

359**VYHLÁŠKA**

ze dne 13. srpna 2020

o měření elektřiny

Ministerstvo průmyslu a obchodu stanoví podle § 98a odst. 1 písm. a) zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění zákona č. 158/2009 Sb., zákona č. 211/2011 Sb., zákona č. 165/2012 Sb. a zákona č. 131/2015 Sb.:

§ 1**Předmět úpravy**

Tato vyhláška zapracovává příslušný předpis Evropské unie¹⁾, zároveň navazuje na přímo použitelný předpis Evropské unie²⁾ a upravuje

- a) druhy měřicích zařízení,
- b) umístění měřicích zařízení a způsoby a podmínky jejich instalace,
- c) způsoby vyhodnocování a určení množství odebrané elektřiny v případě závady měřicího zařízení,
- d) způsob stanovení náhrady a způsob určení výše náhrady za neoprávněně odebranou, neoprávněně distribuovanou nebo neoprávněně dodanou elektřinu, nelze-li zjistit skutečné množství neoprávněně odebrané, neoprávněně distribuované nebo neoprávněně dodané elektřiny,
- e) termíny a rozsah předávání údajů operátorovi trhu potřebných pro plnění jeho povinností.

§ 2**Způsoby měření elektřiny**

(1) Prostřednictvím jednotlivých druhů měřicích zařízení zajišťuje výrobce, provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy měření elektřiny, kterým je instalace, provozování, obsluha, kontrola a údržba měřicích za-

řízení včetně zařízení hromadného dálkového ovládní, odečítání, zpracovávání, přenos a uchovávání údajů měření.

(2) K měření elektřiny a vyhodnocení údajů (dále jen „měření“) se používá, v pořadí od nejvyššího typu k nejnižšímu typu, jednotarifové nebo víacetarifové měření typu A nebo typu B nebo typu C.

(3) Měření se člení na

- a) přímé měření, kdy elektroměrem prochází veškerá měřená elektřina a nejsou použity měřicí transformátory, nebo
- b) nepřímé měření, kdy je elektroměr použit v zapojení s měřicími transformátory proudu, kterými prochází veškerá měřená elektřina, a případně i s měřicími transformátory napětí; podle strany výkonového transformátoru, na kterou jsou měřicí transformátory připojeny, je měření rozděleno na primární (na straně vyššího napětí) nebo sekundární (na straně nižšího napětí) měření.

(4) Je-li odběrné místo, výrobní elektřiny nebo distribuční soustava připojena k distribuční soustavě více místy připojení na různých napěťových hladinách, měří se všechna místa připojení podle podmínek stanovených pro nejvyšší z napěťových hladin těchto míst připojení.

§ 3**Měření typu A**

(1) Měření typu A je průběhové měření s dálkovým denním přenosem údajů; průběžný záznam střední hodnoty činného a jalového výkonu za měřicí interval provádí přímo měřicí zařízení.

¹⁾ Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU.

²⁾ Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou.

(2) Měřením typu A musí být měřena elektrina

- a) mezi přenosovou soustavou a zahraničními soustavami,
- b) mezi přenosovou soustavou a distribuční soustavou,
- c) odebíraná z přenosové soustavy nebo z distribuční soustavy na napětové hladině vyšší než 52 kV,
- d) mezi distribučními soustavami na napětové hladině vyšší než 1 kV,
- e) u výroby elektřiny přímo připojené k přenosové soustavě nebo k distribuční soustavě na napětové hladině vyšší než 1 kV a
- f) odebíraná z distribuční soustavy na napětové hladině od 1 kV do 52 kV a s rezervovaným příkonem nad 250 kW.

(3) U měření typu A je

- a) základní měřicí interval 1 čtvrt hodina; u první čtvrt hodiny je začátek stanoven na čas 00:00:00 a konec na čas 00:15:00 kalendářního dne,
- b) základní vyhodnocovací interval 1 čtvrt hodina; u první čtvrt hodiny je začátek stanoven na čas 00:00:00 a konec na čas 00:15:00 kalendářního dne,
- c) základní interval pro zpracování a přenos naměřených údajů 1 kalendářní den,
- d) základní vyhodnocovací interval 1 hodina; u první hodiny je začátek stanoven na čas 00:00:00 a konec na čas 1:00:00 kalendářního dne.

§ 4

Měření typu B

(1) Měřením typu B je průběhové měření s dálkovým jiným než denním přenosem údajů; průběžný záznam střední hodnoty činného a jalového výkonu za měřicí interval provádí přímo měřicí zařízení; pokud není možné uskutečnit dálkový přenos údajů z technických důvodů, je možné přenos údajů provést fyzickým způsobem.

(2) Alespoň měření typu B musí být měřena elektrina

- a) mezi distribučními soustavami na napětové hladině do 1 kV s nepřímým měřením,
- b) u výroby elektřiny přímo připojené k distri-

buční soustavě na napětové hladině do 1 kV s instalovaným výkonem nad 10 kW,

- c) odebíraná z distribuční soustavy na napětové hladině od 1 kV do 52 kV a s rezervovaným příkonem do 250 kW,
- d) dodávaná do nebo odebíraná z distribuční soustavy na napětové hladině do 1 kV s nepřímým měřením,
- e) u odběrného místa s odběrem elektřiny z distribuční soustavy na napětové hladině do 1 kV, prostřednictvím kterého je připojena výroba elektřiny s instalovaným výkonem nad 10 kW, a
- f) u výroby elektřiny nebo u každého výrobního zdroje připojeného k přenosové soustavě nebo k distribuční soustavě prostřednictvím jiné výroby elektřiny.

(3) Měření typu B může být nahrazeno měřením typu A.

(4) U měření typu B je

- a) základní měřicí interval 1 čtvrt hodina; u první čtvrt hodiny je začátek stanoven na čas 00:00:00 a konec na čas 00:15:00 kalendářního dne,
- b) základní vyhodnocovací interval 1 čtvrt hodina; u první čtvrt hodiny je začátek stanoven na čas 00:00:00 a konec na čas 00:15:00 kalendářního dne,
- c) základní interval pro zpracování a přenos naměřených údajů 1 měsíc,
- d) základní vyhodnocovací interval 1 hodina; u první hodiny je začátek stanoven na čas 00:00:00 a konec na čas 1:00:00 kalendářního dne.

Měření typu C

§ 5

(1) Měřením typu C je

- a) průběhové měření kategorie C1 s dálkovým přenosem údajů vybavené funkcí dálkového odpojení, připojení nebo omezení výkonu, technického blokování spotřebičů a standardizovaným komunikačním rozhraním pro poskytnutí dat zákazníkovi; průběžný záznam střední hodnoty činného výkonu za měřicí interval provádí přímo měřicí zařízení; pokud není možné uskutečnit dálkový přenos údajů z technických dů-

vodů, je možné přenos údajů provést fyzickým způsobem,

- b) průběhové měření kategorie C2 s dálkovým přenosem údajů, vybavené funkcí technického blokování spotřebičů a standardizovaným komunikačním rozhraním pro poskytnutí dat zákazníkovi; průběžný záznam střední hodnoty činného výkonu za měřicí interval provádí přímo měřicí zařízení; pokud není možné uskutečnit dálkový přenos údajů z technických důvodů, je možné přenos údajů provést fyzickým způsobem,
- c) průběhové měření kategorie C3 s dálkovým přenosem údajů vybavené standardizovaným komunikačním rozhraním pro poskytnutí dat zákazníkovi; průběžný záznam střední hodnoty činného výkonu za měřicí interval provádí přímo měřicí zařízení; pokud není možné uskutečnit dálkový přenos údajů z technických důvodů, je možné přenos údajů provést fyzickým způsobem a
- d) ostatní měření kategorie C4, které může být průběhové a může být s dálkovým přenosem údajů.

(2) Alespoň měřením kategorie C1 nebo kategorie C2 musí být měřena elektřina

- a) odebíraná z distribuční soustavy na napětové hladině do 1 kV s přímým měřením a ročním odběrem elektřiny v odběrném místě, v připojené distribuční soustavě nebo výrobně elektřiny přesahujícím 6 MWh,
- b) u výrobní elektřiny s instalovaným výkonem do 10 kW přímo připojené k distribuční soustavě na napětové hladině do 1 kV a s přímým měřením,
- c) u odběrného místa s odběrem elektřiny z distribuční soustavy na napětové hladině do 1 kV, ve kterém je připojena výrobní elektřiny s instalovaným výkonem do 10 kW s přímým měřením.

(3) Není-li technicky možné nebo ekonomicky únosné elektřinu podle odstavce 2 písm. b) nebo c) měřit měřením kategorie C1 nebo C2, musí být měřena měřením typu B nebo měřením kategorie C3.

(4) Alespoň měřením kategorie C4 musí být měřena elektřina

- a) odebíraná z distribuční soustavy, s výjimkou měření podle odstavce 2, § 3 a 4,

- b) u odběrného místa s odběrem elektřiny z distribuční soustavy, ve kterém není připojena výrobní elektřiny, kde není technicky nebo ekonomicky možné instalovat měřicí zařízení, které využívá měření podle odstavce 2, § 3 nebo 4, nebo
- c) mezi distribučními soustavami, kde není technicky nebo ekonomicky možné instalovat měřicí zařízení, které využívá měření podle odstavce 2, § 3 nebo 4.

(5) Pro uplatnění podpory elektřiny z podporovaných zdrojů podle zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, formou ročního zeleného bonusu zajišťuje výrobce elektřiny u výrobní elektřiny samostatné měření vyrobené elektřiny alespoň měřením kategorie C4. V případě uplatnění hodinového zeleného bonusu zajišťuje výrobce elektřiny měření vyrobené elektřiny alespoň měřením typu B nebo měřením typu C kategorie C1, C2 nebo C3.

(6) Pro uplatnění podpory elektřiny z podporovaných zdrojů podle zákona o podporovaných zdrojích energie formou ročního zeleného bonusu zajišťuje výrobce elektřiny u výrobní elektřiny samostatné měření vyrobené elektřiny alespoň měřením kategorie C4. V případě uplatnění hodinového zeleného bonusu zajišťuje výrobce elektřiny měření vyrobené elektřiny alespoň měřením typu B.

§ 6

(1) U měření kategorie C1, C2 nebo C3 je

- a) základní měřicí interval 1 čtvrt hodina; u první čtvrt hodiny je začátek stanoven na čas 00:00:00 a konec na čas 00:15:00 kalendářního dne,
- b) základní vyhodnocovací interval 1 čtvrt hodina; u první čtvrt hodiny je začátek stanoven na čas 00:00:00 a konec na čas 00:15:00 kalendářního dne,
- c) základní interval pro zpracování a přenos naměřených údajů je 1 měsíc.

(2) U měření kategorie C4 je zpracování a přenos údajů prováděn nejméně jedenkrát za rok.

(3) Pro splnění podmínky 6 MWh ročního odběru podle § 5 odst. 2 písm. a) použije provozovatel distribuční soustavy odhad ročního odběru elektřiny

stanovený postupem podle jiného právního předpisu³⁾, a to vždy k 1. lednu kalendářního roku s výjimkou odběrů měřených měřením kategorie C1 nebo kategorie C2.

(4) Technické požadavky na měření typu C kategorií C1 a C2 jsou uvedeny v příloze č. 4 k této vyhlášce.

Údaje z měření elektřiny

§ 7

(1) Údaje z měření elektřiny účastníci trhu s elektřinou předávají v kWh, kW, kVARh, kVAR nebo v MWh, MW, MVARh, MVAR s rozdělením podle tarifů.

(2) Pro technicko-provozní účely provozovatele přenosové soustavy nebo distribuční soustavy se měří odebíraná i dodávaná činná energie a výkon, napětí a proud. Může se měřit i odebíraná i dodávaná jalová energie.

(3) Údaje z měření elektřiny jsou

- a) údaje zaznamenané měřicím zařízením, popřípadě vypočtené na základě údajů z měřicího zařízení,
- b) údaje odečtené a předané zákazníkem nebo výrobcem elektřiny provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy, pokud odpovídají charakteru a průběhu odběru nebo dodávky elektřiny předcházejících období (dále jen „samoodečty“),
- c) náhradní údaje získané výpočtem, odhadem nebo vzájemným odsouhlasením provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem distribuční soustavy se zákazníkem, výrobcem elektřiny nebo provozovatelem jiné distribuční soustavy a
- d) údaje spotřeby získané výpočtem, a to tak, že celkové množství elektřiny vstupující do distribuční soustavy z jiných distribučních soustav a vystupující z distribuční soustavy do jiných distribučních soustav je zvýšeno o měřenou dodávku výrobců a zákazníků do této distribuční soustavy a sníženo o měřený odběr výrobců a zákazníků z této distribuční soustavy; údaje spotřeby získané tímto výpočtem se použijí

pouze v případě, je-li v odběrném místě odběratel stejným právním subjektem jako dodavatel elektřiny do tohoto odběrného místa a provozovatel distribuční soustavy, k níž je toto odběrné místo připojeno, a zároveň v tomto odběrném místě není instalována výrobní elektřiny.

(4) Nejsou-li v případě prokazatelné závady měřicího zařízení, při opravě chybných hodnot nebo při doplnění chybějících hodnot dostupné údaje zaznamenané měřicím zařízením, provede provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy výpočet náhradních údajů o odběru nebo dodávce elektřiny a o jejím průběhu. Tento výpočet bude proveden na základě protokolu autorizované zkušebny nebo zprávy o závadě měřicího zařízení podle výše odběru elektřiny v předcházejícím srovnatelném období při srovnatelném charakteru odběru elektřiny, v němž byl odběr elektřiny řádně měřen, nebo dodatečně podle výše odběru nebo dodávky elektřiny zjištěné na základě kontrolního odečtu v následujícím období.

(5) Náhradní údaje o odběru nebo dodávce elektřiny při nedostupnosti údajů zaznamenaných měřicím zařízením stanoví provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy na základě údajů získaných z měření v předcházejícím srovnatelném období nebo ze samoodečtu nebo dodatečně podle výše odběru nebo dodávky elektřiny zjištěné v následujícím srovnatelném období na základě kontrolního odečtu.

(6) Náhradní údaje pro měření typu C kategorie C4 lze nepřetržitě využívat maximálně po dobu 2 po sobě jdoucích let, samoodečty pro měření typu C kategorie C4 lze využívat maximálně po dobu 3 po sobě jdoucích let. Náhradní údaje a samoodečty lze kombinovat a používat maximálně po dobu 3 po sobě jdoucích let.

§ 8

(1) Náhradní údaje pro stanovení průběžného záznamu střední hodnoty činného výkonu za měřicí interval u měření typu C kategorie C1, C2 nebo C3 lze využít nejvýše dvakrát po sobě pro účely vyhodnocení odchylek. Poté se tento typ měření, s výjimkou měření u výroben elektřiny přímo připojených

³⁾ Vyhláška č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, ve znění pozdějších předpisů.

k distribuční soustavě a odběrných míst s odběrem elektřiny z distribuční soustavy s připojením výrobní elektřiny, považuje pro účely zpracování a přenos údajů za měření typu C kategorie C4, a to do doby, než budou údaje z měřicího zařízení provozovateli distribuční soustavy k dispozici.

(2) Pro stanovení náhradních údajů o odběru elektřiny u měření typu C kategorie C4 se použije přiřazený přepočtený typový diagram dodávky, počet vyhodnocovaných kalendářních dní a výše odhadovaného ročního odběru elektřiny.

(3) Provozovatel distribuční soustavy předává operátorovi trhu měřené údaje pro zpracování typových diagramů dodávek.

(4) Stanovení údajů o odběru elektřiny u měření typu C kategorie C4 k datu změny regulovaných cen elektřiny provádí

- a) provozovatel distribuční soustavy přímo připojené k přenosové soustavě na základě předcházejících známých stavů odečtu měřicího zařízení a průběhu odběru elektřiny podle přiřazeného typového diagramu dodávky, nebo
- b) účastník trhu s elektřinou samoodečtem.

(5) Při změně dodavatele elektřiny, provozovatele distribuční soustavy, subjektu zúčtování, výrobce elektřiny nebo zákazníka, při změně tarifu a při změně provedené na měřicím zařízení musí být vždy provedeno zpracování údajů z měření elektřiny podle § 7.

Podmínky měření elektřiny

§ 9

(1) Směr toku elektřiny do odběrného místa, do výrobní elektřiny, do distribuční nebo do přenosové soustavy je považován za kladný. Směr toku elektřiny z odběrného místa, z výrobní elektřiny, z distribuční nebo z přenosové soustavy je považován za záporný.

(2) Jalová energie je označena jako kladná, když pro fázový úhel mezi proudem a napětím platí $0^\circ < j < 180^\circ$. Jalová energie je označena jako záporná, když pro fázový úhel mezi proudem a napětím platí $180^\circ < j < 360^\circ$.

(3) Měření typu A, typu B a typu C kategorie C1, C2 a C3 měří s rozlišením směru toku elektřiny

v odběrném místě nebo ve výrobní elektřiny nebo v distribuční soustavě.

(4) Měření a předávání skutečných a náhradních hodnot se provádí v zimním nebo v letním čase. Posledním dnem při změně zimního času na letní je 23hodinový den, prvním dnem při změně letního času na zimní je 25hodinový den.

(5) Povolená odchylka mezi odečtovou centrálou a reálným časem je maximálně ± 5 sekund.

(6) Měření typu A, typu B měří s rozlišením směru toku elektřiny v odběrném místě nebo ve výrobní elektřiny nebo v distribuční soustavě.

§ 10

(1) Pro měření typu A je mezi měřicím zařízením a odečtovou centrálou povolena odchylka maximálně ± 5 sekund vůči času centrály.

(2) Pro měření typu B je mezi měřicím zařízením a odečtovou centrálou povolena odchylka maximálně ± 1 minuta vůči času centrály.

(3) Pro měření kategorie C1, C2 a C3 je mezi měřicím zařízením a odečtovou centrálou povolena odchylka maximálně ± 3 minuty vůči času centrály.

(4) Část měřicího zařízení, která je instalována v měřicím místě, je umístěna v odběrném místě nebo ve výrobní elektřiny nebo u provozovatele distribuční soustavy co nejbližší k místu připojení provozovatele přenosové soustavy nebo provozovatele distribuční soustavy. U nového nebo rekonstruovaného odběrného místa nebo u výrobní elektřiny nebo u distribuční soustavy umístění měřicího zařízení stanoví provozovatel soustavy. Za rekonstrukci se pro tyto účely považuje výměna elektroměrového rozvaděče nebo výměna přívodního vedení mezi místem připojení a elektroměrovým rozvaděčem.

(5) V případě rozdílného umístění místa připojení a měřicího místa se za údaje z měření považují naměřené údaje snížené nebo zvýšené o hodnoty odsouhlasené provozovatelem distribuční soustavy nebo provozovatelem přenosové soustavy. Jestliže jsou odběr elektřiny nebo dodávka elektřiny měřeny na sekundární straně výkonového transformátoru, jsou za údaje z měření považovány naměřené údaje zvýšené v případě odběru elektřiny nebo snížené v případě dodávky elektřiny o hodnoty podle příslušného cenového rozhodnutí Energetického regu-

lačního úřadu. Zvýšení v případě odběru elektřiny nebo snížení v případě dodávky elektřiny lze odlišně upravit ve smlouvě o připojení nebo ve smlouvě o zajištění služby distribuční soustavy nebo ve smlouvě o zajištění služby přenosové soustavy.

(6) U průběhového měření odběrného místa, výroby elektřiny nebo distribuční soustavy s odběrem elektřiny z distribuční soustavy na napětové hladině vyšší než 1 kV se účinník vyhodnocuje v základním měřicím intervalu.

§ 11

(1) V případě použití elektroměru s více tarify se pro jejich přepínání používá spínacího prvku nebo povelů dálkové komunikace nebo povelů vnitřní časové základny elektroměru.

(2) Na základě žádosti výrobce elektřiny, provozovatele distribuční soustavy nebo zákazníka, a pokud to měření umožňuje, poskytne provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy výrobcí elektřiny, provozovateli distribuční soustavy nebo zákazníkovi impulsní výstupy z měření nepřetržitě přímo ve výrobně elektřiny nebo v distribuční soustavě nebo v odběrném místě nebo zpřístupní naměřené hodnoty pomocí jiného komunikačního rozhraní elektroměru. Využívání impulsních výstupů nebo poskytování naměřených hodnot provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem distribuční soustavy pomocí jiných komunikačních rozhraní elektroměru není bez souhlasu provozovatele přenosové soustavy nebo provozovatele distribuční soustavy umožněno.

(3) V odběrném místě, ve výrobně elektřiny a v distribuční soustavě připojených k distribuční soustavě na napětové hladině vyšší než 1 kV nebo přenosové soustavě se u nově instalovaných nebo měněných měřicích zařízení v třífázové soustavě vyhodnocuje elektřina v součtu se zohledněním směru toků elektřiny v jednotlivých fázích.

(4) V odběrném místě, ve výrobně elektřiny a v distribuční soustavě připojených k distribuční soustavě na napětové hladině do 1 kV se u nově instalovaných nebo měněných měřicích zařízení v třífázové soustavě vyhodnocuje směr toku elektřiny v jednotlivých fázích.

(5) Ve výrobně elektřiny připojené k distribuční soustavě na napětové hladině do 1 kV se u nově in-

stalovaných nebo měněných měřicích zařízení v třífázové soustavě vyhodnocuje směr toku elektřiny v jednotlivých fázích.

§ 12

Instalace měřicího zařízení

(1) Montáž, demontáž nebo výměna části měřicího zařízení ve výrobně elektřiny nebo v odběrném místě nebo v distribuční soustavě, kterou nevlastní provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy, musí být předem odsouhlasena provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem distribuční soustavy.

(2) Demontáž nebo výměna měřicího zařízení se provádí při ukončení odběru nebo dodávky elektřiny, přerušení odběru nebo dodávky elektřiny z důvodu neoprávněného odběru, neoprávněné dodávky nebo neoprávněné distribuce elektřiny, zjištění závady na měřicím zařízení, pravidelném ověřování měřicího zařízení, při změně tarifu, pokud změna tarifu výměnu měřicího zařízení vyžaduje, při modernizaci, změně typu nebo kategorie měření nebo při ověření správnosti měření na žádost dotčeného účastníka trhu s elektřinou.

(3) O demontáži nebo výměně měřicího zařízení musí být dotčený účastník trhu s elektřinou informován. O výměně měřicího zařízení pro měření typu C za účelem pravidelného úředního ověření musí být dotčený účastník trhu s elektřinou informován předem.

(4) U měřicího zařízení pro měření typu C demontovaného k ověření správnosti měření nebo při závadě měřicího zařízení musí být proveden prokazatelný záznam konečných stavů tarifů a provedena jednoznačná a prokazatelná identifikace měřicího zařízení.

(5) Závada měřicího zařízení se prokazuje protokolem autorizované zkušebny nebo zprávou o závadě měřicího zařízení vyhotoveným provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem distribuční soustavy.

Rozsah a termíny předávání údajů operátorovi trhu

§ 13

(1) Provozovatel přenosové soustavy, provozovatel přepravní soustavy a provozovatelé distribu-

ních soustav předávají operátorovi trhu pro zpracování a evidenci údaje o výrobních elektřiny, pro něž byla uzavřena smlouva o smlouvě budoucí o připojení nebo smlouva o připojení a stanoven termín a podmínky připojení pro

- a) vyjádření k vydávání státních autorizací na výstavbu výroben elektřiny ministerstvu a
- b) zpracování zprávy o budoucím očekávaném odběru elektřiny a plynu a způsobu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu.

(2) Údaje z měření nezbytné pro zúčtování dodávek a odběrů elektřiny a pro vyhodnocení odchylek uchovává provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy, který zajišťuje měření, nejméně 36 měsíců od data měření.

(3) Poskytované údaje z měření elektřiny

- a) provozovatelem distribuční soustavy jsou
 1. pro měření typu A a měření typu B hodnoty činného výkonu v kW, jalového induktivního výkonu v kVAr a jalového kapacitního výkonu v kVAr za měřicí interval; pro účely zúčtování odchylek poskytuje provozovatel distribuční soustavy operátorovi trhu hodnoty v kWh na 2 desetinná místa za vyhodnocovací interval,
 2. pro měření typu C kategorie C1, C2 a C3 hodnoty činného výkonu v kW a činné energie v kWh; pro účely zúčtování odchylek poskytuje provozovatel distribuční soustavy operátorovi trhu hodnoty za vyhodnocovací interval v kWh na 2 desetinná místa,

b) provozovatelem přenosové soustavy jsou pro měření typu A hodnoty činného výkonu v MW za vyhodnocovací interval a rozlišení hodnot je na 3 desetinná místa, pro účely zúčtování odchylek poskytuje provozovatel přenosové soustavy operátorovi trhu hodnoty v kWh na 2 desetinná místa za vyhodnocovací interval,

c) provozovatelem distribuční soustavy jsou pro měření typu A a měření typu B hodnoty činného výkonu v kW, jalového induktivního výkonu v kVAr a jalového kapacitního výkonu v kVAr za měřicí interval; pro účely zúčtování odchylek poskytuje provozovatel distribuční soustavy operátorovi trhu hodnoty v kWh za vyhodnocovací interval,

d) provozovatelem přenosové soustavy jsou pro měření typu A hodnoty činného výkonu v MW za vyhodnocovací interval a rozlišení hodnot je na 3 desetinná místa; pro účely zúčtování odchylek poskytuje provozovatel přenosové soustavy operátorovi trhu hodnoty v kWh za vyhodnocovací interval.

(4) Naměřené údaje dodávky a odběru elektřiny u měření typu A, měření typu B a měření typu C kategorie C1, C2 a C3 jsou v měřicím zařízení v odběrném místě, ve výrobně elektřiny a v distribuční soustavě uchovávány nejméně 40 dnů od data měření.

(5) Naměřené údaje dodávky a odběru elektřiny u měření typu A a měření typu B jsou v měřicím zařízení v odběrném místě, ve výrobně elektřiny a v distribuční soustavě uchovávány nejméně 40 dnů od data měření.

§ 14

(1) Provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy předává operátorovi trhu

- a) údaje o výrobně elektřiny v rozsahu podle přílohy č. 2 k této vyhlášce a
- b) údaje o výrobních elektřiny, které mají být operátorem trhu z evidence vyřazeny.

(2) Provozovatel přepravní soustavy nebo provozovatel plynárenské distribuční soustavy předává operátorovi trhu údaje o výrobně elektřiny v rozsahu podle přílohy č. 3 k této vyhlášce, pokud výrobní elektřina bude připojena k plynárenské soustavě.

§ 15

Provozovatel přenosové soustavy, provozovatel přepravní soustavy a provozovatelé distribučních soustav aktualizují údaje podle přílohy č. 2 a přílohy č. 3 k této vyhlášce k poslednímu dni příslušného čtvrtletí a předávají je operátorovi trhu vždy do patnáctého dne následujícího měsíce.

Způsob stanovení náhrady za neoprávněně odebranou elektřinu

§ 16

(1) Při neoprávněném odběru elektřiny určí množství skutečně neoprávněně odebrané elektřiny

provozovatel distribuční soustavy na základě změřených nebo jinak zjištěných prokazatelných údajů o neoprávněném odběru elektřiny, a to nejvýše za 36 měsíců předcházejících zjištění neoprávněného odběru. Pokud nejsou tyto údaje dostupné nebo zjevně neodpovídají skutečnosti, použije provozovatel distribuční soustavy podle okolností jiné údaje, zejména údaje o spotřebě elektřiny téhož odběratele v odběrném místě z doby před neoprávněným odběrem elektřiny.

(2) V případech, kdy nelze zjistit množství skutečně neoprávněně odebrané elektřiny podle odstavce 1, stanoví provozovatel distribuční soustavy množství neoprávněně odebrané elektřiny pro stanovení výše náhrady výpočtem podle odstavců 3 až 6 a § 17 odst. 1 a 2.

(3) U neoprávněného odběru elektřiny ze sítě velmi vysokého napětí nebo vysokého napětí se pro stanovení elektrického příkonu použije hodnota rezervovaného příkonu sjednaná ve smlouvě o připojení; pokud nelze použít tuto hodnotu rezervovaného příkonu, hodnotou elektrického příkonu je součet jmenovitých výkonů všech využívaných transformátorů, přes které se neoprávněný odběr uskutečnil, v dotčeném odběrném místě, ve výrobně elektřiny nebo v distribuční soustavě.

(4) U neoprávněného odběru elektřiny ze sítě nízkého napětí se pro stanovení technicky dosažitelného elektrického příkonu vynásobí hodnota jmenovitého napětí 230 V počtem fází, z nichž se neoprávněný odběr elektřiny uskutečnil, a takto vypočítaná hodnota se dále vynásobí

- a) jmenovitým proudem hlavního jističe před elektroměrem,
- b) jmenovitým proudem jištění umístěného v hlavní domovní pojistkové skříni v případě neoprávněného připojení před hlavním jističem před elektroměrem,
- c) jmenovitým proudem jištění umístěného v hlavní přípojkové skříni sníženým o jednu úroveň typové řady jmenovitých proudových hodnot v případě neoprávněného připojení před hlavní domovní pojistkovou skříni, nebo
- d) jmenovitým proudem odpovídajícím průřezu vodiče v místě napojení na neměřenou část, umožňujícího neoprávněný odběr elektřiny, a to pouze v případě, že není možné stanovit hodnotu elektrického příkonu podle písmen a) až c).

(5) Výše technicky dosažitelného odběru elektřiny za den při neoprávněném odběru elektřiny se vypočítá tak, že se výše elektrického příkonu vypočítaného podle odstavce 3 nebo 4 vynásobí dobou využití 24 hodin a použije se hodnota účinníku rovna jedné.

(6) Hodnota technicky dosažitelného odběru elektřiny za dobu trvání neoprávněného odběru se stanoví tak, že výše technicky dosažitelného odběru elektřiny za den, vypočítaného podle odstavce 5, se vynásobí počtem dnů, po které neoprávněný odběr elektřiny trval. Pokud provozovatel distribuční soustavy nezjistí dobu trvání neoprávněného odběru elektřiny, má se za to, že neoprávněný odběr elektřiny trval

- a) u odběru elektřiny ze sítě nízkého napětí od předposledního pravidelného odečtu provedeného za účelem ročního zúčtování odběru elektřiny, nejvýše však 36 měsíců, přitom samoodečet nebo odhad odběru elektřiny není v takovém případě považován za pravidelný odečet,
- b) nejvýše 36 měsíců u odběru elektřiny ze sítě velmi vysokého napětí, vysokého napětí nebo u odběru elektřiny ze sítě nízkého napětí v případech, kdy se pravidelný odečet za účelem zúčtování odběru provádí častěji než jedenkrát ročně, přitom samoodečet nebo odhad odběru elektřiny není v takovém případě považován za pravidelný odečet.

§ 17

(1) V případě, že došlo k neoprávněnému zásahu do elektroměru, odečte se od odběru elektřiny vypočítaného podle § 16 odst. 6 odběr elektřiny naměřený provozovatelem distribuční soustavy.

(2) Množství neoprávněně odebrané elektřiny pro účely výpočtu náhrady za neoprávněný odběr se stanoví tak, že hodnota technicky dosažitelného odběru elektřiny za dobu trvání neoprávněného odběru elektřiny stanoveného podle § 16 odst. 6 nebo hodnota zjištěná podle odstavce 1 v případě neoprávněného zásahu do elektroměru se vynásobí

- a) součinitelem využití technicky dosažitelného odběru elektřiny 0,2 pro odběry elektřiny ze sítě nízkého napětí,
 - b) součinitelem využití technicky dosažitelného odběru elektřiny 0,5 pro odběry elektřiny ze sítě velmi vysokého napětí nebo vysokého napětí.
- (3) Výše náhrady za neoprávněně odebranou

elektrinu se stanoví oceněním množství neoprávněně odebrané elektřiny zjištěné podle § 16 odst. 1 nebo vypočtené podle § 16 odst. 3 až 6 a podle odstavců 1 a 2 cenami podle cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu účinného v době zjištění neoprávněného odběru elektřiny nebo cenami uveřejněnými operátorem trhu v době zjištění neoprávněného odběru elektřiny, přičemž je složena z

a) ceny za silovou elektřinu, která se ocení pevnou cenou za dodávku kladné regulační energie podle cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu; pokud není pevná cena Energetickým regulačním úřadem stanovena, ocení se

1. pro neoprávněně odběry zjištěné nejpozději poslední kalendářní den měsíce dubna běžného roku váženým průměrem ceny pořízené kladné regulační energie vypočítané po ukončení závěrečného měsíčního finančního vypořádání odchylek podle jiného právního předpisu³⁾) a uveřejněné operátorem trhu za předposlední kalendářní rok před zjištěním neoprávněného odběru elektřiny, a

2. pro neoprávněně odběry zjištěné nejdříve první kalendářní den měsíce května běžného roku váženým průměrem ceny pořízené kladné regulační energie vypočítané po ukončení závěrečného měsíčního finančního vypořádání odchylek podle jiného právního předpisu³⁾) a uveřejněné operátorem trhu za poslední kalendářní rok před zjištěním neoprávněného odběru elektřiny,

b) ceny za službu distribuční soustavy, kde

1. v síti nízkého napětí se použije sazba C 02d nebo D 02d podle kategorie odběru elektřiny,

2. v sítích velmi vysokého napětí nebo vysokého napětí se použije cena za měsíční rezervovanou kapacitu vztažená ke zjištěné hodnotě maximálního odebraného čtvrt hodinového elektrického výkonu za dobu trvání neoprávněného odběru a cena použití sítě za odebranou elektřinu; není-li možné hodnotu maximálního odebraného čtvrt hodinového elektrického výkonu zjistit, pak se použije jednosložková cena za službu sítě příslušného provozovatele distribuční soustavy, a

3. za složku ceny služby distribuční soustavy na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů se použije částka 495 Kč/MWh,

c) daně z přidané hodnoty a daně podle jiného právního předpisu⁴⁾.

(4) Je-li mezi provozovatelem distribuční soustavy a zákazníkem nebo výrobcem elektřiny nebo provozovatelem distribuční soustavy nepřipojené přímo k přenosové soustavě uzavřena smlouva podle § 50 odst. 6 energetického zákona, ustanovení odstavce 3 písm. b) se

a) nepoužije, nebyl-li prokázán odběr elektřiny z neměřené části nebo nedošlo k neoprávněnému zásahu do elektroměru,

b) použije na množství neoprávněně odebrané elektřiny při napojení na neměřenou část nebo při neoprávněném zásahu do elektroměru.

(5) Provozovatel distribuční soustavy zohlední ve výši náhrady stanovené podle odstavce 3 platby, které zákazník uhradil za dodávku elektřiny a služby distribuční soustavy za období stanovení neoprávněného odběru. Součástí náhrady za neoprávněně odebranou elektřinu, která vznikla provozovateli distribuční soustavy, je i náhrada prokazatelných nezbytně nutných nákladů vzniklých provozovateli soustavy v souvislosti s neoprávněným odběrem, včetně nákladů vynaložených na zjišťování neoprávněného odběru elektřiny, jeho ukončení, přezkoušení měřicího zařízení a případné znalecké posudky, a dalších souvisejících nákladů.

§ 18

Způsob stanovení náhrady za neoprávněně distribuovanou elektřinu

(1) V případě, že není smluvně zajištěna služba distribuční soustavy a nejde o neoprávněný odběr elektřiny podle § 51 energetického zákona, stanoví se náhrada za neoprávněně distribuovanou elektřinu na základě skutečně zjištěných hodnot odebrané elektřiny podle § 16 odst. 1 oceněných cenou za službu distribuční soustavy v rozsahu podle energetického zákona, kde

a) v síti nízkého napětí se použije distribuční sazba a jmenovitá proudová hodnota hlavního jističe před elektroměrem sjednaná v poslední známé smlouvě sjednané pro dané odběrné místo nebo

⁴⁾ Čl. LXXIV zákona č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů, ve znění pozdějších předpisů.

výrobní elektriny nebo distribuční soustavu, jejímž předmětem bylo zajištění služby distribuční soustavy před vznikem neoprávněné distribuce,

- b) v sítích velmi vysokého napětí nebo vysokého napětí se použije cena za měsíční rezervovanou kapacitu vztažená ke zjištěné hodnotě maximálního odebraného čtvrt hodinového elektrického výkonu za dobu trvání neoprávněné distribuce a cena použití sítě za odebranou elektrinu; není-li možné hodnotu maximálního odebraného čtvrt hodinového elektrického výkonu zjistit, pak se použije jednosložková cena za službu sítě příslušného provozovatele distribuční soustavy,
- c) za složku ceny služby distribuční soustavy na podporu elektriny z podporovaných zdrojů se použije částka 495 Kč/MWh,
- d) se použije daň z přidané hodnoty v zákonné výši.

(2) Náhrada za neoprávněně distribuovanou elektrinu při zjištění rozdílu skutečné a sjednané jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem při neoprávněném zásahu do hlavního jističe se stanoví jako rozdíl plateb za příkon podle jmenovité skutečné a sjednané proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem. Pokud není známo období, po které je navýšená hodnota hlavního jističe užívána, má se za to, že trvala nejvýše 36 měsíců.

(3) Součástí náhrady za neoprávněně distribuovanou elektrinu, která vznikla provozovateli distribuční soustavy, je i náhrada prokazatelných nezbytně nutných nákladů vzniklých provozovateli soustavy v souvislosti s neoprávněnou distribucí elektriny, včetně nákladů vynaložených na zjišťování neoprávněné distribuce elektriny, její ukončení, přezkoušení měřicího zařízení a případné znalecké posudky a dalších souvisejících nákladů.

§ 19

Způsob stanovení náhrady za neoprávněně dodanou elektrinu

(1) Při neoprávněně dodávce elektriny určí množství skutečně neoprávněně dodané elektriny provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy na základě změřených nebo jinak zjištěných prokazatelných údajů o neoprávněně dodávce elektriny, a to nejvýše za období 36 měsíců.

(2) Náhrada za neoprávněně dodanou elektrinu je složena ze

- a) součinu množství neoprávněně dodané elektriny a pevné ceny za dodávku záporné regulační energie dle cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu účinného v době zjištění neoprávněně dodané elektriny; pokud není pevná cena Energetickým regulačním úřadem stanovena, ocení se

1. pro neoprávněnou dodávku zjištěnou nejpozději poslední kalendářní den měsíce dubna běžného roku váženým průměrem ceny pořízené záporné regulační energie vypočítané po ukončení závěrečného měsíčního finančního vypořádání odchylek podle jiného právního předpisu³⁾ a uveřejněné operátorem trhu za předposlední kalendářní rok před zjištěním neoprávněné dodávky elektriny a

2. pro neoprávněnou dodávku zjištěnou nejdříve první kalendářní den měsíce května běžného roku váženým průměrem ceny pořízené záporné regulační energie vypočítané po ukončení závěrečného měsíčního finančního vypořádání odchylek podle jiného právního předpisu³⁾ a uveřejněné operátorem trhu za poslední kalendářní rok před zjištěním neoprávněné dodávky elektriny,

- b) součinu hodnoty maximálního dodaného čtvrt hodinového elektrického výkonu za dobu trvání neoprávněné dodávky a ceny za překročení rezervovaného výkonu podle cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu.

(3) Součástí náhrady za neoprávněně dodanou elektrinu, která vznikla provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy, je i náhrada prokazatelných nezbytně nutných nákladů vzniklých provozovateli soustavy v souvislosti s neoprávněnou dodávkou elektriny, včetně nákladů vynaložených na zjišťování neoprávněné dodávky elektriny, její ukončení, přezkoušení měřicího zařízení a případné znalecké posudky a dalších souvisejících nákladů.

§ 20

Minimální požadavky na třídy přesnosti elektroměrů a měřicích transformátorů

Minimální požadavky na třídy přesnosti elektroměrů a měřicích transformátorů jsou uvedeny v příloze č. 1 k této vyhlášce.

§ 21

Přechodná ustanovení

(1) Náhrada za elektřinu, jejíž neoprávněný odběr, neoprávněná distribuce nebo neoprávněná dodávka byly zjištěny před nabytím účinnosti této vyhlášky, se posuzuje podle vyhlášky č. 82/2011 Sb., o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny, ve znění účinném přede dnem nabytí účinnosti této vyhlášky.

(2) Měření typu M se ode dne nabytí účinnosti této vyhlášky považuje za měření typu B.

(3) Ve výrobně elektřiny s instalovaným výkonem do 10 kW přímo připojené k distribuční soustavě na napětové hladině do 1 kV nebo v odběrném místě zákazníka s odběrem elektřiny z distribuční soustavy na napětové hladině do 1 kV, prostřednictvím kterého je připojena výrobní elektřiny s instalovaným výkonem do 10 kW, se do dne 1. července 2027 měří elektřina alespoň měřením typu B.

(4) Měřicí zařízení s průběhovým měřením, dálkovým přenosem údajů, vybavené standardizovaným komunikačním rozhraním pro poskytnutí dat zákazníkovi, které instaloval provozovatel distribuční soustavy na měřicí místo nejpozději do 1. července 2024, může provozovatel distribuční soustavy ponechat v provozu po dobu platnosti jeho ověření podle zákona č. 505/1990 Sb., o metrologii.

(5) Měřicí zařízení s průběhovým měřením a dálkovým jiným než denním přenosem údajů, využívající měření typu B podle § 4, které instaloval provozovatel distribuční soustavy u výrobní elektřiny s instalovaným výkonem do 10 kW připojené k distribuční soustavě na napětové hladině do 1 kV nejpozději do 1. července 2024, může provozovatel distribuční soustavy ponechat v provozu po dobu platnosti jeho ověření podle zákona o metrologii.

(6) Elektřina odebíraná z distribuční soustavy na napětové hladině nižší než 1 kV s přímým měřením a ročním odběrem elektřiny přesahujícím 6 MWh se do 1. července 2027 měří alespoň měřením typu C kategorie C4.

§ 22

Zrušovací ustanovení

Zrušují se:

1. Vyhláška č. 82/2011 Sb., o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny.
2. Vyhláška č. 476/2012 Sb., kterou se mění vyhláška č. 82/2011 Sb., o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny.
3. Vyhláška č. 152/2016 Sb., kterou se mění vyhláška č. 82/2011 Sb., o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny, ve znění vyhlášky č. 476/2012 Sb.

§ 23

Účinnost

(1) Tato vyhláška nabývá účinnosti dnem 1. ledna 2021, s výjimkou ustanovení

- a) § 3 odst. 3 písm. b), § 4 odst. 4 písm. b), § 5 odst. 1 písm. a) až c), § 5 odst. 5, § 6 odst. 1, § 6 odst. 4, § 8 odst. 1, § 9 odst. 3, § 10 odst. 3, § 13 odst. 3 písm. a) a b) a § 13 odst. 4, která nabývají účinnosti dnem 1. července 2024 a
- b) § 5 odst. 2, § 5 odst. 3, § 6 odst. 3, § 11 odst. 4, která nabývají účinnosti dnem 1. července 2027.

(2) Ustanovení

- a) § 3 odst. 3 písm. d), § 4 odst. 4 písm. d), § 5 odst. 6, § 9 odst. 6, § 13 odst. 3 písm. c) a d) a § 13 odst. 5 pozbývají platnosti dnem 1. července 2024 a
- b) § 11 odst. 5 pozbývá platnosti dnem 1. července 2027.

Ministr:

doc. Ing. Havlíček, Ph.D., MBA, v. r.

Příloha č. 1 k vyhlášce č. 359/2020 Sb.

Minimální požadavky na elektroměry, třídy přesnosti elektroměrů a měřicích transformátorů

Měřicí místo	Měřicí transformátory proudu	Měřicí transformátory napětí	Elektroměr	Elektroměr podle nařízení vlády č. 120/2016 Sb.
Napěťová hladina do 1kV přímé měření	-	-	činná energie třída přesnosti 2 jalová energie třída přesnosti 3	činná energie třída A
Napěťová hladina do 1kV nepřímé měření	0,5 S	-	činná energie třída přesnosti 1 jalová energie třída přesnosti 2	činná energie třída B
Napěťová hladina od 1kV do 52kV nepřímé měření	0,5 S	0,5	činná energie třída přesnosti 1 jalová energie třída přesnosti 2	činná energie třída B
Napěťová hladina vyšší než 52kV	0,2 S	0,2	činná energie třída přesnosti 0,5 jalová energie třída přesnosti 1 S	činná energie třída C

**Údaje o výrobně elektřiny předávané provozovatelem přenosové soustavy nebo
provozovatelem elektroenergetické distribuční soustavy**

Část A - údaje o výrobně elektřiny

(1) Identifikační údaje výroby elektřiny

- a) Název výroby elektřiny
- b) Identifikační číslo výroby elektřiny

(2) Údaje o provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy

- a) Jméno a příjmení nebo název provozovatele přenosové soustavy nebo provozovatele distribuční soustavy a identifikační číslo, bylo-li přiděleno
- b) Identifikační číslo výroby elektřiny v databázi provozovatele soustavy
- c) Číslo sítě, do které se předpokládá připojení výroby elektřiny

(3) Další údaje o výrobně elektřiny

- a) Rezervovaný výkon výroby elektřiny
- b) Palivo
- c) Číslo katastrálního území, ve kterém se předpokládá realizace výroby elektřiny
- d) Čísla parcel, na kterých se předpokládá realizace výroby elektřiny
- e) Údaje o rozvodně přenosové soustavy nebo distribuční soustavy, do které se předpokládá vyvedení výkonu výroby elektřiny
- f) V případě fotovoltaické elektrárny údaj u umístění výroby elektřiny na střešní konstrukci nebo na volné ploše
- g) EAN odběrného místa, výroby elektřiny

(4) Předpokládané termíny v přípravě a realizaci výroby elektřiny

- a) Datum podpisu smlouvy o budoucí smlouvě o připojení
- b) Datum podpisu smlouvy o připojení
- c) Termín prvního paralelního připojení k elektrizační soustavě
- d) Termín plánovaného ukončení provozu, pokud je znám
- e) Termíny přerušení a obnovení provozu, pokud je znám

f) U výroben s instalovaným výkonem od 30 kW datum vydání územně plánovací informace o podmínkách vydání územního rozhodnutí

g) U výroben s instalovaným výkonem nad 0,5 MW

1. Termín vydání stanoviska EIA
2. Termín udělení státní autorizace na výstavbu výrobní elektřiny
3. Termín vydání územního rozhodnutí
4. Termín vydání integrovaného povolení
5. Termín vydání stavebního povolení
6. Termín zahájení výstavby
7. Termín zahájení zkušebního provozu
8. Termín vydání kolaudačního souhlasu

Část B - údaje o investorovi výrobní elektřiny

(1) Identifikační údaje

- a) Typ investora - fyzická osoba nepodnikající nebo fyzická osoba podnikající nebo právnická osoba
- b) Identifikační číslo, bylo-li přiděleno, v případě, že se jedná o fyzickou osobu podnikající nebo právnickou osobu
- c) Datum narození v případě, že se jedná o fyzickou osobu
- d) Obchodní firma v případě, že se jedná o právnickou osobu
- e) Jméno a příjmení v případě, že se jedná o fyzickou osobu nepodnikající nebo fyzickou osobu podnikající
- f) Statutární orgán v případě, že se jedná o právnickou osobu

(2) Sídlo nebo adresa místa pobytu

- a) Kraj
- b) Obec
- c) Ulice
- d) Číslo popisné a číslo orientační
- e) PSČ

(3) Adresa pro doručování

- a) Obec
- b) Ulice

- c) Číslo popisné a číslo orientační
- d) PSČ
- e) Email
- f) Telefon
- g) Datová schránka

Část C - údaje o síťových stavbách souvisejících s připojením výroby elektřiny k elektrizační soustavě

(1) Informace o stavbě

- a) Identifikační označení síťové stavby
- b) Název síťové stavby
- c) Popis síťové stavby

(2) Předpokládané termíny v přípravě a realizaci síťových staveb

- a) Termín vydání územně plánovací informace o podmínkách vydání územního rozhodnutí
- b) Termín vydání stanoviska EIA
- c) Termín vydání územního rozhodnutí
- d) Termín vydání stavebního povolení
- e) Termín zahájení výstavby
- f) Termín připojení výroby elektřiny pro zkušební provoz
- g) Termín zahájení zkušebního provozu
- h) Termín vydání kolaudačního souhlasu

Údaje o výrobně elektřiny předávané provozovatelem přepravní soustavy nebo provozovatelem plynárenské distribuční soustavy

Část A - údaje o výrobně elektřiny

(1) Údaje o provozovateli přepravní soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy a údaje o odběru plynu

- a) Jméno a příjmení nebo název provozovatele přenosové soustavy nebo provozovatele distribuční soustavy a identifikační číslo, bylo-li přiděleno
- b) Identifikační číslo výroby elektřiny v databázi provozovatele přepravní soustavy nebo provozovatele distribuční soustavy
- c) Číslo sítě, ke které se předpokládá připojení výroby elektřiny
- d) Předpokládaný odběr plynu

(2) Termíny v přípravě a realizaci výroby elektřiny

- a) Datum podpisu smlouvy o budoucí smlouvě o připojení do plynárenské soustavy
- b) Datum podpisu smlouvy o připojení do plynárenské soustavy
- c) Předpokládaný termín připojení k plynárenské soustavě

Část B - údaje o síťových stavbách souvisejících s připojením výroby elektřiny k plynárenské soustavě

(1) Informace o stavbě

- a) Identifikační označení síťové stavby
- b) Název síťové stavby
- c) Popis síťové stavby

(2) Předpokládané termíny v přípravě a realizaci síťových staveb

- a) Termín vydání územně plánovací informace o podmínkách vydání územního rozhodnutí
- b) Termín udělení státní autorizace vybraných plynových zařízení
- c) Termín vydání stanoviska EIA
- d) Termín vydání územního rozhodnutí
- e) Termín vydání stavebního povolení

- f) Termín zahájení výstavby
- g) Termín připojení výrobní elektřiny pro zkušební provoz
- h) Termín zahájení zkušebního provozu
- i) Termín vydání kolaudačního souhlasu.

Příloha č. 4 k vyhlášce č. 359/2020 Sb.

Technické požadavky na měření typu C kategorií C1, C2

Minimální požadavky na rozhraní elektroměru pro komunikaci s nadřazenými prvky infrastruktury (např. centrála, koncentrátor, gateway)

Minimální kryptografické požadavky
Zajištění důvěrnosti
Použití blokové šifry AES-256
Zajištění důvěrnosti a integrity
Použití módu blokové šifry GCM, CCM
Zajištění integrity
Digitální podpis DSA 3072, EC-DSA-256, RSA 3072
Hashe SHA2-256, SHA3-256
Mód pro ochranu integrity HMAC, CMAC
Zajištění klíčového managementu
DH-3072, ECDH-256
Generátor náhodných bitů
HMAC_DRBG, Hash_DRBG oba pro SHA2 a SHA3

Technické požadavky:

1	Bezpečné zotavení po chybě, výpadku či poruše
2	Spolehlivá časová synchronizace
3	Návod na bezpečnou instalaci, inicializaci a provoz dodaný společně se zařízením
4	Validace dat před jejich použitím – ochrana vstupů
5	Ochrana před záplavami (DoS) pomocí filtrace provozu či segmentace sítě, management zdrojů
6	Minimalizace rozhraní – deaktivace všech nepotřebných služeb, protokolů a fyzických rozhraní
7	Bezpečnostní události musí být zaznamenány a reportovány, log musí být chráněn proti modifikaci a smazání, velikost min. pro 1000 bezpečnostních záznamů
8	Každé zařízení musí být jednoznačně identifikovatelné
9	Data ve zprávách musí být šifrována
10	Zprávy musí mít chráněnou integritu
11	Provedení příkazů musí být potvrzováno
12	Přístup do prvků zpracovávajících citlivé údaje vyžaduje proniknutí bezpečnostním perimetrem s plombou
13	Kryptografická pověření musí být pro elektroměr unikátní a bezpečně uložena, nesmí po zřízení způsobit snížení bezpečnosti jiného elektroměru
14	Oddělení funkcionalit měření a komunikace
15	Vzdálená aktualizace bezpečnostních funkcionalit a kryptografických primitiv
16	Vzdálená aktualizace kryptografických pověření