého z harmonických napětí  $u_h$  a celkového harmonického zkreslení THD (Total Harmonic Distortions) v měřicích intervalech 10 minut menší nebo rovny hodnotám podle následujících tabulek.

Pro síť 220 kV a 400 kV je definována tabulka mezí pro všechny násobky základní harmonické řádu 2 až 25.

<sup>2</sup> Meze převzaty z IEC 61000-3-7

<sup>3</sup> Meze převzaty z EN 50160

<sup>4</sup> Meze převzaty z EN 50160



Tab. 5 Povolený obsah vyšších harmonických

Sít'	Max. amplituda harmonické $u_h$ [% $U_{nominální}$ ]
220 kV	1.5
400 kV	1.0

Mimoto celkový činitel harmonického zkreslení THD napájecího napětí (pro harmonické řádu 2 až 40) musí být menší nebo rovný 2% pro síť 220 kV, resp. 1,5% pro síť 400 kV.

Pro síť 110 kV je definována tabulka mezí pro jednotlivé násobky základní harmonické řádu 2 až 25.

Tab. 6 Povolený obsah vyšších harmonických v síti 110 kV<sup>5</sup>

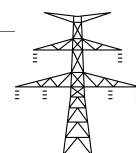
Liché násobky 1. harmonické				Sudé násobky 1. harmonické	
Řád harmonické	Napětí harmonické	Řád harmonické	Napětí harmonické	Řád harmonické	Napětí harmonické
5	5 %	3	3 %	2	1.9 %
7	4 %	9	1.3 %	4	1 %
11	3 %	15	0.5 %	6...24	0.5 %
13	2.5 %	17	2 %		
21	0.5 %	19,23,25	1.5 %		

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.

<sup>5</sup> Meze převzaty z ČSN EN 50160




### 5.1.6 Obsah řídicích signálů ze sítí uživatelů

Za normálního provozního stavu musí být během libovolného denního období 99% průměrných efektivních hodnot meziprocentových napětí v měřicích intervalech 3 sek. menší než 0.3%  $U_{nominální}$ . Úroveň přeslechového signálu HDO by neměla při připojených vazbách HDO překročit 0.3%  $U_{nominální}$ .

### 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. 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.

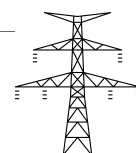
Za nedodržení kvality elektrické energie se považují stavy v PS, při kterých dojde k překročení dovolených hodnot kvality s výjimkou situací:

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

ČEPS podle potřeby rozhoduje o ověření nebo sledování kvality dodávky elektřiny 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 [tétokapitole V.5](#) 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.

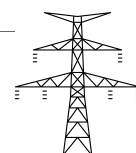
V případě, kdy uživatel dodává do PS nebo odebírá z PS činný a jalový výkon, který překračuje hodnoty sjednané pro odběrné místo, bude ČEPS o tom uživatele informovat a na vyžádání doloží výsledky takového sledování.

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.

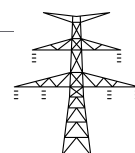
## 5.4 Připojování nových uživatelů – zajištění kvality elektrické energie

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 se souladu s příslušnými ustanoveními v energetickém zákoně nebo v případě, kdy je dosaženo alespoň jedné z těchto podmínek:

- pPokles spotřeby elektřiny oproti plánované přípravě provozu o více než 50 %.
- pPokles výroby elektřiny oproti plánované přípravě provozu o více než 20 %.
- vVznik ostrovního režimu.
- kKrácení přidělené a sesouhlasené přeshraniční přenosové kapacity.
- vVýznamná nevyrovnaná pozice subjektů zúčtování o více než 300 MW.
- nNedostatek dostupných podpůrných služeb o více než 300 MW.
- nNefunkčnost tržního místa nebo nefunkčnost registrace realizačních diagramů.
- nNefunkčnost automatického řízení výkonové rovnováhy.
- nNefunkčnost obchodní platformy.

Podrobněji viz metodika na <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](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://www.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](https://www.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)

