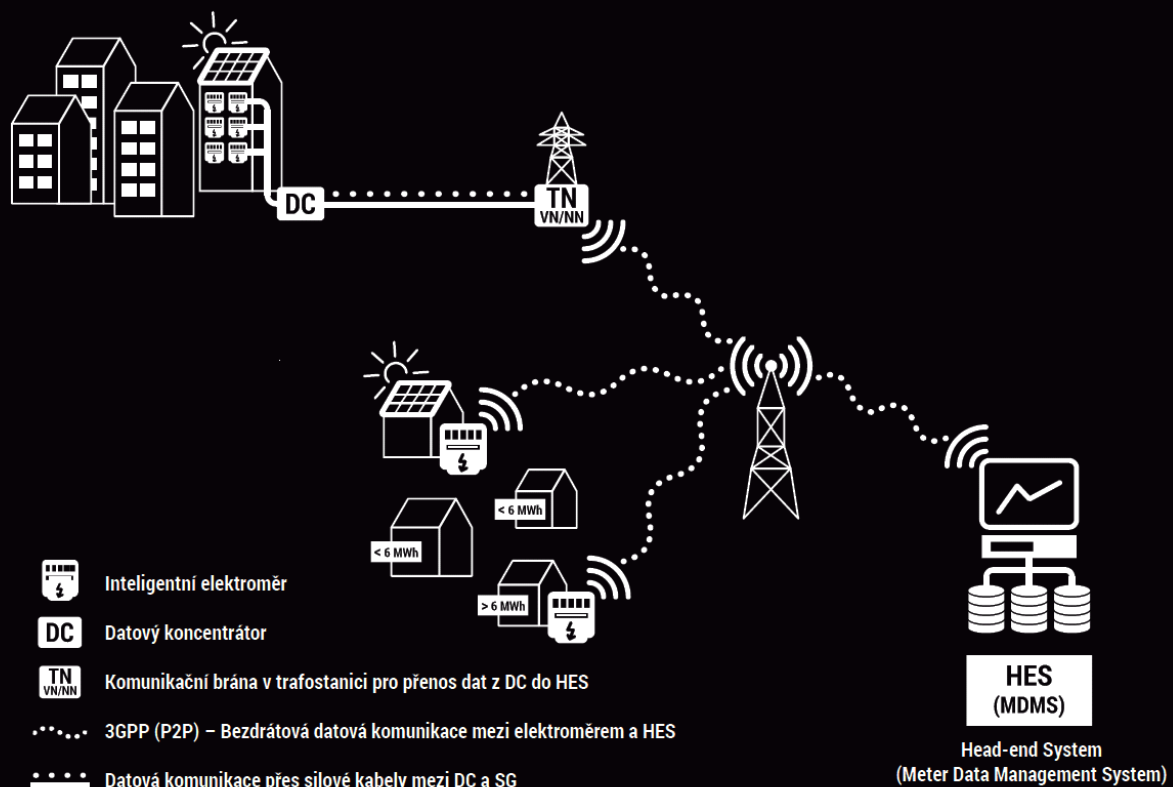


# METODIKA ZAVÁDĚNÍ SMART METERINGU V ČR

*(se zaměřením na funkcionality a provozní zkušenosti  
z pohledu konečného zákazníka)*

Březen 2022

*(Materiál připraven v rámci projektu TA ČR č. TK03010200)*



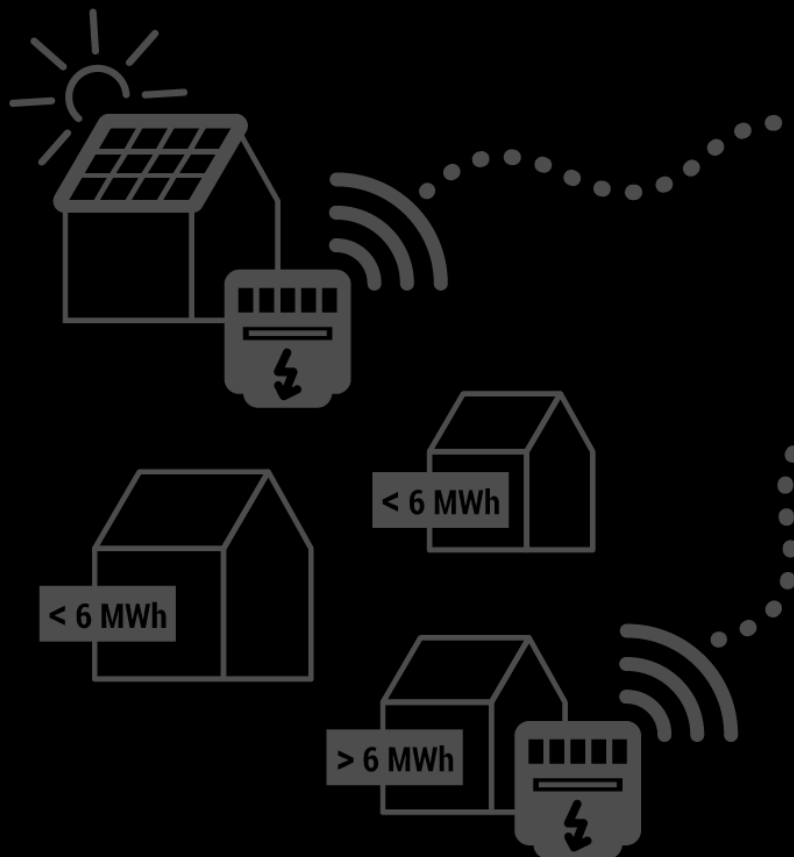
# Obsah

<b>1</b>	<b>Aktuální stav implementace</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Funkční standardy</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Provozní zkušenosti</b>	<b>12</b>
<b>4</b>	<b>Podrobnější představení vybraných zemí</b>	<b>13</b>
4.1	NIZOZEMÍ	13
4.2	RAKOUSKO	24
4.3	NĚMECKO	27
4.4	ŠVÉDSKO	31
4.5	FINSKO	38
4.6	VELKÁ BRITÁNIE	40
4.7	ITÁLIE	45
<b>5</b>	<b>Východiska alternativního návrhu</b>	<b>51</b>
5.1	ZÁKLADNÍ SCÉNÁŘ ZAVEDENÍ SM V ČR	51
5.2	ZHODNOCENÍ A IDENTIFIKACE NEDOSTATKŮ	54
<b>6</b>	<b>Alternativní metodika zavádění IMS v ČR</b>	<b>56</b>
6.1	SPECIFIKACE ZPŮSOBU ZAVEDENÍ	56
6.2	STANOVENÍ VÍCENÁKLADŮ NA POKROČILÉ ŘEŠENÍ A JEHO PŘÍNOSŮ	62
6.3	MOŽNOSTI KOFINACOVÁNÍ NÁKLADŮ (RYCHLEJŠÍ) IMPLEMENTACI AMI	63
	<b>Příloha 1.: Podkladová data</b>	
	<b>Příloha 2.: Příklady standardů specifikujících port H1 pro přímé poskytování dat zákazníkovi z vybraných zemí</b>	
	<b>Příloha 3.: Příklady zákaznických zařízení využívajících port H1 pro přímé poskytování dat zákazníkovi</b>	

## Seznam zkratek

AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMR	Advanced Metering Reading
CBA	Analýza nákladů a přínosů
DSO	Distribution System Operator – provozovatel distribuční soustavy
EDSN	Energie Data Services Nederland, sdružení nizozemských PDS
ESMIG	European Smart Metering Industry Group
EÚLP	Evropská úmluva o lidských právech
HAN	Home Area Network (vnitřní/domácí síť např. odběratele)
HES	Head End System
IHD	In-house display (Domácí displej)
ISM	Inteligentní měřící systém (synonymum pro SM)
ISP	Independent service provider (Nezávislý poskytovatel služeb)
MDM	Meter Data Management
NB-IoT	Narrowband Internet of Things
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
PLC	Power Line Connection
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (The Netherlands Enterprise Agency), obdoba agentury Czechinvest
SM	Smart Meter / Smart Metering (Inteligentní měření)

## ANALYTICKÁ ČÁST

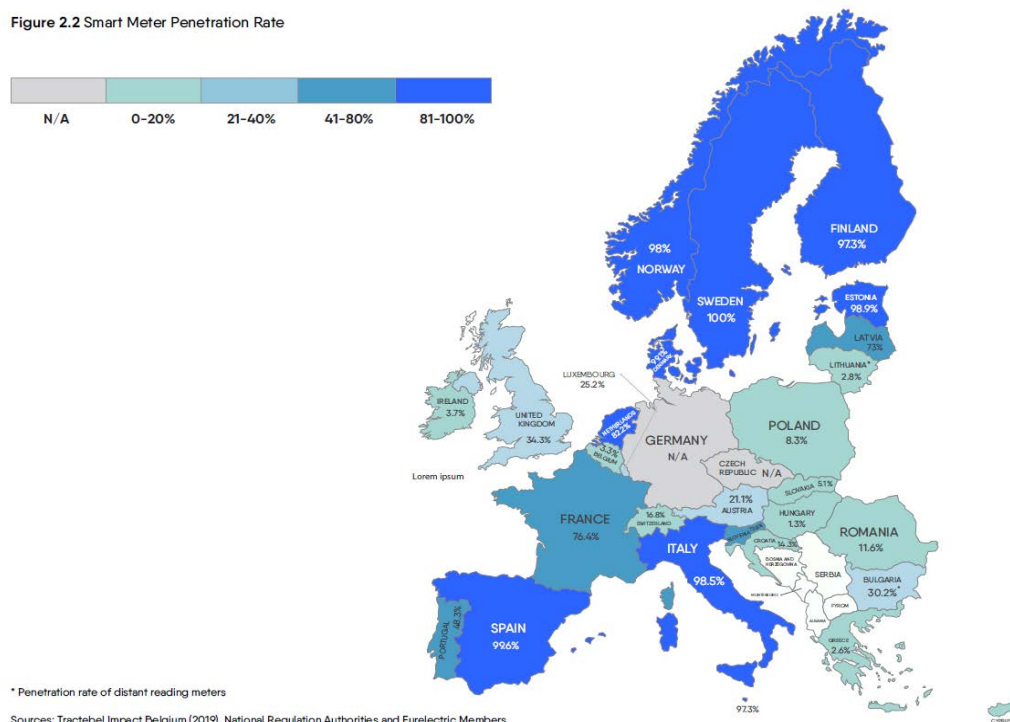


# 1 AKTUÁLNÍ STAV IMPLEMENTACE

Pokrok v hromadném zavádění (v angl. nazývaném jako tzv. *roll-out*) inteligentních měřidel v zemích Evropské unie byl přehledně popsán v roce 2019 zde <sup>1</sup>. Požadavek unijní legislativy<sup>2</sup>, tedy vybavit do roku 2020 inteligentní měřicí technikou alespoň 80 % odběratelů elektřiny a zemního plynu, ukáže-li ekonomické hodnocení vyšší přínosy než náklady, má přitom znatelně rychlejší dynamiku v zemích západní Evropy a současně je významně rychlejší v případě elektroměrů než plynometrů.

**V případě inteligentních elektroměrů se na konci roku 2020 podaří na základě nejnovějších statistik<sup>3</sup> výše uvedený požadavek naplnit u celkem osmi zemí EU (jmenovitě se jedná o Švédsko, Itálii, Španělsko, Finsko, Estonsko, Dánsko, Nizozemí a Maltu). V sedmácti dalších pak proces „roll-outu“ inteligentních elektroměrů již probíhá (konkrétně se jedná o Velkou Británii, Francii, Slovinsko, Rakousko, Lucembursko, Lotyšsko, Portugalsko, Bulharsko, Chorvatsko, Rumunsko, Polsko, Irsko, Belgie, Litvu, Řecko, Maďarsko a Kypr) a bude zde dokončen před rokem 2025. Zvláštním případem je Slovensko, které chytré měření zatím zavedlo jen u velmi malé skupiny odběrných míst (cca 5 %), a zvláště pak Německo, které teprve roll-out zahajuje a má jej dokončit až za horizontem roku 2030. Česká republika je tak poslední unijní země, která zatím v implementaci SM ještě ani nezačala. Mimo EU pak proces instalace chytrých elektroměrů již také dokončilo Norsko a probíhá ve Švýcarsku.**

Figure 2.2 Smart Meter Penetration Rate



Obrázek 1: Mapa Evropy se zobrazením míry penetrace inteligentních elektroměrů

První zemí s dokončeným roll-outem bylo na evropském kontinentu Švédsko (2007), následované Itálií (roll-out elektroměrů tzv. 1. generace zahájen v roce 2006 a dokončen v roce 2011), Španělskem (zahájen sice již v roce 2008 ale dokončen až v roce 2018), Finskem (2013) a Estonskem (2017).

<sup>1</sup>) Benchmarking smart metering deployment in the EU-28. Tractebel Impact. December 2019. Brussels. (viz: [https://ec.europa.eu/energy/studies/benchmarking-smart-metering-deployment-eu-28\\_en](https://ec.europa.eu/energy/studies/benchmarking-smart-metering-deployment-eu-28_en))

<sup>2</sup>) Směrnice č. 2009/72/ES o společných pravidlech trhu s elektřinou a Směrnice EU č. 2009/73/ES a zemním plynem

<sup>3</sup>) Distribution Grids in Europe. Facts and Figures 2020. December 2020. Eurelectric.

V případě Švédska, Itálie a Finska je přitom již v přípravě hromadná instalace měřidel 2. generace, jelikož elektroměry 1. generace nemají některé funkce, které díky změnám na trhu s elektřinou začínají být zapotřebí (viz níže).

Tabulka 1 – Pořadí zemí Evropy podle míry penetrace inteligentních elektroměrů v roce 2020<sup>4</sup>

Země	Počet SM	Počet měřících míst	Míra penetrace SM	Zdroj dat
SE	5 300 000	5 300 000	100%	Tractebel report (2019)
FI	3 650 000	3 656 580	100%	Finnish Energy (2020)
ES	28 528 482	28 632 114	100%	AELEC (2020)
DK	3 387 676	3 418 222	99%	Dansk Energi (2020)
EE	700 000	707 900	99%	Tractebel report (2019)
IT	36 237 165	36 789 000	99%	Tractebel report (2019)
NO	2 900 000	2 950 000	98%	Energi Norge (2020)
MT	309 287	317 747	97%	Tractebel report (2019)
NL	6 900 000	8 400 000	82%	Netbeheer Nederland (2020)
FR	28 243 000	36 951 446	76%	Enedis (2020)
LV	805 000	1 096 000	73%	Sadales tīkls (2020)
SI	699 000	959 817	73%	Elektro Ljubljana d.d. (2020)
PT	3 000 000	6 200 000	48%	EDP (2020)
BG	1 554 493	5 137 377	30%	EVN Bulgaria EAD (2020)
LU	75 847	300 499	25%	Tractebel report (2019)
AT	1 310 783	6 199 303	21%	Tractebel report (2019)
UK	5 935 202	29 807 531	20%	ENA (2020)
CH	944 220	5 620 358	17%	Federal Office of Energy (2020)
HR	350 000	2 433 000	14%	HEP (2020)
RO	1 120 790	9 640 322	12%	Romanian Association IRE
PL	1 469 661	17 719 000	8%	PGE S.A. (2020)
SK	127 325	2 513 743	5%	Tractebel report (2019)
IE	85 000	2 300 000	4%	Tractebel report (2019)
BE	196 533	5 975 000	3%	FEbEG (2020)
LT	50 255	1 782 637	3%	ESO (2020)
GR	195 000	7 577 996	3%	HEDNO (2020)
HU	95 000	7 500 000	1%	Tractebel report (2019)
CY	300	546 500	0%	Tractebel report (2019)
CZ		5 712 550		Tractebel report (2019)
DE		50 700 000		Tractebel report (2019)

V případě inteligentních plynoměrů je situace odlišná a počet instalací i zemí, které je realizují, je významně menší. Největší míru penetrace v letošním roce zřejmě dosáhne Nizozemí (údajně téměř 100 %) a Itálie (více než 60 % všech měřidel), chytré plynoměry jsou dále hromadně nyní instalovány ve Francii (v polovině roku 2020 údajně 6 mil. plynoměrů, tj. více než polovina celkového počtu v zemi) a Velké Británii (na konci roku 2020 to bylo již přes 30 %, absolutně cca 7 mil.).

## 2 FUNKČNÍ STANDARDY

Pokud jde o požadavky na rozsah funkcí, které mají inteligentní měřidla splňovat, v zásadě lze konstatovat, že **každá země volí zatím do jisté míry své vlastní specifické pojetí.**

Evropská komise se nicméně soustavně snaží definovat jednotné charakteristiky, které by měly být dodržovány, a to především pro inteligentní měření pro elektřinu. První konkrétní vymezení požadovaných funkcí bylo vydáno Evropskou komisí v roce 2012 formou doporučení (jako tzv. *Commission Recommendation 2012/148/EU*).

Obecné minimální funkční požadavky, které by měly splňovat inteligentní měřící systémy pro elektřinu, a tím umožnit jistou míru jejich unifikace a porovnatelnosti jsou následující:

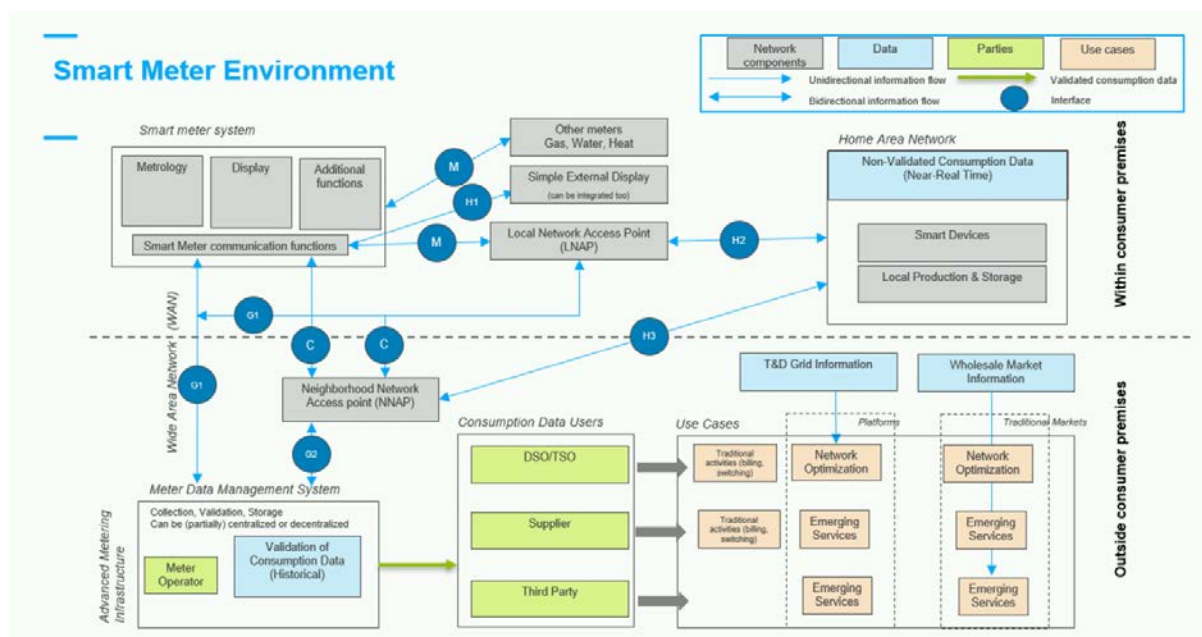
- Poskytnout naměřené hodnoty přímo zákazníkovi a jakékoli třetí straně určené spotřebitelem
- Aktualizovat naměřené hodnoty spotřeby tak často, aby informace mohly být použity k dosažení úspor energie

<sup>4</sup>) Distribution Grids in Europe. Facts and Figures 2020. December 2020. Eurelectric.

- c) Zajistit obousměrnou komunikaci mezi inteligentním měřicím systémem a vnějšími sítěmi pro údržbu a kontrolu měřicího systému
- d) Umožnit odečet tak často, aby informace bylo možno použít k plánování sítí
- e) Umožnit provozovateli odečet na dálku
- f) Podporovat pokročilé systémy sazeb
- g) Umožnit dálkovou kontrolu zapínáním či vypínáním dodávek a/nebo omezením toku nebo výkonu
- h) Zajistit bezpečnou datovou komunikaci
- i) Zamezení a odhalování podvodů
- j) Zajistit dovozní/vývozní a reaktivní měření

Společně s tím se v roce 2011 podařilo normalizačními orgány EU (CEN, CENELEC a ETSI) definovat formou technické zprávy obecnou komunikační architekturu pro inteligentní měřicí systémy (nese označení CEN/CLC/ETSI/TR 50572:2011) a celou řadu dalších norem upravujících detailněji dílčí požadavky např. na testování apod., a to jak pro elektroměry, tak i měřidla dalších síťových médií (plynoměry, vodoměry, kalorimetry).

Přehledné schéma všech relevantních rozhraní (komunikačních toků), které u inteligentních systémů měření pro elektřinu mohou nastat, pak uvádí schéma níže dle [1].



Obrázek 2: Schéma komunikační architektury inteligentních měřicích systémů dle CEN/CLC/ETSI/TR 50572:2011<sup>5</sup>

Ze šetření provedeného v roce 2019 [1] vyplývá, že většina zemí EU, které se pro zavedení SM rozhodly a implementují jej, výše uvedené doporučení Evropské komise z roku 2012 ve významné míře respektuje, ne však v úplném rozsahu.

<sup>5</sup> Benchmarking smart metering deployment in the EU-28.

Ukazuje se, že častěji a jednodušeji se daří zavést ty z funkcí, které jsou prospěšné pro PDS (tedy provádění vzdálených odečtů, správy a ovládání měřidel a snazší identifikace netechnických ztrát).

Funkce užitečné pro spotřebitele (uvedeny pod písmeny „a“, „b“ a „f“) bývají sice součástí technických specifikací, po zavedení však o ně zákazníci nejeví příliš veliký zájem (viz například aktuální zkušenosti z Rakouska).



Tabulka 2: Přehled všech funkcí inteligentního měření elektřiny podle členských států (legenda: prázdné = ani nepředpokládané, ani dostupné, zelená = zdarma, oranžová = zdarma, „X“ = ve výchozím nastavení aktivováno, šedá = data nejsou k dispozici)<sup>6</sup>

	Provide readings directly to consumer and/or any 3rd party	Update readings frequently enough to use energy saving schemes	Allow remote reading by the operator	Provide 2-way communication for maintenance and control	Allow frequent enough readings for network planning	Support advanced tariff systems	Remote ON/OFF control of the supply AND/OR flow or power limitation	Provide secure data communications	Fraud prevention and detection	Provide import/export and reactive metering
	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j
Austria	X	X	X	X			X	X	X	X
Belgium (BR)										
Belgium (FL)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Belgium (WL)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Bulgaria										
Croatia	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Cyprus										
Czech Republic										
Denmark										
Denmark	X <sup>65</sup>	X				X				
Estonia	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Finland	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
France	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Germany	X	X	X	X	X	X		X	X	X
Greece			X	X	X	X	X	X	X	X
Hungary										
Ireland	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Italy	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Latvia	X		X	X	X	X <sup>66</sup>	X	X	X	X
Lithuania	X	X	X	X	X	X		X	X	
Luxembourg	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Malta	X								X	X
Netherlands		X		X		X <sup>57</sup>		X		X
Poland			X	X	X	X	X	X	X	X
Portugal	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Romania		X	X	X	X		X	X	X	X
Slovakia	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Slovenia			X	X			X		X	
Spain	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Sweden			X	X	X	X	X	X		X
United Kingdom	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

<sup>6</sup>) Benchmarking smart metering deployment in the EU-28.

Tabulka 3: Přehled dostupnosti a četnosti dat o spotřebě, které inteligentní elektroměr může přímo konečnému zákazníkovi poskytovat podle členských států<sup>7</sup>

	(a) Provide readings directly to consumer and/or any 3rd party	(b) Update readings frequently enough to use energy saving schemes	Frequency at which consumption data is updated and provided to customers
Austria	YES	YES	15'
Belgium (BR)			N/A
Belgium (FL)	YES	YES	15' (near real-time on request)
Belgium (WL)	YES	YES	15' (near real-time on request)
Bulgaria			N/A
Croatia	YES	YES	Hourly
Cyprus			N/A
Czech Republic			N/A
Denmark	YES <sup>8a</sup>	YES	15' (Hourly for smart meters installed before 2012)
Estonia	YES	YES	Hourly
Finland	YES	YES	Near real-time
France	YES	YES	30'
Germany	YES	YES	15' (near real-time on request)
Greece	YES	YES	1"
Hungary			N/A
Ireland	YES	YES	Near real-time on request
Italy	YES	YES	Near real-time (through continuous update)
Latvia	YES	YES <sup>8b</sup>	Daily
Lithuania	YES	YES	15'
Luxembourg	YES	YES	10"
Malta	YES	YES	15'
Netherlands	YES	YES	Near real-time
Poland	YES	YES	Near real-time
Portugal	YES	YES	60"
Romania	YES	YES	Daily
Slovakia	YES	YES	Daily or 15' (depending on the DSO)
Slovenia	YES	YES	15'
Spain	YES	YES	Hourly
Sweden	YES	YES	Near real-time
United Kingdom	YES	YES	10"

V reakci na tento vývoj proto došlo v roce 2019 k dalšímu zpřesnění, kdy se zákonodárné orgány Unie dohodly na přímé kodifikaci pojmu inteligentní měřicí systém pro elektřinu do unijního práva<sup>8</sup> a dále upřesnily, co musí nové (hromadné) instalace inteligentních elektroměrů ale rovněž i ty, které již byly nainstalovány, dodržovat – v případě nových instalací od vstupu nové směrnice v platnost, u stávajících nejpozději od roku 2031.

Směrnice pojem „**inteligentní měřicí systém**“ (pro elektřinu) definuje jako „elektronický systém, který dokáže měřit množství elektřiny dodané do sítě nebo spotřebu elektřiny ze sítě, poskytuje více informací

<sup>7</sup>) Benchmarking smart metering deployment in the EU-28.

<sup>8</sup>) Směrnice č. 2019/944 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a jejího §20

*než běžný elektroměr a je schopný vysílat a přijímat údaje pro účely informování, sledování a kontroly za použití určité formy elektronické komunikace“.*

Cílem přijatých změn je proces zavádění inteligentních elektroměrů v zásadě urychlit a plně využít funkce, o kterých se zatím spíše hovoří a ze kterých má profitovat konečný zákazník – tedy možnost aktivní účasti na trhu s elektřinou a být lépe informován o své spotřebě.

Rostoucí potřeba flexibility trhu s elektřinou a vyšší účast maloobděratelů v něm tak vedla unijní instituce k vyšším požadavkům na postavení (aktivní zapojení) maloobděratelů. **Kromě možnosti požádat o inteligentní měření** – i když jej zatím daná země hromadně nezavedla – **k nim dále nově patří právo na dynamické určování ceny elektřiny, častější vyúčtování a také častější informace o své spotřebě bez dodatečných nákladů**, jak vyplývá z následujících ustanovení příslušného oddílu (§20) směrnice:

- (§20, písm. a): Ověřené údaje o historické spotřebě jsou konečným zákazníkům na požádání snadno a bezpečně dostupné bez dalších nákladů a ve vizuálním znázornění. Neověřené údaje o spotřebě v téměř reálném čase jsou konečným zákazníkům rovněž snadno a bezpečně dostupné bez dalších nákladů prostřednictvím standardizovaného rozhraní nebo dálkového přístupu, a to za účelem podpory automatizovaných programů zvyšování energetické účinnosti, jakož i podpory odezvy strany poptávky a dalších služeb;
- (§20, písm. e): Pokud o to koneční zákazníci požádají, jsou jim nebo třetí osobě jednající jejich jménem zpřístupněny v souladu s prováděcími akty přijatými podle článku 24 údaje o elektřině, kterou dodali do sítě, a údaje o jejich spotřebě, a to prostřednictvím standardizovaného komunikačního rozhraní nebo dálkového přístupu a ve snadno srozumitelném formátu umožňujícím srovnání nabídek na rovnocenném základě;
- (§20, poslední odstavec): Pro účely prvního pododstavce písm. e) musí mít koneční zákazníci rovněž možnost získat své údaje z měření nebo je předávat jiné straně bez dalších nákladů a v souladu se svým právem na přenositelnost údajů na základě pravidel Unie o ochraně údajů.

Jedná se o relativně nová a důležitá ustanovení, jejichž naplnění by mělo být nyní členskými zeměmi respektováno. Do popředí se tak dostává, jak správným způsobem pojmout komunikační vazbu mezi elektroměrem a zákazníkem (či obecně jeho domácí sítí – HAN). Toto interface bylo ve výše uvedené normě označeno jako „H1“ případně „M“ (s navazujícím interface „H2“ a „H3“) a zobrazuje jej výše uvedené komunikační schéma.

### **3 PROVOZNÍ ZKUŠENOSTI**

Získané poznatky ukazují, že technologický pokrok je rychlý a SM první generace po 10-15 letech se stávají nevyhovujícími a budou muset být nahrazeny. Dále se ukazuje, že zavádění SM se často oproti plánům opoždí a to způsobuje pak dodatečné náklady.

Z instalací SM pak zatím profitují spíše PDS, než koneční zákazníci, je to ale dáno (ne)zájmem zákazníků. Proto také unijní instituce přijaly výše uvedené změny v pravidlech trhu s elektřinou s cílem zlepšit jejich postavení a zájem o využití funkcí, které SM nabízí.

## 4 PODROBNĚJŠÍ PŘEDSTAVENÍ VYBRANÝCH ZEMÍ

### 4.1 Nizozemí

#### 4.1.1 Legislativní rámec a harmonogram zavedení

Nástup inteligentních elektroměrů vyvolal v Nizozemsku v roce 2008 velkou veřejnou debatu a pozornost médií. Debaty se zúčastnili provozovatelé distribučních soustav, obhájci soukromí, politici, bezpečnostní experti, zájmové skupiny spotřebitelů, jako jsou nizozemská sdružení spotřebitelů a majitelů domů. Ani po desetiletí se zdá, že debata není zcela vyřešena.

V roce 2014 se nizozemská vláda rozhodla zavést inteligentní měřiče do všech domácností. Hlášené počty - téměř 3 miliony domácností vybavených inteligentním měřičem na konci roku 2016 naznačují, že zavedení je na dobré cestě k dosažení cíle uvedeného ve směrnici EU 2009/72 / ES, konkrétně 80% domácnosti mají inteligentní měřič do roku 2020.

Nizozemí bylo přitom jednou z mála zemí Evropy, která se rozhodla souběžně s rozvojem inteligentních elektroměrů provést rollout také inteligentních plynoměrů.

#### 4.1.2 Technologické pojetí implementace SM

Zřízení inteligentní měřicí infrastruktury (označované jako Advanced Metering Infrastructure, AMI), zahrnuje mnoho konstrukčních možností.

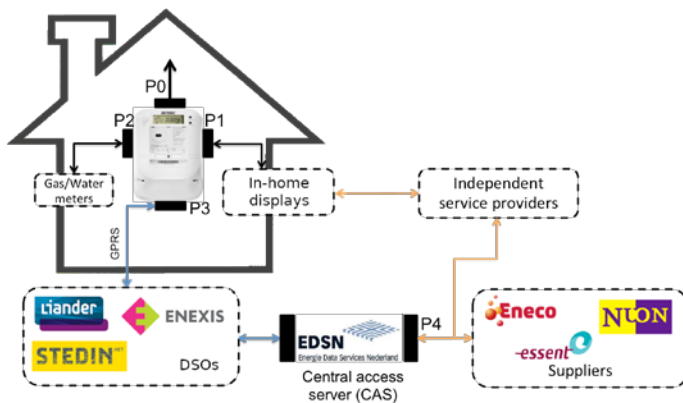
##### Účastněné strany

Provozovatel distribuční soustavy (PDS) neboli zjednodušeně provozovatel sítě je odpovědný za provoz elektrické sítě na regionální úrovni. PDS je obvykle také odpovědný za instalaci inteligentních měřičů a za sběr odečtů měřičů. Nizozemští provozovatelé distribučních soustav jsou sjednoceni ve sdruženém průmyslovém orgánu nazvaném Netbeheer (doslovně „Nizozemský Management Sítě“). Tato organizace vytváří a publikuje např. společné podmínky služby pro přepravu elektřiny a standardy inteligentních měřičů. V Nizozemsku je 7 provozovatelů distribučních soustav, přičemž 3 největší - Liander, Enexis a Stedin - obsluhují převážnou část země.

Dodavateli energie jsou komerční strany, které vyrábějí nebo nakupují elektřinu a prodávají ji spotřebitelům. K dodávání této elektřiny využívají infrastrukturu PDS. Dříve fungovala jediná společnost jako PDS i jako dodavatel energie, ale od liberalizace trhu s energií v roce 1998 byly tyto role odděleny, což zákazníkům umožnilo svobodně si vybrat svého dodavatele energie, zatímco PDS si zachovává svůj regionální monopol.

Se zavedením inteligentních měřičů přišla nová kategorie účastníků: Nezávislí poskytovatelé služeb (ISP) používají odečty měřidel k nabízení dalších služeb, např. poskytují podrobnější informace o elektřině, například prostřednictvím aplikace pro chytré telefony, nebo obecněji poskytují rady, jak šetřit energií. ISP mohou tyto služby nabízet domácnostem nebo podnikům. Konkrétním příkladem může být poskytovatel služeb, který nabízí řetězci supermarketů podávat přehled o spotřebě energie ve všech jeho obchodech.

Pro fakturaci zákazníkovi potřebuje dodavatel energie příslušné hodnoty měřiče, které nemůže číst přímo z měřiče. Místo toho je musí poskytnout poskytovatel distribuční soustavy odpovědný za měřič zákazníka. Namísto vzájemných vztahů mezi PDS a dodavatelem energie založili nizozemští PDS ústřední organizaci (Energie Data Services Nederland, EDSN), která má usnadnit administrativní procesy. Odpovědnost EDSN zahrnuje poskytování údajů o měření dodavatelům energie a ISP bez ohledu na provozovatele distribuční soustavy odpovědného za region, kde se nachází zákazník. Před zavedením inteligentních měřičů EDSN již poskytovala dodavatelům energie jedno společné rozhraní pro získávání odečtů měřičů, které pak ještě PDS ručně odebírali. EDSN také pro každé připojení zaznamenává, který dodavatel energie má smlouvu na dodávku elektřiny.



Obrázek 3 Standardizovaný inteligentní měřič a infrastruktura, která jej obklopuje<sup>9</sup>

### Funkcionalita chytrého měřiče.

Požadavky na inteligentní měřiče (Dutch Smart Meter Requirements, DSMR) vydává sdružení PDS Nebeheer.<sup>10</sup> DSMR a doprovodné standardy stanovují příslušné specifikace pro funkcionalitu měřičů. Protože většina domů v Nizozemsku má také připojení na zemní plyn, inteligentní měřiče měří současně kromě elektřiny i plyn.

DSMR specifikuje, že inteligentní měřiče zaznamenávají a ukládají měření pro PDS k načtení přes port P3, přičemž hodnoty musí být uchovány podle periodicity veličiny po stanovenou dobu, jak ukazuje následující tabulka.

Tabulka 4 Doba uchování dat v Nizozemí

Periodicita	Retenční čas
Měsíčně	13 měsíců
Denně	40 dní
Hodinově (ZP)	10 dní
15 minut (elektřina)	10 dní

Kromě toho jsou živá měření elektřiny a plynu, stejně jako informace o stavu zařízení a tarifech, k dispozici přímo spotřebiteli v 10sekundových intervalech prostřednictvím portu P1. Tato měření nejsou v měřiči zachována.

Měřič může zobrazovat zprávy odesílané PDS do měřiče. Samotný měřicí přístroj může zobrazit až 8 znaků. Delší zprávy o délce až 1024 znaků lze předávat pro zobrazení na zařízení odběratele.

Kromě spotřeby energie měří měřič také kvalitu energie a výpadky. Podporuje synchronizaci času a posun mezi tarify. Měřič musí být vybaven detekcí neoprávněné manipulace a musí být uloženo alespoň posledních 30 pokusů o neoprávněnou manipulaci s měřidlem. Tady manipulace znamená fyzickou nedovolenou manipulaci, například sejmutí krytu měřiče, ale měřiče též musí detekovat magnetická pole, která mohou interferovat s měřidlem.

### Fyzická komunikační infrastruktura

Samotný inteligentní měřič má 4 komunikační porty P0– P3 a AMI poskytuje pátý port P4.

<sup>9</sup>) Pol Van Aubel, Erik Poll. Smart metering in the Netherlands: What, how, and why. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. Volume 109. 2019. Pages 719-725. ISSN 0142-0615.

<sup>10</sup>) Viz zde: <https://www.netbeheernederland.nl/dossiers/slimme-meter-15/documenten>

Port P0 se používá pro místní připojení během instalačních a údržbových prací.

Port P1, nazývaný také spotřebitelský port, umožňuje komunikaci s vybavením třetích stran lokálně instalovaným u zákazníka. Port podporuje pouze komunikaci z měřiče do tohoto zařízení, nikoli naopak. Prostřednictvím P1 poskytuje měřič měření v reálném čase v 10sekundových intervalech a lze jej použít k zobrazení zpráv na připojeném zařízení.

Port P2 se připojuje k dalším místním měřicím zařízením. Typickým použitím je připojení inteligentního plynoměru k P2. Tento port může být kabelový nebo častěji bezdrátový. Plynoměr jednou za hodinu odesílá svá měření do elektroměru, který je pak může ukládat a přeposílat.

Port P3 komunikuje s PDS za účelem odesílání odečtů měřičů (buď uložených odečtů, nebo aktuálních odečtů měřičů), kontroly stavu, měření kvality energie a měření výpadků a vzdálené aktualizace. Na rozdíl od P1 podporuje P3 obousměrnou komunikaci. Komunikace mezi P3 a PDS se obecně děje prostřednictvím GPRS, CDMA nebo LTE. Dřívější měřiče používaly kombinaci komunikace po elektrické síti (PLC) s GPRS, kde byly informace zasílány přes PLC do datového koncentrátoru umístěného v nejbližší rozvodně, která poté předávala informace prostřednictvím GPRS. Od verze DSM 4 komunikují všechny měřiče bezdrátově a použití PLC již není uvažováno.

Port P3 používá jako komunikační protokol mezinárodní standard IEC 62056 DLMS / COSEM. Tento protokol definuje způsob nezávislý na výrobci k identifikaci, získání a interpretaci informací uchovávaných v jakémkoli měřiči.

Port P4 je bránou pro dodavatele energie a ISP pro získávání měření P3. Je to webová služba pro přístup k centrálnímu přístupovému serveru (CAS) EDSN. Umožňuje dodavateli energie nebo ISP získávat údaje o měření svých zákazníků, bez ohledu na odpovědného provozovatele distribuční soustavy. V aktuálním nastavení EDSN proaktivně neshromažďuje data měření do centrální databáze. Naměřená data se místo toho ukládají pouze do měřiče. Pokud dodavatel energie nebo poskytovatel internetového připojení vyžaduje údaje o měření jednoho ze svých zákazníků, musí nejprve požadovat údaje od EDSN; EDSN předá tento požadavek odpovědnému PDS, který následně načte data z měřiče zákazníka prostřednictvím P3 a odešle je EDSN. EDSN ukládá data do mezipaměti a dodavatel energie nebo ISP musí další den znovu kontaktovat EDSN, aby je získal. Samozřejmě dodavatelé energie a poskytovatelé internetových služeb poté obvykle získaná data ukládají do svých vlastních databází.

Protože tento sběr dat pomocí P4 může trvat až 24 hodin, rozdíl mezi daty P1 a P3 není jen v tom, že data P3 jsou mnohem méně detailní (15minutové místo v 10sekundových intervalech), ale také v tom, že data P3 nejsou k dispozici v reálném čase.

### Přehled zabezpečení

Fyzická komunikační infrastruktura uvedená v předchozí části přichází s některými technickými bezpečnostními opatřeními.

Inteligentní měřicí přístroje mají kryptografické klíče pro bezpečnou komunikaci s PDS přes P3: data odeslaná do PDS mohou být ověřena a šifrována. Inteligentní měřicí přístroje mají také klíče k ověřování aktualizací firmwaru.

Alespoň některé z existujících možností kryptografického ověřování v DLMS / COSEM však mají nedostatky. Zda jsou tyto možnosti použity, je navíc na PDS3.

Na rozdíl od komunikace mezi elektroměry a provozovatelem distribuční soustavy probíhá komunikace mezi EDSN a dodavatelem energie nebo ISP prostřednictvím veřejného internetu. Tato komunikace je zabezpečena pomocí TLS pomocí certifikátů klienta a serveru. Všimněte si, že i když je aktuální verze DLMS / COSEM v zásadě to podporuje, neexistuje žádné end-to-end zabezpečení od elektroměru k dodavateli energie nebo ISP - musí důvěřovat PDS, že dodá správná data.

Na rozdíl od dat P3 nelze data P1 autentizovat. To se může stát problémem, pokud v budoucím vývoji sítě budete chtít použít data P1 pro řízení sítě.

## Informační toky

Inteligentní měřicí infrastruktura poskytuje informace PDS, dodavatelům energie a ISP a zákazníkům. Následující tabulka shrnuje datové kategorie používané různými stranami a uvádí příslušná omezení.

Tabulka 5 datové kategorie používané různými stranami v Nizozemí

Role	Účel	Kategorie dat	Omezení
PDS	Správa sítě	Kvalita elektřiny	Ne, když je administrativně vypnutý
		Spotřeba elektřiny	
	Správa měřičů	Všechny informace o měřiči	10 denní limit
		Administrativní informace	Žádný
	Experimentování a inovace	Všechny informace o měřiči	Souhlas spotřebitele
	Historická data	Pouze anonymizované agregáty	
Dodavatel energie	Účetnictví	Spotřeba elektřiny	(Bi-)měsíčně & na požádání
ISP	Doplňkové služby	Spotřeba elektřiny (P3)	Souhlas spotřebitele
		Spotřeba elektřiny (P1)	Souhlas spotřebitele, bypass PDS

### Měření dat pro PDS

**Kodex chování** nizozemských provozovatelů distribučních soustav podrobně popisuje, proč a kdy provozovatelé distribučních soustav odečítají určitá měřená data. Všichni provozovatelé distribučních soustav jsou ze zákona povinni dodržovat tento kodex chování. Popisuje také případy, kdy provozovatel distribuční soustavy odečítá data P3 za účelem jejich odesílání třetím stranám, takže poskytuje přehled o datových tocích od inteligentních měřičů k ISP a dodavatelům energie. Protože to vše zahrnuje pouze data P3, nikdy to není podrobnější než 15minutové intervaly.

Scénáře v kodexu chování jsou založeny na právních povinnostech provozovatele distribuční soustavy a spadají do čtyř hlavních kategorií:

- správa sítě, tj. zpracování samotným PDS k plnění jeho zákonem pověřeného primárního úkolu;
- správa měřidel, vč. komunikace s měřičem, aby se zajistilo jeho správné fungování;
- experimentování, inovace a otevřená data, tj. pravidla pro pilotování nových projektů a poskytování anonymizovaných údajů jiným stranám; a
- usnadnění trhu, tj. poskytování údajů o měření ISP a dodavatelům energie

Scénáře pro správu sítě ukazují, že provozovatelé distribučních soustav používají údaje o kvalitě napájení k detekci výpadků, analýze a předpovědi a ke sledování kvality napájení. K detekci ztráty, krádeže nebo podvodu se používají také údaje o spotřebě. Jelikož je to nedílná součást zákonem pověřeného úkolu PDS, není PDS povinen získat pro tyto odečty svolení spotřebitele. Pokud se však spotřebitel rozhodl své měřidlo administrativně deaktivovat, jak je vysvětleno níže v kapitole o bezpečnosti, nebude se odečítat ani pro tyto účely.

Pro správu měřičů může provozovatel distribuční soustavy odečítat všechny informace po krátkou dobu, maximálně deset dní, aby ověřil, že nově nainstalovaný nebo aktualizovaný měřič funguje správně. I když spotřebitel administrativně deaktivoval svůj měřič, může provozovatel distribuční soustavy provádět tato měření a také s ním komunikovat při provádění aktualizací hodin, aktualizací firmwaru a dalších údržbových pracích.

Ustanovení týkající se experimentování a inovací v kodexu chování zahrnují odečítání údajů pro účely výzkumu a pilotních projektů, jakož i opětovné použití dříve načtených souhrnných údajů. První se provádí pouze se souhlasem spotřebitele, druhé se považuje za přijatelné bez ohledu na to, že se jedná o agregované údaje. Příkladem může být výzkumný projekt zaměřený na vývoj modelů využití elektřiny



v oblasti s cílem usnadnit plánování nové elektrické sítě v sousedství nebo revize stávající sítě. Ustanovení o otevřených datech je široce pojaté, aby bylo možno zveřejňovat údaje za účelem účinného fungování trhu a umožnění nových služeb. To se opět provádí buď prostřednictvím opětovného použití agregovaných dat odečtených v minulosti, nebo pomocí nových dat odečtených po získání souhlasu uživatele.

### Údaje o měření pro dodavatele energie a poskytovatele služeb

Kodex chování pro PDS rovněž stanoví povinnosti a omezení pro PDS poskytovat údaje dodavatelům energie a poskytovatelům služeb:

- provozovatel distribuční soustavy musí poskytovat odečty elektroměrů dodavateli energie každé dva měsíce nebo mimo jiné na žádost dodavatele energie;
- pokud zákazníci dají souhlas svému dodavateli energie nebo poskytovatelům internetových služeb k přístupu k hodnotám 15minutového intervalu, musí je provozovatel distribuční soustavy na žádost těchto stran poskytnout.

Je zřejmé, že dodavatelé energie potřebují pro fakturaci přístup k údajům o měření. K tomu v současné době nepotřebují podrobné údaje: fakturace se obvykle provádí každoročně nebo maximálně měsíčně a ceny energií pro zákazníky nekolísají denně. Stačily by tedy měsíční nebo dokonce roční hodnoty.

Místo získávání dat o 15minutovém intervalu z portu P3 prostřednictvím DSO a EDSN může ISP také získávat data prostřednictvím portu P1. V tom případě musí poskytnout spotřebiteli zařízení, které se připojí k P1, aby mu ten mohl posílat data, např. prostřednictvím internetového připojení tohoto zákazníka. Tento informační tok poté obchází provozovatele distribuční soustavy a EDSN.

### Zpětné informace spotřebitelům

Jedním ze způsobů, jakým všichni spotřebitelé dostávají informace ze svého inteligentního měřiče, je dvouměsíční souhrn využití od jejich dodavatele energie. Nyní existuje právní požadavek, že dodavatelé energie musí svým zákazníkům poskytovat dvouměsíční souhrn využití. Průzkum provedený nizozemským sdružením pro majitele domů ukázal, že třetina spotřebitelů nedostává souhrn za dva měsíce vůbec a že mnoho obdržených souhrnů neodpovídá zákonným požadavkům a je pro spotřebitele matoucí.

Spotřebitelé mohou získat další informace prostřednictvím poskytovatele služeb nebo prostřednictvím svého dodavatele energie, pokud ten tuto službu nabízí. Někteří poskytovatelé služeb a dodavatelé energie mohou zákazníkům pro sledování spotřeby poskytnout domácí displej, který získává data prostřednictvím portu P1. Takový displej pak může také přenášet data P1 zpět na ISP nebo dodavatele energie přes internet, jak již bylo zmíněno dříve. Alternativně může být zpětná vazba pro zákazníky založena na datech P3 prezentovaných prostřednictvím aplikace pro chytré telefony nebo webu. Výhodou je, že nevyžaduje další zařízení a odpadájí tak potíže s jejich instalací a připojení k místnímu portu P1. Nevýhodou je samozřejmě to, že to nemůže poskytnout informace o spotřebě energie v reálném čase. Výroční zpráva vládní agentury RVO sleduje přijetí služeb správy energie, které využívají data P1 nebo P3, prostřednictvím aplikací, webů a domácích displejů.

### **Zabezpečení a ochrana osobních údajů**

Některé aspekty infrastruktury inteligentních měřičů v Nizozemsku se od prvních návrhů značně změnily, částečně v reakci na veřejnou debatu o ochraně soukromí. Ve specifikacích DSMR jsou tyto změny stále viditelné: každý požadavek je uveden s rokem zavedení a zdrojem, na kterém je založen. Tato část pojednává o klíčových problémech a rozhodnutích a pojednává o některých bezpečnostních incidentech - všech únicích dat – do současnosti.

### Dálkový vypínač

Dálkově ovládaný vypínač v inteligentním měřiči může být pohodlný: pokud je třeba odpojit domácnost, lze to provést, aniž byste museli vyslat technika. Je to však také bezpečnostní riziko: útočníci by to

mohli zneužít. Odpojí domácnosti nebo způsobí vážný chaos odpojením nemocnic a policejních stanic. To bylo také důležitým bodem sporu během pilotních fází v Nizozemsku. Provozovatelé distribučních soustav toto riziko poznali a dálkové vypnutí bylo zrušeno, když začalo rozsáhlé zavádění inteligentních měřičů. Měřiče nainstalované před tímto časem obdržely aktualizaci firmwaru, která tuto funkci trvale deaktivovala. Měřiče, které nelze aktualizovat, jsou zohledňovány v periodické analýze rizik. Předpokládalo se, že náklady na jejich nahrazení převažují nad bezpečnostním rizikem. Požadavky, aby měřicí přístroje byly schopny přijímat aktualizace firmwaru, byly již zahrnuty v NTA 8130. Není nám jasné, kolik měřičů nelze aktualizovat za účelem deaktivace dálkového vypínání.

### Soukromí

Odečty měřidel v 10sekundových intervalech odhalují spoustu soukromých informací. Výzkum ukazuje, že to může odhalit, které televizní pořady jsou sledovány, nebo zda je doma novorozené dítě. Ale i odečty měřidel v 15minutových intervalech poskytují podrobný pohled na osobní život daného odběratele.

První návrhy zákonů pro zavádění inteligentních měřičů nezohledňovaly soukromí spotřebitelů nad rámec souladu s nizozemským zákonem o ochraně údajů a byly v rozporu s článkem 8 Evropské úmluvy o lidských právech. Především z toho důvodu jim nejprve sněmovna zablokovala průchod v původní podobě. Tyto zákony byly přijaty až po několika změnách. Tyto pozměňovací návrhy zrušily povinnost mít inteligentní měřiče: lidé by mohli instalaci odmítnout, a pokud by inteligentní měřič již byl nainstalován, mohli by jej mít „administrativně vypnut“. Novelty rovněž zahrnovaly předpisy o sběru, ukládání a předávání údajů o měření a vyžadovaly výslovný souhlas spotřebitele pro 15minutová a denní měření, místo toho by to byl standardní režim měření.

Pokud je měřič administrativně vypnutý, data o spotřebě a údaje o kvalitě napájení se již dál neodečítají. DSO může komunikovat pouze s měřičem, aby byla zajištěna jeho správná funkce jako elektroměru a aby byla zajištěna aktualizace firmwaru. V roce 2017 zhruba 10% spotřebitelů odmítlo instalaci inteligentních měřičů a 2% je nechali administrativně vypnout. Lidé nejen odmítli inteligentní měřič z důvodu ochrany soukromí: jeden z pěti tak učinil kvůli negativním zprávám v tisku o přesnosti inteligentních měřičů.

Tato možnost administrativního vypnutí existuje, protože nahrazení stávajícího inteligentního měřiče současným neinteligentním měřičem je nákladné (i když je to také povoleno, pokud náklady uhradí spotřebitel).

Od přijetí těchto zákonů uložili provozovatelé distribučních soustav, dodavatelé energie a poskytovatelé internetových služeb všechny kodexy chování u nizozemského úřadu pro ochranu údajů, v němž tuto politiku výslovného souhlasu potvrzují. Kodex chování provozovatelů distribučních soustav rozlišuje mezi údaji o měření citlivými na soukromí a údaji o měření, která nemají žádné dopady na soukromí spotřebitelů. Pouze skutečné hodnoty spotřeby energie a hodnoty kvality energie (na rozdíl od kvality napětí) jsou citlivé na soukromí. Kvalita energie souvisí s odběrem energie, a tedy s chováním spotřeby energie. Kvalita napětí a informace o samotném měřiči, jako jsou události s nízkou kapacitou baterie a dosažitelnost, nejsou považovány za citlivé na soukromí.

Dalším návrhovým rozhodnutím přijatým z důvodů ochrany osobních údajů je rozhodnutí, že PDS nebude mít centrální úložiště odečtů měřičů. Data měření jsou uložena pouze v samotném inteligentním měřiči. Na žádost poskytovatele služeb nebo dodavatele energie PDS načte data, ale neuchovává kopii ani proaktivně neshromažďuje data z měřičů k uložení do centrální databáze.

Všimněte si, že zde existuje kompromis mezi soukromím a dostupností: Nevýhodou současného přístupu je, že pokud by došlo k poruše měřiče, ztratila by se data měření, včetně měsíčních odečtů za poslední rok použitých pro fakturaci. Fakturace by pak mohla být založena na odhadech nebo údajích uchovávaných dodavatelem energie pro dvouměsíční shrnutí, ale dodavatel energie samozřejmě není nezávislou stranou, jako je DSO, pokud jde o fakturaci.

Ustanovení o otevřených datech v kodexech chování ukazují velmi zjednodušený pohled na složitost (ne) anonymizace a agregace údajů, které by měly být náležitě zohledněny při zveřejňování (anonymizovaných) osobních údajů pro třetí strany. Pokud bude zveřejnění anonymizovaných dat provedeno nesprávně, hrozí riziko de-anonymizace.

#### Pořízení měřičů, dodržování předpisů a záruka

Zohlednění bezpečnosti vyžaduje zvláštní péči v procesu veřejného výběrového řízení na inteligentní měřič. Jedním z problémů je, jak jsou v nabídkových řízeních vyjádřeny bezpečnostní požadavky. Pokud je popis bezpečnostních požadavků příliš vágní, dodavatelé mohou argumentovat, že je splňují méně bezpečné měřiče. Naopak, pokud jsou požadavky příliš podrobné nebo konkrétní, existuje riziko, že je splní pouze jediný dodavatel, který pak může stanovit velmi vysokou cenu. Dalším problémem je definování postupů a procesů pro testování bezpečnosti měřičů.

Expertní organizace ENCS (Evropská síť pro kybernetickou bezpečnost) se do řešení těchto otázek zapojila, aby pomohla jak se specifikací bezpečnostních požadavků ve výběrových řízeních, tak s testováním inteligentních měřičů uvažovaných pro zavedení. ENCS je nezisková členská organizace, která podporuje nasazení bezpečnostních řešení pro energetické sítě a infrastrukturu tím, že plojila bezpečnostní znalosti a vlastníky kritické infrastruktury. Všichni holandské PDS jsou členy ENCS, stejně jako několik zahraničních PDS. ENCS také pomáhá rakouským provozovatelům distribučních soustav při formulování bezpečnostních požadavků pro zadávání veřejných zakázek, které jsou veřejně dostupné online.

Známým příkladem ze zemí mimo Nizozemsko je přístup používaný v Německu, kde je definován společný profil ochrany kritérií. Hodnocení bezpečnosti podle Společných kritérií je notoricky časově náročné a nákladné, což může dodavatele odrazovat od vstupu na trh.

#### Dosud zjištěné úniky dat

V posledních letech se zveřejnilo několik úniků dat, které poukazují na slabá místa v celkové bezpečnosti.

Jednou z potenciálních slabín je autentizace spotřebitelů dodavateli energie a poskytovateli internetových služeb. Kterýkoli jednotlivec může kontaktovat poskytovatele internetových služeb, který tvrdí, že bydlí na určité adrese, a poté prostřednictvím tohoto poskytovatele získat odečty měřidel dané domácnosti. ISP by mohl zkontrolovat totožnost například zasláním dopisu poštou s nějakým přístupovým kódem potřebným pro online přístup k odečtu měřičů, ale je to nákladné a časově náročné. V roce 2015 novinář skutečně prokázal, že někteří poskytovatelé internetových služeb nevykonávají žádnou kontrolu identity.

Došlo také k úniku dat, kdy poskytovatel služeb nebo dodavatel energie náhodně nebo úmyslně zneužili svůj přístup k datům uchovávaným EDSN. Všimněte si, že těmto stranám se jednoduše věří, že budou požadovat data pouze od svých vlastních spotřebitelů. V roce 2016 zaměstnanec dodavatele energie záměrně požadoval velké množství spotřebitelských dat z EDSN bez příčiny. V roce 2017 jste na webových stránkách dodavatele energie mohli zadat adresu a poštovní směrovací číslo, abyste získali roční údaje o spotřebě energie této adresy. V obou případech odcizená nebo uniklá data nezahrnovala měsíční nebo 15minutové intervalové odečty získané prostřednictvím P3. Místo toho zahrnovala data zaznamenaná v centrálním registru EDSN: standardizovaná roční spotřeba a v prvním případě také jména zákazníků, adresy, aktuální dodavatele energie a datum ukončení smluv.

Aby bylo možné čelit problémům, jako jsou výše uvedené, počínaje rokem 2018 budou existovat další kontroly přístupu: informace specifické pro zákazníka musí být poskytnuty poskytovatelem služeb nebo dodavatelem energie provozovateli distribuční soustavy jako důkaz toho, že zákazníci dali povolení k přístupu k jejich údajům. Touto informací jsou buď poslední tři čísla bankovního účtu zákazníka, nebo rok a měsíc jeho narození. Tuto informaci snadno získá útočník, který se vydává za

určitou osobu, v takovém případě by to útok nezastavilo. Byla by to překážka větším únikům dat, jaké byly výše uvedené náhodné a úmyslné úniky dat.

Poskytovatelé služeb a dodavatelé energie by mohli provést silnější ověření identity zákazníka. Jak již bylo zmíněno dříve, odesílání dopisu je nákladné a pomalé. Inteligentní měřič však poskytuje levný a efektivní způsob autentizace zákazníků, protože měřič může zobrazit zprávu odeslanou DSO přes port P3. Aby bylo možné ověřit totožnost zákazníka, mohl by inteligentní měřič zobrazit zprávu, že spotřebitel ohlásil zprávu ISP nebo dodavateli energie. V současné době se tato možnost nepoužívá a provozovatelé distribučních soustav nepodporují holandské ISP nebo dodavatele energie, kteří takové zprávy odesílají. Ve Velké Británii se tato funkce k ověřování zákazníků používá.

#### **4.1.3 Náklady zavedení a způsob profinancování**

Podle odhadů ministerstva hospodářství činily náklady na zavedení SM cca 3,3 miliardy EUR. Za instalaci měřičů jsou zodpovědní PDS.

#### **4.1.4 Zkušenosti s provozem a zhodnocení přínosů**

Diskuse kolem inteligentních měřičů se netýkala pouze bezpečnosti a soukromí, ale také toho, zda náklady převažují nad přínosy. Nepředpokládáme, že na tuto otázku dáme definitivní odpověď, ale pokusíme se poskytnout přehled argumentů.

Argumenty ve prospěch inteligentních měřičů lze shrnout takto:

1. poskytnout provozovatelům sítě lepší přehled o síti;
2. snížit náklady a potíže s prováděním odečtů;
3. omezení podvodů; a
4. poskytnout spotřebitelům lepší přehled o jejich spotřebě elektřiny v naději, že sníží svou spotřebu nebo přesunou spotřebu na mimo špičku.

Když pomineme obavy o bezpečnost a soukromí, které jsme již analyzovali výše, hlavními argumenty proti inteligentním měřičům jsou náklady a to, zda předpokládané výhody převažují nad těmito náklady. Problém je v tom, že je těžké předvídat nebo dokonce kvantifikovat některé z těchto výhod, jak je popsáno níže.

##### Lepší přehled a kontrola pro PDS

Zavedení inteligentních měřičů je pouze malou částí inteligentní sítě. Pojem „inteligentní síť“ označuje širší využití IT pro připojení stále více senzorů a akčních členů do sítě, aby byl zajištěn lepší přehled a větší kontrola. Potřeba učinit síť chytřejší vychází primárně z rostoucího využívání distribuovaných obnovitelných zdrojů energie: místo vysoce centralizovaného zásobování elektřinou několika velkými a velmi předvídatelnými elektrárnami je elektřina stále více dodávána velkým množstvím menších zdrojů, jako jsou solární panely a větrné mlýny, na mnoha místech. Tato decentralizace spolu s inherentní variabilitou solární a větrné energie činí tyto zdroje energie mnohem obtížněji předvídatelné. Řízení nabídky a poptávky v takovém nastavení vyžaduje více vzhledu a kontroly nad tím, co se děje, a to nejen v centrální vysokonapěťové části sítě, ale také na lokálnější úrovni v nízkonapěťových částech sítě.

Zdá se však, že provozovatelé distribučních soustav vůbec nepotřebují nebo nepoužívají měření spotřeby energie z jednotlivých domácností. Inteligentní měřicí přístroje mají několik čítačů, které umožňují pokročilejší formu měření dodávaného výkonu zpět do sítě, než mají klasické analogové měřicí přístroje s jedním čítačem, kde se disk jednoduše otáčí dozadu. Tímto způsobem by se dodávaná energie mohla ocenit jinak než spotřebovaná energie. Neinteligentní digitální měřič však může také snadno začlenit více čítačů, které by spotřebitel jednoduše poskytl svému dodavateli energie ručně, např. jejich webové rozhraní. Chytré měřiče by mohly provozovatelům distribuční soustavy umožnit přímo řídit, zda dané solární zařízení může dodávat energii do sítě, či nikoli, ale současný právní rámec to neumožňuje a přináší další obavy v zabezpečení. Podobně možnost omezovat množství elektřiny,

keré může odběrové místo spotřebovat, poskytuje PDS jemnější kontrolu nad sítí. Opět však tento druh dynamického přizpůsobení není podporován aktuálně zavedenými měřiči a v nizozemském právním rámci to není možné. V této oblasti však existují některé experimenty, kterým se věnujeme v části věnované dalšímu vývoji. Vzhledem k tomu si skutečným dopadem, který mají inteligentní měřiče na správu sítě, nejsme jisti.

#### Snadnější a častější odečty měřičů

Na první pohled se tato výhoda jeví jako nejjasnější: u inteligentních měřičů již není nutné, aby odečty měřičů prováděla osoba v terénu od domu k domu, protože to lze provádět automaticky a na dálku. To snižuje náklady pro provozovatele rozvodné sítě a potíže pro spotřebitele. Skutečný přínos z hlediska úspory nákladů se bude v jednotlivých zemích lišit a pro situaci v Nizozemsku to není tak jasné. Například švédští provozovatelé distribučních soustav mají zákonnou povinnost odečítat měřiče každý měsíc, ale v Nizozemsku se od spotřebitelů bez inteligentních měřičů obvykle požaduje, aby odečítali své vlastní údaje, a to pouze jednou ročně, a provozovatelé distribučních soustav jsou povinni ověřovat odečet měřiče jednou za tři roky. Dalším faktorem je, že měřiče v Nizozemsku jsou instalovány uvnitř domu. V zemích, kde jsou měřiče instalovány na vnější straně domů, bude posílání někoho kolem k odečítání měřičů rychlejší a levnější.

Inteligentní měřiče mohou domácnostem usnadnit změnu dodavatele energie, protože sníží potíže spotřebitelů a náklady na odečítání měřičů. V tomto smyslu by inteligentní měřiče mohly pomoci s úsilím o liberalizaci trhu s energií. V Nizozemsku však odečet měřiče provozovatelem distribuční soustavy není podmínkou pro změnu dodavatele energie. Mnoho holandských domácností již každoročně přepíná mezi dodavateli energie, přestože mají tradiční měřič. Není jasné, zda inteligentní měřič sám hrál nebo bude hrát významnou roli v liberalizaci trhu s energií.

#### Snížení podvodů

Spolehlivé a časté odečty měřidel, které lze provádět na dálku, mohou pomoci omezit určité formy podvodů. Jednou z takových forem podvodu je situace, kdy se spotřebovává energie, aniž by spotřebitel měl smlouvu s dodavatelem energie. Není nám jasné, zda to představuje významný problém. Další je situace, kdy spotřebitel předává nesprávné odečty měřičů; v tomto případě však zákazník, který chce takto dodavatele energie podvádět, může jednoduše nechat svůj měřič administrativně vypnout, takže situace nebude o nic lepší než dříve.

Jiné typy krádeží elektřiny, jako je odběr elektřiny před měřičem - běžný postup získávání elektřiny zdarma pro nelegální plantáže konopí - lze zjistit také porovnáním sumárních hodnot, ale to by vyžadovalo téměř 100% instalaci inteligentních měřičů. K detekci tohoto druhu podvodu mohou být užitečná měření kvality energie. Nenašli jsme jakékoli veřejné údaje o celkových nákladech na energetické podvody v nizozemské ekonomice, natož údaje o prevenci, takže skutečný přínos zůstává nejasný.

#### Úspory energií

Nakonec se dostáváme k tématu úspory energie. Snížení množství spotřebovaných fosilních paliv je užitečným cílem. Zavádění inteligentních měřičů však dosud k předpovězeným úsporám energie nevedlo.

Nejčastěji citovaná analýza nákladů a přínosů inteligentních měřičů pro Nizozemsko, kterou zadalo ministerstvo hospodářství, odhaduje náklady na zavedení inteligentních měřičů na 3,3 miliardy EUR a přínosy na 4,1 miliardy, což naznačuje jasný finanční přínos. Analýza však uznává, že ve výhodách jsou možné velké odchylky, například pokud více než 20% spotřebitelů odmítne odečet na dálku, nebo pokud se úspora energie ukáže výrazně nižší, než se předpokládá. Podpora spotřebitele je proto zásadním aspektem, ale výhody pro spotřebitele a širší veřejný zájem se v procesu standardizace neodráží. Pro širší oblast v rámci EU výzkum naznačuje, že je třeba přijmout dynamické tarify, aby byl zajištěn čistý pozitivní přínos. Úspora 1,47 miliardy EUR vychází z 3,2% úspory elektřiny a 3,7% úspory

zemního plynu. Novější čísla však ukazují, že skutečné úspory energie nedosahují tohoto cíle a v průměru zůstávají na 1%.

Hlavní důvod pro to se v Nizozemsku jeví jasný: většina spotřebitelů nevidí od inteligentního měřiče žádnou zpětnou vazbu, kromě jejich ročního účtu za energii nebo dvouměsíčního přehledu využití. Ukázalo se, že takový historický přehled za poslední dva měsíce není pro účely úspory energie užitečný. Spotřebitelé by spíše měli být informováni o své spotřebě energie v okamžiku, kdy k ní dochází. Několik studií provedených za posledních deset let ukazuje, že využití přímé zpětné vazby ve formě domácích displejů (in-house display, IHD) je efektivní při dosahování stálých úspor energie. Výzkum dodavatele energie Eneco ukazuje, že využití jejich vlastních IHD zvyšuje energetické úspory na 6,1% u zemního plynu a 3,2% u elektřiny. Ve Velké Británii zahrnovalo zavedení inteligentních měřičů provozovateli distribučních soustav IHD a jejich pilotní projekty uvádějí výrazně vyšší úspory energie. V roce 2017 pouze 18% domácností s inteligentním měřičem v Nizozemsku využívalo jakýkoli druh služeb správy energie - aplikace, webové stránky nebo domácí displej; tři čtvrtiny z nich jsou založeny na datech P3 a nezahrnují IHD.

Za účelem zlepšení úspor energie by bylo možné zlepšit přímou zpětnou vazbu pro spotřebitele. Domácí displeje jsou nákladné, takže alternativa, jako jsou aplikace pro chytré telefony, může být atraktivní. Zprávy o úsporách energie však naznačují, že ani aplikace nejsou tak účinné jako IHD.

### **Probíhající vývoj**

Několik pilotních projektů experimentuje s místními energetickými komunitami a mikrosítě se pokoušejí vytvořit vrstvu pod sítí distribuční, kde místní sousedé provádí vlastní vyrovnávání zátěže a interní obchodování s energií na úrovni domácnosti. Diskuse s PDS a dodavateli energie ukazují, že trh má zájem experimentovat s dynamickými cenami a automatizovanými mechanismy zpětné vazby, kde např. vybavení domácnosti, nabíječky do auta nebo baterie se automaticky zapínají a vypínají na základě aktuální ceny.

Takové scénáře vyžadují měření spotřeby energie v reálném čase, aby byla zajištěna stabilita sítě a přesné stanovení cen. Vidíme trend, kdy je obcházen stávající systém založený na portu P3 a k provádění těchto měření se používá zařízení, které se přímo připojuje k portu P1. To s sebou přináší několik problémů se zabezpečením a ochranou soukromí.

Za prvé, port P1 neposkytuje žádný způsob, jak ověřit data nebo jejich původ. Jakýkoli fakturační nebo kontrolní proces založený na datech přijímaných z portu P1 lze zfalšovat simulací portu, což je triviální. V nejlepším případě lze data získaná pomocí P1 podrobit křížové kontrole, aby se zjistilo, zda jsou v souladu s jinými údaji, např. s daty z portu P3 nebo agregovanými měřeními provedenými jinde. První může samozřejmě pouze ověřit, že 15minutový agregát jemnozrných dat P1 je správný. Ten se pravděpodobně bude muset přizpůsobit odchylkám v agregátu: i v případě, že všechny strany na agregovaném připojení poskytují svá data z portu P1, mohou existovat nesrovnalosti nezpůsobené špatným aktérem, ale vinou kvality elektrického vedení nebo chybami měření.

Zadruhé, nevýhodou používání P1 namísto P3 je to, že zatímco P3 přichází s integrovanou podporou sítě pro vzdálený přístup, pro vzdálenou stranu pro přístup k datům P1 bude zapotřebí nějaké další síťové nastavení. Například domácnosti by mohly předávat data P1 prostřednictvím svých internetových připojení, ale to vyžaduje spoustu konfigurace a je pravděpodobné, že občas selžou.

Zatřetí, pokud jde o ochranu soukromí, očekáváme podobné problémy v souvislosti s článkem 8 EÚLP, protože 10sekundové intervalové odečty jsou vysoce citlivá data. Přestože piloti mikrosítě fungují na principu výslovného souhlasu, jsme skeptičtí, pokud jde o to, že to z dlouhodobého hlediska postačuje. Spotřebitelé budou lákáni nižšími náklady nebo jednoduše proto, že je to „správná věc“. V určitém okamžiku se to dokonce může stát jedinou možností. Pokud jde o autentičnost a dostupnost dat, zjevnou věcí by bylo zpřístupnění dat P1 přes P3 v reálném čase. K tomu však nemusí být schopnosti komunikační infrastruktury dostatečné. S těmito daty procházejícími přes PDS se také zvyšují rizika

v oblasti ochrany osobních údajů. Dalším řešením by bylo ověřit data pocházející z portu P1 a pak použít sekundární GPRS připojení od třetí strany k přímému nahrání dat na ně. Ani jedno z řešení není ideální. Tato diskuse o důsledcích pro soukromí, ale také pro bezpečnost a zabezpečení sítě, by měla proběhnout dříve, než se mikrosítě stanou běžným jevem. Návrhy mikrosítí by měly být založeny na principu Privacy-by-Design.

#### **4.1.5 Ostatní zajímavé poznatky**

Nástup inteligentních elektroměrů vyvolal v Nizozemsku v roce 2008 velkou veřejnou debatu a pozornost médií. Debaty se zúčastnili provozovatelé distribučních soustav, obhájci soukromí, politici, bezpečnostní experti, zájmové skupiny spotřebitelů, jako jsou nizozemská sdružení spotřebitelů a majitelů domů. I po desetiletí se zdá, že debata není zcela vyřešena.

#### **4.1.6 Vybrané zdroje**

AUBEL, Pol van; Erik Poll. Smart metering in the Netherlands: What, how, and why. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. Volume 109. 2019. Pages 719-725. ISSN 0142-0615.

KEEMINK, Sander; Bart Roos. Security analysis of Dutch smart metering systems. Universiteit van Amsterdam. 2008

Dutch Smart Meter Requirements P1 Companion Standard. Netbeheer Nederland – WG DSMR. 2016.

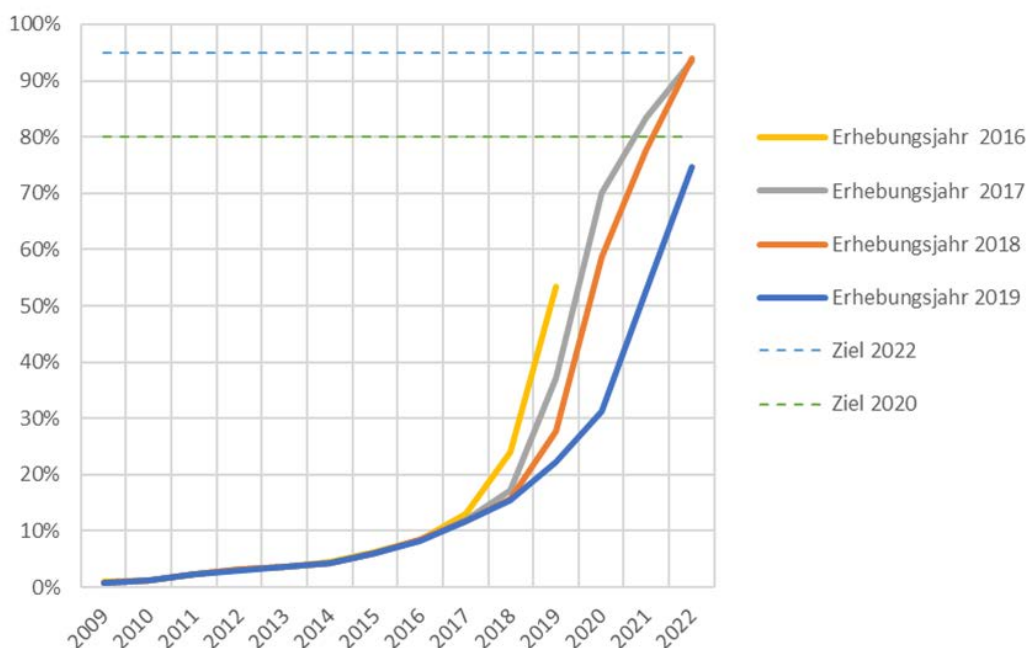
## 4.2 Rakousko

### 4.2.1 Legislativní rámec a harmonogram zavedení

SM v Rakousku jsou zaváděny na základě Vyhlášky Ministerstva průmyslu rodiny a mládeže č. BGBl II 138/2012, nazývané zkráceně IME-VO (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung).<sup>11</sup> Další dvě vyhlášky související vyhlášky k tomu vydal rakouský energetický regulátor (E-Control): IMA-VO 2011 o požadavcích na inteligentní měřiče z hlediska funkčnosti těchto přístrojů a jejich komunikační technice, a DAVID-VO 2012, novela v r. 2013 o povinnostech provozovatelů sítě při předávání údajů dodavatelům energie a zobrazování spotřeby a nákladů pro odběratele.<sup>12</sup>

Cíle stanovené ve vyhlášce IME-VO byly následující: podíl instalovaných SM ze všech míst připojených k síti měl dosáhnout koncem r. 2020 80% a koncem roku 2022 95%.

Skutečný stav ke konci r. 2019 byl 1,4 mil. instalovaných SM, tj. 22,2%. Průběh instalací v minulých letech a předpoklad dalšího vývoje ukazuje následující graf. Modrá čára představuje skutečnost a poslední odhad vývoje dle dat r. 2019, ostatní barvy ukazují starší předpoklady dalšího vývoje dle předpokladů dle dat z předchozích let.



Obrázek 4 Průběh instalací v minulých letech a předpoklad dalšího vývoje v Rakousku

Zdroj: Smart Meter Roll-Out Report Austria, dle presentace z 11/2020 (Sabina Eichberger)<sup>13</sup>

<sup>11</sup>) Ke stažení zde: <https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/II/2012/138>

<sup>12</sup>) K dispozici zde: <https://www.e-control.at/>

<sup>13</sup>) Sabina Eichberger . Clean Energy for all Europeans - the role of regulators and active consumers.

Energy Community Regulatory School. 2020 (ke stažení zde: [https://www.energy-community.org/dam/jcr:a00932e4-140d-4940-9aca-96c600f40900/E-Control\\_Smart%20Meter\\_Eichberger.pdf](https://www.energy-community.org/dam/jcr:a00932e4-140d-4940-9aca-96c600f40900/E-Control_Smart%20Meter_Eichberger.pdf))



## 4.2.2 Technologické pojetí implementace SM

Podrobný výčet požadavků na SM uvádí §3 Vyhlášky IMA-VO 2011. Přístroj musí umožňovat mj.:

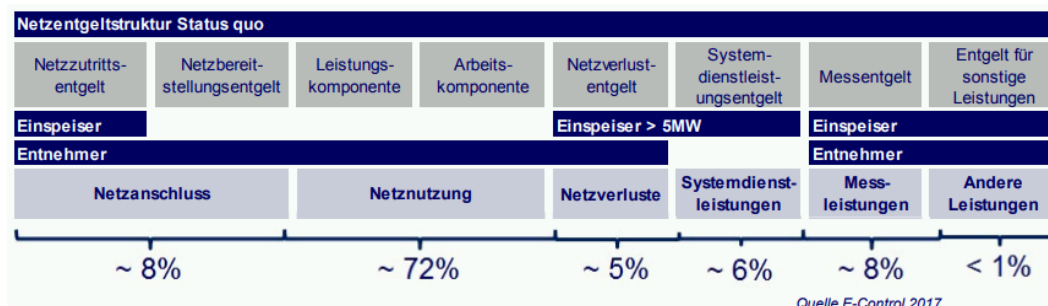
- oboustranný přenos údajů, tj. koncový zákazník nejen poskytuje data provozovateli sítě (případně třetím stranám), ale též data může přijímat (např. aktualizace softwaru)
- odečet údajů v 15 minutových intervalech a jejich ukládání v paměti měřiče min. po dobu 60 dnů
- předávání všech naměřených dat za předchozí kalendářní den provozovateli sítě nejpozději do 12 h aktuálního dne
- připojení dalších měřičů jiných médií (4 rozhraní)
- připojení zařízení zákazníka („home automation“) pro jednosměrný přenos dat (1 rozhraní)
- zabezpečení přenosu dat proti neoprávněnému přístupu; týká se to i zařízení zákazníka, které musí přistupovat na základě pověřovacích údajů dle současně dostupného stavu techniky.
- možnost vypnutí odběru energie nebo omezení výkonu a jeho opětovné uvolnění zákazníkem na dálku

Využití všech výše jmenovaných funkcí nicméně závisí na volbě zákazníka. SM podle jeho rozhodnutí pak může pracovat v následujících 3 režimech:

- IME, tj. inteligentní měřič s rozšířenou konfigurací, předává 1/4h odečty na základě výslovného přání a souhlasu zákazníka, případně na základě smluvního vztahu založeného na 1/4h dodávkách energie. Jedná se o tzv. Opt-in variantu, kterou ke konci r. 2019 zvolilo pouze 5,2% zákazníků (více než polovina z nich byli dodavatelé energie, pro něž je povinný 15 min. clearing).
- IMS, tj. inteligentní měřič se standardní konfigurací, předává pouze denní odečet stavu. Jedná se o případ, kdy zákazník při instalaci SM nevyslovil žádné přání; ke konci r. 2019 byl jejich podíl 92,6%.
- DZ, tj. (standardní) digitální čítač, neukládá do paměti žádná data a pouze předává stav pro účely fakturace, zpravidla jen jednou ročně. V tomto případě se nejedná o inteligentní měřič a tato konfigurace se volí na výslovné přání zákazníka, tj. tzv. Opt-out. Podíl těchto případů ke konci r. 2019 byl 2,2%.

## 4.2.3 Náklady zavedení a způsob profinancování

Rakouský tarifní systém zahrnuje v rámci úhrady služeb za distribuci elektřiny (Systemnutzungsentgelt) rovněž složku, která pokrývá služby spojené s měřením spotřeby koncového uživatele (Messentgelt). Náklady se zavedením inteligentních měřidel tedy zákazníci platí nepřímo v rámci těchto regulovaných složek ceny elektřiny. Např. v r. 2017 činila tato složka cca 8%.



Obrázek 5 Tarifní struktura v Rakousku

Podle studie PwC činí průměrné náklady na instalaci SM cca 115 € (samotný měřič vč. montáže a komunikační techniky, ovšem bez implementačních nákladů do celé oblasti IT), zatímco výměna klasického měřiče na konci jeho životnosti stojí cca 90 €. Zjednodušeně řečeno, vícenáklady na SM mohou činit cca 25 € a distribuční společnosti je zahrnou do regulovaných nákladů. Uvažuje se, že

v budoucnu po plošném zavedení SM by se složka poplatků za měření přesunula do složky poplatků za použití sítě (Netzznutzung)

#### 4.2.4 Přínosy pro konečného zákazníka

Přínosem podle oficiálních informací má být možnost šetřit energii díky tomu, že odběratel bude mít lepší informace o spotřebě a bude tak např. moci odhalit tiché spotřebiče, o jejichž významu před tím nevěděl. K tomu by ovšem musel zákazník sledovat svá data o spotřebě na portálu distributora, aktivně je analyzovat a přizpůsobovat svoje chování. Studie ukazují, že tyto přínosy jsou relativně malé v řádu do 4 %.

Určitou výhodu představují SM při změně místa odběru (např. nastěhování do jiného nájemního bytu). Eliminují se tím časy čekání na odečet elektroměru a zapojení odběru.

Významnější úspory mohou SM přinést až po jejich propojení se systémy chytré domácnosti a zavedení tarifů s cenou elektřiny proměnlivou v průběhu dne, kdy bude možno do jisté míry optimalizovat režimy využívání některých spotřebičů.

#### 4.2.5 Ostatní zajímavé poznatky

Provozování distribuční soustavy je v Rakousku dosti roztržštěné: Existuje více než sto provozovatelů, přičemž pouze 6 z nich má více než půl milionu a jen 16 více než 50 tisíc měřených odběrů. Polovina provozovatelů provozuje pouze nízkonapěťovou síť, pro některé subjekty jako družstva, obce a malé podniky je provozování distribuční soustavy vedlejší činností.

Zájmy společností působících v sektoru elektroenergetiky v Rakousku vůči politické sféře, státní správě a veřejnosti hájí zájmové sdružení Oesterreichsenergie, které má cca 140 členů představujících cca 90% sektoru.

Na základě domluvy provozovatelů sítě sdružení Oesterreichsenergie vypracovalo specifikaci požadavků na jednotné rozhraní pro připojení zákaznických zařízení pro sledování spotřeby domácnosti v téměř reálném čase.. Bude se jednat o adaptér, který z jedné strany bude napojen na různé typy chytrých měřičů (v současnosti se Rakousku používá řada různých SM od nejméně 7 výrobců) a výstup bude mít jednotné rozhraní pro zákaznická zařízení, tj. buď HW zobrazovače nebo SW aplikace na chytrých zařízeních.. Zakázku na vývoj rozhraní získala společnost Ginzinger electronic systems GmbH. Soubor s požadavky na rozhraní je doložen v příloze.

#### 4.2.6 Vybrané zdroje

EICHBERGER Sabina. Clean Energy for all Europeans - the role of regulators and active consumers. Energy Community Regulatory School. 2020. Ke stažení zde: [https://www.energy-community.org/dam/jcr:a00932e4-140d-4940-9aca-96c600f40900/E-Control\\_Smart%20Meter\\_Eichberger.pdf](https://www.energy-community.org/dam/jcr:a00932e4-140d-4940-9aca-96c600f40900/E-Control_Smart%20Meter_Eichberger.pdf)

HÜBNER, Michael. Intelligent Energy Systems of Tomorrow: Smart Grid Pioneers in Austria. Austrian Federal Ministry for Transport, Innovation and Technology. 2010

JOHN, Michael et. al. Requirements Catalog: End-to-End Security for Smart Metering. PG END2END Security Smart Metering, Oesterreichs Energie. 2018.

Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO) Nr. BGBl. II Nr. 138/2012, ke stažení zde: <https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/II/2012/138>

KERNITZKY-FINK, Martina. Der Mehrwert von Smart Meter für den Netzkunden: Die Möglichkeiten und Rechte des Netzbenutzers im Zusammenhang mit dem Smart Meter-Betrieb. Masterarbeit eingereicht an der Karl-Franzens-Universität Graz. 2020.

Netz Niederösterreich GmbH, [www.netz-noe.at](http://www.netz-noe.at)

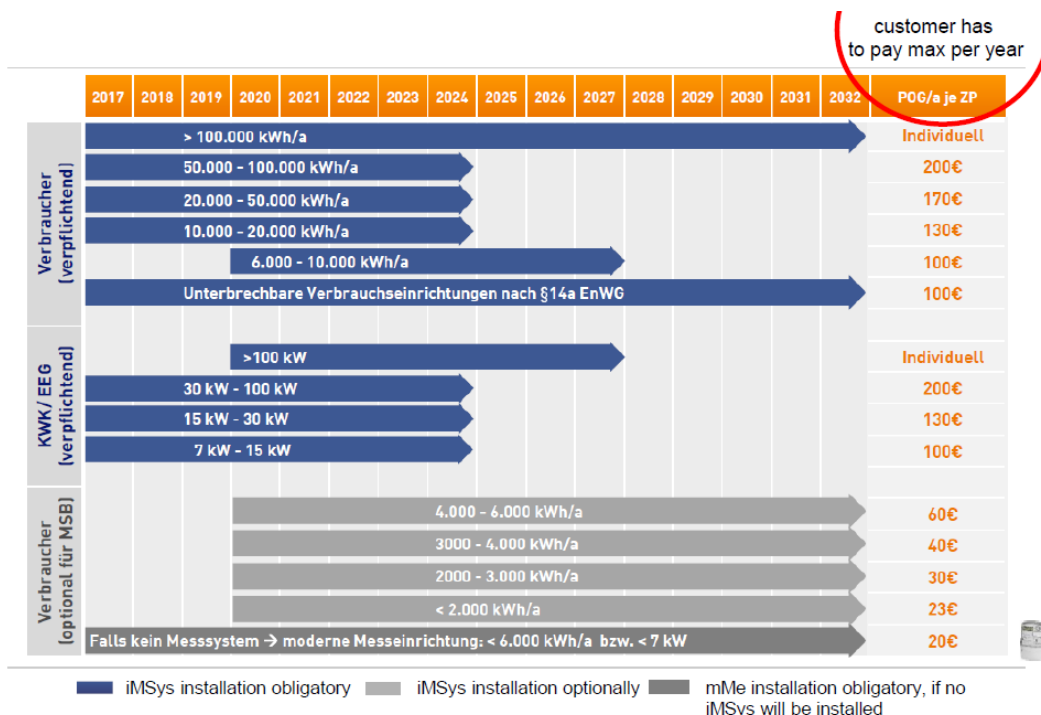
## 4.3 Německo

### 4.3.1 Legislativní rámec a harmonogram zavedení

Německo se rozhodlo po záporném vyhodnocení CBA analýzy hromadného nasazení inteligentních elektroměrů, která byla provedena v roce 2013, tento postup neakceptovat a místo něj proces zavedení SM pojmout selektivním způsobem. Ambicí nicméně bylo a je položit kvalitní základy pro postupný vznik inteligentních energetických sítí s cílem napomoci v implementaci vize *Energiewende*.

Výsledkem intenzivní společenské a odborné diskuze bylo přijetí zvláštního *Zákona o digitalizaci Energiewende* (v něm. *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende*, zkráceně *GDEW*), jehož stěžejní částí (kromě změn několika stávajících předpisů) je zcela nová právní norma nazývaná jako *Zákon o provozu měřicího bodu a datové komunikaci v inteligentních energetických sítích* (v něm. *Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen*, zkráceně *Messstellenbetriebsgesetz* či také jen *MsbG*).

Pod složitým názvem se skrývá velmi komplexní přístup, který zjednodušeně zavádí postupný proces inteligentních elektroměrů v závislosti na velikosti roční spotřeby daného odběrného místa případně velikosti výroby. Hranicí, od které vzniká povinnost vybavit odběrné místo tzv. inteligentním měřícím systémem (v něm. *intelligente Messsysteme – iMS*) činí 6 MWh/rok, v případě výroben elektřiny je pak hranice výkonu 7 kWp. Termín, do kterého mají být tato odběrná místa iMS vybavena, byl stanoven pro odběrná místa se spotřebou od 6 do 10 MWh/rok na rok 2027, u odběratelů se spotřebou nad touto hranicí pak 2024. Toto dřívější datum pak platí i pro výroby elektřiny. Přesný harmonogram je vymezen v §31 zákona MsbG a přehledně jej sumarizuje obrázek níže.



Obrázek 6 Harmonogram zavádění IMS v Německu

Souběžně s tím pak zákon zavedl požadavek na postupné osazení všech ostatních odběrných míst tzv. moderním měřícím zařízením (v něm. *moderne Messeinrichtungen – mME*), a to do roku 2032.

Společně mají oba pojmy („mME“ a „iMS“) to, že jejich základem je elektronický elektroměr definovaných vlastností. V provedení mME však není vybaven komunikačním zařízením pro přenos dat, zatímco v provedení iMS ano, a to prostřednictvím tzv. inteligentní měřicí brány (smart meter gateway – SMGW). Předností tohoto přístupu má být, že budoucí nově instalované elektroměry typu mME bude možné bez potřeby montáže o SMGW doplnit.

Příslušná ustanovení tohoto zákona (§20) pak rovněž požadují, aby se SMGW byly schopny komunikovat plynoměry, které budou instalovány po roce 2016 (s možným odkladem o osm let u plynoměrů schopných průběhového měření).

Základní vymezení funkcionalit iMS vymezuje §21 následovně:

*(1) Inteligentní měřicí systém musí*

*1. Zajistit spolehlivé zpracování, zejména sběr, přenos, protokolování, ukládání a mazání naměřených hodnot z měřících zařízení, aby bylo možné*

*a) naměřené hodnoty zpracovat pro účely fakturace,*

*b) provádět odečty měřidel pro konečné spotřebitele, systémů ve smyslu § 14a zákona o energetickém průmyslu a výrobních systémů podle zákona o obnovitelných zdrojích energie a být schopen implementovat zákon o kombinované výrobě tepla a elektřiny a zajistit spolehlivou správu a dálkové ovládání těchto systémů,*

*c) vyvolat příslušnou skutečnou dodávku výrobních zařízení podle zákona o obnovitelných zdrojích energie a zákona o kombinované výrobě elektřiny a tepla a*

*d) změřit údaje o stavu sítě, okamžitě je přenést a vytvořit protokoly o výpadcích napájení s datem a časem,*

*2. umožnit k tomu vizualizaci spotřebitelského chování konečného spotřebitele v rozsahu*

*a) poskytnout skutečnou spotřebu energie a informace o skutečné době využití,*

*b) poskytnout fakturačně relevantní informace o tarifu a související fakturačně relevantní naměřené hodnoty pro kontrolu fakturace,*

*c) historické hodnoty spotřeby energie odpovídající období fakturace a informace o spotřebě podle § 40 odst. 3 zákona o energetickém průmyslu být schopen poskytnout pro tři předchozí roky,*

*d) být schopen poskytnout historické denní, týdenní, měsíční a roční hodnoty spotřeby energie, jakož i profily odečtu elektroměrů za posledních 24 měsíců a*

*e) poskytnout informace z § 53 odst. 1 číslo 1,*

*3. Vynutit zabezpečené připojení v komunikačních sítích*

*a) umožnit bezpečnou správu a přenos dat pomocí zabezpečené a výkonné technologie vzdálené komunikace, s přihlédnutím k zákonu o měření a kalibraci a požadavkům na ochranu dat, přičemž bránu inteligentního měřiče používá pro jinou zprostředkovaný a monitorovaný správce brány inteligentního měřiče musí být otevřen další, spolehlivý a výkonný typ vzdálené komunikace,*

*b) umožnit interní a externí tarify a parametrizaci tarifů v bráně inteligentního měřiče jejím správcem s přihlédnutím k zákonným požadavkům na kalibraci a ochranu údajů,*

*c) umožnit bezpečný příjem naměřených hodnot z měřičů elektřiny, plynu, vody a tepla*

d) umožnit bezpečné připojení výroben, zobrazovacích jednotek a dalších místních systémů,

4. zahrnovat inteligentní měřicí bránu, která

a) je otevřená pro jiné aplikace a služby a má možnost upřednostňovat určité aplikace, přičemž na žádost provozovatele sítě musí být vždy přednostně povolena vybraná měření a obvody související s energií, za které odpovídá provozovatel sítě,

b) může být konfigurována pouze správcem brány inteligentního měřicího přístroje a

c) může přijímat a zpracovávat aktualizace softwaru,

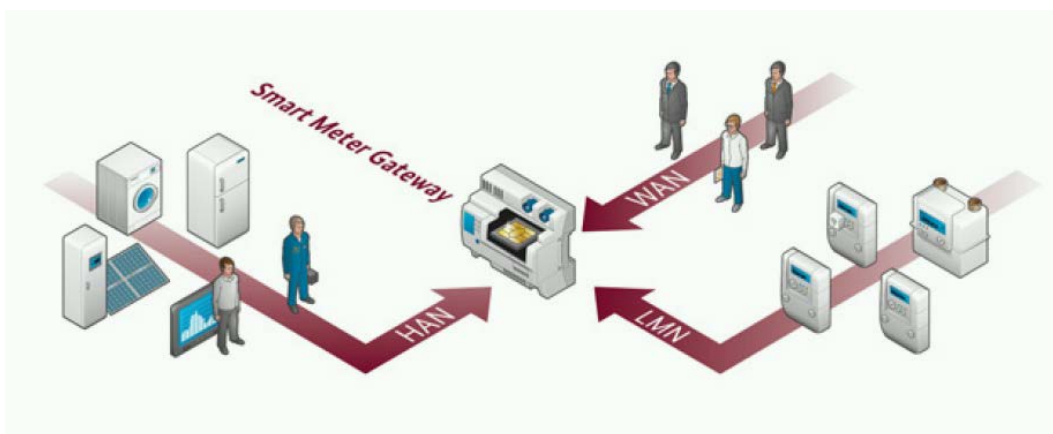
5. dodržovat limity pro maximální vlastní spotřebu elektřiny pro inteligentní měřicí bránu a další komponenty obvykle připojené k inteligentnímu měřicímu systému, které jsou řízeny Federální síťovou agenturou podle § 47 odst. 1 číslo 4 a

6. být schopen přenášet kmenová data připojených systémů podle § 14a zákona o energetickém průmyslu a také podle zákona o obnovitelných zdrojích energie a zákona o kombinované výrobě elektřiny a tepla.

#### 4.3.2 Technologické pojetí implementace SM

Německo zvolilo asi zatím nejpropracovanější systémovou architekturu, která zatím v žádané jiné zemi Evropy a zřejmě ani světa nebyla nasazena. Jejím jádrem je výše zmíněná samostatná „smart meter gateway“ (SMGW), která zajišťuje zabezpečenou komunikaci:

- (i) mezi elektroměrem a centrální databází (přes tzv. WAN – wide area network), dále
- (ii) umožňuje odečítat další měřiče v jejím dosahu (obsluhuje tzv. LMN – local metrological network) a
- (iii) také pak komunikovat s domácí sítí zákazníka (HAN – home area network) a v ní se vyskytujícími kontrolovatelnými spotřebiči (tzv. CLS – controllable local systems)



Obrázek 7 Základní schéma architektury smart meteringu zvolené v Německu

Tato SMGW může být umístěna buď přímo na daném elektroměru či odděleně na DIN liště (viz obrázky níže) a v zásadě ji podle konkrétních požadavků budou doplňovat rozšiřující moduly. Tím základním má být modul pro ovládání vybraných spotřebičů v prostorách zákazníka (tzv. Schalt-modul), s případnou variantní možností výkon ovládaného zařízení omezovat v několika stupních (nazýván jako tzv. Steuer-Modul).

Technická specifikace SMGW se řídí §22 až §25 výše uvedeného zákona MsbG a následnými technickými předpisy. Ty jsou vymezeny v příloze zákona a jejich autorem byl Spolkový bezpečnostní úřad pro informační techniku (BSI). Jsou jimi tzv. bezpečnostní profily (protection profile), které specifikují bezpečnostní aspekty a požadavky na SMGW, a dále navazující normy vymezující jednotlivé funkce, které mají brány poskytovat (jedná se o skupinu norem nesoucích označení TR-03109), více viz<sup>14</sup>.

V rámci jednotlivých sítí mohou SMGW komunikovat standardizovanými otevřenými protokoly / rozhraními – v rámci WAN tedy prostřednictvím Ethernetu – DSL přes konektor RJ45 nebo bezdrátově GSM/GPRS, v rámci LMN pak protokolem RS485 přes konektor RJ12 anebo bezdrátově protokolem wireless Mbus typu OMS a v rámci HAN pak opět především prostřednictvím Ethernetu.

V HAN koncového spotřebitele komunikuje SMGW s CLS (např. s kontrolovatelnými spotřebiteli energie a 704 výrobcí) v rámci nemovitosti. SMGW také poskytuje data pro koncového spotřebitele nebo pro servisního technika v HAN. HAN je síť Ethernet s minimálně 10 Mbit /s a bez omezení objemu dat. Podle analýzy trhu každý výrobce SMGW vyrábí SMGW se dvěma rozhraními HAN (RJ45). Jedno z těchto rozhraní je v přístupové oblasti uživatele připojení (a servisního technika) a další je pod krytem pro připojení CLS. V profilu ochrany není zadáno řízení toků dat mezi dvěma fyzickými rozhraními HAN.

#### **4.3.3 Náklady zavedení a způsob profinancování**

Výše uvedený zákon MsbG v §31 předepisuje právě tyto kategorie a mezní výši ročních poplatků za nasazení iMS:<sup>15</sup>

- Spotřeba > 6 až 10 MWh/rok 100 EUR/rok brutto, tj. včetně DPH
- Spotřeba > 10 až 20 MWh/rok 130 EUR/rok brutto, tj. včetně DPH
- Spotřeba > 20 až 50 MWh/rok 170 EUR/rok brutto, tj. včetně DPH
- Spotřeba > 50 až 100 MWh/rok 200 EUR/rok brutto, tj. včetně DPH

Ti, kteří mají „pouhý“ mME, pak platí 20 EUR/rok brutto.

#### **4.3.4 Přínosy pro konečného zákazníka**

Jejich kvalitativní či kvantitativní hodnocení nebylo zatím dle dostupných informací s ohledem na krátkou dobu nasazení provedeno.

#### **4.3.5 Ostatní zajímavé poznatky**

Kritika ze strany BNE.

#### **4.3.6 Vybrané zdroje**

EINACKER Detlef. German Smart Metering System. Smart Systems and Cyber Security. 2017. [www.neuhaus.de](http://www.neuhaus.de)

Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. Ernst & Young Deutschland. 2013

---

<sup>14</sup>) Jejich kompletní výčet je možné najít na stránkách BSU v sekci „Smart metering“ zde: [https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/smart-metering\\_node.html](https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/smart-metering_node.html)

<sup>15</sup>) Viz internetové stránky: [https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/\\_\\_31.html](https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/__31.html) a v §32 je pak zase mezní hodnota za instalaci a provoz mME, která nesmí převýšit právě 20 EUR/rok brutto, viz: [https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/\\_\\_32.html](https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/__32.html)

LIMBACHER, Elie-Lukas; Philip Richard. Schnittstellen und Standards für die Digitalisierung der Energiewende: Übersicht, Status Quo und Handlungsbedarf. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). 2018.

Notwendiger Daten- und Informationsbedarf zur Gewährleistung einer sicheren Netz- und Systemführung im Übertragungsnetz. Consentec GmbH. 2016.

SCHLEICH, Joachim & Klobasa, Marian & Brunner, Marc & Götz, Sebastian & Goetz, Konrad. Smart metering in Germany and Austria: Results of providing feedback information in a field trial. 2011.

WANG Han; Li Ang. German Smart Meter Development and inspiration. 2018 IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 439 052040

## 4.4 Švédsko

### 4.4.1 Legislativní rámec a harmonogram zavedení

Švédsko bylo jednou z prvních zemí v Evropě, které zavedly inteligentní měřiče. První nařízení týkající se inteligentních měřičů bylo přijato v roce 2003, a požadovalo měsíční měření pro malé spotřebitele a hodinové měření pro větší spotřebitele do roku 2009. To vedlo k zavedení první generace inteligentních měřičů ve Švédsku. Funkce inteligentních měřičů se od té doby vyvinula z automatického čtení dat jednou za měsíc k častějšímu měření dat a dálkovému ovládní. Na základě poznatků získaných při prvním zavedení inteligentních měřičů a vývoje funkčnosti inteligentních měřičů připravil národní regulační úřad pro energii ve Švédsku (Inspektorát energetických trhů, EI) nová nařízení o minimálních funkčních požadavcích na inteligentní měřiče.

Ve Švédsku vlastní inteligentní měřiče provozovatelé distribučních soustav. Různé funkce inteligentních měřičů mezi různými provozovateli distribuční soustavy ohrožují právo spotřebitelů na stejné zacházení. Je důležité, aby spotřebitelé měli rovné možnosti např. využívat služby od dodavatelů energie nebo poskytovatelů energetických služeb. Proto je třeba definovat minimální funkční požadavky pro inteligentní měřiče.

V roce 2013 společnost Ei vyhodnotila dopad prvního zavedení inteligentních měřičů ve Švédsku na účastníky trhu. Byla studována dostupnost hodinových cenových kontraktů, počet spotřebitelů, kteří reagovali na cenu elektřiny, a konkurence mezi různými poskytovateli měřících služeb. Na základě výsledků studie EI a vývoje funkčnosti inteligentních měřičů předložil EI v roce 2015 švédské vládě zprávu, která navrhuje, aby byly regulovány minimální funkční požadavky pro inteligentní měřiče, a předložil předběžný návrh požadavků na základě dlouhodobé analýzy nákladů a přínosů (CBA). Tato analýza byla provedena v souladu s doporučením Komise EU o přípravách na zavedení inteligentního měřičího systému. Referenční scénář byl definován jako inteligentní měřicí systém ve Švédsku v roce 2012. U každého navrhovaného funkčního požadavku byly vyčísleny náklady a přínosy jak pro spotřebitele, tak pro PDS. Poté byla provedena analýza citlivosti k identifikaci kritických proměnných pro pozitivní podmínky zavedení. Návrh byl otevřen pro veřejnou konzultaci a všechny odpovědi byly přezkoumány úřadem vlády. V roce 2016 vláda dospěla k závěru, že je nutné vyvinout minimální funkční požadavky na inteligentní měřiče před zavedením nové generace. V roce 2017 uložila švédská vláda regulátoru EI úkol navrhnout nová pravidla týkající se minimálních funkčních požadavků na inteligentní měřiče na základě předchozích návrhů z roku 2015.

Studie EI z roku 2013 ukázala, že nedostatek hodinových informací o cenách, nedostatek znalostí o smlouvě o elektřině a nedostatečná standardizace inteligentních měřičů byly hlavními důvody, které omezily výhody používání inteligentních měřičů. Po přepracování návrhu z roku 2015 a výsledku veřejné konzultace představil regulátor EI vládě v listopadu 2017 konečný návrh týkající se minimálních funkčních požadavků na inteligentní měřiče. Navrhované funkční požadavky se zaměřují jednak na

poskytování více informací spotřebitelům, aby se zvýšil jejich zájem o aktivní přístup, a rovněž více informací PDS ke zvýšení jejich efektivity. Návrh dále stanoví, že nová funkčnost by měla být implementována způsobem, který chrání soukromí spotřebitele a zabezpečení údajů.

Během několika příštích let bude mnoho současných elektroměrů ve Švédsku vyměněno, protože dosáhly své ekonomické životnosti. Zavedení minimálních funkčních požadavků na inteligentní měřiče zajistí všem spotřebitelům stejné právo na technická řešení a zabezpečení dat, dále to umožní spravedlivou soutěž mezi komerčními vývojáři.

#### **4.4.2 Technologické pojetí implementace SM**

##### **První generace inteligentních měřičů ve Švédsku**

Hlavním hnacím motorem pro zavedení inteligentních měřičů ve Švédsku bylo zvýšení povědomí spotřebitelů a snížení spotřeby energie. Představení inteligentních měřičů také zlepšilo chápání diagramů zatížení provozovateli distribučních soustav. Lepší pochopení průběhu zatížení umožňuje provozovatelům distribuční soustavy lépe alokovat své náklady a snížit riziko nadměrného dimenzování kapacity sítě.

K zavedení první generace inteligentních měřičů ve Švédsku došlo dvěma zásadními kroky. Prvním krokem bylo zavedení měsíčního měření a druhým krokem bylo postupné zavedení hodinového měření.

##### Měsíční měření

Před rokem 2003 se odečítaly téměř všechny elektroměry ve Švédsku pouze jednou ročně. Zákazníci obdrželi účty na základě spotřeby v předchozím roce a poté účet za vyrovnání rozdílu mezi spotřebou v předchozím roce a skutečnou spotřebou. Hodinové měření bylo požadováno pouze pro spotřebitele, kteří měli pojistky nad 200 A nebo jmenovitý výkon nad 135 kW, a pro výrobce. V roce 2003 švédský parlament rozhodl, že do roku 2009 by všichni zákazníci elektřiny měli mít měsíční fakturaci na základě skutečné spotřeby. To zahájilo zavedení první generace inteligentních měřičů ve Švédsku. Od roku 2003 se proto inteligentní měřiče zavádějí postupně. Tyto měřiče lze automaticky odečíst alespoň každý měsíc pro spotřebitele a každou hodinu pro výrobce; proto byly také označovány jako systémy automatického odečtu měřidel (AMR). Do roku 2009 měli téměř všichni švédští spotřebitelé inteligentní měřiče, které bylo možné vzdáleně odečíst alespoň jednou za měsíc. Provozovatelé distribučních soustav jsou odpovědní za odečty měřidel a hlášení dat. Náklady na inteligentní měřiče jsou zahrnuty v základně aktiv PDS v nařízení o omezení příjmu.

##### Hodinové měření

V roce 2006 byl limit pojistky, pro který bylo požadováno hodinové měření, snížen na 80 A z 200 A. Ve skutečnosti většina měřičů, které byly nainstalovány pro automatické měření každý měsíc, může měřit také každou hodinu a lze je odečíst na dálku. V květnu 2010 mohlo 91% měřičů vzdáleně registrovat hodinové hodnoty. V roce 2012 vstoupila v platnost nová pravidla, která znamenala, že zákazníci, kteří měli pojistku pod 63 A a uzavřeli hodinovou smlouvu na dodávku elektřiny, měli právo na měřiče, které mohou měřit data každou hodinu bez dalších nákladů. Zákazníci, kteří neměli smlouvy o dodávkách elektřiny na základě hodin nebo ještě neměli hodinové měření, museli za hodinové měření platit. Když zákazník požádal o hodinovou smlouvu, měl by dodavatel elektřiny informovat PDS o instalaci hodinových měřičů a hlášení hodinových údajů o měření.

V roce 2017 byla provedena nová novela legislativy. Všichni spotřebitelé elektřiny nyní mohou požadovat hodinové měření bez dalších nákladů. Ve Švédsku je PDS odpovědný za registraci a hlášení hodnot. Provozovatel distribuční soustavy je povinen na žádost zákazníka hlásit hodnoty v běžném standardním formátu pro elektronickou výměnu dat. Pokud se zákazník rozhodl pro hodinové měření, musí provozovatel distribuční soustavy zpřístupnit údaje o měření online.



## Funkčnost první generace inteligentních měřičů

První generace inteligentních měřičů ve Švédsku splňuje požadavky směrnice 2012/27/EU. Z hlediska funkčnosti měřičů se však inteligentní měřiče první generace výrazně liší. V počátečních fázích zavedení bylo základním požadavkem na inteligentní měřiče odečítat měřič hodinově pro zákazníky se smlouvou na dodávku elektřiny na hodinovém základě. Nebyly kladeny žádné požadavky na komunikaci nebo vizualizaci údajů o spotřebě. Většina měřičů je však připojena ke komunikačním systémům, které mohou přenášet hodinové hodnoty měřičů a jsou schopné obousměrné komunikace. Některé měřiče jsou připojeny k vizualizačním nástrojům, které zákazníkům umožňují sledovat a kontrolovat jejich spotřebu. Některé měřiče jsou vybaveny dalšími platformami, které zobrazují cenu elektřiny v reálném čase a její spotřebu. Podle šetření v roce 2013, které zahrnovalo přibližně 90% spotřebitelů v domácnostech ve Švédsku, může přibližně 66% švédských měřičů odeslat výstražný signál provozovatelům distribuční soustavy, pokud v systému dojde k výpadkům nebo neobvyklým úrovním napětí. Přibližně 76% spotřebitelů má přístup k hodinovým měřením a přibližně 40% měřičů může měřit jak vstupní, tak výstupní energii do roku 2013. Mnoho nových funkcí inteligentních měřičů se neustále vyvíjí. Nicméně, nedostatek standardů pro funkční požadavky inteligentních měřičů se ukázaly jako překážka pro usnadnění reakce na poptávku. V nadcházejících letech bude třeba vyměnit mnoho inteligentních měřičů první generace, protože dosáhnou své ekonomické životnosti.

## Poznatky získané ze zavedení inteligentních měřičů první generace

V roce 2013 švédská vláda pověřila regulátora EI, aby vyhodnotil dopad právních předpisů, které některým spotřebitelům v domácnosti umožnily požadovat hodinové měření bez dalších nákladů. Výsledky ukázaly, že jen velmi málo dodavatelů elektřiny nabízí smlouvy na základě hodinových cen. Podle šetření v roce 2013 poskytlo více než 55 dodavatelů hodinovou cenovou smlouvu. Spotřebitelé museli kontaktovat dodavatele, aby zjistili tuto informaci. Proto se ukázalo, že je obtížné srovnávat nabídky od různých dodavatelů. Přibližně 10% z celkového počtu spotřebitelů, což je přibližně 600 000 spotřebitelů, změnilo dodavatele v letech 2012 až 2013. Dále bylo pro spotřebitele obtížné pochopit a vyhodnotit hodinové cenové kontrakty. Vzhledem k nedostatku informací nepřekvapilo, že hodinové cenové smlouvy si do října 2013 zvolilo pouze přibližně 8 600 zákazníků, což je méně než 2% z celkového počtu zákazníků. Většina provozovatelů distribučních soustav však uvedla, že jejich inteligentní měřiče mohou měřit data každou hodinu. Asi milion zákazníků mělo hodinové měření. Několik dodavatelů, kteří spotřebitelům nabízeli hodinové cenové smlouvy, také nabízelo vybavení nebo služby (např. mobilní aplikace, které vizualizují spotřebu a cenu), které by spotřebitelům mohly pomoci reagovat na cenové signály. Jedním z důvodů může být to, že změna měsíčního odečtu na hodinový odečet trvá PDS až 3 měsíce, což snižuje zájem spotřebitelů reagovat.

## **Druhá generace inteligentních měřičů ve Švédsku**

V roce 2014 švédská vláda zadala EI úkol analyzovat a navrhnout funkční požadavky na budoucí elektroměry ve Švédsku. Úkol zahrnoval analýzu nákladů a přínosů (CBA) při implementaci různých funkcí na inteligentních měřičích. Tato analýza vycházela z metody doporučené Komisí EU. V roce 2015 EI zveřejnil doporučení týkající se funkčních požadavků inteligentních měřičů v sítích nízkého napětí, (do 230 V). Typickými zákazníky v sítích nízkého napětí jsou zákazníci z domácnosti a malé průmyslové podniky. Jedním ze závěrů studie bylo, že by měly být stanoveny minimální funkční požadavky pro druhou generaci inteligentních měřičů ve Švédsku. Funkční požadavky usnadní rozvoj inteligentní sítě a vytvoří základnu pro služby v oblasti reakce na poptávku.

V prosinci 2016 švédská vláda pověřila EI, aby navrhl nařízení týkající se minimálních funkčních požadavků pro novou generaci inteligentních měřičů. V listopadu 2017 představil EI zprávu vládě. EI během práce se zprávou konzultoval Švédskou radu pro technickou akreditaci (Swedac), Švédský úřad pro ochranu údajů, Švédské ozbrojené síly a Švédskou bezpečnostní službu. Účastníci trhu na trhu s elektřinou (provozovatelé distribuční soustavy, výrobci inteligentních měřičů atd.) byli rovněž vyzváni, aby během práce poskytli své názory. Vyhláška vstoupila v platnost v září 2018 a EI měl za úkol

vypracovat předpisy pro provádění nařízení týkajícího se minimálních funkčních požadavků na inteligentní měřiče. Tyto požadavky by měly být provedeny do 1. ledna 2025.

#### Proč funkční požadavky

Dobře definované funkční požadavky na inteligentní měřiče jsou základem pro další vývoj inteligentních měřičů. Zajišťují, aby všichni spotřebitelé elektřiny, dodavatelé elektřiny a služby poskytovatelé měli rovné příležitosti. Některé požadavky mohou usnadnit rozvoj trhů s energetickými službami, například informace o spotřebě elektřiny v reálném čase. Díky těmto informacím mohou zákazníci reagovat na cenový signál z trhů a mohou hodnotit různé energetické služby. Požadavky na poskytování více informací v reálném čase mohou motivovat provozovatele distribuční soustavy k urychlení cesty k chytřejší síti. Poskytnutím užitečných informací k provozu sítě lze síť využívat efektivněji. Vývoj funkčních požadavků na inteligentní měřiče je také pokračováním doporučení EU z roku 2016.

#### Seznam minimálních funkčních požadavků

Vyhláška definuje pět funkčních požadavků na inteligentní měřiče a měřicí systém. Funkce a jeho účely jsou stručně shrnuty v následující tabulce.

Některé z těchto funkcí jsou již implementovány ve velké části měřičů instalovaných ve Švédsku, například vzdálený sběr naměřených dat a registrace přerušení napájení. Vydání požadavků na funkce však zajišťuje, že všechny měřicí přístroje a měřicí systém požadavky splňují. Tím bude zajištěno, že všichni spotřebitelé budou mít stejné informace a příležitosti.

Hlavní rozdíl mezi budoucími měřiči a měřiči dneška spočívá v tom, že budoucí měřicí systémy budou schopny zpracovávat stále podrobnější informace, které budou přístupné a prospěšné jak pro zákazníka, tak pro PDS.

Kromě minimálních funkčních požadavků budou funkce implementovány takovým způsobem, aby neoprávněné osoby neměly přístup k informacím nebo funkcím v měřidlech, a je třeba vzít v úvahu nařízení EU GDPR, obecné nařízení o ochraně osobních údajů (2016/679). Protože měřicí systém bude zpracovávat více informací a bude možné provádět více akcí na dálku, je důležité vzít v úvahu aspekty integrity a zabezpečení.

*Tabulka 6 Minimální funkční požadavky na inteligentní měřiče*

Č.	Funkcionalita	Důvod
1	Rozšířené měření	Podporovat efektivní provoz sítě Usnadnit integraci mikrovýroben v síti
2	Registrace aktivní energie každou hodinu nebo patnáct minut a výpadky proudu	Zvýšit možnost zákazníků být aktivní na trhu. Usnadnit provozovatelům distribuční soustavy vyplatit zákazníkovi náhradu v důsledku výpadků. Posílit postavení zákazníka
3	Zákaznické rozhraní	Vytvářet podmínky pro rozvinutý trh energetických služeb Podporovat flexibilitu na straně poptávky a energetickou účinnost Posílit postavení zákazníka.
4	Vzdálený odečet naměřených dat a výpadků proudu	Podporovat efektivní sběr dat
5	Software pro vzdálenou aktualizaci měřiče, nastavení a ovládání výkonu	Zajistit, že nové funkce lze zavést nákladově efektivním způsobem. Vyhnout se nákladným návštěvám v terénu.

Níže je uveden podrobnější popis funkčních požadavků a motivace spolu s odkazem na analýzu nákladů a přínosů pro každý požadavek. Dále je představena kvantitativní analýza pro všechny funkční požadavky.

### 1. Rozšířené měření

Měřič musí být schopen pro každou fázi měřit napětí, proud, činný a jalový výkon pro oba směry. Měřič musí být také schopen měřit a registrovat celkový odběr a vstup energie.

Tento požadavek zajišťuje, že provozovatelé distribučních soustav mají dostatek informací k efektivnímu provozu sítě. Spotřebitelé elektřiny mohou také tyto informace použít k vyhodnocení různých energetických služeb a k vyhodnocení možnosti instalace mikrogenerace nebo skladování energie. Tyto výhody je však obtížné kvantifikovat. Současně jsou rozšířená měřená data prospěšná, pouze pokud jsou k těmto údajům přístupná zákazníkům. Proto jsou některé z výhod analyzovány v následujícím funkčním požadavku. Výhody navíc závisí na typu spotřebitelů. Zákazníci, kteří žijí v domech, budou pravděpodobně mít větší užitek než ti, kteří žijí v bytech. Náklady na implementaci tohoto požadavku se odhadují na 0-30 SEK za měřič. Přednosti rozšířeného měření jsou považovány za vyšší než náklady.

### 2. Registrace aktivní energie každou hodinu nebo patnáct minut a výpadků proudu

Registrace aktivní energie každou hodinu nebo patnáct minut

Měřič by měl být schopen každou hodinu zaznamenávat aktivní energii v obou směrech a být schopen naměřená data převést na (průměr za ) každých patnáct minut. To umožní zvýšené povědomí zákazníků o jejich spotřebě. Interval patnácti minut je převzat z doporučení Evropské komise. Hodinová data nebo patnáctiminutová data jsou důležitou podmínkou pro rozvoj služeb reakce na poptávku a kontraktů s elektřinou, které mohou vysílat správné tržní signály.

Přínos pro spotřebitele, kteří lépe porozumí své spotřebě a podniknou kroky ke snížení její spotřeby, se odhaduje na 35 SEK na domácnost za rok. Tento odhad předpokládá, že spotřebitelé sníží svou spotřebu v průměru o 1% ročně. Přínos pro PDS se odhaduje na základě předpokladu, že PDS použije informace k poskytování lepších služeb a ke snížení provozních nákladů. Výhoda se odhaduje na 15 SEK za měřič a rok. Očekává se také, že tento požadavek sníží možnost nadměrného dimenzování kapacity sítě a usnadní reakci na poptávku. Tyto potenciální výhody jsou však obtížněji kvantifikovatelné.

Pro splnění tohoto požadavku musí provozovatelé distribučních soustav investovat do lepšího systému sbírání dat a registračního systému. Náklady na investice do takového systému se odhadují na 23 SEK za měřič, zatímco náklady na takový registrační systém se odhadují na 50 - 150 SEK za měřič. Ke splnění tohoto požadavku však budou existovat další provozní náklady, které se odhadují na 84 SEK za měřič ročně. Aby spotřebitelé mohli těžit z tohoto požadavku, musí změnit své chování. Cena nebo hodnota spotřebitele za změnu jeho chování se odhaduje na 10 SEK za měřič za rok. Regulátor také stojí náklady, protože se mohou zvýšit kontakty od spotřebitelů. Odhadované náklady regulačního orgánu se pohybují mezi 8 000 a 160 000 SEK ročně.

Vzhledem k těmto kvantifikovaným nákladům a výhodám má registrace aktivní energie pro každou hodinu nebo patnáct minut vyšší náklady než výhody. Předpokládá se však, že náklady na technologie se budou snižovat a nevyčíslené výhody přispějí ke zvýšení efektivity v celé společnosti.

Registrace výpadků proudu

Měřič by měl být také schopen registrovat data na začátku a na konci výpadku napájení v jedné nebo více fázích, pokud výpadek trvá tři minuty nebo déle. Tento požadavek poskytuje přesnější informace o výpadcích. Proto pomáhá zákazníkům získat správnou částku kompenzace za výpadek. Přesnější informace o odstávkách mohou také pomoci provozovateli distribuční soustavy sledovat síť a případně zlepšit spolehlivost. Pomáhá také regulačnímu orgánu mít lepší dohled nad spolehlivostí systému. Tyto

výhody je obtížné kvantifikovat. Tento požadavek však neznamená dodatečné náklady pro měřiče, pokud by byla funkce č. 1 zavedena.

### 3. Zákaznické rozhraní

Měřicí přístroj by měl být vybaven zákaznickým rozhraním podporovaným otevřeným standardem, aby zákazník mohl v téměř reálném čase odebírat část měřených hodnot. Rozhraní by mělo tyto informace zobrazit až po požadavku zákazníka. Jakmile se zákazník odstěhuje, musí PDS deaktivovat rozhraní. Dále není možné zasílat informace od zákazníka prostřednictvím rozhraní.

Tento požadavek zajišťuje, aby zákazníci měli přístup k údajům téměř v reálném čase. To zvyšuje povědomí zákazníků o jejich spotřebě elektřiny. Spotřebitelé elektřiny mohou také tyto informace použít ke snížení spotřeby energie a vyhodnocení různých smluv o elektřině, což může vést ke změně dodavatele elektřiny. Vyčíslená výhoda vizualizace dat téměř v reálném čase spočívá v tom, že spotřebitelé snižují svou spotřebu. Pokud je snížení kolem 5% na domácnost a rok, je výhoda tohoto požadavku přibližně 173 SEK na domácnost a rok.

Odhaduje se, že náklady na fyzické rozhraní měřiče ke splnění požadavku jsou mezi 20 a 50 SEK na metr. Chcete-li zobrazit všechna data téměř v reálném čase, musíte investovat do displeje, který může získat informace prostřednictvím rozhraní. Cena takového displeje se odhaduje na 200 až 1 000 SEK za měřič. Pokud je funkce č. 2 zavedena, nevznikají pro spotřebitele nebo regulátor žádné další dodatečné náklady.

Přesná specifikace funkcionalit zákaznického rozhraní byla provedena prostřednictvím oborové asociace švédského energetického průmyslu (Energiföretagen Sverige). Sdružení za tímto účelem vydalo v roce 2019 tzv. oborové doporučení (Branschrekommendation för lokalt kundgränssnitt för elmätare), které je uveřejněno na internetových stránkách sdružení.<sup>16</sup>

### 4. Vzdálený sběr naměřených dat a výpadky proudu

PDS by měl být schopen odečítat naměřené hodnoty (viz funkce č. 1) a informace o výpadku na dálku (pomocí dálkového ovládní). Tento požadavek má podporovat efektivní sběr dat. Vzdálené odečítání naměřených hodnot snižuje osobní náklady. Kromě toho automatické odesílání informací o odstávce také zvyšuje přesnost informací o odstávce a snižuje pracovní zátěž provozovatelů distribuční soustavy. Kromě toho jsou měřené hodnoty v reálném čase a informace o výpadku cenné pro provoz v síti. Za implementaci tohoto požadavku do měřičů nejsou žádné další náklady. Může to zvýšit náklady PDS v závislosti na jejich komunikačním a reportovacím systému.

### 5. Software pro vzdálenou aktualizaci, nastavení a ovládní výkonu měřiče

PDS by měl být schopen vzdáleně aktualizovat software a měnit nastavení měřiče. Cílem tohoto požadavku je snížit náklady na budoucí aktualizace inteligentních měřičů. S vývojem inteligentního měřiče může být definováno více požadavků a bude možná nutné implementovat další bezpečnostní opatření. Rovněž může snížit provozní náklady, pokud lze cestu do terénu nahradit dálkovým ovládním. Každá cesta stojí asi 300 - 600 SEK. Mnoho současných měřičů však tuto funkci již má zavedenou.

Provozovatelé distribučních soustav by také měli být schopni zapínat a vypínat dodávku elektřiny pomocí měřiče dálkově. Tento požadavek platí pouze pro měřiče, které nejsou připojeny proudovým transformátorem. Cílem tohoto požadavku je také snížit provozní náklady tím, že se vyhnete cestě do terénu. Tato funkce může být užitečná pro zákazníky, když se stěhují. Může potenciálně snížit spotřebu energie mezi vystěhováním starého a nastěhováním nového uživatele.

---

<sup>16)</sup> Uveřejněno zde: <https://www.energiforetagen.se/forlag/elnat/branschrekommendation-for-lokalt-kundgransnitt-for-elmatare/>.

Za implementaci softwaru pro vzdálenou aktualizaci a nastavení nejsou žádné další náklady, protože většina měřičů již tuto funkci má zavedenou. Měřiče vybavené proudovým transformátorem jsou z tohoto požadavku osvobozeny, protože by to mohlo vést k nadměrným nákladům.

Cena za povolení vzdáleného zapnutí / vypnutí měřiče se odhaduje na 100 až 200 SEK za metr. Ale většina stávajících měřičů již takovou funkci má. Předpokládá se, že pouze 5% - 20% měřičů musí být reinvestováno.

#### **4.4.3 Náklady zavedení a způsob profinancování**

EI určuje limit příjmů pro každého provozovatele distribuční soustavy na období čtyř let najednou. Limit příjmů označuje celkovou částku, kterou může provozovatel distribuční soustavy účtovat svým zákazníkům. Účelem stropu výnosů je, aby provozovatelé distribučních soustav získali přiměřené krytí svých nákladů a přiměřenou návratnost investovaného kapitálu. Minimální funkční požadavky mohou zvýšit náklady na inteligentní měřiče. Proto je důležité zvážit, jak se v nařízení o omezení příjmu zachází s náklady souvisejícími s měřiči, aby se usnadnilo zavedení inteligentních měřičů nové generace.

K měřičům jsou přiřazeny jak provozní výdaje (OPEX), tak kapitálové výdaje (CAPEX). OPEX může být například ovlivněn změnami v nákladech spojených se čtením a používáním údajů měřiče. Změna na pokročilejší měřiče může OPEX zvýšit i snížit. Na jedné straně by mělo být zpracováno více dat. Problémy s bezpečností IT, dražší software, více požadavků na kompetence atd. zvýší OPEX. Na druhou stranu, lepší IT systémy, více automatizace a více informací z údajů měřidel může vést k efektivnějšímu provozu v distribučním systému. Část OPEX v nařízení o omezení příjmu je založena na skutečném historickém OPEX provozovatele distribuční soustavy s ročními požadavky na účinnost 1,00 - 1,82% ročně na základě analýzy hraničních dat (data envelopment analysis, DEA). Nové měřiče proto nemění část OPEX v příjmovém stropu, což znamená pobídky pro PDS, aby co nejvíce snížily svůj skutečný OPEX.

Když provozovatel distribuční soustavy investuje nebo znovu investuje do nové součásti, jako je měřič, zvyšuje se příjmový strop pro kapitálové výdaje. EI má standardní ceník kategorií komponent, takže nejprve musí PDS určit, která kategorie komponent se nejlépe hodí pro skutečnou investici. Normální cena se poté zadá do výpočtu CAPEX. CAPEX se skládá ze dvou částí: návratnost a odpisy. Všechny měřiči přístroje mají regulační dobu amortizace deset let (pro většinu ostatních zařízení energetického systému je doba amortizace mnohem delší). Pokud je například běžná cena například 10 000 SEK (~ 1 000 EUR), bude PDS kompenzován částkou 1 000 SEK / rok (10 000/10) po dobu deseti let. Návratová část vychází z normové hodnoty, věku a míry návratnosti (používá se metoda WACC). Je-li měřič např. starý sedm let, ztratil 60% své hodnoty (6 000 z 10 000 SEK, 1000 SEK / rok odpisy za prvních šest let), což dává hodnotu upravenou podle věku 4 000 SEK (10 000 - 6 \* 1 000 SEK). Roční výnos se rovná WACC \* 4 000 SEK. Aby nedocházelo k motivaci provozovatele distribuční soustavy k nahrazení dobře fungujícího zařízení, lze dobu odpisu u měřičů prodloužit o dva roky (tj. až na 12leté odpisy).

Regulace příjmového stropu zahrnuje také pobídkové režimy založené na několika ukazatelích pro pokračování dodávek, ztráty a pro rovnoměrnější zatížení. Inteligentní měřiče mohou mít nepříjemný dopad, aby pomohly PDS zlepšit tyto ukazatele v dlouhodobější perspektivě. EI zveřejňuje nařízení podrobněji popisující regulaci příjmového stropu i v angličtině.

#### **4.4.4 Přínosy pro konečného zákazníka**

Odhady přínosů pro zákazníka byly provedeny regulátorem EI při vyhodnocování instalace první generace měřičů a návrhů požadavků na generaci druhou. Hodnoty těchto odhadů byly popsány v předchozí kapitole.

#### **4.4.5 Ostatní zajímavé poznatky**

Ve Švédsku v současné době působí více než 150 provozovatelů distribučních soustav a jeden provozovatel přenosové soustavy. Švédský TSO, Affärsverket Svenska kraftnät, je vlastněn švédskou vládou. Provozovatel přenosové soustavy vlastní a provozuje všechny části přenosové soustavy (ve

Švédsku definované jako 220 kV nebo vyšší), s několika výjimkami. Všechny ostatní subjekty, které provozují energetické systémy ve Švédsku, jsou definovány jako PDS. Provozovatelé distribučních soustav mají různou velikost a vlastnickou strukturu (státní, obecní, soukromou a další) a každý z nich má alespoň jednu tzv. koncesi (povolení) na distribuci elektřiny, a to buď pro vymezenou geografickou oblast, nebo pro konkrétní linku. Koncese znamená privilegium s právy, ale přichází také s několika povinnostmi, které stanoví švédský zákon o elektřině.

V letech 1996 až 2002 byly švédské PDS regulovány na základě přístupu k míře návratnosti (ROR). Výnosy PDS byly založeny na jejich skutečných nákladech ex-post. V roce 2003 byla představena první výkonnostní regulace tarifů, takzvaný model hodnocení výkonu sítě (NPAM). V rámci přístupu NPAM byly výnosy provozovatelů distribučních soustav založeny na nákladech fiktivních referenčních sítí.

V roce 2005 zasáhla Švédsko prudká bouře (označovaná jako Gudrun nebo Erwin) a způsobila výpadky u přibližně 450 000 zákazníkům; z toho přibližně 100 000 zákazníků mělo výpadek, který trval déle než čtyři dny. Tato událost zvýšila zaměření na kontinuitu dodávek. V roce 2006 vstoupily v platnost dva právní předpisy. Znamenalo to nové povinné požadavky na PDS, což je předkládat roční analýzy rizik a zranitelnosti s akčními plány a poskytovat odškodnění zákazníkům s výpadky delšími než 12 hodin. Od roku 2011 nejsou výpadky delší než 24 hodin zákonem tolerovány. Regulátor EI zároveň definoval další minimální požadavky na spolehlivost dodávek; jedním příkladem je, že více než 11 výpadků na zákazníka za rok není tolerováno.

#### 4.4.6 Vybrané zdroje

Branschrekommendation för lokalt kundgränssnitt för elmätare. Utges av Energiföretagen – Swedenergy – AB. 2019.

EINACKER Detlef. German Smart Metering System. Smart Systems and Cyber Security. www.neuhaus.de. 2017

JAAKONANTTI, Lena. Summary of the report from Ei about smart meters (Funktionskrav på elmätare – Författningsförslag Ei R2017:08).

LEYSEN, Raphaël. An analysis of smart meter deployment in Sweden with applicability to the case of India. Degree Project in Information and Communication Technology. Stockholm, Sweden. 2018.

NILSSON, Anders; Misse WESTER; David LAZAREVIC; Nils BRANDT. Smart homes, home energy management systems and real-time feedback: Lessons for influencing household energy consumption from a Swedish field study, Energy and Buildings, Volume 179, 2018, Pages 15-25, ISSN 0378-7788, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.08.026>.

NORSTEDT Daniel; Sofia Persson; Tor Ny. Funktionskrav på framtidens elmätare. Energimarknadsinspektionen. 2015.

SÖDERBOM, Johan. Smart Meter roll out experiences from Vattenfall. Vattenfall AB, prezentace na EURELECTRIC 2012-12-06.

TRETINJAK, R; Pehrsson, T. E.ON Sweden's 2nd Smart Meter Roll-Out. 2021. Prezentace na NAP SG.

## 4.5 Finsko

### 4.5.1 Legislativní rámec a harmonogram zavedení

Finsko patří k zemím, které se zaváděním SM pokročily nejvíce. Příslušný zákon byl přijat již v r. 2009 (Zákon č. 66/2009 o trhu s elektřinou) a podle něj mělo chytré elektroměry dostat nejméně 80% odběratelů ke konci r. 2013. Tento cíl byl dokonce překročen, a k tomuto datu již počet instalací SM dosáhl 98%. Ke konci r. 2019 to bylo již prakticky 100%.

Instalované chytré měřiče splňují většinu požadavků Směrnice EU 2012/27. Měří se minimálně v hodinových intervalech, historie spotřeby je k dispozici na stránkách PDS a dodavatele elektřiny a měřiče mají rovněž porty pro napojení domácích displejů a chytrých zařízení (o jejich zprovoznění musí odběratel požádat) a teoreticky tak lze využívat i časově závislé tarify. Skutečné využívání těchto možností je však velmi malé.

Vzhledem k postupnému fyzickému dožívání těchto měřičů se proto připravují požadavky na SM druhé generace, které budou odpovídat novele výše uvedené směrnice (tj. EU 2019/944), které by měly platit pro měřiče instalované od r. 2022. Zatím však byl vydán pouze draft příslušného nařízení a důvodová zpráva k němu, a jeho projednávání teprve probíhá. Vydání platného znění nelze čekat dříve než před koncem t.r. (2021).

#### **4.5.2 Technologické pojetí implementace SM**

Minimální požadavky na měřiče druhé generace podle návrhu výše zmíněného nařízení jsou následující:

- Frekvence záznamu energetických dat alespoň podle období vypořádání odchylky na trhu s elektřinou. Doba vypořádání rozvahy se zkrátí na 15 minut do roku 2025. Měřič se musí také připravit na kratší období vypořádání rozvahy. Četnost registrace musí být vzdáleně upgradovatelná.
- Měření a registrace činného a jalového výkonu i energie po fázích
- Měření okamžitých efektivních hodnot: činný a jalový výkon, napětí a proud
- Měření využití sítě a síťového vstupu zvláště pro každou fázi (bez měření)
- Záznam doby bez napětí kratší než tři minuty
- Možnost vzdálené aktualizace softwaru, který definuje funkčnost měřičího zařízení
- Vzdálené přepínání a funkce přepínání. To však neplatí pro měřiče s proudovým transformátorem.
- Místní běžně používaná jednosměrná fyzická komunikační sběrnice, přes kterou výše uvedené informace musí být zákazníkovi zpřístupněny. Obnovovací frekvence je až 5 sekund.
- Musí být řádně zajištěna bezpečnost měřičů.
- Pracovní skupina navrhuje, aby Finsko v evropské spolupráci prosazovalo modernizaci jak legislativy měření, tak její interpretace pomocí dálkově čitelných měřidel. Například požadavek na zobrazení měřičího zařízení považuje pracovní skupina za zbytečný a nákladný, jak technologický pokrok postupuje. Ochrana spotřebitele by měla být zajištěna jinými způsoby.
- Funkce řízení zátěže pro ty zákazníky, kteří mají kontrolovatelné zátěže

Většina těchto bodů je v důvodové zprávě podrobněji rozvedena, jedná se však spíše o obecný popis důvodů pro tyto požadavky a omezení jejich realizovatelnosti za určitých podmínek.

#### **4.5.3 Náklady zavedení a způsob profinancování**

Důvodová zpráva uvádí údaj cca 700 mil. Euro, který odpovídá celkové hodnotě stávajících měřičů vlastněných jednotlivými PDS, nicméně konstatuje, že na jeho základě náklady na novou generaci měřičů odhadovat nelze. Problematická bude zejména realizace řízení zátěže

#### **4.5.4 Přínosy pro konečného zákazníka**

Konkrétní odhady přínosů stávající ani nové generace měřičů nejsou k dispozici. Důvodová zpráva pouze uvádí obecná očekávání kladného vlivu možnosti sledování spotřeby zákazníky, což by mělo vést k úsporám energie a kladnému vlivu na životní prostředí.

#### **4.5.5 Ostatní zajímavé poznatky**

Ve Finsku je cca 80 PDS, z nichž pouze 3 pokrývají většinu zákazníků.

#### **4.5.6 Vybrané zdroje**

ARAFAT, Yasir. On Possibilities of Using Smart Meters for Compulsory Load Shedding Supported by Load Forecasting. Doctoral thesis. Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden. 2018.

- Finnish Electricity Market Development and Implementation Plan. Ministry of Economic Affairs and Employment of Finland. 2020.
- Finnish Energy's position on the features of next-generation electricity meters. Finnish Energy, [www.energia.fi](http://www.energia.fi) . 2017.
- LEHTO, Ina. Smart Metering as an enabler of customer empowerment Case Finland. Presentace na IRENA Innovation Week 2018.
- MELA, H; Peltomaa, J; Salo, M; Mäkinen, K; Hildén, M. Framing Smart Meter Feedback in Relation to Practice Theory. Sustainability. 2018; 10(10):3553. <https://doi.org/10.3390/su10103553>
- MUTANEN, A., Niska, H., & Järventausta, P. (2016). Mining smart meter data - Case Finland. In CIRED Workshop 2016 Institution of Engineering and Technology. <https://doi.org/10.1049/cp.2016.0776>.
- NIRANJAN, Rishab. Digitalization for Optimization: Smart Grid operations in Finland. Bachelor's thesis, Electrical Engineering and Automation, Vaasa, Finland. 2019.
- PIHALA, Hannu. Real-time household electricity feedback based on Consumer Energy Displays. Smart Grid and Energy Markets, project number: 78560/SGEM III. 2013.
- RAHMAN, Tasmia: ANALYSIS OF SMART METER FUNCTIONALITIES IN THE ELECTRICITY MARKET AND NETWORK MANAGEMENT. Master's thesis, Tampere University Master's Degree Student in Electrical Engineering. 2020.

## 4.6 Velká Británie

### 4.6.1 Legislativní rámec a harmonogram zavedení

Zavedení SM ve Velké Británii (dále také jen „GB“) stojí na základě tzv. Energetického zákona z r. 2008, který měl za úkol čelit zejména dvěma dlouhodobým výzvám v GB, čímž byly a jsou boj s klimatickou změnou snížením emisí CO<sub>2</sub> a zajištěním bezpečné, čisté a dostupné energie a současně také udělil legislativní pravomoc k zavedení SM. Od té doby jednotlivé vlády a Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets – obdoba nezávislého energetického regulačního úřadu) pracují na procesu zavádění SM, který se měl týkat více než 50 mil. elektroměrů a plynůměrů v sektoru domácností a malých komerčních odběrných míst. Závazek na dokončení instalace byl stanoven na konec roku 2020, přičemž k samotné instalaci byli zavázáni dodavatelé energií.

Samotný proces zavádění započal v roce 2011 a měl dvě fáze. V první fázi, trvající do roku 2016 a navržené jako přechodná fáze, vláda stanovila regulační a obchodní rámec a dodavatelé zahájili zavádění SM. Druhá fáze započala koncem roku 2016 a měla být čistě fází instalační s cílem ukončit kompletní výměnu inteligentních měřičů spotřeby do konce roku 2020.

V první fázi měly být instalovány SM první generace, tzv. specifikace SMETS1 (Smart Metering Equipment Technical Specifications), které však způsobily potíže s přenosem dat při změně dodavatele, protože jednotliví dodavatelé používali vlastní datové komunikační systémy a při změně dodavatele původní měřiče nemohly být nadále provozovány jako SM, ale pouze jako „hloupá“ měřidla, což se týkalo až 70% zařízení.

V září 2013 byla zřízena společnost Smart DCC (Data Communications Company) a byla licencována pro vyvinutí nové datové a komunikační sítě k propojení SM a dodavatelů energií vč. dalších zprostředkovatelů a autorizovaných uživatelů. Díky průběžným zpožděním v procesu byl nový komunikační protokol SMETS2 zaveden koncem roku 2016 a v polovině roku 2017 byly instalovány první SM podle této specifikace. Následně v průběhu roku 2019 byla zahájena „migrace“ první



generace SM na nový komunikační protokol. Změna probíhá tzv. „na pozadí“, bez nutnosti odběratelů činit jakékoliv kroky součinnosti.<sup>17</sup>

Nová komunikační síť, propojující instalovaný elektroměr, resp. jeho nadřazený komunikační hub se společností zajišťující sběr a distribuci dat k dodavatelům energií a dalším způsobilým subjektům (zpravidla společnost DCC), je známá jako SMWAN (Smart Meter Wide Area Network) a měla by mít pokrytí až 99,5% území na přelomu 2020/21. Záměrem vlády bylo převést všechny SM první generace do nového komunikačního protokolu do konce roku 2020. I zde se ale objevily problémy se změnou infrastruktury a dokonce jsou stále v některých případech instalovány SM první generace.

Vláda ale už koncem roku 2019 vzhledem k nastalým zpožděním a technickým problémům v procesu zavádění navrhla regulační opatření, kterým prodlužuje termín splnění požadavku na konec roku 2024 a to v podílu 85% odběratelů každého dodavatele. Tímto nechává 15% toleranci pro prozatím nepředpokládané negativní faktory ovlivňující proces zavádění.

Aktuální stav ke konci roku 2020 je 23,6 mil. instalovaných SM, z čehož 19,1 mil. je provozováno ve smart módu, viz problémy při změně dodavatele u SM první generace (SMETS1). 15,7 mil. zařízení patří do první generace SMETS1, 6,7 mil. zařízení do nové SMETS2 a 1,3 mil. je v kategorii „advanced“.<sup>18</sup> Z instalovaných SM bylo cca 12,7 mil. elektroměrů (z celkových 28,7 mil.) a cca 9,5 mil. plynůměrů (z celkových 23,8 mil.).

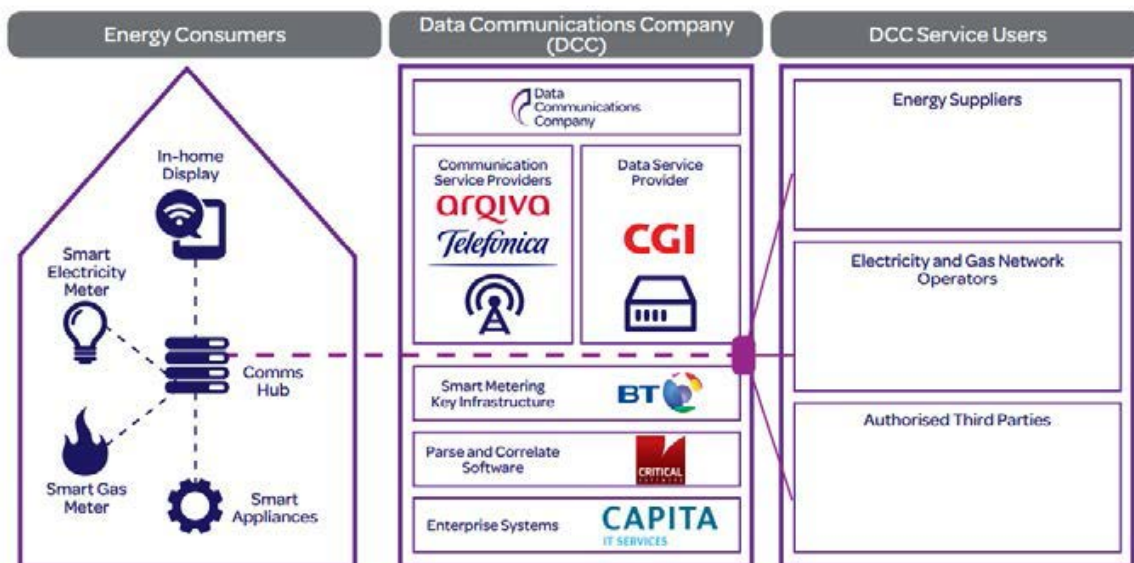
#### **4.6.2 Technologické pojetí implementace SM**

První základní komunikační oblastí je síť mezi SM a vnějšími subjekty jako dodavatel energie, provozovatelé sítí a jiné autorizované třetí strany (dodavatelé služeb, apod.). Pro odstranění zjištěných úvodních problémů v této oblasti, byla v pokročilejším stádiu implementace pro vývoj jednotných datových komunikačních systémů zřízena společnost Smart DCC (Data Communications Company), disponující licenci pro vývoj nové datové a komunikační sítě k propojení SM a dodavatelů energií vč. dalších zprostředkovatelů a autorizovaných uživatelů. Způsob zamýšleného fungování komunikační sítě zobrazuje obrázek níže.

---

<sup>17</sup>) Definice standardu SMETS 2 je uveřejněna zde: <https://www.gov.uk/government/consultations/smart-metering-equipment-technical-specifications-second-version>

<sup>18</sup> Tzv. „advanced meters“ musí umožnit alespoň archivaci 30 minut dat spotřeby elektřiny a hodinových dat spotřeby plynu, ke kterým odběratelé, mimo kategorii domácností, mají časově omezený přístup a dodavatelé mají vzdálený přístup.



Obrázek 8 Návrh fungování komunikační sítě ve Velké Británii

Licence je vydána Ministerstvem průmyslu, energetiky a průmyslu (The Department of Business, Energy and Industrial Strategy - BEIS) a je regulována energetickým regulátorem (Ofgem). Pod záštitou této licence je DCC partnerem ve vícestranném kodexu Smart Energy (The Smart Energy Code - SEC), který je řízen The Smart Energy Code Administrator and Secretariat (SECAS). SEC je vícestranná dohoda, která stanovuje provozní a technické požadavky na všechny strany procesu implementace, tzn. dodavatele energií, DCC, provozovatele distribučních sítí a další subjekty.

Druhou a neméně významnou oblastí pro přenos dat je síť mezi SM a koncovým odběratelem energie. Tato síť je nazývána jako Home Area Network (HAN) a je vytvářena emitorem signálu v samotném SM (jako tzv. Communication Hub). Jak ukázala studie Energy Demand Research Project (blíže v následujících kapitolách), tak bezpodmínečnou součástí instalace SM měl být tzv. In-house Display (IHD), který jak potvrdila i další studie, přináší největší díl angažovanosti odběratelů při dosahování úspor energií. Na základě studie se tak stalo pro dodavatele energií závazným k instalaci SM doplnit také IHD, který zprostředkovává bezprostřední informace o spotřebě energie v odběrném místě odběrateli a má tak největší vliv na chování spotřebitele energie. A právě propojení IHD, potažmo dalších zařízení, které by mohly se SM komunikovat s ohledem na plánování jejich provozu vzhledem k energetickým špičkám nebo tarifním pásmům apod., je oblast působnosti HAN. Jedná se v principu o domácí bezdrátovou síť, zajišťující komunikaci mezi komunikačním hubem SM zařízení a IHD. IHD si lze představit jako malý samostatný display, který může být umístěn kdekoli na vhodném místě např. v domácnosti, vyobrazující aktuální spotřebu všech zahrnutých energií, a co je velmi důležité - včetně finančního vyjádření. Zobrazuje také spotřeby energií v různých časových periodách, vše řízeno protokolem SMETS.

Bezdrátovým komunikačním protokolem, na jehož základě SM a IHD komunikují je ZigBee, který zpočátku využíval frekvenční pásmo 2,4 GHz a funkční byl cca v 70% případech, protože bariéra této technologie je dosah signálu v řádu 15m, ale dále omezený bariérami jako jsou stavební konstrukce.

DCC v průběhu zavádění SM neustále pracovala na vylepšení komunikačního protokolu a odstraňovala zjištěné nedostatky v nově vydávaných softwareových aktualizacích pro instalované měřiče. To vedlo v listopadu 2018 k aktualizaci, která umožňovala rozšíření komunikační úrovně o další frekvenční pásmo 868 MHz a SM působil jako tzv. Dual Band Communication Hub. Tato dvou pásmová síť tak podle očekávání má pomoci pokrýt až 96,5% odběrných míst.

Stále ovšem zůstane velké množství odběrných míst, které nebudou moct být za těchto podmínek SM pokryty. Pro tyto případy byla založena společnost Alt HAN Company (AltHANCo), jejímž cílem je vyvinout řešení a zajistit vybavení pro příslušné instalace, což je očekáváno v průběhu roku 2021. Odhad dodatečných nákladů na vývoj a implementaci v této zbývající oblasti pokrytí je 290 mil. Liber.

#### **4.6.3 Náklady zavedení a způsob profinancování**

Z obecného pohledu celkových přínosů všem stranám, je vládou na základě finanční analýzy z r. 2019 očekáváno, že instalace SM přinese v horizontu roku 2034 konečným odběratelům, dodavatelům energií a provozovatelům sítě až 6mld. £. Přitom na zavedení bude proinvestováno 13,5mld. £ a finanční přínosy budou 19,5mld. £.

V původním předpokladu byly náklady na instalaci očekávány ve výši 11 mld. £, avšak vlivem výše popsaným nejen technickým problémům při roll-outu a celkovým zpožděním celého procesu byly prozatím navýšeny na 13,5mld. £. Díky uvedeným problémům a zpožděním celého procesu se také prozatím nedaří jasně prokázat očekávané finanční přínosy vlivem úspor.

Podle aktuálního odhadu by tedy instalace SM pro jedno odběrné místo měla nést náklady v přepočtu ve výši cca 7,5 tis. Kč.

#### **4.6.4 Přínosy pro konečného zákazníka**

Z pohledu konečného odběratele SM s IHD, jako nedílným komponentem instalace, dávají zákazníkovi informaci o jeho spotřebě energie, díky čemuž může zákazník „kvalifikovaně“ ovlivnit své chování směrem k úspoře energie, a tím také provozních nákladů a emisí skleníkových plynů.

Velká Británie provedla minimálně dvě rozsáhlé studie na téma přínosů SM a chování spotřebitelů podle různých způsobů informování o spotřebě energií. Studiemi byly Energy Demand Research Project (EDRP) organizovaný vládou v roce 2011 a Early Learning Project z roku 2015. První ze studií byla založena na 61 tis. zkušebních odběrných míst provedenými dodavateli energií před samotným procesem zavádění. Druhá potom byla založena na skutečných datech spotřeby energie v prvotní fázi zavádění. Podle studií byla predikována úspora 3% v elektrické energii a 2,2% u spotřeby zemního plynu. Na základě studie (EDRP) bylo vládou stanoveno jako závazné doplnit instalaci SM o IHD. Druhá ze studií v průběhu roll-outu potvrdila očekávané predikce úspor energií ve výši cca 3%. Bližší informace ke studiím jsou uvedeny v následující kapitole.

Dalším benefitem instalace SM může být srovnání rozdílů mezi energií nakoupenou dodavateli na trhu na základě odhadu spotřeby odběratelů a následnou skutečnou spotřebou. Dříve, při manuálním odečítání měřidel u malých neprůběhových měření tyto odhady mohly být s vyšší nepřesností a nově při 30 minutových intervalech odečtů a stejně tak 30 minutových intervalech nákupů energie dodavateli mohou být nákupy optimalizovány přesněji a pozitivně tak ovlivnit cenu.

Půlhodinové intervaly odečtu dále mohou vést k odměnám za spotřebu energie v příhodné periodě dne. Odběrové tarify mohou reagovat na rozdíl nabídky a poptávky na trhu a tím ovlivnit aktuální cenu energie a odměnit tak odběratele za spotřebu energie v době menší poptávky na trhu (schéma představeno v GB v roce 2017).

#### **4.6.5 Ostatní zajímavé poznatky**

V počátku i v průběhu procesu roll-out proběhly v GB dvě velké studie, které měly za úkol jednak prozkoumat vhodné způsoby vlivu informování odběratelů o spotřebě a také vyhodnotit jejich angažovanost a participaci na jejím snížení, resp. v průběhu zavádění ve druhé ze studií přímo ověřit reálné přínosy roll-outu.

## Energy Demand Research Project

První ze studií byla Energy Demand Research Project, provedená před samotným procesem zavádění. Cílem bylo zjistit, jak odběratelé ze sektoru domácností reagují na detailnější a sofistikovanější informace o jejich energetické spotřebě. Proces spočíval v uvedení do provozu čtyř v zásadě nezávislých testů prováděných a analyzovaných dodavateli energie (EDF, E.ON, Scottish Power a SSE) a jejich akademickými poradci. Dodavatelé na testovacích skupinových instalacích posuzovali vliv různých metod informování odběratele o jeho spotřebě na jeho chování směrem ke spotřebě a její redukci. Aplikovány byly jednotlivé metody a jejich kombinace, jako energetické poradenství, informace o historické spotřebě a srovnání s ní, porovnání spotřeby s průměrnou spotřebou obdobných odběrů, závazky zákazníků v podobě dosažení cílové snížené spotřeby, instalace SM, instalace RTD (real-time display – zařízení ukazující spotřebu, vč. zvukových alarmů při zvýšené spotřebě), integrace regulátorů vytápění a přípravy TV do RTD, finanční motivace snížit spotřebu nebo odsunout spotřebu do času mimo odběrové špičky nebo jiné digitální media pro doručování informací k odběrateli.

Prostřednictvím 4 největších dodavatelů energií participovalo přes 61 tis. domácností, přičemž u více, než 18 tis. z nich byly nainstalovány SM. Z výsledků vyplývá, že v případech, kde nebyly instalovány SM, se dvěma výjimkami nebyly prokázány významnější úspory ve spotřebě energie. Dvěma výjimkami bylo užití RTD se zobrazováním spotřeby elektřiny a benchmarking se srovnatelnými zákazníky. Přesto efekt snížení energie byl v těchto případech „pouze“ 1% ve spotřebě elektřiny, u plynu nikoliv. Ostatní metody jako energetické poradenství, srovnání s historickými spotřebami, samoodečty nebo finanční odměny za úsporu energie, ať už dodané online nebo v papírové formě, bez současné instalace SM neprokázaly žádný statisticky prokazatelný efekt.

Proti tomu opatření se současnou instalací SM byly častěji úspěšnější a prokazovaly více-procentní úspory, což může být odo jisté míry přisouzeno také aspektu pozitivního náhledu získáním nového technologického zařízení nebo interakcí s pracovníky provádějícími instalaci, ale zejména pak novými možnostmi spotřebního chování získanými díky instalaci RTD (např. častější a přesnější účtování a srovnání s historickými spotřebami). RTD v reálném čase zobrazovaly data o spotřebě v technických i finančních jednotkách, ale i produkci CO<sub>2</sub> a spotřebu za určitá období. Některé taky upozornily spotřebitele na zvýšenou spotřebu zvukovým znamením. Právě kombinace SM a RTD se ukázala jako nejprínosnější ve výsledcích dosahovaných úspor ve výši kolem 3%, ovšem alternujícími mezi 0-11% u elektrické energie v závislosti na časovém období a skupině zákazníků. U zemního plynu se SM také ukázaly být pozitivním mechanismem k dosažení úspor kolem 3%. Pro maximalizaci vlivu instalace SM s RTD bylo doporučeno podpořit toto opatření kombinací dalších opatření a správným podáním informací o tom jak číst představovaná data a jak je využít k úspornějšímu chování. Mírně překvapující bylo také zjištění, že finanční motivace a závazky ke snížení spotřeby neprokázaly kýžený efekt.

## Early Learning Project

Tato studie už zahrnovala průběh první fáze roll-outu mezi lety 2011-2015 a její klíčové poznatky vycházejí z reálných zkušeností spotřebitelů. Cílem bylo zlepšit porozumění způsobům, jak nejlépe adresovat spotřebitelské benefity z instalace SM zákazníkům a vyhodnotit potřeby úprav stávajícího rámce pravidel pro běžící roll-out, tehdy nastupující do své hlavní fáze.

Na základě předchozí studie vláda předepsala komplexní rámec pravidel vedoucí k angažovanosti spotřebitelů, jehož hlavní strategií byl závazek dodavatelů instalovat dříve zmiňované In-house Display (IHD). Touto politickou strategií měly být postaveny zájmy spotřebitelů na prvním místě. Ve zkratce, tímto rozsáhlým průzkumem byla potvrzena očekávání úspory spotřeby energií ve výši 3%, potvrdila se angažovanost odběratelů a vyřčeny jsou předpoklady pro dosažení dalšího navyšování úspor v budoucnu.

#### 4.6.6 Vybrané zdroje

- DECC. Smart Metering Implementation Programme. DECC's Policy Conclusions: Early Learning Project and Small-scale Behaviour Trials. Department of Energy and Climate Change. 2015.
- HINSON, Suzanna. Energy Smart Meters. Briefing Paper Number 8119, 7 October 2019. The House of Commons Library. 2019.
- KERAI, Mita. Smart Meter Statistics in Great Britain: Quarterly Report to end September 2020. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. <https://www.gov.uk/government/collections/smart-meters-statistics>. 2020.
- KERAI, Mita. Smart Meter Statistics in Great Britain: Quarterly Report to end December 2020. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. <https://www.gov.uk/government/collections/smart-meters-statistics>. 2021.
- RAW, Gary; David Ross. Energy Demand Research Project: Final Analysis. AECOM, [www.aecom.com](http://www.aecom.com). 2011.
- RUSSELL, Jacqui. Smart Meter Rollout: Open letter on Energy Suppliers' Progress, Future Plans and Regulatory Obligations. The Office of Gas and Electricity Markets. 2020.
- Smart Energy Code. <https://smartenergycodecompany.co.uk/>
- Smart Meter Policy Framework Post 2020: Minimum Annual Targets and Reporting Thresholds for Energy Suppliers. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. 2020.
- Smart Metering Implementation Programme – A report on progress of the realisation of smart meter consumer benefits. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. 2019.
- The Office of Gas and Electricity Markets. Getting smart – preparing for change . OfGem Consumer Bulletin July 2011. [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk). 2011.

### 4.7 Itálie

#### 4.7.1 Legislativní rámec a harmonogram zavedení

Itálie započala první vlnu zavádění SM mezi úplně prvními v EU. Již mezi lety 2001 a 2002 se datuje start postupné náhrady běžných elektroměrů. V tomto směru Itálie působí jako průkopník, protože se touto cestou vydala dlouho předtím, než byl požadavek vydán v EED.

Itálie transponovala Nařízení EU zákonem č. 115 z r. 2008 (Legislative Decree No 115 of 30 May 2008 - Article 17). Italský energetický regulační úřad (AEEGSI, nově ARERA) podle vydaných právních předpisů vydal vyhlášky zavádějící instalaci SM pro elektřinu (Decision No 292/06) a SM pro odběrná místa plynu (Decision ARG/gas 155/08) s cílovým datem pro zavedení rok 2016 (pro elektrické SM).

Výměna tradičních měřidel probíhala na dobrovolné bázi pod vedením jednotlivých distribučních společností, zejména společnosti ENEL (ENEL Distribuzione, od r. 2001). Později se však roll-out stal rozhodnutím AEEG závazným. ENEL vytvořil plán na instalaci 36,7 mil. SM v letech 2001-2011, s výrazným předstihem před závazným termínem v roce 2016.

Společnost ENEL dokončila svůj plán výměny velmi rychle a už v roce 2006 svůj podíl na trhu, tzn. 30 mil. měřidel (85%), pokryla novými SM první generace (dokonce před liberalizací trhu s elektřinou v roce 2007). Cílem projektu původně bylo nahradit manuální odečítání starých mechanických měřičů automatizovaným systémem schopným chránit místo dodání před podvody a krádežemi energie, snížit provozní náklady na zásahy a opravy, a zlepšit přesnost a účinnost procesu fakturace. Vyšší frekvence odečtů navíc umožnila zavést další služby odběratelům, jako využívání cenových tarifů dle časů odběru s časovými pásmy pro domácnosti a malé podniky, častější a přesnější fakturace i snížení ztrát energie v síti.

Instalace SM byla zprvu v oblasti elektroměrů prováděna pomocí vlastních investic distribučních společností a až v roce 2004 systém příspěvků z distribučních tarifů zajistil plnou návratnost investic. Motivací v prvních letech byla pro distributory zejména provozní úspora ve výši 500 mil. EUR/rok za cca 30 mil. měřidel. Nicméně z pohledu aktivní participace odběratelů na aktivní optimalizaci spotřeby vedoucí k energetickým úsporám byl primární roll-out neúspěšný.

Po dalších letech vývoje a zavedení SM 1. generace došlo při transpozici EED z roku 2012 k pověření AEEGSI vydáním nové vyhlášky s minimálními funkčními požadavky pro druhou generaci SM (SM 2G), což se podařilo splnit po rozsáhlých diskuzích všech zainteresovaných stran (DSO, dodavatelé energií, výrobci SM, poskytovatelé energetických služeb, zástupci průmyslu, standardizace, telekomunikací ad.) v podobě vyhlášky Decision 87/2016/R/eel a koncem roku 2016 byl představen plán roll-out pro SM 2G.

Prvním hybatelem roll-outu SM 2G se opět stala společnost ENEL (E-distribuzione) od roku 2017, poté ji následovaly ostatní distribuční společnosti (Areti, z ACEA Group; Unareti, z A2A Group; Edyna). Požadavkem AEEGSI bylo, aby každý distributor s více, než 100 tis. OM zajistil 95% náhradu původních měřidel za SM 2G do r. 2026. Ve druhé vlně výměny elektroměrů tak má být instalováno 41,6 mil. SM, přičemž cca 32 mil. z toho by měla být náhrada SM první generace a zbytek bude tvořen novými připojeními a individuálními požadavky odběratelů. Po roce 2021 by tak mělo podle očekávání být instalováno přes 19 mil. SM 2G. Instalace budou prováděny až 250 vybranými smluvními partnery.

#### 4.7.2 Technologické pojetí implementace SM

##### První generace inteligentních měřičů v Itálii

Jak přiblížila předchozí kapitola, v Itálii byl již po roce 2000 proveden první roll-out SM první generace s výměnou původních elektroměrů, následně také plynoměrů. Tento typ SM byl schopný sbírat data ze čtyř vstupů v různých časových pásmech dne. Datový koncentrátor poté jednou měsíčně nashromážděná data odeslal prostřednictvím telekomunikační sítě nebo soukromého komunikačního pásma ke zpracování DSO. Komunikace mezi SM a DSO byla zajišťována protokolem SMITP.

Tabulka 7 Srovnání dostupných dat mezi SM 1G a SM 2G

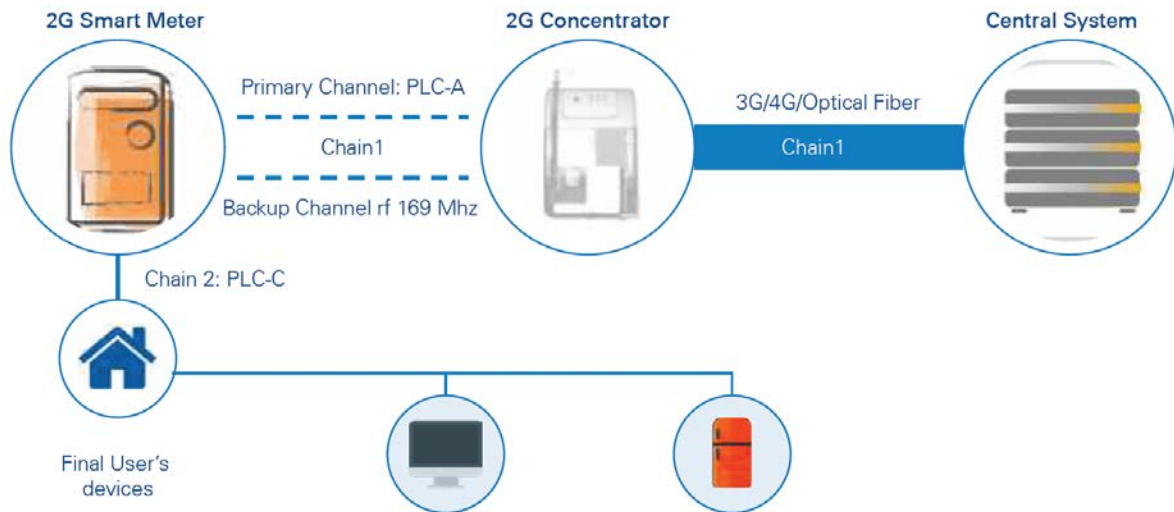
Měřená data	SM 2G	SM 1G
Odběr energie (činný, jalový)	15 min	3x měsíčně
Dodávka energie do sítě (činný, jalový)	15 min	3x měsíčně
Činný/jalový výkon ze sítě	15 min a okamžitá hodnota (1 s)	15 min
Činný/jalový výkon do sítě	15 min	Neměřeno
Napětí (min/max)	1x týdně	Příležitostně
Odchylky napětí	Ano (ve shodě s EN 50160)	Příležitostně (bez shody s EN 50160)
Výpadky sítě	Při nastalé situaci	Nevyužíváno

Negativum SM 1G byla nedostatečná možnost vzájemné komunikace zařízení různých výrobců mezi sebou, což bylo výrobci prováděno záměrně, avšak proti nadřazenému jednotnému společenskému zájmu. Tento problém byl také pojmenován EK jako hlavní bariéra rozvoje SM ve všech členských zemích.

##### Druhá generace inteligentních měřičů v Itálii

S cílem podstatně vylepšit funkčnost a využitelnost sledovaných dat, přišly technické požadavky na SM 2G s novými komunikačními cíli. Zejména chce přinést okamžitá data přímo k zákazníkům, zatímco

druhým směrem k DSO budou přenášena další potřebná provozní data. Prvním kanálem (Chain 1) poputují k zákazníkům nevalidovaná data sloužící pro informování o spotřebě nebo využitelná pro automatizační systémy a dodavatele energetických služeb. Druhý proud dat (Chain 2) přenáší data pro účetní operace ad., která musí být DSO validována (Head-end systém – HES) a zpřístupněna v tzv. „data management hubu“, který slouží jako zdroj dat o odběrech dodavatelům energií.

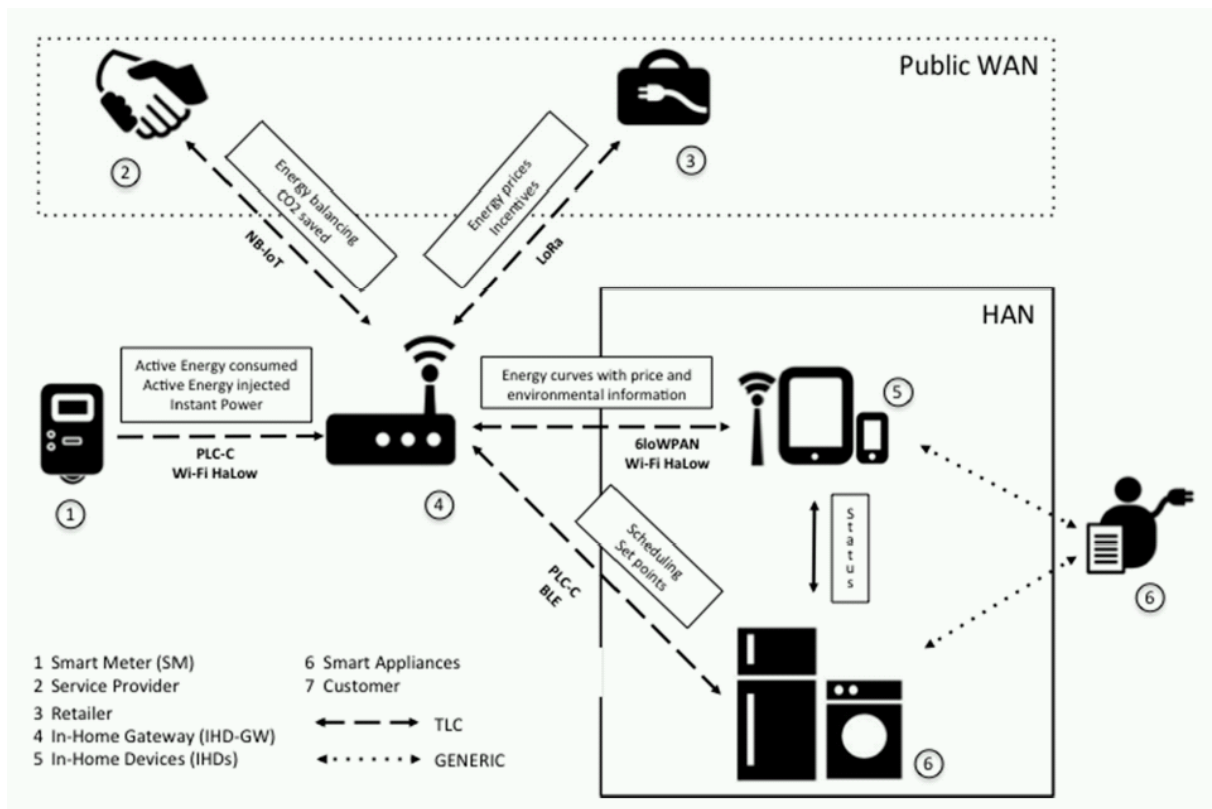


Source: Arthur D. Little analysis

První nezávislý komunikační kanál (Chain 1) mezi SM a centrálním systémem (HES), resp. koncentrátorem dat, musí být tvořen dvěma technologickými způsoby komunikace z důvodu zajištění přenosu dat i z aplikací, kam jedna technologie nedokáže technicky dosáhnout. Primárně je tedy komunikace zajištěna na bázi „power line communication“, tzv. PLC v pásmu A dle standardu CENELEC (9 kHz až 95 kHz). Záložním kanálem k tomuto je wM-Bus radiová frekvence v pásmu 169 MHz, která je vymezená pro dlouhověnou komunikaci. Stejná frekvence je využívána také, podle doporučení italské normy UNI/TS 11291, pro přenos dat z SM pro odběr plynu.

PLC v pásmu A je nejdříve používaná technologie a pravděpodobně bude přijata pro užití v přenosech dat z SM u mnoha významných členů EU (Španělsko, Francie, Polsko, Portugalsko, skandinávské země. ad.). jedná se o kanál dostatečně robustní a investičně optimální. Např. v Číně je nyní instalováno 300 mil. SM s komunikací nastavenou přes PLC.

Druhým nezávislým komunikačním kanálem (Chain 2) je informační kanál mezi SM a konečným odběratelem, kterému jsou tak zprostředkována data o jejich (nejen) real-time spotřebě prostřednictvím IHD, párovaných k příslušným SM pro jejich sběr, využití a vizualizaci. Komunikace v tomto kanále mezi SM a IHD má probíhat silovými kabely stávající elektroinstalace (PLC) v pásmu C dle standardu CENELEC (125 kHz až 140 kHz), což přináší značné zjednodušení v odstranění nutnosti vytvářet jinou fyzickou komunikační síť. První „zákaznická zařízení“ schopná odečítat z elektroměrů data v téměř aktuálním čase a zobrazovat je zákazníkům již byla vyvinuta a připravuje se možné nasazení nikoliv jen za účelem zobrazování dat, ale i možné dálkové ovládání domácích spotřebičů (viz obrázek níže).



#### 4.7.3 Náklady zavedení a způsob profinancování

Celkové náklady na instalaci SM druhé generace jsou očekávány ve výši 4,3 mld. EUR, z čehož 1,3 mld. EUR by mělo pokrýt první fázi zavádění do roku 2019. Na tuto úvodní část roll-outu SM 2G společnost E-Distribuzione, která je za roll-out zodpovědná, získala půjčku od Evropské investiční banky ve výši 1 bil. EUR.

Z provedené CBA z roku 2019 pro roll-out 2. generace vyplývá kladná výsledná hodnota investice ve výši cca 450 mil. EUR se spodní hranicí -1,20 mil. EUR ve scénáři s minimálním aktivním zapojením odběratelů do optimalizace spotřeby a 2,42 mil. EUR ve scénáři vyšším podílem aktivního zapojení zákazníků.

V oblasti nákladů na zavedení se ukazuje, že cesta Itálie je mezi Evropskými zeměmi prakticky nejefektivnější s měrnými náklady cca 100 EUR/SM.

#### 4.7.4 Přínosy pro konečného zákazníka

Přínosy pro konečného zákazníka byly v oficiální CBA analýze provedené při přípravě rolloutu 2. generace kvantifikovány na 3% až 7% podle míry zapojení zákazníků, jejich věrohodné doložení však nebylo neprokázáno.

#### 4.7.5 Ostatní zajímavé poznatky

V závěrečné fázi instalace SM 1G proběhl také pilotní projekt, při kterém byla cca 8000 odběratelům z řad domácností poskytnuta technologická sada IHD (In-House Display/Device), obsahující zařízení pro sběr dat z SM, dotykový display a software pro chytré telefony a laptopy. Domácnosti vybaveny touto technologií mohly zobrazovat tzv. real-time data a přímo ovlivňovat své spotřebitelské chování. K tomu také dostávali individualizované tipy na základě jejich spotřeby přímo na IHD. Po dvou letech 94% účastníků pilotního projektu uvádělo, že se jim zvýšilo povědomí o jejich energetické spotřebě a 60% díky tomu upravilo své návyky a přesunulo spotřebu mimo časy odběrových špiček a tím uspořili náklady. V celkových objemech spotřeby byl ale tento přesun spotřeby mimo čas špičkových odběrů velmi malý.



#### 4.7.6 Vybrané zdroje

ACQUAVIVA, Andrea. Business models for smart meters and retail market. FLEXMETER Project Office. 2016. This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement no. 646568.

BUONDONNO Antonello. Enel Roadmap toward Excellence in Grid Management Trends in Power Industry in the European Context VIII. Presentace ve Špindlerově Mlýně, 18.4.2013.

CALDANI, Saverio; Andrea Romboli; Irene Macchiarelli; Claudio Patrassi. How smart meters will contribute to changing the energy landscape? Arhur D Little, 2020.

COLOVINI Lorenzo. Enel international experience in smart grid cluster and possible solutions for Russian market. Enel. Presentace v St Peterburg, 2017.

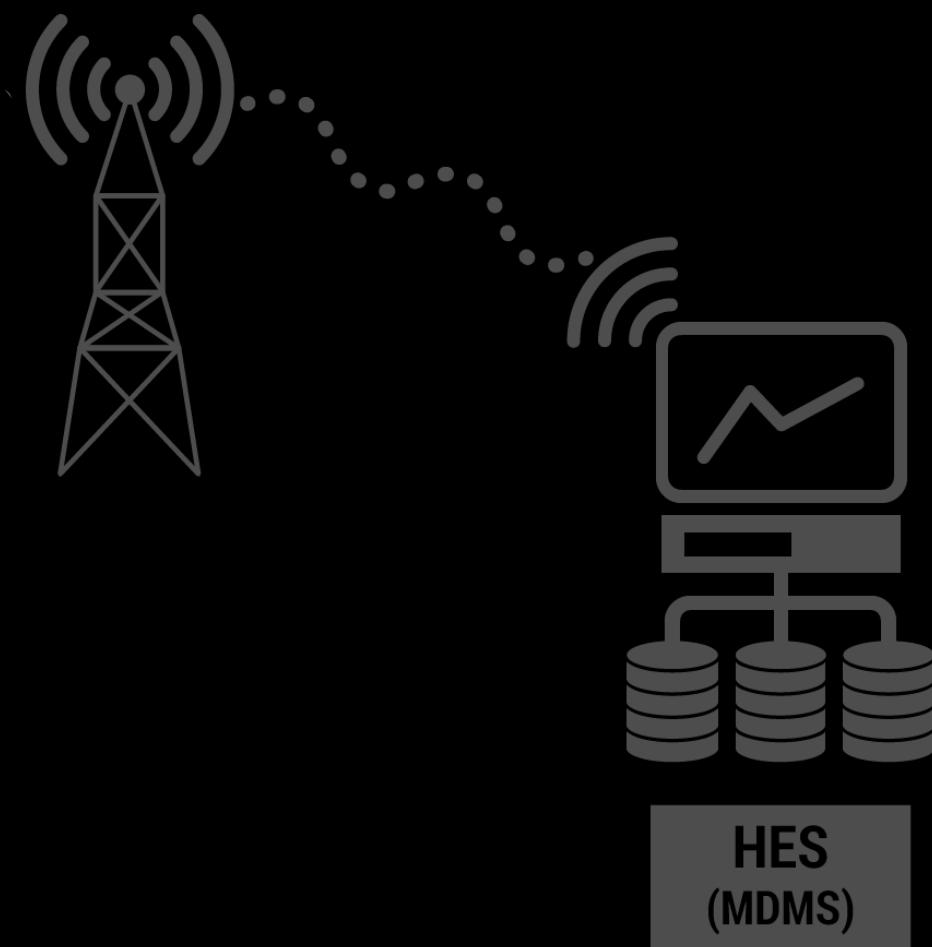
Italian Energy Efficiency Action Plan, 2014.

PITÌ, Alessandro et. al. SMART METERING 2G – EVOLUTION OF A SMART METERING EXPERIENCE. 25th International Conference on Electricity Distribution Madrid, 3-6 June 2019 Paper n° 1784. 2019.

PITÌ, Alessandro; Verticale, G.; Rottondi, C.; Capone, A.; Lo Schiavo, L. The Role of Smart Meters in Enabling Real-Time Energy Services for Households: The Italian Case. *Energies* **2017**, *10*, 199. <https://doi.org/10.3390/en10020199>

SCHIAVO, Luca Lo. Regulatory experiments for power system innovation in Italy. CEM ISGAN | MI IC1 Forum to Facilitate Cooperation to Accelerate the Market Uptake of Smart Grids – Vancouver, 29.05.2019.

## NÁVRHOVÁ ČÁST



## 5 VÝCHODISKA ALTERNATIVNÍHO NÁVRHU

Východiskem či lépe základním scénářem zavádění inteligentního měření v České republice lze označit postup, jaký byl kodifikován přijetím **vyhlášky č. 359/2020 Sb., o měření elektřiny** (dále jen „vyhláška“, „předpis“ či také zkratka „VOME“).<sup>19</sup>

Jejím prostřednictvím byly, respektive měly být do národního právního rámce zapracovány nové požadavky unijních předpisů pro oblast vnitřního trhu s elektřinou mimo jiné týkající se zavádění tzv. „*inteligentních měřících systémů*“ (dále jen „**IMS**“, viz Směrnice EU č. 2019/944, článek 2, odst. 23, a dále články 19 a 20).<sup>20</sup>

Podle této vyhlášky, která oficiálně vstoupila v platnost od 1. ledna 2021 (s výjimkou některých ustanovení majících odkladný či naopak časově omezený účinek, jak upřesňuje §23 předpisu), dnes fakticky jednotlivé distribuční společnosti postupují a připravují své víceleté „*Plány rozvoje distribuční soustavy*“ tak, aby nově obsahovaly i zavádění IMS u těch skupin zákazníků, u kterých tomuto tak doposud nebylo (tedy logicky u zákazníků bez průběhového měření, tj. takzvaného „*měření typu C*“).

Vyhláška ve vztahu k IMS specifikuje následující klíčové parametry:

- jaké funkcionality musí splňovat a rovněž poskytovat,
- kteří zákazníci resp. odběrná místa jím mají být vybavena a
- do jakého termínu se tak má stát.

### 5.1 Základní scénář zavedení SM v ČR

#### 5.1.1 Jak je definováno měření typu IMS

Inteligentní měření bylo do předpisu zakotveno tak, že v rámci ustanovení definující měření typu C (§5) byly vytvořeny čtyři kategorie označované jako „C1“, „C2“, „C3“ a „C4“. První dvě C1 a C2 přitom mají naplňovat požadavky na IMS, jak jej definuje evropská legislativa (viz výše).

Přesná citace jednotlivých kategorií měření typu „C“ je následující:

- **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 důvodů, je možné přenos údajů provést fyzickým způsobem,
- **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,
- **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

<sup>19)</sup> Přijetím vyhlášky byl současně zrušen původní předpis, který způsob měření elektrické energie v elektrizační soustavě ČR upravoval (byla jím 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).

<sup>20)</sup> Směrnice 2019/944, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU (Text s významem pro EHP.)

*dálkový přenos údajů z technických důvodů, je možné přenos údajů provést fyzickým způsobem*  
*a*

- *ostatní měření kategorie C4, které může být průběhové a může být s dálkovým přenosem údajů.*

Jak z definic vyplývá, kategorie C1 má představovat nejpokročilejší řešení, které kromě dálkového přenosu údajů a standardizovaného komunikačního rozhraní pro poskytnutí dat zákazníkovi, má umět rovněž dálkové odpojení/připojení a omezení výkonu a technické blokování spotřebičů. Kategorie C2 pak neumožňuje dálkovou správu elektroměru ve smyslu jeho připojení/odpojení a omezení výkonu, kategorie C3 pak ani technické blokování spotřebičů.

Další podrobnosti technického charakteru ke kategoriím měření C1 a C2 jsou dále uvedeny v příloze č. 4 vyhlášky. Jsou jednak zaměřeny na kybernetickou bezpečnost (tzv. minimální kryptografické požadavky) a pak technickou úroveň zajišťující spolehlivý a bezpečný provoz.

### 5.1.2 Kteří zákazníci mají být IMS vybaveni

Vyhláška předepisuje (v §5 odst. 2), že měřením typu C1 a C2 – a tedy naplňujícím unijní požadavky na IMS – mají být osazena:

- odběrná místa se spotřebou nad 6 MWh/rok
- výrobní elektřiny s instalovaným výkonem do 10 kW (přímo připojené k distribuční soustavě na napěťové hladině do 1 kV a s přímým měřením),
- odběrná místa s odběrem elektřiny z distribuční soustavy na napěťové hladině do 1 kV, ve kterém je připojena výrobní elektřina s instalovaným výkonem do 10 kW s přímým měřením.

O jaký počet instalací se jedná, je možné stanovit na základě statistik ERÚ o počtech odběrných míst v příslušných distribučních sazbách s rozdělením na výši roční spotřeby elektřiny pro rok 2019. V zemi bylo na konci tohoto roku **více než 6 mil. odběrných míst osazených měřením typu C** (v rozdělení cca 5,3 mil. na maloodběr ostatní – MOO a cca 0,75 mil. maloodběr podnikatelé – MOP), přičemž **cca 0,9 mil.** z nich by splnilo podmínku roční spotřeby více než 6 MWh/rok.

Z podrobnějšího rozdělení současně vyplývá, že tuto hranici budou překračovat především zákazníci s distribučními sazbami předjímacími využívání elektřiny pro současné krytí tepelných potřeb, tedy v dvoutarifních sazbách C25d a výše a D25d a výše, který bude téměř 600 tis. (největší počet OM bude v sazbě D45d, u které se může jednat o více než 250 tis. OM, následované sazbou D25d, kde by hranici splňovalo cca 180 tis. OM, a sazbou C25d, kde to více než 60 tis.).

Z těch, kteří elektřinu pro tepelné účely nevyužívají, a přesto hranici 6 MWh roční spotřeby přesahují, by se jednalo řádově o cca 140 tis. OM (v sazbě C02d by se jednalo o cca 65 tis. a v sazbě D02d pak cca 50 tis.).

V konečném důsledku by tak inteligentním měřením ke konci roku 2027 bylo vybaveno **cca 15 % odběrných míst** osazených měřením typu C, jejichž souhrnná spotřeba bude činit více než 15 TWh, tedy přes 60 % celkové spotřeby elektřiny v kategorii maloodběru dle údajů pro rok 2020.

Přesné rozdělení počtu odběrných míst v kategorii maloodběru v jednotlivých distribučních sazbách uvádí tabulky níže.

Tabulka 8: Počet odběrných míst (OM) v kategorii maloodběru a tedy s měřením typu C v rozdělení na jednotlivé distribuční sazby a s uvedením počtu OM, které v dané sazbě překračují hranici 6 MWh/rok (data za rok 2019)

Sazba	Počet OM celkem	z toho OM k osazení IMS	Spotřeba elektřiny (v MWh/rok)	z toho OM k osazení IMS
<b>MOP celkem</b>	<b>746 631</b>	<b>225 029</b>	<b>7 689 668</b>	<b>7 283 709</b>
z toho:				
C01d	242 012	5 874	240 962	81 866
C02d	261 481	64 504	1 592 609	1 279 943
C03d	17 607	15 285	922 784	919 781
C25d	112 786	62 697	1 809 752	1 786 878
C26d	7 565	6 646	644 558	685 991
C27d	85	16	611	584
C35d	1 465	1 297	93 926	99 710
C45d	52 858	41 514	1 660 056	1 729 311
C46d	1 762	846	21 477	19 899
C55d	402	341	15 235	15 924
C56d	3 143	2 356	77 627	78 700
C60d	8 869	-	0	
C62d	36 596	23 653	610 072	585 122
<b>MOO celkem</b>	<b>5 321 220</b>	<b>683 012</b>	<b>16 203 976</b>	<b>7 943 539</b>
z toho:				
D01d	715 524	4 560	490 268	42 618
D02d	2 797 539	52 015	4 846 602	482 272
D25d	1 047 351	182 617	4 160 522	1 576 452
D26d	64 230	32 645	480 054	381 110
D27d	521	126	1 999	1 224
D35d	11 559	5 537	86 201	67 857
D45d	425 790	264 897	3 897 654	3 484 376
D56d	56 291	49 243	738 672	738 692
D57d	195 428	91 274	1 493 665	1 168 029
D61d	6 987	98	8 339	909
<b>Celkový součet</b>	<b>6 067 851</b>	<b>908 041</b>	<b>23 893 644</b>	<b>15 227 248</b>

Zdroj: Energetický regulační úřad

### 5.1.3 Do jakého termínu se tak má stát

Měřeními typu C1 a C2 mají být osazeny všechny výše uvedené skupiny do 1. července 2027 (protože dotyčné ustanovení vyhlášky má odkladný účinek k tomuto datu) s tím, že rozdělení měření typu C na výše uvedené kategorie má také odkladný účinek, a to až od 1. července 2024. Výše uvedené jinými slovy znamená, že faktické zavádění IMS má oficiálně započít až 1. 7. 2024 a dokončeno o tři roky později.

## 5.2 Zhodnocení a identifikace nedostatků

Zhodnotit referenční plán zavádění IMS je vhodné rozdělit rovněž do několika dílčích bodů/témat.

- Začít lze upozorněním, že termín „*inteligentní měřící systém*“ a přesný výčet jeho funkcí tak, jak jej vymezuje unijní legislativa, nebyl do právního řádu ČR explicitně zakotven. Nenajdeme jej ani v definicích energetického zákona (zákon č. 458/2000 Sb.), ani v předmětné prováděcí vyhlášce k němu. V rámci EU jsme výjimkou ne-li jedinou zemí, která přímo o „*inteligentním měřícím systému*“ nehovoří, a co víc, nemá přesné vymezení jeho funkcionalit. Existence termínu inteligentní měření v důvodové zprávě k vyhlášce je objektivně nepostačující.
- Dalším zajímavým a nikde nezdůvodněným principem je stanovení hranice roční spotřeby, od které má být IMS instalován. V rámci pracovní skupiny, kterou MPO pro přípravu vyhlášky zřídilo, se nepochybně diskuze o hranici roční spotřeby vedla, nicméně oficiální zdůvodnění nebylo v důvodové zprávě k návrhu předpisu předloženém do vnějšího připomínkového řízení uvedeno. Lze se tak domnívat, že tato hranice byla stanovena na základě ekonomického posouzení, o jeho existenci a zjištěních se však nikde nehovoří. Lze dovodit, že od této roční spotřeby bude v odběrném místě typu byt elektrina využívána kromě krytí nezáměnných potřeb (osvětlení, chod spotřebičů) také na tepelné účely, tedy vaření, ohřev vody či vytápění. Je svým způsobem nicméně nelogické, proč nebyla zvolena hranice roční spotřeby 5 MWh/rok, která je dnes využívána v rámci statistického zjišťování průměrných cen elektřiny v zemích EU prováděných Eurostatem). Svou roli v tom pak zřejmě sehrálo rozhodnutí Německa zavádět IMS od stejné výše roční spotřeby. Fakticky to však znamená značné omezení míry penetrace IMS v porovnání s velikostí sektoru malodoběru.
- Z pohledu možných přínosů pro konečné zákazníky se dále jeví jako důležité, že ve vyhlášce ani v zákonu se neuvádí, co unijní legislativa požaduje, tedy aby:
  - (i) Ověřené údaje o historické spotřebě jsou konečným zákazníkům na požádání snadno a bezpečně dostupné bez dalších nákladů a ve vizuálním znázornění.
  - (ii) Neověřené údaje o spotřebě v téměř reálném čase jsou konečným zákazníkům rovněž snadno a bezpečně dostupné bez dalších nákladů prostřednictvím standardizovaného rozhraní nebo dálkového přístupu.
- S tím se současně pojí i absence jakékoliv informace ani pokus o standardizaci rozhraní, jejichž prostřednictvím budou zákazníci získávat údaje o spotřebě, ať už té historické, tak i té v téměř reálném čase. Zvláště v případě té druhé komunikační „linky“ přitom hrozí, že nebude v praxi zákazníky využívána, pokud DSO při organizaci zadávacích řízení na dodavatele IMS nebudou chtít současně představit způsoby faktického využívání této komunikační cesty a znát dopředu její nákladovost.
- Jako důležité se rovněž jeví, že ČR nedokázala kromě samotných požadavků v rámci zmíněného právního předpisu (VOME) dosáhnout shody o jednotném postupu ze strany distribučních společností (DSO) při organizaci výběru společného dodavatele všech nezbytných součástí IMS (tj. inteligentních elektroměrů, komunikačních zařízení a head-end systému). V praxi si tak každý ze tří regionálních DSO, které v zemi působí (ČEZ Distribuce, EG.D a PREdistribuce), organizuje zadávací řízení na dodavatele sám, což omezuje dosažení úspor z rozsahu. Objektivně řečeno, tři samostatně organizované poptávky po několika set tisících měřidlech, navíc se specifickými nároky na kybernetické zabezpečení (které zřejmě zatím nebylo v žádné unijní zemi zatím nasazeno), povedou k podstatně vyšším jednotkovým cenám a tedy celkově vyšším společenským nákladům, které budou promítnuty nakonec do cen distribuce, než pokud by bylo realizováno jedno společné výběrové řízení.

- Při důsledném dodržování termínů a technických požadavků na IMS, jak je nyní předepisuje platná národní legislativa, tak na konci roku 2027 bude mít ČR míru penetrace inteligentního měření na úrovni 15-20 %, zatímco u dalších zemí EU s výjimkou Německa a zřejmě i Maďarska (které stále nemá schválenou národní strategii implementace IMS) bude tento podíl nad 80 %. Případná argumentace Německem, které také nebude mít v daný rok ještě vysoký podíl IMS (zřejmě nepřesáhne 10-15%), však nebude zcela pravdivá, jelikož tato země současně mění od roku 2020 postupně všechny „neprůběhové“ elektroměry za elektronické, z nichž pak bude možné učinit průběhové s dálkovým odečtem (tj. inteligentní) doplněním o inteligentní komunikační bránu (tzv. SMGW); na konci roku 2027 by tak mělo být již v SRN vyměněno zřejmě více než 60% běžných elektroměrů u malodoběratelů za tyto pokročilejší.

Vše výše uvedené lze tak chápat jako objektivní důvod pro hledání jiného a popravdě především významně ambicióznějšího plánu implementace IMS v zemi. K jeho návrhu vede i fakt, že zavádění inteligentního měření může být kofinancováno z dotačních programů, které země může během této dekády využívat, tedy primárně z Operačního programu Technologie a aplikace pro konkurenceschopnost (OP TAK) a Modernizačního fondu (Program Komunerg).

Právě druhý ze jmenovaných podpůrných programů má přitom za účel současně napomáhat k rozvoji energetických společenství, u kterých se jeví souběžný rozvoj instalací IMS jako nezbytná součást jejich možného vzniku a působení.

S vědomím výše uvedeného tak byl vypracován **návrh alternativního modelu, jak zavádění IMS v ČR pojmut**, s cílem zpřístupnit benefity tohoto pokročilého komunikačního nástroje v energetice většímu počtu uživatelů a akcelarovat tím přechod na plně flexibilní a inteligentní systém řízení v oblasti elektroenergetiky.

Vznik robustní komunikační a datové infrastruktury v (elektro)energetice pak dává dobré důvody vhodným způsobem tento koncept rozšířit i na další síťová média, ať už jím jsou dodávky zemního plynu, dálkového tepla a vody. Právě rozšíření IMS určeného pro elektroenergetiku o multi-utilitní měření je nadstavbou, která si vyžádá násobně menší objemy přenesených dat o užití těchto médií (typicky postačují odečty po hodinách či dnech) a tak jejich doplnění může být ekonomicky odůvodněné a umožní i u nich zavést dálkové odečty (k čemuž by jinak při odděleném řešení nedošlo, respektive nikoliv v takové míře).

## 6 ALTERNATIVNÍ METODIKA ZAVÁDĚNÍ IMS V ČR

### 6.1 Specifikace způsobu zavedení

Alternativní metodika zavádění IMS v ČR je založena na následujících principech:

1. **Aktualizovat stávající právní rámec pro zavádění IMS, tj. především vyhlášku č. 359/2000 Sb., a kromě implementace definic a funkcionalit požadovaných na IMS Směrnicí EU č. 944/2019 rozšířit počet odběrných míst, které mají být inteligentními měřidly vybaveny, a současně prodloužit termín implementace do 12ti let od zahájení implementace (tj. do roku 2034).** Pokud dnes musí být každoročně za účelem ověření přesnosti (přecejchování) měněna 1/12 všech instalovaných elektroměrů (předpokládáme-li, že naprostá většina elektroměrů je již statického typu), tedy řádově **cca 0,5 mil. kusů**, navrhujeme ve stejném taktu provést i instalaci IMS. Mezi lety 2024 až 2030 by tak bylo možné stihnout vyměnit 3,5 mil. elektroměrů s tím, že skutečné číslo by mohlo být ještě vyšší (odhadujeme schopnost trhu realizovat výměnu na úrovni 4 mil. elektroměrů, možná i více, budou-li k tomu vytvořeny potřebné instalační kapacity).

První „dodatečnou“ cílovou skupinou by po zákaznících majících roční spotřebu vyšší než 6 MWh měly být **všichni zbývající zákazníci, kteří sice této hranice nedosahují, ale kteří mají pro své OM sjednánu dvoutarifní distribuční sazbu (2T OM)**. Jejich celkový počet aktuálně dle podkladů ERÚ převyšuje hranici 1,2 mil. OM, což jinými slovy znamená, že by se tím navýšil počet instalací IMS na více než 2 miliony OM. Stěžejním a dle našeho názoru legitimním důvodem je možnost zcela ukončit k roku 2027 využívání HDO, které nebude mít po započetí zavádění IMS technický ani ekonomický smysl příliš dlouho udržovat souběžně v provozu. Doporučujeme, aby tato výměna proběhla přednostně a aby byla pokud možno spjata s nasazováním dynamických tarifů. Počet 2T OM přitom může v čase rychle růst, a to v tempu, v jakém budou přibývat instalace OM s tepelným čerpadlem a/nebo dobíjecí stanicí pro elektromobily. Fakticky se tento segment malodoběru může zvýšit do roku 2025 o přinejmenším vyšší desítky tisíc, spíše však ještě více (naš odhad činí ke konci roku 2027 řádově 100 až 200 tis. OM, přihlédneme-li k faktu, že okolo roku 2025 může být ročně u nás prodáváno několik desítek tisíc OA s el. pohonem a stejného rozsahu mohou dosahovat i instalace TČ).

Další cílovou skupinou, na kterou navrhujeme zavádění IMS rozšířit, jsou domácnosti i firmy, které se **stanou členy energetických komunit**. Komunitní energetika bude nabývat několika různých modelů s tím, že z pohledu IMS jsou zajímavé především virtuální propojení OM členů komunitních iniciativ s jimi (spolu)realizovanými výrobnami elektřiny. Naplnění této zásady lze demonstrovat na případu, kdy bude na bytovém domě instalována společná výrobní elektřiny s cílem krýt v budoucnu část potřeb odběrných míst v domě přímou dodávkou elektřiny z výrobního prostřednictvím hlavního domovního vedení. Každá domácnost či přesněji každé OM v domě by tak mělo být vybaveno IMS (postačuje v kategorii C3) s tím, že u těch domácností, které budou k výrobě virtuálně „připojeny“, by IMS byl aktivně využíván pro průběžnou alokaci elektřiny vyráběné výrobnou na připojená odběrná místa v domě (s cílem určit tu část, která bude v rámci vyúčtování spotřebována v domě a tak která nebude dodána do distribuční soustavy). Tento přístup má veliké ekonomické benefity z pohledu konečného zákazníka, jelikož mu umožní – při dobře navrženém systému měření – přizpůsobit své spotřební chování a snažit se o maximální využívání elektřiny vyráběné lokální výrobnou v domě. O jaký počet zákazníků se může jednat, bude dobré podrobit hlubší analýze, v zemi je více než 200 tis. bytových domů s více než 2 mil. byty. Lze odhadovat, že o společné instalace FVE kryjící především potřeby elektřiny obyvatel domu bude veliký zájem a k roku 2025 jich mohou být menší desítky tisíc. Obyvatelé v domě by přitom mohli mít osazen IMS, a to nejen připojené



domácnosti, ale i ostatní zákazníci (u nichž může či nemusí být funkcionální dálkový odečet využívána). S přihlédnutím k obvyklému počtu bytů v bytovém domě (10 až 30 podle velikosti), zda potenciál pro instalaci IMS může dosahovat limitně k roku 2030 vyšší stovky tisíc. Dalším segmentem komunitní energetiky pak budou rovněž takové modely, kdy zákazníci se stanou součástí komunity mající výrobní zdroje v blízkosti místa jejich bydliště či sídla. I v jejich případě přitom bude zřejmě účelné využívat pro vyhodnocování lokálně vyrobené a spotřebované energie IMS.

Třetí skupinou zákazníků z řad maloodběratelů, kteří fakticky budou muset být IMS vybaveni, třebaže jejich roční spotřeba nebude dosahovat požadované hranice, jsou **všichni ostatní zákazníci, které se rozhodnou zúčastnit trhu výkonové/odběrové flexibility** za pomoci některého z nově vzniklých poskytovatelů této služby, tzv. agregátorů. Dá se přitom nicméně očekávat, že tato cílová skupina bude dominována zákazníky, kteří budou spadat do výše uvedených cílových skupin.

Poslední skupinou zákazníků, pro které navrhujeme IMS počínaje rokem 2024 **automaticky nasazovat, jsou ti, žádající o nové OM, tedy investoři do nové bytové i nebytové výstavby**. V letech 2012-2020 se u nás každý rok v průměru vydalo téměř 50 tis. stavebních povolení a dokončilo se cca 16 tis. obytných staveb a dalších 1,5 tis. nebytových budov. V obytných stavbách bylo každoročně cca 25 tis. bytů z toho cca 1/3 v bytových domech a 2/3 v domech rodinných. Pokud by toto tempo nové výstavby bylo zachováno i v této dekádě, jen v letech 2024-2027 by tak bylo možné osadit IMS u řádově více než 100 tis. OM.

Výše uvedená OM by přitom byla přednostně osazována již od roku 2024 (případně bude-li to možné i dříve), což by mělo zajistit na konci roku 2027 řádově **2,5 mil. instalovaných IMS**.

Počínaje rokem 2028 by pak mělo být přistoupeno **k dalšímu rozšiřování inteligentního měření**. S ohledem na charakter OM, které by měly být předmětem výměny jejich elektroměru za inteligentní (často se bude jednat o odběry v bytových domech či u staveb sloužících pro rekreaci), **se jeví jako pragmatické již nepostupovat selektivně, ale zónově**. Přednostně by přitom měla být provedena výměna elektroměru u odběrných míst využívaných pro nebytové účely a dále OM, která zásobují elektřinou obytné prostory využívané pro trvalé bydlení; to znamená byty s nízkou spotřebou situované v bytových a rodinných domech, nikoliv stavbách využívaných pro rekreaci. V zemi bylo dle oficiálních statistik<sup>21</sup> v roce 2011 přibližně 4,1 mil. trvale obydlených bytů (z toho přibližně 2,2 mil. v bytových domech a 1,8 mil. v rodinných domech) a za poslední dekádu se bytový fond zvýšil minimálně o dalších cca 250 tis. bytů. Do konce roku 2023 může objem bytového fondu v zemi přesahovat hranici 4,4 mil. trvale obývaných bytů a z této skupiny bude do konce roku 2027 zřejmě necelá polovina (okolo 2 mil.) IMS osazeny. Zbývat tak bude řádově necelých 2,5 mil. OM majících charakter bytu, které bude nutné inteligentním měřením vybavit. Počet OM v kategorii MOP, které k roku 2028 stále nebudou mít IMS, lze pak očekávat přibližně na úrovni dosahující necelých 0,5 mil. míst.

**Shrnutí, v druhé vlně zahájené od roku 2028 dále by bylo zapotřebí realizovat celkem cca 3 mil. instalací IMS, což by mělo či mohlo být uskutečnitelné do roku 2032 případně 2033.** Rychleji (odhadujeme do roku 2030) bude přitom postup výměny dosažitelný ve městech majících větší podíl bytů v bytových domech; tato hustě obydlená území doporučujeme řešit přednostně, jelikož budou přinášet menší jednotkové náklady na instalaci IMS a mohou být zdrojem dalších služeb.

---

<sup>21</sup>) Viz publikace „Bydlení v České republice v číslech“. Ministerstvo pro místní rozvoj ČR. Praha. Srpen 2019.

Po této etapě pak již budou zbývat OM v obytných stavbách určených pro rekreaci. Zdá se přitom, že se bude jednat o řádově **0,5 až 0,7 mil. OM**. Jejich osazení IMS je logickým posledním krokem s termínem dokončení v roce 2034; v některých případech přitom bude instalace IMS možná a pravděpodobná přitom i dříve, zvláště bude-li se jednat o stavby určené pro rekreaci, které se nacházejí v blízkosti standardní bytové zástavby. A naopak, u osamělých lokalit, které jsou obtížně dosažitelné i bezdrátovým přenosem, může být nakonec zachován běžný elektroměr bez vzdáleného odečtu.

**K výše nastíněnému postupu jsou důvody technické i ekonomické.** Tím, že bude v novelizované vyhlášce nastíněn jasný dlouhodobý cíl plného zavedení IMS, mohou DSO dosáhnout podstatně nižších jednotkových cen pořízení a i nižších provozních nákladů – a to tím, že budou poptávat větší počet elektroměrů při současné nákladové optimalizaci investic do navazující komunikační infrastruktury a následně i do centrálního systému pro správu dat z měření (tzv. Head-end či také Meter Data Management systému).

Prvním zdrojem snížení měrných nákladů je výhled podstatně vyššího počtu instalovaných elektroměrů. Pokud DSO mají pro splnění stávajícího plánu implementace IMS, tj. s termínem dodání v letech 2023-2027, poptat v referenčním scénáři vývoje a s přihlédnutím k očekávanému vývoji okolo 1 mil. inteligentních elektroměrů (společnost ČEZ Distribuce by v poptávkovém řízení měla požadovat zřejmě necelých 600 tis. elektroměrů, společnost EG.D zřejmě necelých 300 tis. elektroměrů a společnost PREdistribuce přibližně méně než 100 tis. elektroměrů), v případě faktického navýšení poptávaného počtu elektroměrů na řádově 2,5násobek ve stejném období (a s možnou opcí na cca 3-3,5 mil. elektroměrů v letech 2028-2034) by mělo být možné docílit úspory z rozsahu v řádu nepochybně vyšších jednotek procent v přepočtu na jeden elektroměr, spíše však ještě více. Navíc, hromadná instalace bude nezanedbatelně snižovat náklady na montáž, zvláště co se týče dopravních nákladů (tj. času vynaloženého pracovníky při dopravě na místa instalace a nákladů na dopravní prostředek).

Druhým zdrojem úspor je pak možnost optimalizovat počáteční i provozní náklady, které budou spojeny s přenosem dat. V současném pojetí jsou v zásadě DSO motivováni přistupovat k implementaci IMS selektivně, což kromě jiného znamená, že poptávají především elektroměry, které jsou vybaveny vlastním modemem pro bezdrátový přenos dat z měřidla do MDM systému s využitím veřejné telekomunikační sítě v licencovaném pásmu typu GPRS, LTE případně již NB-IoT. Toto řešení přímé komunikace „Point-to-Point“ či zkráceně P2P znamená, že elektroměr je co do nákladů pořízení o stovky korun dražší, než pokud by byl zvolen takový, který bude schopen alespoň „v poslední míli“ komunikace přes silovou kabeláž, kde příjemcem dat z elektroměrů je datový koncentrátor situovaný buď v blízkosti či přímo v VN/NN distribuční trafostanici (což je označováno jako tzv. PLC komunikace v režimu Point-to-Multipoint či zkráceně P2MP). Každý elektroměr tak musí být vybaven „SIMkou“ s datovým tarifem, což znamená dodatečné pravidelné měsíční platby (za stávajících cen bezdrátových datových tarifů se bude jednat o desítky Kč za každý měsíc provozu); zatímco u provedení s přenosem dat z elektroměrů do MDM systému za pomoci mezičlánku – datového koncentrátoru může být bezdrátová komunikace zcela vyloučena (může-li DSO využívat optickou komunikační infrastrukturu mezi místem umístění datového koncentrátoru a MDM systémem) anebo omezena jen na přenos dat ze samotného koncentrátoru, který může obsluhovat desítky elektroměrů. Zkušenosti jsou přitom takové, že existence datového koncentrátoru komunikujícího s elektroměry přes PLC a MDM systémem bezdrátově se vyplácí již od 10ti či dokonce „pouhých“ 5ti elektroměrů, nicméně jeden datový koncentrátor může

bezpečně obsloužit 50 až 80 OM<sup>22</sup>; to znamená znatelné snížení celkových – na jeden měřený bod přepočtených – investičních a provozních nákladů, než v případě rolloutu založeném na P2P bezdrátové komunikaci (modelový výpočet v příloze kvantifikující celkové investiční a provozní náklady za dobu 12ti let indikuje možnou úsporu v řádu až jednotek tisíc Kč v přepočtu na jeden měřený bod).<sup>23</sup>

Druhou souběžnou významnou investicí je pořízení MDM systému. Ten bude mít fakticky podobu řídicího a dohledového centra disponujícího odpovídajícími SW a HW prostředky. V jeho případě přitom bude logické uvažovat tak, že jednou bude schopen obsluhovat všechny elektroměry, a to i ty, které jsou dnes typu A i B. Proto již v úvodní fázi zavádění IMS bude nezbytné od něj očekávat rozšíření, a to až na řádově více než 6 mil. OM resp. v odpovídajícím rozdělení na jednotlivé DSO v zemi (předpokládáme cca 60 % na ČEZ Distribuce, 25 % na EG.D a cca 15 % na PREDi). To bude nevyhnutelně znamenat podstatně vyšší měrné náklady na ta OM, která by měla být v referenčním scénáři instalace IMS vybavena.

**Jinými slovy: pokud bychom měli hodnotit nákladovost zavedení IMS v zemi za pomoci měrných nákladů na jedno OM, pak zvolený model rolloutu povede k podstatně vyšším hodnotám, než jaké by bylo možné docílit jasným plánováním celého „AMI“ s úmyslem realizovat kompletní osazení všech či naprosté většiny OM v segmentu maloodběru.**

Pakliže se nepodaří podstatně snížit provozní náklady spojené s bezdrátovým přenosem dat<sup>24</sup>, využívání P2MP na bázi PLC datových koncentrátorů alespoň na „poslední míli“ bude vést k výrazně nižším celkovým životním nákladům (tzv. TCO), samozřejmě s podmínkou, že počtu koncentrátorů bude odpovídat i počet připojených IMS.<sup>25</sup> Správně nastavené výběrové podmínky ze strany DSO by tak měly alespoň pro první sérii elektroměrů požadovat, aby byly schopny obou forem komunikace v modulárním uspořádání; z počátku by elektroměr využíval

---

<sup>22</sup>) Komunikační infrastrukturu na bázi datových koncentrátorů opětovně využívá například Itálie v rámci svého rolloutu elektroměrů 2. generace. V zemi bude postupně v letech 2017 až 2031 vyměněno cca 32 mil. elektroměrů, které budou připojeny k cca 380 tis. datových koncentrátorů. Jinými slovy jeden datový koncentrátor bude schopen obsloužit více než osmdesát elektroměrů.

<sup>23</sup>) Riziko možné vyšší nespolehlivosti přenosů dat mezi elektroměrem a datovým koncentrátozem v důsledku různých rušivých vlivů je možné snížit tím, že elektroměry i datové koncentrátozem budou schopny záložní bezdrátové komunikace v nelicencovaném pásmu 169 MHz; takto postupuje při rolloutu druhé generace ISM Itálie. V případě, že elektroměr není schopen se přes PLC s datovým koncentrátozem do 24 hodin spojit, je schopen přenášet data bezdrátově buď na dotyčný datový koncentrátor případně na jiný v jeho blízkosti, pokud s ním dokáže spojení navázat. Díky tomu jsou zkušenosti z Itálie takové, že se daří odečítat 95 % instalovaných elektroměrů 2. generace každý den (s tím, že odečteny jsou údaje za každých 15 minut, tj. 96 odečtů za den) a data přenést do datahubu do 24 hodin 97 % elektroměrů pak jedenkrát za čtyři dny.

<sup>24</sup>) V zahraničí jsou telekomunikační operátoři schopni nabídnout datové tarify pro využití sítě internetu věcí (NB-IoT) majících měsíční datový limit 500 kB a přitom roční poplatek za cca 10 EUR na tři roky, tedy za méně než 90 korun na jeden rok resp. necelých 7 Kč/měsíc (Zdroj: Společnost M2MM). V případě přenosu dat z elektroměru 1krát za den při současném výběru jen vybraných dat může být takovýto datový limit postačující a při takto nízkém poplatku může být již naopak řešení s P2P bezdrátovou komunikací při vyčíslení investičních a provozních nákladů výhodnější, než při nasazení řešení na bázi P2MP komunikací za pomoci datových koncentrátorů.

<sup>25</sup>) Tyto závěry podtrhuje čerstvá zkušenost z Itálie, kde mají celkové náklady kompletní výměny AMI infrastruktury první generace za druhou dosahující celkem cca 32 mil. elektroměrů (a dalších cca 11 mil. elektroměrů mají být nová odběrná místa zákaznické změny) činit řádově cca 4,3 mld. EUR, což v přepočtu na jeden elektroměr znamená náklad okolo 2,6 tis. Kč; ve významné míře je to dáno tím, že elektroměry byly objednány najednou ve standardu, který si distributor specifikoval sám dle předchozích zkušeností, dále tím, že důsledně je využívána komunikační infrastruktura na poslední míli s datovými koncentrátozem (viz poznámka pod čarou výše) a třetím důvodem k tomu je vysoké zastoupení jednofázových elektroměrů (reprezentují cca 90 %).

pro přenos dat P2P bezdrátovou komunikaci a po vybudování PLC infrastruktury by byl přepojen na tento způsob přenosu dat.

2. **Vhodným technickým předpisem jasněji vymežit parametry zákaznického rozhraní (tj. takzvaného portu H1 případně P1).** S přihlédnutím k praxi, jaká byla zavedena v některých, více pokročilých zemích EU, se jeví jako vhodné jasně vymežit následující aspekty:

- a. **Typ fyzického rozhraní (portu)** – tuzemští DSO zamýšlejí požadovat či preferovat fyzické rozhraní v podobě portu RS-485; jeho nevýhodou však je, že ve svém standardním provedení má pouze dvojici kabelů pro přenos dat a nikoliv kabeláž, s jejíž pomocí by mohlo být napájeno i zákaznické zařízení přenášející data k zákazníkovi (a tím si nevyžadovalo baterii); dobrou inspirací je využití rozhraní bez fyzického portu vysílající data do odběrného místa po silové kabeláži za pomoci protokolu SMITP přes PLC v pásmu C (Itálie), anebo rozhraní s galvanickým oddělením a konektorem RJ12, které obsahuje i napájení 5V s max. odběrem 250 mA (využíván v zemích Beneluxu a Švédsku).
- b. **Způsob komunikace** – unijní legislativa požaduje jednosměrné směrem k zákazníkovi, což má především bezpečnostní aspekt
- c. **Komunikační protokol** – zde je logické využít již zavedený komunikační protokol DLMS/COSEM, pro jehož nasazení v takovéto aplikaci již byly vyhotoveny ze strany IEC potažmo CEN a ČSN podkladové normativní specifikace. Konkrétně se jedná o normy ČSN EN 62056-21 (Měření elektrické energie - Výměna dat pro odečet elektroměru, řízení tarifu a regulaci zátěže - Část 21: Přímá místní výměna dat) a ČSN EN 62056-7-5 (Výměna dat pro odečet elektroměru - Soubor DLMS/COSEM - Část 7-5: Přenosové profily místních dat pro místní sítě). Využíván by měl být protokol pracující v tzv. režimu D komunikace dle první ze jmenovaných norem (předepisuje jednosměrný datový přenos o pevné rychlosti 2400 Bd umožňující pouze odečet dat)
- d. **Formát přenášených dat** – data navrhneme přenášet v jednoduchém formátu ASCII, aby se usnadnila jejich interpretace v přijímacím zařízení/aplikaci
- e. **Jaké informace by byly přes rozhraní zpřístupněny** – mělo by se jednat o všechny údaje, které jsou jinak viditelné na displeji elektroměru
- f. **Interval přenosu dat** – data by měla být dostupná v intervalu každých 10 vteřin a doporučuje se odeslat celou sadu dat najednou.
- g. **Způsob aktivace** – port by měl být na přání zákazníka jak být aktivován, tak i deaktivován.

V příloze jsou uvedeny dva obdobné standardy, kterými byla provedena specifikace portu H1 resp. P1 pro rollout IMS v Nizozemí (v angličtině) a Švédsku (ve švédštině). Obdobně přitom postupovala i Itálie, jejíž normalizační institut CEI vydal přímo národní normu.<sup>26</sup>

---

<sup>26)</sup> Italský normalizační institut pro standardizaci (CEI) vydal pro specifikaci komunikace dat z elektroměru přímo zákazníkům přímo národní normu nesoucí titul „*Electricity metering equipment – Communication with end-user devices*“ a mající celkem čtyři části, konkrétně část 1. (CEI TS 13-82 – use cases), část 2. (CEI TS 13-83 – Data model and application layer), část 3–1 (CEI TS 13-84 – PLC protocol stack in the frequency band 125 kHz - 140 kHz (C band)) a část 3–2 (CEI TS 13-85 – Protocol stack in the RF band 169 MHz). V současnosti pak CEI připravuje ještě část 4., v které hodlá specifikovat možnou komunikaci přes bezdrátový přenos NB-IoT.

Vznik obdobného dokumentu v českých podmínkách umožní kromě sjednocení postupu jednotlivých DSO současně i schopnost trhu nabídnout na jeho základě funkční zákaznická zařízení, s jejichž pomocí bude možné data o téměř reálné spotřebě skutečně zákazníkům zprostředkovat a tím je i účelně využívat.

Bude-li trváno ze strany DSO na využívání sběrnice a fyzického portu RS-485, pak doporučujeme státním institucím vyžadovat specifickou úpravu tohoto rozhraní tak, aby obsahovalo současně i dvojici kabelů pro přívod el. energie na takové napěťové a proudové úrovni, ze které by bylo možné napájet zákaznická zařízení přenášející data zákazníkovi (viz dále). Alternativní možností je požadovat, aby na elektroměru bylo umístěno ještě další rozhraní, které napájecí napětí o běžných standardech (5 V DC) bude obsahovat, což může být například USB.

3. **Podpořit vývoj zákaznického zařízení, s jehož pomocí bude možné zákazníkům zobrazovat data o téměř reálné spotřebě** – Za nesmírně důležité se dále jeví zajistit vývoj zákaznických zařízení, s jejichž pomocí je možné pak data z portu H1 zákazníkům zprostředkovat. Konkrétní pojetí zařízení může být předmětem soutěže mezi možnými dodavateli, zkušenosti ze zahraničí indikují tři možné varianty pojetí:

- a. Zákaznické zařízení s přenosem dat směrem k zákazníkovi za pomoci bezdrátového spojení bluetooth (s integrovaným SW pro přenos dat do mobilní aplikace instalované zdarma zákazníkem do svého mobilního telefonu)
- b. Zákaznické zařízení s přenosem dat směrem k zákazníkovi za pomoci bezdrátového spojení WiFi (s integrovaným SW pro přenos dat a jejich zobrazením v internetovém prohlížeči)
- c. Zákaznické zařízení s přenosem dat směrem k zákazníkovi za pomoci bezdrátové sítě NB-IoT, tj. přes cloudovou službu
- d. Zásuvkový modul s integrovaným webserverem, je-li přenos z elektroměru do prostor pojat přes PLC-C (jako tomu je v Itálii).

V příloze jsou uvedeny pro každé z řešení konkrétní příklady, jak může být zákaznické zařízení pojata. Velmi důležité bude, aby toto provedení bylo cenově příznivé. Ceny zákaznických zařízení, které jsou nabízeny v Itálii, dosahují několika desítek EUR bez DPH, což je relativně příznivé.

4. **Umožnit využívání multiutilitního měření v odůvodněných případech** – Poslední důležitou dodatečnou změnou vůči referenčnímu pojetí implementace ISM v zemi je návrh na doplnění alespoň možnosti či lépe připravenosti zvolených technologií AMI na (třeba i pozdější) zavedení dálkového odečtu dalších měřidel, tedy vodoměrů, kalorimetrů a plynometrů.

Vzhledem k tomu, přední výrobci nabízejí zákazníkům tzv. modulární architekturu, je možné již při nákupu elektroměrů požadovat připravenost osadit elektroměr komunikačním modulem, s jehož pomocí by bylo možné odečítat stavy až několika dalších měřidel. Jelikož nepsaným standardem pro komunikaci s těmito typy měřidel je dnes komunikační protokol M-Bus, výrobci elektroměrů jsou schopni nabídnout řešení přenášející data z odečtů ostatních měřidel za pomoci kabeláže i bezdrátově (tzv. wM-Bus).

## 6.2 Stanovení vícenákladů na pokročilé řešení a jeho přínosů

Dodatečné náklady nastíněného alternativního pojetí implementace AMI v ČR lze rozdělit do několika dílčích kategorií.

Každý dodatečně instalovaný ISM bude znamenat navýšení počátečních nákladů o menší jednotky tisíc Kč a během předpokládaného funkčního života elektroměru bude nutné očekávat výdaje v řádu několika dalších set (v případě P2MP) případně až několik tisíc korun českých (zatím vyšší provozní náklady se dají očekávat v případě P2P komunikace).

Další dodatečné především počáteční náklady je pak nutné očekávat na pořízení zákaznického zařízení pro přenos dat přímo z elektroměru a jejich zobrazení zákazníkovi v jeho preferovaném zobrazovacím zařízení a pak případné osazení elektroměru dodatečným komunikačním modulem pro případný multiutilitní sběr dat z měřidel jiných médií.

Lze odhadovat, že zatímco referenční plán zavádění AMI v zemi může dosahovat menších jednotek miliard Kč (náš hrubý odhad je 4-5 mld. Kč pro prvních 0,9 až 1 mil. elektroměrů), navýšení počtu instalovaných elektroměrů o dalších 4-4,5 mil. kusů zvýší celkové investice o řádově **12 až 15 miliard Kč**, a při započtení nákladů na zákaznické zařízení a multiutilitní odečet dat pak ještě při teoretickém 100 % nasazení těchto dodatečných funkcionalit u všech IMS o **5-10 mld. Kč více**.

Považovat tyto náklady za dodatečné je však diskutabilní, je objektivně potřebou přistoupit k digitalizaci elektroenergetiky a čím později k tomu dojde, tím vyšší skryté náklady (ušlé příležitosti) to bude vytvářet/generovat.

Míra přínosů však nemusí být nikterak malá. Tím, že elektrizační soustava získá další cenné kontinuálně sledované koncové odběry potažmo zdroje, bude významně přiblížena k takzvané „smart grid“, z čehož bude možné generovat řadu synergických efektů; především nastupující elektrifikace konečné spotřeby v užití tepla a mobility a rovněž pak decentralizovaná výroba významně v příštích letech zvýší nároky na řízení výkonové (s)potřeby na místní stejně tak i národní úrovni. Bez objektivně pokročilého systému měření s obousměrným přenosem dat by nebylo možné dosáhnout tak vysoké penetrace, jaká může časem být dosahována.

Druhým nikoliv zanedbatelným přínosem bude vyšší informovanost konečných zákazníků a s tím spojená možnost podrobněji odběrná míst v maloodběru z hlediska jejich potřeb energie v čase vyhodnocovat a za pomoci různých analytických nástrojů identifikovat možná zefektivnění. Právě tento druhý aspekt byl jedním z hlavních důvodů k rozšíření zákonných požadavků definovaných pro IMS v rámci unijní legislativy.

Z výše uvedeného vyplývá, že otázka hromadného zavedení AMI v zemi není objektivně položena ve smyslu „zda ano“ ale pouze a jen „do jakého roku“. Rychlý technologický pokrok a ambiciózní klimatické cíle přitom odpověď posouvají v čase stále více dopředu, při kritickém pohledu na věc možná již do poloviny tohoto desetiletí a nikoliv o dalších 10-15 let později.

## 6.3 Možnosti kofinacování nákladů (rychlejší) implementaci AMI

Nikoliv nevýznamným důvodem, který rychlejší zavádění AMI v zemi opodstatňuje, je možnost část počátečních nákladů kofinancovat z nyní připravovaných dotačních titulů kofinancovaných z evropských prostředků.

První příležitostí je **Operační program Technologie a aplikace pro konkurenceschopnost (OP TAK)**, v rámci kterého mohou DSO působící mimo území hl. m. Prahy během let 2022 až 2029 připravit a realizovat mj. implementaci AMM řešení s podporou dosahující až 40 % způsobilých nákladů.

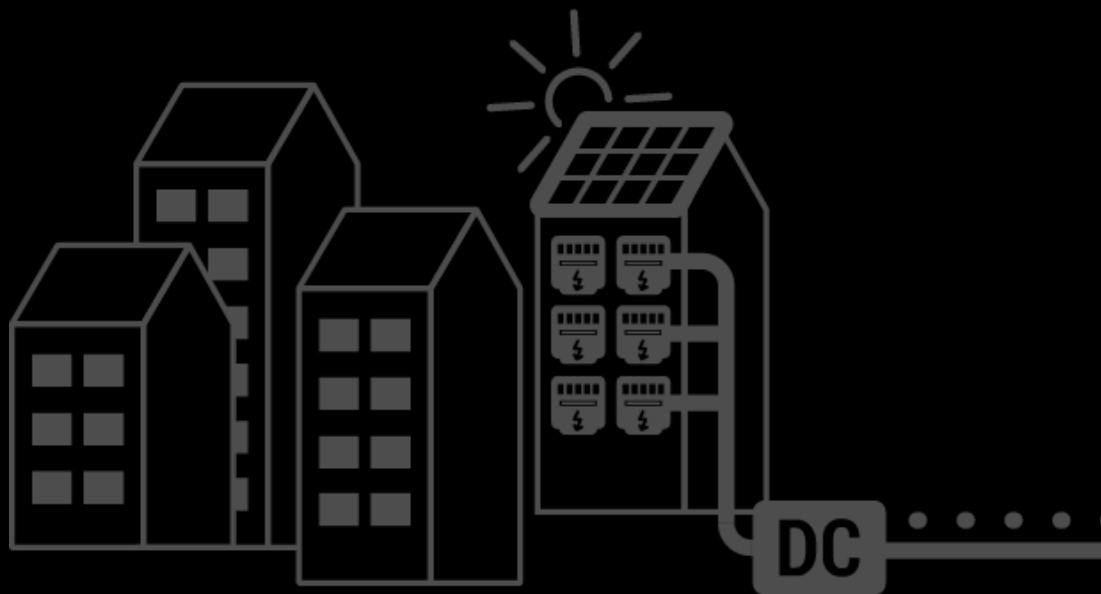
V rámci specifického cíle 4.3 nesoucího titul *„Rozvoj inteligentních energetických systémů, sítí a skladování vně transevropské energetické sítě TEN-E“* bude k dispozici několik mld. Kč a bude a jen na míře zájmu ze strany způsobilých žadatelů, zda tuto možnost využijí.

Bude přitom bez pochyby možné připravit žádost na rozšíření zavádění IMS v zemi způsobem, jaký je nastíněn, a tato žádost může být schválena. První výzva pro tento specifický cíl by měla být vyhlášena ještě letos a způsobilé náklady k podpoře je možné vytvářet ihned po řádném podání žádosti (jinými slovy po termínu podání žádosti je možné např. oficiálně dokončit výběrové řízení a uzavřít smlouvu s vybraným dodavatelem).

Dalším dotačním titulem, který by měl rozšiřování IMS podporovat, je Národní plán obnovy (NPO). V jeho subkomponentě 2.5.3 bude podporován rozvoj komunitní energetiky a na roky 2022 až 2025 bude za tímto účelem vyčleněno 100 mil. Kč. Prostředky budou určeny na neinvestiční výdaje spojené se vznikem energ. společností a část z těchto prostředků bude s vysokou pravděpodobností určena i na úhradu poplatků za předčasné nasazení IMS. Prostředky budou vypláceny prostřednictvím dotačního programu NZÚ 2030. Po vyčerpání této alokace pak bude v podpoře za stejných či obdobných podmínek pokračovat Modernizační fond a v jeho rámci připravovaný program **KOMUNERG**.

K programu NPO lze pak ještě poznamenat, že v případě jeho revize, ke které má dojít během tohoto roku, je představitelná i možnost začlenit do jeho aktualizovaného znění i rychlejší zavádění IMS na území Prahy, jejíž území je z působnosti OP TAK vyjmuto. Podmínkou NPO však bude kofinancování nákladů vynaložených jen konce roku 2025 resp. 2026.

# PŘÍLOHY





## PŘÍLOHA 1.: PODKLADOVÁ DATA

Tabulka 9: Počet odběrných míst (OM) v kategorii malooběru a tedy s měřením typu C v rozdělení na jednotlivé distribuční sazby (data za rok 2019) a alternativní plán jejich postupného osazení IMS, jak jej navrhuje studie

Sazba	Počet OM celkem	Etapa 1. (2024-2027)	Etapa 2. (2028-2032)	Etapa 3. (2032-2034)
<b>MOP celkem</b>	<b>746 631</b>	<b>cca 300 tis.</b>	<b>cca 450+ tis.</b>	<b>0</b>
z toho:				
C01d	242 012	5 874	236 833	
C02d	261 481	64 504	194 936	
C03d	17 607	15 285	1 270	
C25d	112 786			
C26d	7 565			
C27d	85			
C35d	1 465			již osazeno 100 %
C45d	52 858	225 531	již osazeno 100 %	
C46d	1 762			
C55d	402			
C56d	3 143			
C60d	8 869			
C62d	36 596			
<b>MOO celkem</b>	<b>5 321 220</b>	<b>cca 1 830 tis.</b>	<b>cca 2 až 2,5 mil.</b>	<b>cca 0,5 až 0,7 mil.</b>
z toho:				
D01d	715 524	4 560	0	0,5 až 0,7 mil.
D02d	2 797 539	52 015	2 až 2,5 mil.	
D25d	1 047 351			
D26d	64 230			
D27d	521			
D35d	11 559	1 808 157	již osazeno 100 %	již osazeno 100 %
D45d	425 790			
D56d	56 291			
D57d	195 428			
D61d	6 987			
<b>Celkový součet</b>	<b>6 067 851</b>	<b>~ 2 až 2,5 mil.*</b>	<b>~ 2,5 až 3 mil.*</b>	<b>0,5 až 0,7 mil. *</b>

\*) Horní hranice při započtení nových odběrných míst

Tabulka 10: Rozhodné statistiky za jednotlivé distribuční společnosti v zemi (údaje za rok 2020)

Distributor	ČEZ	EG.D	PREDi	Celkem
Počet vlastních transformačních stanic	47 115	19 724	3 237	70 076
Počet odběrných míst MO	3 712 173	1 528 249	814 902	6 055 324
maloodběr podnikatelé – nn	439 857	181 083	126 641	747 581
maloodběr domácnosti – nn	3 272 316	1 347 166	688 261	5 307 743
<b>Počet OM MO na trafostanici</b>	<b>79</b>	<b>77</b>	<b>252</b>	<b>86</b>

Tabulka 11: Typové výpočty nákladovosti IMS řešení na bázi P2P resp. P2MP komunikace

Parametr	Jednotka	Hodnota
Cena elektroměru typu P2P	Kč bez DPH	2 750
Datový tarif pro jeden elektroměr ve standardu P2P	MB/měsíc	100
Cena	Kč/měsíc	7
Náklady za rok	Kč/rok	84
<b>Souhrn počátečních a provozních nákladů za 12 let</b>	<b>Kč bez DPH</b>	<b>3 758</b>
Cena elektroměru typu P2MP (o 20 % levnější než P2P)	Kč bez DPH	2 200
Alikvotní podíl datového koncentrátoru (1/50 jeho ceny)	Kč bez DPH	350
Datový tarif pro jeden DC (1/50)	MB/měsíc	5 000
Cena (resp. 1/50 její výše připadající na jeden elektroměr)	Kč/měsíc	5
Náklady za rok	Kč/rok	60
<b>Souhrn počátečních a provozních nákladů za 12 let</b>	<b>Kč bez DPH</b>	<b>2 920</b>

## **PŘÍLOHA 2.: PŘÍKLADY STANDARDŮ SPECIFIKUJÍCÍCH PORT H1 PRO PŘÍMÉ POSKYTOVÁNÍ DAT ZÁKAZNÍKOVI Z VYBRANÝCH ZEMÍ**

Na samostatných listech jsou představeny standardy vyhotovené v následujících zemích:

1/ Nizozemí

2/ Itálie

3/ Švédsko

---

# P1 Companion Standard

*Dutch Smart Meter Requirements*

---

Date: **February 26<sup>th</sup> , 2016**  
Version: **5.0.2**  
Status: **Final**

---

## CONTENTS

1	Introduction .....	4
1.1	Scope .....	4
2	System architecture .....	5
3	Abbreviation list .....	5
4	Normative References .....	5
5	Physical Interface Characteristics.....	6
5.1	Physical connector.....	6
5.2	User safety.....	6
5.2.1	Installation Category .....	6
5.2.2	Galvanic Isolation .....	6
5.3	Power supply .....	8
5.3.1	Voltage characteristics.....	8
5.3.2	Current characteristics.....	9
5.4	Variable load on power supply.....	10
5.5	Metering system protection.....	11
5.5.1	Avoidance of influencing the Metering System through P1 port.....	11
5.5.2	Short circuits .....	11
5.5.3	External OVP (Overvoltage Protection).....	11
5.5.4	ESD – Electrostatical Discharge .....	12
5.6	P1 OSM protection .....	12
5.7	P1 Data interface specification .....	12
5.7.1	“Data Request” line specification .....	12
5.7.2	“Data” line specification .....	13
5.7.3	Addressing of the Metering System.....	13
5.8	P1 signal levels.....	14
6	Protocol Description.....	15
6.1	Transfer speed and character formatting.....	15
6.2	Data readout .....	15
6.3	End of transmission .....	16
6.4	Representation of COSEM objects.....	16
6.5	Representation of COSEM Data Type octet-string (tag 9) .....	17
6.6	Representation of COSEM Data Type bit-string (tag 4) .....	17
6.7	Representation of COSEM Data Type boolean.....	18
6.8	Representation of COSEM Data Type enum.....	18
6.9	Representation of COSEM objects.....	18

6.10	Representation of M-Bus values.....	18
6.11	Representation of Profile Generic – Power failure logs .....	19
6.12	Representation of P1 telegram .....	19
6.13	Example P1 telegram .....	24
7	Data objects .....	26
7.1	Electricity data .....	26
7.2	Messages .....	27
7.3	Gas Data.....	27
7.4	Thermal Data .....	27
7.5	Water Data.....	28
7.6	M-Bus Data of a fourth M-Bus device (for example a slave E-meter to measure electricity production).....	28
7.7	Change of M-Bus device .....	28

# 1 INTRODUCTION

## 1.1 Scope

This document provides a companion standard for an Automatic Meter Reading (AMR) system for electricity, thermal (heat & cold), gas, water and hot water meters. The scope of this standard is the end-consumer (P1) interface for:

- Residential electricity meters
- Residential thermal (heat & cold) meters
- Residential gas meters
- Residential water meters

This companion standard focuses on the P1 interface for gas, thermal (heat / cold), and water meters. There is no separate interface for electricity meters since these meters are technically part of the metering system.

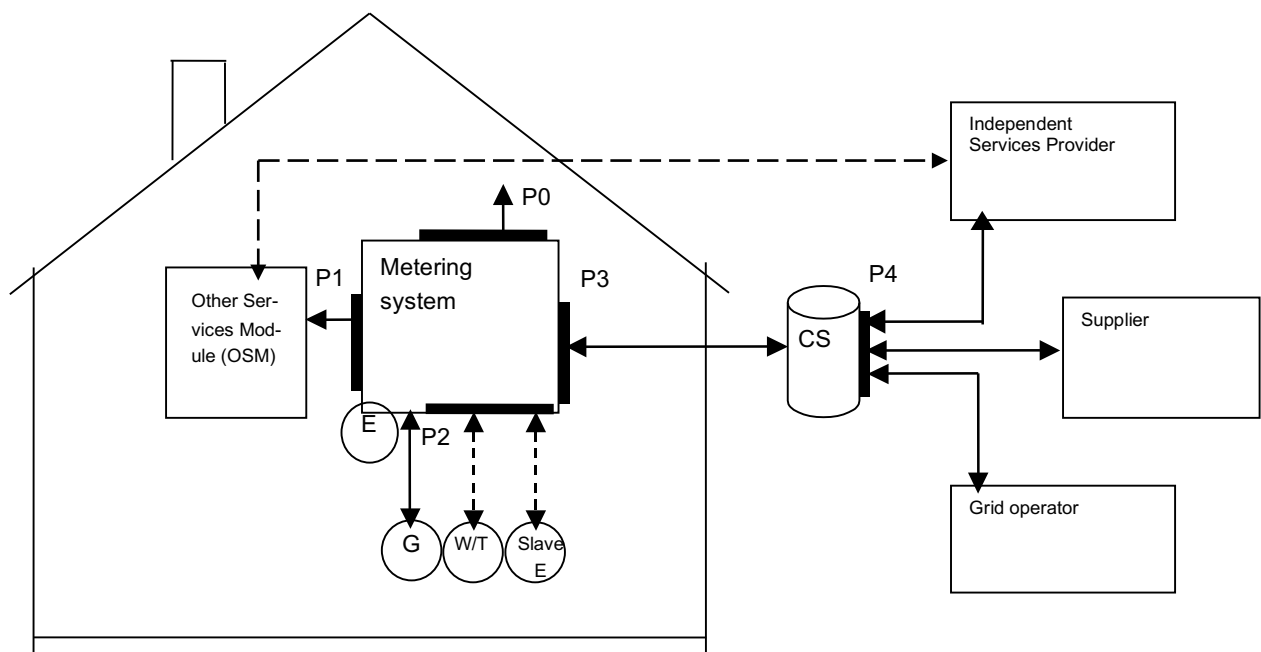


Figure 1-1: Meter interfaces overview.

The goal of this companion standard is to reach an open, standardized protocol implementation and functional hardware requirements related to the communication between several types of Service Modules and a Metering System. Any specification in this standard is intended to encourage suppliers to develop their hardware and software in a common direction. Standardised protocols and hardware specifications are referred to as much as possible.

This companion standard is the result of a combined effort of the major Dutch grid operators.

## 2 SYSTEM ARCHITECTURE

The interface is based on the following:

- Simple installation by customer;
- Simple and clearly defined interface;
- Low cost for the installation itself;
- Low cost for the customer installing, operating and maintaining the interface;
- Safe for the customer;
- The metering system or the data in it cannot be compromised.

The interface is based on NEN-EN-IEC 62056-21 (Electrical metering-Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 21: direct local data exchange, 2002-05).

This companion standard holds physical characteristics and protocol definitions for the interface.

## 3 ABBREVIATION LIST

ESD	ElectroStatic Discharge
IEC	International Electrotechnical Commission
GND	Ground
OSM	Other Service Module
OVP	Over Voltage Protection

## 4 NORMATIVE REFERENCES

The following standards are referred to in this company standard. For undated references the latest edition applies.

Ref.No.	Document	Description
1.	IEC 62056-21	Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 21: Direct local data exchange
2.	IEC 62056-61	Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 61: OBIS Object Identification System
3.	IEC 60747-5-5	Electrical Safety Standard
4.	IEC 61000-4-2	Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4-2: Testing and measurement techniques—Electrostatic discharge
5.	IEC 61010	Safety Requirements for Electrical Equipment for Measurement, Control, and Laboratory Use
	AmvB	Algemene maatregel van Bestuur “Besluit op afstand uitleesbare meet- inrichtingen”

**Table 4-1: Normative References**



## 5 PHYSICAL INTERFACE CHARACTERISTICS

This specification is based on the use of one OSM-device. It is however possible to use more devices by using an active or passive hub or repeater (not in scope of this document).

### 5.1 Physical connector

The P1 port connector type is RJ12. The Metering System holds a female connector; the OSM (Other Service Module) connects via standard RJ12 male plug.

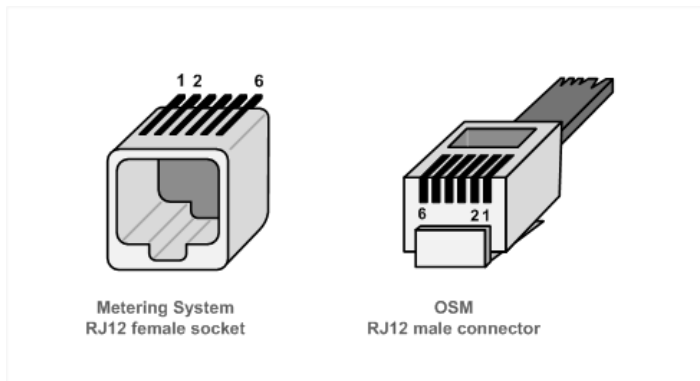


Figure 5-1: Physical connectors.

The P1 connector in the Metering System must be accessible at all times and should not be sealed or protected by a sealed cover. The P1 pin assignment is detailed in the table below:

Pin #	Signal name	Description	Remark
1	+5V	+5V power supply	Power supply line
2	Data Request	Data Request	Input
3	Data GND	Data ground	
4	n.c.	Not connected	
5	Data	Data line	Output. Open collector
6	Power GND	Power ground	Power supply line

Table 5-1: Physical connector pin assignment

### 5.2 User safety

#### 5.2.1 Installation Category

The P1 interface (being integral part of the entire Metering System) has to fulfil the requirements for Installation Category IV, meaning impulse withstand voltages = 6000 V.

See IEC standard - Ref [5].

#### 5.2.2 Galvanic Isolation

The P1 port lines must be galvanically isolated from the mains, including +5V power supply line.

To secure a user of P1 port from electric shock, and at the same time to protect the Metering System against any kind of reversed connection, and to avoid the possibility of influencing the Metering System through the P1 port, **all the lines** of P1 port must be galvanically isolated from the mains (Including +5V power supply line).

To achieve galvanic isolation and to lower the possibility of influencing the Metering System through the P1 port, the signal lines (Data and Data Request) must be equipped with optocouplers.

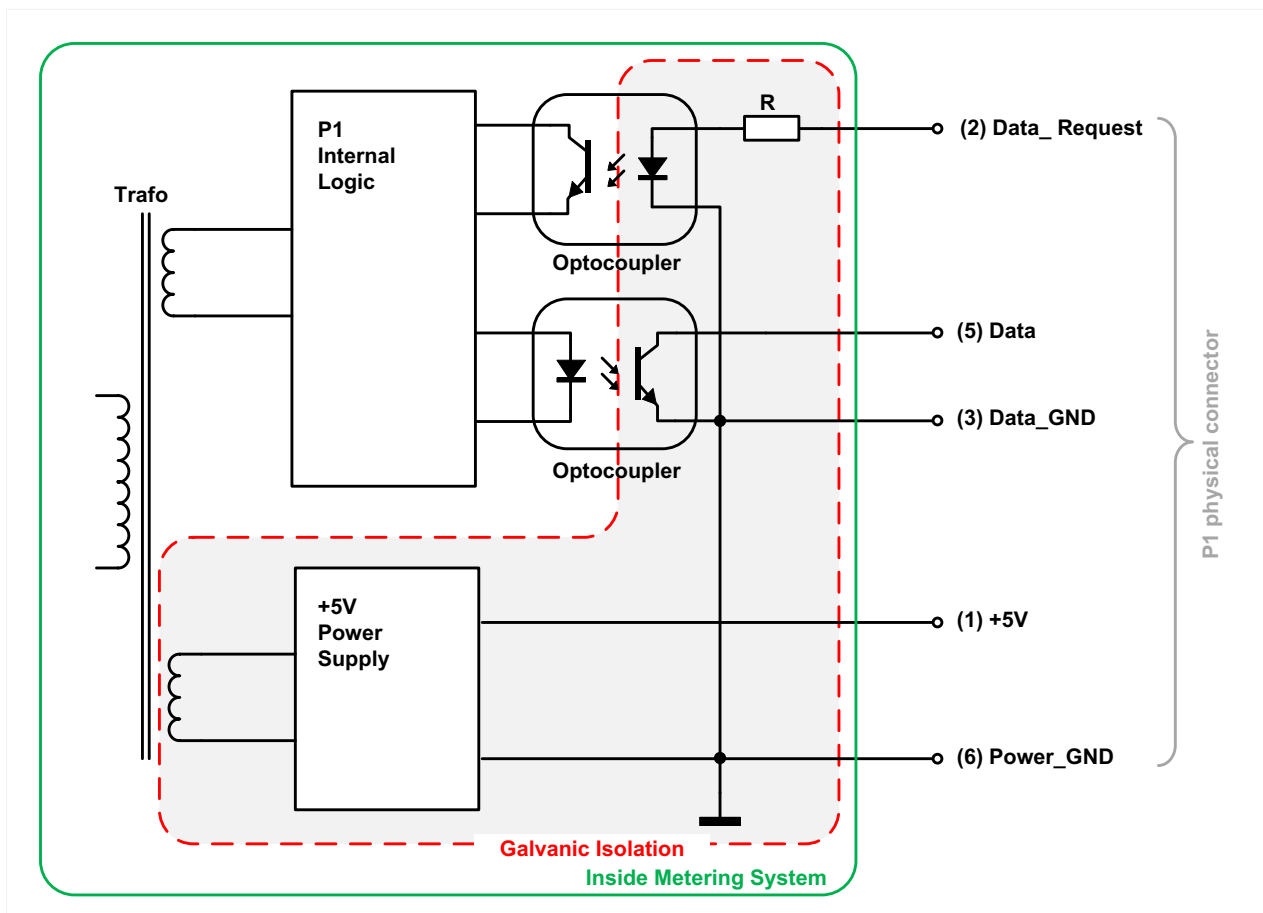


Figure 5-2: Galvanic isolation from the mains.

The P1 port design (including optocouplers) must adhere to the relevant IEC standards for measurement equipment.

**Epecially:**

IEC 60747-5-5 - Electrical safety standard. Ref [3].

IEC 61010 - Safety Requirements for Electrical Equipment for Measurement, Control, and Laboratory Use. Ref [5].

### 5.3 Power supply

The “+5V” power supply line is meant to provide a power source to OSM devices, to enable their ability to process and transfer received metering data further wired or wireless (i.e. via Bluetooth or Wi-Fi technologies).

The power consumption of the P1 circuitry shall **NOT** be included in the register values of the Electricity meter.

#### 5.3.1 Voltage characteristics

The P1 interface must provide stable +5V DC power supply via “+5V” (pin 1) and “Power GND” (pin 6) lines.

“+5V” voltage and its tolerances are defined as follows:

- Nominal voltage  $U_L = 5,0 \text{ V}$
- Maximum voltage allowed  $U_{L\_MAX} \leq 5,5 \text{ V}$  at  $I_L = 0 \text{ mA}$
- Minimum voltage allowed  $U_{L\_MIN} \geq 4,9 \text{ V}$  at  $I_L = I_{L\_CONT} = 250 \text{ mA}$

The “Allowed Voltage” window is presented on the picture below:

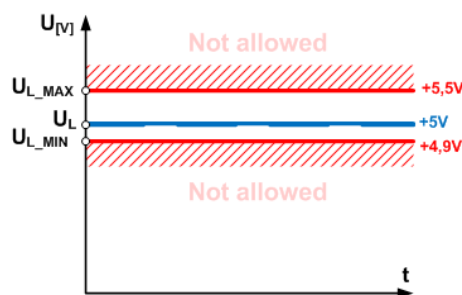


Figure 5-3: Allowed voltage window.

The “Ripple Voltage”  $U_{RIPPLE\_MAX}$  at  $I_{L\_CONT} = 250 \text{ mA}$  must not exceed 2% of a nominal voltage ( $U_L$ ).  $U_{RIPPLE\_MAX} \leq 100\text{mV}$  (pp - peak to peak), for frequencies lower or equal to 100 Hz. Defined at pure resistive load.

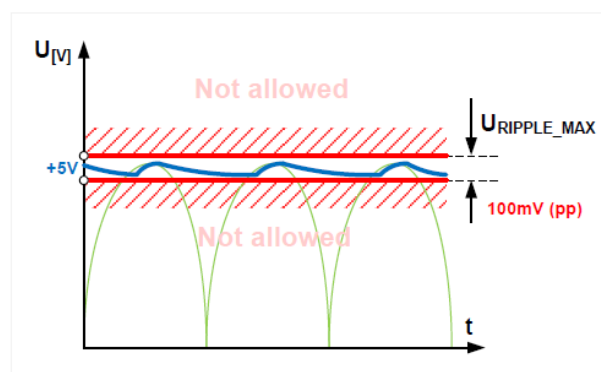


Figure 5-4: Ripple voltage window.

The “Noise Level”  $U_{\text{NOISE\_MAX}}$  must not exceed  $\leq 50\text{mV}$  peak to peak, for frequencies higher than 50 kHz. Defined at pure resistive load.

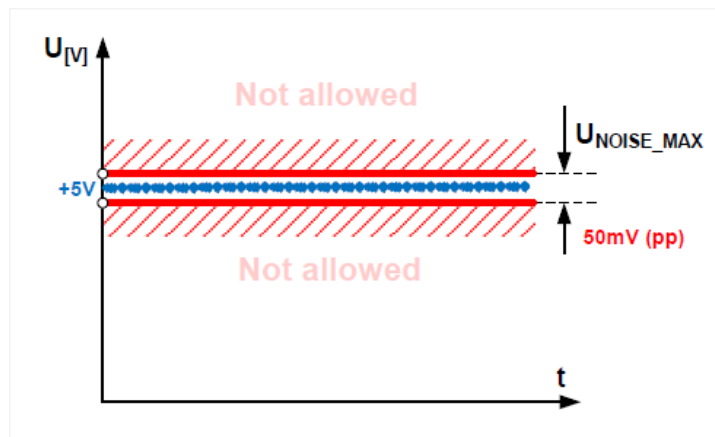


Figure 5-5: Noise level window.

### 5.3.2 Current characteristics

The power supply must be able to continuously supply current  $I_{\text{L\_CONT}} \leq 250 \text{ mA}$ .

The power supply line must be equipped with an overload / overcurrent mechanism, protecting P1 interface from excessive current by immediately shutting off the flow of current when it exceeds a level of  $I_{\text{L\_MAX}} \geq 300 \text{ mA}$ .

The tolerance of triggering the overload / overcurrent mechanism should stay between  $I_{\text{L\_CONT}} + 10\text{mA} \geq 260 \text{ mA}$  and  $I_{\text{L\_MAX}} \leq 300 \text{ mA}$ .

The overload / overcurrent mechanism must be implemented as a “fold back” technology (see section 5.5.2).

#### 5.3.2.1 Inrush Current

Once the OSM device is connected to the P1 port (depends on OSM internal design), its power supply unit may require to use an excessive current for a very short period of time (usually for less than 1 ms). Such current is often called: an “Inrush current”.

The power supply must be able to cope with an Inrush current, caused by the OSM.

The E-meter must be able to withstand a typical “Inrush current” from a circuit as presented in the picture below.

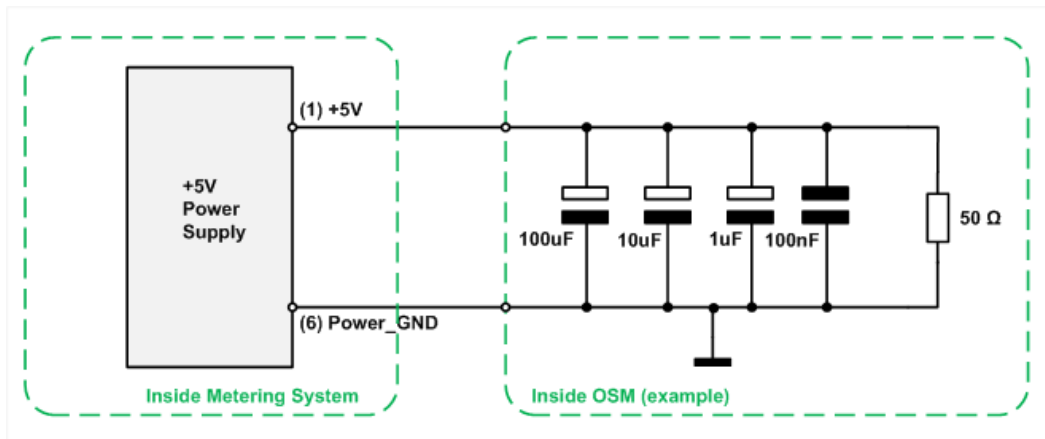


Figure 5-6: Inrush current circuit example.

#### 5.4 Variable load on power supply

The OSM devices may incorporate radio technologies such as Bluetooth and Wi-Fi. Such devices usually have a specific characteristic of power consumption. To ensure the correct operation of these type of devices, the P1 “+5V” power supply must be able to cope with variable load.

If the load at OSM side remains within acceptable range (up to 250 mA), the power supply must provide accurate and continuous voltage regardless of the nature of load changes.

An example of a “Load Test Pattern” is presented on the picture below. The exemplary “load change periods” could be: 2 ms, 20 ms, 200 ms, and 2 s.

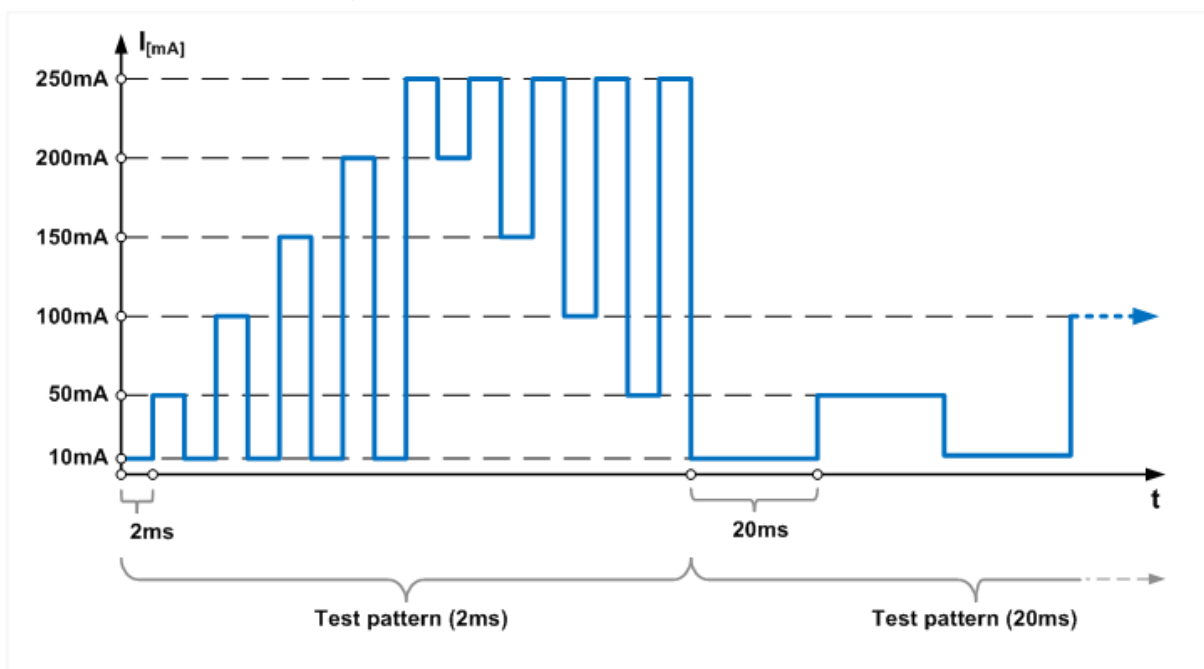


Figure 5-7: Variable load – test pattern example

## 5.5 Metering system protection

This section describes the protection of the metering system seen from the P1 port side.

### 5.5.1 Avoidance of influencing the Metering System through P1 port

It must not be possible to influence the Metering system in any way through the P1 port (except from requesting and receiving data, and getting +5V power supply as specified in section 5.3).

Especially it shall not be possible to interrupt or block in any way the other modules/ports/parts of the Metering System (i.e. by maliciously manipulate the “Data Request” line).

See also section 5.2.2 – Galvanic isolation.

### 5.5.2 Short circuits

The “+5V” power supply line of the P1 port shall be able to withstand long lasting short circuits.

The maximum “short circuit current” has to be limited to 50 mA.  $I_{SC} \leq 50 \text{ mA}$ .

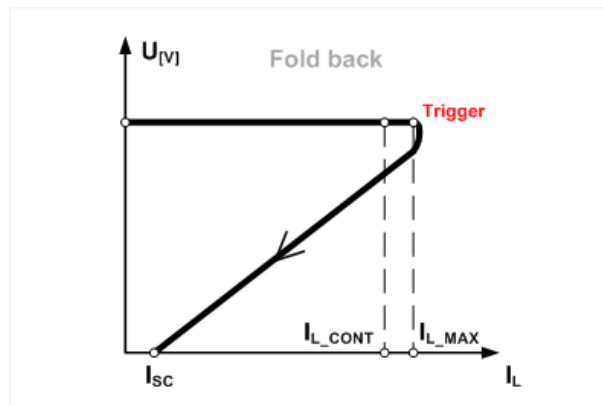


Figure 5-8: Over current / short circuit graph example.

Once the short circuit / over current situation does no longer occur, the power supply has to return automatically to normal operation.

### 5.5.3 External OVP (Overvoltage Protection)

To protect the “+5V” power line from an external overvoltage, caused by or a failure at OSM side or by an incorrect (i.e. by mistake) connection of a higher voltage source to “+5V” line, an OVP (Overvoltage Protection) mechanism must be implemented.

The OVP mechanism for “+5V” line should be triggered at a level not lower than: 5,9 V ( $\pm 100 \text{ mV}$ ).  $V_{OVP} = 5,9 \text{ V}$  and will protect the interface against voltages up to 15 V.

#### 5.5.4 ESD – Electrostatical Discharge

All the lines of the P1 port have to be ESD protected.

ESD protection has to comply with IEC 61000 - Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4-2: Testing and measurement techniques - Electrostatic discharge – Ref [4]. Applicable model - HBM Human Body Model.

#### 5.6 P1 OSM protection

To protect the OSM device (connected via P1 port) from an overvoltage caused by a failure at Metering System side, an OVP (Overvoltage Protection) mechanism should be implemented, which will limit the voltage to less than 15V.

##### Note:

The above requirement is only applicable for the “+5V” line, as the other lines (Data Request and Data) cannot be physically influenced by the Metering System due to the use of opto-couplers.

#### 5.7 P1 Data interface specification

To ensure a safe, stable solution the data connection will consist of three lines

- “Data Request” line,
- “Data” line and
- “Data ground” line

Note: the protocol is based on EN-IEC 62056-21 Mode D, exceptions are documented below where applicable. See Ref [1].

##### 5.7.1 “Data Request” line specification

The P1 port is activated (start sending data) by setting “Data Request” line high (to +5V).

While receiving data, the requesting OSM must keep the “Data Request” line activated (set to +5V).

To stop receiving data OSM needs to drop “Data Request” line (set it to “high impedance” mode). Data transfer will stop immediately in such case. For backward compatibility reason, no OSM is allowed to set “Data Request” line low (set it to GND or 0V).

Data Request line HIGH level:

The voltage range for HIGH level for Data Request line must be between 4,0 V. ( $U_{DR\_1\_MIN} \geq 4,0$  V) and 5,5 V. ( $U_{DR\_1\_MAX} \leq 5,5$  V).

Data Request line current consumption:

Depending on the voltage on the “Data Request” line, power consumption may vary between

4,0 mA ( $I_{DR\_1\_MIN} \geq 4,0 \text{ mA}$ ) and 10 mA ( $I_{DR\_1\_MAX} \leq 10 \text{ mA}$ ).

The Data Request line needs to be OVP protected. This OVP mechanism for Data Request line should be triggered at a level not lower than 5,9 V ( $\pm 100 \text{ mV}$ ).  $U_{OVP} = 5,9 \text{ V}$  and will protect the interface against voltages up to 15 V.

### 5.7.2 “Data” line specification

Due to the use of optocouplers, the “Data” line must be designed as an OC (Open Collector) output, the “Data” line must be logically inverted.

“Data” line LOW level:

The voltage range for LOW level for Data line must be between 0 V ( $U_{D\_0\_MIN} \geq 0 \text{ V}$ ) and 1,0 V ( $U_{D\_0\_MAX} \leq 1,0 \text{ V}$ ).

“Data” line (while in LOW state) must be able to handle current up to and not exceeding 30 mA. ( $I_{D\_0\_MAX} \leq 30 \text{ mA}$ ).

From an OSM perspective, the maximum current flowing towards the “Data” line must not exceed 5 mA.

### 5.7.3 Addressing of the Metering System

Since a Metering System has only one P1 port, there is no need to address it.



## 5.8 P1 signal levels

Symbol	Description	Requirement for the Meter			Requirement for OSM			Units
		Min	Typical	Max	Min	Typical	Max	
U <sub>DR_1</sub>	"Data request" line - HIGH level	-	-	5,5	4,0	5,0	5,5	V
I <sub>DR_1</sub>	"Data request" line current	-	5	10	4	5	10	mA
U <sub>D_0</sub>	"Data" line – LOW level	0	0,2	1	0	0,2	1	V
U <sub>D_1</sub>	"Data" line – HIGH level	-	5,0	-	-	5,0	-	V
I <sub>D_0_MAX</sub>	"Data" line max current	-	-	30	-	-	5	mA
U <sub>L</sub>	"+5V" power supply – voltage	4,9	5	5,5	4,9	5	5,5	V
U <sub>RIPPLE_MAX</sub>	"+5V" line maximum ripple voltage	-	-	100	-	-	100	mV
U <sub>NOISE_MAX</sub>	"+5V" line- maximum noise	-	-	50	-	-	100	mV
V <sub>OVP</sub>	OVP level ("+5V" and "Data request" lines)	5,8	5,9	15	-	-	-	V
I <sub>L_CONT</sub>	"+5V" maximum continuous current	250	-	260	-	-	250	mA
I <sub>L_MAX</sub>	"+5V" line overload protection trigger	260	-	300	-	-	-	mA
I <sub>SC</sub>	"+5V" line Short Circuit current	-	-	50	-	-	-	mA

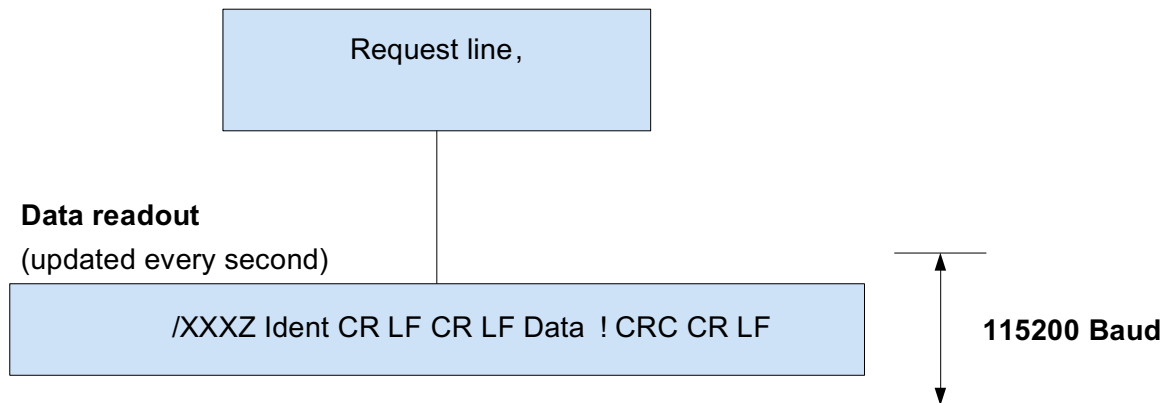
Logical levels are specified as follows:

SPACE "0" usually > 4V

MARK "1" as < 1 V

## 6 PROTOCOL DESCRIPTION

The protocol is based on NEN-EN-IEC 62056-21 Mode D. Data transfer is requested with request line and automatically initiated every second until request line is released. The information in the P1 telegram must be updated every second.



### 6.1 Transfer speed and character formatting

The interface must use a fixed transfer speed of 115200 baud.

The Metering System must send its data to the OSM device every single second and the transmission of the entire P1 telegram must be completed within 1s.

The format of transmitted data must be defined as “8N1”. Namely:

- 1 start bit,
- 8 data bits,
- no parity bit and
- 1 stop bit.

**Note:**

This is not conforming to EN-IEC 62056-21 Mode D – Ref [1].

### 6.2 Data readout

The Metering System transmits the data message, as described below, immediately following the activation through the Request signal.

/	X	X	X	5	Identification	CR	LF	CR	LF	Data	!	CRC	CR	LF
---	---	---	---	---	----------------	----	----	----	----	------	---	-----	----	----

One of the COSEM object attribute values in the data blocks could be used for firmware updates or parameter update of a P1 device. Because of this it is not allowed to split the large data block (which can contain up to 1024 characters).

CRC is a CRC16 value calculated over the preceding characters in the data message (from “/” to “!” using the polynomial:  $x^{16}+x^{15}+x^2+1$ ). CRC16 uses no XOR in, no XOR out and is computed with least significant bit first. The value is represented as 4 hexadecimal characters (MSB first).

### 6.3 End of transmission

The data transmission is complete after the data message has been transmitted by the Metering System. An acknowledgement signal is not provided for.

### 6.4 Representation of COSEM objects

IEC 62056-61 [2] specifies the logical names of COSEM objects using OBIS, the Object Identification System. Value group F is not used. The following Value Formats are used for P1 Data Readout value representations:

Value Format	Format/Example	Meaning
F <sub>n</sub> (x,y)	F7(3,3) – YYYY.YYY	Floating decimal number with a fixed number of decimals behind the decimal point (in this case 3)
F <sub>n</sub> (x,y)	F7(0,3) – YYYY.YYY or YYYYYY.YY or YYYYYY.Y or YYYYYYYY	Floating decimal number with a variable number of decimals behind the decimal point (with a maximum of 3)
I <sub>n</sub>	I4 - YYYY	Integer number
S <sub>n</sub>	S6 - CCCCCC	Alphanumeric string
TST	YYMMDDhhmmssX	ASCII presentation of Time stamp with Year, Month, Day, Hour, Minute, Second, and an indication whether DST is active (X=S) or DST is not active (X=W).

**Note: n is the number of characters in the string.**

**Table 5-1: Value Formats**

COSEM object attribute values are using the following Value Formats:

COSEM Data Type	Tag	Value Format
null-data	0	Empty
boolean	3	I1
bit-string	4	S <sub>n</sub>
double-long	5	F <sub>n</sub> (x,y)
double-long-unsigned	6	F <sub>n</sub> (x,y)
floating-point	7	F <sub>n</sub> (x,y)
octet-string	9	S <sub>n</sub>
visible-string	10	S <sub>n</sub>
bcd	13	S2

integer	15	In
long	16	Fn(x,y)
unsigned	17	Fn(x,y)
long-unsigned	18	Fn(x,y)
long64	20	Fn(x,y)
long64-unsigned	21	Fn(x,y)
enum	22	In
float-32	23	Fn(x,y), l
float-64	24	Fn(x,y), l

**Table 5-2: Cosem Object Attributes**

### 6.5 Representation of COSEM Data Type octet-string (tag 9)

COSEM Data Type octet-string is represented with Sn format where octets are formatted with hexadecimal characters. Octet-string length is implicit.

( XXXX..XX )

1) 2) 3)

- 1) XX Hexadecimal characters for first octet
- 2) XX Hexadecimal characters for second octet
- 3) XX Hexadecimal characters for m-th octet (m is octet-string length).

Note: An octet string or bit string with a length of m, will result in a Alphanumeric string Sn with a length of n, where n is 2 times m

### 6.6 Representation of COSEM Data Type bit-string (tag 4)

COSEM Data Type bit-string is represented with Sn format where bit-string is formatted with hexadecimal characters. First two hexadecimal characters represent number of unused bits in bit-string. The remaining hexadecimal characters represent bit-string bit values. Bit-string length is implicit.

( XXXX..XX )

1) 2) 3)

- 1) XX Hexadecimal characters for first octet (number of unused bits)
- 2) XX Hexadecimal characters for second octet (first 8 bits)
- 3) XX Hexadecimal characters for m-th octet (last 8 -number of unused bits).

Note: An octet string or bit string with a length of m, will result in a Alphanumeric string Sn with a length of n, where n is 2 times m

### 6.7 Representation of COSEM Data Type boolean

COSEM Data Type boolean is represented with I1 format where value false is represented as 0 and value true as 1.

### 6.8 Representation of COSEM Data Type enum

COSEM Data Type enum is represented with In format where enum values are represented as integer values.

### 6.9 Representation of COSEM objects

COSEM objects identified with OBIS Reduced ID use the following Dataset formatting for representation:

ID	(Mv*U)
----	--------

1) 2)3) 4)5)

- 1) OBIS Reduced ID-code
- 2) Separator “(”, ASCII 28<sub>h</sub>
- 3) COSEM object attribute value
- 4) Unit of measurement values (Unit of capture objects attribute) – only if applicable
- 5) Separator “)”, ASCII 29<sub>h</sub>

### 6.10 Representation of M-Bus values

COSEM Profile Generic objects identified with OBIS Reduced ID use the following Dataset formatting for representation.

ID	(TST)	(Mv1*U1)
----	-------	----------

1) 2) 3) 4)

- 1) OBIS Reduced ID-code
- 2) Time Stamp (TST) of capture time of measurement value
- 3) Measurement value 1 (most recent entry of buffer attribute without unit)

4) Unit of measurement values (Unit of capture objects attribute)

### 6.11 Representation of Profile Generic – Power failure logs

COSEM Profile Generic objects identified with OBIS Reduced ID use the following Dataset formatting for representation.

ID	(z)	(ID1)	(TST)	(Bv1*U1)	(TST)	(Bvz*Uz)
1 <sup>)</sup>	2 <sup>)</sup>	3 <sup>)</sup>	4 <sup>)</sup>	5 <sup>)</sup> 6 <sup>)</sup>	7 <sup>)</sup>	8 <sup>)</sup> 9 <sup>)</sup>

- 1) OBIS Reduced ID-code
- 2) Number of values z (max 10).
- 3) Identifications of buffer values (OBIS Reduced ID codes of capture objects attribute)
- 4) Time Stamp (TST) of power failure end time
- 5) Buffer value 1 (most recent entry of buffer attribute without unit)
- 6) Unit of buffer values (Unit of capture objects attribute)
- 7) Time Stamp (TST) of power failure end time
- 8) Buffer value 2 (oldest entry of buffer attribute without unit)
- 9) Unit of buffer values (Unit of capture objects attribute)

### 6.12 Representation of P1 telegram

The following table holds data objects represented with P1 Interface together with OBIS reference including object Attribute and Value Format for Reduced ID codes.

Every line is ended with a CR/LF (Carriage Return / Line Feed).

Note:

The OBIS reference Channel number (n) will be defined by the installing order of the M-Bus devices. So for example a Gas meter can be installed on channel 1, 2, 3 or 4. For that reason the Device-Type is sent first to identify the medium on P1. A slave E-meter can also be an M-Bus device.

Only when a M-Bus device is installed, its data will be exported on the P1 interface. Values for L2 and L3 will only be available in a P1 telegram of a poly phase meter.

Value	OBIS reference	Attribute	Class ID	Value Format	Value Unit
-------	----------------	-----------	----------	--------------	------------

Value	OBIS reference	Attribute	Class ID	Value Format	Value Unit
Header information	-	-	-	Manufacturer specific	
Version information for P1 output	1-3:0.2.8.255	2	1 Data	S2, tag 9	
Date-time stamp of the P1 message	0-0:1.0.0.255	2	8	TST	YYMMDDhhmmssX
Equipment identifier	0-0:96.1.1.255	2 Value	1 Data	Sn (n=0..96), tag 9	
Meter Reading electricity delivered to client (Tariff 1) in 0,001 kWh	1-0:1.8.1.255	2 Value	3 Register	F9(3,3), tag 6	kWh
Meter Reading electricity delivered to client (Tariff 2) in 0,001 kWh	1-0:1.8.2.255	2 Value	3 Register	F9(3,3), tag 6	kWh
Meter Reading electricity delivered by client (Tariff 1) in 0,001 kWh	1-0:2.8.1.255	2 Value	3 Register	F9(3,3), tag 6	kWh
Meter Reading electricity delivered by client (Tariff 2) in 0,001 kWh	1-0:2.8.2.255	2 Value	3 Register	F9(3,3), tag 6	kWh
Tariff indicator electricity. The tariff indicator can also be used to switch tariff dependent loads e.g boilers. This is the responsibility of the P1 user	0-0:96.14.0.255	2 Value	1 Data	S4, tag 9	
Actual electricity power delivered (+P) in 1 Watt resolution	1-0:1.7.0.255	2 Value	3 Register	F5(3,3), tag 18	kW
Actual electricity power received (-P) in 1 Watt resolution	1-0:2.7.0.255	2 Value	3 Register	F5(3,3), tag 18	kW
Number of power failures in any phase	0-0:96.7.21.255	2 Value	1 Data	F5(0,0), tag 18	

Value	OBIS reference	Attribute	Class ID	Value Format	Value Unit
Number of long power failures in any phase	0-0:96.7.9.255	2 Value	1 Data	F5(0,0), tag 18	
Power Failure Event Log (long power failures)	1-0:99.97.0.255	2 Buffer	7 Profile Generic	TST, F10(0,0) - tag 6 Format applicable for the value within the log (OBIS code 0-0:96.7.19.255)	Timestamp (end of failure) – duration in seconds
Number of voltage sags in phase L1	1-0:32.32.0.255	2 Value	1 Data	F5(0,0), tag 18	
Number of voltage sags in phase L2	1-0:52.32.0.255	2 Value	1 Data	F5(0,0), tag 18	
Number of voltage sags in phase L3	1-0:72.32.0.255	2 Value	1 Data	F5(0,0), tag 18	
Number of voltage swells in phase L1	1-0:32.36.0.255	2 Value	1 Data	F5(0,0), tag 18	
Number of voltage swells in phase L2	1-0:52.36.0.255	2 Value	1 Data	F5(0,0), tag 18	
Number of voltage swells in phase L3	1-0:72.36.0.255	2 Value	1 Data	F5(0,0), tag 18	
Text message max 1024 characters.	0-0:96.13.0.255	2 Value	1 Data	Sn (n=0..2048), tag 9	
Instantaneous voltage L1 in V resolution	1-0:32.7.0.255	2 Value	3 Register	F4(1,1), tag 18	V
Instantaneous voltage L2 in V resolution	1-0:52.7.0.255	2 Value	3 Register	F4(1,1), tag 18	V
Instantaneous voltage L3 in V resolution	1-0:72.7.0.255	2 Value	3 Register	F4(1,1), tag 18	V
Instantaneous current L1 in A resolution.	1-0:31.7.0.255	2 Value	3 Register	F3(0,0), tag 18	A
Instantaneous current L2 in A resolution.	1-0:51.7.0.255	2 Value	3 Register	F3(0,0), tag 18	A
Instantaneous current L3 in A resolution.	1-0:71.7.0.255	2 Value	3 Register	F3(0,0), tag 18	A
Instantaneous ac-	1-0:21.7.0.255	2	3	F5(3,3), tag 18	kW



Value	OBIS reference	Attribute	Class ID	Value Format	Value Unit
tive power L1 (+P) in W resolution		Value	Register		
Instantaneous active power L2 (+P) in W resolution	1-0:41.7.0.255	2 Value	3 Register	F5(3,3), tag 18	kW
Instantaneous active power L3 (+P) in W resolution	1-0:61.7.0.255	2 Value	3 Register	F5(3,3), tag 18	kW
Instantaneous active power L1 (-P) in W resolution	1-0:22.7.0.255	2 Value	3 Register	F5(3,3), tag 18	kW
Instantaneous active power L2 (-P) in W resolution	1-0:42.7.0.255	2 Value	3 Register	F5(3,3), tag 18	kW
Instantaneous active power L3 (-P) in W resolution	1-0:62.7.0.255	2 Value	3 Register	F5(3,3), tag 18	kW
Device-Type	0-n:24.1.0.255	9 Device type	72 M-Bus client	F3(0,0), tag 17	
Equipment identifier (Gas)	0-n:96.1.0.255	2 Value	1 Data	Sn (n=0..96), tag 9	
Last 5-minute value (temperature converted), gas delivered to client in m3, including decimal values and capture time	0-n:24.2.1.255	5 Capture time	4 Extended Register	TST	
	0-n:24.2.1.255	2 Value	4 Extended Register	F8(2,2)/F8(3,3), tag 18 (See note 2)	m <sup>3</sup>
Device-Type	0-n:24.1.0.255	9 Device type	72 M-Bus client	F3(0,0), tag 17	
Equipment identifier (Thermal: Heat or Cold)	0-n:96.1.0.255	2 Value	1 Data	Sn (n=0..96), tag 9	
Last 5-minute Meter reading Heat or Cold in 0,01 GJ and capture time	0-n:24.2.1.255	5 Capture time	4 Extended Register	TST	
	0-n:24.2.1.255	2 Value	4 Extended Register	Fn(2,2)	GJ

Value	OBIS reference	Attribute	Class ID	Value Format	Value Unit
		Value	Extended Register	(See note 1)	
Device-Type	0-n:24.1.0.255	9 Device type	72 M-Bus client	F3(0,0), tag 17	
Equipment identifier (Water)	0-n:96.1.0.255	2 Value	1 Data	Sn (n=0..96), tag 9	
Last 5-minute Meter reading in 0,001 m3 and capture time	0-n:24.2.1.255	5 Capture time	4 Extended Register	TST	
	0-n:24.2.1.255	2 Value	4 Extended Register	Fn(3,3) (See Note 1)	m3
Device-Type	0-n:24.1.0.255	9 Device type	72 M-Bus client	F3(0,0), tag 17	
Equipment identifier	0-n:96.1.0.255	2 Value	1 Data	Sn (n=0..96), tag 9	
Last 5-minute Meter reading and capture time (e.g. slave E meter)	0-n:24.2.1.255	5 Capture time	4 Extended Register	TST	
	0-n:24.2.1.255	2 Value	4 Extended Register	Fn(3,3) (See Note 1)	kWh

**Table 6-3: P1 Telegram Representation**

Note 1: Where n is the number of digits before the decimal point on the display of the meter + the required number of decimals. So for example if on the physical display of a Heat meter is shown 1234 GJ (without decimals) the n=6 and the format of the P1 output will be 1234,56 GJ.

Note 2: For Gas meters with a capacity up to 10 m<sup>3</sup>/h (G4 and G6) F8(3,3) is applicable. For Gas meters with higher capacities F8(2,2) is applicable.

### 6.13 Example P1 telegram

The following table shows an example of the P1 telegram that is in accordance to IEC 62056-21 Mode D.

Be aware of the fact that the number of OBIS codes and the order of OBIS codes is not fixed. The P1 device must be able to interpret the OBIS codes and understand the representation. For example: depending on installation, the OBIS codes for a heat/cold meter might be sent before the OBIS codes of a Gas meter.

The example telegram below is based on:

- DSMR version 5.0 (value 50 behind OBIS code 1-3:0.2.8.255)
- It is send at 2010, December 9<sup>th</sup>, 11h30m20s
- Gas value of 2010, December 9<sup>th</sup>, 11:25h is presented
- 4 power failures in any phase
- 2 long power failure in any phase
- Power Failure Event log:
  - Failure at 2010, December 8<sup>th</sup>, 15h20m15s, duration 240 seconds
  - Failure at 2010, December 8<sup>th</sup>, 15h05m03s, duration 301 seconds
- 2 voltage sags in phase L1
- 1 voltage sag in phase L2 (poly phase meters only)
- 0 voltage sags in phase L3 (poly phase meters only)
- 0 voltage swells in phase L1
- 3 voltage swells in phase L2 (poly phase meters only)
- 0 voltage swells in phase L3 (poly phase meters only)
- Only one M-Bus device is connected to the Electricity meter. The register value of the Gas meter is 12785,123 m<sup>3</sup>. This value is captured by the G meter at 2010, December 9<sup>th</sup>, at 11h25m00s Wintertime.
- Instantaneous voltage per phase
- Instantaneous current per phase
- Instantaneous active power (+P) per phase
- Instantaneous active power (-P) per phase

/ISk5\2MT382-1000

1-3:0.2.8(50)  
0-0:1.0.0(101209113020W)  
0-0:96.1.1(4B384547303034303436333935353037)  
1-0:1.8.1(123456.789\*kWh)  
1-0:1.8.2(123456.789\*kWh)  
1-0:2.8.1(123456.789\*kWh)  
1-0:2.8.2(123456.789\*kWh)  
0-0:96.14.0(0002)  
1-0:1.7.0(01.193\*kW)  
1-0:2.7.0(00.000\*kW)  
0-0:96.7.21(00004)  
0-0:96.7.9(00002)  
1-0:99.97.0(2)(0-0:96.7.19)(101208152415W)(0000000240\*s)(101208151004W)(0000000301\*s)  
1-0:32.32.0(00002)  
1-0:52.32.0(00001)  
1-0:72.32.0(00000)  
1-0:32.36.0(00000)  
1-0:52.36.0(00003)  
1-0:72.36.0(00000)  
0-  
0:96.13.0(303132333435363738393A3B3C3D3E3F303132333435363738393A3B3C3D3E3F303132333435363738393A3B3C3D3E3F303132333435363738393A3B3C3D3E3F)  
1-0:32.7.0(220.1\*V)  
1-0:52.7.0(220.2\*V)  
1-0:72.7.0(220.3\*V)  
1-0:31.7.0(001\*A)  
1-0:51.7.0(002\*A)  
1-0:71.7.0(003\*A)  
1-0:21.7.0(01.111\*kW)  
1-0:41.7.0(02.222\*kW)  
1-0:61.7.0(03.333\*kW)  
1-0:22.7.0(04.444\*kW)  
1-0:42.7.0(05.555\*kW)  
1-0:62.7.0(06.666\*kW)  
0-1:24.1.0(003)  
0-1:96.1.0(3232323241424344313233343536373839)  
0-1:24.2.1(101209112500W)(12785.123\*m3)  
IEF2F

## 7 DATA OBJECTS

Data Objects are defined in NEN-EN-IEC 62056-61:2002 Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 61: OBIS Object Identification System. The following tables hold data objects and references to the OBIS. Note that this table assumes two tariffs. Currently two tariffs (Rate 1 low tariff and Rate 2 normal/high tariff) are defined, support for up to sixteen tariffs should be included.

### 7.1 Electricity data

#### *Electricity –P1 transfers every second*

Value	OBIS reference
Equipment identifier	0-0:96.1.1.255
Meter Reading electricity delivered to client (low tariff) in 0,001 kWh	1-0:1.8.1.255
Meter Reading electricity delivered to client (normal tariff) in 0,001 kWh	1-0:1.8.2.255
Meter Reading electricity delivered by client (low tariff) in 0,001 kWh	1-0:2.8.1.255
Meter Reading electricity delivered by client (normal tariff) in 0,001 kWh	1-0:2.8.2.255
Tariff indicator electricity. The tariff indicator can be used to switch tariff dependent loads e.g boilers. This is responsibility of the P1 user	0-0:96.14.0.255
Actual electricity power delivered (+P) in 1 Watt resolution	1-0:1.7.0.255
Actual electricity power received (-P) in 1 Watt resolution	1-0:2.7.0.255
Number of power failures in any phases	0-0:96.7.21.255
Number of long power failures in any phases	0-0:96.7.9.255
Power failure event log	1-0:99.97.0.255
Number of voltage sags in phase L1	1-0:32.32.0.255
Number of voltage sags in phase L2	1-0:52.32.0.255
Number of voltage sags in phase L3	1-0:72.32.0.255
Number of voltage swells in phase L1	1-0:32.36.0.255
Number of voltage swells in phase L2	1-0:52.36.0.255
Number of voltage swells in phase L3	1-0:72.36.0.255
Instantaneous voltage L1	1-0:32.7.0.255
Instantaneous voltage L2	1-0:52.7.0.255
Instantaneous voltage L3	1-0:72.7.0.255
Instantaneous current L1	1-0:31.7.0.255
Instantaneous current L2	1-0:51.7.0.255
Instantaneous current L3	1-0:71.7.0.255
Instantaneous active power L1 (+P)	1-0:21.7.0.255
Instantaneous active power L2 (+P)	1-0:41.7.0.255
Instantaneous active power L3 (+P)	1-0:61.7.0.255
Instantaneous active power L1 (-P)	1-0:22.7.0.255
Instantaneous active power L2 (-P)	1-0:42.7.0.255
Instantaneous active power L3 (-P)	1-0:62.7.0.255

Note: Tariff code 1 is used for low tariff and tariff code 2 is used for normal tariff.

## 7.2 Messages

*Text messages, transfer every second*

Value	OBIS reference	
Text message max 1024 characters.	0-0:96.13.0.255	

The Meter will have storage capacity for one 1024 character text message.

If a device is connected, the meter will send the message over the P1 interface every second. The text message may not contain CR, LF (0A,0Dh) to split the message.

## 7.3 Gas Data

The following is only applicable if Gas meters are connected. The OBIS reference Channel number (n) will be defined by the installing order of the M-Bus devices. So a Gas meter can be installed on channel 1, 2, 3 or 4.

***Gas – P1 transfers every second the latest received 5-minute value & timestamp***

Value	OBIS reference	
Device-Type	0-n:24.1.0.255	
Equipment identifier	0-n:96.1.0.255	
Last 5-minute value (temperature converted), gas delivered to client in m3, including decimal values and capture time	0-n:24.2.1.255	

## 7.4 Thermal Data

The following is only applicable if Thermal (Heat or Cold) meters are connected. Combined Heat and Cold meters are not supported. The OBIS reference Channel number (n) will be defined by the installing order of the M-Bus devices. So a Thermal meter can be installed on channel 1, 2, 3 or 4.

***Thermal (Heat or Cold)– P1 transfers every second the latest received 5-minute value & timestamp***

Value	OBIS reference	
Device-Type	0-n:24.1.0.255	
Equipment identifier	0-n:96.1.0.255	
Last 5-minute Meter reading Heat or Cold in 0,01 GJ and capture time	0-n:24.2.1.255	

## 7.5 Water Data

The following is only applicable if water meters are connected. The OBIS reference Channel number (n) will be defined by the installing order of the M-Bus devices. So a water meter can be installed on channel 1, 2, 3 or 4.

***Water –P1 transfers every second the latest received 5-minute value & timestamp***

Value	OBIS reference	
Device-Type	0-n:24.1.0.255	
Equipment identifier	0-n:96.1.0.255	
Last 5-minute Meter reading in 0,001 m3 and capture time	0-n:24.2.1.255	

## 7.6 M-Bus Data of a fourth M-Bus device (for example a slave E-meter to measure electricity production)

The following is only applicable if a fourth M-Bus device is connected. The OBIS reference Channel number (n) will be defined by the installing order of the M-Bus devices. So the fourth M-Bus device can be installed on channel 1, 2, 3 or 4.

***Fourth M-Bus device –P1 transfers every second the latest received 5-minute value & timestamp***

Value	OBIS reference	
Device-Type 4 <sup>th</sup> M-Bus device	0-n:24.1.0.255	
Equipment identifier	0-n:96.1.0.255	
Last 5-minute Meter reading and capture time	0-n:24.2.1.255	

## 7.7 Change of M-Bus device

If an M-Bus device is exchanged by another device type, the OBIS codes on P1 have to be changed accordingly.

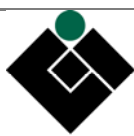
*Titolo***Sistemi di misura dell'energia elettrica - Comunicazione con i dispositivi utente  
Parte 1: Casi d'uso***Title***Electricity metering equipment - Communication with end-user devices  
Part 1: Use cases***Sommario*

Con la deliberazione 87/2016/R/EEL l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) ha affidato al Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) la definizione di un protocollo standard per la comunicazione tra misuratore intelligente di energia elettrica di seconda generazione (2G) e dispositivi del cliente finale in condizioni di interoperabilità, al fine di abilitare nuove opportunità e servizi correlati alla consapevolezza dei consumi ed all'efficienza energetica, quali ad esempio nuove forme di offerta, la modulazione del carico e l'automazione domestica.

Il presente documento costituisce la Parte 1 "Casi d'uso" della serie di Specifiche Tecniche (TS) aventi come obiettivo la definizione del suddetto protocollo standard. I casi d'uso descrivono alcuni dei servizi che il cliente finale potrebbe abilitare e costituiscono la base comune di riferimento per ogni possibile soluzione tecnica di comunicazione. Per i casi d'uso identificati sono definiti dei profili utente, visti come insiemi di dati resi disponibili dal misuratore intelligente 2G per le finalità dei casi d'uso. Tali profili utente potranno essere selezionati dai clienti finali per selezionare quali dati verranno trasmessi al dispositivo utente. Per ciascuno dei casi d'uso sono elencati a titolo informativo i dati ritenuti necessari, che il protocollo è chiamato a gestire. Sono inoltre indicati i requisiti relativi alle classi di prestazioni che tengono conto delle periodicità di scambio dei dati, delle latenze e dei tempi di risposta, insieme all'eventuale causa scatenante.

Rispetto alla precedente edizione CEI 13-82:2017-06, è stata introdotta la possibilità di abilitare un messaggio di riscontro da parte del dispositivo utente per segnalare la corretta ricezione del messaggio da parte del misuratore intelligente 2G.

Inoltre è stato aggiornato il caso d'uso riguardante la partecipazione al mercato del dispacciamento, che ha comportato la creazione di un nuovo profilo utente dedicato e contenente alcuni nuovi dati resi disponibili dal misuratore intelligente 2G.



© CEI COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO - Milano 2020. Riproduzione vietata

Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte del presente Documento può essere riprodotta, messa in rete o diffusa con un mezzo qualsiasi senza il consenso scritto del CEI. Concessione per utente singolo. Le Norme CEI sono revisionate, quando necessario, con la pubblicazione sia di nuove edizioni sia di varianti. È importante pertanto che gli utenti delle stesse si accertino di essere in possesso dell'ultima edizione o variante.

Order Number: W2327934

Sold to: SEVEN ENERGY S.R.O. [304408100001] - STEPANKA.DALEKOREJOVA@SVN.CZ.

Order Reference: 2020-04-05-1117



## DATI IDENTIFICATIVI CEI

---

*Norma italiana* CEI TS 13-82  
*Classificazione* CEI TS 13-82  
*Edizione*

## COLLEGAMENTI/RELAZIONI TRA DOCUMENTI

---

*Nazionali*  
*Europei*  
*Internazionali*  
*Legislativi*  
*Legenda*

## INFORMAZIONI EDITORIALI

---

*Pubblicazione* Specifica Tecnica  
*Stato Edizione* In vigore  
*Data validità* 01-05-2020  
*Ambito validità* Nazionale  
*Fascicolo* 17398  
*Ed. Prec. Fasc.* 15562:2017-06  
*Comitato Tecnico* CT 13-Misura e controllo dell'energia elettrica

*Approvata da* Presidente del CEI *In data* 12-03-2020  
*In data*

*Sottoposta a* Inchiesta pubblica come Progetto C. 1248 *Chiusura in data* 14-02-2020

*ICS*



## INDICE

1	Scopo .....	5
2	Documenti di riferimento .....	5
3	Termini e abbreviazioni.....	6
4	Requisiti della Delibera .....	9
4.1	Canali per “chain 2” (trasmissione dati a dispositivi utente) [R-6.01] .....	9
4.2	Misure di sicurezza per i canali della “chain 2” [R-6.02].....	9
4.3	Memorizzazione di informazioni relative all’autenticazione dei dispositivi [R-3.02] .....	9
4.4	Interfaccia con il dispositivo utente [R-6.03].....	9
5	Scenario applicativo .....	10
6	Requisiti generali.....	11
6.1	Dati disponibili da Delibera .....	11
6.2	Registri del misuratore intelligente 2G da impostare.....	11
6.3	Dati addizionali .....	11
7	Strategie di ottimizzazione .....	12
7.1	Monodirezionalità .....	12
7.2	Potenza istantanea con strategia a soglie .....	12
8	Casi d’uso .....	13
9	Profilo utente.....	14
10	Sicurezza .....	16
Allegato A (Informativo) Casi d’uso .....		17
A.1.a	Inizializzazione del dispositivo utente e modifica della chiave di esercizio .....	17
A.1.b	Configurazione del dispositivo utente .....	19
A.2	Visualizzazione consumi e produzione di energia (servizio minimo).....	20
A.3	Avviso di superamento della potenza disponibile ed eventuale intervento del limitatore (servizio minimo) .....	22
A.4	Visualizzazione consumi con stime di costo e, per clienti prosumer, anche visualizzazione generazione e stima ricavo .....	24
A.5	Avviso su un limite di potenza istantanea impostato dal cliente .....	27
A.6	Informazione sull’interruzione della fornitura del servizio.....	29
A.7	Forme di contratto innovative sfruttabili dal dispositivo intelligente .....	31
A.8	Limitazione in emergenza di potenza attiva scambiata .....	34
A.9.a	<i>Demand Response</i> (per limitazione di potenza) .....	36
A.9.b	Partecipazione al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) anche per mezzo di un aggregatore.....	38
A.10	Pianificazione dell’ora di avvio di un dispositivo intelligente .....	41
A.11	<i>Peak shaving</i> con accumulo .....	43
A.12	<i>Load shifting</i> con accumulo .....	45
A.13	<i>Peak shaving</i> con dispositivi intelligenti .....	47
A.14	<i>Load shifting</i> con dispositivi intelligenti .....	49
A.15	Diagnostica della alimentazione di un dispositivo intelligente .....	51
A.16	Verifica qualità del servizio elettrico .....	53
Allegato B (normativo) Dati resi disponibili su <i>chain 2</i> per profilo utente .....		59



## PREMESSA

Con deliberazione 87/2016/R/EEL l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) ha affidato al Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) la definizione di un protocollo standard per la comunicazione tra misuratore di energia elettrica di nuova generazione (di seguito misuratore intelligente 2G) e dispositivi utente del cliente finale in condizione di interoperabilità, tenendo conto della Norma europea EN 62056-7-5, nonché la verifica delle condizioni di intercambiabilità dei sistemi di smart metering 2G in caso di cambio della concessione tra gestori di rete.

A tale scopo è stato costituito un gruppo di lavoro ad hoc formato da esperti del SC 13A "Smart metering" e del CT 205 del CEI "Sistemi bus per edifici" con la possibilità di coinvolgere di volta in volta esperti di argomenti specifici, provenienti ad esempio dal CT 310 "Power Line Communications" e dal CT 210 "Compatibilità Elettromagnetica".

La presente Specifica Tecnica definisce le tipologie di dato, le strategie e le frequenze di invio del protocollo standard per la comunicazione in *chain 2*.



## 1 Scopo

Il presente documento indirizza i requisiti di alto livello per la definizione di un protocollo standard per la comunicazione tra misuratore intelligente 2G e dispositivi utente del cliente finale.

Il fine primario è quello di fornire un sottoinsieme dei dati non validati, disponibili sul sistema di misura installato presso il cliente, al cliente stesso o a un soggetto da esso autorizzato, tramite un dispositivo dedicato (di seguito dispositivo utente) in tempo quasi reale.

Ciò al fine di abilitare nuove opportunità e servizi correlati alla consapevolezza dei consumi ed all'efficienza energetica, quali ad esempio nuove forme di offerta, la modulazione del carico e l'automazione domestica.

I dati sono forniti in tempo quasi reale, cioè con una frequenza sufficiente ad espletare i servizi indicati, fermo restando le caratteristiche del protocollo utilizzato. Si assume che il dato di misura da fornire al cliente sia non validato in quanto i tempi ragionevolmente previsti per l'operazione di validazione (24 ore) sono incompatibili con la trasmissione del dato al cliente in tempo quasi reale.

In analogia con il lavoro svolto sullo *Smart Metering* a livello europeo ed in altre esperienze nazionali sono dapprima definiti i casi d'uso. Sono inoltre definiti i requisiti generali con riferimento alle norme applicabili. Sono infine definiti dei profili utente selezionabili in funzione dei servizi che si intendono attivare.

La definizione dettagliata del modello dati del livello applicativo è riportata nella CEI TS 13-83. La definizione dei processi di certificazione dei dispositivi utente esula dallo scopo del presente documento.

Il livello fisico del protocollo non è necessariamente limitato alla banda C della PLC. Questo canale risulta tuttavia privilegiato nell'analisi in quanto la Delibera citata pone particolare enfasi sull'utilizzo della banda C del CENELEC per le comunicazioni tramite PLC. Inoltre, tale tecnologia permette il riutilizzo di un'infrastruttura già esistente e con copertura nazionale, ridotto costo dei chip e bassi costi operativi per la comunicazione. Va altresì detto che, utilizzando un mezzo fisico impiegato in modo nativo per la distribuzione di energia elettrica, la comunicazione PLC non è esente da rumori presenti sul canale. Inoltre, operando in una banda non licenziata, altri dispositivi potrebbero occupare il canale, riducendo il *throughput* per l'invio dei dati del misuratore intelligente 2G.

## 2 Documenti di riferimento

Pubblicazione	Data	Titolo	Norma CEI
AEEGSI Deliberazione 8 Marzo 2016 87/2016/R/eel	–	<i>Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione (2g) nel settore elettrico, ai sensi del Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102</i>	–
ARERA Deliberazione 15 Ottobre 2019 409/2019/R/eel	–	<i>Conclusione del procedimento in tema di versione "2.1" degli smart meter di energia elettrica in bassa tensione</i>	–
EN 62056-7-5	2017	Scambio dei dati per la misura dell'energia elettrica - Libreria DLMS/COSEM – Parte 7-5: Profili locali di trasmissione dati per reti locali (LN)	13-80
CEN/CLC/ETSI/ TR 50572	–	Architettura funzionale di riferimento per le comunicazioni nei sistemi di misura intelligenti	13-62



Publicazione	Data	Titolo	Norma CEI
EN 50491-11	–	Requisiti generali per i sistemi elettronici per la casa e l'edificio (HBES) e i sistemi di automazione e controllo di edifici (BACS) - Parte 11: Smart Metering - Applicazioni Specifiche - Semplice visore esterno del consumatore	205-28
IEC/TR 62746-2	–	<i>Systems interface between customer energy management system and the power management system - Part 2: Use cases and requirements</i>	–
EN 50065-1	–	Trasmissione di segnali su reti elettriche a bassa tensione nella gamma di frequenza da 3 a 148,5 kHz - Parte 1: Prescrizioni generali, bande di frequenza e disturbi elettromagnetici	57-36
Smart Metering Coordination Group	–	<i>Minimum security requirements for AMI components, European level requirements for Smart Metering; Version: 0.1, 5th March 2016</i>	–
–	–	<i>COMMISSION REGULATION (EU) No 801/2013 on 22 August 2013 [...] amending Regulation (EC) No 1275/2008 with regard to ecodesign requirements for standby, off mode electric power consumption of electrical and electronic household and office equipment</i>	–

### 3 Termini e abbreviazioni

#### 3.1

##### **chain 1**

canale di comunicazione riservato alle operazioni di telelettura/telegestione tra il distributore e il misuratore intelligente 2G. Le misure sono rese disponibili al cliente entro 24 ore

##### **chain 2**

canale di comunicazione riservato all'invio in tempo quasi reale di misure e registri non validati tra misuratore intelligente 2G e cliente. Queste misure sono disponibili al cliente nell'intorno dell'istante di generazione

#### 3.2

##### **chiave di esercizio**

chiave per la crittografia utilizzata nel trasferimento delle informazioni tra misuratore intelligente 2G e dispositivi utente. Né il misuratore intelligente 2G né il dispositivo utente hanno il compito di generare la chiave di esercizio. Essa deve essere generata dal cliente o da una terza parte delegata e comunicata al distributore tramite una terza parte delegata utilizzando canali e/o modalità sicuri (ad esempio utilizzo di sessioni protette su portale web, ulteriore cifratura dei parametri di sicurezza rilevanti). Data la confidenzialità delle informazioni inviate il cliente, o terza parte delegata, dovrebbe aggiornare frequentemente la chiave di esercizio



### 3.4

#### **chiave di inizializzazione**

chiave utilizzata in fase di inizializzazione del dispositivo per eseguire l'accoppiamento tra misuratore intelligente 2G e dispositivo utente. La chiave di inizializzazione è unica e non modificabile tramite *chain 2*. Essa deve essere fornita contestualmente al rilascio del dispositivo utente e comunicata al distributore, attraverso canali e/o modalità sicuri (ad esempio utilizzo di sessioni protette su portali web, ulteriore cifratura dei parametri di sicurezza rilevanti, occultamento della stringa rappresentante la chiave se presente sulla confezione del dispositivo utente, ecc.), direttamente o, se presente, per mezzo di una parte terza. È compito del distributore riversare la chiave di inizializzazione all'interno del misuratore intelligente 2G per mezzo della *chain 1*. In fase di inizializzazione il misuratore intelligente 2G invia al dispositivo utente la chiave di esercizio protetta da crittografia utilizzando la chiave di inizializzazione

### 3.3

#### **cliente o cliente finale**

persona fisica o giuridica che acquista o scambia energia elettrica esclusivamente per uso proprio (D.Lgs. n.79 del 16.03.1999)

### 3.4

#### **demand response**

attitudine del cliente a rispondere, tramite variazione delle caratteristiche di prelievo/immissione di energia da/in rete, a segnali economici legati al prezzo dell'energia elettrica ed a segnali di sistema legati a criticità del funzionamento della rete

### 3.5

#### **dispositivo utente**

dispositivo incaricato di scambiare informazioni con il misuratore intelligente 2G per mezzo della *chain 2* e del protocollo definito in questa Specifica Tecnica e conforme all'uso specificato. Deve essere dotato di interfaccia di *input* per l'attivazione della modalità di inizializzazione ai fini dello scambio chiavi e per il ripristino allo stato di fabbrica. Deve disporre di un sistema di memorizzazione non volatile dei dati. Può avere un involucro dedicato, essere integrato all'interno di un dispositivo intelligente o essere remotizzato anche virtualmente. Può avere o abilitare un'interfaccia utente per la visualizzazione delle misure ricevute. Può essere dotato di logica locale ed eseguire operazioni più o meno complesse sulle misure. Può scambiare informazioni aggiuntive su altri canali. Può ricevere dati da più di un misuratore intelligente 2G. Nel rispetto dei servizi abilitati, il dispositivo utente dovrebbe essere realizzato per garantire un'installazione "Plug&Play". Ogni cliente può gestire più di un dispositivo utente nel proprio impianto sotteso allo stesso misuratore intelligente 2G; questo richiede la duplicazione nei registri di tutti i dispositivi utente della chiave di inizializzazione, che è stata inoltrata al distributore, e, se previsto, di un indirizzo di comunicazione. Contestualmente è necessario eseguire la procedura di inizializzazione (vedi Allegato A art. A.1.a)

### 3.6

#### **dispositivo Intelligente**

dispositivo in grado di scambiare informazioni con altre entità esterne e far eseguire azioni manuali o automatiche basate anche sui dati resi disponibili dal misuratore intelligente 2G. Ad esempio, dispositivi intelligenti possono essere integrati in elettrodomestici, pompe di calore, sistemi di ricarica per veicoli elettrici e prese intelligenti

### 3.7

#### **distributore**

società/ente responsabile della gestione della rete di distribuzione dell'energia elettrica. In Italia, questa figura si occupa anche dell'attività di misura ed è quindi responsabile dell'installazione e manutenzione dei misuratori intelligenti

### 3.8

#### **fornitore del servizio o service provider**

figura della filiera che, sotto autorizzazione, utilizza le misure di energia del cliente (eventualmente incrociandole con altri dati provenienti da canali diversi) per fornire una serie di servizi a valore aggiunto (Deliberazione AEEGSI 87/2016/R/eel)



### 3.9

#### **interfaccia utente o applicazione utente**

interfaccia per la visualizzazione dei dati resi disponibili dal dispositivo utente e da eventuali altri nodi della catena di comunicazione (per es. rete internet, sistema di coordinamento automatico). Può essere dotata di logica computazionale per l'aggregazione di informazioni provenienti da più catene di comunicazione. Esempi di interfacce utente sono: pagine web, applicazioni su *smartphone* con dati in *Cloud*, *display* di un dispositivo utente

### 3.10

#### **latenza**

intervallo temporale che intercorre tra l'invio del contenuto informativo da parte del misuratore intelligente 2G e la sua ricezione da parte del destinatario finale

### 3.11

#### **limitatore**

dispositivo, generalmente racchiuso nell'involucro del misuratore intelligente 2G, atto ad interrompere o limitare (in potenza) lo scambio fisico di energia elettrica tra la rete di distribuzione in bassa tensione e l'impianto del cliente

### 3.12

#### **load shedding**

modulazione dell'assorbimento di energia istantaneo, in funzione di richieste esplicite da parte di terzi o dello stato del sistema al fine di evitare il superamento di una soglia di potenza

### 3.13

#### **load shifting**

modalità di *Demand Response* che prevede lo spostamento dei consumi ad orari con prezzi dell'energia inferiori

### 3.14

#### **misuratore Intelligente 2G**

dispositivo metrologico di seconda generazione in grado di campionare le misure elettriche e trasmettere le misure al distributore (tramite *chain 1*) e al cliente o, se da lui designato, una parte terza (tramite *chain 2*). Deve essere conforme alla direttiva MID e rispettare i requisiti minimi riportati nella Deliberazione dell'AEEGSI n. 87/2016/R/eel. Può inviare dati di misura, eventi ed anomalie a uno o più dispositivi utente contemporaneamente. La gestione di più di un dispositivo utente per misuratore intelligente 2G richiede che il cliente sia in possesso della chiave di inizializzazione. Non deve inviare tipologie di dati differenti da quelli gestiti ed elaborati dal misuratore (per es. segnali di prezzo). Non deve ricevere comandi in scrittura o esecuzione da dispositivi non sotto il controllo del distributore

### 3.15

#### **peak shaving**

Modalità di *Demand Response* che prevede lo spostamento dei consumi al fine di mantenere l'assorbimento di potenza dalla rete elettrica al di sotto di una soglia prefissata

### 3.16

#### **potenza contrattuale**

valore di potenza riportato nel contratto di fornitura stipulato tra il venditore e il cliente. Tipicamente in Italia, per clienti domestici monofase in bassa tensione, questa grandezza è pari a 3 kW

### 3.17

#### **potenza disponibile**

potenza effettivamente prelevabile dalla rete senza alcun intervento di sgancio del limitatore

### 3.18

#### **profilo utente**

aggregato di dati resi disponibili dal misuratore intelligente 2G su *chain 2* che vengono trasmessi ai dispositivi utente in funzione dei servizi richiesti dal cliente.



### 3.19

#### **sistema di coordinamento automatico**

dispositivo intelligente o insieme di dispositivi intelligenti in grado di comunicare con il misuratore intelligente 2G e/o con un dispositivo utente ed effettuare autonomamente, senza l'intervento da parte del cliente, pianificazioni del funzionamento dei carichi ed eventualmente dei sistemi di generazione e di accumulo. Può essere affiancato da un'interfaccia utente per la visualizzazione di informazioni

### 3.20

#### **venditore**

persona fisica o giuridica che acquista e vende al cliente finale energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione nei Paesi dell'Unione Europea (D.Lgs. n.79 del 16.03.1999)

## 4 Requisiti della Delibera

La soluzione definita nella presente Specifica Tecnica soddisfa i requisiti seguenti.

NOTA La nomenclatura dei requisiti segue quella della Deliberazione 87/2016/R/EEL.

### 4.1 Canali per “chain 2” (trasmissione dati a dispositivi utente) [R-6.01]

Deve essere disponibile almeno un canale per trasmissione dati dal misuratore a un dispositivo utente.

Nel caso di utilizzo di PLC deve essere utilizzata, per quanto riguarda il livello fisico, la banda C CENELEC tra misuratore e dispositivo utente.

Il protocollo di comunicazione deve essere standard, unificato a livello nazionale, tra misuratore e dispositivo.

### 4.2 Misure di sicurezza per i canali della “chain 2” [R-6.02]

Devono essere impiegate tecniche di sicurezza informatica che garantiscano lungo la “chain 2” almeno:

- la confidenzialità dei dati scambiati, tramite il ricorso ad appropriate misure di sicurezza;
- l'integrità e l'autenticità dei dati scambiati, tramite l'uso di opportuni protocolli crittografici standard;
- la trasmissione verso il dispositivo utente deve essere attivata solo su richiesta del cliente, tramite il sistema di telegestione del misuratore.

### 4.3 Memorizzazione di informazioni relative all'autenticazione dei dispositivi [R-3.02]

Devono essere gestiti specifici campi per le informazioni relative all'autenticazione dei dispositivi utente e della crittografia sulla *chain 2*.

Le informazioni devono essere aggiornate sul misuratore a cura dell'impresa distributrice su richiesta del cliente finale o, se da lui delegati, del venditore o di una parte commerciale univocamente designata.

### 4.4 Interfaccia con il dispositivo utente [R-6.03]

L'interfaccia con il dispositivo utente deve essere conforme alla EN 50491-11-8, con riferimento all'interfaccia H1.

Deve essere disponibile una segnalazione al dispositivo di imminente intervento del limitatore, in relazione alla derivata in aumento della potenza istantanea.





Deve essere possibile per il cliente finale o, se da lui delegato, il venditore o una parte commerciale univocamente designata, di selezionare:

- i dati da trasferire al dispositivo, nell'ambito delle grandezze misurate ed eventi registrati dal misuratore;
- per la potenza istantanea, dati con campionamento fino a 1 secondo, inviati con frequenza massima compatibile con la capacità del canale di trasmissione.

## 5 Scenario applicativo

È importante riportare alcune caratteristiche peculiari di un dispositivo intelligente utilizzate nella definizione dei successivi casi d'uso:

- 1) Un dispositivo intelligente risiede fisicamente all'interno dell'immobile oggetto della fornitura di energia elettrica.
- 2) Un dispositivo intelligente è dotato di connettività con tecnologia non meglio specificata. In alcuni casi il dispositivo intelligente potrà essere dotato anche della stessa tecnologia di comunicazione del misuratore intelligente 2G.
- 3) Un dispositivo intelligente può integrare un dispositivo utente per la comunicazione *end-to-end* con il misuratore intelligente 2G o ricevere le sue informazioni in tempo quasi reale per mezzo di una catena di comunicazione più complessa sfruttando la propria connettività anche al fine di interfacciarsi con un sistema HBES (CEN/CLC/ETSI/TR 50572 par.3.17).
- 4) Esempi concreti di dispositivo intelligente, rilevanti per questa Specifica Tecnica, possono essere i seguenti:
  - grandi elettrodomestici (frigo, lavatrice, lavastoviglie, forno, piano a induzione);
  - piccoli elettrodomestici (es. macchina del caffè);
  - pompe di calore e impianti di aria condizionata;
  - impianti di micro-generazione e di accumulo di energia elettrica residenziale;
  - sistema di ricarica plug-in dell'auto elettrica;
  - elettrodomestici e grandi utensili industriali utilizzati in piccoli esercizi commerciali alimentati in bassa tensione (es. grandi lavatrici delle lavanderie, compressore di aria).
- 5) Molti dispositivi intelligenti hanno interfacce utente per l'interazione uomo-macchina, quali display, cicalini, o anche schermi sensibili al tocco (per es. frigoriferi di alta gamma), che possono essere utilizzati per mostrare al cliente informazioni connesse alla fornitura di energia elettrica contestuali all'utilizzo dell'elettrodomestico (per es. visualizzare sul display della lavatrice la disponibilità di potenza auto-generata nel momento in cui il cliente sta selezionando il ciclo di lavaggio). Le nuove generazioni di elettrodomestici intelligenti, inoltre, includono già una applicazione per smartphone che permette di sfruttare tutte le potenzialità di interazione, incluso anche il controllo tramite linguaggio naturale.
- 6) L'intelligenza permette, in funzione del tipo di dispositivo intelligente, di eseguire diverse azioni connesse al consumo di energia elettrica:
  - a) *Load Shifting*: pianificare l'ora di avvio di un ciclo di lavaggio (per es. lavatrice e lavastoviglie) o di un ciclo di sbrinamento per il frigo, o ancora sfruttare sistemi di accumulo (per es. accumulare energia elettrica prelevandola da rete in determinate ore per rilasciarla in altre ore).
  - b) *Load Shedding*: modulare in tempo reale l'assorbimento istantaneo in funzione di richieste esplicite o al fine di evitare il superamento di una soglia di potenza (per es. sistemi controllati da *inverter* come le pompe di calore, piano a induzione, sistemi di accumulo).
  - c) Avvisi e allarmi visivi (per es. lampeggio del *display* della lavatrice) o sonori per allertare le persone in casa all'occorrenza di eventuali situazioni anomale (per es. avviso di superamento del limite di potenza disponibile).



- d) Immettere energia in rete, sia nel caso di un sistema di micro-generazione sia nel caso di un veicolo elettrico o di un sistema di accumulo residenziale.
  - e) Fornire servizi alla rete elettrica, quali ad esempio la regolazione della frequenza, o il controllo della potenza reattiva al fine di stabilizzare la rete.
  - f) Diagnosticare anomalie di alimentazione. Ad esempio, qualora il dispositivo intelligente rilevi anomalie sulla tensione di alimentazione (alimentazione difettosa o interruzioni).
- 7) Molti dispositivi intelligenti dotati di dispositivo utente non sono sempre accesi e pronti a ricevere i dati trasmessi dal misuratore intelligente 2G. Ad esempio, nel caso degli elettrodomestici connessi, la normativa europea impone un assorbimento in standby non superiore a 2 W (COMMISSION REGULATION (EU) N. 801/2013). Pertanto, in molti casi d'uso, i dispositivi intelligenti hanno bisogno di ricevere i dati dal misuratore intelligente 2G o da altri dispositivi intelligenti nel momento in cui essi vengono accesi ed inizia l'interazione con il cliente. I dati dovrebbero essere ricevuti in un tempo adeguato a consentire una interazione con il cliente sufficientemente reattiva.

## 6 Requisiti generali

### 6.1 Dati disponibili da Delibera

I tipi di dati del misuratore intelligente 2G, che devono essere messi a disposizione dei dispositivi utente, sono riportati nell'elenco dei dati inviati in *chain 2* dalla delibera stessa.

È prevista la possibilità per il cliente, o per un soggetto da lui autorizzato, di scegliere quali tra queste informazioni siano trasferite ai dispositivi intelligenti. Si viene a definire quindi per ogni applicazione un insieme di informazioni da scambiare con il cliente finale. La possibilità di una configurazione individuale dedicata del dispositivo utente viene soddisfatta mediante scelta tra uno dei profili utente. L'insieme di tutti i profili contiene tutte le grandezze messe a disposizione dal misuratore intelligente 2G. Per maggiori dettagli si rimanda all'art. 9.

### 6.2 Registri del misuratore intelligente 2G da impostare

Diverse applicazioni dipendono o necessitano di impostazioni di parametri nel misuratore intelligente 2G. L'attivazione della *chain 2*, così come la selezione del sottoinsieme di dati, nonché la frequenza di invio sono parametri configurabili del misuratore intelligente 2G. Queste impostazioni devono essere veicolate al misuratore intelligente 2G per mezzo di un altro canale affidabile, p.es, tramite *chain 1*.

### 6.3 Dati aggiuntivi

Si definiscono **dati aggiuntivi** (*add*) tutti i dati che non vengono riportati nella Delibera 87/2016/R/eel ma, qualora presenti, aggiungono valore ai casi d'uso interessati. Poiché non menzionati nella Delibera citata, il misuratore intelligente 2G installato presso il cliente finale potrebbe non supportare l'invio di alcuni dati aggiuntivi. Inoltre, in ottemperanza al requisito [R-6.03] della Delibera 87/2016/R/eel il distributore, ai fini della gestione della qualità ed affidabilità del canale di comunicazione utilizzato, potrebbe limitarne o escluderne l'invio. Ad oggi, i dati aggiuntivi individuati sono i seguenti:

- potenza attiva istantanea generata (campionamento ad 1 secondo);
- potenza attiva istantanea immessa (campionamento ad 1 secondo);
- campione quartorario di energia attiva generata;
- tempo residuo prima del distacco del limitatore;
- segnale di allarme totalizzatore prepagato.



## 7 Strategie di ottimizzazione

In questo articolo vengono descritte le strategie adottate al fine di rendere più affidabile il canale di comunicazione.

### 7.1 Monodirezionalità

La comunicazione tra misuratore intelligente 2G e dispositivo utente è di tipo **monodirezionale** come mostrato nel livello applicativo definito nella CEI EN 62056-7-5 opportunamente adattato in relazione al tipo di interfaccia fisica.

Tuttavia, per migliorare l'affidabilità dei casi d'uso e le prestazioni del canale, viene introdotto l'utilizzo opzionale di un messaggio di "acknowledgement" (ACK) a livello inferiore all'applicativo per notificare al misuratore intelligente 2G l'avvenuta ricezione di una trama compatta. L'opzione di richiedere il messaggio di ACK è sempre gestita dal misuratore intelligente 2G. I dispositivi utente conformi alla presente Specifica Tecnica devono gestire l'invio del messaggio di ACK se richiesto dal misuratore intelligente 2G.

### 7.2 Potenza istantanea con strategia a soglie

Allo scopo di ottimizzare la comunicazione, per l'invio ai dispositivi utente della potenza attiva istantanea (campionata dal misuratore intelligente 2G ogni secondo) è stato ideato un sistema che prevede la generazione di un pacchetto informativo contenente l'ultimo campione di potenza attiva istantanea inviato solo all'attraversamento di specifiche soglie di potenza (S1, S2, S3...) scelte in fase di configurazione del misuratore intelligente 2G, come illustrato in Fig. 1. La risoluzione delle fasce di potenza utilizzata da questo modello è configurabile in funzione dei servizi a cui il cliente è interessato. Al fine di non saturare il canale di comunicazione, in ottemperanza a quanto riportato nel requisito R-6.03 della deliberazione 87/2016/R/eel Allegato A, è stato selezionato un valore di *default* di risoluzione delle fasce pari a 300 W. Tuttavia, il distributore potrebbe valutare, per specifici utenti che richiedono servizi avanzati, un livello di risoluzione più granulare, compatibilmente con le prestazioni offerte dal mezzo fisico. Ciò consente di modificare il valore di risoluzione delle fasce al fine di garantire un adeguato livello di qualità del servizio in funzione della tecnologia di comunicazione selezionata e delle caratteristiche del misuratore intelligente 2G.



**Figura 1 – Invio dell'ultimo campione di potenza attiva istantanea registrato dal misuratore intelligente 2G ogni secondo per mezzo di un sistema a attraversamento di soglie**

- La strategia prevede l'invio al dispositivo utente della potenza istantanea registrata ad ogni attraversamento delle soglie configurate. Il misuratore intelligente 2G campiona la potenza istantanea ogni secondo. Se un campione rientra in una fascia diversa da quella del campione registrato al secondo precedente, il misuratore intelligente 2G provvederà ad inviare un messaggio contenente il suddetto nuovo campione al dispositivo utente. Questa strategia, in determinate situazioni, può essere combinata con altre strategie di invio periodiche.



## 8 Casi d'uso

La definizione del protocollo di comunicazione si basa sull'individuazione di alcuni casi d'uso, ovvero di applicazioni pratiche rese possibili grazie ai dati disponibili da Delibera ed ai dati aggiuntivi. Tali casi d'uso consentono un raggruppamento dei dati disponibili in funzione dell'applicazione di interesse. I casi d'uso individuati sono riportati nell'Allegato A (informativo) della presente specifica. Nell'individuazione dei casi d'uso si è tenuto conto dei casi d'uso già riportati nella IEC 62746-2, includendo ed ampliando parte di essi nella presente Specifica Tecnica. Si precisa che i casi d'uso individuati in questa specifica non costituiscono un insieme completo di applicazioni pratiche. I casi d'uso sono stati utilizzati come strumento per l'individuazione di sottoinsiemi di dati disponibili e la generazione dei corrispondenti profili utente (vedi art. 9). Con i raggruppamenti dei dati disponibili definiti nel seguito, i clienti finali potranno abilitare i casi d'uso di loro interesse, anche non presenti nell'elenco individuato da questo documento.

I diversi casi d'uso individuati si possono raggruppare nelle seguenti categorie:

- **Consapevolezza** di consumi e produzione (per clienti *prosumer*), con informazioni che possono essere fornite anche tramite le interfacce utente dei dispositivi intelligenti (es. cicalino, *display*).
- **Pianificazione e controllo**, con informazioni dal misuratore intelligente 2G che vengono usate per adattare il ciclo di funzionamento e/o l'ora di avvio del dispositivo intelligente.
- **Diagnostica**, con informazioni inviate dal misuratore intelligente 2G, usate per verificare anomalie da parte del dispositivo intelligente.
- **Mercato**, con informazioni dal misuratore intelligente 2G usate per supportare l'attuazione di forme di contratto innovative sfruttabili da dispositivo intelligente (per es. prezzo dinamico dell'energia, potenza contrattuale variabile, consumo prepagato).
- **Servizi alla rete**, con informazioni dal misuratore intelligente 2G usate per permettere ai dispositivi intelligenti di fornire servizi alla rete elettrica.

Una categoria a parte è costituita dagli indispensabili casi d'uso relativi all'inizializzazione dei dispositivi utente, nonché alla loro configurazione iniziale.

I casi d'uso riportati in questo documento determinano l'interazione del misuratore intelligente 2G con i dispositivi utente, secondo i seguenti flussi informativi principali, che il protocollo è chiamato a gestire. Per tutti questi flussi informativi i casi d'uso definiscono per ogni dato, le periodicità e le latenze insieme all'eventuale causa scatenante:

- informazioni relative alle misure correnti e di periodo;
- informazioni sullo stato della rete;
- informazioni diagnostiche;
- stato della connessione;
- segnalazione di intervento del limitatore secondo il requisito [R-6.03] della Delibera 87/2016/R/eel, si veda il par. 4.4;
- informazioni per fini informativi e di controllo, quali: segnali di emergenza, consumo istantaneo;
- invio di informazioni contrattuali limitatamente alle informazioni già disponibili a bordo del misuratore: ad es. fasce F1, F2...di appartenenza del periodo di consumo, ove gestite;
- avvisi e messaggi.

Le frequenze e le latenze individuate per ogni caso d'uso motivano la scelta intrapresa nella selezione dei raggruppamenti di dati illustrate nel seguito.

Sono stati infine definiti i **servizi minimi**, ovvero l'insieme dei casi d'uso i cui dati verranno comunque resi disponibili a tutti i clienti che richiederanno l'attivazione dei servizi su *chain 2*.



## 9 Profilo utente

In questo articolo vengono presentati i raggruppamenti dei dati disponibili da Delibera e dei dati addizionali secondo quanto emerso dallo studio dei casi d'uso individuati. Lo scopo della creazione di alcuni sottoinsiemi di dati disponibili è la definizione dei **profili utente** in grado di offrire in fase di attivazione del servizio di chain 2 un insieme di dati ritenuti sufficienti all'abilitazione dei casi d'uso riportati in questa Specifica Tecnica. Nel seguito, si riportano le definizioni di tipologie utenti, categorie di servizio e profili utente.

Per far fronte alla forte eterogeneità di clienti presente sulle linee in bassa tensione sono state individuate quattro **tipologie di utenti** tipiche così definite:

- **Clienti consumer monofase:** utenti che detengono con il venditore un contratto di fornitura dell'energia elettrica monofase dalla rete di bassa tensione. Ai fini della fatturazione, tali clienti sono dotati di un misuratore intelligente 2G per la misura relativa al prelievo di energia elettrica dalla rete, installato nel punto di consegna del cliente (PdC).
- **Clienti prosumer monofase:** utenti che detengono con il venditore un contratto di fornitura dell'energia elettrica monofase dalla rete di bassa tensione e sono in possesso di un impianto di generazione e di un contratto per l'immissione in rete di bassa tensione dell'energia prodotta dall'impianto. Ai fini della fatturazione, tali clienti sono dotati di un misuratore intelligente 2G per la misura relativa al prelievo dalla rete e all'immissione di energia elettrica in rete, installato nel punto di consegna del cliente (PdC), e di un misuratore intelligente 2G per la misura dell'energia elettrica prodotta dall'impianto di generazione distribuita.
- **Clienti consumer trifase:** utenti che detengono con il venditore un contratto di fornitura dell'energia elettrica trifase dalla rete di bassa tensione. Ai fini della fatturazione, tali clienti sono dotati di un misuratore intelligente 2G per la misura relativa al prelievo di energia elettrica dalla rete, installato nel punto di consegna del cliente (PdC).
- **Clienti prosumer trifase:** utenti che detengono con il venditore un contratto di fornitura dell'energia elettrica trifase dalla rete di bassa tensione e sono in possesso di un impianto di generazione e di un contratto per l'immissione in rete di bassa tensione dell'energia prodotta dall'impianto. Ai fini della fatturazione, tali clienti sono dotati di un misuratore intelligente 2G per la misura relativa al prelievo dalla rete e all'immissione di energia elettrica in rete, installato nel punto di consegna del cliente (PdC), e di un misuratore intelligente 2G per la misura dell'energia elettrica prodotta dall'impianto di generazione distribuita.

Le differenti configurazioni d'impianto dei clienti finali in bassa tensione possono prevedere l'impiego di più misuratori intelligenti. Nel par. 12.1 della CEI 0-21 vengono identificate tre tipologie di misuratori intelligenti:

- M1: misuratore intelligente per il prelievo e l'immissione di energia elettrica dalla rete;
- M2: misuratore intelligente per l'energia elettrica prodotta dal cliente finale;
- M3: misuratore intelligente per i sistemi di accumulo installati presso il cliente finale.

Si rimanda alla CEI 0-21 per le definizioni dettagliate dei misuratori intelligenti citati e relativi schemi d'impianto.

La presenza di due misuratori intelligenti 2G per i clienti *prosumer* (sia monofase che trifase) non costringe il cliente, interessato ai servizi in tempo quasi reale, a munirsi necessariamente di due dispositivi utente. I dati di misura non validati potrebbero convergere in un unico dispositivo utente in grado di gestire più chiavi di crittografia e quindi i dati provenienti da più misuratori contemporaneamente. In questo documento si considera l'impiego di un solo dispositivo utente in grado di ricevere informazioni da parte del misuratore intelligente 2G.



L'insieme dei dati resi disponibili dai misuratori intelligenti 2G è riportato nella delibera AEEGSI 87/2016/R/eel. Tuttavia, alcuni clienti richiedenti l'abilitazione dei servizi in tempo quasi reale su *chain 2*, potrebbero non essere interessati a ricevere tutte le informazioni disponibili. Al fine di ottimizzare l'utilizzo delle risorse per la comunicazione tra misuratore intelligente 2G e dispositivo utente, sono state definite cinque **categorie di servizio** ad ognuna delle quali è associato l'invio di uno specifico sottoinsieme dei dati resi disponibili:

- **servizio minimo:** il dispositivo utente riceve dal misuratore intelligente 2G le informazioni minime per l'attivazione di una serie di casi d'uso ritenuti essenziali per tutti i clienti che attivano servizi su *chain 2*;
- **servizio base:** il dispositivo utente riceve dal misuratore intelligente 2G un sottoinsieme di informazioni che abilitano alcuni servizi aggiuntivi rispetto ai casi d'uso essenziali;
- **servizio avanzato:** il dispositivo utente riceve dal misuratore intelligente 2G tutte le informazioni messe a disposizione dal misuratore stesso per abilitare casi d'uso di complessità elevata;
- **servizio addizionale:** il dispositivo utente riceve dal misuratore intelligente 2G tutte le informazioni messe a disposizione dal misuratore stesso per abilitare casi d'uso di complessità elevata. In aggiunta, riceve dal misuratore intelligente 2G i dati addizionali non presenti in Delibera;
- **servizio UVAM:** Il dispositivo utente riceve dal misuratore intelligente 2G un sottoinsieme di dati dedicati all'attivazione dei servizi per la partecipazione al mercato del dispacciamento. Questo servizio può essere richiesto congiuntamente ad un altro servizio richiesto dal cliente finale.

La categoria di servizio avanzato è stata realizzata tenendo conto del requisito R-6.03 della Deliberazione AEEGSI 87/2016/R/eel, Allegato A, terzo alinea che riporta:

*“Possibilità per il cliente finale o, se da lui delegato, il venditore o una parte commerciale univocamente designata, di selezionare i dati da trasferire al dispositivo, nell'ambito delle grandezze misurate ed eventi registrati dal misuratore”.*

Grazie al servizio avanzato ed al servizio addizionale è possibile non solo soddisfare le richieste dei clienti più esigenti, ma anche abilitare casi d'uso non identificati in questo documento.

La combinazione tra le tipologie di utente e le categorie di servizio origina il concetto di **profilo utente**, definito come sottoinsieme dei dati resi disponibili dal misuratore intelligente 2G ad una particolare tipologia di utente richiedente una determinata categoria di servizio su *chain 2*. La Tab. 1 riporta i profili utente individuati. Il cliente finale può selezionare un solo profilo utente alla volta, ad eccezione del profilo UVAM che può invece essere attivato anche in concomitanza con un altro profilo.

**Tabella 1 – Tipologie di profilo utente**

Tipologia utente Grado di servizio	Consumer Monofase	Prosumer Monofase	Consumer Trifase	Prosumer Trifase
Minimo	P1	–	–	–
Avanzato	P2	P3	P4	P5
Addizionale	–	P6	–	P7
UVAM	P8			

Tutti i profili P ed i dati in essi contenuti con le relative frequenze di invio sono dettagliatamente illustrati nell'Allegato B.

Si segnala che i profili utente riportati in Tab. 1 sono applicabili ai soli misuratori M1 ed M2. La presente versione della specifica tecnica non prevede profili utente applicabili ad un misuratore M3.



## 10 Sicurezza

La Delibera 87/2016/R/EEL prevede che la comunicazione tra misuratore intelligente 2G e dispositivo utente debba garantire la confidenzialità, l'integrità e l'autenticità dei dati scambiati.

Le informazioni relative ai consumi hanno un valore anche per soggetti diversi dal cliente finale, e per tale motivo devono essere adeguatamente protetti. La confidenzialità viene messa a rischio anche dalla particolare configurazione dei sistemi domestici, che potrebbero rendere possibile fenomeni di diafonia tra le diverse reti, tale da portare anche ad una diffusione involontaria di tali dati. Si impone pertanto l'utilizzo di sistemi di cifratura che rendano possibile l'accesso alle informazioni da parte dei soli soggetti autorizzati.

D'altra parte i dati devono anche essere autenticati, in modo da impedire che eventuali alterazioni volontarie od involontarie degli stessi, o l'uso di informazioni da parti di sorgenti che, pur non essendolo, tentano di farsi accettare come valide, portino il cliente, o i sistemi di coordinamento automatico, a prendere decisioni errate od incoerenti con lo stato del sistema.

Gli aspetti di sicurezza non si limitano tuttavia alla protezione o all'autenticazione del dato, ma riguardano aspetti costruttivi dei dispositivi e della definizione dei protocolli anche al fine di garantire, tra l'altro, la disponibilità del sistema contro eventuali attacchi che mirino ad alterarne le prestazioni (es. attacchi di tipo DoS).

Il documento di riferimento "*Minimum security requirements for AMI components*" stabilisce una serie di requisiti, relativi alla sicurezza, a cui i dispositivi dovrebbero sottostare.

Nella definizione degli aspetti di sicurezza del protocollo sono inoltre considerati i criteri esposti nel documento CEN/CLC/ETSI/TR 50572.

In particolare, per motivi di conformità, manutenibilità ed adattabilità a possibili evoluzioni, i meccanismi di sicurezza utilizzati sono scelti tra quelli messi a disposizione dalla EN 62056-7-5 e verranno dettagliati nei relativi documenti di specifica del livello applicativo e dei profili protocollari.



## Allegato A (informativo)

### Casi d'uso

In questo Allegato sono elencati tutti i casi d'uso considerati per la redazione dei requisiti del protocollo di comunicazione.

#### A.1.a Inizializzazione del dispositivo utente e modifica della chiave di esercizio

##### Prospetto 1 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<i>Questo caso d'uso contiene la procedura di inizializzazione che prevede la ricezione da parte del dispositivo utente della prima chiave di esercizio inviata dal misuratore intelligente 2G e cifrata con la chiave di inizializzazione. La stessa procedura viene utilizzata per modificare la chiave di esercizio</i>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente.</li> <li>– Il cliente dispone di un dispositivo utente con relativa chiave di inizializzazione.</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	– Il dispositivo utente riceve correttamente la chiave di esercizio da parte del misuratore intelligente 2G ed è successivamente in grado di decifrare i messaggi ricevuti da quest'ultimo con la chiave ricevuta.
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	– Il dispositivo utente non riceve la chiave di esercizio o non è in grado di decifrare i successivi messaggi inviati dal misuratore intelligente 2G.
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Distributore</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Dispositivo utente</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	– Venditore
<b>Causa scatenante</b>	Scelta del cliente di disporre di uno o più servizi abilitati dalla <i>chain 2</i>
<b>Ipotesi</b>	
<b>Requisiti di sicurezza</b>	
<b>Categoria</b>	Installazione
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Allegato A alla DELIBERAZIONE AEEGSI dell'8 MARZO 2016 87/2016/R/EEL</li> <li>– Allegato B alla DELIBERAZIONE AEEGSI dell'8 MARZO 2016 87/2016/R/EEL</li> </ul>

##### Prospetto 2 – Scenari

###### a) Scenario di successo per il caso di inizializzazione:

- 1) il cliente dispone di un dispositivo utente non inizializzato o precedentemente associato ad un diverso misuratore intelligente 2G;
- 2) il cliente installa il dispositivo utente nel proprio impianto sotteso ad uno specifico misuratore intelligente 2G;
- 3) il cliente informa il venditore o una parte commerciale univocamente designata relativamente all'installazione e fornisce le informazioni necessarie all'identificazione del misuratore intelligente 2G e del cliente associato. Tali informazioni includono almeno la chiave di inizializzazione fornita con il dispositivo utente e, eventualmente, una chiave di esercizio opportunamente scelta ed un indirizzo di comunicazione se previsto dal profilo protocollare;





- 4) il venditore, o una parte commerciale univocamente designata, informa il distributore relativamente all'installazione e fornisce le informazioni avute dal cliente; se tra queste non è presente una chiave di esercizio e un indirizzo di comunicazione, deve essere il venditore o parte terza a fornirli al distributore;
- 5) il distributore invia al misuratore intelligente 2G interessato la chiave di inizializzazione del dispositivo utente, la chiave di esercizio e l'elenco delle informazioni da trasferire al dispositivo utente insieme a quant'altro necessario al corretto funzionamento del servizio;
- 6) il misuratore intelligente 2G invia al dispositivo utente, per un periodo di tempo prefissato o fino alla ricezione di un messaggio di ACK (se utilizzato), la chiave di esercizio, protetta con la chiave di inizializzazione del dispositivo utente fornita precedentemente dal cliente;
- 7) il caso d'uso termina quando il dispositivo utente riceve ed è in grado di decodificare il primo messaggio cifrato dal misuratore intelligente 2G con la chiave di esercizio.

#### b) Scenario di successo per il caso di modifica chiave di esercizio

- 1) il cliente dispone di un dispositivo utente correttamente inizializzato;
- 2) il cliente informa il venditore o una parte commerciale univocamente designata della richiesta di cambio chiave di esercizio, inoltrandogli il nuovo valore della stessa;
- 3) il venditore, o una parte commerciale univocamente designata, informa il distributore della richiesta di cambio chiave di esercizio e fornisce le informazioni avute dal cliente;
- 4) il distributore invia al misuratore intelligente 2G interessato la nuova chiave di esercizio;
- 5) il misuratore intelligente 2G invia al dispositivo utente, per un periodo di tempo prefissato o fino alla ricezione di un messaggio di ACK (se utilizzato), la nuova chiave di esercizio, protetta con la chiave di esercizio corrente;
- 6) il caso d'uso termina quando il dispositivo utente riceve ed è in grado di decodificare il primo messaggio cifrato dal misuratore intelligente 2G con la nuova chiave di esercizio.

Lo scenario di inizializzazione si applica anche nel caso in cui venga sostituito il misuratore intelligente 2G nell'impianto del cliente (per es. per malfunzionamento) o un dispositivo utente già inizializzato venga utilizzato in un impianto con un diverso misuratore intelligente 2G (per es. per trasloco del cliente).

#### Prospetto 3 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Alta
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B)
<b>Profili utente abilitanti</b>	P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7, P8
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B
<b>Caso d'uso subordinante</b>	
<b>Casi d'uso subordinati</b>	– Tutti i seguenti



## A.1.b Configurazione del dispositivo utente

### Prospetto 4 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<i>Questo caso d'uso contiene la procedura di configurazione che prevede la memorizzazione dei dati contrattuali e di configurazione inviati dal misuratore intelligente 2G nei registri del dispositivo utente.</i>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente.</li> <li>– Il cliente dispone di un dispositivo utente correttamente inizializzato.</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	– Il dispositivo utente memorizza tutte le informazioni contrattuali incluso il piano tariffario.
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	– Il dispositivo utente non riceve tutte le informazioni contrattuali dal misuratore intelligente 2G.
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Distributore</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Dispositivo utente</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	– Venditore
<b>Causa scatenante</b>	Scelta del cliente di disporre di uno o più servizi abilitati dalla <i>chain 2</i>
<b>Ipotesi</b>	
<b>Requisiti di sicurezza</b>	
<b>Categoria</b>	Installazione
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Allegato A alla DELIBERAZIONE AEEGSI dell'8 MARZO 2016 87/2016/R/EEL</li> <li>– Allegato B alla DELIBERAZIONE AEEGSI dell'8 MARZO 2016 87/2016/R/EEL</li> </ul>

### Prospetto 5 – Scenari

#### a) Scenario principale di successo:

- 1) il cliente dispone di un dispositivo utente correttamente inizializzato;
- 2) il misuratore intelligente 2G invia le informazioni contrattuali e di configurazione al dispositivo utente;
- 3) Il dispositivo utente riceve i messaggi inviati dal misuratore intelligente 2G e memorizza nei propri registri le informazioni;
- 4) il caso d'uso termina quando tutte le informazioni contrattuali e di configurazione sono state salvate nei registri del dispositivo utente.

Lo scenario si applica tutte le volte in cui siano presenti nei registri del misuratore intelligente 2G nuove informazioni contrattuali e/o di configurazione (per es. prima configurazione o voltura di un contratto).

### Prospetto 6 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Alta
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B)
<b>Profili utente abilitanti</b>	P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7, P8
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	– Tutti i seguenti



## A.2 Visualizzazione consumi e produzione di energia (servizio minimo)

### Prospetto 7 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<i>Fornire un servizio che consenta al cliente di visualizzare o gestire consumi, produzione ed immissione in rete.</i>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>– Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>– Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>– L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il dispositivo utente riceve correttamente le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente è in grado in qualsiasi momento di visualizzare o gestire i propri consumi elettrici, la propria produzione (nel caso di cliente <i>prosumer</i>), la quantità di energia immessa in rete nonché il consumo dei dispositivi intelligenti eventualmente presenti nella sua abitazione.</li> </ul>
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il dispositivo utente non riceve le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente non è informato sui propri consumi elettrici, la propria produzione (nel caso di cliente <i>prosumer</i>) e la quantità di energia immessa</li> </ul>
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Venditore e/o fornitore del servizio</li> <li>– Dispositivo utente</li> <li>– Interfaccia utente</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Dispositivi intelligenti</li> <li>– Sistema di coordinamento automatico</li> </ul>
<b>Causa scatenante</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il misuratore intelligente 2G aggiorna in autonomia i dati verso il dispositivo utente</li> </ul>
<b>Ipotesi</b>	
<b>Requisiti di sicurezza</b>	
<b>Categoria</b>	Consapevolezza
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Allegato A alla DELIBERAZIONE AEEGSI dell'8 MARZO 2016 87/2016/R/EEL</li> <li>– Energy@Home - Casi d'uso V 3.0</li> <li>– Energy@Home - Meter2G-Servizi_Dati_v9</li> </ul>



## Prospetto 8 – Scenari

### a) Scenario principale di successo:

- 1) il misuratore intelligente 2G invia le informazioni richieste al dispositivo utente;
- 2) il dispositivo utente rende disponibile le misure al cliente o ad un suo sistema di coordinamento automatico;
- 3) il cliente, o un sistema di coordinamento automatico, può visualizzare e/o gestire i dati forniti dal misuratore intelligente 2G per mezzo di un'interfaccia utente.

## Prospetto 9 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Normale
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	
<b>Note</b>	Questo caso d'uso è stato considerato come servizio base attivo per tutti i clienti che abilitano la comunicazione su <i>chain 2</i> per i servizi al cliente final, esclusi i casi di abilitazione del solo servizio UVAM.



### A.3 Avviso di superamento della potenza disponibile ed eventuale intervento del limitatore (servizio minimo)

#### Prospetto 10 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<i>Fornire un servizio che possa informare il cliente del superamento della soglia di potenza disponibile (eventualmente fornendo anche il tempo residuo prima dello sgancio del limitatore) per consentire di mettere in atto le necessarie contromisure mediante intervento manuale o automatico.</i>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>– Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>– Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>– L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il dispositivo utente è in grado di elaborare i dati sulla potenza ed informare di conseguenza il cliente sfruttando le interfacce utente disponibili.</li> <li>– Eventuale presenza di un sistema di coordinamento automatico abilitato a comunicare con il dispositivo utente e pianificare l'attivazione dei dispositivi intelligenti.</li> <li>– Qualora disponibile, un eventuale sistema di <i>load shedding</i>, quest'ultimo deve poter utilizzare le informazioni per effettuare un opportuno distacco dei carichi non prioritari.</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il dispositivo utente riceve correttamente le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente è informato tempestivamente, eventualmente anche tramite segnale acustico o altro che richiami immediatamente l'attenzione, che la potenza assorbita eccede il limite di potenza disponibile ed è informato sul tempo entro il quale deve ridurre l'assorbimento prima che intervenga il limitatore.</li> <li>– Se presente un sistema di coordinamento automatico, i dispositivi intelligenti possono regolare i carichi controllabili al fine di evitare l'eventuale distacco autonomamente.</li> </ul>
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il dispositivo utente non riceve le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente, o un sistema di coordinamento automatico, non è informato tempestivamente che la potenza assorbita eccede il limite di potenza disponibile e non ha tempo sufficiente a reagire prima che intervenga il limitatore.</li> </ul>
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Dispositivo utente</li> <li>– Interfaccia utente</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Sistema di coordinamento automatico</li> <li>– Sistema di <i>load shedding</i></li> <li>– Dispositivi intelligenti</li> </ul>
<b>Causa scatenante</b>	Superamento del limite di potenza disponibile
<b>Ipotesi</b>	Il cliente è disponibile a reagire tempestivamente per evitare l'intervento del limitatore e/o dispone di un sistema di coordinamento automatico in grado di evitare il distacco.
<b>Requisiti di sicurezza</b>	
<b>Categoria</b>	Consapevolezza
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Allegato A alla DELIBERAZIONE AEEGSI dell'8 MARZO 2016 87/2016/R/EEL</li> <li>– Energy@Home - Casi d'uso V 3.0</li> <li>– Energy@Home - Meter2G-Servizi_Dati_v9</li> </ul>



## Prospetto 11 – Scenari

### a) Scenario principale di successo:

- 1) il cliente, o un sistema di coordinamento automatico, è in grado di ricevere segnali provenienti dal misuratore intelligente 2G tramite il dispositivo utente, eventualmente visualizzabili per mezzo di un'interfaccia utente;
- 2) il dispositivo utente rileva la potenza attiva istantanea inviata dal misuratore intelligente 2G ad intervalli determinati da un'opportuna soglia (identificata dal parametro "risoluzione fascia di potenza") in funzione della programmazione del misuratore intelligente 2G e, in caso di superamento della soglia di potenza disponibile, invia l'evento associato e, se previsto, valorizza il tempo residuo prima dello sgancio del limitatore. Qualora sia presente un valore di potenza disponibile in emergenza, verrà utilizzato come valore di soglia il minimo tra i due valori di potenza;
- 3) il dispositivo utente segnala al cliente, o al sistema di coordinamento automatico, la potenza istantanea prelevata, la potenza disponibile, l'evento e il tempo residuo prima dello sgancio del limitatore;
- 4) il cliente, o il sistema di coordinamento automatico, reagisce efficacemente prima che intervenga il limitatore;
- 5) un eventuale sistema di *load shedding* utilizza le informazioni disponibili ai punti 2 e 3 per effettuare un distacco programmato di carichi non prioritari.

## Prospetto 12 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Alta
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B)
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B
<b>Profili utente abilitanti</b>	P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	
<b>Note</b>	Questo caso d'uso è stato considerato come servizio base attivo per tutti i clienti che abilitano la comunicazione su <i>chain 2</i> per i servizi al cliente finale, esclusi i casi di abilitazione del solo servizio UVAM.



## A.4 Visualizzazione consumi con stime di costo e, per clienti *prosumer*, anche visualizzazione generazione e stima ricavo

### Prospetto 13 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<p>Fornire un servizio che consenta al cliente di visualizzare consumi, produzione, immissione in rete e una visualizzazione dell'andamento istantaneo dei flussi. Può anche utilizzare le funzionalità intrinseche dei dispositivi intelligenti (per es. elettrodomestici o prese intelligenti) per fornire informazioni di consumo dettagliate puntuali. Include la capacità di fornire una stima dei costi in bolletta e dei ricavi attesi relativi al proprio impianto fotovoltaico.</p> <p>Tramite un'applicazione utente è possibile visualizzare anche un set di informazioni contrattuali scelte dal venditore (per es. il cliente verifica con la propria interfaccia utente se il cambio contratto è già stato eseguito).</p> <p>La curva dei consumi del cliente può essere analizzata ex-post per segnalare al cliente eventuali scostamenti che possano rivelare anomalie (scatto del limitatore, monitoraggio remoto dei consumi) e il servizio può fornire suggerimenti per massimizzare l'efficienza e il risparmio.</p>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>– Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>– Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>– L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>– È disponibile un'opportuna interfaccia utente, integrata nel dispositivo o connessa con il dispositivo localmente o via <i>cloud</i> (PC, <i>tablet</i>, <i>smartphone</i>).</li> <li>– Segnali di costo provenienti da canale alternativo alla <i>chain 2</i>.</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il dispositivo utente riceve correttamente le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente è in grado in qualsiasi momento di visualizzare sulle proprie interfacce utente (<i>smartphone</i>, <i>tablet</i>, PC, ecc.) i propri consumi elettrici, la propria produzione (nel caso sia un <i>prosumer</i>), la quantità di energia immessa in rete nonché il consumo dei dispositivi intelligenti eventualmente presenti nella sua abitazione. L'interfaccia utente mostra il flusso di energia prodotto/consumato/impresso in rete e, inoltre, una serie di suggerimenti che consentano al cliente di aumentare l'efficienza energetica modificando i propri comportamenti.</li> <li>– Il cliente è in grado in qualsiasi momento di conoscere costi/ricavi di consumi e produzione.</li> <li>– Il cliente è in grado di conoscere lo stato del contratto ed è informato tempestivamente sul cambio di stato dello stesso.</li> <li>– Il cliente è eventualmente informato in giornata che la sua curva di carico/produzione presenta deviazioni dalla norma (consumi abituali dello stesso cliente, condizioni meteo, confronto con clienti simili).</li> </ul>
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il dispositivo utente non riceve le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente non è informato sul consumo e sulla relativa spesa e perde l'opportunità di risparmiare e migliorare la propria efficienza.</li> <li>– Il cliente non riceve una risposta tempestiva sul cambio di stato del contratto.</li> <li>– Il cliente non è informato tempestivamente di eventuali anomalie.</li> </ul>
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Venditore e/o fornitore del servizio</li> <li>– Dispositivo utente</li> <li>– Interfaccia utente</li> <li>– Canale alternativo alla <i>chain 2</i> per segnali di costo dell'energia</li> </ul>



<b>Ruoli secondari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dispositivi intelligenti</li> <li>- Sistema di coordinamento automatico</li> </ul>
<b>Causa scatenante</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il misuratore intelligente 2G aggiorna in autonomia i dati verso il dispositivo utente.</li> <li>- Il cliente vuole sapere quanta energia sta consumando, producendo o immettendo in rete.</li> <li>- Il cliente desidera verificare le informazioni contrattuali, in particolare in occasioni di modifiche.</li> <li>- La curva di carico/produzione presenta caratteristiche anomale (rispetto a consumi abituali dello stesso cliente, previsioni meteo, confronto con utenti simili, ...).</li> </ul>
<b>Ipotesi</b>	Il cliente è disponibile a modificare il proprio comportamento per risparmiare
<b>Requisiti di sicurezza</b>	
<b>Categoria</b>	Consapevolezza
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Allegato A alla DELIBERAZIONE AEEGSI dell'8 MARZO 2016 87/2016/R/EEL</li> <li>- Energy@Home - Casi d'uso V 3.0</li> <li>- Energy@Home - Meter2G-Servizi_Dati_v9</li> </ul>

## Prospetto 14 – Scenari

### a) Scenario principale di successo

#### Consultazione cruscotto

- a) Il cliente accede ad un'interfaccia utente (*smartphone, tablet, display ad-hoc, ...*) per visualizzare i dati forniti.  
Se l'interfaccia utente non coincide con il dispositivo utente che ha ricevuto i dati da misuratore intelligente 2G, interroga direttamente un dispositivo intelligente o un sistema in *cloud* connesso ad esso al fine di visualizzare i dati forniti dal misuratore intelligente 2G o verificare lo stato del contratto (es. ha richiesto un cambio di contratto e vuole sapere se è stato eseguito).
- b) L'interfaccia utente interroga direttamente il dispositivo intelligente o il *cloud* al fine di ottenere i dati.
- c) Il dispositivo intelligente o l'interfaccia utente hanno ricevuto dal fornitore di servizi segnali di prezzo dell'energia elettrica da un canale alternativo alla *chain 2*.
- d) Il dispositivo intelligente o l'interfaccia utente aggregano in modo opportuno i dati ricevuti e li valorizzano aggiungendo la stima dei costi/ricavi e ulteriori informazioni (es. previsioni del tempo, previsioni di consumo, confronto con utenti simili, ...).
- e) L'interfaccia utente deve mostrare i dati contrattuali, l'energia consumata, prodotta ed immessa in rete, il consumo degli eventuali dispositivi intelligenti connessi, i costi e i ricavi.
- f) Il cliente può visualizzare nell'interfaccia utente dei suggerimenti per migliorare l'efficienza energetica.

### b) Scenario alternativo

#### Segnalazione anomalie

- 1) L'interfaccia utente avverte il cliente se rileva anomalie nella curva di carico/produzione.
- 2)-3)-4) Come sopra
- 5) L'interfaccia utente deve mostrare tempestivamente le anomalie rilevate e i consigli su come reagire ad esse.
- 6) Il cliente può visualizzare gli avvisi e i suggerimenti tramite l'interfaccia utente.





## Prospetto 15 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Alta
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P2, P3, P4, P5, P6, P7
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	
<b>Note</b>	Segnalazione da parte del dispositivo utente di eventuali disallineamenti di dati (es. cambio di contratto), verificati tramite canale alternativo alla <i>chain 2</i> verso il venditore o il fornitore del servizio.

www.cei.it



## A.5 Avviso su un limite di potenza istantanea impostato dal cliente

### Prospetto 16 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<p><i>L'interfaccia utente avvisa il cliente che ha superato una soglia di potenza da lui impostata nel dispositivo utente o nel cloud (con l'obiettivo, ad es. di contenere i consumi o di rilevare l'accensione di una certa apparecchiatura, per controllo parentale e simili).</i></p> <p><i>Il limite viene scelto dal cliente tra alcuni livelli predefiniti (preferibilmente coincidenti con quelli gestiti sul misuratore intelligente 2G).</i></p> <p><i>Nota: Non si deve confondere questo limite con le soglie impostate nel misuratore ("risoluzione fascia di potenza") al fine di provocare l'invio di potenza istantanea.</i></p>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>– Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>– Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>– L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il misuratore intelligente 2G è programmato in modo da inviare il dato di potenza istantanea ad ogni superamento delle soglie di potenza impostate nel misuratore (risoluzione fascia di potenza).</li> <li>– È disponibile un'opportuna interfaccia utente, integrata nel dispositivo o connessa con il dispositivo localmente o via <i>cloud</i> (<i>PC, tablet, smartphone</i>).</li> <li>– Eventuale presenza di un sistema di coordinamento (locale o in <i>cloud</i>) abilitato a comunicare con il misuratore intelligente 2G.</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il dispositivo utente riceve correttamente le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente è informato tempestivamente che la potenza assorbita eccede il limite personalizzato che ha scelto.</li> </ul>
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il dispositivo utente non riceve le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente non è informato tempestivamente che la potenza assorbita eccede il limite personalizzato.</li> </ul>
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Dispositivo utente</li> <li>– Interfaccia utente</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Sistema di coordinamento automatico</li> <li>– Sistema di <i>load shedding</i></li> <li>– Dispositivi intelligenti</li> </ul>
<b>Causa scatenante</b>	Superamento del limite personalizzato di potenza
<b>Ipotesi</b>	Il cliente è disponibile a reagire tempestivamente alle notifiche dei cambiamenti/anomalie (o dispone di un sistema di coordinamento automatico)
<b>Requisiti di sicurezza</b>	
<b>Categoria</b>	Consapevolezza
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Allegato A alla DELIBERAZIONE AEEGSI dell'8 MARZO 2016 87/2016/R/EEL</li> <li>– Energy@Home - Casi d'uso V 3.0</li> <li>– Energy@Home - Meter2G-Servizi_Dati_v9</li> </ul>



## Prospetto 17 – Scenari

### a) Scenario principale di successo:

- 1) al ricevimento del dato di potenza istantanea dal misuratore intelligente 2G, il dispositivo utente verifica che la potenza assorbita dal cliente superi un limite personalizzato;
- 2) un evento associato viene generato dal dispositivo utente;
- 3) il dispositivo utente notifica al cliente le informazioni elaborate, relative all'evento tramite apposita interfaccia utente;
- 4) il cliente reagisce efficacemente.

## Prospetto 18 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Normale
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B.
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	



## A.6 Informazione sull'interruzione della fornitura del servizio

### Prospetto 19 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<i>Fornire un servizio che possa informare il cliente sull' interruzione della fornitura ex-post sia per blackout che per interventi di manutenzione programmata.</i>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>– Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>– Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>– L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>– È disponibile un'opportuna interfaccia utente, integrata nel dispositivo o connessa con il dispositivo localmente o via <i>cloud</i> (<i>PC, tablet, smartphone</i>).</li> <li>– Il dispositivo utente è correttamente installato ed il servizio è attivo.</li> <li>– Eventuale presenza di un sistema di coordinamento automatico (locale o in <i>cloud</i>) abilitato a comunicare con il dispositivo utente e pianificare l'attivazione dei dispositivi intelligenti.</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il dispositivo utente riceve correttamente le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente, o un sistema di coordinamento automatico asservito, è informato tempestivamente che si è verificata un'interruzione e quanto è durata, in modo da valutarne le conseguenze (scongelamento cibi, malfunzionamento di elettrodomestici e simili) e reagire opportunamente.</li> </ul>
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il dispositivo utente non riceve le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente, o un sistema di coordinamento automatico, non è informato tempestivamente che si è verificata un'interruzione e/o non ha le informazioni per valutarne le conseguenze e reagire.</li> </ul>
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Dispositivo utente</li> <li>– Interfaccia utente</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Distributore</li> <li>– Sistema di coordinamento automatico</li> </ul>
<b>Causa scatenante</b>	– Interruzione (dovuta a cause esterne o a intervento del limitatore)
<b>Ipotesi</b>	Il cliente è disponibile a reagire tempestivamente alle notifiche delle interruzioni di servizio e/o dispone di un sistema di coordinamento automatico in grado di reagire autonomamente.
<b>Requisiti di sicurezza</b>	
<b>Categoria</b>	Consapevolezza
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Allegato A alla DELIBERAZIONE dell'8 MARZO 2016 87/2016/R/EEL</li> <li>– Energy@Home - Casi d'uso V 3.0</li> <li>– Energy@Home - Meter2G-Servizi_Dati_v9</li> </ul>



## Prospetto 1 – Scenari

### a) Scenario principale di successo:

- 1) il misuratore intelligente 2G invia al dispositivo utente un evento nei casi in cui sia prevista un'interruzione del servizio per manutenzione programmata oppure un evento di interruzione ex-post includendo anche data e durata dell'interruzione del servizio. Nel caso di evento ex-post, al ripristino della rete il distributore invierà le informazioni relative al tempo di mancanza alimentazione per distacco del carico e/o per interruzione di tensione di rete;
- 2) il dispositivo utente rileva la presenza dell'evento e lo inoltra ad una interfaccia utente o ad un sistema di coordinamento automatico;
- 3) il cliente, o il sistema di coordinamento automatico, reagisce efficacemente.

## Prospetto 21 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Alta
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P2, P3, P4, P5, P6, P7
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	



## A.7 Forme di contratto innovative sfruttabili dal dispositivo intelligente

### Prospetto 22 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<p><i>Sotto l'ipotesi in cui:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>il prezzo della componente energia non è più legato a valori fissati per ogni fascia oraria ma può variare nel tempo (ad esempio al variare del prezzo di mercato all'ingrosso) e con una granularità maggiore rispetto alle 3 fasce giornaliere attuali (es. dettaglio orario),</i></li> <li>– <i>e/o la potenza contrattuale non è più fissa, ma può variare nel tempo (ad esempio in base alla fascia oraria) e il prezzo dell'energia è funzione anche della potenza impegnata in un dato momento,</i></li> <li>– <i>e/o il contratto di fornitura è basato sull'acquisto di pacchetti di consumo prepagati misurati in kWh o in euro a seconda dell'offerta collegata,</i></li> </ul> <p><i>il cliente è informato tempestivamente e può intervenire manualmente o per mezzo di un sistema di coordinamento automatico al fine di gestire al meglio la propria spesa energetica.</i></p>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>– Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>– Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>– L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il prezzo dell'energia elettrica variabile in base all'ora del giorno viene inviato tramite canale alternativo alla <i>chain 2</i> ed è disponibile tramite interfaccia utente.</li> <li>– E/o la potenza contrattuale variabile in base all'ora del giorno.</li> <li>– E/o il cliente ha acquistato un pacchetto di consumo prepagato misurato in kWh o in euro.</li> <li>– Eventuale presenza di un sistema di coordinamento automatico della casa abilitato a comunicare con il misuratore intelligente 2G.</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il dispositivo utente riceve correttamente le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente è informato tempestivamente sul consumo del periodo più recente e sulla relativa spesa affinché possa rispondere efficacemente al segnale di prezzo e/o conoscere il "credito residuo".</li> <li>– Il cliente è informato tempestivamente sulla potenza assorbita per evitare il distacco o l'applicazione di un sovrapprezzo.</li> <li>– Il cliente è informato tempestivamente sul "credito residuo" e sull'avvicinarsi del suo esaurimento.</li> </ul>
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il dispositivo utente non riceve le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente non è informato sul consumo e sulla relativa spesa, vanificando l'efficacia del segnale di prezzo.</li> <li>– Il cliente non è informato tempestivamente della potenza assorbita fino a farlo incorrere nel distacco o in un sovrapprezzo.</li> <li>– Il cliente non è informato dell'ammontare del credito residuo, o che il "credito residuo" sta per esaurirsi.</li> </ul>
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Venditore</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Dispositivo utente</li> <li>– Interfaccia utente</li> <li>– Canale alternativo alla <i>chain 2</i> per segnali di costo dell'energia</li> </ul>



<b>Ruoli secondari</b>	
<b>Causa scatenante</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Variazione favorevole o sfavorevole del prezzo o della potenza contrattuale.</li> <li>– Desiderio del cliente di verificare il "credito residuo", o l'imminente esaurimento del pacchetto.</li> </ul>
<b>Ipotesi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente è disponibile a modificare il proprio consumo per risparmiare (o dispone di un sistema di coordinamento automatico).</li> <li>– L'assorbimento di una potenza superiore alla potenza disponibile definita in un certo momento può causare l'intervento del limitatore o un sovrapprezzo.</li> <li>– L'energia consumata dopo l'esaurimento di un pacchetto prepagato può avere un prezzo maggiorato o comportare limitazioni.</li> </ul>
<b>Requisiti di sicurezza</b>	
<b>Categoria</b>	Controllo e Pianificazione
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Allegato A alla DELIBERAZIONE 8 MARZO 2016 87/2016/R/EEL</li> <li>– Energy@Home - Casi d'uso V 3.0</li> <li>– Energy@Home - Meter2G-Servizi_Dati_v9</li> </ul>

### Prospetto 23 – Scenari

#### a) Scenario principale di successo (prezzo e/o potenza contrattuale variabile):

- 1) il cliente accede ad un'interfaccia utente (smartphone, tablet, display ad-hoc, ...) per visualizzare il credito residuo ed essere informato quando sta per esaurirsi. Se l'interfaccia utente non coincide con il dispositivo utente che ha ricevuto i dati dal misuratore intelligente 2G, questa interroga direttamente il dispositivo utente o un sistema in *cloud* connesso ad esso al fine di visualizzare i dati forniti dal misuratore intelligente 2G ed eventuali dispositivi intelligenti;
- 2) l'interfaccia utente interroga direttamente il dispositivo utente al fine di ottenere i dati;
- 3) il dispositivo intelligente ha ricevuto i dati dal misuratore intelligente 2G con frequenza regolare;
- 4) il dispositivo intelligente o l'interfaccia utente ha ricevuto dal venditore/fornitore di servizi il prezzo dell'energia elettrica e, per le offerte prepagate, le informazioni per calcolare il credito residuo (kWh o euro previsti dal pacchetto).

NOTA Le relative informazioni contrattuali non provengono da *chain 2*, ma da altri canali; in particolare sulla *chain 1*, e di conseguenza sulla *chain 2* viene trasmessa esclusivamente l'informazione relativa all'energia residua.

- 5) il cliente è informato di quanto ha consumato e speso fino al periodo più recente (quarto d'ora) e sulla potenza assorbita;
- 6) il cliente modifica il proprio consumo per risparmiare e/o rispettare il vincolo sulla potenza contrattuale.

#### b) Scenario alternativo

Consumo prepagato

- 1); 2); 3); 4) come sopra;
- 5) Il cliente è informato che il suo credito è in esaurimento;
- 6) Il cliente può acquistare un nuovo pacchetto di consumo o ridurre il proprio consumo per prolungare la durata del pacchetto corrente.

*Sistema di coordinamento automatico e/o dispositivi intelligenti*

- 1); 2); 3); 4); 5) come sopra;
- 6) il sistema di coordinamento automatico e/o i dispositivi intelligenti modificano autonomamente il consumo pianificando ad esempio l'accensione dei carichi più energivori nelle ore di minore prezzo e il sistema di coordinamento automatico può acquistare un nuovo pacchetto di consumo o ridurre il consumo per prolungare la durata del pacchetto corrente.

**Prospetto 24 – Informazioni aggiuntive**

<b>Priorità</b>	Normale
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P2, P3, P4, P5, P6, P7
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B.
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinate</b>	





## A.8 Limitazione in emergenza di potenza attiva scambiata

### Prospetto 25 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<p><i>Intervento limitatore in caso di limitazione temporanea della potenza attiva immessa/prelevata da parte del misuratore intelligente 2G.</i></p> <p><i>Notifica tramite evento della limitazione temporanea della potenza disponibile e, in caso di superamento di tale limitazione, avviso di imminente intervento del limitatore, al fine di limitare i picchi di richiesta di potenza in una condizione di emergenza.</i></p>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>- Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>- Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>- L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>- È disponibile un'opportuna interfaccia utente, integrata nel dispositivo o connessa con il dispositivo localmente o via <i>cloud (PC, tablet, smartphone)</i>.</li> <li>- Il contratto del cliente prevede una limitazione di potenza temporanea con possibilità di ricevere un breve preavviso in caso di emergenze sulla rete.</li> <li>- Eventuale presenza di un sistema di coordinamento automatico (locale o in <i>cloud</i>) abilitato a comunicare con il misuratore intelligente 2G.</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il dispositivo utente riceve correttamente le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>- Il cliente è informato tempestivamente che la potenza assorbita eccede il limite di emergenza ed è informato sul tempo entro il quale deve ridurre l'assorbimento prima che intervenga il limitatore.</li> </ul>
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il dispositivo utente non riceve le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>- Il cliente non è informato tempestivamente che la potenza assorbita eccede il limite di emergenza e non ha tempo sufficiente a reagire prima che intervenga il limitatore.</li> </ul>
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cliente</li> <li>- Distributore</li> <li>- Misuratore intelligente 2G</li> <li>- Dispositivo utente</li> <li>- Interfaccia utente</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistema di coordinamento automatico</li> </ul>
<b>Causa scatenante</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Superamento del limite di potenza in emergenza</li> </ul>
<b>Ipotesi</b>	Il cliente è disponibile a reagire tempestivamente per evitare l'intervento del limitatore, e/o è presente un sistema di coordinamento automatico
<b>Requisiti di sicurezza</b>	
<b>Categoria</b>	Consapevolezza
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Allegato A alla DELIBERAZIONE AEEGSI dell'8 MARZO 2016 87/2016/R/EEL</li> <li>- Energy@Home – Casi d'uso V 3.0</li> <li>- Energy@Home – Meter2G-Servizi_Dati_v9</li> </ul>



## Prospetto 26 – Scenari

### a) Scenario principale di successo:

- 1) è stato impostato un limite di potenza disponibile in emergenza dal Distributore e la potenza assorbita dal cliente supera il nuovo limite;
- 2) l'evento associato viene generato ed inviato dal misuratore intelligente 2G con una stima del tempo entro il quale il limitatore interverrà (o le informazioni per stimarlo);
- 3) il dispositivo utente riceve e decodifica il messaggio in maniera corretta;
- 4) il dispositivo intelligente notifica al cliente le informazioni ricevute relative all'evento tramite apposita interfaccia utente, e il cliente è informato sul tempo entro il quale deve ridurre l'assorbimento prima che intervenga il limitatore;
- 5) il cliente reagisce efficacemente prima che intervenga il limitatore.

## Prospetto 27 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Alta
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P2, P3, P4, P5, P6, P7
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B
<b>Caso d'uso subordinante</b>	- A.1.a
<b>Casi d'uso subordinate</b>	
<b>Note</b>	Proposta di considerare il preavviso di emergenza tra i casi d'uso relativi agli avvisi/messaggi dal Distributore/altro attore.

### A.9.a Demand Response (per limitazione di potenza)



## A.9.a Demand Response (per limitazione di potenza)

### Prospetto 28 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<p>Limitazione della potenza attiva immessa/prelevata, richiesta dal fornitore del servizio (es. aggregatore), al fine di limitare i picchi di richiesta di potenza. L'interfaccia utente avvisa il cliente che ha superato la soglia di potenza imposta in quel momento nell'ambito di un contratto di Demand Response.</p> <p>La soglia potrebbe essere scelta dall'aggregatore tra alcuni livelli predefiniti (ad intervalli programmabili). Non è necessario che il misuratore intelligente 2G conosca la soglia scelta, sarà l'interfaccia utente ad erogare il servizio quando dal misuratore intelligente 2G arriva il segnale corrispondente al superamento della soglia scelta.</p>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>– Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>– Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>– L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>– È disponibile un'opportuna interfaccia utente, integrata nel dispositivo o connessa con il dispositivo localmente o via <i>cloud</i> (PC, tablet, smartphone).</li> <li>– Il misuratore intelligente 2G è programmato in modo da inviare il dato di potenza istantanea ad ogni superamento delle soglie di potenza impostate nel misuratore (risoluzione fascia di potenza).</li> <li>– I limiti di potenza vengono inviati tramite canale alternativo alla <i>chain 2</i>.</li> <li>– Eventuale presenza di un sistema di coordinamento automatico (locale o in <i>cloud</i>) abilitato a comunicare con il misuratore intelligente 2G.</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il dispositivo utente riceve correttamente le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente è informato tempestivamente che la potenza scambiata eccede il limite imposto dall'aggregatore e può correggere il suo consumo conseguendo il premio per la <i>Demand Response</i> (o evitando penali).</li> </ul>
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il dispositivo utente non riceve le informazioni dal misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente non è informato tempestivamente che la potenza assorbita eccede il limite e rischia di perdere il premio per la <i>Demand Response</i> o di incorrere in penali.</li> </ul>
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Dispositivo utente</li> <li>– Interfaccia utente</li> <li>– Limiti di potenza inviati tramite canale alternativo alla <i>chain 2</i></li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Sistema di coordinamento</li> </ul>
<b>Causa scatenante</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Richiesta dal fornitore di servizio di limitazione della potenza scambiata</li> </ul>
<b>Ipotesi</b>	Il cliente è disponibile a reagire tempestivamente per ottenere il premio per la <i>Demand Response</i> ed evitare eventuali penali, e/o è presente un sistema di coordinamento automatico
<b>Requisiti di sicurezza</b>	
<b>Categoria</b>	Servizi alla rete
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Allegato A alla DELIBERAZIONE AEEGSI dell'8 MARZO 2016 87/2016/R/EEL</li> <li>– Energy@Home - Casi d'uso V 3.0</li> <li>– Energy@Home - Meter2G-Servizi_Dati_v9</li> </ul>



## Prospetto 29 – Scenari

### a) Scenario principale di successo:

- 1) il fornitore del servizio (aggregatore) ha comunicato con breve preavviso un limite temporaneo di potenza, scelto tra le soglie programmabili del misuratore intelligente 2G, in base allo specifico contratto, ed eventualmente il relativo premio/penale;
- 2) la potenza scambiata dal cliente supera il limite comunicato dall'aggregatore;
- 3) l'evento associato viene generato dal misuratore intelligente 2G;
- 4) il dispositivo utente riceve e decodifica il messaggio in maniera corretta;
- 5) l'interfaccia utente notifica al cliente le informazioni ricevute relative all'evento direttamente;
- 6) il cliente reagisce efficacemente.

## Prospetto 30 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Normale
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	



## A.9.b Partecipazione al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) anche per mezzo di un aggregatore

### Prospetto 31 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<p><i>Fornire supporto al sistema elettrico partecipando al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).</i></p> <p><i>Il servizio può essere erogato dall'utente tramite un Balancing Service Provider (BSP), una nuova figura che funge da "aggregatore" ed il cui compito è coordinare i prelievi/immissioni dalla/nella rete di più utenti ed erogando i servizi al MSD, remunerare l'utente in conformità a quanto contrattualizzato.</i></p>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– L'utente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso il dispositivo utente, e di un dispositivo utente (DU).</li> <li>– Il DU è anche in grado di comunicare con la piattaforma del BSP</li> <li>– Il DU è correttamente inizializzato e sincronizzato con il misuratore intelligente 2G (requisito A.1.a) e con la piattaforma del BSP</li> <li>– L'elenco dei dati da inviare al DU e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>– È presente un'interfaccia utente, integrata nel DU o connessa con il DU su supporto trasmissivo fisico o wireless.</li> <li>– Il cliente ha sottoscritto un contratto con il BSP che prevede l'invio dei dati tramite il DU collegato alla <i>chain 2</i> e il loro trattamento al fine di erogare i servizi di rete. L'utente è altresì disponibile ad eseguire i comandi che arrivano da BSP.</li> <li>– Il cliente è abilitato a partecipare al Mercato dei Servizi di Dispacciamento per tramite di un aggregatore previo superamento degli eventuali test per l'abilitazione ad operare in MSD da parte dell'aggregato a cui appartiene l'utente.</li> <li>– Il cliente riceve dal BSP richieste di riduzione/aumento della potenza di prelievo o di immissione, e, se previste contrattualmente, altre informazioni da parte dell'aggregatore, per mezzo del DU collegato alla <i>chain-2</i>.</li> <li>– Va tenuta in considerazione l'evoluzione del framework regolatorio.</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente, eventualmente tramite il DU ed in conformità a quanto previsto dal contratto sottoscritto col BSP, prende decisioni sulla pianificazione dei propri carichi e/o dei propri impianti di generazione, qualora richiesto, informa l'aggregatore circa la propria flessibilità.</li> <li>– Il DU riceve correttamente le informazioni dalla <i>chain-2</i> del misuratore intelligente 2G e le trasferisce alla piattaforma del BSP;</li> <li>– Il cliente in tempo reale riceve le richieste di attivazione del servizio (riduzione/aumento dei prelievi e delle immissioni) da parte della piattaforma del BSP</li> <li>– Il cliente, tramite un sistema di coordinamento automatico, attua le modulazioni di scambio di energia con la rete così come richieste dalla piattaforma del BSP.</li> <li>– Il cliente, a consuntivo, riceve la remunerazione stabilita da contratto sottoscritto col BSP.</li> </ul>
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il DU non riceve le informazioni dalla <i>chain-2</i> del misuratore intelligente 2G o le riceve ma non con la frequenza ed il sincronismo corretti o le riceve con tempi di latenza superiori a quelli programmati sul misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Il cliente non riceve le informazioni da parte della piattaforma del BSP o le riceve ma non con la frequenza ed il sincronismo corretti.</li> <li>– Il cliente non attua correttamente quanto richiesto da parte della piattaforma del BSP.</li> </ul>



<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cliente (passivo se dotato solo di unità di consumo, attivo se dotato anche o solo di impianti di produzione e/o di accumulo)</li> <li>- BSP o aggregatore (intermediario in MSD tra il gestore di rete e l'utente)</li> <li>- Misuratore intelligente 2G</li> <li>- Chain-2 canale di comunicazione tra DU e misuratore intelligente 2G</li> <li>- Dispositivo utente</li> <li>- Interfaccia utente</li> <li>- Canale di comunicazione tra DU e piattaforma del BSP e tra quest'ultima e l'utente</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistema di coordinamento automatico</li> </ul>
<b>Causa scatenante</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ricezione di una richiesta inviata da parte della piattaforma del BSP di modulazione dei propri prelievi o delle proprie immissioni.</li> </ul>
<b>Ipotesi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il cliente è disponibile a modificare il proprio profilo di prelievo dalla rete o di immissione in rete in cambio di una remunerazione.</li> <li>- Va tenuta in considerazione l'evoluzione del <i>framework</i> regolatorio.</li> <li>- Nuove figure: BSP</li> </ul>
<b>Requisiti di sicurezza</b>	
<b>Categoria</b>	Pianificazione e Controllo
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Allegato A alla DELIBERAZIONE dell'8 MARZO 2016 87/2016/R/EEL</li> <li>- Energy@Home - Casi d'uso V 3.0</li> <li>- Energy@Home - Meter2G-Servizi_Dati_v9</li> <li>- Delibera 300/2017 e Delibera 422/2018 di ARERA</li> <li>- Regolamento UVAM di TERNA</li> <li>- Deliberazione 409/2019/R/eel</li> </ul>



## Prospetto 32 – Scenari

### a) Scenario principale di successo:

- 1) il cliente, anche tramite il sistema di coordinamento automatico, elabora le informazioni necessarie a valutare la disponibilità a modulare i propri consumi e/o la propria produzione di energia elettrica o di accumulo offrendo al mercato di dispacciamento la propria flessibilità in funzione della remunerazione associata;
- 2) la flessibilità del cliente viene offerta tramite la piattaforma di aggregazione del BSP all'MSD;
- 3) le misure di potenza attiva scambiata con la rete vengono inviate dal misuratore intelligente 2G al dispositivo utente tramite la chain-2 e vengono inviate dal dispositivo utente al sistema di coordinamento automatico e da quest'ultimo alla piattaforma del BSP;
- 4) il cliente, o il sistema di coordinamento automatico, riduce/aumenta la potenza in prelievo e/o in immissione dei propri carichi, dei propri impianti di generazione o dei propri sistemi di accumulo a seguito della ricezione di un comando di dispacciamento dalla piattaforma dell'aggregatore, su canale diverso da *chain 2*, con le modalità definite dal servizio per il quale è stato abilitato (tempo massimo di risposta, entità e durata della modulazione);
- 5) l'utente, a consuntivo, riceve la remunerazione concordata con il BSP.

## Prospetto 33 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Normale
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P8
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	
<b>Note</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) L'ecosistema del mercato elettrico e del sistema di misura sono ad oggi sufficientemente evoluti da poter garantire nel breve-medio termine l'applicazione del presente caso d'uso. Per quanto riguarda il mercato elettrico si pensi al progetto pilota UVAM della delibera 300/20917 di ARERA. Per quanto concerne il sistema di misura l'utente potrà partecipare a MSD senza la necessità di installare sub-meter ma grazie alle informazioni provenienti dalla chain-2 del misuratore intelligente 2G.</li> <li>2) Il mercato dei servizi di dispacciamento è stato sperimentalmente aperto a BSP che aggregano carichi e generatori rilevanti e non a fonte rinnovabile programmabile e non in forma aggregata.</li> </ol>



## A.10 Pianificazione dell'ora di avvio di un dispositivo intelligente

### Prospetto 34 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<i>Pianificazione dell'ora di avvio di un dispositivo intelligente in funzione del costo dell'energia elettrica, della disponibilità di potenza generata dal proprio impianto fotovoltaico, e il margine di potenza non utilizzata rispetto alla potenza disponibile.</i>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>– Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>– Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>– L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>– È disponibile un'opportuna interfaccia utente, integrata nel dispositivo o connessa con il dispositivo localmente o via <i>cloud</i> (PC, tablet, smartphone).</li> <li>– Presenza di dispositivi intelligenti.</li> <li>– Presenza di un sistema di coordinamento automatico (locale o in <i>cloud</i>) abilitato a comunicare con il misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Costo dell'energia elettrica variabile in base all'ora del giorno.</li> <li>– Disponibilità locale di un sistema di accumulo.</li> <li>– Disponibilità locale energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile (tipicamente fotovoltaico), (<i>add</i>).</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	– I dispositivi intelligenti modificano il loro orario di funzionamento minimizzando il costo, rispettando il limite di potenza e rispettando le esigenze del cliente.
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	– I dispositivi intelligenti non modificano l'orario di funzionamento, modificano eccessivamente le esigenze del cliente o provocano l'intervento del limitatore.
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Dispositivo utente</li> <li>– Dispositivo intelligente</li> <li>– Sistema di coordinamento automatico</li> <li>– Canale alternativo alla <i>chain 2</i> per segnali di costo dell'energia e altre informazioni</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Interfaccia utente</li> <li>– Generazione locale</li> </ul>
<b>Causa scatenante</b>	Variazione dinamica del costo dell'energia elettrica, disponibilità di potenza generata dal proprio impianto fotovoltaico, margine residuo di potenza non utilizzata rispetto alla potenza disponibile.
<b>Ipotesi</b>	Il tempo disponibile per effettuare l'operazione deve essere maggiore rispetto a quello necessario per completarla, in modo che il consumo possa essere pianificato e/o modulato.
<b>Requisiti di sicurezza</b>	Deve essere salvaguardata la privacy del cliente (la programmazione degli elettrodomestici può rivelare le sue abitudini) e i dati di consumo, produzione e prezzo devono essere protetti da intercettazione e manomissione.
<b>Categoria</b>	Controllo e Pianificazione
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Energy@Home - Casi d'uso V 3.0</li> <li>– Energy@Home - Raccolta use case servizi misuratore 2G</li> </ul>





## Prospetto 35 – Scenari

### a) Scenario principale di successo:

- 1) il cliente è di fronte al dispositivo intelligente e sceglie un programma di funzionamento (ad es. un programma di lavaggio di una lavatrice) selezionando tramite interfaccia utente l'orario desiderato per la conclusione del programma;
- 2) l'interfaccia utente ritorna l'ora di avvio pianificata sulla base di previsioni del tempo, curva del prezzo dell'energia, curva storica e previsione futura di consumo e di generazione, altre informazioni storiche;
- 3) poco prima del momento di avvio, il sistema di coordinamento automatico riceve dal misuratore intelligente 2G i dati istantanei per verificare che ci siano le condizioni necessarie;
- 4) se necessario, aggiorna il programma nel rispetto dei vincoli e avverte il cliente del cambiamento.

## Prospetto 36 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Normale
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P2, P3, P4, P5, P6, P7
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	



## A.11 Peak shaving con accumulo

### Prospetto 37 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	– <i>Uso dell'accumulo e della generazione locale per evitare l'intervento del limitatore di potenza.</i>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>– Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>– Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>– L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Presenza di un sistema di accumulo (p.es veicolo elettrico) con disponibilità energetica sufficiente.</li> <li>– Presenza di un sistema di coordinamento automatico (locale o in <i>cloud</i>) abilitato a comunicare con il misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Potenza contrattuale di prelievo limitata.</li> <li>– Disponibilità locale energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile (tipicamente fotovoltaico), (<i>add</i>).</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	– Il sistema di coordinamento automatico evita l'intervento del limitatore di potenza quando l'assorbimento da rete è temporaneamente superiore al limite della potenza disponibile, coprendo l'eccesso di domanda con la potenza erogata dal sistema di accumulo.
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	– Il sistema di coordinamento automatico non impedisce l'intervento del limitatore.
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Dispositivo utente</li> <li>– Sistema di accumulo</li> <li>– Sistema di coordinamento automatico</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Interfaccia utente.</li> <li>– Generazione locale (incluso dispositivo di misura per la potenza istantanea prodotta).</li> </ul>
<b>Causa scatenante</b>	L'assorbimento da rete è temporaneamente superiore al limite contrattuale.
<b>Ipotesi</b>	
<b>Requisiti di sicurezza</b>	Deve essere salvaguardata la privacy del cliente (i consumi possono rivelare le sue abitudini) e i dati di consumo e produzione devono essere protetti da intercettazione e manomissione.
<b>Categoria</b>	Controllo e Pianificazione
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Energy@Home - Casi d'uso V 3.0</li> <li>– Energy@Home - Raccolta use case servizi misuratore 2G</li> </ul>

### Prospetto 38 – Scenari

#### a) Scenario principale di successo:

- 1) il misuratore intelligente 2G segnala che l'assorbimento da rete è temporaneamente superiore al limite contrattuale;
- 2) il sistema di accumulo dispone di carica sufficiente;
- 3) la potenza eccedente il livello contrattuale viene erogata dal sistema di accumulo e/o dall'impianto di generazione locale.

**Prospetto 39 – Informazioni aggiuntive**

<b>Priorità</b>	Alta
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P3, P5, P6, P7
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B.
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	



## A.12 Load shifting con accumulo

### Prospetto 40 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<i>Usa dell'accumulo e, se presente, della generazione locale per assorbire energia dalla rete negli orari più convenienti.</i>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>– Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>– Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>– L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>– È disponibile un'opportuna interfaccia utente, integrata nel dispositivo o connessa con il dispositivo localmente o via <i>cloud</i> (PC, tablet, smartphone).</li> <li>– Disponibilità locale di un sistema di accumulo (per es. veicolo elettrico).</li> <li>– Presenza di un sistema di coordinamento automatico (locale o in cloud) abilitato a comunicare con il misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Costo dell'energia elettrica variabile in base all'ora del giorno fornito tramite canale alternativo alla <i>chain 2</i>.</li> <li>– Disponibilità locale energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile (tipicamente fotovoltaica), (<i>add</i>).</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	– il cliente ottimizza l'assorbimento dalla rete negli orari economicamente più convenienti, anche tramite l'incremento dell'autoconsumo dell'impianto di generazione locale.
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	– Il sistema di accumulo non ha disponibilità energetica negli orari più convenienti o di produzione locale e/o carica la batteria in quelli meno convenienti.
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Dispositivo utente</li> <li>– Interfaccia utente</li> <li>– Sistema di accumulo</li> <li>– Sistema di coordinamento automatico</li> <li>– Canale alternativo alla <i>chain 2</i> per segnali di costo dell'energia</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	– Generazione locale (incluso dispositivo di misura per la potenza istantanea prodotta).
<b>Causa scatenante</b>	Variazione favorevole del prezzo e/o produzione (carica) o variazione sfavorevole (scarica)
<b>Ipotesi</b>	Batteria correttamente dimensionata rispetto al consumo giornaliero.
<b>Requisiti di sicurezza</b>	Deve essere salvaguardata la privacy del cliente (i consumi possono rivelare le sue abitudini) e i dati di consumo e produzione devono essere protetti da intercettazione e manomissione.
<b>Categoria</b>	Controllo e Pianificazione
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Energy@Home – Casi d'uso V 3.0</li> <li>– Energy@Home – Raccolta use case servizi misuratore 2G</li> </ul>



## Prospetto 41 – Scenari

### a) Scenario principale di successo:

- 1) a una data ora il prezzo dell'energia è favorevole e l'assorbimento di potenza del cliente è inferiore al limite contrattuale oppure la produzione eccede il consumo;
- 2) il sistema di accumulo ha capacità disponibile;
- 3) il sistema di accumulo si carica;
- 4) a una data ora il prezzo dell'energia è sfavorevole;
- 5) il sistema di accumulo si scarica alimentando i carichi attivi in quell'ora ed evitando di assorbire energia dalla rete.

In presenza di più livelli di prezzo e di curve di consumo variabili, la scelta di quando caricare/scaricare è un problema di ottimizzazione.

## Prospetto 42 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Alta
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P2, P3, P4, P5, P6, P7
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	



## A.13 Peak shaving con dispositivi intelligenti

### Prospetto 43 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<i>Gestione dei dispositivi intelligenti per evitare l'intervento del limitatore di potenza</i>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>- Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>- Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>- L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>- Presenza di dispositivi intelligenti.</li> <li>- Presenza di un sistema di coordinamento automatico (locale o in cloud) abilitato a comunicare con il misuratore intelligente 2G.</li> <li>- Eventuale disponibilità di un'interfaccia utente (display elettrodomestico, PC, tablet, smartphone).</li> <li>- Disponibilità locale energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile (tipicamente fotovoltaico), (<i>add</i>).</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il sistema di coordinamento automatico evita l'intervento del limitatore di potenza quando l'assorbimento da rete è temporaneamente superiore al limite disponibile, salvaguardando le esigenze del cliente (es. completare un lavaggio entro una certa ora).</li> </ul>
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il sistema di coordinamento automatico non impedisce l'intervento del limitatore e/o non soddisfa le esigenze del cliente.</li> </ul>
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cliente</li> <li>- Misuratore intelligente 2G</li> <li>- Dispositivo utente</li> <li>- Dispositivo intelligente</li> <li>- Interfaccia utente</li> <li>- Sistema di coordinamento automatico</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Generazione locale</li> </ul>
<b>Causa scatenante</b>	L'assorbimento da rete è temporaneamente superiore al limite contrattuale.
<b>Ipotesi</b>	Il funzionamento di almeno un dispositivo intelligente può essere sospeso/ritardato.
<b>Requisiti di sicurezza</b>	Deve essere salvaguardata la privacy del cliente (la programmazione dei dispositivi intelligenti può rivelare le sue abitudini) e i dati di consumo e produzione devono essere protetti da intercettazione e manomissione.
<b>Categoria</b>	Controllo e Pianificazione
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Energy@Home - Casi d'uso V 3.0</li> <li>- Energy@Home - Raccolta use case servizi misuratore 2G</li> </ul>



## Prospetto 44 – Scenari

### a) Scenario principale di successo:

- 1) il cliente ha programmato il funzionamento dei propri dispositivi intelligenti (ad es. un programma di lavaggio di una lavatrice);
- 2) durante il funzionamento dei dispositivi intelligenti il misuratore intelligente 2G segnala che l'assorbimento da rete è temporaneamente superiore al limite contrattuale;
- 3) il sistema di coordinamento automatico sospende o ritarda il funzionamento di almeno un dispositivo intelligente e attende dal misuratore intelligente 2G i nuovi dati istantanei per verificare che ci siano le condizioni necessarie;
- 4) non appena il consumo rilevato dal misuratore intelligente 2G indica che è possibile riattivare il dispositivo intelligente, il programma riprende da dove era stato interrotto.

## Prospetto 45 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Alta
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P2, P3, P4, P5, P6, P7
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B.
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	



## A.14 Load shifting con dispositivi intelligenti

### Prospetto 46 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<i>Gestione dei dispositivi intelligenti per assorbire energia dalla rete negli orari più convenienti.</i>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>– Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>– Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>– L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Presenza di dispositivi intelligenti.</li> <li>– Presenza di un sistema di coordinamento automatico (locale o in <i>cloud</i>).</li> <li>– Disponibilità di un'opportuna interfaccia utente (display elettrodomestico, PC, tablet, smartphone).</li> <li>– Costo dell'energia elettrica variabile in base all'ora del giorno.</li> <li>– Disponibilità locale energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile (tipicamente fotovoltaico), (<i>add</i>).</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	– Il sistema di coordinamento automatico ottimizza l'assorbimento dalla rete negli orari economicamente più convenienti, anche tramite l'incremento dell'autoconsumo dell'impianto di generazione locale, salvaguardando le esigenze del cliente (per es. completare un lavaggio entro una certa ora).
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	– Il sistema di coordinamento automatico non utilizza energia negli orari più convenienti o in caso di produzione locale, e/o non soddisfa le esigenze del cliente.
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Interfaccia utente</li> <li>– Dispositivi intelligenti</li> <li>– Sistema di coordinamento automatico</li> <li>– Canale alternativo alla chain 2 per segnali di costo dell'energia</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Mercato dell'energia elettrica (e.g. prezzo dell'energia ora per ora)</li> <li>– Generazione locale (incluso dispositivo di misura per la potenza istantanea prodotta)</li> </ul>
<b>Causa scatenante</b>	Variazione favorevole del prezzo o produzione da generazione locale (attivazione dispositivo intelligente) o variazione sfavorevole (rinvio programma).
<b>Ipotesi</b>	Il tempo concesso per soddisfare le esigenze del cliente deve essere abbondante rispetto a quello indispensabile, in modo che il consumo possa essere posticipato o modulato.
<b>Requisiti di sicurezza</b>	Deve essere salvaguardata la privacy del cliente (la programmazione dei dispositivi intelligenti può rivelare le sue abitudini) e i dati di consumo e produzione devono essere protetti da intercettazione e manomissione.
<b>Categoria</b>	Controllo e Pianificazione
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Energy@Home - Casi d'uso V 3.0</li> <li>– Energy@Home - Raccolta use case servizi misuratore 2G</li> </ul>





## Prospetto 47 – Scenari

### a) Scenario principale di successo:

- 1) il cliente ha programmato il funzionamento dei propri dispositivi intelligenti (ad es. un programma di lavaggio di una lavatrice);
- 2) durante il funzionamento dei dispositivi intelligenti il misuratore intelligente 2G segnala che l'assorbimento da rete è temporaneamente superiore al limite contrattuale;
- 3) il sistema di coordinamento automatico sospende o ritarda il funzionamento di almeno un dispositivo intelligente;
- 4) non appena l'assorbimento rilevato dal misuratore intelligente 2G indica che è possibile riattivare il dispositivo intelligente, il programma riprende da dove era stato interrotto.

## Prospetto 48 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Alta
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P2, P3, P4, P5, P6, P7
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B.
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	



## A.15 Diagnostica della alimentazione di un dispositivo intelligente

### Prospetto 49 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<i>Fornire al dispositivo intelligente la possibilità di conoscere lo stato e la qualità della tensione elettrica fornita, nell'istante attuale e nel recente passato, al fine di consentire funzionalità avanzate di diagnostica.</i>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>– Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>– Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>– L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Un dispositivo intelligente è in grado di rilevare anomalie sulla propria tensione di alimentazione (qualità ovvero interruzioni).</li> <li>– Un dispositivo intelligente è in grado di comunicare con il misuratore intelligente 2G, direttamente o tramite altri canali.</li> <li>– Il misuratore intelligente 2G conserva un registro degli eventi di interruzione ed è in grado di inviarlo ai dispositivi connessi.</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	Il dispositivo intelligente è in grado di rilevare eventi di anomalia sulla propria tensione di alimentazione e, confrontandoli con quelli rilevati dal misuratore intelligente 2G sulla tensione di fornitura, mette in atto strategie di protezione dei componenti e/o di segnalazione al cliente di probabili guasti tramite un'interfaccia utente.
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	Il dispositivo intelligente non è in grado di ottenere i dati necessari per la funzionalità o tali dati non sono confrontabili tra loro (ad esempio come periodo temporale).
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Dispositivo utente</li> <li>– Dispositivi intelligenti</li> <li>– Interfaccia utente</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	
<b>Causa scatenante</b>	Eventuali anomalie sul circuito di alimentazione dei dispositivi intelligenti possono creare rischi per il dispositivo stesso o per l'incolumità delle persone.
<b>Ipotesi</b>	
<b>Requisiti di sicurezza</b>	
<b>Categoria</b>	Diagnostica
<b>Riferimenti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Energy@Home - Casi d'uso V 3.0</li> <li>– Energy@Home - Raccolta use case servizi misuratore 2G</li> </ul>

### Prospetto 50 –Scenari

#### a) Scenario principale di successo:

- 1) un danneggiamento del cavo o del circuito di alimentazione del dispositivo intelligente causa un'interruzione momentanea dell'alimentazione elettrica;
- 2) al riavvio, il dispositivo intelligente rileva l'interruzione forzata durante il normale funzionamento;
- 3) il dispositivo intelligente attende la prossima trasmissione periodica da parte del misuratore intelligente 2G per poter eseguire l'analisi;
- 4) dall'analisi dei dati non emerge nessun evento di interruzione corrispondente all'anomalia rilevata;
- 5) l'interfaccia utente segnala un errore e, se possibile, mette in atto azioni di protezione dei componenti e di sicurezza.



## Prospetto 51 – Informazioni aggiuntive

<b>Priorità</b>	Normale
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P2, P3, P4, P5, P6, P7
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B.
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	



## A.16 Verifica qualità del servizio elettrico

### Prospetto 52 – Informazioni Caratteristiche

<b>Obiettivi del caso d'uso</b>	<p>Fornire al dispositivo utente la possibilità di fare verifiche base della qualità del servizio elettrico, nell'istante attuale e nel recente passato.</p> <p>Esempi di verifiche sono il monitoraggio della continuità dell'alimentazione, intesa come assenza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica, il monitoraggio della qualità della tensione, intesa come qualità della ampiezza e della forma d'onda.</p>
<b>Livello</b>	Primario
<b>Prerequisiti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Il cliente dispone di un misuratore intelligente 2G nell'ambito del contratto di fornitura per l'energia elettrica, abilitato alla comunicazione verso dispositivi utente, e di un dispositivo utente.</li> <li>– Il cliente ha sottoscritto un contratto con il venditore o terza parte che prevede l'invio dei dati su <i>chain 2</i> e, eventualmente, il loro trattamento al fine di incrementare i servizi a valore aggiunto.</li> <li>– Il dispositivo utente è correttamente inizializzato (requisito A.1.a).</li> <li>– L'elenco dei dati da inviare al dispositivo utente e la loro frequenza sono correttamente programmati nel misuratore intelligente 2G.</li> <li>– Un dispositivo intelligente è in grado di comunicare con il misuratore intelligente 2G, direttamente o tramite altri canali.</li> </ul>
<b>Condizione di successo del caso d'uso</b>	Il dispositivo intelligente riceve le informazioni dal misuratore intelligente 2G che permettono di eseguire verifiche basiche della qualità del servizio di rete elettrica erogato a questo specifico cliente.
<b>Condizione di fallimento del caso d'uso</b>	Il dispositivo intelligente non è in grado di ottenere i dati necessari per la funzionalità.
<b>Ruoli primari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Cliente</li> <li>– Misuratore intelligente 2G</li> <li>– Dispositivo utente</li> <li>– Dispositivi intelligenti</li> <li>– Sistema di coordinamento automatico</li> <li>– Interfaccia utente</li> </ul>
<b>Ruoli secondari</b>	
<b>Causa scatenante</b>	Eventuali anomalie sulla fornitura di energia elettrica possono rovinare l'elettronica di alcuni dispositivi intelligenti.
<b>Ipotesi</b>	
<b>Requisiti di sicurezza</b>	
<b>Categoria</b>	Diagnostica
<b>Riferimenti</b>	

### Prospetto 53 – Scenari

#### a) Scenario principale di successo:

- 1) il dispositivo intelligente riceve eventi e dati periodici inviati dal misuratore intelligente 2G e analizza la qualità del servizio di rete elettrica;
- 2) il cliente, tramite opportuna interfaccia utente realizzabile in locale o in *cloud*, verifica i dati di qualità elaborati dal dispositivo intelligente;
- 3) l'interfaccia utente, o un sistema di coordinamento automatico, allerta il cliente e/o dispositivi intelligenti di eventuali condizioni di anomalia della qualità del servizio in modo da attuare eventuali azioni di auto-protezione dei componenti elettronici.

**Prospetto 54 – Informazioni aggiuntive**

<b>Priorità</b>	Normale
<b>Prestazioni attese</b>	Le prestazioni del caso d'uso sono state definite identificandone i requisiti in termini di latenza, (Allegato B).
<b>Profili utente abilitanti</b>	P2, P3, P4, P5, P6, P7
<b>Frequenza</b>	La frequenza di aggiornamento dei dati è riportata in Allegato B.
<b>Caso d'uso subordinante</b>	– A.1.a
<b>Casi d'uso subordinati</b>	



La Tab. A.1 identifica le classi di frequenza di invio dei dati disponibili da Delibera ed addizionali per l'abilitazione dei casi d'uso individuati. P.es. un dato di classe FR1 dovrebbe essere inviato ogni secondo per il soddisfacimento del caso d'uso, mentre un dato di classe FR4 ogni 15 minuti.

**Tabella A.1 – Classi di frequenza**

Nome	Frequenza	Descrizione
<b>FR 0</b>	<b>su evento</b>	<b>Dipendente dalla grandezza stessa</b>
FR 1	<=1 s	
FR 2	<=15 s	
FR 3	<=1 min	
FR 4	<=15 min	
FR 5	<=1 h	
FR 6	<=6 h	
FR 7	<=1 day	
FR 8	<=7 days	
FR 9	<=1 month	

La Tab. A.2 riporta invece le classi di latenza di ricezione dei dati disponibili ai nodi utilizzatori. P.es. per l'abilitazione di un caso d'uso un dato riporta classe di latenza C2 pari a 15 secondi. Se quel dato viene ricevuto dall'ultimo nodo della comunicazione oltre tale intervallo di tempo, il caso d'uso potrebbe non concludersi con successo.

**Tabella A.2 – Classi di latenza**

Classe	latenza	Descrizione
C1	<=1 s	
C2	<=15 s	
C3	<=1 min	
C4	<=15 min	
<b>C5</b>	<b>&lt;=1 h</b>	

La Tab. A.3 riassume le tipologie di profilo utente identificate nell'art. 9.

**Tabella A.3 – Profili Utente**

Nome	Profilo Utente
P1	consumer monofase minimo
P2	consumer monofase avanzato
P3	prosumer monofase avanzato
P4	consumer trifase avanzato
P5	prosumer trifase avanzato
P6	prosumer monofase addizionale
P7	prosumer trifase addizionale
P8	UVAM



La Tab. A.4 riporta per ogni caso d'uso individuato, l'insieme dei dati ritenuti necessari ai fini del suo successo. Ad ogni dato è associato per ogni singolo caso d'uso una classe di frequenza ed una classe di latenza. Si segnala che le tipologie di dati ritenuti necessari, le classi di frequenza e le classi di latenza sono state definite sulla base dell'esperienza dei soggetti coinvolti nello studio della presente Specifica Tecnica. In particolare, le latenze di comunicazione variano a seconda della tecnologia utilizzata dai distributori per la comunicazione in *chain 2*. È comunque lasciata sempre libertà all'utente finale, o parte terza designata, di selezionare il profilo utente di sua necessità, secondo quanto definito all'art. 9 e nell'Allegato B.

Tabella A.4 - Dettaglio classi di latenza e di frequenza riferiti ai casi d'uso

CATEGORIA	ID	ELENCO DEI TIPI DI DATI PREVISTI	A.1.a	A.1.b	A.2	A.3	A.4	A.5	A.6	A.7	A.8	A.9.a	A.9.b	A.10	A.11	A.12	A.13	A.14	A.15	A.16	
Dati di tempo	1	Marca temporale di generazione del messaggio	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	2	Data e ora registrazione misura	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	3	Data e ora registrazione evento	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	4	Orologio e data	✓																		
	5	Tipo giorno (feriale, festivo, sabato ,domenica)			✓		✓				✓										
Registri del misuratore	6	Campione quortario di energia attiva prelevata			C3 FR4		C3 FR4			C3 FR4			C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	
	7	Campione quortario di energia attiva immessa			C3 FR4		C3 FR4			C3 FR4			C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	
	8	Campione quortario di energia attiva generata (add)					C3 FR4			C3 FR4			C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	
	9	Campione quortario di energia reattiva induttiva sul prelievo			C3 FR4		C3 FR4			C3 FR4			C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	
	10	Campione quortario di energia reattiva capacitiva sul prelievo			C3 FR4		C3 FR4			C3 FR4			C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	
	11	Campione quortario di energia reattiva induttiva sull'immissione			C3 FR4		C3 FR4			C3 FR4			C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	
	12	Campione quortario di energia reattiva capacitiva sull'immissione			C3 FR4		C3 FR4			C3 FR4			C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	
	13	Potenza attiva istantanea prelevata (campionamento ad 1secondo)			C2 FR0/4	C2 FR0	C2 FR0/4	C3 FR0			C2 FR0/4	C2 FR0	C3 FR0/4	C1 FR0/4	C2 FR0/4	C1 FR0/4	C1 FR0/4	C1 FR0/4	C1 FR0/4	C2 FR0/4	C2 FR0/4
	14	Potenza attiva istantanea immessa (campionamento ad 1secondo) (add)			C2 FR0/4		C2 FR0/4				C2 FR0/4			C1 FR0/4	C2 FR0/4	C1 FR0/4	C1 FR0/4	C1 FR0/4	C1 FR0/4	C2 FR0/4	C2 FR0/4
	15	Potenza attiva istantanea generata (campionamento ad 1secondo) (add)				C2 FR0	C2 FR0/4				C2 FR0/4		C3 FR0/4	C1 FR0/4	C2 FR0/4	C1 FR0/4	C1 FR0/4	C1 FR0/4	C1 FR0/4		
	16	Potenza attiva prelevata con media quortaria					C2 FR4							C3 FR4						C3 FR4	C3 FR4
	17	Potenza attiva immessa con media quortaria				C2 FR0	C2 FR4	C3 FR0				C2 FR0	C3 FR4		C3 FR4					C3 FR4	C3 FR4
	18	Registri totalizzatori del prelievo giornaliero complessivo del giorno precedente (per fascia e totale)									C4 FR7				C5 FR7						
	19	Registri totalizzatori mensili del prelievo per fascia (per periodo di freezing)									C5 FR9										
	20	Registri totalizzatori dell'immissione giornaliera complessiva del giorno precedente (per fascia e totale)									C4 FR7				C5 FR7						
	21	Registri totalizzatori mensili dell'immissione per fascia (per periodo di freezing)									C5 FR9										
	22	Registri totalizzatori del prelievo induttivo giornaliero complessivo del giorno precedente (per fascia e totale)									C4 FR7				C5 FR7						
	23	Registri totalizzatori mensili del prelievo induttivo per fascia (per periodo di freezing)									C5 FR9										
	24	Registri totalizzatori dell'immissione induttiva giornaliera complessiva del giorno precedente (per fascia e totale)									C4 FR7				C5 FR7						
	25	Registri totalizzatori mensili dell'immissione induttiva per fascia (per periodo di freezing)									C5 FR9										
26	Potenza istantanea prelevata in 1secondo: registro totalizzatore del valore massimo nelle 24h									C5 FR7				C4 FR7							
27	Potenza istantanea immessa in 1secondo: registro totalizzatore del valore massimo nelle 24h									C5 FR7				C4 FR7							
28	Potenza attiva media quortaria, prelevata e immessa: registri totalizzatori del valore massimo nel periodo di freezing									C5 FR9											
29	Valore minimo nella settimana dei valori medi di tensione efficace nei 10 minuti									C5 FR8									C5 FR8	C5 FR8	
30	Valore massimo nella settimana dei valori medi di tensione efficace nei 10 minuti									C5 FR8									C5 FR8	C5 FR8	
31	Registri della numerosità di intervalli da 10 minuti (campioni) per fasce del livello efficace di tensione, nella settimana									C5 FR8									C5 FR8	C5 FR8	
Gestione eventi	32	Tipo evento	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	33	Interruzioni: Registri per gli eventi di interruzione di durata superiore a 1secondo																		C3 FR0	C3 FR0
	34	Registrazione degli interventi del limitatore di potenza										C2 FR0									C3 FR0
	35	Tempo residuo prima del distacco del limitatore (add)				C2 FR0										C2 FR0					
	36	Durata interruzione								C4 FR0											C3 FR0
Dati contrattuali	37	Segnale di allarme totalizzatore prepagato (add)								C4 FR0											
	38	Risoluzione fasce di potenza		C5 FR0																	
	39	Codice Cliente assegnato dal venditore corrente		C5 FR0				C5 FR0			C5 FR9										
	40	Potenza contrattuale impegnata		C5 FR0				C5 FR0			C5 FR9					C2 FR0	C2 FR0	C2 FR0	C2 FR0		
	41	Potenza disponibile		C5 FR0				C5 FR0			C5 FR9					C2 FR0	C2 FR0	C2 FR0	C2 FR0		
	42	Giorno del mese in cui ha inizio periodo di freezing		C5 FR0				C5 FR0			C5 FR9										
	43	Nome del venditore		C5 FR0				C5 FR0			C5 FR9										
	44	Numero telefonico di contatto del venditore		C5 FR0				C5 FR0			C5 FR9										
	45	Data di inizio del contratto con il venditore		C5 FR0				C5 FR0			C5 FR9										
	46	POD		C5 FR0				C5 FR0			C5 FR9										
	47	Gruppo PESSE		C5 FR0				C5 FR0			C5 FR9	C2 FR0									
	48	6 fasce di prezzo multiorarie F HF6 configurabili dal venditore		C5 FR0				C5 FR0			C5 FR0/9			C5 FR0/9	C4 FR0					C4 FR0	
	49	6 periodi di freezing di Codice Cliente, Nome commerciale del venditore, Data di inizio del contratto con il venditore									C5 FR9										
50	Credito kWh per servizio prepagato									C4 FR7											
51	Fascia oraria corrente				C3 FR4					C3 FR4				C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4	C3 FR4			
52	Matrice Misuratore		C5 FR0				C5 FR0														
53	Costante di trasformazione		C5 FR0																		
Sicurezza	54	Chiave di esercizio	C5 FR0																		

Copyright Comitato Elettronico Italiano  
 Provided by IHS Markit  
 No reproduction or networking permitted without license from IHS Markit  
 Order Number: 77222-954  
 Reproduced and provided by IHS with permission of CEI  
 SPANKA.DALEKOREJOVA@SIN.CZ



La Tab. A.5 riporta per ogni caso d'uso i profili utente abilitanti.

**Tabella A.5 – Profili utente abilitanti i casi d'uso individuati**

Casi d'uso	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8
A.1.a Inizializzazione del dispositivo utente e modifica della chiave di esercizio	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.1.b Configurazione del dispositivo utente	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.2 Visualizzazione consumi e produzione di energia (servizio minimo)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.3 Avviso di superamento della potenza disponibile ed eventuale intervento del limitatore (servizio minimo)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.4 Visualizzazione consumi con stime di costo e, per clienti prosumer, anche visualizzazione generazione e stima ricavo		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.5 Avviso su un limite di potenza istantanea impostato dal cliente	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.6 Informazione sull'interruzione della fornitura del servizio		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.7 Forme di contratto innovative sfruttabili da dispositivo intelligente		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.8 Limitazione in emergenza di potenza attiva scambiata		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.9.a Demand Response (per limitazione di potenza)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.9.b Partecipazione al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) anche per mezzo di un aggregatore								✓*
A.10 Pianificazione dell'ora di avvio di un dispositivo intelligente		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.11 Peak shaving con accumulo		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.12 Load shifting con accumulo		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.13 Peak shaving con dispositivi intelligenti		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.14 Load shifting con dispositivi intelligenti		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.15 Diagnostica della alimentazione di un dispositivo intelligente		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
A.16 Verifica qualità del servizio elettrico		✓	✓	✓	✓	✓	✓	

\* Questo profilo può essere selezionato in concomitanza con un altro profilo utente





## Allegato B (normativo)

### Dati resi disponibili su *chain 2* per profilo utente

L'Allegato B della presente Specifica Tecnica riporta l'appartenenza dei dati disponibili su *chain 2* ai profili utente definiti nell'art.9. La creazione di questi sottoinsiemi di dati è stata motivata partendo dallo studio dei casi d'uso presentati nell'art. 8 e dettagliati nell'Allegato A. Ogni cliente finale può selezionare un solo profilo utente alla volta, fatta eccezione per il profilo UVAM che può essere attivato in concomitanza con un altro profilo. Insieme alla tipologia di dati appartenenti ad ogni specifico caso d'uso, sono state riportate le classi di frequenza di invio dei dati stessi secondo quanto definito nella Tab. A.1, ritenute valide per il conseguimento dei rispettivi casi d'uso. Tali frequenze sono garantite dall'attivazione dei corrispettivi profili.

La Tab. B.1 associa ad ogni profilo utente un sottoinsieme di dati disponibili e le rispettive classi di frequenza

Tabella B.1 - Elenco dei tipi di dati disponibili contenuti nei profili utente

CATEGORIA	ID	ELENCO DEI TIPI DI DATI PREVISTI (da All. A della Del 87)	Requisito Delibera 87/2016	Unità di misura campionamento	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	
Dati di tempo	1	Marca temporale di generazione del pacchetto	R-0.01	s	Timestamp	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	2	Data e ora registrazione misura		s	Timestamp	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	3	Data e ora registrazione evento		s	Timestamp	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	4	Orologio e data		s	Timestamp	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	5	Tipo giorno (feriale, festivo, sabato, domenica,...)		-	int		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Registri del misuratore	6	Campione quattorario di energia attiva prelevata	R-1.01	Wh	int	FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	
	7	Campione quattorario di energia attiva immessa	R-1.01	Wh	int			FR4		FR4	FR4	FR4	FR4	
	8	Campione quattorario di energia attiva generata (add)		Wh	int						FR4	FR4		
	9	Campione quattorario di energia reattiva induttiva sul prelievo	R-1.01	VARh	int		FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	
	10	Campione quattorario di energia reattiva capacitiva sul prelievo	R-1.01	VARh	int		FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	
	11	Campione quattorario di energia reattiva induttiva sull'immissione	R-1.01	VARh	int			FR4		FR4	FR4	FR4		
	12	Campione quattorario di energia reattiva capacitiva sull'immissione	R-1.01	VARh	int			FR4		FR4	FR4	FR4		
	13	Potenza attiva istantanea prelevata (campionamento ad 1 secondo)	R-1.02	W	int	FR0/4	FR0/4	FR0/4	FR0/4	FR0/4	FR0/4	FR0/4	FR0/3	
	14	Potenza attiva istantanea immessa (campionamento ad 1 secondo) (add)		W	int							FR0/4	FR0/4	
	15	Potenza attiva istantanea generata (campionamento ad 1 secondo) (add)		W	int							FR0/4	FR0/4	
	16	Potenza attiva prelevata con media quattoraria	R-1.02	W	int		FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	
	17	Potenza attiva immessa con media quattoraria	R-1.02	W	int			FR4		FR4	FR4	FR4	FR4	
	18	Registri totalizzatori del prelievo giornaliero complessivo del giorno precedente (per fascia e totale)	R-1.03	Wh	array (int)		FR7	FR7	FR7	FR7	FR7	FR7	FR7	
	19	Registri totalizzatori mensili del prelievo per periodo di freezing	R-1.03	Wh	array (int)		FR9	FR9	FR9	FR9	FR9	FR9	FR9	
	20	Registri totalizzatori dell'immissione giornaliera complessiva del giorno precedente (per fascia e totale)	R-1.03	Wh	array (int)			FR7		FR7	FR7	FR7		
	21	Registri totalizzatori mensili dell'immissione per periodo di freezing	R-1.03	Wh	array (int)			FR9		FR9	FR9	FR9		
	22	Registri totalizzatori del prelievo induttivo giornaliero complessivo del giorno precedente (per fascia e totale)	R-1.03	VARh	array (int)		FR7	FR7	FR7	FR7	FR7	FR7	FR7	
	23	Registri totalizzatori mensili del prelievo induttivo per periodo di freezing	R-1.03	VARh	array (int)		FR9	FR9	FR9	FR9	FR9	FR9	FR9	
	24	Registri totalizzatori dell'immissione induttiva giornaliera complessiva del giorno precedente (per fascia e totale)	R-1.03	VARh	array (int)			FR7		FR7	FR7	FR7		
	25	Registri totalizzatori mensili dell'immissione induttiva per periodo di freezing	R-1.03	VARh	array (int)			FR9		FR9	FR9	FR9	FR9	
	26	Potenza istantanea prelevata in 1 secondo: registro totalizzatore del valore massimo nelle 24h	R-1.04	W	int		FR7	FR7	FR7	FR7	FR7	FR7	FR7	
	27	Potenza attiva media quattoraria, prelevata: registri totalizzatori del valore massimo nel periodo di freezing.	R-1.04	W	array (int)		FR9	FR9	FR9	FR9	FR9	FR9	FR9	
	28	Potenza attiva media quattoraria, immessa: registri totalizzatori del valore massimo nel periodo di freezing.	R-1.04	W	array (int)			FR9		FR9	FR9	FR9	FR9	
	29	Registri di tensione: valore minimo nella settimana dei valori medi di tensione efficace nei 10 minuti	R-2.01	V	int		FR8	FR8	FR8	FR8	FR8	FR8	FR8	
	30	Registri di tensione: valore massimo nella settimana dei valori medi di tensione efficace nei 10 minuti	R-2.01	V	int		FR8	FR8	FR8	FR8	FR8	FR8	FR8	
	31	Registri di tensione: Registri della numerosità di intervalli da 10 minuti (campioni) per fasce del livello efficace di tensione, nella settimana	R-2.01	V	array (int)		FR8	FR8	FR8	FR8	FR8	FR8	FR8	
	Gestione eventi	32	Tipo evento		-	int	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		33	Interruzioni: Registri per gli eventi di interruzione di durata superiore a 1 secondo	R-2.02	-	array (obj)		FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0
		34	Registrazione degli interventi del limitatore di potenza	R-3.03	-	array (obj)		FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0
		35	Tempo residuo prima del distacco del limitatore (add)		s	int						FR0	FR0	
		36	Durata interruzione		s	int		FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0
37		Segnale di allarme totalizzatore prepagato (add)		-	int		FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
38		Risoluzione fascia di potenza		W	int	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
Dati contrattuali	39	Codice Cliente assegnato dal venditore corrente	R-3.01	-	int	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
	40	Potenza contrattuale impegnata	R-3.01	W	int	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
	41	Potenza disponibile		W	int	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
	42	Giorno del mese in cui ha inizio periodo di freezing	R-3.01	s	timestamp	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
	43	Nome del venditore	R-3.01	-	char	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
	44	Numero telefonico di contatto del venditore	R-3.01	-	char	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
	45	Data di inizio del contratto con il venditore	R-3.01	s	timestamp	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
	46	POD	R-3.01	-	int	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
	47	Gruppo PESSE	R-3.01	-	char	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
	48	6 fasce di prezzo multiorarie F1+F6 configurabili dal venditore	R-0.02	-	array (obj)	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
	49	6 periodi di freezing di Codice Cliente, Nome commerciale del venditore, Data di inizio del contratto con il venditore	R-0.03	-	array (obj)	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
	50	Credito kWh per servizio prepagato		Wh	int	FR7	FR7	FR7	FR7	FR7	FR7	FR7	FR7	
	51	Fascia oraria corrente		-	int	FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	FR4	
	52	Matricola Misuratore		-	int	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
	53	Costante di trasformazione		-	int	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	
Sicurezza	54	Chiave di esercizio		-	array(byte)	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	FR0	

✓ Dato accessorio il cui invio dipende dai tipi di dati associati all'interno del corrispondente caso d'uso  
 add Dato addizionale che potrebbe non essere presente a bordo del misuratore intelligente. Riprodotto e fornito da IHS con il permesso del CEI

Copyright Comitato Elettrotecnico Italiano  
 Provided by IHS Markit  
 No reproduction or networking permitted without license from IHS Markit  
 Riprodotto e fornito da IHS con il permesso del CEI  
 Other Number: W2327834  
 PANKA.DALEKOREJOVA@SVN.CZ





La presente Norma è stata compilata dal Comitato Elettrotecnico Italiano e beneficia del riconoscimento di cui alla legge 1° Marzo 1968, n. 186.

Editore CEI, Comitato Elettrotecnico Italiano, Milano

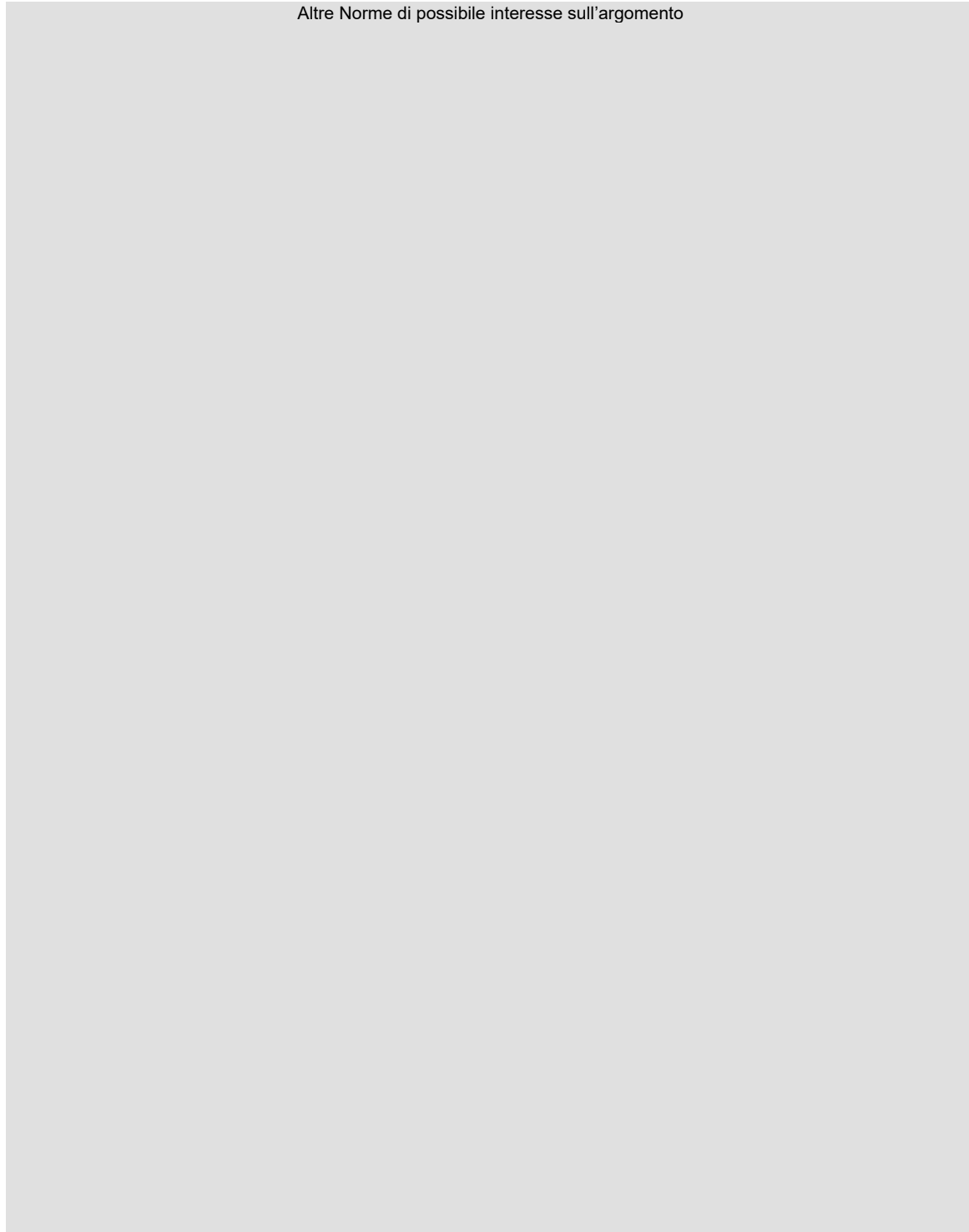
Stampa in proprio

Autorizzazione del Tribunale di Milano N. 4093 del 24 Luglio 1956

Direttore Responsabile: Ing. R. Bacci

Comitato Tecnico Elaboratore  
**CT 13-Misura e controllo dell'energia elettrica**

Altre Norme di possibile interesse sull'argomento



## Branschrekommendation för lokalt kundgränssnitt för elmätare

AG Mätning & Installation  
2019-12-03



## Sammanfattning

Som ett led i arbetet med att definiera funktionskrav för nästa generations fjärravlästa elmätare i Sverige, har Energiföretagen Sverige tagit fram denna rekommendation avseende lokalt kundgränssnitt för elmätare.

Rekommendationen är en detaljerad teknisk specifikation av det krav på lokalt kundgränssnitt som ställs av Energimarknadsinspektionen ("Ei"), i syfte att i möjligaste mån harmonisera implementationen i Sverige för att på så sätt underlätta kundernas användning av gränssnittet.

Rekommendationen är resultat av ett gemensamt arbete mellan Energiföretagens medlemsföretag och har utförts av en arbetsgrupp under AG Mätning & Installation. Synpunkter har också inhämtats från tillverkare av elmätare.

**Energiföretagen Sverige föreslår att det lokala kundgränssnittet på elmätare utformas som ett fysiskt gränssnitt, utförande baserat på den nederländska implementeringen beskriven i "P1 Companion Standard, version 5.0.2" och alltså baserat på IEC 62056-21 Mode D, samt med de ändringar och kompletteringar som framgår av detta dokument.**

De huvudsakliga skälen för att rekommendera ett fysiskt gränssnitt är:

- **Tydlig ansvarsgräns.** Det ska vara tydligt var nätägarens ansvar för leverans av mätdata upphör och kundens ansvar tar vid.
- **IT-säkerhet.** Kravet från Ei är att gränssnittet ska vara enkelriktat för att minimera risken för intrång. Vidare är ett fysiskt gränssnitt säkrare i den meningen att man måste ha fysisk åtkomst till gränssnittet. Ett trådlöst gränssnitt ger möjligheter till åtkomst för obehöriga även om man inte har fysisk åtkomst till mätaren. Man kan skydda ett trådlöst gränssnitt men det kräver i så fall att både kunden och nätägaren involveras i säkerhetslösningen.
- **Standardiserat.** Gränssnittet ska vara baserat på internationella standards, så att det är möjligt för kunder och energitjänsteföretag att enkelt utveckla produkter och tjänster för bredare marknader. Vidare innebär standardiseringen att kostnaderna för kundgränssnittet hålls låga över tid. IEC 62056-21 har använts i Nederländerna sedan 2012 för kundgränssnittet.
- **Framtidssäkerhet.** Elmätarna är konstruerade för att sitta ute hos kunden under lång tid, medan utvecklingen av energitjänster och produkter är snabbare. Gränssnittet ska därför vara så enkelt att kunden själv ska kunna byta sin utrustning i hemmet utan involvering med nätägaren. Kunden ska också enkelt kunna flytta sin utrustning till en annan bostad. Ett enkelt och tydligt fysiskt kundgränssnitt ger möjlighet till detta. Nätägaren ska också enkelt kunna byta elmätaren utan att kundens utrustning påverkas.



Med tanke på att Ei idag kräver 26 parametrar och dessutom reglerar att informationen ska skickas ut "i nära realtid", så faller det norska HAN-förslaget eftersom det inte bedöms som framtidssäkert på grund av begränsad överföringshastighet.

Energiföretagen Sverige föreslår att denna rekommendation ska tillämpas för elmätare av kategori 1 och 2 i samband med de byten av elmätare som kommer att ske i Sverige, som en följd av införande av Ei:s nya krav på elmätare.

För elmätare kategori 3-5, så är det inte lika relevant med ett lokalt kundgränssnitt av den föreslagna typen, på grund av att vissa parametrar inte är tillämpliga och det kan även finnas önskemål om andra kundunika lösningar.

Dokumenthistorik:

<u>Version</u>	<u>Datum</u>	<u>Kommentar</u>
0.1	2017-05-28	Första utkast
0.5	2017-09-01	Remiss till AG Mätning & Installation
1.0	2017-10-09	Utgåva för publicering
1.1	2017-10-17	Mindre korrigeringar införda
1.2	2018-03-09	Uppdatering efter Ei R2017:8 samt synpunkter efter publicering av ver 1.0.
1.3	2019-02-07	Uppdatering efter synpunkter från nätägare och leverantörer. (datumformat, ASCII-format, referens till 62056-7-5 borttagen, text avs aktivering)
2.0	2019-12-03	Uppdaterad efter att mätföreskrifterna fastställts

## Innehåll

<b>1</b>	<b>Introduktion</b>	<b>7</b>
1.1	Syfte .....	7
1.2	Uppdraget .....	7
1.3	Elnätsföretagets ansvar för data som skickas ut .....	8
1.4	Införande .....	8
<b>2</b>	<b>Systemarkitektur</b>	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>Utförande av H1-porten</b>	<b>11</b>
3.1	Information som överförs.....	11
3.2	Överföringsintervall/datahastighet.....	13
3.3	Kommunikationsprotokoll .....	13
3.4	Adressering.....	13
3.5	Kryptering.....	13
3.6	Utförande fysiskt gränssnitt .....	14
3.7	Galvanisk isolation .....	14
3.8	Strömförsörjning av extern enhet.....	14
3.9	Aktivering.....	14
<b>4</b>	<b>Normativa referenser</b>	<b>15</b>
<b>5</b>	<b>Bilagor</b>	<b>16</b>
<b>6</b>	<b>Referenser</b>	<b>17</b>
	<b>Bilaga 1 Jämförelse av det norska och nederländska lokala gränssnittet</b>	<b>18</b>
	<b>Bilaga 2 Uppdragsbeskrivning Projektgrupp Lokalt Gränssnitt</b>	<b>19</b>
	<b>Bilaga 3 Förslag på datarepresentation</b>	<b>21</b>

# 1 Introduktion

## 1.1 Syfte

Målet med denna branschrekommendation är att uppfylla det kraven på lokalt kundgränssnitt i mätförordningen, formulerat som (Ref 4):

*” 27 §*

*Mätutrustningen ska ha ett kundgränssnitt som stöds av en öppen standard.*

*Kundgränssnittet ska vara utformat så att det är möjligt att i nära realtid få information om*

*1. både uttag och inmatning i varje fas av*

*a) ström,*

*b) aktiv effekt, och*

*c) reaktiv effekt,*

*2. spänning i varje fas, och*

*3. mätarställning för uttag och inmatning av aktiv energi.*

*Det ska inte vara möjligt att skicka information till mätutrustningen genom kundgränssnittet.*

*28 §*

*De uppgifter som avses i 27 § ska endast kunna tas ut genom kundgränssnittet om nätkoncessionshavaren har aktiverat det på begäran av elanvändaren.”*

Branschrekommendationen beskriver det fysiska gränssnittet och de data som överförs till kunden, inte hur data används.

Det är upp till varje enskild nätägare att ta ställning till införande av dessa rekommendationer i sina respektive upphandlingar av nästa generations smarta elmätare.

Vidare kommer branschrekommendationen att uppdateras efter hand som regelverket ändras samt även efter framtida synpunkter och önskemål från nätägare på kompletteringar.

## 1.2 Uppdraget

Denna branschrekommendation är resultatet av ett gemensamt arbete av elnätsföretag inom branschorganisationen Energiföretagen Sverige.

Arbetet har utförts av en arbetsgrupp under AG Mätning & Installation under 2017.

Se uppdragsbeskrivning i Bilaga 2.

### 1.3 Elnätsföretagets ansvar för data som skickas ut

Elnätsföretaget ansvarar för elmätaren och dess lokala kundgränssnitt, samt för de data som skickas ut via gränssnittet.

Elnätsföretaget tar inte ansvar för den externa utrustning som ansluts till gränssnittet eller till eventuella konsekvenser av kundens användning av data.

Den data som skickas ut via gränssnittet är av karaktären statistik och därmed inte att betrakta som debiteringsvärden, eftersom dessa data inte genomgått de kvalitetskontroller som sker i elnätsföretagets insamlings- och debiteringssystem.<sup>1</sup>

I normalfallet samlar elnätsföretaget in debiteringsgrundande data på annat sätt än genom utrustning ansluten till det lokala kundgränssnittet.

### 1.4 Införande

Energiföretagen Sverige föreslår att denna rekommendation ska tillämpas för elmätare av kategori 1 och 2 i samband med de byten av elmätare som kommer att ske i Sverige, som en följd av införande av regeringens och Ei:s uppdaterade krav på elmätare.

Det ska vara möjligt att utnyttja äldre mätare, särskilt kategori 2 under hela deras livslängd, eftersom det annars leder till förtida byten av elmätare som medför omfattande kapitalförstöring och negativa konsekvenser för samhälle och miljö.

Dessutom har vissa elnätsföretag redan börjat installera nya elmätare som också bör ha möjlighet att användas under hela sin livslängd, även om de inte har ett lokalt kundgränssnitt som är helt enligt denna rekommendation.

Vidare ska det vara möjligt för elnätsföretagen att handla upp mätare utan kundgränssnittet, för kompletteringar av befintligt mätarbestånd innan Ei-kraven träder i kraft.

För elmätare kategori 3-5, så är det inte lika relevant med ett lokalt kundgränssnitt av den föreslagna typen och det kan även finnas önskemål om andra kundunika lösningar.

---

<sup>1</sup> Dessutom omfattas vissa av de data inte av samma reglering och noggrannhetskrav som för energimätvärden, detta gäller tex fasspänningar och fasströmmar.

## 2 Systemarkitektur

Det lokala kundgränssnittet ger möjligheten för kunden, eller den kunden anlitar, att skapa och leverera tjänster som är helt frikopplade från elnätsföretaget.

Gränssnittet ska skicka data enkelriktat, d.v.s. att det inte ska gå att skicka data till mätaren via gränssnittet och på så sätt påverka mätenheten på något sätt, det ska också vara utfört så att ansluten utrustning inte kan skada mätenheten eller påverka dess funktion.

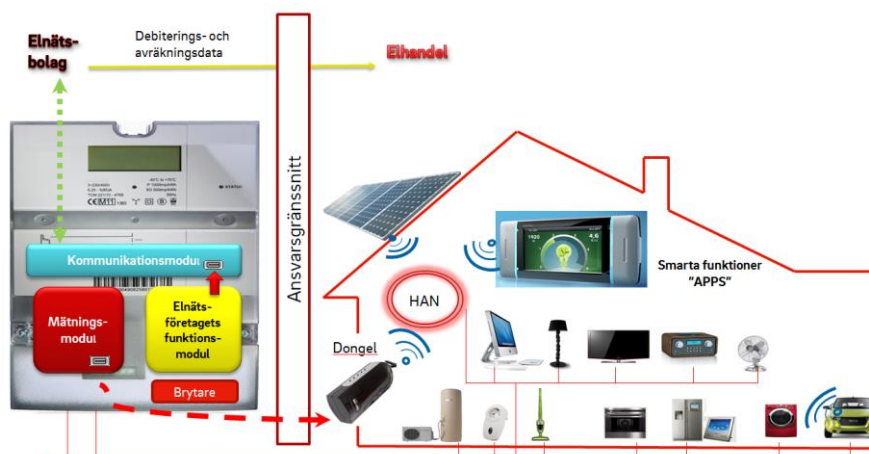
Grundläggande principer för det lokala gränssnittet är att det ska:

- Medge enkel anslutning av kundens utrustning
- Vara enkelt och tydligt till funktion och användning
- Ha låga kostnader för drift och underhåll, både för kunden och elnätsföretaget
- Uppfylla grundläggande krav på elsäkerhet
- Inte kunna äventyra säkerheten i elnätsföretagets mätsystem eller av data som används för debitering av kundförbrukning

Avsikten är att det lokala kundgränssnittet ska ge bra tillgång till relevanta mätdata i nära realtid.

Som underlag för arbetet ligger den konceptuella modell som tagits fram av en tidigare arbetsgrupp inom Energiföretagen Sverige "Proaktivt Forum" (Ref 1), som beskriver ett enkelriktat gränssnitt på elmätaren för utläsning av metrologiskt relevant data.

Efter att Proaktivt Forums rekommendation publicerades har den internationella standardiseringen arbetat vidare med denna struktur, vilket resulterat i en internationell standard, IEC 62056-21 samt IEC 62056-7-5.



Figur 1. Översiktlig skiss mätarfunktioner enligt AG Proaktivt Forum

Det lokala kundgränssnittet som avses i denna rekommendation brukar benämnas på olika sätt, det förekommer att den kallas H1-port (i IEC-standarder), P1-port (i den nederländska nationella branschstandarderna), HAN-port (i den norska nationella branschrekommendationen). Denna rekommendation följer den benämning som används i internationella standarder, alltså H1-porten.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> Elmätaren har även andra gränssnitt, tex en serviceport ("optiska ögat"), ett pulsgränssnitt för energipulser (för tester), ett kommunikationsgränssnitt mot andra energimätare (vanligt i UK och NL) samt ett kommunikationsgränssnitt mot nätägarens mätvärdesinsamlingsystem. Dessa gränssnitt är reserverade för nätägarens användning.

### 3 Utförande av H1-porten

Principen för H1-porten är att den ska vara enkelriktad, dvs information ska strömma från elmätaren via det definierade gränssnittet.

#### 3.1 Information som överförs

De data som minst bör kunna exporteras från elmätaren framgår i Tabell 1 nedan, baserat på kraven i mätförordningen (Ref 4).

Detaljer avseende datarepresentation framgår av bilaga 3.

Det bör vara möjligt i mätsystemet, att konfigurera vilka data som bör läsas ut, dels eftersom enskilda elnätsföretag kan ha olika önskemål och dels för att tillgängliga storheter kan ändras över tid. Ansluten kundutrustning skall kunna hantera detta även om informationen inte används av den anslutna utrustningen.

**Tabell 1 - Data i H1-porten**

Storhet El	Enhet	Kommentar
Datum och tid	YYMMDDhhmmssX	Tidpunkt för registrering av mätvärde (Svensk normaltid utan omställning till sommartid). "X" anger om sommartid är aktiv eller ej. (X=W vid normaltid; X=S vid omställning till sommartid, används dock ej)
Mätarställning Aktiv Energi Uttag	kWh	
Mätarställning Aktiv Energi Inmatning	kWh	
Mätarställning Reaktiv Energi Uttag	kVArh	
Mätarställning Reaktiv Energi Inmatning	kVArh	
Aktiv effekt Uttag	kW	Momentan trefaseffekt
Aktiv effekt Inmatning	kW	Momentan trefaseffekt
Reaktiv effekt Uttag	kVAr	Momentan trefaseffekt
Reaktiv effekt Inmatning	kVAr	Momentan trefaseffekt
Aktiv effekt L1 Uttag	kW	Momentan effekt



Aktiv effekt L1 Inmatning	kW	Momentan effekt
Aktiv effekt L2 Uttag	kW	Momentan effekt
Aktiv effekt L2 Inmatning	kW	Momentan effekt
Aktiv effekt L3 Uttag	kW	Momentan effekt
Aktiv effekt L3 Inmatning	kW	Momentan effekt
Reaktiv effekt L1 Uttag	kVAr	Momentan effekt
Reaktiv effekt L1 Inmatning	kVAr	Momentan effekt
Reaktiv effekt L2 Uttag	kVAr	Momentan effekt
Reaktiv effekt L2 Inmatning	kVAr	Momentan effekt
Reaktiv effekt L3 Uttag	kVAr	Momentan effekt
Reaktiv effekt L3 Inmatning	kVAr	Momentan effekt
Fasspänning L1	V	Momentant RMS-värde
Fasspänning L2	V	Momentant RMS-värde
Fasspänning L3	V	Momentant RMS-värde
Fasström L1	A	Momentant RMS-värde
Fasström L2	A	Momentant RMS-värde
Fasström L3	A	Momentant RMS-värde

Kommentarer:

- Utgångspunkten är att det ska vara samma information som kunden kan se på den lokala displayen på elmätaren. Detta innebär för kategori 2-mätpunkter att informationen kan presenteras antingen med hänsyn tagen till transformatorkonstanter eller ej, detta beroende på hur nätägaren valt att konfigurera mätarna.
- Denna rekommendation anger inte vilken mätmetod elmätaren använder, utan den H1- porten skickar ut det som är konfigurerat i elmätaren.
- Rekommendationen inkluderar inte elmätarens ID-nummer, även om detta troligtvis är tillgängligt. Arbetsgruppen anser inte att det behövs eftersom data ska skickas ut till en utrustning som ansluts lokalt till elmätaren. Vidare även för att minska möjligheterna att obehöriga ska ha tillgång till mätar-ID och på så sätt eventuellt kunna sammankoppla förbrukningsinformationen med en kundidentitet (med hänsyn till dataskyddslagstiftning (PUL/GDPR)).

### 3.2 Överföringsintervall/datahastighet

Export av data bör ske åtminstone var 10:e sekund<sup>3</sup>, och det rekommenderas att hela datamängden skickas samlat.

Eftersom hela datamängden skickas samlat, så bör ansluten utrustning vara utformad på så sätt att den kan hantera eventuella överskottsdata, i det fall den anslutna utrustningen inte behöver all skickad data för sin funktion.

### 3.3 Kommunikationsprotokoll

Kommunikationen baseras på gällande IEC-standard för lokalt datautbyte med elmätare, *IEC 62056-21 "Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control . Part 21: Direct local data exchange"*, populärt benämnt DLMS/COSEM-protokollet.

Den kommunikationsprincip som används är Mode D enligt standarden, med de ändringar och tillägg som beskrivs i detta dokument.

Identiteter på ingående data definieras i: *IEC 62056-6-1:2015, Electricity metering data exchange – The DLMS/COSEM suite – Part 6-1: Object Identification System (OBIS)*:

Detaljer avseende dataformatet är beskrivet i Bilaga 3.

Data ska skickas i ASCII-format, för att underlätta tolkningen i mottagande applikation.

### 3.4 Adressering

Ingen logisk adressering föreslås i gränssnittet.

*Kommentar:*

*H1-porten är avsedd för att kunden ska kunna ansluta en (och endast en) utrustning till porten. För de fall kunden/energitjänsteföretaget vill ansluta ytterligare enheter som utnyttjar elmätarens data, så får utrustningen ansluten till H1-porten hantera kommunikationen mellan övriga enheter.*

### 3.5 Kryptering

Kryptering föreslås inte användas, vilket är i enlighet med förslaget i Ei R2017:8 (Ref 3).

Arbetsgruppen anser att detta skulle hämma nyttan och användningen av H1-porten.

---

<sup>3</sup> Det måste påpekas att man inte kan förutsätta att det ALLTID sker en regelbunden utläsning, beroende på elmätarens konstruktion och funktion. Dels har elmätarna en uppstartstid efter tillkoppling (eller strömavbrott) som kan vara upp till 1 minut och dels är det inte säkert att intervallet kan hållas tex under tiden programvaran i mätenheten uppdateras.

### 3.6 Utförande fysiskt gränssnitt

Det fysiska gränssnittet ska uppfylla samma grundläggande krav som gäller för elmätaren i övrigt, både avseende konstruktions- och teststandarder, t.ex. med avseende på elsäkerhet, isolationshållfasthet, tålighet mot miljöfaktorer och tålighet mot andra influensstorheter. Det förutsätts att elmätarna typprovas inklusive H1-porten.

Utförande enligt "P1 Companion Standard", dvs en RJ12-kontakt.

Avseende miljöklassning (tex IP-klassning) av mätare och H1-porten, så ska mätaren uppfylla gällande föreskrifter och standards oavsett om HAN-porten används eller ej.

### 3.7 Galvanisk isolation

För att skydda mätsystemet mot felaktig inkoppling, överspänningar etc bör eventuella dataanslutningar i H1-porten vara försedda med optokopplare.

Utförande enligt "P1 Companion Standard", kapitel 5 (Ref 6).

### 3.8 Strömförsörjning av extern enhet

Branschrekommendationen lämnar öppet om mätartillverkaren respektive nätägaren förser H1-porten med möjlighet till strömförsörjning av extern enhet.

*Kommentar:*

*Skälen för detta är dels att idag finns det fler och fler kommunikationsutrustningar som använder energinål teknik för att skicka data, tex wireless MBUS, wifi, blåttand eller NB-IoT, att ansluten utrustning kan påverka elmätaren genom ett för stort strömuttag och dels även att det kan fördyra elmätaren.*

Om man väljer att H1-porten har möjlighet till strömförsörjning, så föreslås att den utförs enligt "P1 Companion Standard" (5V, max 250mA) (Ref 6).

### 3.9 Aktivering

H1-porten ska vara möjlig att aktivera respektive avaktivera på uppdrag av kunden.

Branschrekommendationen omfattar inte processen för aktivering/avaktivering, eftersom denna är beroende av hur elmätaren kommunicerar med sitt insamlingssystem, både fysiskt men även beroende av kommunikationsprotokollet.

Aktiveringsfunktionen innebär att mätarbytesprocessen kompliceras, liknande det som gäller för kryptering. I samband med mätarbyte måste man kontrollera status och ta hänsyn till det vid mätarbytet. Det innebär alltså en process- och systemutveckling hos elnätsföretagen för att åstadkomma funktionaliteten i hela kedjan, från elnätsföretagets system till elmätaren.

Aktivering och avaktivering bör även vara möjlig att utföra via elmätarens serviceport. Det kan finnas tillfällen där det behöver göras ur underhållssynpunkt eller i de fall mätinsamlingen inte fungerar.

## 4 Normativa referenser

Denna branschrekommendation bygger i huvudsak på allmänt tillgängliga standards, företrädesvis framtagna inom ramen för IEC/CENELEC.

*IEC 62056-6-1, Electricity metering data exchange – The DLMS/COSEM suite – Part 6-1: Object Identification System (OBIS).*

*IEC-62056-7-5, Electricity metering data exchange – The DLMS/COSEM suite – Part 7-5: Local data transmission profiles for Local Networks (LN)*

*IEC 62056-21, Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 21: Direct local data exchange*

## 5 Bilagor

1. Jämförelse av den norska och nederländska H1-porten
2. Uppdragsbeskrivning
3. Förslag på datarepresentation i enlighet med IEC 62056

## 6 Referenser

1. *"Proaktivt forum för Elmätare - Från elmätare till energiserviceenhet, din ingång till smarta nät, en branschrekommendation"*, Svensk Energi, 2012
2. *"Funktionskrav på framtidens elmätare"*, Ei Rapport R2015:9, maj 2015
3. *"Funktionskrav på elmätare – Författningsförslag"*, Ei rapport R2017:8, nov 2017.
4. *"Förordning (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el", paragraf 27-29, inkl senaste uppdatering i SFS 2018:1426.*
5. *"Electricity metering data exchange – The DLMS/COSEM suite – Part 7-5: Local data transmission profiles for Local Networks (LN)"*, IEC 62056-7-5 ed 1.0, maj 2016.
6. *"P1 Companion Standard - Dutch Smart Meter Requirements, version 5.0.2"*, Netbeheer Nederlands, februari 2016
7. *"AMS + HAN Om å gjøre sanntid måledata tilgjengelig for forbruker, versjon 2"*, Norsk Elektroteknisk komite (NEK), januari 2015
8. *"Informasjon til kundene via HAN-grensesnittet i AMS-måleren. OBIS-koder"*, NVE, brev daterat 27.06.2016
9. Swedac:s föreskrifter, bla *"STAFS 2016:1 – Swedacs föreskrifter om mätinstrument"*

## Bilaga 1 Jämförelse av det norska och nederländska lokala gränssnittet

	HAN-porten (Norge)	P1-porten (Nederländerna)
Dokumentreferens	AMS+HAN version 2.0 Tillägg från NVE i brev 2016-06-27	DSMR ver 5.0.2
Omfattar	Elmätare "AMS-målere".	Hushållsmätare för el, värme, kyla, gas, vatten
Vad överförs?	Begränsad mängd data, 19 st parametrar.	Både mätvärdesdata, och även loggar.
"Multi-utility"	Endast el	El, värme, gas, vatten
Protokoll	IEC 62056-7-5, annex D "MBUS"	IEC62056-21 med vissa undantag (bl a avsnitt 6.1 i DSMR-dokumentet)
Överföringshastighet	2400 baud (max 9600 baud)	115 200 baud (fast hastighet)
Överföringsintervall	Olika intervall; 2.5 sek, 10 sek, 1 timme	1 sekund (man har gått ifrån 10 sekunders uppdateringsintervall som fanns i version 4.)
Ledningslängd	MBUS kan klara av ledningslängder upp till 1000m.	Ingen uppgift, men det är inte avsett för långa avstånd mellan HAN-porten och ansluten utrustning.
Kryptering	Utreds.	Nej
Adressering	Nej	Nej
Aktivering	Krav från NVE att utrustningen har funktionen och att den hanteras av nätägaren.	Är möjligt, men ligger i den externa enheten. (genom att man lägger på 5V på pinne 2) Se avsnitt 5.7.1. Man har inte beskrivit möjligheter till aktivering via insamlingssystemet.
Typ av fysisk port	Fysisk port, RJ45-kontakt (där pinne 1 och 2 används) Enligt IEC62056-7-5, Annex D: Trådbunden M-BUS (EN13757-2). Mätaren är M-BUS master	Fysisk port, RJ12, matning på pinne 1 och 6, kommunikation på pinne 2,3,5
Spänningsmatning	Via MBUS, ca 25 V max ca 1 W	5V, max 250mA
Elsäkerhet/tålighet	Ingen uppgift	6 kV enligt IEC61010
Galvanisk isolation	Ingen uppgift	Ja, både data- och spänningsmatningsanslutningar

## Bilaga 2 Uppdragsbeskrivning Projektgrupp Lokalt Gränssnitt

### Bakgrund

I Ei:s förslag på nya funktioner för elmätare, så finns ett krav på att mätaren förses med ett lokalt gränssnitt.

Vid Ei:s referensgruppsmöte 17/3 2017 så framkom önskemål från Ei att branschen gemensamt kommer överens om en specifikation för detta gränssnitt.

Ei:s ståndpunkt är: ***"att vår utgångspunkt är att Ei som myndighet ska vara teknikneutrala. Därför är det bra om branschen kan enas om en branschstandard."***

### Uppdraget

Projektgruppen ges i uppdrag att ta fram ett förslag på specifikation för lokalt gränssnitt för elmätarna. Projektgruppen är en ad-hoc projektgrupp under AG Mätning och Installation, Energiföretagen Sverige. Deltagare i arbetsgruppen är utsedda medarbetare från intresserade medlemsföretag.

Förslaget ska baseras på Ei:s krav, EU krav och rekommendationer, resultatet från Proaktivt Forum samt underlag i övrigt från annat standardiseringsarbete, andra länder och andra aktörer, som tex tillverkare av elmätare.

Ei:s krav är i propositionen formulerat som:

***"Mätaren ska utrustas med ett öppet, standardiserat gränssnitt som levererar nära realtidsvärden på effekt, mätarställning, spänning och i förekommande fall produktion. Kunden ska få tillgång till dessa värden."***

### Avgränsningar

Arbetet omfattar lokalt gränssnitt för elmätare för överföring av mätvärden till kunden. Andra gränssnitt på mätaren (tex för undermätning eller kommunikation "upstream") eller andra typer av mätare omfattas inte, tex värme, gas, vatten.

I uppdraget ingår inte att driva något standardiseringsarbete, inom tex IEC.

### Arbetsformer

- Huvudsakligen via mail /telefonmöten samt några enstaka fysiska möten
- Avrapportering till AgMI vid ordinarie möten

### Tid och resurser

Arbetet ska vara klart senast under oktober 2017, kopplat till Ei:s tidplan för arbetet med föreskriftsupdateringarna.



**Styrgrupp**

AG Mätning och Installation är styrgrupp för arbetet.

**Arbetsgrupp:**

Thomas Pehrsson	E.ON Energidistribution AB, Sammanställande
Christer Johansson	Vattenfall Distribution AB
Robin Siegers	Ellevio AB
Thomas Bergerham	Mälarenergi Elnät AB
Thomas Eriksson	Herrljunga Elektriska AB
Matz Tapper	Energiföretagen Sverige (kontaktperson)

## Bilaga 3 Förslag på datarepresentation

Förslag på format och datatyper är tagna från det norska förslaget. Data ska skickas ut i ASCII-format.

Storhet EI	Identitet (OBIS-kod)	Format/Enhet	Datatyp	Kommentar
Datum och tid	0-0:1.0.0	YYMMDDhhmmssX	Octet-string	Tidpunkt för registrering av mätvärde (Svensk Normaltid utan omställning till sommartid). "X" anger om sommartid är aktiv eller ej. (X=W vid normaltid)
Mätarställning Aktiv Energi Uttag	1-0:1.8.0	Format 8.3, dvs xxxxxxxx.xxx kWh	Double-long-unsigned	
Mätarställning Aktiv Energi Inmatning	1-0:2.8.0	Format 8.3, dvs xxxxxxxx.xxx kWh	Double-long-unsigned	
Mätarställning Reaktiv Energi Uttag	1-0:3.8.0	Format 8.3, dvs xxxxxxxx.xxx kVArh	Double-long-unsigned	
Mätarställning Reaktiv Energi Inmatning	1-0:4.8.0	Format 8.3, dvs xxxxxxxx.xxx kVArh	Double-long-unsigned	
Aktiv effekt Uttag	1-0:1.7.0	Format 4.3, dvs xxxx.xxx kW	Double-long-unsigned	Momentan trefaseffekt
Aktiv effekt Inmatning	1-0:2.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kW	Double-long-unsigned	Momentan trefaseffekt
Reaktiv effekt Uttag	1-0:3.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kVAr	Double-long-unsigned	Momentan trefaseffekt
Reaktiv effekt Inmatning	1-0:4.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kVAr	Double-long-unsigned	Momentan trefaseffekt
Aktiv effekt L1 Uttag	1-0:21.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kW	Double-long-unsigned	Momentan effekt

Storhet EI	Identitet (OBIS-kod)	Format/Enhet	Datotyp	Kommentar
Aktiv effekt L1 Inmatning	1-0:22.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kW	Double-long-unsigned	Momentan effekt
Aktiv effekt L2 Uttag	1-0:41.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kW	Double-long-unsigned	Momentan effekt
Aktiv effekt L2 Inmatning	1-0:42.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kW	Double-long-unsigned	Momentan effekt
Aktiv effekt L3 Uttag	1-0:61.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kW	Double-long-unsigned	Momentan effekt
Aktiv effekt L3 Inmatning	1-0:62.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kW	Double-long-unsigned	Momentan effekt
Reaktiv effekt L1 Uttag	1-0:23.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kVAr	Double-long-unsigned	Momentan effekt
Reaktiv effekt L1 Inmatning	1-0:24.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kVAr	Double-long-unsigned	Momentan effekt
Reaktiv effekt L2 Uttag	1-0:43.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kVAr	Double-long-unsigned	Momentan effekt
Reaktiv effekt L2 Inmatning	1-0:44.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kVAr	Double-long-unsigned	Momentan effekt
Reaktiv effekt L3 Uttag	1-0:63.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kVAr	Double-long-unsigned	Momentan effekt
Reaktiv effekt L3 Inmatning	1-0:64.7.0	Format 4.3, xxxx.xxx kVAr	Double-long-unsigned	Momentan effekt
Fasspänning L1	1-0:32.7.0	Format 3.1, xxx.x V <sup>4</sup>	Long-unsigned	Momentant RMS-värde
Fasspänning L2	1-0:52.7.0	Format 3.1, xxx.x V	Long-unsigned	Momentant RMS-värde
Fasspänning L3	1-0:72.7.0	Format 3.1, xxx.x V	Long-unsigned	Momentant RMS-värde

<sup>4</sup> Lämpligt endast för lågspänning.

Storhet EI	Identitet (OBIS-kod)	Format/Enhet	Datatyp	Kommentar
Fasström L1	1-0:31.7.0	Format 3.1, xxx.x A <sup>5</sup>	Long-signed	Momentant RMS-värde
Fasström L2	1-0:51.7.0	Format 3.1, xxx.x A	Long-signed	Momentant RMS-värde
Fasström L3	1-0:71.7.0	Format 3.1, xxx.x A	Long-signed	Momentant RMS-värde

---

<sup>5</sup> Lämpligt endast för direktmätning. För strömtransformatormätning (kategori 2) krävs fler decimaler (om sekundärvärden) eller fler heltal (om primärvärden).

## **PŘÍLOHA 3.: PŘÍKLADY ZÁKAZNICKÝCH ZAŘÍZENÍ VYUŽÍVAJÍCÍCH PORT H1 PRO PŘÍMÉ POSKYTOVÁNÍ DAT ZÁKAZNÍKOVI**

Na samostatných listech jsou představena následující provedení:

- 1/ rozhraní P1 s přenosem dat přes bezdrátové spojení bluetooth do aplikace v telefonu
- 2/ rozhraní P1 s přenosem dat přes bezdrátové spojení wifi do internetového serveru
- 3/ rozhraní P1 s přenosem dat přes bezdrátové spojení loRa do zařízení s usb klíčem
- 4/ rozhraní P1 s přenosem dat po silových kabelech přes plc do wifi routeru

# Energy logger BLUE

(BPL-007)



## Description:

The “Energy logger Blue” (code name BPL-007) is a Bluetooth enabled device, that is capable of logging and presenting data from any compatible smart meter, empowering you to save on energy costs.

Just plug the “Energy logger BLUE” device into P1 port of your smart meter, download the application and connect to it. After initial setup you are ready to keep track of your energy usage.

The dedicated Android or iOS smart phone application called “Energy logger BLUE” is available for free on “App Store” and “Google Play” platforms.



Using the application, you can keep track of your utility usage; in real time, over a period of time and even predict future costs.

“Energy logger Blue” has enough storage to log and keep track of your hourly, daily, monthly and yearly usage. Zoom in on the energy usage for the past hour or see in a glance how much energy was used this week or last month.

The device logs and stores meter readings locally, no network connection is needed to read the data, your energy consumption information is yours and stays private.

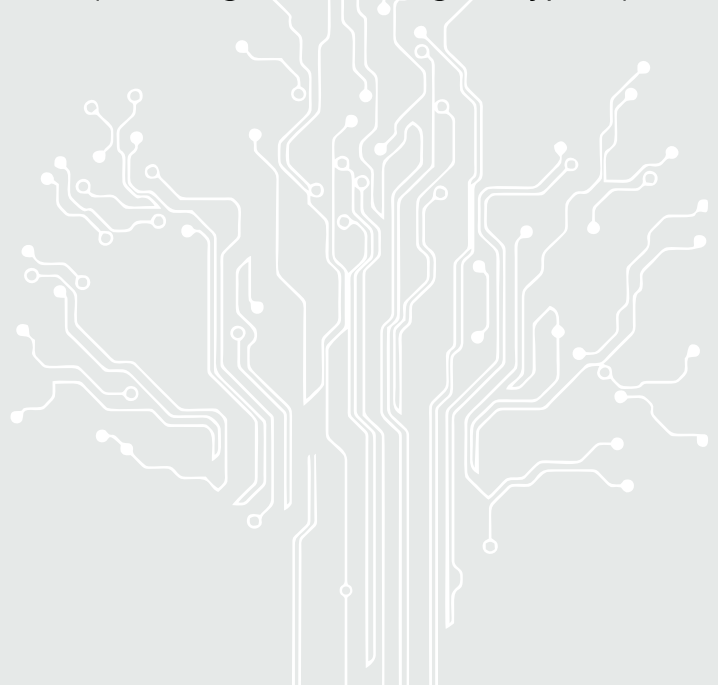
“Energy logger Blue” is an invaluable tool, that helps you to keep track of your energy usage, production, CO2 footprint and cost.

We believe that awareness of energy use encourages energy saving. Awareness helps you to reduce both you energy bills and carbon footprint.

The device supports Dutch, Belgian and Luxembourgish Smart Metering protocols (including LUXmetering encryption).

## Key features:

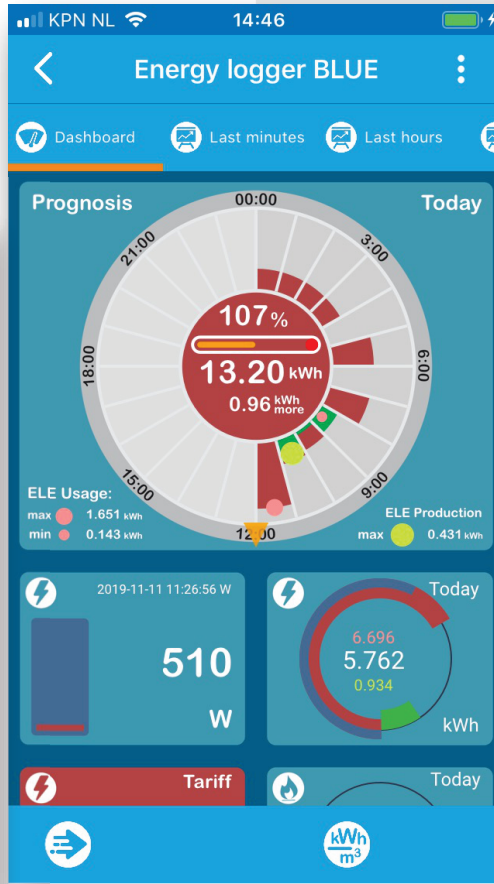
- 1** Realtime display of electricity usage and production.
- 2** Free Smart-phone application available for Android and iOS.
- 3** No periodic costs. No subscription required.
- 4** Logging of electricity and gas usage on a per minute, hour, day, month and year scale.
- 5** Electricity usage and production prediction. Gas usage prediction.
- 6** Energy use can be converted between kWh/m<sup>3</sup>, Euros and kgCO<sub>2</sub>, allowing you to keep track of bills and environmental impact.
- 7** Data is stored locally on the device and in the app, the energy consumption information stays private and is not disclosed to any third parties.
- 8** Data security ensured.
- 9** Compatible with most of Dutch, Belgian and Luxembourgish Smart Meters (including LUXmetering encryption).



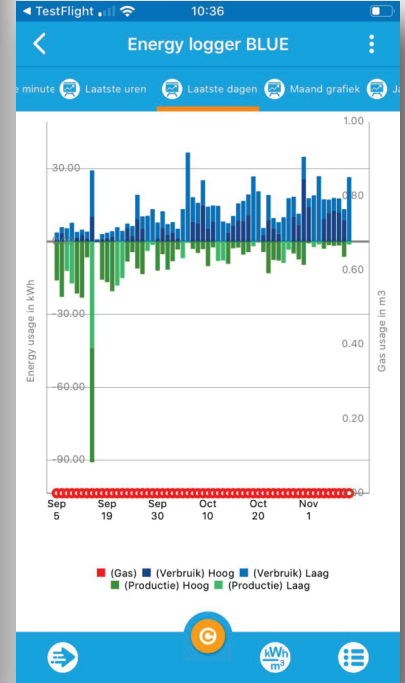
Start screen



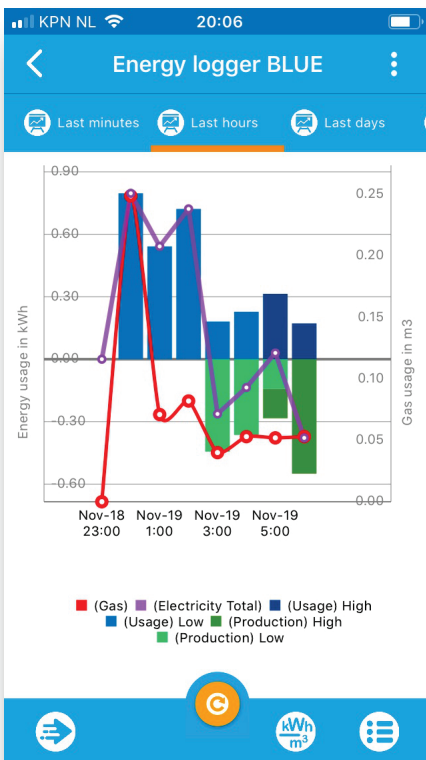
Dashboard



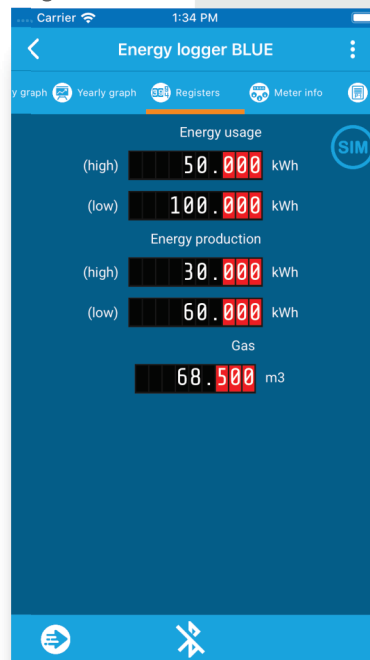
Last days graph



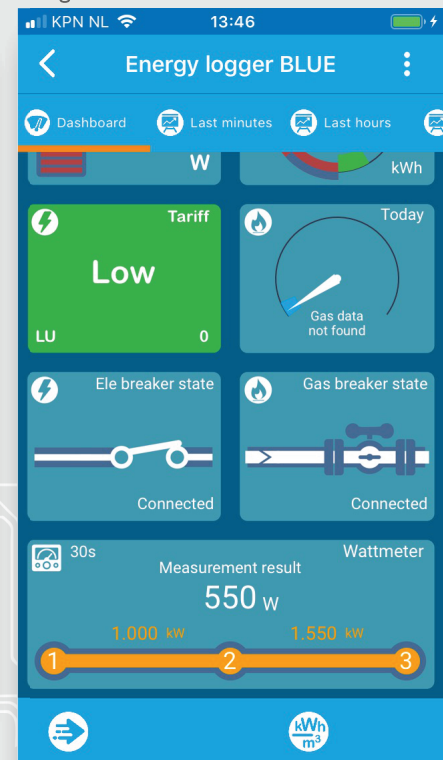
Last hours graph



Registers



Widgets

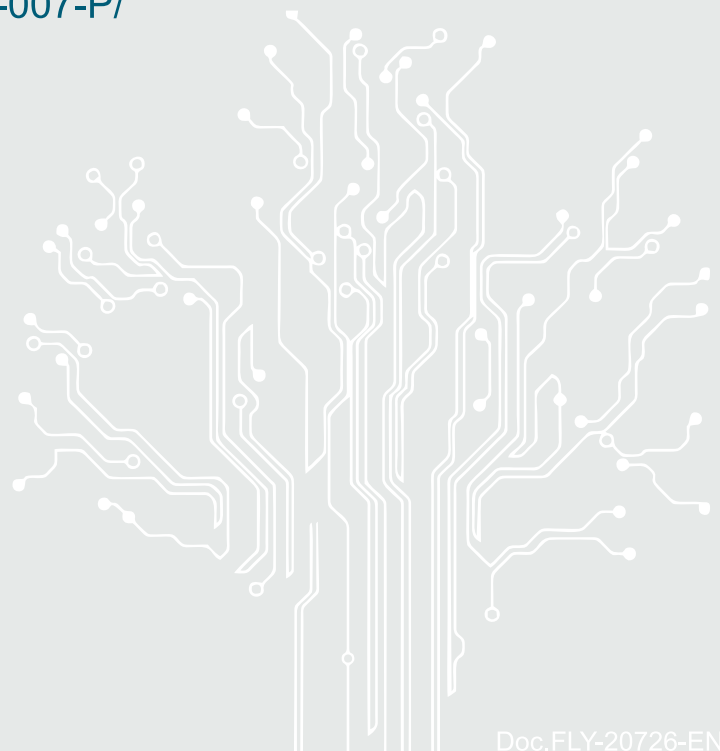


## Technical specification:

Smart meter's "P1 standard" compatibility:	<u>Netherlands:</u> DSMR 4.0, DSMR 4.2, SMR 5.0, ESMR 5 <u>Belgium:</u> e-MUCS H (based on DSMR 5.0.2) <u>Luxembourg:</u> LUXmetering standard.
Power consumption from P1 port:	max: 80 mA
Bluetooth:	Dual mode: EDR and BLE, range 5-30 m
Android compatibility:	Android 4.2 (Jelly Bean) and higher.
iOS compatibility:	iOS 11.0 and higher.
Storage temperature:	-10 to +60°C
Operating temperature:	0 to +40°C
Dimensions:	110 x 30 x 5 mm
Weight:	16 g
Warranty:	2 years

More info about this product and the latest documentation can be found on the following web page:

<https://www.tech4u.info/product-info/BPL-007-P/>





## LoWi3, WiFi display of the digital meter



The LoWi3 web server is connected directly to the P1 port of the digital meter with the included RJ12 'cross' cable and then linked to the local WiFi network. For example, you get an overview of the total consumption of the house via the web browser on smartphone, tablet or PC, up to 2 years ago. LoWi3 is compatible with all Belgian\* and Dutch digital meters from protocol version DSMR

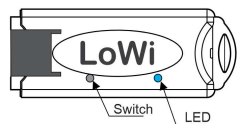
5.x. For the Dutch DSMR 4.x meters, the optional P1 adapter cable with extra USB connection is required for the power supply. LoWi3 is already pre-configured, the available measurement data are:

- Consumption import high tariff
- Consumption of low tariff imports
- Consumption export high tariff
- Consumption of low tariff exports
- Rate (high or low rate)
- Gas consumption (if measuring device is present)
- Water consumption (if measuring device is present)
- Consumption of imports high + low rate
- Consumption of exports high + low rate
- Consumption of imports – exports (positive or negative)

In addition to P1 meters, you can also link external meters with manual input of the meter readings, MQTT meters, plugs or THEOs. It is always possible to change the order of the meters, whether or not to show meters. Up to 16 measuring channels are provided in the LoWi3. Each measuring channel has a storage of the last 10 days for hourly consumption, with a resolution of 5 minutes. The daily consumptions have a storage of 12 months. The month consumption has a storage of 2 years. (\*Activate Belgian meter **first**, see comments)

### 1. Connect:

LoWi **MUST be** in the receiving range of the **2.4GHz** WiFi network and that WiFi network **MUST be** connected to the Internet. Check any receiving strength with your smartphone. Preferably no metal objects near the LoWi, metal cabinets weaken WiFi.



### 2. Pairing with WiFi network

Connect LoWi to the **P1** port of your digital meter via the supplied RJ12 cable. The LED will first light up constantly, and after 3 seconds continuous flash (approx. 2x per second). This means that the LoWi is **NOT** yet linked to your WiFi network.

From here you can connect with WiFi in **3 different ways** and in this short manual we only explain the REDIRECT method:

**REDIRECT method:** long press, approx. 5 seconds until the LED is constantly lit to get into 'WiFi access point' mode and thus also on the REDIRECT page (see LoWi video tutorial: <https://www.2-wire.net/lowi-tutorial/>)

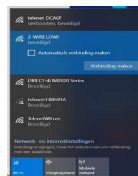
*Note: **Change existing WiFi link:** If LoWi is already paired (slow heart rate LED every 5 seconds) and you still want to change this WiFi link, you can do this by restarting and then immediately pressing within 3 seconds after the first LED flash long (approx. 5 sec) until the LED lights up continuously, and then changing the network settings via the above method.*

*Note: **Upgrade:** Pressing for a lowi already paired with heart rate LED Long (approx. 5 sec. until the LED lights up continuously) results in a firmware upgrade.*

*Note: **WiFi range:** Make sure that during WiFi connection and also during firmware upgrade the distance between LoWi, router, smartphone or PC is as short as possible!!!*

Once LoWi in 'access point' mode it says: Then choose 'network' on your laptop, smartphone **or tablet** and if it works correctly there must now be in the list: '2-WIRE-LOWI'. **Select this network.** If you are asked for a key (password): 'adminLOWI'.

Your web browser opens automatically and after a maximum of 1-2 minutes you will be redirected to a REDIRECT screen where you can then enter the IP settings.



*Note: If this is not automatic, please surf to 8.8.8.8 yourself or try pairing via smartphone or tablet. Be sure to check wifi reception and review the video tutorial if necessary. If you are really not familiar with IP addresses or do not know how to determine a fixed IP address, check with someone with knowledge of networks.*

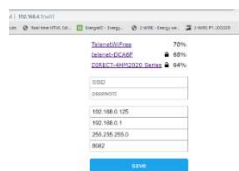
### REDIRECT page:

LoWi must be given a free and fix IP address from within your own network and you can enter this IP address together with your network settings via the REDIRECT web page.



Click on '**Configure WiFi**' and a list of networks will appear in your vicinity. You can now select your WiFi network from the list (SSID), and also enter the password of your network.

### Default settings(Fig):



- IP address: 192.168.0.125 (your LoWi web page)
- Gateway: 192.168.0.1 (required for internet access!)
- Subnet mask: 255.255.255.0
- PortNr: 8082 (choose random number e.g. between 8000 and 9000), needed for port forwarding in remote control)

These default IP addresses must now be adjusted according to the settings of your own WiFi network, it is important that all IP addresses **are in the same 'range'**.

If necessary, you can take over IP address, subnetmask and gateway from the proposal from the IP server scanner tool. (Fig.2) or you can temporarily set LoWi to DHCP in order to get a free and fixed IP address and then read it out and secure it via the server scanner. See the extensive online manual for this.

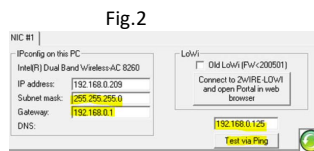


Fig.2



Fig.3

After filling in SSID, password and IP address, SUBNETMASK, Gateway and port number(Fig.1),press SAVE and you will get confirmation of the set LoWi IP address. (Fig. 3)

Now the laptop has to go back to the existing WiFi network. To do this, go to WiFi networks and select your default WiFi network.

Once on your standard WiFi network, you can surf to the set FIXED IP address and port number (enter in address bar of your browser, e.g. 192.168.0.226:8082). **The port number must follow with a ':' decimal sign after the IP address!** And that's how you get to the homepage of your LoWi web server.

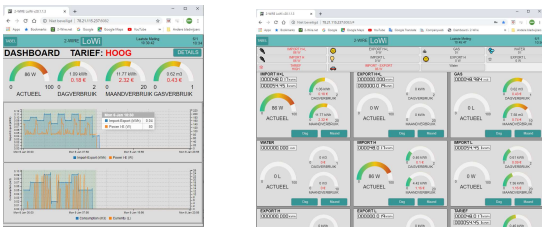
*Note: In your browser you may need to check if 'SETTINGS - JAVASCRIPT' is on !*

*Note: It is best to make a shortcut on your PC, tablet or smartphone so that you have an immediate connection to your consumption.*

### 2. Tablet or PC operation and configuration:

#### Home

The **homepage** (dashboard) gives an overview of current electricity and gas consumption together with a rolling daily graph of both.



### Detail page

Via the button 'DETAILS' you get to the different measured, calculated, and manually entered meters. Via the scroll menu at the top you immediately get to the right meter.

### Configuration page

Via the Button 'LOWI' you end up on the setup page and here you can:

- Setting up login and password, necessary for external access via port-forwarding (see **FAQ** on our website)
- Set MQTT broker/http client, set language version and clock. For MQTT functionality you need to subscribe to an MQTT broker.
- Upgrade LoWi via web server, set energy prices
- To customize configuration:
  - Via 'PROTOCOL' you set your type of meter



➢ The 10 measured and calculated meters from the P1 port are always logged, but per meter you can decide whether or not it is visible.

➢ Per meter you can add an icon by first clicking on the desired icon for the meter and afterwards.

➢ Per meter you can assign a name or choose a unit under 'NAME'.

➢ For manually entered meters you MUST set a 'NAME' and you can choose a unit under 'UNIT'

- With MQTT meters you enter a MAC address at device ID
- You can empty one log channel by typing the word "delete" into the name of that channel, then save, you no longer have to retype the name that will come back on its own. **Please note**, perform this action only channel by channel!
- You can change the order by pressing 'SORT' and dragging the meters to a new position.

After each change, press 'SAVE' and enter password 'adminLOWI'. Then press 'EXIT' to get back on the 'DASHBOARD'.

### Table page

The "TABLE" button gives you a 2-year overview of all measured consumptions and energy costs calculated on the entered unit prices.

### 3. General note:

- Pre-activate the Belgian digital meters [on the Fluvius website](#) to open the power supply and data to the P1 port.
- Dutch digital meters with DSMR 4.x: use the optional [P1 power adapter](#) for LoWi here.
- The full current manual can be found on the [2-WIRE website](#) at the product page of the LoWi webserver.
- A LoWi web server can log up to 16 energy channels : 7 measured P1 port values, 3 calculated meters, counters for manual input of counter readings, MQTT meters.
- A nice extension to the LoWi is the LeON (USB) and the THEo stick. It is connected to LoWi via WiFi (http or MQTT) and shows the current energy rate (RED= day rate, BLUE= night rate, GREEN= injection into the grid), setting thresholds via LoWi
- If you want to measure directly linked partial consumption in addition to total consumption, choose a ReMI, MiLo or the MEMo2 web server.
- The LoWi website is 'responsive' meaning that a smartphone, a tablet and a PC each get their own layout.
- With the **MQTT (optional subscription)** or the **HTTP client** function you can upload measurement data to a central

platform for backup or for comparison with other installations, see extensive manual.

- PRINT (for DETAILS), and HTTP both generate about the same csv.
- Rebooting is possible by pulling the plug or by briefly pressing the switch.

### 4. Technical data:

#### General:

Wi-Fi network 802.11 b/g/n/e/i (2.4 GHz), which needs internet access. Built-in antenna.

Tx power: 802.11 b: +20 dBm 802.11 g: +17 dBm 802.11 n: +14 dBm

Rx Sensitivity: 802.11 b: -91 dbm (11 Mbps) 802.11 g: -75 dbm (54 Mbps) 802.11 n: -72 dbm (MCS7)

Security: WPA/WPA2, Encryption: WEP/TKIP/AES

Network Protocol: IPv4, TCP/UDP/HTTP/FTP

Built-in time clock which is synchronized daily with an extremely precise NTP clock.

Supplied: **RJ12-6p6** cable (power supply via the digital meter)

#### Operating conditions:

Operating temperature range: 10 °C to 50 °C, indoor  
Maximum humidity: 90 %, no condensation, Max.: 2000m

#### Physical properties:

Housing: plastic, self-extinguishing acc. UL94-V0

Degree of protection: IP20, EN 60529

Dimensions : approx. 70mm x30mm x 7mm,33 grams

#### Connections:

Built-in P1 port (galvanically insulated) for the new generation of Belgian and Dutch digital meters from DSMR5.0

Power supply: via P1 Average consumption: 5V/ 100mA, peak up to 160mA

#### Labels:

RoHS: Non-toxic, acc. Guidelines WEEE/RoHS

CE: In accordance with EMC and low voltage guideline: HBES – EN 50090-2-2 and EN60950 – 1: 2006.

### 9. Installation prescription

The installation is preferably carried out by someone with **at least** a basic knowledge of PC/networks.

### 10. Support

Do you want to exchange the product in case of a defect? Please contact your wholesaler or the 2-wire support service. The contact details can be found on our website [www.2-wire.net/contact/](http://www.2-wire.net/contact/)

### 11. Warranty

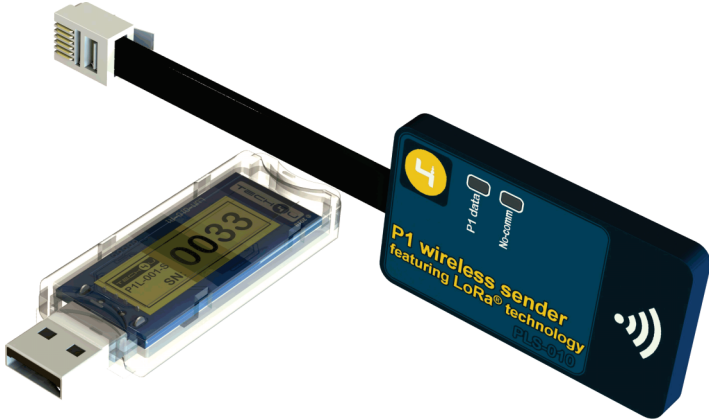
The warranty period is two years from the delivery date. The delivery date is the invoice date of purchase of the product by the consumer. If no invoice is available, the production date applies. The consumer is obliged to inform Qonnex bvba in writing about the lack of conformity, and this no later than two months after adoption. In the event of a lack of conformity, the consumer is only entitled to a free repair or replacement of the product, which is determined by Qonnex. Qonnex is not responsible for any defect or damage resulting from incorrect installation, improper or negligent use, improper operation, transformation of the product, maintenance in violation of maintenance regulations or an external cause such as moisture damage or damage due to overvoltage. The mandatory provisions in national legislation on the sale of consumer goods and the protection of consumers in countries where Qonnex sells directly or through distributors, agents or permanent representatives shall take precedence over the above provisions

Qonnex Ltd.  
B-9310 Aalst,  
Belgium  
[info@2-wire.be](mailto:info@2-wire.be)  
[www.2-wire.net](http://www.2-wire.net)

# Wireless P1 port reader

## featuring LoRa® technology

(P1L-001-S)



## Key features:

- 1** Reads data from the P1 port of the Smart Meter and transmits them wirelessly to any device equipped with a USB port.
- 2** The LoRa® wireless RF technology is used for data transmission.
- 3** Range up to 1 km.
- 4** Compatible with: DSMR 4.x, DSMR 5.x, ESMR 5.x, e-MUCs-H (DSMR 502) and Luxmetering.
- 5** Compatible with most operating systems like Windows, Linux and Mac.
- 6** Compatible with any USB serial port PC application.
- 7** Dedicated PC applications available.

## Description:

The P1L-001-S "Wireless P1 port reader" product is designed to read data from the P1 port of the Smart meter.

The LoRa® Wireless RF Technology, featuring a Semtech LoRa® wireless RF IC solution. is used for data transmission.

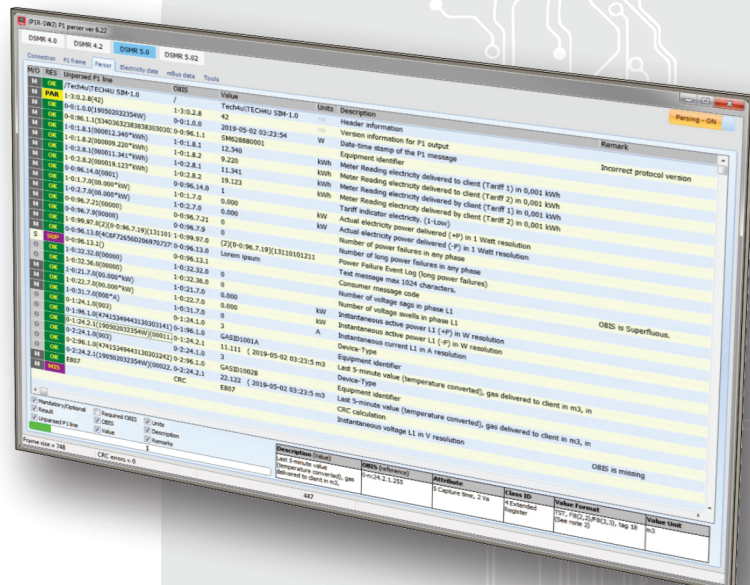
The product consists of two devices; "P1 wireless Sender" and "Wireless USB dongle".

The read data is sent wirelessly via the air to the USB dongle and from there can be read by any device compatible with the USB 2.0 standard.

The Wireless USB dongle supports most of the operating systems e.g. Windows 7, Windows 10, Linux and Mac.

The data transmission between sender and receiver is encrypted.

The device can interwork with any application able to read serial data from the computer's USB port.

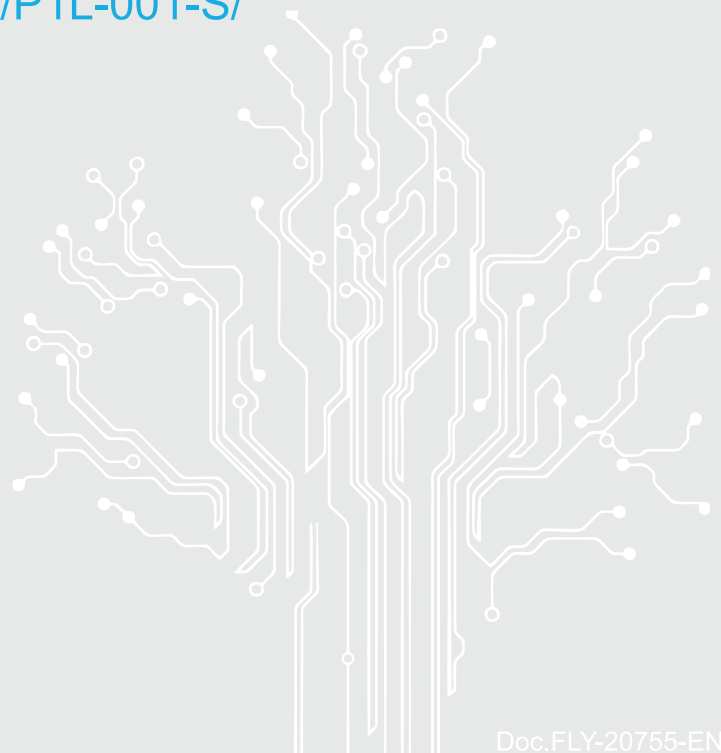


## Technical specification:

Compatible with Smart Meter standards:	DSMR 4.0, DSMR 4.2, DSMR 5.0, ESMR 5.0, e-MUCs-H (DSMR 502) and Luxmetering
USB compatibility:	USB 2.0
Operating system compatibility:	Windows, Linux, Mac
P1 power consumption:	max 90 mA (at 13 dBm)
Radio technology:	LoRa® Wireless RF technology featuring a Semtech LoRa® wireless RF IC solution.
Radio frequency:	869.48 MHz
Radio maximal transmitting power:	13 dBm (~19 mW) up to 1km range
Radio parameters:	Bandwidth = 125 kHz, Cr = 4/5, sf = 128chips/symbol
“On the Air” time:	1:30 (less than 5%)
Transmission encryption:	Tech4U-crypt™
Storage temperature:	-20°C to +60°C
Operating temperature:	-10°C to +40°C
Package dimensions:	135 x 80 x 25 mm
Package weight:	130 g
Warranty:	2 years

More info about this product, PC application and the latest documentation can be found on the following web page:

<https://www.tech4u.info/product-info/P1L-001-S/>



© 2019 Tech4U BV  
Tech4U Logo is trademark of Tech4U BV


The LoRa® Mark and LoRa Logo are trademarks of Semtech Corporation.

[www.tech4u.nl](http://www.tech4u.nl)



[office@tech4u.nl](mailto:office@tech4u.nl)

Doc.FLY-20755-EN-A

	<h2 style="text-align: center;">CHAIN2GATE PLUG</h2>
<b>GENERAL INFO</b>	Size: 24.5mm (L) x 79.5mm (H) x 81mm (D) (plug included) Weight: almost 100g Protection grade: IP20
<b>OPERATING CONDITION</b>	Operating Temperature: 0°C ÷ + 40°C Storage Temperature -25°C ÷ + 75°C Humidity Percentage: 5% ÷ 95% Altitude: <= 2000 m Flammability: UL94-V0 Over voltage category: II Pollution Degree: 2
<b>POWER SUPPLY</b>	Voltage: 230Vac (-20/+15%) Frequency: 50Hz Insulation Class: II
<b>USER INTERFACE</b>	LED <ul style="list-style-type: none"> <li>• 5 LED lights (red, yellow and green) as consumption visual indicators</li> <li>• Wi-Fi application with white LED</li> <li>• Tarif plan signalled with blue LED</li> </ul> Push button: to link the device with the home network Buzzer: acoustic signal in case of exceed power or imminent interruption
<b>CERTIFICATIONS</b>	CE Marking: RED Directive 2014/53/UE <ul style="list-style-type: none"> <li>• Art. 3.1a - Safety: EN 62368 -1</li> <li>• Art. 3.1a -Health: EN 62311</li> <li>• Art. 3.1b -EMC: ETSI EN 301 489 -1; ETSI EN 301 489-17</li> <li>• Art. 3.2 -Radio: ETSI EN 300 328</li> </ul>
<b>CONNECTION</b>	Plug: Europlug IEC type C
<b>COMMUNICATION</b>	PLC Modem C-Band, B-PSK Modulation Application: DLMS/COSEM IEC (IEC 62056-5-3), Data Model: COSEM Data Model (IEC 62056-6-1, IEC 62056-6-2) Wi-Fi Integrated Module, Protocol: 802.11 b/g/n Freq. Range: 2.4GHz IoT Protocols: MQTT, WebSocket, REST... Security: HTTPS/SSL/TLS Antenna: integrated

Compliant with Italian Standard: TS CEI 13-82, TS CEI 13-83, TS CEI 13-84



Inteligentní elektroměr



Datový koncentrátor



Komunikační brána v trafostanici pro přenos dat z DC do HES



3GPP (P2P) – Bezdrátová datová komunikace mezi elektroměrem a HES



Datová komunikace přes silové kabely mezi DC a SG

***Autor:***

***SEVEn, The Energy Efficiency Center, z.ú.***

*www.svn.cz*

*seven@svn.cz*

***(Materiál připraven v rámci projektu TA ČR č. TK03010200)***