



Recommandation de la branche pour  
le marché suisse de l'électricité

Standards interface client  
pour les systèmes de mesure  
intelligents

RL-DSP – CH 2024  
Annexe 3

VS  
AES

## Mentions légales et contact

### Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES  
Hintere Bahnhofstrasse 10  
CH-5000 Aarau  
Téléphone +41 62 825 25 25  
Fax +41 62 825 25 26  
[info@electricite.ch](mailto:info@electricite.ch)  
[www.electricite.ch](http://www.electricite.ch)

### Auteurs et autrices de la première édition

Diego Chiapuzzi	Ewz
Hans Fischer	Solar Manager AG
Christian Gubler	AES
Hermann Hüni	gPlug
Roland Kiefer	Swissmig
Tom Kienle	Whatwatt
Daniel Klauser	HSLU
Andreas Martschitsch	Whatwatt
Christoph Rahm	Landis+Gyr AG
Olivier Stössel	AES
Christoph Woodtli	Energie Thun AG
Christian Zaugg	Landis+Gyr AG
David Zogg	FHNW

### Commission responsable

La commission Données énergétiques de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.



## Chronologie

Août 2023	Début du travail de groupe sur le projet (GT Interface client)
Octobre 2024	Finalisation version préparatoire
Octobre 2024 à novembre 2024	Consultation ReKo/RegKom
Décembre 2024 à février 2025	Consultation au sein de la branche
Mars 2024	Intégration des adaptations
Mars 2024	Approbation EnDaKo
Avril 2025	Proposition de la direction/du Comité
27 juin 2025	Approbation par la direction/le Comité de l'AES

Ce document a été élaboré avec l'implication et le soutien de l'AES et de représentants de la branche.

L'AES approuve ce document à la date du 27.06.2025

---

Édition 2024

### Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour un usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour usage personnel, toute copie, distribution ou autre usage de ce document sont interdits. Les auteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis.

### Égalité linguistique entre femmes et hommes

Dans le souci de faciliter la lecture, seule la forme masculine est utilisée dans le présent document. Toutes les fonctions et les désignations de personnes s'appliquent toutefois à tous les genres. Merci de votre compréhension.



## Table des matières

Avant-propos .....	5
Introduction.....	6
1. Législation et recommandation de la branche .....	7
2. Solution technique.....	7
3. Interface client – exigences interface physique et protocole.....	8
4. Interface client – exigences relatives aux valeurs de mesure à publier.....	9
5. Liste des standards autorisés pour l'interface client .....	10
6. Standard CH-SMR pour le format de sortie des smart meter readers.....	12
7. Responsabilités pour l'activation de l'interface client.....	13
8. Responsabilités pendant l'exploitation de l'interface client .....	14
9. Publication des informations sur l'utilisation de l'interface client .....	14
Annexe 1: Spécifications relatives à l'interface physique de l'adaptateur enfichable.....	16



## Avant-propos

Le présent document est un document de la branche publié par l'AES. Il fait partie d'une large réglementation relative à l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Les documents de la branche contiennent des directives et des recommandations reconnues à l'échelle de la branche concernant l'exploitation des marchés de l'électricité et l'organisation du négoce de l'énergie, répondant ainsi à la prescription donnée aux entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) par la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) et par l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl).

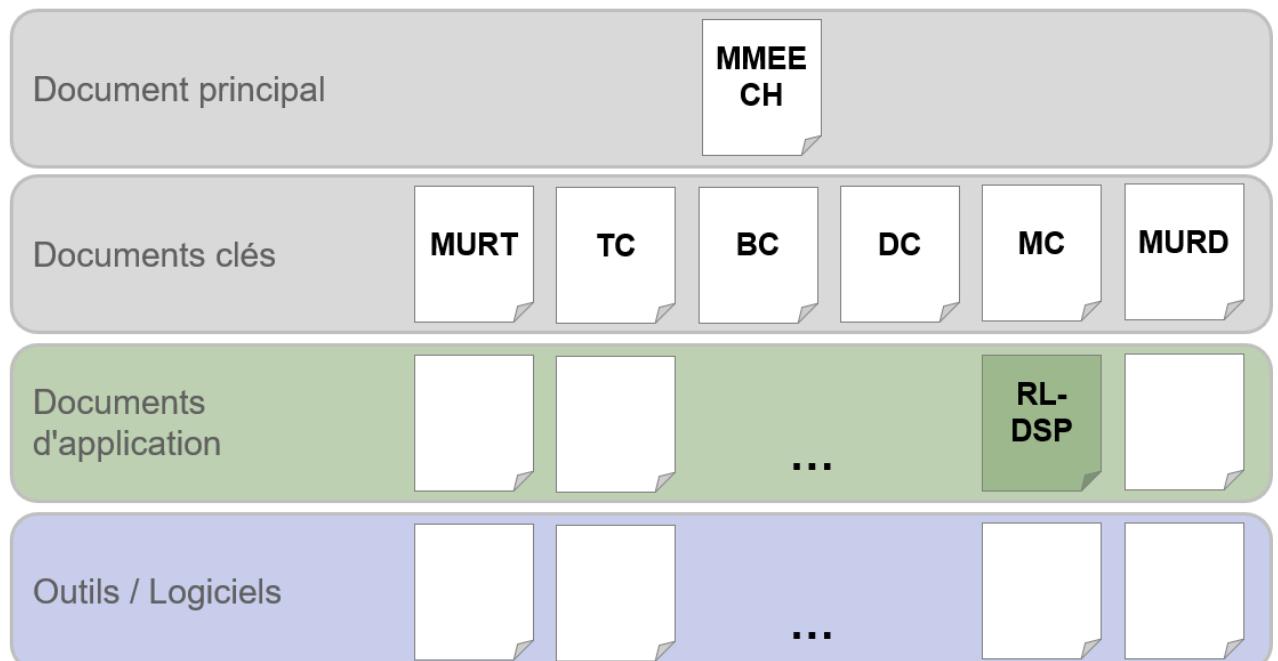
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEl sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

- Document principal: «Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE – CH)»
- Documents clés
- Documents d'application
- Outils/logiciels

Le présent document Standards interface client pour les systèmes de mesure intelligents est un document d'application.

### Structure des documents



## Introduction

Conformément à l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (art. 31e OApEI), d'ici fin 2027, 80 % de tous les équipements de mesure dans chaque zone de desserte doivent correspondre aux prescriptions relatives aux systèmes de mesure intelligents (SMI). Les appareils de mesure intelligents (AMI), dont l'acquisition a été initiée après le 1<sup>er</sup> janvier 2019, doivent être équipés d'une interface client pour le consommateur final, le producteur ou l'exploitant de stockage (ci-après dénommé le client). Celle-ci doit permettre à la clientèle de consulter localement ses données de mesure au moment de la saisie et de les traiter selon ses besoins. Une interface client locale physique est certes présente pour la majeure partie des compteurs utilisés par le GRD, mais son utilisation par la clientèle ou les représentants qu'elle a elle-même mandatés s'avère compliquée dans de nombreuses autres configurations.

Pour les types de compteurs utilisés jusqu'à présent en Suisse, aucun standard ne s'est imposé au niveau de l'interface client. Outre l'interface normalisée IEC 62056-7 basée sur DLMS/COSEM, d'autres systèmes propriétaires se sont établis sur le marché, en plus de la norme hollandaise DSMR P1. L'uniformisation vers une norme commune n'est réaliste ni dans la situation actuelle ni dans une perspective future.

Pour pouvoir malgré tout garantir une interface uniforme vis-à-vis de la clientèle, un adaptateur devrait convertir les données des différentes interfaces dans un format défini et les transférer via une interface standardisée. Dans la suite de ce document, cet adaptateur est appelé «smart meter reader». Les premiers smart meter readers sont déjà disponibles et sont compatibles avec différentes interfaces.

Afin de faciliter la compatibilité des smart meter readers avec les différents SMI déjà disponibles, le présent document définit les exigences minimales pour l'interface client des SMI. Pour ce faire, une liste de standards répondant à ces exigences minimales est indiquée.

Une définition commune des exigences et des processus de mise en service et d'exploitation des smart meter readers est également nécessaire.



## 1. Législation et recommandation de la branche

- (1) Les exigences minimales pour l'interface client sont définies aux art. 17a<sup>bis</sup>, al. 6 LApEI et art. 8a<sup>decies</sup> OApEI ainsi qu'à l'annexe 1 de la recommandation de la branche «Directives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents» [2].. Les exigences principales sont:
  - (2) Les données de mesure doivent pouvoir être consultées par le consommateur final, le producteur ou l'exploitant de stockage «au moment même de leur saisie» dans un «format de données international courant».
  - (3) Le gestionnaire de réseau doit, sur demande, fournir au consommateur final, au producteur ou à l'exploitant de stockage les spécifications des interfaces de son compteur d'électricité.
  - (4) L'interface client fait partie du contrôle de sécurité des données effectué par METAS.
- (5) Dans le cadre de la loi pour l'électricité (art. 17a<sup>bis</sup>, al. 3 et 7 LApEI, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2026), il a également été ajouté que les gestionnaires de réseau doivent équiper d'un système de mesure intelligent les participants à un regroupement dans le cadre de la consommation propre ou une communauté électrique locale ainsi que les exploitants de stockage qui en font la demande. Tous ceux qui ne peuvent pas consulter leurs données de mesure comme le prescrit la loi avec le système de mesure intelligent mis en place par le gestionnaire de réseau ont le droit de compléter ce système par un compteur supplémentaire, installé aux frais du gestionnaire de réseau et pour lesquels le Conseil fédéral a fixé un plafond pour ces coûts (art. 8a<sup>duodecies</sup> OApEI). Ces coûts ne sont pas des coûts de mesure imputables par le GRD.
- (6) Conformément à la disposition transitoire de l'art. 31 OApEI, les SMI dont l'acquisition a été initiée avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019 peuvent être utilisés jusqu'à ce que leur bon fonctionnement ne soit plus garanti, même s'ils ne remplissent pas les exigences de l'art. 8a<sup>decies</sup> OApEI. Les exigences du présent document s'appliquent à tous les autres SMI.
- (7) Conformément à l'art. 8a<sup>decies</sup>, al. 3 OApEI, les gestionnaires de réseau ont par ailleurs jusqu'au 31 janvier 2026 pour fixer des directives transparentes et non discriminatoires dans un format de données international courant.

## 2. Solution technique

- (1) Les composants pour l'utilisation de l'interface client sur le SMI sont illustrés à la Figure 1: . Le trajet a) représente la fourniture de données du SMI au smart meter reader. Dans ce document, des exigences minimales sont définies pour le trajet a). Une liste d'interfaces physiques et de protocoles de transfert de données, ainsi qu'un ensemble de données uniformes à transmettre via ce trajet est donné. Le trajet b) décrit le format et la fourniture de données du smart meter reader. Il est également standardisé dans ce document. Le câble de raccordement entre le connecteur de l'interface client et le smart meter reader doit être mis à disposition par le fournisseur du smart meter reader. L'interface optique n'est pas une interface client locale et sert exclusivement au gestionnaire de réseau à des fins de maintenance.

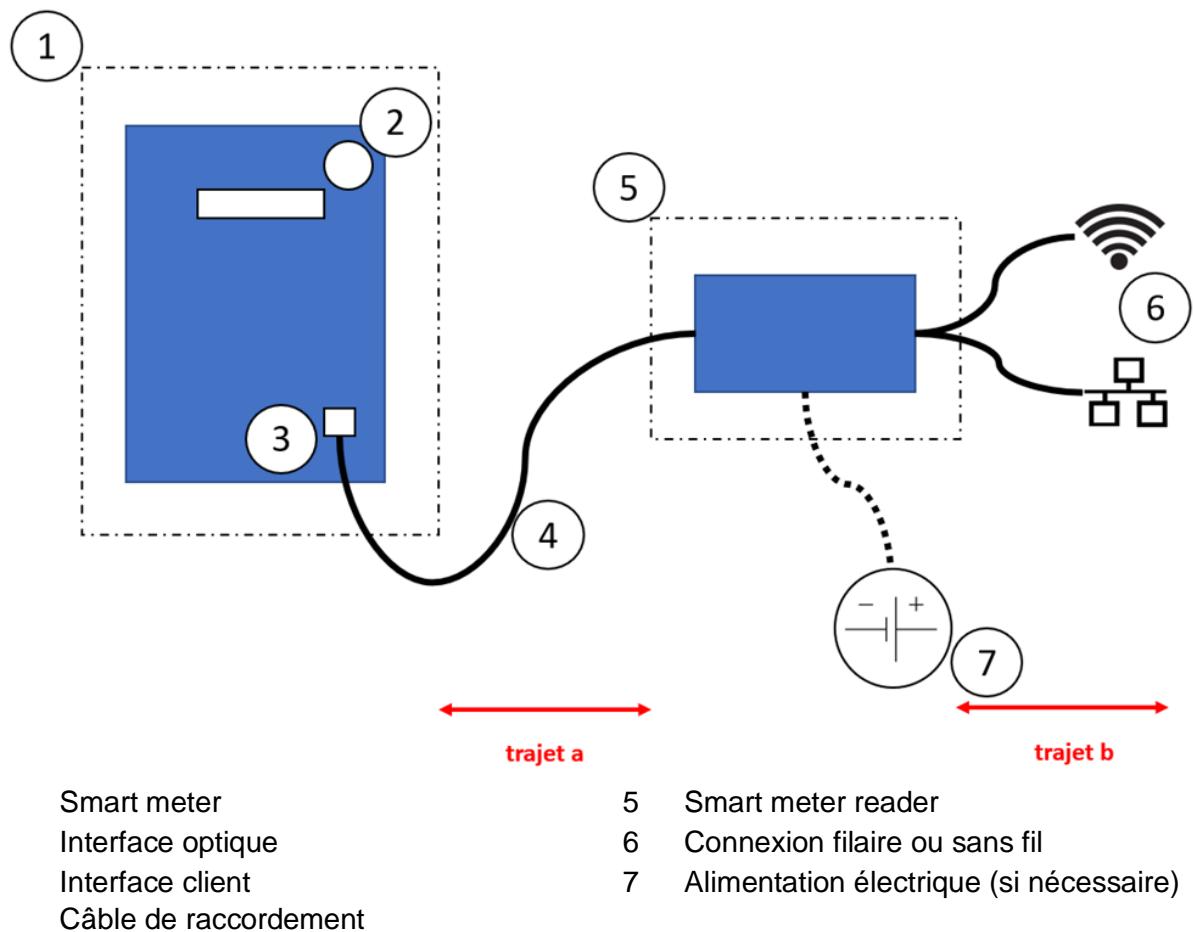


Figure 1: Composants physiques

### 3. Interface client – exigences interface physique et protocole

- (1) Ce chapitre définit les exigences de base relatives à l'interface client (numéro 3 dans la figure 1) pour les clients finaux, les producteurs et les exploitants de stockage conformément à l'art. 8a, al. 1, let. a, ch. 3 OApEl. Les gestionnaires de réseau doivent utiliser des SMI qui répondent à ces exigences. Le chiffre 6 du chapitre 2 demeure réservé. Les exigences sont respectées par les normes conformément au chapitre 5 et devront l'être également à l'avenir en cas d'éventuelles modifications desdites normes.
- (2) L'interface dispose d'un connecteur téléphonique standard (RJ12) ou d'un connecteur LAN (RJ45). Si le client demande l'utilisation de l'interface client avec RJ12, le gestionnaire de réseau doit équiper les SMI existants dotés d'autres adaptateurs enfichables/couvercles d'un adaptateur enfichable/d'un couvercle qui relie l'interface client à une connexion RJ12. Pour les adaptateurs enfichables pouvant être installés par le client lui-même, le gestionnaire de réseau peut, au lieu de fournir un tel adaptateur, procéder à un avoir correspondant.



- (3) Elle dispose d'une alimentation électrique pour le fonctionnement des smart meter readers conformément au standard correspondant mentionné au chapitre 5.
- (4) Elle transmet les données selon l'un des protocoles suivants: P1 DSMR, DLMS/COSEM, MQTT avec format JSON, HTTP REST API avec format JSON.
- (5) Elle transmet les valeurs de mesure pertinentes au moins toutes les 10 secondes, conformément au chapitre 4. Partout où cela est techniquement possible, le transfert a lieu toutes les 5 secondes ou plus fréquemment. Le transfert s'effectue avec un horodatage qui permet de déterminer le décalage UTC.

#### 4. Interface client – exigences relatives aux valeurs de mesure à publier

- (1) L'interface client sur le SMI (trajet a) publie ses données avec le code OBIS. Il n'est pas nécessaire de publier des codes OBIS si la séquence de données est uniforme pour un standard selon le tableau 3. Ce chapitre indique les valeurs de mesure que l'interface client doit au moins publier sur le SMI (trajet a) et quelles sont les valeurs de mesure souhaitées. Le gestionnaire de réseau est libre de publier d'autres valeurs de mesure.
- (2) Les codes OBIS partiels indiqués dans les tableaux 1 et 2 se rapportent aux groupes de valeurs C (grandeur de mesure), D (type de mesure) et E (tarif) de la structure de codes OBIS A-B:C.D.E\*F (cf. Metering Code Suisse MC-CH, Annexe 3). Seuls les codes OBIS partiels sont indiqués dans le tableau 1, car les autres groupes de valeurs ne sont pas émis de la même manière par toutes les interfaces clients de SMI (trajet a). Le format de sortie du smart meter reader n'utilise ainsi que le code OBIS partiel (cf. chapitre 6, chiffre 7). Exemple: par le biais de l'interface client du SMI, la valeur 1-1:1.7.0\*255 est publiée en tant que code OBIS et le smart meter reader publie la valeur avec le code OBIS partiel 1.7.0.
- (3) Au moins les valeurs de mesure<sup>1</sup> indiquées dans le tableau 1 doivent être publiées.
- (4) Si cela est techniquement possible, les valeurs de mesures figurant dans le tableau 2 doivent aussi être publiées:

Code OBIS partiel	Description <sup>2</sup>	Unité	Résolution <sup>3</sup>
42.0.0 ou 96.1.1	Cosem logical device name / Equipment identifier		
1.8.0	Relevé du compteur puissance active injectée +A	kWh	0,01
2.8.0	Relevé du compteur puissance active soutirée -A	kWh	0,01
1.7.0	Puissance active fournie +P	kW	0,01
2.7.0	Puissance active soutirée -P	kW	0,01
32.7.0	Tension L1	V	1

<sup>1</sup> Les valeurs de mesure pour lesquelles les deux directions sont émises (1.8.0, 2.8.0, 1.7.0, 2.7.0) doivent être indiquées avec le cumul des phases (méthode A; cf. «Mesurer correctement avec un smart meter» – Bulletin FR)

<sup>2</sup> Comme pour le MC-CH et le SDAT-CH, on entend par fourniture d'énergie l'énergie que le consommateur final soutire du réseau. Par soutirage, on entend l'injection d'énergie par le consommateur final dans le réseau.

<sup>3</sup> C'est la dissolution minimale. Une dissolution plus élevée est autorisée. On entend par «dissolution» une «mise à l'échelle» (facteur de mise à l'échelle).

La valeur de mesure effective dans l'unité indiquée est calculée à partir de la valeur émise multipliée par la dissolution. P. ex: si la valeur 264 est émise sur le courant L1 sous 31.7.0, cela représente la valeur [valeur x dissolution x unité], soit  $264 \times 0,01 \times A = 2,64$  A. Le décodage d'OBIS avec l'unité codée et la dissolution à la valeur réelle a lieu sur le smart meter reader et est spécifié au chapitre 6, section (7).

52.7.0	Tension L2	V	1
72.7.0	Tension L3	V	1
31.7.0	Courant L1	A	0,01
51.7.0	Courant L2	A	0,01
71.7.0	Courant L3	A	0,01

Tableau 1: Valeurs de mesure minimales à publier

Code OBIS partiel	Description	Unité	Résolution
3.8.0	Relevé du compteur énergie réactive injectée +R	kvarh	0,01
4.8.0	Relevé du compteur énergie réactive soutirée -R	kvarh	0,01
21.7.0	Puissance active +P, L1	kW	0,01
41.7.0	Puissance active +P, L2	kW	0,01
61.7.0	Puissance active +P, L3	kW	0,01
22.7.0	Puissance active -P, L1	kW	0,01
42.7.0	Puissance active -P, L2	kW	0,01
62.7.0	Puissance active -P, L3	kW	0,01
23.7.0	Puissance réactive +Q, L1	kvar	0,01
43.7.0	Puissance réactive +Q, L2	kvar	0,01
63.7.0	Puissance réactive +Q, L3	kvar	0,01
24.7.0	Puissance réactive -Q, L1	kvar	0,01
44.7.0	Puissance réactive -Q, L2	kvar	0,01
64.7.0	Puissance réactive -Q, L3	kvar	0,01

Tableau 2: Valeurs de mesure supplémentaires à publier si techniquement possible

## 5. Liste des standards autorisés pour l'interface client

- (1) Comme l'acquisition et le déploiement des SMI sont déjà avancés, une uniformisation à un seul standard n'est plus possible. C'est la raison pour laquelle la liste ci-dessous comprend plusieurs standards, aujourd'hui courants, au niveau international et qui sont donc autorisés. Seuls les standards les plus courants en Suisse sont pris en compte. Ils répondent aux exigences des chapitres 3 et 4.

Standard	Connecteur	Protocole	Spécifications <sup>4</sup>
P1 DSMR 5.0.2 <sup>(2)</sup>	P1 (RJ12)	DSMR 5.0.2	<a href="https://bit.ly/3DCnd8x">https://bit.ly/3DCnd8x</a>

<sup>4</sup> URL complète:

P1 DSMR: <https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/dsmr-502-p1-companion-standard>

Kamstrup DLMS: [https://documentation.kamstrup.com/docs/HAN\\_P1/en-GB/Information\\_sheet/CONTAAA62C8B611D4C4EB3186FD81AEE0152](https://documentation.kamstrup.com/docs/HAN_P1/en-GB/Information_sheet/CONTAAA62C8B611D4C4EB3186FD81AEE0152)

MEP: [https://github.com/OSGP-Alliance-MEP-and-Optical/Documentation/blob/2d0991cceee0ac43729c45f49a8f8a632db92499/078-0372-01BD\\_MEPC\\_DG-OSGP%20Alliance\\_update3A.pdf](https://github.com/OSGP-Alliance-MEP-and-Optical/Documentation/blob/2d0991cceee0ac43729c45f49a8f8a632db92499/078-0372-01BD_MEPC_DG-OSGP%20Alliance_update3A.pdf)

P1 DLMS	P1 (RJ12)	DLMS	Connecteur: <a href="https://bit.ly/3DCnd8x">https://bit.ly/3DCnd8x</a> Protocole: <a href="https://www.dlms.com/core-specifications/">https://www.dlms.com/core-specifications/</a>
L&G M-Bus/DLMS	M-Bus RJ12 <sup>(3)</sup>	DLMS	DE: <a href="https://www.landisgyr.ch/cii-kundenschnittstelle/">https://www.landisgyr.ch/cii-kundenschnittstelle/</a> FR: <a href="https://www.fr.landisgyr.ch/cii-interface-client/">https://www.fr.landisgyr.ch/cii-interface-client/</a>
Kamstrup DLMS	HAN vers RJ12 <sup>(3)</sup>	DLMS Push <sup>(4)(5)</sup>	<a href="https://bit.ly/3XTjPwz">https://bit.ly/3XTjPwz</a>
NES MEP	Borne sur RJ12 <sup>(3)</sup>	MEP <sup>(6)</sup>	<a href="https://bit.ly/4iycc6T">https://bit.ly/4iycc6T</a>

Tableau 3: Standards autorisés pour l'interface client

- (2) L'interface P1 DSMR 5.0.2 doit être une interface P1 active pour que l'interface alimente en courant le smart meter reader. Si un SMI ne dispose pas d'une interface P1 active, le gestionnaire de réseau est tenu de répondre aux exigences en utilisant un module enfichable ou en installant un adaptateur de connecteur lorsque le client demande l'activation de l'interface client.
- (3) Si le client demande l'utilisation de l'interface client avec RJ12, le gestionnaire de réseau doit équiper les SMI existants dotés de connecteurs ou de couvercles de bornes, sans RJ12, d'un adaptateur enfichable ou d'un couvercle de borne qui relie l'interface client à une connexion RJ12 (pour l'affectation des broches pour RJ12, voir annexe 1)<sup>5</sup>. Pour les adaptateurs enfichables pouvant être installés par le client lui-même, le gestionnaire de réseau peut, au lieu de fournir un tel adaptateur, procéder à un avoir correspondant.
- (4) Pour les anciens SMI Kamstrup, le DLMS Push ne peut pas encore être activé (voir chap. 1, chiffre (6)). Dans ces cas, le Kamstrup Meter Protocol (KMP) est autorisé dans le but de préserver les droits acquis.
- (5) Le gestionnaire de réseau est également tenu, dans le cas des SMI avec DLMS Push, de fournir au client, sur demande, la clé de cryptage pour le KMP.
- (6) Le protocole MEP n'est autorisé que pour les compteurs déjà acquis avant le 31 janvier 2026<sup>6</sup> et pour lesquels il n'est techniquement pas possible de publier les données dans un protocole selon le chapitre 3, chiffre (4). Pour les nouvelles acquisitions, seuls les protocoles sont autorisés selon le chapitre 3 chiffre (4).
- (7) La branche examine périodiquement si d'autres normes doivent être ajoutées à la liste. Pour cela, il faut qu'ils répondent aux exigences des chapitres 3 et 4, qu'ils soient d'usage courant au niveau international et que leur diffusion en Suisse soit prévisible à grande échelle.
- (8) Si un SMI ne remplit pas les exigences du chapitre 3, le gestionnaire de réseau est tenu de le remplacer par un SMI qui y réponde. S'il est plus efficace pour un gestionnaire de réseau de compléter le

<sup>5</sup> S'il existe des variantes pour un type de compteur avec connecteur RJ12, l'affectation des broches de couvercles de bornes/d'adaptateurs de connecteurs ajoutés ultérieurement doit être identique.

<sup>6</sup> Il s'agit du même délai que pour la publication des directives selon l'art. 8a<sup>decies</sup> al. 3 OApEI.

SMI par un smart meter reader, cela est autorisé à condition que ce dernier réponde au standard CH-SMR conformément au tableau 4 et au chapitre 6 et qu'il publie localement au minimum les points de données selon le tableau 1. Si le gestionnaire de réseau met à disposition des smart meter readers, les coûts qui en découlent sont des coûts imputables qui peuvent être intégrés dans le tarif de mesure (cf. rapport explicatif sur la révision de l'OAPEI du 19 février 2025).

Standard	Connecteur	Protocole	Spécifications
CH-SMR	RJ45/Wifi	MQTT/JSON	Chapitre 6

Tableau 4: Standard autorisé pour le format d'édition du smart meter reader

## 6. Standard CH-SMR pour le format de sortie des smart meter readers

- (1) Le smart meter reader est un module supplémentaire privé que le client peut acquérir à ses propres frais (sous réserve du chapitre 5, chiffre (6)). Le client est responsable de l'acquisition et de l'exploitation ainsi que de l'entretien et de l'assistance.
- (2) L'interface de sortie pour les smart meter readers (trajet b) est définie comme suit<sup>7</sup>:
  - Base: TCP/IP (Ethernet ou WiFi)
  - Messages push: MQTT v3 ou version ultérieure (MQTT Version 3.1.1)
  - Syntaxe des messages texte: ISO/IEC 21778 (JSON)
  - Identification/sémantique: DLMS IEC 62056-61 (OBIS) partiel (groupes C, D et E)
- (3) Conformément aux normes décrites au chapitre 5, le smart meter reader dispose d'une alimentation électrique via l'interface client du SMI.
- (4) La publication des valeurs de mesure conformément au chapitre 4 s'effectue sur un topic MQTT avec la structure suivante<sup>8</sup>:

dt/<group>/<id\_ims>/ds

- (5) *dt* signifie data, pour le distinguer des ordres; *<group>* représente un groupe, p. ex. des bâtiments, un RCP ou une CEL; *<id\_ims>* est un identifiant pour le système de mesure.

<sup>7</sup> Les interfaces supplémentaires comme HTTP REST API sont autorisées. Celle-ci devrait utiliser le même format de sortie selon le chiffre (6).

<sup>8</sup> La partie *<group>* est un regroupement général et peut comprendre plusieurs parties. Elle sert à filtrer les données. Le *<id\_ims>* est un identifiant du système de mesure (p. ex. numéro de série) à des fins d'identification du topic.

- (6) Le message JSON a la structure suivante<sup>9</sup>:

```
{  
  "meter": {  
    "ts": isoformat [avec décalage UTC],  
    "1.7.0": xxx.yyy,  
    "2.7.0": xxx.yyy,  
  }  
}
```

- (7) Les valeurs de mesure sont identifiées par le biais du code OBIS partiel conformément au chapitre 4. Le smart meter reader est responsable de la publication des données dans l'unité conformément au chapitre 4. Si le SMI publie les données avec un facteur de mise à l'échelle, le smart meter reader adapte la mise à l'échelle en conséquence.

## 7. Responsabilités pour l'activation de l'interface client

- (1) Pour des raisons de protection des données, les SMI sont en principe livrés et exploités avec une interface client désactivée, dans la mesure où celle-ci n'est pas cryptée.
- (2) Le client annonce au GRD qu'il souhaite utiliser l'interface client. Cela s'effectue par le biais d'un processus au cours duquel le client s'authentifie auprès du gestionnaire de réseau<sup>10</sup>.
- (3) Le gestionnaire de réseau active l'interface client du SMI<sup>11</sup> dans un délai de cinq jours ouvrables à la demande du client.
- (4) L'interface client est exploitée de façon cryptée ou non cryptée. Le client n'a pas droit à une interface cryptée. Le gestionnaire de réseau informe le client de manière exhaustive et claire sur les risques d'une transmission de données non cryptées à l'interface client du SMI. S'il les accepte, le client est personnellement responsable de ces risques. Dans le cas contraire, l'interface client est désactivée. En cas de transmission de données chiffrée, le gestionnaire de réseau de distribution doit mettre à disposition des processus qui garantissent un échange de clés sécurisé entre le gestionnaire de réseau de distribution et le client pour l'utilisation de l'interface client.
- (5) Le gestionnaire de réseau veille à ce que les données de mesure soient publiées conformément à l'un des standards du chapitre 5 et aux exigences relatives aux valeurs de mesure du chapitre 4.
- (6) Le gestionnaire de réseau documente l'interface client de ses types de SMI afin que les clients et les fabricants de smart meter readers soient en mesure d'utiliser les données.

<sup>9</sup> D'autres informations telles que les métadonnées ou la taxonomie sont autorisées. L'horodatage peut être en heure locale, mais il faut alors indiquer le décalage UTC, par exemple AAAA-MM-JJJ:mm:ss-hh:mm.

<sup>10</sup> L'exigence b) du chapitre 5.2.2.3 des Directives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents, annexe 1, est donc remplie.

<sup>11</sup> À condition qu'un SMI soit déjà installé. Pour le droit à un SMI, il convient de respecter l'art. 8a<sup>decies</sup> al. 6 OApEI et les délais qui y sont mentionnés.

- (7) Le client choisit un smart meter reader et en assume les coûts.
- (8) Dans des cas exceptionnels, le gestionnaire de réseau peut mettre à disposition un smart meter reader (voir chap. 5, chiffre (6)).
- (9) Le client installe et exploite le smart meter reader et est lui-même responsable de la sécurité des données à partir de l'interface client du SMI.

## 8. Responsabilités pendant l'exploitation de l'interface client

- (1) Le gestionnaire de réseau s'assure que, lors d'éventuelles mises à jour du micrologiciel ou d'adaptations du paramétrage du SMI, la norme définie aux chapitres 4 et 5 est toujours respectée. Une extension des valeurs de mesure publiées sur l'interface client est autorisée, mais doit être documentée au point central conformément au chapitre 9.
- (2) Dans la mesure du possible, le gestionnaire de réseau veille à ce que, en cas de remplacement du SMI, le même standard soit utilisé conformément au chapitre 5 et que les mêmes valeurs de mesure soient publiées. Une extension des valeurs de mesure publiées sur l'interface client est autorisée, mais doit être documentée au point central conformément au chapitre 9. Si cela ne peut pas être garanti, le gestionnaire de réseau indemnise le client si un remplacement du smart meter reader est nécessaire et si le SMI remplacé était installé depuis moins de 4 ans.
- (3) Le gestionnaire de réseau désactive l'interface client en cas de changement de client (p. ex. changement de locataire), pour autant qu'il en ait connaissance.
- (4) Dans le cas d'un regroupement à des fins de consommation propre, le représentant du regroupement est autorisé à demander l'activation et la désactivation de l'interface client de tous les SMI du regroupement, à condition qu'il en ait convenu ainsi par contrat avec les membres du regroupement.
- (5) Le client est responsable de l'exploitation et du dépannage du smart meter reader. Le gestionnaire de réseau est responsable de l'exploitation correcte et du traitement des erreurs sur le SMI.
- (6) Si une panne de smart meter reader se produit et qu'il en résulte un désavantage financier pour le client (p. ex., contrôle des consommateurs sur la base des valeurs de consommation actuelles), le gestionnaire de réseau ne peut pas être tenu responsable du smart meter reader acheté.

## 9. Publication des informations sur l'utilisation de l'interface client

- (1) Les standards utilisés selon le chapitre 5 sont publiés par type de compteur via une page web centrale de l'AES.
- (2) Les gestionnaires de réseau publient, en fonction du standard visé au chiffre 1, les informations relatives aux données transmises conformément au chapitre 4, c'est-à-dire si seuls les données du tableau 1, les données du tableau 2 ou d'éventuels compléments (en plus du tableau 1 ou 2) sont transmis.
- (3) Si un compteur publie les données avec un facteur de mise à l'échelle (voir tableau 1 et note de bas de page 2), cela doit également être mentionné pour chaque type de compteur du gestionnaire de

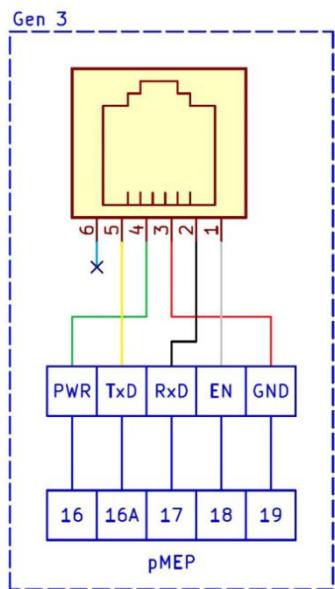
réseau. Dans le cas de compteurs de transformateurs, le client doit tenir compte des rapports de transformation inscrits sur le compteur.

- (4) Les gestionnaires de réseau publient sur leur site internet comment activer l'interface client.



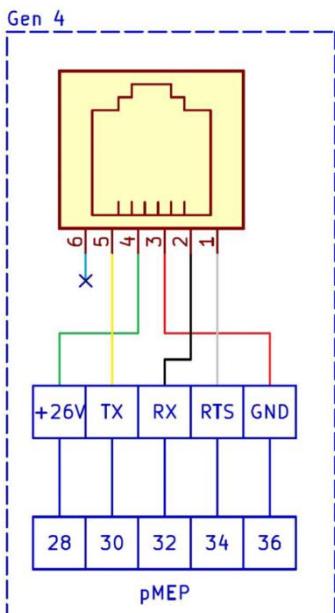
## Annexe 1: Spécifications relatives à l'interface physique de l'adaptateur enfichable

### NES GEN3



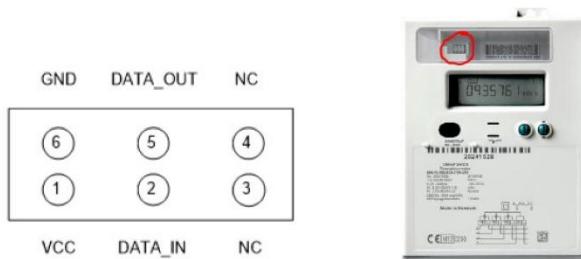
Pin (RJ-12 cable)	Color	NES GEN3	Signal
Interface			
1	White	18 (ENABLE)	enable
2	Black	17 (Rx/D)	Receive data
3	Red	19 (GND)	GND
4	Green	16 (PWR)	POWER/VCC
5	Yellow	16A (Tx/D)	Transmit data
6	Blue		

### NES GEN4

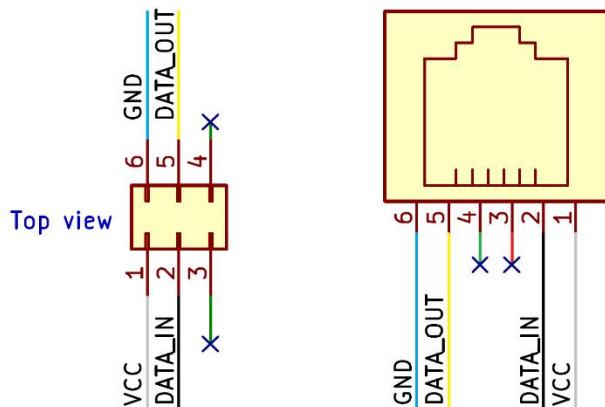


Pin (RJ-12 cable)	Color	NES GEN4	Signal
Interface			
1	White	34 (RTS)	enable
2	Black	32 (RX)	Receive data
3	Red	36 (GND)	GND
4	Green	28 (+26V)	POWER/VCC
5	Yellow	30 (TX)	Transmit data
6	Blue		

## Kamstrup Omnipower



Meter connector – top view Meter connector – position



Pin (RJ-12 cable)	Color	Kamstrup	Signal
1	White	1 (VCC)	VCC
2	Black	2 (DATA_IN)	Receive data
3	Red		
4	Green		
5	Yellow	5 (DATA_OUT)	Transmit data
6	Blue	6 (GND)	GND