L'énergie solaire thermique dans les systèmes énergétiques renouvelables intelligents – Un levier pour la transition énergétique européenne.

Thermal solar energy in Smart Renewable Energy Systems – A leverage on the European energy transition.

Thierry de LAROCHELAMBERT*

Professeur et Chercheur associé
Institut FEMTO-ST, Département Energie
2 avenue Jean Moulin – F-90000 Belfort.

*(auteur correspondant : thierry.larochelambert@femto-st.fr)

Résumé – Les progrès techniques et économiques considérables des systèmes et des matériels solaires thermiques dans la dernière décennie renforcent leur intégration rapide et large dans différents systèmes énergétiques, grâce en particulier aux stockages thermiques dans les réseaux de chaleur/froid de 4e et 5e générations à l'échelle de la journée jusqu'à l'intersaison, permettant déjà d'accroître la capacité de ces installations à éliminer les énergies d'appoint fossiles, diminuer les émissions de GES, la consommation d'électricité, mais aussi le recours à la biomasse et aux pompes à chaleur.
La comparaison de divers scénarios stratégiques de développement des installations solaires thermiques dans les transitions énergétiques européennes – en particulier française – souligne le rôle de levier particulièrement puissant et efficace que le solaire thermique peut et doit jouer en Europe pour accélérer la transition énergétique européenne vers les systèmes énergétiques renouvelables intelligents (SERI) et répondre plus efficacement au défi climatique.

Mots-clés : énergie solaire thermique, réseaux de chaleur et de froid, systèmes énergétiques intelligents, stockage thermique, stockage saisonnier

Abstract – The considerable technical and economic progress of solar thermal systems and equipments in the last decade reinforces their rapid and wide integration in different energy systems, thanks in particular to thermal storage in 4th and 5th generation heat/cooling networks, on a daily to seasonal scale. They are already increasing the capacity of these installations to eliminate fossil fuel backup energy, reduce GHG emissions and electricity consumption, and limit the use of biomass and heat pumps.
The comparison of various strategic scenarios for the development of solar thermal installations in the European energy transitions - in particular in France - underlines the particularly powerful and efficient leverage role that solar thermal can and must play in Europe to accelerate the European energy transition towards smart renewable energy systems (SES) and to respond more efficiently to the climate challenge.

Keywords: solar thermal energy, district heating and cooling, smart energy systems, thermal storage, seasonal storage

1. Introduction

Le rôle croissant de la chaleur comme vecteur d'énergie et sa part prépondérante dans l'énergie finale consommée en Europe [1] confère à l'énergie solaire thermique une place singulière dans la structure des consommations finales et dans les stratégies visant à accélérer les transitions énergétiques par l'efficacité énergétique et économique dans la lutte contre le réchauffement climatique. La forte augmentation des puissances solaires thermiques installées en Europe depuis une décennie [2] pour la production de chaleur et de froid domestique, tertiaire et industrielle, favorisée par les récents progrès technologiques dans les systèmes solaires thermiques, apporte un retour d'expérience considérable mettant en lumière le rôle de levier particulièrement puissant du solaire thermique dans la décarbonation des systèmes énergétiques actuels.

L'article détaille les progrès récents des technologies, des systèmes et des matériaux absorbeurs solaires les plus performants et largement éprouvés, tant dans le domaine du chauffage collectif et des bâtiments performants de type BBC ou passif que dans celui de la réfrigération industrielle, et les analyse en fonction de leur intégration dans différents systèmes énergétiques.

Il analyse ensuite l'évolution de la part de l'énergie solaire thermique dans les structures de production d'énergie primaire et de consommation d'énergie finale (réseaux de chaleur et de froid, usages industriels, stockages thermiques, production électrique) en Europe – et plus particulièrement en France et au Danemark – et étudie les impacts possibles de l'extension des installations solaires thermiques à différentes échelles sur l'efficacité globale des réseaux de chaleur et de froid de 4e et 5e générations, sur la diminution des émissions de GES, de la consommation de biomasse et de l'utilisation des pompes à chaleur.

La pertinence des scénarios stratégiques de développement des installations solaires thermiques dans les secteurs domestique, tertiaire et industriel, élaborés dans le but d'accélérer les transformations des structures énergétiques pour les rendre plus efficaces et cohérentes dans les transitions énergétiques européennes sans faire peser tout le poids sur l'électricité et française sont comparés, afin de dégager des actions prioritaires, est examinée à la lumière des retours d'expérience européens. L'analyse comparée de tels scénarios permet de dégager des éléments clés pour une planification rationnelle efficace des investissements nécessaires dans les systèmes solaires thermiques en cohérence avec le déploiement des systèmes énergétiques renouvelables intelligents (SERI).

2. Récents progrès des technologies solaires thermiques

2.1. Panneaux solaires thermiques basse température

La plupart des installations solaires thermiques basse température (< 100°C) construites depuis une trentaine d'années recourent aux technologies classiques des collecteurs solaires thermiques plans (CSTP) et des tubes à absorbeur sous vide, Ces techniques ont fait leurs preuves en termes de durabilité et d'efficacité, en particulier dans les systèmes solaires combinés (SSC), très répandus en Europe (*cf.* 3.1.1). Cependant, de nouveaux CTSP plus performants sont industrialisés depuis moins d'une décennie [3][4] et équipent de plus en plus les grandes installations solaires thermiques (*cf.* 2.2) :

- collecteur aluminium plan à canaux rectangulaires, supprimant le classique tube de cuivre soudé sous l'ailette de cuivre de l'absorbeur (efficacité d'échangeur accrue, forte diminu-

tion de résistance hydraulique, suppression de la résistance thermique de soudure tube-absorbeur) (Fig. 1) ;

- revêtement absorbeur très faible émissivité (< 5%) sur collecteur par dépôt chimique en phase vapeur assisté par plasma (PECVD) de nano-couches d'oxydes métalliques (Fig. 1) ;
- double-vitrages à traitement anti-émissif ;
- remplissage à l'argon ;
- interconnexions hydrauliques intégrées directes et isolées entre panneaux ;
- panneaux solaires thermiques plans sous vide.

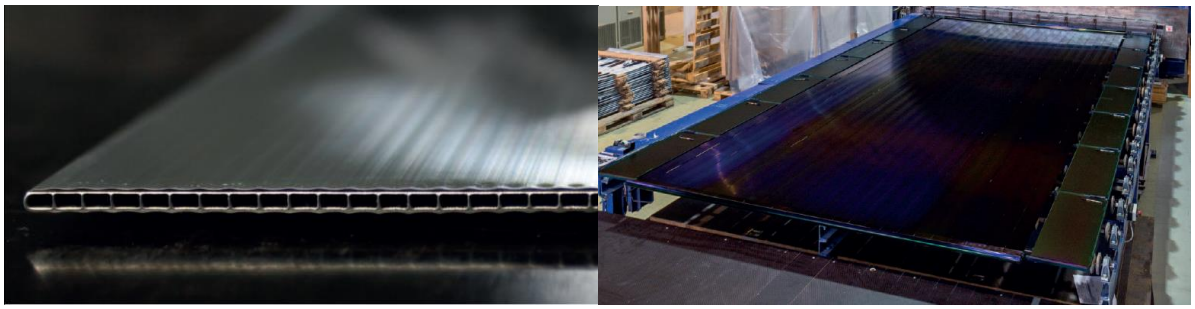

Figure 1. *Absorbeur aluminium à canaux et revêtement sélectif par PEECVD* (*d'après Savosolar* [3]).

D'autre part, l'essor très récent des technologies hybrides thermo-photovoltaïques (TPV), assurant la cogénération d'électricité photovoltaïque d'efficacité élevée en face avant et de chaleur solaire en face arrière du panneau, avec des caractéristiques diminuées de l'ordre de 20% par rapport aux PTSP mais suffisamment élevées pour le chauffage basse température, ouvre des perspectives supplémentaires au déploiement du solaire thermique domestique [5].

2.2. Production solaire thermique à concentration

Dans le domaine des températures industrielles jusqu'à 400°C, en sus des concentrateurs solaires thermiques paraboliques assemblés en grandes centrales [6], les récents progrès des concentrateurs solaires thermiques ont rendu ces technologies très rentables et versatiles en abaissant fortement leurs coûts de production, grâce à des procédés innovants de fabrication en série continue de lentilles de Fresnel planes multicouches de grande surface (Fig. 2) permettant une mise en place rapide, simple, réversible et sans impact environnemental, et offrant des efficacités de conversion solaire atteignant 75% pour des prix de revient entre 3 à 20 €/MWh_{th} suivant les latitudes et les dimensions des centrales [7].

Figure 2. *Centrale solaire à concentrateurs Fresnel plans, Danemark* (*d'après Celiac* [7]).

2.3. Systèmes de stockage solaire thermique

Le stockage thermique est au cœur des systèmes solaires thermiques mais aussi des systèmes de chauffage distribué des locaux, de l'eau chaude sanitaire et des procédés industriels, à l'échelle du bâtiment comme de la collectivité urbaine. Dans chacun de ces domaines, les techniques de stockage ont fortement évolué :

- *stockage journalier* : associé aux conceptions bioclimatiques et passives de bâtiments performants modernes, il est soit partie intégrante du bâtiment auquel il apporte l'inertie thermique indispensable en jouant le rôle à la fois de stock thermique et de confort thermique (plancher ou mur solaire stockeur), soit assuré par un réservoir thermique (ballon d'eau chaude stratifié avec ou sans matériaux à chaleur latente, à échangeurs multiples internes ou échangeurs à plaques externes) séparé de l'ossature du bâtiment. Le volume du stockage est alors dimensionné pour assurer une autonomie solaire optimale d'un à plusieurs jours sans surchauffe, en fonction des besoins réduits du bâtiment et de la météorologie locale d'une part, et du volume de stockage de l'eau chaude sanitaire (ECS), solaire également. De nombreuses techniques matures de SSC se sont développées pendant les trois dernières décennies, permettant d'optimiser les sources de chauffage d'appoint éventuelles aux SSC de manière intelligente ou physique, dans les bâtiments classiques [8] comme dans les bâtiments à basse consommation (BBC) à planchers solaires directs mixtes (PSDM)[9]. Les retours d'expérience [10] montrent que les performances énergétiques des SSC en Europe et leur durabilité (très supérieure à 30 ans) garantissent des taux de couverture solaire[1] (F_{sav}) pouvant dépasser 50 % pour des « *fractions solarisables des consommations* »[2] (*FSC*) [11] étalées entre 20 et 65 % et une productivité solaire annuelle de 300 à 400 kWh m^{-2} an^{-1} avec des retours sur investissement inférieurs à 10 ans (Fig. 3).

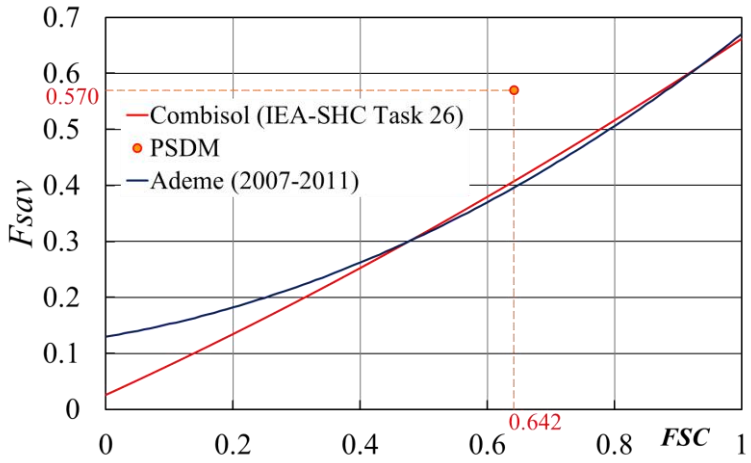

Figure 3. *Performances comparées des SSC en Europe.*

Dans les SSC, le ratio $R_s = V_s/S_s$ du volume de stockage thermique solaire relatif à la surface brute des panneaux solaires est un paramètre important pour le dimensionnement du système solaire car il conditionne d'une part les niveaux de température des émetteurs de chaleur du bâtiment et de l'eau chaude sanitaire (ECS), et par voie de conséquence, le rendement journalier des panneaux solaire thermiques ; la quantité d'énergie solaire supplé-

[1] $F_{sav} = Q_{éco}/Q_{ref}$ = (énergie thermique finale totale annuelle réellement économisée par l'installation solaire)/énergie thermique finale annuelle totale de référence du bâtiment sans installation solaire)

[2] $FSC = Q_{sol\ pot}/Q_{ref}$ = (énergie thermique finale totale annuelle potentiellement couverte par l'installation solaire sans stockage)/(énergie thermique finale annuelle totale de référence du bâtiment sans installation solaire)

mentaire utilisée réellement grâce au stockage pour le chauffage et pour l'ECS ; la quantité d'énergie d'appoint économisée grâce au déstockage différé de l'énergie solaire. Il impacte en conséquence aussi le temps de retour économique de l'installation. Pour les SSC à stockage par réservoir d'eau chaude, la correction statistique de la fonction d'ajustement $F_{sav}(FSC)$ calculée sur l'ensemble des installations européennes mesurées montre un optimum autour de R_s = 160 L/m^2 (soit un stockage spécifique d'environ 630 kJ m^{-2} K^{-1})[12]. En comparaison, les SSC à PSDAI (appoint intégré dans le circuit solaire en milieu de plancher chauffant)[13] ou à PSDM (circuit d'appoint en surface de la dalle chauffante, séparé du circuit solaire en fond de la dalle chauffante) offrent des capacités de stockage thermique plus élevées (environ 1000 à 2400 kJ m^{-2} K^{-1} respectivement) pour élargir les taux de couverture aux intersaisons.
Lorsqu'ils sont intégrés dans les unités de chauffage des réseaux de chaleur, les grands réservoirs d'eau chaude permettent à l'énergie solaire de couvrir de 5 à 20 % des besoins thermiques du réseau avec un ratio optimal de 0,2 m^3 par m^2 de panneau solaire thermique, légèrement supérieur à celui des SSC.

- *stockage saisonnier* : les progrès récents dans ce domaine [14][15] ont été obtenus par les travaux intenses de recherche et développement sur la faisabilité technique, la modélisation et l'optimisation des quatre dispositifs de stockage thermique de grand volume au cours du déploiement très rapide des réseaux de chaleur solaires en Europe (*cf.* 3.1.1). Ils sont aujourd'hui utilisés pour renforcer l'efficacité des réseaux de chaleur et de froid intelligents. Les quatre techniques (Fig. 4) sont adaptées aux structures des différents types de réseaux ; elles permettent de couvrir de 28 à 50 % des besoins thermiques des réseaux par l'énergie solaire avec un ratio optimal de 3 m^3 par m^2 de CSTP [16][17] :

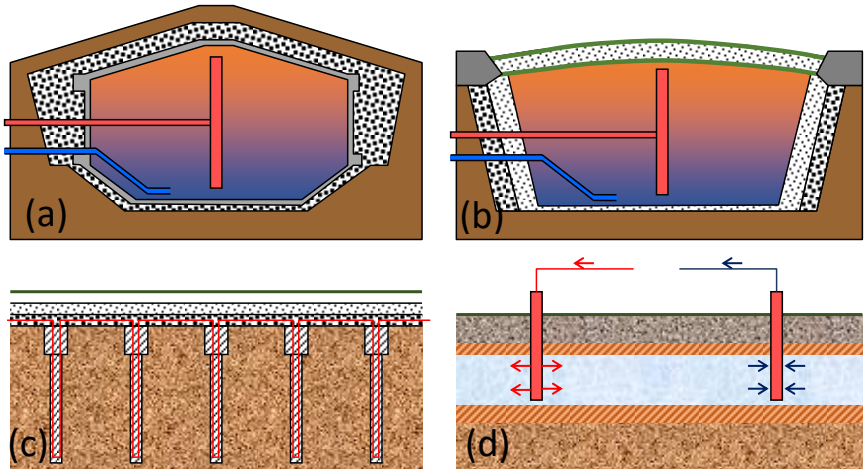

Figure 4. *Stockages thermiques saisonniers, (a) TTES, (b) PTES, (c) BTES, (d) ATES.*

  - les *réservoirs thermiques enterrés* (TTES, tank thermal energy storage), fortement isolés et étanches, permettent de stocker 60 à 80 kWh par m^3 dans des volumes limités à quelques milliers de m^3 pour un coût d'investissement de 150 à 250 €/m^3 (Fig 3, a) ;
  - les *puits thermiques* (PTES, pit thermal energy storage), fortement isolés et étanches, permettent de stocker également 60 à 80 kWh par m^3 mais dans des volumes beaucoup plus grands (plusieurs dizaines à centaines de milliers de m^3) avec un coût d'investissement décroissant avec le volume de 150 à 20 €/m^3 (45 €/MWh$_{th}$) (Fig 3, b) ;
  - les *sondages thermiques* (BTES, borehole thermal storage), non isolés, sont obtenus par forages verticaux aménagés dans les terrains suffisamment denses et humides pour du stockage massif de basse température, en lien avec des pompes à chaleur ; leur capacité est cependant limitée entre 15 et 30 kWh/m^3 par les pertes thermiques, et leur coût d'investissement est nettement supérieur aux deux techniques précédentes ;

- les *aquifères thermiques* (ATES, aquifer thermal energy storage) sont plus rarement utilisés pour stocker la chaleur solaire entre un puits d'injection et un puits d'extraction à pompes réversibles si l'aquifère est stationnaire entre deux couches suffisamment imperméables, mais les pertes thermiques limite cette technique aux grands stockages de 30 à 40 kWh/m^3 à très basse température.

2.4. Architecture des systèmes de chauffage et réfrigération solaires

L'évolution la plus marquante de ces dernières année concerne les changements d'échelle de l'utilisation de l'énergie solaire thermique qui pénètre de plus en plus les secteurs importants des réseaux de chaleur et de froid urbains d'une part dès leur conception pour former des réseaux de chauffage (et parfois de froid) solaires (SDH et SDHC, solar district heating and cooling), et des applications thermiques de procédés industriels d'autre part (SHIP, solar heat for industrial processes), tous alimentés par champs de CSTP. Il en résulte une baisse des coûts unitaires par kW$_{th}$ installé avec la puissance thermique des SDH et SHIP en dessous de 300 \$/kW$_{th}$ actuellement (Fig. 5, 6) et un coût actualisé de la chaleur (LCOH, levelized cost of heat) entre 4,3 et 9,2 \$/kWh$_{th}$ [17].

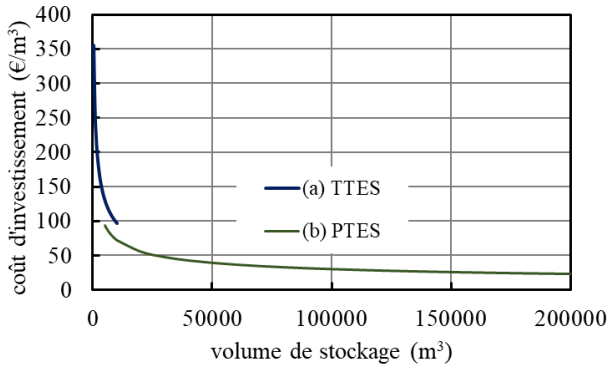

Figure 5. *Coût des stockages thermiques saisonniers* (*d'après* [17]).

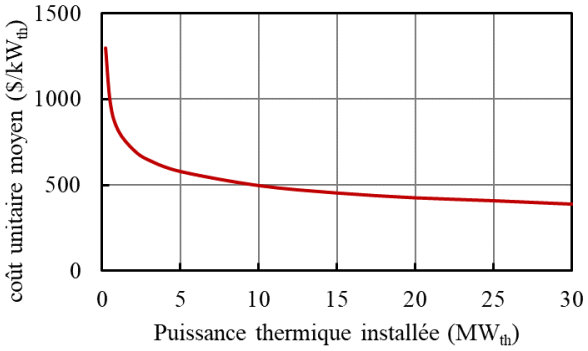

Figure 6. *Coût unitaire moyen des SDH et SHIP en Europe* (*d'après* [18]).

Les structures des grandes installations telles que les SDH et SDHC suivent l'évolution des réseaux de chaleur 4G et 5G (*cf.* 4.2) dont la flexibilité s'adapte désormais aussi aux petits réseaux décentralisés avec stockages thermiques saisonniers (Fig. 7).

Figure 7. *SDH et unité cogénération biomasse, Gråsten (Danemark).*

L'adjonction de pompes à chaleur industrielles (PAC) a généralement pour effet d'élargir le potentiel énergétique et la durée de stockage/déstockage des stockages saisonniers basse température connectés aux réseaux de chaleur et d'accroître la productivité des champs de panneaux solaires thermiques associés aux stockages ainsi que le taux de couverture solaire F_{sav}, tout en augmentant le COP des PAC [19]. De même, l'adjonction de machines à absorption solaire pour la réfrigération et le chauffage augmente simultanément la productivité solaire des champs de panneaux solaires thermiques associés aux stockages [20].

2.5. Stockage thermique massif de l'électricité

Un des grands avantages de l'énergie thermique est sa facilité de stockage en grande quantités à moindre coût. Les récentes recherches montrent l'intérêt et la faisabilité technique de stocker massivement l'électricité à bas coût dans les systèmes de stockage thermique saisonniers pour la restituer aux périodes de coûts élevés, avec une efficacité nette de 0,5 à 1, mais pouvant atteindre 1,25 entre une source chaude maintenue à 100°C et un puits froid à 15°C par la combinaison d'une PAC et d'un ORC (organic Rankine cycle) entre deux stockages thermiques sensible et latent, ou d'une seule machine ORC réversible entre deux PTES [21].

3. L'énergie solaire thermique en Europe

3.1. Pénétration du solaire thermique en Europe

3.1.1. Évolution du solaire thermique en Europe

Les progrès décrits ci-dessus sont intimement liés à la forte croissance des puissances solaires thermiques installées dans l'UE27 dans la dernière décennie (Fig. 8) pour atteindre 37,3 GW_{th} avec 53,2 Mm^2 ayant produit 36,3 TWh_{th} en 2019 (année référence ante-Covid-19) et permis d'économiser 7 $MtCO_{2éq}$ de GES, avec cependant une baisse du taux de croissance régulière due à la forte concurrence des pompes à chaleur individuelles à bas prix, des chauffe-eau thermodynamiques et des installations PV en autoconsommation [22], et de fortes disparités entre pays (Fig. 9) [23]. Le solaire thermique fournit aujourd'hui 1 % de l'énergie primaire des DHC de l'UE qui couvrent eux-mêmes 7 % de ses besoins en chaleur et froid.

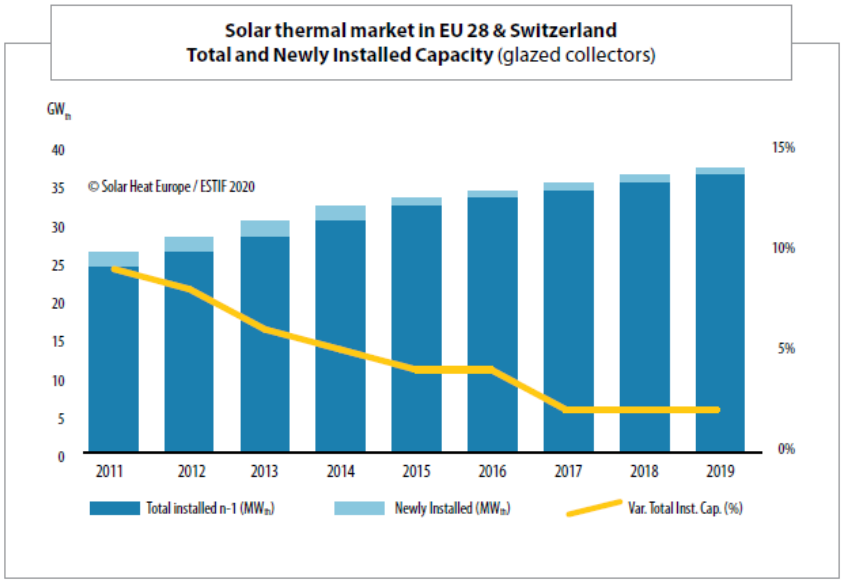

Figure 8. *Marché solaire thermique en Europe, évolution* [23]

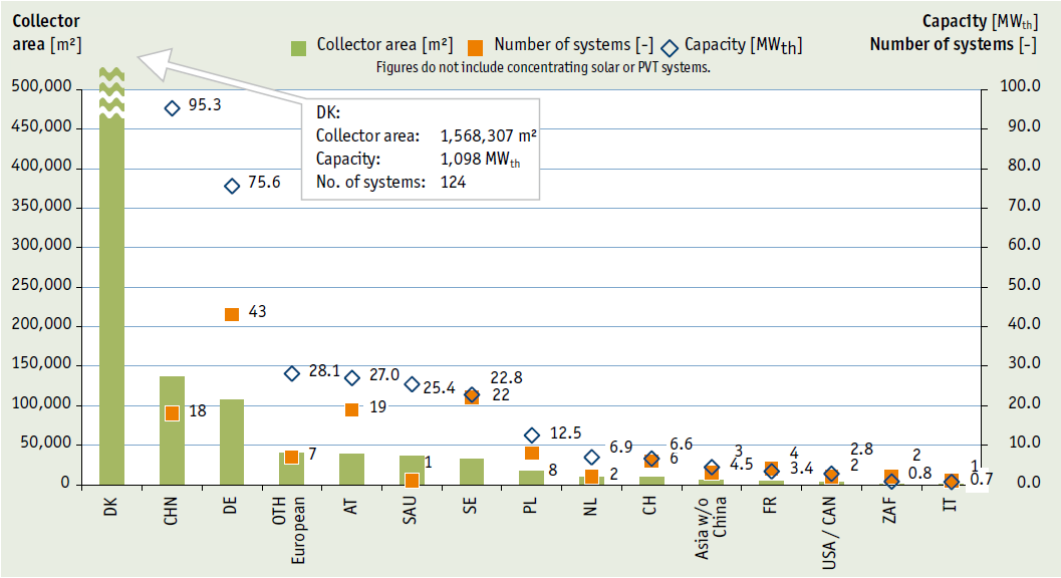

Figure 9. *SDH en Europe en 2020 (surface, capacité thermique, installations)* [23].

3.1.2. Retours d'expérience du solaire thermique au Danemark

Le Danemark a créé le premier SDH au monde (1988, Saltum, 1005 m^2, 70h kW$_{th}$) et n'a cessé depuis de développer massivement les SDH en même temps qu'il déployait les réseaux de chauffage urbains (Fig. 10) [1]. Il est de très loin le leader mondial avec 120 centrales solaires dont 108 SDH (1,9 Mm^2, 1,3 GW$_{th}$) sur les 139 SDH de l'UE et 339 centrales solaires au monde, et au 4ème rang européen par habitant (226 W$_{th}$/hab), la France se situant au 18ème rang (35 W$_{th}$/hab) pourtant bien plus ensoleillée (1641-2917 h/an) que le Danemark (1409-1811 h/an) [24].

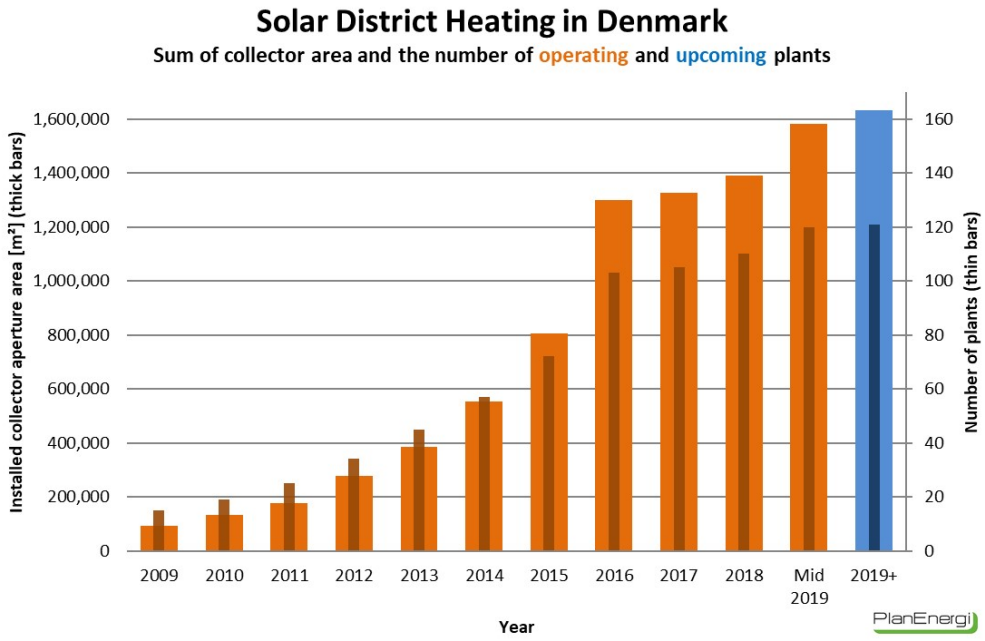

Figure 10. *SDH au Danemark, évolution (surface, installations)* [24].

L'utilisation massive du stockage thermique (en particulier saisonnier) dans les SDH se traduit par une forte productivité solaire des collecteurs solaires thermiques (350 à 500 kWh$_{th}$/m^2) et un *Fsav* très élevé (28 à 50 %) atteint par les très grands SDH. Celui de Dron-

ninglund (Fig. 11) couvre ainsi 52 % des besoins thermiques avec un PTES de 62000 m^3 chauffé par 35573 m^2 de CSTP (493 kWh_{th}/m^2 pour une irradiation solaire de 1244 kWh_{th} m^{-2} an^{-1} [25][26].

Figure 11. *SDH (devant) avec PTES (à gauche, derrière), Dronninglund, Danemark* [25].

3.1.3. Développement récent des réseaux de chaleur solaire en France

Si de nombreux SSC ont été installés ces trente dernières années en France et que le retard de celle-ci en puissance thermique solaire installée perdure (2019/2018 : F +3,3 % ; DK +9,9 % ; UE27 +2,6 %), 6 SDH se sont construits depuis celui de Balma (458 m^2, 330 kW_{th}) en 2014, dont deux intègrent un stockage important (Narbonne : 3232 m^2, 2,8 MW_{th}, TTES de 1000 m^3 ; Creutzwald : 6049 m^2, 2610 MW_{th}/an, TTES 2000 m^3).

Dans l'industrie également, devant la baisse des coûts solaires thermiques et la hausse des prix de l'énergie, plusieurs grandes installations SHIP ont vu récemment le jour, à l'aide du Fonds Chaleur ou en autofinancement, dont celle de Condat (laiterie, 4200 m^2, 3,4 MW_{th}) et d'Issoudun (malterie, 14500 m^2, 10,6 MW_{th}), laissant entrevoir un envol possible du solaire thermique industriel dans l'agroalimentaire, la papeterie, la chimie, les matériaux, etc.

3.1.4. Barrières et atouts du solaire thermique en France

Le développement de la production solaire thermique, portée par le déploiement des SDH et des SHIP dans tous les pays, s'est longtemps heurtée en France à l'absence récurrente de politique publique en faveur des réseaux de chaleur ; aux températures trop élevées des actuels réseaux de chaleur (90 à 120°C en France [27], 60-75°C au Danemark), défavorables à l'efficacité des CSTP ; au faible prix du gaz, du charbon et des taxes carbone, et à la concurrence des pompes à chaleur individuelles, pourtant souvent peu efficaces.

Les contraintes climatiques, les politiques de taxation carbone et d'élimination des émissions de GES, les hausses actuelles et durables des prix des énergies fossiles et de l'électricité, les relocalisations industrielles aussi bien que la recherche d'un approvisionnement énergétique local, écologique et économique changent complètement la donne et ouvrent de véritables perspectives au déploiement du solaire thermique dans les SDH et les SHIP en France comme en Europe.

4. Solaire thermique et systèmes énergétiques renouvelables intelligents

4.1. Couplages énergétiques et sectoriels

Les *systèmes énergétiques renouvelables intelligents* (SERI), basés d'une part sur le couplage étroit des réseaux d'électricité, de chaleur, de froid, de gaz entre eux, de la mobilité électrique et des stockages énergétiques correspondants aux échelles locales, régionales et nationales, et d'autre part sur les couplages intersectoriels (industrie, transport, habitat, agriculture) constituent l'architecture la plus efficace, écologique, économique et résiliente pour accélérer les transitions européennes et mondiales des anciens systèmes centralisés, inefficaces et fortement émetteurs de GES aux nouvelles structures énergétiques compatibles avec les objectifs de lutte contre le réchauffement climatique (Fig. 12) [28].

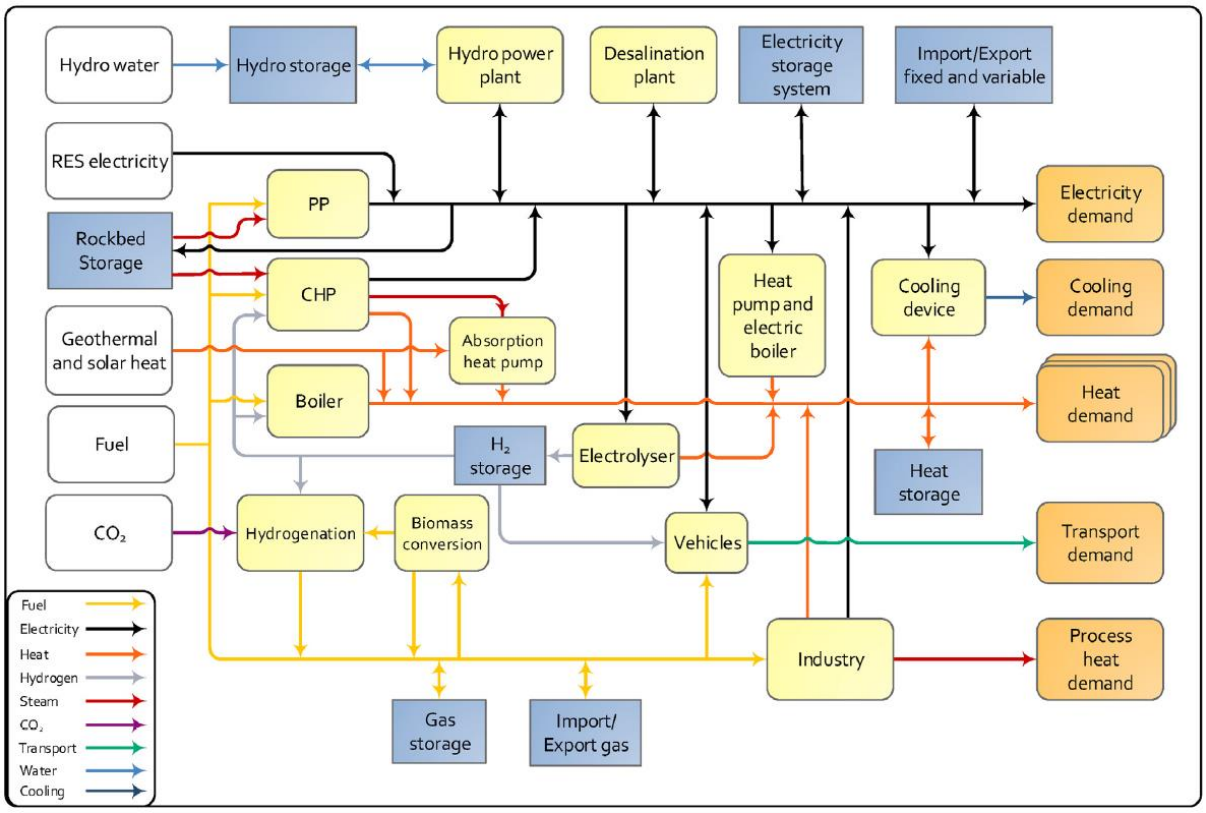

Figure 12. *Architecture des SERI* (*d'après* [28]).

Les stockages bien dimensionnés et couplés jouent un rôle fondamental dans l'efficacité économique des SERI en optimisant leur architecture et les investissements par le biais de l'efficacité, de l'élimination des unités d'appoint, les évitements des importations d'énergies fossiles (et possiblement fissiles) et leurs coûts environnementaux et sanitaires [29].

4.2. Intégration du solaire thermique dans les réseaux de chaleur-froid 4G et 5G

Les études comme les réalisations montrent que les technologies solaires thermiques des SHD et SHDC (*cf.* 2) sont extrêmement performantes lorsqu'intégrées aux SERI par l'intermédiaire des réseaux de chaleur 4G et 5G fonctionnant à basse température (aller 50-60°C, retour 25°C), seuls capables d'intégrer les sources de chaleur fatale (data center, industries, cogénération), les PAC, les renouvelables thermiques (solaire, géothermie, biomasses, biogaz) en utilisant les stockages thermiques saisonniers pour chauffer et climatiser l'ensemble des bâtiments, y compris BBC [30].

4.3. Le solaire thermique comme levier pour optimiser les transitions énergétiques

Les scénarios de transitions énergétiques régulièrement mis à jour par les groupes de recherche et par différents acteurs socio-économiques, associatifs, administratifs cherchent à tracer les voies énergétiques les plus réalistes et socialement acceptables pour répondre aux contraintes du réchauffement climatique. Dans cette perspective, il est indispensable qu'ils intègrent les transformations des structures actuelles vers celles des SERI dans lesquels les SHD, SHDC et SHIP seront les leviers d'efficacité des réseaux de chaleur et de froid 4G et 5G pour économiser les surconsommations de biomasse et de biogaz, économiser l'électricité des PAC et des électrolyseurs en renforçant leur efficacité énergétique et l'efficacité exergétique des sociétés modernes.

Le rôle du solaire thermique dans les futurs systèmes énergétiques est fortement conditionné pas leurs structures, mais aussi par l'évolution des coûts des différentes technologies de chauffage et de réfrigération, et par les prix internationaux des énergies, les politiques climatiques et de taxation, etc. Selon une étude récente de l'Université d'Aalborg, le solaire thermique pourrait représenter *a minima* entre 3 et 12 % de la production de chaleur en Europe et servir de levier pour contribuer à un approvisionnement 100 % renouvelable des réseaux de chaleur et de froid 4G et 5G intégrés aux SERI à l'horizon 2050 [31]. Dans ce sens, l'importance du gisement solaire français permet d'envisager une trajectoire plus puissante du déploiement des installations solaires thermiques pouvant atteindre 10 % de SDH dans les réseaux de chaleur d'ici 2030 et 23 à 30 % d'ici 2050, avec un taux de couverture solaire de 5 à 20 % de la chaleur industrielle.

5. Conclusions

Le choix de technologies solaires thermiques performantes et éprouvées est essentiel pour l'intégration massive, rapide et efficace du chauffage et de la réfrigération solaire dans les systèmes énergétiques modernes. Les retours d'expérience européens SHC et SHFC permettent d'envisager leur déploiement rapide vers les réseaux de chaleur 4G et 5G à même d'intégrer l'ensemble des ressources renouvelables et des chaleurs fatales dans les SERI.

Des objectifs ambitieux pour le chauffage et le froid solaires devraient être intégrer très rapidement dans les politiques européennes 2030-2050 et dans les plans de relance post-Covid-19 pour accélérer les transitions énergétiques et respecter les objectifs climatiques européens.

Références

[1] T. de Larochelambert, La chaleur et le froid dans la transition énergétique, *Congrès SFT2020* (Belfort, 9-12 juin 2020), https://doi.org/10.25855/SFT2020-133.

[2] Baromètres solaire thermique & solaire thermodynamique (éditions 2020, 2021), *EurObserv'ER*. https://www.eurobserv-er.org/.

[3] https://savosolar.com, https://www.greenonetec.com/fr/, https://www.tvpsolar.com.

[4] S. Föste *et al*., Performance and reliability of a high efficiency flat plate collector – final results on prototypes, *Int. Conf. Solar Heating & Cooling Buildings & Industry* (Freiburg, Germany, September 23-25, 2313). https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.02.007.

[5] https://dualsun.com, https://www.base-innovation.com/la-technologie-thermovoltaique-cogenair/.

[6] https://www.aalborgcsp.com/business-areas/solar-district-heating/csp-parabolic-troughs/.

[7] https://www.heliac.dk.

[8] P. Papillon, Contribution à l'amélioration de la technique du plancher solaire direct. Analyse de la solution « dalles minces » et gestion optimisée du chauffage d'appoint. Thèse de Doctorat, Université de Savoie, 1992. https://www.theses.fr/1992CHAMS018.

[9] T. de Larochelambert, Plancher solaire direct mixte à double réseau en habitat bioclimatique – Conception et bilan thermique réel, *Rev. Gén. Thermique* 34, 408 (1995) 769-786. https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00365700/.

[10] J. Glembin *et al*., Direct integration of solar heat into the space heating circuit, *Solar Energy* 131 (2016) 1-20. http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.02.032.

[11] T. Letz, Validation and background information on the FSC procedure, *IEA SHC – Task 26*, December 2002. https://task26.iea-shc.org/publications.

[12] T. Letz *et al.*, A new concept for combisystems characterization: The FSC method, *Solar Energy* 83 (2009) 1540-1549. https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.05.002.

[13] G. Achard *et al.*, Modélisation thermique des planchers chauffants. Application au système plancher solaire direct, *Rev. Gén. Thermique* 34, 378 (1993) 312-323.

[14] D. Mangold *et al*. (Solites), Seasonal thermal energy storage. Report on state of the art and necessary further R+D, *IEA SHC – Task 45*, 29 June 2015. http://task45.iea-shc.org/fact-sheets.

[15] A. Dahash *et al.*, Advances in seasonal thermal energy storage for solar district heating applications: A critical review on large-scale hot-water tank and pit thermal energy storage systems, *Appl. Energy* 239 (2019) 296-315. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.189.

[16] D. Trier *et al*., Solar District Heating Trends and Possibilities, *IEA SHC – Task 52, substask B*, June 2018. http://www.52.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/SDH-Trends-and-Possibilities-IEA-SHC-Task52-PlanEnergi-20180619.pdf.

[17] D. Sveinbjörnsson *et al*., Large storage systems for DHC networks, *Flexynets H2020 European Project, 29 November 2019*. http://www.flexynets.eu/en/Home.

[18] B. Hepp *et al*., SolarPayback & IRENA, Cost trends of solar energy for heat in industry, August 2021. https://www.solar-payback.com/.

[19] A. Hesaraki *et al*., Seasonal thermal energy storage with heat pumps and low temperatures in building projects – A comparative review, *Renew. Sust. Energy Rev.* 43 (2015) 1199-1213. http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.002.

[20] N. Perez-Mora *et al*., Solar district heating and cooling: A review, *Int. J. Energy Research* 42 4 (2018) 1419-1441. https://doi.org/10.1002/er.3888.

[21] P. Leoni *et al*., Solar DH – network hydraulics and supply points, *IEA SHC – Task 55*, September 2020. https://task55.iea-shc.org/fact-sheets.

[22] ESTIF, Solar heat markets in Europe - Trends and Market Statistics 2019 (December 2020). http://solarheateurope.eu/publications/market-statistics/solar-heat-markets-in-europe/.

[23] W. Weiss, M. Spörk-Dür, Solar Heat Worldwide Edition 2021 (Global Market Development and Trends in 2020 Detailed Market Figures 2019), *IEA SHC*, May 2021. https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2021.pdf.

[24] PlanEnergi, Solar District Heating – 1 GW Solar District Heating in Denmark, 2019. [Online]. https://planenergi.eu/activities/district-heating/solar-district-heating/1-gw-sdh-in-dk/.

[25] D. Tschopp *et al*., Large-scale solar thermal systems in leading countries: A review and comparative study of Denmark, China, Germany and Austria, *Appl. Energy* 270 (2020) 114997. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114997.

[26] Z. Tian *et al*., Large-scale solar district heating plants in Danish smart thermal grid: Developments and recent trends, *Energy Conversion and Management* 189 (2019) 67–80. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.03.071.

[27] Fedene-SNCU, Les réseaux de chaleur et de froid. Résultats de l'enquête annuelle, Edition 2021. https://www.fedene.fr/thematiques/reseaux-de-chaleur-et-de-froid/.

[28] B.V. Mathiesen *et al*., A Review of Smart Energy Projects & Smart Energy State-of-the-Art, *Report, Univ. Aalborg*, 2015. https://vbn.aau.dk/en/publications/a-review-of-smart-energy-projects-amp-smart-energy-state-of-the-a.

[29] H. Lund, Renewable heating strategies and their consequences for storage and grid infrastructures comparing a smart grid to a smart energy systems approach, *Energy* 151 (2018) 94-102. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.010.

[30] H. Lund *et al*., Perspectives on fourth and fifth generation district heating, *Energy* 227 (2021) 120520. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120520.

[31] B.V. Mathiesen, K. Hansen, The role of solar thermal in future energy systems, *IEA SHC Task 52*, Sept. 2017. https://vbn.aau.dk/en/publications/the-role-of-solar-thermal-in-future-energy-systems-country-cases-.