
**Énergie solaire — Système de production d'eau
chaude — Guide pour le choix de matériaux
vis-à-vis de la corrosion interne**

iTeh STANDARD PREVIEW

*Solar energy — Water heating systems — Guide to material selection with regard
to internal corrosion*

(standards.iteh.ai)

ISO/TR 10217:1989

[https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/18bfd23-693f-4525-9a37-
fe94b9cf3140/iso-tr-10217-1989](https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/18bfd23-693f-4525-9a37-fe94b9cf3140/iso-tr-10217-1989)



Avant-propos

L'ISO (Organisation internationale de normalisation) est une fédération mondiale d'organismes nationaux de normalisation (comités membres de l'ISO). L'élaboration des Normes internationales est en général confiée aux comités techniques de l'ISO. Chaque comité membre intéressé par une étude a le droit de faire partie du comité technique créé à cet effet. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'ISO participent également aux travaux. L'ISO collabore étroitement avec la Commission électrotechnique internationale (CEI) en ce qui concerne la normalisation électrotechnique.

La tâche principale des comités techniques de l'ISO est d'élaborer les Normes internationales. Exceptionnellement, un comité technique peut proposer la publication d'un rapport technique de l'un des types suivants:

- type 1: lorsque, en dépit de maints efforts au sein d'un comité technique, l'accord requis ne peut être réalisé en faveur de la publication d'une Norme internationale;
- type 2: lorsque le sujet en question est encore en cours de développement technique et requiert une plus grande expérience;
- type 3: lorsqu'un comité technique a réuni des données de nature différente de celles qui sont normalement publiées comme Normes internationales (ceci pouvant comprendre des informations sur l'état de la technique, par exemple).

La publication des rapports techniques dépend directement de l'acceptation du Conseil de l'ISO. Les rapports techniques des types 1 et 2 font l'objet d'un nouvel examen trois ans au plus tard après leur publication afin de décider éventuellement de leur transformation en Normes internationales. Les rapports techniques du type 3 ne doivent pas nécessairement être révisés avant que les données fournies ne soient plus jugées valables ou utiles.

L'ISO/TR 10217, rapport technique du type 3, a été élaboré par le comité technique ISO/TC 180, *Énergie solaire*.

L'annexe A du présent Rapport technique est donnée uniquement à titre d'information.

© ISO 1989

Droits de reproduction réservés. Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

Organisation internationale de normalisation
Case postale 56 • CH-1211 Genève 20 • Suisse

Imprimé en Suisse

Énergie solaire — Système de production d'eau chaude — Guide pour le choix de matériaux vis-à-vis de la corrosion interne

1 Domaine d'application

Le présent Rapport technique constitue une discussion sur les paramètres qui jouent un rôle sur la corrosion interne des systèmes solaires de production d'eau chaude.

Les sujets suivants ne sont pas traités dans le présent Rapport technique :

- les problèmes de compatibilité entre matériaux polymères (plastiques et caoutchouc) et les fluides;
- les risques de corrosion des coffres et de la face externe des absorbeurs de capteurs solaires;
- les questions d'hygiène et de sécurité, en particulier la toxicité des fluides caloporteurs.

Dans de nombreux domaines, le problème de la corrosion est difficile à traiter car il revêt plusieurs aspects. Dans le cas des circuits solaires, la prévention de la corrosion ne peut être traitée seulement par rapport à un composant de système, ou comme une simple question de durabilité, ou comme un problème de conception. Il ne peut être résolu seulement par des essais spécifiques, ou seulement par des recommandations de conceptions.

Le problème abordé dans le présent Rapport technique est de préciser quelles conditions doivent être respectées pour que l'on puisse prévoir, avec une bonne garantie, des longues durées de service sans dommage pour les circuits solaires, du point de vue de la corrosion interne. Il recueille les informations fournies par d'autres documents traitant de ce sujet (en particulier les références bibliographiques 2, 3 et 4) lorsqu'elles sont en conformité avec lui.

2 Risque de corrosion

Si l'on considère les effets de la corrosion comme un problème de fiabilité du système, car la corrosion peut mettre en cause sa qualité, on peut analyser le problème de la façon suivante.

2.1 L'agent de dégradation est la corrosion interne. Ses effets sont différents selon :

- les matériaux;
- les couples de métaux (couples galvaniques);
- la température;

- la circulation du fluide;
- le taux d'oxygène dissous dans le fluide;
- le taux d'ions agressifs dans le fluide.

2.2 Les matériaux concernés sont :

- les matériaux d'absorbeurs;
- les matériaux des raccords et des tuyaux;
- les fluides;
- les produits de soudure.

2.3 Les caractéristiques fonctionnelles du système sont :

- la tenue à la pression;
- l'efficacité du transfert thermique entre le soleil et le stockage;
- la tenue aux températures extrêmes (élevée et basse).

2.4 Les causes de dégradation (c'est-à-dire les possibilités pour l'agent de dégradation d'agir sur les matériaux pour affaiblir leurs caractéristiques fonctionnelles ou celles du système) sont :

- un mauvais choix de conception (matériaux et conditions d'utilisation du système);
- la dégradation des matériaux au cours de la vie en service du système;
- un défaut de maintenance.

3 Analyse

Les dommages dus à la corrosion interne dans les circuits solaires sont généralement détectés trop tard : ils apparaissent donc comme des problèmes graves, nécessitant le remplacement de parties importantes de l'installation^[3], mais les études pathologiques^[12, 13] donnent peut d'informations sur ce sujet; une inspection visuelle, même complétée d'une entrevue avec l'utilisateur, ne permet pas de mettre en évidence la corrosion interne en marche, avant la première perforation.

Parmi les sinistres rapportés, une bonne part est liée à l'utilisation d'absorbeurs en aluminium sans précaution^[5].

Plusieurs documents traitent le problème de la corrosion comme il a été présenté plus haut : c'est une question qui concerne tout le système, et on insiste sur la conception initiale et les recommandations sur le choix des matériaux comme moyen de se prémunir contre les dégâts de la corrosion [2, 11]. Même dans les documents normatifs, la question est parfois laissée à l'appréciation des experts [10]. Une table des conditions acceptables et inacceptables peut regrouper toutes les données du système : paramètres de l'installation, couples métal/fluide et association de métaux [1, 4].

Cependant, il apparaît un besoin réel d'essais spécifiques pour prédire avec une meilleure fiabilité la durée de vie en service de l'installation. Des essais de corrosion pratiqués de façon classique dans les laboratoires pour permettre d'étudier la compatibilité métal/fluide [14], et des essais spécifiques sont expérimentés pour tenir compte des particularités des systèmes solaires [5, 8]. Aux États-Unis, de tels essais sont normalisés [6].

Un autre type d'essai est aussi pratiqué dans plusieurs laboratoires ; il simule les conditions de service, généralement grâce à des boucles expérimentales [7, 8] et parfois des circuits réels [9].

Cependant, la plupart des documents [2, 3, 4, 5, 10, 11, 15] insistent sur la nécessité d'un bon programme de maintenance pour éviter la dégradation du fluide caloporteur (circuits non aérés), l'entrée d'eau (fluides organiques), les effets de l'érosion, etc.

4 Procédure proposée pour se prémunir contre les dégâts de la corrosion interne

4.1 Généralités

D'après la revue bibliographique, il apparaît clairement qu'une procédure, pour se protéger des effets de la corrosion interne, doit comporter deux étapes qui sont :

- a) des recommandations sur la conception de l'installation ;
- b) des recommandations sur la maintenance.

La première étape doit donner des indications sur ces conditions de service acceptables, à savoir : modes de fonctionnement du système, associations métal/fluide, etc. Parfois, des tests peuvent être nécessaires pour conclure et des méthodes recommandées ont déjà été normalisées.

La deuxième étape regroupe les recommandations de maintenance pour garantir la pérennité des bonnes conditions sélectionnées en suivant les indications de la première étape.

4.2 Recommandations sur la conception

Quand les choix de conception de l'installation ont été déterminés, c'est-à-dire le type de circuit (aéré ou non aéré), le matériau d'absorbeur, le matériau des canalisations, le type de fluide et sa composition, la vitesse de circulation, etc., les tableaux 1 et 2 sont utilisés pour vérifier si les paramètres du système conduisent à des conditions acceptables ou inacceptables vis-à-vis de la corrosion.

Ces deux tableaux regroupent des informations publiées précédemment dans les références bibliographiques 1 et 4.

Ces tableaux sont probablement suffisants pour vérifier la bonne conception du système, mais ils n'informent pas sur la durabilité des matériaux pendant leur vie en œuvre (matériaux d'absorbeur, matériaux de canalisation et fluides).

Aussi, quelques essais connus sont proposés pour apprécier l'effet du facteur temps sur les matériaux. Ces essais, qui ont été expérimentés dans différents laboratoires [5, 8, 9] peuvent également être utilisés dans les cas de choix de conception où les tableaux recommandent une étude détaillée.

4.2.1 Essai sur le couple fluide/métal

Pour apprécier le comportement du fluide aux températures élevées, il existe des essais de laboratoire [5, 8] : un couple fluide/métal peut être soumis à une température élevée, jusqu'à 100 °C, dans un container en verre à la pression atmosphérique, ou dans un autoclave pour des températures supérieures. Après ce vieillissement, la corrosion du métal est mesurée par **perte de masse** et **inspection visuelle**, et le **fluide est analysé**. Le processus de vieillissement est décrit dans l'ASTM E 745 [7] et les essais de caractérisation sont traditionnels.

Des mesures électrochimiques sont envisageables sur plusieurs métaux, en particulier ceux qui sont sensibles à la corrosion par piqûres, en utilisant le fluide dégradé comme milieu liquide. Cet essai n'est pas spécifique des applications solaires et les procédures d'essais traditionnelles sont utilisables. Lorsque le matériau de canalisation est le laiton, la résistance à la dézincification peut être déterminée par la méthode d'essai donnée dans l'ISO 6509 [16].

4.2.2 Essais sur circuit

Une autre méthode d'essai consiste à réaliser une boucle d'essai dans laquelle les échantillons métalliques sont des tubes faisant partie du circuit, et où le fluide étudié circule. La température et la vitesse de circulation sont des paramètres de l'essai et la corrosion est évaluée par mesures de pertes de masse et éventuellement par mesures électrochimiques [8]. Le circuit est décrit dans l'ASTM E 745 [7].

4.3 Recommandations sur la maintenance

Les recommandations sur la maintenance doivent tenir compte des informations recueillies dans des installations réelles en plus des connaissances scientifiques sur la compatibilité fluides/métaux et sur la dégradation des fluides caloporteurs. La procédure suivante résume les indications contenues dans plusieurs documents [2, 3, 4, 5, 11, 15].

4.3.1 Opérations de mise en service

Le système et ses constituants doivent être protégés de la contamination et des surchauffes pendant le stockage, l'installation, et avant le remplissage.

Si le fluide caloporteur est aqueux, rincer l'ensemble avec de l'eau ; si le fluide caloporteur est organique, rincer l'ensemble avec un fluide organique adéquat. Aussitôt après ce rinçage, un essai de tenue à la pression est réalisé. Le rinçage et l'épreuve à la pression sont immédiatement suivis du remplissage en fluide caloporteur.

Il est recommandé d'utiliser des mélanges prêts à l'emploi de fluides antigels, sous la responsabilité des fabricants.

4.3.2 Fonctionnement et arrêt du circuit solaire

Le circuit solaire actif doit rester toujours plein, prêt à fonctionner même pendant les mois d'hiver. Certains composants dans le fluide caloporteur peuvent en effet se concentrer dans les systèmes partiellement ou totalement vidés, du fait de la vaporisation du fluide caloporteur. Dans ce cas, la protection contre la corrosion assurée par les inhibiteurs devient impossible.

Si un arrêt ou une vidange du système est nécessaire, par exemple pour réparation, il est recommandé de couvrir la surface du capteur pour éviter la surchauffe. Les réparations doivent être programmées de telle sorte que l'ébullition du fluide caloporteur soit empêchée de façon efficace et que le remplissage intervienne le plus vite possible.

Si la quantité du fluide diminue, à cause de fuites, il faut alors rétablir le niveau avec le même fluide caloporteur.

Les pertes dues à l'évaporation d'eau peuvent être compensées par addition d'eau ordinaire, sauf préconisation contraire du fournisseur du fluide.

4.3.3 Contrôle annuel

Un contrôle annuel de l'installation doit être menée par un professionnel. Les opérations suivantes doivent constituer ces contrôles :

- a) vérifier le niveau du fluide;
- b) vérifier les purgeurs;
- c) prélever un échantillon du fluide caloporteur pour vérifier
 - le pH,
 - la température de solidification,
 - la réserve d'alcalinité,
 - les traces métalliques en suspension.

Pour les absorbeurs en aluminium, il est recommandé de remplacer le fluide tous les deux ans.

Tableau 1 — Associations matériau/fluide en circuit non aéré

Matériau d'absorbeur	Fluide aqueux (éventuellement glycolé)					Fluide organique	Matériaux des raccords et des canalisations			
	Non traité	Avec inhibiteurs	Vitesse m/s	pH	Température, °C		Cuivre	Acier	Acier galvanisé	Polymère
Aluminium	✗	sans Cu ⁺⁺ sans Fe ⁺⁺ sans Cl ⁻	< 1,22	> 5 < 9		sans eau	✗	● ¹⁾		● ^{2), 7)}
Acier galvanisé				> 8 < 12	⁶⁾ < 55	sans eau	✗			● ^{2), 7)}
Acier			< 1,83	> 8 < 12		sans eau				● ^{2), 7)}
Acier inoxydable	● ³⁾ Cl ⁻ < 50 ppm	● ³⁾ Cl ⁻ < 50 ppm								● ^{2), 7)}
Cuivre	sans NH ₄ ⁺		< 1,22					✗		● ^{2), 7)}
Polymère					● ⁴⁾	● ⁵⁾				● ^{2), 7)}

Légende

□	Condition acceptable (si la clause restrictive éventuelle est respectée)
●	Étude détaillée ou essai nécessaire
✗	Condition inacceptable

1) Éviter le contact direct au niveau des raccords utilisés, utiliser l'inhibiteur adapté.

2) Pour les raccords en sortie de capteurs, tenir compte de la température de stagnation du capteur.

3) La nuance d'acier inoxydable doit résister à toutes les formes de corrosion et les parties soudées doivent être examinées avec soin.

4) La température maximale acceptable en service du polymère doit être supérieure à la température de stagnation du capteur.

5) Vérifier la compatibilité chimique entre absorbeur et fluide.

6) Cette condition exclut pratiquement l'acier galvanisé en absorbeur.

7) Le polymère utilisé doit empêcher la diffusion de l'oxygène.

NOTE — « Sans xxx » signifie que la quantité de « xxx » ne pourra pas être détectée par le matériel de laboratoire d'analyse habituel.

Tableau 2 – Associations matériau/fluide en circuit aéré

Matériau d'absorbeur	Fluide aqueux (éventuellement glycolé)						Fluide organique	Matériaux des raccords et des canalisations			
	Eau potable	Non traité	Avec inhibiteurs	Vitesse m/s	pH	Température, °C		Cuivre	Acier	Acier galvanisé	Polymère
Aluminium			sans Cu ⁺⁺ sans Fe ⁺⁺ sans Cl ⁻	< 1,22	> 5 < 9		sans eau		● 1)		● 2)
Acier galvanisé			sans Cu ⁺⁺		> 8 < 12	6) < 55	sans eau				● 2)
Acier				< 1,83	> 8 < 12		sans eau				● 2)
Acier inoxydable	● 3), 7) Cl ⁻ < 50 ppm	● 3) Cl ⁻ < 150 ppm	● 3) Cl ⁻ < 50 ppm								● 2)
Cuivre	Cl ⁻ < 100 ppm SO ₄ ⁻ < 150 ppm sans NH ₄ ⁺	Cl ⁻ < 100 ppm SO ₄ ⁻ < 150 ppm sans NH ₄ ⁺		< 1,22	> 5						● 2)
Polymère						● 4)	● 5)				● 2)

Légende

	Condition acceptable (si la clause restrictive éventuelle est respectée)
	Étude détaillée ou essai nécessaire
	Condition inacceptable

1) Éviter le contact direct au niveau des raccords utilisés, utiliser l'inhibiteur adapté.
 2) Pour les raccords en sortie de capteurs, tenir compte de la température de stagnation du capteur.
 3) La nuance d'acier inoxydable doit résister à toutes les formes de corrosion et les parties soudées doivent être examinées avec soin.
 4) La température maximale acceptable en service du polymère doit être supérieure à la température de stagnation du capteur.
 5) Vérifier la compatibilité chimique entre absorbeur et fluide.
 6) Cette condition exclut pratiquement l'acier galvanisé en absorbeur.
 7) Vérifier le règlement sanitaire.

NOTE — « Sans xxx » signifie que la quantité de « xxx » ne pourra pas être détectée par le matériel de laboratoire d'analyse habituel.

Annexe A (informative)

Bibliographie

- [1] National Bureau of Standards (NBS). *Performance criteria for solar heating and cooling systems in commercial buildings*. Prepared for US D.O.E. Avril 1984.
- [2] Arbeitsgemeinschaft Korrosion e.v. (AKG). *Regeln zum Korrosionsschutz von Solaranlagen zur Wassererwärmung*. Werkstoffe und Korrosion **36**, 131-133. 1985.
- [3] AVERY, J.G. et KRALL, J.J. *Corrosion prevention and fluid maintenance in active solar systems: the state of art*. Los Alamos Scientific Laboratory, LA-UR-81 3339. 1981.
- [4] AFEDES. *Recommandations pour la réalisation d'une installation solaire dans l'habitat*. Avril 1978.
- [5] YDING, F. *Danish experience and testing of internal corrosion in the absorber loop of a solar system*. Corrosion Center ATV, Denmark. (Circulated in CEC/CSTG. June 1985).
- [6] ASTM E 712-80. *Practice for laboratory screening of metallic containment materials for use with liquids in solar heating and cooling systems*. Avril 1980.
- [7] ASTM E 745-80. *Simulated service testing for corrosion of metallic containment materials for use with heat-transfer fluids in solar heating and cooling systems*. Août 1980.
- [8] ANDRÉ, J.N. et al. *Corrosion dans les installations utilisant des capteurs solaires*. Cahiers du CSTB n° 1912. Janvier 1984.
- [9] BAUCH, R., BROVELLI, M. et WEISBERGER, P. *Weathering of solar thermal collectors*. J.R.C. ISPRA Report. 1982.
- [10] UNI. *Impianti solari — Collettori solari a liquido criteri di omologazione*. UNI/DEL 148. Août 1984.
- [11] WOZNIAK, S.J. *Solar heating systems for the UK. Design, installation and economical aspects*. BRE Report. 1979.
- [12] CEC/CTG. *CEC solar collector durability study and reliability inspection study*. Circulated in CEC/CTG. 1983.
- [13] CHEVALIER, J.L. et al. *Enquête sur le comportement en œuvre des capteurs solaires installés en France*. ISES — Montréal. Juin 1985.
- [14] Association française de normalisation (AFNOR). *Recommandations concernant les essais de laboratoire: Résistance des métaux à la corrosion*. Project de fascicule de documentation NF A 05300. Décembre 1984.
- [15] UEAtc. *Directives communes UEAtc pour l'agrément des capteurs solaires à circulation de liquide*. Janvier 1986.
- [16] ISO 6509 : 1981, *Corrosion des métaux et alliages — Détermination de la résistance à la dézincification du laiton*.

iTeh STANDARD PREVIEW
(standards.iteh.ai)

ISO/TR 10217:1989

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/18bfd23-693f-4525-9a37-fe94b9cf3140/iso-tr-10217-1989>

CDU 697.7 : 697.4 : 620.193

Descripteurs : énergie solaire, chauffage solaire, chauffe-eau solaire, spécification, corrosion.

Prix basé sur 5 pages
