

6 Résultats

6.1 Effets des caractéristiques spécifiques

Dans les chapitres précédents, deux environnements de simulations ont été générés: le système solaire de référence et le concept MaxLean. Le système MaxLean a été généré en modifiant successivement le système solaire de référence. En passant en revue les résultats intermédiaires à chaque étape et en comparant les systèmes optimisés, on a pu quantifier les effets des mesures mises en œuvre

La table 14 récapitule les simulations effectuées. La lettre de la première colonne indique le changement effectué par rapport au modèle précédent (b par rapport à a, etc...).

a	Système optimisé de référence.
b	Régulation DFFC utilisée pour le chauffage des locaux.
c	Conversion à un système vidangeable.
d	Dispositif de stratification ajouté pour le circuit de chauffage des locaux.
e	Système MaxLean optimisé.

Table 14: Récapitulatif des changements successifs de la référence au système MaxLean.

	$f_{sav,therm}$	$f_{sav,ext}$	f_{si}	Q_{dp-sol}	Q_{dp-aux}	Q_{dp-sh}	Q_{dp-dhw}	$Q_{pen,45}$	Q_{aux}	W_{el}
	[-]	[-]	[-]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
a	0.403	0.356	0.356	5187	7871	-8490	-3046	43.3	8544	698
b	0.415	0.366	0.332	5297	7736	-8491	-3045	592.0	8375	703
c	0.421	0.373	0.325	5379	7668	-8489	-3045	803.1	8287	693
d	0.428	0.379	0.372	5474	7559	-8488	-3046	168.8	8180	695
e	0.430	0.379	0.382	5477	7545	-8491	-3047	3.0	8162	705

Table 15: Résultats des deux systèmes avec les modifications successives. Taux de couverture : voir 4.3. (Note du traducteur : ce paragraphe n'existe pas. Voir ce document)

Q_{dp-sol} = énergie transférée via la connexion double du réservoir pour les capteurs; Q_{dp-aux} = énergie transférée via la connexion double du réservoir par la chaudière ; Q_{dp-sh} = énergie transférée via le réservoir pour le chauffage ; Q_{dp-dhw} = énergie transférée via la connexion double du réservoir par la boucle de soutirage.

Tous les résultats de simulation ont été générés avec les mêmes dimensions du système : 800 litres de réservoir et 20 m² de capteurs. Les taux de couverture utilisés pour évaluer le comportement énergétique du système sont ceux définis au §4.3. Les deux systèmes sont comparés à un système non-solaire de référence plutôt que l'un par rapport à l'autre.

Le cas de base du système de référence (a) atteint un taux d'économie d'énergie étendu ($f_{sav,ext}$) de 35,6%. L'indicateur de taux d'économie (f_{si}) est égal à cette valeur car peu de fonctions de handicap sont utilisées.

Le premier changement (a->b) concerne la régulation du chauffage des locaux. Après le changement d'une régulation par le contrôle de la température d'alimentation à une régulation par le contrôle du débit, le taux d'économie d'énergie est passé à 36,6% tandis que l'indicateur de taux d'économie baisse à 33,2%. Le taux $f_{sav,ext}$ est plus élevé de 2,8% que la référence (a) tandis que le f_{si} est plus bas de 6,7% à cause des fonctions de handicap incluses. Le taux d'économie d'énergie étendu est dû à l'abaissement de la température de retour du système de chauffage des locaux. Ceci conduit à une plus grande efficacité de la chaudière à condensation et de la boucle solaire. La hauteur du piquage pour le chauffage est celle optimisée pour le système de référence à contrôle de la température d'alimentation. Il y a là une possibilité d'optimisation à exploiter plus tard.

L'étape suivante (b->c) a été la conversion vers un système vidangeable (drainback) en supprimant l'échangeur et en changeant le fluide caloporteur par de l'eau. Comme montrée par la table 15, ce changement induit un taux d'économie d'énergie de 1,9% (par comparaison au système à contrôle du débit) et l'indicateur d'économie d'énergie baisse de 2,1%. La consommation de gaz baisse de 88 kWh, mais l'énergie ajoutée par les fonctions de handicap est de 211 kWh pour non respect des exigences de température d'eau sanitaire.

Le système MaxLean comprend l'implantation d'un dispositif de stratification pour le flux de retour du chauffage (c->d). Une comparaison honnête ne peut pas être effectuée dans ce cas car le niveau du piquage pour le flux de retour du chauffage n'était pas ajustée à la nouvelle régulation. Si une évaluation du dispositif de stratification doit être faite, la hauteur du piquage doit être optimisée avant de comparer les résultats.

La dernière ligne de la table 15 montre les résultats obtenus avec le système MaxLean optimisé. Ces valeurs peuvent être comparées avec les résultats de la première ligne concernant le système de référence.

La consommation de gaz du système MaxLean est de 382 kWh inférieure à celle du système de référence. La différence au niveau du double port 3 – c'est-à-dire le flux d'appoint- est de 326 kWh. Ceci signifie que le système MaxLean est légèrement meilleur que le système de référence grâce à la température de retour plus faible. Ceci est obtenu grâce à une meilleure stratification dans le réservoir. La différence de 290 kWh au niveau du double port 1 (boucle solaire) montre que le taux d'énergie fournie par les capteurs avec le système vidangeable est meilleur que celui de référence. La différence de taux d'économie d'énergie est supérieur de 6,5% et la différence de l'indicateur de taux d'économie est de 7,3%.

La comparaison des systèmes a montré que leurs réalisations respectives conduisent à une amélioration du comportement énergétique et à une baisse de l'indicateur de taux d'économie. Avec le système MaxLean optimisé, les fonctions de handicap peuvent être réduites à un minimum sans dégrader la performance énergétique.

6.2 Optimisation économique des dimensions du système

Pour l'optimisation économique du système, deux critères ne sont pas pris en compte : Le volume du réservoir et la surface des capteurs.

Le volume du réservoir a été fixé à 800 l et la surfaces des capteurs varie selon les systèmes. L'objectif de ce chapitre est de trouver les meilleures valeurs des paramètres dans le cas d'un bâtiment avec une demande de 60 kWh/m².an à Zurich. Naturellement, on peut obtenir de plus grandes économies avec une surface de capteurs plus grande. Cependant, ce n'est pas une solution économique. Dans les cas extrêmes, ce n'est pas non plus une solution écologique, car une grande surface de capteurs implique une grande quantité de matériaux avec un impact négatif sur l'environnement et les ressources. C'est pourquoi un nouveau critère au-delà et au-dessus de la meilleure performance énergétique a été introduit. Ce critère est une évaluation des coûts et des bénéfices d'une installation solaire combinée. La prochaine section décrit son utilisation et son élaboration.

6.2.1 Fonction objectif

La description mathématique d'un critère d'optimisation est appelée un fonction objectif. Dans ce chapitre, on décrit la fonction objectif utilisée pour dimensionner le système MaxLean. Si un investissement est considéré comme faisable économiquement (c'est-à-dire qu'il permet un rapport ou des économies d'argent), ceci constitue un critère logique d'optimisation. Cependant, si un investissement n'est pas économiquement faisable, l'objectif pour faire l'investissement ne coule pas de source. Egalement, le critère utilisé pour optimiser l'investissement n'est pas évident. Une personne qui décide d'investir dans un système solaire n'en attend pas nécessairement un retour sur investissement, car sinon, la meilleure réponse économique serait de ne pas faire l'investissement. Pour cela, le critère choisi n'est pas d'économiser de l'argent. Il est supposé que le critère est d'économiser de l'énergie. Ce choix est quelque peu arbitraire. Un meilleur choix serait

de prendre l'impact sur l'environnement plutôt que les économies d'énergie. L'économie d'énergie primaire est choisie pour refléter ce bénéfice. C'est un choix pratique et transparent. Les données pour l'estimation de l'énergie incorporée sont disponibles et, même s'il y a débat, les facteurs de conversion de l'énergie finale vers l'énergie primaire sont également connus. Du fait du lien des émissions de CO₂ avec l'énergie primaire, les résultats sont significatifs de l'impact sur l'environnement. Cependant, la minimisation de la consommation d'énergie primaire ignore que l'argent est une ressource limitée et il en résulterait un système surdimensionné et non économique. Il faut trouvé un compromis entre les économies d'énergie et les économies financières. Si le bénéfice doit être optimiser par rapport au coût supplémentaire induit, l'objectif est de minimiser la rapport coût-bénéfice. A partir de ces considérations, la fonction objectif à minimiser est le rapport des coûts additionnels annuels (comparés à un système de référence) sur les économies d'énergie résultantes du système combiné.

$$\text{objectif} = \min \frac{\text{coûts additionnels}}{\text{économies d'énergie primaire}} \quad \text{Eq. 1}$$

Les deux sections suivantes décrivent comment les deux termes respectifs du rapport sont déterminés.

6.6.1.1 Coût supplémentaire annuel

Le coût supplémentaire annuel d'un système solaire combiné est la somme des investissements, éventuellement échelonnés sur la durée de vie économique de l'installation, et les coûts de fonctionnement sur la période considérée, moins les coûts de fonctionnement du système de référence. C'est donc la différence entre un système avec un ajout solaire et une référence de système non solaire.

La somme des coûts d'investissement et de fonctionnement sur une période considérée est les coûts annuels des systèmes solaires combinés. Il sont calculés selon une méthode d'annuités. Il est donc nécessaire de connaître l'investissement et le coût de fonctionnement.

Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement des systèmes solaires combinés dépendent de leur dimension qui sont le point de recherche de ce chapitre. Pour cela, une fonction de coût des systèmes solaires combinés est nécessaire. Les parties essentielles sont :

- le réservoir combiné
- le champ de capteurs
- les coûts d'installation
- la maintenance

Le réservoir solaire combiné

Des données de "Marktübersicht Solarspeicher" [10] ont été analysées pour fournir des données de coût en fonction du volume des réservoirs combinés. La base de données contient environ 1000 enregistrements de réservoir solaires. Les prix sont hors taxes et constatés en Allemagne. Comme la technique des réservoirs sans pression n'est pas très répandue, peu d'enregistrements dans cette base concernent ce type de réservoirs. C'est pourquoi cette distinction n'est pas prise en compte. Les critères de sélection sont les suivants :

- Réservoir combiné
- Pas de type réservoir d'ECS immergé (tank-in-tank)
- Comprenant des dispositifs de stratification
- Sans brûleur ni accessoires de chauffage

De plus, lorsque les dessins étaient fournis, les conceptions exotiques ont été éliminées. Les données restantes ont permis de tracer un graphique du coût en fonction du volume (voir la figure 11). Une courbe de tendance sur ces points est explicitée par l'équation exponentielle du coût spécifique des réservoirs combinés.

$$f(V_{\text{Store}}):c_{\text{store,specific}} = 3347.4V_{\text{store}}^{-0.3464} \quad \text{Eq. 2}$$

$c_{\text{store,specific}}$ [€/m³] Coût spécifique du réservoir combiné
 V_{store} [m³] volume de stockage

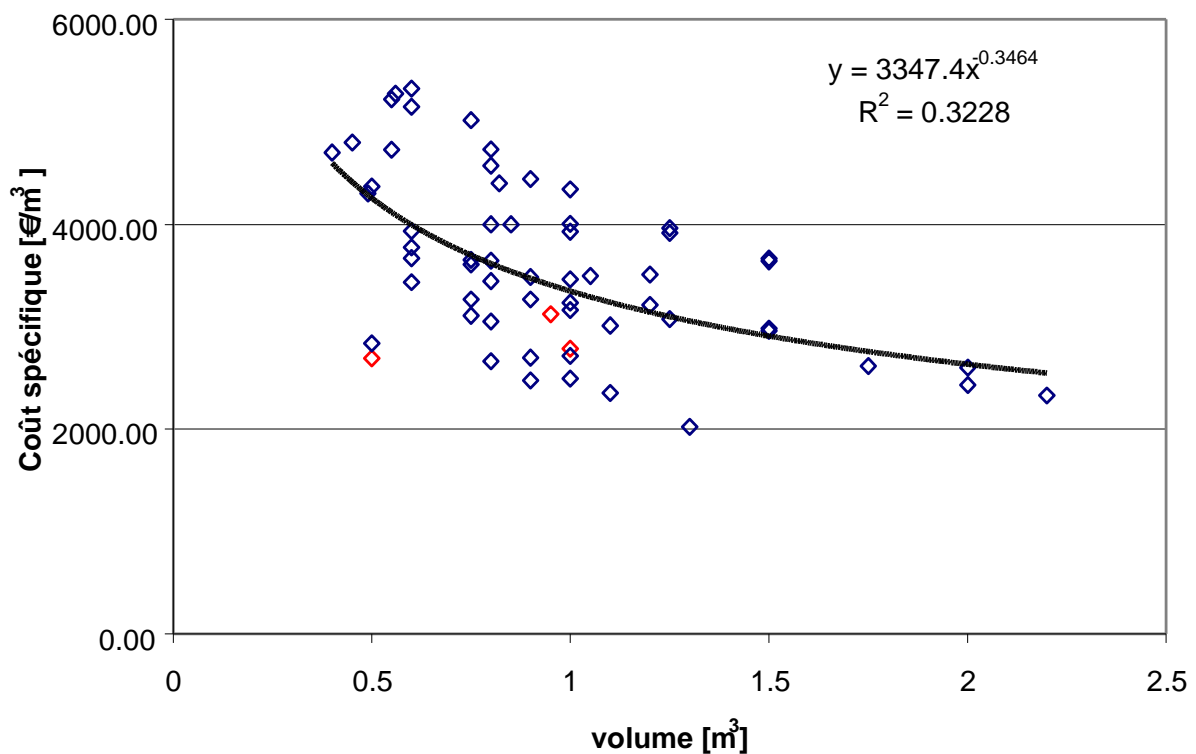


Figure 11: coût spécifique des réservoirs solaires combinés

Les points rouges sur le graphique représentent les réservoirs non pressurisés. Tous ceux-ci sont sous la courbe de tendance. A l'exception du réservoir ROTEX de 500 l réalisé en polypropylène (point rouge le plus à gauche sur le graphique), les réservoirs non pressurisés comportent des accessoires intégrés coûteux. La position des points rouges confirme l'hypothèse que les réservoirs non-pressurisés tendent à être moins coûteux. Malgré cela, la courbe de tendance a été retenue pour évaluer le coût du réservoir. Il est important de garder à l'esprit que le coût total du réservoir a été considéré. Ceci a été fait malgré le postulat de considérer uniquement le coût additionnel. Cette approche est pénalisante. Elle est justifiée lorsque le réservoir vient à la place d'un réservoir existant neuf. Cependant, il peut venir remplacer un réservoir partiellement amorti. Dans le cas d'une nouvelle installation sans chauffage solaire, un nouveau réservoir neuf aurait dû être acheté. Dans ce cas, c'est la différence de coût qu'il faudrait prendre en considération à la place du prix total du réservoir combiné.

Capteurs solaires

Le coût des capteurs solaires provient du SPF InfoCD 2004. Ce disque contient une base de données des capteurs testés à l'institut. Les capteurs ont été sélectionnés parmi les capteurs plats à revêtement sélectif et le prix moyen a été calculé.

$$C_{\text{collector,average}} = \sum_{i=1}^n C_{\text{collector},i} / i \quad \text{Eq. 3}$$

Le coût moyen des capteurs plans à revêtement sélectif est de 309 €/m².

Coûts d'installation

Selon le NEGST [3], le coût d'installation en Allemagne est de 2150 €. Ces coûts sont hors TVA. En ajoutant la TVA (calculée à 19 % pour l'Allemagne), on établit la formule suivante :

$$I_0 = 2559 + C_{\text{Area}} * 368 + 3983.4 * V_{\text{Store}}^{0.6536} \quad \text{Eq. 4}$$

I_0 [€] investissement
 C_{Area} [m²] Surface des capteurs
 V_{Store} [m³] Volume de stockage

Coûts de fonctionnement

Les coûts de fonctionnement comprennent le combustible et la maintenance. La maintenance est en général comprise avec celle de la chaudière et est facturée à un prix fixe de 30 €/an pour la part spécifique au système solaire. Les coûts de l'énergie sont supposés être de 5,8 c€/kWh pour le gaz naturel et 14,5 c€/kWh pour l'électricité. Ces valeurs sont représentatives pour l'Allemagne en 2007. La durée de vie est estimée à 20 ans. C'est une durée typique pour les systèmes solaires. Le taux d'augmentation durant la durée de vie est supposé de 0,3%/an pour l'électricité et de 1,3%/an pour le gaz pour la période 2000-2030 [13]. A cause de la forte incertitude sur l'évolution du prix de l'énergie, une étude de sensibilité a été effectuée.

Les coûts de fonctionnement dépendent des coûts de l'énergie. On suppose une augmentation constante des prix de l'énergie pendant la période considérée. Ainsi, les coûts de l'énergie peuvent être calculés en moyenne annuelle avec un coefficient pour l'actualisation du coût de l'énergie [14]. Avec cette information, le coût annuel s'exprime par :

$$AN = -aI_0 + B \quad \text{Eq. 5}$$

$$a = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad \text{Eq. 6}$$

$$B = Q_{\text{gas}} * 0.058 * m_{\text{gas}} + W_{\text{el}} * 0.145 * m_{\text{el}} + 30 \quad \text{Eq. 7}$$

$$m = \frac{\frac{I_0}{1+i} + \frac{i-e}{1+e} \frac{I_0}{1+i} - 1}{\frac{i-e}{1+e} \frac{I_0}{1+i} * 1 + \frac{i-e}{1+e} \frac{I_0}{1+i}} * a \quad \text{Eq. 8}$$

AN [€]	dépense annuelle moyenne
a [-]	facteur d'annuité
i [-]	taux d'intérêt
n [years]	durée de vie
e [-]	croissance du coût de l'énergie (ajustée de l'inflation)
I_0 [€]	investissement
B [€]	coût annuel de fonctionnement
m_{el} [-]	coefficient pour l'actualisation du coût de l'électricité
m_{gas} [-]	coefficient pour l'actualisation du coût du gaz

Les coûts additionnels annuels sont :

$$\text{additionalyearlycost} = AN - B_{\text{ref}}$$

6.6.1.2 Economies d'énergie primaire

Les **économies annuelles d'énergie primaire** sont calculées à partir de la différence de consommation entre le système solaire et le système de référence non solaire.

$$E_{\text{prim,sav}} = E_{\text{prim,ref}} - E_{\text{prim,MaxLean}} \quad \text{Eq. 9}$$

La consommation de combustible doit être convertie en consommation d'énergie primaire avec les facteurs $f_{P,\text{gas}}$ and $f_{P,\text{el}}$, chacun défini dans la norme DIN 4701-10: Energetische Bewertung heiz- und raumluft- technischer Anlagen ($f_{P,\text{gas}} = 1.1$; $f_{P,\text{el}} = 3$). Pour obtenir la valeur annuelle de l'énergie intrinsèque dans le système solaire, le montant total est divisé par la durée de vie, qui est aussi la période considérée (soit 20 ans dans ce cas).

$$E_{\text{prim,ref}} = W_{\text{el,ref}} * f_{P,\text{el}} + Q_{\text{gas,ref}} * f_{P,\text{gas}} \quad \text{Eq. 10}$$

$$E_{\text{prim,MaxLean}} = W_{\text{el,MaxLean}} * f_{P,\text{el}} + Q_{\text{gas,MaxLean}} * f_{P,\text{gas}} - E_{\text{emb}} / 20 \quad \text{Eq. 11}$$

$W_{\text{el,ref}}$ [kWh] Consommation d'énergie auxiliaire (électricité) par le système de référence
= 661.2 kWh

$Q_{\text{gas,ref}}$ [kWh] Consommation de combustible par le système de référence
= 14312 kWh

L'énergie incorporée peut être répartie entre le réservoir et les capteurs (les canalisations sont incluses dans le terme capteurs)

$$E_{\text{emb}} = E_{\text{emb,store}} + E_{\text{emb,coll}} \quad \text{Eq. 12}$$

$$E_{\text{emb,store}} = V_{\text{steel}} * \rho_{\text{steel}} * E_{\text{spec,steel}} + V_{\text{insulation}} * \rho_{\text{insulation}} * E_{\text{spec,insulation}} \quad \text{Eq. 13}$$

$$E_{\text{emb,coll}} = E_{\text{emb,coll,spec}} * C_{\text{Area}} \quad \text{Eq. 14}$$

$$V_{\text{steel}} = 0.01 \left(d_s^2 \frac{\pi}{2} + d_s h_s \pi \right) \quad \text{Eq. 15}$$

$$V_{\text{insulation}} = 0.15 \left((d_s + 0.3)^2 \frac{\pi}{2} + d_s h_s \pi \right) \quad \text{Eq. 16}$$

$E_{\text{emb,coll,spec}}$ [kWh/m²] Énergie intrinsèque spécifique du capteur
= 250

d_s [m] Diamètre du réservoir

h_s [m] Hauteur du réservoir

matériau	densité [kg/m ³]	énergie intrinsèque spécifique [MJ/kg]
tôle d'acier	7850	27.10
Isolation en PUR	30	97.70

Table 16: propriétés des matériaux utilisées pour le calcul de l'énergie intrinsèque [15]

La fonction objectif suivante résulte de la formule pour calculer le coût additionnel annuel et les économies d'énergie primaire :

$$\text{fonction objectif} = \min \frac{a * I_0 + B_{\text{MaxLean}} - B_{\text{ref}}}{E_{\text{prim,sav}}} \quad \text{Eq. 17}$$

6.2.2 Résultats du dimensionnement

Le dimensionnement du système MaxLean a été calculé avec GenOpt. Le point initial pour le dimensionnement était un réservoir de 800 l et une surface de capteurs de 12 m².

L'augmentation du prix de l'énergie a été défini à 1,3 pour le gaz et 0,3% pour l'électricité.

La figure 12 montre les résultats du premier dimensionnement avec la fonction objectif définie précédemment. Le système optimisé résultant a un volume de stockage de 700 l et

une surface de capteurs de 10 m². Il économise 4712,25 kWh d'énergie primaire par an. Le coût additionnel est de 365.51 €/a. Pour être complet, une simulation supplémentaire a été conduite avec une fonction objectif minimisant le coût additionnel, sans considération des économies d'énergie, c'est-à-dire que l'objectif était de minimiser l'annuité AN (optimisation de l'annuité, figure 12). Ceci conduit à un système sérieusement réduit qui coûte 277,25 €/an en additionnel et qui économise 2676,34 kWh/an d'énergie primaire. Un tel système a un réservoir de 425 l et une surface de 3,7 m².

Chaque point du graphique représente une simulation avec un volume et une surface déterminés. Une courbe de tendance polynomiale peut être ajoutée indiquant le plus petit rapport entre le coût additionnel et l'économie d'énergie primaire pour un ensemble donné de systèmes changeant de dimensions. Plus les points sont proche de cette ligne, meilleure est l'adéquation entre le volume du réservoir et la surface de capteur.

Le coût additionnel minimal pour le meilleur bénéfice est obtenu en traçant une tangente au polynôme passant par l'origine.

Cette optimisation a été calculée avec différents taux d'augmentation du coût de l'énergie. Le résultat est présenté sur la figure 13.

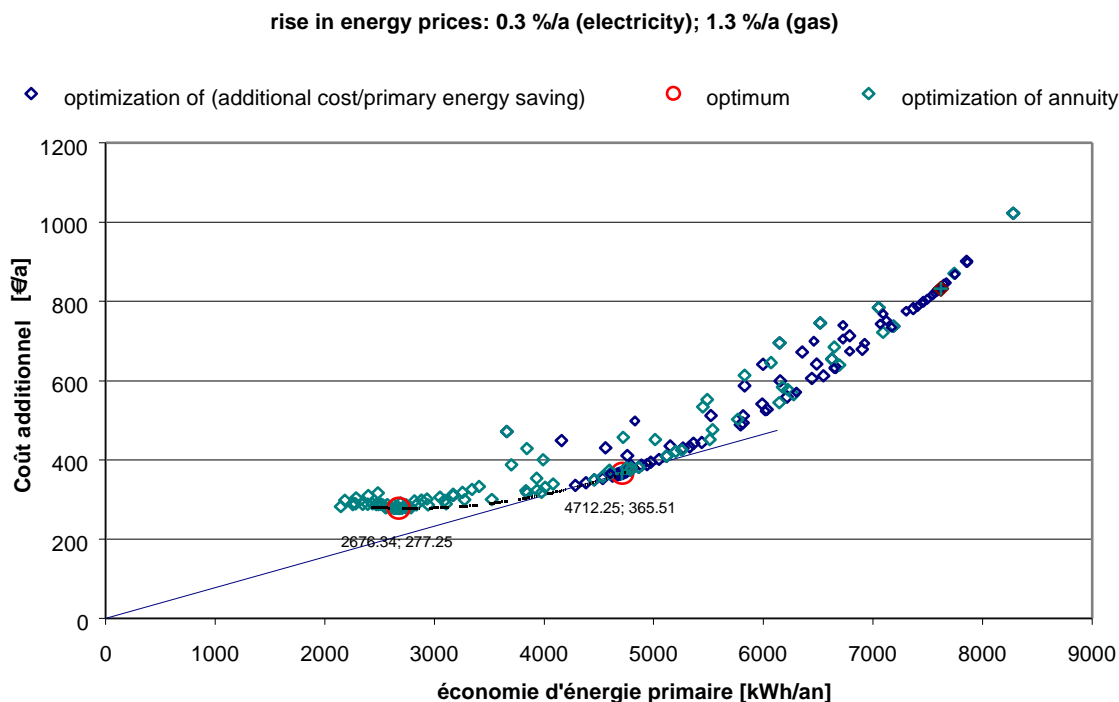


Figure 12: Dimensionnement du système MaxLean avec différentes fonctions objectif ($a_{el} = 0.3\ %/a$; $a_{gas} = 1.3\ %/a$)

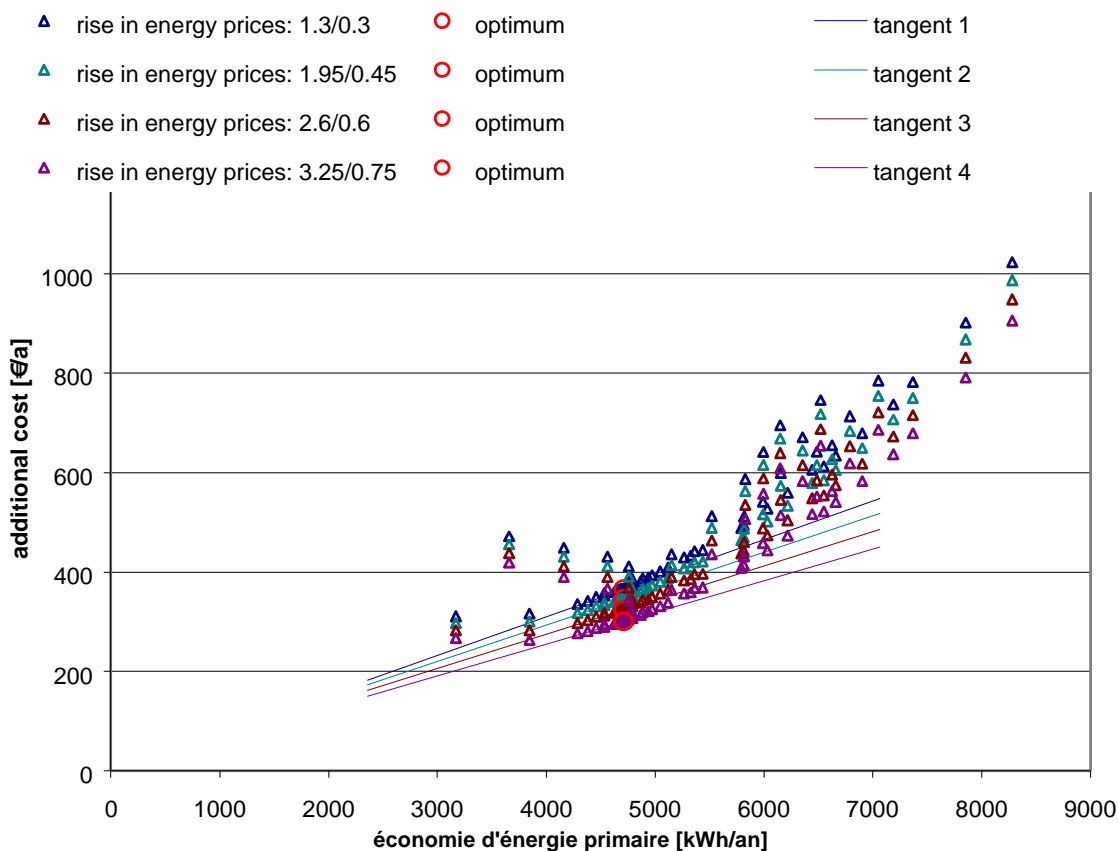


Figure 13 : Dimensionnement du système MaxLean avec différentes augmentations du coût de l'énergie

La figure 13 montre l'analyse de la sensibilité. L'augmentation du prix du gaz variait de 1,3 à 3,25% par an, le prix de l'électricité de 0,3 à 0,75%/an, ce qui est un choix conservatoire. La table 17 montre les résultats pour les dimensions du système pour le meilleur rapport coût additionnel/bénéfice pour les taux respectifs d'augmentation du prix de l'énergie.

$e_{el/gas}$	I_0	B_{sol}	B_{ref}	AN	$E_{prim,sav}$	$\frac{ANB_{ref}}{E_{prim,sav}}$	V_{Store}	C_{Area}
[%]	[€]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[kWh/a]	[-]	[m ³]	[m ²]
0.3/1.3	9382.58	774.99	1039.98	1405.51	4712.25	0.0776	0.700	9.97
0.45/1.95	9382.58	818.87	1103.93	1449.38	4712.25	0.0733	0.700	9.97
0.6/2.6	9382.58	866.27	1173.06	1496.77	4712.25	0.0687	0.700	9.97
0.75/3.25	9382.58	917.51	1247.83	1548.01	4712.25	0.0637	0.700	9.97

Table 17: Résultats du dimensionnement du système

Dans la plage étudiée des prix de l'énergie, les résultats du dimensionnement sont les mêmes pour tous les systèmes : 700 l et 10 m² de surface de collecteurs.

Cela signifie que dans la plage étudiée, le dimensionnement du volume du réservoir et de la surface des capteurs est indépendante de l'augmentation du prix de l'énergie- ce qui est un résultat surprenant. Il faut noter que la taille des pas de GenOpt est limitée, ce qui explique qu'on obtient exactement le même résultat pour tous les différents taux d'augmentation des prix. Bien que ce résultat soit surprenant, il est illustré par la figure 13 : les différentes courbes sont situées à différents niveaux (de coût additionnels), mais plus le niveau est élevé, plus la courbe est inclinée. En conséquence, les points représentant les meilleurs rapports coût/bénéfice sont situés les uns au-dessus des autres. Ils représentent des systèmes qui ont la même taille et qui économisent la même quantité d'énergie.

7 References

- [1] Heimrath R., Haller, M., 2007: Project Report A2 of Subtask A, the Reference Heating System, the Template Solar System, A Report of the IEA-SHC Task 32, <http://www.iea-shc.org/outputs/task26/>
- [2] Vogelsanger, P., et al., 2006: Summary Report on today's system technology, a report of NEGST, http://www.swt-technologie.de/NEGST1_D1.pdf
- [3] Haberl, R., 2007: Simulations of innovative storage concepts, diploma thesis, 2007, University of applied sciences Ulm, Institut für Solartechnik, Rapperswil
- [4] Bokhoven, T.; Cotton, N.; Drück, H.; Pilgaard, O.; Stryi-Hipp, G.; Weiss, W.; Wittwer, V.; 2006: Solar Thermal Vision 2030, Vision of the usage and status of solar thermal energy technology in Europe and the corresponding research topics to make the vision reality, first version of the vision document for the start of the European Solar Thermal Technology http://esttp.org/cms/upload/pdf/Solar_Thermal_Vision_2030_060530.pdf
- [5] Weiss, W. (ed.), 2003: Solar heating systems for houses, a design handbook for solar combisystems. James & James, London
- [6] Bony, J.; Renoult, O.; Dind, P.; 1999 : Installations solaires combines pour villas : optimisation eau chaude, chauffage et climatisation
- [7] Marty, H., Vogelsanger, P., 2007: Inexpensive inlet stratifier – Experiments with vertical plates at the inlet port of water heat stores for temperature stratification. <http://www.solarenergy.ch>
- [8] Vogelsanger, P., Marty, H., 2007: Experiments with vertical pates for temperature stratification in a heat storage tank. <http://www.solarenergy.ch>
- [9] Poretti, M., 2006: Direct feed flow controlled solar combisystem with non-pressurized storage – a simulation case, Diploma thesis WS 05/06, Institute of Energy Technology, Federal Institute of Technology, ETHZ Zürich; SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil. <http://www.solarenergy.ch/publ/systeme/DA-MartinoPoretti.pdf>
- [10] Hube, W.; Wittwer, C.; Buschmann, S., 2002: Rücklauftemperatur der Heizung als Zustandsindikator solarer Gebäude – Systemoptimierung durch Rücklauftemperatur-Begrenzung, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
- [11] Haller, M., 2006: Type 269 Boiler Model Version 1.13, Fortran code
- [12] Hüttmann, M., et al., 2007: Marktübersicht Solarspeicher 2007, solid GmbH, Fürth
- [13] Schulz, W., et al., 2005: Energiereport IV, Die Entwicklung der Märkte bis zum Jahr 2030, Prognos AG, Köln, Basel, http://www.prognos.ch/pdf/Energiereport%20IV_Kurzfassung_d.pdf
- [14] Müller, A., 1992: RAVEL zahlt sich aus; Bundesamt für Konjunkturfragen; RAVEL Bern
- [15] Hanke, S., et al., 2007: Schweizer Energiefachbuch 2007, KünzlerBachmann Medien AG, St.Gallen